

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



EQUIVALENTES DINÁMICOS REDUCIDOS BASADOS EN MEDICIONES
FASORIALES PARA GRANDES SISTEMAS DE POTENCIA

POR

ING. EDUARDO MANUEL GUARDIA RAMIREZ

TESIS

EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON ORIENTACIÓN EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

CD. UNIVERSITARIA

SETIEMBRE DEL 2010

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



EQUIVALENTES DINÁMICOS REDUCIDOS BASADOS EN MEDICIONES
FASORIALES PARA GRANDES SISTEMAS DE POTENCIA

POR

ING. EDUARDO MANUEL GUARDIA RAMIREZ

TESIS

EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON ORIENTACIÓN EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

CD. UNIVERSITARIA

SETIEMBRE DEL 2010

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis **“Equivalentes Dinámicos Reducidos basados en Mediciones Fasoriales para Grandes Sistemas de Potencia”** realizada por el alumno **ING. Eduardo Manuel Guardia Ramirez**, matrícula 1506327 sea aceptada por su defensa como opción al grado de **Maestro en Ciencias** de la Ingeniería Eléctrica con Orientación en Sistemas Eléctricos de Potencia.

El Comité de Tesis

Asesor
Dr. Manuel Andrade Soto

Coasesor:
Dr. Ernesto Vázquez Martínez

Coasesor:
Dr. Emilio Barocio Espejo

Vo. Bo.
Dr. Moisés Hinojosa Rivera
División de Estudios de Posgrado

Cd. Universitaria, a Setiembre del 2010

Este trabajo lo dedico con mucho cariño a mi familia y a la familia de mi esposa, y por su puesto a mi compañera Lety.

Agradecimientos

Agradezco primeramente a Dios y a nuestra madre María porque sin ellos no hubiese sido posible la realización esta tesis, también agradezco a la Secretaría de Relaciones Exteriores de México (SRE) por haber sido la institución que me concedió la beca de estudios.

Quiero agradecer de manera muy especial a mi asesor Dr. Manuel Andrade S. por su excelente orientación con la que se llevó a cabo el desarrollo de este trabajo, y de igual mención a mis sinodales el Dr. Ernesto Vázquez M. y el Dr. Emilio Barocio E.

También deseo agradecer a cada uno de los docentes y personal administrativo de la Universidad Autónoma de Nuevo León por todas las facilidades que me fueron concedidas durante mi periodo de estudiante.

En mi estancia en México, tuve la dicha de conocer a muy buenos amigos con los que les manifiesto mi agradecimiento por haber recibido de ellos mucho apoyo, haciéndome sentir como si estuviese en casa.

Resumen

En esta tesis se considera el problema de equivalentes dinámicos reducidos basados en mediciones fasoriales, que después de haberse hecho una revisión bibliográfica en donde se presentó teóricamente el método de agrupamiento jerárquico, la definición de plano de atributos, metodologías de reducción y la definición de índices de seguridad; se ha desarrollado una plataforma de análisis con la capacidad de agrupar coherentemente las unidades generadoras de un sistema multimáquinas de dos áreas que permite a su vez observar las oscilaciones electromecánicas entre ellas, y realiza la reducción dinámica del sistema quedando representado cada área con el modelo clásico de generador. A partir de esta reducción estimada, se obtienen dos índices de seguridad basados en el criterio de energía (igualdad de áreas), el primer índice refleja la máxima potencia transmitida sin perder la estabilidad y el segundo se relaciona con el tiempo máximo de despeje de falla.

Finalmente, manteniendo las mismas perturbaciones se verificó los resultados comparando la respuesta del sistema completo con el reducido, obteniéndose los porcentajes de error para cada índice propuesto.

Publicación No. _____

Eduardo Manuel Guardia Ramirez, M. C. en Ingeniería Eléctrica

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2010

Profesor Asesor: Dr. Manuel Andrade Soto

Acrónimos

- EEAC: Criterio de Igualdad de Áreas Extendido, *Extended Equal Area Criterion*
- ERA: Algoritmo de Realización de Eigensistemas, *Eigensystem Realization Algorithm*
- GPOF: Función Generalizada de Trazo, *Generalized Pencil-of-Function*
- ICA: Agregación de Impedancia Compensada, *Impedance-Compensated Aggregation*
- IME: Modelo de Estimación Inter-area, *Interarea Model Estimation*
- INA: Agregación de Nodo Interno, *Internal-Node Aggregation*
- OMIB: Una Máquina - barra Infinita, *One-Machine Infinite Bus*
- PMU: Unidades de Medición Fasorial, *Phasor Measurements Units*
- SEP: Sistema Eléctrico de Potencia
- SIME: Equivalente de una Máquina, *Single Machine Equivalent*
- TBA: Agregación de Terminal de Barra, *Terminal Bus Aggregation*

Índice general

Resumen	v
Acrónimos	vi
Índice general	vii
Índice de tablas	xi
Índice de figuras	xiii
1 Introducción	1
1.1 Aspectos Importantes	1
1.2 Motivación.	2
1.3 Revisión de la literatura.	2
1.4 Objetivo Particular	3

1.5	Aporte Original del Trabajo	3
1.6	Organización de la Tesis	4
2	Estado del Arte	5
2.1	Metodologías de Reducción de SEP	5
2.1.1	Método TBA	6
2.1.2	Método INA	7
2.1.3	Método SIME	8
2.1.4	Método IME	10
2.2	Estimación de Componentes de una Señal en Frecuencia	10
2.2.1	Método Prony	10
2.2.2	Método ERA	11
2.2.3	Método GPoF	13
2.3	Plataformas de Análisis Existentes	15
2.3.1	F@OSnet	16
2.3.2	Tendencias en la Supervisión en Tiempo Real de la Estabilidad de Pe- queña Señal de Sistemas de Potencia	18
2.3.3	Análisis no paramétrico	19
3	Formulación Teórica de la Metodología Propuesta	21

3.1	Agrupamiento Jerárquico	21
3.2	Centro Eléctrico	25
3.3	Interarea Model Estimation (IME)	27
3.4	Índices de Seguridad	35
3.5	Implementación de la Plataforma de Análisis	42
3.5.1	Dimensionamiento de la ventana	42
3.5.2	Medición a través del simulador	43
3.5.3	Agrupamiento Jerárquico	44
3.5.4	Modo gráfico de oscilaciones	44
3.5.5	Método IME	44
3.5.6	Índices de Seguridad	45
3.5.7	Comprobación de resultados	45
4	Resultados	46
4.1	Sistema de estudio 1	46
4.1.1	Descripción del sistema 1	46
4.1.2	Análisis de estabilidad transitoria - 2 máquinas	47
4.2	Sistema de estudio 2	56
4.2.1	Descripción del sistema 2	56

4.2.2	Análisis de estabilidad transitoria - 4 máquinas	57
4.2.3	Análisis de estabilidad dinámica - 4 máquinas	65
5	Conclusiones y trabajos futuros	74
	Bibliografía	78

Índice de tablas

4.1	Parámetros de Generadores (2 máquinas)	47
4.2	Parámetros de la red (2 máquinas)	47
4.3	Punto de operación pre-disturbio para Generadores	48
4.4	Punto de operación pre-disturbio para Red	48
4.5	Agrupamiento Jerárquico y Reducción de SEP ($S_{base} = 900$ MW, $V_{base}=230$ kV)	55
4.6	Resultados de Indices de Seguridad - Caso 1	55
4.7	Parámetros de Generadores (4 máquinas)- $V_{base}=20$ kV	56
4.8	Parámetros de la red (4 máquinas)- $V_{base}=230$ kV	57
4.9	Parámetros de transformadores (4 máquinas)- $V_{base}=20/230$ kV	57
4.10	Punto de operación pre-disturbio para Generadores	58
4.11	Punto de operación pre-disturbio para Red	58
4.12	Agrupamiento Jerárquico y Reducción de SEP ($S_{base} = 900$ MW, $V_{base}=230$ kV)	72

4.13 Resultados de Indices de Seguridad - Caso 2 73

Índice de figuras

2.1	Diagrama del método TBA	6
2.2	Diagrama del método INA.	7
2.3	Curvas multimáquinas. (a) Caso inestable (b) Caso estable.	9
2.4	Pasos del algoritmo F@OSnet para la detección de oscilaciones de potencia a partir de medidas de frecuencia.	16
2.5	Esquema del algoritmo F@OSnet para la detección de oscilaciones de potencia.	17
2.6	Sistema eléctrico 4 máquinas - 2 áreas.	18
2.7	Metodología para el análisis modal de mediciones PMU	19
3.1	Dendrograma del agrupamiento jerárquico.	22
3.2	Proceso del Agrupamiento Jerárquico Aglomerativo.(a) Dendrograma. (b) Interpretación del dendrograma.	22
3.3	Atributos para el agrupamiento jerárquico aglomerativo.	23

3.4	Analogía entre los sistemas mecánico y eléctrico.	26
3.5	Centro de masa global y centros de masas de cada área.	27
3.6	Gran SEP - Dos áreas. (a) SEP completo. (b) SEP reducido.	28
3.7	SEP - Modelo clásico.	28
3.8	Diagrama simplificado de dos áreas.	30
3.9	Diagrama dos áreas de un sistema radial.	31
3.10	Sistema reducido a dos áreas.	33
3.11	Frecuencia angular de barra 1 y barra 2.	35
3.12	Curvas $(\delta_1 - \delta_2) - P$	36
3.13	Curvas criterio de igualdad de áreas.	37
3.14	Criterio de igualdad de áreas para índice 1.	39
3.15	Diagrama de la plataforma de análisis propuesta.	42
3.16	Proceso de la plataforma de análisis propuesta.	43
4.1	SEP - caso de estudio (2 máquinas)	47
4.2	Potencia del enlace, Voltajes y Ángulos de Barras (2 máquinas)	49

4.3	Agrupamiento Jerárquico y Oscilaciones de Potencia (Inicio), 2 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	49
4.4	Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (1era ventana), 2 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	50
4.5	Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (2da ventana), 2 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	50
4.6	Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (3era ventana), 2 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	51
4.7	Voltaje Barra 1, 2 máquinas (estabilidad transitoria)	52
4.8	Voltaje Barra 2, 2 máquinas (estabilidad transitoria)	52
4.9	Voltaje Barra 3, 2 máquinas (estabilidad transitoria)	52

4.10	Voltaje Barras 1-2-3, 2 máquinas (estabilidad transitoria)	53
4.11	Filtro Barras 1 y 2, 2 máquinas (estabilidad transitoria)	53
4.12	Indice 1 (potencia límite), 2 máquinas (estabilidad transitoria)	54
4.13	Indice 2 (despeje máxima de falla), 2 máquinas (estabilidad transitoria)	54
4.14	Comparación Exacto e IME con PSAT (estabilidad transitoria)	55
4.15	SEP - caso de estudio (4 máquinas)	56
4.16	Potencia del enlace, Voltajes y Ángulos de Barras	59
4.17	Agrupamiento Jerárquico y Oscilaciones de Potencia (Inicio), 4 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en <i>pu</i> de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	59
4.18	Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (1era ventana), 4 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en <i>pu</i> de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	60

4.19 Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (2da ventana), 4 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	60
4.20 Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (3era ventana), 4 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	61
4.21 Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (4ta ventana), 4 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	61
4.22 Voltaje Barra 1, 4 máquinas (estabilidad transitoria)	62
4.23 Voltaje Barra 2, 4 máquinas (estabilidad transitoria)	62
4.24 Voltaje Barra 3, 4 máquinas (estabilidad transitoria)	63
4.25 Voltaje Barras 1-2-3, 4 máquinas (estabilidad transitoria)	63
4.26 Filtro Barras 1 y 2, 4 máquinas (estabilidad transitoria)	63
4.27 Índice 1 (potencia límite), 4 máquinas (estabilidad transitoria)	64

4.28	Indice 2 (despeje máxima de falla), 4 máquinas (estabilidad transitoria)	64
4.29	Comparación Exacto e IME con PSAT (estabilidad transitoria)	65
4.30	Potencia del enlace, Voltajes y Ángulos de Barras	65
4.31	Agrupamiento Jerárquico y Oscilaciones de Potencia (Inicio), 4 máquinas (estabilidad dinámica). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en <i>pu</i> de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	66
4.32	Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (1era ventana), 4 máquinas (estabilidad dinámica). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en <i>pu</i> de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	67
4.33	Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (2da ventana), 4 máquinas (estabilidad dinámica). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en <i>pu</i> de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	67
4.34	Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (3era ventana), 4 máquinas (estabilidad dinámica). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en <i>pu</i> de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)	68

4.35 Voltaje Barra 1, 4 máquinas (estabilidad dinámica)	68
4.36 Voltaje Barra 2, 4 máquinas (estabilidad dinámica)	69
4.37 Voltaje Barra 3, 4 máquinas (estabilidad dinámica)	69
4.38 Voltaje Barras 1-2-3, 4 máquinas (estabilidad dinámica)	70
4.39 Filtro Barras 1 y 2, 4 máquinas (estabilidad dinámica)	70
4.40 Índice 1 (potencia límite), 4 máquinas (estabilidad dinámica)	71
4.41 Índice 2 (despeje máxima de falla), 4 máquinas (estabilidad dinámica)	71
4.42 Comparación Exacto e IME con PSAT (estabilidad dinámica)	72

Capítulo 1

Introducción

1.1 Aspectos Importantes

En 1893, Charles Proteus Steinmetz presentó un documento sobre la descripción matemática simplificada de las formas de onda alterna [1], y lo llamó “fasor”. Y fue en 1988, con el descubrimiento de las unidades de medición fasorial (PMU), que la técnica de Steinmetz de cálculo vectorial se convirtió en una herramienta de cálculo para determinar las mediciones fasoriales en tiempo real que es sincronizada en un marco de referencia dado por satélites de posicionamiento global (GPS).

Las primeras experiencias en medición fasorial sincronizada tuvo sus inicios en 1989, a través del proyecto *Wide Area Measurement System* (WAMS), incluyendo los subsistemas del oeste de Estados Unidos (WECC - *Western Electricity Coordinating Council*), y, especialmente, las empresas *Southern California Edison* (SCE), y *Bonneville Power Administration* (BPA). Actualmente, esta tecnología está en rápido crecimiento en varios países, como China, Japón, Canadá, Croacia e Italia, entre otros [2].

La tendencia actual es usar las mediciones fasoriales con el propósito de analizar y tomar

acciones de control en tiempo real durante la operación de un SEP, para ello es necesario formular algoritmos que permitan reconstruir el sistema eléctrico y evaluar determinados fenómenos que puedan hacer que el sistema opere en condiciones no apropiadas.

1.2 Motivación.

En la actualidad se esta buscando sacar el máximo provecho a las mediciones fasoriales sincronizadas o sincrofasores, en ese sentido este trabajo busca introducir una base metodológica que proporcione el primer peldaño en esta línea de investigación para las generaciones futuras.

1.3 Revisión de la literatura.

A largo del tiempo se han desarrollado técnicas de reducción dinámica de SEP , entre las más destacadas:

- Terminal Bus Aggregation (TBA) [3].
- Internal-Node Aggregation (INA) [3].
- Impedance-Compensated Aggregation (ICA) [3].
- Reducción No-paramétrica con teoría de redes neuronales [4, 5].

