

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL MODELADO Y
SIMULACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ANTE
GRANDES PERTURBACIONES**

CARLOS RODRÍGUEZ SIERRA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA

2007

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL MODELADO Y
SIMULACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ANTE
GRANDES PERTURBACIONES**

CARLOS RODRÍGUEZ SIERRA

Tesis de grado para optar al título de Magister en Ingeniería

Director

HERMANN RAÚL VARGAS TORRES

Doctor Ingeniero Electricista

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA

2007

RESUMEN

TÍTULO: HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL MODELADO Y SIMULACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ANTE GRANDES PERTURBACIONES*

AUTOR: CARLOS RODRÍGUEZ SIERRA**

PALABRAS CLAVES: Estabilidad, sistemas de potencia, herramientas computacionales, métodos de integración numérica, MATLAB.

DESCRIPCIÓN:

La estabilidad de un sistema de potencia puede definirse como la capacidad de éste, ante unas condiciones iniciales de operación, de recuperar un estado de operación aceptable ante una perturbación específica. Las herramientas de análisis más importantes en este contexto son los programas para simulación en el dominio del tiempo. Esta tesis está relacionada con el mejoramiento de la herramienta HAGP. Este programa simula transitorios electromecánicos en sistemas de potencia utilizando la regla trapezoidal. Las limitaciones de HAGP son el tamaño de los sistemas que pueden simularse y el tipo de elementos que se pueden modelar.

El objetivo de esta tesis era el de extender el campo de aplicación de HAGP con el fin de simular sistemas de mayor dimensión y cubrir un rango más amplio de estudios de estabilidad. Para cumplir este objetivo, se modificó el algoritmo numérico y se incluyeron nuevos modelos. El algoritmo numérico fue modificado en dos aspectos. Primero, se mejoró la eficiencia del cálculo del jacobiano utilizando las funciones de MATLAB para manejo de matrices dispersas y operaciones matriciales. Segundo, se implementó una técnica de variación del tamaño del paso con base en el número de iteraciones del método de Newton. Las modificaciones al algoritmo numérico posibilitan la simulación de sistemas de gran dimensión y dinámicas de largo plazo dado que el paso de integración se ajusta automáticamente dependiendo de la escala de tiempo. Finalmente, se implementaron modelos de HVDC, FACTS, cargas dinámicas y redes de secuencia. Esto permite la aplicación de HAGP en una variedad más amplia de análisis tales como estabilidad de tensiones y fallas desequilibradas.

La tesis incluye ejemplos de validación de la herramienta HAGP. Además, se presentan casos de estudio para demostrar la aplicación de HAGP a varios tipos de análisis dinámico en sistemas de potencia.

*Tesis de maestría.

**Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Hermann Raúl Vargas Torres.

ABSTRACT

TITLE: SOFTWARE TOOL FOR THE MODELLING AND SIMULATION OF LARGE DISTURBANCES IN POWER SYSTEMS*

AUTHOR: CARLOS RODRÍGUEZ SIERRA**

KEY WORDS: Stability, Power Systems, Computational Tools, Numerical Integration Methods, MATLAB.

DESCRIPTION:

Power system stability can be defined as the ability of a power system, under certain initial operating conditions, to recover an acceptable state of operation after being subjected to a specific disturbance. The most important analytical tools for stability analysis of power systems are computer programs for time domain simulation. This thesis deals with the enhancement of the software tool HAGP, developed in MATLAB. This is a computer program for simulation of electromechanical transients in power systems using the trapezoidal rule as the numerical integration algorithm. Limitations inherent to HAGP are the size of the systems that can be simulated and the type of elements that can be modeled.

The objective of this thesis was to extend the range of application of HAGP in order to simulate systems of larger sizes and cover a wider range of stability studies. To achieve these objectives the numerical algorithm was modified and new models of dynamic elements were introduced. The numerical algorithm was modified in two senses. First, the jacobian computation was performed more efficiently by exploiting MATLAB functions for handling sparse matrices and matrix operations. Second, a step-size control algorithm was implemented, based on the number of iterations of the Newton method. Modifications to the numerical algorithm allow simulating large scale systems and long term dynamics since the step-size is automatically adjusted depending on the time scale. Finally, models of components such as HVDC links, FACTS devices, dynamic load models and sequence networks were implemented. This enables the HAGP tool to be applied in an extended variety of analysis such as voltage stability and unbalanced faults.

The thesis includes examples intended to validate HAGP. Besides, study cases are presented to demonstrate the application of HAGP to several types of dynamic analyses in power systems.

*Master Thesis.

**School of Electrical Engineering. Hermann Raúl Vargas Torres.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por haberme formado durante estos años como Ingeniero y como Ser Humano.

A la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones por haberme otorgado la beca que hizo posible culminar mis estudios de maestría.

Al profesor Hermann Raúl Vargas, director del proyecto, por sus valiosos aportes y su amistad.

A mis amigos de siempre por su apoyo incondicional y a quienes en la maestría pasaron de ser compañeros a amigos.

*A mis viejos, Néstor y Maritza, lo **más grande** que la vida me dió*

Frecuentemente digo que cuando puedes medir eso de lo que hablas, y expresarlo en números, sabes algo acerca de ello; pero cuando no lo puedes expresar en números, tu conocimiento es pobre e insatisfactorio.

Lord Kelvin

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Organización del documento	3
2. El fenómeno de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia	4
2.1. La estabilidad de sistemas de potencia	4
2.2. Clasificación de los problemas de estabilidad	5
2.2.1. Estabilidad de ángulo	7
2.2.2. Estabilidad de frecuencia	8
2.2.3. Estabilidad de tensiones	8
2.3. Reseña histórica de los problemas de estabilidad	9
2.4. Herramientas computacionales para simulación de sistemas de potencia	10
3. Métodos de integración numérica y su aplicación a sistemas de energía eléctrica	13
3.1. Métodos lineales	13
3.1.1. Introducción	13
3.1.2. Estabilidad numérica	18
3.1.3. Método predictor-corrector	20
3.1.4. Aplicación a sistemas de ecuaciones	21
3.2. Métodos no lineales y métodos híbridos	25
3.3. Aplicación al análisis dinámico de sistemas de energía eléctrica	26
3.3.1. Solución particionada con integración explícita	27
3.3.2. Solución simultánea con integración implícita	27
3.3.3. Algoritmos implementados en programas de uso común	28
3.3.4. Algoritmo implementado en la herramienta HAGP	29

4. Modificaciones a la herramienta HAGP	31
4.1. Mejoras al algoritmo de integración numérica	31
4.1.1. Cómputo del jacobiano	32
4.1.2. Algoritmo para variación del paso de integración	33
4.1.3. Comparación de tiempos de simulación	35
4.2. Nuevos modelos implementados	36
5. Resultados numéricos	38
5.1. Introducción	38
5.2. Validación	38
5.2.1. Caso máquina barra infinita, modelo clásico	38
5.2.2. Caso máquina barra infinita, efecto del sistema de excitación	39
5.2.3. Caso máquina barra infinita, fallas desequilibradas	39
5.2.4. Sistema de dos áreas, sistemas de excitación DC	49
5.2.5. Sistema de dos áreas, sistema de excitación estático	49
5.2.6. Sistema de dos áreas, sistema de excitación estático con estabilizadores	49
5.2.7. Sistema de 10 máquinas	55
5.2.8. Análisis de resultados	55
5.3. Casos de estudio	61
5.3.1. Determinación del tiempo máximo de despeje de falla en los circuitos de conexión de una central generadora	61
5.3.2. Efecto del sistema de excitación en el amortiguamiento de las oscila- ciones electromecánicas	62
5.3.3. Separación de un sistema en islas	67
5.3.4. Ajuste de los parámetros del gobernador de una planta hidráulica	69
5.3.5. Estabilidad de tensiones de corto plazo	69
5.3.6. Estabilidad de tensiones de largo plazo	69
5.3.7. Aplicación del compensador estático de potencia reactiva SVC	76
5.3.8. Aplicación del compensador estático síncrono STATCOM	76
5.3.9. Sistema con enlace en corriente continua HVDC	76
5.3.10. Deslastre de carga por baja frecuencia	82
6. Conclusiones, aportes y sugerencias para posteriores desarrollos	87
6.1. Resumen y conclusiones	87
6.2. Aportes	88

6.3. Sugerencias para posteriores desarrollos	88
A. HAGP versión 2.0, Manual del Usuario	89
A.1. Introducción	89
A.2. Requisitos e instalación	90
A.3. Ejecución	91
A.4. Datos de entrada	94
A.5. Parámetros de la simulación	95
A.6. Topología del sistema	96
A.7. Máquinas síncronas	102
A.7.1. Modelo de quinto orden	102
A.7.2. Modelo de sexto orden	104
A.7.3. Modelo de orden 8	105
A.7.4. Modelo clásico	105
A.7.5. Modelo de saturación para máquinas síncronas	107
A.8. Máquinas asíncronas	110
A.9. Sistemas de excitación	111
A.9.1. Regulador tipo DC	112
A.9.2. Regulador tipo AC	113
A.9.3. Regulador tipo estático	116
A.9.4. Transductor de tensión y compensador de carga	117
A.9.5. Estabilizador del sistema de potencia - PSS	117
A.9.6. Limitador de corriente de campo - OXL	118
A.10. Turbinas y gobernadores	119
A.10.1. Turbina hidráulica	119
A.10.2. Turbina térmica	120
A.10.3. Gobernador turbina hidráulica	121
A.10.4. Gobernador turbina térmica	123
A.11. Modelos de cargas	124
A.11.1. Modelo ZIP	124
A.11.2. Modelo exponencial	125
A.11.3. Modelo carga controlada por termostato	126
A.11.4. Modelo de carga genérico multiplicativo	127
A.12. Modelo de transformador con cambia tap bajo carga ULTC	128
A.13. FACTS	129

A.13.1. Compensador estático de potencia reactiva SVC 129

A.13.2. Compensador estático síncrono STATCOM 131

A.14. Enlaces en corriente continua 133

A.15. Protecciones 136

 A.15.1. Relé de distancia 137

 A.15.2. Relé de deslastre de carga por frecuencia 138

 A.15.3. Relé de deslastre de carga por tensión 138

 A.15.4. Relé de desconexión de máquina síncronas 139

A.16. Perturbaciones 140

 A.16.1. Cortocircuito en barra 140

 A.16.2. Despeje de cortocircuito en barra 141

 A.16.3. Salida de línea/transformador 141

 A.16.4. Conexión de línea/transformador 142

 A.16.5. Cortocircuito en línea 142

 A.16.6. Despeje de cortocircuito en línea 143

 A.16.7. Desconexión de máquina síncrona 143

 A.16.8. Cortocircuito de campo máquina síncrona 144

 A.16.9. Desconexión de carga 144

 A.16.10. Conexión de carga 144

 A.16.11. Desconexión de compensador paralelo 145

 A.16.12. Conexión de compensador paralelo 145

 A.16.13. Desconexión de máquina asíncrona 145

 A.16.14. Conexión de máquina asíncrona 146

A.17. Casos ejemplo incluidos 146

Índice de figuras

2.1. Clasificación de estabilidad de sistemas de potencia	6
3.1. Región de estabilidad para métodos A-estable	23
3.2. Región de estabilidad para métodos $A(\alpha)$ estables	25
4.1. Rutina para cálculo de submatrices del jacobiano	32
4.2. Rutina modificada para cálculo de submatrices del jacobiano	33
5.1. Sistema máquina barra infinita	39
5.2. Sistema máquina barra infinita. Modelo clásico. Tiempo de despeje 70 ms . .	40
5.3. Sistema máquina barra infinita. Modelo clásico. Tiempo de despeje 86 ms . .	41
5.4. Sistema máquina barra infinita. Modelo clásico. Tiempo de despeje 87 ms . .	42
5.5. Sistema máquina barra infinita. Modelo detallado sin controles	43
5.6. Sistema máquina barra infinita. Modelo detallado con AVR	44
5.7. Sistema máquina barra infinita, modelo detallado con AVR y PSS	45
5.8. Sistema máquina barra infinita. Falla fase - tierra	46
5.9. Sistema máquina barra infinita. Falla fase - fase	47
5.10. Sistema máquina barra infinita. Falla fase - fase - tierra	48
5.11. Sistema de dos áreas	49
5.12. Ángulos de los rotores con sistema de excitación DC	50
5.13. Tensión de excitación G1 con excitador DC	51
5.14. Ángulos de rotores con sistema excitación estático	52
5.15. Tensión de excitación G1 con sistema de excitación estático	53
5.16. Ángulos de rotores con sistema de excitación estático y estabilizador	54
5.17. Sistema de 10 máquinas	55
5.18. Ángulos de los rotores ante pérdida de carga	56
5.19. Posición válvula generador G10	57

5.20. Ángulos de los rotores ante pérdida de generación	58
5.21. Tensiones en barras ante pérdida de generación	59
5.22. Sistema máquina barra infinita. Modelo detallado con AVR	60
5.23. Diagrama unifilar conexión de la Central Hidroeléctrica Chivor al STN	61
5.24. Ángulos de rotores con tiempo de despeje de 250 ms	62
5.25. Ángulos de rotores con tiempo de despeje de 324 ms	63
5.26. Ángulos de rotores con tiempo de despeje de 325 ms	63
5.27. Jacobiano del sistema algebraico diferencial	64
5.28. Sistema de 68 barras y 16 generadores	65
5.29. Ángulos de rotores con sistemas de excitación DC	66
5.30. Ángulos de los rotores con sistemas de excitación Estáticos	66
5.31. Ángulos de los rotores con sistemas de excitación estáticos y pss	67
5.32. Ángulos de rotores ante la separación del sistema en islas	68
5.33. Frecuencias en barras ante la separación del sistema en islas	68
5.34. Frecuencia del sistema aislado generador - carga	70
5.35. Tensión en terminales del motor	71
5.36. Deslizamiento del motor	72
5.37. Sistema para estudio de estabilidad de tensiones de largo plazo	73
5.38. Tensión en barra 3	73
5.39. Tensión en barra 4	74
5.40. Tap del transformador	74
5.41. Corriente de campo generador	75
5.42. Sistema con SVC	76
5.43. Tensión en barra B2	77
5.44. Potencia reactiva inyectada por el SVC	77
5.45. Tensión en barra B2	78
5.46. Potencias activa y reactiva inyectadas por el STATCOM	78
5.47. Índice de modulación del STATCOM	79
5.48. Sistema de dos áreas con HVDC	80
5.49. Tensiones DC	80
5.50. Ángulo de disparo rectificador	81
5.51. Potencias activas	81
5.52. Potencias reactivas	82
5.53. Sistema con esquema de deslastre de carga	83
5.54. Tensiones en la barra BUS-C	84

5.55. Frecuencias en la barra BUS-C	85
5.56. Potencias activas en la barra BUS-C	86
A.1. Diagrama de flujo HAGP	90
A.2. Inicio de simulación en HAGP	92
A.3. Menú de visualización de resultados en HAGP	93
A.4. Submenú de elementos dinámicos	93
A.5. Submenú de protecciones	94
A.6. Algoritmo de ajuste tamaño del paso de integración	97
A.7. Algoritmo para determinar dtmax	98
A.8. Característica de saturación máquina síncrona	110
A.9. Regulador tipo DC	112
A.10.Regulador tipo AC	114
A.11.Regulador tipo estático	116
A.12.Modelo del transductor de tensión y compensador de carga	117
A.13.Estabilizador tipo $\Delta\omega$	117
A.14.Limitador de corriente de campo	118
A.15.Turbina hidráulica	120
A.16.Turbina térmica a vapor	120
A.17.Gobernador para turbina hidráulica	122
A.18.Gobernador de turbina a vapor	123
A.19.Carga controlada por termostato	127
A.20.Compensador estático de potencia reactiva	130
A.21.Control STATCOM	131
A.22.Circuito equivalente STATCOM	131
A.23.Control rectificador e inversor HVDC	135
A.24.Circuito equivalente sistema DC	136
A.25.Relé de distancia	137

Lista de tablas

3.1. Algunos métodos de uso común	14
4.1. Relación entre el tamaño del paso y máximo número de iteraciones	34
4.2. Tiempos de cómputo herramienta HAGP	35
A.1. Parámetros de simulación	95
A.2. Valores típicos de parámetros de simulación	99
A.3. Datos de barras	99
A.4. Parámetros de transformadores y líneas	101
A.5. Parámetros modelo máquina síncrona de quinto orden	103
A.6. Continuación tabla A.5	104
A.7. Parámetros modelo máquina síncrona de sexto orden	106
A.8. Continuación tabla A.7	107
A.9. Parámetros modelo máquina síncrona de orden 8	108
A.10. Continuación tabla A.9	109
A.11. Parámetros modelo clásico de la máquina síncrona	109
A.12. Parámetros máquina asíncrona	111
A.13. Parámetros regulador tipo DC	113
A.14. Parámetros regulador tipo AC	115
A.15. Parámetros regulador tipo estático	116
A.16. Parámetros estabilizador tipo $\Delta\omega$	118
A.17. Parámetros limitador de corriente de campo	119
A.18. Parámetros turbina hidráulica	120
A.19. Parámetros turbina térmica a vapor	121
A.20. Parámetros gobernador turbina hidráulica	122
A.21. Parámetros gobernador turbina térmica	124
A.22. Parámetros modelo de carga ZIP	125

A.23. Parámetros modelo de carga exponencial	126
A.24. Parámetros modelo de carga controlada por termostato	126
A.25. Parámetros modelo de carga genérico multiplicativo	128
A.26. Parámetros modelo de transformador ULTC	128
A.27. Parámetros compensador estático de potencia reactiva SVC	130
A.28. Parámetros compensador estático síncrono STATCOM	132
A.29. Parámetros enlace en corriente continua HVDC	134
A.30. Parámetros relé de distancia	137
A.31. Parámetros relé de deslastre de carga por frecuencia	139
A.32. Parámetros relé de deslastre de carga por tensión	139
A.33. Parámetros relé de distancia	140
A.34. Parámetros cortocircuito en barra	141
A.35. Parámetros despeje de cortocircuito en barra	141
A.36. Parámetros salida de línea/transformador	142
A.37. Parámetros conexión de línea/transformador	142
A.38. Parámetros cortocircuito en línea	143
A.39. Parámetros despeje de cortocircuito en línea	143
A.40. Parámetros desconexión máquina síncrona	144
A.41. Parámetros cortocircuito de campo máquina síncrona	144
A.42. Parámetros desconexión de carga	144
A.43. Parámetros conexión de carga	145
A.44. Parámetros desconexión de compensador paralelo	145
A.45. Parámetros conexión de compensador paralelo	145
A.46. Parámetros desconexión máquina asíncrona	146
A.47. Parámetros conexión máquina asíncrona	146
A.48. Casos ejemplo incluidos en la versión HAGP 2.0	147

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo inicial, se presenta la temática a abordar en esta tesis, así como los objetivos de la misma. También se describe la organización del texto.

1.1. Planteamiento del problema

Los sistemas de energía eléctrica experimentan perturbaciones de diversa naturaleza y origen provocadas por factores tales como fallas en los equipos y cambios en la demanda entre otros. Cuando un sistema es sujeto a una perturbación, se altera el estado estable de operación. Si el sistema es capaz de regresar a un estado de operación normal, se dice que es estable, de lo contrario el sistema es inestable. La condición de inestabilidad generalmente tiene como consecuencia la salida de una o varias centrales de generación, la desconexión de bloques de demanda y la posible división del sistema en varias partes. La suspensión en el suministro de energía puede durar un tiempo considerable, dependiendo de la perturbación y de la capacidad de recuperación de los elementos del sistema. El impacto económico y social que pueden tener las suspensiones prolongadas en el suministro de energía eléctrica ha sido evidenciado por los recientes colapsos en el sistema interconectado del nordeste en Norteamérica y el sistema Italiano [50, 51]. Estimativos de los costos ocasionados por este tipo de incidentes pueden encontrarse en [37]. Las consideraciones anteriores ponen de manifiesto la necesidad de mitigar los problemas de estabilidad en sistemas de energía eléctrica mediante procedimientos adecuados en las etapas de planeación y operación. La herramienta utilizada para el análisis y la solución de problemas de estabilidad son los programas de computador. Esto pone de manifiesto la necesidad de desarrollar herramientas computacio-

nales para análisis e investigación de estabilidad en sistemas de potencia¹. Con base en las ideas anteriores, se elaboró la herramienta prototipo HAGP [58, 31, 52]. HAGP es una herramienta para simulación de transitorios electromecánicos en sistemas eléctricos de potencia, elaborada en MATLAB. Esta tesis hace parte del proceso evolutivo de la herramienta HAGP, la cual pretende superar limitaciones de dicha herramienta en lo que respecta a modelos, tipo de estudios de estabilidad y dimensión de los sistemas a analizar.

1.2. Objetivos

Esta tesis tiene como finalidad aumentar y mejorar las capacidades de la herramienta prototipo HAGP (Herramienta Software para Análisis de Gran Perturbación), con el fin de hacerla más adecuada al análisis de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia ante grandes perturbaciones. Para tal fin, se proponen los siguientes objetivos específicos:

1. Mejorar la eficiencia computacional del algoritmo de solución en lo referente a velocidad de cómputo y requerimientos de memoria.
2. Implementar modelos que permitan simular la respuesta dinámica del sistema en condiciones desequilibradas.
3. Incluir nuevos modelos de elementos dinámicos tales como dispositivos FACTS, enlaces en corriente continua HVDC y modelos de cargas dinámicas.
4. Incluir modelos de los sistemas de protección que tienen mayor impacto sobre la dinámica del sistema.

Actualmente, los problemas de estabilidad en sistemas de energía eléctrica tienden a ser cada vez más complejos por diversos factores. Concretamente en Colombia, aspectos tales como la desregulación, la expansión de la red de transporte, la posibilidad de futuras interconexiones con sistemas vecinos y el uso de nuevas tecnologías tales como HVDC y FACTS hacen necesario que el país cuente con recursos humanos y tecnológicos que garanticen la operación del sistema eléctrico en condiciones adecuadas. Las consideraciones anteriores justifican esfuerzos orientados a desarrollar herramientas computacionales para análisis dinámico de sistemas de potencia, tema objeto de esta tesis.

¹En esta tesis, las denominaciones “sistema de potencia”, “sistema eléctrico de potencia” y “sistema de energía eléctrica” hacen referencia al conjunto de elementos utilizados para convertir, transportar y distribuir energía eléctrica.

1.3. Organización del documento

El texto está organizado en seis capítulos y un apéndice. El capítulo 2 describe en términos generales el fenómeno de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia.

El capítulo 3 revisa la teoría básica sobre técnicas de integración numérica.

El capítulo 4 detalla las modificaciones efectuadas a la herramienta.

El capítulo 5 presenta los resultados obtenidos en simulación de diversos casos ejemplo, mediante los cuales se validan las mejoras y nuevos modelos introducidos.

El capítulo 6 expone las conclusiones y aportes de esta tesis y algunas sugerencias para posteriores desarrollos.

El apéndice A incluye el manual del usuario de la nueva versión de la herramienta HAGP.

Capítulo 2

El fenómeno de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

En este capítulo se describe en forma general el fenómeno de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia, incluyendo definiciones, una breve reseña histórica y las diferentes categorías en las que se ha dividido el fenómeno para su estudio. También se hace referencia al estado del arte de las herramientas computacionales utilizadas para simulación de sistemas de potencia.

2.1. La estabilidad de sistemas de potencia

Los sistemas de potencia tienen como fin satisfacer la demanda de energía eléctrica de una gran cantidad de usuarios generalmente distribuidos en una zona extensa. Tales sistemas cuentan con elementos que producen energía eléctrica a partir de fuentes primarias de energía, elementos que transportan y distribuyen la energía, elementos adicionales que garantizan el buen funcionamiento del sistema y aparatos de uso doméstico, comercial e industrial que consumen energía para llevar a cabo una tarea específica. Debido a las características de los elementos mencionados anteriormente, los sistemas eléctricos de potencia son sistemas dinámicos de alta complejidad y no linealidad [40].

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia puede definirse en términos generales como aquella propiedad que tiene el sistema, cuando se encuentra en un estado de equilibrio determinado, de regresar al estado original o alcanzar un nuevo estado de equilibrio aceptable, luego de experimentar una perturbación [6]. La estabilidad depende del estado en que se encuentre inicialmente el sistema, y de la perturbación a la que sea sometido.

La necesidad de satisfacer la demanda de energía eléctrica bajo ciertos estándares de calidad, exige que los sistemas eléctricos de potencia tengan un desempeño adecuado cuando experimentan perturbaciones (fallas en los elementos del sistema de origen interno o externo y cambios en la demanda), concretamente se requiere que el sistema mantenga la estabilidad ante cierto tipo de contingencias específicas. El análisis de estabilidad es el eje central de la teoría de sistemas dinámicos. La estabilidad de un sistema dinámico puede determinarse mediante la solución numérica de las ecuaciones que describen su comportamiento o mediante la aplicación de un método analítico directo. El estudio de la estabilidad de sistemas de energía eléctrica es complejo. Sin embargo, la naturaleza de los problemas de estabilidad es tal que es posible clasificarlos en diversas categorías de acuerdo con el fenómeno de interés [16]. Las diversas categorías en las que se clasifica el estudio de estabilidad se detallan en la siguiente sección.

Con el estado del arte actual, la aplicación de métodos analíticos directos es difícil y salvo para cierto tipo de estudios, es necesario realizar simplificaciones en los modelos o emplear técnicas heurísticas [39]. Este hecho implica una pérdida de exactitud en los resultados que debe ser analizada para cada caso en particular. Por lo tanto, un análisis completo del desempeño dinámico del sistema de energía debe incluir una solución numérica, es decir, la utilización de herramientas computacionales de simulación en el dominio del tiempo, tema objeto de la tesis.

2.2. Clasificación de los problemas de estabilidad

Como se mencionó anteriormente, el estudio de estabilidad en sistemas eléctricos se clasifica en diversas categorías de acuerdo con el fenómeno de interés. Se han definido tres categorías principales: estabilidad de ángulo, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensiones. Estas categorías a su vez se subdividen en otras dependiendo de la magnitud de la perturbación, dinámica relevante y/o horizonte de tiempo en el cual se estudia la evolución del sistema. Es necesario mencionar que tal clasificación ha evolucionado a través de la historia [40], en la figura 2.1 muestra una clasificación sugerida recientemente [42].

La clasificación de estabilidad depende del mecanismo que tenga mayor impacto en el desempeño dinámico del sistema. Existen dos dinámicas definidas: la de las plantas de generación, asociada a la estabilidad de ángulo y frecuencia, y la de las cargas del sistema, asociada a la estabilidad de tensiones. A su vez, el estudio se divide en horizontes de corto y largo plazo tanto para la dinámica de las plantas de generación como para la de las cargas.

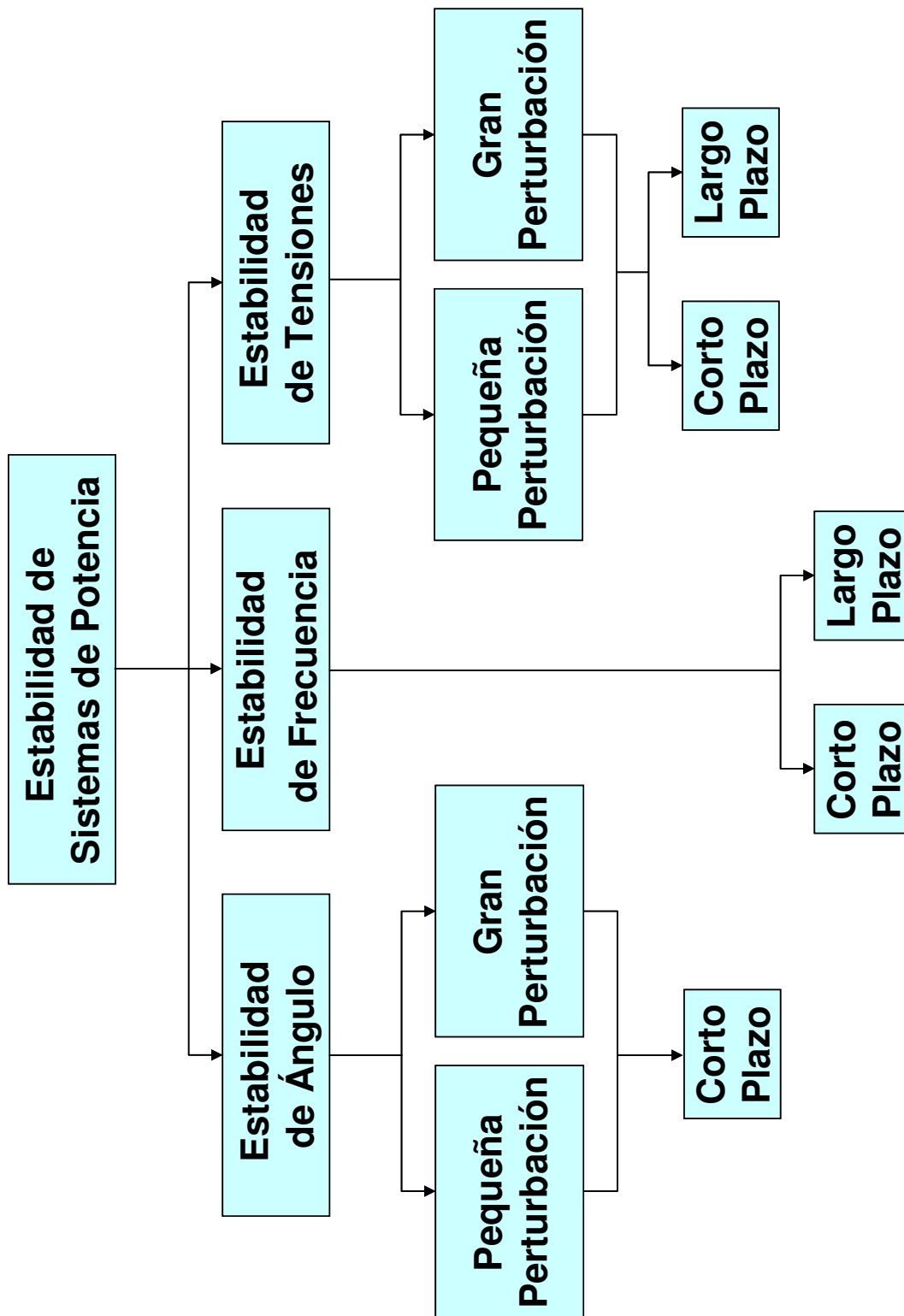


Figura 2.1: Clasificación de estabilidad de sistemas de potencia

2.2.1. Estabilidad de ángulo

La estabilidad de ángulo se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas de mantener el sincronismo ante una perturbación en el sistema. Dependiendo de la severidad del evento, se clasifica el estudio de estabilidad de ángulo en estabilidad de gran perturbación y estabilidad de pequeña perturbación [40, 53, 65].

El análisis de gran perturbación estudia la respuesta de los elementos dinámicos del sistema de potencia (generadores, cargas, elementos de compensación dinámicos, enlaces de corriente continua, etc.) y la variación de las diferentes magnitudes de la red (tensiones, flujos en la red, frecuencia, etc.) ante la ocurrencia de perturbaciones severas y repentinas tales como cortocircuitos, pérdidas de generación y pérdidas de carga. La respuesta del sistema a este tipo de eventos está altamente influenciada por su carácter no lineal e involucra grandes variaciones en los ángulos de los rotores y otras magnitudes del sistema. El método más aceptado para este tipo de estudios es la simulación en el dominio del tiempo, aunque se han empleado métodos directos [23]. El horizonte de corto plazo se extiende hasta unos pocos segundos luego de ocurrida la perturbación, dependiendo de la frecuencia de los modos de oscilación relevantes.

El análisis de pequeña perturbación estudia la respuesta del sistema ante variaciones tales como el cambio continuo en la demanda y/o generación. Bajo estas condiciones, el análisis se puede realizar con modelos linealizados [53]. El objetivo es determinar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas de los generadores. Se distinguen dos tipos de oscilaciones: locales y globales o inter-área. Las oscilaciones locales se refieren a la oscilación de un grupo de generadores en una planta con respecto al resto del sistema y se encuentran en el rango de 1 a 2 Hz. De otro lado, las oscilaciones inter-área hacen referencia a oscilaciones entre grupos de generadores. Las oscilaciones inter-área se encuentran en el rango de 0,1 a 1 Hz. El estudio de pequeña perturbación o pequeña señal se realiza mediante el análisis de valores propios de la matriz de estados del sistema linealizado [65]. Los modelos linealizados se utilizan en la etapa preliminar de diseño de controles y compensadores empleando técnicas de control lineal, tal es el caso de ajuste y ubicación de estabilizadores y otro tipo de controles suplementarios [41, 47, 54].

Las dinámicas dominantes en el corto plazo son la de los devanados rotóricos de las máquinas síncronas y sus controles primarios (sistema de excitación y gobernador).

2.2.2. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia es la capacidad del sistema de potencia de mantener la frecuencia en un valor aceptable luego de ocurrida una perturbación severa que ocasione un desequilibrio significativo entre generación y demanda. En estos eventos generalmente los sistemas de protección separan el sistema en islas, algunas de las cuales pueden tener un déficit o exceso considerable de generación. En este escenario, la dinámica del sistema es influenciada por controles y protecciones no modelados en estudios de ángulo. Entre los mencionados controles se encuentran los asociados a las fuentes primarias de energía y auxiliares en plantas de generación así como la regulación secundaria de frecuencia AGC [21]. En el control de frecuencia inciden elementos que operan en el corto plazo, tales como relés de deslastre de carga, y elementos que operan en el largo plazo, tales como los controles de las fuentes primarias de energía. Por este motivo, el estudio de estabilidad de frecuencia se divide en horizontes de corto y largo plazo.

2.2.3. Estabilidad de tensiones

La estabilidad de tensión es la capacidad de un sistema de potencia de mantener tensiones aceptables en todas las barras ante la ocurrencia de perturbaciones. La inestabilidad de tensión ocurre en forma de una caída o aumento progresivo de la tensión en alguna o varias barras. El mecanismo que conduce a la inestabilidad de tensión es la incapacidad del sistema combinado de transmisión y generación para satisfacer la demanda tanto de potencia activa como reactiva [16]. Inicialmente se relacionó la inestabilidad de tensiones al desbalance de potencia reactiva, debido a la relación existente entre tensión y potencia reactiva bajo condiciones normales de operación [40]. Sin embargo, este concepto ha cambiado en los últimos años y actualmente se reconoce que se puede presentar inestabilidad de tensiones en sistemas DC. Asociado al concepto de inestabilidad de tensión, aparece el de colapso de tensión, que se define como el proceso por el cual la inestabilidad de tensión conduce a una pérdida de tensión en una parte significativa del sistema [62].

Dependiendo de las características de los elementos del sistema, la inestabilidad de tensiones puede ocurrir en el corto plazo, cuyo horizonte es similar al de estabilidad de ángulo, o en el largo plazo. De esta forma surge la distinción entre estabilidad de tensiones de corto plazo y estabilidad de tensiones de largo plazo [61]. Al igual que en el caso de estabilidad de ángulo, el estudio de estabilidad de tensiones se divide en pequeñas y grandes perturbaciones, dependiendo de la magnitud del evento considerado. Sin embargo, esta última clasificación

no es tan relevante debido a que el mecanismo que conduce a la inestabilidad de tensiones refleja en forma significativa la dinámica no lineal del sistema de potencia. No obstante, bajo ciertas condiciones, los métodos estáticos y lineales pueden producir buenos resultados [16].

Es necesario remarcar que ante un problema de estabilidad no siempre es posible determinar con claridad que mecanismo es la causa. Es decir, puede no haber una distinción evidente entre inestabilidad de ángulo e inestabilidad de tensiones, ya que una puede conducir a la otra.

2.3. Reseña histórica de los problemas de estabilidad

Los primeros problemas de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia surgieron debido a la instalación de centrales hidroeléctricas conectadas a grandes centros de carga por medio de sistemas de transmisión débiles (líneas con alta impedancia), tales sistemas eran operados cerca del límite de estabilidad por razones económicas. Lo anterior, unido a los altos tiempos de despeje de fallas, que inclusive podían llegar al orden de varios segundos, ocasionó inestabilidad de tipo no oscilatorio debido a la deficiencia de torque sincronizante entre máquinas. La importancia del fenómeno fue reconocida en 1920, los primeros estudios se realizaron con modelos simplificados debido a limitaciones computacionales y estaban centrados principalmente en el sistema de transmisión más que en los generadores.

En esta época se plantearon dos posibles alternativas para solucionar los problemas de estabilidad: la instalación de nuevas líneas de interconexión para fortalecer el sistema o la instalación de reguladores automáticos de elevadas ganancias en los sistemas de excitación de los generadores. De estas alternativas, obviamente la segunda resultó ser muy atractiva por razones económicas. Sin embargo, la instalación de sistemas de excitación de respuesta rápida y elevadas ganancias junto a la construcción de interconexiones débiles trajo consigo un problema de mayor complejidad: la aparición de oscilaciones poco amortiguadas e inclusive crecientes en amplitud, fenómeno observado en los años 50.

Los primeros problemas de estabilidad de tensiones aparecieron en los años 70 y 80 como consecuencia de la explotación cada vez más exigente de los sistemas de energía. El fenómeno de inestabilidad de tensiones ha sido el causante de la mayoría de los colapsos ocurridos recientemente [16].

A medida que han surgido problemas de estabilidad, se han propuesto metodologías de diversa naturaleza para solucionarlos. Los métodos clásicos de solución pueden consultarse en [40, 53, 16].

2.4. Herramientas computacionales para simulación de sistemas de potencia

La aparición hacia 1930 del analizador de red hizo posible realizar análisis de flujos de potencia. No obstante, su aplicación al análisis de estabilidad era limitada debido a que no se podía representar adecuadamente la dinámica de los elementos del sistema. Con los desarrollos tecnológicos en los 50s, se elaboraron los primeros programas de computador para análisis de estabilidad en computadores digitales [40]. Desde entonces, con los avances en métodos numéricos y tecnología computacional, se ha desarrollado software con grandes capacidades. La mayor atención se ha centrado en los programas de estabilidad de ángulo de gran perturbación¹, ya que ha sido práctica común diseñar y operar los sistemas de acuerdo con este límite de estabilidad. En el ámbito nacional no ha habido una gran producción de tales herramientas. La mayor parte de los trabajos e investigaciones se han orientado al desarrollo de modelos y sistemas de control [1, 3, 4].

Dadas las características y dimensiones de los sistemas de energía eléctrica encontrados en la práctica, las simulaciones en el dominio del tiempo son costosas desde el punto de vista computacional. Por lo tanto, se deben emplear técnicas especiales para abordar el problema. En la actualidad, existen programas con algoritmos muy eficientes para simulación. Las principales características de dichas herramientas son las siguientes:

- Interfaces gráficas por medio de las cuales se puede editar la topología de la red e introducir los parámetros de los elementos del sistema en un entorno amigable.
- Técnicas especiales para la solución numérica del sistema de ecuaciones correspondiente. Este es un sistema de ecuaciones algebraico-diferencial cuyas dimensiones dependen del tamaño del sistema eléctrico, llegando hasta varios miles de variables en el caso de sistemas de gran dimensión.
- Subrutinas mediante las cuales el usuario puede definir sus propios modelos para los elementos y controles del sistema de potencia. Estas subrutinas generalmente se conocen como DSL (Dynamic Simulation Language) y adquieren gran relevancia en aquellos casos en que el usuario desea realizar estudios especializados, tales como los asociados a la incidencia de estrategias de control centralizado.
- Herramientas de gráficos para visualizar los resultados correspondientes a la evolución en el tiempo de las variables del sistema. Estos valores también pueden ser obtenidos

¹Comúnmente conocida como estabilidad transitoria

en forma tabular. Algunas de estas herramientas dejan de ser simplemente programas de gráficos e incluyen funciones para análisis de resultados (post-procesamiento). También existe la posibilidad de exportar los resultados para efectuar estudios empleando otro tipo de herramientas tales como las de análisis de señales.

- Implementación multiplataforma.

A manera de ejemplo se citan los programas DIGSILENT, NEPLAN y SIMPOW [27, 7, 2]. Estas herramientas, de uso común en la industria, poseen la mayoría de las características mencionadas anteriormente y serán tomados como referencia en el texto. Además del software de aplicación a nivel industrial, citado anteriormente, a nivel mundial también se han desarrollado programas con propósitos académicos. Los objetivos de tales herramientas van desde la transmisión de conocimientos básicos hasta la investigación orientada al desarrollo de nuevos métodos de análisis y técnicas numéricas para aumentar las capacidades de las herramientas de cómputo disponibles. Como ejemplo de este tipo software se puede citar el descrito en las referencias [33, 67, 20]. Bajo las ideas anteriores, propias del ámbito académico, se desarrolló el prototipo de herramienta software HAGP, objeto de la presente tesis de grado.

Los programas mencionados anteriormente se implementaron en computadores personales PCs, cuyas capacidades han evolucionado notablemente desde el inicio de su aplicación a sistemas de potencia al comienzo de los 80's. Esta evolución ha permitido el desarrollo de herramientas con las características descritas anteriormente. Dadas las características de los sistemas reales, típicamente esta clase de software se ha empleado para análisis fuera de línea. Una descripción de las capacidades del software basado en PC para análisis de sistemas de potencia puede encontrarse en [8].

De otro lado, en los últimos años se han venido realizando investigaciones en la utilización de supercomputadores y procesamiento paralelo, en la simulación dinámica de grandes sistemas de potencia en tiempo real. El empleo de este tipo de herramientas de cómputo debe ir acompañado de algoritmos especiales, de lo contrario, las capacidades del equipo de cómputo no se estarían aprovechando eficientemente [38].

En la actualidad, los sistemas de potencia operan cada vez más cerca de sus límites, esto hace necesario que se cuente con herramientas de análisis en línea. Los centros de control poseen una limitada capacidad de cómputo debido a restricciones técnicas y económicas. El sistema EMS-*Energy Management System* y demás herramientas empleadas en la operación funcionan en plataformas de computadores personales PCs. La posibilidad de implementar

simulaciones en tiempo real en el EMS tiene limitaciones desde el punto de vista de la dimensión del sistema y la complejidad de los modelos empleados. Los primeros intentos de incorporar simulaciones en el dominio del tiempo al EMS fueron a nivel de simuladores para entrenamiento (*DTS-Dispatcher Training Simulator* y *OTS-Operator Training Simulator*) [56, 55]. Actualmente, las herramientas de análisis de estabilidad en tiempo real incorporadas al EMS basadas en simulaciones, análisis de la función de energía transitoria-TEF y métodos híbridos emplean modelos simplificados y equivalentes dinámicos [22, 13, 66, 45, 29]. Con estas metodologías, la exactitud de los resultados puede verse comprometida [39]. En este contexto, se han desarrollado métodos heurísticos de buena exactitud adaptados a cada sistema en particular [64]. En Colombia, se desarrolló una herramienta para análisis en línea con modelos simplificados, la cual es utilizada en el centro de control del SIN [28].

Capítulo 3

Métodos de integración numérica y su aplicación a sistemas de energía eléctrica

En este capítulo, se presentan las técnicas numéricas para solución de problemas de valor inicial en el contexto de aplicación a sistemas de energía eléctrica. Se incluyen descripciones de los algoritmos implementados en la herramienta HAGP [58] y en software de uso común en la industria.

3.1. Métodos lineales

Esta sección contiene las definiciones y teoremas básicos sobre la teoría general de métodos lineales para la solución numérica de ecuaciones diferenciales ordinarias. La demostración de los teoremas incluidos se puede consultar en [26, 43].

3.1.1. Introducción

Definición 3.1 *Un problema de valor inicial es el conjunto formado por una ecuación diferencial y una condición inicial:*

$$\dot{y} = f(x, y) \quad (3.1)$$

$$y(a) = \eta \quad (3.2)$$

La definición anterior se extiende a sistemas con más de una ecuación. La existencia y unicidad de la solución a tal problema está dada por el siguiente teorema.

Teorema 3.1 Sea $f(x,y)$ definida y continua para todo (x,y) en una región D definida por $a \leq x \leq b$, $-\infty < y < \infty$, a y b finitos, y sea L una constante tal que para todo (x,y) y (x,y^*) en D , se cumple:

$$|f(x,y) - f(x,y^*)| \leq L|y - y^*| \quad (3.3)$$

Entonces, si η es una constante dada, existe una solución $y(x)$ única para el problema de valor inicial dado por las ecuaciones (3.1) y (3.2), donde $y(x)$ es continua y diferenciable para todo x en $[a,b]$.

La condición dada por la ecuación (3.3) se conoce como *Condición de Lipschitz* y L como *Constante de Lipschitz*. En las ecuaciones presentadas a continuación, se utilizará la notación $y(x_n)$ para la solución analítica del problema de valor inicial y y_n para la solución numérica.

Definición 3.2 Se denomina método lineal de k pasos a un método que tiene la forma:

$$\sum_{j=0}^k \alpha_j y_{n+j} = h \sum_{j=0}^k \beta_j f_{n+j} \quad (3.4)$$

donde α_j y β_j son constantes que definen el método; se asume $\alpha_k \neq 0$, además α_0 y β_0 no pueden ser simultáneamente nulos. La ambigüedad en los valores de los coeficientes se elimina fijando $\alpha_k = 1$. El parámetro h se conoce como paso de integración.

El método definido en la ecuación (3.4) es implícito si $\beta_k \neq 0$ y explícito en caso contrario [43]. El método conocido como regla trapezoidal tiene la siguiente forma:

$$y_{n+1} - y_n = \frac{1}{2}(f_{n+1} + f_n) \quad (3.5)$$

La Tabla 3.1 muestra algunos métodos de uso común especificados en términos de sus constantes.

Método	Constantes α	Constantes β
Euler	$\alpha_0 = -1, \alpha_1 = 1$	$\beta_0 = 1$
Regla Trapezoidal	$\alpha_0 = -1, \alpha_1 = 1$	$\beta_0 = \frac{1}{2}, \beta_1 = \frac{1}{2}$
Regla de Simpson	$\alpha_0 = -1, \alpha_2 = 1$	$\beta_0 = \frac{1}{3}, \beta_1 = \frac{4}{3}, \beta_2 = \frac{1}{3}$

Tabla 3.1: Algunos métodos de uso común

Definición 3.3 Se dice que el método definido en la ecuación (3.4) es convergente si para todos los problemas de valor inicial, definidos por las ecuaciones (3.1) y (3.2), sujetos a las hipótesis del teorema 3.1, se cumple:

$$\lim_{h \rightarrow 0} y_n = y(x_n) \quad (3.6)$$

$$nh = x - a$$

para todo x en $[a, b]$ y para todas las soluciones y_n de la ecuación en diferencias (3.4) que cumplan las condiciones iniciales $y_\mu = \eta_\mu(h)$ para las cuales $\lim_{h \rightarrow 0} \eta_\mu(h) = \eta$, donde $\mu = 0, 1, 2, \dots, k-1$.

Para definir el orden y el error del método de la ecuación (3.4), considérese la aplicación del siguiente operador lineal:

$$\mathcal{L}[y(x), h] = \sum_{j=0}^k [\alpha_j y(x + jh) - h\beta_j \dot{y}(x + jh)] \quad (3.7)$$

$$= C_0 y(x) + C_1 h \dot{y}(x) + C_2 h^2 y^{(2)}(x) + \dots + C_q h^q y^{(q)}(x) + \dots \quad (3.8)$$

$$C_0 = \sum_{j=0}^k \alpha_j \quad (3.9)$$

$$C_1 = \sum_{j=1}^k j\alpha_j - \sum_{j=0}^k \beta_j \quad (3.10)$$

$$C_q = \frac{1}{q!} (\alpha_1 + 2^q \alpha_2 + \dots + k^q \alpha_k) - \frac{1}{(q-1)!} (\beta_1 + 2^{q-1} \beta_2 + \dots + k^{q-1} \beta_k), \quad q = 2, 3, \dots \quad (3.11)$$

Las constantes C_q determinan el orden del método [43].

Definición 3.4 Se dice que el método definido en la ecuación (3.4) es de orden p si $C_0 = C_1 = \dots = C_p = 0, C_{p+1} \neq 0$.

Para la regla trapezoidal, se tiene $C_0 = C_1 = C_2 = 0, C_3 = -\frac{1}{12}$. Por lo tanto, es un método de orden 2. La constante C_{p+1} se conoce como constante de error del método.

Definición 3.5 Se define el error de truncamiento local en x_{n+k} del método dado por la ecuación (3.4), como la expresión dada por $\mathcal{L}[y(x_n), h]$. Se debe tener presente que $y(x)$ es la solución analítica del problema presentado en las ecuaciones (3.1) y (3.2).

El error dado por $\mathcal{L}[y(x_n), h]$ es local en el sentido de que es proporcional a la diferencia entre la solución numérica, calculada por la ecuación (3.4), y la solución analítica si se asume que no existen errores en los pasos anteriores. La mencionada relación de proporcionalidad está dada por [43]:

$$\left[1 - h\beta_k \frac{\partial f(x_{n+k}, \xi_{n+k})}{\partial y}\right] [y(x_{n+k}) - y_{n+k}] = \mathcal{L}[y(x_n), h] \quad (3.12)$$

donde ξ_{n+k} es un punto interior del intervalo cuyos extremos son y_{n+k} y $y(x_{n+k})$. Para un método explícito, el error de truncamiento local dado por la ecuación (3.12) es igual a la diferencia entre las soluciones analítica y numérica. De otro lado, para un método implícito el error de truncamiento local es proporcional a tal diferencia. Si se asume que $y(x)$ tiene suficientes derivadas continuas de orden superior, la ecuación (3.12) se reduce a:

$$y(x_{n+k}) - y_{n+k} = C_{p+1} h^{p+1} y^{(p+1)}(x_n) + O(h^{p+2}) \quad (3.13)$$

Cabe resaltar que si se tiene en cuenta la existencia de errores en pasos previos, es decir $y_{n+j} \neq y(x_{n+j})$ para $j = 0, 1, \dots, k-1$, la diferencia $y(x_{n+k}) - y_{n+k}$ es el error acumulado o global. Se puede demostrar que si el error de truncamiento local es $O(h^{p+1})$, el error de truncamiento acumulado o global es $O(h^p)$ [57]. Además del error de truncamiento, existen otras dos fuentes de errores: *el error de redondeo* y *el error inicial*. El error de redondeo depende de la precisión de la máquina con la cual se realicen los cálculos. Para una precisión fija, el error local de redondeo es independiente de h . Si el error de redondeo local es una constante, se puede demostrar que el error de redondeo acumulado o global tiene la forma $O(h^{-1})$. Es decir, si la precisión es fija y el paso h se disminuye por debajo de cierto valor (aumento en el número de operaciones) el error de redondeo puede llegar a ser dominante en el error total. En realidad, el error de redondeo no es constante y se puede asumir como una variable aleatoria con distribución rectangular en un intervalo dado, lo que resulta en una situación menos crítica [26]. El error inicial tiene su origen en la aproximación de los valores y_j , $j = 1, 2, \dots, k-1$ necesarios para aplicar un método de k pasos. Para el cálculo de tales valores se puede utilizar un método de orden superior al método principal, con el fin de disminuir la incidencia del error inicial.

