



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería.

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado.

**"ANÁLISIS DE ESTABILIDAD ANTE PEQUEÑOS
DISTURBIOS EN UN SISTEMA DE PRUEBA DE
DOS ÁREAS MEDIANTE SIMULACIÓN EN PSS/E"**

TESIS

Que para obtener el grado de
**MAESTRO EN INGENIERÍA CON OPCIÓN TERMINAL
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

Ing. Ignacio Ernesto Rocha Palafox

Asesores de tesis:

Dr. Ismael Albino Padilla

Dr. Alejandro Bautista Hernández

Puebla, Puebla

Julio 2017



BUAP

OFICIO SIEP No. 1582 /2017

ING. IGNACIO ERNESTO ROCHA PALAFOX
Maestría en Ingeniería, Opción terminal Sistemas
Eléctricos de Potencia
Presente.

El suscrito M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández, Director de la Facultad de Ingeniería, en atención a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS EN UN SISTEMA DE PRUEBA DE DOS ÁREAS MEDIANTE SIMULACIÓN EN PSS/E”**, para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas eléctricos de potencia. Asignándose como Asesores de Tesis al M.C. Ismael Albino Padilla y Dr. Alejandro Bautista Hernández.

Sin otro particular, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

“Pensar bien, para vivir mejor”

Puebla, Puebla, a 30 de marzo de 2017

M.I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNÁNDEZ
Director de la Facultad de Ingeniería

C.c.p. M.C. Ismael Albino Padilla. Asesor tema de tesis.
C.c.p. Dr. Alejandro Bautista Hernández. Asesor tema de tesis.
C.c.p. Archivo.

ABH/GCC/dsm.

Asunto: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

**M.I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNÁNDEZ
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE
LA BENEMERITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA**

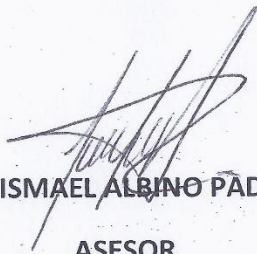
Los suscritos: **M.C. ISMAEL ALBINO PADILLA** y **DR. ALEJANDRO BAUTISTA HERNÁNDEZ**, Asesores del Tema de Tesis denominado: **"ANÁLISIS DE ESTABILIDAD ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS EN UN SISTEMA DE PRUEBA DE DOS ÁREAS MEDIANTE SIMULACIÓN EN PSS/E"**, presentado por el **C. IGNACIO ERNESTO ROCHA PALAFOX**, pasante de la maestría en ingeniería, opción terminal en sistemas eléctricos de potencia y en atención al oficio SIEP 1582/2017, de fecha 30 de Marzo de 2017, nos permitimos informar que **después de revisar cuidadosamente el contenido temático, la metodología, la redacción y ortografía** de la tesis, no tenemos inconveniente en autorizar la impresión de la misma.

Asimismo, solicitamos a bien autorizar el Jurado para su Examen Profesional.

Lo hacemos de su conocimiento para los efectos legales que haya lugar.

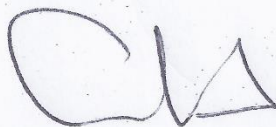
ATENTAMENTE

PUEBLA, PUE 23 DE JUNIO DE 2017



M.C. ISMAEL ALBINO PADILLA

ASESOR



DR. ALEJANDRO BAUTISTA HERNÁNDEZ

ASESOR

C.c.p Exámenes profesionales
Interesado
Archivo

ABSTRACT

Due the complexity and nature of the electric power systems and their constant growth, which in most of times implies the increase of loads, both dynamic and static, and therefore the problems of instability during certain operation points, have caused the small signal analysis to be an important way to find out the main cause of the oscillations modes that appears after the system is subjected to a disturbance.

The use of excitation systems and electrical power system stabilizers in order to reduce oscillations in electromechanical modes, involves a previous study, where it is important to know which parameters are envolved on the performance of the machines to remain in synchronism.

The eigenanalysis is one of the most important studies to determine the factors of the electric power system that contributes to the apparence of oscillations that may cause the machines to lose synchronism.

In order to satisfy the requirements of the continuos evolving grids, that implements new technologies for the electrical power generation, transmission, distribution and nowadays power trades in the electrical market, it is used this type of studies that trend to be a wide and useful tool to design, update and tune the control and excitation systems to improve the performance of electric power systems.

In this work it is developed a small signal stability analysis for several cases, using the IEEE benchmark two area system, with different types of disturbances and configuration of the excitation systems with or without the use of power system stabilizers.

AGRADECIMIENTOS

A mi asesor Dr. Ismael Albino Padilla, por la dirección de la tesis, por todo el apoyo brindado desde clases hasta el término del presente trabajo, por la gran cantidad de material bibliográfico y computacional que me proporcionó desinteresadamente, por todo el tiempo dedicado a este proyecto y por la atinada orientación. Gracias Doctor por confiar en mí y enseñarme que la constancia y perseverancia dan los mejores frutos de la vida.

Al Dr. Alejandro Bautista Hernández, por el apoyo en la revisión de la tesis, por las recomendaciones y sugerencias hacia este trabajo, y por el interés a la finalización del mismo.

Al Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez, por el apoyo brindado en la revisión de la tesis y todo el conocimiento brindado en clases.

Al coordinador, M.I. Genaro Campos Castillo, por el apoyo en la revisión de la tesis y por todo el apoyo durante la maestría.

Al Dr. David Villareal Martínez, por el apoyo brindado en clases y motivarme a vencer mis miedos.

Al M.C. Christian Pérez Negrón Pérez, por las clases tan interesantes que nos brindó durante la maestría y por todo el tiempo compartido fuera del aula.

Al Dr. David Sebastián Baltazar, por darme la oportunidad de conocer la calidad de los catedráticos de la Sección de Estudios de Posgrados e Investigación del Instituto Politécnico Nacional.

A todos los profesores que fueron parte de mi formación durante el posgrado, gracias por todo el tiempo dedicado en clases.

Quiero dar las gracias de todo corazón a mis grandes amigos y compañeros de la maestría M.I. José Oliver, M.I. Paola Rojas y M.I. Oscar Galindo, por su apoyo incondicional, consejos y motivación en los momentos más difíciles, gracias amigos por hacer esta experiencia la mejor de mi vida.

A todos mis excompañeros de la Zona de Transmisión Puebla de la Comisión Federal de Electricidad, por la experiencia brindada en los años que trabajé con ustedes, en especial Jaime Hernández, Ismael Berruecos, Adolfo González, Rodrigo Romero, Adrián Gaona, Miguel Ángel Ramírez, Ramiro Echeverría y Horacio Sánchez, por los consejos y apoyo.

A los ingenieros del departamento de mantenimiento de la nave A50 de Audi México, Guillermo Lerista, Verónica Canseco, Víctor Cuaquentzi, Daniel Lozada, Janin Blanco, Ángel Sánchez, Marco Toledo, Francisco Balderas, Rubén Cuatecontzi, Antonio Osorio, Cesar Rosas, Fernando Ortega, José Luis Olmedo, Luis Chapuli, Uriel Platas, Brando Juárez e Israel Ramírez, por todo el apoyo brindado durante la parte final de mis estudios de maestría, por motivarme a terminar la tesis y por darme su amistad y confianza desde el primer día que llegué a la empresa.

Agradezco también a la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, por abrirme las puertas para estudiar la maestría y por el apoyo económico para la realización de este trabajo.

DEDICATORIA

En primer lugar a Dios y a mi madre, María Antonia Yolanda Palafox Arroyo por su amor incondicional y apoyo en cada momento de mi vida, por darme todo para mi desarrollo humano y profesional. Gracias mamá, pues todo lo que soy es por ti.

A mi hermano, Mtro. Isaac Rocha Palafox, por ser mi motivación cada día, por todos los momentos que compartimos y por enseñarme que la hermandad es un regalo de Dios que jamás se perderá.

A mis tías Alicia, Aurora y Carmen, que son como tres mamás para mí, gracias por la fe que me tienen y por darme sus palabras de aliento cuando más las necesité.

A mi tío Alfredo, por ser soporte paternal para mí, por darme el carácter y las ganas de ser mejor cada día.

A toda mi familia, a todos y cada uno de ustedes los llevo en mi corazón. Espero ser un orgullo para todos ustedes.

Este trabajo fue realizado en memoria de mi tía Edith Palafox Arroyo (†). Tu fe en Dios, palabras de aliento y lucha constante, forjaron en mi alma el más grande testimonio de amor.

Tu recuerdo lo llevaremos por siempre en nuestros corazones.

ÍNDICE

| | |
|---|------|
| OFICIO DE ACEPTACIÓN DEL TEMA DE TESIS | ii |
| AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN | iii |
| ABSTRACT | iv |
| AGRADECIMIENTOS | v |
| DEDICATORIA | vii |
| ÍNDICE | viii |
| ÍNDICE DE FIGURAS | xii |
| ÍNDICE DE TABLAS | xv |
| GLOSARIO | xvi |

CAPÍTULO I

PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN

| | | |
|-----|-------------------------------|----|
| 1.1 | PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 19 |
| 1.2 | JUSTIFICACIÓN | 19 |
| | 1.2.1 SOCIAL | 20 |
| | 1.2.2 TEÓRICA | 20 |
| | 1.2.3 METODOLÓGICA | 20 |
| 1.3 | OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN | 20 |
| | 1.3.1 OBJETIVO GENERAL | 20 |
| | 1.3.2 OBJETIVOS PARTICULARES | 20 |
| 1.4 | HIPÓTESIS | 21 |
| | 1.4.1 VARIABLES | 21 |

CAPÍTULO II

MARCO DE REFERENCIA

| | | |
|-----|-----------------|----|
| 2.1 | MARCO HISTÓRICO | 22 |
| 2.2 | MARCO TEÓRICO | 23 |

CAPÍTULO III

CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

| | | |
|-----|---|----|
| 3.1 | CLASIFICACIÓN GENERAL DE ESTABILIDAD | 25 |
| 3.2 | ESTABILIDAD ANGULAR | 26 |
| | 3.2.1 ESTABILIDAD ANGULAR ANTE GRANDES DISTURBIOS | 26 |
| | 3.2.2 ESTABILIDAD ANGULAR ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS | 27 |
| | 3.2.3 RELACIÓN ÁNGULO POTENCIA | 27 |
| 3.3 | ESTABILIDAD DE FRECUENCIA | 28 |
| 3.4 | ESTABILIDAD DE VOLTAJE | 29 |
| 3.5 | CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE ESTABILIDAD ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS | 29 |
| | 3.5.1 REPRESENTACIÓN DE ESPACIO-ESTADO | 29 |
| | 3.5.2 LINEALIZACIÓN | 31 |
| | 3.5.3 EIGENVALORES O VALORES PROPIOS | 32 |
| | 3.5.4 EIGENVECTORES (MODE SHAPES) | 32 |
| | 3.5.5 FACTORES DE PARTICIPACIÓN | 33 |
| | 3.5.6 EIGENVALORES Y ESTABILIDAD | 34 |
| | 3.5.7 MÉTODO QR PARA DETERMINAR LOS EIGENVALORES | 35 |
| 3.6 | OSCILACIONES EN SISTEMAS DE POTENCIA | 36 |
| | 3.6.1 MODO LOCAL | 37 |
| | 3.6.2 MODO ENTRE ÁREAS (INTER ÁREA) | 37 |
| | 3.6.3 MODO TORSIONAL | 37 |
| | 3.6.4 MODO DE CONTROL | 38 |
| | 3.6.5 DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL DE LAS OSCILACIONES | 38 |

CAPÍTULO IV

MODELO DE LOS COMPONENTES DE UN SEP PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD

| | | |
|-----|---------------------------------------|----|
| 4.1 | MODELO CLÁSICO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA | 40 |
| 4.2 | MODELO DE LA RED | 45 |
| 4.3 | SISTEMAS DE EXCITACION | 48 |

| | | |
|-------|---------------------------------|----|
| 4.3.1 | SISTEMA DE EXCITACIÓN DC | 49 |
| 4.3.2 | SISTEMA DE EXCITACIÓN AC | 50 |
| 4.3.3 | SISTEMA DE EXCITACIÓN ST | 51 |
| 4.4 | ESTABILIZADOR DE POTENCIA (PSS) | 51 |

CAPÍTULO V

APLICACIÓN Y RESULTADOS DEL ESTUDIO DE PEQUEÑOS DISTURBIOS EN EL SISTEMA DE PRUEBA DE DOS ÁREAS

| | | |
|-----|---|----|
| 5.1 | DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DOS ÁREAS | 53 |
| 5.2 | CASOS DE ESTUDIO Y RESULTADOS DE SIMULACIÓN | 56 |
| | 5.2.1 GENERADORES EN CONTROL MANUAL, CASO 1 | 58 |
| | 5.2.2 GENERADORES EN S.E. ESDC1A CON $K_a=20$, CASO 1 | 60 |
| | 5.2.3 GENERADORES EN S.E. ESDC1A CON $K_a=20$, CASO 2 | 61 |
| | 5.2.4 GENERADORES EN S.E. ESDC1A CON $K_a=200$, CASO 1 | 64 |
| | 5.2.5 GENERADORES EN S.E. ESDC1A CON $K_a=200$, CASO 2 | 66 |
| | 5.2.6 GENERADORES EN S.E. ESST1A CON TGR, CASO 1 | 68 |
| | 5.2.7 GENERADORES EN S.E. ESST1A CON TGR, CASO 2 | 69 |
| | 5.2.8 GENERADORES EN S.E. ESST1A SIN TGR, CASO 1 | 71 |
| | 5.2.9 GENERADORES EN S.E. ESST1A SIN TGR, CASO 2 | 73 |
| | 5.2.10 GENERADORES EN S.E. ESST1A SIN TGR CON PSS ORIGINAL DE [1], CASO 1 | 75 |
| | 5.2.11 GENERADORES EN S.E. ESST1A SIN TGR CON PSS ORIGINAL DE [1], CASO 2 | 77 |
| | 5.2.12 GENERADORES EN S.E. ESST1A SIN TGR CON PSS MODIFICADO, CASO 1 | 79 |
| | 5.2.13 GENERADORES EN S.E. ESST1A SIN TGR CON PSS MODIFICADO, CASO 2 | 81 |
| 5.3 | CÁLCULO DE EIGENVALORES | 83 |
| | 5.3.1 GENERADORES EN S.E. ESST1A SIN TGR | 83 |
| | 5.3.2 GENERADORES CON S.E. ESDC1A CON $K_a=20$ | 84 |
| | 5.3.3 GENERADORES CON S.E. ESDC1A CON $K_a=200$ | 85 |
| | 5.3.4 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR, CON VALORES DE ESTABILIZADOR PROPUESTO EN [1] | 86 |
| | 5.3.5 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR, CON VALORES DE ESTABILIZADOR PROPUESTO EN [2] | 87 |
| 5.4 | CÁLCULO DE FACTORES DE PARTICIPACIÓN | 88 |
| 5.5 | EIGENVECTORES Y FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE LOS MODOS ELECTROMECAÑICOS | 89 |
| | 5.5.1 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR | 89 |

| | |
|---|-----|
| 5.5.2 GENERADORES CON S.E. ESDC1A CON $K_a=20$ | 92 |
| 5.5.3 GENERADORES CON S.E. ESDC1A CON $K_a=200$ | 94 |
| 5.5.4 GENERADORES CON PSS ORIGINAL DE [1] | 96 |
| 5.5.5 GENERADORES CON PSS MODIFICADO DE [1] | 100 |

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

| | |
|---------------------------------------|-----|
| CONCLUSIÓN GENERAL | 103 |
| RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS | 104 |

| | |
|---|-----|
| REFERENCIAS | 106 |
| ANEXO A MODELO DEL GENERADOR GENROE | 108 |
| ANEXO B MODELO DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN ESDC1A | 110 |
| ANEXO C MODELO DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN ESSTA1 | 112 |
| ANEXO D MODELO DEL ESTABILIZADOR DE POTENCIA IEEEEST | 114 |
| ANEXO E FACTORES DE PARTICIPACIÓN | 116 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | | |
|--------------------|---|----|
| Figura 3.1 | Clasificación de la estabilidad, adaptado de [8]. | 25 |
| Figura 3.2 | Posibles combinaciones de eigenvalores, adaptado de [1]. | 35 |
| Figura 3.3 | Relación ángulo potencia entre dos sistemas. | 39 |
| Figura 4.1 | Rotor cilíndrico (izquierda), Polos salientes (derecha), adaptado de [12]. | 41 |
| Figura 4.2 | Cto equivalente y diagrama fasorial del modelo clásico del generador, adaptado de [7]. | 44 |
| Figura 4.3 | Diagrama fasorial del modelo clásico, adaptado de [7]. | 44 |
| Figura 4.4 | Cto equivalente de una línea de transmisión, adaptado de [7]. | 45 |
| Figura 4.5 | Cto equivalente de un transformador, adaptado de [7]. | 46 |
| Figura 4.6 | Cto equivalente de elementos de compensación, adaptado de [7]. | 46 |
| Figura 4.7 | Cto equivalente de una red, adaptado de [7]. | 47 |
| Figura 4.8 | Diagrama de bloques de un generador con sistema de excitación, adaptado de [1] | 48 |
| Figura 4.9 | Modelo del sistema de excitación DC | 50 |
| Figura 4.10 | Modelo del sistema de excitación AC | 50 |
| Figura 4.11 | Modelo del estabilizador de potencia | 52 |
| Figura 5.1 | Diagrama unifilar del sistema de 2 áreas y solución de flujos de potencia. | 54 |
| Figura 5.2 | Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVA _r caso 1. | 58 |
| Figura 5.3 | Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVA _r caso 1 | 59 |
| Figura 5.4 | Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVA _r caso 1. | 59 |
| Figura 5.5 | Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVA _r caso 2. | 60 |
| Figura 5.6 | Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVA _r caso 2. | 60 |
| Figura 5.7 | Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVA _r caso 2. | 61 |
| Figura 5.8 | Potencia activa de salida en los generadores, ante pasos del V _{ref} caso 2. | 62 |
| Figura 5.9 | Ángulos de los generadores, ante pasos del V _{ref} caso 2. | 63 |
| Figura 5.10 | Voltaje en terminales de los generadores, ante pasos del V _{ref} caso 2. | 63 |
| Figura 5.11 | Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVA _r caso 3. | 64 |
| Figura 5.12 | Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVA _r caso 3. | 65 |
| Figura 5.13 | Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVA _r caso 3. | 65 |
| Figura 5.14 | Potencia activa de salida en los generadores, ante pasos del V _{ref} caso 3. | 66 |

| | | |
|--------------------|---|----|
| Figura 5.15 | Ángulos de los generadores, ante pasos del Vref caso 3. | 67 |
| Figura 5.16 | Voltaje en terminales de los generadores, ante pasos del Vref caso 3. | 67 |
| Figura 5.17 | Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVAr caso 4. | 68 |
| Figura 5.18 | Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAr caso 4. | 68 |
| Figura 5.19 | Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAr caso 4. | 69 |
| Figura 5.20 | Potencia activa de salida en los generadores, ante pasos del Vref caso 4. | 70 |
| Figura 5.21 | Ángulos de los generadores, ante pasos del Vref caso 4. | 70 |
| Figura 5.22 | Voltaje en terminales de los generadores, ante pasos del Vref caso 4. | 71 |
| Figura 5.23 | Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVAr caso 5. | 72 |
| Figura 5.24 | Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAr caso 5. | 72 |
| Figura 5.25 | Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAr caso 5. | 73 |
| Figura 5.26 | Potencia activa de salida en los generadores, ante pasos del Vref caso 5. | 74 |
| Figura 5.27 | Ángulos de los generadores, ante pasos del Vref caso 5. | 74 |
| Figura 5.28 | Voltaje en terminales de los generadores, ante pasos del Vref caso 5. | 75 |
| Figura 5.29 | Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVAr caso 6. | 76 |
| Figura 5.30 | Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAr caso 6. | 76 |
| Figura 5.31 | Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAr caso 6. | 77 |
| Figura 5.32 | Potencia activa de salida en los generadores, ante pasos del Vref caso 6. | 78 |
| Figura 5.33 | Ángulos de los generadores, ante pasos del Vref caso 6. | 78 |
| Figura 5.34 | Voltaje en terminales de los generadores, ante pasos del Vref caso 6. | 79 |
| Figura 5.35 | Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVAr caso 7. | 80 |
| Figura 5.36 | Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAr caso 7. | 80 |
| Figura 5.37 | Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAr caso 7. | 81 |
| Figura 5.38 | Potencia activa de salida en los generadores, ante pasos del Vref caso 7. | 82 |
| Figura 5.39 | Ángulos de los generadores, ante pasos del Vref caso 7. | 82 |
| Figura 5.40 | Voltaje en terminales de los generadores, ante pasos del Vref caso 7. | 83 |
| Figura 5.41 | Gráfica de valores propios, caso ESST1A sin TGR | 84 |
| Figura 5.42 | Gráfica de valores propios, casoESDC1A con Ka=20 | 85 |
| Figura 5.43 | Gráfica de valores propios, caso ESDC1A con Ka=200 | 86 |
| Figura 5.44 | Gráfica de valores propios, caso estabilizador propuesto en [1]. | 87 |
| Figura 5.45 | Gráfica de valores propios, caso estabilizador modificado en [2]. | 88 |

| | | |
|--------------------|---|-----|
| Figura 5.46 | Comportamiento de los eigenvectores de los modos 7 y 8, con ESST1A sin TGR | 90 |
| Figura 5.47 | Factores de participación de los modos 7 y 8, con ESST1A sin TGR | 90 |
| Figura 5.48 | Comportamiento de los eigenvectores de los modos 9 y 10, con ESST1A sin TGR. | 91 |
| Figura 5.49 | Factores de participación de los modos 9 y 10, con ESST1A sin TGR. | 91 |
| Figura 5.50 | Comportamiento de los eigenvectores de los modos 3 y 4, con EDC1A $K_a=20$ | 92 |
| Figura 5.51 | Factores de participación de los modos 3 y 4, con EDC1A $K_a=20$ | 93 |
| Figura 5.52 | Comportamiento de los eigenvectores de los modos 7 y 8, con EDC1A $K_a=20$ | 93 |
| Figura 5.53 | Factores de participación de los modos 7 y 8, con EDC1A $K_a=20$ | 94 |
| Figura 5.54 | Comportamiento de los eigenvectores de los modos 11 y 12, con EDC1A $K_a=200$ | 94 |
| Figura 5.55 | Factores de participación de los modos 11 y 12, con EDC1A $K_a=200$ | 95 |
| Figura 5.56 | Comportamiento de los eigenvectores de los modos 13 y 14, con EDC1A $K_a=200$ | 95 |
| Figura 5.57 | Factores de participación de los modos 13 y 14, con EDC1A $K_a=200$ | 96 |
| Figura 5.58 | Comportamiento de los eigenvectores de los modos 7 y 8 con PSS original de [1] | 97 |
| Figura 5.59 | Factores de participación de los modos 7 y 8 con PSS original de [1] | 98 |
| Figura 5.60 | Comportamiento de los eigenvectores de los modos 9 y 10 con PSS original de [1] | 98 |
| Figura 5.61 | Factores de participación de los modos 9 y 10 con PSS original de [1] | 99 |
| Figura 5.62 | Comportamiento de los eigenvectores de los modos 13 y 14 con PSS original de [1] | 99 |
| Figura 5.63 | Comportamiento de los eigenvectores de los modos 7 y 8 con PSS modificado de [1] | 100 |
| Figura 5.64 | Factores de participación de los modos 7 y 8 con PSS modificado de [1] | 101 |
| Figura 5.65 | Comportamiento de los eigenvectores de los modos 9 y 10 con PSS modificado de [1] | 101 |
| Figura 5.66 | Factores de participación de los modos 9 y 10 con PSS modificado de [1] | 102 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | | |
|-------------------|--|----|
| Tabla 5.1 | Datos de las líneas de transmisión | 54 |
| Tabla 5.2 | Datos de las barras y solución de flujos de potencia del caso base | 55 |
| Tabla 5.3 | Datos de los GSU | 56 |
| Tabla 5.4 | Datos del banco de capacitores y las cargas. | 56 |
| Tabla 5.5 | Pasos de voltaje de referencia aplicados a las máquinas | 62 |
| Tabla 5.6 | Eigenvalores del caso ESST1A sin TGR | 83 |
| Tabla 5.7 | Eigenvalores del caso ESDC1A con $K_a=20$ | 84 |
| Tabla 5.8 | Eigenvalores del caso ESDC1A con $K_a=200$ | 85 |
| Tabla 5.9 | Eigenvalores del caso con estabilizador propuesto en [1] | 86 |
| Tabla 5.10 | Eigenvalores del caso con estabilizador modificado en [2] | 87 |
| Tabla 5.11 | Números asignados a las variables de estado. | 89 |
| Tabla 5.12 | Comportamiento de los eigenvalores para los casos con sistema de excitación. | 89 |
| Tabla 5.13 | Números asignados a las variables de estado para los casos con PSS | 96 |
| Tabla 5.14 | Comportamiento de los eigenvalores para los casos con PSS | 97 |

GLOSARIO

| | |
|------------|---|
| SEP | Sistema Eléctrico de Potencia |
| IEEE | Institute of Electrical and Electronics Engineers |
| SMBI | Sistema de máquina bus infinito |
| Q | Potencia reactiva |
| P | Potencia activa |
| MVARs | Mega Volts Amperes Reactivos |
| PSS | Estabilizador de sistema de potencia |
| AVR | Regulador Automático de voltaje |
| CA | Corriente Alterna |
| CD | Corriente Directa |
| HVDC | Alta tensión de corriente directa |
| GSU | Generator Step up Transformer |
| PSS/E | Power System Simulator for Engineering |
| x_0 | Vector estado inicial |
| u_0 | Vector entrada |
| A | Matriz característica de orden $n \times n$ |
| B | Matriz de entrada de orden $n \times r$ |
| λ | i-ésimo eigenvalor |
| ϕ | Entrada del eigenvector derecho |
| Ψ | Entrada del eigenvector izquierdo |
| P_{ji} | Factor de participación relacionado con la j-ésima variable de estado del i-esimo eigenvalor. |
| ω | Velocidad angular |
| ω_0 | Velocidad angular inicial |
| σ | Componente real del eigenvalor |
| f | Frecuencia |
| δ | Angulo de carga eléctrico para el rotor |
| H | Constante de inercia |
| T_m | Componente par mecánico |
| T_e | Componente par eléctrico |
| Y | Admitancia |

ESDC1A

Sistema de excitación de corriente directa

ESST1A

Sistema de excitación estático

TGR

Reducción de ganancia transitoria

IEEEST

Modelo de estabilizador de potencia

INTRODUCCIÓN

La mayor parte de las necesidades de energía en una sociedad industrialmente desarrollada es suministrada en forma de energía eléctrica. Para satisfacer la demanda de dicha energía se han construido sistemas eléctricos de potencia formados por redes interconectadas mediante líneas de transmisión que unen generadores con carga. [7]

El diseño de un sistema interconectado extenso para asegurar la operación estable a un costo mínimo es un problema bastante complejo. Desde un punto de vista de control, el sistema de potencia es un proceso de orden multivariable alto, operando en un ambiente en constante cambio. [1]

La operación satisfactoria de un SEP dependerá de la habilidad de dar servicio confiable a las cargas, las cuales deberán ser alimentadas con voltaje y frecuencia constante, operando satisfactoriamente las cargas en estado permanente. En el sentido estricto de la palabra, el estado permanente de un SEP no existe, ya que existen cambios de carga y subsecuentes cambios de generación. Además se pueden tener cambios mayores, como fallas en la red, fallas en equipo conectado, salida de líneas, etc. Estos problemas son estudiados dentro de lo que se conoce como estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. [7]

La estabilidad de un SEP está definida bajo dos categorías, la estabilidad en estado estable y la estabilidad transitoria. La estabilidad en estado estable es la capacidad del sistema para soportar pequeños disturbios (o fluctuaciones normales de operación), mientras que la estabilidad transitoria es la habilidad del generador de recuperar y mantener el sincronismo después de un disturbio grande y repentino (fallas, apertura/cierre de interruptores, etc.) [4].

Dada la complejidad y naturaleza de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) y su constante crecimiento, que implica el incremento de cargas eléctricas tanto dinámicas y estáticas, y por ende los problemas de inestabilidad durante determinados periodos de operación, ha provocado que análisis ante pequeños disturbios cobre gran importancia.

En este trabajo se muestra un análisis de estabilidad ante pequeños disturbios en diferentes casos sobre el sistema de prueba de dos áreas.

CAPÍTULO I

PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN

*“Si lo que quieres es encontrar los secretos del universo,
piensa en términos de energía, frecuencia y vibración “*

N. Tesla

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El crecimiento acelerado de las cargas eléctricas, tanto dinámicas como estáticas y la liberación del mercado eléctrico imponen un gran cambio en la topología de los sistemas de potencia actuales, incrementando el número de unidades generadoras. Es posible que los sistemas eléctricos de potencia estarán en la necesidad de operar cerca de sus límites de seguridad, lo cual es una consecuencia inevitable del aumento de cargas y generadores, por lo que se necesita un sistema robusto que permita satisfacer la carga con valores determinados entre el usuario y la compañía suministradora, sin que el servicio se vea afectado por entrada y salida de carga (pequeños disturbios).

1.2 JUSTIFICACIÓN

A medida que el SEP se amplía, se debe mantener una buena regulación de los niveles de voltaje y frecuencia así como la confiabilidad, estén dentro de los parámetros determinados entre la compañía suministradora de energía y el usuario, para esto se necesitan realizar estudios que permitan identificar posibles condiciones que hagan que los parámetros definidos de voltaje y frecuencia, así como la continuidad del servicio no salgan de los límites establecidos, además de la inminente aplicación de nuevas tecnologías en la generación eléctrica para poder satisfacer el consumo. Lo anterior respalda el desarrollo de estudios de estabilidad ante pequeños disturbios, dado que este fenómeno pudiera ocurrir afectando el sistema eléctrico de potencia, por lo que éste deberá ser capaz de ajustarse a las condiciones cambiantes y operar satisfactoriamente.

1.2.1 SOCIAL

La comunidad dedicada al análisis de sistemas eléctricos de potencia, tendrá como beneficio de este trabajo la descripción detallada del modelo de los componentes de un sistema eléctrico de potencia así como la aplicación del estudio de pequeños disturbios.

1.2.2 TEÓRICA

En relación con esta temática existe diverso material que proporciona el fundamento teórico y matemático para poder desarrollar este análisis, desde libros, publicaciones nacionales e internacionales, hasta códigos en diferentes lenguajes de programación que servirán como apoyo para la validación de los resultados obtenidos.

1.2.3 METODOLÓGICA

Los métodos y procedimientos matemáticos a usar para el eigenanálisis y linealización son instrumentos empleados para el desarrollo del estudio, tienen validez y confiabilidad pues han sido empleados en la mayoría de los trabajos relacionados con el análisis de estabilidad ante pequeños disturbios.

1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Presentar los conceptos básicos del análisis de estabilidad ante pequeños disturbios en un sistema de prueba de dos áreas, pudiendo ser ampliado a sistemas de prueba más grandes, mediante el estudio de simulaciones en PSS/E ante distintas condiciones.

1.3.2 OBJETIVOS PARTICULARES

- Analizar el efecto de la estabilidad ante pequeños disturbios en un sistema de prueba de dos áreas.
- Realizar el estudio de los eigenvalores del sistema de dos áreas.

1.4 HIPÓTESIS

La estabilidad de un sistema, ante distintas condiciones, se puede determinar mediante el análisis del comportamiento de los eigenvalores, usando controles y ganancias establecidas al presentarse pequeñas perturbaciones.

1.4.1 VARIABLES

Dentro de los problemas de estabilidad, las principales variables que intervienen son:

- Dependientes: Potencia activa, potencia reactiva, voltaje, frecuencia y posición angular del rotor.
- Independientes: Tiempo, constantes de inercia, ganancias y constantes de tiempo de los controles y elementos del sistema eléctrico de potencia; impedancias de las líneas de transmisión, transformadores y generadores.

CAPÍTULO II

MARCO DE REFERENCIA

“La mayoría de la gente dice que el intelecto es lo que hace a un gran científico. Están equivocados: es el carácter.”

Albert Einstein

En este capítulo se especifican las bases teóricas e históricas del problema de estabilidad y el análisis ante pequeños disturbios, haciendo referencia a trabajos previos, cuyas aportaciones son el fundamento para el desarrollo de este estudio.

2.1 MARCO HISTÓRICO

En [A. Pérez, 1986] se presentó el modelo de un sistema eléctrico de potencia representado por un sistema máquina bus infinito, empleando transformación de Park, simulando el disturbio mediante la técnica de la máquina modificada. Linealizó los modelos para un análisis modal, mostrando las señales que son capaces de ver e influenciar la mayoría de los modos de oscilación. [4]

En [M. Gonzaga, 2005] se presentó una investigación y aplicación de los métodos de análisis ante pequeños disturbios tanto en el dominio del tiempo como en la frecuencia de un SMBI (sistema máquina bus infinito) así como su estudio digital. También presentó un análisis completo de estabilidad ante pequeños disturbios empleando técnicas de análisis modal (Prony, eigenanálisis), además de desarrollar un simulador digital para el análisis de un parque eólico utilizando equivalentes dinámicos. [3]

En [C. Esperilla, 2008] se mostró un análisis ante pequeños disturbios del generador síncrono del sistema máquina bus infinito, con contribuciones de un enlace en CD. En diferentes pruebas aplicó disturbios para simular la estabilidad angular considerando la influencia del enlace HVDC. También presentó el análisis modal usando el modelo lineal de 2do orden del sistema de Nueva Inglaterra, comparando valores del sistema en CA y CD. [5]

En [D. Villareal, 2008] dentro de sus aportaciones, describió de manera detallada las técnicas necesarias para la construcción del modelo lineal de sistemas de potencia tipo máquina bus infinito con todos los modelos de máquinas síncronas y controles de excitación. Elaboró un programa en lenguaje de programación FORTRAN 90 para el análisis de estabilidad ante pequeños disturbios de un SMBI en el cual se puede representar la máquina síncrona con diferentes grados de detalle, a partir de ecuaciones de Park y diagramas de circuitos equivalentes. [6]

En [D, Orozco] se presentó un estudio de estabilidad ante pequeños disturbios de los sistemas eléctricos, considerando el impacto resultante de tener un enlace asíncrono a través de transformadores de frecuencia variable con controles, usando la técnica de análisis modal y análisis de eigenvalores. [16]

En el reporte técnico PES-TR18 de la IEEE [IEEE Grupo de trabajo PES, 2015], se presentan diversos sistemas de prueba para el análisis y control de sistemas eléctricos ante pequeños disturbios, que son de gran utilidad para realizar validaciones de resultados de diferentes algoritmos y métodos de análisis. Seis sistemas de prueba son presentados y cada uno tiene diferentes puntos de interés para el control de las oscilaciones electromecánicas. Se optó por tomar el sistema de dos áreas como el objeto de estudio pues, dentro de sus ventajas se presentan una estructura simétrica y fácil modelado de los componentes, así como resultados conceptualmente claros y precisos que fueron comprobados con paquetes de simulación. [14]

2.2 MARCO TEÓRICO

Un sistema de potencia moderno es un proceso multivariable de orden alto y no lineal, cuya respuesta dinámica está influenciada por un amplio arreglo de dispositivos con diferentes características y tiempos de respuesta.

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas. Dependiendo de la topología de la red, las condiciones de operación del sistema y el tipo de disturbio, diversos conjuntos de fuerzas en oposición podrían experimentar desequilibrio sostenido que conduce a diferentes formas de inestabilidad.

La estabilidad del sistema de potencia es esencialmente un solo problema, sin embargo, las diversas formas de inestabilidad que un sistema puede sufrir, no podrían entenderse de una manera correcta tratándolo como tal. Debido a la alta dimensión y a la complejidad de los problemas de estabilidad, es de gran ayuda hacer simplificaciones para analizar problemas específicos, mediante un grado apropiado de detalle así como técnicas analíticas para la representación del sistema. [8]

El análisis de estabilidad, incluyendo la identificación de los factores clave que contribuyen a la inestabilidad así como la elaboración de métodos para mejorar el funcionamiento estable, es en gran medida facilitado por la clasificación de la estabilidad en las categorías adecuadas. [8]

3.2 ESTABILIDAD ANGULAR

La estabilidad angular se refiere a la capacidad que tienen las máquinas síncronas de un sistema interconectado de mantenerse en sincronismo después de ser sometidas a una perturbación. Depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre el par electromecánico de cada máquina en el sistema. La inestabilidad se presenta en forma de oscilaciones angulares crecientes de algunos generadores acercándose a la pérdida de sincronismo con los demás generadores. [8]

En condiciones de estado estable, existe un equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico de salida de cada generador, por lo que la velocidad se mantiene constante. Si el sistema es perturbado, el equilibrio se ve alterado resultando en una aceleración o desaceleración de los rotores de los generadores. Si un generador temporalmente se acelera, la posición angular del mismo cambiará respecto a las otras máquinas del sistema. La inestabilidad resulta si el sistema no es capaz de absorber la energía cinética correspondiente a estas diferencias de velocidad del rotor. [8]

3.2.1 ESTABILIDAD ANGULAR ANTE GRANDES DISTURBIOS

La estabilidad angular del rotor ante grandes disturbios, normalmente se refiere a la habilidad del sistema para mantenerse en sincronismo cuando es sujeto a un disturbio severo.

La respuesta del sistema resultante implica grandes saltos de los ángulos del rotor del generador, y son influenciados por la relación no lineal ángulo-potencia. [8]

El tiempo de duración de la perturbación para estabilidad transitoria normalmente es de 3 a 5 segundos, pero puede extenderse de 10 a 20 segundos para los sistemas muy grandes con oscilaciones dominantes de inter área.

3.2.2 ESTABILIDAD ANGULAR ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS

Habilidad del sistema de potencia para mantenerse en sincronismo ante pequeños disturbios. Las perturbaciones son consideradas lo suficientemente pequeñas para que la linealización del sistema de ecuaciones sea permitida con fines de análisis.

La estabilidad depende del estado inicial de operación del sistema. La inestabilidad que resulte puede ser en dos formas:

- Incremento en el ángulo del rotor a través de un modo no oscilatorio o aperiódico debido a la falta de par de sincronización.
- Oscilaciones en el rotor con amplitud creciente debido a la falta de amortiguamiento.

En sistemas de potencia actuales, el problema de estabilidad ante pequeños disturbios está usualmente asociado con insuficiencia de amortiguamiento de las oscilaciones.

Este problema ha sido eliminado por mucho tiempo con el uso de reguladores, sin embargo este problema aun ocurre cuando los generadores operan en constante excitación cuando son sometidos a las acciones de los limitadores (limitadores de corriente de campo). [8]

3.2.3 RELACIÓN ÁNGULO-POTENCIA

La estabilidad angular involucra el estudio de las oscilaciones electromecánicas en los sistemas de potencia. En condiciones de estado estable, existe un equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque electromagnético de salida de cada generador, por lo que la velocidad permanece constante. Si el sistema es perturbado, este equilibrio se afecta, resultando en la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas. Si un generador opera más rápido que otro, la posición angular de su rotor comparada con la del generador más lento avanzará.

Las diferencias angulares resultantes transfieren parte de la carga del generador lento al rápido, dependiendo de la relación potencia-ángulo, lo que reduce la diferencia de velocidades y por tanto la separación angular [8].

El cambio en el torque electromagnético de una máquina síncrona después de una perturbación se puede determinar en dos componentes:

- Componente de sincronización, en fase con la desviación del ángulo del rotor.
- Componente de amortiguamiento, en fase con la desviación de la velocidad.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes de torque para cada máquina síncrona. La falta de suficiente torque de sincronización resulta en inestabilidad aperiódica o no oscilatoria. La falta de torque de amortiguamiento resulta en inestabilidad oscilatoria. [15]

Para que el sistema sea estable es necesario que ambos pares sean positivos.

Los pares de amortiguamiento positivo pueden ser proporcionados por una variedad de fuentes como:

- Devanados amortiguadores
- Devanados de campo
- Estabilizadores de potencia (PSS)

Los pares de amortiguamiento negativo pueden ser proporcionados por:

- Reguladores automáticos de voltaje (AVR)
- Gobernadores de velocidad.

Si el sistema no cuenta con regulador de voltaje y es estable, se dice que tiene un nivel adecuado de sincronización, por el contrario, si al incluir los reguladores de voltaje, el sistema se vuelve inestable, se considera que los reguladores aportan par de amortiguamiento negativo. [15]

3.3 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

Se refiere a la habilidad de un sistema de potencia para mantener frecuencia estable después de un cambio severo en el sistema, resultando en un desbalance entre generación y carga. Inestabilidad se presenta en forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas que posteriormente causaran el disparo de carga y unidades de generación.

3.4 ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Es la capacidad del sistema eléctrico para mantener voltajes estables en todas las barras, después de haber sido sometido a un disturbio de una condición inicial de operación. Depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la demanda de carga y el suministro del sistema de potencia. El fenómeno de inestabilidad se presenta forma de caídas o aumento de los voltajes en algunas barras. Una posible causa de la existencia de inestabilidad en el voltaje es la pérdida de carga en un área determinada, el disparo de líneas de transmisión y otros elementos por los sistemas de protección, que resulta en cortes en cascada. La caída progresiva en los voltajes de las barras también puede ser asociada con la inestabilidad del ángulo del rotor.

3.5 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE ESTABILIDAD ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS

Una vez que se tiene la idea fundamental de estabilidad, se puede realizar una revisión de los aspectos fundamentales de las técnicas usadas en el estudio de pequeños disturbios, para identificar los factores con mayor influencia en los casos a estudiar.

3.5.1 REPRESENTACIÓN DE ESPACIO-ESTADO

El comportamiento de un sistema dinámico, como lo es un sistema de potencia se puede describir por un conjunto de n ecuaciones diferenciales no lineales de primer orden de la siguiente forma:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad \dots(1)$$

Donde n es el orden del sistema y r es el número de entradas. Esto puede ser escrito en forma vectorial:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad \dots(2)$$

Donde:

$$\mathbf{x} = \begin{matrix} x_1 \\ x_2 \\ \dots \\ x_n \end{matrix} \quad \mathbf{u} = \begin{matrix} u_1 \\ u_2 \\ \dots \\ u_n \end{matrix} \quad \mathbf{f} = \begin{matrix} f_1 \\ f_2 \\ \dots \\ f_n \end{matrix} \quad \dots(3)$$

El vector columna \mathbf{x} se refiere como el vector de estado, y sus entradas x_i se conocen como variables de estado. El vector columna \mathbf{u} es el vector de entradas al sistema, estas son las señales externas que tienen influencia en el comportamiento del sistema. El tiempo es denotado por \mathbf{t} , y la derivada de una variable de estado \mathbf{x} con respecto al tiempo se denota por $\dot{\mathbf{x}}$. Si las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas en el tiempo, entonces se dice que el sistema es autónomo, en este caso la ecuación se reduce a:

$$\dot{\mathbf{x}}_t = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad \dots(4)$$

Nuestro interés se centra en las variables de salida que pueden ser observadas en el sistema. Estas puede ser expresadas en términos de las variables de estado y de las entradas como se muestra en la siguiente formula:

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad \dots(5)$$

Donde:

$$\mathbf{y} = \begin{matrix} y_1 \\ y_2 \\ \dots \\ y_m \end{matrix} \quad \mathbf{g} = \begin{matrix} g_1 \\ g_2 \\ \dots \\ g_m \end{matrix} \quad \dots(6)$$

El vector columna \mathbf{y} es el vector de salidas y \mathbf{g} es el vector de funciones no lineales con relación a las variables de entrada y salida.

3.5.2 LINEALIZACIÓN

Sea \mathbf{x}_0 el vector estado inicial y \mathbf{u}_0 el vector entrada correspondiente al punto de equilibrio donde el pequeño disturbio será investigado. Como \mathbf{x}_0 y \mathbf{u}_0 satisfacen la ecuación (3) se tiene:

$$\dot{\mathbf{x}}_0 = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = \mathbf{0} \quad \dots(7)$$

Se perturba el sistema, quedando de la siguiente forma:

$$\mathbf{x} = \mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x} \quad \mathbf{u} = \mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u} \quad \dots(8)$$

Donde el prefijo Δ denota una perturbación o pequeña variación.

El nuevo estado deberá satisfacer nuevamente la ecuación (3) por lo tanto:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}}_0 &= \dot{\mathbf{x}}_0 + \Delta\dot{\mathbf{x}} \\ &= \mathbf{f}[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})] \end{aligned} \quad \dots(9)$$

Como se asume que las perturbaciones son pequeñas, las funciones no lineales $\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ pueden ser expresadas en términos de expansión por series de Taylor, quedando finalmente en forma linealizada como se muestra en la siguiente formula:

$$\Delta\dot{\mathbf{x}} = [\mathbf{A} \Delta\mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta\mathbf{u}] \quad \dots(10)$$

$$\Delta\mathbf{y} = [\mathbf{C} \Delta\mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta\mathbf{u}] \quad \dots(11)$$

Donde:

A= Matriz característica del sistema de orden $n \times n$.

B=Matriz de entradas del sistema de orden $n \times r$.