Por otro lado, también existen en la literatura trabajos para la reducción de un SEP basados en métodos directo o de energía como *Extended Equal Area Criterion* [6, 7]

Posteriormente, se desarrollo un algoritmo llamado *Single Machine Equivalent* (SIME) que es un método híbrido (tiempo y energía) que reduce el sistema en una sola máquina equivalente

para luego aplicar el concepto *One-Machine Infinite Bus* (OMIB), en la que los generadores son clasificados en “Críticos” (generadores que pierde el sincronismo) y “No-críticos” (representan el bus infinito), [8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19].

La metodología basada en este trabajo, se llama *Interarea Model Estimation* (IME). Este método encuentra un sistema reducido en la que las cargas son incluidos en los parámetros de estimación: constantes de inercias (H), reactancias (x_1, x_2), voltajes internos (E_1, E_2) y ángulos de voltajes internos (δ_1, δ_2), siendo este aplicado para sistemas de potencia de 2 áreas [3, 20, 21, 22].

1.4 Objetivo Particular

Actualmente gracias al avance tecnológico en el uso de las mediciones fasoriales, es posible contar con señales del sistema que reflejan el comportamiento dinámico del SEP . Estas señales contienen información valiosa del estado de operación de un SEP , y es en ese sentido que el objetivo de esta tesis es crear una metodología que por medio de reducción dinámica se logre representar una porción del sistema mediante un equivalente reducido, y que sea capaz de establecer el grado de seguridad de un sistema ante fallas severas de tal manera que se garantice la estabilidad a la primera oscilación por medio del criterio de energía.

1.5 Aporte Original del Trabajo

El aporte de este trabajo es proponer una plataforma computacional que sea capaz de iniciar el proceso algorítmico usando una técnica de agrupamiento jerárquico que permita a partir de mediciones fasoriales determinar las áreas de oscilación de acuerdo a la coherencia entre ellas,

mostrando las oscilaciones electromecánicas empleando el concepto de centro eléctrico; para luego realizar una estimación eléctrica de las áreas y determinar el grado de seguridad del SEP por medio de criterio de energía.

1.6 Organización de la Tesis

El presente trabajo de tesis esta compuesta de 5 capítulos, y se hace una breve descripción de cada una de ellas:

En el capítulo 1, se ha hecho una breve reseña histórica de los antecedentes del descubrimiento de la tecnología de las mediciones fasoriales sincronizadas. Por otro lado, se ha dado a conocer la motivación, la revisión literaria de los métodos existentes, el objetivo de la tesis y el aporte original de la tesis.

En el capítulo 2, se hace una evaluación del estado del arte.

En el capítulo 3, se realiza la formulación teórica de cada una de las partes que compone la metodología, se puede mencionar el agrupamiento jerárquico, reducción del SEP, la formulación de un índice de seguridad de máxima transferencia de potencia y un índice de máximo tiempo de despeje de falla. También, se presenta la implementación y desarrollo de la plataforma de análisis usada con la finalidad de obtener índices que reflejen el grado de seguridad del SEP.

En el capítulo 4, se plantea los casos de estudio en la que se aplica la metodología propuesta analizando sus resultados.

En el capítulo 5, se indican las conclusiones y la identificación de posibles mejoras para trabajos futuros.

Capítulo 2

Estado del Arte

Después de haber realizado una revisión literaria, se ha identificado los alcances de los últimos estudios realizados hasta la actualidad.

2.1 Metodologías de Reducción de SEP

A continuación se hace una recapitulación breve de metodologías existentes.

- Terminal Bus Aggregation (TBA).
- Internal-Node Aggregation (INA).
- Método Single Machine Equivalent (SIME).
- Método Interarea Model Estimation (IME).

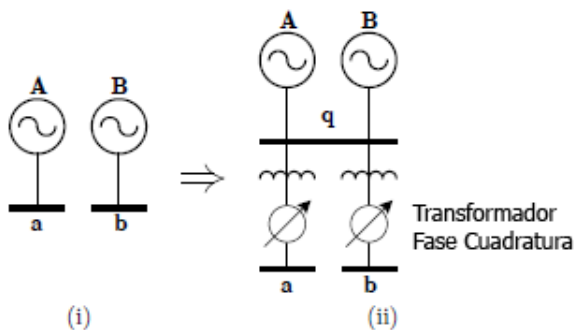


FIGURA 2.1: Diagrama del método TBA

2.1.1 Método TBA

La síntesis de este método puede ser visualizada por medio del esquema de la Figura 2.1, este método está compuesto por dos pasos principales [23, 3]

1. Agregación de la red

Esta parte asume que el voltaje fasorial en el terminal de los generadores “a” y “b” son coherentes, por lo que estas barras pueden ser unidas en una sola barra “q” usando admitancias infinitas. El voltaje de la barra “q” puede ser el promedio aritmético de los voltajes de las barras “a” y “b” o el promedio ponderado que considera la potencia activa y reactiva de generación. El modelo reducido debe preservar las condiciones de flujo de potencia en estado estacionario y para esto es necesario usar transformadores ideales con número de vueltas complejas $\alpha_a \angle \varphi_a$ y $\alpha_b \angle \varphi_b$ e impedancias de valor cero en la conexión de las barras “a” y “b” a “q”.

2. Agregación del generador

La representación en este paso es un modelo electromecánico. Ambos generadores coherentes son reemplazados por un solo generador con inercia H_{eq} y reactancia transitoria equivalente $(x'_d)_{eq}$, esto es

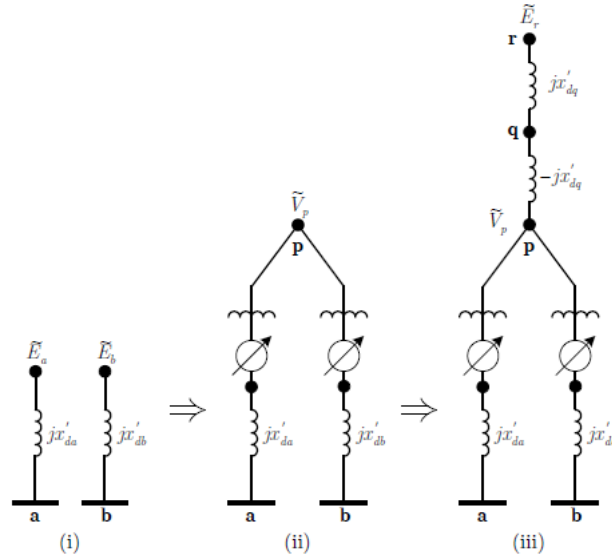


FIGURA 2.2: Diagrama del método INA.

$$H_{eq} = H_A + H_B \quad (2.1.1)$$

$$(x'_d)_{eq} = (x'_d)_A(x'_d)_B / ((x'_d)_A + (x'_d)_B) \quad (2.1.2)$$

Este método no requiere linealización, pero este método posee el efecto *stiffening* que lo hace vulnerable al cambio de frecuencia de algunos de los modos de oscilación del sistema. No es aplicado con mediciones fasoriales.

2.1.2 Método INA

El inconveniente anteriormente mencionado es corregido aceptablemente con este método, el cual agrega a las máquinas un nodo interno es decir una reactancia transitoria (o subtransitoria) detrás de los terminales del generador. La Figura 2.2 muestra esquemáticamente las etapas de este método.

Los pasos que conforma el método INA son, [3],

- Cálculo de los voltajes de los nodos internos de las máquinas \tilde{E}_a y \tilde{E}_b .
- Creación de la barra común “p”.
- Agregar una nueva línea para conectar las barras “a” y “b” a la barra “p”.
- Agregar el generador equivalente.
- Creación de la barra “q”.
- Ajustar la generación en las barras “a”, “b” y “q”.

Al igual que el anterior, no es aplicado con mediciones fasoriales.

2.1.3 Método SIME

Este método se enfoca en base a la respuesta inestable del ángulo de las máquinas, por lo que necesita de un programa en el dominio del tiempo de estabilidad transitoria, ya que es necesario saber la respuesta angular de las máquinas para poder hacer la selección de unidades en base a aquellas que pierden el sincronismo (máquinas críticas) y las que no pierden el sincronismo (máquinas no críticas), esto para formular el OMIB , [11, 16].

Para analizar el escenario inestable, SIME inicia con el programa de estabilidad transitoria tan pronto como el sistema entra a la condición postfalla. Para cada paso de simulación en el tiempo, SIME transforma el sistema multimáquinas en el modelo equivalente OMIB , definido por el ángulo δ , la velocidad ω , la potencia mecánica P_m , la potencia eléctrica P_e y el coeficiente de inercia M . SIME evalúa la dinámica de OMIB usando el criterio de igualdad de áreas. El proceso se detiene cuando OMIB alcance la condición de inestabilidad, que está expresado por

$$P_a(t_u) = 0; \quad \dot{P}_a(t_u) > 0 \quad (2.1.3)$$

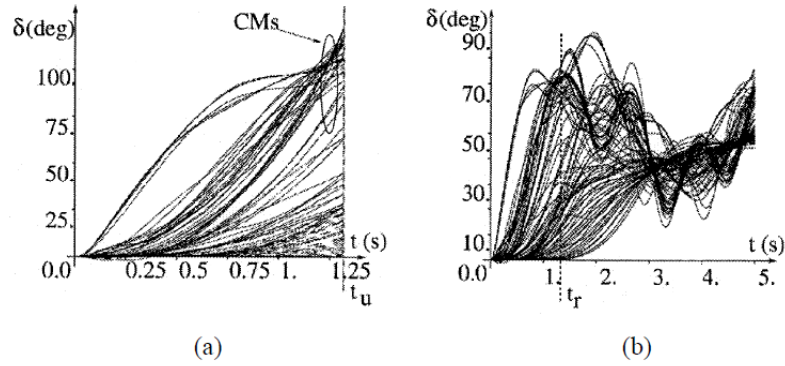


FIGURA 2.3: Curvas multimáquinas. (a) Caso inestable (b) Caso estable.

donde P_a es la potencia acelerante del sistema OMIB (diferencia entre P_m y P_e), y t_u es el tiempo en que ocurre la inestabilidad; en este tiempo el sistema OMIB pierde el sincronismo y el conjunto de máquinas se dividen en dos grupos: máquinas críticas (CMs) y máquinas no críticas (NMs). El tiempo t_u permite determinar

- Las máquinas críticas, que son responsables de la pérdida de sincronismo.
- El margen de estabilidad, definido por

$$\eta_u = A_{dec} - A_{acc} = -\frac{1}{2}M\omega_u^2 \quad (2.1.4)$$

El programa de simulación transitoria calcula los ángulos rotóricos del sistema multimáquinas que son vistos en la Figura 2.3, este se detiene cuando se pierde el sincronismo en tiempo t_u (caso inestable) o en un periodo de simulación para este caso de 5 s (caso estable).

Este método ha sido enfocado para el control preventivo y control de emergencia. Las diferencias entre el control preventivo y control de emergencia en el método SIME, es que el primero utiliza simulaciones en el dominio del tiempo de las contingencias antes de su ocurrencia, para evaluar las medidas de prevención, el segundo utiliza mediciones en tiempo real después de la ocurrencia real de una contingencia, las medidas correctivas son indispensables para la integridad del sistema, [11, 13, 14, 9, 12, 15, 17, 18].

2.1.4 Método IME

Este método es descrito con mayor detalle en el capítulo 3. Después de hacer una revisión, se ha visto que este método permite reducir un sistema multimáquinas de dos áreas con constantes de inercias finitas usando mediciones fasoriales de la corriente por el enlace y los voltajes de barras de envío y recepción de ambas áreas. Se ha visto que este método da una estimación aceptable, cabe mencionar que las cargas ubicadas en diferentes puntos de la red son absorbidas en las reactancias y constantes de inercia de las áreas equivalentes como producto de la estimación; este modelo reducido tiene la particularidad de ganar mayor energía cinética acelerante comparada con la respuesta real del sistema, pero es posible compensar este efecto en el modelo reducido adelantando el despeje de falla 2 o 3 ciclos del caso real, [3]. Los primeros métodos mencionados han sido aplicados sin el uso de mediciones fasoriales, lo que hace atractivo al método IME en su aplicación actual.

2.2 Estimación de Componentes de una Señal en Frecuencia

2.2.1 Método Prony

La primera publicación del método Prony fue en 1795, es una estrategia matemática para ajustar a una combinación lineal de términos exponenciales a la señal equivalente muestreada en el tiempo. En cierto sentido, es una extensión del análisis de Fourier en la que se estiman la amplitud, frecuencia, la fase y el amortiguación de la señal, [24].

La expresión usada para la estimación de la señal es una suma exponencial como la mostrada en la siguiente ecuación.

$$h(n) = \sum_{m=1}^M A_m \exp((- \alpha_m + j\omega_{0m}) nT_s + j\phi_m) \quad (2.2.1)$$

donde

A_m : Amplitud.

α_m : Factor de amortiguamiento.

ω_{0m} : frecuencia (rad/s).

ϕ_m : fase (rad).

n : tiempo discreto.

$T_s = 1/f_s$: periodo de muestreo.

Este método consta de los siguiente pasos [25, 26, 27, 28, 29, 30].

- Construir un modelo discreto de predicción lineal a partir de datos medidos y simulados.
- Encontrar las raíces del polinomio característico asociado el modelo de predicción lineal.
- Usando las raíces calculadas en el paso anterior se determina la amplitud y fase inicial para cada modo.

Mayor detalle de la descripción puede ser revisada en [31].

2.2.2 Método ERA

Fue desarrollado por Juang y Pappa en 1985, es un algoritmo múltiples entradas y múltiples salidas (MIMO) que puede ser usado como identificación de parámetro modal y modelo reducido de un sistema dinámico, [32].

El algoritmo ERA sigue tres pasos principales, [33]

1. Ejecutar la respuesta al impulso del sistema para $(m_c + m_0)P + 2$ pasos, donde m_c y m_0 reflejan cuanto efecto esta dado por considerar la controlabilidad y observabilidad, y P es el periodo de muestreo. La salida y en el siguiente patrón:

$$\begin{aligned} &(CB, CAB, CA^P B, CA^{P+1} B, \dots \\ &CA^{m_c P} B, CA^{m_c P+1} B, \dots \\ &CA^{(m_c+m_0)P} B, CA^{(m_c+m_0)P+1} B) \end{aligned} \quad (2.2.2)$$

los términos $CA^k B$ son comunmente llamados *parámetros de Markov*. Construyendo la matriz generalizada de Hankel $H \in \mathfrak{R}^{q(m_0+1) \times p(m_c+1)}$

$$H = \begin{bmatrix} CB & CA^P B & \dots & CA^{m_c P} B \\ CA^P B & CA^{2P} B & \dots & CA^{(m_c+1)P} B \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ CA^{m_0 P} B & CA^{(m_0+1)P} B & \dots & CA^{(m_c+m_0)P} B \end{bmatrix} \quad (2.2.3)$$

2. Calcular la descomposición del valor singular (SVD) de H para obtener U_1, V_1, Σ_1 . Sea $r \leq \text{rango}(H)$. U_r y V_r denota las submatrices de U_1 y V_1 que incluyen sus primeras r columnas, y Σ_r el primer $r \times r$ diagonal de Σ_1 .
3. A_r, B_r y C_r están definidos como

$$\begin{aligned} A_r &= \Sigma_r^{-\frac{1}{2}} U_r^* H' V_r \Sigma_r^{-\frac{1}{2}}; \\ B_r &= \text{las primeras } p \text{ columnas de } \Sigma_r^{\frac{1}{2}} V_1^*; \\ C_r &= \text{las primeras } q \text{ filas de } U_r \Sigma_r^{\frac{1}{2}} \end{aligned} \quad (2.2.4)$$

donde

$$H' = \begin{bmatrix} CAB & CA^{P+1} B & \dots & CA^{m_c P+1} B \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ CA^{m_0 P+1} B & CA^{(m_0+1)P+1} B & \dots & CA^{(m_c+m_0)P+1} B \end{bmatrix} \quad (2.2.5)$$

2.2.3 Método GPoF

Este método encuentra los polos resolviendo un problema de eigenvalores generalizados, [34].