Definición 3.6 *Se dice que el método dado por la ecuación (3.4) es consistente si tiene orden*

$p \geq 1$. En este caso se cumple:

$$\sum_{j=0}^k \alpha_j = 0 \quad (3.14)$$

$$\sum_{j=0}^k j\alpha_j = \sum_{j=0}^k \beta_j \quad (3.15)$$

La propiedad de consistencia garantiza que el error de truncamiento local se mantenga dentro de un margen tal que garantice la convergencia. La definición 3.6 aplica a ecuaciones o sistemas de primer orden. Un método consistente para una ecuación de orden p , debe ser al menos de orden p .

Definición 3.7 Los primer y segundo polinomios característicos del método dado por la ecuación (3.4) se definen como:

$$\rho(\gamma) = \sum_{j=0}^k \alpha_j \gamma^j \quad (3.16)$$

$$\sigma(\gamma) = \sum_{j=0}^k \beta_j \gamma^j \quad (3.17)$$

A partir de las ecuaciones (3.16) y (3.17), se tiene que si un método es consistente, entonces $\rho(1) = 0$ y $\rho'(1) = \sigma(1)$. Los polinomios característicos de la regla trapezoidal están dados por:

$$\rho(\gamma) = \gamma - 1 \quad (3.18)$$

$$\sigma(\gamma) = \frac{1}{2}\gamma + \frac{1}{2} \quad (3.19)$$

Definición 3.8 El método de la ecuación (3.4) posee la propiedad de estabilidad cero si ninguna de las raíces del primer polinomio característico tiene módulo superior a uno y si toda raíz con módulo igual a uno tiene multiplicidad igual a la unidad. Un método que posee la propiedad de estabilidad cero se conoce como **cero-estable**.

En términos generales, las raíces de los polinomios característicos son complejas. Por lo tanto, para un método cero estable, éstas deben estar localizadas sobre o dentro del círculo unitario centrado en el origen del plano complejo. El concepto de estabilidad cero es de importancia en el contexto de la convergencia cuando h tiende a cero. Es importante diferenciar

este concepto de otros relacionados con la estabilidad de métodos de integración numérica que serán discutidos más adelante. La propiedad de estabilidad cero garantiza que la propagación del error local no afecte la convergencia de la solución.

Teorema 3.2 *Un método lineal es convergente si y sólo si es consistente y cero estable.*

A partir de lo expuesto hasta ahora, se puede concluir que sólo los métodos convergentes (consistentes y cero estables) tienen interés en la práctica.

Teorema 3.3 *Ningún método lineal cero estable de k pasos para ecuaciones de primer orden puede tener un orden mayor a $k + 1$ si k es impar o mayor a $k + 2$ si k es par.*

Un método lineal cero estable de orden $k + 2$ se conoce como optimal [43].

3.1.2. Estabilidad numérica

Los conceptos de estabilidad cero y consistencia tienen relevancia al examinar la convergencia de un método cuando h tiende a cero. Sin embargo, en la práctica, se debe examinar el desempeño de un método ante un valor finito y positivo de h . En este contexto, surge el concepto de estabilidad numérica que determina el comportamiento del error ante valores finitos de h . Si se considera la aplicación del método definido por la ecuación (3.4) a la ecuación diferencial $\dot{y} = \lambda y + f(x)$, el error global satisface la ecuación [26]:

$$\sum_{j=0}^k (\alpha_j - h\lambda\beta_j) e_{n+j} = \phi \quad (3.20)$$

donde ϕ es una constante asociada a los errores de truncamiento y de redondeo. La solución general a la ecuación en diferencias (3.20) está dada por:

$$e_n = \sum_{s=1}^k d_s \gamma_s^n - \frac{\phi}{h\lambda} \sum_{j=0}^k \beta_j \quad (3.21)$$

donde d_s son constantes y γ_s son raíces, asumidas distintas, del *polinomio de estabilidad* del método [43]:

$$\pi(\gamma, h) = \rho(\gamma) - h\sigma(\gamma) \quad (3.22)$$

donde $\rho(\gamma)$ y $\sigma(\gamma)$ son los polinomios característicos del método y $\tilde{h} = h\lambda$. A partir de la ecuación (3.21), se puede observar que la magnitud de las raíces del polinomio de estabilidad determina la magnitud del error a medida que el proceso de cálculo avanza.

Definición 3.9 *Se dice que el método de la ecuación (3.4) es absolutamente estable para una \tilde{h} dada, si para tal \tilde{h} , todas las raíces γ_s del polinomio de la ecuación (3.22) cumplen $|\gamma_s| < 1$, $s = 1, 2, \dots, k$. De lo contrario, el método es absolutamente inestable para tal \tilde{h} . Un intervalo (a, b) del eje real es un intervalo de estabilidad absoluta si el método es absolutamente estable para toda \tilde{h} en tal intervalo.*

Las raíces del polinomio de estabilidad dependen únicamente de las constantes del método y por ende determinan el intervalo de estabilidad absoluta. De otro lado, el valor máximo de h admisible para garantizar la estabilidad del método depende de λ , es decir, del problema que se esté resolviendo. Es necesario resaltar que para un problema no lineal, el valor de λ varía a lo largo de la solución y por lo tanto varía el valor máximo admisible para h . La definición dada a continuación adquiere relevancia en intervalos en los cuales un método no es absolutamente estable.

Definición 3.10 *Se dice que el método de la ecuación (3.4) es relativamente estable para una \tilde{h} dada, si para tal \tilde{h} , las raíces del polinomio de la ecuación (3.22) cumplen $|\gamma_s| < |\gamma_1|$, $s = 2, \dots, k$. De lo contrario, el método es relativamente inestable para tal \tilde{h} . Un intervalo (a, b) del eje real es un intervalo de estabilidad relativa si el método es relativamente estable para toda \tilde{h} en tal intervalo.*

La propiedad de estabilidad relativa garantiza que el error global crece a la misma razón que la solución [43]. Para la regla trapezoidal, la raíz del polinomio de estabilidad está dada por:

$$\gamma_1(\tilde{h}) = \frac{1 + \frac{1}{2}\tilde{h}}{1 - \frac{1}{2}\tilde{h}} \quad (3.23)$$

Entonces, el intervalo de estabilidad absoluta para este método es $(-\infty, 0)$. Esta propiedad favorece la aplicación de la regla trapezoidal a cierto tipo de sistemas de ecuaciones, tema discutido más adelante. El concepto de estabilidad relativa es ambiguo para métodos de un sólo paso ya que el polinomio de estabilidad tiene una raíz única. Para un orden dado, los métodos implícitos tienen un intervalo más amplio de estabilidad absoluta, además su constante de error es menor.

3.1.3. Método predictor-corrector

Al aplicar métodos implícitos, es necesario realizar un estimativo inicial del valor de la función en el siguiente paso y_{n+k} . Partiendo de un valor inicial arbitrario $y_{n+k}^{[0]}$, es posible aproximar la solución si se utiliza el siguiente proceso iterativo:

$$y_{n+k}^{[s+1]} + \sum_{j=0}^{k-1} \alpha_j y_{n+j} = h\beta_k f(x_{n+k}, y_{n+k}^{[s]}) + h \sum_{j=0}^{k-1} \beta_j f_{n+j} \quad (3.24)$$

donde s es el contador de iteraciones. La convergencia hacia la solución está garantizada siempre y cuando se cumpla [43]:

$$h < \frac{1}{L|\beta_k|} \quad (3.25)$$

donde L es la constante de Lipschitz asociada al problema de valor inicial, dada por la ecuación (3.3). De manera alternativa, se puede utilizar un método explícito para estimar el valor inicial $y_{n+k}^{[0]}$ con el fin de reducir el número de iteraciones para lograr una precisión determinada. El método explícito se denomina *predictor* y el implícito *corrector*, mientras que en conjunto forman un método *predictor - corrector* [26]. Si en la etapa correctora se itera hasta la convergencia, las propiedades de exactitud y estabilidad del par predictor-corrector son las del método implícito. En la práctica, iterar hasta la convergencia equivale a $|y_{n+k}^{[s+1]} - y_{n+k}^{[s]}| < \varepsilon$, donde ε es del orden del error de redondeo. De lo contrario, si el número de iteraciones de la etapa correctora es un valor fijo, las propiedades de exactitud y estabilidad varían en el caso general.

Una particularidad importante de los métodos predictor-corrector se da en el caso que el predictor y el corrector sean métodos del mismo orden. En este caso, se puede estimar el error de truncamiento local ε_L mediante la siguiente expresión:

$$\varepsilon_L = C_{p+1} h^{p+1} y^{(p+1)}(x_n) \quad (3.26)$$

$$= \frac{C_{p+1}}{C'_{p+1} - C_{p+1}} (y_{n+k}^{[c]} - y_{n+k}^{[0]}) \quad (3.27)$$

donde $y_{n+k}^{[c]}$ es el valor obtenido en la última iteración correctora y C'_{p+1} es la constante de error del predictor. Este algoritmo se denomina Aparato de Milne [26]. La estimación del error de truncamiento permite determinar que tan adecuado es el paso de integración actual

con respecto a la exactitud deseada:

$$h' = \left| \frac{\varepsilon}{\varepsilon_L} \right|^{\frac{1}{p+1}} h \quad (3.28)$$

donde ε es la tolerancia deseada, h es el paso de integración actual y h' es el estimativo para el tamaño del paso. A manera de ejemplo, se puede citar el par predictor-corrector formado por la regla del punto medio y la regla trapezoidal:

$$y_{n+1}^{[0]} = y_{n-1} + 2hf(x_n, y_n) \quad (3.29)$$

$$y_{n+1}^{[s+1]} = y_n + \frac{h}{2} \left[f(x_n, y_{n+1}^{[s]}) + f(x_n, y_n) \right] \quad (3.30)$$

Ambos métodos son de segundo orden, con constantes de error dadas por:

$$C'_3 = \frac{1}{3}$$

$$C_3 = -\frac{1}{12}$$

Entonces, a partir de la ecuación (3.27) se obtiene:

$$\varepsilon_L = -\frac{1}{5} \left(y_{n+k}^{[c]} - y_{n+k}^{[0]} \right)$$

3.1.4. Aplicación a sistemas de ecuaciones

La aplicación de métodos lineales a sistemas de ecuaciones de primer orden satisface la mayoría de las definiciones y teoremas enunciados anteriormente, sólo se requiere cambiar la notación escalar a vectorial y reemplazar módulos escalares por normas vectoriales y matriciales. Así, por ejemplo, el operador lineal \mathcal{L} que define el error de truncamiento local será un vector para el caso de un sistema de ecuaciones.

De otro lado, el concepto de estabilidad numérica requiere ser redefinido, dado que el escalar considerado λ en las ecuaciones (3.20) y (3.21) se convierte en una matriz jacobiana $\mathbf{J} = \partial \mathbf{f} / \partial \mathbf{y}$. El resultado del análisis es que todos los valores propios λ_i de \mathbf{J} ($i = 1, 2, \dots, m$ donde m es número de ecuaciones del sistema) deben satisfacer las restricciones impuestas sobre λ para garantizar la estabilidad numérica. Dado que los valores propios λ_i de \mathbf{J} pueden ser complejos, el parámetro $\tilde{h} = h\lambda$ es en términos generales una cantidad compleja. De esta forma, el intervalo de estabilidad definido anteriormente se convierte en una región \mathfrak{R} en el

plano complejo.

Definición 3.11 *Se dice que el método definido por la ecuación (3.4) es absoluta o relativamente estable en una región \mathfrak{R} del plano complejo, si para toda h en \mathfrak{R} , todas las raíces del polinomio de la ecuación (3.22) satisfacen $|\gamma_s| < 1$, $s = 1, 2, \dots, k$ o $|\gamma_s| < |\gamma_1|$, $s = 2, \dots, k$.*

La definición anterior es aplicable a pares predictor corrector.

Definición 3.12 *Se dice que el sistema lineal de ecuaciones $\dot{\mathbf{y}} = \mathbf{A}\mathbf{y} + \Phi(x)$ es rígido o stiff, si para los valores propios λ_t de \mathbf{A} , se cumple $\mathbf{Re}\lambda_t < 0$ y $\max |\mathbf{Re}\lambda_t| \gg \min |\mathbf{Re}\lambda_t|$ para $t = 1, 2, \dots, m$. El índice de rigidez está dado por:*

$$ir = \frac{\max |\mathbf{Re}\lambda_t|}{\min |\mathbf{Re}\lambda_t|} \quad (3.31)$$

Para sistemas no-lineales también aplica esta definición, sin embargo, al variar los valores propios también varían las características de rigidez. En un sistema físico, los valores propios están asociados a las constantes de tiempo. Por lo tanto, un sistema *stiff* es aquel que posee constantes de tiempo distribuidas en un rango amplio. El índice de rigidez se define como la razón entre las constantes de tiempo mayor y menor. Si se aplica un método determinado a la solución de un sistema rígido, puede ser necesario utilizar pasos de integración h demasiado pequeños en intervalos donde la solución no lo requiere. Esto con el fin de garantizar que h se encuentre dentro del intervalo de estabilidad del método. De esta forma se incurre en un esfuerzo computacional innecesario [34]. Estas consideraciones motivan la siguiente definición:

Definición 3.13 *Un método numérico es A-estable si su región de estabilidad absoluta está dada por $\mathbf{Re}h < 0$. Es decir, la región de estabilidad absoluta incluye toda la mitad izquierda del plano complejo.*

Teniendo en cuenta la definición anterior, se concluye que la regla trapezoidal es un método A-estable. La región de estabilidad para un método A-estable se muestra en la Figura 3.1.

Teorema 3.4 *Un método lineal explícito no puede ser A-estable. El orden de un método lineal implícito A-estable no puede ser superior a 2. El método implícito A-estable de segundo orden con menor constante de error es la regla trapezoidal.*

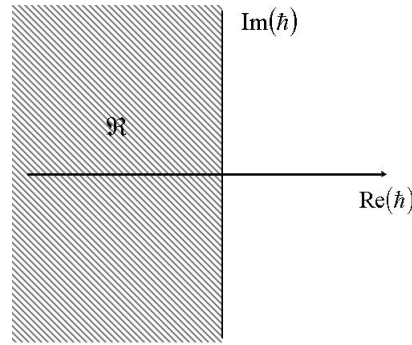


Figura 3.1: Región de estabilidad para métodos A-estable

Las condiciones impuestas por el teorema anterior se conocen como barrera de Dahlquist. A partir de dicho teorema, se puede apreciar lo estricta que es la propiedad de A-estabilidad. Por tal motivo, se han definido propiedades de estabilidad en la cuales la región de estabilidad absoluta, aunque infinita, es menor que la establecida para la propiedad de A-estabilidad.

Para un método A-estable, el requerimiento del tamaño del paso de integración en lo referente a la estabilidad numérica se elimina. La selección del tamaño del paso estará determinada por la exactitud deseada para la solución y la condición de convergencia dada por la ecuación (3.25). Para un sistema rígido, la constante de Lipschitz puede tener un valor elevado por cuanto $L \geq \max |\lambda_t|$ $t = 1, 2, \dots, m$. Entonces, si $\max |\lambda_t| \gg 0$, entonces $L \gg 0$ y la condición de convergencia establecida en la ecuación (3.25) puede verse comprometida. De esta forma, surge un inconveniente en la aplicación de métodos implícitos, debido a que si se utiliza un predictor-corrector, la propiedad de A-estabilidad generalmente se pierde y para lograr convergencia se deben utilizar pasos h muy pequeños dados por la ecuación (3.25). La alternativa para este problema es utilizar el método de Newton para resolver el sistema no lineal de ecuaciones resultante al aplicar la fórmula implícita. Al emplear el método de Newton, el requerimiento sobre h para la convergencia es mucho menos severo que el dado por la ecuación (3.25) siempre y cuando el estimativo inicial de la solución $\mathbf{y}_{n+k}^{[0]}$ sea adecuado [43]. Para estimar $\mathbf{y}_{n+k}^{[0]}$ se puede utilizar un predictor. La desventaja de utilizar el método de Newton puede ser el elevado esfuerzo computacional que implica calcular el jacobiano correspondiente.

La regla trapezoidal puede clasificarse dentro de la clase general de métodos [43]:

$$\mathbf{y}_{n+1} - \mathbf{y}_n = h[(1 - \theta) \mathbf{f}_{n+1} + \theta \mathbf{f}_n] \quad (3.32)$$

El orden de esta clase de métodos es uno para $\theta \neq \frac{1}{2}$ y dos $\theta = \frac{1}{2}$. Si $\theta \leq \frac{1}{2}$ el método

es A-estable, es decir, el único método de esta familia A-estable y de orden dos es la regla trapezoidal. Utilizando la ecuación de prueba $\dot{y} = \lambda y$, $\lambda < 0$, se tiene:

$$\frac{y_{n+1}}{y_n} = \frac{1 + \theta \bar{h}}{1 - (1 - \theta) \bar{h}} \quad (3.33)$$

Para la regla trapezoidal:

$$\frac{y_{n+1}}{y_n} = \frac{1 + \frac{1}{2} \bar{h}}{1 - \frac{1}{2} \bar{h}} \quad (3.34)$$

Cuando $\bar{h} \rightarrow -\infty$, se cumple $y_{n+1}/y_n \rightarrow -1$. Es decir, cuando se utilizan pasos de tamaño relativamente grandes en la regla trapezoidal, se genera un error que ocasiona una oscilación de la solución real alrededor de la solución verdadera [43] (modos reales son representados como modos oscilatorios en la solución numérica). Esta es la desventaja de la regla trapezoidal, además de su menor orden en comparación con otros métodos. Para el método Euler Implícito ($\theta = 0$):

$$\frac{y_{n+1}}{y_n} = \frac{1}{1 - \bar{h}} \quad (3.35)$$

En este caso, $y_{n+1}/y_n \rightarrow 0$ cuando $\bar{h} \rightarrow -\infty$. Por lo tanto, no se genera el error oscilatorio. Sin embargo, el orden de este método es uno. Los métodos con esta propiedad se conocen como *L-estables* [26]. Si se tiene certeza de que los valores propios de un sistema en particular están confinados en una región determinada, se pueden utilizar métodos de la familia BDF:

$$\sum_{j=0}^k \alpha_j \mathbf{y}_{n+j} = h \beta_k \mathbf{f}_{n+k} \quad (3.36)$$

Estos métodos de k pasos y orden k tienen una región de estabilidad infinita y son del tipo *A(α)-estables*. La región de estabilidad de estos métodos se muestra en la Figura 3.2.

Es necesario mencionar que el sistema de ecuaciones resultante del modelo matemático de un sistema de energía eléctrica es *stiff*, con elevados índices de rigidez. Por este motivo los métodos A-estables tienen interés particular en este contexto.

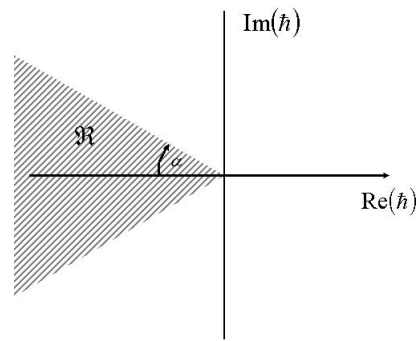


Figura 3.2: Región de estabilidad para métodos $A(\alpha)$ estables

3.2. Métodos no lineales y métodos híbridos

Los métodos tratados en la sección 3.1 son lineales en el sentido que la ecuación en diferencias (3.4) es una combinación lineal de valores de la función y_{n+k} y sus derivadas f_{n+k} . Otra familia de métodos es aquella en la cual se elimina tal linealidad. Estos métodos tienen la ventaja de un orden superior con respecto a los métodos lineales para un mismo número de pasos [34]. A esta clase de métodos pertenecen los métodos conocidos como métodos de Runge-Kutta, cuya expresión clásica general es la siguiente [43]:

$$y_{n+1} = y_n + h\psi(x_n, y_n, h) \quad (3.37)$$

Como puede apreciarse, (3.37) es una ecuación explícita dado que los métodos de Runge-Kutta tradicionales son explícitos. Las definiciones de orden y consistencia dadas para los métodos lineales son válidas para los métodos de Runge-Kutta. De otro lado, la condición suficiente y necesaria para la convergencia es la consistencia debido a que la ecuación (3.37) define un método de un solo paso. Debido a la no linealidad, el análisis de errores y estabilidad numérica es mucho más complicado que para métodos lineales. La región de estabilidad absoluta de los métodos clásicos de Runge-Kutta es finita, en comparación con las regiones infinitas de algunos métodos tratados en la sección 3.1. Por este motivo, los métodos clásicos de Runge-Kutta no son adecuados para problemas rígidos o *stiff*. Para superar esta y otras limitaciones de los métodos clásicos de Runge-Kutta, se han propuesto métodos de Runge-Kutta Implícitos, con los cuales es posible obtener la propiedad de A-estabilidad con órdenes superiores a los de los métodos implícitos lineales. Sin embargo, el esfuerzo computacional aumenta considerablemente debido al número de operaciones requerido. Entre estos métodos cabe mencionar el método TR-BDF2 [19, 30], disponible en la herramienta MATLAB-SIMULINK para resolver problemas *stiff*. Éste es un método L-estable que utili-

za la regla trapezoidal en un punto intermedio del paso y posteriormente el método BDF de segundo orden.

Los métodos híbridos surgen como un intento de combinar las ventajas de los métodos lineales y no lineales (Runge-Kutta), por lo tanto poseen propiedades intermedias entre estas dos clases [43]. Estos métodos carecen de regiones infinitas de estabilidad absoluta, por lo tanto, su aplicación a problemas *stiff* es limitado.

3.3. Aplicación al análisis dinámico de sistemas de energía eléctrica

Si no se tienen en cuenta los transitorios electromagnéticos, el modelo matemático para un sistema de energía eléctrica es un sistema algebraico-diferencial no-lineal de primer orden [40]:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{V}) \quad (3.38)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{V}) \quad (3.39)$$

El índice de diferenciación de este sistema es uno, dado que la matriz jacobiana $\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{V}$ generalmente es no-singular [11]. Las ecuaciones diferenciales representan la dinámica de los elementos convertidores y controladores de energía eléctrica mientras que las ecuaciones algebraicas están asociadas a la interacción de tales elementos a través de la red de transmisión (líneas y transformadores). Si en el modelo se incluyen las dinámicas de corto y largo plazo las constantes de tiempo involucradas varían desde unos pocos milisegundos, asociadas a controles electrónicos descentralizados tales como AVR's, hasta varias decenas, asociadas a controles de las fuentes primarias de energía y centralizados. Las constantes de tiempo de un sistema físico son el inverso de las partes reales de los valores propios del modelo linealizado del sistema descrito por las ecuaciones (3.38) y (3.39). Por lo tanto, es común encontrar índices de rigidez del orden de 10^4 y superiores. En cuanto a la dimensión del sistema, los modelos de sistemas reales pueden incluir miles de barras y centenas de generadores. Así por ejemplo, el modelo de un sistema representado por 400 generadores y 2000 barras tendría 4000 ecuaciones diferenciales, si se consideran 10 estados por generador, y 4000 ecuaciones algebraicas para un total de 8000 ecuaciones. Esto sin tener en cuenta estados asociados a otros elementos dinámicos. Por ende, el sistema descrito por las ecuaciones (3.38) y (3.39) sujeto a una condición inicial $\mathbf{x}_0, \mathbf{V}_0$ constituye un problema *stiff* de gran dimensión y com-

plejidad desde el punto de vista computacional [38]. En [11], se realiza un análisis detallado sobre la solución de sistemas algebraico diferenciales en general.

En lo que respecta a sistemas eléctricos de potencia, existen dos métodos generales para resolver el problema de valor inicial planteado anteriormente [40]:

- Solución particionada de las ecuaciones algebraicas y diferenciales utilizando métodos explícitos
- Solución simultánea del sistema algebraico-diferencial utilizando método implícitos.

Estos métodos se describen a continuación.

3.3.1. Solución particionada con integración explícita

En esta técnica de solución, las ecuaciones diferenciales y algebraicas se resuelven por separado. El método más utilizado para integrar las ecuaciones diferenciales es el de Runge-Kutta de cuarto orden. Para las ecuaciones algebraicas generalmente se utiliza el método de Newton. La ventaja de este tipo de solución es su fácil implementación para la solución de sistemas de ecuaciones diferenciales complejos. Sin embargo, tiene limitaciones de estabilidad numérica dado que los métodos explícitos tienen regiones finitas de estabilidad absoluta [26]. Por lo tanto, el tamaño del paso de integración está limitado por las constantes de tiempo más pequeñas del sistema aun cuando los modos más rápidos se hayan amortiguado. Este hecho hace prácticamente imposible la aplicación de métodos explícitos a estudios de largo plazo en sistemas eléctricos, quedando restringido su uso a un horizonte de unos pocos segundos luego de ocurrida una perturbación. Inclusive en este horizonte pueden presentarse inconvenientes dependiendo de los modelos utilizados.

3.3.2. Solución simultánea con integración implícita

Mediante esta técnica, las ecuaciones diferenciales y algebraicas se resuelven simultáneamente en cada paso de tiempo. Las ecuaciones diferenciales se convierten en ecuaciones algebraicas al sustituir la ecuación en diferencias correspondiente al método implícito. El sistema resultante es puramente algebraico y no lineal. Generalmente se utiliza el método de Newton para resolver este sistema en cada paso de tiempo. El jacobiano resultante es una matriz de gran dimensión y cuasi-vacía (dispersa), propiedad que debe explotarse en aras de reducir el gasto computacional.

Esta técnica es la de mayor aceptación en la actualidad, dada las propiedades de estabilidad numérica que pueden obtenerse utilizando métodos implícitos. En comparación con la solución explícita y particionada, esta técnica es más compleja y menos flexible para implementar computacionalmente.

3.3.3. Algoritmos implementados en programas de uso común

En esta sección se comentan, en forma breve, los algoritmos numéricos empleados por programas de uso común a nivel industrial. El análisis de los problemas dinámicos encontrados en la actualidad hace necesario representar en forma conjunta las dinámicas rápidas y lentas en el sistema para obtener resultados de una exactitud adecuada. Por lo tanto, es necesario integrar los modelos de corto y largo plazo en una sola herramienta de simulación. Este requerimiento implica el empleo de métodos con ajuste automático del paso de integración y sin inconvenientes de estabilidad numérica. Los programas descritos a continuación cumplen, en mayor o menor grado, con esta especificación.

DigSilent [27], es un programa que permite análisis de transitorios electromagnéticos y electromecánicos en sistemas de potencia. Existen tres modos de simulación disponibles: simulación equilibrada RMS (convencional), simulación trifásica RMS y simulación de transitorios electromagnéticos. Las ecuaciones diferenciales y algebraicas se resuelven simultáneamente. El algoritmo de integración numérica está basado en una técnica de relajación. Los fundamentos de estas técnicas se describen en [32]. El algoritmo utilizado tiene la particularidad de utilizar diferentes pasos de integración para cada subsistema dinámico de acuerdo a sus constantes de tiempo. Existe un algoritmo de adaptación el tamaño del paso según las características de la simulación.

El programa Eurostag [49] utiliza un método implícito con ajuste automático y continuo del tamaño del paso. El método es una combinación de métodos de Adams implícitos y BDF [43] de orden y tamaño de paso variables (método de Gear [26]). Las ecuaciones algebraicas y diferenciales se resuelven conjuntamente utilizando el método de Newton modificado, el jacobiano resultante se mantiene constante si se obtiene una buena convergencia. Para las variables de estado \mathbf{x} se utilizan métodos de Adams implícitos, mientras que para las variables algebraicas \mathbf{V} se utiliza el método BDF. El orden de los métodos nunca es superior a 2 para mantener la propiedad de A-estabilidad. Ante discontinuidades, el orden del método se fija en uno y se utiliza el paso mínimo de integración. La expresión general del primer polinomio

característico de los métodos de Adams es la siguiente [43]:

$$\rho(\gamma) = \gamma^k - \gamma^{k-1} \quad (3.40)$$

Para ordenes 1 y 2 se tienen el Euler Implícito y la Regla Trapezoidal respectivamente. Simpow [2] utiliza por defecto un algoritmo basado en el método de Gear, similar al de Eurostag. Sin embargo, se utiliza el método BDF para variables stiff y el método de Adams (regla trapezoidal) para el resto de variables. El programa incorpora un algoritmo para determinar si una variable es stiff.

El algoritmo utilizado en Neplan [7] también implementa la solución simultánea de ecuaciones algebraicas y diferenciales. El método de integración es implícito y de un solo paso. Para mejorar la eficiencia, el conjunto de ecuaciones se divide en subsistemas y se resuelve por bloques. El paso de integración se ajusta de acuerdo al error de truncamiento local de los ángulos de los rotores (variables de estado) y potencia activa de los generadores (variables algebraicas).

3.3.4. Algoritmo implementado en la herramienta HAGP

Con base en lo expuesto anteriormente, es claro que el desarrollo de la herramienta HAGP [58] debe seguir lineamientos que garanticen su aplicación a problemas de relevancia en la actualidad desde el corto hasta el largo plazo. Es claro que el algoritmo numérico debe poseer las propiedad de A-estabilidad. Por este motivo, se escogió la regla trapezoidal como método base en la solución simultánea de las ecuaciones diferenciales y algebraicas. Este método ha sido aplicada exitosamente al análisis de transitorios en sistemas de potencia [18]. La principal desventaja de la regla trapezoidal son las oscilaciones numéricas. Este inconveniente ha sido mitigado por medio de diversas técnicas, entre las cuales se encuentra el uso de pasos pequeños tras la ocurrencia de perturbaciones [5, 46, 24]. Otra desventaja es su menor exactitud con respecto a métodos de Runge-Kutta Implícitos y A-estables [25]. Sin embargo, el gasto computacional de tales métodos es superior al de la regla trapezoidal y su aplicación aún es objeto de investigación. El algoritmo implementado en HAGP presenta la siguiente estructura:

$$\mathbf{x}_{n+1} = \mathbf{x}_n + \frac{\Delta t}{2} [\mathbf{f}(\mathbf{x}_{n+1}, \mathbf{V}_{n+1}) + \mathbf{f}(\mathbf{x}_n, \mathbf{V}_n)] \quad (3.41)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}_{n+1}, \mathbf{V}_{n+1}) \quad (3.42)$$

Si se definen los vectores \mathbf{F} y \mathbf{G} como:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}_{n+1}, \mathbf{V}_{n+1}) = \mathbf{x}_{n+1} - \mathbf{x}_n - \frac{\Delta t}{2} [\mathbf{f}(\mathbf{x}_{n+1}, \mathbf{V}_{n+1}) + \mathbf{f}(\mathbf{x}_n, \mathbf{V}_n)] \quad (3.43)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}_{n+1}, \mathbf{V}_{n+1}) = \mathbf{g}(\mathbf{x}_{n+1}, \mathbf{V}_{n+1}) \quad (3.44)$$

Los valores desconocidos \mathbf{x}_{n+1} y \mathbf{v}_{n+1} deben satisfacer la condición:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}_{n+1}, \mathbf{V}_{n+1}) = 0 \quad (3.45)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}_{n+1}, \mathbf{V}_{n+1}) = 0 \quad (3.46)$$

Las ecuaciones (3.45) y (3.46) son algebraicas no lineales y se resuelven mediante el método de Newton-Raphson convencional. El jacobiano resultante tiene la estructura presentada en la ecuación (3.47).

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{x}} & \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial \mathbf{G}}{\partial \mathbf{x}} & \frac{\partial \mathbf{G}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_D & \mathbf{B}_D \\ \mathbf{C}_D & (\mathbf{Y} + \mathbf{Y}_D) \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

Las matrices \mathbf{A}_D , \mathbf{B}_D , \mathbf{C}_D y \mathbf{Y}_D dependen de los modelos de los elementos dinámicos y de las cargas estáticas no lineales. Estas matrices tienen las siguientes composiciones:

$$\mathbf{A}_D = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{d1} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{A}_{d2} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{A}_{dm} \end{bmatrix} \quad \mathbf{B}_D = \begin{bmatrix} \mathbf{B}_{d1} \\ \mathbf{B}_{d2} \\ \vdots \\ \mathbf{B}_{dm} \end{bmatrix} \quad \mathbf{Y}_D = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{d1} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{Y}_{d2} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \mathbf{Y}_{dN} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{C}_D = \begin{bmatrix} \mathbf{C}_{d1} & \mathbf{C}_{d2} & \cdots & \mathbf{C}_{dm} \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

donde \mathbf{m} es el número de elementos dinámicos del sistema y \mathbf{N} el número de barras. La matriz \mathbf{Y} es la matriz de admitancias de barras de la red. La matriz jacobiana resultante es muy dispersa, característica que se puede aprovechar para mejorar la eficiencia del algoritmo utilizado. Las mejoras introducidas en el algoritmo numérico se presentan en el capítulo 4.

Capítulo 4

Modificaciones a la herramienta HAGP

En este capítulo se detallan las modificaciones efectuadas sobre la herramienta prototipo HAGP con el fin de incrementar sus capacidades. Tal como se mencionó en el capítulo 1, las modificaciones están orientadas a mejorar la eficiencia del algoritmo numérico y a la implementación de nuevos modelos dinámicos.

4.1. Mejoras al algoritmo de integración numérica

El algoritmo de solución del sistema algebraico - diferencial implementado en la herramienta HAGP fue presentado en la sección 3.3. Actualmente, se utiliza la solución simultánea de las ecuaciones algebraicas y diferenciales utilizando la regla trapezoidal y un paso de tiempo fijo en todo el intervalo de simulación. Para mejorar la eficiencia computacional, se tendrán en cuenta los siguientes aspectos y requerimientos:

- El mayor gasto computacional ocurre en el cómputo del jacobiano. Se deben realizar variaciones en las rutinas de cálculo del jacobiano de tal forma que dicho proceso sea más eficiente.
- No se emplean técnicas de dispersidad. Se deben emplear técnicas de dispersidad para almacenar el jacobiano y efectuar operaciones matriciales de tal forma que la herramienta sea aplicable a sistemas de dimensiones prácticas.
- El paso de tiempo es fijo. Se debe implementar un algoritmo de variación del paso de integración con base en las características de la simulación.

En esta etapa de la evolución de la herramienta HAGP se ha decidido mantener la regla trapezoidal como algoritmo base debido a que presenta un buen compromiso entre cualidades numéricas y gasto computacional. También se conserva el método de solución simultánea.

4.1.1. Cómputo del jacobiano

El cómputo del jacobiano resultante de aplicar el método de Newton al sistema no lineal de ecuaciones en cada paso de tiempo representa el mayor gasto computacional en el algoritmo utilizado. Los elementos del jacobiano correspondientes a cada tipo de elemento dinámico se calculan en rutinas independientes. Estas rutinas utilizan un ciclo *for* que se repite tantas veces como elementos dinámicos de un tipo dado existan, tal y como se muestra en la figura 4.1. De esta forma, los elementos del jacobiano para cada elemento dinámico se calculan por separado en las repeticiones del mencionado ciclo.

```

%% Cálculo jacobiano
for m=1:ng
    %% matriz Ad
    Ad(2*m-1,2*m-1)=1+0.25*(dt/gen(on(m),24))*gen(on(m),25)*gen(on(m),9);
    Ad(2*m-1,2*m)=0.25*gen(on(m),9)*(dt/gen(on(m),24))*c(m)*[V1(2*...
        gen(on(m),1)-1)*cos(X1(2*m))+V1(2*gen(on(m),1))*sin(X1(2*m))];
    Ad(2*m,2*m-1)=-188.5*dt;
    Ad(2*m,2*m)=1;
    %% matriz Bd
    Bd(2*m-1,2*gen(on(m),1)-1)=0.25*(dt/gen(on(m),24))*c(m)*cos(X1...
        (2*m))*gen(on(m),9);
    Bd(2*m-1,2*gen(on(m),1))=0.25*(dt/gen(on(m),24))*c(m)*sin(X1...
        (2*m))*gen(on(m),9);
    %% matriz Cd
    Cd(2*gen(on(m),1)-1,2*m)=-c(m)*cos(X1(2*m))*gen(on(m),9);
    Cd(2*gen(on(m),1),2*m)=-c(m)*sin(X1(2*m))*gen(on(m),9);
    %% matriz Yd
    Yd(2*gen(on(m),1)-1,2*gen(on(m),1))=Yd(2*gen(on(m),1)-1,2*...
        gen(on(m),1)-(1/gen(on(m),15))*gen(on(m),9);
    Yd(2*gen(on(m),1),2*gen(on(m),1)-1)=Yd(2*gen(on(m),1),2*...
        gen(on(m),1)-1)+(1/gen(on(m),15))*gen(on(m),9);
end

```

Figura 4.1: Rutina para cálculo de submatrices del jacobiano

Las rutinas de cálculo del jacobiano se modificaron de tal forma que se eliminó el ciclo *for* y los elementos correspondientes a dispositivos dinámicos de un tipo dado ahora son calculados en forma simultánea, tal como aparece en la figura 4.2. Además, el jacobiano se

construye como una matriz dispersa utilizando el comando *sparse* de MATLAB. La construcción del jacobiano como una matriz dispersa contribuye a la eficiencia computacional en términos de almacenamiento y operaciones matriciales.

```

%% Cálculo jacobiano
if jg == 4
    %% parámetros
    Xd1 = genx(ongx, XD1);
    H = genx(ongx, H);
    Kd = genx(ongx, Kd);
    %% variables de estado
    delta1 = X1(idx_delta); %% ángulo del rotor
    %% constantes
    E_1 = cgen(EFD, jg)(rstg, :); %% tensión subtransitoria
    Knc11 = E_1./Xd1;
    Knc12 = 0.5*(dtm2./H);
    Knc13 = cos(delta1);
    Knc14 = sin(delta1);
    Knc15 = Knc12.*Knc11;
    %% matriz Ad
    Ad = Ad + sparse(idx_omega, idx_omega, 1 + Knc12.*Kd, nfad, ncad);
    Ad = Ad + sparse(idx_omega, idx_delta, Knc15.*(Vr1.*Knc13 + Vi1.*...
        Knc14), nfad, ncad);
    Ad = Ad + sparse(idx_delta, idx_omega, - wo*dtm2, nfad, ncad);
    Ad = Ad + sparse(idx_delta, idx_delta, 1, nfad, ncad);
    %% matriz Bd
    Bd = Bd + sparse(idx_omega, idx_busr, Knc15.*Knc13, nfbd, ncbd);
    Bd = Bd + sparse(idx_omega, idx_busi, Knc15.*Knc14, nfbd, ncbd);
    %% matriz Cd
    Cd = Cd + sparse(idx_busr, idx_delta, - Knc11.*Knc13, nfcad, nccd);
    Cd = Cd + sparse(idx_busi, idx_delta, - Knc11.*Knc14, nfcad, nccd);
    %% matriz Yd
    Yd = Yd + sparse(idx_busr, idx_busi, 1./Xd1, nfyd, ncyd);
    Yd = Yd + sparse(idx_busi, idx_busr, - 1./Xd1, nfyd, ncyd);
end

```

Figura 4.2: Rutina modificada para cálculo de submatrices del jacobiano

4.1.2. Algoritmo para variación del paso de integración

Para implementar un algoritmo de variación del paso de integración se consideraron varias alternativas. La primera de ellas consistía en utilizar el Aparato de Milne para estimar el error de truncamiento local y variar el paso de integración con base en el valor dicha magnitud.

Para tal fin se requería modificar el método numérico de tal forma que tuviera una etapa predictora precediendo a la regla trapezoidal que sería utilizada como corrector. El método utilizado como predictor debía ser explícito y del mismo orden de la regla trapezoidal. Se consideraron dos métodos: la regla del punto medio y la serie de Taylor truncada.

La regla del punto medio (ecuación 3.29) es un método explícito de segundo orden y dos pasos. El hecho de que sea un método multipaso constituye una desventaja debido a que ante variaciones en el paso de integración es necesario estimar los puntos adicionales requeridos mediante interpolación, a menos que se establezcan restricciones en la magnitud de las variaciones. De otro lado, la serie truncada de Taylor es un método de un sólo paso, sin embargo, requiere el cálculo de derivadas de segundo orden lo que implica el cálculo de un jacobiano y un producto matricial, dado que el sistema es autónomo. Como puede verse, ambos métodos implicarían un aumento considerable en el gasto computacional.

Por las razones expuestas anteriormente, se decidió implementar un algoritmo de variación del paso de integración basado en el número de iteraciones del método de Newton. Numerosas experimentaciones numéricas mostraron que el número de iteraciones del método de Newton en cada paso de tiempo es un buen índice de la idoneidad del paso de integración empleado. La tabla 4.1 muestra la relación entre el tamaño del paso y el número máximo de iteraciones para varios sistemas ante simulaciones de corto plazo con diversos grados de no linealidad, representada en la magnitud de las perturbaciones.

Tabla 4.1: Relación entre el tamaño del paso y máximo número de iteraciones

Tamaño del paso	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
0,01	2	2	3
0,02	2	3	4
0,05	3	3	4
0,10	4	5	6
0,25	4	6	8

El mayor número de iteraciones generalmente ocurre en el paso de tiempo siguiente a la perturbación (discontinuidad en el sistema de ecuaciones). Generalmente, se obtienen resultados con buena exactitud cuando el tamaño del paso es tal que el número de iteraciones hasta la convergencia no es superior a 3 ó 4. Si el número de iteraciones es superior a 5, se presenta una pérdida de exactitud considerable en casi todos los casos.

El algoritmo de variación del tamaño del paso dobla o reduce a la mitad el paso de integración si el número de iteraciones del método de Newton se encuentra por debajo o excede un límite establecido por el usuario. El tamaño del paso sólo puede variar en el intervalo

establecido por los límites máximo y mínimo. Ante una discontinuidad o singularidad en el sistema de ecuaciones, el tamaño del paso se fija al mínimo establecido. El algoritmo de variación del tamaño del paso se describe en el apéndice A, que contiene el manual del usuario. Las principales ventajas del algoritmo de variación del paso implementado son las siguientes:

- Simplicidad en comparación con los métodos predictor - corrector.
- Menor burden computacional que los métodos predictor - corrector.

La principal desventaja con respecto a los métodos predictor - corrector es la variación menos eficiente del paso de integración.

4.1.3. Comparación de tiempos de simulación

La tabla 4.2 incluye los tiempos de cómputo empleados en simulaciones de sistemas de diversos tamaños para la versión actual (versión 1,0) y la versión mejorada (versión 2,0) de la herramienta prototipo HAGP.

Tabla 4.2: Tiempos de cómputo herramienta HAGP

Versión HAGP	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
1,0	4,2 s	24 s	2,4 min
2,0 - paso fijo	9,2 s	23,2 s	26,8 s
2,0 - paso variable	3,2 s	7,9 s	8,6 s

Las simulaciones fueron efectuadas en un PC con procesador Pentium 4 de 2,4 GHz y 504 MB de RAM. El Sistema 1 es un sistema máquina barra infinita y corresponde al sistema de menor dimensión mientras que el Sistema 3 es un sistema de 16 generadores y 68 barras y corresponde al sistema de mayor dimensión. El paso de tiempo utilizado en la versión 1,0 y en la versión 2,0 - paso fijo fue de 0,01 s. En la versión 2,0 - paso variable se empleó un paso mínimo de 0,001 s y pasos máximos de hasta 0,1 s. Como puede apreciarse a partir de la tabla 4.2, el tiempo de cómputo para el Sistema 1 es menor con la versión 1,0 que con la versión 2,0 con paso de tiempo fijo. Para el Sistema 2 los tiempos de cómputo son similares, mientras que para el Sistema 3 la versión 2,0 con paso de tiempo fijo presenta un tiempo de cómputo considerablemente inferior al de la versión 1,0. Este comportamiento se debe a que la versión 2,0 utiliza un mayor número de variables y rutinas, de tal forma que cuando se utilizan pasos de tiempo fijos los tiempos de simulación para sistemas muy pequeños son inferiores en la versión 1,0. Sin embargo, a medida que aumenta la dimensión del sistema,

el cálculo eficiente del jacobiano y el uso de técnicas de dispersidad adquiere relevancia tal como se aprecia en los tiempos de simulación para el Sistema 3. Cuando se varía el paso de integración, los tiempos de simulación disminuyen considerablemente. Estos tiempos de cómputo son comparables con aquellos reportados en programas de características similares [20]. Cabe mencionar que los tiempos de simulación también dependen de la versión de MATLAB utilizada.

A partir de la tabla 4.2 , se puede concluir que las modificaciones efectuadas sobre la rutinas de cálculo de la matriz jacobiana y la implementación del algoritmo de variación del paso de integración han contribuido a mejorar la eficiencia computacional de la herramienta (velocidad de cómputo y requerimientos de memoria).

4.2. Nuevos modelos implementados

En la versión 2,0 de la herramienta prototipo HAGP se implementaron los siguientes modelos:

- Limitador de corriente de campo de generadores síncronos.
- Máquinas asíncronas.
- Cargas dinámicas: controladas por termostato y modelo genérico multiplicativo.
- Cargas estáticas: modelo exponencial y variaciones con la frecuencia del sistema.
- FACTS: compensador estático de potencia reactiva SVC y compensador estático síncrono STATCOM.
- Enlaces en corriente continua HVDC.
- Protecciones: relés de distancia, de deslastre de carga por corriente y tensión y de desconexión de generación.
- Modelos de secuencia: se incluyeron modelos de secuencia cero y negativa para los elementos del sistema con el fin de simular condiciones de desequilibrio.

Estos modelos complementan los existentes de generadores síncronos, sistemas de excitación, turbinas, gobernadores y cargas estáticas implementados en la versión 1,0. Con estos modelos se amplía el rango de aplicaciones de la herramienta HAGP al estudio de la dinámica de sistemas eléctricos de potencia. En el capítulo 5 se incluyen aplicaciones de estos

modelos a diversos casos ejemplo. Una descripción detallada de los modelos se encuentra en el manual del usuario (apéndice A).

Capítulo 5

Resultados numéricos

5.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados numéricos obtenidos al aplicar la herramienta HAGP al análisis de sistemas de potencia de diversos tamaños y naturaleza. La sección 5.2 presenta resultados con el objeto de validar los modelos implementados en la herramienta mientras que la sección 5.3 incluye resultados cuyo fin es mostrar la aplicación de la herramienta a estudios de estabilidad de diversa naturaleza.

5.2. Validación

En esta sección se valida la herramienta HAGP mediante la comparación de los resultados obtenidos con ésta y los obtenidos con programas de uso comercial.

5.2.1. Caso máquina barra infinita, modelo clásico

Las figuras 5.2 a 5.4 muestran el efecto del tiempo de despeje de falla en el sistema máquina-barra infinita de la figura 5.1. Este caso fue tomado del capítulo 13 de [40]. Se utiliza el modelo clásico para modelar la máquina síncrona. El evento considerado es una falla trifásica en uno de los extremos del circuito CT2. La falla es despejada sacando de servicio el circuito en cuestión.

A partir de las figuras se observa que a medida que aumentan los tiempos de despeje, más amplias son las oscilaciones de la máquina debido a la mayor energía cinética que gana el rotor durante la falla. Para tiempos de despeje superiores a 0,086 ms, la máquina pierde el

sincronismo con el sistema debido a la ausencia de torque sincronizante.

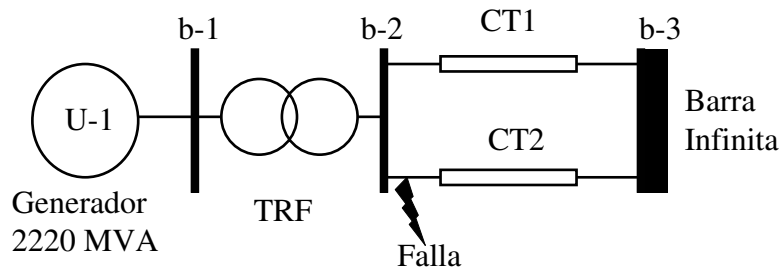


Figura 5.1: Sistema máquina barra infinita

5.2.2. Caso máquina barra infinita, efecto del sistema de excitación

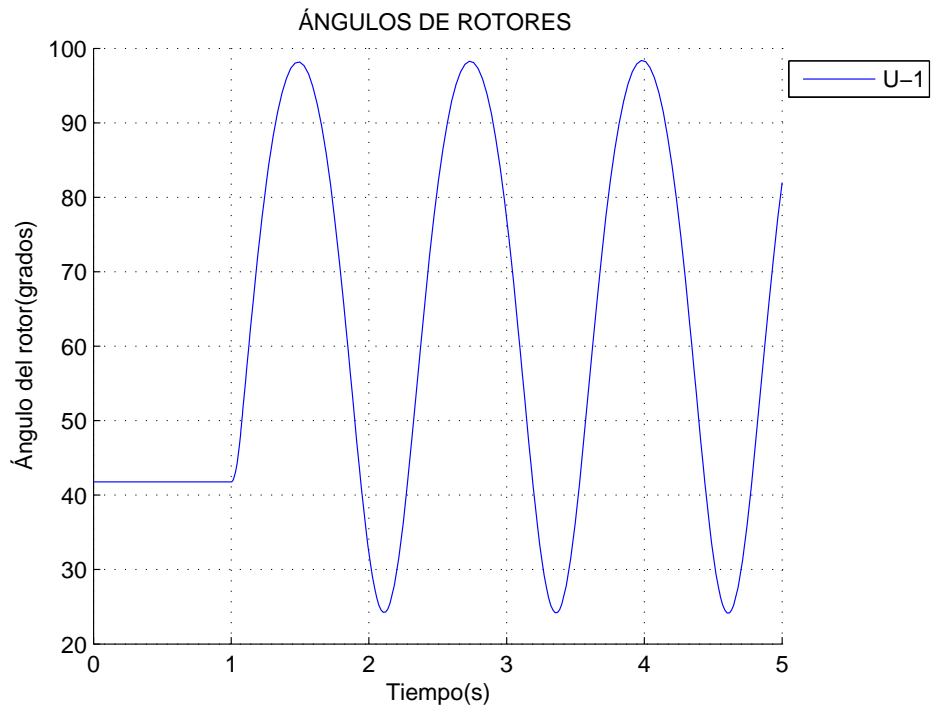
Este caso corresponde al mismo sistema de la figura 5.1. La diferencia consiste en que se modelan en forma detallada la máquina síncrona y sus controles. La perturbación considerada es la misma, se toma un tiempo de despeje de 70 ms.