C= Matriz de salidas de orden $m \times n$.

D= Matriz que define la proporción de entrada de orden $m \times r$.

3.5.3 EIGENVALORES O VALORES PROPIOS

Los eigenvalores o valores propios de la matriz $[A]$, son definidos como un parámetro escalar λ , para el cual no existen soluciones no triviales para la ecuación siguiente:

$$A\phi = \lambda\phi \quad \dots(12)$$

Donde:

A = Matriz característica de orden $n \times n$.

ϕ = Vector de $n \times 1$.

Para encontrar los eigenvalores la ecuación anterior debe ser escrita en la forma:

$$(A - \lambda I)\phi = 0 \quad \dots(13)$$

Para una solución no trivial se tiene:

$$\det(A - \lambda I)\phi = 0 \quad \dots(14)$$

La expansión del determinante nos da la ecuación característica. Las n soluciones de $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ son los eigenvalores de A .

Los valores propios pueden ser reales o complejos. Si A es real, los eigenvalores complejos siempre ocurren en pares conjugados. Matrices similares tienen eigenvalores idénticos, por lo que una matriz y su transpuesta tendrá los mismos eigenvalores.

3.5.4 EIGENVECTORES (MODE SHAPES)

Para cualquier valor propio λ_i , asociado con la matriz A , le corresponde un vector ϕ_i , diferente de cero que satisfaga la ecuación $A\phi = \lambda\phi$, conocido como eigenvalor derecho de A , entonces se tiene que:

$$A\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad \dots(15)$$

El eigenvector ϕ_i es de la forma:

$$\phi_i = \begin{pmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \dots \\ \phi_n \end{pmatrix} \quad \dots(16)$$

$$\Psi_i A = \lambda_i \Psi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad \dots(17)$$

El eigenvector izquierdo se encuentra asociado con los eigenvalores λ_i de la matriz A.

Los eigenvectores derechos e izquierdos corresponden a diferentes eigenvalores de la matriz A, los cuales son ortogonales, pues los valores λ_i no son iguales a los de λ_j , entonces se tiene que:

$$\Psi_j \phi_i = 0 \quad \dots(18)$$

Para el caso de que los eigenvectores correspondan al mismo valor propio se tiene que:

$$\Psi_i \phi_i = C_i \quad \dots(19)$$

Donde C_i es una constante diferente de cero.

Se normalizan los eigenvectores quedando de la forma:

$$\Psi_i \phi_i = 1 \quad \dots(20)$$

En otras palabras, el i-ésimo elemento del eigenvector ϕ_i mide la actividad de la variable de estado x_k en el i-ésimo eigenvalor, mientras que el j-ésimo elemento del eigenvector Ψ_i es una medida de influencia de dicha actividad sobre el i-ésimo eigenvalor.

3.5.5 FACTORES DE PARTICIPACIÓN

Puesto que la magnitud de los elementos de los eigenvectores es influenciada por las unidades de las variables de estado, el uso de estos valores para la medición de influencia de las variables de estado sobre un eigenvalor es más bien limitado.

Los factores de participación definidos como el producto de las j-ésimas componentes de los eigenvectores derecho e izquierdos asociados con el i-ésimo eigenvalor, esto es:

$$P_{ji} = \Psi_{ji}\Phi_{ij} \quad \dots(21)$$

Estos factores son una medida de la participación relativa de la j-ésima variable de estado en el i-ésimo eigenvalor y viceversa, lo cual permite de manera confiable determinar cuáles son las variables de estado que tiene mayor influencia sobre cualquiera de los eigenvalores del sistema.

3.5.6 EIGENVALORES Y ESTABILIDAD

Dependiendo de la ubicación de los eigenvalores en el plano complejo, se puede clasificar la estabilidad del sistema. Para eigenvalores reales corresponden a un modo no oscilatorio y representa inestabilidad aperiódica, valores negativos representan un modo decreciente. Eigenvalores complejos se presentan en pares conjugados, y cada par corresponde a un modo oscilatorio. Los valores ubicados en el semiplano izquierdo otorgan una respuesta estable, y los ubicados en el semiplano derecho serán inestables. Para realizar una identificación grafica en la figura siguiente se muestran los diferentes casos de localización de valores propios.

La componente real de los eigenvalores otorga el amortiguamiento, y la componente imaginario la frecuencia de oscilación. Una parte negativa real representa una oscilación amortiguada donde la parte positiva muestra una oscilación con amplitud creciente. Por lo tanto, para un par complejo los eigenvalores serán:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad \dots(22)$$

La frecuencia de oscilación en Hz está dada por:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad \dots(23)$$

La constante o razón de amortiguamiento, la cual determina el rango que decrece la amplitud de la oscilación está dada por la ecuación ():

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad \dots(24)$$

Las posibles combinaciones de pares de eigenvalores de la forma $\lambda = \sigma \pm j\omega$ se muestran en la figura 3.2

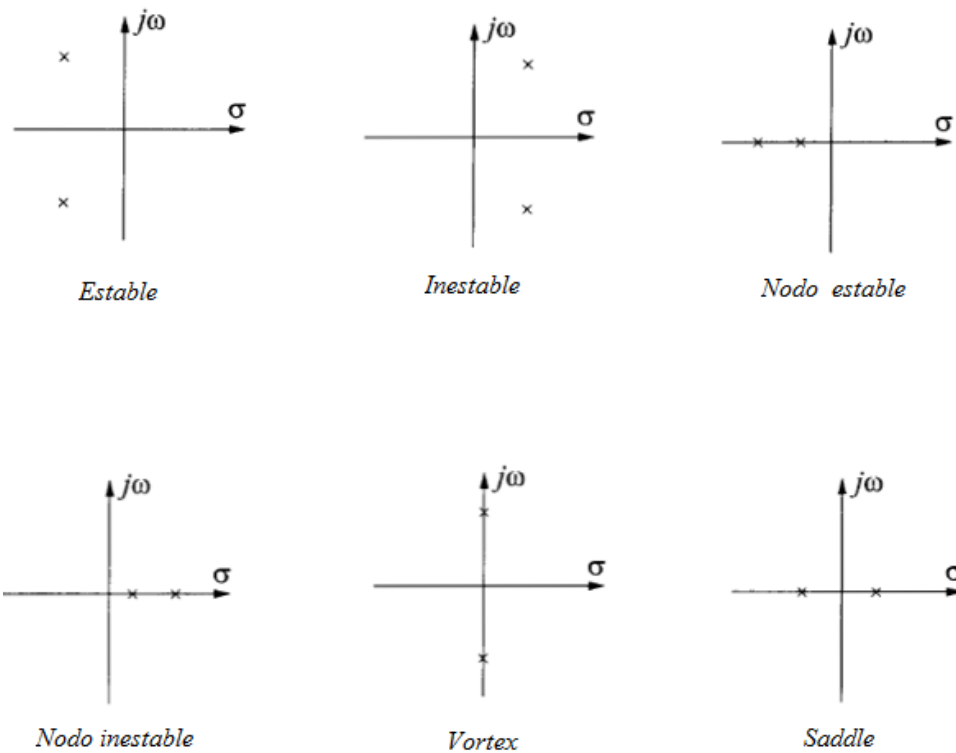


Figura 3.2 Posibles combinaciones de eigenvalores, adaptado de [1].

3.5.7 MÉTODO QR PARA DETERMINAR LOS EIGENVALORES

El método QR es uno de los más importantes y ampliamente usados para la solución de sistemas lineales y el aseguramiento de la estabilidad. El nombre QR proviene del uso de la letra Q para denotar matrices ortogonales y la letra R para expresar matrices triangulares.

Este método encuentra simultáneamente todos los eigenvalores de una matriz. Matrices triangulares tienen sus valores propios en la diagonal principal. Considerando una matriz triangular superior se tiene: λ

$$A = \begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} & u_{13} & \dots & u_{1n} \\ 0 & u_{22} & u_{23} & \dots & u_{2n} \\ 0 & 0 & u_{33} & \dots & u_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & u_{nn} \end{bmatrix} \quad \dots(25)$$

Planteando el problema con la ecuación $(A - \lambda I)$ se tiene que:

$$(A - \lambda I) = \begin{bmatrix} (u_{11} - \lambda) & u_{12} & u_{13} & \dots & u_{1n} \\ 0 & (u_{22} - \lambda) & u_{23} & \dots & u_{2n} \\ 0 & 0 & (u_{33} - \lambda) & \dots & u_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & (u_{nn} - \lambda) \end{bmatrix} \quad \dots(26)$$

El polinomio característico, $|A - \lambda I|$ produce:

$$(u_{11} - \lambda) (u_{22} - \lambda) (u_{33} - \lambda) \dots (u_{nn} - \lambda) = 0 \quad \dots(27)$$

Y las raíces de la ecuación anterior () son los eigenvalores de la matriz A. Por lo que se tiene la expresión:

$$\lambda_i = u_{i,i} \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad \dots(28)$$

El método QR usa transformaciones similares a la transformación de una matriz a su forma triangular. Una transformación similar se define como $A' = M^{-1} A M$ y se dice que las matrices A y A' son similares, por tanto los valores propios de las matrices son idénticos pero no así los eigenvectores.

3.6 OSCILACIONES EN SISTEMAS DE POTENCIA

En un sistema eléctrico de potencia se pueden presentar disturbios, los cuales pueden ser pequeños como una fluctuación en la carga, o de magnitud considerable como la salida de algún elemento del sistema. Este tipo de eventos tienen repercusión en el estado de equilibrio del sistema, el cual puede presentar oscilaciones de las variables de los componentes que lo

conforman. La respuesta dinámica de los elementos será el factor determinante para establecer si serán oscilaciones de alta o baja frecuencia.

Se pueden tener los siguientes modos de oscilaciones:

- Local
- Entre áreas (Inter área)
- Torsional
- Control

3.6.1 MODO LOCAL

Son las más comunes y están asociadas con unidades en una estación de generación, donde un generador o un grupo de generadores oscilan contra el resto del sistema de potencia. Estas oscilaciones típicamente tienen un rango de frecuencia de 1.0 a 2.0 Hz dependiendo de la impedancia del sistema. Pueden ser amortiguadas usando controles de excitación y/o estabilizadores de sistemas de potencia (PSS).

3.6.2 MODO ENTRE ÁREAS (INTER ÁREA)

Este fenómeno se observa en una gran parte de la red. Involucra a un grupo de generadores en una parte del sistema oscilando contra generadores en otras partes del sistema. Son causadas por dos o más grupos de generadores en coherencia interconectados por líneas de transmisión débiles. La frecuencia natural de estas oscilaciones se encuentra entre 0.1 a 1 Hz, resaltando que si se trata de una oscilación entre múltiples grupos de generadores la frecuencia de oscilación está entre 0.4 Hz y 0.7 Hz

3.6.3 MODO TORSIONAL

Este modo se presenta durante la interacción de los controles de excitación, controles de voltaje, compensadores, reguladores de velocidad o cualquier otro tipo de control con la

dinámica del sistema. Las oscilaciones torsionales que se producen entre las partes acopladas pueden variar en frecuencias desde los 10 Hz hasta los 46 Hz.

3.6.4 MODO DE CONTROL

Este modo está asociado con los controles mal sintonizados de los generadores, gobernadores de velocidad, compensadores y convertidores. El rango de frecuencias de este modo de oscilación es de los 4 Hz a 16 Hz.

3.6.5 DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL DE LAS OSCILACIONES

Los sistemas de potencia contienen muchos modos de oscilación debido a una amplia variedad de interacciones entre sus componentes. El amortiguamiento de estos modos de oscilación electromecánicos es un factor crítico para la operación segura del sistema. La transferencia de potencia entre estas máquinas en un sistema de transmisión es una función directa de la separación angular entre sus fasores internos de voltaje.

Como se mencionó en la sección 3.2.3, el par de fuerzas que tiene influencia en las oscilaciones de la máquina pueden ser conceptualmente separadas en dos componentes, de sincronización y amortiguamiento. La componente de sincronización mantiene “juntas” a las máquinas del sistema y es importante para la estabilidad transitoria después de disturbios grandes. Para pequeños disturbios, la componente de sincronización determina la frecuencia de la oscilación.

En la figura 3.3 se muestra la pendiente de la relación potencia-ángulo, donde K representa a la componente de sincronización. La componente de amortiguamiento determina el declive de las oscilaciones y es importante para la recuperación de la estabilidad después de la oscilación inicial.

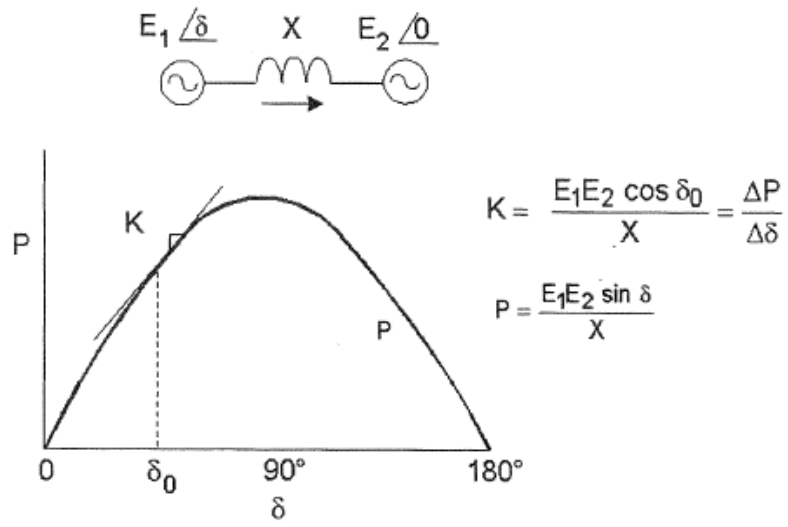


Figura 3.3 Relación ángulo potencia entre dos sistemas.

CAPÍTULO IV

MODELO DE LOS COMPONENTES DE UN SEP PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD

“Toda persona debe decidir una vez en su vida si se lanza a triunfar, arriesgándolo todo, o si se sienta a ver el paso de los triunfadores.”

Thomas A. Edison.

Un modelo matemático siempre trata de representar en una forma real un fenómeno físico. Las características de un modelo son determinadas principalmente por los siguientes tres factores:

- Disponibilidad de datos
- Naturaleza del estudio
- Algoritmo de solución.

Los elementos a modelar en un estudio de estabilidad son:

- Máquina síncrona
- Sistemas de control: Estabilizadores, reguladores automáticos de voltaje
- Red
- Cargas

4.1 MODELO CLÁSICO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA

Una máquina síncrona tiene dos elementos esenciales, el campo y la armadura. Normalmente, el campo está en el rotor y la armadura en el estator. El devanado de campo es excitado por corriente directa. Cuando el rotor es impulsado por una turbina, el campo magnético rotatorio del devanado de campo induce voltajes en los devanados de armadura del

estator. La frecuencia de los voltajes inducidos y de las corrientes resultantes que fluyen en los devanados del estator cuando una carga es conectada dependen de la velocidad del rotor. La frecuencia en magnitudes eléctricas del estator es de este modo sincronizado con la velocidad mecánica del rotor, de ahí la designación de máquina síncrona. [1]

Cuando dos o más máquinas síncronas son interconectadas, los voltajes del estator y las corrientes de todas las máquinas deben tener la misma frecuencia y la velocidad del rotor de cada una es sincronizada a esta frecuencia.

Dado que el objetivo del problema de estabilidad es determinar si las máquinas de un sistema permanecen o no en sincronismo una con otra, las características de esas máquinas síncronas representan una parte importante del problema. [12]

Las máquinas síncronas son clasificadas en dos tipos principales, de rotor cilíndrico y de polos salientes. Los generadores que son impulsados por turbinas de vapor (turbogeneradores) tienen rotores cilíndricos con ranuras en las cuales se colocan los devanados de campo.

La mayoría de los rotores cilíndricos están fabricados con forjas de acero sólido, aunque algunos están conformados por pequeños discos de acero. El número de polos varía y puede ser 2, 4 o 6.

Los generadores que son impulsados por agua (turbinas hidráulicas) tienen rotores de polos salientes y algunos generadores tienen devanados de amortiguamiento. [12]

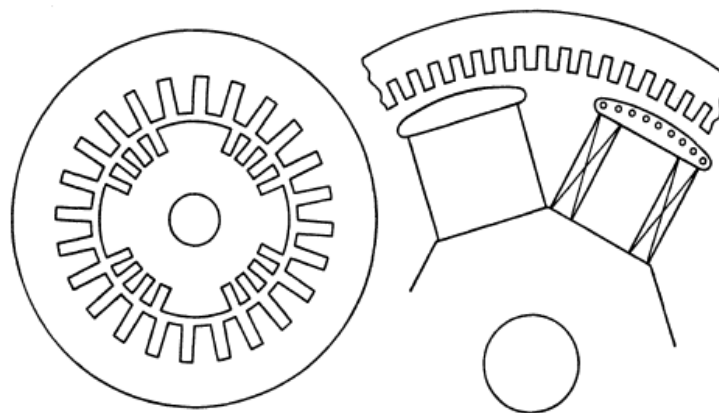


Figura 4.1 Rotor cilíndrico (izquierda), Polos salientes (derecha), adaptado de [12].

A continuación se darán las ecuaciones que modelan la máquina. Las suposiciones principales son:

- No se considera la saturación.
- Cada devanado produce una f.m.m senoidal.
- Se desprecia el efecto de las ranuras del estator en las inductancias del rotor.

Los circuitos de amortiguamiento serán representados por devanados equivalentes, uno en el eje directo y otro en el eje en cuadratura, como se muestra en la figura 4.2

Se consideraran como variables de estado a los eslabonamientos de flujo magnético; $\psi_d, \psi_q, \psi_{kd}, \psi_{fd}$, teniendo en cuenta que también se puede considerar a las corrientes como variables de estado; i_d, i_q, i_{kd}, i_{fd} , ya que $\psi = L i$

A continuación se presentan las ecuaciones de voltaje referidas a los ejes D y Q, se asume que

$$p = \frac{d}{dt}$$

$$v_d = -r_a i_d - \frac{1}{\omega_0} p \psi_d - \frac{\omega}{\omega_0} \psi_q \quad \dots(29)$$

$$v_q = -r_a i_q - \frac{1}{\omega_0} p \psi_q - \frac{\omega}{\omega_0} \psi_d \quad \dots(30)$$

$$v_{fd} = r_{fd} i_{fd} + \frac{1}{\omega_0} p \psi_{fd} \quad \dots(31)$$

$$0 = r_{kd} i_{kd} + \frac{1}{\omega_0} p \psi_{kd} \quad \dots(32)$$

$$0 = r_{kq} i_{kq} + \frac{1}{\omega_0} p \psi_{kq} \quad \dots(33)$$

A continuación se presentan las ecuaciones para el eslabonamiento de flujos en el estator y el rotor.

- Estator:

$$\psi_d = X_d i_d + X_{afd} i_{fd} + X_{akd} i_{kd} \quad \dots(34)$$

$$\psi_q = X_q i_q + X_{akq} i_{kq} \quad \dots(35)$$

- Rotor:

$$\Psi_{fd} = X_{afd}i_{fd} + X_{ffd}i_{fd} + X_{fkd}i_{kd} \quad \dots(36)$$

$$\Psi_{kd} = X_{akd}i_d + X_{fkd}i_{fd} + X_{kkd}i_{kd} \quad \dots(37)$$

$$\Psi_{kq} = X_{aqd}i_q + X_{kkq}i_{kd} \quad \dots(38)$$

Para tener la representación completa de la máquina síncrona se tienen que incluir las ecuaciones mecánicas:

$$\frac{2H}{\omega_0} p \omega = T_m - T_e \quad \dots(39)$$

$$2H p \frac{\omega}{\omega_0} = T_m - T_e \quad \dots(40)$$

$$T_e = \Psi_d i_q - \Psi_q i_d \quad \dots(41)$$

$$p\delta = \omega - \omega_0 \quad \dots(42)$$

En cualquier estudio de estabilidad multimáquinas, el uso de modelos complejos se encuentran varios obstáculos principalmente desde el punto computacional, por lo que para estos estudios se utilizan modelos más simples de la máquina síncrona, tal como el modelo clásico. [7]

La ecuación que gobierna el movimiento del rotor de una máquina síncrona se basa en el principio fundamental de la dinámica que establece que el par de aceleración es el producto del momento de inercia del rotor por su aceleración angular. Para un generador síncrono el par mecánico T_m y el eléctrico T_e son positivos. [1]

El par mecánico T_m tiende a acelerar el rotor en la dirección positiva θ_m de rotación. El par eléctrico T_e corresponde a la potencia neta entrehierro en la máquina tomando la potencia de salida total del generador más las pérdidas por el efecto Joule en el devanado de la armadura. En la operación estado estable del generador T_m y T_e son iguales y el par de aceleración T_a es cero. En este caso no hay aceleración o desaceleración de la masa del rotor y la velocidad constante que resulta es la velocidad síncrona. En un motor síncrono, la dirección del flujo de la potencia es opuesta a la del generador. [1]

Se considera entonces el modelo clásico como una fuente de voltaje constante detrás de la reactancia transitoria, como se muestra en la figura 4.3

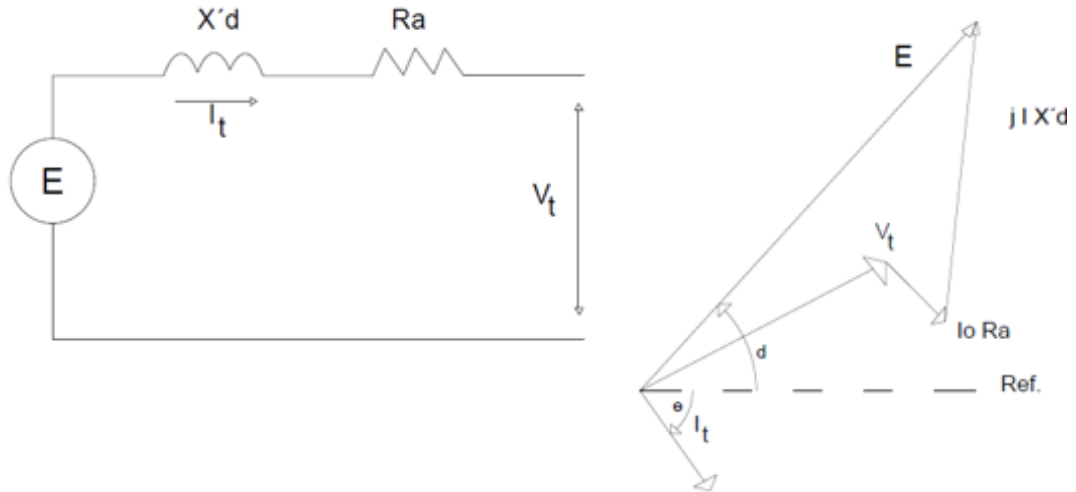


Figura 4.2 Cto equivalente y diagrama fasorial del modelo clásico del generador, adaptado de [7].

$$E \text{ O } V_t + R_a I_t + j x'd I_t = V_t + (R_a + j x'd) I_t \quad \dots(43)$$

Donde R_a puede ser despreciada por ser muy pequeña a la reactancia.

La eficiencia y cambios en los eslabonamientos de flujo se pueden tomar en cuenta y en una forma simple considerando el diagrama fasorial obtenido de las ecuaciones del modelo, como se puede observar en la figura 4.4

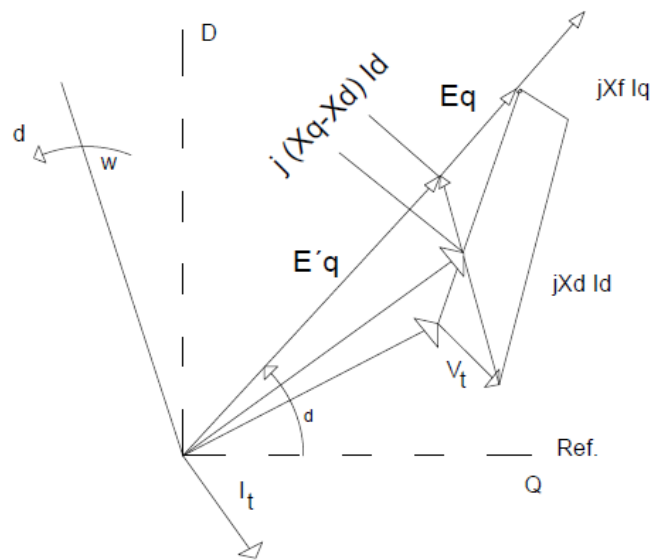


Figura 4.3 Diagrama fasorial del modelo clásico, adaptado de [7].

La composición del eje Q se puede determinar calculando el voltaje E_q

$$E_q = V_t + (R_a + j X_q) I_t \quad \dots(44)$$

La magnitud de E_q no es constante, pero los eslabonamientos de campo si se pueden considerar constante, de forma que $E_q = cte$.

Si E'_q es dependiente de las variaciones de voltaje de campo, se tiene que:

$$\frac{d E'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} (E_{fd} - E_I) \quad \dots(45)$$

Donde:

$$E_{fd} = \text{Voltaje de campo}$$

$$E_I = \text{Voltaje proporcional a la corriente de campo}$$

$$E_I = V_t + r_a I_{tr} + jX_d I_d + jX_q I_q \quad \dots(46)$$

4.2 MODELO DE LA RED

Todos los elementos del sistema de transmisión se pueden normar por impedancias constantes a la frecuencia nominal, lo que quiere decir que estarán en términos de sus equivalentes en estado permanente. [7]

Líneas de transmisión: Normalmente es representada por el equivalente π .

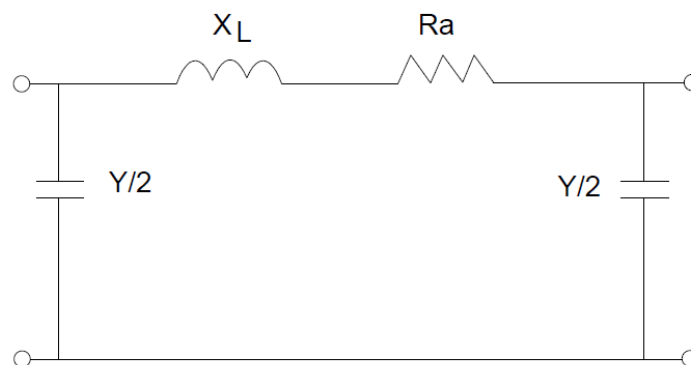


Figura 4.4 Cto equivalente de una línea de transmisión, adaptado de [7].

Transformadores:

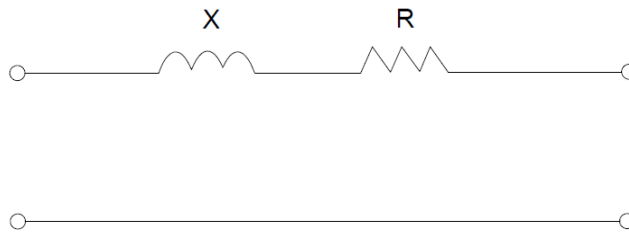


Figura 4.5 Cto equivalente de un transformador, adaptado de [7].

Elementos compensadores: Capacitores y reactores, se presentan para una reactancia en serio o en paralelo.

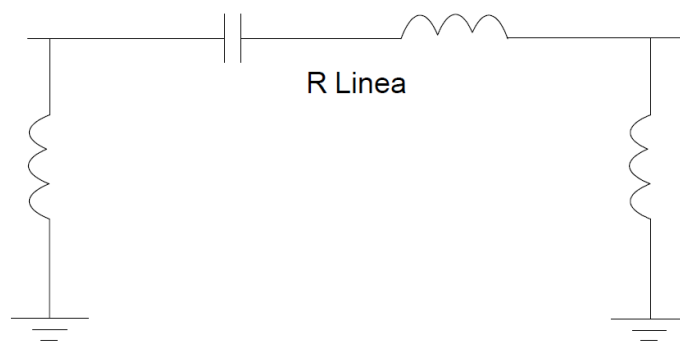


Figura 4.6 Cto equivalente de elementos de compensación, adaptado de [7].

Modelo de cargas: el modelo de estos elementos juegan un papel muy importante en los estudios de estabilidad. Las cargas se pueden considerar dependientes del voltaje y de la frecuencia, pero debido a que los cambios de frecuencia son pequeños, es usual representarlas como elementos no lineales dependientes del voltaje tales como:

- Impedancias constantes
- Potencia constante
- Corriente constante

Usualmente las ecuaciones de la red son representadas por las ecuaciones de nodos en estado permanente.

$$I = Y V \quad \dots(47)$$

$$I_i = Y_m V_i + \dots + Y_{im} V_m \quad \dots(48)$$

$$I_m = Y_{m1} V_1 + \dots + Y_{mm} V_m \quad \dots(49)$$

$$Y_{ii} = \Sigma \text{ admitancias incidentes en el nodo} \quad \dots(50)$$

$$Y_{ij} = \Sigma \text{ negativa de admitancias entre nodos} \quad \dots(51)$$

$$Y_{11} = Y_a + Y_o \quad \dots(52)$$

$$Y_{12} = 0 \quad \dots(53)$$

$$Y_{13} = -Y_b \quad \dots(54)$$

$$Y_{23} = -(Y_d + Y_e) \quad \dots(55)$$

$$Y_{31} = -Y_b \quad \dots(56)$$

$$Y_{21} = 0 \quad \dots(57)$$

$$Y_{22} = Y_d + Y_e \quad \dots(58)$$

$$Y_{33} = Y_b + Y_c + Y_d + Y_e \quad \dots(59)$$

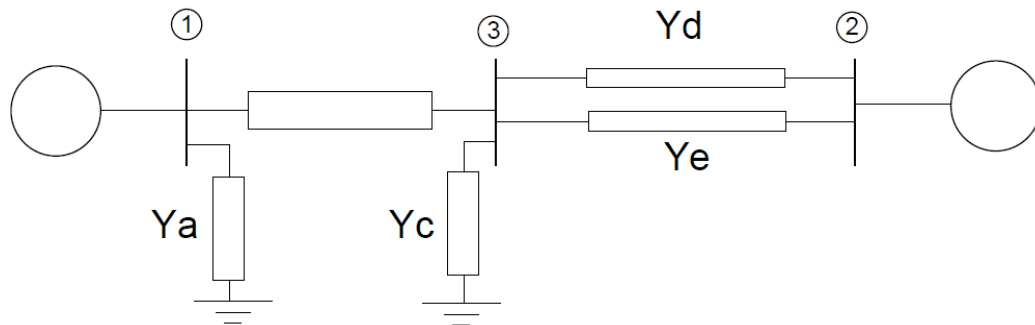


Figura 4.7 Cto equivalente de una red, adaptado de [7].

La relación entre el marco de referencia de la red y el marco de referencia del rotor de las máquinas se debe considerar cuando las máquinas se modelan en el eje d y q, para así conectar máquina con red. [7]

4.3 SISTEMAS DE EXCITACIÓN

La función básica de un sistema de excitación es la de aportar corriente directa al devanado de campo de la máquina síncrona. Además, el sistema de excitación desempeña funciones de control y protección esenciales para el correcto comportamiento del sistema de potencia, controlando el voltaje de campo y por consiguiente la corriente de campo. [1]

Las funciones del control incluyen la mejora de la estabilidad del sistema mediante el control del voltaje y el flujo de potencia reactiva. Las funciones de protección aseguran que no se excedan los límites de capacidad de la máquina síncrona, sistema de excitación y de otros equipos. [12]

Estos límites son acotados por diversos factores, como la falla en el aislamiento en el rotor por alto voltaje de campo, calentamiento del rotor por alta corriente de campo, calentamiento en el estator por alta corriente de carga en la armadura, calentamiento del núcleo por operación en subexcitación y calentamiento por exceso de flujo. Los límites térmicos tienen características dependientes del tiempo, y la capacidad a corto plazo de una sobre carga en los generadores se puede extender de 15 a 60 segundos. [12]

La figura 4.8 muestra el diagrama a bloques de un sistema de excitación.

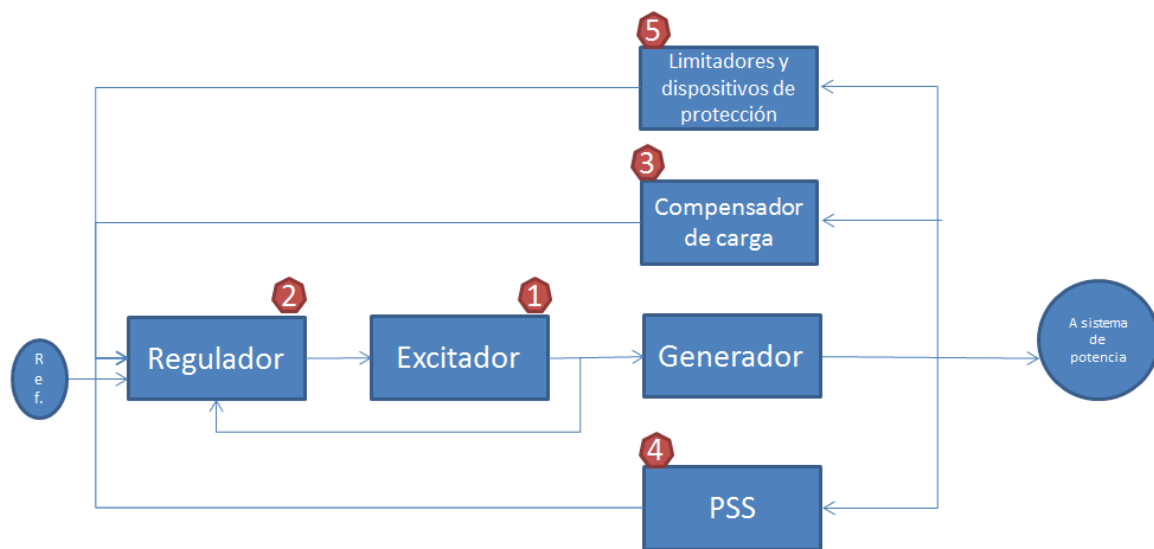


Figura 4.8 Diagrama de bloques de un generador con sistema de excitación, adaptado de [1]

1. Excitador: Provee la potencia en dc al devanado de campo de la máquina síncrona.
2. Regulador: Procesa y amplifica las señales de entrada a un nivel y forma apropiada para el control del excitador. Incluyendo funciones estabilizadoras de regulación y excitación (rango de retroalimentación o compensación “*led-lag*”).
3. Transductor de voltaje y compensador de carga: Obtiene el voltaje del generador, rectifica y filtra a una cantidad en DC para poder compararlo con una referencia que representará el voltaje deseado.
4. Estabilizador de sistema de potencia: provee una señal adicional de entrada al regulador para amortiguar las oscilaciones del sistema de potencia. Algunas de las señales usadas son la variación en la velocidad del rotor, la potencia de aceleración y la variación en la frecuencia.
5. Circuitos de protección: Incluyen un amplio arreglo de funciones de control y protección que aseguran que no se excedan los límites del excitador y la máquina síncrona.

Los sistemas de excitación se clasifican de la siguiente manera:

- Sistemas de excitación DC.
- Sistemas de excitación AC.
- Sistemas de excitación estáticos.

4.3.1 SISTEMA DE EXCITACIÓN DC

Esta categoría usa generadores de DC como fuente de potencia de excitación y proveen corriente al rotor de la máquina síncrona a través de los anillos. La figura 4.9 presenta el modelo usado para representar un excitador rotativo de DC, el cual es usado en todos los modelos de excitación tipo DC y puede ser excitado en separación o auto excitado. El valor de la ganancia de retroalimentación K_e denota la configuración del reóstato de campo en derivación, por lo que en caso de tener un valor de 0, este indicará que se tiene la configuración autoexcitado, caso contrario al tener un valor de 1, el cual representa excitación separada. El termino $S_e(E_{FD})$ es una función no lineal con valores definidos en dos o más valores del voltaje de de campo del generador E_{FD} . [13]

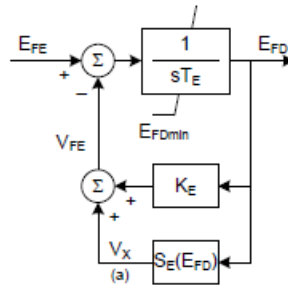


Figura 4.9 Modelo del sistema de excitación DC

4.3.2 SISTEMA DE EXCITACIÓN AC

Estos sistemas usan un alternador de AC y rectificadores que pueden ser estacionarios o rotativos, para producir los requerimientos de dc de campo del generador. Los efectos de la carga en estos excitadores son significativos, y el uso de la corriente de campo del generador como una entrada a los modelos, permite que estos efectos sean representados con precisión. La figura 4.10 muestra el diagrama a bloques del modelo, con rectificadores no controlados. El efecto de la corriente de carga I_{FD} en el voltaje de salida del alternador V_E causa una retroalimentación que incluye la constante K_D . Una señal proporcional a la corriente de campo del excitador V_{FE} se deriva de la suma de señales del voltaje de salida del excitador V_E multiplicado por $K_E + S_E(V_E)$ y la corriente de campo del generador I_{FD} multiplicado por el término de demagnetización K_D . [13]

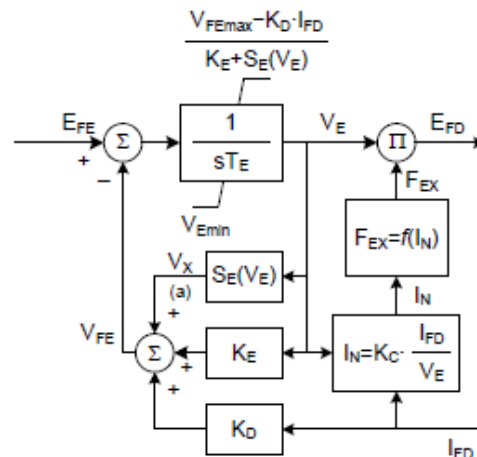


Figura 4.10 Modelo del sistema de excitación AC

4.3.3 SISTEMA DE EXCITACIÓN ST

En estos sistemas de excitación, el voltaje es transformado a un nivel apropiado. Los rectificadores, ya sean controlados o no, proveen la corriente directa necesaria para el campo del generador.

Aunque algunos de estos sistemas permiten forzar el voltaje de campo a un valor negativo, no se debe suministrar corriente de campo negativa. El límite superior de voltaje es bastante alto, y los limitadores de corriente de campo son usados para proteger el excitador y el rotor del generador, con lo que frecuentemente se incluye elementos instantáneos y con retardo de tiempo, para que los modelos tengan la flexibilidad aun con la conexión de dichos limitadores. [13]

4.3 ESTABILIZADORES DE POTENCIA (PSS)

Para compensar el amortiguamiento negativo introducido por el regulador de voltaje y mejorar el amortiguamiento en el sistema en general, se introducen medios artificiales de producción de pares en fase con la velocidad. [15]

Las redes usadas para generar estas señales son los estabilizadores de sistema de potencia (PSS), las señales de estos estabilizadores pueden ser el cambio de velocidad, frecuencia eléctrica y la potencia de aceleración.

En la figura 4.11 se muestran los principales componentes de un estabilizador de potencia. La salida del estabilizador deberá compensar los retrasos del tiempo del sistema de excitación y del generador. Esta compensación de fase es realizada por una función de adelanto-atraso que proporciona adelanto de fase sobre el rango de frecuencias de interés. [15]

Esta señal es amplificada hasta cierto nivel deseado y es enviada a un módulo de restablecimiento. El limitador de salida mantiene la señal de control dentro de ciertos límites previniendo al estabilizador de interferir la operación normal de regulador de voltaje durante disturbios severos en el sistema. [15]

El bloque de restablecimiento es seleccionado tal que active al estabilizador cuando las oscilaciones inicien y lo desactive cuando las oscilaciones cesen, es decir, que no debe interferir con la función regular del sistema de excitación durante la operación en estado estable a la frecuencia del sistema. Sus valores son seleccionados de tal manera que no tenga ningún efecto sobre la fase o la ganancia del estabilizador a la frecuencia de oscilación. [15]



Figura 4.11 Modelo del estabilizador de potencia, adaptado de [15].

Ocurre también que los ajustes diseñados para suprimir oscilaciones entre áreas, pueden no ser efectivas al amortiguar oscilaciones locales de máquinas. De tal manera, que los procedimientos de ajuste para los estabilizadores generalmente involucran estudios de la máquina y el sistema.[15]

CAPÍTULO V

APLICACIÓN Y RESULTADOS DEL ESTUDIO DE PEQUEÑOS DISTURBIOS EN EL SISTEMA DE PRUEBA DE DOS ÁREAS

“Para el optimista, el vaso está medio lleno. Para el pesimista, el vaso está medio vacío, para el ingeniero, el vaso es el doble de grande de lo que debería ser.”

Anónimo.

En este capítulo se muestra en análisis de estabilidad ante pequeños disturbios en el sistema de referencia de 2 áreas 4 generadores, el cual, permite observar el comportamiento de cada una de las máquinas y nos da un aproximado del comportamiento del sistema. Se utiliza la versión modificada del sistema de Kundur [1] (12.6), pues se implementan múltiples circuitos paralelos. Dicho sistema se encuentra en [14], cuyos resultados se usarán para validar lo obtenido en esta sección.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DOS ÁREAS

En la figura 5.1 se muestra el diagrama unifilar del sistema de 2 áreas 4 generadores, todas las líneas de transmisión son de 230 kV y están representadas por secciones π . Los datos de las líneas se muestran en la tabla 5.1, y los valores de los buses incluyendo las magnitudes de voltaje y ángulos de la solución de flujos de potencia del caso base se presentan en la tabla 5.2

El sistema consiste en dos áreas idénticas interconectadas por dos líneas de transmisión largas, en cada área se encuentran dos generadores, en las barras 1 y 2 del área 1, y en las barras 3 y 4 del área 2. Las cargas se encuentran en la barra 7 para el área 1 y en la barra 9 para el área 2. La barra 3 actúa como el bus de compensación. La barra 8 es el centro de la interconexión entre las dos áreas. Se encuentran transformadores elevadores entre las barras 1 y 5, 2 y 6 para el área 1 y entre las barras 4 y 10, 3 y 11 para el área 2.

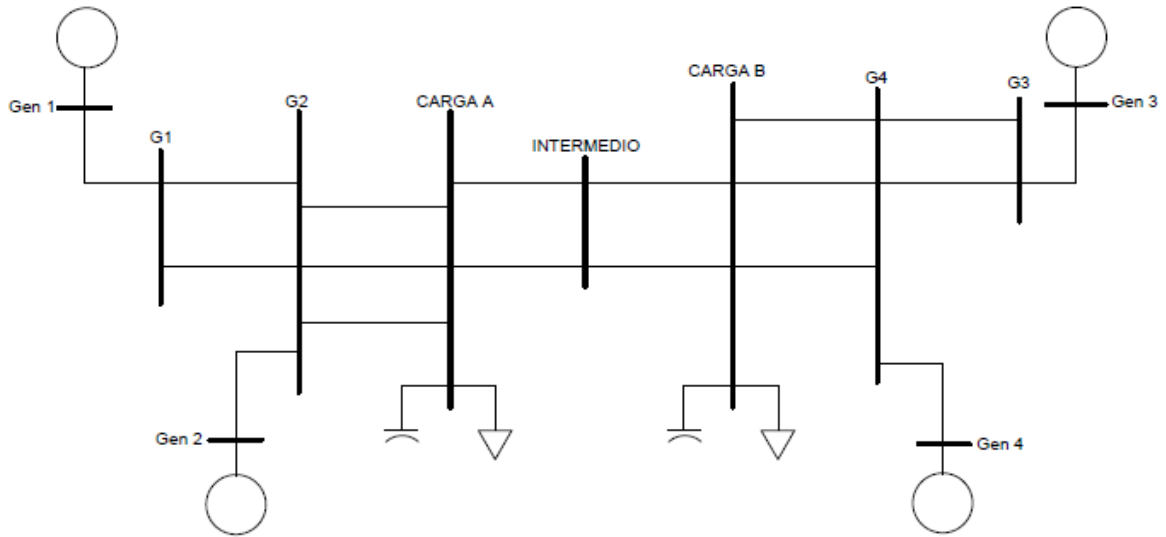


Figura 5.1 Diagrama unifilar del sistema de 2 áreas.