Las muestras de una señal y_k puede estar escrito por

$$y_k = \sum_{i=1, M} b_i \exp(s_i \delta_t k) \quad (2.2.6)$$

donde $k = 0, 1, \dots, N - 1$, b_i son los residuos complejos, s_i son los polos complejos, y δ_t es el intervalo de la muestra. Para abreviar la notación, se puede decir que $z_i = \exp(s_i \delta_t)$ son los polos del plano Z . b_i y s_i deberían ser par de complejos conjugados para valores reales de y_k . Considerando los siguiente vectores:

$$y_0, y_1, y_2, \dots, y_L \quad (2.2.7)$$

donde

$$y_i = [y_i, y_{i+1}, \dots, y_{i+N-L}]^T \quad (2.2.8)$$

El super índice T denota la transpuesta de una matriz. Basado en estos vectores, se define las matrices Y_1 y Y_2 como sigue

$$Y_1 = [y_0, y_1, \dots, y_{L-1}] \quad (2.2.9)$$

$$Y_2 = [y_1, y_2, \dots, y_L] \quad (2.2.10)$$

También se puede escribir

$$Y_1 = Z_1 B Z_2 \quad (2.2.11)$$

$$Z_1 = Z_1 B Z_0 Z_2 \quad (2.2.12)$$

donde

$$Z_1 = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdots & 1 \\ z_1 & z_2 & \cdots & z_M \\ & & \cdots & \\ z_1^{N-L-1} & z_2^{N-L-1} & \cdots & z_M^{N-L-1} \end{bmatrix} \quad (2.2.13)$$

$$Z_2 = \begin{bmatrix} 1 & z_1 & \cdots & z_1^{L-1} \\ & & \cdots & \\ & & & \\ 1 & z_M & \cdots & z_M^{L-1} \end{bmatrix} \quad (2.2.14)$$

$$Z_0 = \text{diag}(z_1, z_2, \cdots, z_M) \quad (2.2.15)$$

$$B = \text{diag}(b_1, b_2, \cdots, b_M) \quad (2.2.16)$$

Basado en la descomposición de Y_1 y Y_2 , se puede mostrar que si $M < L < N - M$ los polos $\{z_i; i = 1, \dots, M\}$ son los eigenvalores de la matriz pencil $Y_2 - zY_1$. Para el desarrollo e ilustración del uso de un algoritmo que calcule los eigenvalores generalizados de la matriz pencil, se puede escribir

$$\begin{aligned} Y_1^+ Y_2 &= Z_2^+ B^{-1} Z_1^+ B Z_0 Z_2 \\ &= Z_2^+ Z_0 Z_2 \end{aligned} \quad (2.2.17)$$

donde el superíndice $+$ denota la pseudo-inversa Moore-Penrose y la notación -1 es para la inversa regular. Esto puede ser visto de la ecuación 2.2.17 que existen los vectores $\{p_i; i = 1, \dots, M\}$ tal que

$$\begin{aligned} Y_1^+ Y_1 p_i &= p_i \\ Y_1^+ Y_2 p_i &= z_i p_i \end{aligned} \quad (2.2.18)$$

Los p_i son llamados eigenvectores generalizados de $Y_2 - zY_1$. Para calcular la pseudo-inversa Y_1^+ se puede usar la descomposición de valor singular (SVD) de Y_1 como sigue

$$Y_1 = \sum_{i=1, M} \sigma_i u_i v_i^H = U D V^H \quad (2.2.19)$$

$$Y_1^+ = V D^{-1} U^H \quad (2.2.20)$$

donde $U = [u_1, u_2, \dots, u_M]$, $V = [v_1, v_2, \dots, v_M]$ y $D = \text{diag}(d_1, d_2, \dots, d_M)$. El superíndice H denota la transpuesta conjugada de una matriz. U y V son matrices de los vectores singulares izquierdos y derechos respectivamente. Se debe notar que para datos con ruido o para elegir cuantos exponenciales son usados en el algoritmo se debería escoger d_1, d_2, \dots, d_M siendo M el último de los valores singulares de Y_1 y Y_1^+ es llamado la pseudo-inversa truncada de Y_1 . Dado $Y_1^+ Y_1 = V V^H$ y $V^H V = I$ sustituyendo la ecuación (2.2.19) en (2.2.18) y multiplicando a la derecha de la ecuación (2.2.18) por V^H

$$Z = D^{-1} U^H Y_2 V \quad (2.2.21)$$

Notar que Z es una matriz $M \times M$ y z_i son los eigenvalores de esta matriz. El método GPOF finaliza en la forma de la matriz Y_1 . Posteriormente en el proceso se selecciona el número de exponenciales que se ajusta a los datos (M) utilizando descomposición de valor singular (SVD) y luego se forma la matriz Z y los eigenvalores dados como z_i .

2.3 Plataformas de Análisis Existentes

Adicionalmente, se ha hecho una revisión de plataformas estructuradas que buscan ayudar a los centros de control en la evaluación de fenómenos dinámicos que ocurren en un SEP .

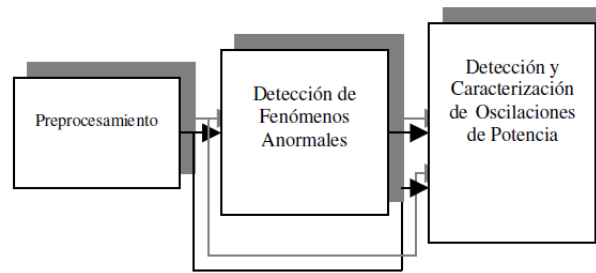


FIGURA 2.4: Pasos del algoritmo F@OSnet para la detección de oscilaciones de potencia a partir de medidas de frecuencia.

2.3.1 F@OSnet

El Centro Nacional de Despacho (CND) en Colombia desarrolló e implementó una red de monitoreo de la frecuencia (*F@Osnet*) para caracterizar oscilaciones de potencia en tiempo real o a través de los registros de frecuencia obtenidos e implementar las medidas correctivas para mantener los estándares de calidad en el suministro eléctrico. Esta plataforma utiliza Prony para llevar a cabo la identificación [35].

Las herramientas de uso común para esta identificación modal incorporadas en este algoritmo, tomadas de técnicas de procesamiento de señales, se resaltan la Transformada de Fourier, la Transformada Wavelet, el Análisis Espectral, el Método de Prony con sus variantes y las correlaciones temporales. El algoritmo se dividió en tres pasos fundamentales, como se indica a continuación

Paso 1: Preprocesamiento de la señal. Incluye la eliminación de las tendencias de la señal y el rechazo de las frecuencias por fuera de la banda de interés.

Paso 2: Detección de fenómenos anormales. En este paso se utiliza una ventana deslizante, a la cual se le aplica la Transformada Rápida de Fourier (FFT) para obtener el contenido espectral de la señal. En este caso, cada unidad de la red F@OSnet está configurada para almacenar un registro de la frecuencia a una tasa de muestreo de 10 Hz.

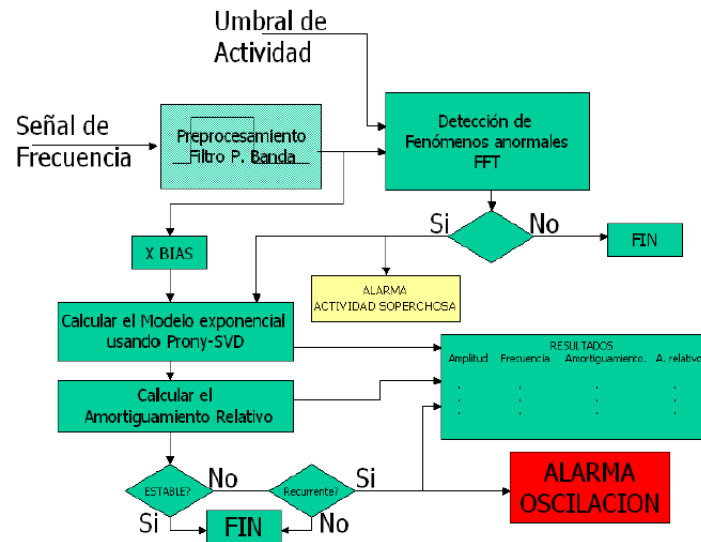


FIGURA 2.5: Esquema del algoritmo F@OSnet para la detección de oscilaciones de potencia.

Un segundo parámetro es el tiempo de retardo entre la aplicación de dos ventanas consecutivas, y es elegido dependiendo de la menor velocidad del fenómeno esperado. En todo caso, se requiere establecer un tiempo de retardo con el fin de proporcionar tiempo extra para los cálculos que siguen a la aplicación de la FFT incluyendo los llevados a cabo en el paso 3.

Paso 3: Detección y Caracterización de Oscilaciones de Potencia Este paso es llevado a cabo cuando se detecta la presencia de un fenómeno anormal en las mediciones de frecuencia (paso 2). Con base en el Método de Prony y sus variaciones se construye un modelo de la señal de entrada, se seleccionan los modos relevantes basados en el criterio de la energía y se realiza una prueba de estabilidad con base en el amortiguamiento relativo de los parámetros del modelo (frecuencia y amortiguamiento). De esta manera se detecta la presencia de los modos de oscilación peligrosos para la operación del sistema.

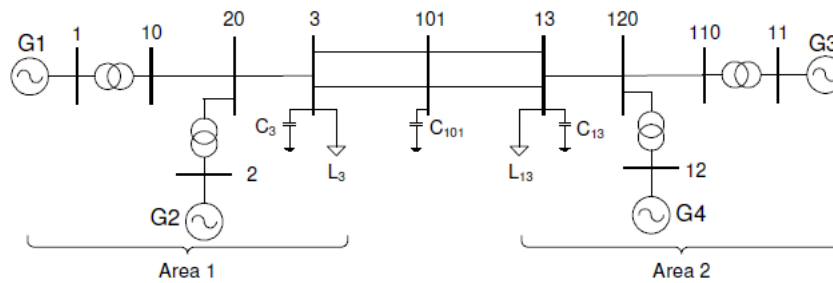


FIGURA 2.6: Sistema eléctrico 4 máquinas - 2 áreas.

2.3.2 Tendencias en la Supervisión en Tiempo Real de la Estabilidad de Pequeña Señal de Sistemas de Potencia

Esta metodología usa mediciones sincrofasoriales orientadas a calcular frecuencia y amortiguamiento de los modos oscilatorios, tiene la ventaja de que no requiere simular el modelo del sistema de potencia para determinar las oscilaciones de baja frecuencia.

Se aplica el modelo al estudio de la estabilidad de pequeña señal de un sistema de dos áreas, se obtienen las mediciones fasoriales de tensión y corriente, se las procesa y analiza con los métodos Prony y Multiprony con el objetivo de determinar los modos oscilatorios poco amortiguados. El análisis realizado permite identificar la influencia de la medición PMU, del tipo de magnitud medida y de la ventana de tiempo analizada en los valores de frecuencia y amortiguamiento calculados.

El modelo del sistema eléctrico que se usó para la adquisición y procesamiento de mediciones fasoriales fue un sistema de dos áreas como se aprecia en la Figura 2.6 para estimar los modos oscilatorios que es implementado en el programa de análisis de transitorios electromagnéticos (*Alternative Transient Program*, ATP) [36].

A partir de la simulación del sistema modelado en el ATP se obtienen las mediciones en el tiempo de tensión y corriente de las tres fases. Estas mediciones son procesadas por el

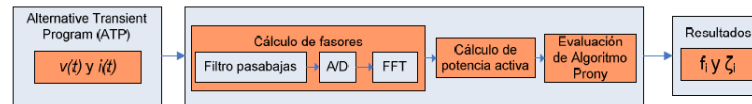


FIGURA 2.7: Metodología para el análisis modal de mediciones PMU .

dispositivo PMU , para obtener los valores fasoriales de tensión y corriente de secuencia positiva. Finalmente se aplican los métodos de análisis de modos oscilatorios a las mediciones fasoriales y a las señales representativas de otras magnitudes eléctricas de interés. En la Figura 2.7 se muestra el diagrama de bloque con la metodología según el artículo en referencia [36].

2.3.3 Análisis no paramétrico

Existen diferentes propuestas para evaluar en tiempo real las oscilaciones, un primer enfoque utiliza modelos y herramientas computacionales inteligentes para la simulación del SEP , como redes neuronales artificiales, algoritmos genéticos, árboles de decisión, etc., para una rápida evaluación en línea de la estabilidad oscilatoria del SEP . Estas herramientas computacionales inteligentes ayudan a aprender el comportamiento dinámico del sistema y da resultados aceptables con tiempos de cálculo menores comparados con los métodos convencionales fuera de línea, [37]; pero esta metodología requiere largas y tediosas rutinas de entrenamiento para el aprendizaje teniendo en cuenta las diferentes estaciones del año. La fiabilidad de los resultados con este enfoque, depende de los casos elegidos para el entrenamiento y obviamente de la calidad del modelo del SEP . Es de notar que si existen cambios significativos en el SEP la herramienta computacional inteligente debe ser re-entrenada, lo que dificulta su aplicación en un centro de control haciéndolo poco atractiva, [36].

Hecho una revisión del estado del arte actual, se ha observado que han sido desarrollados interesantes métodos de reducción de sistemas de potencia, hay quienes buscan ser aplicadas en tiempo real y tratan de aprovechar al máximo las mediciones fasoriales de un sistema de

potencia.

También, se ha observado el gran interés que existe en analizar las oscilaciones electromecánicas en tiempo real para identificar aquellas de baja frecuencia (modo local e inter-área) y pobremente amortiguadas, que según la literatura encontrada se ha venido usando principalmente el método clásico Prony a pesar de ser más vulnerable al ruido. La plataforma de análisis propuesta en esta tesis utiliza el método *Generalized Pencil-of-Function* (GPOF) para estimar las señales de entrada y así descomponerlas en una sumatoria de señales a diferentes frecuencias de oscilación dando como información la frecuencia y el amortiguamiento de oscilación, esta herramienta es más robusta ante el ruido, [25, 38, 39, 27, 28].

En esta tesis se propone implementar una plataforma de análisis que en base a mediciones fasoriales permita realizar bajo una serie de etapas la captación de las señales que por medio de una ventana se haga la agrupación jerárquica de los generadores, la estimación de los parámetros del SEP reducido y la obtención de un índice de seguridad que en conjunto busca orientar en un futuro al operador del sistema de tal manera de dar apoyo visual, detección de oscilaciones electromecánicas, reducción del SEP y de esa forma encontrar un índices de seguridad que reflejen el estado del sistema.

Capítulo 3

Formulación Teórica de la Metodología Propuesta

Este capítulo busca hacer una introducción profunda de las diferentes técnicas que serán usadas en conjunto para la implementación de la metodología presentada en esta tesis, lo cual es descrito más adelante en este capítulo.