En la figura 5.5 se observa que para la máquina sin controles el sistema es estable pero el amortiguamiento de las oscilaciones es pobre. En la figura 5.6 el sistema es inestable debido al amortiguamiento negativo introducido por el regulador automático de tensión AVR de ganancia elevada. Finalmente, la figura 5.7 muestra el efecto de compensar el sistema con estabilizador de potencia PSS.

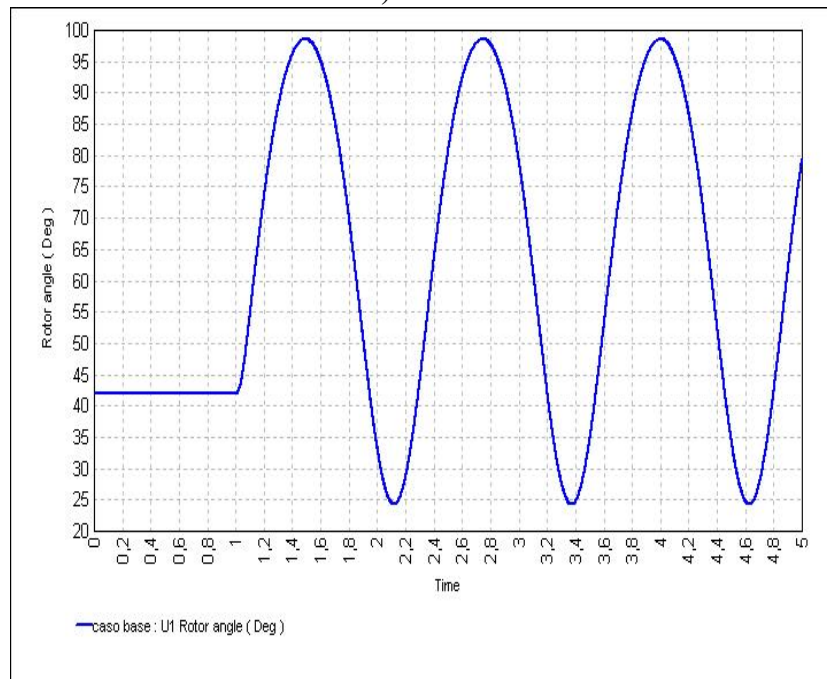
5.2.3. Caso máquina barra infinita, fallas desequilibradas

Las figuras 5.8, 5.9 y 5.10 muestran la evolución del ángulo de la máquina del sistema de la figura 5.1 ante cortocircuitos fase - tierra, fase - fase y fase - fase - tierra respectivamente en el mismo punto considerado para los casos anteriores. Se utiliza un modelo detallado de la máquina con AVR y PSS, el tiempo de despeje de falla es de 70 ms. La conexión del transformador es Ynd con neutro sólidamente puesto a tierra. El generador está conectado en Y con el neutro sólidamente puesto a tierra.

Se puede apreciar a partir de las figuras que la amplitud de las oscilaciones es menor que para el caso trifásico, es decir, las fallas desequilibradas son menos críticas desde el punto de vista de la estabilidad que las fallas trifásicas.

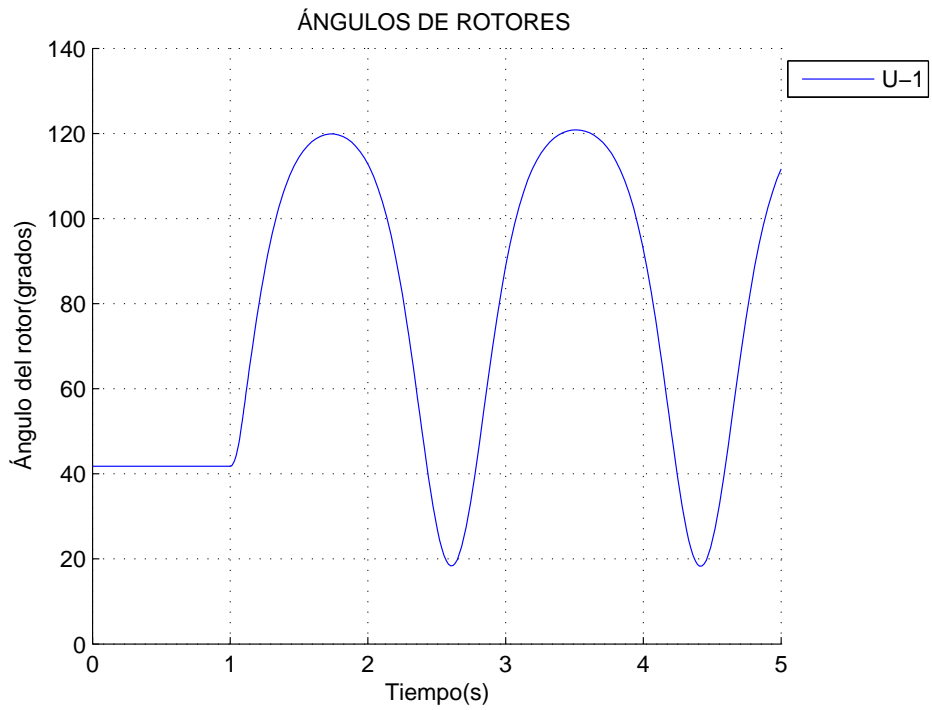


a) HAGP

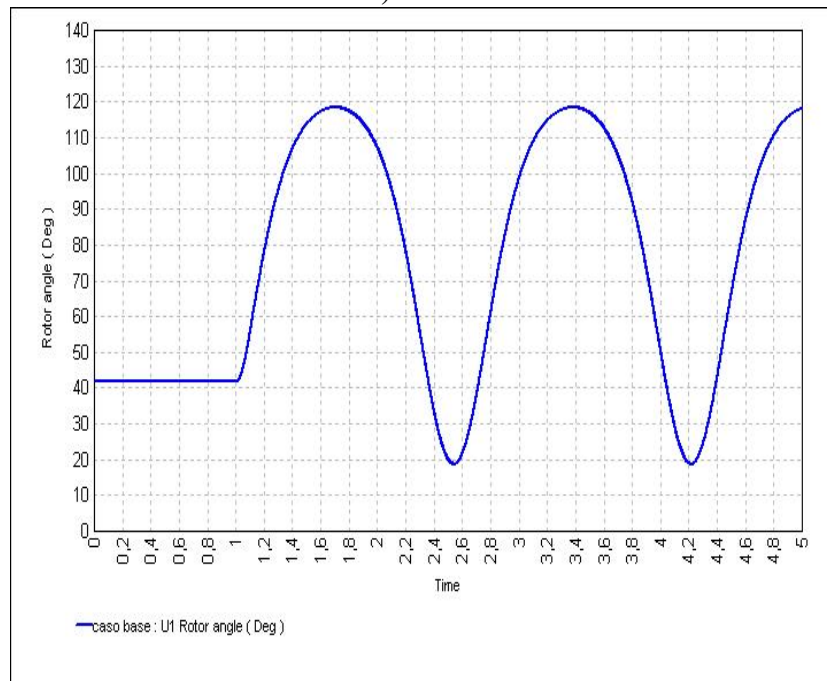


b) NEPLAN

Figura 5.2: Sistema máquina barra infinita. Modelo clásico. Tiempo de despeje 70 ms

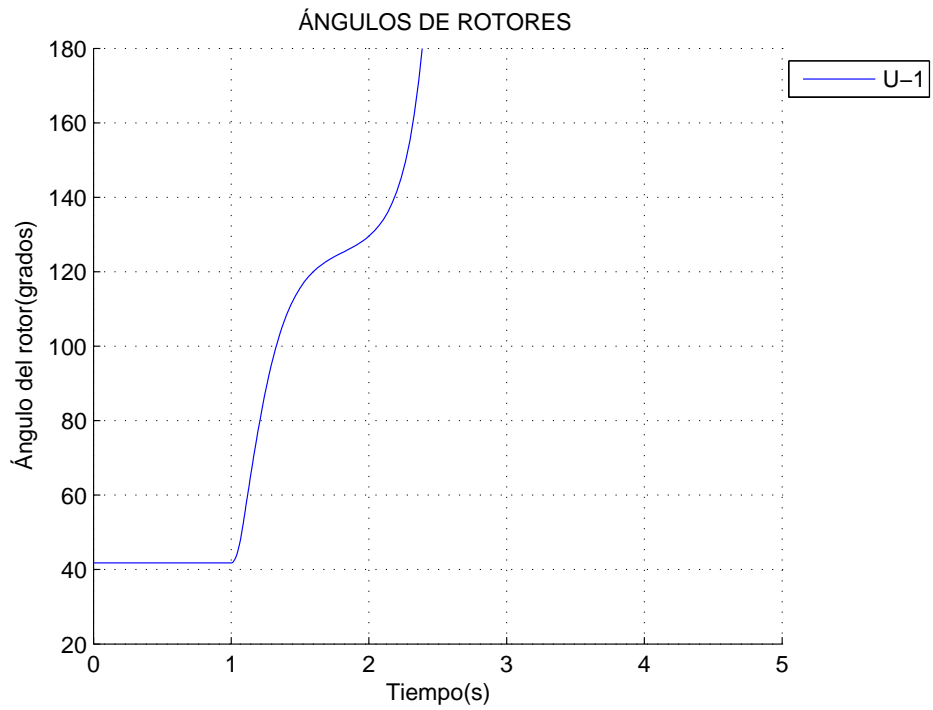


a) HAGP

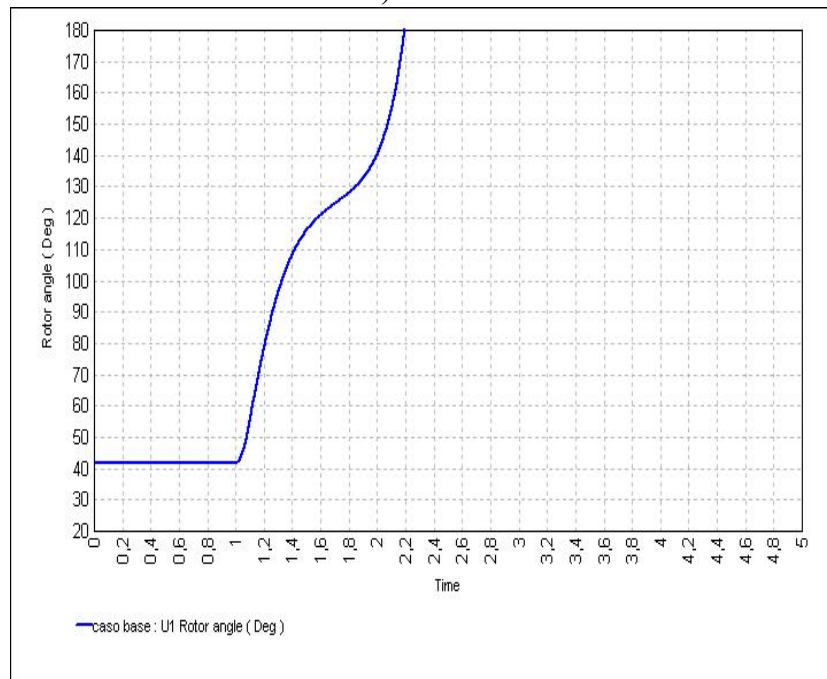


b) NEPLAN

Figura 5.3: Sistema máquina barra infinita. Modelo clásico. Tiempo de despeje 86 ms

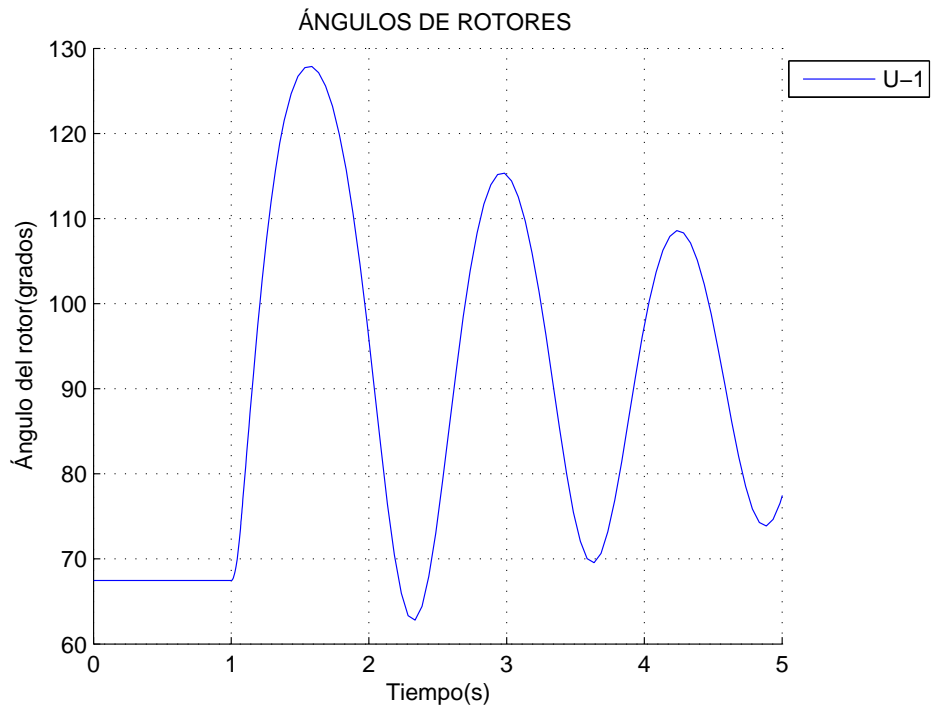


a) HAGP

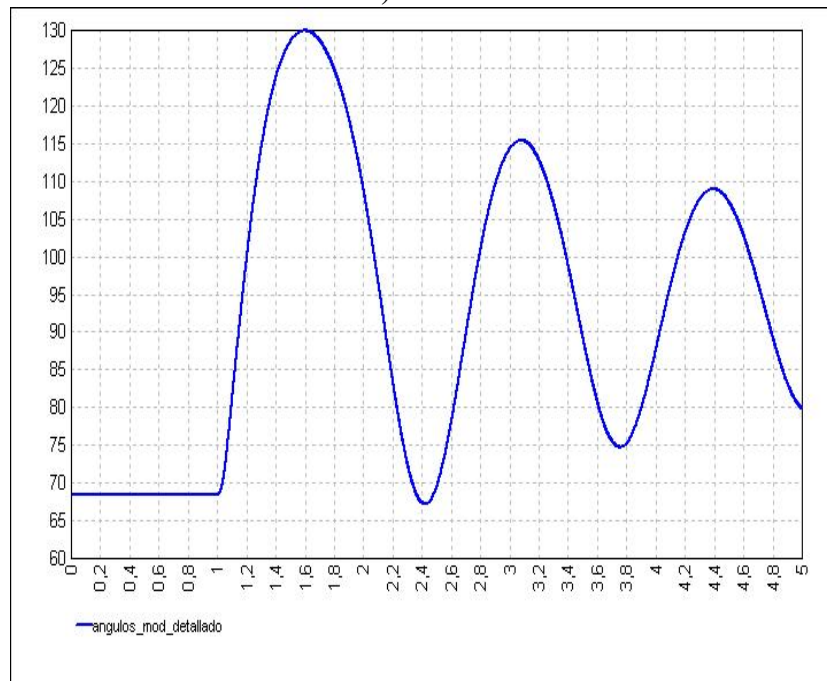


b) NEPLAN

Figura 5.4: Sistema máquina barra infinita. Modelo clásico. Tiempo de despeje 87 ms

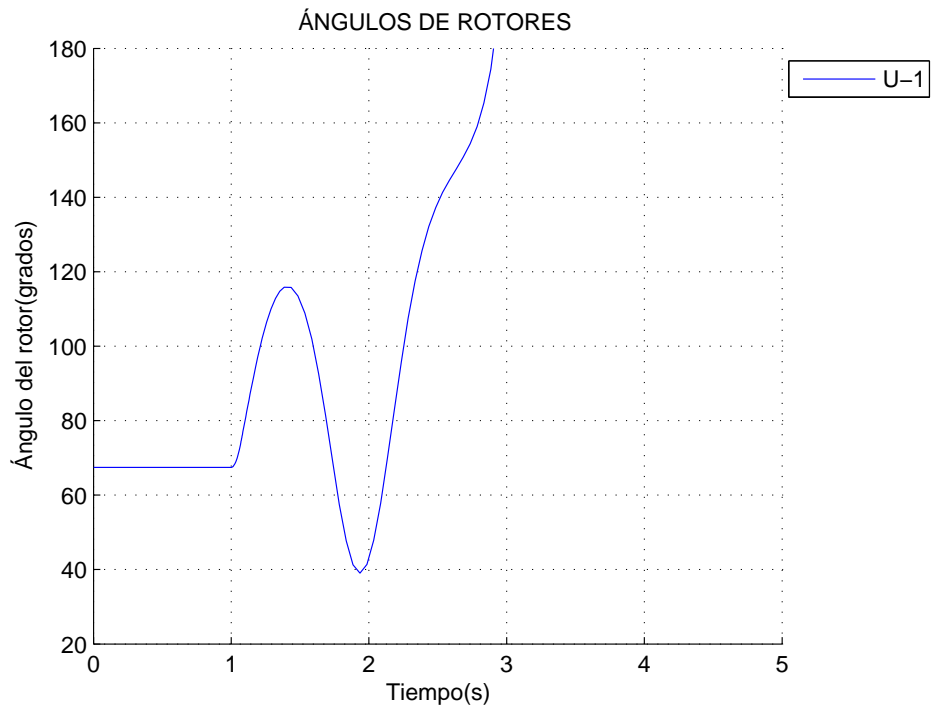


a) HAGP

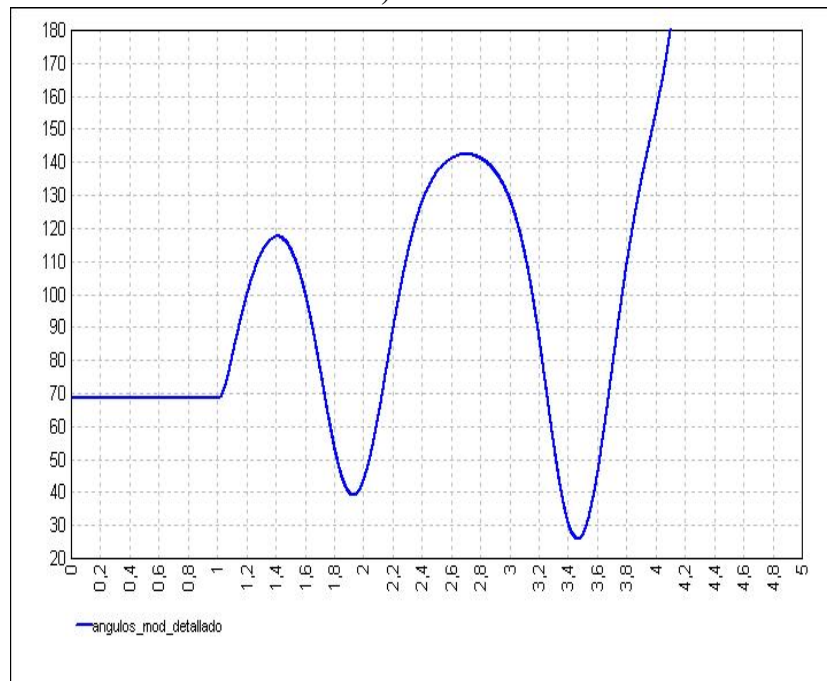


b) NEPLAN

Figura 5.5: Sistema máquina barra infinita. Modelo detallado sin controles

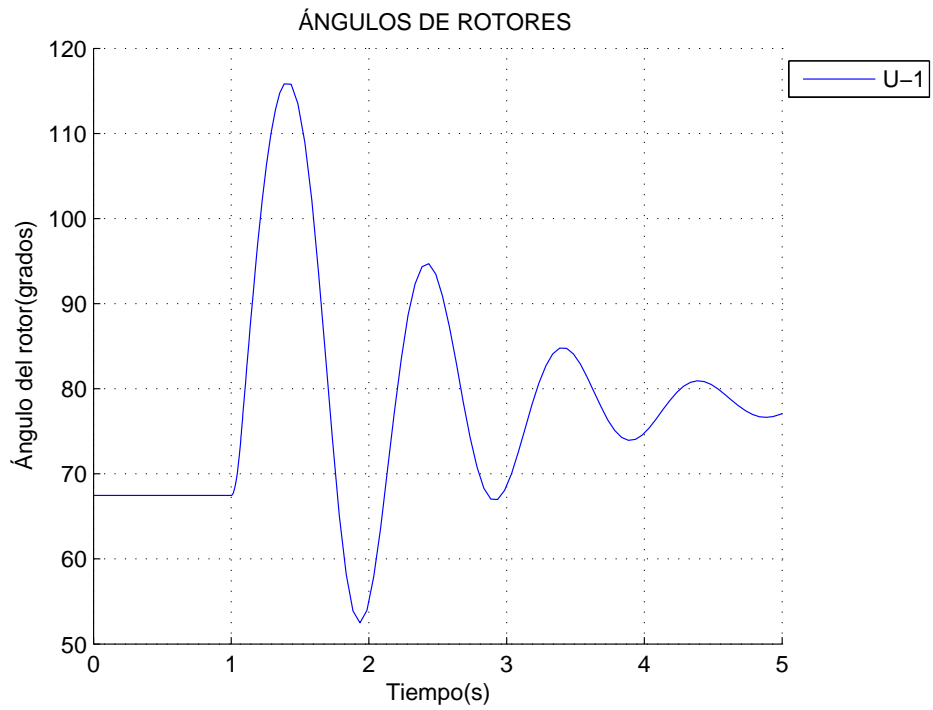


a) HAGP

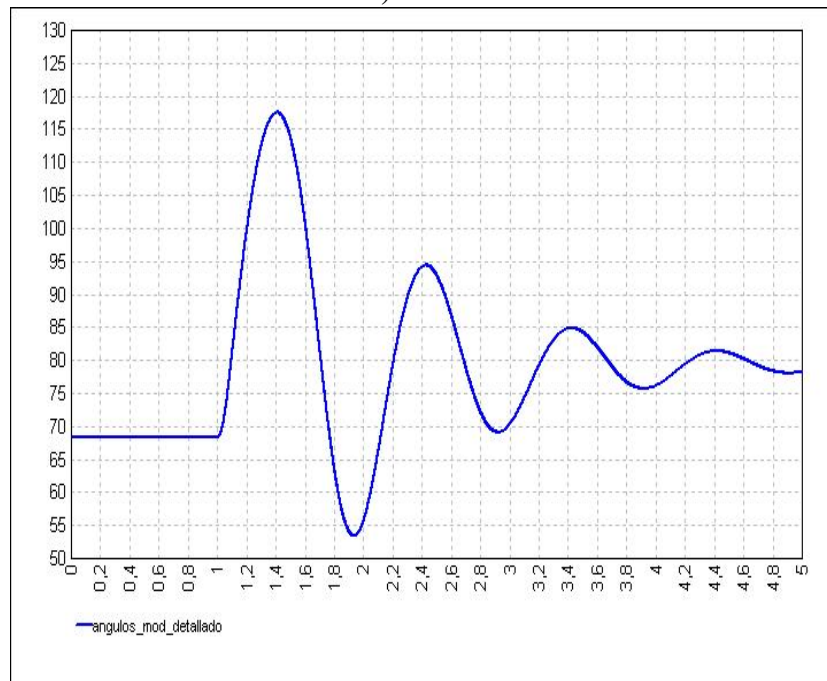


b) NEPLAN

Figura 5.6: Sistema máquina barra infinita. Modelo detallado con AVR

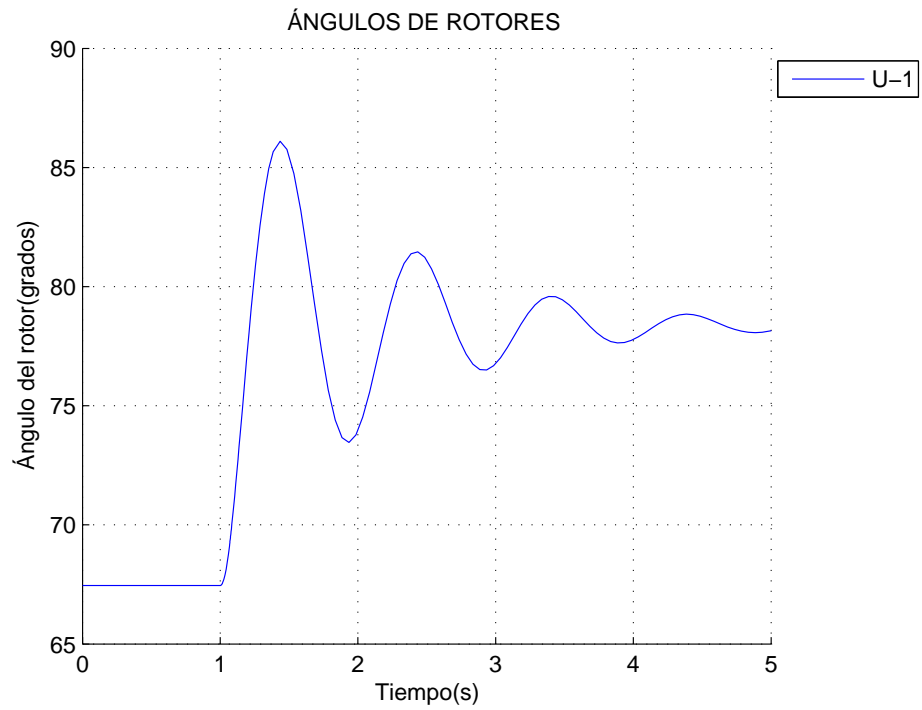


a) HAGP

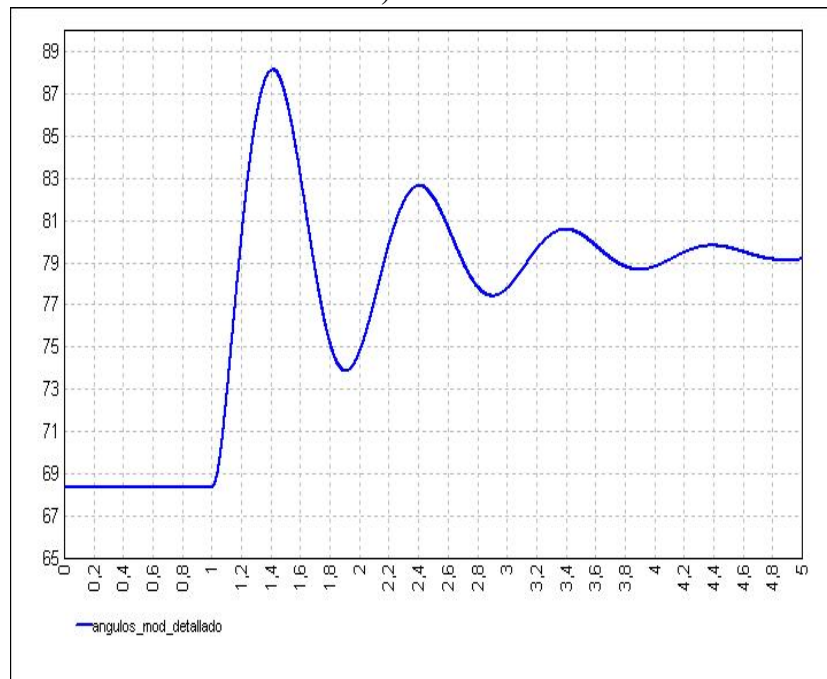


b) NEPLAN

Figura 5.7: Sistema máquina barra infinita, modelo detallado con AVR y PSS

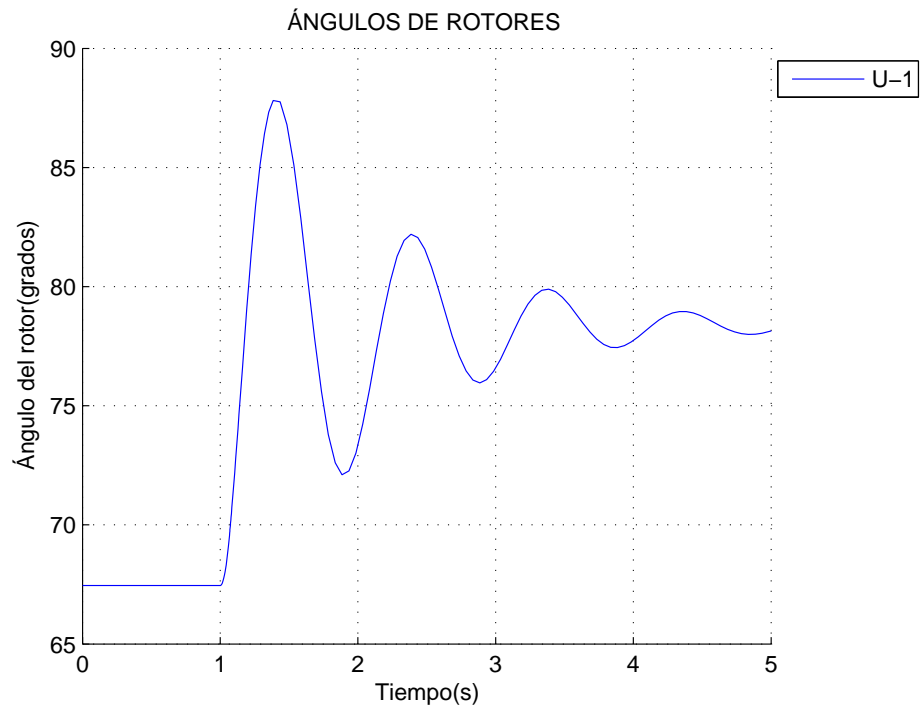


a) HAGP

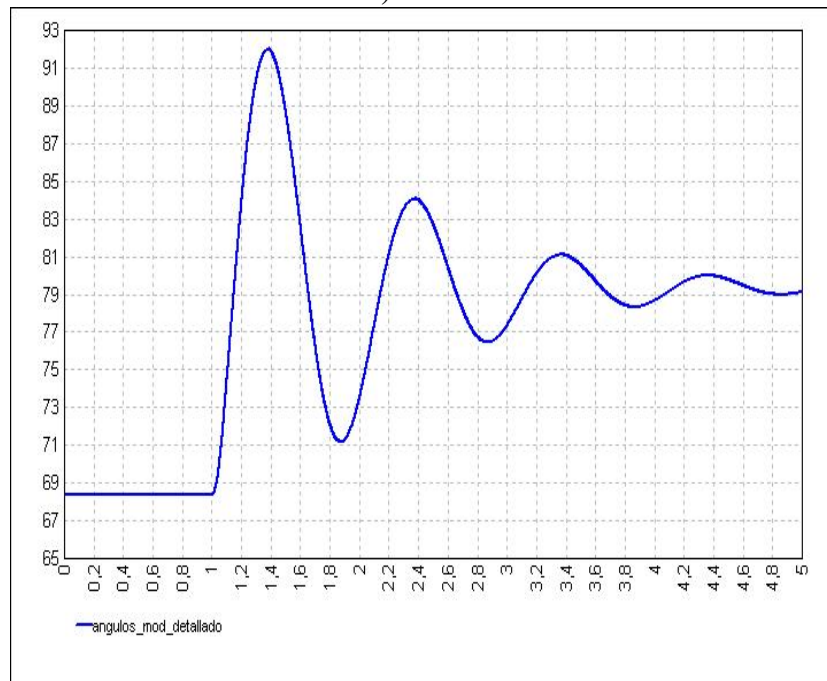


b) NEPLAN

Figura 5.8: Sistema máquina barra infinita. Falla fase - tierra

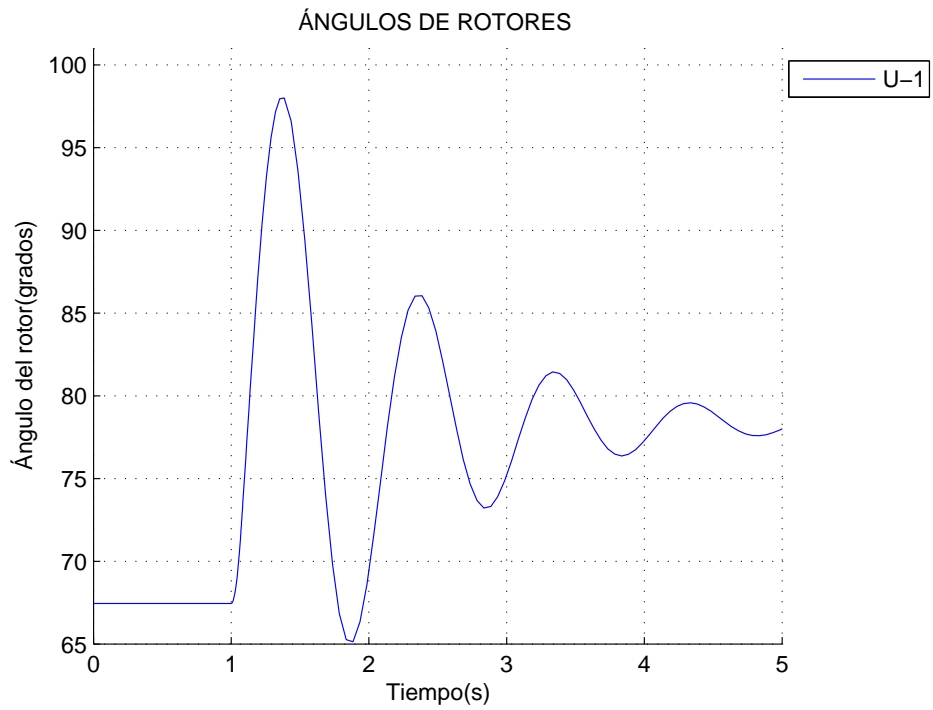


a) HAGP

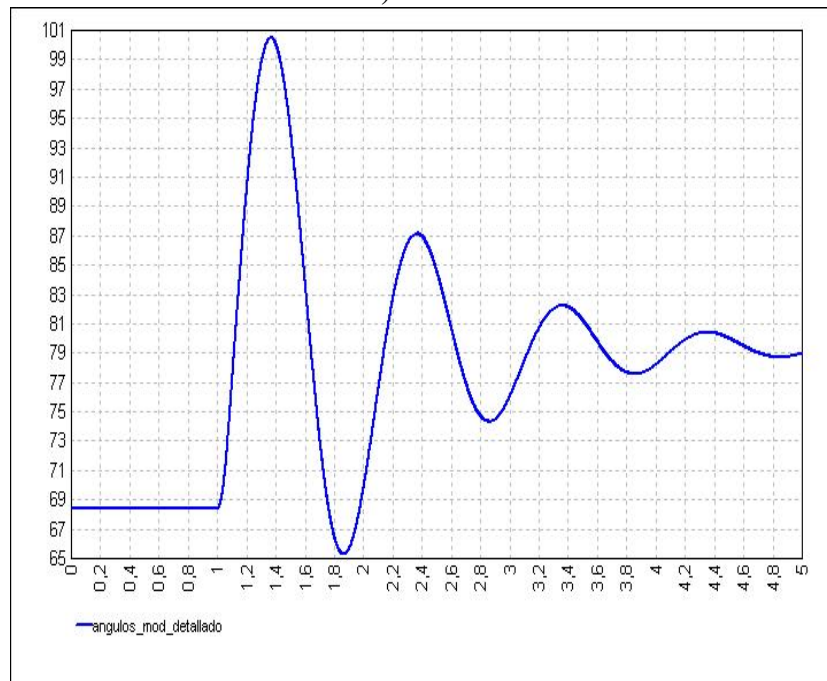


b) NEPLAN

Figura 5.9: Sistema máquina barra infinita. Falla fase - fase



a) HAGP



b) NEPLAN

Figura 5.10: Sistema máquina barra infinita. Falla fase - fase - tierra

5.2.4. Sistema de dos áreas, sistemas de excitación DC

En la figura 5.11 se muestra el sistema considerado en el presente ejemplo. Es un sistema de dos áreas correspondiente al modelo presentado en [35] para el estudio de las oscilaciones inter-área. La perturbación considerada es una falla trifásica en el extremo cercano a la barra 8 de uno de los circuitos entre las barras 7 y 8. La falla es despejada mediante la salida del circuito correspondiente 80 ms luego del evento.

La figura 5.12 muestra los ángulos de los rotores relativos a G1 y la figura 5.13 la tensión de campo del generador G1. Se puede apreciar a partir de las figuras que con el sistema de excitación DC en cuestión [60], el sistema es inestable debido al amortiguamiento negativo de los modos de oscilación inter-área y locales.

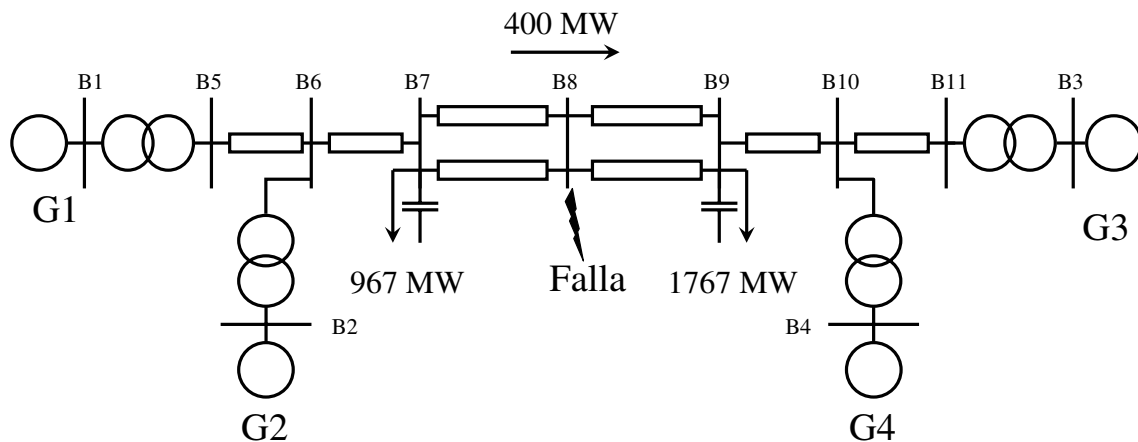


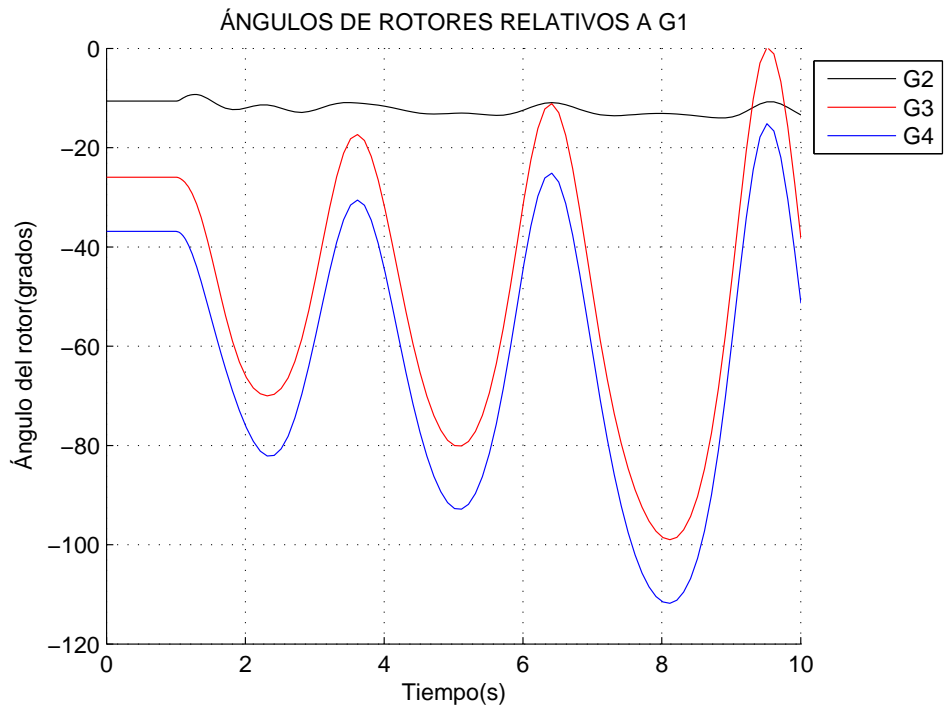
Figura 5.11: Sistema de dos áreas

5.2.5. Sistema de dos áreas, sistema de excitación estático

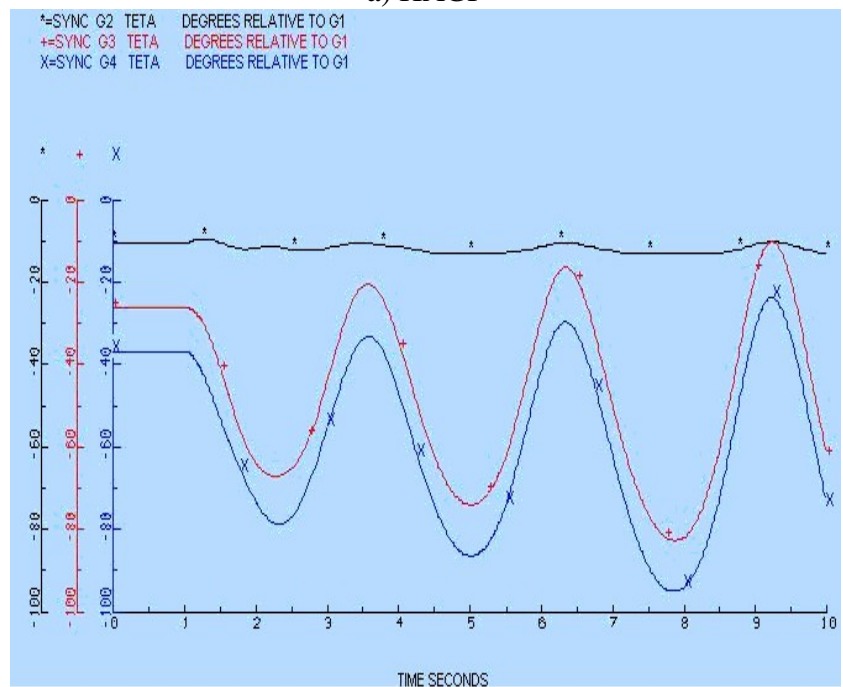
Se considera el mismo sistema sujeto a la misma perturbación del caso anterior. La diferencia consiste en que los sistemas de excitación son estáticos de elevadas ganancias. Los resultados de ángulos y tensión de excitación de G1 se muestran en las figuras 5.14 y 5.15. Con este tipo de controles el sistema también es inestable.