Tabla 5.1 Datos de las líneas de transmisión.

| De barra a barra | Circuito | R (%) | X (%) | Cargabilidad | Longitud (km) |
|------------------|----------|-------|-------|--------------|---------------|
| 5-6 | 1 | 0.50 | 5.0 | 2.1875 | 25 |
| | 2 | 0.50 | 5.0 | 2.1875 | 25 |
| 6-7 | 1 | 0.30 | 3.0 | 0.5833 | 10 |
| | 2 | 0.30 | 3.0 | 0.5833 | 10 |
| | 3 | 0.30 | 3.0 | 0.5833 | 10 |
| 7-8 | 1 | 1.10 | 11.0 | 19.2500 | 110 |
| | 2 | 1.10 | 11.0 | 19.2500 | 110 |
| 8-9 | 1 | 1.10 | 11.0 | 19.2500 | 110 |
| | 2 | 1.10 | 11.0 | 19.2500 | 110 |
| 9-10 | 1 | 0.30 | 3.0 | 0.5833 | 10 |
| | 2 | 0.30 | 3.0 | 0.5833 | 10 |
| | 3 | 0.30 | 3.0 | 0.5833 | 10 |
| 10-11 | 1 | 0.50 | 5.0 | 2.1875 | 25 |
| | 2 | 0.50 | 5.0 | 2.1875 | 25 |

Tabla 5.2 Datos de las barras y solución de flujos de potencia del caso base

| Barra | Nombre | kV Base | Tipo | Voltaje (p.u.) | Ángulo(°) |
|--------------|---------------|----------------|--------------|-----------------------|------------------|
| 1 | Gen 1 | 20 | PV | 1.0300 | 20.07 |
| 2 | Gen 2 | 20 | PV | 1.0100 | 10.31 |
| 3 | Gen 3 | 20 | Compensación | 1.0300 | -7.00 |
| 4 | Gen 4 | 20 | PV | 1.0100 | -17.19 |
| 5 | G1 | 230 | PQ | 1.0065 | 13.61 |
| 6 | G2 | 230 | PQ | 0.9781 | 3.52 |
| 7 | Carga A | 230 | PQ | 0.9610 | -4.89 |
| 8 | Intermedio | 230 | PQ | 0.9486 | -18.76 |
| 9 | Carga B | 230 | PQ | 0.9714 | -32.35 |
| 10 | G4 | 230 | PQ | 0.9835 | -23.94 |
| 11 | G3 | 230 | PQ | 1.0083 | -13.63 |

Se obtiene la solución de flujos de potencia para conocer las condiciones de estado estable, las magnitudes de voltaje en las barras y los ángulos son calculados usando las ecuaciones algebraicas no lineales de la red. El estudio de flujos es importante, es requerido para tener el punto de inicio de la simulación dinámica. Los resultados obtenidos con flujos de potencia servirán para inicializar las variables de estado, así como para linealizar el sistema alrededor de un punto de operación.

Es importante mencionar que la combinación de las propiedades físicas del sistema con los ajustes de los sistemas de excitación favorece la aparición de modos de oscilación inter área, el cual es uno de los objetivos principales de este sistema de estudio.

Todos los transformadores de las unidades de generación (GSU) son de 900 MVA y tienen una reactancia de dispersión del 15% sobre la base del transformador. La resistencia de los devanados y las corrientes de magnetización son ignoradas. En la tabla 5.3 se presentan los datos de estos equipos.

Tabla 5.3 Datos de los GSU

| De barra a barra | Tap (p.u) | R (%) | X (%) | MVA base |
|------------------|-----------|-------|-------|----------|
| 1-5 | 1 | 0.00 | 15.0 | 900 |
| 2-6 | 1 | 0.00 | 15.0 | 900 |
| 3-11 | 1 | 0.00 | 15.0 | 900 |
| 4-10 | 1 | 0.00 | 15.0 | 900 |

Se conectan dos bancos de capacitores en los buses 7 y 9 de 230 kV, los valores a voltaje nominal se muestran en la tabla 5.4. También en dichos buses se conectan dos cargas, que durante la simulación dinámica son representadas con una corriente característica constante para la potencia activa y una admitancia constante para la potencia reactiva.

Los valores de estas cargas se muestran en la tabla 5.4

Tabla 5.4 Datos del banco de capacitores y las cargas.

| Barra | Banco de Capacitores | Carga | |
|-------|----------------------|--------|----------|
| | Q (Mvar) | P (MW) | Q (Mvar) |
| 7 | 200 | 967 | 100 |
| 9 | 350 | 1767 | 100 |

5.2 CASOS DE ESTUDIO Y RESULTADOS DE SIMULACIÓN

Se realizan los estudios de estabilidad ante pequeños disturbios usando el modelo del generador de rotor cilíndrico representado en PSS/E por el modelo *GENROE*, los parámetros asociados y el modelo se encuentran detallados en el Anexo A. La configuración y parámetros del modelo dinámico se usará para todas las unidades de generación, únicamente cambiarán las constantes de inercia. También se presentan simulaciones con diferentes modelos de sistemas de excitación de los generadores, tanto rotativos como estáticos, puntualmente los modelos de

PSS/E ESDC1A y ESST1A, cuya descripción se encuentra detallada en Anexo B y Anexo C respectivamente.

Finalmente, se presentan simulaciones usando estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) representados mediante el modelo de IEEEEST. Los parámetros y descripción de este modelo se especifican en el Anexo D con el objetivo de analizar cómo influye el rendimiento de los estabilizadores al mitigar los modos inter área que se presentan en el sistema de prueba.

Se realizarán los siguientes casos:

1. Conexión en la barra 8 (intermedio) de un reactor de 50 MVar.
2. Aplicación de pasos en el voltaje de referencia.

El caso 1 es aplicado en las siguientes configuraciones de generadores y sus sistemas de control:

- Generadores en control manual: Sistema sin regulador automático de voltaje.
- Generadores con sistema de excitación ESDC1A con $K_a=20$ y $K_a=200$
- Generadores con sistema de excitación ESST1A con y sin TGR
- Generadores con sistema de excitación ESST1A sin TGR, con valores de estabilizador propuesto en [1].
- Generadores con sistema de excitación ESST1A sin TGR, con valores de estabilizador propuesto en [2].

El caso 2 se aplica en todas las configuraciones anteriores, excepto en la configuración del sistema sin regulador automático de voltaje.

El objetivo principal de los disturbios seleccionados es evaluar el comportamiento de cada una de las variables tanto de las máquinas como de sus controles, analizar la efectividad de los estabilizadores en proveer amortiguamiento de las oscilaciones, identificar los modos de oscilación presentes durante los casos y mediante el uso de los factores de participación determinar las variables que tienen mayor acción sobre el sistema.

Para la primera sección se realizan las simulaciones dinámicas y se elige graficar las magnitudes de la potencia activa, ángulos de los rotores y voltaje en terminales de los generadores.

5.2.1 GENERADORES EN CONTROL MANUAL, CASO 1

Se realiza la conexión de un reactor de 50 MVar en el punto intermedio del sistema, ubicado en la barra 8, en $t=1.0$ seg. El disturbio es liberado 100 ms después, sin cambios en la topología del sistema.

En la figura 5.2 se muestra la respuesta final de la potencia activa de las cuatro máquinas en por unidad usando los MVA base del sistema, cuando los sistemas de excitación son operados en modo manual (voltaje de campo constante).

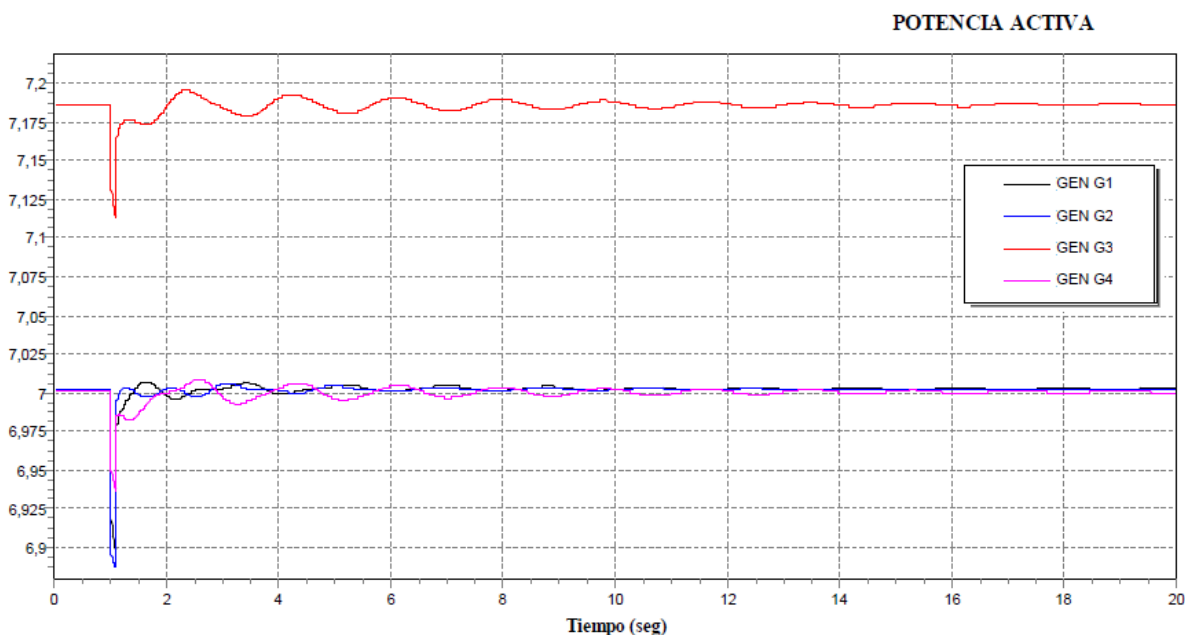


Figura 5.2 Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVar caso 1.

Al aplicarse un escalón en la potencia de demanda mediante la conexión del reactor en la barra intermedia de las dos 2 áreas, se tiene un comportamiento de los generadores casi estable, pues la oscilación presentada en $t=1.0$ segundos de la figura 5.2 muestra una amplitud insignificante, recobrando el estado estable cerca del segundo 18.

La figura 5.3 muestra la magnitud de los ángulos, mientras que en la figura 5.4 se exponen los valores de los voltajes en terminales de cada generador. Magnitudes cuyo comportamiento nos refieren nuevamente, que a pesar de tener un pequeño disturbio, las máquinas son capaces de

regresar a su estado de estabilidad. Los valores en por unidad del voltaje en las barras de los generadores servirán como referencia para casos posteriores, donde, mediante el uso de controles, se buscara reducir su rango de abatimiento y oscilación.

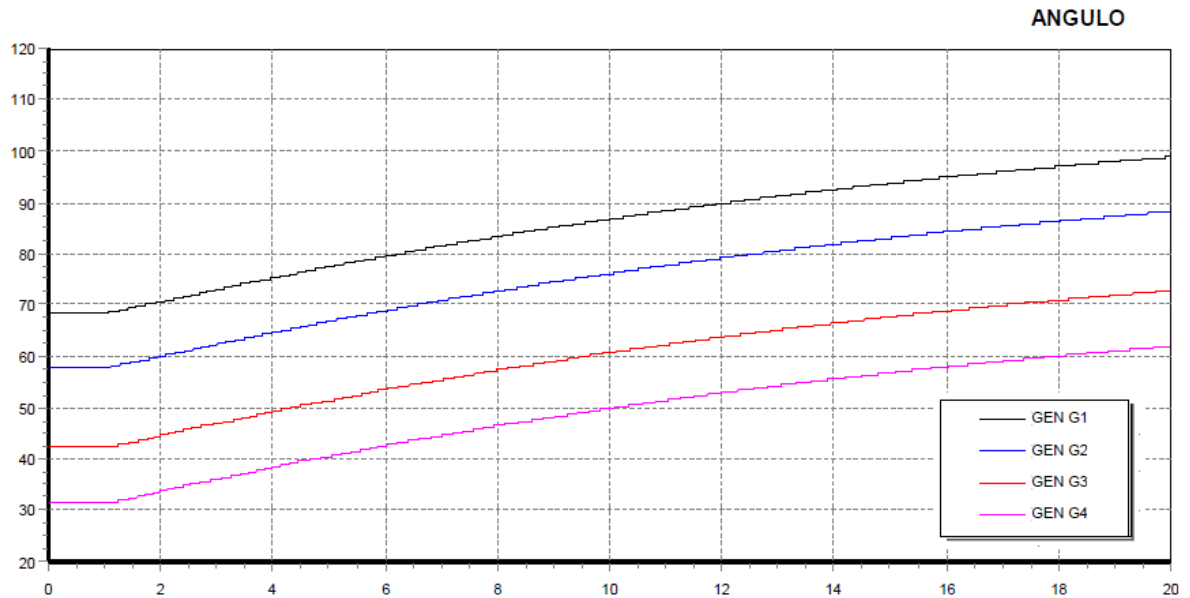


Figura 5.3 Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVar caso 1.

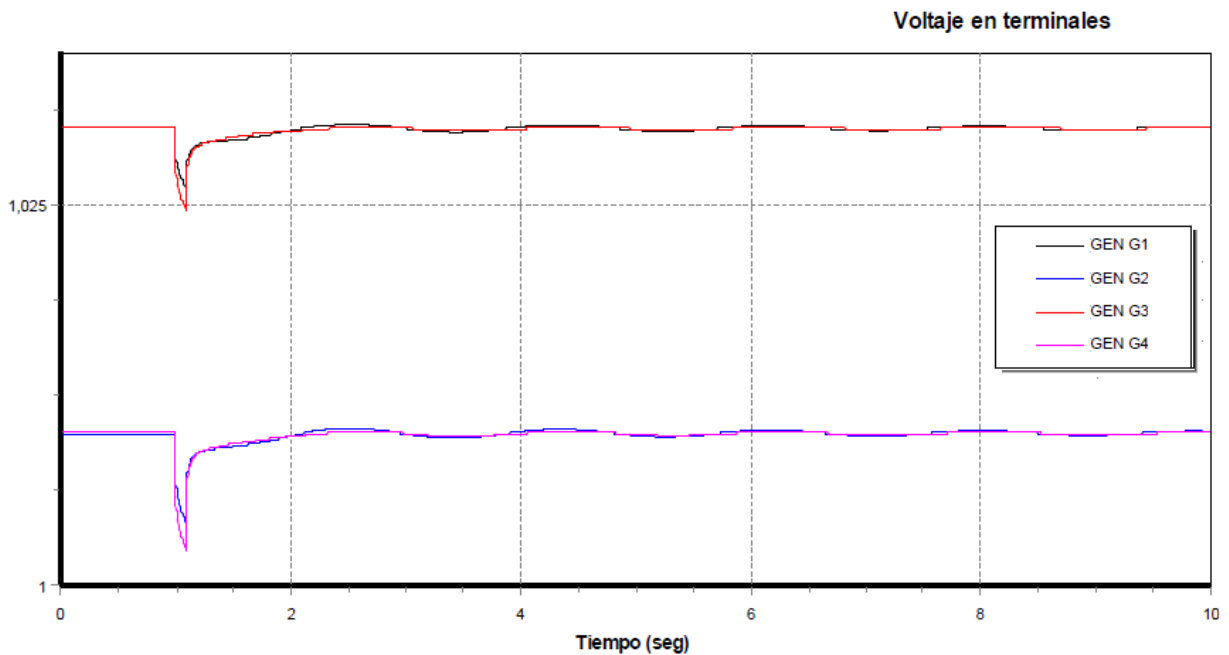


Figura 5.4 Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVar caso 1.

5.2.2 GENERADORES CON S.E. ESDC1A CON $K_a=20$, CASO 1

La figura 5.5 muestra las salidas de potencia de los generadores, para la conexión de un reactor de 50 MVar conectado en la barra 8, usando una ganancia $K_a=20$ pu en el sistema de excitación ESDC1A.

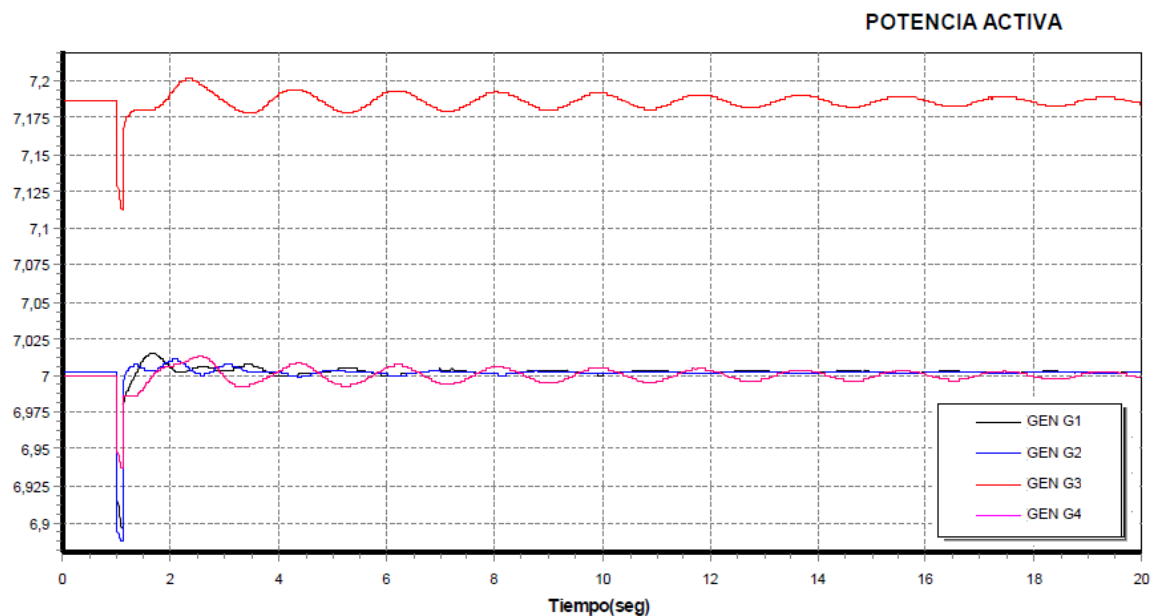


Figura 5.5 Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVar caso 2.

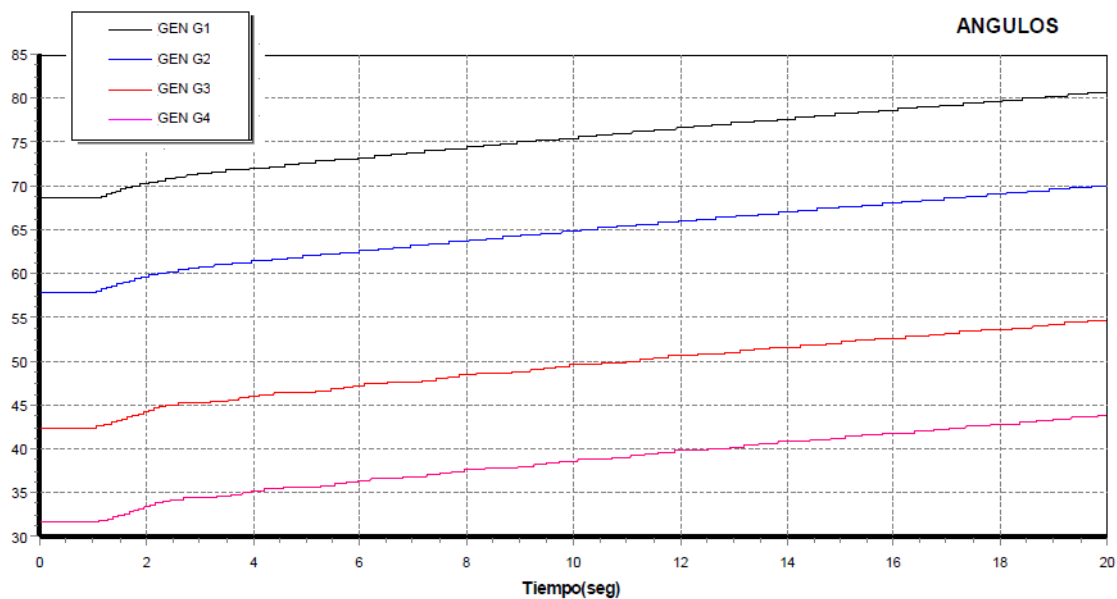


Figura 5.6 Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVar caso 2.

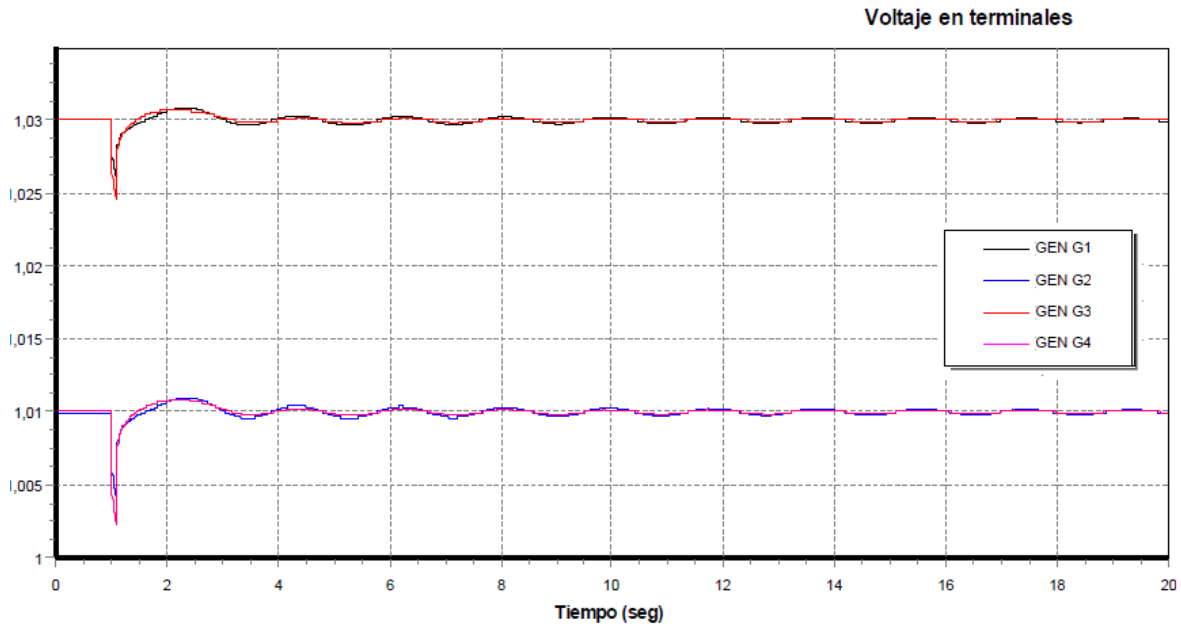


Figura 5.7 Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAR caso 2.

En la figura 5.5 se puede apreciar que la potencia de salida de los generadores tiene oscilaciones y conforme pasa del segundo 10 al 18 se van amortiguando. En cuanto a los ángulos de los generadores se nota una disminución, de 20 grados respecto al caso en control manual. De manera similar con el voltaje en terminales, se tienen oscilaciones del segundo 1 al 10, y después se logra tener un estado transitorio estable, con variaciones menores comparado con el caso en control manual, por lo que se puede establecer que el ajuste en sistema de excitación fue el adecuado para este caso en particular.

5.2.3 GENERADORES CON S.E. ESDC1A CON $K_a=20$, CASO 2

En esta simulación se utilizara el mismo control de excitación ESDC1A que en el caso anterior, con la diferencia que ahora el disturbio corresponde a cambios simultáneos en los voltajes de referencia de todas las unidades generadoras, aplicado el cambio en $t=1$ seg. Los pasos en los voltajes se muestran en la tabla 5.5.

Se mantiene en uso la ganancia $K_a=20$ pu en el sistema de excitación ESDC1A en todos los generadores del sistema.

Tabla 5.5 Pasos de voltaje de referencia aplicados a las máquinas

| GENERADOR | PASO EN Vref |
|-----------|--------------|
| G1 | 3% |
| G2 | -1% |
| G3 | -3% |
| G4 | 1% |

La figura 5.8 muestra las salidas de potencia de las cuatro máquinas para los cambios en el voltaje de referencia, considerando una ganancia $K_a=20$ en el sistema de excitación representado por el modelo ESDC1A.

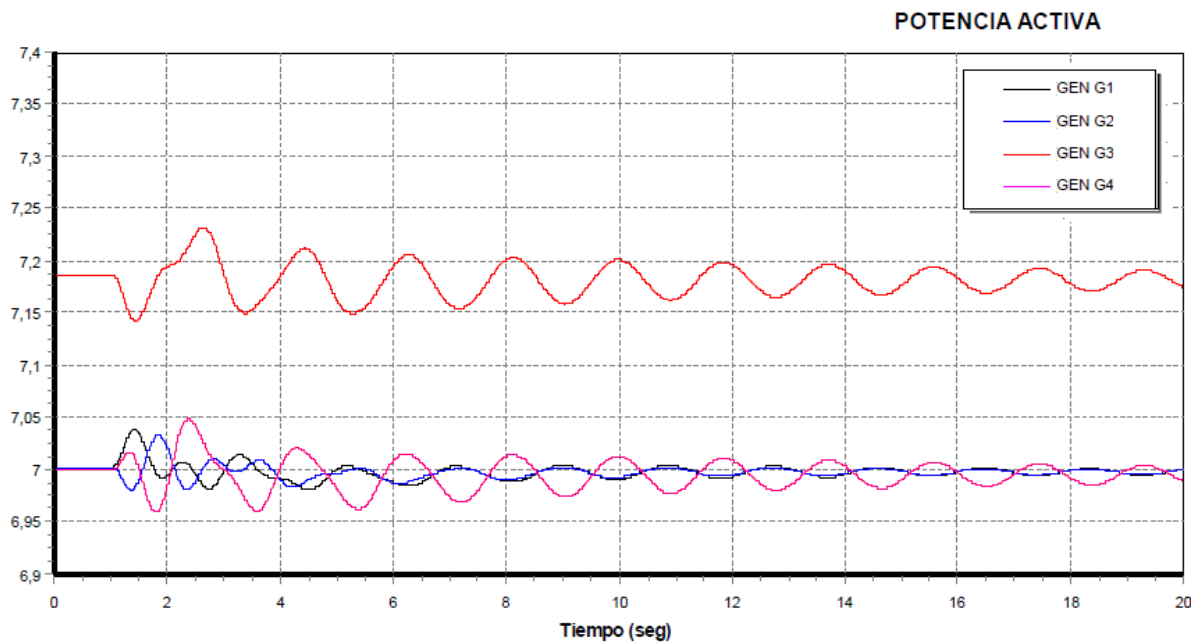


Figura 5.8 Potencia activa de salida en los generadores, ante pasos del Vref caso 2.

En la gráfica de la potencia en las máquinas de la figura 5.8, se puede observar que para este tipo de disturbio el control no logró amortiguar por completo las oscilaciones antes del segundo 20, alcanzando la estabilidad del sistema después de este tiempo. Aunque si tiene un control en el suavizado de las ondas, la respuesta no fue del todo rápida.

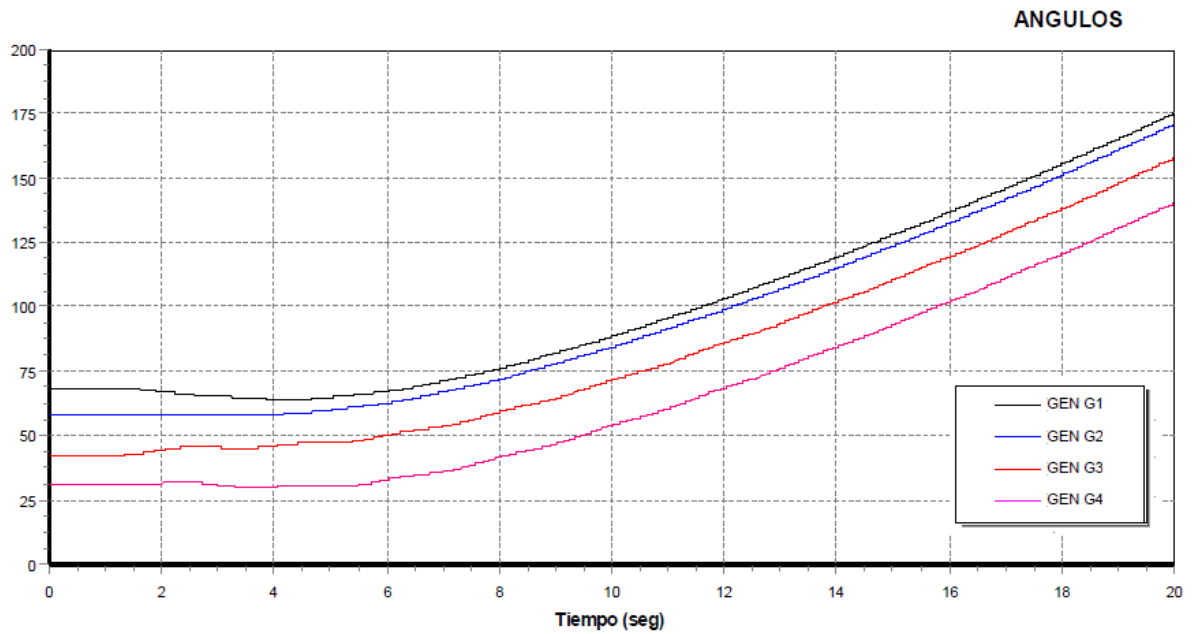


Figura 5.9 Ángulos de los generadores, ante pasos del Vref caso 2.

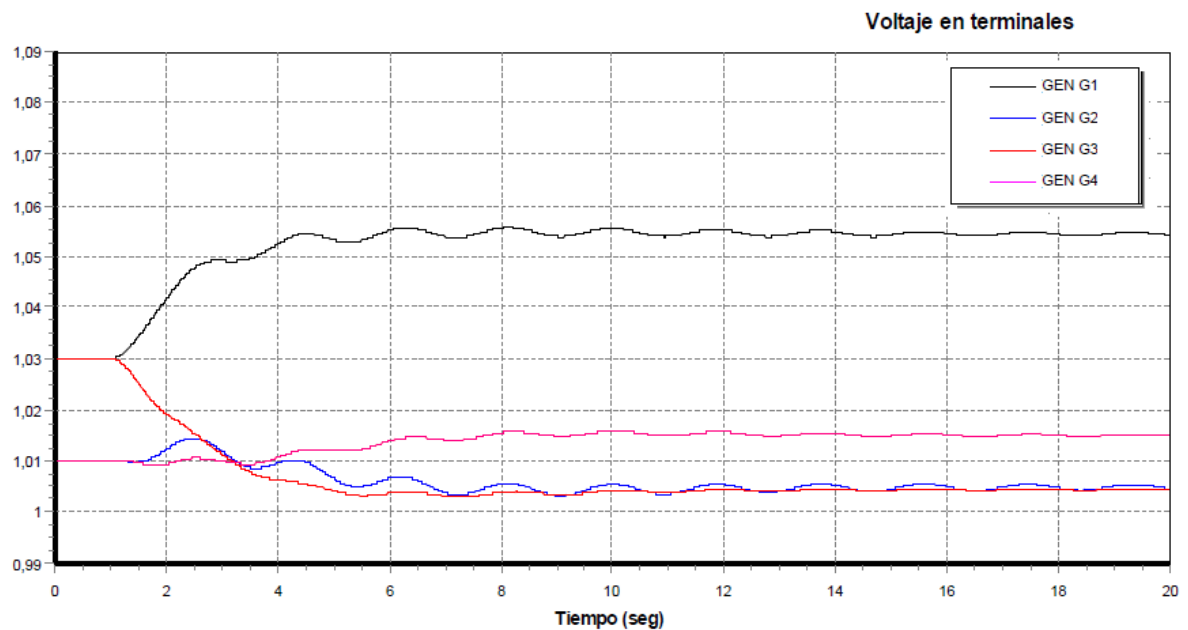


Figura 5.10 Voltaje en terminales de los generadores, ante pasos del Vref caso 2.

En complemento del análisis de la salida de las potencias, se puede observar que los ángulos de los generados presentan una apertura considerable en forma exponencial, llegando hasta 175° al final de la simulación.

5.2.4 GENERADORES CON S.E. ESDC1A CON $K_a=200$, CASO 1

La figura 5.11 muestra las salidas de potencia de los generadores, para la conexión de un reactor de 50 MVA_r conectado en la barra 8, esta vez se usa una ganancia $K_a=200$ pu en el sistema de excitación ESDC1A.

La figura 5.12 muestra la magnitud de los ángulos, mientras que en la figura 5.13 se exponen los valores de los voltajes en terminales de cada generador.

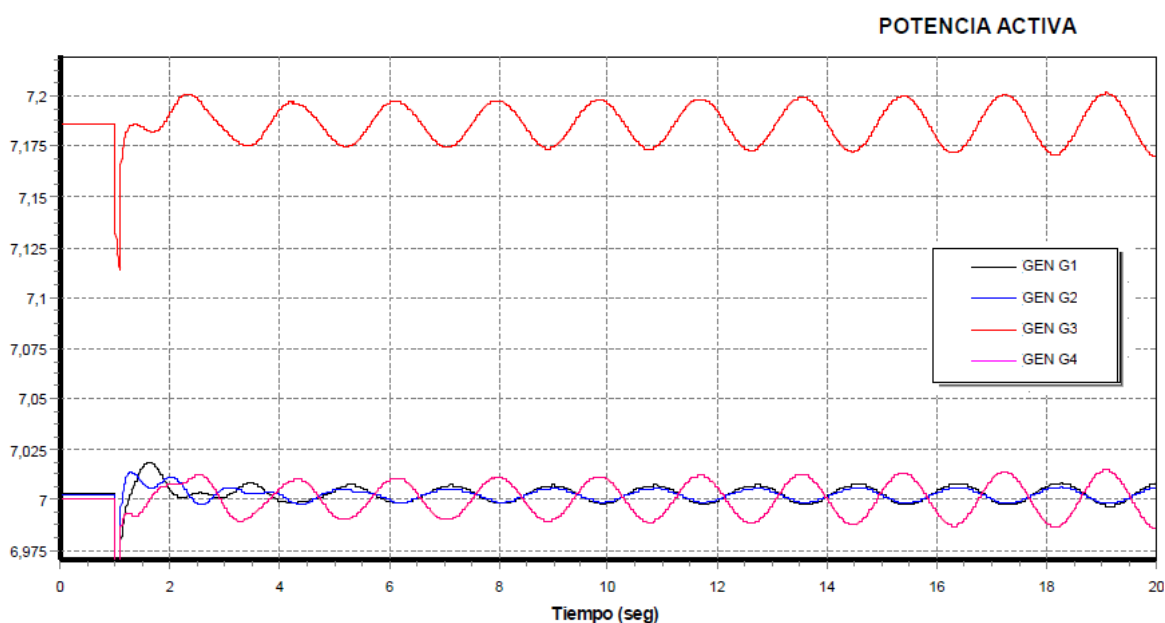


Figura 5.11 Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVA_r caso 3.

En la figura 5.11 se puede observar que los generadores de cada área oscilan en coherencia uno con otro, por lo que el generador 1 es coherente con el generador 2, y el generador 3 es coherente con el generador 4.

Esta oscilación se aprecia también en el voltaje en terminales, la tensión de los generadores 1 y 2 son semejantes, al igual que en los generadores 3 y 4.

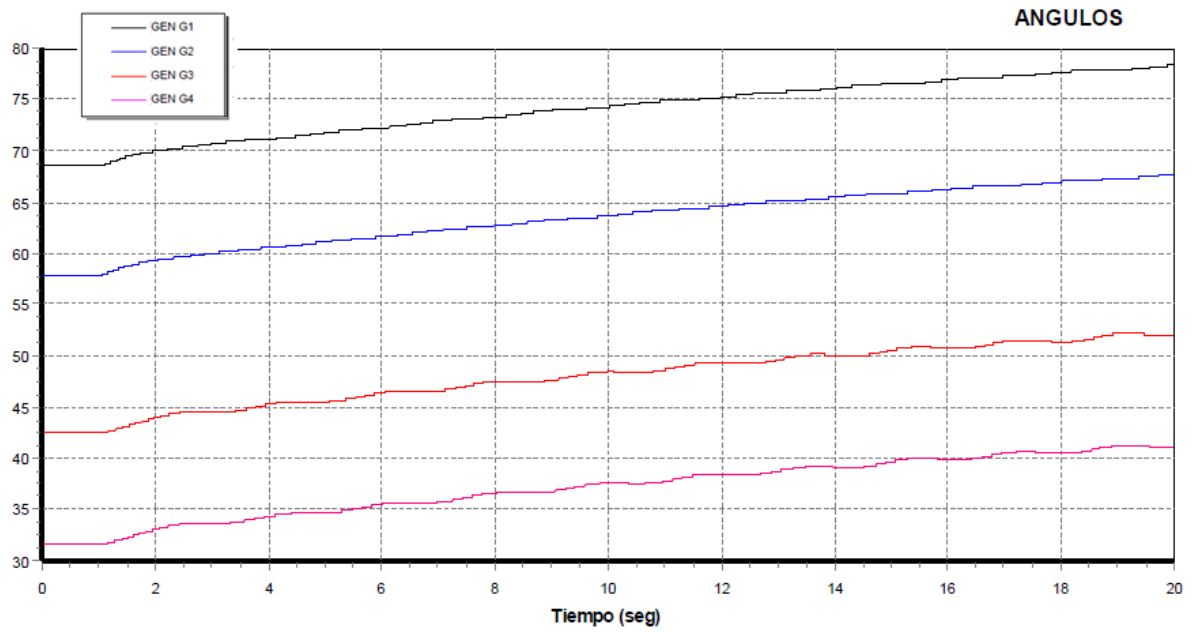


Figura 5.12 Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVar caso 3.

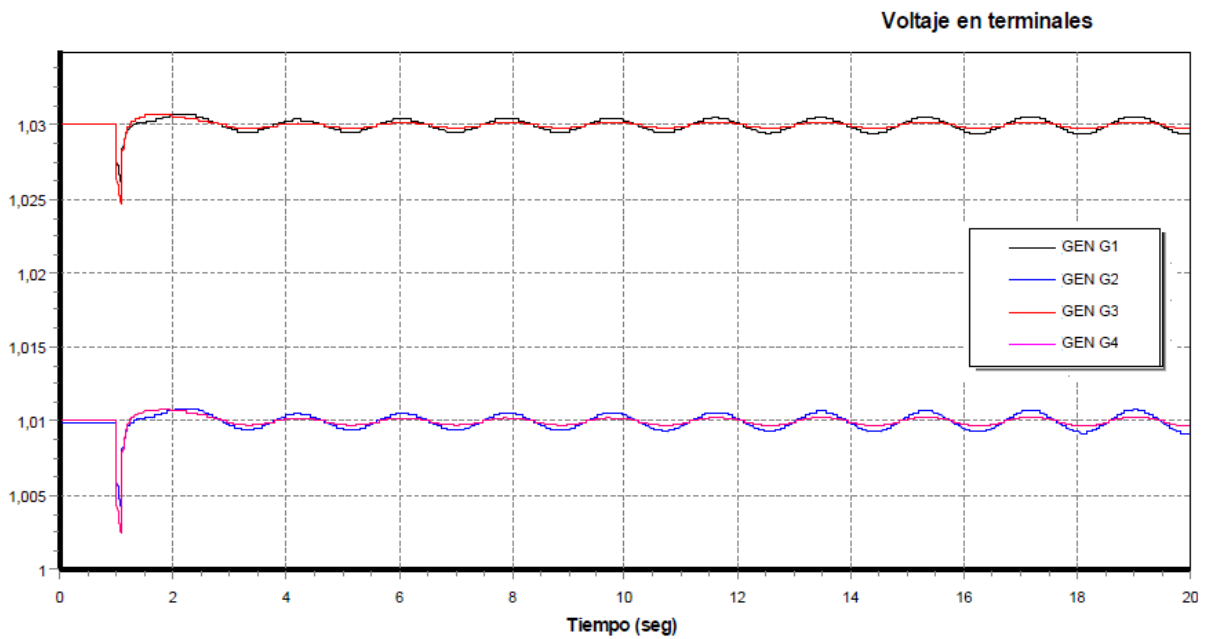


Figura 5.13 Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAR caso 3.

5.2.5 GENERADORES CON S.E. ESDC1A CON $K_a=200$, CASO 2

En esta simulación nuevamente se modifican los voltajes de referencia de todas las unidades generadoras, aplicado el cambio en $t=1$ seg. Los pasos en los voltajes son los mismos que en caso 2, y en modelo del sistema de excitación ESDC1A se aumenta la ganancia K_a a 200 pu.

La figura 5.14 muestra las salidas de potencia de los generadores para los cambios en el voltaje de referencia, considerando una ganancia $K_a=200$ en el modelo ESDC1A.

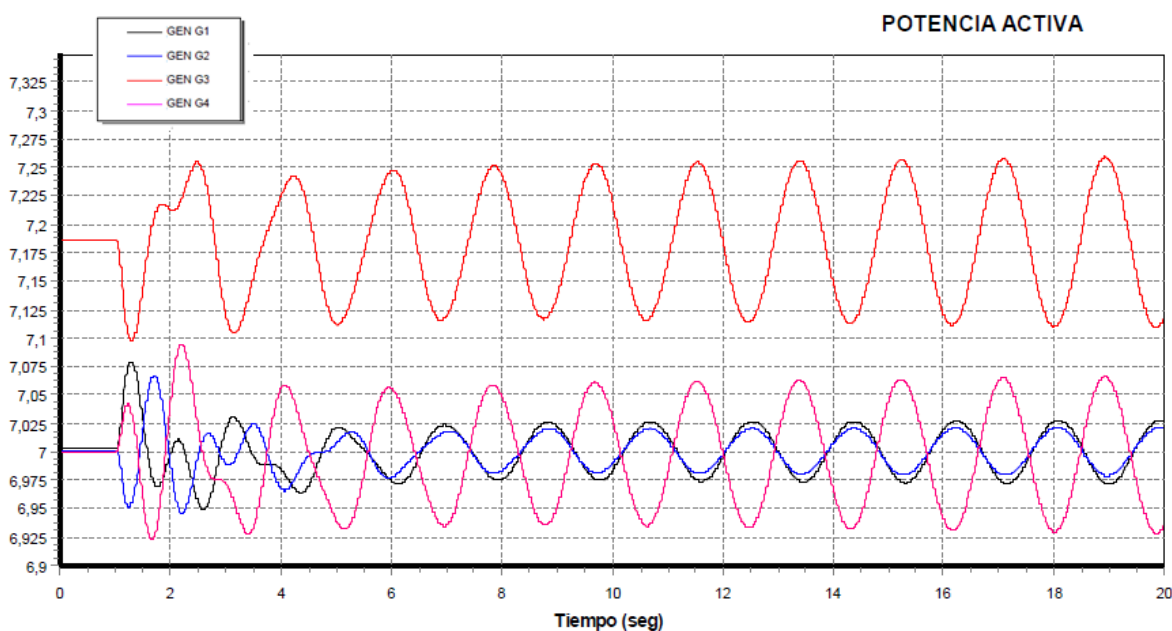


Figura 5.14 Potencia activa de salida en los generadores, ante pasos del V_{ref} caso 3.

La aplicación de pasos en el voltaje de referencia causa un disturbio que a su vez provoca una oscilación tanto en el voltaje como en la potencia de salida, la apertura en los ángulos de los generadores se hace cada vez más notoria, y su crecimiento es exponencial, lo que representa que los generadores pierden estabilidad y por consiguiente la potencia de salida se ve afectada.

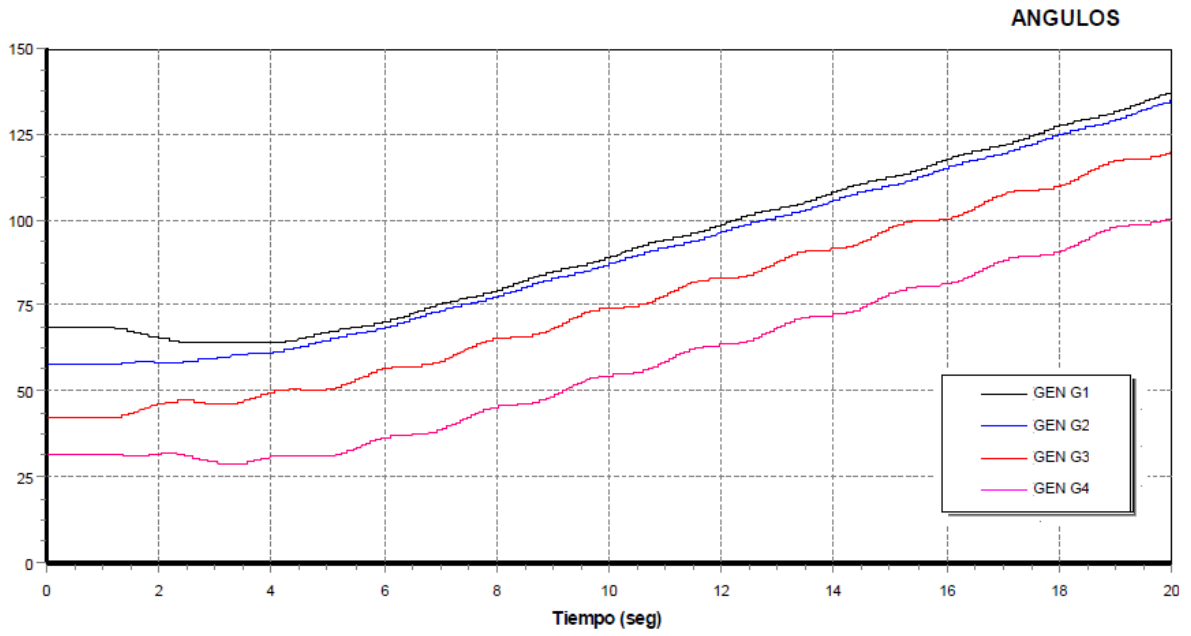


Figura 5.15 Ángulos de los generadores, ante pasos del Vref caso 3.