3.1 Agrupamiento Jerárquico

La teoría de agrupamiento jerárquico es aplicada en este trabajo con la finalidad de determinar la ubicación eléctrica de los generadores de acuerdo al área de oscilación que corresponden según su coherencia. Para esto, se ha definido que las observaciones o atributos sean los ángulos de voltajes y la frecuencia en las barras de generación.

Los algoritmos jerárquicos son aquellos en los que se va particionando el conjunto de datos por niveles, puede ser un algoritmo tipo aglomerativo o divisivo. Los métodos aglomerativos construyen la jerarquía de abajo a arriba, creando un grupo por objeto para luego unirlos gradualmente hasta que todos los objetos pertenezcan del mismo grupo. Por otro lado, los

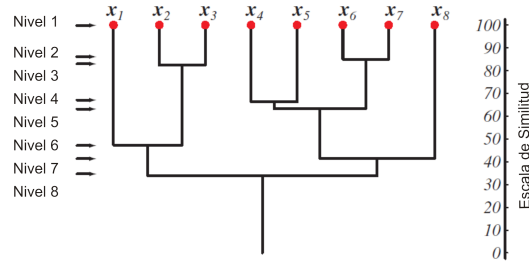


FIGURA 3.1: Dendrograma del agrupamiento jerárquico.

métodos divisivos construyen la jerarquía de arriba a abajo, creando inicialmente un único grupo al que pertenecen todos los objetos para luego ser dividido gradualmente, [40, 41, 42, 43, 44, 45, 46]. El agrupamiento jerárquico tiene la ventaja que no necesita dar como información previa el número de grupos, pero su algoritmo posee complejidad computacional relativamente alta, [47]. Para este trabajo, se ha usado el de tipo aglomerativo.

El agrupamiento jerárquico es posible visualizarlo mediante un *dendrograma*, el cual facilita la visualización del agrupamiento. La Figura 3.1, es un *dendrograma* de 8 muestras dividido por 8 niveles cada una separadas por su respectiva similitud.

La Figura 3.2 muestra el resultado y la interpretación del agrupamiento jerárquico para un caso en general.

Para dar inicio al algoritmo de agrupamiento jerárquico aglomerativo, se procedió a definir la matriz de observaciones o de atributos

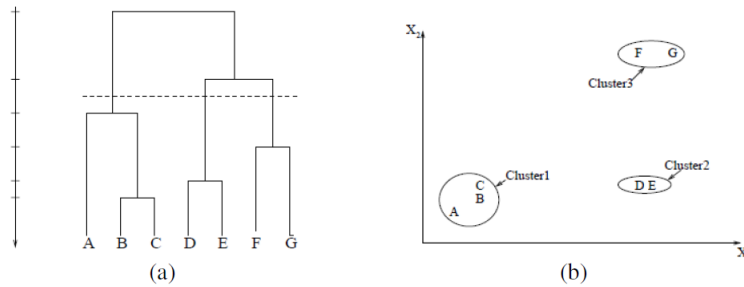


FIGURA 3.2: Proceso del Agrupamiento Jerárquico Aglomerativo. (a) Dendrograma. (b) Interpretación del dendrograma.

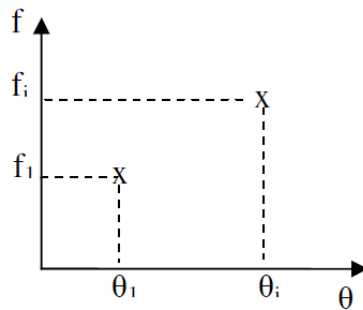


FIGURA 3.3: Atributos para el agrupamiento jerárquico aglomerativo.

$$\text{Meas} = \begin{bmatrix} \theta_1 & f_1 \\ \theta_2 & f_2 \\ \vdots & \vdots \\ \theta_i & f_i \end{bmatrix} \quad (3.1.1)$$

Conformado por θ_i y f_i que vienen a ser el ángulo del voltaje y la frecuencia en la i -ésima barra de generación respectivamente. Estos atributos se representan en el plano en R^2 , tal como se muestra en la Figura 3.3.

Definida la matriz de atributo, se procede a calcular las distancias entre observaciones normalmente es llamada medida de similitud, entre las que se pueden mencionar: distancia Minkowski, distancia Manhattan, distancia Euclidiana. A continuación, se hace una breve definición de cada una de ellas

Distancia Minkowski. Se define como, [40, 45],

$$D_k(a, b) = \left(\sum_{i=1}^d |a_i - b_i|^k \right)^{1/k} \quad (3.1.2)$$

Distancia Manhattan. Está definido cuando de la ecuación (3.1.2), $k = 1$ [40] y [45]

$$D_1(a, b) = \sum_{i=1}^d |a_i - b_i| \quad (3.1.3)$$

Distancia Euclidiana. Está definido cuando de la ecuación (3.1.2), $k = 2$ [40] y [45]

$$D_2(a, b) = \left(\sum_{k=1}^d (a_k - b_k)^2 \right)^{1/2} \quad (3.1.4)$$

Para esta tesis se ha usado la distancia euclidiana que es la más común y aplicable para el agrupamiento, se puede calcular con `pdist` de MATLAB.

Una vez calculadas las distancias, se genera el árbol de agrupamiento jerárquico, mencionándose entre ellos los métodos: single, completo, promedio, centroide. Se define cada uno de ellos

Single. En cada paso se unen los dos grupos cuyos elementos más cercanos tienen la mínima distancia, se define como, [40, 42, 44, 48, 46, 49],

$$Dist(C_i, C_j) = \min_{X \in C_i, Y \in C_j} \text{dist}(X, Y) \quad (3.1.5)$$

Completo. En cada paso se unen los dos grupos tal que su unión tiene el diámetro mínimo o los dos grupos con la menor distancia máxima entre sus elementos, se define como, [40, 42, 44, 48, 46, 49],

$$Dist(C_i, C_j) = \max_{X \in C_i, Y \in C_j} \text{dist}(X, Y) \quad (3.1.6)$$

Promedio. En cada paso se unen los dos grupos tal que tienen la mínima distancia promedio entre sus puntos, se define como, [40, 42, 49],

$$Dist(C_i, C_j) = \frac{1}{n_i n_j} \sum_{X \in C_i} \sum_{Y \in C_j} \text{dist}(X, Y) \quad (3.1.7)$$

Centroide. Usa la distancia euclidiana entre los centroides de dos grupos, y se define como, [49],

$$Dist(C_i, C_j) = \left(\sum_{k=1}^d (c_i - c_j)^2 \right)^{1/2} \quad (3.1.8)$$

$$c_r = \frac{1}{n_r} \sum_{i=1}^{n_r} c_{rk}$$

donde:

C_i : Cluster o grupo “i”.

C_j : Cluster o grupo “j”.

$Dist(C_i, C_j)$: distancia entre los grupos “i” y “j”.

n_i : número de objetos del grupo “i”.

n_j : número de objetos del grupo “j”.

Para este trabajo se seleccionó el método centroide por su semejanza a la definición del centro de masa que está definido por, [50],

$$\vec{C}m = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^N m_i \vec{r}_i \quad (3.1.9)$$

donde la masa total del sistema es $M = \sum_{i=1}^N m_i$.

Este proceso es posible hacerlo con la función `linkage` de MATLAB que crea el árbol aglomerativo de distancias en \mathbf{y} , donde \mathbf{y} es una matriz de distancia euclidiana o una matriz de disimilitud más general dado por la función `pdist`. Por otro lado, la función `cluster` construye el árbol de grupos aglomerativos. Finalmente, para visualizar el agrupamiento realizado se usa la función `dendrogram`.

3.2 Centro Eléctrico

Cabe mencionar que el centro de masa de un sistema de partículas es análogo al centro eléctrico de un sistema de potencia [7], una manera de justificar esta analogía es que ambos sistemas describen su dinámica con la segunda ley de Newton. En ese sentido, la Figura 3.4 muestra la



FIGURA 3.4: Analogía entre los sistemas mecánico y eléctrico.

estrecha relación existente entre el sistema mecánico y eléctrico.

Con la matriz de atributos es posible calcular los centros eléctricos por cada área, que resulta de manera conjunta un centro eléctrico global de todo el sistema. Para comprender mejor este punto se puede citar un ejemplo práctico.

Si las masas y coordenadas (atributos) asociadas a tres partículas son:

$$\text{Masas} = \begin{pmatrix} 2 \\ 4 \\ 8 \end{pmatrix} \quad \text{Coords} = \begin{pmatrix} 2 + 1i \\ 3 + 2.5i \\ 3.5 + 2i \end{pmatrix}$$

La definición de centro de masa es de acuerdo a las siguientes ecuaciones, compuesta según sus componentes dimensionales, para este caso es de R^2

$$\begin{aligned} CMx &= \frac{\sum_{i=1}^n \text{Masas}(i) \cdot \text{Real}(\text{Coords}(i))}{\sum_{i=1}^n \text{Masas}(i)} \\ CM_y &= \frac{\sum_{i=1}^n \text{Masas}(i) \cdot \text{Imag}(\text{Coords}(i))}{\sum_{i=1}^n \text{Masas}(i)} \end{aligned} \quad (3.2.1)$$

La figura 3.5, muestra la distribución de las tres partículas (áreas), el centro de masa (centro eléctrico) por cada dos áreas, y el centro de masa (centro eléctrico) global del sistema.

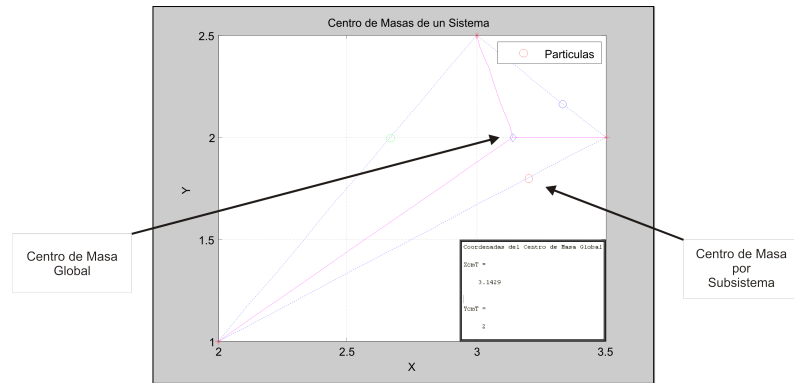


FIGURA 3.5: Centro de masa global y centros de masas de cada área.

3.3 Interarea Model Estimation (IME)

El método *Interarea Model Estimation* (IME), [3, 20, 21, 22], estima a partir de mediciones fasoriales de voltajes y corrientes los parámetros eléctricos reducidos de un sistema por área de oscilación (dos áreas), es decir: la constante de inercia (H), la reactancia equivalente (X), voltajes internos (E) y ángulos internos (δ); estos parámetros permiten reconstruir de forma simplificada un sistema gran sistema eléctrico de potencia radial y con aceptable aproximación conserva las características dinámicas del SEP . El modelo de generador usado es de tipo clásico y considerando la red con parámetros concentrados.

En la Figura 3.6, se muestra la representación gráfica del SEP en la que se aplica esta técnica de estimación, debiéndose contar con las mediciones fasoriales de voltajes de barra de envío y recepción como también de la corriente que fluye por el enlace

La formulación del método IME , consta de dos partes principales: el método de reactancia de extrapolación (estimación de reactancias equivalentes por área, x_1 y x_2) y la estimación de inercias (H_1 y H_2).

La Figura 3.7 muestra el SEP reducido, donde E_1 y E_2 son los voltajes internos del modelo clásico del generador equivalente por área, z_1 y z_2 son las impedancias equivalentes por área,

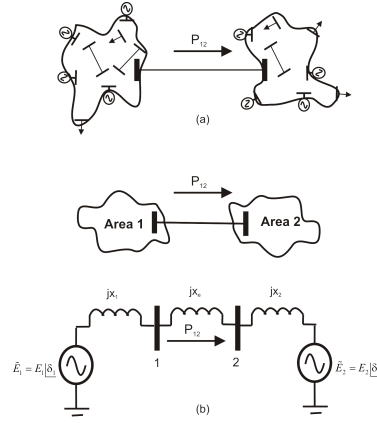


FIGURA 3.6: Gran SEP - Dos áreas. (a) SEP completo. (b) SEP reducido.

z_e es la impedancia de la línea de enlace.

La ecuación de oscilación global del sistema mostrado, despreciando el amortiguamiento es

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \Omega\omega \\ 2H\dot{\omega} &= P_m - P_e - P_{perd} \end{aligned} \tag{3.3.1}$$

donde

$$\begin{aligned} P_m &= \frac{H_2 P_{m1} - H_1 P_{m2}}{H_1 + H_2} \\ P_e &= \left(-\frac{E_1 E_2}{z_m} \right) \left(\frac{H_2 \cos(\delta + \alpha) - H_1 \cos(\delta - \alpha)}{H_1 + H_2} \right); \\ P_{perd} &= \left(\frac{r}{z_m} \right) \left(\frac{H_2 E_1^2 + H_1 E_2^2}{H_1 + H_2} \right) \end{aligned}$$

siendo ω la velocidad angular de las máquinas equivalentes por área, P_m es la potencia mecánica por área, P_e es la potencia eléctrica por área, Ω es el factor de conversión de por unidad a la velocidad rad/s , P_{perd} representan las pérdidas totales, r es la resistencia total de la línea,

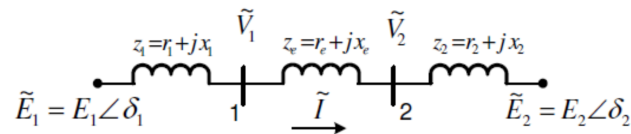


FIGURA 3.7: SEP - Modelo clásico.

$z = z_m \angle \alpha$ es la impedancia total serie entre los voltajes internos, $H = H_1 H_2 / (H_1 + H_2)$ es la inercia equivalente del SEP, $\delta = \delta_1 - \delta_2$, que es la diferencia angular de los voltajes internos de cada área y $\omega = \omega_1 - \omega_2$ es la diferencia de la velocidad angular por cada área.

Se asume que las mediciones fasoriales provenientes de los PMU s están instalados en las barras 1 y 2, con lo que es posible tener información fasorial de V_1 , V_2 y I .

Considerando despreciables las pérdidas, es decir r_1 , r_2 y r_e iguales a cero, la ecuación de oscilación (3.3.1) resulta ser

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \Omega \omega \\ 2 \frac{H_1 H_2}{H_1 + H_2} \dot{\omega} &= \frac{H_2 P_{m1} - H_1 P_{m2}}{H_1 + H_2} - \frac{E_1 E_2}{(x_1 + x_2 + x_e)} \sin \delta \end{aligned} \quad (3.3.2)$$

La ecuación de oscilación (3.3.2), requiere de conocer el equivalente E_1 , E_2 , δ_1 , δ_2 , x_1 , x_2 , H_1 y H_2 de cada área así como x_e del enlace. El conocimiento de estas variables y parámetros son muy importantes ya que un gran sistema radial puede ser representado mediante un modelo reducido dinámico de dos áreas, en ese sentido se describe la formulación para su estimación.

Reactancia de extrapolación

Se puede decir que el punto de partida consiste en encontrar la expresión de voltaje en función del enlace total de interconexión $z_e' = z_1 + z_2 + z_e$. La Figura 3.8 muestra un circuito elemental en la que los puntos extremos A y B representan los nodos internos del equivalente de cada área, C es un punto cualquiera sobre la línea entre A y B con impedancia $z = r + jx$ desde B.