5.2.6. Sistema de dos áreas, sistema de excitación estático con estabilizadores

Si a los sistemas de excitación estáticos se les añaden estabilizadores del sistema de potencia PSS diseñados en forma adecuada, las oscilaciones inter-área y locales se amortiguan

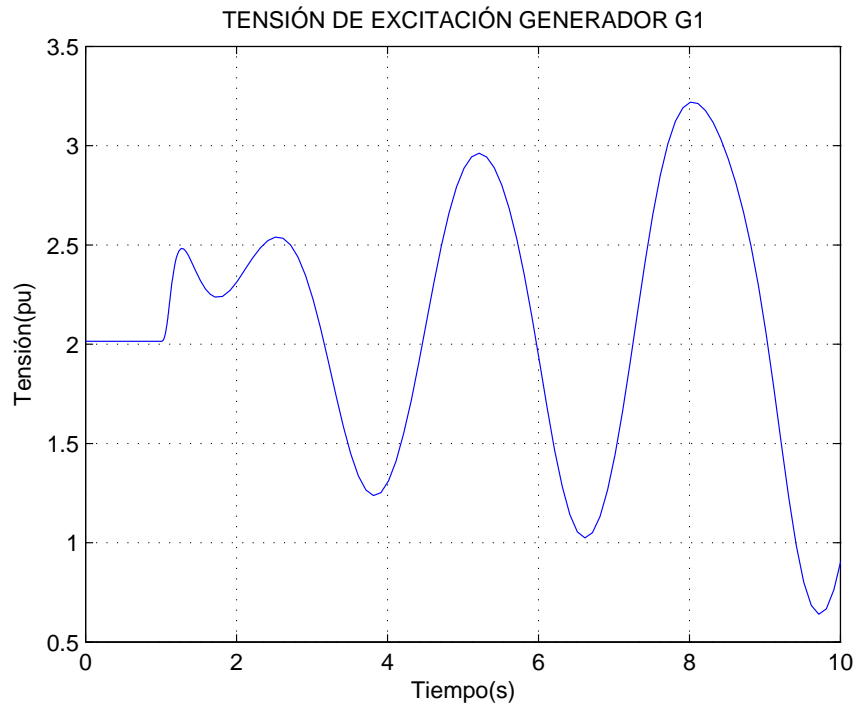


a) HAGP

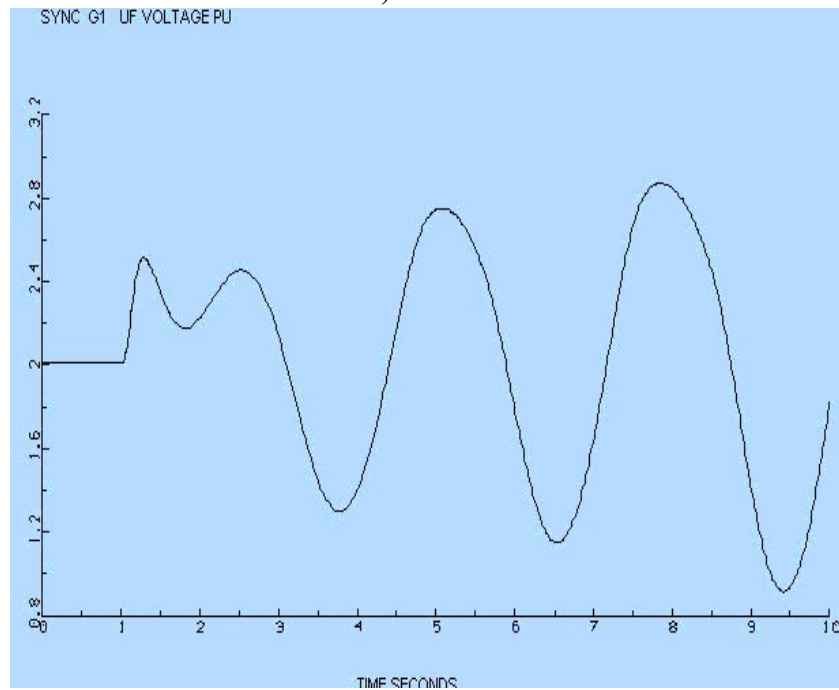


b) SIMPOW

Figura 5.12: Ángulos de los rotores con sistema de excitación DC

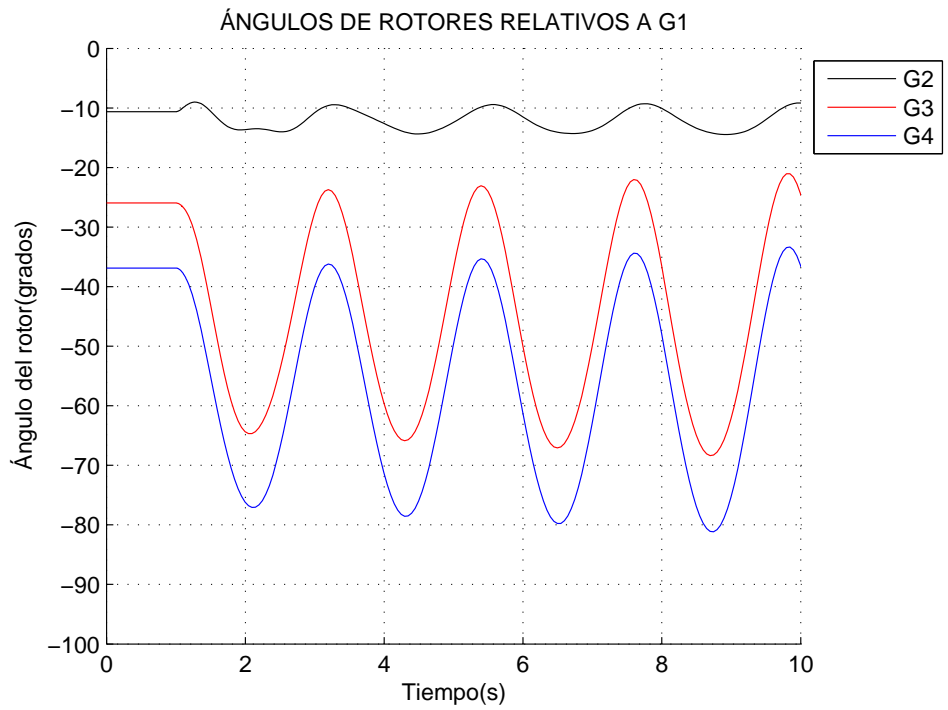


a) HAGP

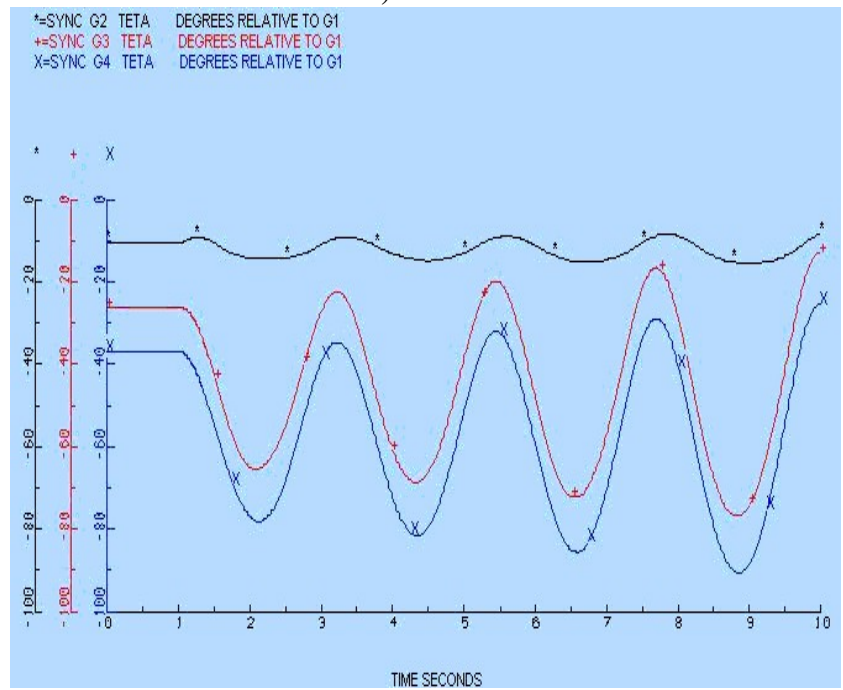


b) SIMPOW

Figura 5.13: Tensión de excitación G1 con excitador DC

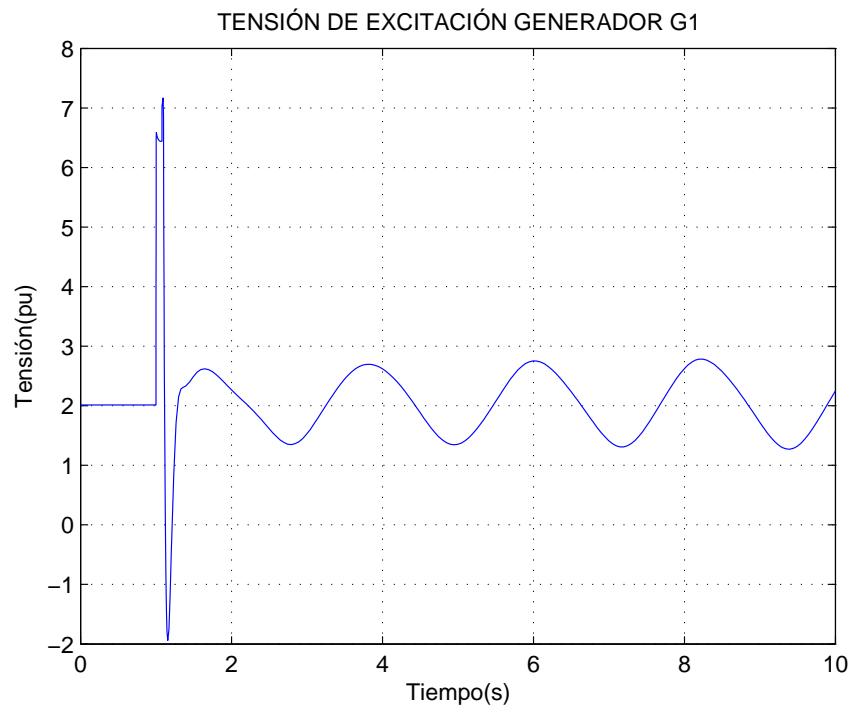


a) HAGP

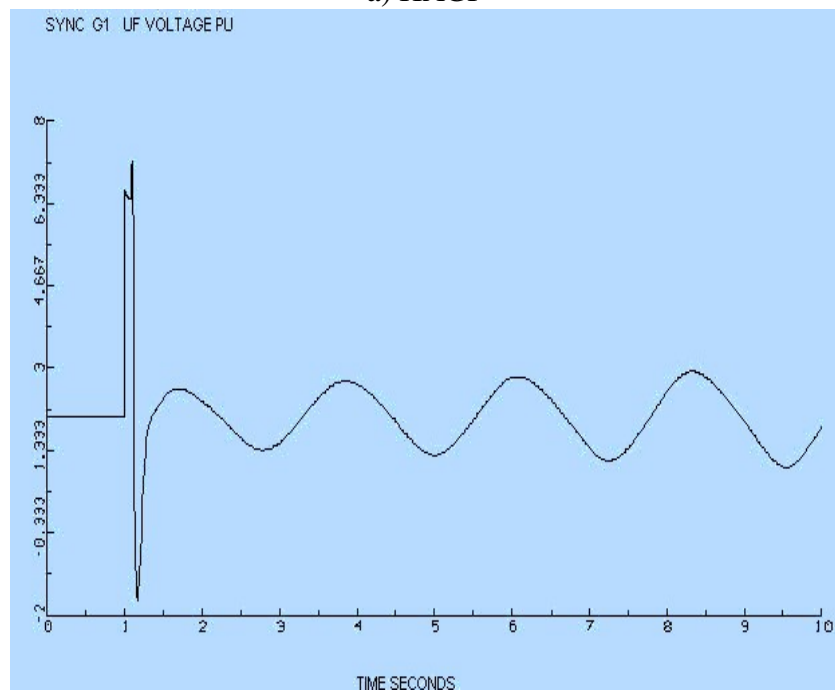


b) SIMPOW

Figura 5.14: Ángulos de rotores con sistema excitación estático



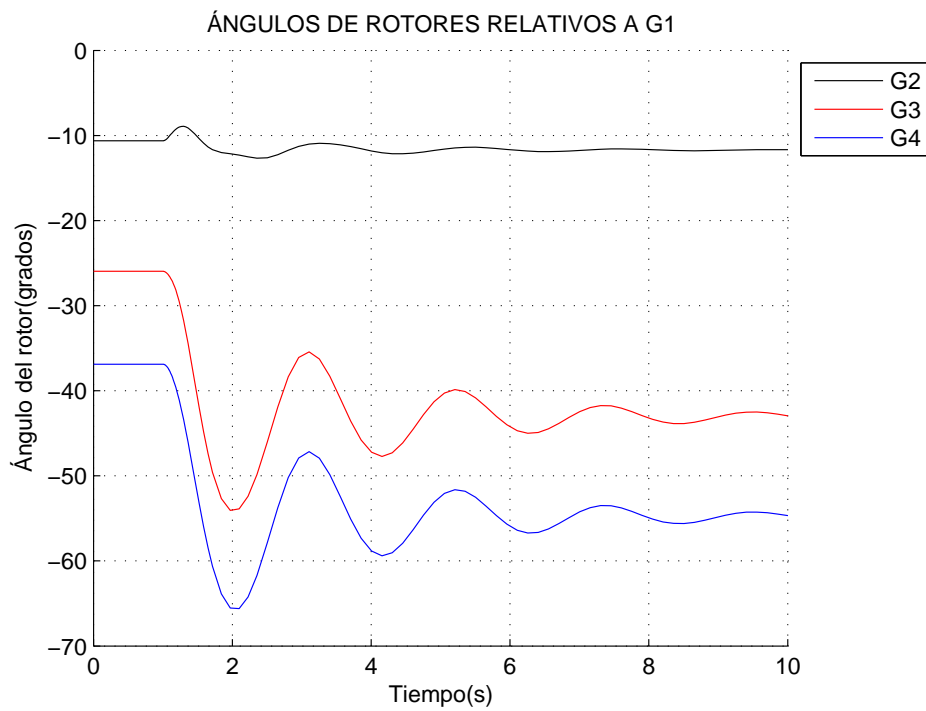
a) HAGP



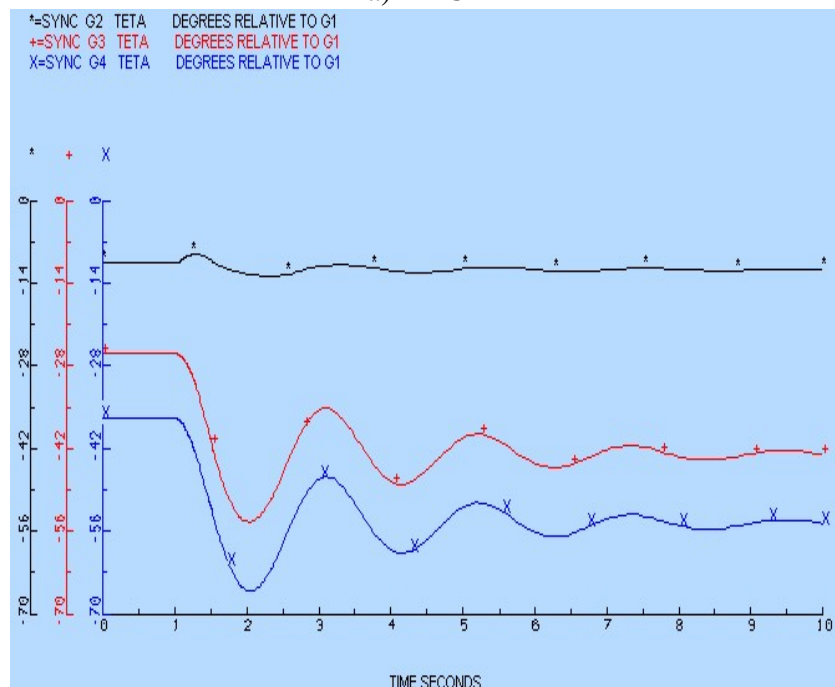
b) SIMPOW

Figura 5.15: Tensión de excitación G1 con sistema de excitación estático

satisfactoriamente, como puede apreciarse en la figura 5.16.



a) HAGP



b) SIMPOW

Figura 5.16: Ángulos de rotores con sistema de excitación estático y estabilizador

5.2.7. Sistema de 10 máquinas

Este sistema tiene como base el descrito en [63]. Se modelan al detalle las máquinas síncronas y sus controles tanto de excitación como de regulación de velocidad. El sistema se ilustra en la figura 5.17. Se consideran dos contingencias, la pérdida de un generador y la salida de un bloque de carga.

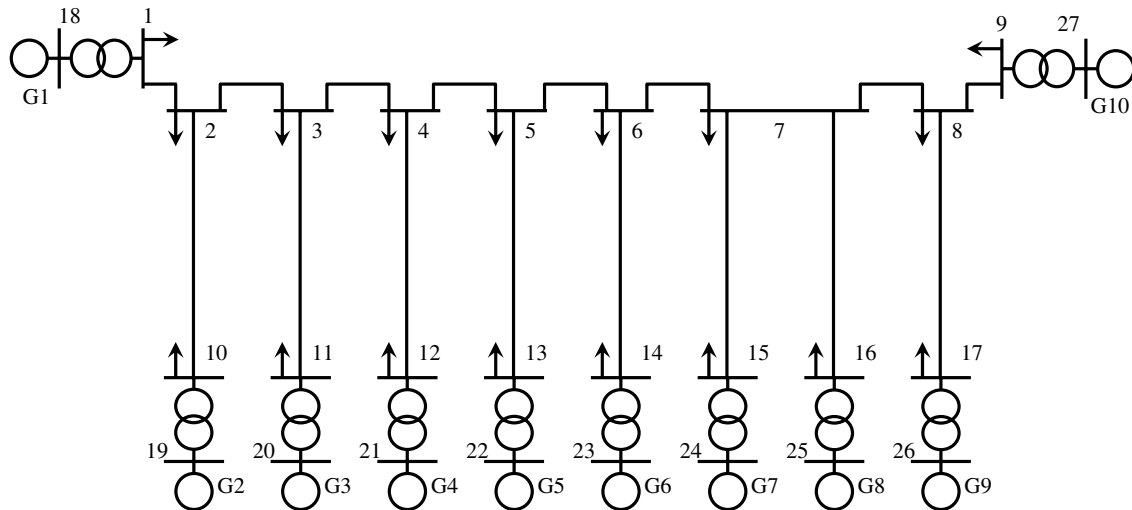


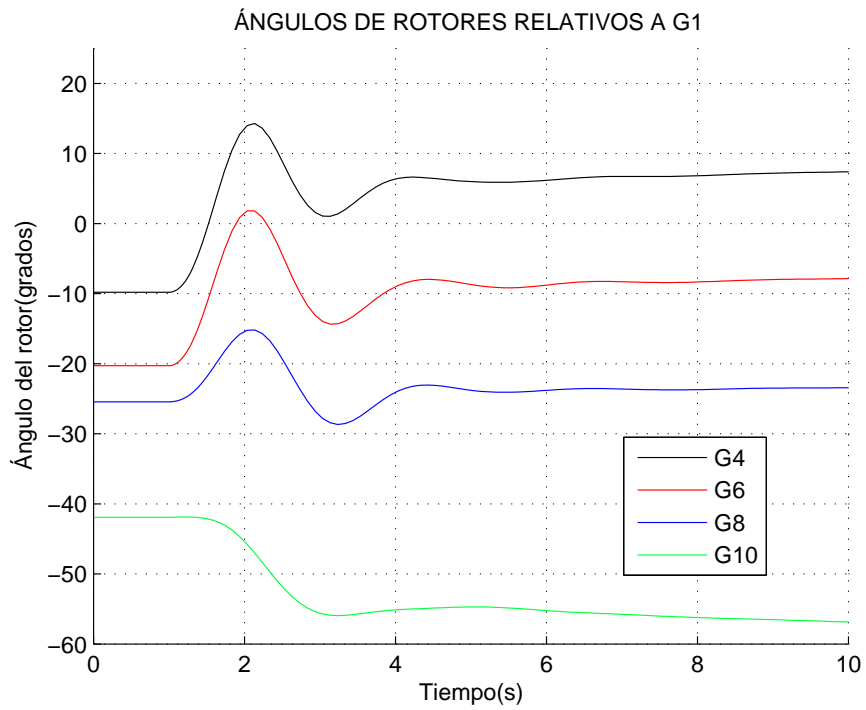
Figura 5.17: Sistema de 10 máquinas

Las figuras 5.18 y 5.19 muestran los ángulos de los generadores relativos al generador G1 y la posición de la válvula del generador G10 ante la pérdida del 100 % de la carga en la barra 13 que corresponde a 5.500 MW.

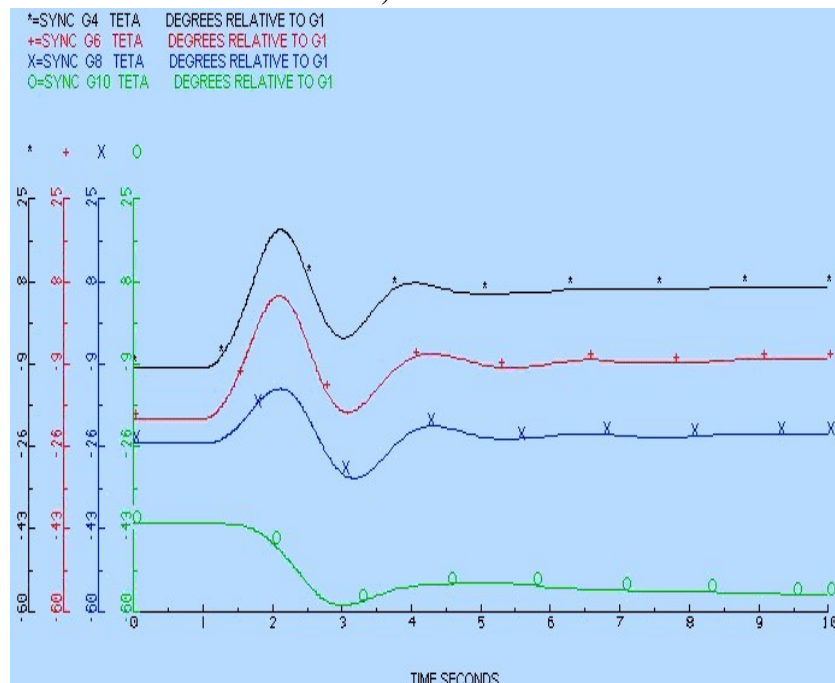
Las figuras 5.20 y 5.21 muestran ángulos relativos a G1 y las tensiones en barras ante la pérdida del generador G8 que entrega una potencia de 4500 MW.

5.2.8. Análisis de resultados

Los resultados presentados esta sección muestran un buen grado de exactitud entre la herramienta HAGP y los programas SIMPOW y NEPLAN, utilizados para contrastación. Las diferencias numéricas se deben principalmente a diferencias en los modelos de los elementos y al método numérico. La mayor diferencia se presentó en la figura 5.6 que corresponde al caso del sistema máquina barra infinita con AVR y sin PSS. Un estudio detallado de este caso mostró que la causa principal de la discrepancia entre los resultados es el modelo de saturación empleado en NEPLAN y HAGP. En la figura 5.22 se muestran los resultados sin

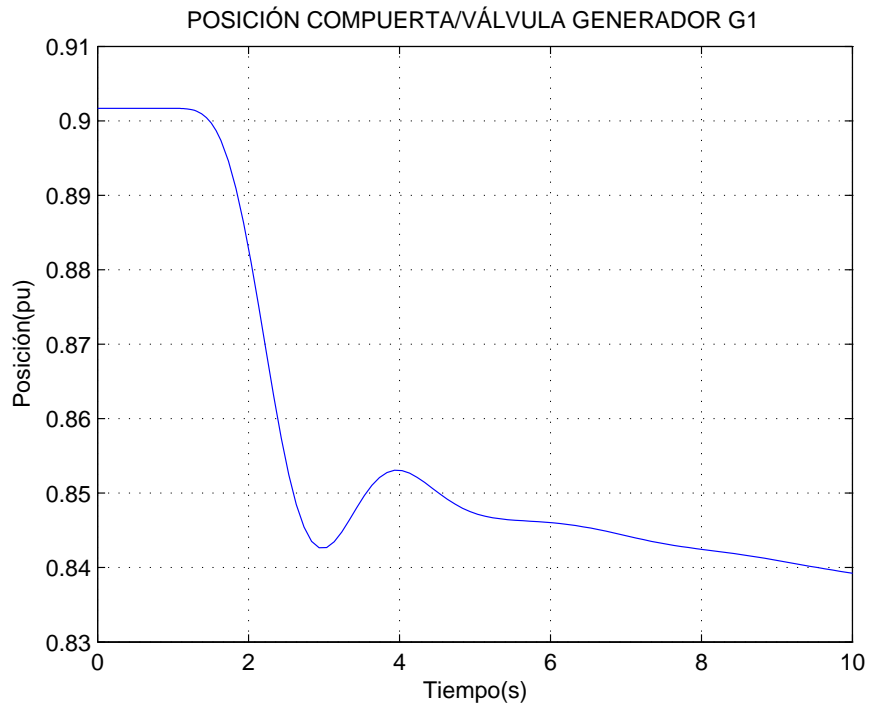


a) HAGP

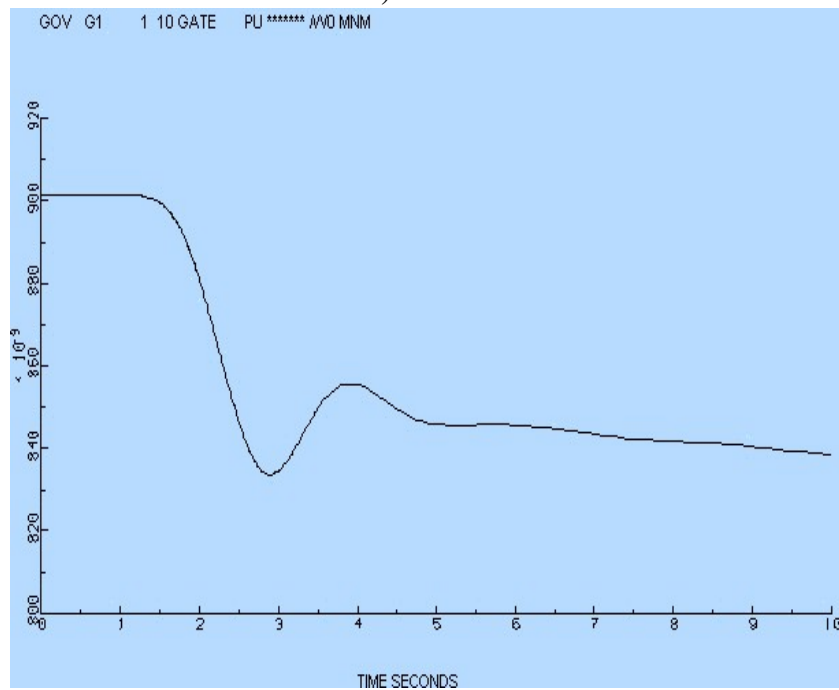


b) SIMPOW

Figura 5.18: Ángulos de los rotores ante pérdida de carga

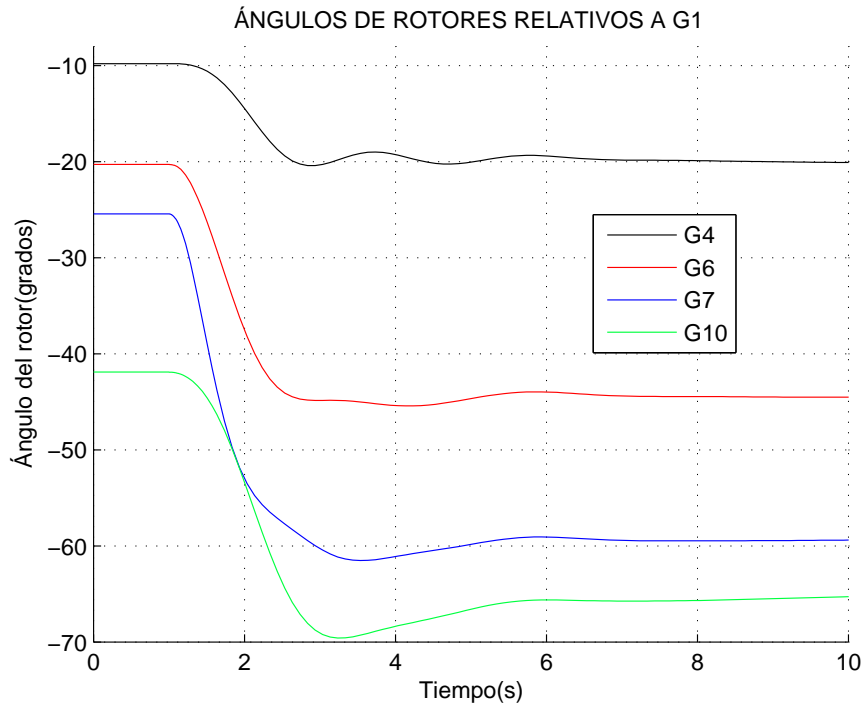


a) HAGP

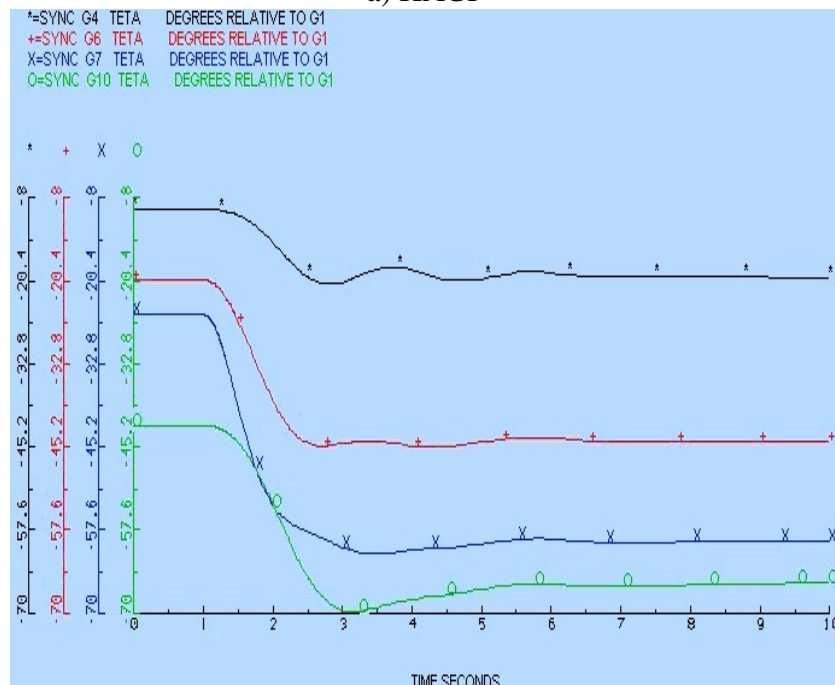


b) SIMPOW

Figura 5.19: Posición válvula generador G10

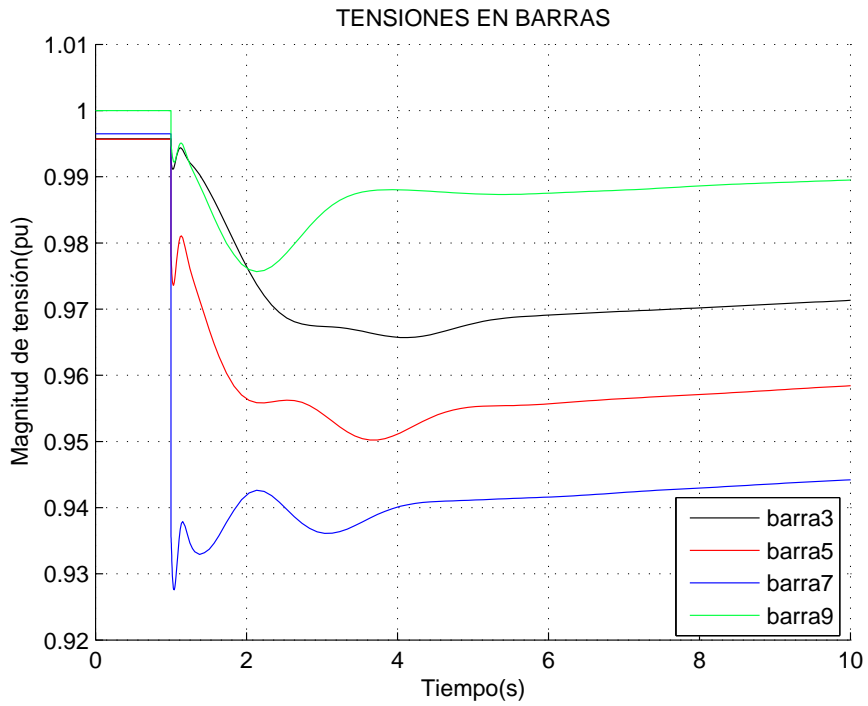


a) HAGP

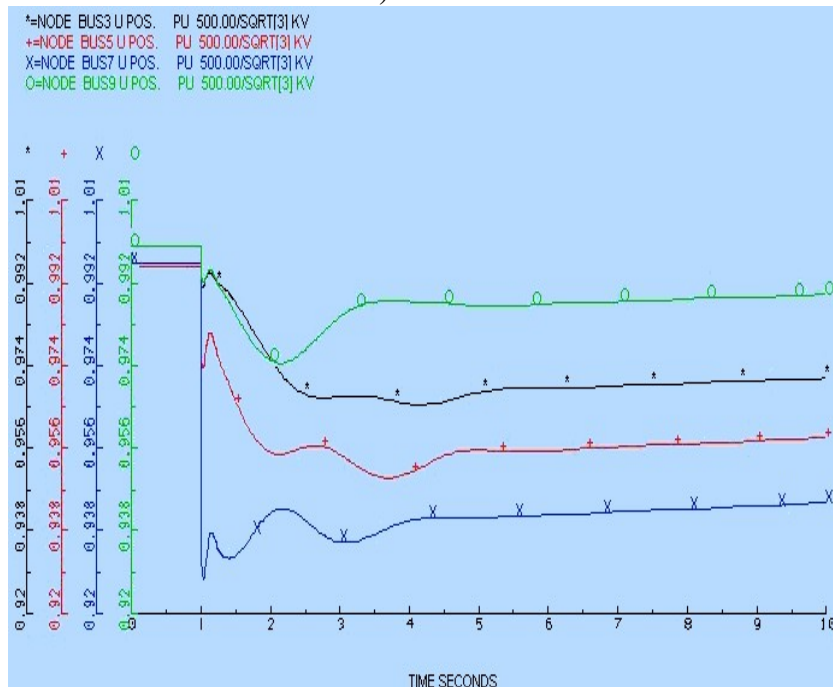


b) SIMPOW

Figura 5.20: Ángulos de los rotores ante pérdida de generación



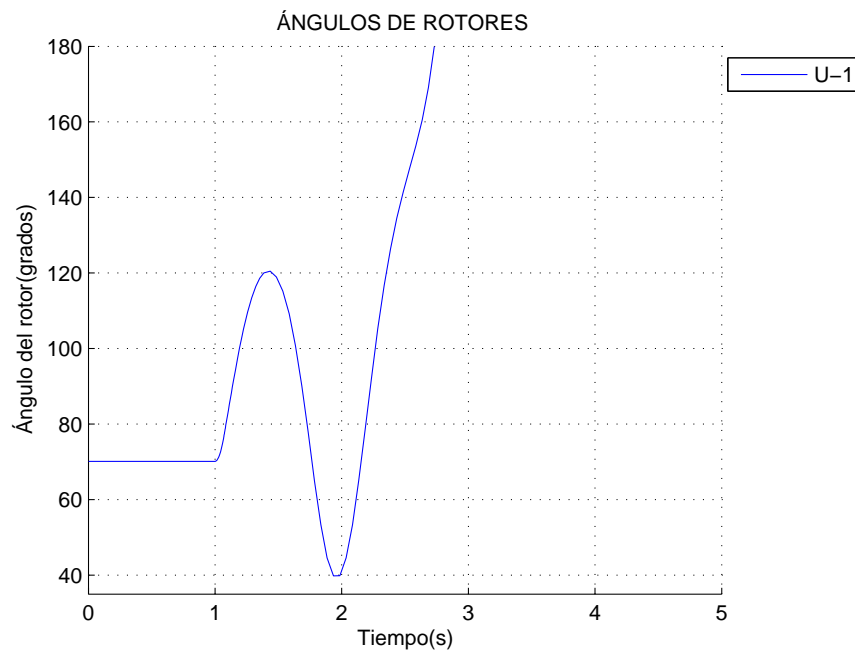
a) HAGP



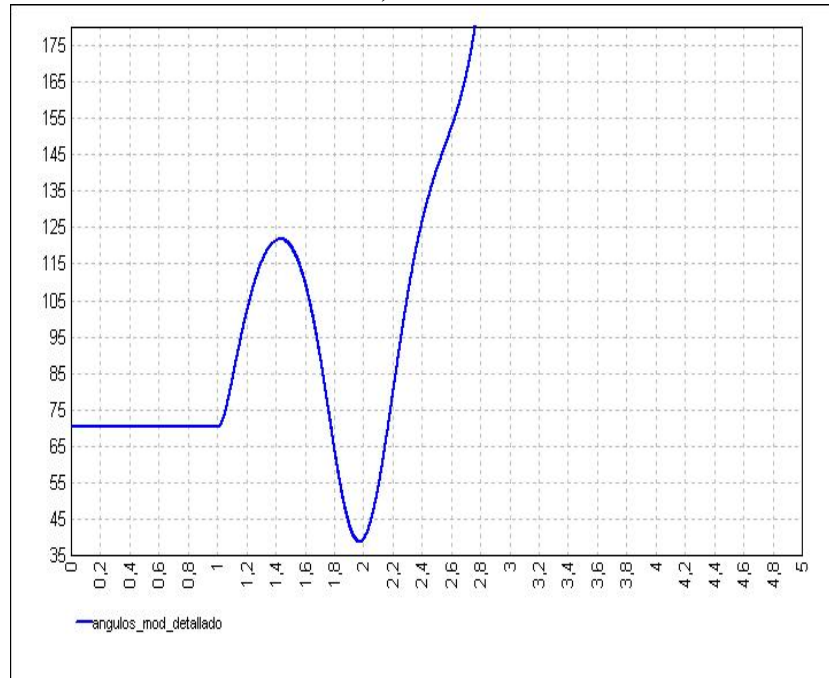
b) SIMPOW

Figura 5.21: Tensiones en barras ante pérdida de generación

incluir el modelo de saturación. Como puede apreciarse, estos resultados presentan un grado de exactitud acorde con los otros resultados de la sección.



a) HAGP



b) NEPLAN

Figura 5.22: Sistema máquina barra infinita. Modelo detallado con AVR

5.3. Casos de estudio

Esta sección tiene como finalidad mostrar la aplicación de la herramienta HAGP al análisis de diversos problemas en estabilidad de sistemas de potencia

5.3.1. Determinación del tiempo máximo de despeje de falla en los circuitos de conexión de una central generadora

Este caso está enmarcado en estudios de estabilidad de ángulo ante grandes perturbaciones, también llamado estabilidad transitoria. El sistema en estudio corresponde al SIN - Sistema Interconectado Nacional de Colombia. Se pretende determinar el máximo tiempo de despeje de falla en uno de los circuitos que conecta la Central Hidroeléctrica de Chivor al STN - Sistema de Transmisión Nacional. La parte del sistema bajo cuestión se presenta en la figura 5.23.

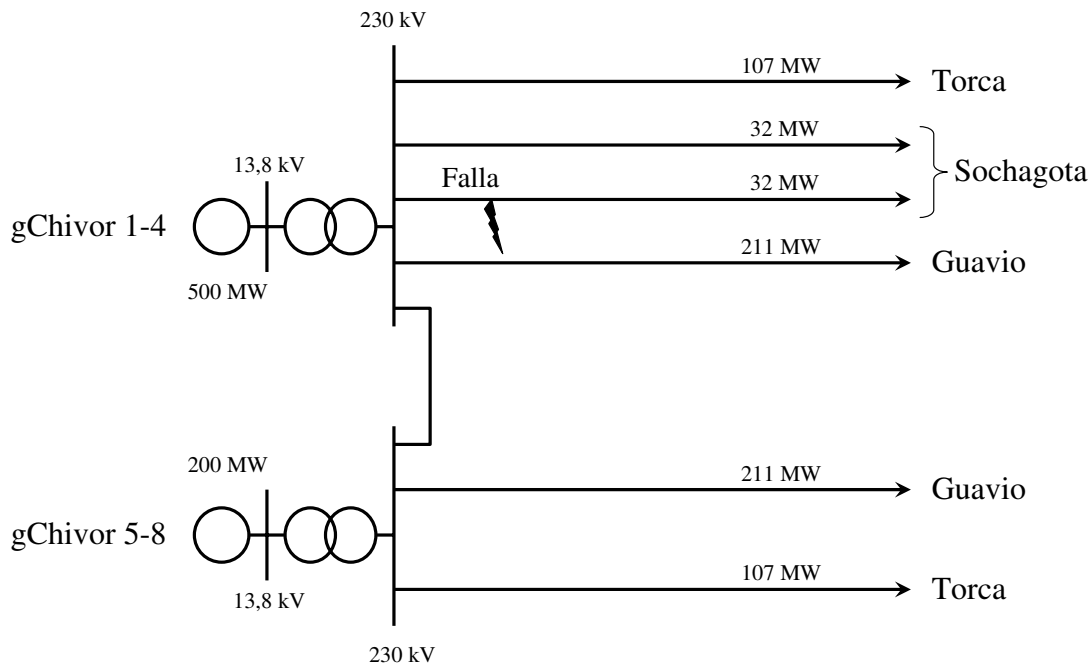


Figura 5.23: Diagrama unifilar conexión de la Central Hidroeléctrica Chivor al STN

El modelo del sistema consta de 786 barras, 67 generadores y una demanda total de 7142 MW. Los generadores se representan por medio del modelo clásico. Mediante este caso se pretende mostrar la aplicación de la herramienta HAGP a estudios en sistemas de dimensiones prácticas.

Las figuras 5.24, 5.25 y 5.26 muestran los ángulos de los rotores de todos los generadores sincronizados al sistema con respecto a los ángulos de los generadores en la Central Hidroeléctrica de San Carlos. A partir de las figuras se observa que con un tiempo de despeje de 250 ms, tiempo tomado como referencia en el SIN, el sistema presenta un desempeño adecuado. De otro lado, bajo las condiciones de operación consideradas, el tiempo crítico de despeje de falla es de 324 ms. En la figura 5.27, se muestra el jacobiano correspondiente al sistema algebraico diferencial asociado al modelo matemático del sistema de energía eléctrica.

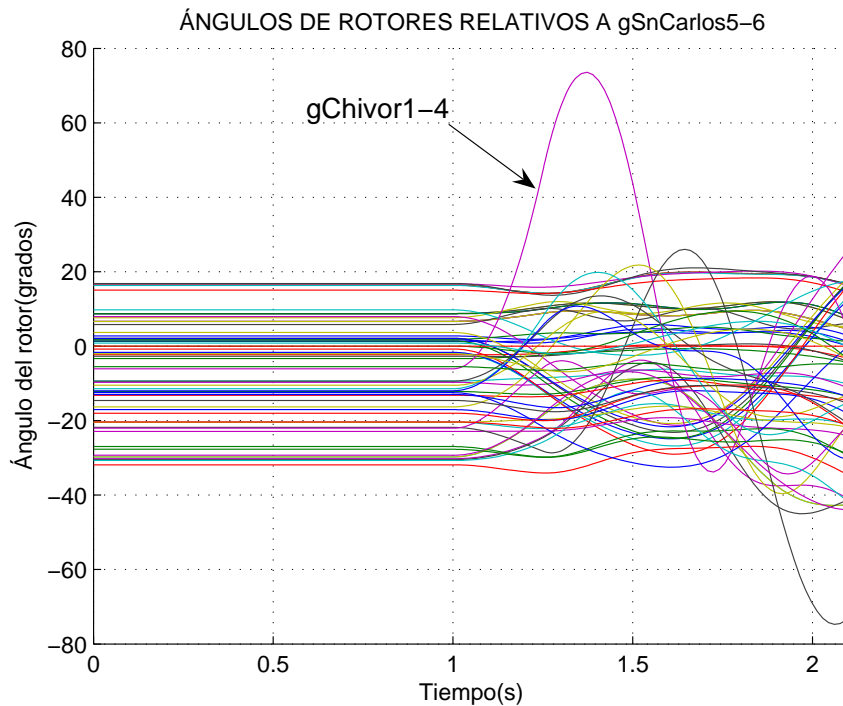


Figura 5.24: Ángulos de rotores con tiempo de despeje de 250 ms

5.3.2. Efecto del sistema de excitación en el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas

En este caso se muestra la incidencia del control de excitación en un sistema de 68 barras y 16 generadores que presenta modos de oscilación en un amplio rango de frecuencias, tanto locales como inter-áreas. El caso considerado está basado en el presentado en [53], el diagrama unifilar del sistema se muestra en la figura 5.28. Se consideran dos tipos de sistemas de excitación: DC y Estático. La perturbación considerada es un cortocircuito trifásico en la barra 1 con el despeje y la salida del circuito entre las barras 1 y 2 200 ms luego de ocurrida

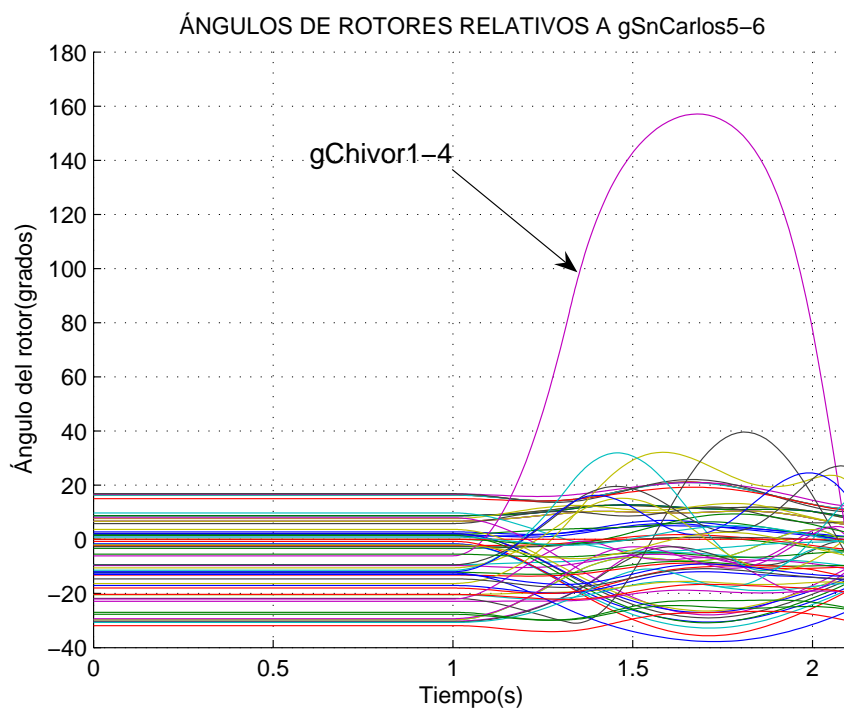


Figura 5.25: Ángulos de rotores con tiempo de despeje de 324 ms

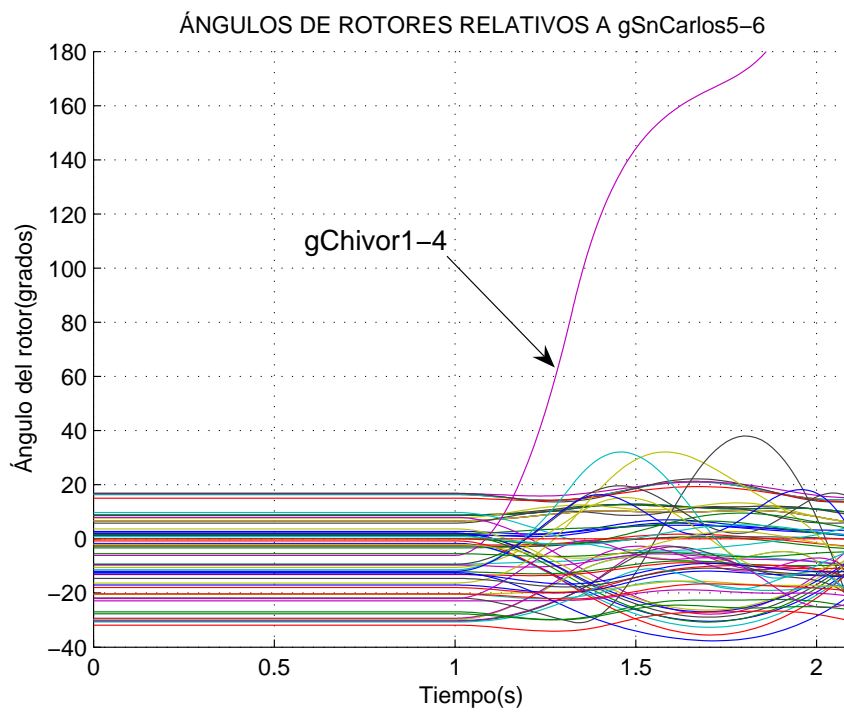


Figura 5.26: Ángulos de rotores con tiempo de despeje de 325 ms

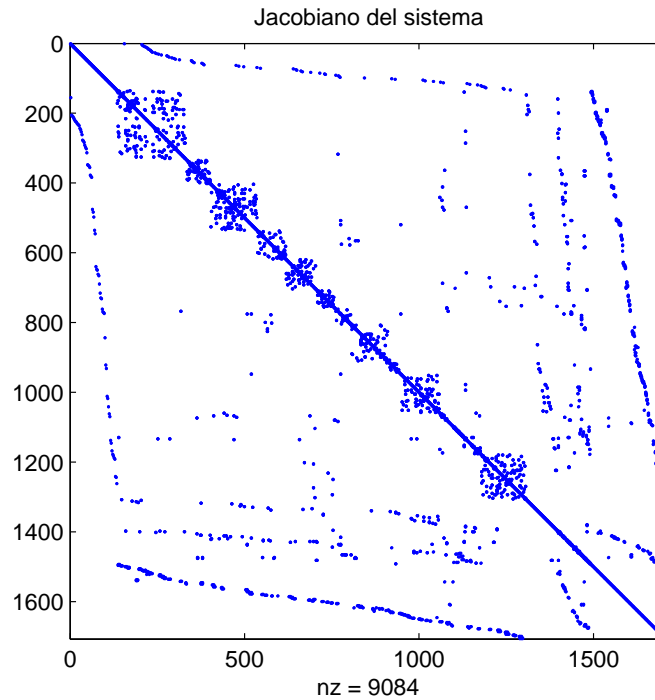


Figura 5.27: Jacobiano del sistema algebraico diferencial

la falla. La figura 5.29 muestra los ángulos de los rotores, relativos al generador G13, cuando las máquinas poseen excitadores DC. De otro lado, la figura 5.30 muestra los ángulos de las máquinas con sistemas de excitación Estáticos.

A partir de las figuras 5.29 y 5.30 se puede apreciar que el tipo de sistema de excitación cambia tanto la frecuencia como el amortiguamiento de las oscilaciones. Existen modos estables con el sistema de excitación DC que son inestables con el sistema de excitación estático. En ambos casos existen amplitudes crecientes en las oscilaciones rotóricas, por lo tanto, el sistema es inestable.