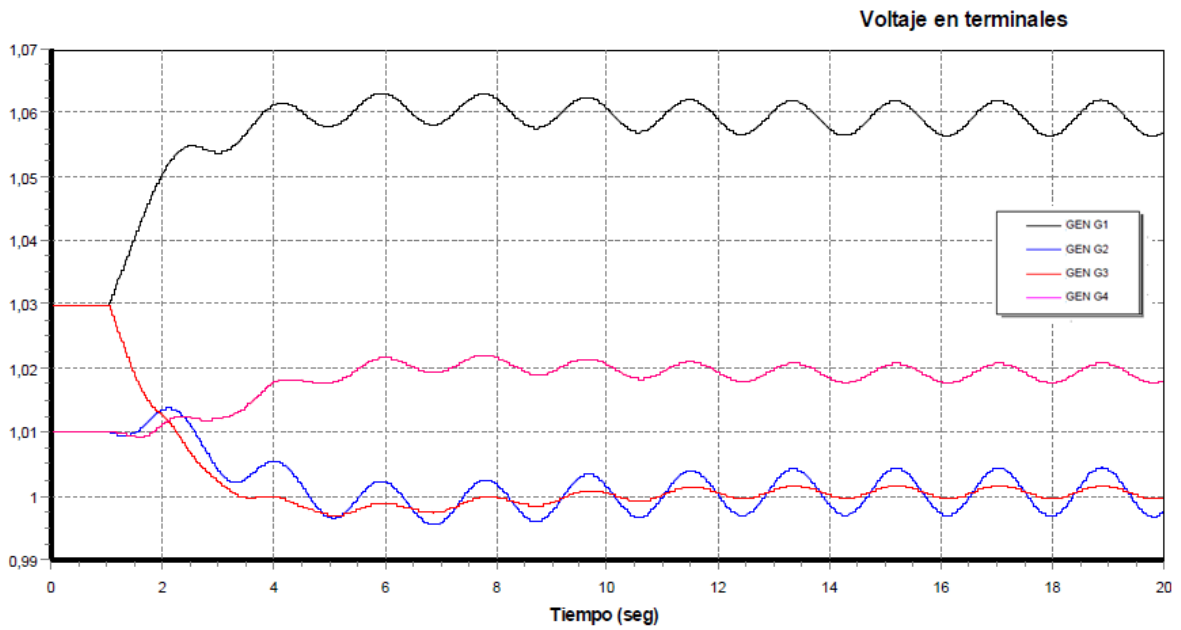


Figura 5.16 Voltaje en terminales de los generadores, ante pasos del Vref caso 3.

5.2.6 GENERADORES CON S.E. ESST1A CON TGR, CASO 1

La figura 5.17 muestra las salidas de potencia activa de los generadores, para la conexión de un reactor de 50 MVar conectado en la barra 8, esta vez se usa el sistema de excitación ESST1A con una constante $T_B = 10$ segundos para representar la presencia de reducción de ganancia transitoria (TGR).

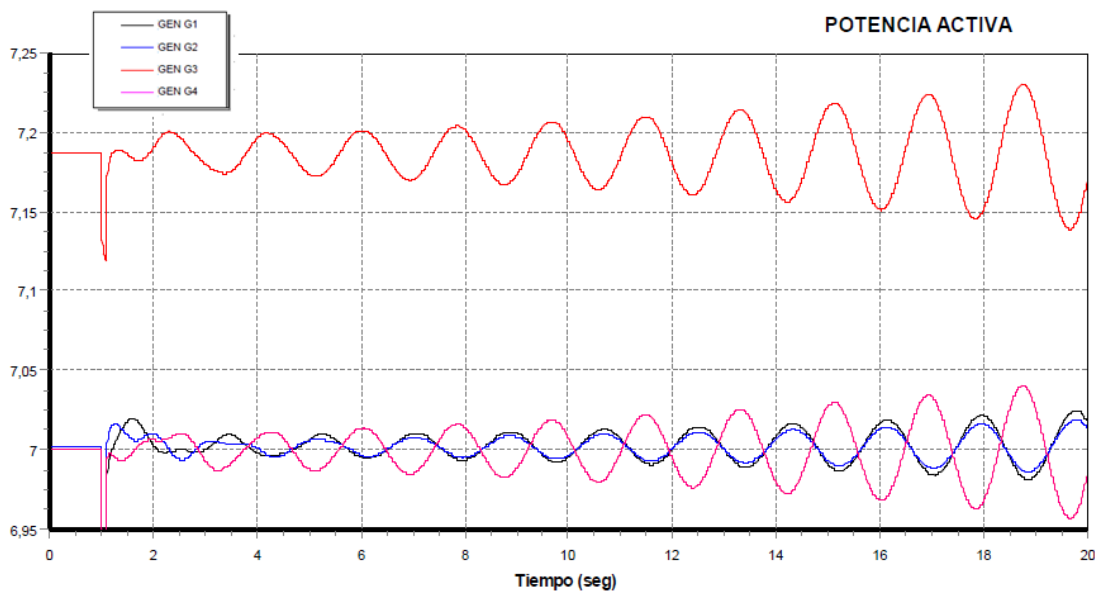


Figura 5.17 Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVar caso 4.

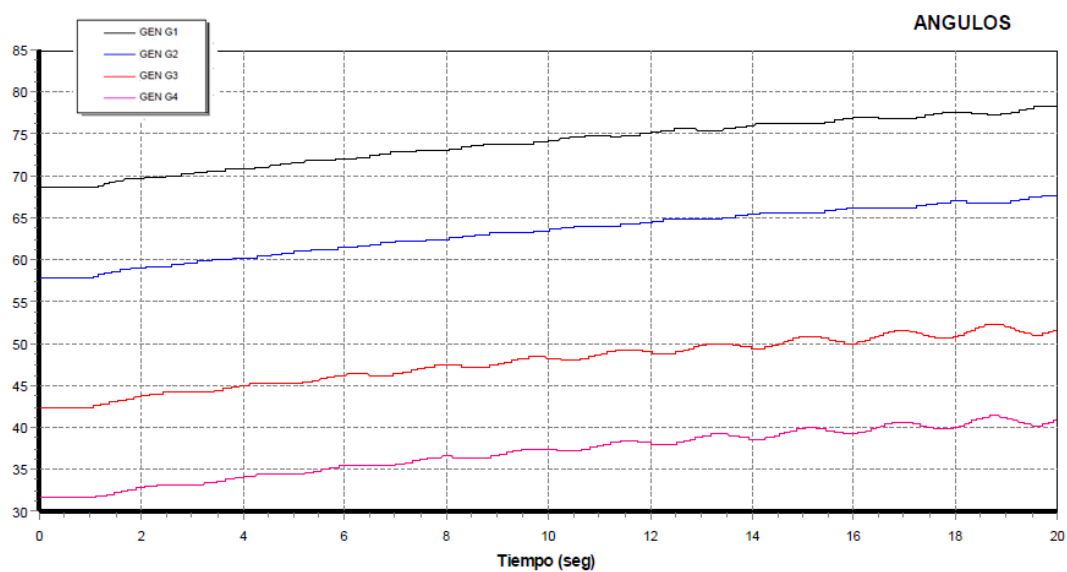


Figura 5.18 Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVar caso 4.

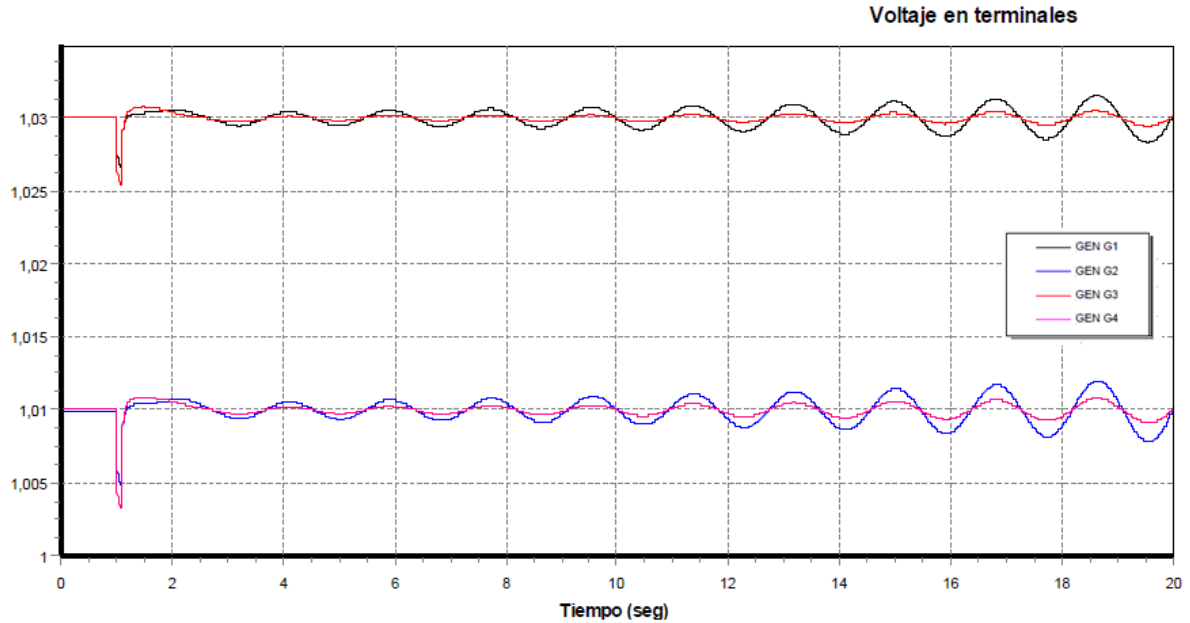


Figura 5.19 Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVar caso 4.

5.2.7 GENERADORES CON S.E. ESST1A CON TGR, CASO 2

En esta simulación nuevamente se modifican los voltajes de referencia de todas las unidades generadoras, aplicado el cambio en $t=1$ seg. Los pasos en los voltajes son los mismos que en caso 2, y en modelo del sistema de excitación se usa el sistema de excitación ESST1A con una constante $T_B= 10$ segundos para representar la presencia de reducción de ganancia transitoria (TGR).

La figura 5.20 muestra las salidas de potencia activa de los generadores para los cambios en el voltaje de referencia, considerando un $T_B= 10$ segundos en el sistema de excitación ESST1A.

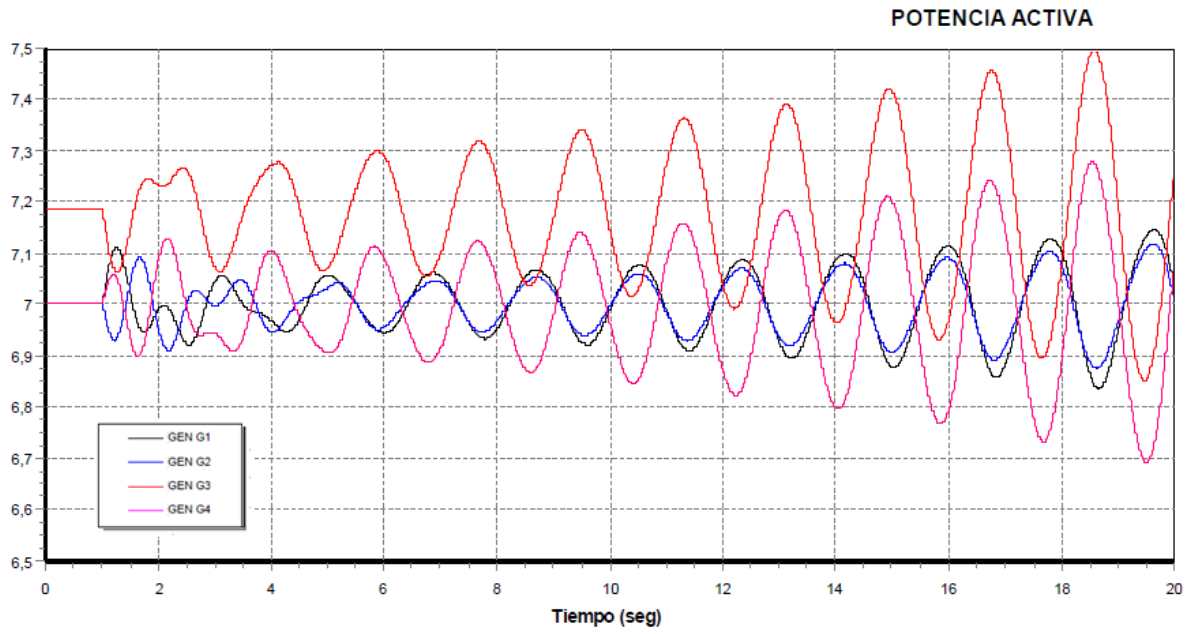


Figura 5.20 Potencia activa de salida en los generadores, ante pasos del Vref caso 4.

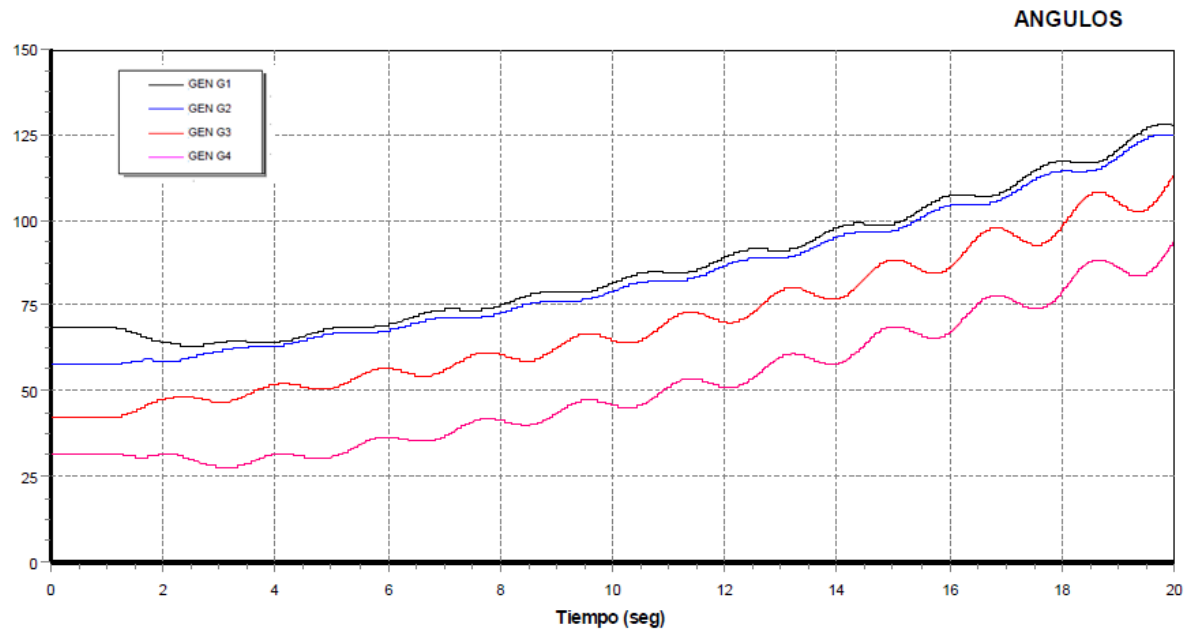


Figura 5.21 Ángulos de los generadores, ante pasos del Vref caso 4.

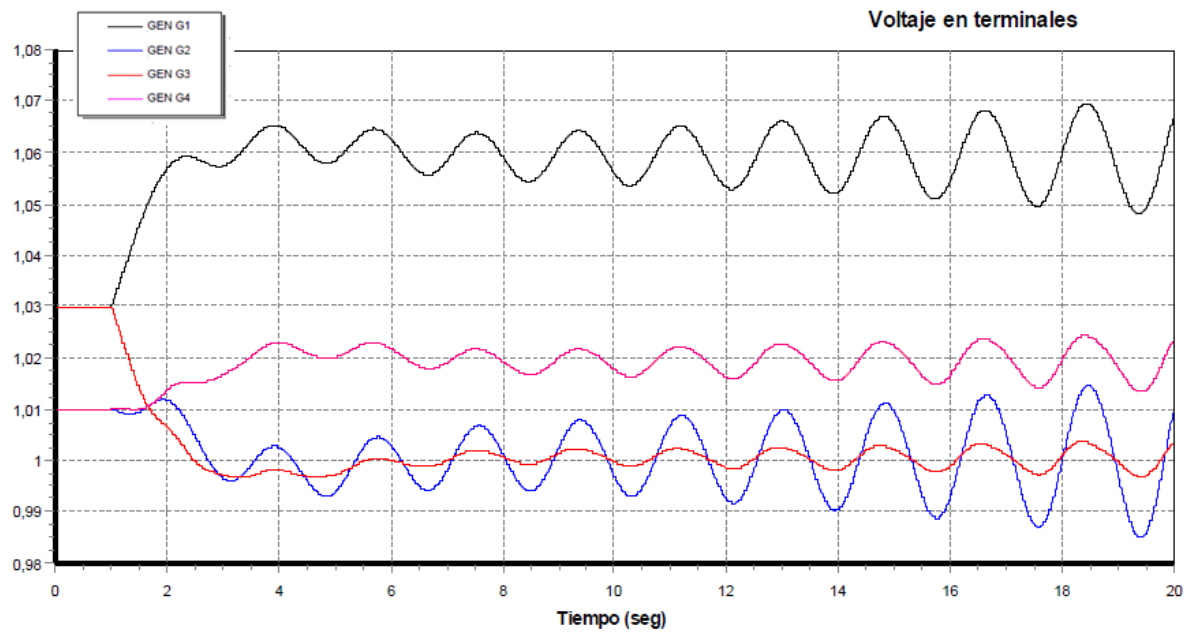


Figura 5.22 Voltaje en terminales de los generadores, ante pasos del Vref caso 4.

5.2.8 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR, CASO 1

La figura 5.23 muestra las salidas de potencia activa de los generadores, para la conexión de un reactor de 50 MVAR conectado en la barra 8, esta vez se usa el sistema de excitación ESST1A con una constante $T_B = 1$ segundos para representar que no existe reducción de ganancia transitoria (TGR).

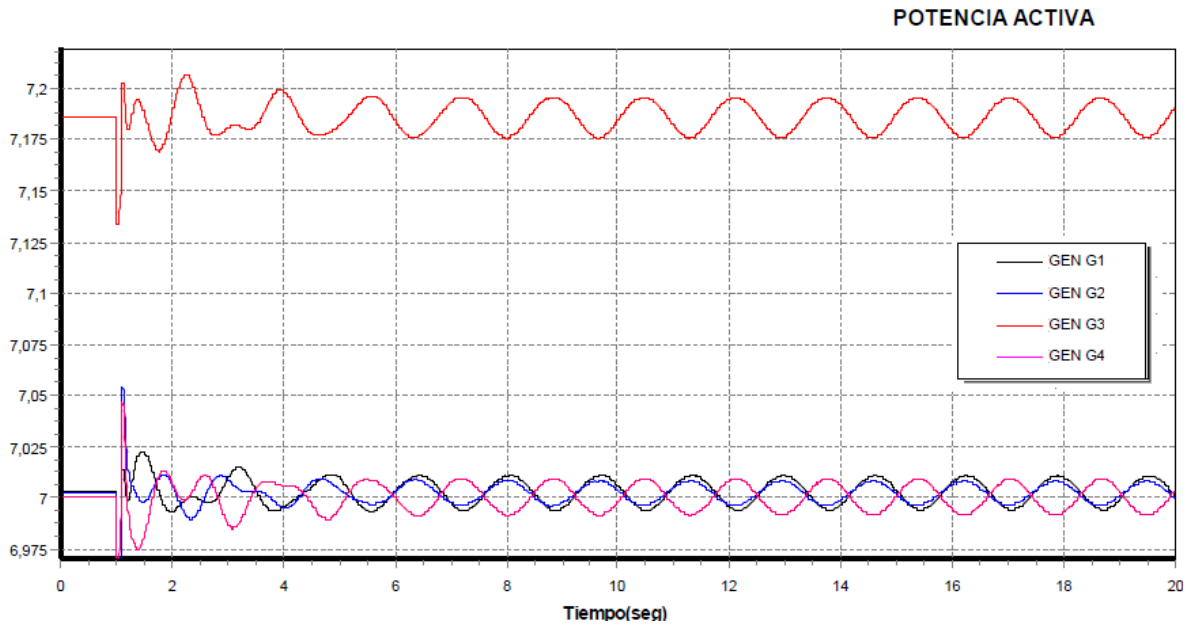


Figura 5.23 Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVAR caso 5.

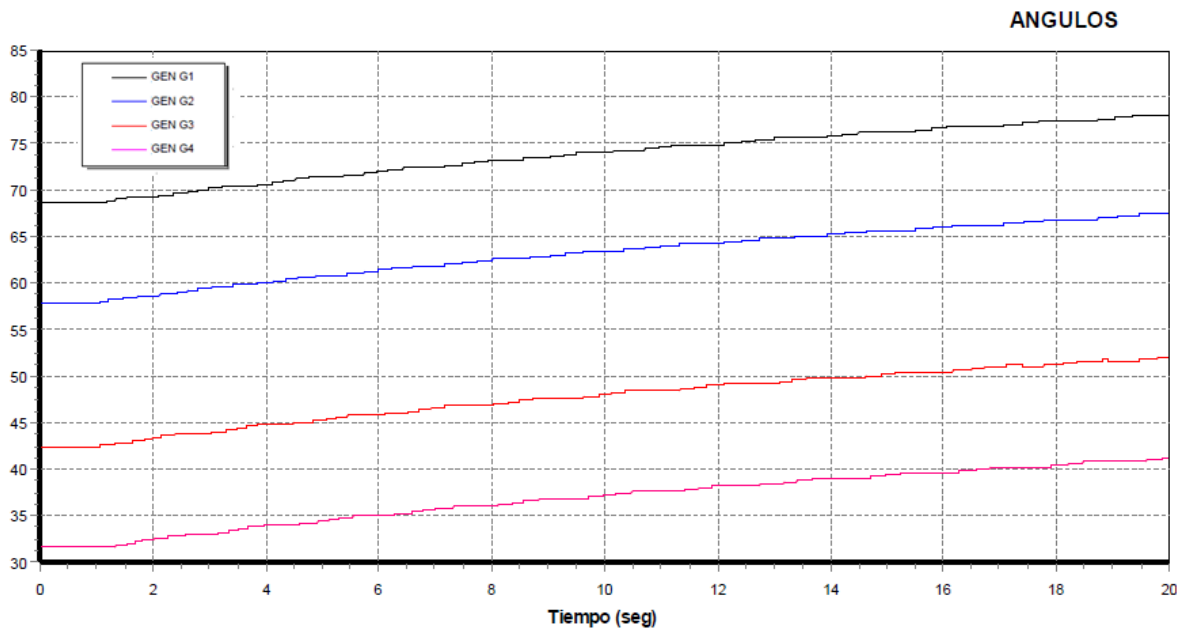


Figura 5.24 Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAR caso 5.

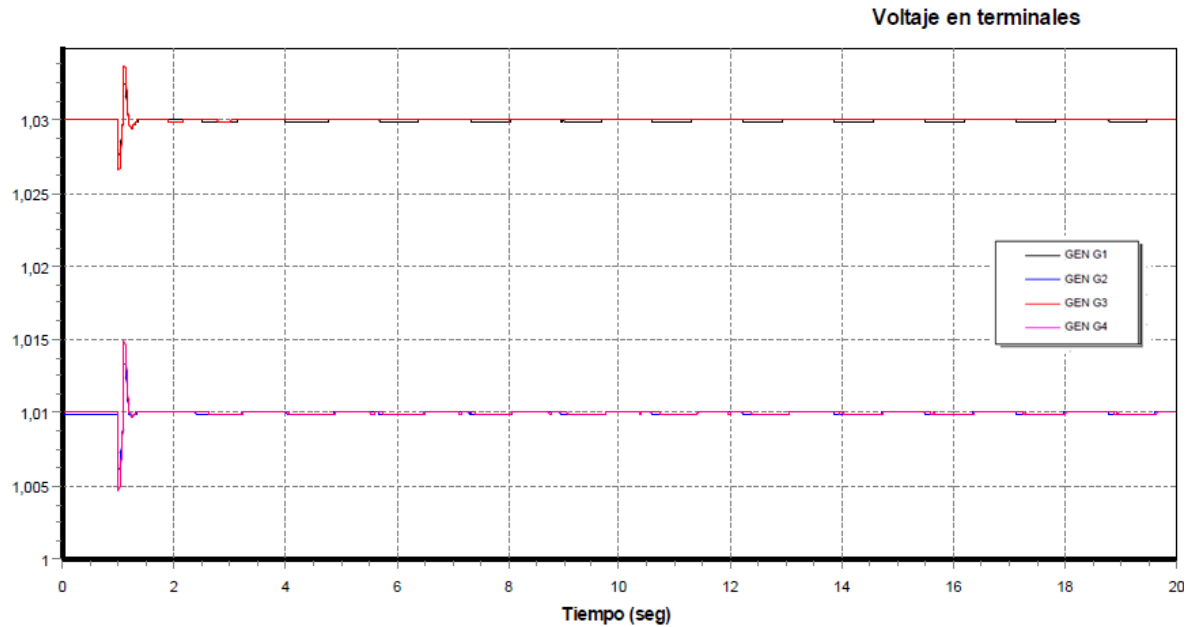


Figura 5.25 Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAR caso 5.

5.2.9 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR, CASO 2

En esta simulación nuevamente se modifican los voltajes de referencia de todas las unidades generadoras, aplicado el cambio en $t=1$ seg. Los pasos en los voltajes son los mismos que en el caso anterior, y en modelo del sistema de excitación se usa el sistema de excitación ESST1A con una constante $T_B=1$ segundo para representar que no existe reducción de ganancia transitoria (TGR).

La figura 5.26 muestra las salidas de potencia activa de los generadores para los cambios en el voltaje de referencia, considerando un $T_B=1$ segundo en el sistema de excitación ESST1A.

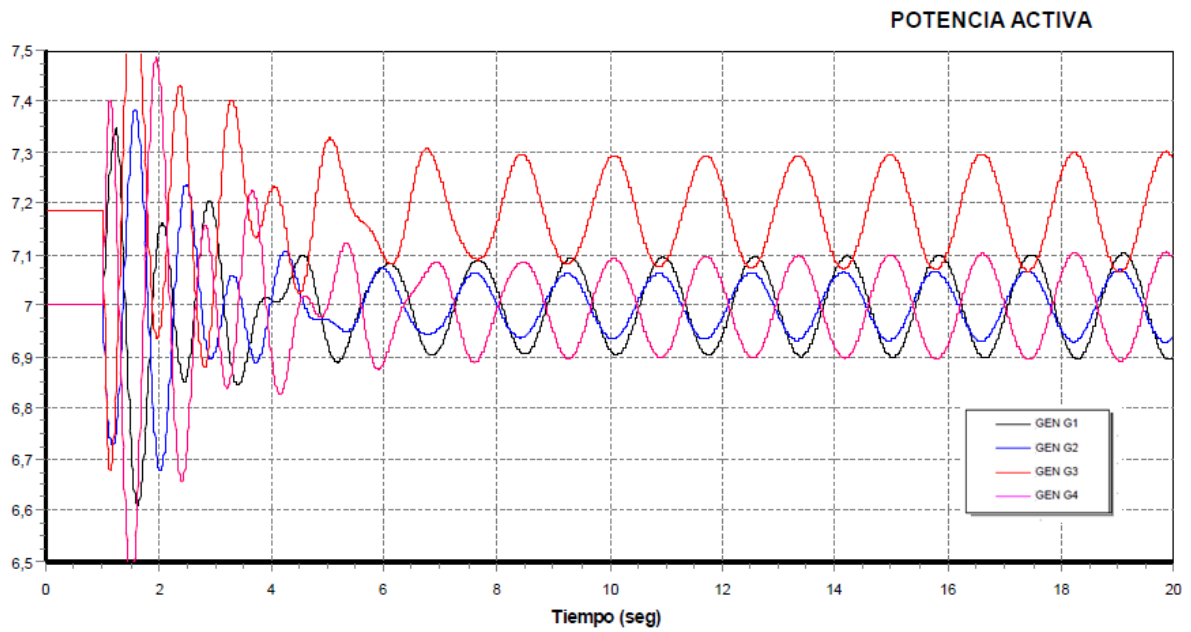


Figura 5.26 Potencia activa de salida en los generadores, ante pasos del Vref caso 5.

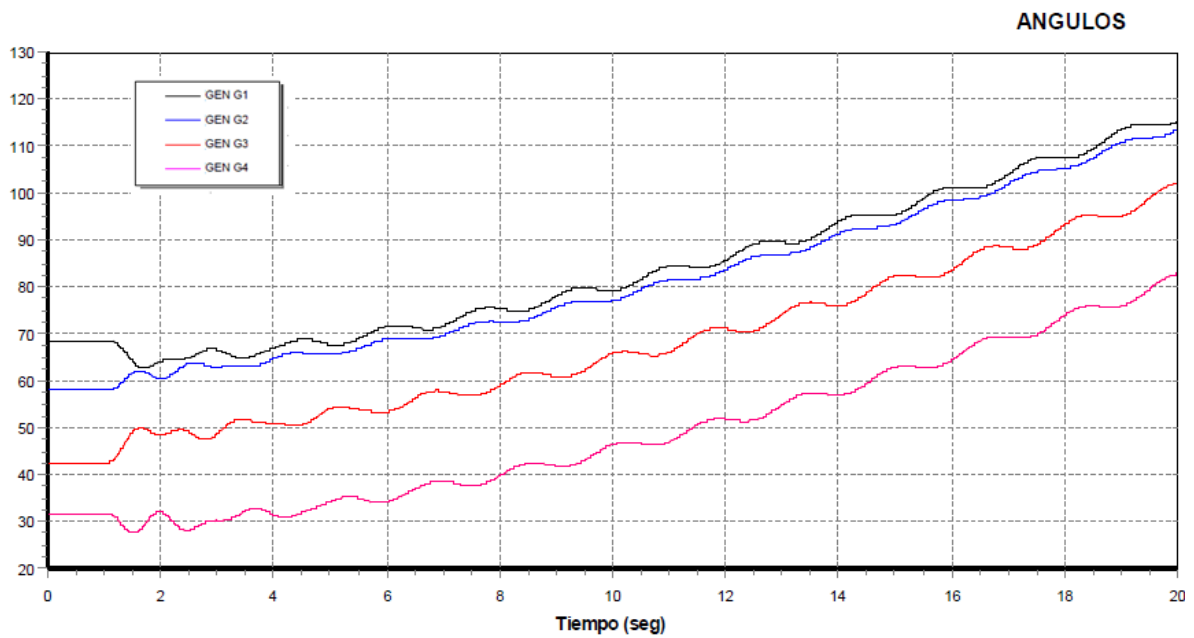


Figura 5.27 Ángulos de los generadores, ante pasos del Vref caso 5.

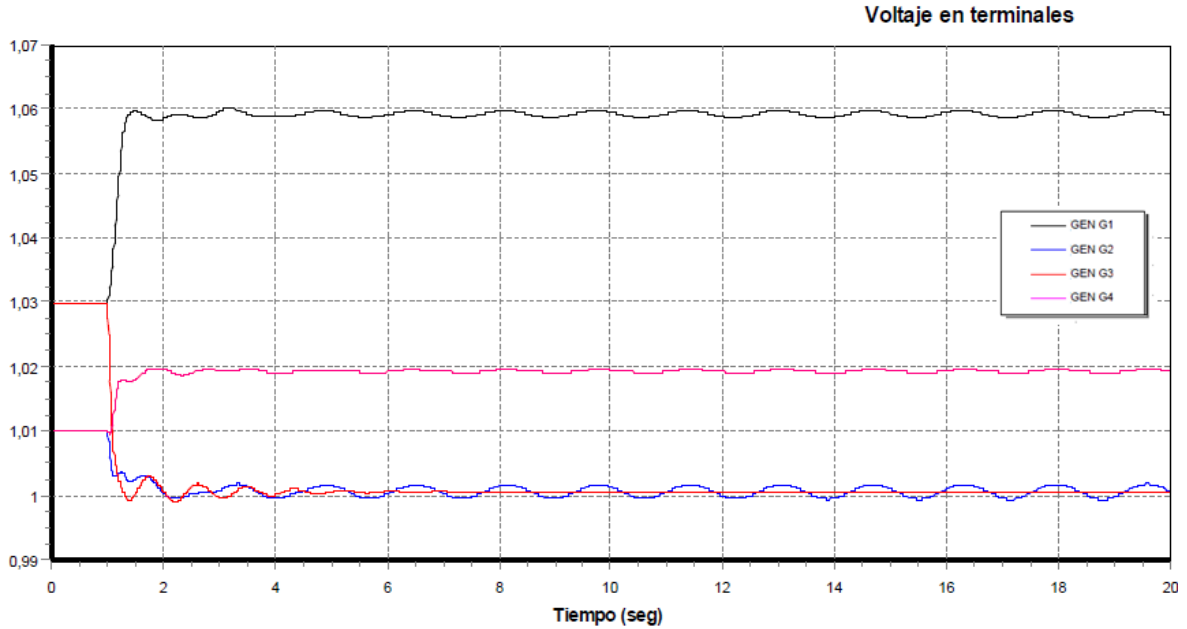


Figura 5.28 Voltaje en terminales de los generadores, ante pasos del V_{ref} caso 5.

5.2.10 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR CON PSS ORIGINAL DE [1], CASO 1

La figura 5.29 muestra las salidas de potencia activa de los generadores, para la conexión de un reactor de 50 MVAR conectado en la barra 8, se usa el sistema de excitación ESST1A con una constante $T_B = 1$ segundo y con la configuración original del estabilizador presentado en [1], la cual se describe a detalle en el anexo D

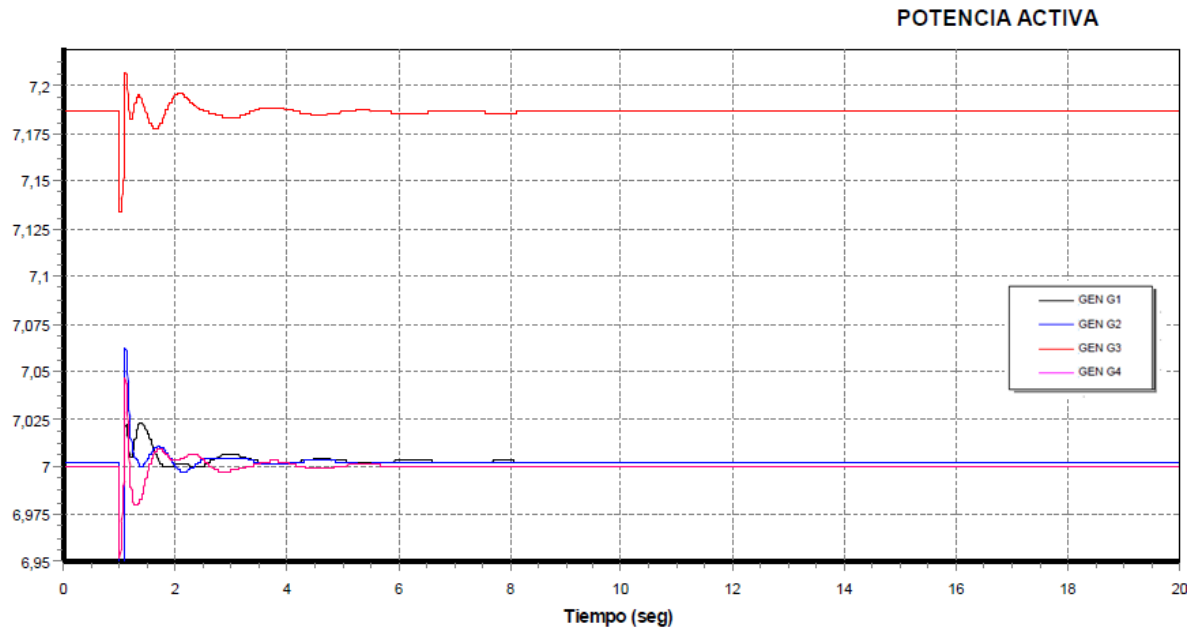


Figura 5.29 Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVar caso 6.

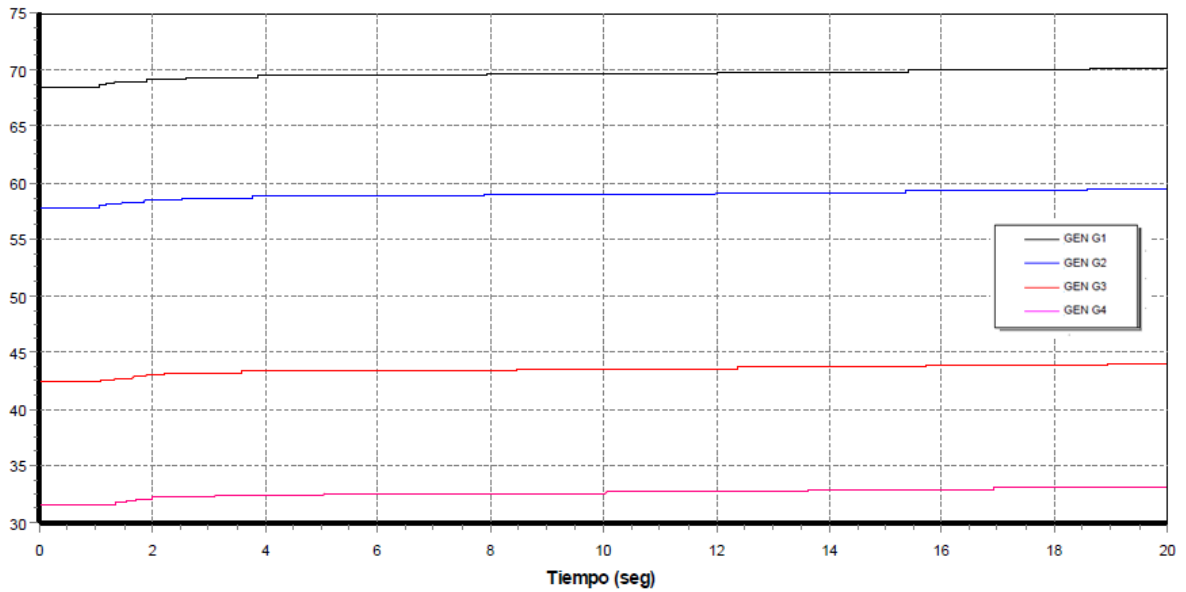


Figura 5.30 Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVar caso 6.

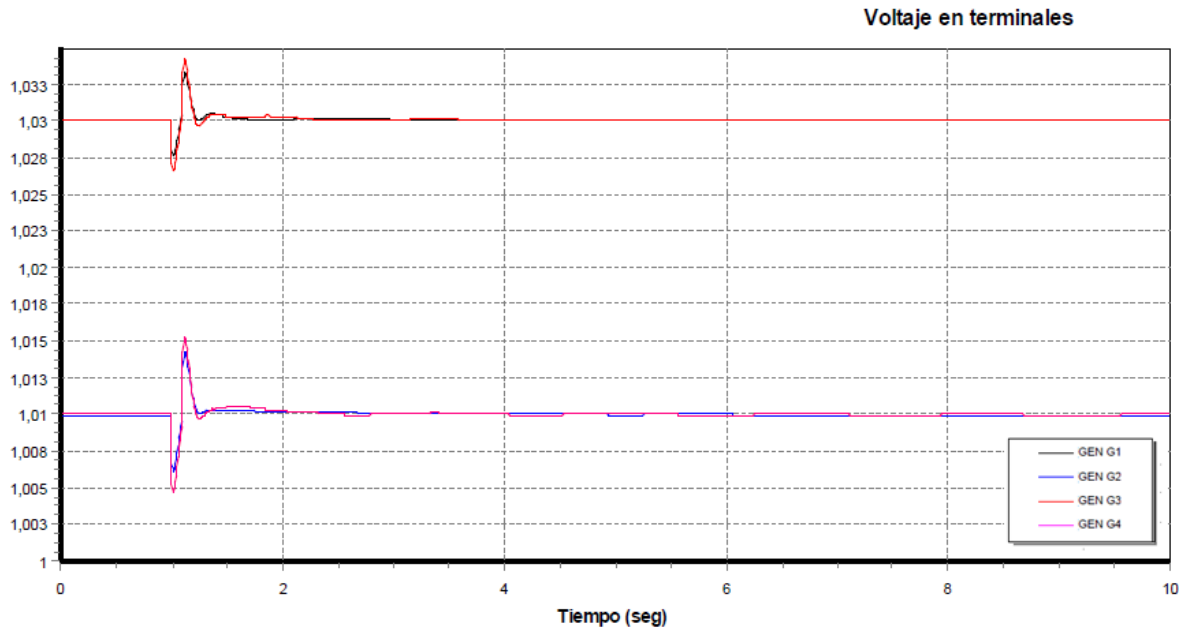


Figura 5.31 Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAR caso 6.

5.2.11 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR CON PSS ORIGINAL DE [1], CASO 2

En esta simulación nuevamente se modifican los voltajes de referencia de todas las unidades generadoras, aplicado el cambio en $t=1$ seg. Los pasos en los voltajes son los mismos que en el casos anteriores, se usa el sistema de excitación ESST1A con una constante $T_B= 1$ segundo, además de utilizar la configuración original del estabilizador presentado en [1].

La figura 5.32 muestra las salidas de potencia activa de los generadores para los cambios en el voltaje de referencia, considerando un $T_B= 1$ segundo en el sistema de excitación ESST1A, y los valores originales del estabilizador.

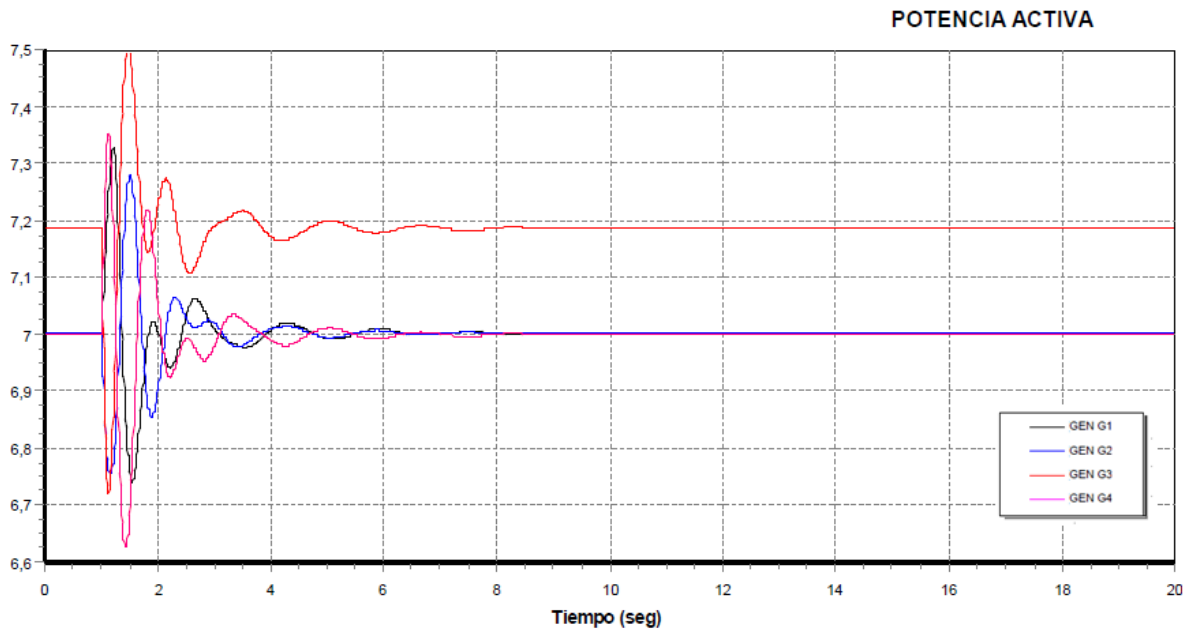


Figura 5.32 Potencia activa de salida en los generadores, ante pasos del Vref caso 6.

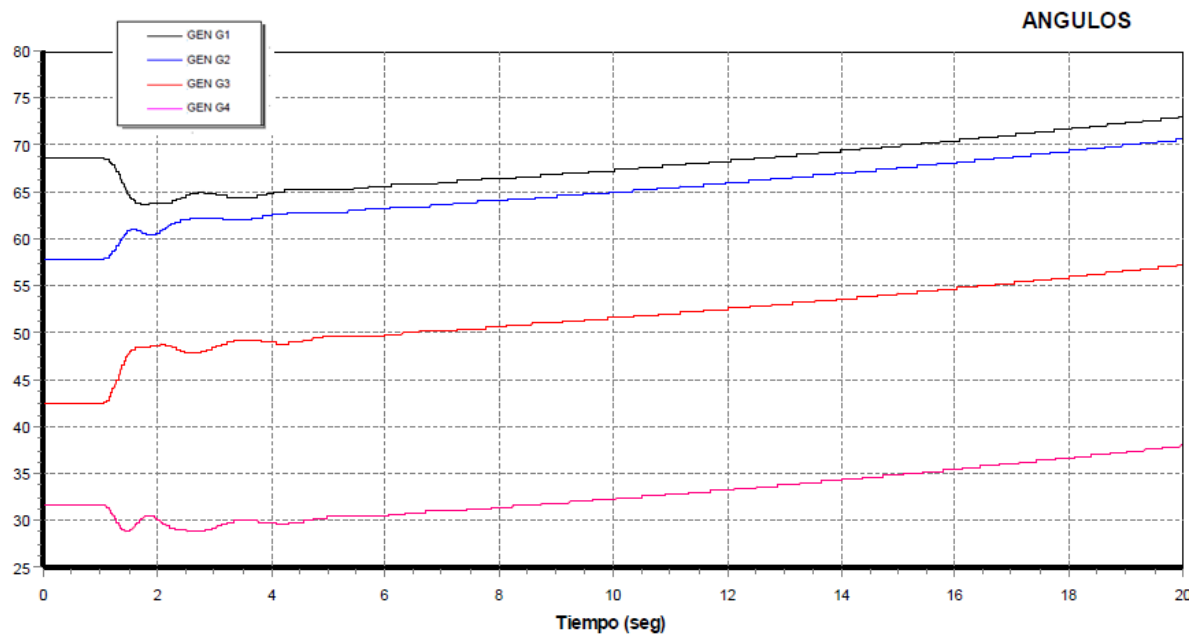


Figura 5.33 Ángulos de los generadores, ante pasos del Vref caso 6.