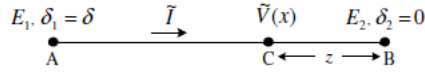


FIGURA 3.8: Diagrama simplificado de dos áreas.

Con un fasor de corriente \tilde{I} , el voltaje en el punto C es

$$\begin{aligned}\tilde{V}(x, r) &= \tilde{E}_2 + (r + jx) \tilde{I} \\ &= E_2 + \frac{r + jx}{r_e' + jx_e'} (E_1 \cos(\delta) + jE_1 \sin(\delta) - E_2) \\ &= (E_2(1 - a) + E_1(a \cos(\delta) - b \sin(\delta))) + j(E_1(b \cos(\delta) + a \sin(\delta) - bE_2))\end{aligned}$$

donde

$$a = \frac{rr_e' + xx_e'}{r_e'^2 + x_e'^2}, \quad b = \frac{xr_e' - rx_e'}{r_e'^2 + x_e'^2} \quad (3.3.3)$$

La magnitud de $\tilde{V}(x)$ esta definida como

$$\begin{aligned}V(x, r) &= |\tilde{V}(x, r)| \\ &= \sqrt{c + 2E_1E_2((a - a^2 - b^2) \cos(\delta) - b \sin(\delta))} \\ &= V(a, b, \delta)\end{aligned} \quad (3.3.4)$$

donde $c = E_2^2(b^2 + (1 - a)^2) + E_1^2(a^2 + b^2)$ viene a ser una constante. Si la resistencia es uniforme entre A y B, tal que $r/x = r_e'/x_e'$, el cual incluye el caso en que la resistencia r_e' es despreciable, (3.3.3) pasa a ser

$$a = \frac{x}{x_e'}, \quad b = 0 \quad (3.3.5)$$

Linealizando (3.3.1) y (3.3.4) alrededor del punto de equilibrio $(\delta_0, \omega_0 = 0, V_{ss})$, se obtiene

$$\begin{aligned}\Delta \dot{\delta} &= \Omega \Delta \omega \\ 2H \Delta \dot{\omega} &= \left(\frac{E_1 E_2}{z_m (H_1 + H_2)} \right) (H_2 \sin(\delta_0 + \alpha) - H_1 \sin(\delta_0 - \alpha)) \Delta \delta \\ \Delta V(x) &= J(a, b, \delta_0) \Delta \delta\end{aligned} \quad (3.3.6)$$

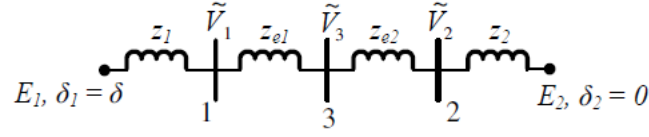


FIGURA 3.9: Diagrama dos áreas de un sistema radial.

donde el Jacobiano $J(a, b, \delta_0)$ esta expresado por

$$\begin{aligned} J(a, b, \delta_0) &= \left. \frac{\partial V(a, b, \delta)}{\partial \delta} \right|_{\delta=\delta_0} \\ &= \frac{-E_1 E_2 \sin(\delta_0) (a - a^2 - b^2) - b \cos(\delta_0)}{V(a, b, \delta_0)} \end{aligned} \quad (3.3.7)$$

Si la resistencia es uniforme entre A y B, tal que la relación $r/x = r_e'/x_e'$, la cual está incluida el caso en que la resistencia r_e' sea despreciable, en ese sentido $a = x/x_e'$ $b = 0$ por lo que $J(a, b, \delta_0)$ se simplifica a

$$J(a, 0, \delta_0) = -E_1 E_2 \sin(\delta_0) \frac{(1-a)a}{V(a, 0, \delta_0)} \quad (3.3.8)$$

Aplicando lo descrito anteriormente al sistema de la Figura 3.9, teniendo en cuenta que posee una barra intermedia ubicado a lo largo de los extremos de la línea de enlace, el voltaje fasorial en este punto puede ser medido o estimado.

Seguida de una pequeña perturbación en el sistema, las amplitudes de los voltajes de oscilación en esas tres barras en un determinado tiempo $t = t_0$, son representados como $V_1 m$, $V_2 m$, $V_3 m$. Usando 3.3.8, obtenemos tres voltajes normalizados

$$V_{in} = V_{im} V_{iss} = A(1 - a_i) a_i \quad i = 1, 2, 3 \quad (3.3.9)$$

donde $A = -E_1 E_2 \sin(\delta_0) \Delta\delta(t_0)$ y V_{iss} es el voltaje en estado estacionario.

El voltaje V_{iss} es tomado de las mediciones fasoriales antes de que ocurra el disturbio. Mediante el método GPoF se calcularon $V_1 m$, $V_2 m$, $V_3 m$, estas amplitudes son las que corresponden

al modo de la frecuencia inter-área.

Por comodidad el punto ubicado entre los extremos A y B, puede ser considerado a la mitad del enlace, barra 3, este punto se calcula mediante la siguiente expresión.

$$\tilde{V}_3 = \tilde{V}_1 - j(ze/2)\tilde{I} \quad (3.3.10)$$

Para los tres puntos ubicados a lo largo de la línea, se definen las variables a_1 , a_2 y a_3 con las siguiente expresiones

$$a_1 = \frac{(x_2 + x_e)}{(x_1 + x_e + x_2)}, \quad a_2 = \frac{x_2}{(x_1 + x_e + x_2)}, \quad a_3 = \frac{(x_2 + x_e/2)}{(x_1 + x_e + x_2)} \quad (3.3.11)$$

La solución de la ecuación (3.3.9) permite encontrar x_1 y x_2 a pesar de que la constante “A” no es conocida, pero es eliminada si se realiza divisiones entre estas tres ecuaciones, para $i = 1, 2$, y 3 , resultando

$$V_{1n}(1 - a_2)a_2 = V_{2n}(1 - a_1)a_1 \quad (3.3.12)$$

$$V_{3n}(1 - a_1)a_1 = V_{1n}(1 - a_3)a_3 \quad (3.3.13)$$

x_1 y x_2 pueden ser calculados mediante solución numérica de ecuaciones no lineales.

Estimación de Voltajes Internos

Teniendo estimados los parámetros x_1 y x_2 , se procede a calcular los voltajes internos estimados de cada área reducida. El sistema reducido sería igual al de la Figura 3.10 y basándose en la ley de mallas de Kirchhoff, se puede determinar los voltajes internos del modelo clásico de la máquina equivalente por área.

$$\begin{aligned} \tilde{E}_1 &= jx_1\tilde{I} + \tilde{V}_1 \\ \tilde{E}_2 &= -jx_2\tilde{I} + \tilde{V}_2 \end{aligned} \quad (3.3.14)$$

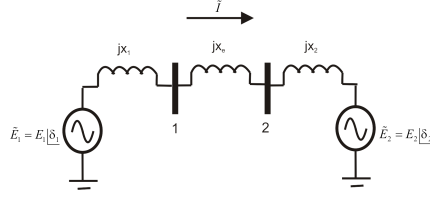


FIGURA 3.10: Sistema reducido a dos áreas.

Estas expresiones son calculadas directamente ya que se tiene estimados x_1 y x_2 y \tilde{V}_1 , \tilde{V}_2 e \tilde{I} son conocidos por las mediciones fasoriales.

Estimación de Inercias

La estimación de los parámetros H_1 y H_2 puede ser obtenida si como primer paso encontramos una expresión que relacione la frecuencia inter-área con los parámetros del sistema, esto es posible linealizando (3.3.6), la frecuencia inter-área f esta dada en Hz y $\Omega = 2\pi f$ rad/s .

$$f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{E_1 E_2 \Omega (H_2 \sin(\delta_0 + \alpha) - H_1 \sin(\delta_0 - \alpha))}{2(H_1 + H_2) H z_m}} \quad (3.3.15)$$

Despejando la constante de inercia equivalente H

$$\frac{H_1 H_2}{H_1 + H_2} = \frac{E_1 E_2 \Omega (H_2 \sin(\delta_0 + \alpha) - H_1 \sin(\delta_0 - \alpha))}{2(H_1 + H_2) z_m (2\pi f)^2} \quad (3.3.16)$$

Despreciando la resistencia de la línea, $\alpha \approx 90^\circ$, la ecuación (3.3.16) resulta

$$\frac{H_1 H_2}{H_1 + H_2} = \frac{E_1 E_2 \cos(\delta_0) \Omega}{2(x_e + x_1 + x_2) (2\pi f)^2} \quad (3.3.17)$$

Tal que f puede ser calculada aplicando a la señal de los voltajes cualquiera de las siguientes herramientas: la transformada rápida de Fourier, Root Music, Prony, ERA, GPOF. De todas ellas la que posee prestaciones aceptables es GPOF por ser un método modal que estima las componentes de la señal de acuerdo a sus frecuencias de oscilación, computacionalmente posee una buena eficiencia y además presenta mejor respuesta ante el ruido [25, 39, 27, 28].

Por otro lado, se puede encontrar una relación entre H_1 y H_2 , usando el concepto el momento angular total del sistema, que despreciando las pérdidas y el efecto amortiguador se define como

$$L = 2H_1\omega_1 + 2H_2\omega_2 = \int (H_1\dot{\omega}_1 + H_2\dot{\omega}_2) dt = \int (P_{m1} - P_{e1} + P_{m2} - P_{e2})dt = 0 \quad (3.3.18)$$

Resultando la siguiente expresión

$$\frac{H_1}{H_2} = -\frac{\omega_2}{\omega_1} \quad (3.3.19)$$

ω_1 y ω_2 no son conocidos en las mediciones fasoriales, sin embargo pueden ser estimadas desde las frecuencias medidas ξ_1 y ξ_2 de las barras 1 y 2, y usando la siguiente expresión

$$\xi_1 = \frac{a_1\omega_1 + b_1(\omega_1 + \omega_2)\cos(\delta_1 - \delta_2) + c_1\omega_2}{a_1 + 2b_1\cos(\delta_1 - \delta_2) + c_1} \quad (3.3.20)$$

donde $a_1 = E_1^2(1 - r_1)^2$, $b_1 = E_1E_2r_1(1 - r_1)$, y $c_1 = r_1^2E_2^2$ con $r_1 = x_1/(x_1 + x_e + x_2)$.

De forma similar se procede con la barra 2

$$\xi_2 = \frac{a_2\omega_1 + b_2(\omega_1 + \omega_2)\cos(\delta_1 - \delta_2) + c_2\omega_2}{a_2 + 2b_2\cos(\delta_1 - \delta_2) + c_2} \quad (3.3.21)$$

donde $a_2 = E_1^2(1 - r_2)^2$, $b_2 = E_1E_2r_2(1 - r_2)$, y $c_2 = r_2^2E_2^2$, con $r_2 = (x_1 + x_e)/(x_1 + x_e + x_2)$.

Es necesario saber el valor de ξ_1 y ξ_2 , que puede ser calculado al hacer pasar la señal de los ángulos del voltaje de la barra 1 y barra 2 a través de un filtro derivativo $H(s) = s/(T_s + 1)$, y a su vez la respuesta obtenida en la salida del filtro descomponerlo a la frecuencia del modo, esto se puede hacer con el método GPOF . Este proceso es observado en la Figura 3.11.

Conociendo E_1 , E_2 , δ_1 , δ_2 , x_1 , x_2 , x_e , y se puede resolver (3.3.20) y (3.3.21) y encontrar el valor de ω_1 y ω_2 . Llegado hasta este punto es posible determinar el valor de estimado de H_1 y H_2 resolviendo (3.3.17) y (3.3.19).

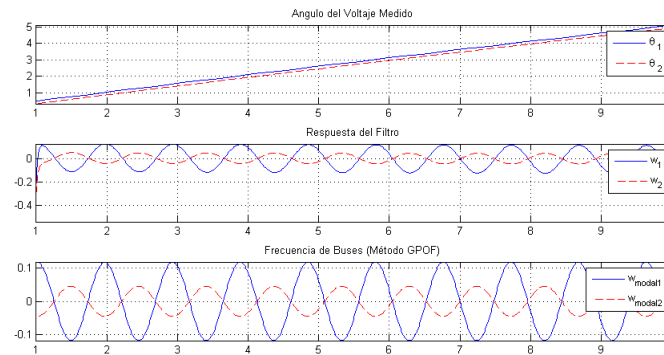


FIGURA 3.11: Frecuencia angular de barra 1 y barra 2.

3.4 Índices de Seguridad

Se propone un criterio para la obtención de dos índices de seguridad, formulado en base al criterio de igualdad de áreas que determina la frontera para que un SEP sea estable a la primera oscilación. En la Figura 3.10, se muestra un sistema en la que se considera dos generadores con modelo clásico y las pérdidas son despreciadas.

Se ha considerado calcular los índices aplicando una falla trifásica, ya que posee mayor impacto en la estabilidad de un SEP. Los índices propuestos son:

- **Índice 1.** Expresa el margen de potencia eléctrica a transmitir antes de que el sistema sea inestable a la primera oscilación.
- **Índice 2.** Es el margen expresado angularmente para el despeje de falla antes de llegar a la inestabilidad a primera oscilación.

Para dar inicio al cálculo de los índices de seguridad, se procede a la construcción de la curva P vs $(\delta_1 - \delta_2)$ por cada generador, para esto de acuerdo al sistema de la Figura 3.10 se

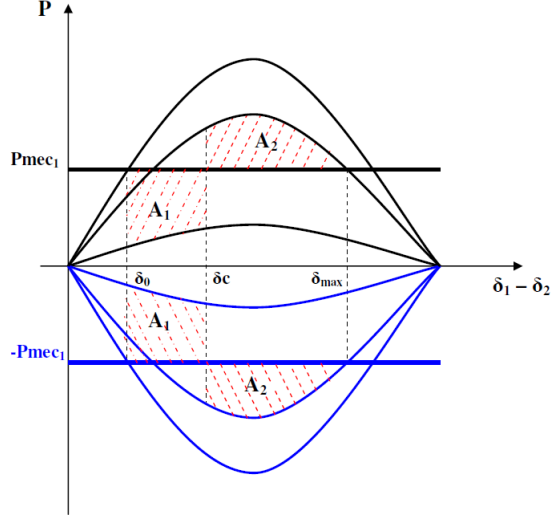


FIGURA 3.12: Curvas $(\delta_1 - \delta_2) - P$.

tiene

$$\begin{aligned}
 P_{e12} &= \frac{E_1 E_2}{(x_1 + x_2 + x_e)} \text{sen} (\delta_1 - \delta_2) \\
 P_{e21} &= \frac{E_1 E_2}{(x_1 + x_2 + x_e)} \text{sen} (\delta_2 - \delta_1)
 \end{aligned} \tag{3.4.1}$$

Para el análisis se considera que la potencia mecánica es constante e igual a la potencia eléctrica inicial en estado estacionario. Estas dos últimas expresiones indican que $P_{e12} = -P_{e21}$, esta particularidad hace que las curvas P vs $(\delta_1 - \delta_2)$ se comporten simétricamente, uno reflejo de la otra. Este efecto es mostrado en la Figura 3.12.

En ese sentido, es posible evaluar la estabilidad transitoria del sistema a la primera oscilación mediante el criterio de igualdad de áreas, analizando una de las curvas de los generadores equivalentes.