El método más económico y eficaz para el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas en sistemas de energía eléctrica ha sido la instalación de compensadores, conocidos como estabilizadores del sistema de potencia o PSS, en los sistemas de excitación de los generadores. Desde el inicio de su aplicación al control de las oscilaciones en sistemas de potencia [15], se han propuesto diversos tipos de estabilizadores y métodos para su ajuste [44, 14, 41, 48, 36, 9, 10, 53]. La figura 5.31 muestra los ángulos de los rotores cuando se instalan estabilizadores tipo $\Delta\omega$ a los generadores del sistema, con excepción de G7 y G14. Para el diseño de los estabilizadores se utilizó el método clásico basado en la compensación de fase y el concepto del torque amortiguante. A partir de la figura 5.31 se observa que las

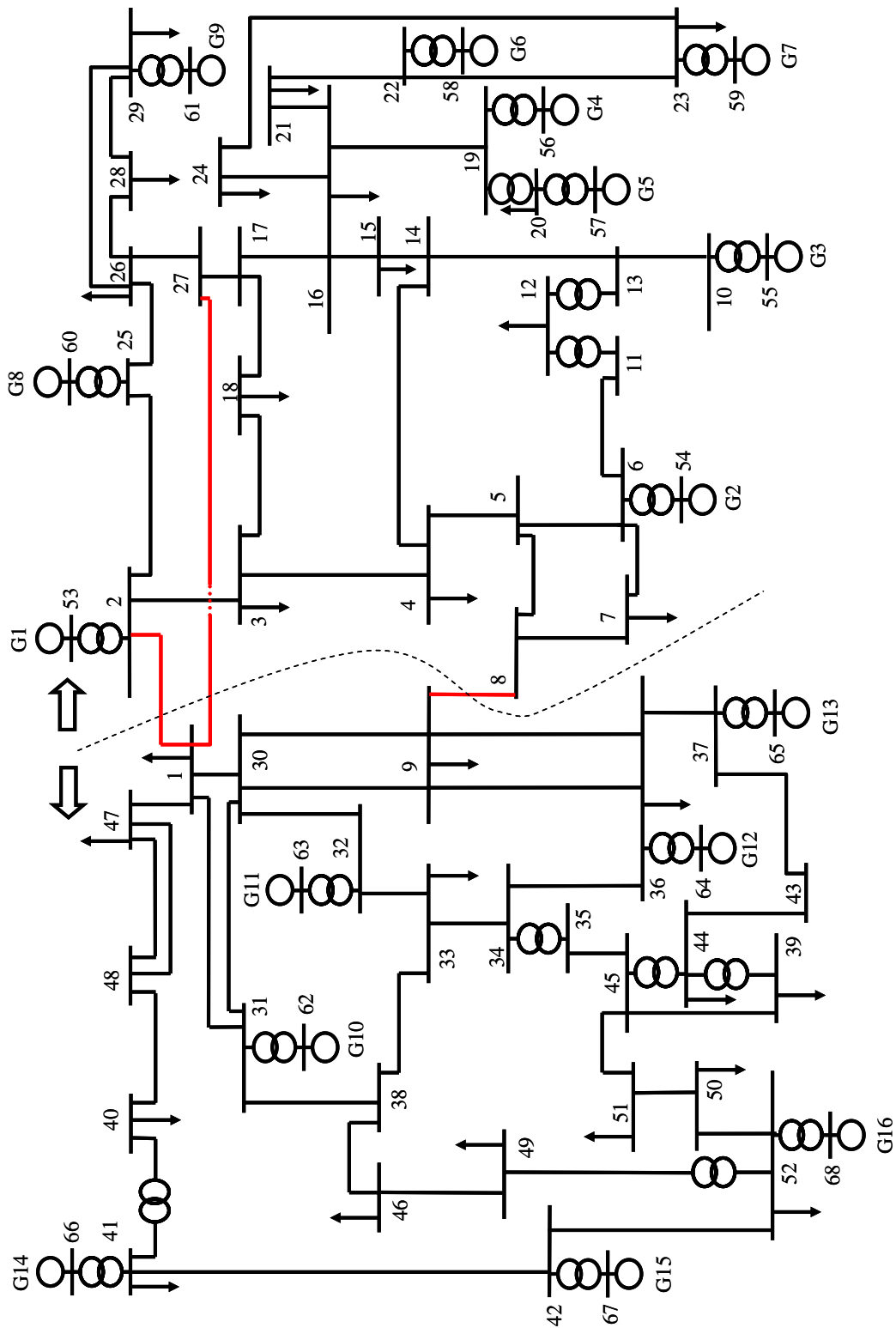


Figura 5.28: Sistema de 68 barras y 16 generadores

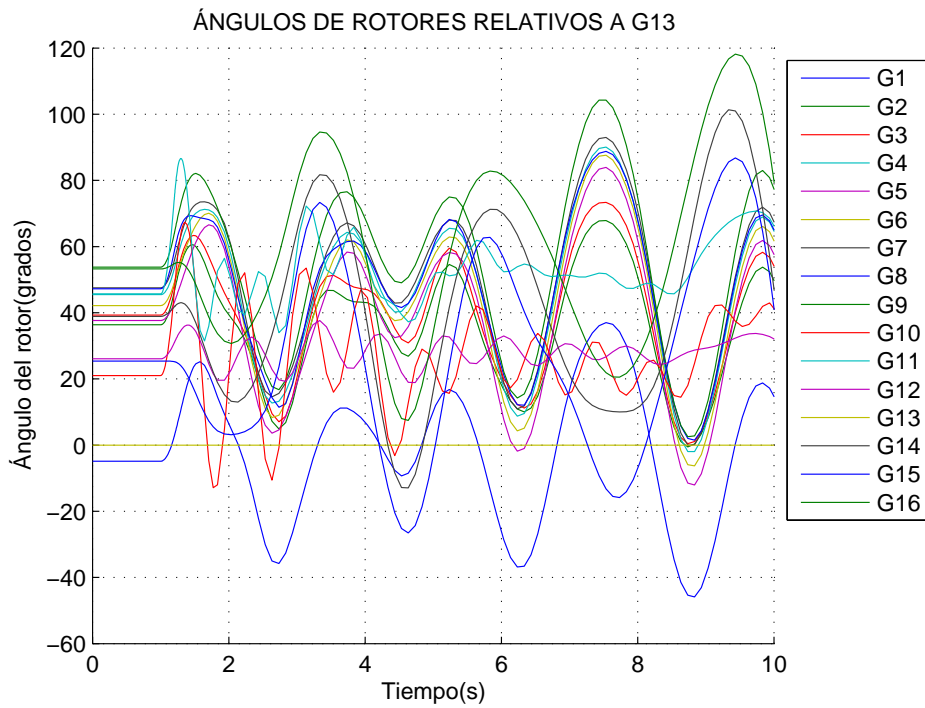


Figura 5.29: Ángulos de rotores con sistemas de excitación DC

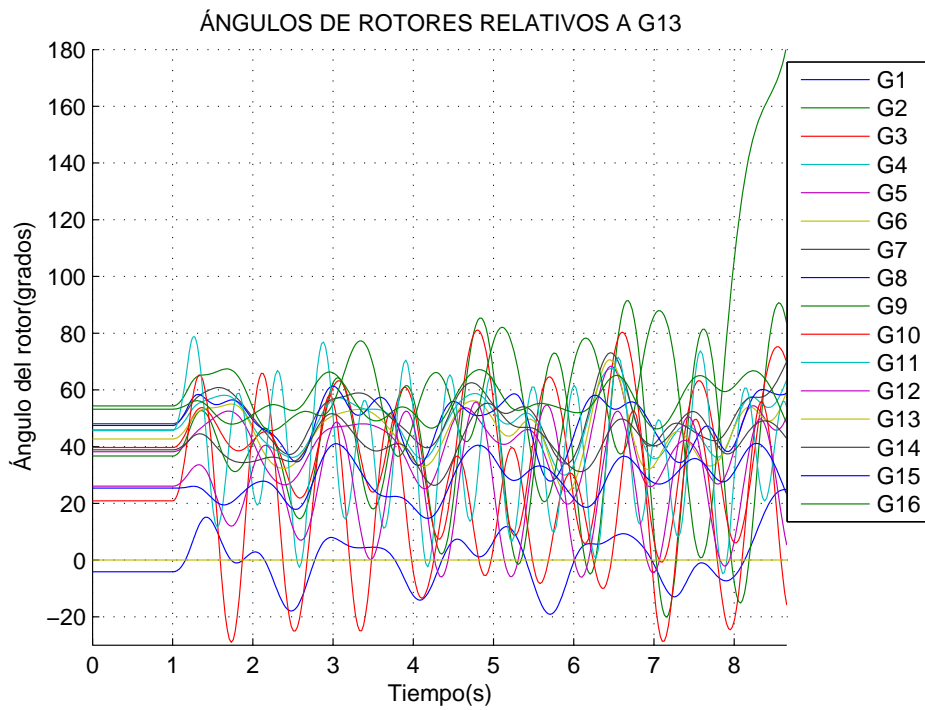


Figura 5.30: Ángulos de los rotores con sistemas de excitación Estáticos

oscilaciones se amortiguan satisfactoriamente.

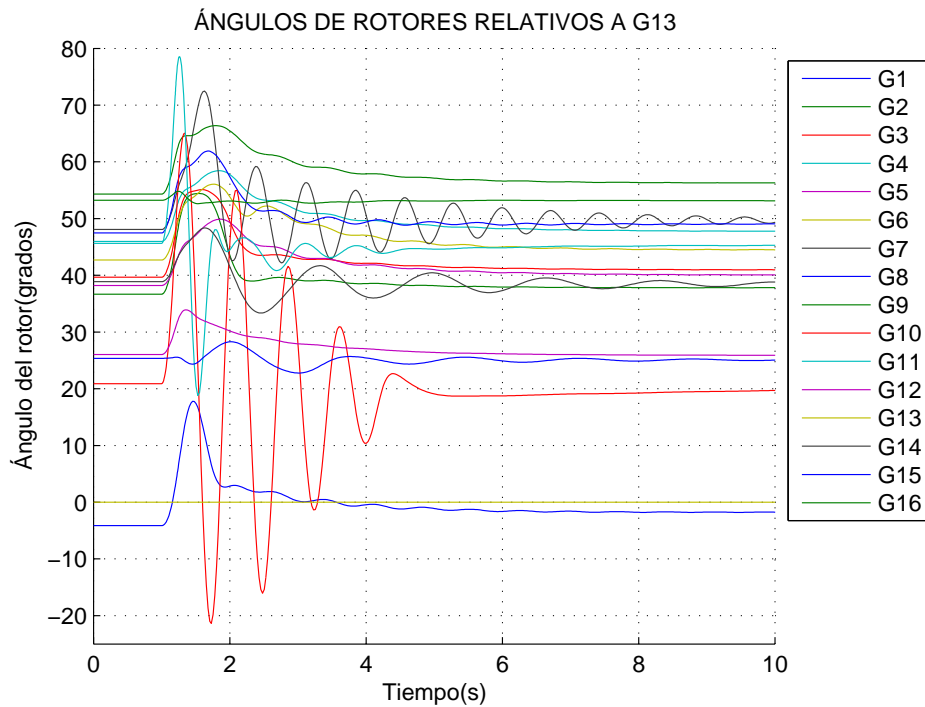


Figura 5.31: Ángulos de los rotadores con sistemas de excitación estáticos y pss

5.3.3. Separación de un sistema en islas

Este caso de estudio muestra la evolución en el tiempo de las magnitudes de los ángulos de los rotadores y frecuencias en el sistema de 68 barras y 16 generadores del caso anterior, numeral 5.3.2, ante la separación de tal sistema en dos islas. La formación de islas se simula mediante la desconexión de los tres circuitos de interconexión resaltados en la figura 5.28. Las figuras 5.32 y 5.33 muestran los ángulos de los rotadores y las frecuencias en barras respectivamente.

A partir de la figura 5.32, se observa que existen dos tendencias en la evolución de los ángulos de los rotadores, éstas corresponden a los dos grupos de generadores en cada isla. En la figura 5.33 se observa que la frecuencia de un grupo de barras tiende a un valor por encima de 60 Hz, mientras que la del otro grupo tiende a un valor por debajo de la frecuencia nominal del sistema. Esto se debe a que una de las islas presenta un déficit mientras que la otra presenta un exceso de generación.

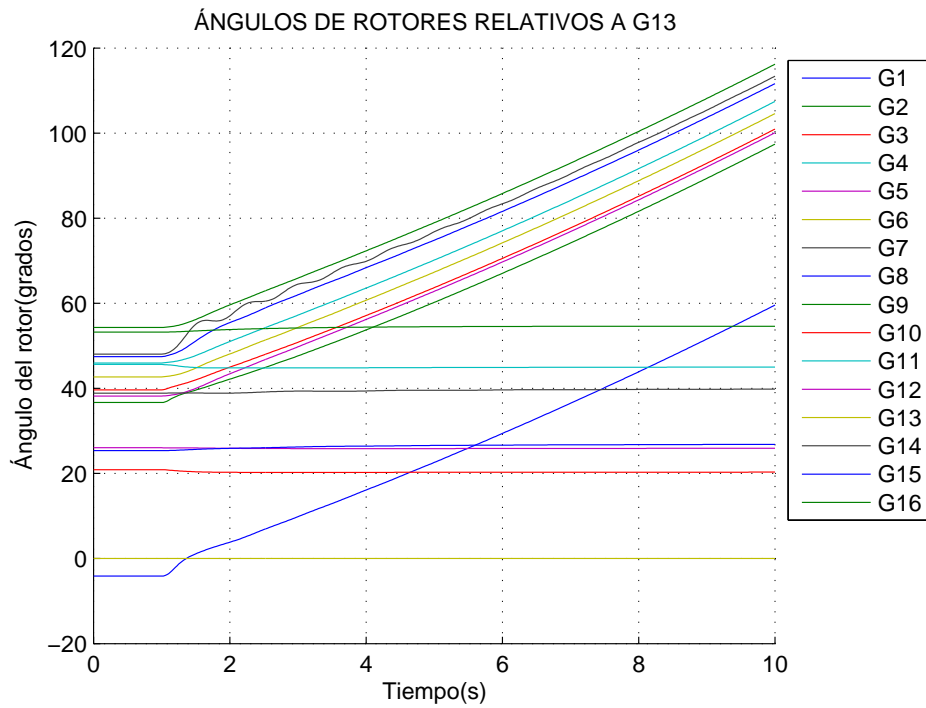


Figura 5.32: Ángulos de rotores ante la separación del sistema en islas

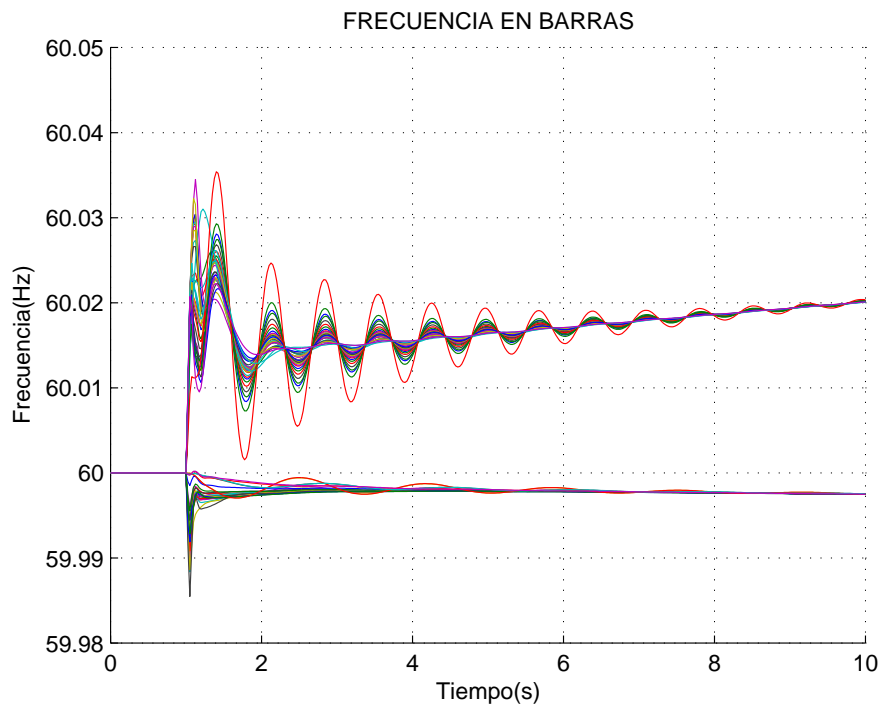


Figura 5.33: Frecuencias en barras ante la separación del sistema en islas

5.3.4. Ajuste de los parámetros del gobernador de una planta hidráulica

Los requerimientos de desempeño del regulador de velocidad de una planta hidráulica son tanto respuesta rápida ante variaciones de carga cuando el generador está sincronizado a la red como operación estable cuando opera aislado. Tal y como se explica en [17], estos requerimientos no pueden ser cumplidos en forma simultánea ya que generan diferentes parámetros para el regulador de velocidad.

El sistema en estudio consiste de un generador hidráulico que suministra energía a una carga local y a una red infinita. La demanda de la carga local es aproximadamente un 90 % del total de generación. La perturbación considerada es la desconexión del sistema generador - carga de la red externa. La figura 5.34 muestra las respuestas de la frecuencia para dos valores distintos del parámetro T_R , crítico para el desempeño del regulador de velocidad. Los modelos utilizados para representar la turbina y el gobernador del generador hidroeléctrico se muestran en las figuras A.15 y A.17 del apéndice A (manual del usuario).

A partir de la figura 5.34 se puede observar que el control de frecuencia es inestable para $T_R = 1$ s. De otro lado, el control de frecuencia en el sistema aislado es adecuado para $T_R = 6,8$ s. Estos resultados concuerdan con lo presentado en [17, 40].

5.3.5. Estabilidad de tensiones de corto plazo

El sistema analizado consta de un motor de inducción conectado a una red infinita por medio de un transformador y cuatro circuitos [16]. La perturbación en cuestión es un cortocircuito en uno de los circuitos de conexión, en el extremo cercano al transformador. Se analiza el efecto del tiempo de despeje de la falla en la estabilidad de tensiones del sistema. Las figuras 5.35 y 5.36 muestran las tensiones y deslizamientos para tiempos de despeje de 280 ms y 300 ms. Con un tiempo de despeje de 300 ms el sistema es inestable.

5.3.6. Estabilidad de tensiones de largo plazo

El sistema a analizar se muestra en la figura 5.37. Consiste de una carga alimentada por generación local y por un sistema remoto, basado en el presentado en [16].

La carga se conecta al sistema por medio de un transformador con cambia tap bajo carga. El generador está equipado con un sistema de excitación estático de ganancia elevada y limitador de excitación. Para la carga se utiliza un modelo exponencial. La perturbación considerada es la salida de uno de los circuitos, sin falla, entre las barras 1 y 4. Las condiciones

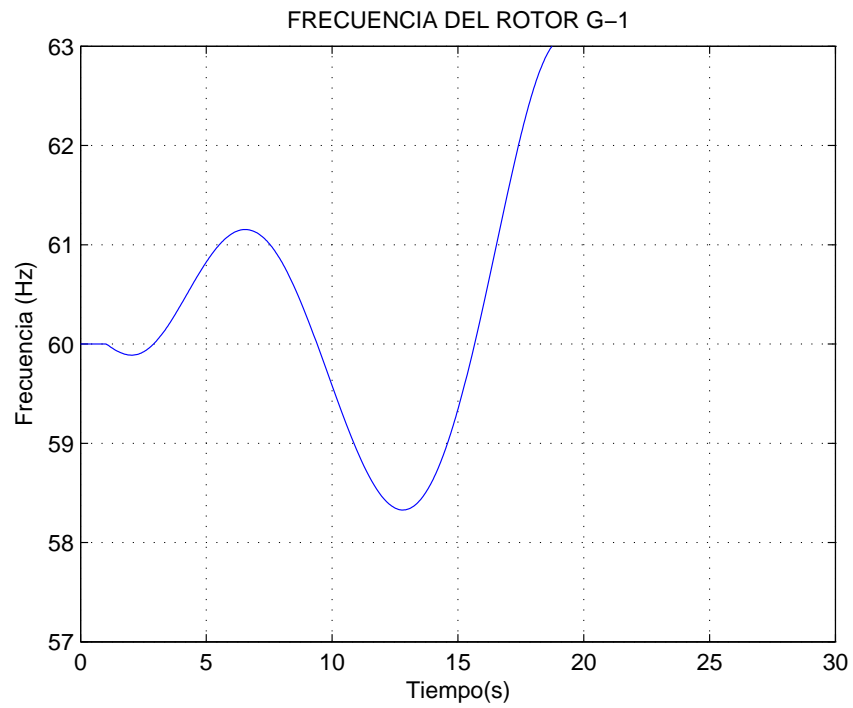
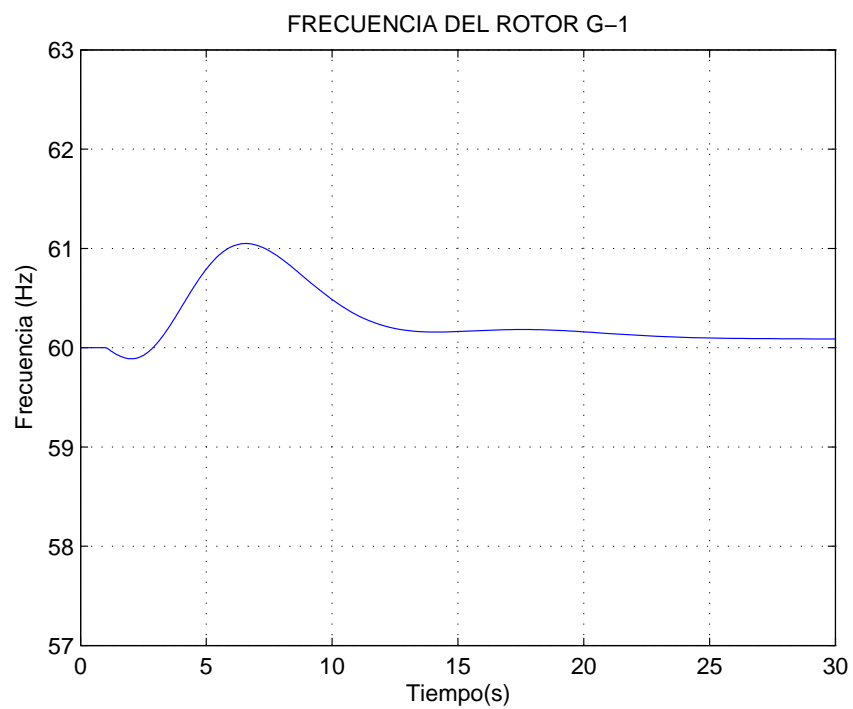
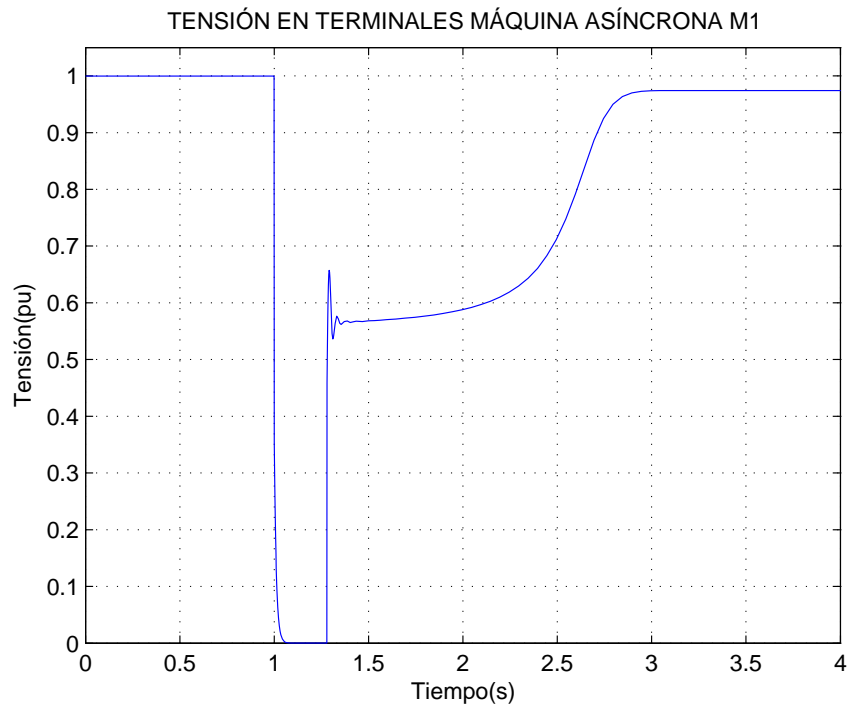
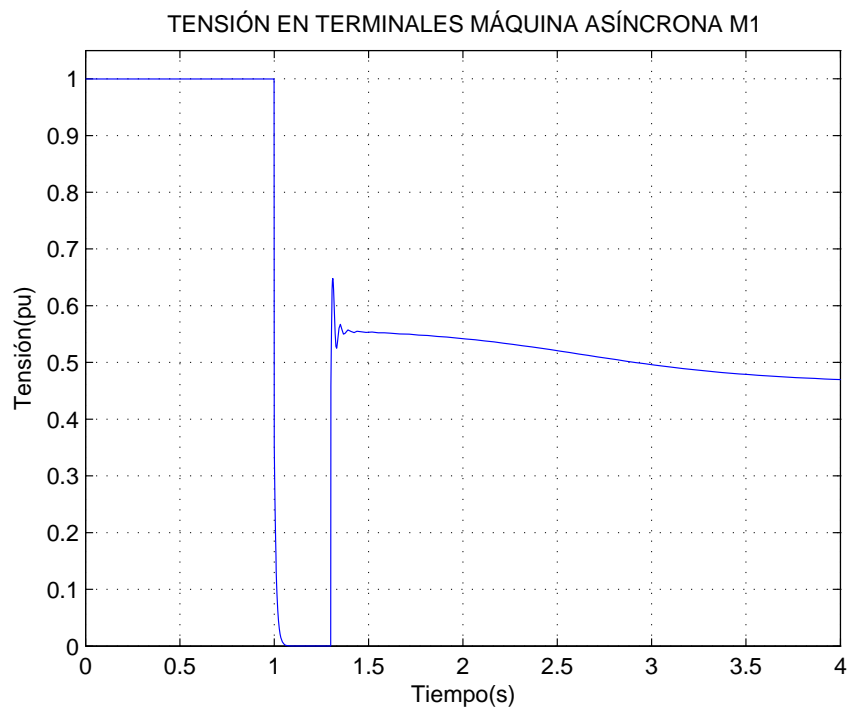
a) $T_R = 1$ sb) $T_R = 6,8$ s

Figura 5.34: Frecuencia del sistema aislado generador - carga

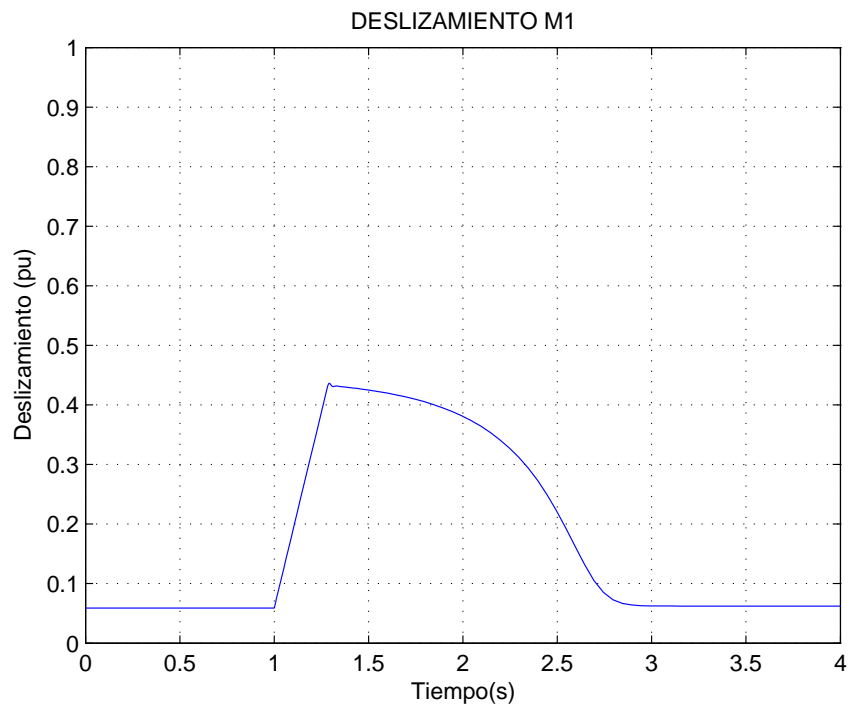


a) Tiempo de despeje 280 ms

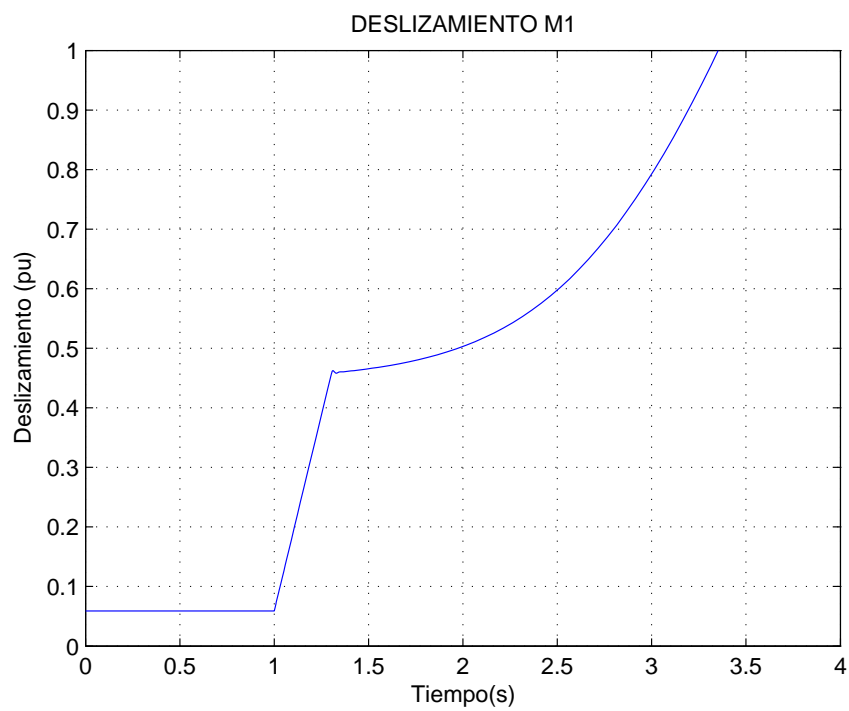


b) Tiempo de despeje 300 ms

Figura 5.35: Tensión en terminales del motor



a) Tiempo de despeje 280 ms



b) Tiempo de despeje 300 ms

Figura 5.36: Deslizamiento del motor

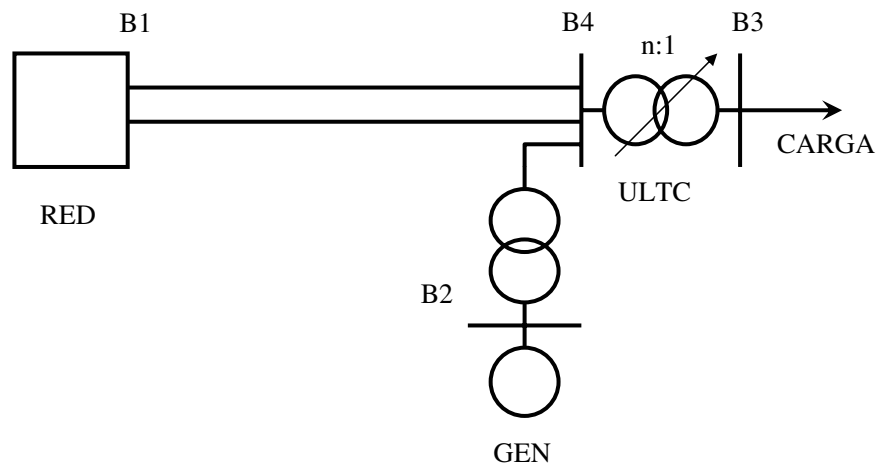


Figura 5.37: Sistema para estudio de estabilidad de tensiones de largo plazo

de operación son tales que el generador suministra el 20 % de la demanda total de 1500 MW. La evolución en el tiempo de diferentes magnitudes se muestran en las figuras 5.38 a 5.41.

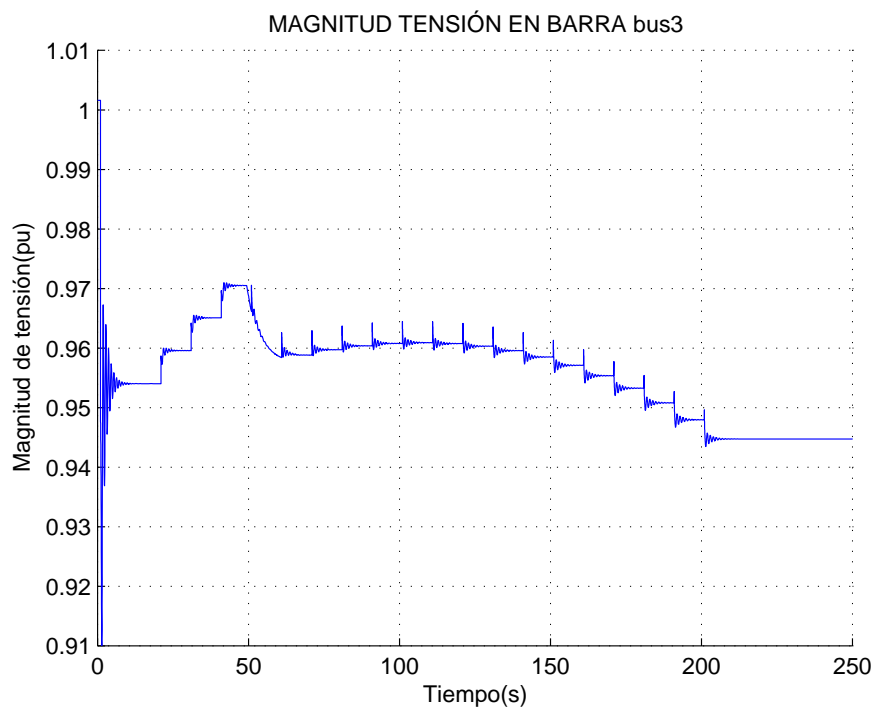


Figura 5.38: Tensión en barra 3

Los resultados se pueden analizar de la siguiente forma. Dado que la mayor parte del flujo proviene del sistema remoto, la salida de uno de los circuitos ocasiona una caída de

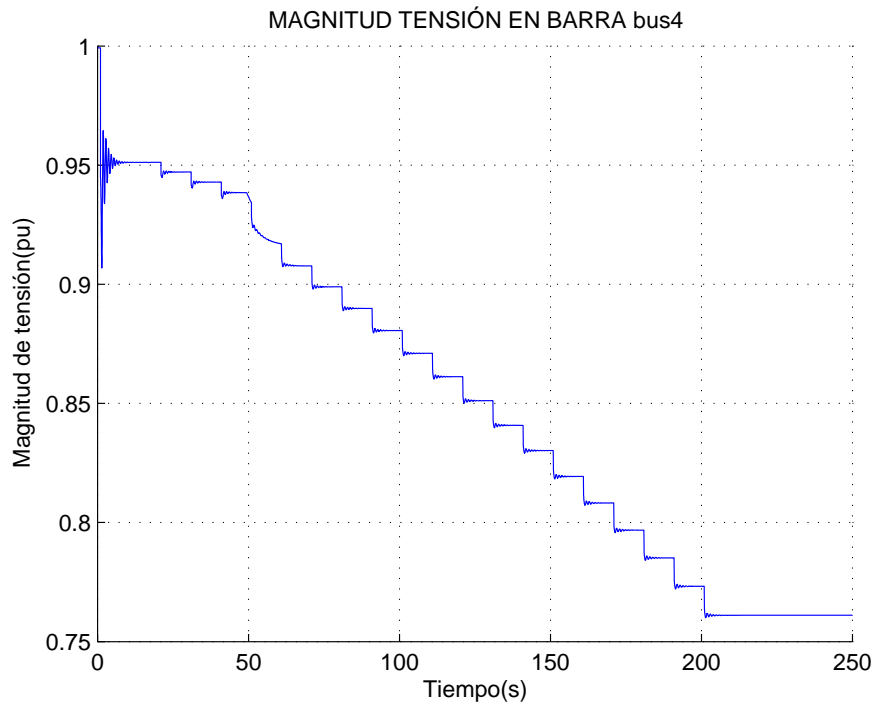


Figura 5.39: Tensión en barra 4

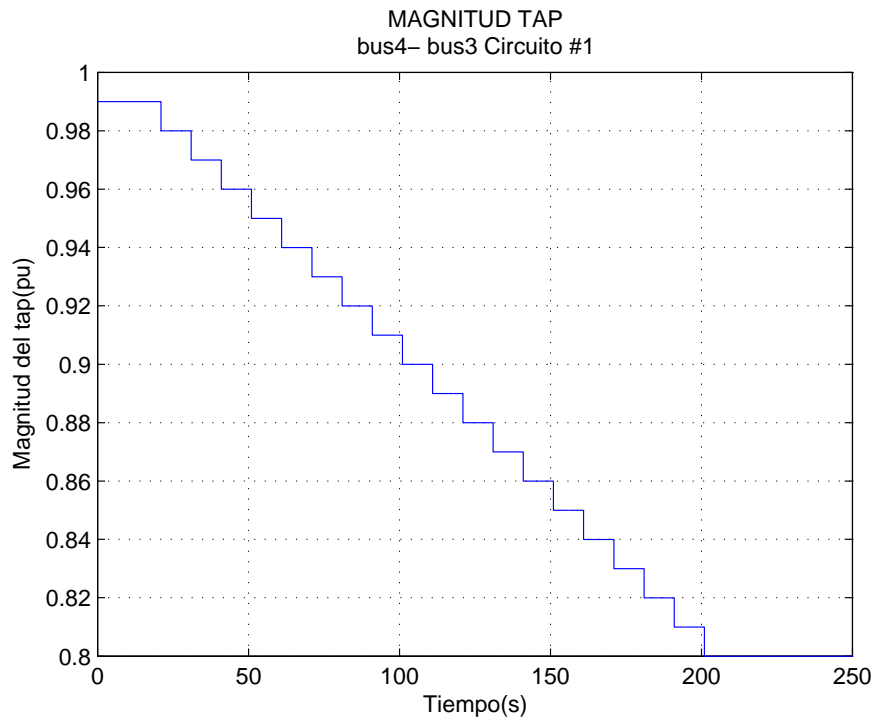


Figura 5.40: Tap del transformador

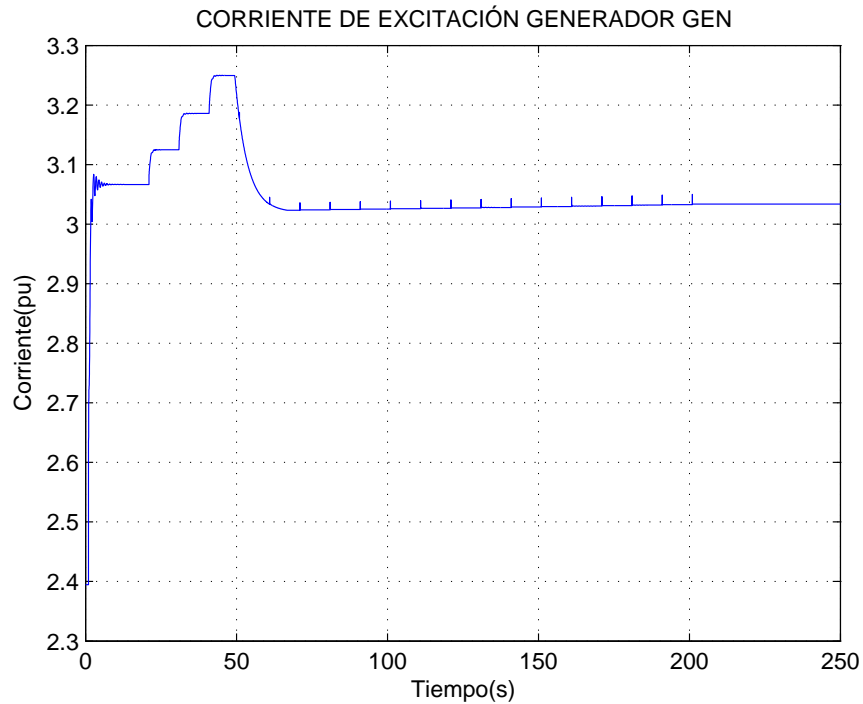


Figura 5.41: Corriente de campo generador

tensión considerable en la barra de carga. Este bajo nivel de tensión intenta ser corregido por el cambio de tap bajo carga del transformador, lo que ocasiona una restauración del nivel de demanda tanto de potencia activa como de reactiva en la carga y mayores requerimientos de potencia reactiva de parte del generador. El aumento en la inyección de reactivos por parte del generador produce un aumento en la corriente de campo, debido a que el sistema de excitación intenta mantener la tensión objetivo en terminales. Este hecho ocurre hasta que actúa el limitador de sobreexcitación para fijar la corriente de campo a un valor de 3,02 pu alrededor de los 50 s. La acción del limitador tiene como consecuencia la pérdida del control de tensiones en el sistema. Como puede apreciarse, las acciones del cambiador de tap de 50 s producen el efecto contrario al que se pretende y una inestabilidad de tensiones en el largo plazo. El sistema alcanza un estado de equilibrio cuando la posición del tap alcanza el límite inferior. Sin embargo, este no es un estado de equilibrio aceptable debido a que las bajas magnitudes de las tensiones provocarían la operación de protecciones o de otros mecanismos de restauración de demanda que llevarían el sistema a un colapso.

5.3.7. Aplicación del compensador estático de potencia reactiva SVC

En la figura 5.42 se muestra un sistema compensado por un SVC. Se pretende mostrar el efecto del compensador ante la conexión y desconexión de 500 MW en la barra B2. El SVC tiene una capacidad de + 200 MVar/ -100 MVar y el sistema equivalente tiene una capacidad de cortocircuito de 3000 MVA y una relación X/R de 10. La carga inicial en la barra B2 es de 100 MW. Las figuras 5.43 y 5.44 muestran la magnitud de la tensión en la barra compensada y la potencia reactiva inyectada por el SVC. Sin la acción del controlador, la tensión en la barra 2 cae aproximadamente a 0.96 pu.

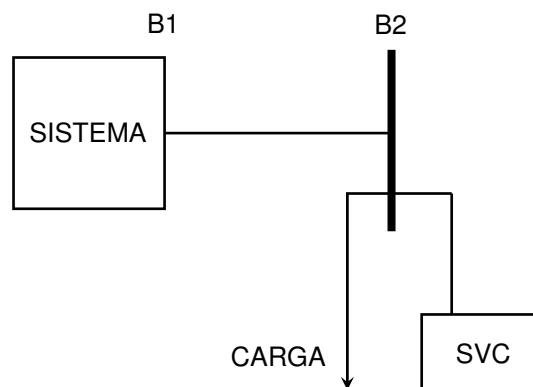


Figura 5.42: Sistema con SVC

5.3.8. Aplicación del compensador estático síncrono STATCOM

Se considera el mismo sistema de la figura 5.42, sin embargo, el SVC es reemplazado por un STATCOM con control PWM. La potencia nominal del STATCOM es de 200 MVA. El controlador del índice de modulación es proporcional con un controlador de adelanto para mejorar la velocidad de respuesta. La tensión del condensador se regula mediante un controlador PI. Las figuras 5.45 a 5.47 muestran las tensión en la barra B2, las potencias del STATCOM y el índice de modulación respectivamente.

5.3.9. Sistema con enlace en corriente continua HVDC

Este caso ejemplo muestra el desempeño de los controles de un enlace en corriente continua ante perturbaciones en el sistema de corriente alterna. El sistema considerado se muestra en la figura 5.48. Este sistema corresponde al de la figura 5.11 con la adición de un enlace

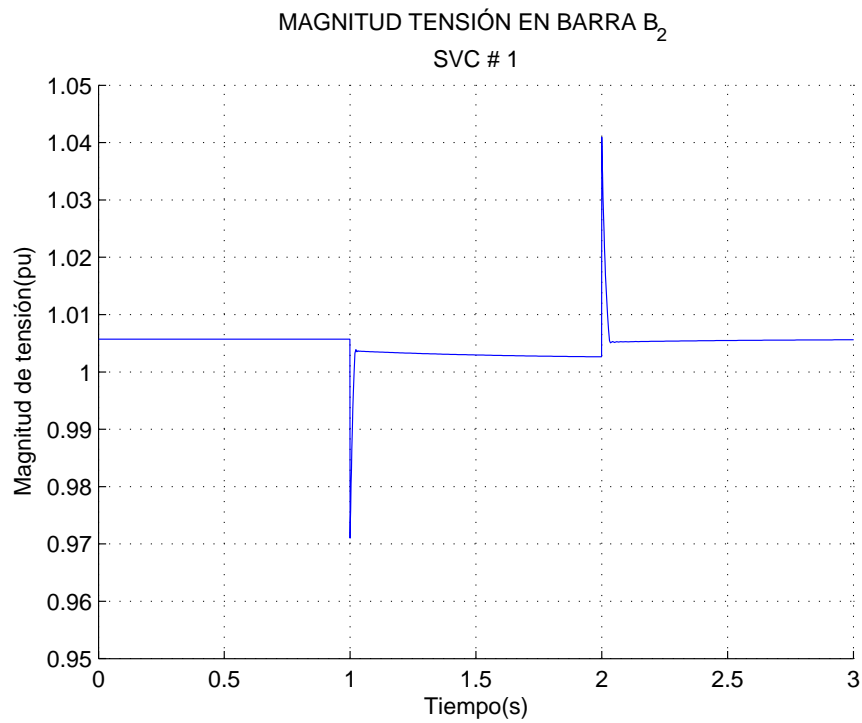


Figura 5.43: Tensión en barra B2

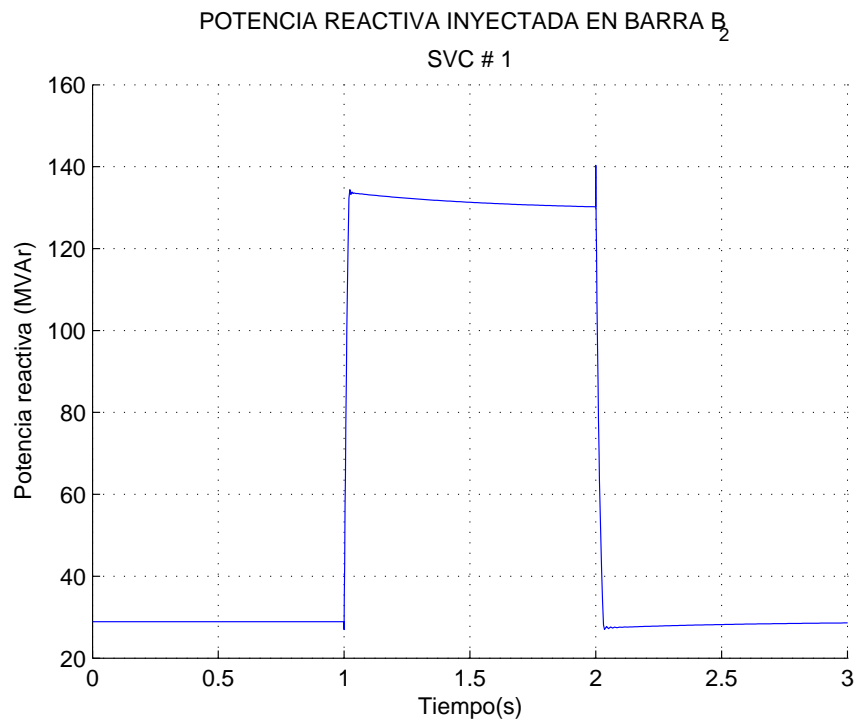


Figura 5.44: Potencia reactiva inyectada por el SVC

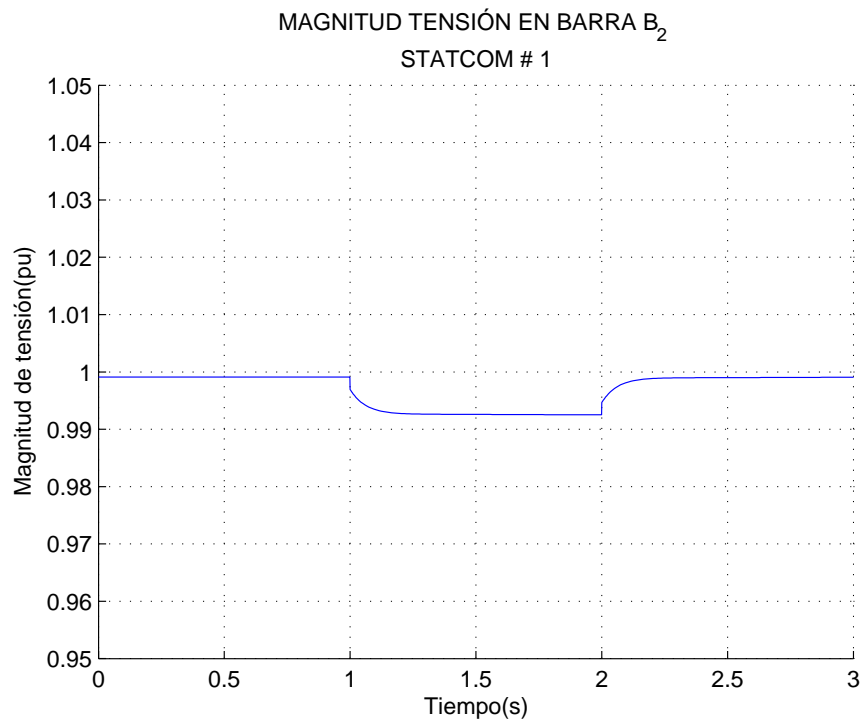


Figura 5.45: Tensión en barra B2

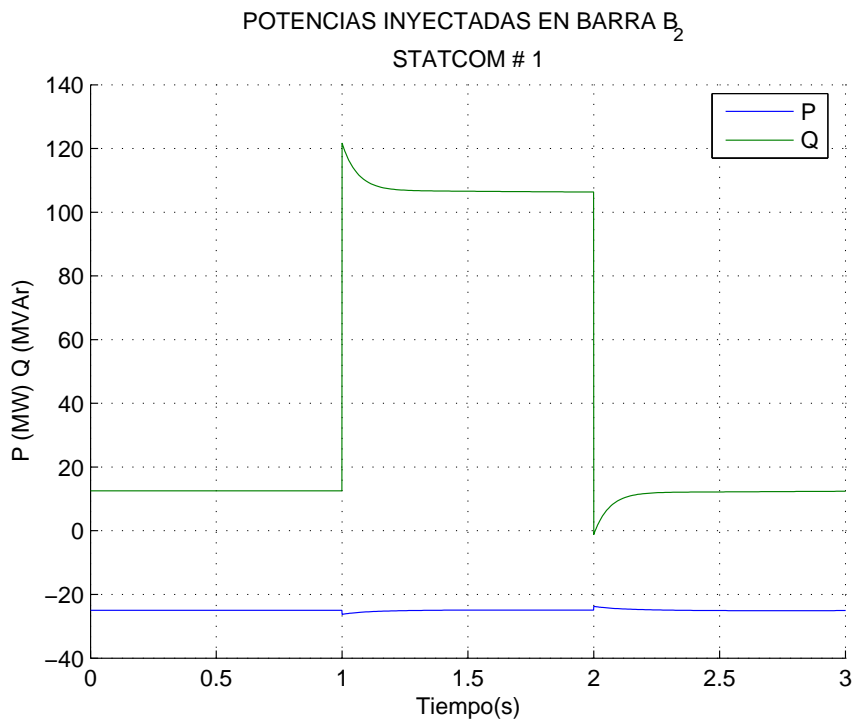


Figura 5.46: Potencias activa y reactiva inyectadas por el STATCOM

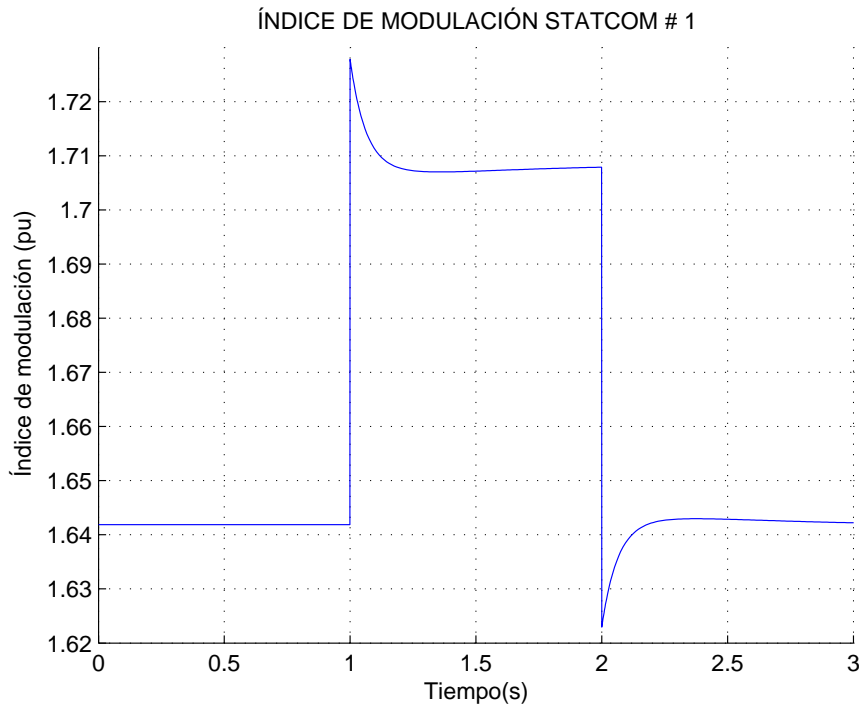


Figura 5.47: Índice de modulación del STATCOM

monopolar en corriente continua de 150 kV y 300 MW entre las barras 7 y 9. Los generadores poseen sistemas estáticos con estabilizadores y turbinas a vapor. El enlace en corriente continua se controla mediante el principio del margen de corriente. El intercambio entre las dos áreas se mantiene en 400 MW, con 300 MW a través de la interconexión DC y 100 MW a través de los circuitos AC. La perturbación considerada es la pérdida del 25 % del soporte de reactivos en el lado inversor (barra 9). Las figuras 5.49 a 5.52 muestran varias cantidades de interés en el sistema.