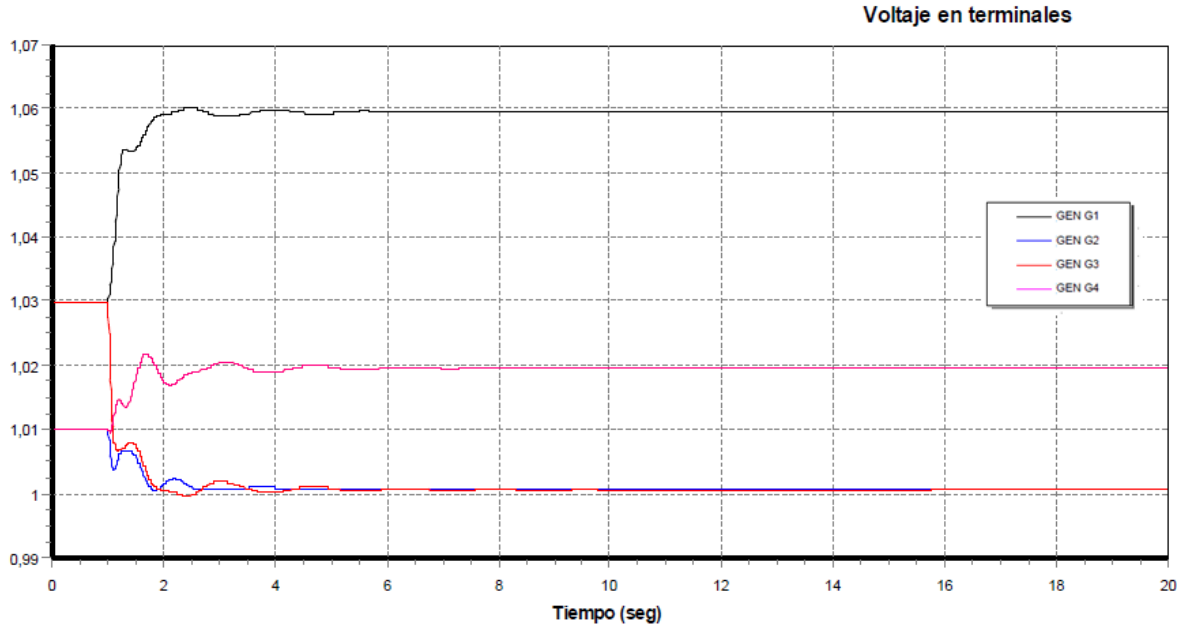


Figura 5.34 Voltaje en terminales de los generadores, ante pasos del V_{ref} caso 6.

5.2.12 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR CON PSS MODIFICADO CASO 1

En la figura 5.35 se muestran las salidas de potencia activa de los generadores para la conexión de un reactor de 50 MVar conectado en la barra 8, usando el sistema de excitación ESST1A con una constante $T_B = 1$ segundo y con una configuración modificada del estabilizador. Esta configuración del PSS se describe a detalle en el anexo D.

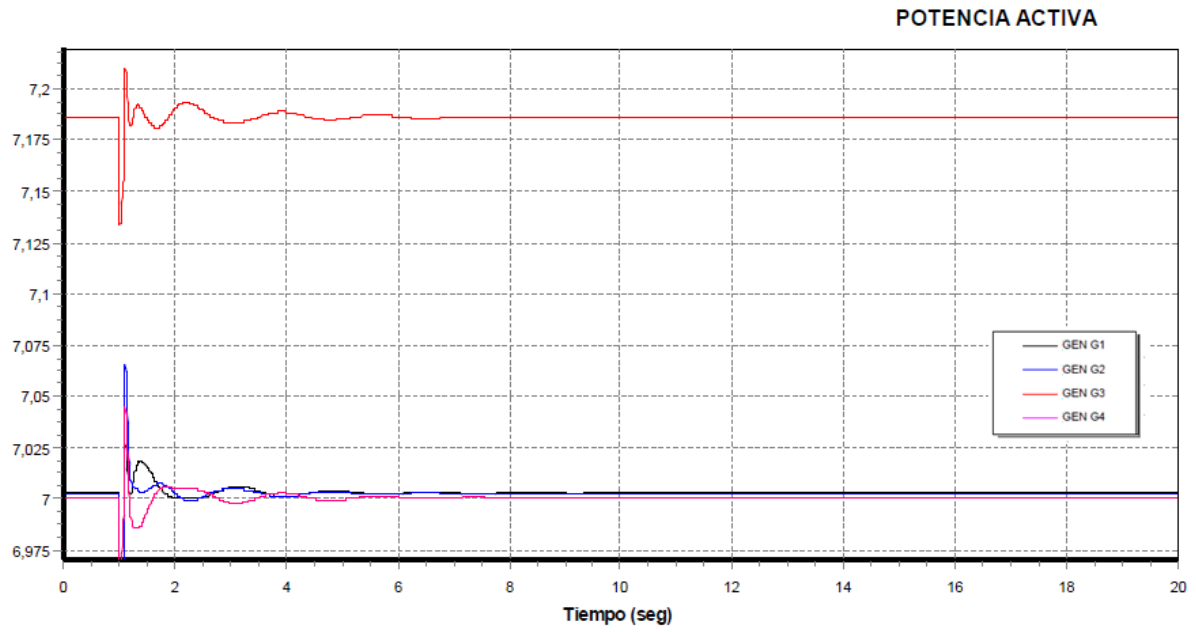


Figura 5.35 Potencia activa de salida en los generadores, ante disturbio reactor 50MVAR caso 7.

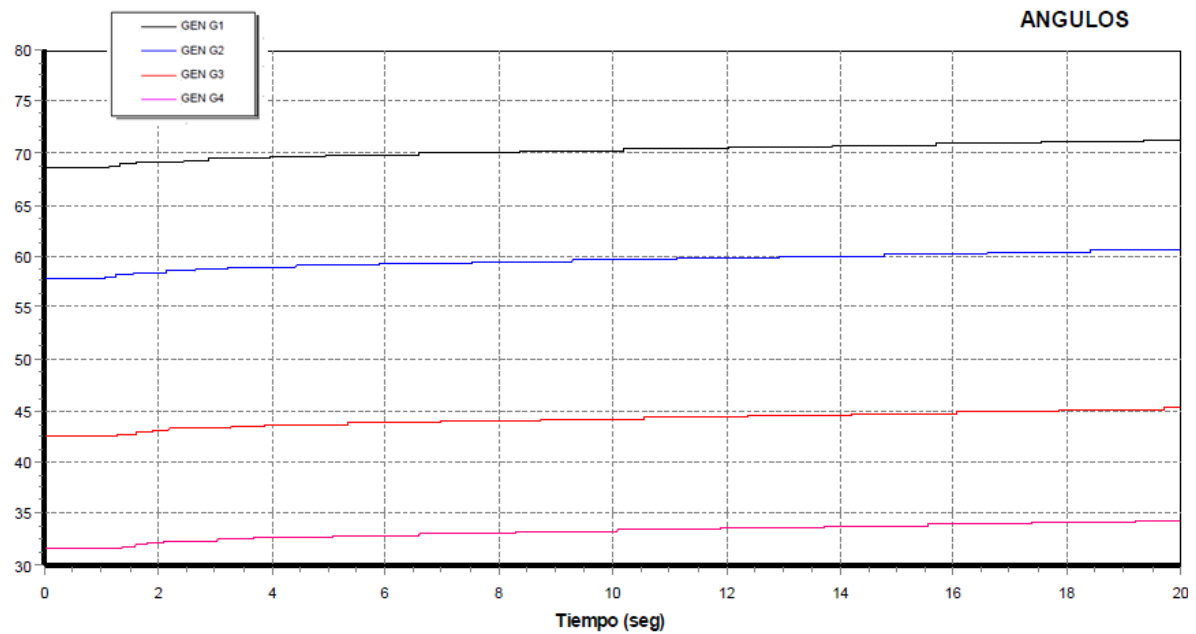


Figura 5.36 Ángulos de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAR caso 7.

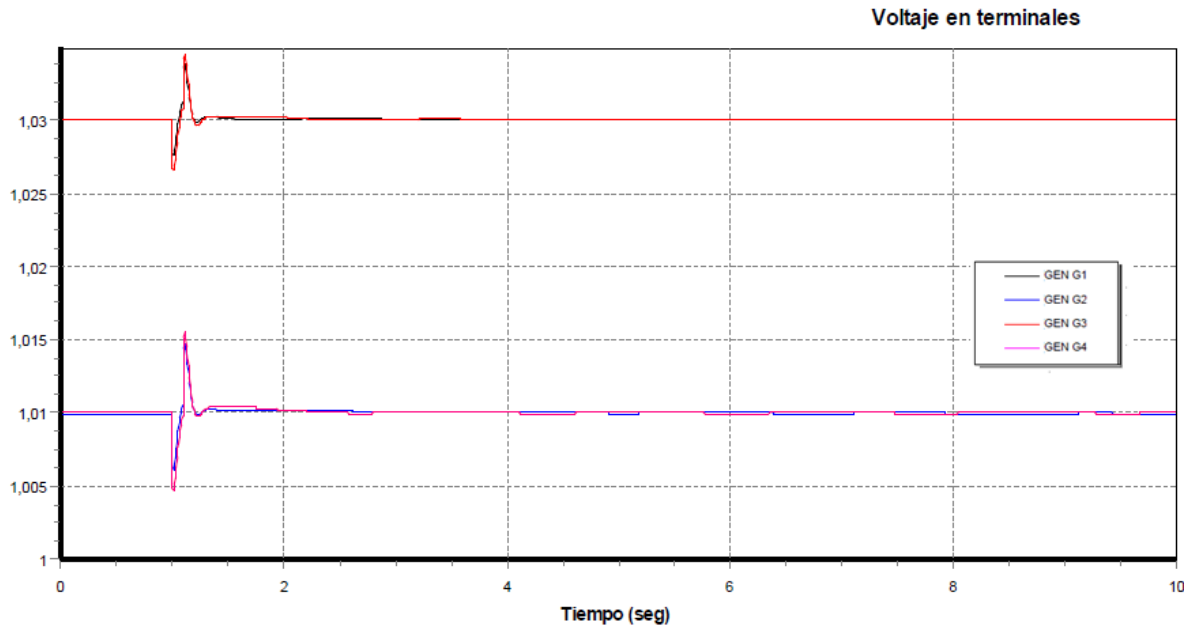


Figura 5.37 Voltaje en terminales de los generadores, ante disturbio reactor 50MVAR caso 7.

5.2.13 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR CON PSS MODIFICADO CASO 2

En esta última simulación se modifican los voltajes de referencia de todas las unidades generadoras, aplicado el cambio en $t=1$ seg. Los pasos en los voltajes son los mismos que en el casos anteriores, se usa el sistema de excitación ESST1A con una constante $T_B= 1$ segundo, además de utilizar los parámetros modificados del estabilizador presentados en el anexo D.

La figura 5.38 muestra las salidas de potencia activa de los generadores para los cambios en el voltaje de referencia, considerando un $T_B= 1$ segundo en el sistema de excitación ESST1A, y los valores modificados del estabilizador.

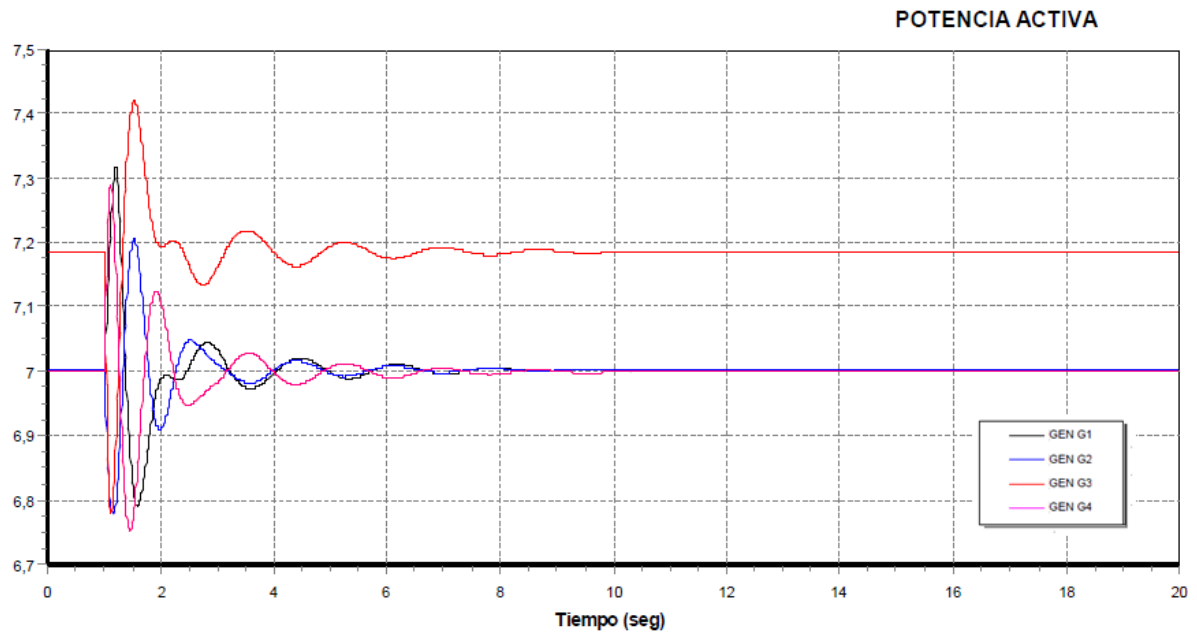


Figura 5.38 Potencia activa de salida en los generadores, ante pasos del Vref caso 7.

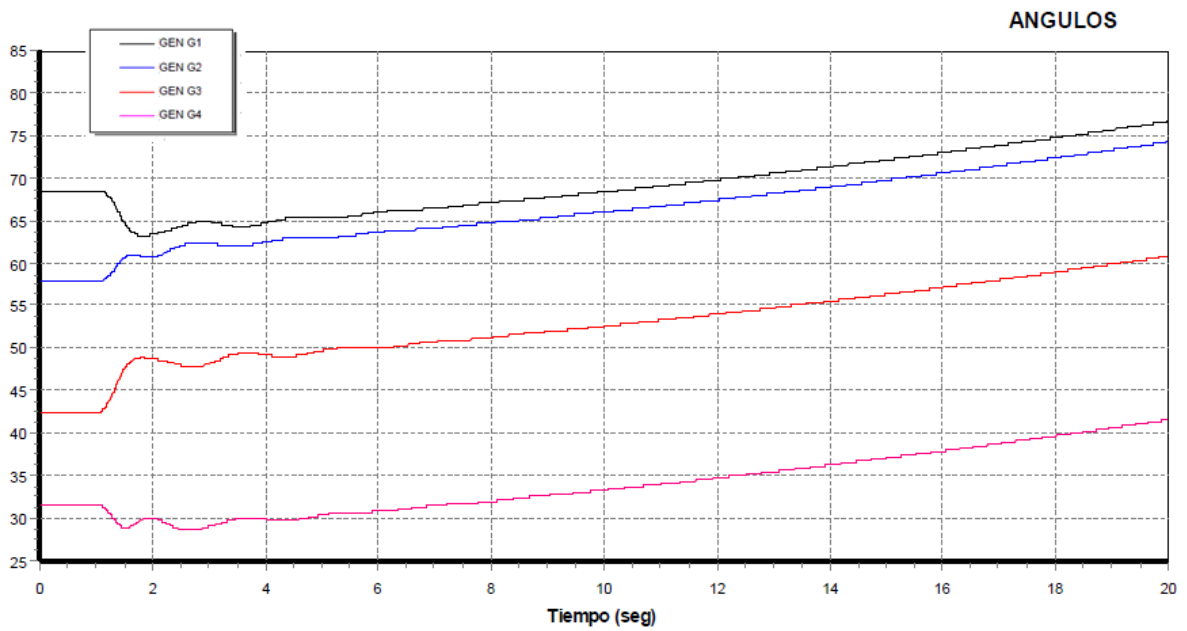


Figura 5.39 Ángulos de los generadores, ante pasos del Vref caso 7.

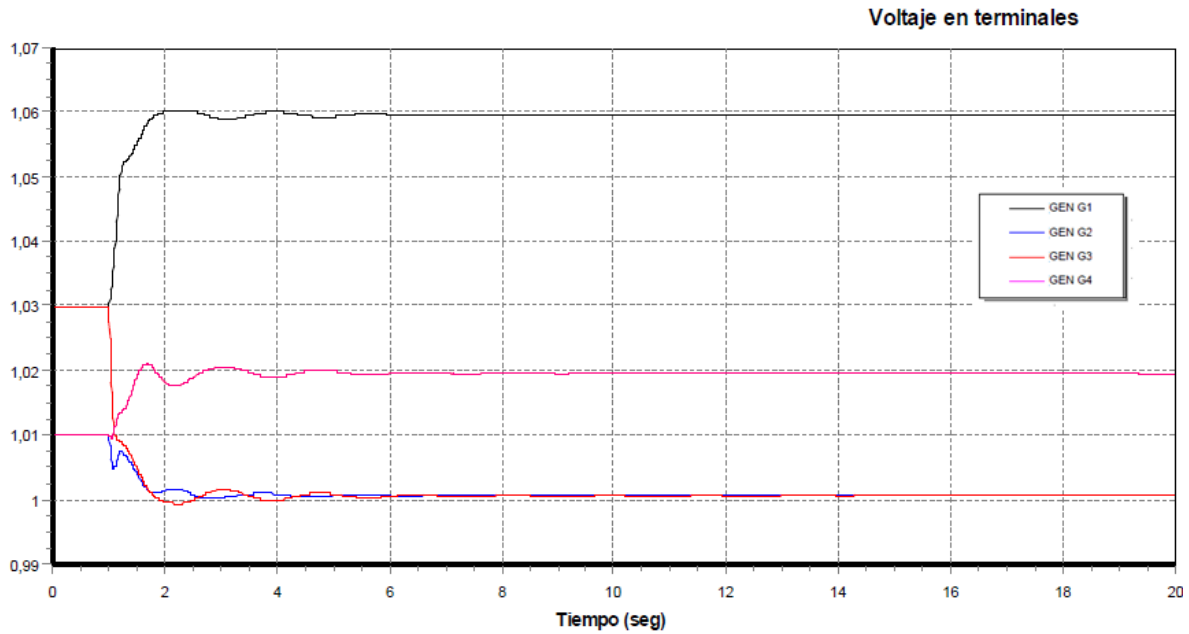


Figura 5.40 Voltaje en terminales de los generadores, ante pasos del Vref caso 7.

5.3 CÁLCULO DE EIGENVALORES

En esta sección se presentan los valores propios (eigenvalores) obtenidos en cada caso de conexión del reactor de 50 MVar anteriormente presentado, el cálculo se realizó con la rutina de PSS/E LSYSAN 32.

Los valores fueron graficados con Matlab.

5.3.1 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR

Tabla 5.6 Eigenvalores del caso ESST1A sin TGR

| Eigenvalores | | | | |
|--------------|----------|--------------|---------|-----------------|
| No | Real | Imaginario | ζ | Frecuencia (Hz) |
| 1,2 | -18.1180 | ± 22.261 | 0.63124 | 3.5428 |
| 3,4 | -19.1680 | ± 16.529 | 0.75732 | 2.6306 |
| 5,6 | -0.6592 | ± 7.2914 | 0.09004 | 1.1605 |
| 7,8 | -0.6556 | ± 7.0878 | 0.09211 | 1.1281 |
| 9,10 | 0.00328 | ± 3.8376 | -0.0008 | 0.6108 |

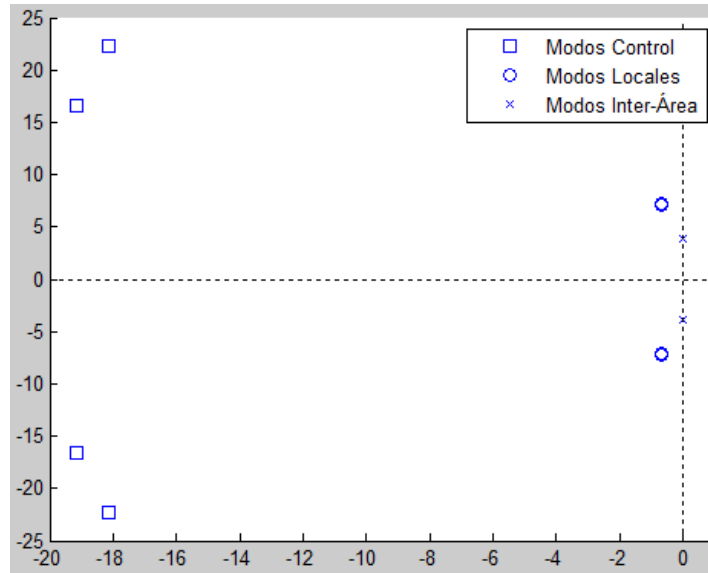


Figura 5.41 Gráfica de valores propios, caso ESSTIA sin TGR

5.3.2 GENERADORES CON S.E. ESDC1A CON $K_a=20$

Tabla 5.7 Eigenvalores del caso ESDC1A con $K_a=20$

| Eigenvalores | | | | |
|--------------|-----------|---------------|---------|-----------------|
| No | Real | Imaginario | ζ | Frecuencia (Hz) |
| 1,2 | -0.6199 | ± 6.9326 | 0.08766 | 1.1034 |
| 3,4 | -0.5978 | ± 6.7372 | 0.08838 | 1.0723 |
| 5,6 | -0.0772 | ± 3.3434 | 0.02313 | 0.5321 |
| 7,8 | -16.5780 | ± 2.8225 | 0.98581 | 0.4492 |
| 9,10 | -10.71600 | ± 1.6785 | 0.98795 | 0.2671 |
| 11,12 | -10.69500 | ± 1.5298 | 0.98992 | 0.2435 |
| 13,14 | -1.9932 | ± 0.6814 | 0.94623 | 0.1085 |
| 15,16 | -0.5921 | ± 0.4448 | 0.79950 | 0.0708 |
| 17,18 | -0.3691 | ± 0.27938 | 0.79735 | 0.0445 |

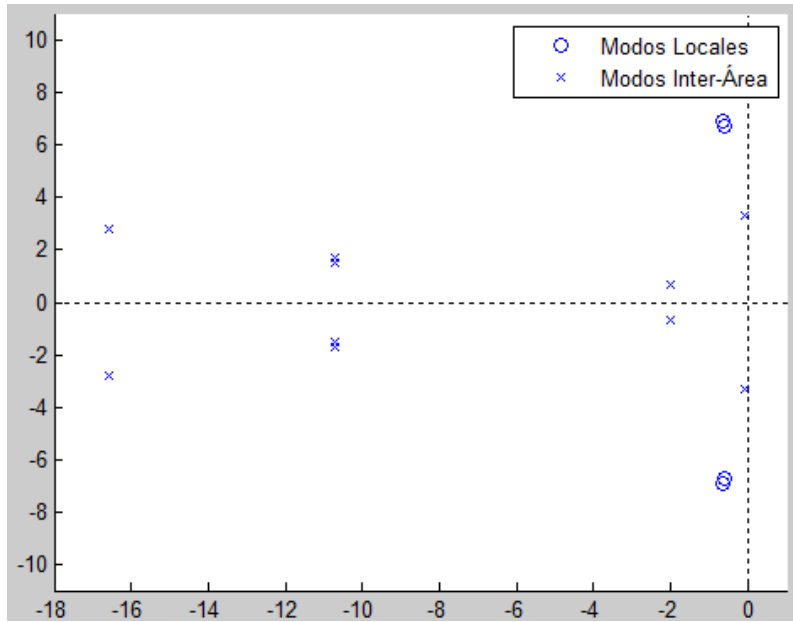


Figura 5.42 Gráfica de valores propios, caso ESDC1A con $Ka=20$

5.3.3 GENERADORES CON S.E. ESDC1A CON $Ka=200$

Tabla 5.8 Eigenvalores del caso ESDC1A con $Ka=200$

| Eigenvalores | | | | |
|--------------|----------|---------------|----------|-----------------|
| No | Real | Imaginario | ζ | Frecuencia (Hz) |
| 1,2 | -10.8800 | ± 25.256 | 0.39563 | 4.0197 |
| 3,4 | -10.8970 | ± 25.254 | 0.39618 | 4.0193 |
| 5,6 | -11.0120 | ± 25.08 | 0.40203 | 3.9916 |
| 7,8 | -11.1460 | ± 24.952 | 0.40786 | 3.9712 |
| 9,10 | -0.58435 | ± 6.952 | 0.08375 | 1.1064 |
| 11,12 | -0.57449 | ± 6.7584 | 0.08468 | 1.0756 |
| 13,14 | 0.0171 | ± 3.3913 | -0.00504 | 0.5397 |
| 15,16 | -2.3404 | ± 0.88416 | 0.93547 | 0.1407 |
| 17,18 | -0.7675 | ± 0.48271 | 0.84648 | 0.0768 |
| 19,20 | -0.3689 | ± 0.3673 | 0.70858 | 0.0584 |
| 21,22 | -0.3819 | ± 0.36518 | 0.72277 | 0.0581 |

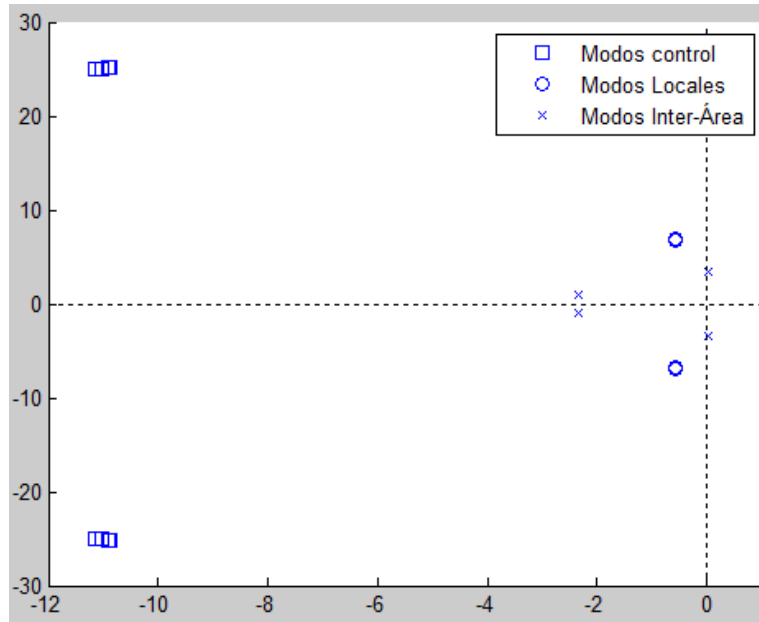


Figura 5.43 Gráfica de valores propios, caso ESDCIA con $Ka=200$

5.3.4 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR, CON VALORES DE ESTABILIZADOR PROPUESTO EN [1].

Tabla 5.9 Eigenvalores del caso con estabilizador propuesto en [1]

| Eigenvalores | | | | |
|--------------|----------|---------------|---------|-----------------|
| No | Real | Imaginario | ζ | Frecuencia (Hz) |
| 1,2 | -18.0850 | ± 22.257 | 0.63063 | 3.5422 |
| 3,4 | -19.1240 | ± 16.511 | 0.75692 | 2.6278 |
| 5,6 | -0.7640 | ± 7.3861 | 0.10289 | 1.1755 |
| 7,8 | -0.7536 | ± 7.174 | 0.10447 | 1.1418 |
| 9,10 | -0.04423 | ± 3.8362 | 0.01153 | 0.6106 |
| 11,12 | -0.29337 | ± 0.16268 | 0.87455 | 0.0258 |
| 13,14 | -50.0010 | ± 0.00004 | 1.00000 | 0.0782 |

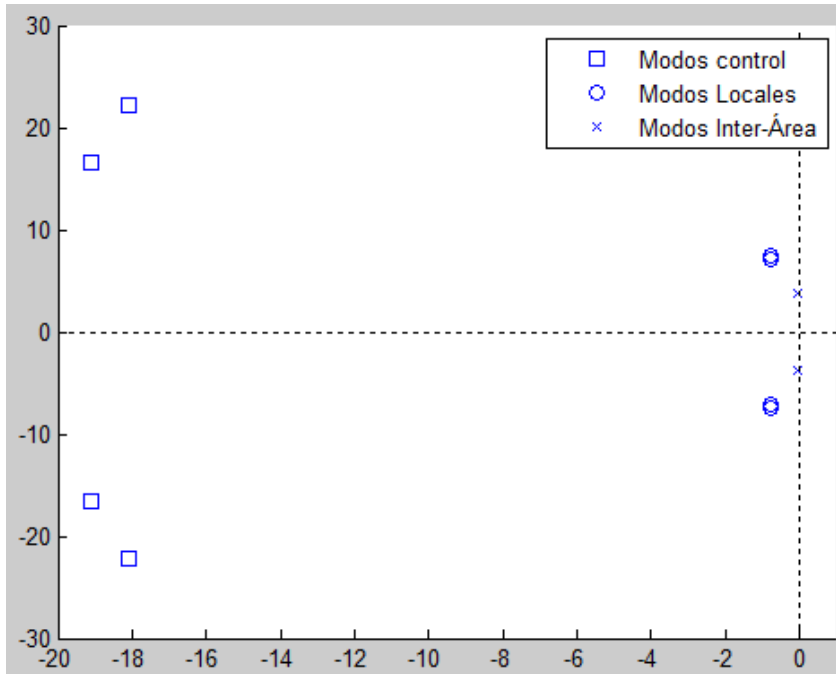


Figura 5.44 Gráfica de valores propios, caso estabilizador propuesto en [1].

5.3.5 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR, CON VALORES DE ESTABILIZADOR PROPUESTO EN [2]

Tabla 5.10 Eigenvalores del caso con estabilizador modificado en [2]

| Eigenvalores | | | | |
|--------------|-----------|--------------|---------|-----------------|
| No | Real | Imaginario | ζ | Frecuencia (Hz) |
| 1,2 | -18.0980 | ± 22.249 | 0.63104 | 3.5410 |
| 3,4 | -19.1390 | ± 16.502 | 0.75736 | 2.6264 |
| 5,6 | -0.7430 | ± 7.3617 | 0.10042 | 1.1716 |
| 7,8 | -0.7337 | ± 7.1515 | 0.10207 | 1.1382 |
| 9,10 | -0.03403 | ± 3.8314 | 0.00888 | 0.6098 |
| 11,12 | -66.68400 | ± 0.0069 | 1.00000 | 0.0011 |
| 13,14 | -66.6370 | ± 0.0032 | 1.00000 | 0.0052 |
| 15,16 | -66.6650 | ± 0.0015 | 1.00000 | 0.0025 |

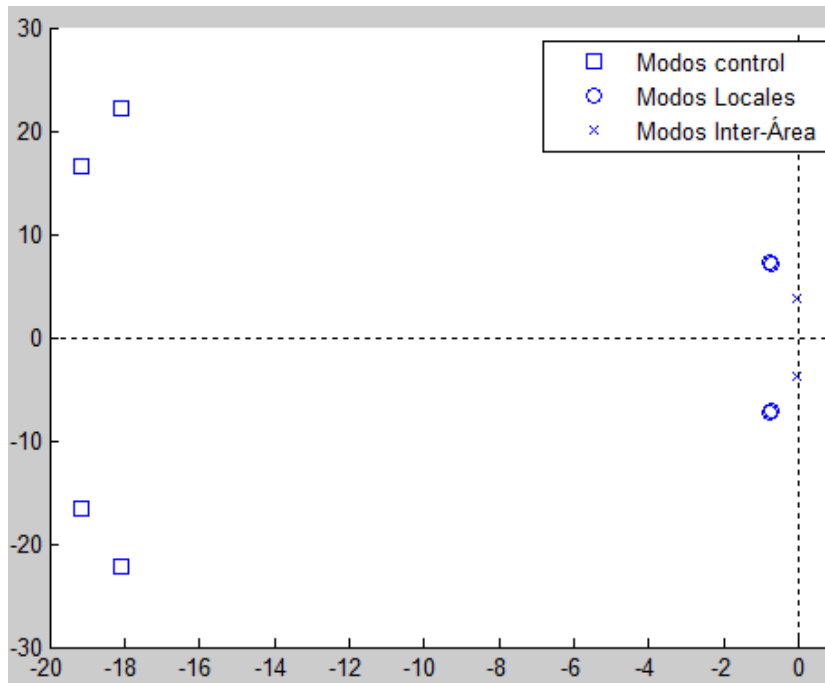


Figura 5.45 Gráfica de valores propios, caso estabilizador modificado en [2].

5.4 CÁLCULO DE FACTORES DE PARTICIPACIÓN

Una vez que se tienen los eigenvalores de cada caso, se utiliza el valor obtenido en frecuencia para la identificación de los modos (mode shapes) presentes en el sistema de dos áreas. En esta sección mediante el uso de LSYSAN 32, componente de PSS/E para análisis modal, donde se realiza el cálculo de los factores de participación, eigenvalores y eigenvectores de cada caso, con el fin de determinar la relación que tiene cada variable, ya sean los devanados de amortiguamiento y de campo de la máquina síncrona, la regulación de los sistema de excitación o los bloques de integración del estabilizador, con cada modo presente.

En el Anexo E se tienen las gráficas de los factores de participación de cada modo presente en cada caso. Para fines de este trabajo, en la siguiente sección solamente se hará referencia a los factores de participación de los modos electromecánicos tanto locales como inter área.

5.5 EIGENVECTORES Y FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE LOS MODOS ELECTROMECAÑICOS

Los factores de participación son de gran utilidad para asociar las variables, ya sean del generador o de sus controles, con los modos de oscilación.

La tabla 5.11 muestra la descripción de los estados dominantes de la máquina y el control de excitación, cuyo comportamiento es analizado en cada caso.

Tabla 5.11 Números asignados a las variables de estado.

| Generador de rotor cilíndrico (GENROE) | | | | | | Sistema de Excitación (ESDC1A) | | | |
|--|-------|-----------|-----------|----------------|----------|--------------------------------|----|-----|----|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| $E'q$ | $E'd$ | Ψkd | Ψkq | $\Delta\omega$ | δ | VT | VR | EFD | RI |

La tabla 5.12 muestra el comportamiento de los eigenvalores para los casos de generador con control ESST1A sin TGR, ESDC1A con $K_a=20$ y ESDC1A con $K_a=200$. El objetivo de analizar el comportamiento de los tres casos es observar las ventajas y desventajas que ofrecen los dos tipos de control de excitación para amortiguar las oscilaciones en las variables observadas en las gráficas de la sección anterior.

Tabla 5.12 Comportamiento de los eigenvalores para los casos con sistema de excitación.

| S.E | Local | | | Inter área | | |
|------------------|-------|--------|-----------------------|------------|--------|------------------------|
| | No. | Hz | Eigenvalor | No. | Hz | Eigenvalor |
| ESST1A sin TGR | 7,8 | 1.1281 | $-0.6556 \pm 7.0878i$ | 9,10 | 0.6108 | $0.00328 \pm 3.8376i$ |
| ESDC1A $K_a=20$ | 3,4 | 1.0723 | $-0.5978 \pm 6.7372i$ | 7,8 | 0.4492 | $-16.5780 \pm 2.8225i$ |
| ESDC1A $K_a=200$ | 11,12 | 1.0756 | $-0.5744 \pm 6.7584i$ | 13,14 | 0.5397 | $0.0171 \pm 3.3913i$ |

5.5.1 GENERADORES CON S.E. ESST1A SIN TGR

La figura 5.46 presenta el comportamiento de los eigenvectores asociados con los modos 7 y 8, definidos como locales, para el caso con sistema de excitación ESST1A sin reducción de

ganancia transitoria. Se puede observar que en estos modos existe oscilación entre el generador 1 y 2, los cuales forman parte del área 1 del sistema de prueba, situación que confirman los factores de participación de estos modos, los cuales muestran en la figura 5.47 que las variables dominantes en este modo son la variación en la velocidad del rotor y los ángulos de los generadores 1 y 2.

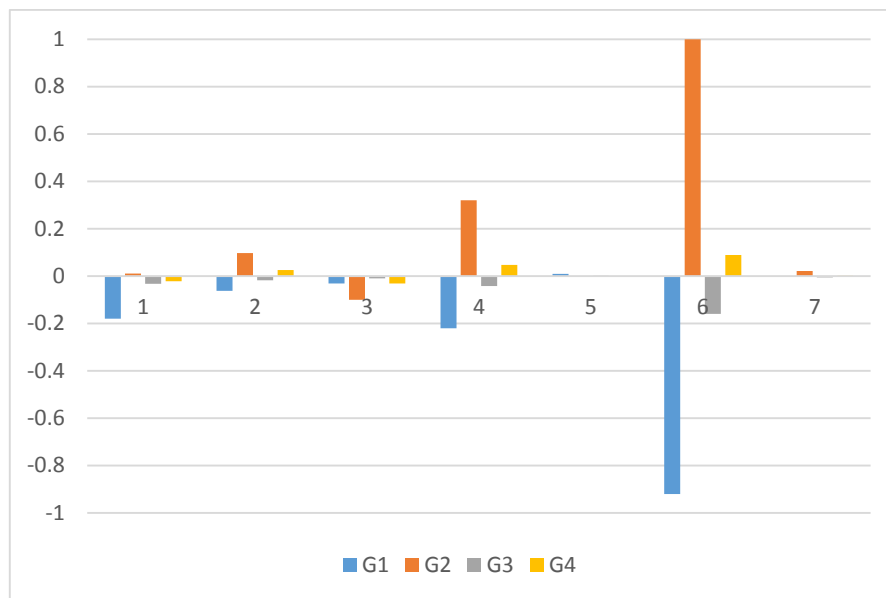


Figura 5.46 Comportamiento de los eigenvectores de los modos 7 y 8, con ESSTIA sin TGR

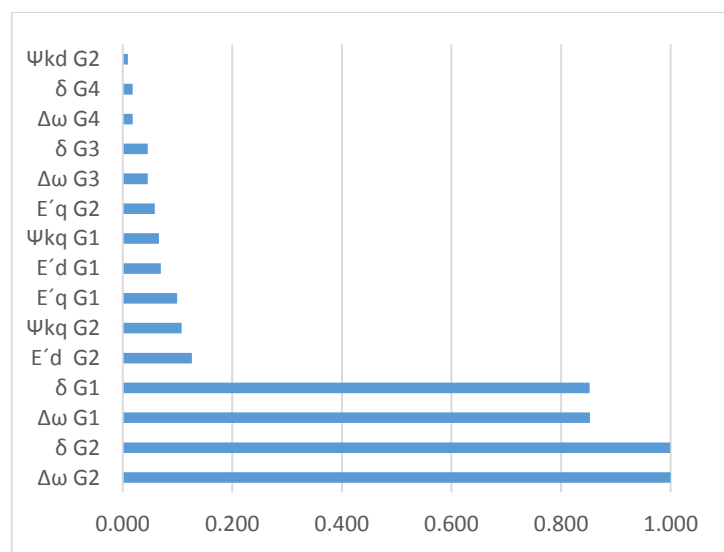


Figura 5.47 Factores de participación de los modos 7 y 8, con ESSTIA sin TGR

La figura 5.48 presenta el comportamiento de los eigenvectores asociados con los modos 9 y 10, los cuales por su frecuencia son definidos como interárea. Se puede observar que los generadores 1 y 2 oscilan contra los generadores 3 y 4. Los factores de participación de los modos 9 y 10, mostrados en la figura 5.49, indican que las variaciones en el ángulo y la velocidad del rotor de los generadores intervienen mayormente en la oscilación, lo cual se corrobora con los gráficos presentados de este caso en la sección del análisis dinámico.

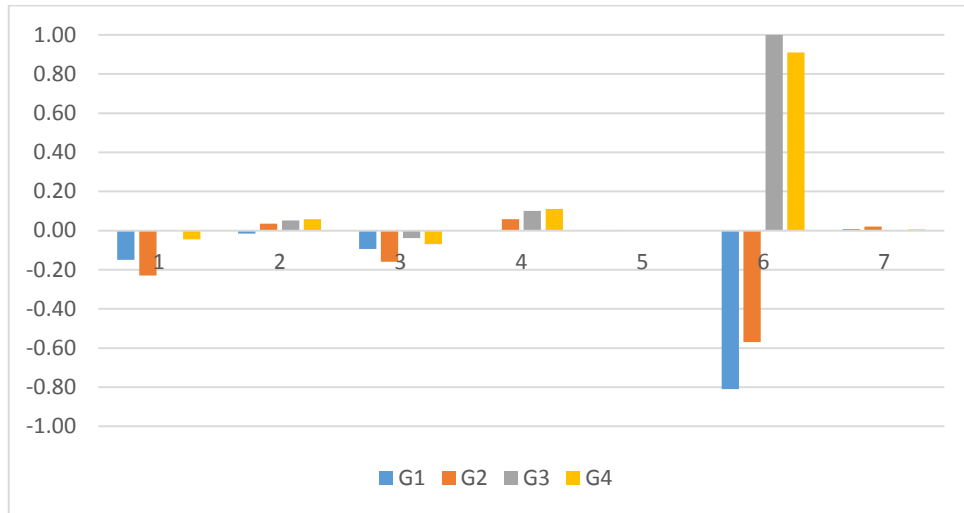


Figura 5.48 Comportamiento de los eigenvectores de los modos 9 y 10, con ESSTIA sin TGR.

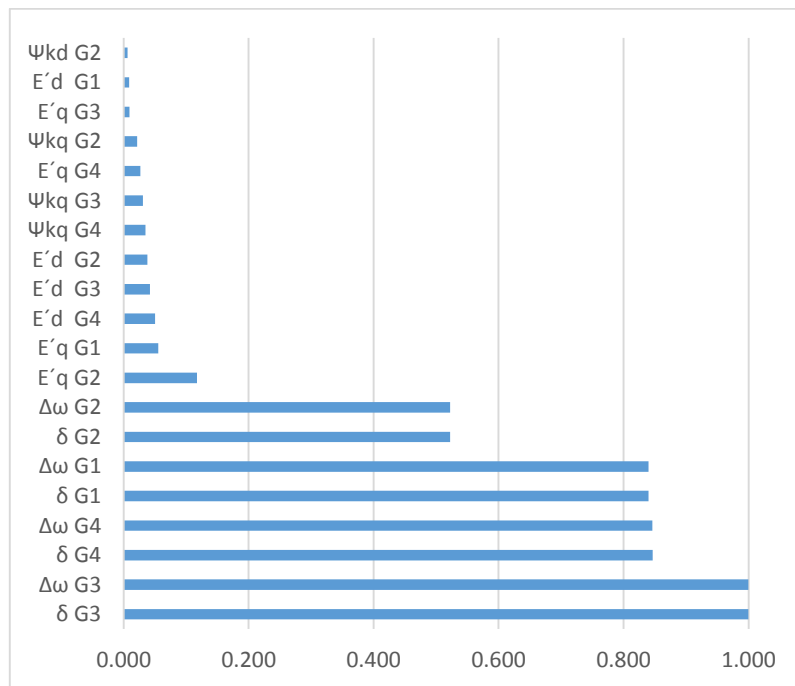


Figura 5.49 Factores de participación de los modos 9 y 10, con ESSTIA sin TGR.

El análisis de la información expuesta en el caso anterior, nos confirma que los generadores fueron capaces de regresar a su estado de estabilidad después de presentarse un pequeño disturbio en el sistema, la presencia de las variables del sistema de excitación no fue significativa, tanto en el comportamiento de los eigenvectores como en los factores de participación.

5.5.2 GENERADORES CON S.E. ESDC1A CON $K_a=20$

La figura 5.50 presenta el comportamiento de los eigenvectores asociados con los modos 3 y 4, definidos como locales, para el caso con sistema de excitación ESDC1A con $K_a=20$. Se puede observar que en estos modos existe oscilación local entre los generadores 1 y 2 y los generadores 3 y 4.

Los factores de participación de estos modos son mostrados en la figura 5.51, donde las variables dominantes en este modo son la variación en la velocidad del rotor y los ángulos de los generadores 1 y 2.

El comportamiento de los eigenvectores denota una gran participación en el modo, de los reguladores de salida de los sistemas de excitación de los cuatro generadores, actividad que tendrá mayor visualización en el modo inter área.