Esto último puede ser comprobado observando la ecuación de oscilación del sistema equivalente dos máquinas, [3, 20], de la Figura 3.10, expresado por la ecuación (3.4.2).

$$\begin{aligned}
 \dot{\delta} &= \Omega \omega \\
 \dot{\omega} &= \frac{1}{2 \left(\frac{H_1 H_2}{H_1 + H_2} \right)} \left(\frac{H_2 P_{mec1} - H_1 P_{mec2}}{H_1 + H_2} - \frac{E_1 E_2}{(x_1 + x_2 + x_e)} \text{sen} \delta \right)
 \end{aligned} \tag{3.4.2}$$

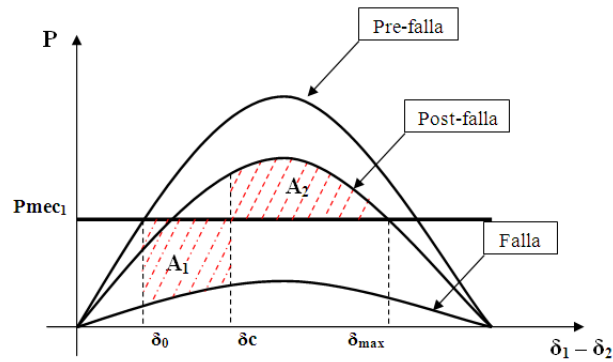


FIGURA 3.13: Curvas criterio de igualdad de áreas.

Si en esta ecuación, se reemplaza $P_{mec1} = -P_{mec2}$ (consideración del modelo reducido de dos máquinas), se llega a la siguiente expresión

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \Omega\omega \\ \dot{\omega} &= \frac{1}{2 \left(\frac{H_1 H_2}{H_1 + H_2} \right)} \left(P_{mec1} - \frac{E_1 E_2}{(x_1 + x_2 + x_e)} \text{sen } \delta \right) \end{aligned} \quad (3.4.3)$$

donde la potencia mecánica del sistema total queda debidamente representada por la potencia mecánica del generador equivalente del área 1, y con la información de la ecuación (3.4.3) se genera las curvas del criterio de igualdad de áreas mostrado en la Figura 3.13.

En ese sentido, es posible evaluar la estabilidad transitoria a la primera oscilación mediante el criterio de igualdad de áreas, con solo analizar la curva del generador equivalente del área 1.

Índice 1

La idea principal es que a partir de un punto de operación, con una cierta transferencia de potencia, el algoritmo propuesto sea capaz de estimar el límite de la potencia por la línea de enlace, con la condición que preserve la estabilidad transitoria a primera oscilación. Para realizar lo mencionado, se ha considerado las siguientes premisas para la estimación:

- Por ser los generadores de modelo clásico, los voltajes de envío y recepción son considerados constantes.
- Los parámetros estimados x_1 , x_2 , H_1 y H_2 son considerados constantes para la obtención del índice de seguridad, es decir que no son recalculados debido al incremento de la potencia inicial hasta su límite; sino que para compensar este efecto se inserta al modelo (Figura 3.10) cargas adicionales conservando los parámetros estimados.
- De acuerdo a las premisas anteriores, las curvas de P vs $(\delta_1 - \delta_2)$ son constantes.
- El tiempo de actuación del relé considerado para el despeje de falla es 83 ms^1

Con las consideraciones mencionadas, el algoritmo inicia la búsqueda de la potencia límite de transferencia haciendo una maximización angular del generador equivalente 1, desde el ángulo de operación inicial $(\delta_1 - \delta_2)$ hasta el ángulo máximo que indica la frontera de estabilidad del SEP. Este proceso de maximización concluye cuando el área acelerante definido por el tiempo de despeje de falla del relé se iguala al área frenante para la máxima transferencia de potencia. El conjunto de ecuaciones que forman parte de la maximización angular son: la transferencia de potencia, ángulo del tiempo de despeje de falla del relé y el criterio de áreas iguales.

Transferencia de potencia. La potencia transferida de una barra a otra, queda expresada por

$$P_{e_{12}} = P_{mec_{12}} = \frac{E_1 E_2}{(x_1 + x_2 + x_e)} \text{sen} (\delta_1 - \delta_2)$$

que considerando $\delta_1 = 0$, resulta la ecuación (3.4.4)

$$P_{mec_{12}} = \frac{E_1 E_2}{(x_1 + x_2 + x_e)} \text{sen} (-\delta_2) \quad (3.4.4)$$

¹En la actualidad el tiempo de actuación de un relevador de distancia en la primera zona esta alrededor de 83 ms.

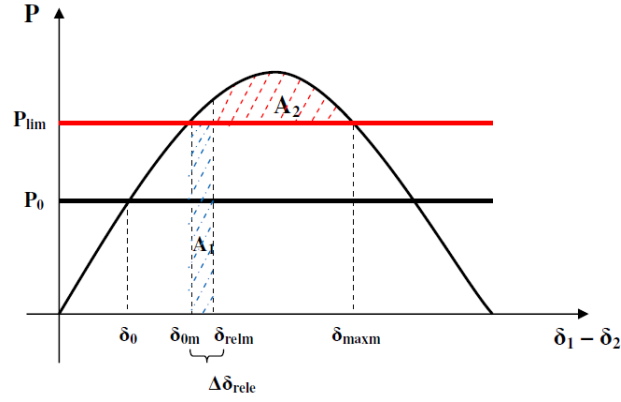


FIGURA 3.14: Criterio de igualdad de áreas para índice 1.

siendo $P_{max} = \frac{E_1 E_2}{(x_1 + x_2 + x_e)}$.

Cálculo del ángulo en el tiempo de liberación de falla. Como se mencionó, el tiempo considerado de liberación de falla es 83 ms. La ecuación que permite encontrar el ángulo δ_d asociado a un tiempo de despeje de falla t_d , se determina con la siguiente expresión

$$\delta_d = \delta_0 + \frac{\omega_0 P_{acel}}{4H} t_d^2 \quad (3.4.5)$$

donde $P_{acel} = P_{mec} - P_{max\ falla} \sin(\delta_d)$ es la potencia acelerante, δ_d es el ángulo de despeje de falla, δ_0 es el ángulo del punto de operación inicial, ω_0 es la velocidad angular del sistema a la frecuencia nominal, t_d es el tiempo de despeje de falla, P_{mec} es la potencia mecánica, $P_{max\ falla}$ es la potencia máxima de transferencia durante la falla.

Criterio de áreas iguales. La Figura 3.14 muestra esquemáticamente el criterio usado para encontrar la potencia límite de transmisión. Se ha considerado que las curvas prefalla y postfalla son las mismas, geoméricamente se puede calcular el área acelerante A_1 a través de la ecuación (3.4.6)

$$A_1 = \int_{\delta_{0m}}^{\delta_{relm}} (P_0 - P_{efalla}) d\delta \quad (3.4.6)$$

Y el área desacelerante A_2 , puede ser determinado con la ecuación (3.4.7)

$$A_2 = \int_{\delta_{relm}}^{\delta_{maxm}} (P_{epostf} - P_{lim}) d\delta \quad (3.4.7)$$

Para que se conserve la estabilidad angular a primera oscilación, las áreas A_1 y A_2 deben ser iguales.

$$A_1 = A_2 \quad (3.4.8)$$

Con el cumplimiento simultáneo de las ecuaciones (3.4.4), (3.4.5) y (3.4.8), se logra estimar la potencia límite de transferencia entre áreas sin que el sistema pierda la estabilidad angular a primera oscilación.

Por lo que el índice de seguridad de máxima transferencia de potencia queda definido por

$$IDSegLim = \left(1 - \frac{P_{e0}}{P_{eLim}} \right) \quad (3.4.9)$$

donde

P_{e0} : es la potencia eléctrica inicial por la línea de enlace.

P_{eLim} : es el límite de la potencia eléctrica estimada sin perder la estabilidad transitoria a primera oscilación.

Este algoritmo calcula la potencia límite de transmisión y es expresada como un índice de seguridad que indica el margen de operación permitido para que el sistema conserve la estabilidad, esto permite dar una idea al operador de cuanta potencia se puede transmitir sin que se pierda la estabilidad del sistema.

Índice 2

Se propone un criterio para el cálculo de un índice de despeje de falla, formulado a partir del ángulo en que el relé puede dar inicio al despeje de falla, al ángulo crítico y al ángulo máximo de la curva postfalla de la potencia transmitida.

Una manera de corregir la no linealidad de la curva P vs $(\delta_1 - \delta_2)$ para el cálculo del índice, es usando la siguiente expresión, [51],

$$S(\delta) = \int_{\lim \inf}^{\lim \sup} \sqrt{\frac{df(\delta)^2}{d\delta} + \frac{dg(\delta)^2}{d\delta}} d(\delta) \quad (3.4.10)$$

Para la curva P vs $(\delta_1 - \delta_2)$

$$\begin{aligned} f(\delta) &= \delta \\ g(\delta) &= P_{max} \text{sen}(\delta) \end{aligned}$$

Entonces reemplazando en la ecuación (3.4.10), resulta la longitud entre δ_{rel} y δ_c (distancia crítica).

$$S_c(\delta) = \int_{\delta_{rel}}^{\delta_c} \sqrt{1 + (P_{max} \cos(\delta))^2} d(\delta) \quad (3.4.11)$$

Si se considera una máxima distancia para que se lleve a cabo el despeje de falla, comprendida entre δ_{rel} y δ_{max} , reemplazando en la ecuación (3.4.10) se tiene

$$S_{max}(\delta) = \int_{\delta_{rel}}^{\delta_{max}} \sqrt{1 + (P_{max} \cos(\delta))^2} d(\delta) \quad (3.4.12)$$

donde δ_{rel} es el ángulo a partir del cual el relé puede despejar la falla, δ_c es el ángulo crítico de despeje de falla y δ_{max} es el ángulo máximo en la intersección de la curva de potencia postfalla y la potencia mecánica.

En ese sentido, el índice de despeje de falla esta dada por

$$IndDesp = \frac{S_c(\delta)}{S_{max}(\delta)} \quad (3.4.13)$$

Estos índices propuestos son dependientes de la condición de operación, ya que su formulación dependen de los voltajes estimados E_1 y E_2 y de las reactancias estimadas x_1 y x_2 que cambian según el punto de operación del SEP .

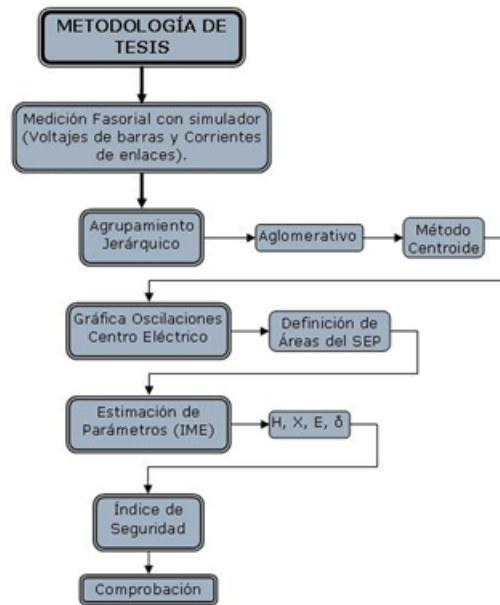


FIGURA 3.15: Diagrama de la plataforma de análisis propuesta.

3.5 Implementación de la Plataforma de Análisis

Cada una de las definiciones desarrolladas anteriormente, componen la estructura para la implementación de la plataforma de análisis que se propone en esta tesis, el diagrama estructural se muestra en la Figura 3.15.

3.5.1 Dimensionamiento de la ventana

Se consideró apropiado que el tamaño de la ventana de datos sea mayor de 50 muestras, esto representa 0.49 s por ventana (para un paso de tiempo $\Delta t = 0.01s$). Esto es expresado en la ecuación (3.5.1)

$$\begin{aligned} \#Vent &= \#muestras - 1 \\ t_{vent} &= (\#Vent) \cdot (\Delta t) \end{aligned} \quad (3.5.1)$$

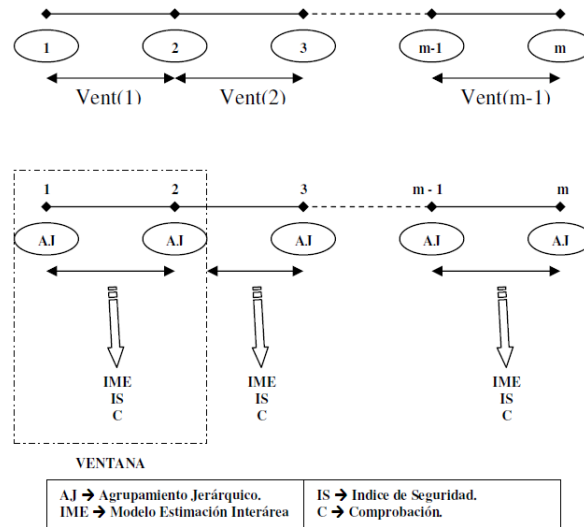


FIGURA 3.16: Proceso de la plataforma de análisis propuesta.

El proceso que realiza la metodología en la plataforma de análisis, se muestra en la Figura 3.16, en ella sintetiza el proceso ventana por ventana según la secuencia de la Figura 3.15.

3.5.2 Medición a través del simulador

La obtención de las señales de entrada se obtuvo usando la herramienta Simulink de MATLAB, en la que del sistema multimáquinas de dos áreas, [52], se extrajo la velocidad angular de los generadores y el ángulo de los voltajes de sus terminales, el cual estas dos señales son las entradas para que el algoritmo inicie el proceso de agrupamiento jerárquico.

Por otro lado, también se extrajo en simulación la magnitud y ángulo de los voltajes de barra de envío y recepción así como la magnitud y ángulo de la corriente por el enlace, estas variables sirven de entrada para llevar a cabo el algoritmo de reducción del SEP .

3.5.3 Agrupamiento Jerárquico

La plataforma de análisis que se propone comienza con el agrupamiento jerárquico al inicio y al final de la ventana, mostrando de forma dinámica con el *dendrograma* los grupos de generadores que pertenecen a cada área.

Dentro del algoritmo de agrupamiento se creó una sentencia que sea capaz de detectar cambios en la asignación de los grupos en el recorrido de la ventana.

3.5.4 Modo gráfico de oscilaciones

Por cada agrupamiento jerárquico efectuado se muestra gráficamente las oscilaciones de potencia bajo el concepto de centro eléctrico calculado en base al atributo definido en 3.2, donde el centro eléctrico es el punto de eje de las oscilaciones electromecánicas que ocurre entre las áreas.

3.5.5 Método IME

Seguidamente, con la información de los voltajes fasoriales de las barras de envío y recepción y con la corriente fasorial del enlace, es suficiente para dar inicio del algoritmo IME que permite reducir a un sistema equivalente de dos máquinas estimando los parámetros del sistema equivalente reducido: constantes de inercias (H_1 y H_2), reactancias equivalentes (x_1 y x_2), voltajes internos (E_1 y E_2) y ángulos internos por área (δ_1 y δ_2). Estos parámetros incluyen el efecto de las cargas del sistema.

3.5.6 Índices de Seguridad

Luego de la estimación de los parámetros del sistema reducido - 2 máquinas, se cuenta con la información suficiente que permite armar las curvas P vs $(\delta_1 - \delta_2)$ que mediante la descripción hecha en 3.4, se procede a realizar el cálculo de los índices de seguridad del sistema.

3.5.7 Comprobación de resultados

Para comprobar la efectividad de los resultados obtenidos en el algoritmo, se ha usado el programa PSAT ², [53]. La comparación es realizada entre la respuesta dinámica del sistema real y la respuesta del sistema equivalente reducido sometida a la misma perturbación.