La pérdida del suministro de reactivos provoca una caída de tensiones en el sistema, que se ve reflejada en las tensiones DC, tal como se aprecia en la figura 5.49. Dado que la caída de tensión es un poco mayor en el inversor, el ángulo de disparo en el rectificador aumenta ligeramente para mantener la corriente en el valor objetivo de 2 kA como se muestra en la figura 5.50. En este caso, el inversor en este caso opera en ángulo de extinción constante y el rectificador controla la magnitud de la corriente. La figura 5.51 muestra una disminución en el intercambio de potencia debido a la caída de las tensiones, mientras que la figura 5.52 muestra un incremento en la potencia reactiva consumida por el rectificador debido al aumento del ángulo de disparo.

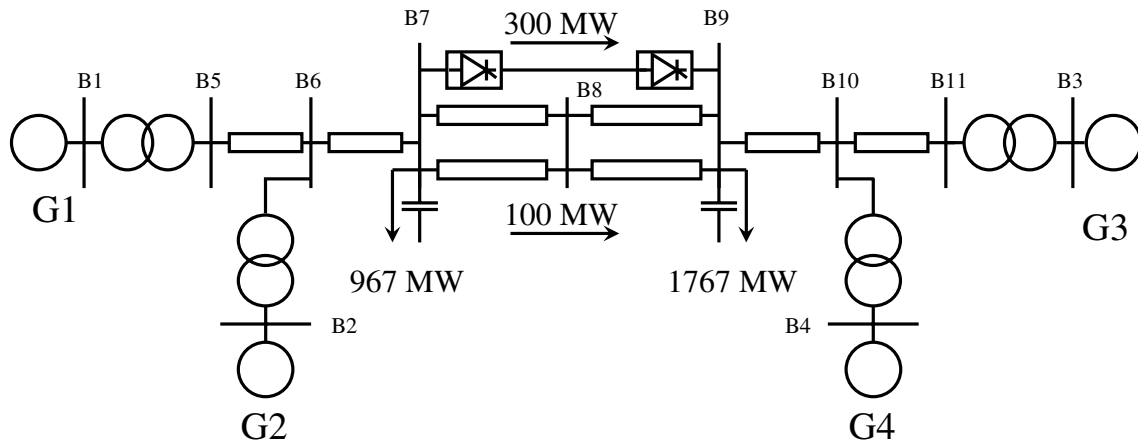


Figura 5.48: Sistema de dos áreas con HVDC

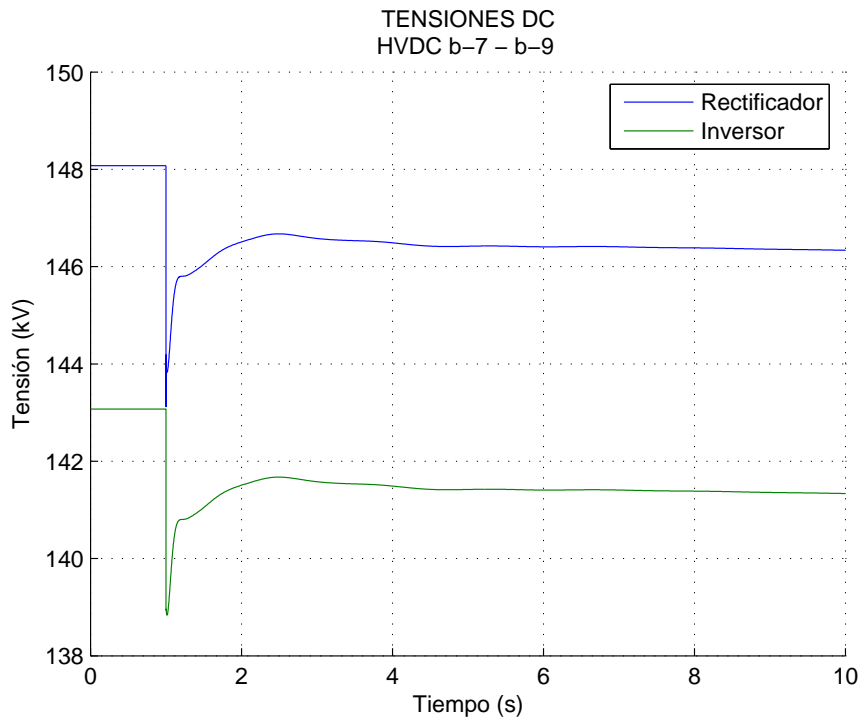


Figura 5.49: Tensiones DC

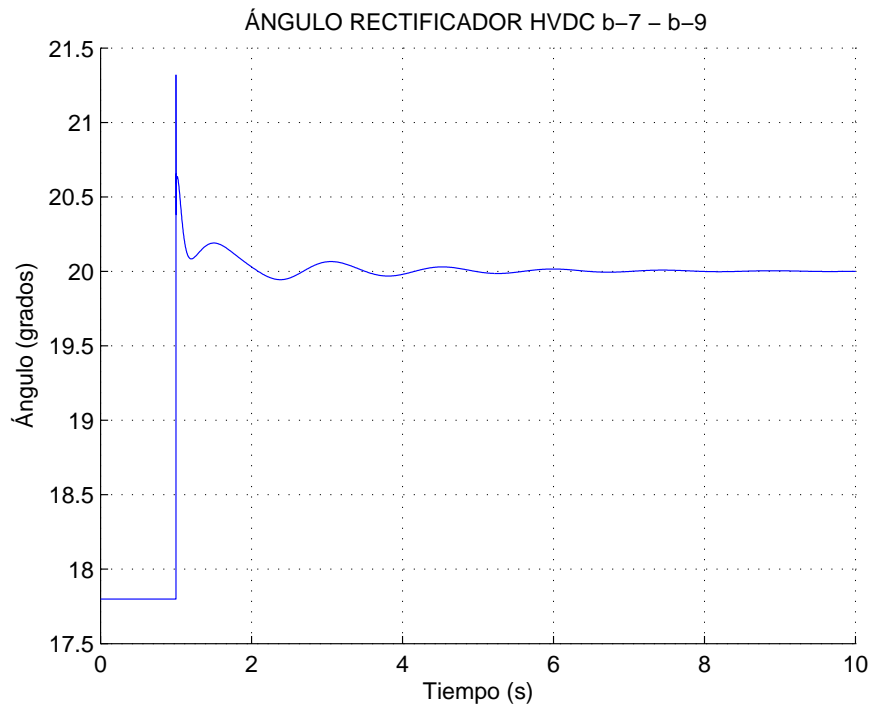


Figura 5.50: Ángulo de disparo rectificador

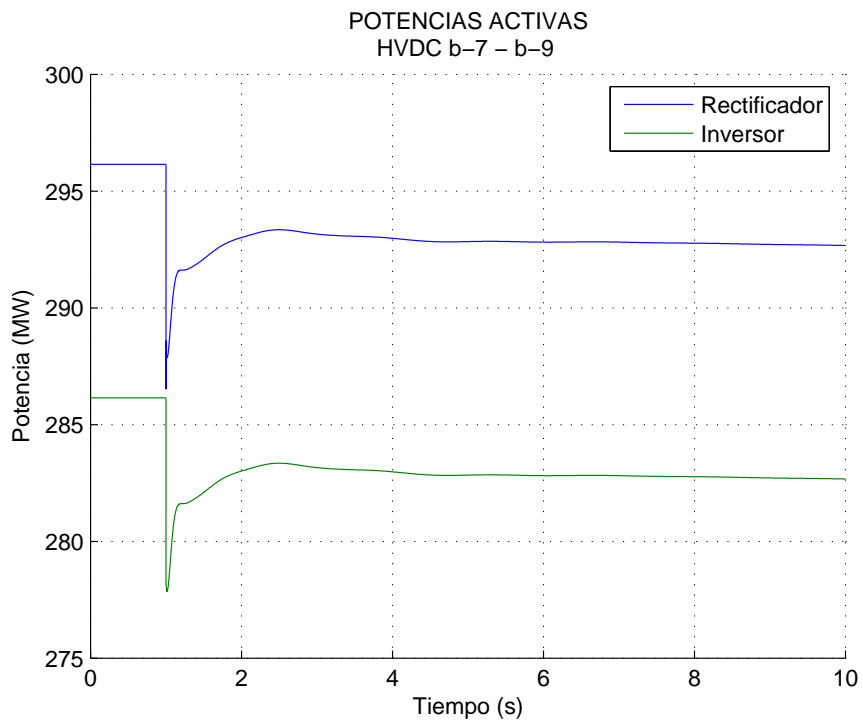


Figura 5.51: Potencias activas

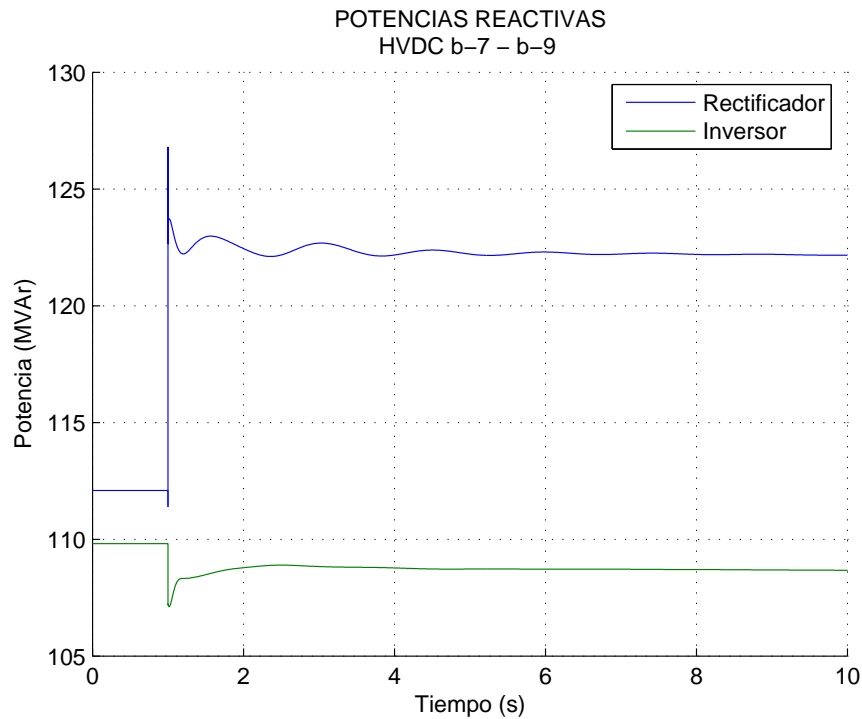


Figura 5.52: Potencias reactivas

5.3.10. Deslaste de carga por baja frecuencia

Una de las medidas remediales para el control de frecuencia en sistemas de potencia ante perturbaciones que ocasionen desequilibrios considerables entre carga y generación es el deslaste de carga. Esta función es llevada a cabo por relés que desconectan bloques de demanda dependiendo de la magnitud de la frecuencia. Para ilustrar la aplicación del modelo de relé de frecuencia implementado en la herramienta HAGP se considera el sistema de la figura 5.53 ante la desconexión del generador GX. Se implementa un esquema de deslaste de carga en la barra BUS-C. El relé desconecta el 15 % y 20 % de la carga cuando la frecuencia del sistema es de 49,7 Hz y 49,4 Hz respectivamente. Las figuras 5.54 a 5.56 muestran las diversas magnitudes del sistema con y sin deslaste de carga.

En la figura 5.54 se observa que con deslaste de carga, la acción del AVR del generador GY logra recuperar la tensión al valor inicial. La figura 5.55 muestra que sin deslaste de carga, se presenta una caída descontrolada de la frecuencia debido a que el sistema gobernador turbina de GX alcanza su límite máximo sin que se logre un equilibrio generación - demanda. De otro lado, la desconexión de demanda permite que el regulador proporcional del gobernador de GX recupere la frecuencia del sistema. En la figura 5.56 muestra las potencias

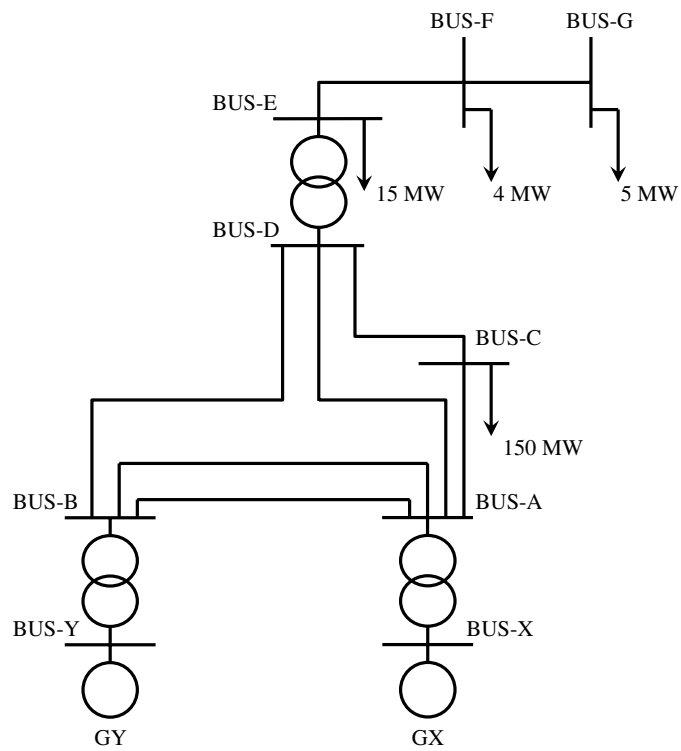
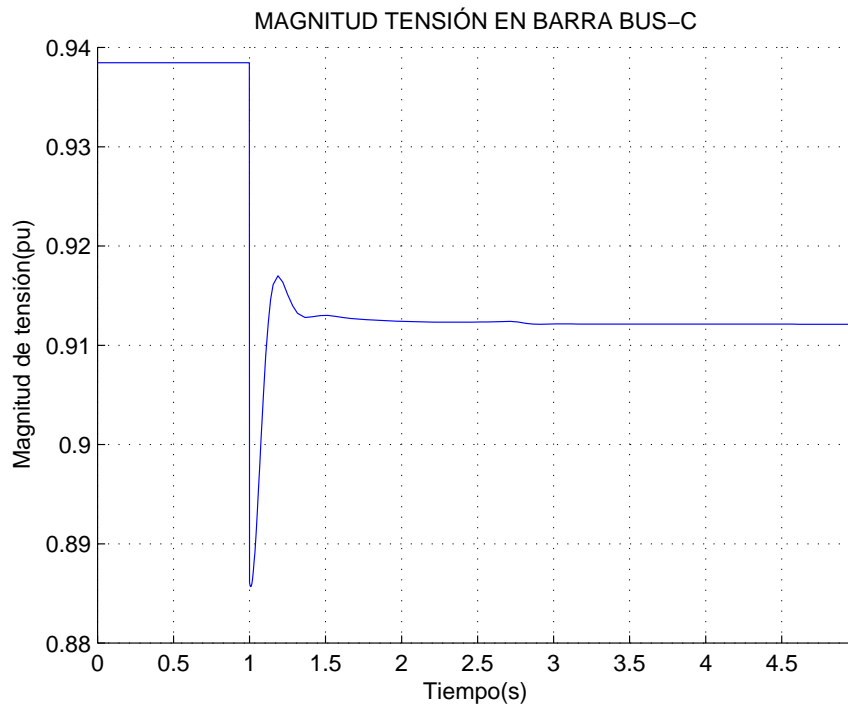
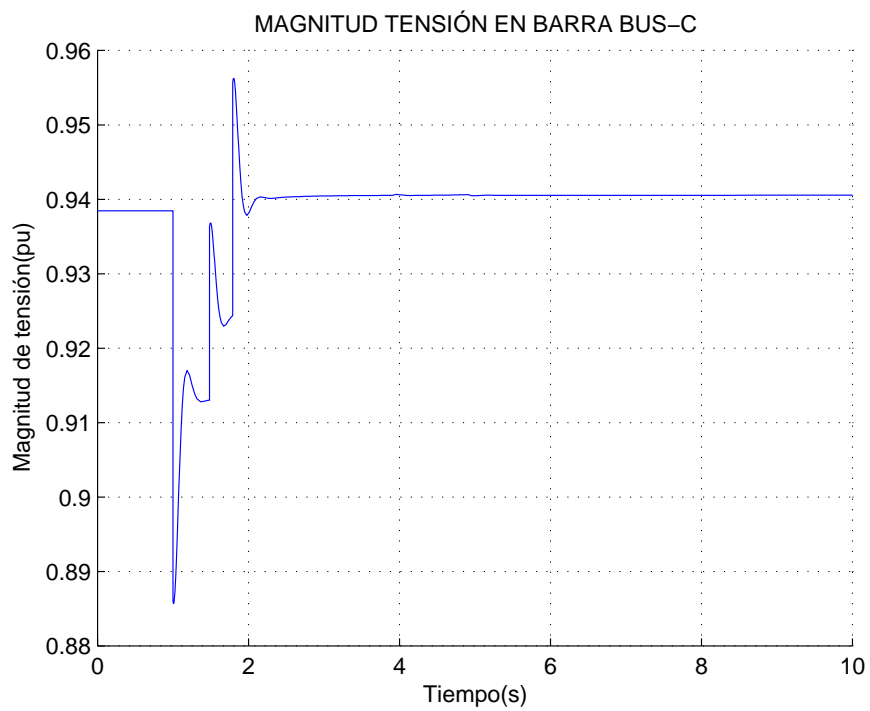


Figura 5.53: Sistema con esquema de deslastre de carga

activas, se puede apreciar el efecto del deslastre de carga en el nivel de demanda. Aún sin desconexión de carga, el nivel de demanda disminuye debido a la caída de la tensión.

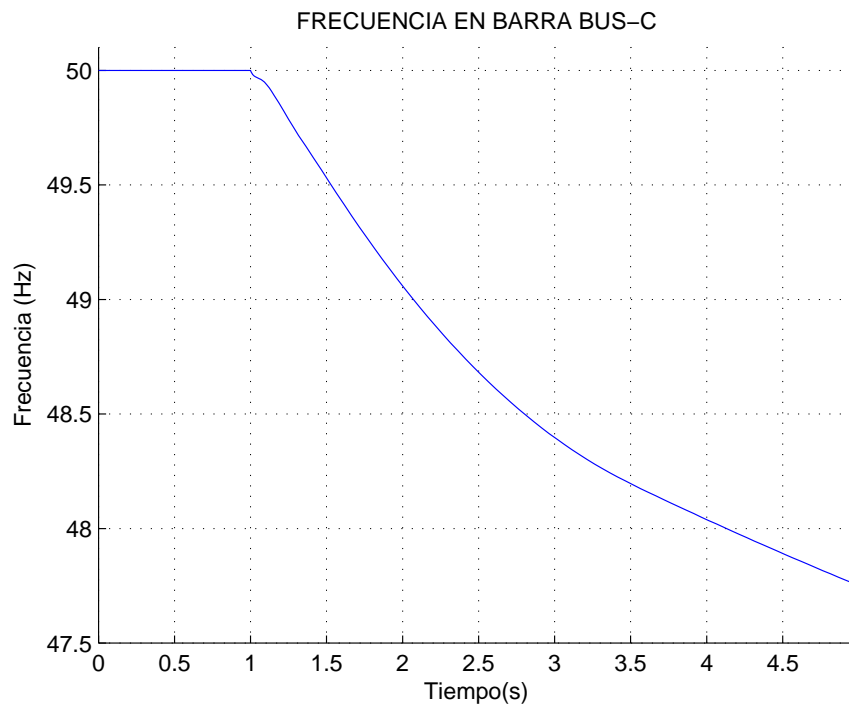


a) Sin deslastre de carga

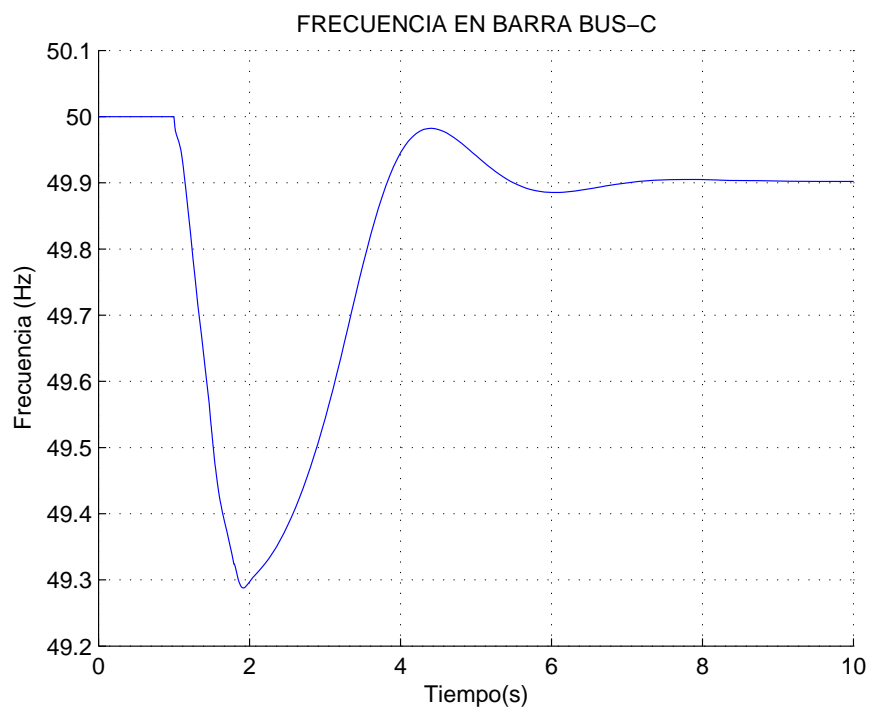


b) Con deslastre de carga

Figura 5.54: Tensiones en la barra BUS-C

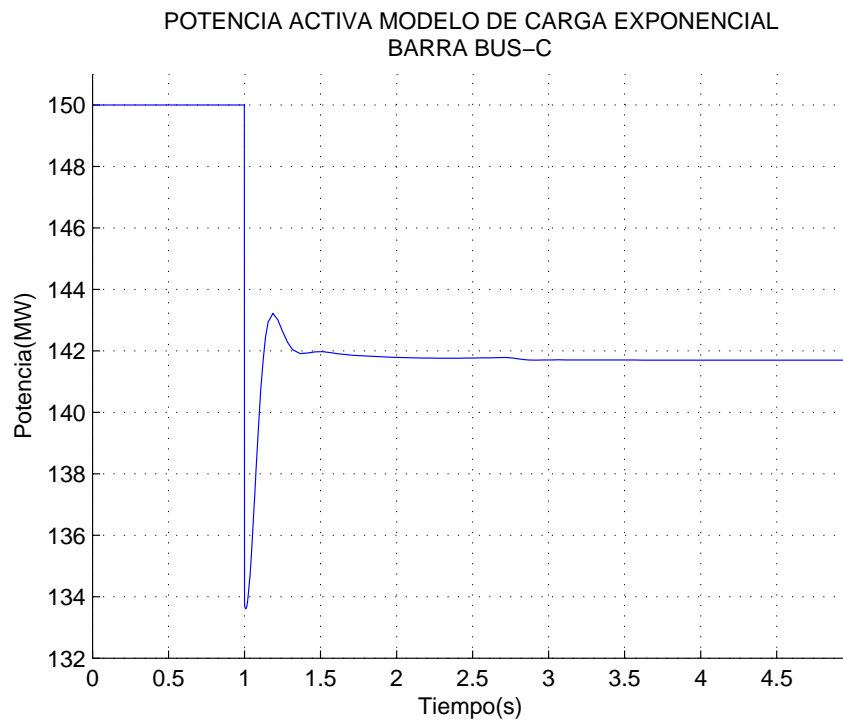


a) Sin deslaste de carga

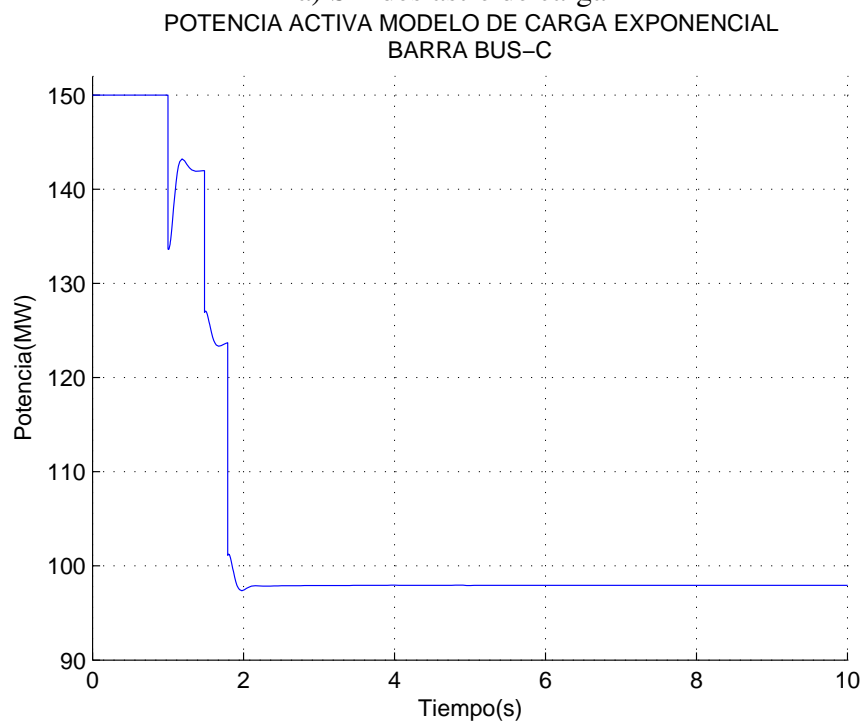


b) Con deslaste de carga

Figura 5.55: Frecuencias en la barra BUS-C



a) Sin deslastre de carga



b) Con deslastre de carga

Figura 5.56: Potencias activas en la barra BUS-C

Capítulo 6

Conclusiones, aportes y sugerencias para posteriores desarrollos

En este capítulo final se presentan las conclusiones, aportes y sugerencias obtenidas en esta tesis. En la primera sección se da una breve descripción y se mencionan las conclusiones obtenidas. En la segunda sección se detallan los aportes y en la última se ofrecen algunas sugerencias para posteriores desarrollos.

6.1. Resumen y conclusiones

El objetivo de la tesis era aumentar y mejorar las capacidades de la herramienta prototipo HAGP (Herramienta Software para Análisis de Gran Perturbación), con el fin de hacerla más adecuada al análisis de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia ante grandes perturbaciones. Los resultados presentados en los capítulos 4 y 5 muestran que tal objetivo ha sido logrado satisfactoriamente. Se modificaron las rutinas de cómputo de la matriz jacobiana y se implementó un algoritmo de ajuste del paso de integración. También se implementaron nuevos modelos de elementos dinámicos en la herramienta. Las conclusiones obtenidas de la tesis son las siguientes:

- Se mejoró la eficiencia computacional de las simulaciones por medio de un cálculo más eficiente del jacobiano, la utilización de técnicas de dispersidad y la implementación de un algoritmo de ajuste del paso de integración. Esto hace posible la aplicación de la herramienta al análisis de sistemas de dimensiones prácticas.
- Se implementó un algoritmo de variación del paso de integración con base el número

de iteraciones del método de Newton.

- Se implementaron satisfactoriamente nuevos modelos de elementos dinámicos, lo que permite ampliar el campo de aplicación de la herramienta.

6.2. Aportes

El aporte de esta tesis es una versión mejorada de la herramienta prototipo HAGP con capacidades para análisis de estabilidad en el corto, mediano y largo plazo en sistemas de cualquier topología y de dimensiones prácticas. La herramienta incorpora modelos dinámicos de los principales elementos del sistema de potencia e inclusive de tecnologías tales como FACTS y enlaces en corriente continua HVDC.

6.3. Sugerencias para posteriores desarrollos

Como sugerencias para trabajos futuros cabe mencionar:

- La implementación de nuevos algoritmos numéricos en la herramienta.
- La inclusión de nuevos modelos de elementos dinámicos.
- La elaboración de una interfaz gráfica.
- La implementación de la herramienta en un lenguaje de más bajo nivel.
- El desarrollo de herramientas computacionales para análisis de sistemas eléctricos de potencia en el contexto de un proyecto de desarrollo de software.

Apéndice A

HAGP versión 2.0, Manual del Usuario

A.1. Introducción

HAGP es un conjunto de funciones de MATLAB para simulación de transitorios electromecánicos en sistemas eléctricos de potencia. Es una herramienta software prototipo desarrollada en la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander por medio de varios trabajos de grado y tesis de maestría [58, 31, 59, 52]. Las funciones del programa están disponibles de tal forma que el usuario pueda efectuar modificaciones sobre el código.

Muchas de las limitaciones de la versión 1.0 de la herramienta HAGP, desarrollada originalmente en [58], han sido eliminadas en la versión 2.0. Se pueden resaltar las siguientes mejoras:

- Se implementaron técnicas de matrices dispersas, lo que posibilita la aplicación de la herramienta HAGP al análisis de sistemas de dimensiones prácticas.
- Se implementaron nuevos modelos de elementos dinámicos.
- Se implementaron modelos de secuencia para la red de transporte y elementos de tal forma que se pueden simular condiciones de desequilibrio.

Las simulaciones dinámicas se realizan bajo las simplificaciones típicas adoptadas en estudios de estabilidad, es decir, se desprecian los transitorios electromagnéticos de tal forma que la red se representa mediante un modelo fasorial cuasiestacionario. Las ecuaciones diferenciales y algebraicas del sistema se resuelven simultáneamente utilizando la regla trapezoidal como método de integración. La herramienta HAGP utiliza el programa MATPOWER [68]

para la solución del flujo de cargas requerido en la definición del estado inicial de operación del sistema de potencia. La figura A.1 muestra un diagrama de flujo del proceso asociado a la herramienta HAGP.

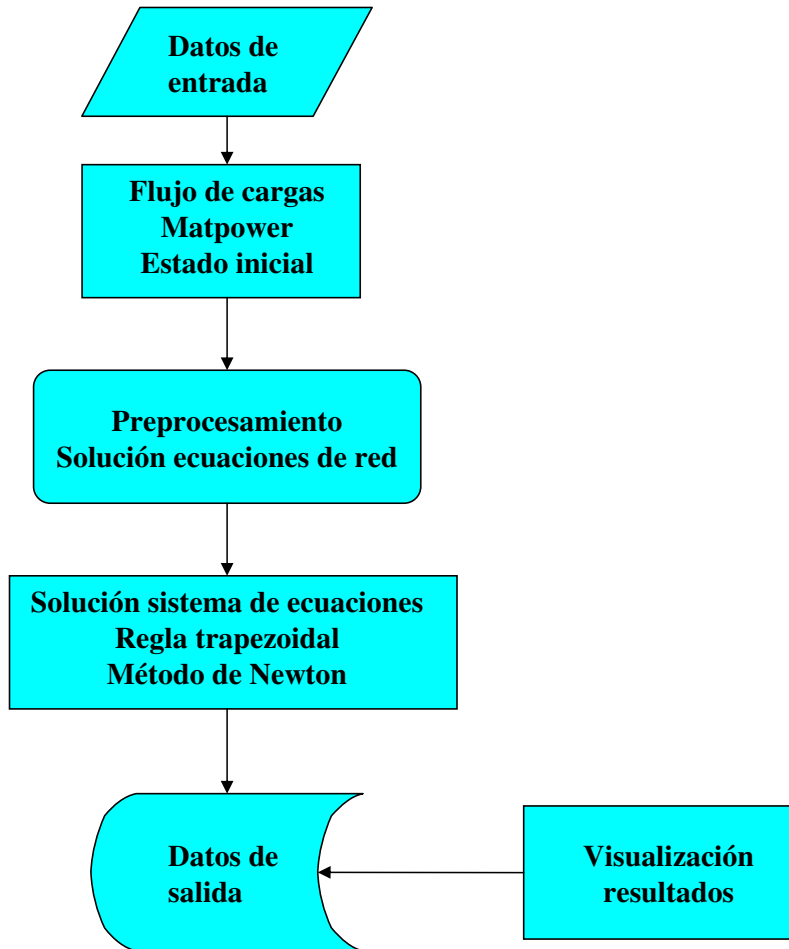


Figura A.1: Diagrama de flujo HAGP

Los datos de entrada se introducen en un archivo con extensión .m, mientras que los datos de salida son almacenados en un archivo de datos .mat.

A.2. Requisitos e instalación

HAGP 2.0 puede ser instalado en PC con versiones 5.3, 6.5 y 7.0 de MATLAB. La carpeta con el contenido del programa tiene un tamaño aproximado de 3,4 MB. Se recomienda instalar HAGP en PC con 256 MB de RAM y procesador de 1,4 GHz o equipos con capacidades superiores. El proceso de instalación comprende los siguientes pasos:

1. Descomprima la carpeta *hagp 2.0*.
2. Copie la carpeta *hagp* en la carpeta *toolbox* que se encuentra directorio raíz de MATLAB. La ubicación del directorio raíz puede ser obtenida en la ventana de comandos por medio de la instrucción *matlabroot*. La carpeta *hagp* contiene tres subcarpetas: *bin*, en la cual se encuentran los archivos de ejecución del programa, *casos*, en la cual se encuentran los archivos de datos y *resultados*, en la cual se almacenan los archivos de resultados. Inicialmente, la carpeta *casos* contiene archivos con los casos ejemplo incluidos en la distribución de HAGP (ver sección A.17). Todos los archivos correspondientes a casos nuevos deben incluirse en dicha carpeta.
3. Incluya en el *path* de MATLAB la carpeta *hagp* y las subcarpetas *bin*, *casos* y *resultados*.
4. Tenga presente que a medida que se generen archivos de resultados, éstos ocupan espacio en el disco duro. En particular, archivos de resultados de sistemas de gran dimensión pueden tener un tamaño de varias decenas de MB.

A.3. Ejecución

Para ejecutar HAGP, se escribe en la ventana de comandos de MATLAB la instrucción `>>hagps('datos')`, donde **datos** es el nombre del archivo de MATLAB (sin la extensión `.m`) en el cual se especifican las características del sistema de potencia y de la simulación. La estructura de los archivos de datos de entrada se detalla en la sección A.4. Luego de escribir la instrucción `>>hagps('datos')`, es posible observar el nombre archivo del caso y dar inicio a la simulación o cancelarla, tal como se muestra en la figura A.2.

Una vez concluida la simulación, se puede observar el tiempo de cómputo. Los resultados se almacenan en un archivo de datos con el nombre **resultados_datos.mat**. Para acceder al menú de visualización de resultados gráficos, se escribe la instrucción `>>hagpr('datos')`. El menú se muestra en la figura A.3. Con este menú se puede acceder a otros submenús que muestran resultados de magnitudes asociadas a elementos dinámicos, barras, etc. Para acceder a estos submenús, se introduce el código correspondiente y se pulsa *enter*:

1. *Ángulos de rotores*. Genera una gráfica con la evolución en el tiempo de los ángulos de los rotores de las máquinas síncronas relativos al ángulo de una máquina de referencia determinada. Esta máquina puede ser diferente a la especificada como **gref** (ver tabla

```
=====
                                HAGP
HERRAMIENTA SOFTWARE PARA SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA
                                ANTE GRANDES PERTURBACIONES
=====

Ejemplo HVDC

NOMBRE DEL CASO ----- ejemplo_hvdc

Iniciar simulación?(s/n) --- s
SIMULANDO ...
```

Figura A.2: Inicio de simulación en HAGP

- A.1) que es la máquina tomada como referencia durante la simulación. Para visualizar las magnitudes absolutas de los ángulos, se escribe 0 en el campo de máquina síncrona de referencia. Si no existen máquinas síncronas en el sistema, se genera una gráfica vacía (sin curvas).
2. *Tensiones de barra.* Genera una gráfica con la evolución en el tiempo de las magnitudes en pu de las tensiones en las barras (secuencia positiva).
 3. *Frecuencias de barra.* Genera una gráfica con la evolución en el tiempo de las frecuencias de las tensiones en las barras (secuencia positiva).
 4. *Elementos.* Acceso al submenú de elementos dinámicos (ver figura A.4).
 5. *Protecciones.* Acceso al submenú de protecciones (ver figura A.5).
 6. *Barras.* Acceso al submenú de barras .
 7. *Líneas/Transformadores.* Acceso al submenú de líneas y transformadores.
 8. *Áreas.* Acceso al submenú de áreas.
 9. *Jacobiano del sistema.* Genera una gráfica con la estructura del jacobiano resultante del método de Newton (ver secciones A.1 y A.5).
 10. *Paso de integración.* Genera una gráfica con la evolución en el tiempo del paso de integración utilizado en la simulación.

```

=====
                        RESULTADOS HAGP - GLOBAL
=====

NOMBRE DEL CASO ----- mod_detalhado

                        TIPO DE RESULTADO                CÓDIGO

ángulos de rotores ----- 1
tensiones de barra ----- 2
frecuencias de barra ----- 3
elementos ----- 4
protecciones ----- 5
barras ----- 6
líneas/transformadores ----- 7
areas ----- 8
jacobiano del sistema ----- 9
paso de integración ----- 10
salir del programa ----- 0

TIPO DE RESULTADO A VISUALIZAR --- |

```

Figura A.3: Menú de visualización de resultados en HAGP

```

=====
                        RESULTADOS HAGP - ELEMENTOS
=====

NOMBRE DEL CASO ----- mod_detalhado

                        TIPO DE RESULTADO                CÓDIGO

máquinas síncronas ----- 1
máquinas asíncronas ----- 2
transformadores ultc ----- 3
svc ----- 4
statcom ----- 5
hvdc ----- 6
carga controlada por termostato ----- 7
carga zip ----- 8
carga exponencial ----- 9
carga genérica ----- 10
regresar ----- 0

TIPO DE RESULTADO A VISUALIZAR ---

```

Figura A.4: Submenú de elementos dinámicos

```

=====
                        RESULTADOS HAGP - PROTECCIONES
=====

NOMBRE DEL CASO ----- mod_detallado

                        TIPO DE RESULTADO                CÓDIGO

relés de distancia ----- 1
relés de frecuencia ----- 2
relés de tensión ----- 3
relés de desconexión de generación ---- 4
regresar ----- 0

TIPO DE RESULTADO A VISUALIZAR ---

```

Figura A.5: Submenú de protecciones

Para sistemas con varias decenas de barras y/o máquinas síncronas, no es práctico visualizar las magnitudes de ángulos, tensiones y frecuencias utilizando los códigos 1, 2 y 3. En estos casos se recomienda utilizar los submenús de *elementos*, *barras* y *áreas*.

Una vez almacenados los datos, no es necesario correr nuevamente la simulación para observar los resultados, simplemente se ejecuta la instrucción `>>hagpr('datos')`. Antes de efectuar una simulación, es recomendable revisar los resultados del flujo de cargas. Los resultados del flujo de cargas, obtenidos con MATPOWER [68], pueden visualizarse mediante la instrucción `>>hagps('datos', 1)`.

A.4. Datos de entrada

La entrada de datos se realiza por medio de archivos MATLAB que contienen datos de los elementos dinámicos, de la red de transporte y parámetros e instrucciones para el control de la simulación. Los datos de entrada se dividen en 3 grandes grupos:

1. *Parámetros de la simulación*. Estos corresponden a variables tales como el tiempo de simulación, paso de integración, potencia base, etc. Los nombres utilizados para los parámetros de la simulación y sus valores típicos se describen en la sección A.5.
2. *Datos del sistema de potencia*. Los datos del sistema de potencia comprenden datos asociados a las barras, red de transporte, elementos dinámicos, cargas y protecciones. Estos datos se introducen en matrices, en las cuales cada fila corresponde a un elemento

en particular. La forma de introducir este grupo de datos se describe en las secciones A.6 a A.15.

3. *Datos de control de la simulación.* Estos datos se introducen en la matriz **mfallas**, en la cual cada fila corresponde a una perturbación determinada. La forma de introducir las perturbaciones se describe en la sección A.16.

En la sección A.17 se detalla una lista de casos ejemplo incluidos en la distribución de HAGP 2.0. En estos archivos se puede apreciar la estructura general de los archivos de entrada de datos.

A.5. Parámetros de la simulación

Los parámetros de la simulación comprenden datos tales como el tiempo de simulación, la potencia base del sistema, paso de integración, etc. Éstas variables deben definirse en el archivo de datos de entrada, con los nombres indicados en la tabla A.1.

Tabla A.1: Parámetros de simulación

Parámetro	Descripción	Unidades
tfinal	Tiempo de simulación (0 - tfinal)	s
dtmin	Paso mínimo de integración	s
dtmax_st	Paso máximo de integración corto plazo	s
dtmax_lt	Paso máximo de integración largo plazo	s
prd_st	Período de corto plazo	s
it_slr	Límite de iteraciones para cambio de paso de integración	-
ps_slr	Pasos de tiempo para reducción de paso de integración	-
ps_sli	Pasos de tiempo para incremento de paso de integración	-
tolx	Tolerancia del método de Newton para variables de estado	-
tolv	Tolerancia del método de Newton para variables algebraicas	-
maxitrn	Número máximo de iteraciones del método de Newton	-
deltamax	Máxima desviación del ángulo del rotor para máquinas síncronas	grados
dwmax	Máxima desviación del velocidad del rotor para máquinas síncronas	pu
gref	Máquina síncrona de referencia para medir desviaciones angulares	-
taof	Constante de tiempo filtro cálculo de frecuencia en barras	s
freq_n	Frecuencia nominal	Hz
baseMVA	Potencia base	MVA

Notas:

- La simulación se realiza en el período comprendido entre 0 y **tfinal**.
- El algoritmo de variación del paso de integración se ilustra en la figura A.6. En esta figura **it_n** son las iteraciones del método de Newton en un paso de tiempo dado, **csi** y **csr** son contadores de pasos de tiempo, los cuales al inicio de la simulación valen cero. Δt es el paso de integración actual. El algoritmo para determinar el valor de **dtmax** se muestra en la figura A.7. La variable **t_st** almacena el tiempo que ha transcurrido desde la última perturbación. Inicialmente a esta variable se le asigna un valor de **prd_st**.
- Si método de Newton no converge y el paso de integración es igual a **dtmin**, la simulación es terminada.
- **tolx** y **tolv** son los valores máximos de los vectores asociados a las variables de estado y algebraicas para la convergencia en cada paso de tiempo.
- Si el ángulo del rotor de una máquina síncrona relativo al ángulo de la máquina **gref** es igual o superior a **deltamax**, la simulación es terminada. Si **gref** = 0, se toman ángulos absolutos.
- Si la velocidad del rotor de una máquina síncrona es superior a **dwmax**, la simulación es terminada.
- La frecuencia en cada barra se calcula a partir de la derivada del ángulo de la tensión correspondiente filtrada mediante un filtro pasa bajas de primer orden con constante de tiempo **taof**.
- La tabla A.2 incluye valores típicos de los parámetros de simulación. Los valores de **dtmax_st**, **dtmax_lt** y **prd_st** se determinan con base en la frecuencia y el amortiguamiento de los modos relevantes en el corto y largo plazo para el sistema en particular. Para simulaciones de largo plazo en las cuales se utilicen pasos de tiempo del orden de los segundos, puede ser necesario utilizar valores de **tolx** y **tolv** del orden de 10^{-6} para disminuir el error oscilatorio de la regla trapezoidal.

A.6. Topología del sistema

La topología del sistema está determinada por las barras o nodos y la red de transporte. Los datos correspondientes a las barras se introducen en la matriz **barras**, mientras que los

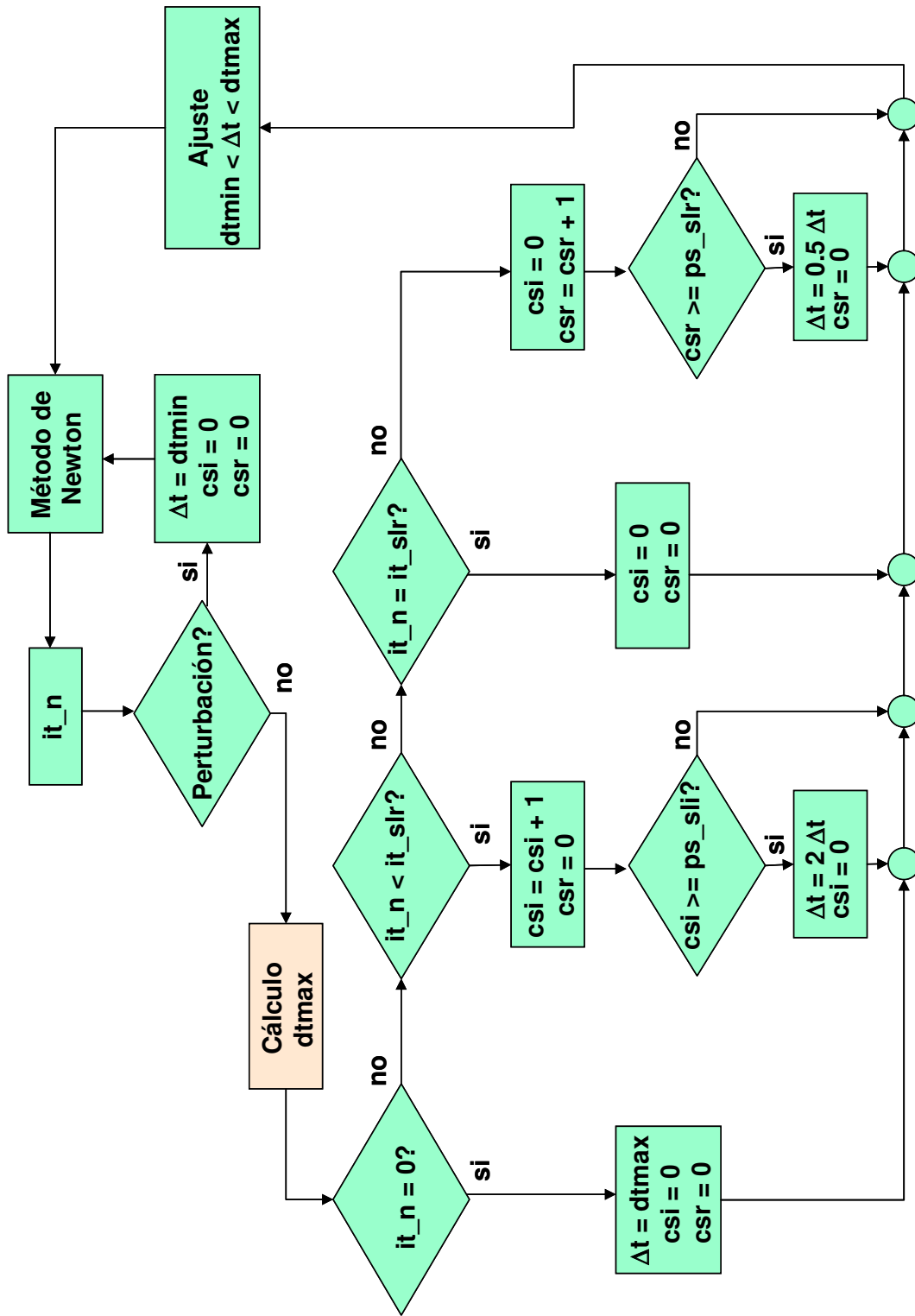


Figura A.6: Algoritmo de ajuste tamaño del paso de integración

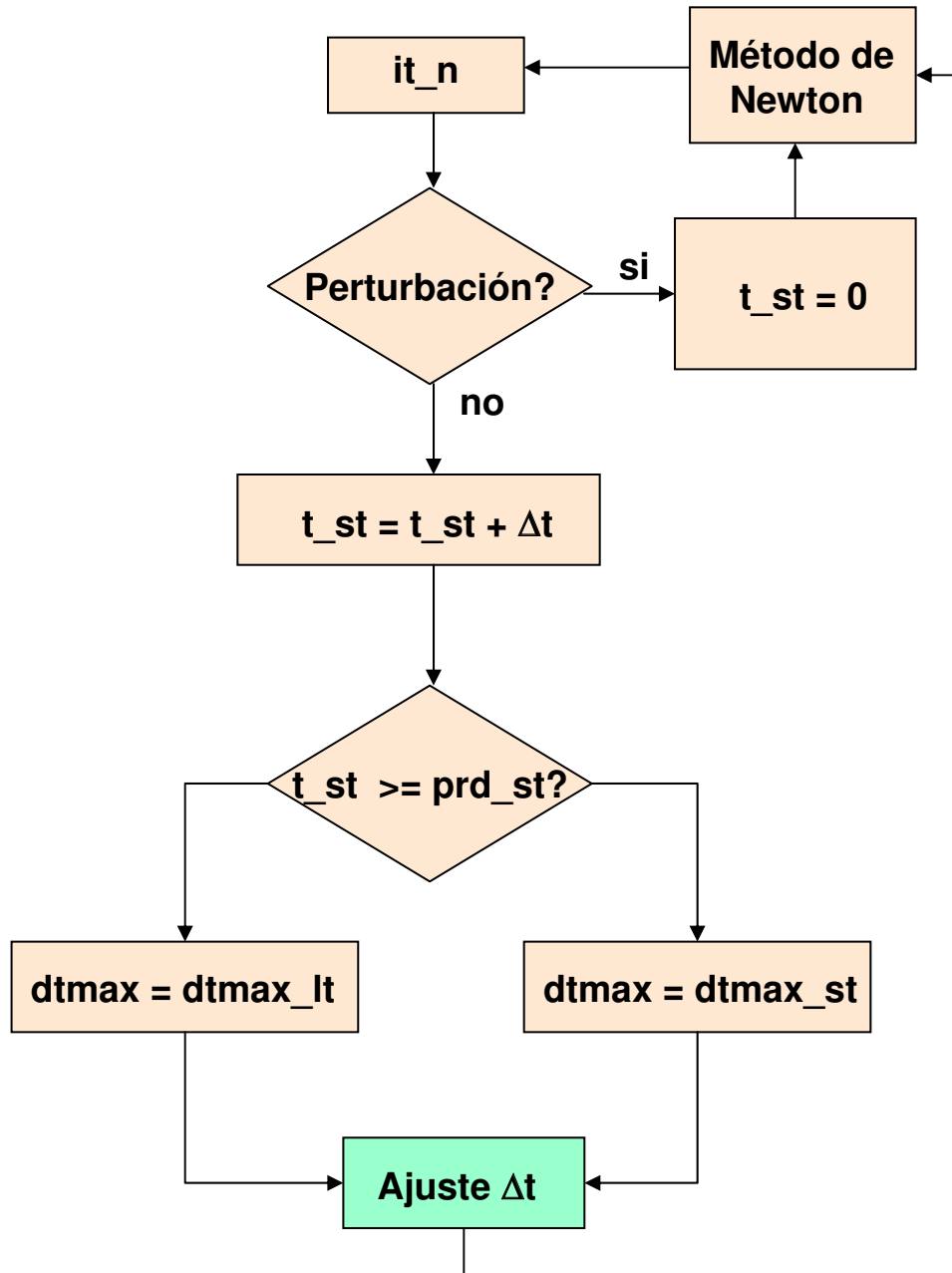
Figura A.7: Algoritmo para determinar **dtmax**

Tabla A.2: Valores típicos de parámetros de simulación

Parámetro	Valor típico
dtmin	$\geq 0,001$ s y $\leq 0,01$ s
it_slr	3
ps_slr	5
ps_sli	5
tolx	$\leq 10^{-3}$
tolv	$\leq 10^{-3}$
maxitrn	25
deltamax	180 grados
dwmax	0,05 pu
taof	0,05 s
freq_n	50 ó 60 Hz

de la red de transporte se introducen en la matriz **red**. Los datos correspondientes a cada columna en las matrices **barras** y **red** se especifican en las tablas A.3 y A.4 respectivamente.