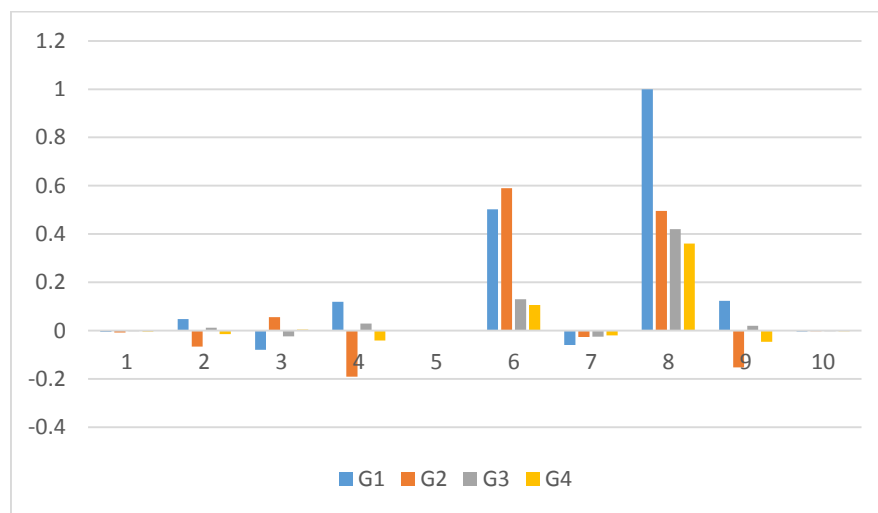


Figura 5.50 Comportamiento de los eigenvectores de los modos 3 y 4, con EDC1A $K_a=20$

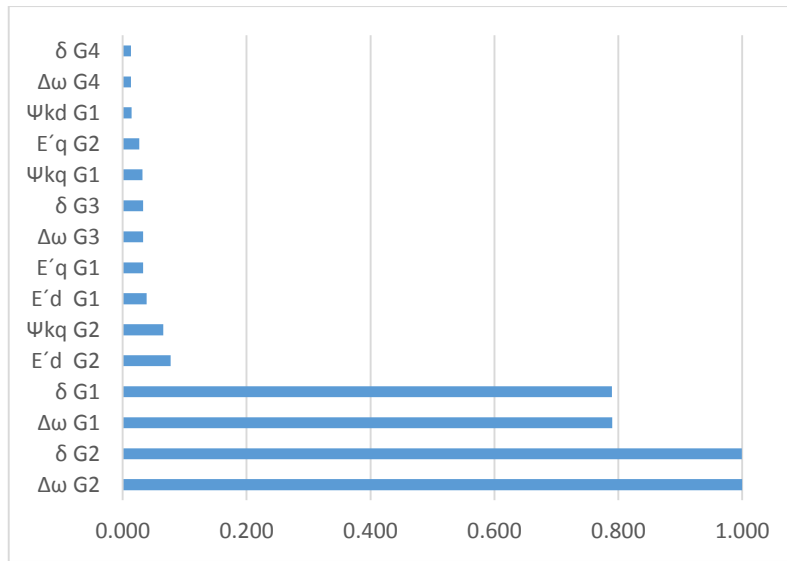


Figura 5.51 Factores de participación de los modos 3 y 4, con EDCIA $Ka=20$

La figura 5.52 presenta el comportamiento de los eigenvectores asociados con los modos 9 y 10, los cuales por su frecuencia son definidos como inter área. Se puede observar que el regulador de la salida y la salida del excitador tienen participación para amortiguar las oscilaciones de los generadores 3 y 4 contra los generadores 1 y 2. Se observa, tanto en los factores de participación como en el comportamiento de los eigenvectores, que estos estados correspondientes al sistema de excitación son los que mitigan en su totalidad la oscilación.

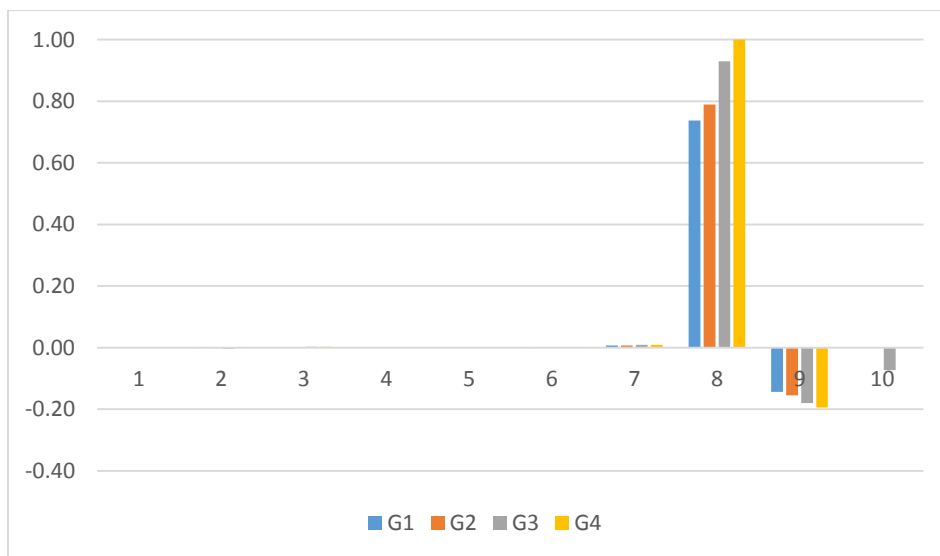


Figura 5.52 Comportamiento de los eigenvectores de los modos 7 y 8, con EDCIA $Ka=20$

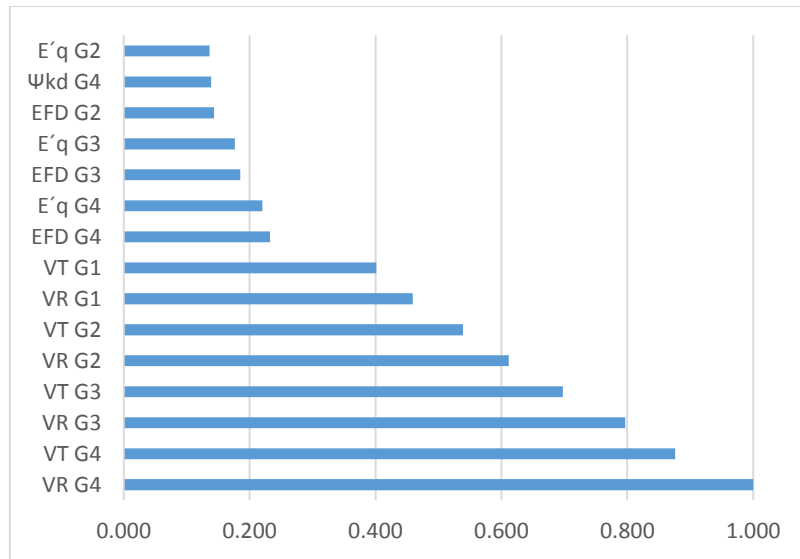


Figura 5.53 Factores de participación de los modos 7 y 8, con EDC1A $Ka=20$

5.5.3 GENERADORES CON S.E. ESDC1A CON $Ka=200$

Las variables que influyen mayormente el comportamiento de los eigenvectores de los modos 11 y 12 se pueden apreciar en la figura 5.54, las cuales son la salida del excitador y su regulador. También se visualiza una oscilación entre los generadores 1 y 2, y los generadores 3 y 4, comportamiento esperado por tratarse de un modo local.

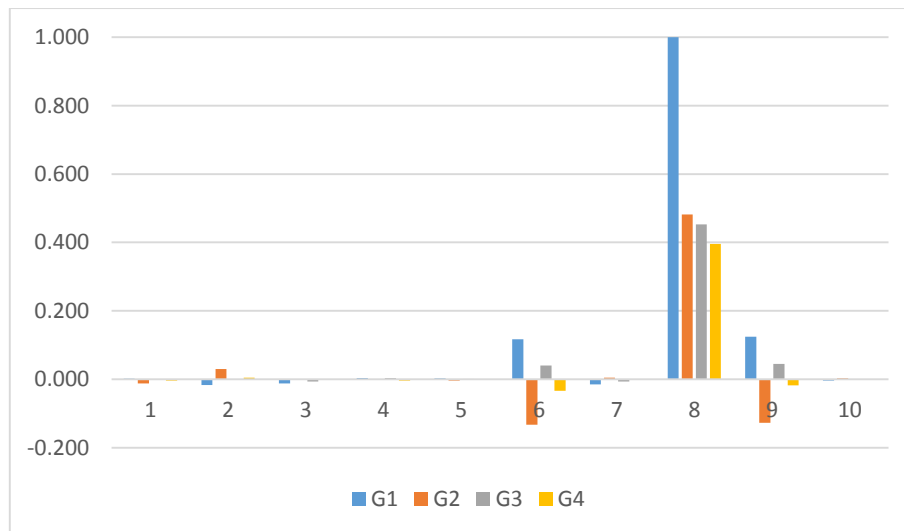


Figura 5.54 Comportamiento de los eigenvectores de los modos 11 y 12, con EDC1A $Ka=200$

Los factores de participación de la figura 5.55 nos confirman que las variaciones de la velocidad de los rotores de los generadores 1 y 2 así como sus ángulos son los estados dominantes de los modos.

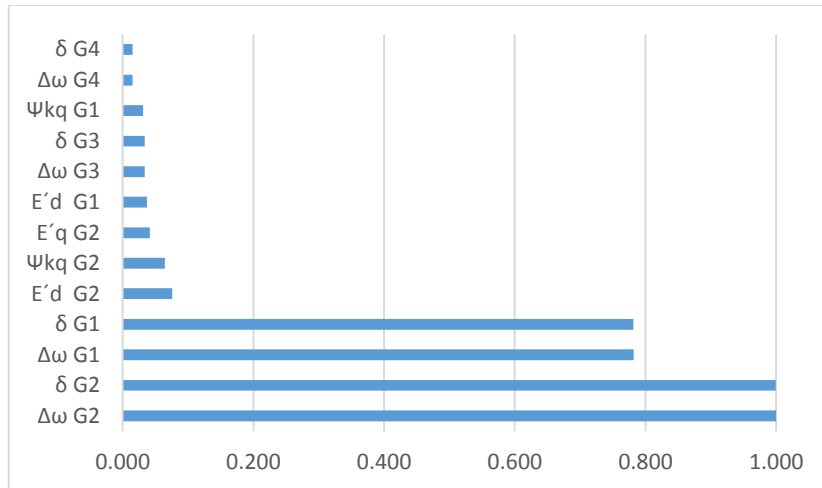


Figura 5.55 Factores de participación de los modos 11 y 12, con EDC1A $Ka=200$

El comportamiento de los eigenvectores de los modos 13 y 14, nos indica que se trata de un modo inter área por el comportamiento de los generadores 1 y 2 oscilando contra los generadores 3 y 4 en la variable 6 (ángulos de los generadores). La figura 5.56 también nos proporciona información sobre el dominio de las variables del sistema de excitación en estos modos, donde la salida del excitador y su regulador tienen un gran impacto sobre las oscilaciones presentadas en el sistema de prueba.

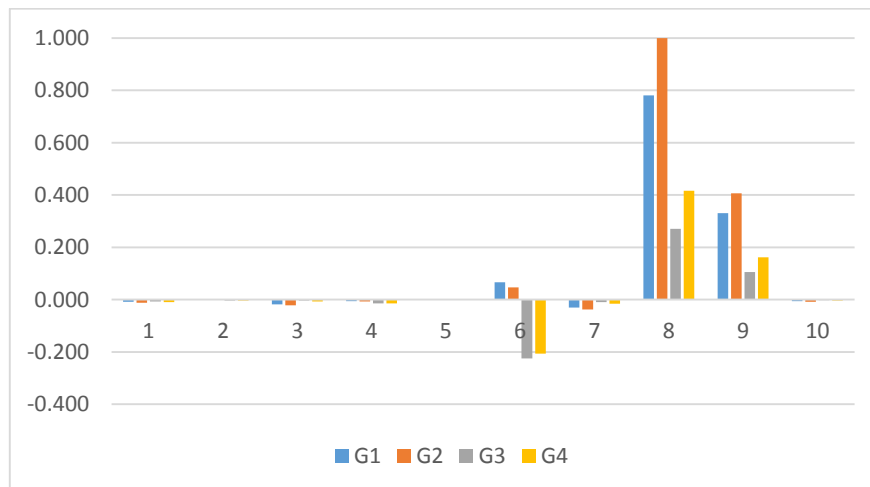


Figura 5.56 Comportamiento de los eigenvectores de los modos 13 y 14, con EDC1A $Ka=200$

Los factores de participación mostrados en la figura 5.57 ratifican las oscilaciones entre las áreas 1 y 2, pues dentro de las variables dominantes se encuentra la variación en la velocidad de los rotores de los generadores y nuevamente sus ángulos.

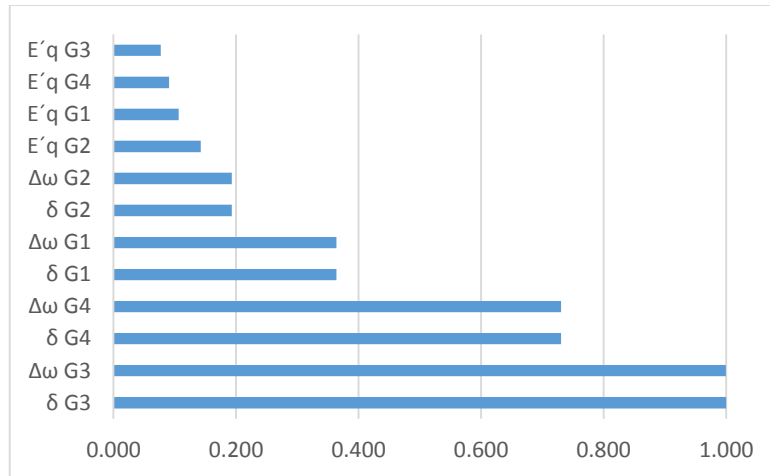


Figura 5.57 Factores de participación de los modos 13 y 14, con EDC1A $K_a=200$

5.5.4 GENERADORES CON PSS ORIGINAL DE [1]

La tabla 5.13 muestra la descripción de los estados dominantes de la máquina y el estabilizador de sistema de potencia. Los estados correspondientes al sistema de excitación no se hacen mención pues ahora se quiere observar el efecto del estabilizador de sistema de potencia.

Tabla 5.13 Números asignados a las variables de estado para los casos con PSS

| Generador de rotor cilíndrico (GENROE) | | | | | | IEEEEST | | |
|--|-----|-------------|-------------|----------------|----------|---------|---------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| E'q | E'd | Ψ_{kd} | Ψ_{kq} | $\Delta\omega$ | δ | T1 / T2 | T3 / T4 | Último integrador |

La tabla 5.14 muestra el comportamiento de los eigenvalores para los casos de generador con control ESST1A sin TGR, con estabilizador de potencia IEEEEST original de [1] y con IEEEEST modificado de [1].

El objetivo de analizar el comportamiento de estos dos casos es observar las ventajas y desventajas que ofrece implementar el estabilizador de sistema de potencia para amortiguar las oscilaciones presentes en los modos locales e inter área.

Tabla 5.14 Comportamiento de los eigenvalores para los casos con PSS.

| PSS | Local | | | Inter-Área | | |
|----------------------|-------|--------|-----------------------|------------|--------|------------------------|
| | No. | Hz | Eigenvalor | No. | Hz | Eigenvalor |
| IEEEEST Orig. de [1] | 7,8 | 1.1418 | $-0.7536 \pm 7.174i$ | 9,10 | 0.6106 | $-0.04423 \pm 3.8362i$ |
| IEEEEST Mod. de [1] | 7,8 | 1.1382 | $-0.7337 \pm 7.1515i$ | 9,10 | 0.6098 | $-0.03403 \pm 3.8314i$ |

Por la frecuencia de los modos 7 y 8 se clasifica como un modo local, pero en la figura 5.58 se puede observar el comportamiento de los ángulos de las máquinas, los cuales se encuentran en contra fase los generadores 1 y 2, y los generadores 3 y 4, por la característica de la gráfica se corrobora que se trata de un modo local, en la figura 5.59 se puede visualizar que los factores de participación que tienen mayor aportación son la variación de velocidad de los generadores 1 y 2, así como sus ángulos. En este modo no se visualiza la participación de los estabilizadores de sistema de potencia.

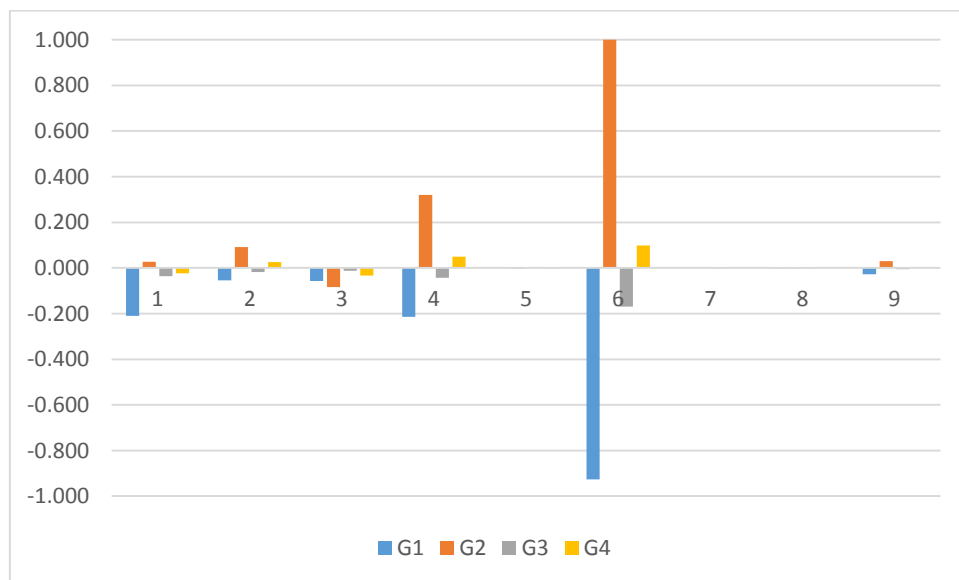


Figura 5.58 Comportamiento de los eigenvectores de los modos 7 y 8 con PSS original de [1]

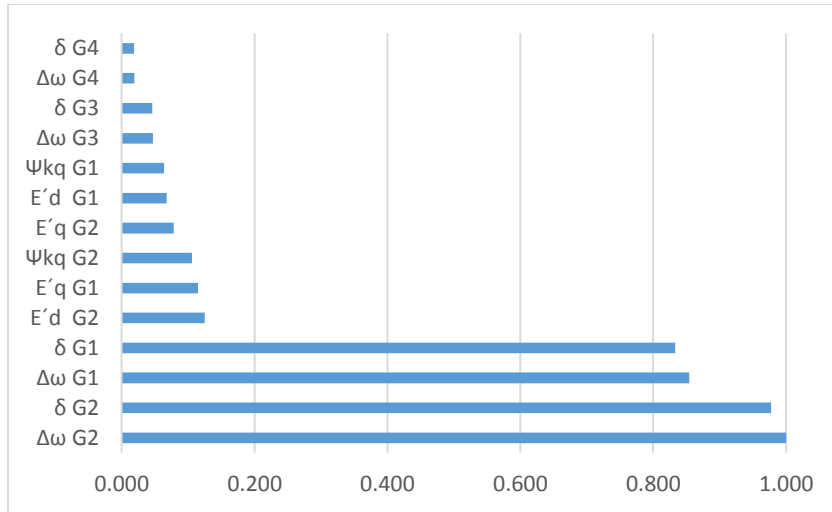


Figura 5.59 Factores de participación de los modos 7 y 8 con PSS original de [1]

En la figura 5.60 se encuentra el comportamiento de los eigenvectores para los modos 9 y 10, en la cual se puede observar que se trata de un modo inter área, por las oscilaciones que existen entre los grupos de generadores 1 y 2 que pertenecen al área 1, oscilando en contra fase contra el área 2 conformada por el grupo de generadores 3 y 4

En la figura 5. 61 se observa que los factores de participación de la variación de velocidad de los generadores y sus respectivos ángulos son los de mayor participación en el modo.

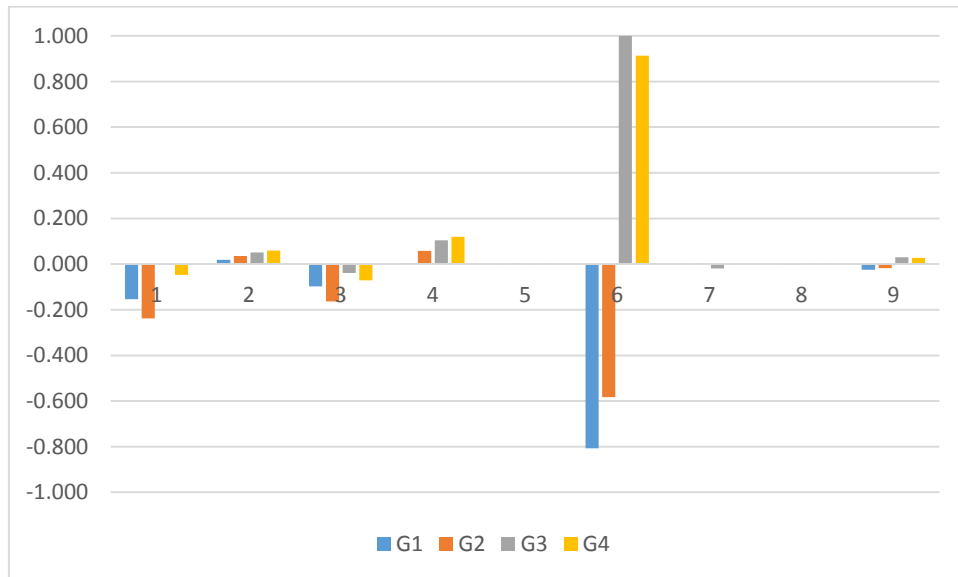


Figura 5.60 Comportamiento de los eigenvectores de los modos 9 y 10 con PSS original de [1]

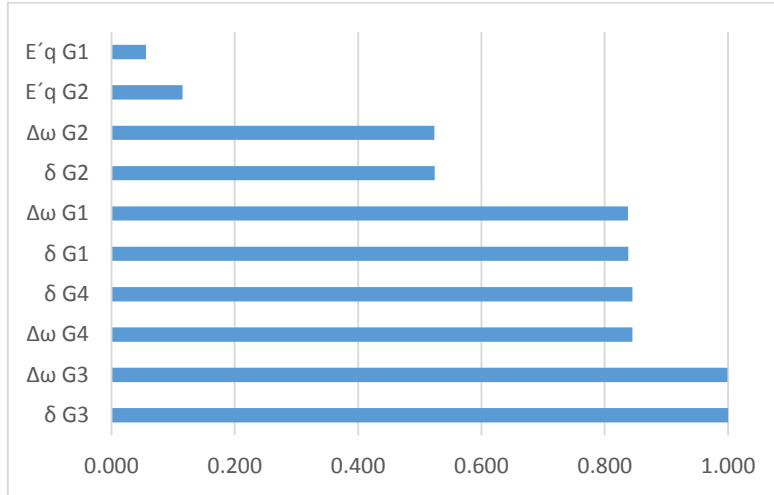


Figura 5.61 Factores de participación de los modos 9 y 10 con PSS original de [1]

La figura 5.62 muestra el comportamiento de los eigenvectores de los modo 13 y 14, los cual por sus factores de participación mostrados en el anexo E, señalan que son los modos en los que se tiene mayor influencia de los estabilizadores de potencia, pero por su frecuencia de oscilación no se consideraron como interárea.

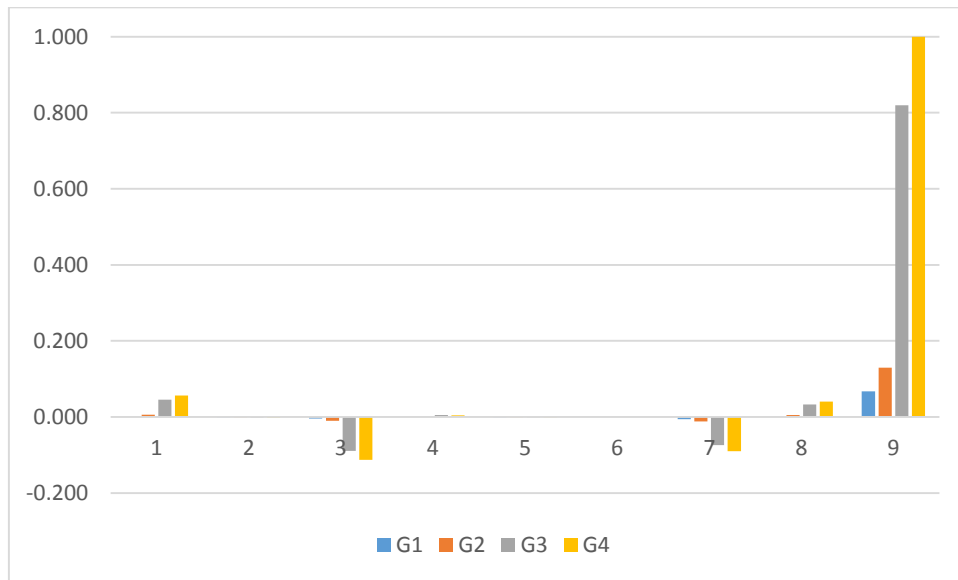


Figura 5.62 Comportamiento de los eigenvectores de los modos 13 y 14 con PSS modificado de [1]

Se observa la acción de los estabilizadores de potencia, los cuales prácticamente actúan sobre la participación de los ángulos de los generadores, que para el caso de los modos 9 y 10 denotaba la oscilación entre áreas, ahora en este modo desaparece dicha oscilación, hecho señalado en la sección del análisis dinámico previamente realizado.

5.5.5 GENERADORES CON PSS MODIFICADO DE [1]

Por la frecuencia de los modos 7 y 8 se clasifica como un modo local, para comprobar lo anterior, en la figura 5.63 se muestra comportamiento de los ángulos de las máquinas, cuya característica de oscilación entre los grupos de generadores se comprueba que se trata de un modo local, en la figura 5.64 se puede visualizar que los factores de participación que tienen mayor aportación, que como en el caso anterior, son la variación de velocidad de los generadores 1 y 2, así como sus ángulos.

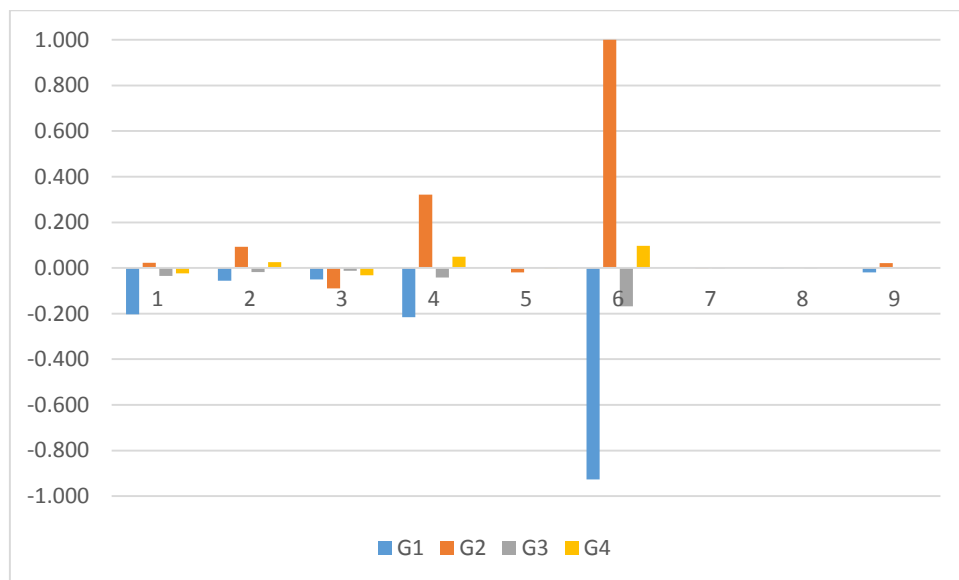


Figura 5.63 Comportamiento de los eigenvectores de los modos 7 y 8 con PSS modificado de [1]

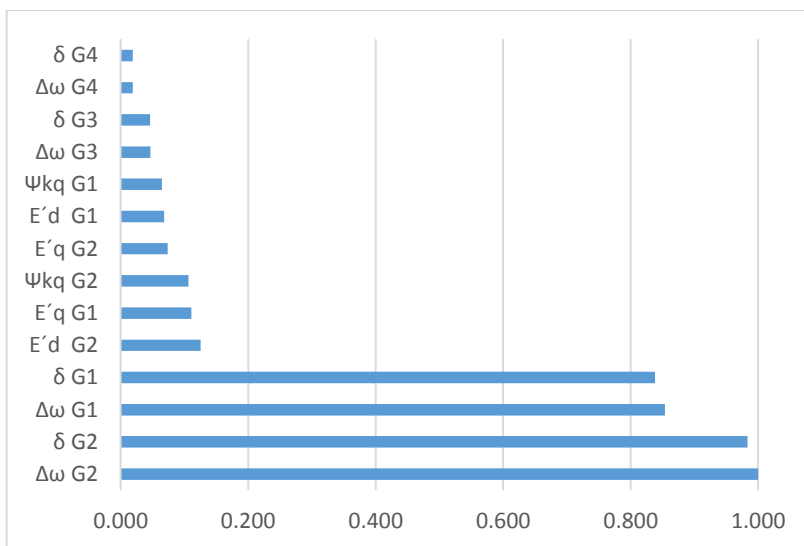


Figura 5.64 Factores de participación de los modos 7 y 8 con PSS modificado de [1]

En la figura 5.65 se muestra el comportamiento de los eigenvectores para los modos 9 y 10, clasificado por su frecuencia como un modo inter área y comprobado por las oscilaciones que existen entre los generadores de las áreas del sistema.

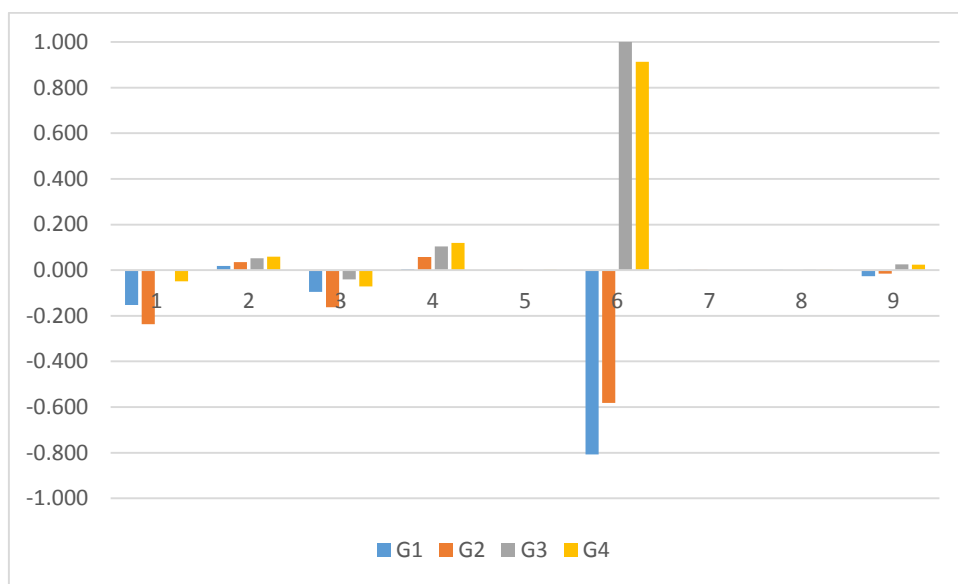


Figura 5.65 Comportamiento de los eigenvectores de los modos 9 y 10 con PSS modificado de [1]

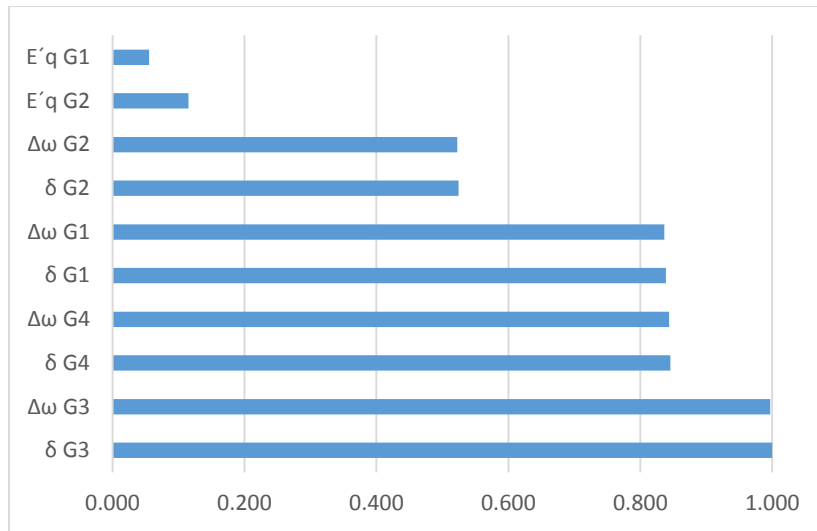


Figura 5.66 Comportamiento de los F.P de los modos 9 y 10 con PSS modificado de [1].

Los factores de participación en la figura 5.66 nos muestran que para este modo en específico, los ángulos de los generadores y sus variaciones en la velocidad son nuevamente los estados de mayor peso. Los factores que se encuentran en el anexo E, demuestran que es en los modos 13 y 14 al igual que en el caso anterior, es donde se aplica la acción de los estabilizadores de sistema de potencia.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

“El fracaso es, a veces, más fructífero que el éxito”

Henry Ford.

En el presente trabajo se presentaron los conceptos básicos utilizados para el análisis de estabilidad ante pequeños disturbios, mismos que fueron utilizados en el análisis un sistema de dos áreas.

Con base a los resultados obtenidos en la simulación dinámica se puede observar en cada caso, la respuesta de la potencia activa, los ángulos internos de las máquinas y su voltaje en terminales. Aunque bien, las respuestas obtenidas durante el estudio dinámico nos dan el comportamiento general del sistema, no nos dice puntualmente que factores son los que intervienen para lograr que el sistema sea estable o no.

La frecuencia de oscilación y amortiguamiento del sistema permite visualizar de manera rápida el comportamiento de los eigenvalores calculados, los cuales, dependiendo de la ubicación de sus eigenvectores en el plano, nos indican si el sistema es inestable o estable, además de que en este tipo de estudio se utilizan herramientas como los factores de participación, que proporcionan información detallada sobre que variables tienen mayor influencia en la respuesta dinámica de los generadores del sistema ante pequeños disturbios ;de manera que, aunque no se trate de una gran perturbación a la que se vea sometido el sistema de potencia, los modos presentes podrían llevar de un caso de operación normal a la inestabilidad.

La correcta sintonización tanto de los controles de excitación la máquina como de los estabilizadores de sistemas de potencia, puede ser de gran ayuda para mitigar los efectos de las oscilaciones que aparecen a causa del pequeño disturbio, que para el caso del sistema estudiado son las oscilaciones locales e inter áreas, dos tipos de oscilación que pueden ocasionar problemas en los sistemas eléctricos de potencia. Estas oscilaciones ocurren generalmente cuando se tiene un enlace relativamente débil entre las centrales generadores y el centro de la carga, por lo que este tipo de sistema es ideal para la aparición de oscilaciones locales y entre áreas.

Las componentes de sincronización y amortiguamiento permiten a los generadores estar unidos al sistema y poder alcanzar la estabilidad. En un caso de sintonización incorrecta, se puede tener un par de sincronización óptimo y un par de amortiguamiento insuficiente, con lo que oscilación pudiera incrementarse conforme pasa el tiempo, caso contrario cuando se tiene suficiente par de amortiguamiento pero un par de sincronización mínimo, la tendencia de la oscilación será con incremento exponencial. Por tanto, un estabilizador diseñado para amortiguar oscilaciones entre áreas podría ser inadecuado para tratar de amortiguar oscilaciones locales y viceversa.

En los casos de estudio presentados en este trabajo se usaron tanto sistemas de excitación lentos como el tipo ESDC1A y sistemas de respuesta rápida como el ESST1A, precisamente para hacer notar que aunque el sistema sea sometido a un disturbio idéntico, la velocidad de operación, tipo de función y ubicación de los sistemas de control es factor fundamental en la respuesta del sistema.

La coordinación correcta de los parámetros de sistemas de excitación, estabilizadores y gobernadores de las máquinas es entonces la clave para lograr la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia que es sometido a pequeños disturbios.

Se concluye que los resultados obtenidos en la simulación dinámica y la información obtenida en el estudio de pequeños disturbios se complementan entre sí, para lograr una mayor comprensión sobre tipo de oscilación presente en el sistema durante el disturbio, respuesta de las máquinas conforme a configuraciones de sus sistemas de gobernación, excitación y estabilización, y el amortiguamiento eficaz o no eficaz de dichas oscilaciones.

RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

- Realizar el estudio de estabilidad ante pequeños disturbios del sistema de dos áreas con otro modelo de generador, como el modelo de PSS/E GENSAL que representa el modelo del generador de polos salientes.
- Realizar el estudio de estabilidad ante pequeños disturbios del sistema de dos áreas usando diversos modelos de sistemas de excitación, tanto estáticos como rotativos.

- Analizar la estabilidad ante pequeños disturbios del sistema de dos áreas con un enlace de HVDC.
- Realizar el análisis de pequeños disturbios del equivalente brasileño de 7 buses y validar los resultados con la información presentada en [14].

REFERENCIAS

- [1] **P. Kundur.** “Power System Stability and Control”. Mc Graw-Hill. New York, 1994.
- [2] **P. Krause.** “Analysis of Electric Machinery and Drive Systems”. IEEE Press- Wiley Interscience, 2002.
- [3] **M. Lázaro** “Análisis de estabilidad ante pequeños disturbios de los generadores de inducción en sistemas eléctricos de potencia”. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación IPN, México, DF, Diciembre de 2002.
- [4] **A. Pérez** “Control Optimo de Generadores”. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación IPN, México, DF, Mayo de 1986.
- [5] **C. Esperilla** “Estudio de estabilidad de SEP’s ante pequeños disturbios con líneas de HVDC”. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación IPN, México, DF, Junio de 2008.
- [6] **D. Villareal** “Análisis modal de Sistemas Eléctricos de Potencia”. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación IPN, México, DF, 2008.
- [7] **D. Olgún** “Curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia”. Sección de Estudios de Posgrado e Investigación IPN, México, DF.
- [8] **P. Kundur** “Definition and Classification of Power System Stability” IEEE/CIGRE Joint task force on Stability Terms and Definitions, 2004.
- [9] **P. Anderson, A. Fouad** “Power System Control and Stability”, IEEE Press-Wiley Interscience, 2003.
- [10] **Edward W. Kimbark** “Power system Stability, Vol III Synchronous Machines”, IEEE PRESS, Wiley Interscience 1995.

- [11] **Edward W. Kimbark** “Power system Stability, Vol I Elements of stability calculations”, IEEE PRESS, Wiley Interscience 1995.
- [12] **IEEE** 1110-1991 “Guide for Synchronous Generator Modeling Practices in Stability Analyses”, 2003.
- [13] **IEEE** Std 421.5 “Recommended practice for excitation system models for power system stability studies”, 2016.
- [14] **IEEE** Technical Report PES-TR18 “Benchmark systems for small signal stability analysis and control”, 2015.
- [15] **F. Sánchez**, “Oscilaciones Electromecánicas en Sistemas de Potencia” Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, especialidad potencia, División de Estudios Superiores Universidad Autónoma de Nuevo León, 1988.
- [16] **D. Orozco**, “Estudio de estabilidad angular ante pequeños disturbios de sistemas asíncronos interconectados a través de VFT’s” Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación IPN, Ciudad de México, 2016.

ANEXO A

MODELO DEL GENERADOR GENROE

Este modelo dinámico de sexto orden representa al generador de rotor cilíndrico con la función de saturación representada como una función exponencial. La tabla A.1 muestra los parámetros para este modelo y todos los datos son utilizados para todos los generadores del sistema, con variantes en las constantes de inercia dependiendo el caso de estudio.

Tabla A.2 Parámetros del modelo GENROE

| PARÁMETRO | SÍMBOLO | VALOR | UNIDAD |
|---|-----------|--------|----------|
| Potencia aparente | MBASE | 900 | MVA |
| Constante de tiempo eje D circuito abierto transitorio | T'do | 8 | s |
| Constante de tiempo eje D circuito abierto subtransitorio | T''do | 0.03 | s |
| Constante de tiempo eje Q circuito abierto transitorio | T'qo | 0.4 | s |
| Constante de tiempo eje Q circuito abierto subtransitorio | T''qo | 0.05 | s |
| Constante de inercia | H | - | MW.s/MVA |
| Amortiguamiento de la velocidad | D | 0 | pu |
| Reactancia sincra eje D | Xd | 1.8 | pu |
| Reactancia sincra eje Q | Xq | 1.7 | pu |
| Reactancia transitoria eje D | X'd | 0.3 | pu |
| Reactancia transitoria eje Q | X'q | 0.55 | pu |
| Reactancia subtransitoria | X''d=X''q | 0.25 | pu |
| Reactancia de fuga | Xl | 0.2 | pu |
| Factor de saturacion a 1 pu de voltaje | S(1.0) | 0.0392 | - |
| Factor de saturacion a 1.2 pu de voltaje | S(1.2) | 0.2672 | - |

La representación de la saturación en todos los generadores tiene impacto en los resultados del desempeño del sistema en el estudio de pequeños disturbios.

La figura A.1 muestra el diagrama de bloques del modelo de PSS/E GENROE.

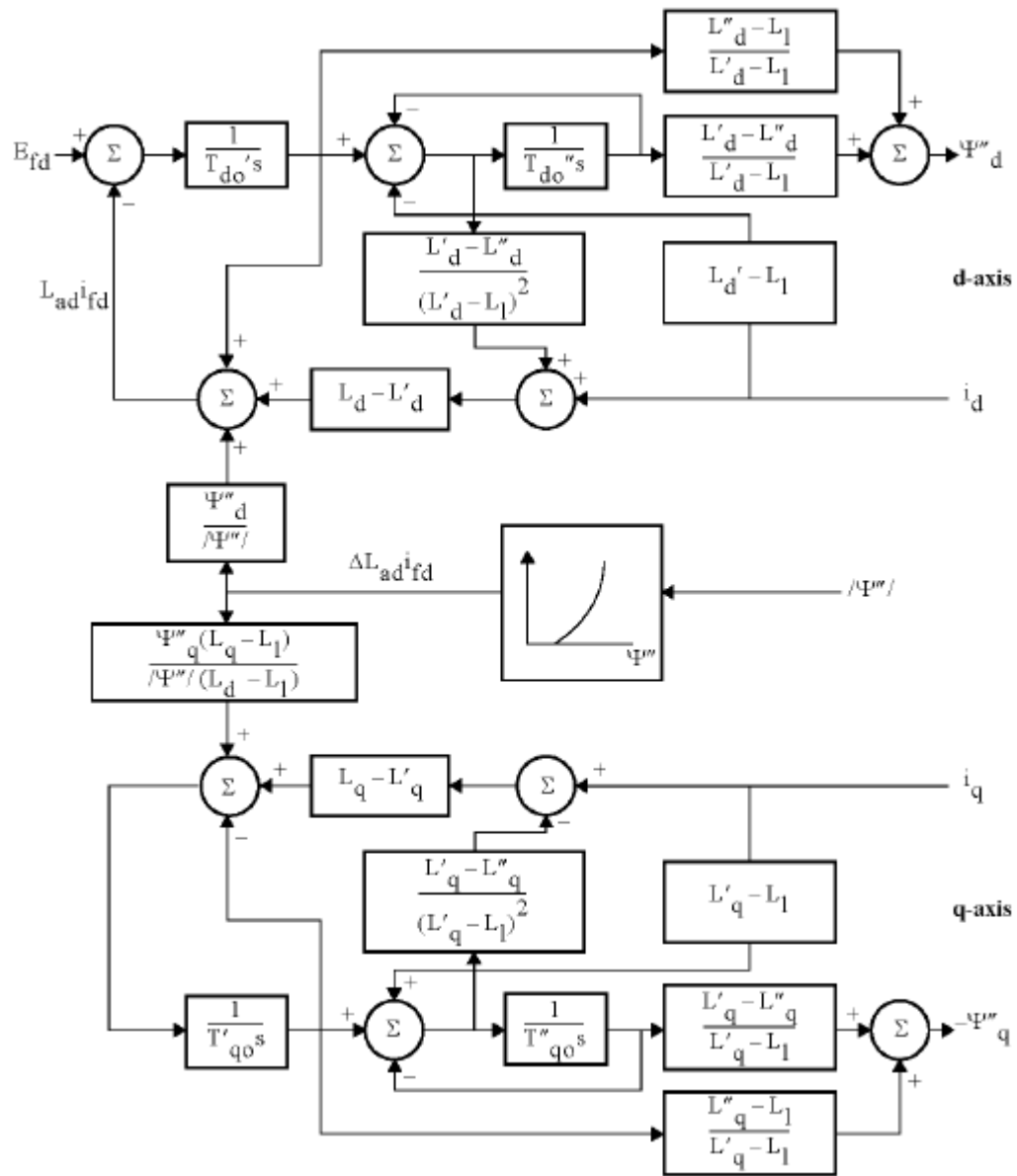


Figura A.1 Diagrama de bloques del modelo GENROE.