²PSAT es un *toolbox* de MATLAB que realiza el análisis estacionario y dinámico y el control de sistemas eléctricos de potencia y fue creado por el Ph.D. Federico Milano. El proyecto PSAT empezó en septiembre del 2001, mientras era candidato de Ph.D. en la *Università degli Studi di Genova*, Italia. La primera versión pública se remontan en noviembre del 2002.

Capítulo 4

Resultados

Este capítulo muestra los resultados obtenidos de la plataforma de análisis descrito en el capítulo 4 y cuyo fundamento teórico fue presentada en el capítulo 3. Los casos planteados para su implementación son: sistema 1 de 2 máquinas (estabilidad transitoria), sistema 2 de 4 máquinas (estabilidad transitoria) y sistema 2 de 4 máquinas (estabilidad dinámica).

Los resultados y parámetros del sistema se ha considerado una potencia base de 900 MVA y un voltaje base de 230 kV.

4.1 Sistema de estudio 1

4.1.1 Descripción del sistema 1

El sistema de estudio 1 es el mostrado en la Figura 4.1. Con la finalidad de ver el efecto de la inclusión de las cargas en las reactancias equivalentes x_1 y x_2 , y en las constantes de inercia equivalentes H_1 y H_2 ; en el lado del área 1 no se consideraron cargas (buscando que se vea que los parámetros de la estimación realizada será cerca del valor real).

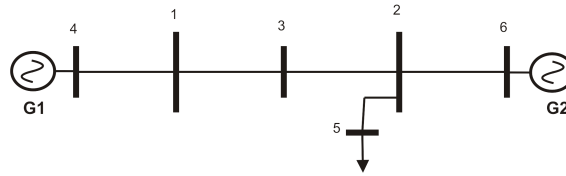


FIGURA 4.1: SEP - caso de estudio (2 máquinas)

Los parámetros usados para el sistema de la Figura 4.1, son mostrados en las Tablas 4.1 y 4.2, con $S_{base} = 900$ MVA y $V_{base} = 230$ kV.

TABLA 4.1: Parámetros de Generadores (2 máquinas)

Generador	x'_d (pu)	H
G1	0.25	6.5
G2	0.3	9.5

TABLA 4.2: Parámetros de la red (2 máquinas)

Barra de	Barra a	x(pu)
4	1	0.090
1	3	0.2475
3	2	0.2475
2	5	0.0450
2	6	0.090

4.1.2 Análisis de estabilidad transitoria - 2 máquinas

El punto de operación para el sistema de 2 máquinas con 2 áreas, es el indicado en las Tablas 4.3 y 4.4 ($S_{base} = 900$ MW, $V_{base} = 230$ kV).

Para este caso se ha aplicado una falla trifásica a mitad de la línea 1-2, despejada a 5 ciclos (83.3 ms), de esta forma se excita los modos de oscilación inter-área, que después de esta gran perturbación se da inicio a la plataforma de análisis propuesta. La variación de los voltajes de barra 1, 2 y 3 en pu, la potencia transmitida por la línea en MW y los ángulos de voltajes de barra 1 y 2 respecto a la barra 3 son mostrados en la Figura 4.2. En esta figura se observa que

TABLA 4.3: Punto de operación pre-disturbio para Generadores

Generadores	V(kV)	V(pu)	Pgen (MW)
G1	237.889	1.0343	304.65
G2	243.11	1.057	340

TABLA 4.4: Punto de operación pre-disturbio para Red

Barra	V(pu)	Pcarga(MW)	Qcarga(MVAR)
1	1.0327	-	-
2	1.039	-	-
3	1.0326	-	-
5	1.0322	644.53	148.10

el centro eléctrico, que para este caso esta muy cerca a la mitad de la línea 1 y 2, con lo que divide al sistema en 2 sistemas oscilando en contraposición de fase, siendo el centro eléctrico el eje de oscilación.

El número de ventanas consideras en la evaluación es de 4 (250 muestras por ventana), el resultado del agrupamiento jerárquico para cada una de las ventanas se muestran en las figuras siguientes, en que la Figura 4.3 muestra el agrupamiento en el estado inicial de la primera ventana.

Las Figuras 4.3 a 4.6 muestran las señales de los atributos en el tiempo, la ampliación de las señales por ventana y el proceso del agrupamiento jerárquico como primera etapa de análisis, a su vez también se aprecian las oscilaciones inter-area. Se ha de notar que el centro eléctrico para este caso no está ubicado a la mitad la línea sino desplazada hacia el sistema con mayor constante de inercia, que en este caso es el área 2.

El agrupamiento realizado por cada ventana asigna los generadores 1 y 2 en el área 1, y a los generadores 3 y 4 en el área 2. Luego de terminado el proceso de agrupamiento jerárquico, quedando definida la topología de generación del sistema, se da inicio a la estimación de los

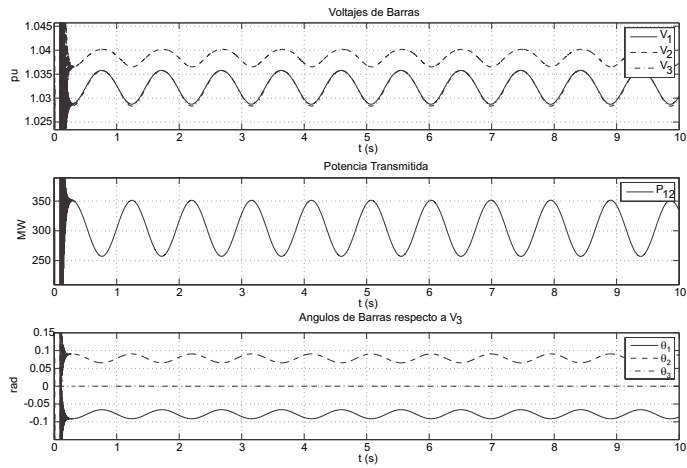


FIGURA 4.2: Potencia del enlace, Voltajes y Ángulos de Barras (2 máquinas)

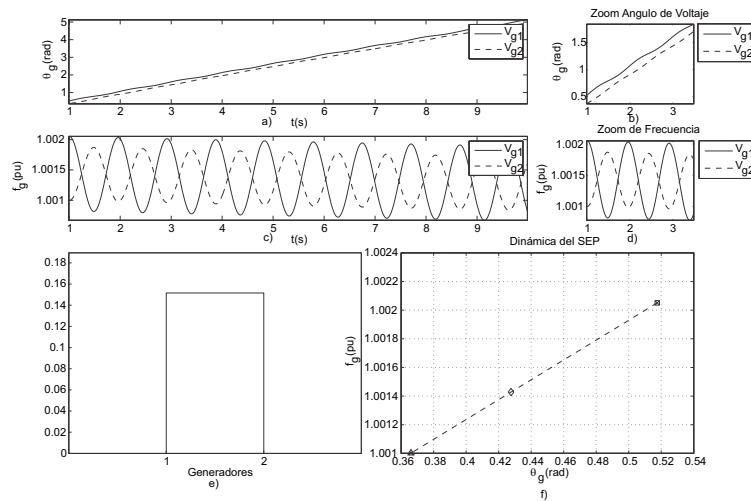


FIGURA 4.3: Agrupamiento Jerárquico y Oscilaciones de Potencia (Inicio), 2 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

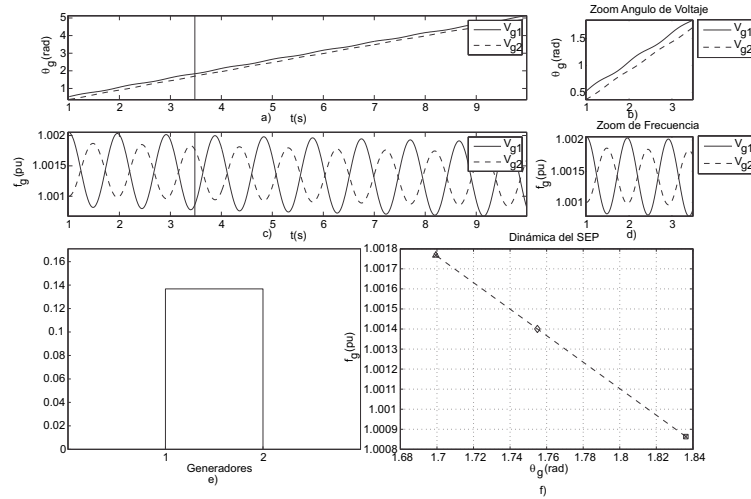


FIGURA 4.4: Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (1era ventana), 2 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

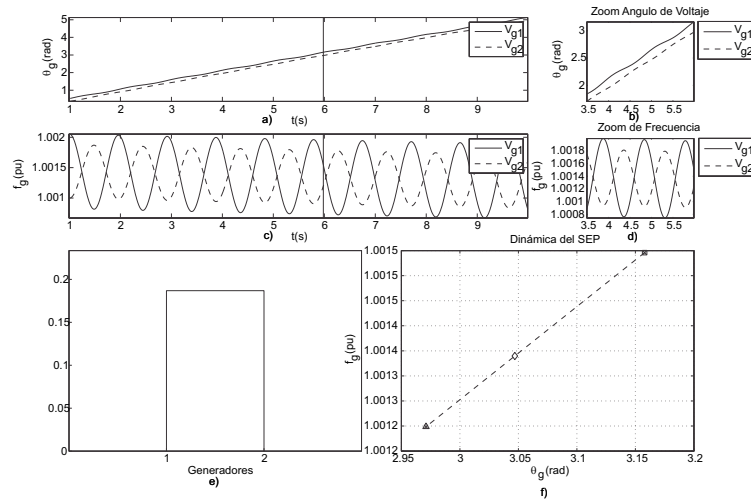


FIGURA 4.5: Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (2da ventana), 2 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

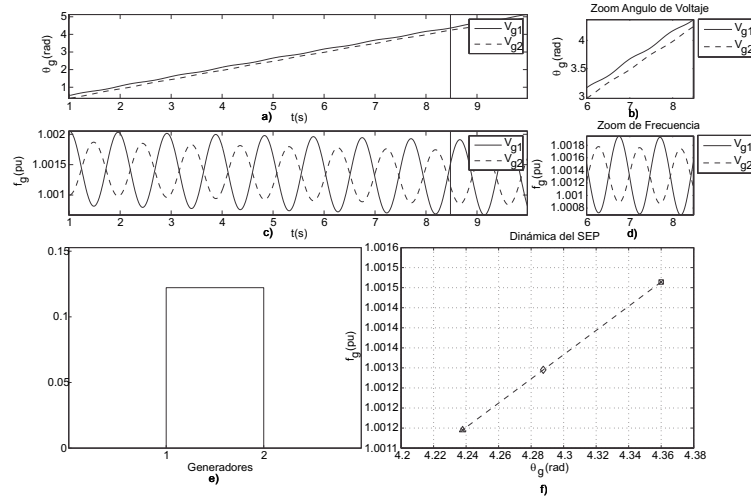


FIGURA 4.6: Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (3era ventana), 2 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

parámetros reducidos; como parte de este proceso las señales de voltaje son reconstruidos mediante el método GPOF, extrayendo esta señal a la frecuencia del modo de oscilación inter-área obteniéndose las amplitudes de los voltajes a la frecuencia de oscilación para luego normalizarla a V_n permitiendo así estimar las reactancias equivalente de cada área, se ha de mencionar que el efecto de las cargas es incluida en x_1 , x_2 , H_1 y H_2 . La etapa de descomposición de la señal mediante GPOF para obtener los voltajes a la frecuencia del modo de oscilación es mostrada en las Figuras 4.7 a 4.9.

La Figura 4.10 permite a su vez tener una vista simultánea de los voltajes de las barras 1, 2 y 3 a la frecuencia del modo.

La estimación de las constantes de inercias de cada área es también por ventana, y se requiere obtener la respuesta del ángulo del voltaje de las barras 1 y 2 a través del filtro $s/(Ts + 1)$ y luego usando el método GPOF se extrae la componente de la respuesta a la frecuencia del modo y se inicia el proceso de estimación de las constantes de inercias H_1 y H_2 , este proceso se muestra en la Figura 4.11.

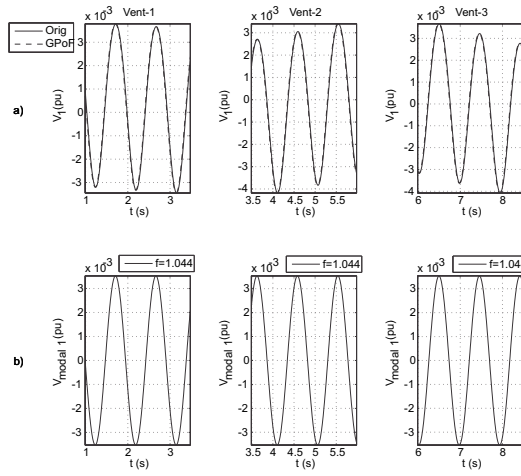


FIGURA 4.7: Voltaje Barra 1, 2 máquinas (estabilidad transitoria)

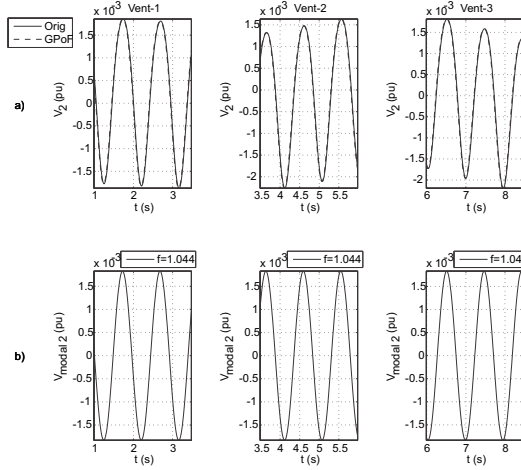


FIGURA 4.8: Voltaje Barra 2, 2 máquinas (estabilidad transitoria)

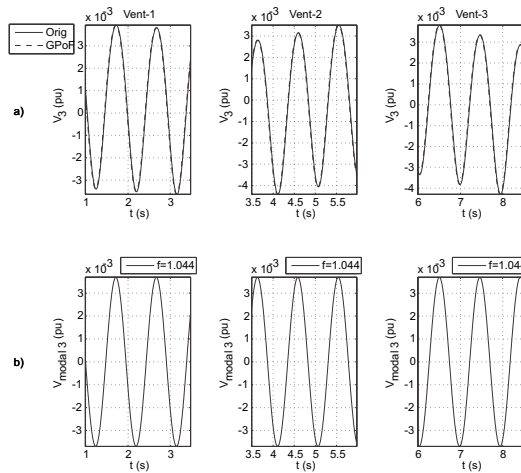


FIGURA 4.9: Voltaje Barra 3, 2 máquinas (estabilidad transitoria)

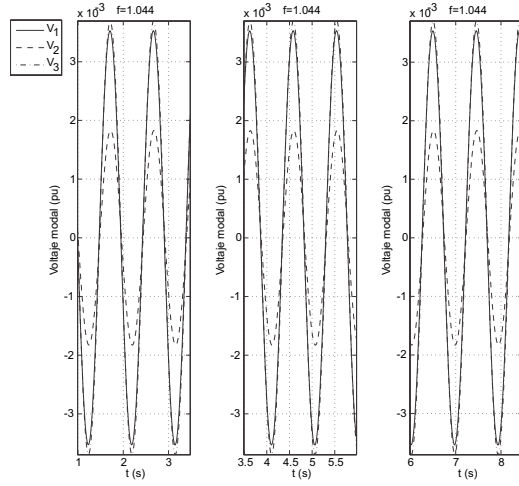


FIGURA 4.10: Voltaje Barras 1-2-3, 2 máquinas (estabilidad transitoria)