Tabla A.3: Datos de barras

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	nb	Número de barra	-
2	tipo	Tipo de barra (flujo de cargas)	1 - PQ 2 - PV 3 - Referencia 4 - Aislada 5 - Infinita
3	P_d	Demanda potencia activa	MW
4	Q_d	Demanda potencia reactiva	MVAr
5	P_{d0}	Demanda potencia activa sec. cero	MW
6	Q_{d0}	Demanda potencia reactiva sec. cero	MVAr
7	G_s	Conductancia shunt	MW a $V_{nb} = 1$ pu
8	B_s	Susceptancia shunt	MVAr a $V_{nb} = 1$ pu
9	G_{s0}	Conductancia shunt	MW a $V_{nb} = 1$ pu
10	B_{s0}	Susceptancia shunt	MVAr a $V_{nb} = 1$ pu
11	área	Número de área	-
12	V_m	Magnitud inicial de tensión	pu
13	V_a	Ángulo inicial de tensión	grados
14	basekV	Tensión base	kV
15	zona	Número de zona	-
16	maxV	Magnitud máxima de tensión	pu
17	minV	Magnitud mínima de tensión	pu

Notas:

- Los números de las barras se pueden asignar arbitrariamente, es decir, pueden ser no consecutivos e introducirse en cualquier orden.
- En caso de múltiples generadores en la barra de referencia, se toma como generador de referencia el primer generador de esta barra que se introduzca en la matriz de datos correspondiente.
- En la solución del flujo de cargas, las barras infinitas son modeladas como tipo PV.
- En caso de no asignar barra de referencia, esta se escoge automáticamente como la primera barra infinita introducida en la matriz **barras**. Si no existen barras infinitas, se toma como barra de referencia la primera barra PV introducida en la matriz **barras**.
- Si una barra PV no tiene generadores en línea, esta es convertida automáticamente en barra PQ.
- Los elementos de compensación tales como reactores y capacitores paralelo son modelados por medio del dato B_s . Éstos se modelan como impedancias de valor constante teniendo en cuenta su capacidad en MVAR y se incluyen en la matriz de admitancias del sistema.
- Una barra aislada es aquella a la cual no están conectados elementos serie o paralelo al inicio de la simulación. Esta condición ocurre debido a cambios en la topología del sistema. Tales barras deben ser identificadas para evitar problemas numéricos durante la simulación.
- Las características dinámicas de la demanda de secuencia positiva P_d y Q_d se definen en las matrices **crg1**, **crg2**, **crg3** y **crg4**, según lo establecido en la sección A.11.
- P_d y Q_d se toman como la demanda de secuencia negativa a una tensión 1 pu de secuencia negativa en la barra correspondiente. Para efectos de la simulación, esta demanda se modela como una impedancia de valor constante.
- P_{d0} y Q_{d0} se toman como la demanda de secuencia cero a una tensión 1 pu de secuencia cero en la barra correspondiente. Para efectos de la simulación, esta demanda se modela como impedancia de valor constante. No es necesario introducir los datos P_{d0} y Q_{d0} si no se simulan condiciones desequilibradas.

- Los valores V_m y V_a se utilizan para iniciar las iteraciones de Newton en la solución del flujo de cargas.
- Los datos de área, zona, maxV y minV se toman sólo como referencia y no son utilizados por el programa durante las simulaciones. El dato de área se utiliza para generar gráficas de magnitudes de las barras en un área específica.

A cada barra debe asignársele un nombre. Los nombres de las barras se incluyen en la matriz **idbarras** en la misma fila que éstas ocupan en la matriz **barras**. Los nombres de las barras deben ser cadenas de caracteres (clase *char* de MATLAB). Todos los nombres deben tener el mismo número de caracteres.

Tabla A.4: Parámetros de transformadores y líneas

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	fb	Barra inicial	-
2	tb	Barra final	-
3	ct	Circuito	-
4	r	Resistencia	pu
5	x	Reactancia	pu
6	b	Susceptancia	pu
7	r_0	Resistencia sec. cero	pu
8	x_0	Reactancia sec. cero	pu
9	b_0	Susceptancia sec. cero	pu
10	tap	Magnitud del tap	0 - Para líneas
11	angtap	Ángulo del tap	0 - Para líneas
12	grupo	Grupo de conexión	0 - Línea 1 - YY 2 - YD 3 - DY 4 - DD
13	R_{e1}	Resistencia de puesta a tierra primario	pu
14	X_{e1}	Reactancia de puesta a tierra primario	pu
15	R_{e2}	Resistencia de puesta a tierra secundario	pu
16	X_{e2}	Reactancia de puesta a tierra secundario	pu
17	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio

Notas:

- Los parámetros b y b_0 corresponden a las susceptancias totales de las líneas y no a $b/2$ utilizada en equivalentes pi.

- Los parámetros de secuencia cero pueden obviarse si no se simulan condiciones de desequilibrio.
- Para transformadores, el tap está referido a la barra fb.
- Para transformadores, la impedancia en pu está referida al lado sin tap, es decir, a la barra tb.
- La primera letra del grupo de conexión corresponde a la conexión del devanado conectado a la barra fb y la segunda a la del conectado a la barra tb, independientemente del lado de mayor nivel de tensión. Por ejemplo, el grupo 3 - DY implica que el devanado en delta está conectado a la barra fb y el devanado en estrella a la barra tb.
- En transformadores DY o YD, las cantidades del lado de alta adelantan a las del lado de baja en 30 grados para secuencia positiva y atrasan a las del lado de baja en 30 grados para secuencia negativa. No se tienen en cuenta desfases para transformadores YY, DD y para cantidades de secuencia cero.
- Los parámetros de puesta a tierra R_{e1} , X_{e1} , R_{e2} y X_{e2} sólo tienen sentido para devanados en Y de transformadores. Para líneas y devanados en D son irrelevantes.

A.7. Máquinas síncronas

HAGP incluye tres modelos de máquinas síncronas de diversos órdenes. Los modelos corresponden al modelo de Park. En tres de estos modelos se representan efectos de saturación y pueden tener asociados los sistemas de control descritos en las secciones A.9 y A.10. El otro modelo corresponde a la representación clásica de la máquina síncrona.

A.7.1. Modelo de quinto orden

Este modelo es típico en la representación de generadores acoplados a turbinas hidráulicas. El modelo representa la dinámica de tres circuitos rotóricos, dos en el eje directo y uno en el eje en cuadratura, así como la inercia mecánica del rotor. Los parámetros de este modelo se incluyen en la matriz **maqsn1** en las columnas especificadas en la tabla A.5.

Notas:

- El parámetro Q_g es obtenido de la solución del flujo de cargas.

Tabla A.5: Parámetros modelo máquina síncrona de quinto orden

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	n_g	Número de máquina síncrona	-
2	n_b	Número de barra	-
3	P_g	Potencia activa	MW
4	Q_g	Potencia reactiva	MVAr
5	V_{sp}	Tensión objetivo	pu
6	reg	Regulación	%
7	S_n	Potencia nominal	MVA
8	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
9	R_a	Resistencia de estator	pu
10	X_l	Reactancia de dispersión estator	pu
11	X_{pl}	Reactancia de dispersión eje directo	pu
12	X_d	Reactancia síncrona	pu
13	X'_d	Reactancia transitoria	pu
14	X''_d	Reactancia subtransitoria	pu
15	T'_{d0}	Constante de tiempo transitoria	s
16	T''_{d0}	Constante de tiempo subtransitoria	s
17	X_q	Reactancia síncrona	pu
18	X''_q	Reactancia subtransitoria	pu
19	T''_{q0}	Constante de tiempo subtransitoria	s
20	Ψ_{T1d}	Constante de saturación de eje directo	pu
21	Ψ_{T2d}	Constante de saturación de eje directo	pu
22	Ψ_{G2d}	Constante de saturación de eje directo	pu
23	A_{satd}	Constante de saturación de eje directo	pu
24	B_{satd}	Constante de saturación de eje directo	pu
25	$L_{ratioid}$	Constante de saturación de eje directo	pu
26	Ψ_{T1q}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
27	Ψ_{T2q}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
28	Ψ_{G2q}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
29	A_{satq}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
30	B_{satq}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
31	L_{ratioq}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
32	H	Constante de inercia	s
33	K_d	Coefficiente de torque amortiguante	pu
34	R_2	Resistencia de secuencia negativa	pu
35	X_2	Reactancia de secuencia negativa	pu

Tabla A.6: Continuación tabla A.5

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
36	R_0	Resistencia de secuencia cero	pu
37	X_0	Reactancia de secuencia cero	pu
38	R_e	Resistencia de puesta a tierra	pu
39	X_e	Reactancia de puesta a tierra	pu

- El parámetro V_{sp} debe ser el mismo para todas las máquinas conectados a una barra determinada.
- El parámetro reg sólo es relevante en caso de que hayan varias máquinas conectadas a la misma barra. En tal situación, la suma de los porcentajes asignados a las máquinas en una misma barra debe ser igual a la 100.
- Los parámetros en pu tienen como base la potencia nominal de la máquina y la tensión base en la barra nb.
- El parámetro L_{pl} representa un flujo común a los circuitos de eje directo del rotor que no atraviesa el entrehierro [40].
- Los parámetros fundamentales son calculados a partir de los parámetros estándar incluidos en los datos de entada utilizando la definición clásica.
- El modelo de saturación se explica en el numeral A.7.5.
- Las impedancias de secuencia negativa y cero de la máquina son valores constantes calculados a partir de los parámetros de las columnas correspondientes.
- Las magnitudes para el modelo de la máquina síncrona tienen convención de generador.

Los nombres de cada una de las máquinas síncronas de quinto orden se incluyen en la matriz **idmaqsnc1**. El nombre de una máquina en particular se incluye en la misma fila que ésta ocupa en la matriz **mqsnc1**. Los nombres de las máquinas deben ser cadenas de caracteres (clase *char* de MATLAB). Todos los nombres deben tener el mismo número de caracteres.

A.7.2. Modelo de sexto orden

Este modelo es típico en la representación de generadores acoplados a turbinas térmicas. El modelo representa la dinámica de cuatro circuitos rotóricos, dos en el eje directo y dos en

el eje en cuadratura, así como la inercia mecánica del rotor. Los parámetros de este modelo se incluyen en la matriz **maqsnc2** en las columnas especificadas en la tabla A.7.

Notas:

- Aplican las mismas notas que para la tabla A.5.
- Los nombres de las máquinas síncronas de sexto orden se incluyen en la matriz **idmaqsnc2**.

A.7.3. Modelo de orden 8

Este modelo se puede utilizar para representar turbogeneradores cuya dinámica no sea adecuadamente descrita por un modelo de sexto orden. En este modelo se representa la dinámica de dos circuitos adicionales en el rotor, uno en cada eje. Los parámetros de este modelo se incluyen en la matriz **maqsnc3** en las columnas especificadas en la tabla A.9.

Notas:

- Aplican las mismas notas que para la tabla A.5.
- Los nombres de las máquinas síncronas de orden 8 se incluyen en la matriz **idmaqsnc3**.

A.7.4. Modelo clásico

El modelo clásico para estudios de estabilidad representa la máquina como una fuente de amplitud constante y fase variable detrás de la reactancia transitoria. Es un modelo de segundo orden que representa la dinámica correspondiente a la inercia del rotor. Los parámetros de este modelo se incluyen en la matriz **maqsnc4** en las columnas especificadas en la tabla A.11.

Notas:

- Aplican las mismas notas que para la tabla A.5.
- Este modelo no representa efectos de saturación.
- Los nombres de las máquinas síncronas de este tipo se incluyen en la matriz **idmaqsnc4**.

Tabla A.7: Parámetros modelo máquina síncrona de sexto orden

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	n_g	Número de máquina síncrona	-
2	n_b	Número de barra	-
3	P_g	Potencia activa	MW
4	Q_g	Potencia reactiva	MVAr
5	V_{sp}	Tensión objetivo	pu
6	reg	Regulación	%
7	S_n	Potencia nominal	MVA
8	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
9	R_a	Resistencia de estator	pu
10	X_l	Reactancia de dispersión estator	pu
11	X_{pl}	Reactancia de dispersión eje directo	pu
12	X_d	Reactancia síncrona	pu
13	X'_d	Reactancia transitoria	pu
14	X''_d	Reactancia subtransitoria	pu
15	T'_{d0}	Constante de tiempo transitoria	s
16	T''_{d0}	Constante de tiempo subtransitoria	s
17	X_q	Reactancia síncrona	pu
18	X'_q	Reactancia transitoria	pu
19	X''_q	Reactancia subtransitoria	pu
20	T'_{q0}	Constante de tiempo transitoria	s
21	T''_{q0}	Constante de tiempo subtransitoria	s
22	Ψ_{T1d}	Constante de saturación de eje directo	pu
23	Ψ_{T2d}	Constante de saturación de eje directo	pu
24	Ψ_{G2d}	Constante de saturación de eje directo	pu
25	A_{satd}	Constante de saturación de eje directo	pu
26	B_{satd}	Constante de saturación de eje directo	pu
27	$L_{ratioid}$	Constante de saturación de eje directo	pu
28	Ψ_{T1q}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
29	Ψ_{T2q}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
30	Ψ_{G2q}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
31	A_{satq}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
32	B_{satq}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
33	L_{ratioq}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
34	H	Constante de inercia	s
35	K_d	Coefficiente de torque amortiguante	pu

Tabla A.8: Continuación tabla A.7

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
36	R_2	Resistencia de secuencia negativa	pu
37	X_2	Reactancia de secuencia negativa	pu
38	R_0	Resistencia de secuencia cero	pu
39	X_0	Reactancia de secuencia cero	pu
40	R_e	Resistencia de puesta a tierra	pu
41	X_e	Reactancia de puesta a tierra	pu

A.7.5. Modelo de saturación para máquinas síncronas

Para representar la saturación, se varía el valor de las inductancias mutuas entre los diferentes circuitos en cada eje introduciendo los factores de saturación:

$$L_{ad} = K_{sd}L_{adu} \quad (\text{A.1})$$

$$L_{aq} = K_{sq}L_{aqu} \quad (\text{A.2})$$

Donde:

K_{sd} = factor de saturación eje directo

K_{sq} = factor de saturación eje en cuadratura

L_{adu} = valor no saturado de L_{ad}

L_{aqu} = valor no saturado de L_{aq}

Los factores de saturación se hallan a partir de las curvas de saturación en circuito abierto.

A partir de la figura A.8 se obtienen las siguientes relaciones:

$$K_{sd} = \frac{\Psi_{at}}{\Psi_{at} + \Psi_I} \quad (\text{A.3})$$

Donde:

$\Psi_I = 0$ si $\Psi_{at} \leq \Psi_{T1}$ (región I).

$\Psi_I = A_{sat}e^{B_{sat}(\Psi_{at} - \Psi_{T1})}$ si $\Psi_{T1} < \Psi_{at} \leq \Psi_{T2}$ (región II).

$\Psi_I = \Psi_{G2} + L_{ratio}(\Psi_{at} - \Psi_{T2}) - \Psi_{at}$ si $\Psi_{at} > \Psi_{T2}$ (región III).

$$L_{ratio} = \frac{L_{adu}}{L_{incr}}$$

Ψ_{at} es el flujo resultante de entrehierro, i_{fd} es la corriente de campo. El factor de saturación de eje en cuadratura K_{sq} se calcula en forma similar.

Tabla A.9: Parámetros modelo máquina síncrona de orden 8

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	n_g	Número de máquina síncrona	-
2	n_b	Número de barra	-
3	P_g	Potencia activa	MW
4	Q_g	Potencia reactiva	MVAr
5	V_{sp}	Tensión objetivo	pu
6	reg	Regulación	%
7	S_n	Potencia nominal	MVA
8	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
9	R_a	Resistencia de estator	pu
10	X_l	Reactancia de dispersión estator	pu
11	X_{pl}	Reactancia de dispersión eje directo	pu
12	X_d	Reactancia síncrona	pu
13	X'_d	Reactancia transitoria	pu
14	X''_d	Reactancia subtransitoria	pu
15	X'''_d	Reactancia eje directo	pu
16	T'_{d0}	Constante de tiempo transitoria	s
17	T''_{d0}	Constante de tiempo subtransitoria	s
18	T'''_{d0}	Constante de tiempo	s
19	X_q	Reactancia síncrona	pu
20	X'_q	Reactancia transitoria	pu
21	X''_q	Reactancia subtransitoria	pu
22	X'''_q	Reactancia de eje en cuadratura	pu
23	T'_{q0}	Constante de tiempo transitoria	s
24	T''_{q0}	Constante de tiempo subtransitoria	s
25	T'''_{q0}	Constante de tiempo	s
26	Ψ_{T1d}	Constante de saturación de eje directo	pu
27	Ψ_{T2d}	Constante de saturación de eje directo	pu
28	Ψ_{G2d}	Constante de saturación de eje directo	pu
29	A_{satd}	Constante de saturación de eje directo	pu
30	B_{satd}	Constante de saturación de eje directo	pu
31	$L_{ratioid}$	Constante de saturación de eje directo	pu
32	Ψ_{T1q}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
33	Ψ_{T2q}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
34	Ψ_{G2q}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu
35	A_{satq}	Constante de saturación de eje en cuadratura	pu

Tabla A.10: Continuación tabla A.9

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
36	B_{satq}	Constante de inercia	pu
37	L_{ratioq}	Coefficiente de torque amortiguante	pu
38	H	Constante de inercia	s
39	K_d	Coefficiente de torque amortiguante	pu
40	R_2	Resistencia de secuencia negativa	pu
41	X_2	Reactancia de secuencia negativa	pu
42	R_0	Resistencia de secuencia cero	pu
43	X_0	Reactancia de secuencia cero	pu
44	R_e	Resistencia de puesta a tierra	pu
45	X_e	Reactancia de puesta a tierra	pu

Tabla A.11: Parámetros modelo clásico de la máquina síncrona

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	ng	Número de máquina síncrona	-
2	nb	Número de barra	-
3	P_g	Potencia activa	MW
4	Q_g	Potencia reactiva	MVAr
5	V_{sp}	Tensión objetivo	pu
6	reg	Regulación	%
7	S_n	Potencia nominal	MVA
8	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
9	X'	Reactancia transitoria	pu
10	H	Constante de inercia	s
11	K_d	Coefficiente de torque amortiguante	pu
12	R_2	Resistencia de secuencia negativa	pu
13	X_2	Reactancia de secuencia negativa	pu
14	R_0	Resistencia de secuencia cero	pu
15	X_0	Reactancia de secuencia cero	pu
16	R_e	Resistencia de puesta a tierra	pu
17	X_e	Reactancia de puesta a tierra	pu

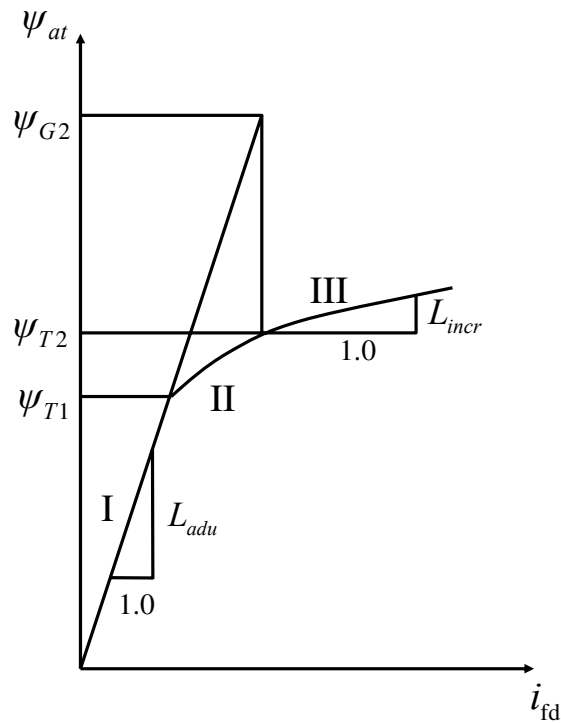


Figura A.8: Característica de saturación máquina síncrona

A.8. Máquinas asíncronas

El modelo de máquina asíncrona implementado en HAGP es un modelo de tercer orden que representa la dinámica de los flujos rotóricos y del eje de la máquina. Los parámetros del motor de inducción se incluyen en la matriz **maqasn1**. Las columnas correspondientes a cada parámetro se especifican en la tabla A.12.

Notas:

- Las máquinas asíncronas se inicializan durante el flujo de cargas.
- La barra nb debe ser declarada como barra pq en la matriz **barras**.
- Las magnitudes del modelo tienen convención de motor.
- Los parámetros en pu tienen como base la potencia nominal de la máquina y la tensión base en la barra nb.
- El par mecánico se calcula según la ecuación (A.4).

$$T_m = T_0 (a\omega^2 + b\omega + c) \quad (\text{A.4})$$

Tabla A.12: Parámetros máquina asíncrona

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	nasn	Número de máquina asíncrona	-
2	nb	Número de barra	-
3	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
4	S_n	Potencia nominal	MVA
5	R_s	Resistencia de estator	pu
6	X_s	Reactancia de estator	pu
7	X_r	Reactancia de rotor	pu
8	X_m	Reactancia mutua	pu
9	R_r	Resistencia de rotor	pu
10	H	Constante de inercia	s
11	T_0	Amplitud par mecánico	pu
12	a	Coefficiente cuadrático de par mecánico	pu
13	b	Coefficiente lineal de par mecánico	pu
14	c	Coefficiente constante de par mecánico	pu

- La impedancia de secuencia negativa de las máquinas asíncronas se calcula con los parámetros del circuito equivalente haciendo $s = 2$, donde s es el deslizamiento. Esta impedancia se mantiene constante.
- La impedancia de secuencia cero de las máquinas asíncronas se considera infinita. Es decir se asume que la máquina está conectada en Y con neutro flotante o en Δ .

Los nombres de cada una de las máquinas asíncronas en el sistema se incluyen en la matriz **idmaqasn1**. El nombre de una máquina en particular se incluye en la misma fila que ésta ocupa en la matriz **maqasn1**. Los nombres de las máquinas deben ser cadenas de caracteres (clase *char* de MATLAB). Todos los nombres deben tener el mismo número de caracteres.

A.9. Sistemas de excitación

HAGP incluye tres modelos de reguladores de tensión, un modelo de estabilizador del sistema de potencia y un modelo de limitador de corriente de excitación. Las siguientes variables son comunes a los modelos de los subsistemas que conforman el sistema de excitación:

- V_{ref} = ajuste de referencia.
- v_1 = señal del transductor de tensión y compensador de carga.

- v_{ss} = señal estabilizadora.
- v_{oxl} = señal limitador de corriente de campo.
- E_{fd} = tensión de campo en el sistema no recíproco.
- I_{fd} = corriente de campo en el sistema no recíproco.
- E_t = tensión en terminales.
- I_t = corriente en terminales.
- $\Delta\omega$ = desviación de velocidad rotórica.

A.9.1. Regulador tipo DC

El diagrama de bloques correspondiente a este modelo se puede observar en la figura A.9, este corresponde al sistema tipo DC1A estandarizado en [60]. Los parámetros correspondientes a sistemas de excitación tipo DC se incluyen en la matriz **exc1**. Los parámetros correspondientes a cada columna, su descripción y respectivas unidades se incluyen en la tabla A.13.

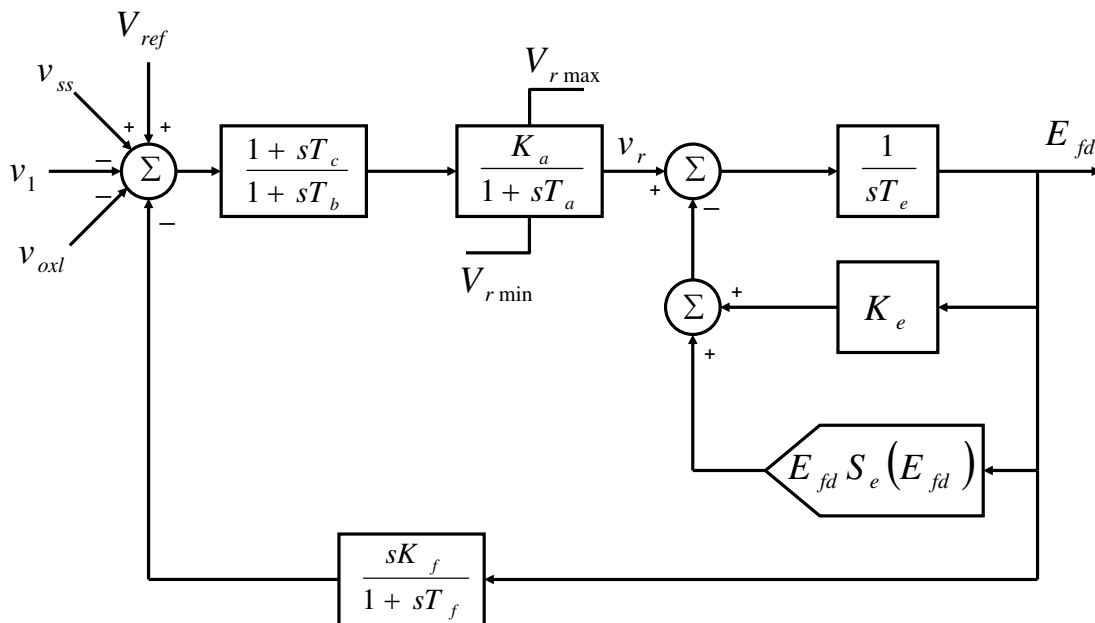


Figura A.9: Regulador tipo DC

Notas:

Tabla A.13: Parámetros regulador tipo DC

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	ng	Número de máquina síncrona	-
2	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
3	K_a	Ganancia regulador	pu
4	T_a	Constante de tiempo regulador	s
5	T_b	Constante de tiempo compensador	s
6	T_c	Constante de tiempo compensador	s
7	T_e	Constante de tiempo excitador DC	s
8	K_e	Ganancia excitador DC	pu
9	A_{ex}	Constante de saturación del excitador	pu
10	B_{ex}	Constante de saturación del excitador	pu
11	K_f	Ganancia compensador	pu
12	T_f	Constante de tiempo compensador	s
13	V_{rmax}	Límite superior regulador	pu
14	V_{rmin}	Límite inferior regulador	pu
15	T_r	Constante de tiempo transductor	s
16	R_c	Parte real impedancia de compensación	pu
17	X_c	Parte imaginaria impedancia de compensación	pu

- El compensador en la trayectoria directa se puede eliminar si $T_b = T_c = 0$.
- Si $K_e = 0$, el valor de esta constante se calcula automáticamente con el fin de que inicialmente la salida del regulador v_r sea cero.
- La señal de referencia V_{ref} se calcula durante la inicialización de las variables de los diferentes modelos dinámicos.
- Los parámetros T_r , R_c y X_c se definen en la figura A.12.
- El modelo utilizado para la función de saturación y reacción de armadura del excitador DC es el siguiente:

$$E_{fd}S_e(E_{fd}) = A_{ex}e^{B_{ex}E_{fd}} \quad (A.5)$$

A.9.2. Regulador tipo AC

El diagrama de bloques correspondiente a este modelo se puede observar en la figura A.10, este corresponde al sistema tipo AC1A estandarizado en [60]. Los parámetros correspondientes a sistemas de excitación tipo AC se incluyen en la matriz **exc2**. Los parámetros

correspondientes a cada columna, su descripción y respectivas unidades se incluyen en la tabla A.14.

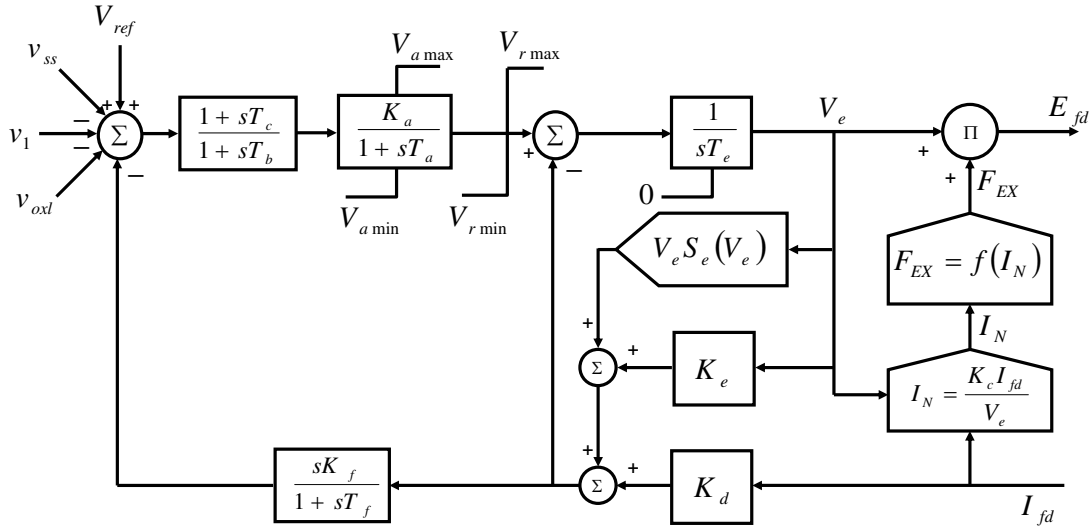


Figura A.10: Regulador tipo AC

Notas:

- El compensador en la trayectoria directa se puede eliminar si $T_b = T_c = 0$.
- La señal de referencia V_{ref} se calcula durante la inicialización de las variables de los diferentes modelos dinámicos.
- Los parámetros T_r , R_c y X_c se definen en la figura A.12.
- La función $f(I_N)$ caracteriza la regulación de tensión en el puente rectificador. Se consideran tres modos de operación:

$$\text{Modo 1: } f(I_N) = 1,0 - 0,577I_N, \text{ si } I_N \leq 0,433$$

$$\text{Modo 2: } f(I_N) = \sqrt{0,75 - I_N^2}, \text{ si } 0,433 < I_N < 0,75$$

$$\text{Modo 3: } f(I_N) = 1,732(1,0 - I_N), \text{ si } 0,75 \leq I_N \leq 1,0$$

$$\text{Modo 4: } f(I_N) = 0, \text{ si } I_N > 1.$$

- El modelo utilizado para la función de saturación del excitador es el siguiente:

$$V_e S_e(V_e) = A_{ex} e^{B_{ex} V_e} \tag{A.6}$$

Tabla A.14: Parámetros regulador tipo AC

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	ng	Número de máquina síncrona	-
2	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
3	K_a	Ganancia regulador	pu
4	T_a	Constante de tiempo regulador	s
5	T_b	Constante de tiempo compensador	s
6	T_c	Constante de tiempo compensador	s
7	T_e	Constante de tiempo excitador AC	s
8	K_e	Ganancia excitador AC	pu
9	A_{ex}	Constante de saturación del excitador	pu
10	B_{ex}	Constante de saturación del excitador	pu
11	K_f	Ganancia compensador	pu
12	T_f	Constante de tiempo compensador	s
13	K_c	Constante rectificador	pu
14	K_d	Constante rectificador	pu
15	V_{rmax}	Límite superior regulador	pu
16	V_{rmin}	Límite inferior regulador	pu
17	V_{amax}	Límite superior regulador	pu
18	V_{amin}	Límite inferior regulador	pu
19	T_r	Constante de tiempo transductor	s
20	R_c	Parte real impedancia de compensación	pu
21	X_c	Parte imaginaria impedancia de compensación	pu

A.9.3. Regulador tipo estático

El diagrama de bloques correspondiente a este modelo se puede observar en la figura A.11. Los parámetros correspondientes a sistemas de excitación de este tipo se introducen en la matriz **exc3**. Las columnas que corresponden a cada parámetro se especifican en la tabla A.15.

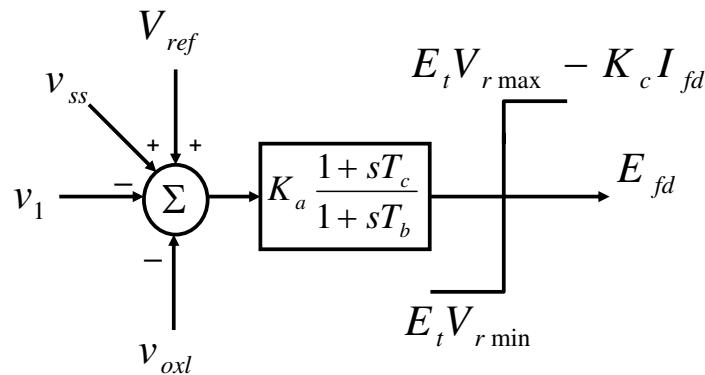


Figura A.11: Regulador tipo estático

Tabla A.15: Parámetros regulador tipo estático

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	ng	Número de máquina síncrona	-
2	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
3	K_a	Ganancia regulador	pu
4	T_b	Constante de tiempo compensador	s
5	T_c	Constante de tiempo compensador	s
6	K_c	Constante rectificador	pu
7	V_{rmax}	Límite superior regulador	pu
8	V_{rmin}	Límite inferior regulador	pu
9	T_r	Constante de tiempo transductor	s
10	R_c	Parte real impedancia de compensación	pu
11	X_c	Parte imaginaria impedancia de compensación	pu

Notas:

- El compensador se puede eliminar si $T_b = T_c = 0$.
- La señal de referencia V_{ref} se calcula durante la inicialización de las variables de los diferentes modelos dinámicos.

- Los parámetros T_r , R_c y X_c se definen en la figura A.12.

A.9.4. Transductor de tensión y compensador de carga

El modelo para el transductor de tensión se observa en la figura A.12. Los parámetros R_c , X_c y T_r se introducen en las columnas especificadas en las tablas A.13, A.14 y A.15 para reguladores tipo DC, AC y estático respectivamente.

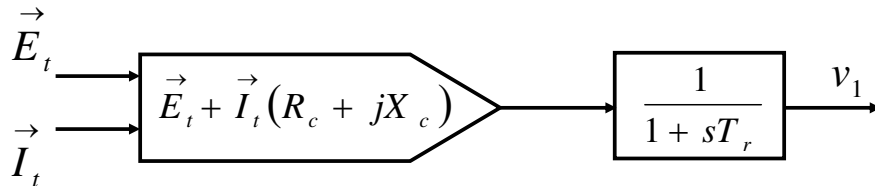


Figura A.12: Modelo del transductor de tensión y compensador de carga

Notas:

- La constante de tiempo del transductor puede ser cero $T_r = 0$.

A.9.5. Estabilizador del sistema de potencia - PSS

La herramienta HAGP incluye un modelo de estabilizador del tipo $\Delta\omega$. El diagrama de bloques correspondiente a este modelo se ilustra en la figura A.13. Los parámetros del estabilizador del sistema de se incluyen en la matriz **pss1**. Las columnas asociadas a cada parámetro aparecen relacionadas en la tabla A.16.

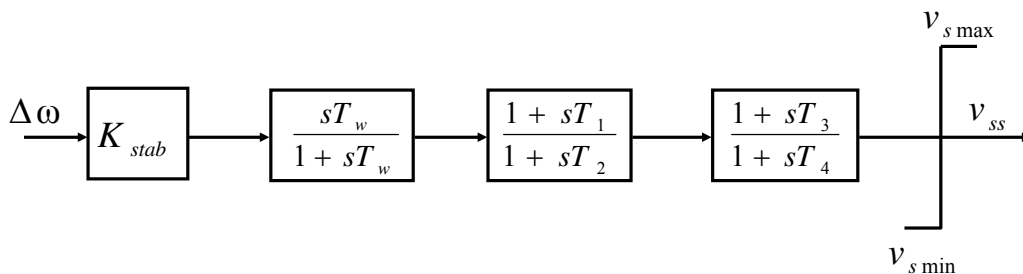


Figura A.13: Estabilizador tipo $\Delta\omega$

Notas:

- Para modelar un estabilizador con un sólo bloque de compensación se fija $T_3 = T_4 = 0$.

Tabla A.16: Parámetros estabilizador tipo $\Delta\omega$

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	ng	Número de máquina síncrona	-
2	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
3	K_{stab}	Ganancia del estabilizador	pu
4	T_w	Constante de tiempo filtro washout	s
5	T_1	Constante de tiempo compensador	s
6	T_2	Constante de tiempo compensador	pu
7	T_3	Constante de tiempo compensador	pu
8	T_4	Constante de tiempo compensador	pu
9	v_{smax}	Límite superior estabilizador	s
10	v_{smin}	Límite inferior estabilizador	pu

- Todo estabilizador debe tener asociado un regulador de tensión. Ambos deben poseer el mismo número de máquina síncrona (parámetro de la primera columna).

A.9.6. Limitador de corriente de campo - OXL

El modelo de limitador de corriente de campo implementado en HAGP se muestra en la figura A.14. Los parámetros deben ser incluidos en la matriz **oxl1**, en las columnas establecidas en la tabla A.17.

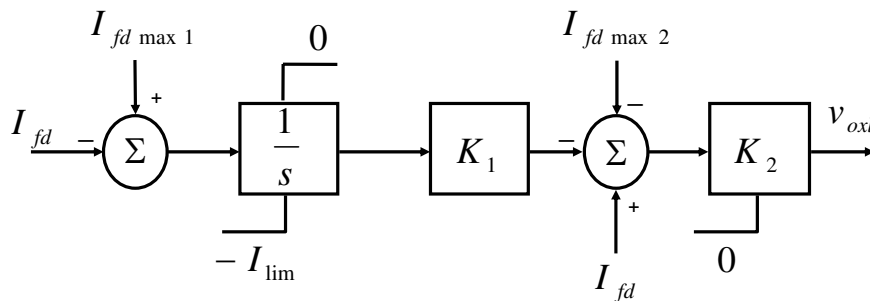


Figura A.14: Limitador de corriente de campo

Notas:

- Todo limitador de corriente de campo debe tener asociado un regulador de tensión. Ambos deben poseer el mismo número de máquina síncrona (parámetro de la primera columna).

Tabla A.17: Parámetros limitador de corriente de campo

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	ng	Número de máquina síncrona	-
2	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
3	I_{fdmax1}	Límite de largo plazo corriente de campo	pu
4	I_{fdmax2}	Límite de corto plazo corriente de campo	pu
5	I_{lim}	Límite inferior control integral	pu
6	K_1	Ganancia limitador	pu
7	K_2	Ganancia limitador	pu

A.10. Turbinas y gobernadores

HAGP incluye dos modelos de turbinas: un modelo de turbina hidráulica y un modelo de turbina térmica. Asociados a estos modelos existen dos modelos de gobernadores: un modelo de gobernador para turbina hidráulica y un modelo de gobernador para turbina térmica. Las variables comunes a los modelos anteriores son las siguientes:

- T_m = par mecánico.
- MVA_{base} = potencia base del sistema.
- g = posición compuerta o válvula.
- LR = carga de referencia.
- $\Delta\omega$ = desviación de velocidad rotórica.

A.10.1. Turbina hidráulica

HAGP implementa un modelo no lineal e inelástico para modelar turbinas hidráulicas. El modelo puede observarse en la figura A.15. Los parámetros son incluidos en la matriz **turb1**, en las columnas especificadas en la tabla A.18.

Notas:

- Toda turbina hidráulica debe tener asociado un gobernador para turbina hidráulica incluido en la matriz **gob1**. Ambos deben poseer el mismo número de máquina síncrona (parámetro de la primera columna).

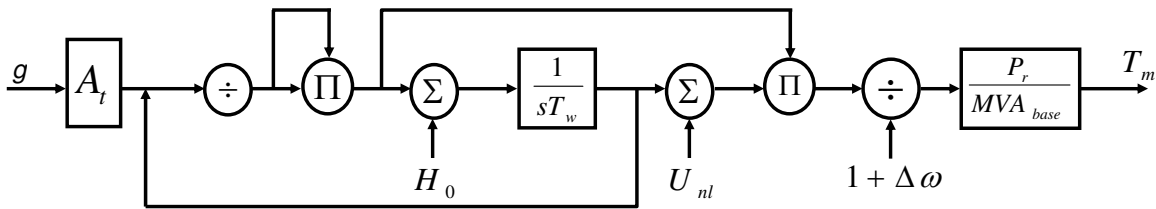


Figura A.15: Turbina hidráulica

Tabla A.18: Parámetros turbina hidráulica

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	ng	Número de máquina síncrona	-
2	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
3	P_r	Potencia nominal turbina	MW
4	T_w	Constante de tiempo del agua	s
5	U_{nl}	Flujo sin carga	pu
6	H_0	Cabeza hidráulica inicial	pu
7	A_t	Ganancia	pu

A.10.2. Turbina térmica

El modelo de turbina térmica implementado se ilustra en la figura A.16. Éste es un modelo genérico que puede ser utilizado para representar diversos tipos de turbinas a vapor. Los datos de las turbinas térmicas se incluyen en la matriz **turb2**. Las columnas correspondientes a cada parámetro se especifican en la tabla A.19.

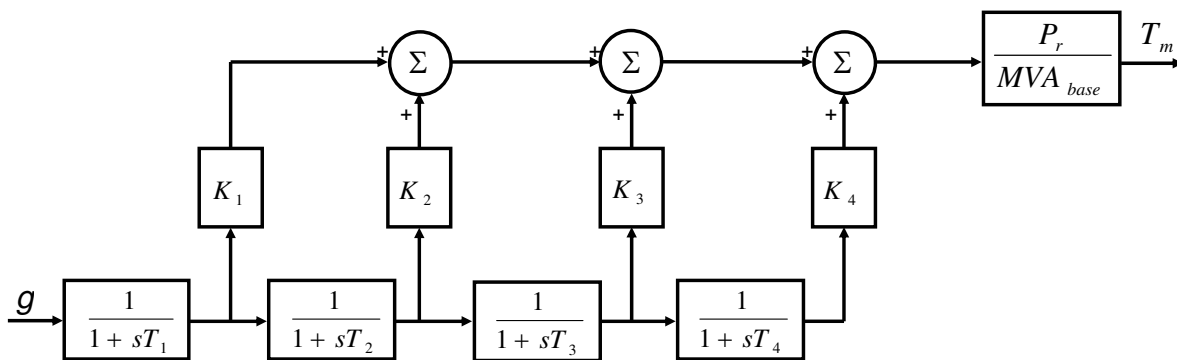


Figura A.16: Turbina térmica a vapor

Notas:

- Las ganancias corresponden a la porción de potencia generada en las diferentes seccio-

Tabla A.19: Parámetros turbina térmica a vapor

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	n_g	Número de máquina síncrona	-
2	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
3	P_r	Potencia nominal turbina	MW
4	tipo	Tipo de turbina	1 - Sin ciclo de recalentamiento 2- Tandem compound ciclo simple de recalentamiento 3 - Tandem compound ciclo doble de recalentamiento
5	K_1	Ganancia	pu
6	T_1	Constante de tiempo	s
7	K_2	Ganancia	pu
8	T_2	Constante de tiempo	s
9	K_3	Ganancia	pu
10	T_3	Constante de tiempo	s
11	K_4	Ganancia	pu
12	T_4	Constante de tiempo	s

nes de la turbina.

- Las constantes de tiempo representan componentes tales como recalentadores.
- La turbina tipo 1 utiliza sólo los parámetros K_1 y T_1 .
- La turbina tipo 2 utiliza los parámetros K_1 a K_3 y T_1 a T_3 .
- Se debe cumplir $K_1 + K_2 + K_3 + K_4 = 1$.
- Toda turbina térmica debe tener asociado un gobernador para turbina térmica incluido en la matriz **gob2**. Ambos deben poseer el mismo número de máquina síncrona (parámetro de la primera columna).

A.10.3. Gobernador turbina hidráulica

Este modelo representa un gobernador mecánico-hidráulico o electrohidráulico, el diagrama de bloques aparece en la figura A.17. Los parámetros son incluidos en la matriz **gob1** en las columnas especificadas en la tabla A.20.

Notas:

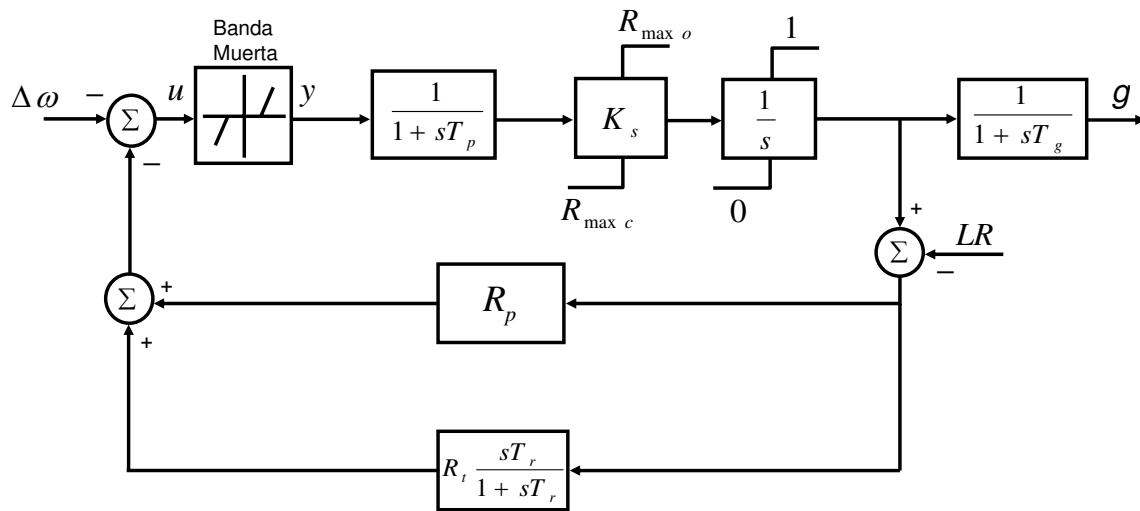


Figura A.17: Gobernador para turbina hidráulica

Tabla A.20: Parámetros gobernador turbina hidráulica

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	n_g	Número de máquina síncrona	-
2	R_p	Estatismo permanente	pu
3	T_g	Constante de tiempo servo principal	s
4	R_t	Estatismo transitorio	pu
5	T_r	Tiempo de reset	s
6	K_s	Ganancia servomotor	pu
7	T_p	Constante de tiempo servo piloto	s
8	R_{maxo}	Máxima razón apertura compuerta	pu
9	R_{maxc}	Máxima razón cierre compuerta	pu
10	R_{maxcb}	Máxima razón cierre compuerta	pu
11	g_{buff}	posición límite compuerta	pu
12	K	Ganancia banda muerta	pu
13	A	Amplitud banda muerta	pu

- $R_{maxc} = R_{maxcb}$ si $g > g_{buff}$.
- La entrada LR se calcula automáticamente en el proceso de inicialización de variables.
- La característica de la banda muerta está dada por:

$$y = 0 \text{ si } -A \leq u \leq A$$

$$y = K(u - A) \text{ si } u > A$$

$$y = K(u + A) \text{ si } u < -A$$

- Todo gobernador para turbina hidráulica debe tener asociado una turbina hidráulica incluida en la matriz **turb1**. Ambos deben poseer el mismo número de máquina síncrona (parámetro de la primera columna).

A.10.4. Gobernador turbina térmica

El modelo de gobernador para turbina térmica se puede observar en la figura A.18. Los parámetros se incluyen en la matriz gob2, utilizando las columnas establecidas las columnas establecidas en la tabla A.21.