ANEXO B

MODELO DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN ESDC1A

El modelo ESDC1A es un sistema de excitación de DC rotativo de baja ganancia y relativamente lento, este sistema está representado como DC1A en el IEEE Std.421.5. La ganancia del regulador automático de voltaje en este sistema de excitación es incrementada 10 veces.

Tabla B.1 Parámetros del modelo del sistema de excitación ESDC1A

| PARÁMETRO | SÍMBOLO | VALOR | UNIDAD |
|--|----------------------------------|----------|--------|
| Constante de tiempo del transductor de voltaje | T _R | 0.05 | s |
| Ganancia de estado estable del AVR | K _A | 20 200 | pu |
| Constante de tiempo equivalente del AVR | T _A | 0.055 | s |
| Constante de tiempo bloque 1 TGR | T _B | 0 | s |
| Constante de tiempo bloque 2 TGR | T _C | 0 | s |
| Máxima salida AVR | V _{RMAX} | 5 | pu |
| Mínima salida AVR | V _{RMIN} | -3 | pu |
| Constante de tiempo de retroalimentación del excitador | K _E | 1 | pu |
| Constante de tiempo del excitador | T _E | 0.36 | s |
| Ganancia de retroalimentación del estabilizador | K _F | 0.125 | pu |
| Constante de tiempo de retroalimentación del excitador | T _{F1} | 1.8 | s |
| Switch | | 0 | |
| Punto 1 de saturación del excitador | E ₁ | 3 | pu |
| Factor de saturación en punto 1 | S _E (E ₁) | 0.1 | - |
| Punto 2 de saturación del excitador | E ₂ | 4 | pu |
| Factor de saturación en punto 2 | S _E (E ₂) | 0.3 | - |

La figura B.1 muestra el diagrama de bloques del modelo de PSS/E ESDC1A.

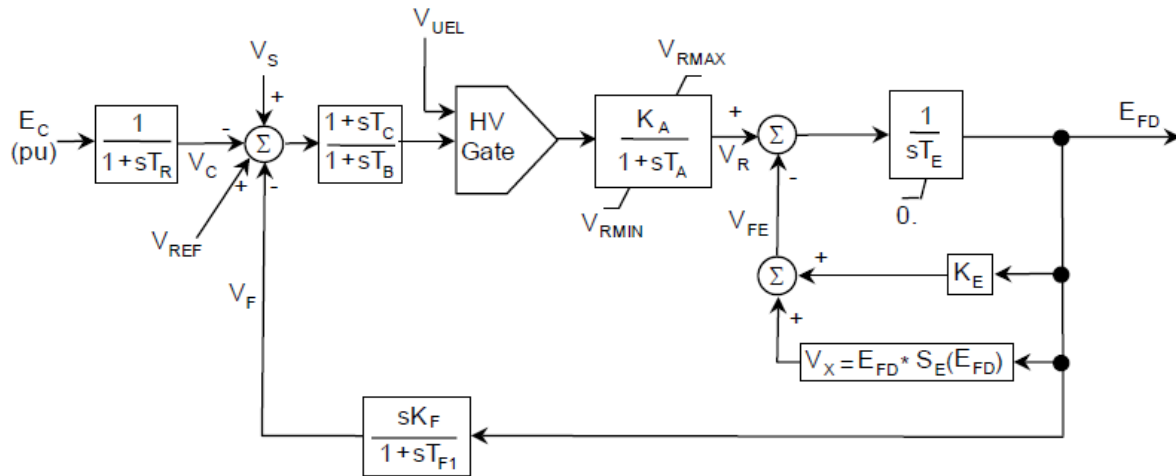


Figura B.1 Diagrama de bloques del modelo del sistema de excitación ESDCIA.

ANEXO C

MODELO DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN ESST1A

La reducción en la ganancia transitoria es implementada por el bloque de adelanto-retroceso (lead-lag) con los parámetros T_C y T_B , por consiguiente los parámetros T_{C1} y T_{B1} , y K_F no son aplicados. De manera similar se representa el límite de corriente de campo del generador con los parámetros I_{LR} y K_{LR} no son usados en las simulaciones. Los parámetros $V_{I_{max}}$, $V_{I_{min}}$, $V_{A_{min}}$, $V_{R_{min}}$ y $V_{R_{max}}$ son establecidos con valores tope típicos en sistemas de excitación estáticos, dado que son irrelevantes para el análisis de pequeños disturbios.

Los parámetros del modelo del sistema de excitación ESST1A se presentan en la tabla C.1

Tabla C.1 Parámetros del modelo del sistema de excitación ESST1A

| PARÁMETRO | SÍMBOLO | VALOR | UNIDAD |
|--|---------------|-----------------|--------|
| Constante de tiempo del transductor de voltaje | T_R | 0.01 | s |
| Error máximo de voltaje | $V_{I_{max}}$ | 99 | pu |
| Error mínimo de voltaje | $V_{I_{min}}$ | -99 | pu |
| Constante de tiempo del numerador bloque 1 TGR | T_C | 1 | s |
| Constante de tiempo del denominador bloque 1 TGR | T_B | 1 ó 10(con TGR) | s |
| Constante de tiempo del numerador bloque 2 TGR | T_{C1} | 0 | s |
| Constante de tiempo del denominador bloque 2 TGR | T_{B1} | 0 | s |
| Ganancia de estado estable del AVR | K_A | 200 | pu |
| Constante de tiempo equivalente le puente de rectificación | T_A | 0 | s |
| Salida máxima del AVR | $V_{A_{MAX}}$ | 4 | pu |
| Salida mínima del AVR | $V_{A_{MIN}}$ | -4 | pu |
| Salida máxima del puente de rectificación | $V_{R_{MAX}}$ | 4 | pu |
| Salida mínima del puente de rectificación | $V_{R_{MIN}}$ | -4 | pu |
| Factor de conmutacion para el puente rectificador | K_C | 0 | pu |
| Ganancia de retroalimentación del estabilizador | K_F | 0 | pu |
| Constante de tiempo de retroalimentación del estabilizador | T_F | 1 | s |
| Ganancia del limitador de corriente de campo | K_{LR} | 0 | pu |
| Límite instantáneo de corriente de campo | I_{LR} | 3 | pu |

ANEXO D

MODELO DEL ESTABILIZADOR DE POTENCIA IEEEEST

En IEEE std 421.5 (2005) se usa el modelo PSS1A para representar a los estabilizadores de sistemas de potencia. Estos estabilizadores son usados con el sistema de excitación ESST1A sin reducción de ganancia transitoria (TGR). La función de transferencia del PSS, y en particular la compensación de fase, debe ser ajustada para la aplicación de cualquier otro tipo de sistema de excitación.

Los parámetros del modelo del estabilizador de potencia IEEEEST se presentan en la tabla D.1

Tabla D.1 Parámetros del modelo del estabilizador de potencia IEEEEST

| PARÁMETRO | SÍMBOLO | VALOR | MODIFICADO | UNIDAD |
|--|-------------------|-------|------------|--------|
| Coeficiente del denominador de 2do orden | A ₁ | 0 | 0 | |
| Coeficiente del denominador de 2do orden | A ₂ | 0 | 0 | |
| Coeficiente del numerador de 2do orden | A ₃ | 0 | 0 | |
| Coeficiente del numerador de 2do orden | A ₄ | 0 | 0 | |
| Coeficiente del denominador de 2do orden | A ₅ | 0 | 0 | |
| Coeficiente del denominador de 2do orden | A ₆ | 0 | 0 | |
| 1er cte de tiempo del numerador de adelanto-atraso | T ₁ | 0.05 | 0.08 | s |
| 1er cte de tiempo del denominador de adelanto-atraso | T ₂ | 0.02 | 0.015 | s |
| 2da cte de tiempo del numerador de adelanto-atraso | T ₃ | 3 | 0.08 | s |
| 2da cte de tiempo del denominador de adelanto-atraso | T ₄ | 5.4 | 0.015 | s |
| Ganancia del PSS | K _s | 20 | | pu |
| Salida máxima del PSS | LS _{MAX} | 0.05 | 0.05 | pu |
| Salida mínima del PSS | LS _{MIN} | -0.05 | -0.05 | pu |
| Límite superior de voltaje para operación del PSS | V _{CU} | 0 | 0 | pu |
| Límite inferior de voltaje para operación del PSS | V _{CL} | 0 | 0 | pu |

El diagrama de bloques del modelo IEEEEST se muestra en la figura D.1.

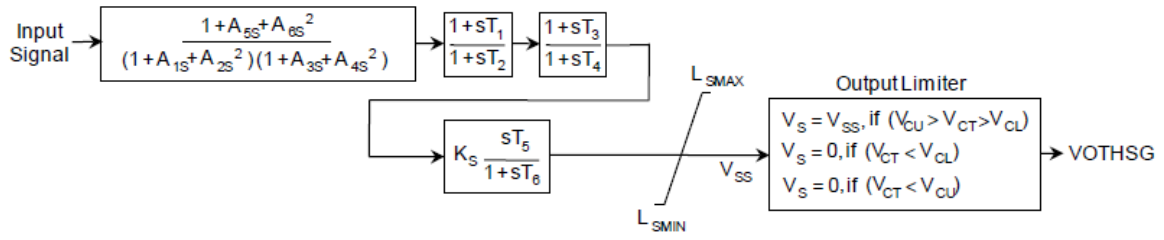


Figura D.1 Diagrama de bloques del modelo del estabilizador IEEEEST.

ANEXO E

FACTORES DE PARTICIPACION DE LOS MODOS PRESENTES EN LOS CASOS DE ESTUDIO

E.1 Factores de participación con sistema de excitación ESST1A sin TGR

| Modo 1 | |
|---------------|----------------|
| Estado | Factor |
| E'q G4 | 1.00000 |
| E'q G3 | 0.73618 |
| Ψkd G4 | 0.66736 |
| E'q G2 | 0.54155 |
| Ψkd G3 | 0.48618 |
| E'q G1 | 0.37699 |
| Ψkd G2 | 0.35644 |
| Ψkd G1 | 0.24673 |

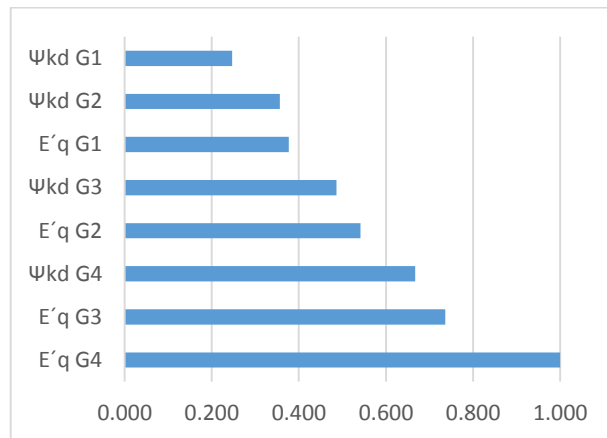


Figura E.1 Gráfica de FP, modo 1 con sistema ESST1A sin TGR.

| Modo 3 | |
|---------------|----------------|
| Estado | Factor |
| E'q G1 | 1.00000 |
| E'q G2 | 0.87690 |
| Ψkd G1 | 0.69818 |
| Ψkd G2 | 0.62198 |
| E'q G3 | 0.50993 |
| E'q G4 | 0.48324 |
| Ψkd G3 | 0.35102 |
| Ψkd G4 | 0.33285 |

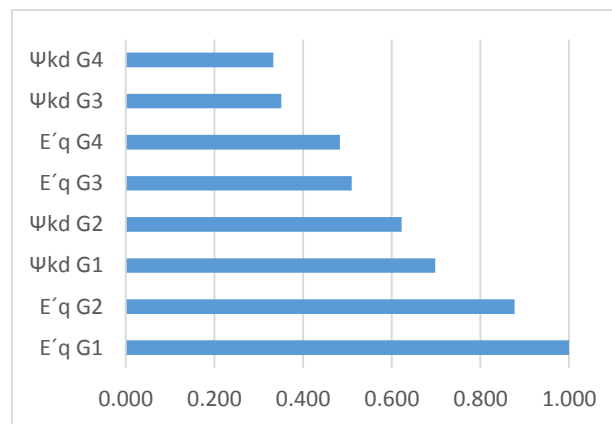


Figura E.2 Gráfica de FP, modo 3 con sistema ESST1A sin TGR.

| Modo 5 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| $\Delta\omega$ G4 | 1.00000 |
| δ G4 | 0.99926 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.82930 |
| δ G3 | 0.82868 |
| $E'd$ G4 | 0.13080 |
| $E'q$ G3 | 0.11924 |
| Ψ_{kq} G4 | 0.11212 |
| $E'q$ G4 | 0.06197 |
| $E'd$ G3 | 0.05871 |
| Ψ_{kq} G3 | 0.05825 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.04027 |
| δ G2 | 0.04025 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.01830 |
| δ G1 | 0.01828 |
| Ψ_{kd} G4 | 0.01185 |

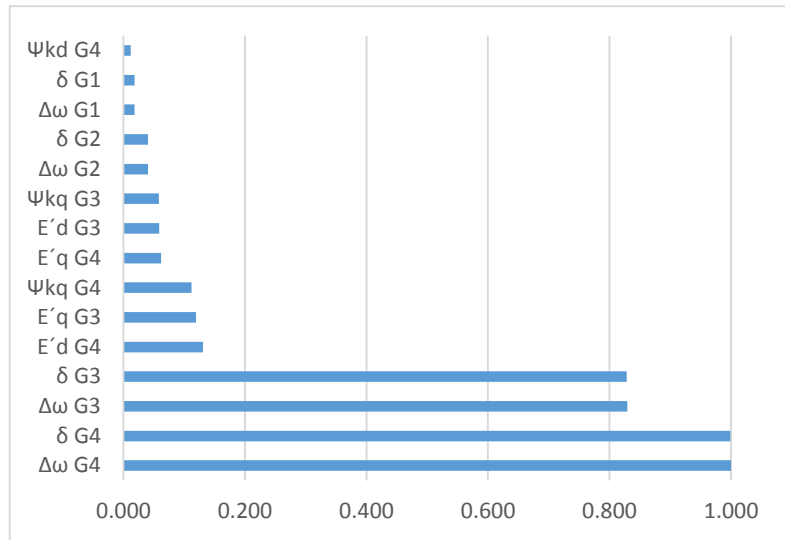


Figura E.3 Gráfica de FP, modo 5 con sistema ESSTIA sin TGR.

| Modo 7 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| $\Delta\omega$ G2 | 1.00000 |
| δ G2 | 0.99925 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.85262 |
| δ G1 | 0.85201 |
| $E'd$ G2 | 0.12660 |
| Ψ_{kq} G2 | 0.10778 |
| $E'q$ G1 | 0.09948 |
| $E'd$ G1 | 0.06989 |
| Ψ_{kq} G1 | 0.06599 |
| $E'q$ G2 | 0.05852 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.04559 |
| δ G3 | 0.04556 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.01853 |
| δ G4 | 0.01851 |
| Ψ_{kd} G2 | 0.00945 |

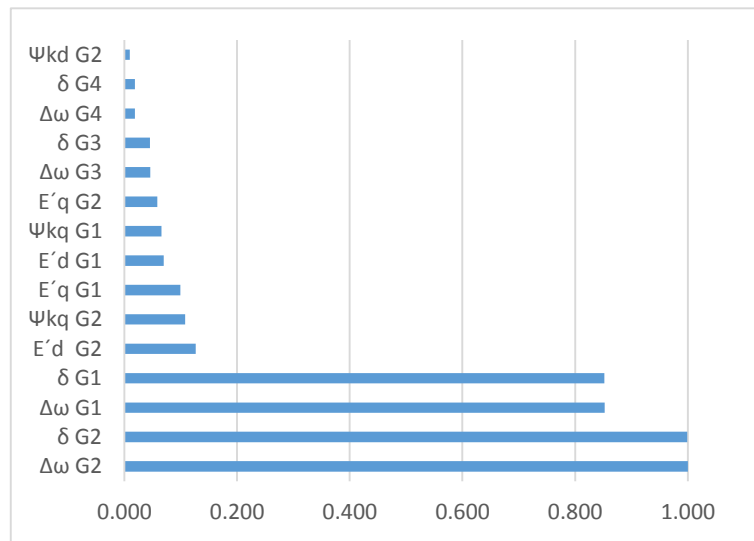


Figura E.4 Gráfica de FP, modo 7 con sistema ESSTIA sin TGR.

| Modo 9 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| δ G3 | 1.00000 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.99982 |
| δ G4 | 0.84642 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.84627 |
| δ G1 | 0.83984 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.83975 |
| δ G2 | 0.52263 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.52258 |
| $E'q$ G2 | 0.11740 |
| $E'q$ G1 | 0.05512 |
| $E'd$ G4 | 0.05015 |
| $E'd$ G3 | 0.04223 |
| $E'd$ G2 | 0.03808 |
| Ψkq G4 | 0.03489 |
| Ψkq G3 | 0.03083 |
| $E'q$ G4 | 0.02644 |
| Ψkq G2 | 0.02162 |
| $E'q$ G3 | 0.00907 |
| $E'd$ G1 | 0.00887 |
| Ψkd G2 | 0.00590 |

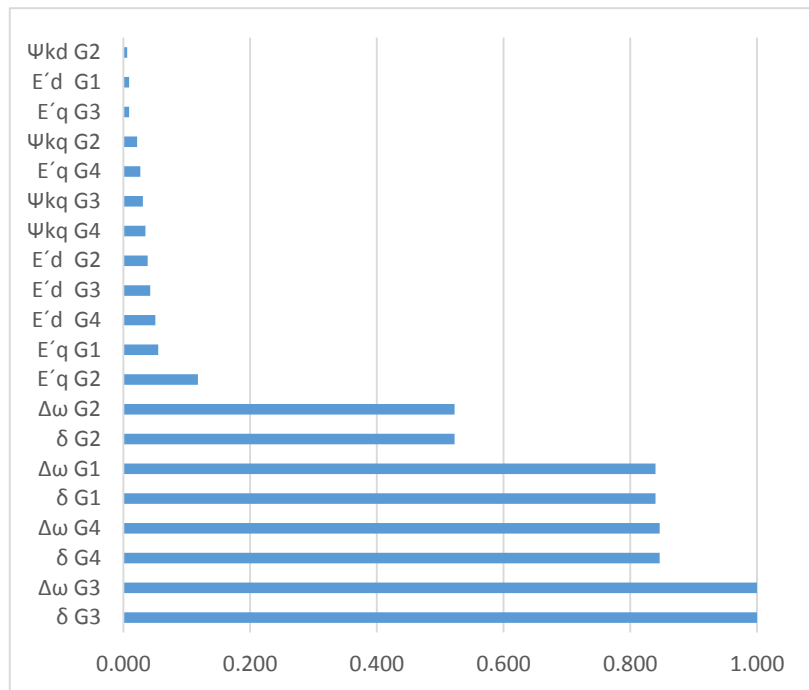


Figura E.5 Gráfica de FP, modo 9 con sistema ESSTIA sin TGR.

E.2 Factores de participación con sistema de excitación ESDC1A con $K_a=20$

| Modo 1 | |
|-------------------|---------------|
| Estado | Factor |
| $\Delta\omega$ G4 | 1.00000 |
| δ G4 | 0.99926 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.72351 |
| δ G3 | 0.72296 |
| $E'd$ G4 | 0.07910 |
| Ψkq G4 | 0.06794 |
| $E'q$ G3 | 0.03491 |
| $E'd$ G3 | 0.02954 |
| $E'q$ G4 | 0.02521 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.02493 |
| δ G2 | 0.02491 |
| Ψkq G3 | 0.02452 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.01606 |
| δ G1 | 0.01605 |
| Ψkd G3 | 0.01512 |

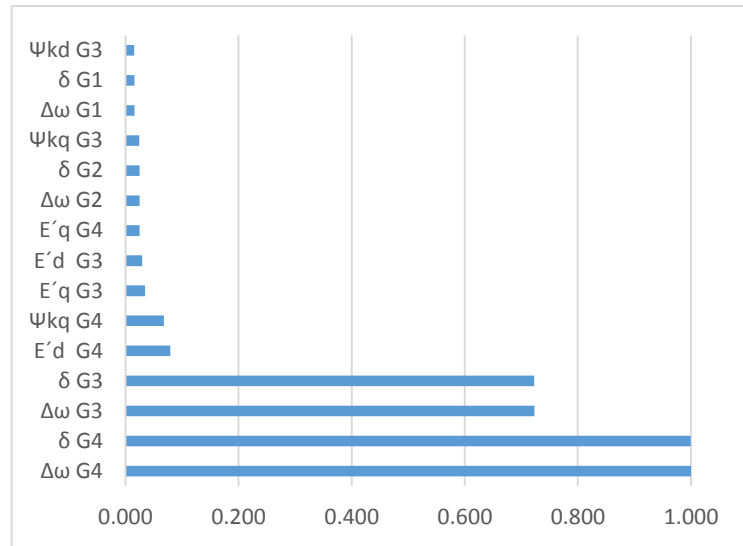


Figura E.6 Gráfica de FP, modo 1 con sistema ESDC1A $K_a=20$.

| Modo 3 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| $\Delta\omega$ G2 | 1.00000 |
| δ G2 | 0.99926 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.79006 |
| δ G1 | 0.78947 |
| E'd G2 | 0.07749 |
| Ψ kq G2 | 0.06543 |
| E'd G1 | 0.03873 |
| E'q G1 | 0.03307 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.03281 |
| δ G3 | 0.03279 |
| Ψ kq G1 | 0.03201 |
| E'q G2 | 0.02667 |
| Ψ kd G1 | 0.01425 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.01328 |
| δ G4 | 0.01327 |

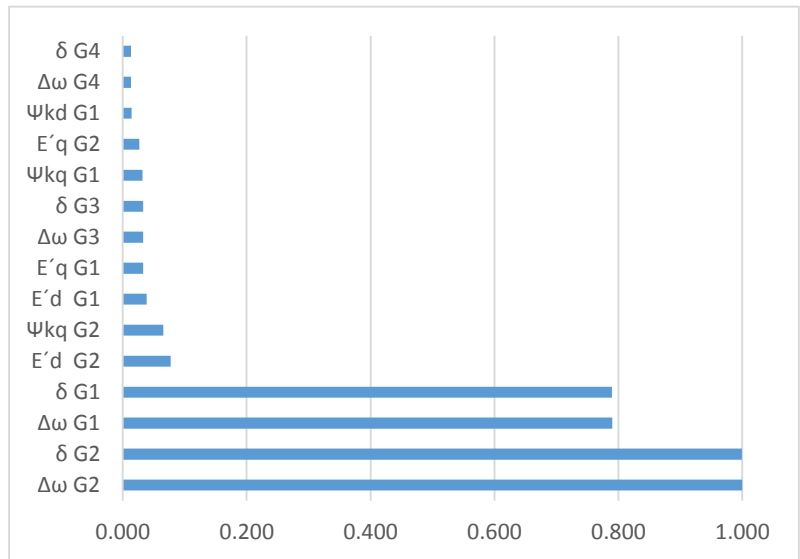


Figura E.7 Gráfica de FP, modo 3 con sistema ESDC1A Ka=20.

| Modo 5 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| $\Delta\omega$ G3 | 1.00000 |
| δ G3 | 0.99977 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.72983 |
| δ G4 | 0.72965 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.30467 |
| δ G1 | 0.30459 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.15150 |
| δ G2 | 0.15146 |
| E'q G2 | 0.09901 |
| E'q G1 | 0.07965 |
| E'q G4 | 0.06608 |
| E'q G3 | 0.05952 |
| EFD G2 | 0.05742 |
| EFD G1 | 0.04789 |
| EFD G4 | 0.02249 |

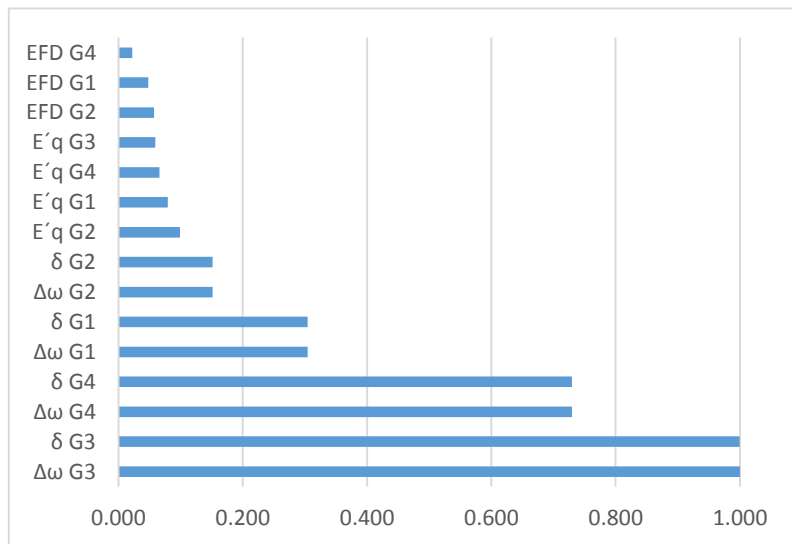


Figura E.8 Gráfica de FP, modo 5 con sistema ESDC1A Ka=20.

| Modo 7 | |
|----------------|---------|
| Estado | Factor |
| VR G4 | 1.00000 |
| VT G4 | 0.87626 |
| VR G3 | 0.79695 |
| VT G3 | 0.69759 |
| VR G2 | 0.61153 |
| VT G2 | 0.53891 |
| VR G1 | 0.45896 |
| VT G1 | 0.40136 |
| EFD G4 | 0.23269 |
| E'q G4 | 0.22046 |
| EFD G3 | 0.18528 |
| E'q G3 | 0.17658 |
| EFD G2 | 0.14329 |
| Ψ_{kd} G4 | 0.13902 |
| E'q G2 | 0.13658 |

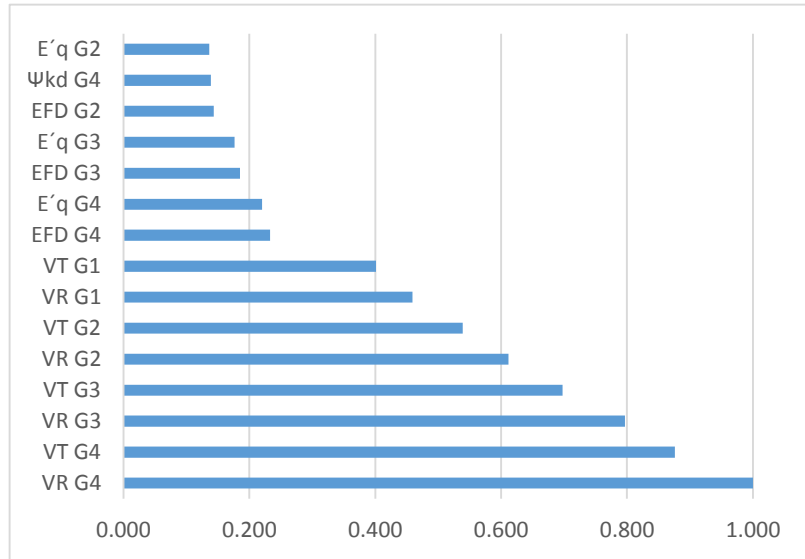


Figura E.9 Gráfica de FP, modo 7 con sistema ESDCIA Ka=20.

| Modo 9 | |
|--------|---------|
| Estado | Factor |
| VR G2 | 1.00000 |
| EFD G2 | 0.96781 |
| VR G1 | 0.74037 |
| EFD G1 | 0.70550 |
| VR G4 | 0.32521 |
| EFD G4 | 0.31134 |
| VR G3 | 0.19660 |
| EFD G3 | 0.18764 |
| VT G2 | 0.17951 |
| E'q G2 | 0.15950 |
| VT G1 | 0.12138 |
| E'q G1 | 0.10774 |
| VT G4 | 0.05473 |
| E'q G4 | 0.04854 |
| RFI G2 | 0.04648 |

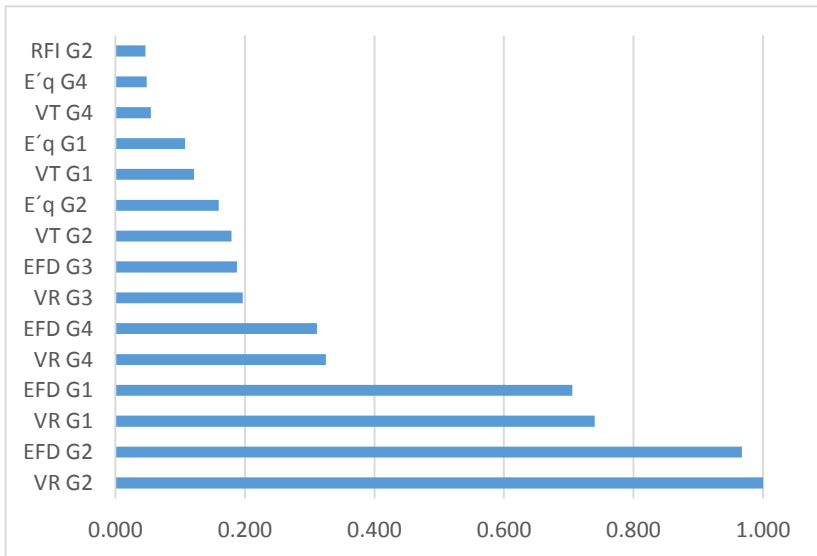


Figura E.10 Gráfica de FP, modo 9 con sistema ESDCIA Ka=20.

| Modo 11 | |
|---------|---------|
| Estado | Factor |
| VR G3 | 1.00000 |
| EFD G3 | 0.95926 |
| VR G4 | 0.91162 |
| EFD G4 | 0.87736 |
| G1 | 0.28938 |
| EFD G1 | 0.27682 |
| VR G2 | 0.26854 |
| EFD G2 | 0.26154 |
| VT G3 | 0.17393 |
| VT G4 | 0.16050 |
| E'q G3 | 0.15491 |
| E'q G4 | 0.14270 |
| E'd G3 | 0.05553 |
| VT G2 | 0.05035 |
| VT G1 | 0.04966 |

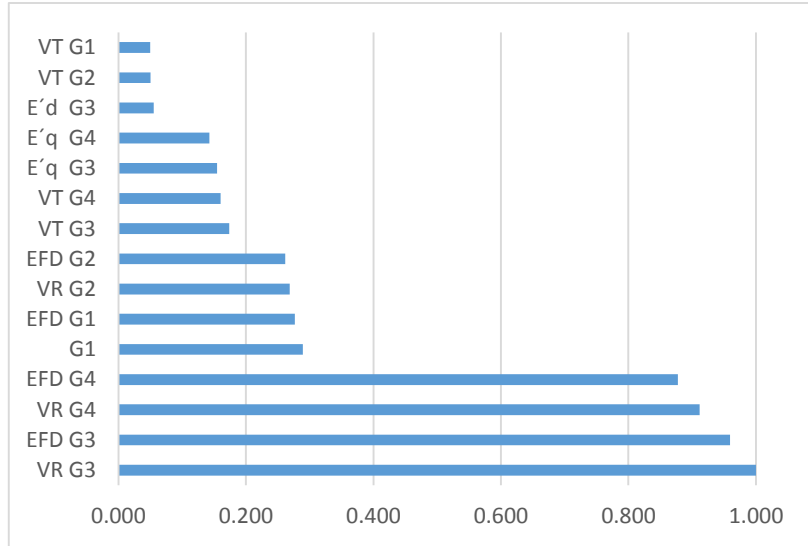


Figura E.11 Gráfica de FP, modo 11 con sistema ESDCIA $Ka=20$.

| Modo 13 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| E'q G2 | 1.00000 |
| E'q G1 | 0.79200 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.64803 |
| δ G1 | 0.62077 |
| E'q G4 | 0.60991 |
| E'q G3 | 0.50468 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.44129 |
| δ G4 | 0.42892 |
| E'd G2 | 0.32744 |
| EFD G2 | 0.28544 |
| E'd G1 | 0.27776 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.27526 |
| RFI G2 | 0.27131 |
| δ G2 | 0.26791 |
| EFD G1 | 0.22688 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.22667 |
| δ G3 | 0.22016 |

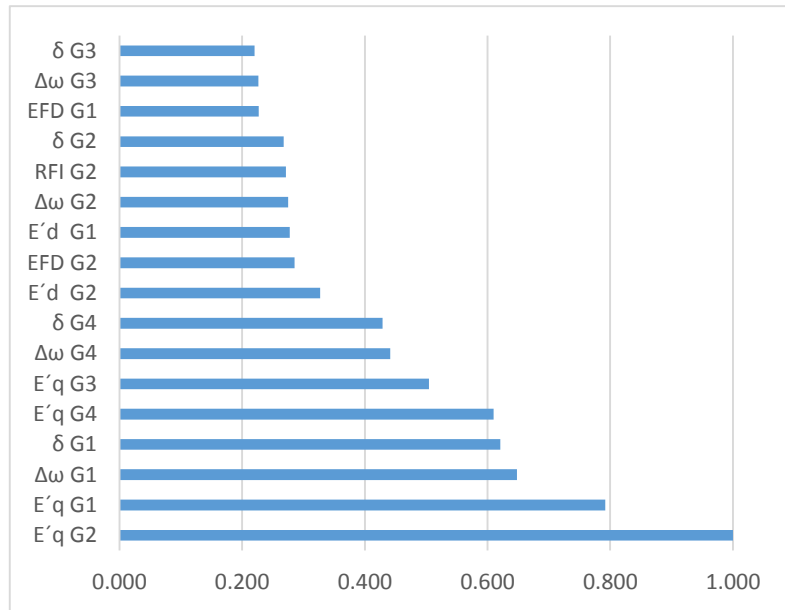


Figura E.12 Gráfica de FP, modo 13 con sistema ESDC1A $Ka=20$.

| Modo 15 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| E'q G3 | 1.00000 |
| RFI G3 | 0.85372 |
| E'q G4 | 0.82328 |
| RFI G4 | 0.69640 |
| RFI G1 | 0.49515 |
| E'q G1 | 0.48423 |
| RFI G2 | 0.47177 |
| E'q G2 | 0.46548 |
| EFD G3 | 0.07677 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.06560 |
| EFD G4 | 0.06263 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.06139 |
| δ G4 | 0.06127 |
| δ G3 | 0.05725 |
| EFD G1 | 0.04457 |
| EFD G2 | 0.04247 |

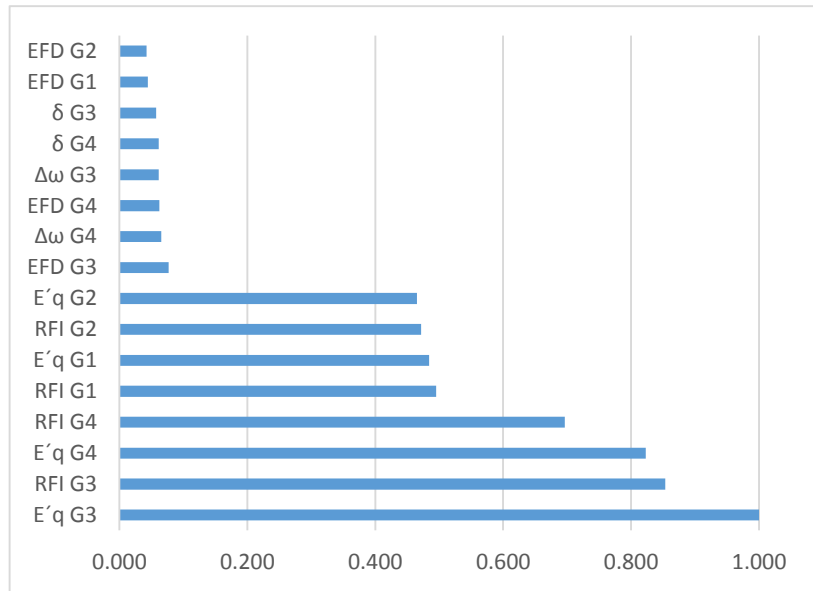


Figura E.13 Gráfica de FP, modo 15 con sistema ESDC1A $Ka=20$.

| Modo 17 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| E'q G4 | 1.00000 |
| RFI G4 | 0.96891 |
| RFI G3 | 0.96645 |
| E'q G3 | 0.95016 |
| EFD G4 | 0.04998 |
| EFDG3 | 0.04983 |
| RFI G1 | 0.04848 |
| E'q G1 | 0.04118 |
| E'd G3 | 0.03114 |
| E'd G4 | 0.03003 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.02963 |
| δ G4 | 0.02655 |

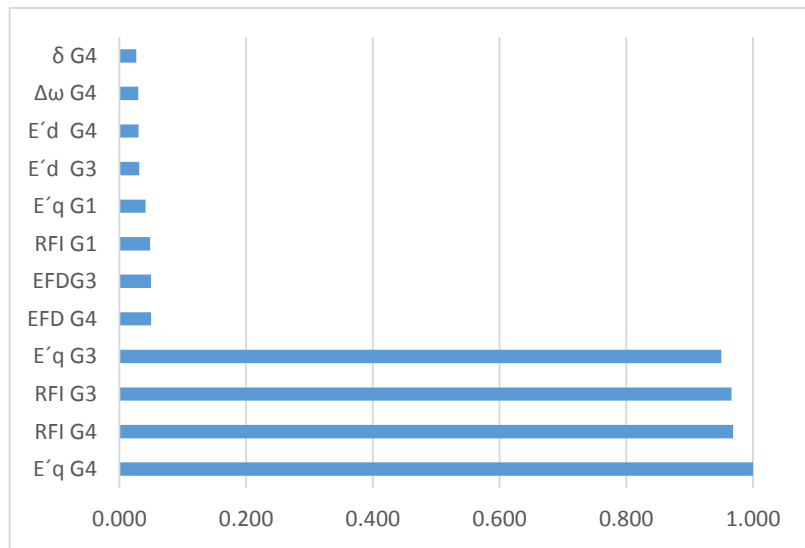


Figura E.14 Gráfica de FP, modo 17 con sistema ESDC1A $Ka=20$.

E.3 Factores de participación con sistema de excitación ESDC1A con $K_a=200$

| Modo 1 | |
|--------|---------|
| Estado | Factor |
| VR G3 | 1.00000 |
| EFD G3 | 0.99237 |
| VR G4 | 0.77861 |
| EFD G4 | 0.77284 |
| VR G1 | 0.02073 |
| EFD G1 | 0.02057 |
| RFI G3 | 0.01976 |
| VR G2 | 0.01910 |
| EFD G2 | 0.01897 |
| VT G3 | 0.01609 |
| E'q G3 | 0.01563 |

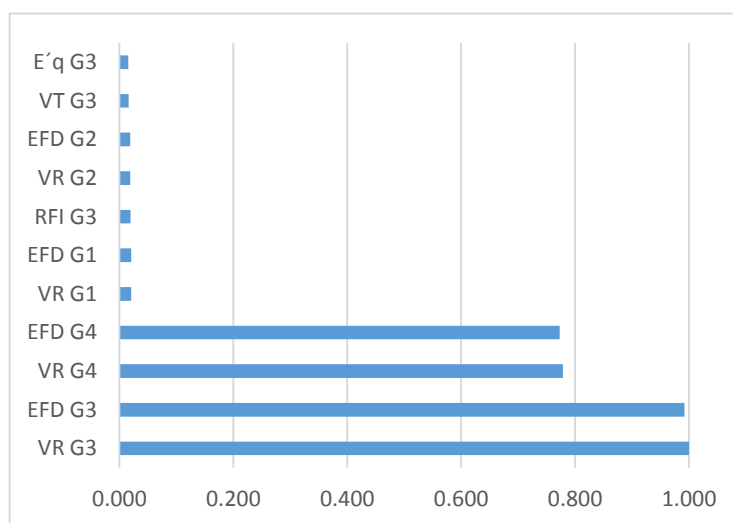


Figura E.15 Gráfica de FP, modo 1 con sistema ESDC1A $K_a=200$.

| Modo 3 | |
|--------|---------|
| Estado | Factor |
| VR G1 | 1.00000 |
| EFD G1 | 0.99176 |
| VR G2 | 0.81330 |
| EFD G2 | 0.80778 |
| VR G3 | 0.03433 |
| EFD G3 | 0.03406 |
| RFI G1 | 0.01974 |
| VT G1 | 0.01690 |
| E'q G1 | 0.01639 |
| RFI G2 | 0.01608 |
| VR G4 | 0.01568 |
| EFD G4 | 0.01556 |

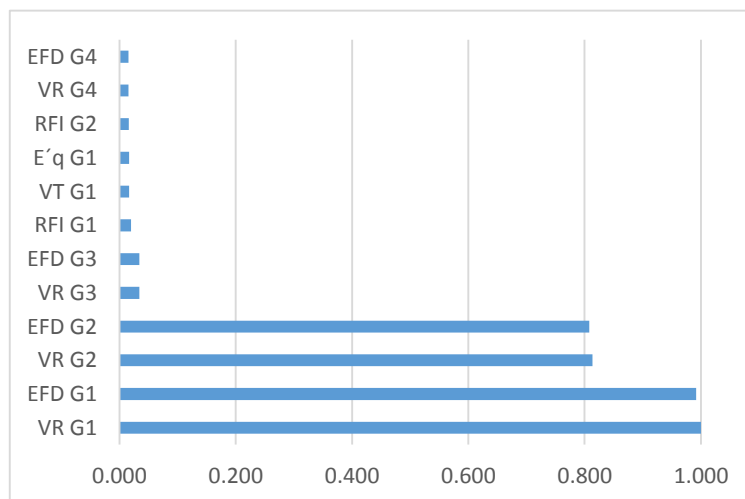


Figura E.16 Gráfica de FP, modo 3 con sistema ESDC1A $K_a=200$.

| Modo 5 | |
|--------|---------|
| Estado | Factor |
| VR G2 | 1.00000 |
| EFD G2 | 0.99060 |
| VR G1 | 0.95257 |
| EFD G1 | 0.94221 |
| VR G4 | 0.52577 |
| EFD G4 | 0.52029 |
| VR G3 | 0.51841 |
| EFD G3 | 0.51292 |
| VT G2 | 0.03139 |
| VT G1 | 0.03066 |
| E'q G2 | 0.03018 |
| E'q G1 | 0.02946 |

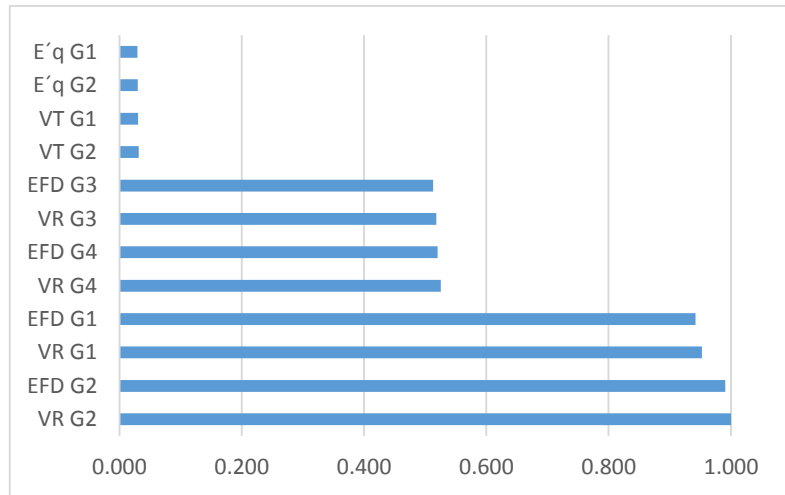


Figura E.17 Gráfica de FP, modo 5 con sistema ESDC1A $Ka=200$.

| Modo 7 | |
|--------|---------|
| Estado | Factor |
| VR G4 | 1.00000 |
| EFD G4 | 0.98651 |
| VR G3 | 0.70422 |
| EFD G3 | 0.69458 |
| VR G2 | 0.60383 |
| EFD G2 | 0.59633 |
| VR G1 | 0.36882 |
| EFD G1 | 0.36368 |
| VT G4 | 0.04518 |
| E'q G4 | 0.04300 |
| VT G3 | 0.31940 |
| E'q G3 | 0.03044 |

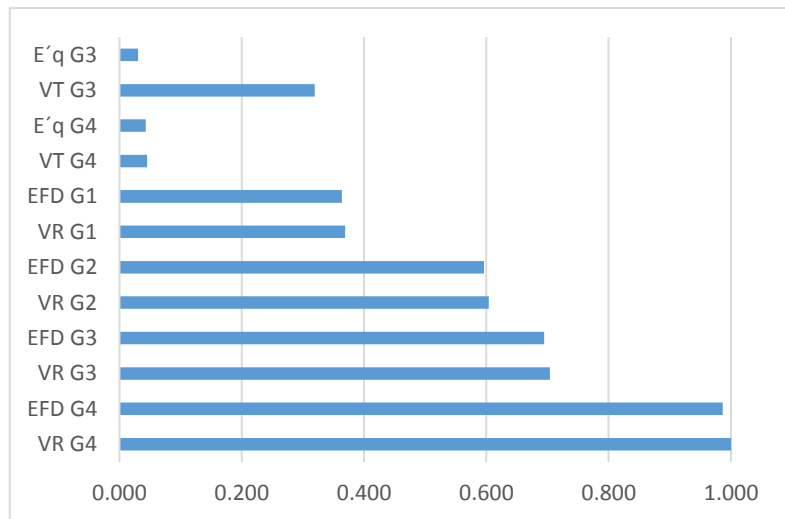


Figura E.18 Gráfica de FP, modo 7 con sistema ESDC1A $Ka=200$.

| Modo 9 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| $\Delta\omega$ G4 | 1.00000 |
| δ G4 | 0.99929 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.70703 |
| δ G3 | 0.70652 |
| E'd G4 | 0.07748 |
| Ψ kq G4 | 0.06693 |
| E'q G4 | 0.04768 |
| E'd G3 | 0.02757 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.02464 |
| δ G2 | 0.02462 |
| Ψ kq G3 | 0.02312 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.01802 |
| δ G1 | 0.01801 |

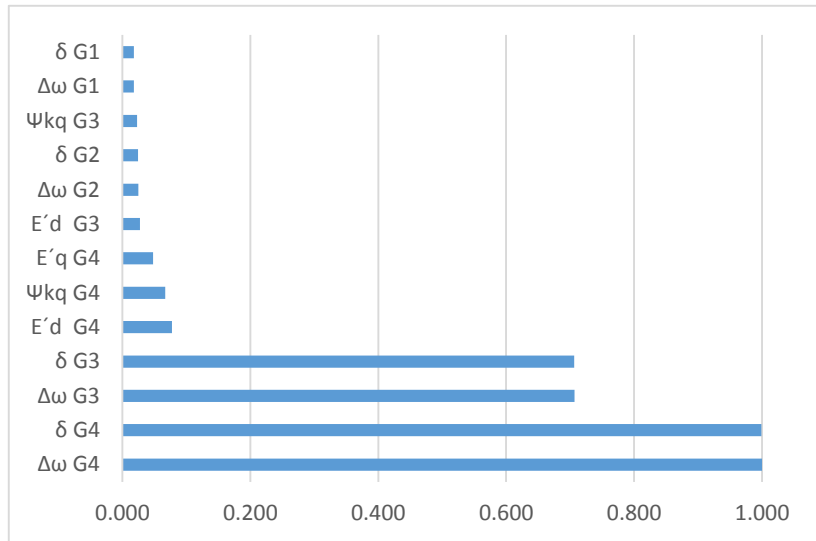


Figura E.19 Gráfica de FP, modo 9 con sistema ESDC1A $Ka=200$.

| Modo 11 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| $\Delta\omega$ G2 | 1.00000 |
| δ G2 | 0.99929 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.78185 |
| δ G1 | 0.78130 |
| E'd G2 | 0.07589 |
| Ψ kq G2 | 0.06446 |
| E'q G2 | 0.04154 |
| E'd G1 | 0.03725 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.03390 |
| δ G3 | 0.03388 |
| Ψ kq G1 | 0.03113 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.01492 |
| δ G4 | 0.01491 |

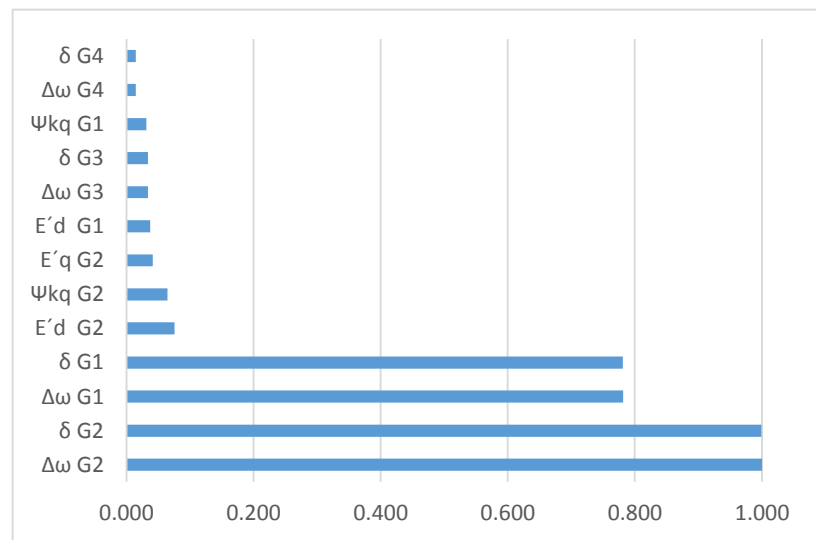


Figura E.20 Gráfica de FP, modo 11 con sistema ESDC1A $Ka=200$.

| Modo 13 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| δ G3 | 1.00000 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.99972 |
| δ G4 | 0.73069 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.73050 |
| δ G1 | 0.36411 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.36402 |
| δ G2 | 0.19288 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.19284 |
| E'q G2 | 0.14218 |
| E'q G1 | 0.10633 |
| E'q G4 | 0.09057 |
| E'q G3 | 0.07683 |

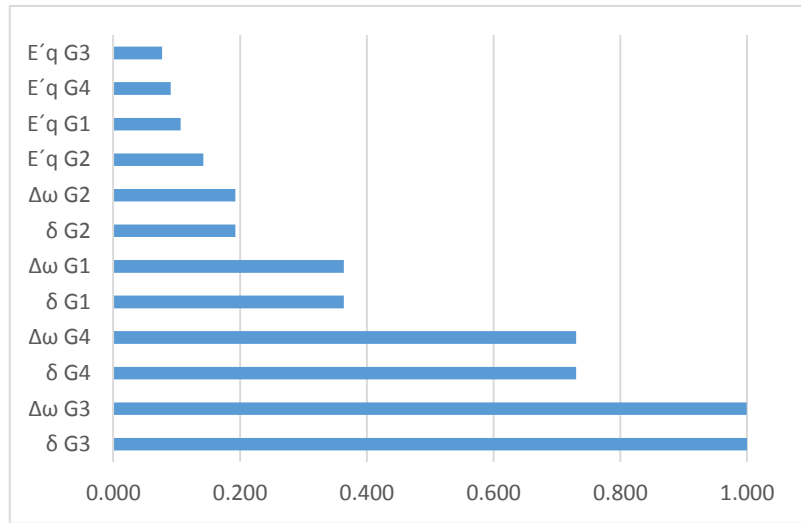


Figura E.21 Gráfica de FP, modo 13 con sistema ESDCIA $Ka=200$.

| Modo 15 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| E'q G2 | 1.00000 |
| E'q G1 | 0.77548 |
| E'q G4 | 0.69599 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.62120 |
| δ G1 | 0.60742 |
| E'q G3 | 0.57266 |
| E'd G2 | 0.46955 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.45198 |
| δ G4 | 0.44142 |
| E'd G1 | 0.40973 |
| E'd G4 | 0.28101 |
| RFI G2 | 0.25847 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.24968 |
| δ G2 | 0.24412 |
| E'd G3 | 0.23745 |
| Ψkq G2 | 0.23235 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.22115 |
| δ G3 | 0.21585 |

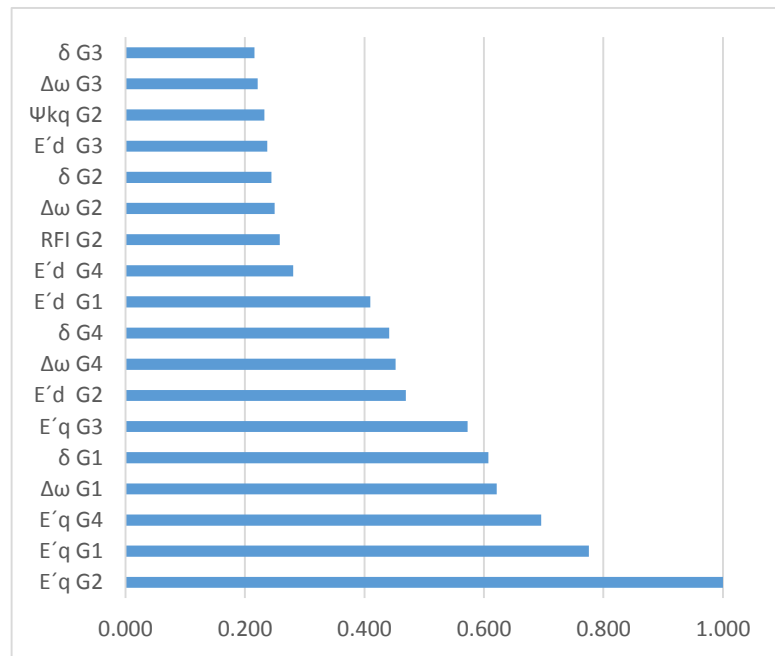


Figura E.22 Gráfica de FP, modo 15 con sistema ESDCIA $Ka=200$.

| Modo 17 | |
|----------------|---------|
| Estado | Factor |
| E'q | 1.00000 |
| RFI | 0.93038 |
| E'q | 0.84259 |
| RFI | 0.77867 |
| RFI | 0.47494 |
| RFI | 0.47007 |
| E'q | 0.42958 |
| E'q | 0.42767 |
| $\Delta\omega$ | 0.05912 |
| δ | 0.05571 |
| $\Delta\omega$ | 0.05036 |
| δ | 0.04738 |

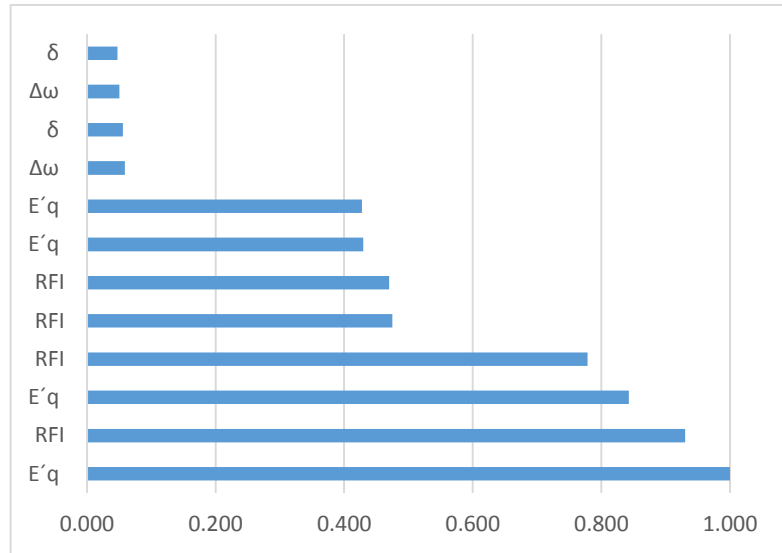


Figura E.23 Gráfica de FP, modo 17 con sistema ESDC1A Ka=200.

| Modo 19 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| RFI G4 | 1.00000 |
| E'q G4 | 0.97734 |
| RFI G3 | 0.95636 |
| E'q G3 | 0.90188 |
| RFI G1 | 0.05052 |
| E'q G1 | 0.04067 |
| E'd G3 | 0.03314 |
| E'd G4 | 0.03272 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.02734 |
| δ G4 | 0.02512 |
| RFI G2 | 0.02505 |

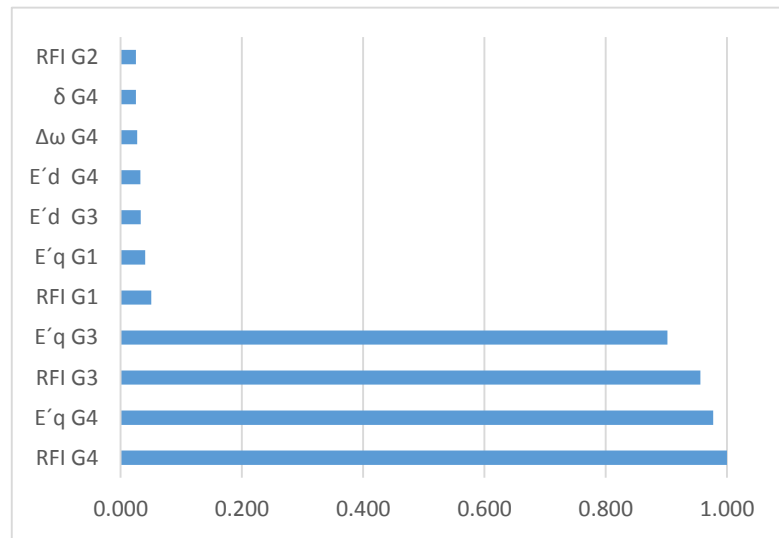


Figura E.24 Gráfica de FP, modo 19 con sistema ESDC1A Ka=200.

| Modo 21 | |
|-------------|---------|
| Estado | Factor |
| RFI | 1.00000 |
| E'q | 0.93711 |
| RFI | 0.77576 |
| E'q | 0.76636 |
| E'd | 0.03490 |
| E'd | 0.02555 |
| RFI | 0.02369 |
| Ψ_{kd} | 0.02340 |
| E'q | 0.02219 |
| VT | 0.02006 |

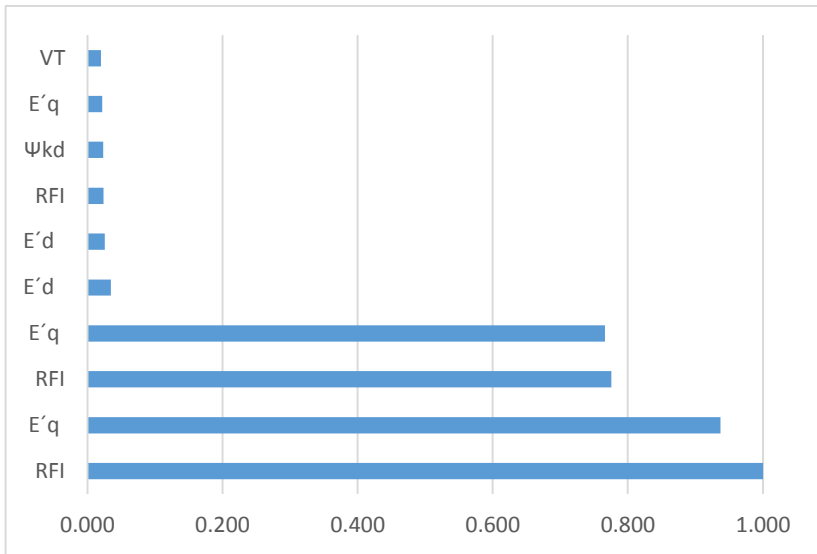


Figura E.25 Gráfica de FP, modo 21 con sistema ESDC1A Ka=200.

E.4 Factores de participación con sistema de excitación estabilizador propuesto en [1]

| Modo 1 | |
|----------------|---------|
| Estado | Factor |
| E'q G4 | 1.00000 |
| E'q G3 | 0.73645 |
| Ψ_{kd} G4 | 0.66604 |
| E'q G2 | 0.54103 |
| Ψ_{kd} G3 | 0.48547 |
| E'q G1 | 0.37654 |
| Ψ_{kd} G2 | 0.35534 |
| Vm G4 | 0.34395 |
| Vm G3 | 0.25301 |
| Ψ_{kd} G1 | 0.24599 |
| Vm G2 | 0.18582 |
| Vm G1 | 0.12928 |

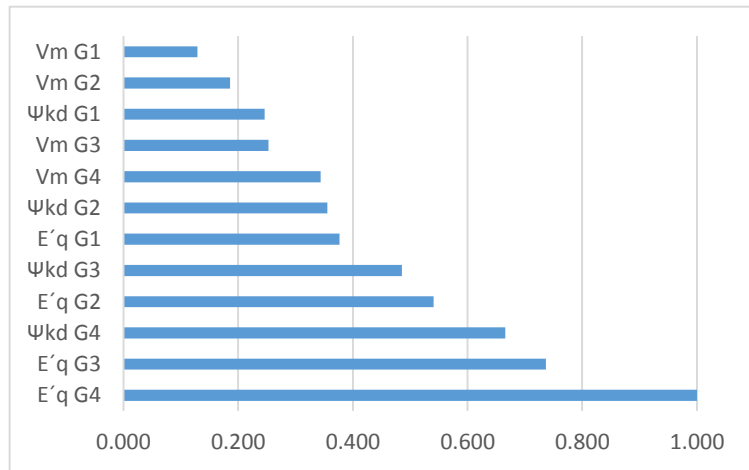


Figura E.26 Gráfica de FP, modo 1 con sistema ESST1A sin TGR y estabilizador propuesto en [1]

| Modo 3 | |
|----------------|---------|
| Estado | Factor |
| E'q G1 | 1.00000 |
| E'q G2 | 0.87659 |
| Ψ_{kd} G1 | 0.69590 |
| Ψ_{kd} G2 | 0.61959 |
| E'q G3 | 0.50981 |
| E'q G4 | 0.48291 |
| Ψ_{kd} G3 | 0.34985 |
| Ψ_{kd} G4 | 0.33156 |
| Vm G1 | 0.31147 |
| Vm G2 | 0.27336 |
| Vm G3 | 0.15869 |
| Vm G4 | 0.15039 |

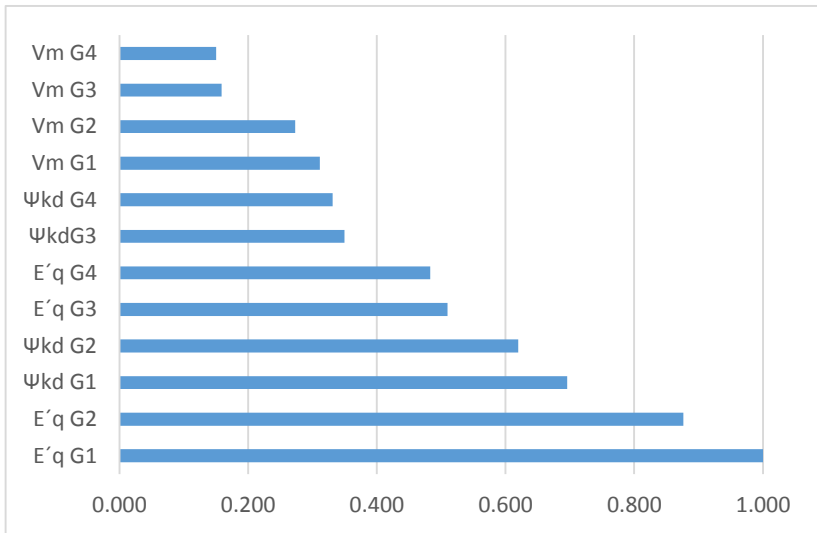


Figura E.27 Gráfica de FP, modo 3 con sistema ESST1A sin TGR y estabilizador propuesto en [1]

| Modo 5 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| $\Delta\omega$ G4 | 1.00000 |
| δ G4 | 0.97571 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.82744 |
| δ G3 | 0.80615 |
| E'q G3 | 0.13468 |
| E'd G4 | 0.12886 |
| Ψ_{kq} G4 | 0.11070 |
| E'q G4 | 0.07947 |
| E'd G3 | 0.05640 |
| Ψ_{kq} G3 | 0.05608 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.04142 |
| δ G2 | 0.04027 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.01903 |
| δ G1 | 0.01857 |

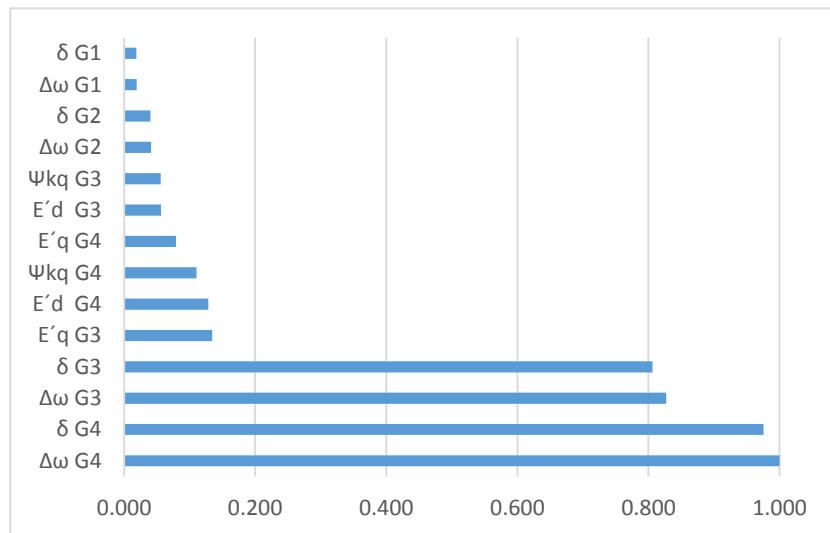


Figura E.28 Gráfica de FP, modo 5 con sistema ESST1A sin TGR y estabilizador propuesto en [1]

| Modo 7 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| $\Delta\omega$ G2 | 1.00000 |
| δ G2 | 0.97772 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.85413 |
| δ G1 | 0.83302 |
| E'd G2 | 0.12495 |
| E'q G1 | 0.11469 |
| Ψ kq G2 | 0.10591 |
| E'q G2 | 0.07814 |
| E'd G1 | 0.06761 |
| Ψ kq G1 | 0.06391 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.04701 |
| δ G3 | 0.04597 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.01922 |
| δ G4 | 0.01878 |

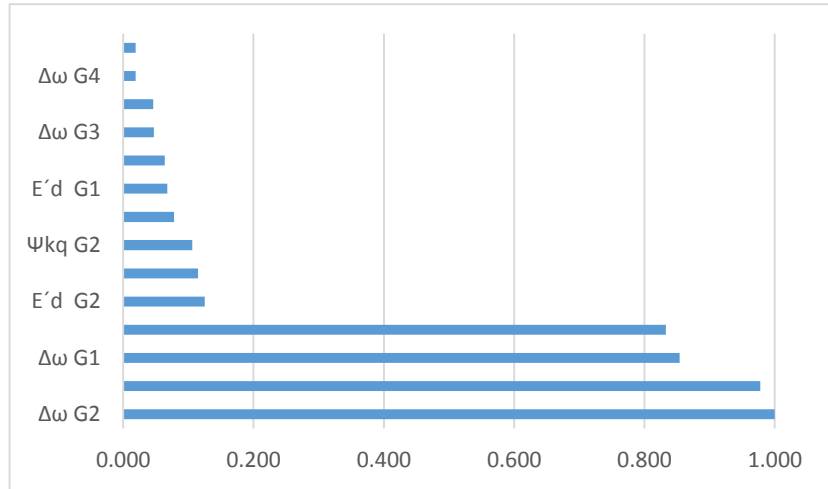


Figura E.29 Gráfica de FP, modo 7 con sistema ESSTIA sin TGR y estabilizador propuesto en [1]

| Modo 9 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| δ G3 | 1.00000 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.99920 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.84495 |
| δ G4 | 0.84481 |
| δ G1 | 0.83817 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.83768 |
| δ G2 | 0.52396 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.52370 |
| E'q G2 | 0.11527 |
| E'q G1 | 0.05601 |

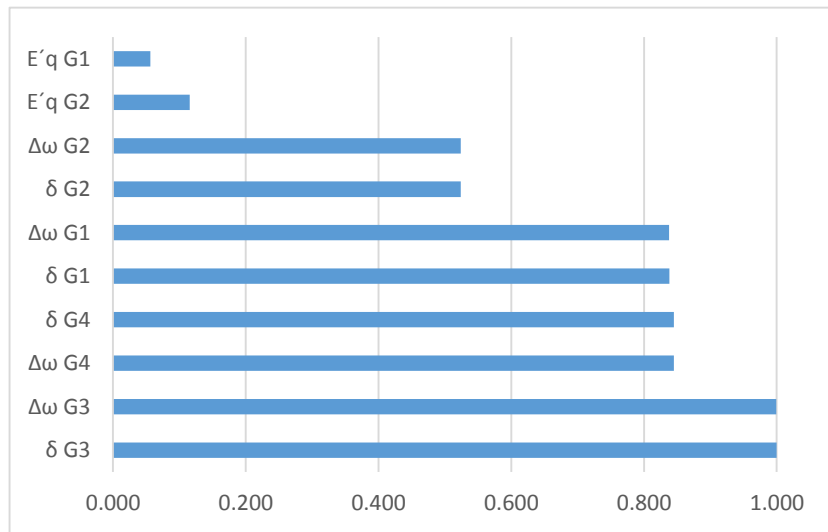


Figura E.30 Gráfica de FP, modo 9 con sistema ESSTIA sin TGR y estabilizador propuesto en [1]

| Modo 11 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| T3/T4 int G4 | 1.00000 |
| T3/T4 int G2 | 0.78670 |
| Ultimo int G4 | 0.55859 |
| Ultimo int G2 | 0.44444 |
| T3/T4 int G3 | 0.42012 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.38950 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.38870 |
| T3/T4 int G1 | 0.33473 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.29802 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.29367 |
| Ultimo int G3 | 0.23419 |
| δ G4 | 0.21861 |
| Ultimo int G1 | 0.18623 |
| δ G1 | 0.17483 |
| δ G3 | 0.05513 |
| δ G2 | 0.03873 |

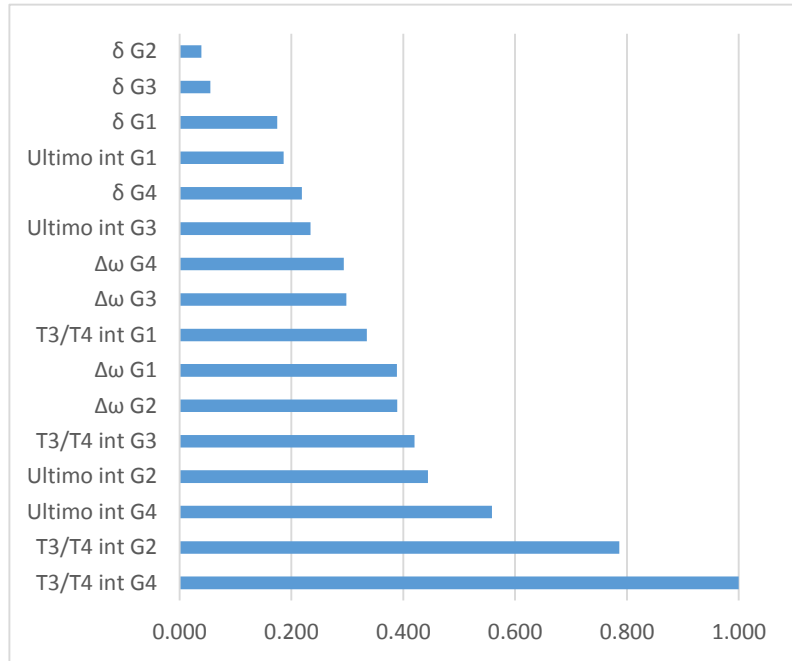


Figura E.31 Gráfica de FP, modo 11 con sistema ESSTIA sin TGR y estabilizador propuesto en [1]

| Modo 13 | |
|----------------|---------|
| Estado | Factor |
| T1/T2 int G1 | 1.0000 |
| T1/T2 int G3 | 0.9997 |
| T1/T2 int G2 | 0.9809 |
| T1/T2 int G4 | 0.9770 |
| Ψ_{kd} G4 | 0.00006 |
| Ψ_{kd} G3 | 0.00005 |
| Ψ_{kd} G2 | 0.00005 |
| Ψ_{kd} G1 | 0.00005 |

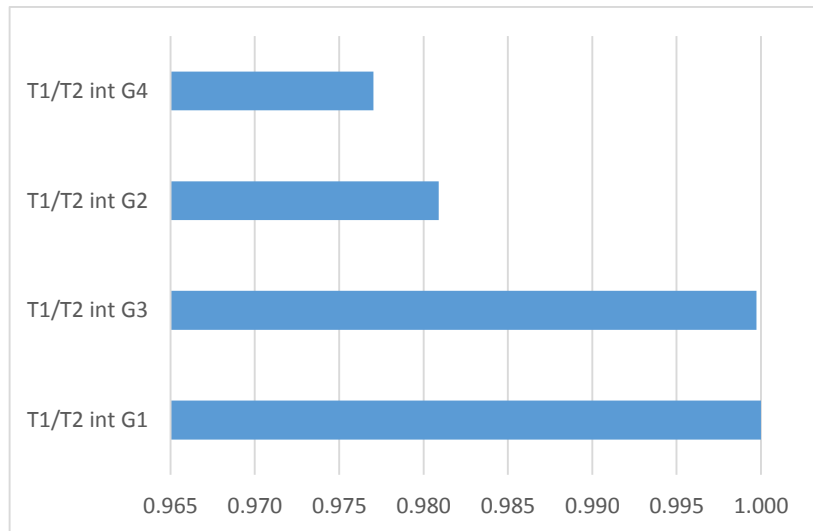


Figura E.32 Gráfica de FP, modo con sistema ESSTIA sin TGR y estabilizador propuesto en [1]

E.5 Factores de participación con sistema de excitación ESST1A y estabilizador de [1] modificado

| Modo 1 | |
|---------------|----------------|
| Estado | Factor |
| E'q G4 | 1.00000 |
| E'q G3 | 0.73669 |
| Ψkd G4 | 0.66658 |
| E'q G2 | 0.54150 |
| Ψkd G3 | 0.48603 |
| E'q G1 | 0.37698 |
| Ψkd G2 | 0.35598 |
| Vm G4 | 0.34412 |
| Vm G3 | 0.25325 |
| Ψkd G1 | 0.24648 |
| Vm G2 | 0.18608 |
| Vm G1 | 0.12949 |

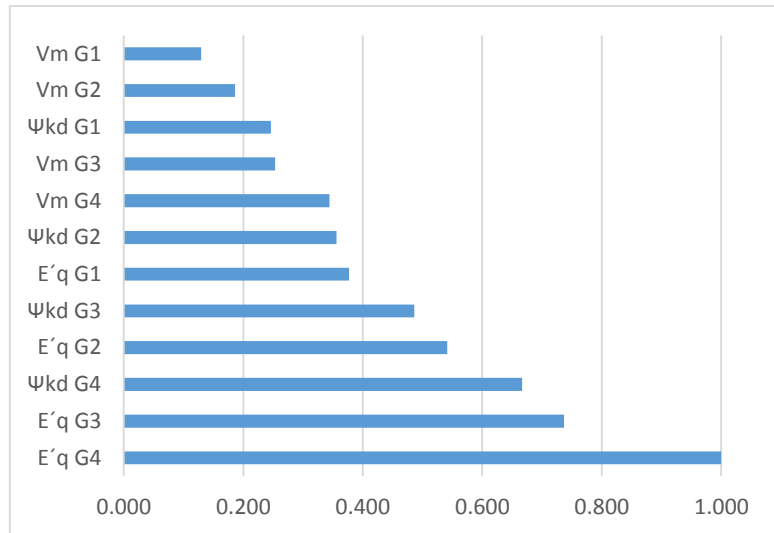


Figura E.33 Gráfica de FP, modo 1 con sistema ESST1A sin TGR y estabilizador de [1] modificado

| Modo 3 | |
|---------------|----------------|
| Estado | Factor |
| E'q G1 | 1.00000 |
| E'q G2 | 0.87642 |
| Ψkd G1 | 0.69682 |
| Ψkd G2 | 0.62030 |
| E'q G3 | 0.51018 |
| E'q G4 | 0.48326 |
| ΨkdG3 | 0.35056 |
| Ψkd G4 | 0.33223 |
| Vm G1 | 0.31173 |
| Vm G2 | 0.27349 |
| Vm G3 | 0.15895 |
| Vm G4 | 0.15064 |

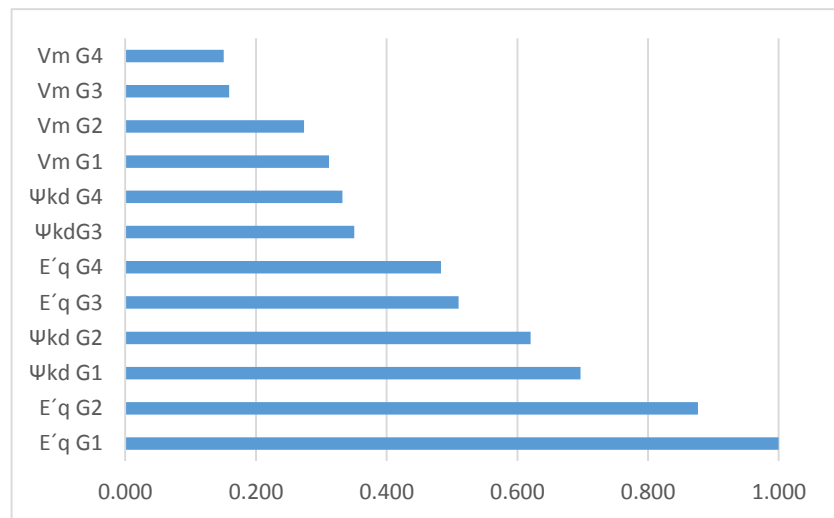


Figura E.34 Gráfica de FP, modo 3 con sistema ESST1A sin TGR y estabilizador de [1] modificado

| Modo 5 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| $\Delta\omega$ G4 | 1.00000 |
| δ G4 | 0.98162 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.82780 |
| δ G3 | 0.81181 |
| $E'q$ G3 | 0.13065 |
| $E'd$ G4 | 0.12956 |
| Ψkq G4 | 0.11065 |
| $E'q$ G4 | 0.07569 |
| $E'd$ G3 | 0.05708 |
| Ψkq G3 | 0.05665 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.04126 |
| δ G2 | 0.04042 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.01894 |
| δ G1 | 0.01858 |

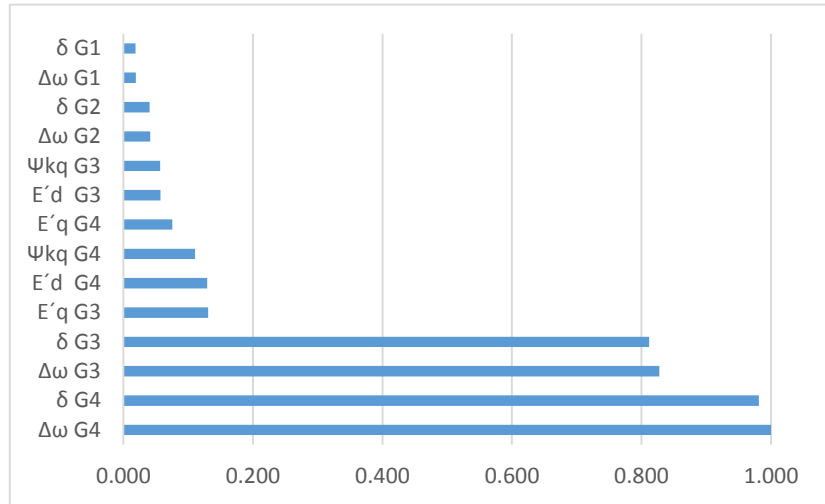


Figura E.35 Gráfica de FP, modo 5 con sistema ESSTIA sin TGR y estabilizador de [1] modificado

| Modo 7 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| $\Delta\omega$ G2 | 1.00000 |
| δ G2 | 0.98331 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.85394 |
| δ G1 | 0.83809 |
| $E'd$ G2 | 0.12558 |
| $E'q$ G1 | 0.11077 |
| Ψkq G2 | 0.10645 |
| $E'q$ G2 | 0.07383 |
| $E'd$ G1 | 0.06829 |
| Ψkq G1 | 0.06445 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.04679 |
| δ G3 | 0.04603 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.01916 |
| δ G4 | 0.01882 |

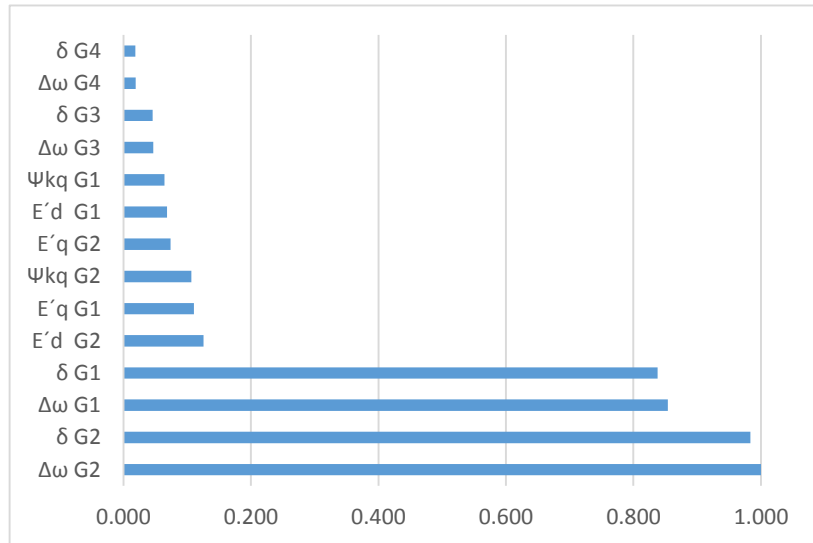


Figura E.36 Gráfica de FP, modo 7 con sistema ESSTIA sin TGR y estabilizador de [1] modificado

| Modo 9 | |
|-------------------|---------|
| Estado | Factor |
| δ G3 | 1.00000 |
| $\Delta\omega$ G3 | 0.99724 |
| δ G4 | 0.84574 |
| $\Delta\omega$ G4 | 0.84354 |
| δ G1 | 0.83889 |
| $\Delta\omega$ G1 | 0.83652 |
| δ G2 | 0.52463 |
| $\Delta\omega$ G2 | 0.52272 |
| $E'q$ G2 | 0.11528 |
| $E'q$ G1 | 0.05525 |

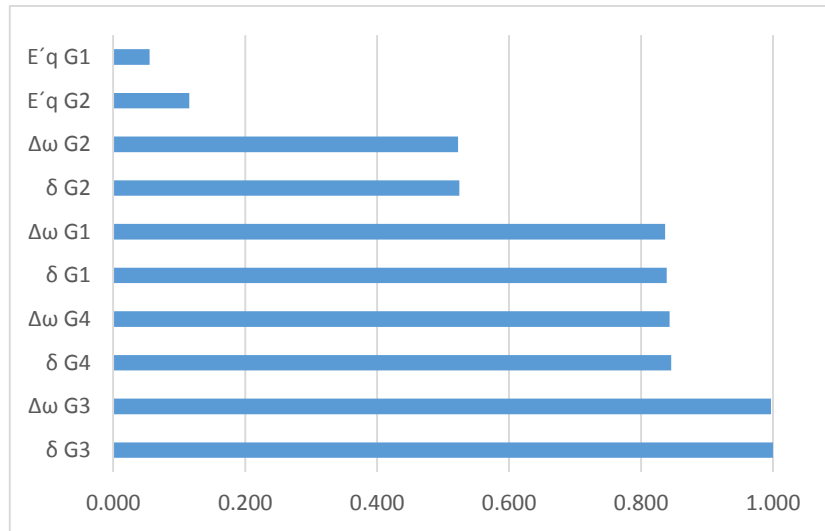


Figura E.37 Gráfica de FP, modo 9 con sistema ESSTIA sin TGR y estabilizador de [1] modificado

| Modo 11 | |
|----------------|---------|
| Estado | Factor |
| T3/T4 int G2 | 1.00000 |
| T3/T4 int G4 | 0.98086 |
| Ψ_{kd} G2 | 0.91145 |
| T1/T2 int G2 | 0.88096 |
| Ψ_{kd} G4 | 0.74048 |
| T1/T2 int G4 | 0.66252 |
| T3/T4 int G3 | 0.42666 |
| Ultimo int G4 | 0.35901 |
| T1/T2 int G3 | 0.35731 |
| T3/T4 int G1 | 0.26363 |
| T1/T2 int G1 | 0.22633 |
| Ψ_{kd} G3 | 0.21211 |
| Ultimo int G2 | 0.15037 |
| Ψ_{kd} G1 | 0.14849 |

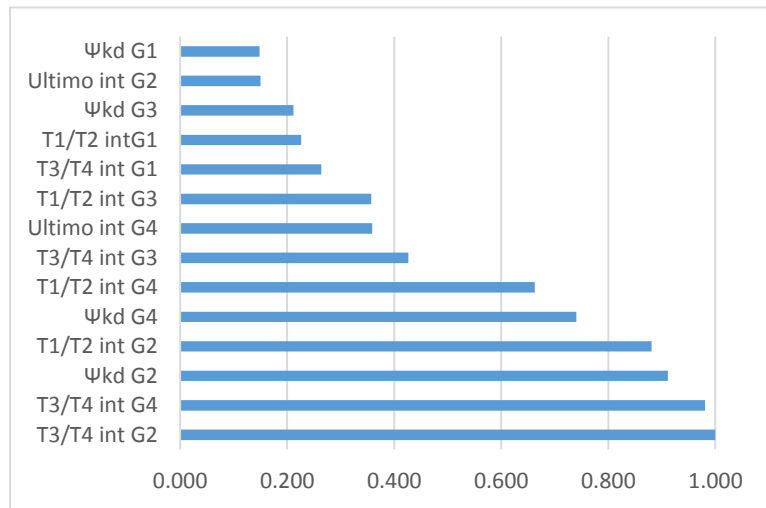


Figura E.38 Gráfica de FP, modo 11 con sistema ESSTIA sin TGR y estabilizador de [1] modificado

| Modo 13 | |
|----------------------------------|----------------|
| Estado | Factor |
| T3/T4 int G2 | 1.00000 |
| T1/T2 int G2 | 0.99731 |
| Ψ_{kd} G2 | 0.88260 |
| Ψ_{kd} G1 | 0.80990 |
| T3/T4 int G1 | 0.74604 |
| T1/T2 int G1 | 0.74451 |
| T1/T2 int G3 | 0.38122 |
| T3/T4 int G3 | 0.38085 |
| Ψ_{kd} G3 | 0.32079 |
| Ψ_{kd} G4 | 0.19674 |
| T3/T4 int G4 | 0.13057 |
| T1/T2 int G4 | 0.11799 |

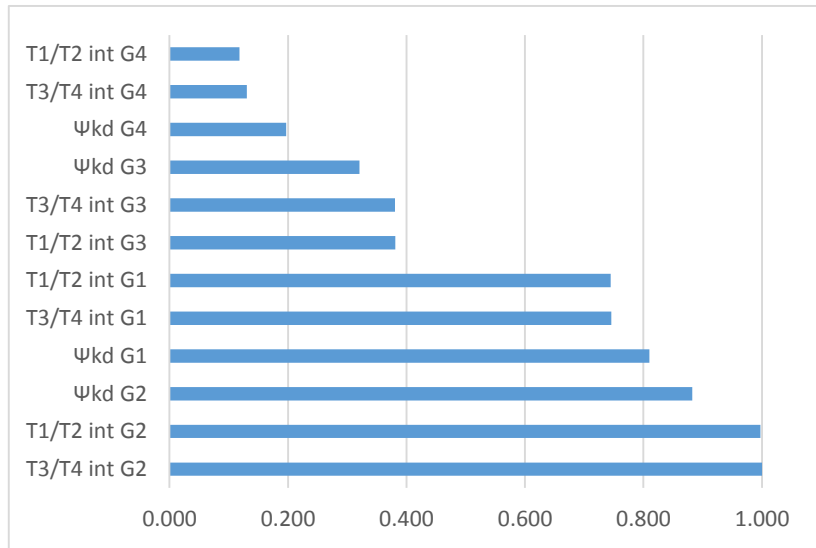


Figura E.39 Gráfica de FP, modo 13 con sistema ESST1A sin TGR y estabilizador de [1] modificado

| Modo 15 | |
|----------------------------------|----------------|
| Estado | Factor |
| Ψ_{kd} G1 | 1.00000 |
| Ψ_{kd} G3 | 0.70557 |
| Ψ_{kd} G4 | 0.32058 |
| T3/T4 int G1 | 0.12070 |
| T3/T4 int G3 | 0.10119 |
| T1/T2 int G1 | 0.09402 |
| T1/T2 int G3 | 0.06629 |
| Ψ_{kd} G2 | 0.06268 |

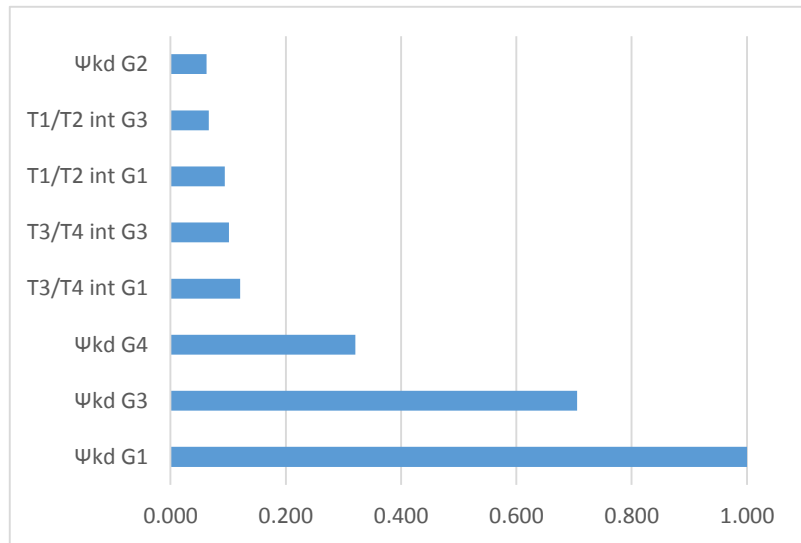


Figura E.40 Gráfica de FP, modo 15 con sistema ESST1A sin TGR y estabilizador de [1] modificado