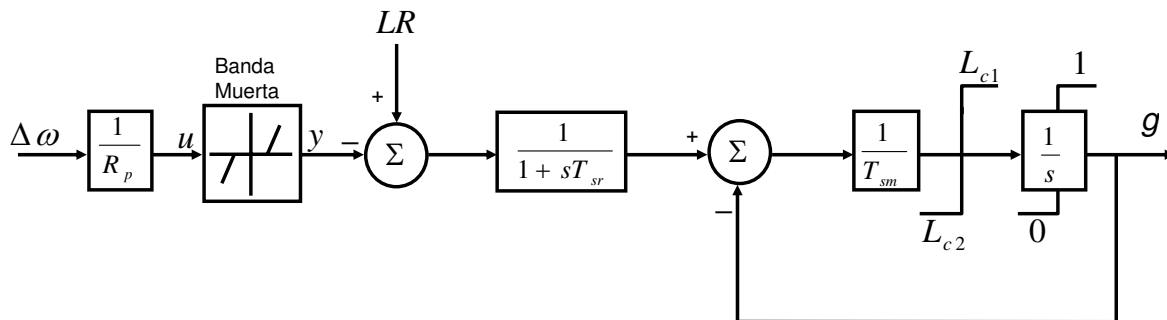


Figura A.18: Gobernador de turbina a vapor

Notas:

- La entrada LR se calcula automáticamente en el proceso de inicialización de variables.
- La característica de la banda muerta está dada por:

$$y = 0 \text{ si } -A \leq u \leq A$$

Tabla A.21: Parámetros gobernador turbina térmica

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	n_g	Número de máquina síncrona	-
2	R_p	Estatismo	pu
3	T_{sr}	Constante de tiempo relé	s
4	T_{sm}	Constante de tiempo servomotor	s
5	L_{c1}	Máxima razón apertura válvula	pu
6	L_{c2}	Mínima razón apertura válvula	pu
7	K	Ganancia banda muerta	pu
8	A	Amplitud banda muerta	pu

$$y = K(u - A) \text{ si } u > A$$

$$y = K(u + A) \text{ si } u < -A$$

- Todo gobernador para turbina térmica debe tener asociado una turbina térmica incluida en la matriz **turb2**. Ambos deben poseer el mismo número de máquina síncrona (parámetro de la primera columna).

A.11. Modelos de cargas

Los modelos de cargas se dividen en dos tipos principales: cargas estáticas y cargas dinámicas. HAGP incluye dos modelos de cargas estáticas: el modelo ZIP y el modelo exponencial y dos modelos de cargas dinámicas: cargas controladas por termostato y modelo genérico multiplicativo. Cuando en una barra determinada la demanda se representa como una combinación de los modelos anteriores, la suma de los porcentajes de las potencias activa y reactiva $prctp$ y $prctq$ debe ser igual a 100.

A.11.1. Modelo ZIP

El modelo ZIP representa un modelo estático de carga en la cual porcentajes determinados de demanda se modelan como impedancia constante, corriente constante o potencia constante. El modelo también incluye dependencia de la frecuencia en la barra correspondiente. Los parámetros de este modelo se incluyen en la matriz **crq1** según la tabla A.22. La potencia activa está dada por la ecuación (A.7), una expresión similar aplica para la potencia reactiva.

$$P = P_0 (p_1 V^2 + p_2 V + p_3) (1 + k_{pf} \Delta f) prctp \quad (\text{A.7})$$

Donde:

P_0 es la potencia activa inicial total en la barra (columna 3 de la matriz **barras**).

V es el valor en pu con respecto a la tensión inicial en la barra.

Tabla A.22: Parámetros modelo de carga ZIP

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	nb	Número de barra	-
2	$prct p$	Porcentaje de potencia activa	%
3	$prct q$	Porcentaje de potencia reactiva	%
4	p_1	Fracción impedancia constante activa	-
5	p_2	Fracción corriente constante activa	-
6	p_3	Fracción potencia constante activa	-
7	k_{pf}	Coefficiente de frecuencia activa	-
8	q_1	Fracción impedancia constante reactiva	-
9	q_2	Fracción corriente constante reactiva	-
10	q_3	Fracción potencia constante reactiva	-
11	k_{qf}	Coefficiente de frecuencia reactiva	-
12	V_c	Tensión límite	pu

Notas:

- La demanda se modela como impedancia constante si la tensión en la barra es inferior a V_c .

A.11.2. Modelo exponencial

El modelo exponencial representa un modelo estático de carga en la cual la demanda depende exponencialmente de la tensión en la barra. Adicionalmente, el modelo incluye dependencia de la frecuencia en la barra correspondiente. Los parámetros de este modelo se incluyen en la matriz **crq2** según la tabla A.23. La potencia activa está dada por la ecuación (A.8), una expresión similar aplica para la potencia reactiva.

$$P = P_0 V^a (1 + k_{pf} \Delta f) prct p \quad (A.8)$$

Donde:

P_0 es la potencia activa inicial total en la barra (columna 3 de la matriz **barras**).

V es el valor en pu con respecto a la tensión inicial en la barra.

Notas:

Tabla A.23: Parámetros modelo de carga exponencial

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	nb	Número de barra	-
2	$prct p$	Porcentaje de potencia activa	%
3	$prct q$	Porcentaje de potencia reactiva	%
4	a	Exponente potencia activa	-
5	k_{pf}	Coficiente de frecuencia activa	-
6	b	Exponente potencia reactiva	-
7	k_{qf}	Coficiente de frecuencia reactiva	-
8	V_c	Tensión límite	pu

- La demanda se modela como impedancia constante si la tensión en la barra es inferior a V_c .

A.11.3. Modelo carga controlada por termostato

El modelo de carga controlada por termostato se muestra en la figura A.19. Los parámetros de este modelo se especifican en la tabla A.24 y se incluyen en la matriz **cr3**. La potencia activa de demanda está dada por la ecuación (A.9).

$$P = GV^2 \quad (\text{A.9})$$

Tabla A.24: Parámetros modelo de carga controlada por termostato

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	nb	Número de barra	-
2	$prct p$	Porcentaje de potencia activa	%
3	K_p	Ganancia proporcional	pu
4	K_i	Ganancia integral	pu
5	T_c	Constante de tiempo	s
6	T_1	Constante de tiempo	s
7	K_l	Factor máxima conductancia	-
8	T_{ref}	Temperatura de referencia	°C
9	T_a	Temperatura ambiente	°C

Notas:

- La conductancia máxima se calcula como $G_{max} = K_l G(0)$.

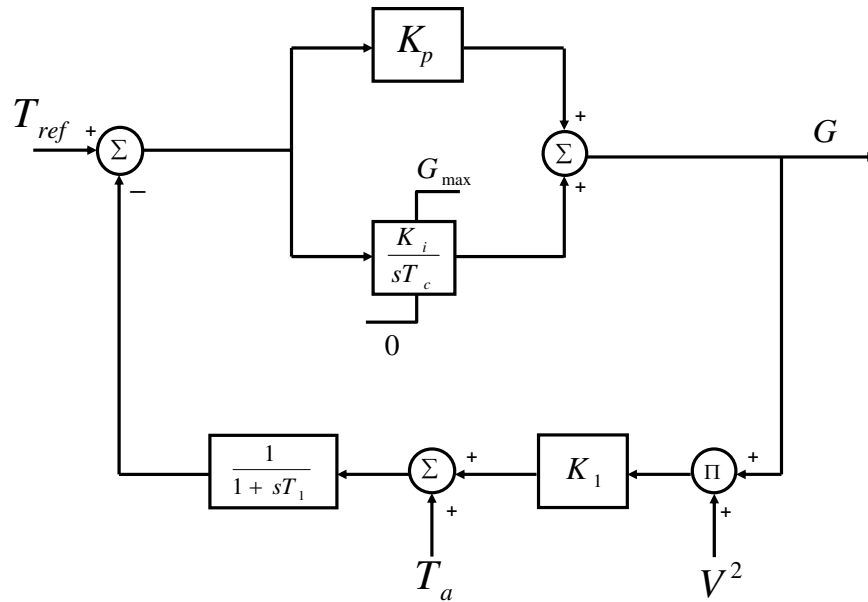


Figura A.19: Carga controlada por termostato

- La ganancia de potencia activa se calcula como $K_1 = (T_{ref} - T_a) / (P_0 prct p)$. P_0 es la potencia activa inicial total en la barra (columna 3 de la matriz **barras**).

A.11.4. Modelo de carga genérico multiplicativo

La demanda de potencia activa del modelo de carga genérico multiplicativo está descrito por las ecuaciones (A.10) y (A.11). Expresiones similares aplican a la demanda de potencia reactiva. Los parámetros se incluyen en al matriz **crg4** según la tabla A.25.

$$P = x_p P_0 V^{a_t} prct p \tag{A.10}$$

$$x_p' = \frac{1}{T_p} (V^{a_s} - x_p V^{a_t}) \tag{A.11}$$

Donde:

P_0 es la potencia activa inicial total en la barra (columna 3 de la matriz **barras**).

V es el valor en pu con respecto a la tensión inicial en la barra.

Tabla A.25: Parámetros modelo de carga genérico multiplicativo

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	nb	Número de barra	-
2	$prctp$	Porcentaje de potencia activa	%
3	$prctq$	Porcentaje de potencia reactiva	%
4	T_p	Constante de tiempo potencia activa	s
5	T_q	Constante de tiempo potencia reactiva	s
6	a_s	Exponente estático potencia activa	-
7	a_t	Exponente dinámico potencia activa	-
8	b_s	Exponente estático potencia reactiva	-
9	b_t	Exponente dinámico potencia reactiva	-
10	x_{Pmax}	Límite superior variable x_P	pu
11	x_{Pmin}	Límite inferior variable x_P	pu
12	x_{Qmax}	Límite superior variable x_Q	pu
13	x_{Qmin}	Límite inferior variable x_Q	pu

A.12. Modelo de transformador con cambia tap bajo carga ULTC

La herramienta HAGP implementa un modelo de transformador con cambia tap bajo carga para control de tensión. Los parámetros se incluyen en la matriz **ultc1**. Las columnas correspondientes a cada parámetro se muestran en la tabla A.26.

Tabla A.26: Parámetros modelo de transformador ULTC

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	fb	Barra inicial	-
2	tb	Barra final	-
3	ct	Circuito	-
4	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
5	n_{max}	Máxima posición del tap	pu
6	n_{min}	Mínima posición del tap	pu
7	Δn	Paso del tap	pu
8	bm	Banda muerta	%
9	V_{ref}	Tensión de referencia	pu
10	T_{d0}	Tiempo para primer movimiento del tap	s
11	T_d	Tiempo para movimientos posteriores del tap	s

Notas:

- Los transformadores con cambia tap bajo carga se inicializan durante el flujo de cargas.
- El cambia tap se encuentra en el primario del transformador (barra fb).
- La tensión controlada es la del secundario del transformador (barra tb).
- Las barras fb y tb deben ser declaradas como barras tipo pq en la matriz **barras**.
- El resto de parámetros del transformador tales como la impedancia se incluyen en la matriz **red**.
- Como valor inicial del tap, a utilizar en el método de Newton para la solución del flujo de cargas, se toma el especificado en la columna correspondiente en la matriz **red**.

A.13. FACTS

Dos tipos de dispositivos FACTS son implementados en la herramienta HAGP: el compensador estático de potencia reactiva SVC y el compensador estático síncrono STATCOM. En estos modelos, tanto las corrientes como las tensiones son representadas por sus componentes a frecuencia fundamental. Es decir, se utiliza un modelo fasorial para los convertidores. Por este motivo, dichos modelos no pueden representar en forma adecuada cierto tipo de estados operativos tales como desequilibrios y condiciones de alta emisión de armónicos. Sin embargo, estos modelos pueden aplicarse satisfactoriamente en estudios de estabilidad [12].

A.13.1. Compensador estático de potencia reactiva SVC

El modelo implementado para el SVC consiste de un condensador fijo y un reactor controlado por tiristores. El modelo se muestra en la figura A.20. Los parámetros se incluyen en la matriz **facts1**, en las columnas indicadas en la tabla A.27.

Notas:

- Los dispositivos SVC se inicializan durante el flujo de cargas.
- La barra nb debe ser declarada como barra pq en la matriz **barras**.
- $B_{lmax} = Q_l / MVA_{base}$, donde MVA_{base} es la potencia base del sistema.
- $B_c = Q_c / MVA_{base}$, donde MVA_{base} es la potencia base del sistema.
- La potencia reactiva inyectada por el SVC se calcula como $Q_{svc} = B_{svc} V_{nb}^2$.

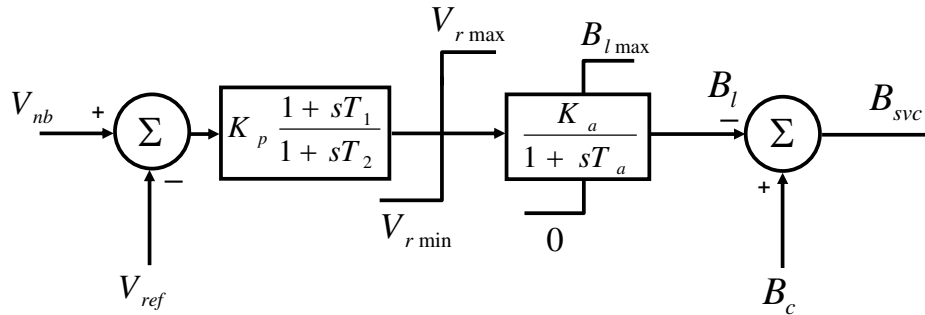


Figura A.20: Compensador estático de potencia reactiva

Tabla A.27: Parámetros compensador estático de potencia reactiva SVC

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	nsvc	Número de dispositivo	-
2	nb	Número de barra	-
3	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
4	Q_l	Potencia nominal reactor	MVAr
5	Q_c	Potencia nominal codensador	MVAr
6	K_a	Ganancia	pu
7	T_a	Constante de tiempo	s
8	K_p	Ganancia regulador	pu
9	T_1	Constante de tiempo regulador	s
10	T_2	Constante de tiempo regulador	s
11	V_{rmax}	Límite superior regulador	pu
12	V_{rmin}	Límite inferior regulador	pu
13	V_{ref}	Tensión de referencia	pu

A.13.2. Compensador estático síncrono STATCOM

El modelo implementado para el STATCOM consta de un inversor de fuente de tensión con control PWM y un transformador elevador. Los sistemas de control del STATCOM se muestran en la figura A.21. El equivalente del STACOM visto desde el sistema de potencia se muestra en la figura A.22. Los parámetros del STATCOM se incluyen en la matriz **facts2** utilizando las columnas especificadas en la tabla A.28.

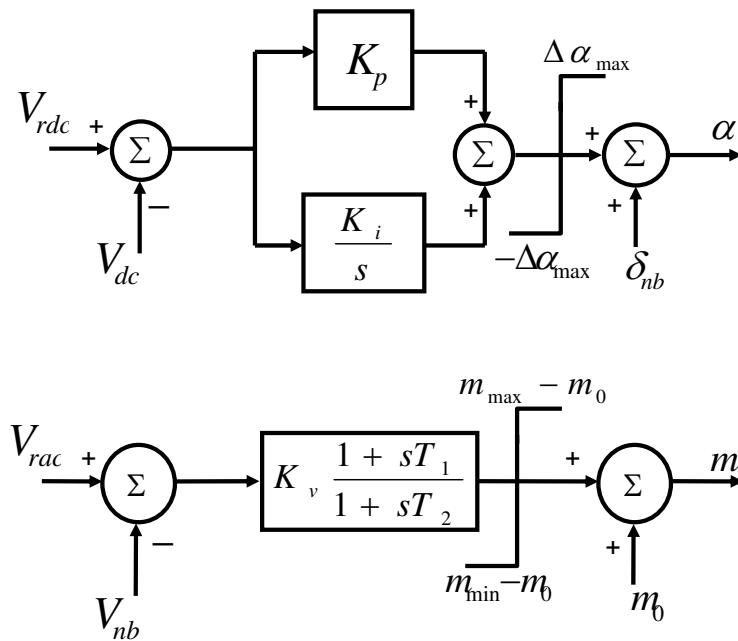


Figura A.21: Control STATCOM

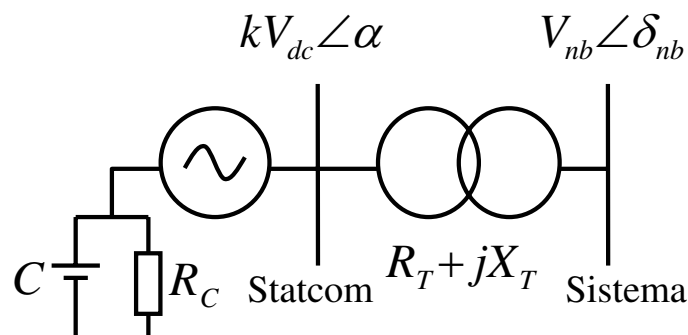


Figura A.22: Circuito equivalente STATCOM

Notas:

Tabla A.28: Parámetros compensador estático síncrono STATCOM

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	nstatcom	Número de dispositivo	-
2	nb	Número de barra	-
3	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
4	R_T	Resistencia transformador	pu
5	X_T	Reactancia transformador	pu
6	R_c	Resistencia DC	pu
7	C	Capacitancia	pu
8	V_{rac}	Tensión de referencia AC	pu
9	V_{rdc}	Tensión de referencia DC	pu
10	K_v	Ganancia control AC	pu
11	T_1	Constante de tiempo control AC	s
12	T_2	Constante de tiempo control AC	s
13	K_p	Ganancia proporcional control DC	pu
14	K_i	Ganancia integral control DC	pu
15	m_{max}	Valor máximo índice de modulación	pu
16	m_{min}	Valor mínimo índice de modulación	pu
17	$\Delta\alpha_{max}$	Máxima desviación de fase α	grados
18	k_0	Valor inicial k	pu
19	α_0	Valor inicial α	rad

- Los dispositivos STATCOM se inicializan durante el flujo de cargas.
- La barra nb debe ser declarada como barra pq en la matriz **barras**.
- V_{dc} es la tensión del circuito DC.
- $k = \sqrt{3/8}m$, donde m es el índice de modulación.
- $m_0 = \sqrt{3/8}V_{rac}/V_{rdc}$.
- Los valores k_0 y α_0 se utilizan como valores de inicialización para la solución del flujo de cargas.

A.14. Enlaces en corriente continua

El modelo de HVDC implementado en la herramienta HAGP es un enlace de dos terminales controlado con base en el principio del margen de corriente. Los convertidores tanto del rectificador como del inversor son puentes de tiristores cuyos ángulos de disparo se controlan para mantener la corriente objetivo. Los sistemas de control tanto del lado rectificador como del inversor se muestran en la figura A.23. Los parámetros de los HVDC se incluyen en la matriz **hvdcl**, los parámetros correspondientes a cada columna de dicha matriz se especifican en la tabla A.29.

Notas:

- Los enlaces HVDC se inicializan durante el flujo de cargas.
- Las barras fb y tb debe ser declarada como barra pq en la matriz **barras**.
- El lado rectificador se toma como la barra fb y el lado inversor como la barra tb.
- Inicialmente el control de corriente lo realiza el lado rectificador. Si en la solución del flujo se alcanza alguno de los límites del ángulo de disparo, el control de corriente es transferido al lado inversor. Si el inversor alcanza alguno de los límites del ángulo de extinción, se pierde el control de corriente e I_{dc} es diferente a I_{ord} en la solución del flujo de cargas.
- I_{dc} es la corriente en la línea DC.
- $\Delta I = (I_m/100)I_{ord}$.

Tabla A.29: Parámetros enlace en corriente continua HVDC

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	fb	Número barra inicial	-
2	tb	Número barra final	-
3	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
4	R_{dc}	Resistencia convertidores y línea DC	Ω
5	L_{dc}	Inductancia filtros y línea DC	H
6	N_r	Número de puentes rectificador	-
7	T_r	Tap transformador rectificador	pu
8	X_r	Reactancia de conmutación rectificador	Ω
9	K_{pR}	Ganancia proporcional rectificador	1/kA
10	K_{iR}	Ganancia integral rectificador	s/kA
11	α_{max}	Valor máximo ángulo de disparo rectificador	grados
12	α_{min}	Valor mínimo ángulo de disparo rectificador	grados
13	I_{ord}	Corriente de referencia DC	kA
14	N_i	Número de puentes inversor	-
15	T_i	Tap transformador inversor	pu
16	X_i	Reactancia de conmutación inversor	Ω
17	K_{pI}	Ganancia proporcional inversor	1/kA
18	K_{iI}	Ganancia integral inversor	s/kA
19	γ_{max}	Valor máximo ángulo de extinción inversor	grados
20	γ_{min}	Valor mínimo ángulo de extinción inversor	grados
21	I_m	margen de corriente	%

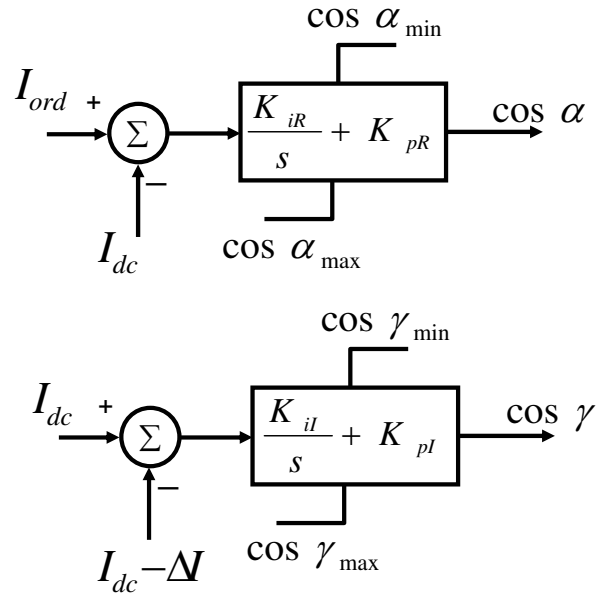


Figura A.23: Control rectificador e inversor HVDC

- Las potencias inyectadas en el sistema AC por el lado rectificador están dadas por las ecuaciones (A.12) a (A.14).

$$P_f = - \left(\frac{3\sqrt{2}}{\pi} N_r T_r V_f \cos \alpha - \frac{3}{\pi} N_r X_r I_{dc} \right) I_{dc} \quad (A.12)$$

$$S_f = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} N_r T_r V_f I_{dc} \quad (A.13)$$

$$Q_f = - \sqrt{S_f^2 - P_f^2} \quad (A.14)$$

- Las potencias inyectadas en el sistema AC por el lado inversor están dadas por las ecuaciones (A.15) a (A.17).

$$P_t = \left(\frac{3\sqrt{2}}{\pi} N_i T_i V_t \cos \gamma - \frac{3}{\pi} N_i X_i I_{dc} \right) I_{dc} \quad (A.15)$$

$$S_t = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} N_i T_i V_t I_{dc} \quad (A.16)$$

$$Q_t = - \sqrt{S_t^2 - P_t^2} \quad (A.17)$$

- V_f es la tensión AC en el lado rectificador y V_t es la tensión AC en el lado inversor.

- El circuito equivalente del sistema DC se muestra en la figura A.24. Las variables en esta figura se definen en las ecuaciones A.18 a A.21.

$$V_{r0} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} N_r T_r V_f \quad (\text{A.18})$$

$$V_{i0} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} N_i T_i V_t \quad (\text{A.19})$$

$$R_r = \frac{3}{\pi} N_r X_r \quad (\text{A.20})$$

$$R_i = \frac{3}{\pi} N_i X_i \quad (\text{A.21})$$

- Algunas magnitudes en el modelo de enlaces HVDC se manejan en cantidades reales y no en pu. Por lo tanto, se debe tener en cuenta que la potencia base del sistema MVA_{base} y las tensiones base de las barras rectificadora e inversora (incluidas en la matriz **barras**), hayan sido correctamente establecidas en relación los parámetros del enlace HVDC.
- Las magnitudes de los taps de los transformadores T_r y T_i deben ser referidas a los lados de los convertidores y no al sistema AC.

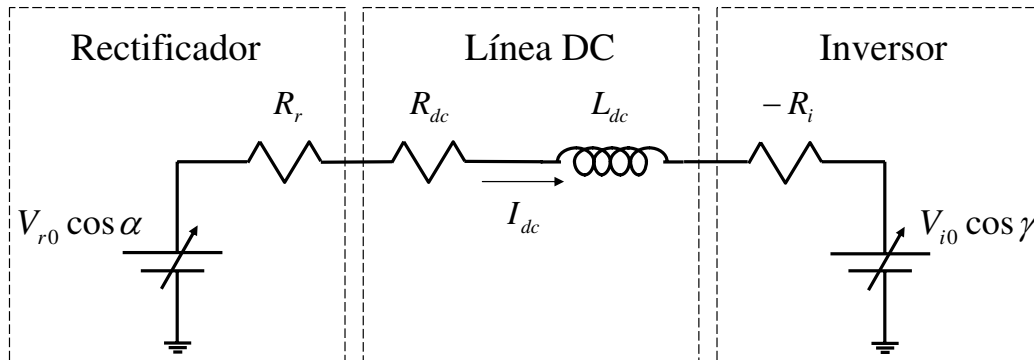


Figura A.24: Circuito equivalente sistema DC

A.15. Protecciones

HAGP implementa cuatro tipos de relés de gran impacto en la estabilidad del sistema. Los tipos de relés implementados son un relé de distancia, un relé de deslastre de carga por frecuencia, un relé de deslastre de carga por tensión y un relé de desconexión de generación.

A.15.1. Relé de distancia

El relé de distancia implementado en la herramienta HAGP es del tipo mho. La característica del relé se puede apreciar en la figura A.25. Los parámetros de este modelo de relés se introducen en la matriz **rell**. Las columnas correspondientes a correspondientes a cada parámetro se especifican en la tabla A.30.

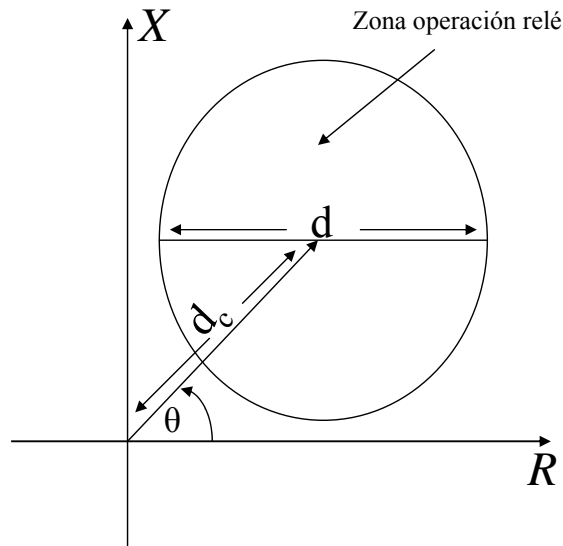


Figura A.25: Relé de distancia

Tabla A.30: Parámetros relé de distancia

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	nr	Número del relé	-
2	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
3	fb	Número barra inicial	-
4	tb	Número barra final	-
5	ct	Circuito	-
6	br	Terminal de ubicación del relé	1 - Barra fb 2 - Barra tb
7	θ	Ángulo de inclinación del relé	grados
8	d_c	Distancia al centro del relé	pu
9	d	Diámetro característica del relé	pu
10	t_d	Tiempo de operación del relé	s
11	k_{r0}	Constante de compensación para fallas a tierra	pu

Notas:

- Con este modelo se pueden implementar relés tipo impedancia, mho y mho desplazado.
- Los relés de distancia están asociados a una línea determinada.
- Si la impedancia medida cae dentro de la característica del relé por un tiempo mayor o igual al tiempo t_d , el relé desconecta la línea. Si la línea está bajo falla, esta última se despeja en forma automática ante la operación del relé.
- d_c puede tomar cualquier valor real, incluyendo valores negativos.
- Para implementar las tres zonas de protección, típicas en la protección de distancia se deben utilizar tres relés con diferentes parámetros d_c y t_d .
- El modelo de relé de distancia utiliza las señales adecuadas ante los diferentes tipos de fallas. Para falla monofásica, la corriente I_r empleada para calcular la impedancia está dada por la ecuación (A.22) . Típicamente $k_{r0} = (Z_0/Z_1) - 1$.

$$I_r = I_a + k_{r0}I_0 \quad (\text{A.22})$$

Donde:

I_a corriente en la fase fallada.

I_0 corriente de secuencia cero.

A.15.2. Relé de deslastre de carga por frecuencia

Este tipo de relé desconecta bloques de carga cuando la frecuencia cae por debajo de unos valores predeterminados. Los parámetros de los relés de deslastre de carga por frecuencia se introducen en la matriz **rel2**, en las columnas especificadas en la tabla A.31.

Notas:

- La operación del relé es tal que cuando la frecuencia cae por debajo de f_1 , se desconecta un porcentaje p_1 de la demanda en la barra luego de un tiempo t_d . Para el segundo y tercer bloque aplica la misma filosofía.

A.15.3. Relé de deslastre de carga por tensión

Este tipo de relé desconecta un porcentaje determinado p_R de la demanda en la barra correspondiente si la tensión cae por debajo de cierto valor límite V_{lim} por un período de

Tabla A.31: Parámetros relé de deslastre de carga por frecuencia

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	nr	Número del relé	-
2	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
3	nb	Número de barra	-
4	p1	Porcentaje primer bloque de carga	%
5	f1	Frecuencia desconexión primer bloque	Hz
6	p2	Porcentaje segundo bloque de carga	%
7	f2	Frecuencia desconexión segundo bloque	Hz
8	p3	Porcentaje tercer bloque de carga	%
9	f3	Frecuencia desconexión tercer bloque	Hz
10	t_d	Tiempo de operación del relé	s

tiempo dado t_d . Los parámetros de los relés de deslastre de carga por tensión se introducen en la matriz **rel3**. Las columnas correspondientes a cada parámetro se especifican en la tabla A.32.

Tabla A.32: Parámetros relé de deslastre de carga por tensión

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	nr	Número del relé	-
2	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
3	nb	Número de barra	-
4	p_R	Porcentaje a desconectar	%
5	V_{lim}	Valor límite de tensión	pu
6	t_d	Tiempo de operación del relé	s

A.15.4. Relé de desconexión de máquina síncronas

Este es un relé tipo mho con parámetros similares a los de la tabla A.30, la diferencia radica en que este relé opera para desconectar una máquina síncrona del sistema y no una línea. La característica del relé corresponde a la presentada en la figura A.25. Los parámetros se introducen en la matriz **rel4**, según lo establecido en la tabla A.33.

Notas:

- Con este modelo se pueden implementar relés de pérdida de sincronismo y de pérdida de excitación, dependiendo de los parámetros d_c , d y θ .

Tabla A.33: Parámetros relé de distancia

Columna	Parámetro	Descripción	Unidades
1	nr	Número del relé	-
2	st	Estatus	1 - En servicio 0 - Fuera de servicio
3	fb	Número barra inicial	-
4	tb	Número barra final	-
5	ct	Circuito	-
6	br	Terminal de ubicación del relé	1 - Barra fb 2 - Barra tb
7	<i>or</i>	Orientación del relé	1 - Hacia el elemento -1 - Fuera del elemento
7	θ	Ángulo de inclinación del relé	grados
8	d_c	Distancia al centro del relé	pu
9	d	Diámetro característica del relé	pu
10	t_d	Tiempo de operación del relé	s
11	ng	Número de máquina síncrona	-

- Aunque los relés desconectan una máquina síncrona, están asociados a un elemento de la red del sistema (línea y transformador).
- Si el parámetro *or* vale 1, el relé está orientado hacia el elemento. De otro lado, si *or* vale - 1, el relé está orientado hacia afuera del elemento.

A.16. Perturbaciones

Los eventos que alteran el estado estable del sistema de potencia tales como fallas, operación de interruptores, etc. se introducen en la matriz **mfallas**. Cada fila en esta matriz corresponde a un evento determinado. El orden en el cual se introducen los parámetros en las columnas depende del tipo de evento.

A.16.1. Cortocircuito en barra

Los parámetros correspondientes al cortocircuito en barra se especifican en la tabla A.34.

Notas:

- No se permite la simulación de fallas simultáneas.

Tabla A.34: Parámetros cortocircuito en barra

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	10
3	Número de barra	-
4	Tipo de cortocircuito	1 - Trifásico 2 - Monofásico 3 - Bifásico 4 - Bifásico a tierra
5	Resistencia de falla	pu
6	Reactancia de falla	pu
7 - 9	Ceros	0

- Ante la inserción de un cortocircuito desequilibrado, el evento siguiente debe ser el despeje de tal cortocircuito, a menos que tal evento sea el resultado de la operación de protecciones.

A.16.2. Despeje de cortocircuito en barra

Los parámetros correspondientes al despeje de cortocircuito en barra se especifican en la tabla A.35.

Tabla A.35: Parámetros despeje de cortocircuito en barra

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	11
3	Número de barra	-
4-9	Ceros	0

- Para simular la salida de una línea ante un cortocircuito se debe incluir primero el evento correspondiente al despeje de falla y luego el de salida de línea en la matriz **mfallas**.

A.16.3. Salida de línea/transformador

Los parámetros correspondientes a la salida de líneas/transformadores se especifican en la tabla A.36.

Tabla A.36: Parámetros salida de línea/transformador

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	20
3	Barra inicial	-
4	Barra final	-
5	Circuito	-
6-9	Ceros	0

A.16.4. Conexión de línea/transformador

Los parámetros correspondientes a la conexión de líneas/transformadores se especifican en la tabla A.37.

Tabla A.37: Parámetros conexión de línea/transformador

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	21
3	Barra inicial	-
4	Barra final	-
5	Circuito	-
6-9	Ceros	0

A.16.5. Cortocircuito en línea

Los parámetros correspondientes al cortocircuito en líneas se especifican en la tabla A.38.

Notas:

- No se permite la simulación de fallas internas en transformadores.
- No se permite la simulación de fallas simultáneas.
- Ante la inserción de un cortocircuito desequilibrado, el evento siguiente debe ser el despeje de tal cortocircuito, a menos que tal evento sea el resultado de la operación de protecciones.

Tabla A.38: Parámetros cortocircuito en línea

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	22
3	Barra inicial	-
4	Barra final	-
5	Circuito	-
6	Tipo de cortocircuito	1 - Trifásico 2 - Monofásico 3 - Bifásico 4 - Bifásico a tierra
7	Distancia de falla con respecto a la barra inicial	%
8	Resistencia de falla	pu
9	Reactancia de falla	pu

A.16.6. Despeje de cortocircuito en línea

Los parámetros correspondientes al despeje de cortocircuito en líneas se especifican en la tabla A.39.

Tabla A.39: Parámetros despeje de cortocircuito en línea

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	23
3	Barra inicial	-
4	Barra final	-
5	Circuito	-
6-9	Ceros	0

Notas:

- Para simular la salida de una línea ante un cortocircuito se debe incluir primero el evento correspondiente al despeje de falla y luego el de salida de línea en la matriz **mfallas**.

A.16.7. Desconexión de máquina síncrona

Los parámetros correspondientes a la desconexión de máquina síncrona se especifican en la tabla A.40.

Tabla A.40: Parámetros desconexión máquina síncrona

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	30
3	Número de máquina síncrona	-
4-9	Ceros	0

A.16.8. Cortocircuito de campo máquina síncrona

Los parámetros correspondientes al cortocircuito de campo de máquina síncrona se especifican en la tabla A.41.

Tabla A.41: Parámetros cortocircuito de campo máquina síncrona

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	31
3	Número de máquina síncrona	-
4-9	Ceros	0

A.16.9. Desconexión de carga

Los parámetros correspondientes a la desconexión de carga se especifican en la tabla A.42.

Tabla A.42: Parámetros desconexión de carga

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	40
3	Número de barra	-
4	Porcentaje a desconectar	%
5-9	Ceros	0

A.16.10. Conexión de carga

Los parámetros correspondientes a la conexión de carga se especifican en la tabla A.43.

Tabla A.43: Parámetros conexión de carga

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	41
3	Número de barra	-
4	Porcentaje a conectar	%
5-9	Ceros	0

A.16.11. Desconexión de compensador paralelo

Los parámetros correspondientes a la desconexión de compensador paralelo se especifican en la tabla A.44.

Tabla A.44: Parámetros desconexión de compensador paralelo

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	50
3	Número de barra	-
4	Porcentaje a desconectar	%
5-9	Ceros	0

A.16.12. Conexión de compensador paralelo

Los parámetros correspondientes a la conexión de compensador paralelo se especifican en la tabla A.45.

Tabla A.45: Parámetros conexión de compensador paralelo

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	51
3	Número de barra	-
4	Porcentaje a conectar	%
5-9	Ceros	0

A.16.13. Desconexión de máquina asíncrona

Los parámetros correspondientes a la desconexión de máquina asíncrona se especifican en la tabla A.46.

Tabla A.46: Parámetros desconexión máquina asíncrona

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	60
3	Número de máquina asíncrona	-
4-9	Ceros	0

A.16.14. Conexión de máquina asíncrona

Los parámetros correspondientes a la conexión de máquina asíncrona se especifican en la tabla A.47.

Tabla A.47: Parámetros conexión máquina asíncrona

Columna	Parámetro	Unidades
1	Tiempo de ocurrencia	s
2	Código del evento	61
3	Número de máquina asíncrona	-
4-9	Ceros	0

A.17. Casos ejemplo incluidos

En la tabla A.48 se incluyen los nombres y la descripción de los casos ejemplo incluidos en la distribución de HAGP 2.0. Éstos se encuentran en la carpeta *casos*.

Tabla A.48: Casos ejemplo incluidos en la versión HAGP 2.0

Nombre de archivo	Descripción
mod_clasico.m	Sistema máquina barra infinita, modelo clásico de la máquina síncrona
mod_detallado.m	Sistema máquina barra infinita, modelo detallado de la máquina síncrona
dc1a.m	Sistema de dos áreas, excitadores DC
st1a.m	Sistema de dos áreas, excitadores estáticos
jap10maq.m	Sistema de 10 generadores y 30 barras
gob_hid.m	Efecto de los parámetros del gobernador en una planta hidráulica
ne_dc.m	Sistema de nueva inglaterra, excitadores DC
ne_st.m	Sistema de nueva inglaterra, excitadores estáticos
ne_islas.m	Sistema de nueva inglaterra, separación en islas
lt1.m	Estabilidad de tensiones de largo plazo
motor_binf.m	Sistema motor de inducción barra infinita
mod_gnrc.m	Sistema con modelo de carga genérico
deslastre_carga.m	Aplicación de relés de deslastre de carga por frecuencia
sistema_svc	Sistema con SVC
sistema_statcom	Sistema con STATCOM
sistema_hvdc	Sistema con HVDC

Bibliografía

- [1] Murcia A, Serna M., and Ramirez J.M. Ajuste de los pss para la planta de san carlos, partes i y ii. *Congreso Nacional de Ingeniería Especializada*, Bucaramanga, Colombia 1993.
- [2] ABB. *SIMPOW Power System Simulation Software, User Manual*. Power Systems Analysis Department, Vasteras, Sweden, 2001.
- [3] Saavedra A.J., Ramirez J.M, and Vásquez H. Validación de los modelos de sistemas de control de generación para estudios de estabilidad de la central hidroelectrica de salvajina, parte i: Control de excitación. *Revista Energía y Computación*, Universidad del Valle 2003.
- [4] Saavedra A.J., Ramirez J.M, and Vásquez H. Validación de los modelos de sistemas de control de generación para estudios de estabilidad de la central hidroelectrica de salvajina, parte i: Control de velocidad. *Revista Energía y Computación*, Universidad del Valle 2003.
- [5] F. L. Alvarado, R. H. Lasseter, and J.J. Sanchez. Testing of the trapezoidal integration with damping for the solution of power transient problems. *IEEE Trans.*, PAS-102, No.12:3783–3790, December 1983.
- [6] P. M. Anderson and A. A. Fouad. *Power System Control and Stability*. Iowa State University Press, Ames, Iowa, 1st. edition, 1977.
- [7] Inc BCP. *NEPLAN User's Guide Electrical Version 5*. Erlenbach, Switzerland, 2001.
- [8] N. N. Bengiamin and F. H. Holcomb. Pc based power system software: Comparing functions and features. *IEEE Computer Applications in Power (CAP)*, page Magazine, January 1992.

- [9] A. L. B. Do Bomfim, G.N. Taranto, and D.M. Falcao. Simultaneous tuning of power system damping controllers using genetic algorithms. *IEEE Trans.*, PWRS-15:163–169, February 2000.
- [10] G. E. Boukarim, S. Wang, J.H. Chow, G.N. Taranto, and N. Martins. A comparison of classical, robust, and decentralized control designs for multiple power system stabilizer. *IEEE Trans.*, PWRS-15:1287–1292, November 2000.
- [11] K. Brenan, S. Campbell, and L. Petzold. *Numerical Solutions of Initial-Value Problems in Differential-Algebraic Equations*. North-Holland, 1989.
- [12] C. A. Cañizares. Power flow and transient stability models of facts controllers for voltage and angle stability studies. *Proc. of the 2000 IEEE-PES Winter Meeting*, January.
- [13] H. D. Chiang, F.F. Wu, and P.P. Varaiya. Foundations of the potential energy boundary surface method for power system transient stability analysis. *IEEE Trans.*, CAS-35:712–728, June 1988.
- [14] J. H. Chow and J.J. Sanchez-Gasca. Pole-placement designs of power system stabilizers. *IEEE Trans.*, PWRS-4:614–626, May 1989.
- [15] C. Concordia and F. P. de Mello. Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control. *IEEE Trans.*, PAS-88:316–329, April 1969.
- [16] T. Van Cutsem and C. Vournas. *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, Boston, 1st. edition, 2001.
- [17] P. L. Dandeno, P. Kundur, and J. P. Bayne. Hydraulic unit dynamic performance under normal and islanding conditions - analysis and validation. *IEEE Trans.*, PAS-97:2134–2143, November/December 1978.
- [18] H. W. Dommel. Digital computer simulation of electromagnetic transients in single and multiphase networks. *IEEE Trans.*, PAS-88, No.4:388–399, April 1969.
- [19] R.E. Bank et al. Transient simulation of silicon devices and circuits. *IEEE Transactions on Electron Devices*, 32(10):1992–2007, October 1985.
- [20] Milano F. An open source power system analysis toolbox. *IEEE trans.*, 20:1199–1206, August 2005.

- [21] IEEE AGC Task Force. Understanding automatic generation control. *IEEE trans.*, PWRS-7:1106–1122, August 1992.
- [22] A.A. Fouad and Vijay Vittal. *Power System Transient Stability Using the Transient Energy Function Method*. Prentice Hall, 1992.
- [23] B. Gao. *Assessment of Power System Transient Stability Using Energy Functions*. M.a.sc. thesis, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Toronto, 1986.
- [24] W. Gao, E. Solodovnik, R. Dougal, G. Cokkinides, and A. P. Meliopoulos. Elimination of numerical oscillations in power system dynamic simulation. *Proc. of the 18th Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, 2:790–794, February 2003.
- [25] W. Gao, E. Solodovnik, R. Dougal, G. Cokkinides, and A. P. Meliopoulos. Quadratic integration method. *International Conference on Power System Transients. Paper IPST05 - 231*, June 2005.
- [26] C. W. Gear. *Numerical Initial Value Problems in Ordinary Differential Equations*. Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1971.
- [27] DIgSILENT GmbH. *DIgSILENT Power Factory Version 13.1 User's Manual*. Goma-ringen, Germany, 2004.
- [28] J.E. Gómez. On line transient security assessment, a computer-based analysis implemented at the national dispatch center of colombian interconnected power system. *IEEE-PES TD Latin America*, March 2002.
- [29] Nakra H., Vaughan R.L., Gagnon C., Venne A., Thomassin C., and Gagnon J. Real-time simulator for power system dynamics studies. *IEEE Trans.*, PWRS-10, No.2:1063–1070, May 1995.
- [30] M.E. Hosea and L. F. Shampine. Analysis and implementation of tr-bdf2. *Applied Numerical Mathematics*, 20:21–37, 1996.
- [31] L. Mejía Hurtado. *Herramienta software para el modelado y simulación de sistemas de eléctricos de potencia para estudios de estabilidad de tensión ante grandes perturbaciones: diseño y elaboración*. Tesis de grado, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, Abril 2005.

- [32] M. Illic, M.L. Crow, and M. A. Pai. Transient stability simulation by waveform relaxation methods. *IEEE Trans.*, PWRS-2, No.4:943–952, November 1987.
- [33] Duncan Glover J. A personal computer software package for power engineering education. *IEEE Trans.*, PWRS-3:1864–1871, November 1988.
- [34] Jaan Kiusalaas. *Numerical Methods in Engineering with Matlab*. Cambridge University Press, New York, 1st edition, 2005.
- [35] M. Klein, G. J. Rogers, and P. Kundur. A fundamental study of inter-area oscillations in power systems. *IEEE Trans.*, PWRS-6(3):914–921, August 1991.
- [36] M. Klein, G. J. Rogers, S. Moorty, and P. Kundur. Analytical investigation of factors influencing power systems stabilizers performance. *IEEE Trans.*, EC-7(3):382–390, September 1992.
- [37] U. G. Knight. *Power System in Emergencies*. John Wiley and Sons, 1st edition, 2001.
- [38] D. Koester, S. Ranka, and G. Fox. Power systems transient stability - a grand computing challenge. *SCCS-549*, August 1992.
- [39] P. Kundur. Evaluation of methods for studying power system stability. *Proc. International Symposium on Power System Stability*, 1985.
- [40] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc., 1st. edition, 1994.
- [41] P. Kundur, M. Klein, G. J. Rogers, and M. S. Zywno. Application of power system stabilizers for enhancement of overall system stability. *IEEE Trans.*, PWRS-4(2):614–626, May 1989.
- [42] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Cañizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, T. Van Cutsem, C. Taylor, and V. Vittal. Definition and classification of power system stability. *IEEE Trans.*, PWRS-19 No.2:1387–1401, May 2004.
- [43] J. D. Lambert. *Computational Methods in Ordinary Differential Equations*. John Wiley and Sons Ltd, 1st. edition, 1974.
- [44] E. V. Larsen and D.A. Swann. Applying power system stabilizers parts i to iii. *IEEE Trans.*, PAS-100(6).

- [45] G. Maria, C. Tang, and J. King. Hybrid transient stability analysis. *IEEE Trans.*, PWRS-5, No.2:384–393, May 1990.
- [46] J. R. Martí and J. Lin. Supression of numerical oscillations in the emtp. *IEEE Trans.*, PWRS-4, No.2:739–747, May 1989.
- [47] N. Martins and J.T. Lima. Determination of suitable locations for power system stabilizers and static var compensators. *IEEE Trans.*, 5, No.4:1455–1469, November 1990.
- [48] N. Martins and L.T.G. Lima. Determination of suitable locations for power system stabilizer and static var compensators for damping electromechanical oscillations in large scale power systems. *IEEE Trans.*, PWRS-5:1455–1469, November 1990.
- [49] B. Meyer and M. Stubbe. Eurostag: A single tool for power system simulation. *Transmission and Distribution International*, March 1992.
- [50] Administrative Committee of the Power System Dynamic Performance Committee. Causes of the 2003 major grid blackouts in north america and europe, and recommended means to improve system dynamic performance. *White Paper By IEEE Power Engineering Society*, 2003.
- [51] UCTE Investigation Committee on the 28/09/2003 Blackout in Italy. Lessons and conclusions from the 28 september 2003 blackout in italy. *IEA Workshop*, March 2004.
- [52] E. Sierra Rodríguez. *Compensador estático síncrono STATCOM: modelado y simulación*. Tesis de grado, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, 2006.
- [53] G. Rogers. *Power System Oscillations*. Kluwer's Power Electronics and Power Systems Series, Boston, 2000.
- [54] L. Rouco and F.L. Pagola. Eigenvalue sensitivities for design of power system damping controllers. *Proc. of the 40th IEEE Conference on Decision and Control*, ThM04-4:3051–3055, December 2001.
- [55] Kyuwa S., Yoshida T., Yuasa S., Omata T., and Mitamura K. Operator training simulator with real-time transient stability analysis. *IEEE Trans.*, PWRS-9, No.2:721–729, May 1994.

- [56] Vadari S., Kendall D, Hwang D., Miller G., and Waldele Sidhu R. An on-line implementation of transient stability in a dispatcher training simulator. *IEEE Trans.*, PWR5-6, No.1:135–144, February 1991.
- [57] L. F. Shampine. Error estimation and control for odes. *Journal of Scientific Computing*, 25, No.1, October 2005.
- [58] C. Rodríguez Sierra. *Herramienta software para el modelado y simulación de sistemas de eléctricos de potencia ante grandes perturbaciones: diseño y elaboración*. Tesis de grado, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, Diciembre 2003.
- [59] C. Rodríguez Sierra. *Herramienta software para el modelado y simulación de sistemas de eléctricos de potencia ante grandes perturbaciones*. Tesis de maestría, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, 2007.
- [60] IEEE-PES Subcommittee. Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies, iee std 421.5-1992.
- [61] IEEE-PES Power System Stability Subcommittee. *Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools*. Special Publication SP101PSS, June, 2003.
- [62] C. W. Taylor. *Power System Voltage Stability*. EPRI Power System Engineering Series, McGraw Hill, 1st edition, 1994.
- [63] N. Uchida, K. Kawata, and M. Egawa. Development of test case models for japanese power systems. *IEEE PES Summer Meeting, Seattle*, pages 16–20, July 2000.
- [64] Chia T. Vaahedi E., Wenyuan L. and Dommel H. Large scale probabilistic transient stability assessment using b.c. hydro on-line tool. *IEEE Trans.*, PWR5-15, No.2:661–667, May 2000.
- [65] H. R. Vargas. *Mejora de los algoritmos del análisis modal selectivo para el estudio de estabilidad de pequeña perturbación de grandes sistemas de energía eléctrica*. Tesis doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Julio 2002.

-
- [66] Y. Xue, T. Van Cutsem, and M. Ribbens-Pavella. Extended equal area criterion: Justifications, generalizations and applications. *IEEE Trans.*, PWRS-4:44–52, February 1989.
- [67] Ao Z., Fleming R.J, and Sidhu T.S. A transient stability simulation package (tssp) for teaching and research purposes. *IEEE Trans.*, PWRS-10:11–17, February 1995.
- [68] R. Zimmerman and D. Gan. *MATPOWER Version 2.0, User's Manual*. PSERC, School of Electrical Engineering, Cornell University, Ithaca, NY, 1997.