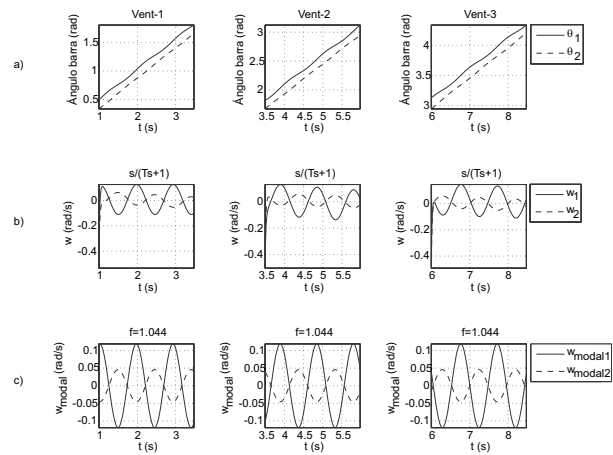


FIGURA 4.11: Filtro Barras 1 y 2, 2 máquinas (estabilidad transitoria)

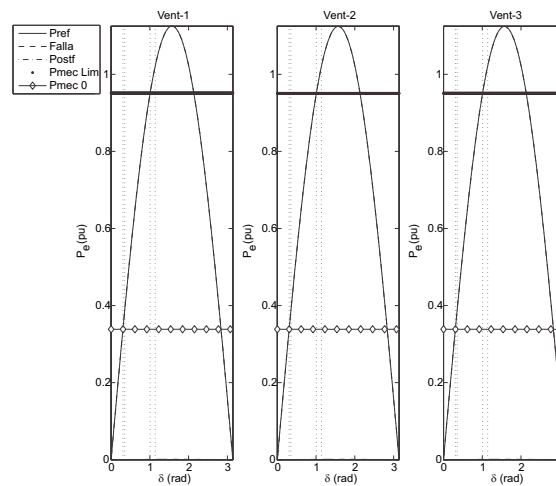


FIGURA 4.12: Índice 1 (potencia límite), 2 máquinas (estabilidad transitoria)

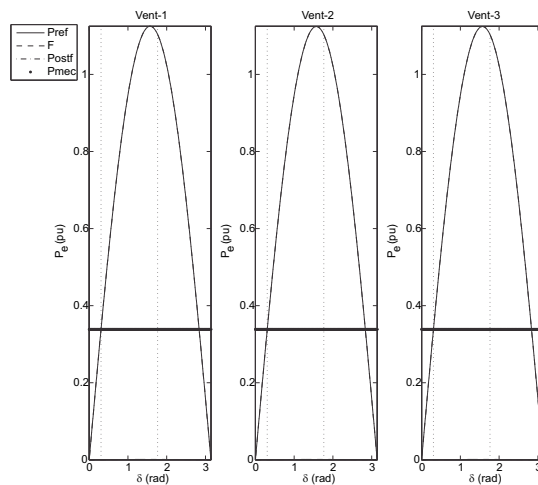


FIGURA 4.13: Índice 2 (despeje máxima de falla), 2 máquinas (estabilidad transitoria)

Posteriormente, teniendo definido el sistema equivalente reducido se procede a calcular los índices de seguridad por ventana, la Figuras 4.12 y 4.13 muestran las curvas P vs δ para los índices de máxima transferencia de potencia y el máximo tiempo de despeje de falla respectivamente.

Finalmente, como medida de comprobación de resultados se muestra la respuesta real del sistema y la respuesta del sistema estimado usando los resultados de la plataforma de análisis propuesta (ver Figura 4.14).

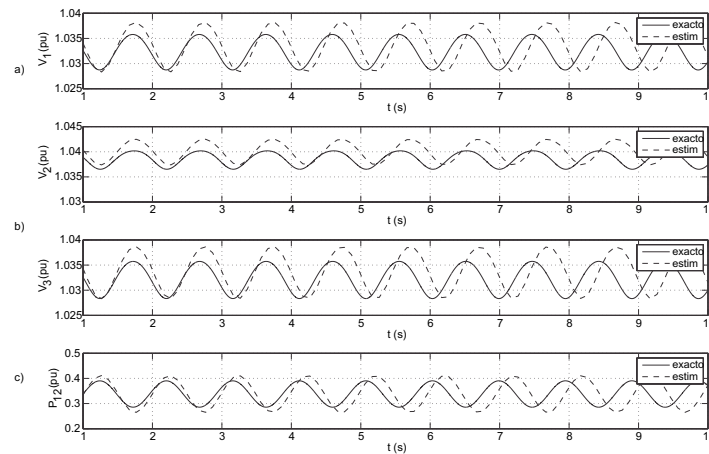


FIGURA 4.14: Comparación Exacto e IME con PSAT (estabilidad transitoria)

En las Tablas 4.5 y 4.6, se ha hecho un resumen de los resultados obtenidos para el caso de estudio de 2 máquinas. Este caso de estudio, fue planteado con la finalidad de observar la inclusión del efecto de la carga en la estimación de parámetros, ya que en uno de los extremos no se consideró carga.

TABLA 4.5: Agrupamiento Jerárquico y Reducción de SEP ($S_{base} = 900$ MW, $V_{base} = 230$ kV)

Ventana	A_1	A_2	x_1	x_2	H_1	H_2	E_1	E_2	δ_1	δ_2
1	1	2	0.3404	0.1335	6.2273	19.1549	1.0432	1.0448	4.5057	-13.0054
2	1	2	0.3410	0.1336	6.2109	19.2522	1.0432	1.0448	4.5161	-13.0070
3	1	2	0.3409	0.1336	6.2088	19.2784	1.0432	1.0448	4.5152	-13.0060

TABLA 4.6: Resultados de Indices de Seguridad - Caso 1

Ventana	$Indice_1$	$Indice_2$
1	0.6441	0.5540
2	0.6439	0.5538
3	0.6439	0.5539

Los parámetros estimados para el área 1 coinciden con los valores exactos de la Tablas 4.1 y 4.2, se esperaba este resultado por no contar en esta área con la presencia de carga.

TABLA 4.8: Parámetros de la red (4 máquinas)-Vbase=230 kV

Barra de	Barra a	x(pu)
5	6	0.225
6	1	0.090
1	8	0.045
1	3	0.495
3	2	0.495
2	13	0.045
2	11	0.090
11	10	0.225

TABLA 4.9: Parámetros de transformadores (4 máquinas)-Vbase=20/230 kV

Barra de	Barra a	x(pu)
4	5	0.15
6	7	0.15
10	9	0.15
11	12	0.15

4.2.2 Análisis de estabilidad transitoria - 4 máquinas

Para este caso se somete al sistema a una falla trifásica a mitad de la línea (barra 3), después de liberada la falla en 5 ciclos entra en operación la plataforma de análisis propuesta. La magnitud de los voltajes de las barras 1, 2 y 3 en pu, la potencia por el enlace en MW y el ángulos de barras en rad son mostrados en la Figura 4.16; el tiempo total de simulación es de 10 s en la que se subdivide en ventanas en donde la plataforma de análisis es aplicada para cada una de ellas.

Aquí se observa como esta falla en la línea excita los modos electromecánicos presentes en el SEP provocando oscilaciones, permitiendo realizar el agrupamiento, la reducción estimada del sistema y la obtención de los índices de seguridad; una manera de validar los resultados obtenidos es hacer una comparación entre respuesta del sistema exacto con el sistema equivalente reducido.

TABLA 4.10: Punto de operación pre-disturbio para Generadores

Generadores	V(kV)	V(pu)	Pgen (MW)
G1	210	1.05	588.29
G2	210	1.05	690.25
G3	210	1.05	594.00
G4	210	1.05	594.00

TABLA 4.11: Punto de operación pre-disturbio para Red

Barra	V(pu)	Pcarga(MW)	Qcarga(MVAR)
1	0.9597	-	-
2	0.9511	-	-
3	0.9390	-	-
4	1.05	-	-
5	1.0193	-	-
6	0.9903	-	-
7	1.05	-	-
8	0.9536	972.99	90.93
9	1.05	-	-
10	1.0177	-	-
11	0.9866	-	-
12	1.05	-	-
13	0.9431	1485.5	88.95

El número de ventanas consideradas en la evaluación es de 5 (200 muestras por ventana), la Figura 4.17 muestra el agrupamiento jerárquico para el estado inicial de la primera ventana.

Las Figuras 4.17 a 4.21 muestran las señales de los atributos en el tiempo, su ampliación de la señal por ventana y el proceso del agrupamiento jerárquico, adicionalmente también se observan las oscilaciones inter-area.

Luego de terminado el proceso de agrupamiento jerárquico, quedando definida la topología de generación del sistema, se da inicio a la estimación de los parámetros reducidos; como parte de este proceso se descomponen las señales de voltaje mediante el método GPoF, extrayendo esta señal a la frecuencia del modo de oscilación inter-área obteniéndose las amplitudes de los voltajes a la frecuencia de oscilación para luego normalizarla a V_n permitiendo así estimar las

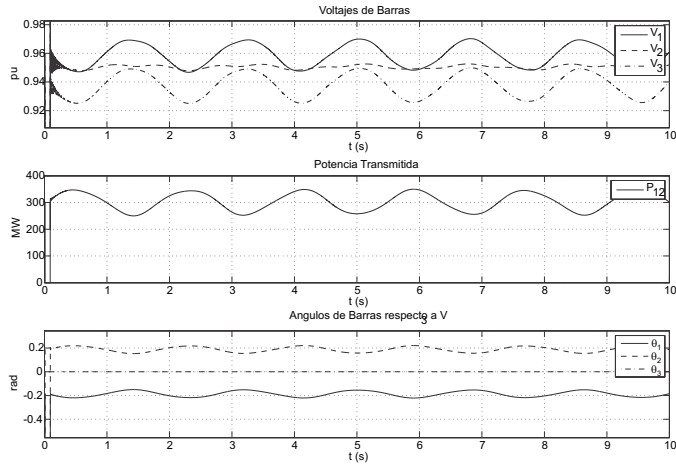


FIGURA 4.16: Potencia del enlace, Voltajes y Ángulos de Barras

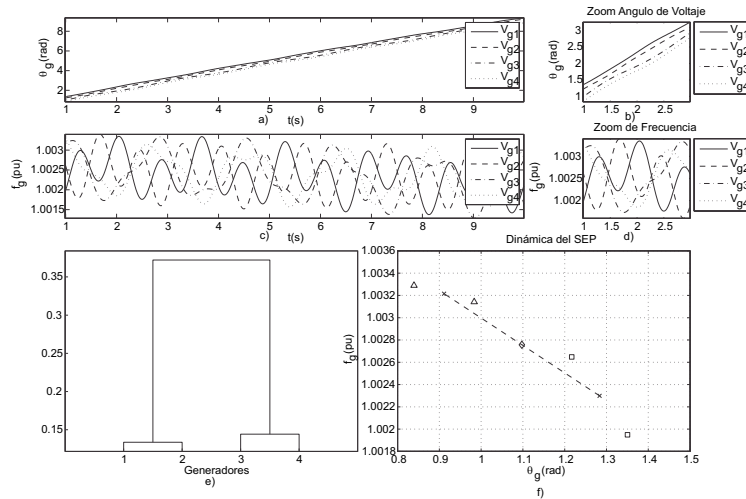


FIGURA 4.17: Agrupamiento Jerárquico y Oscilaciones de Potencia (Inicio), 4 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en *pu* de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

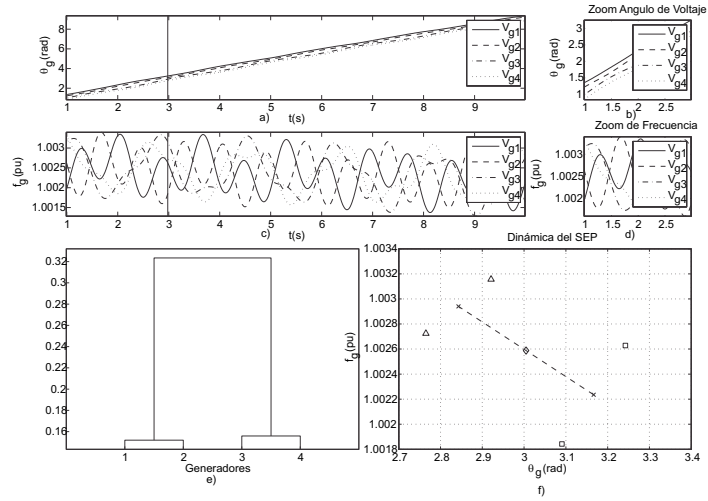


FIGURA 4.18: Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (1era ventana), 4 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

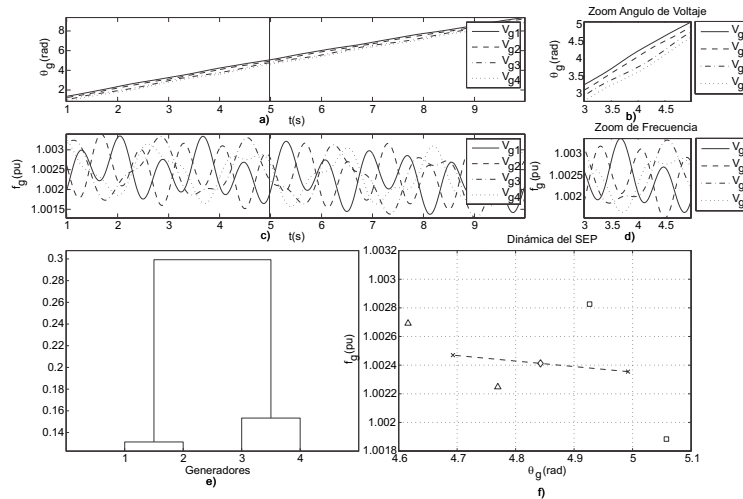


FIGURA 4.19: Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (2da ventana), 4 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

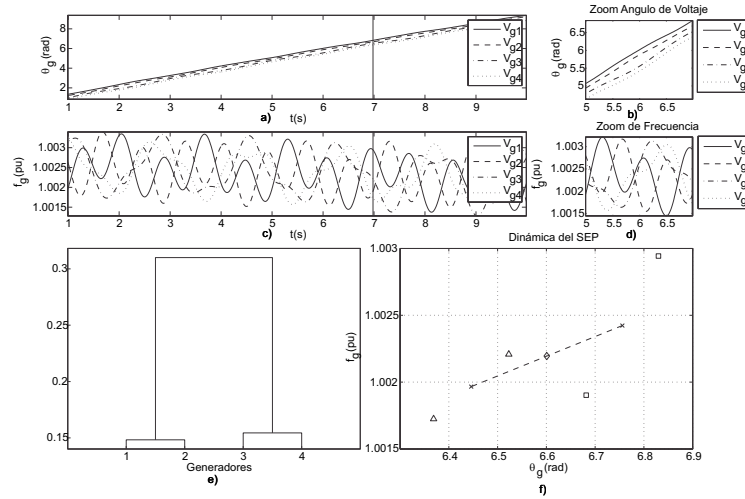


FIGURA 4.20: Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (3era ventana), 4 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

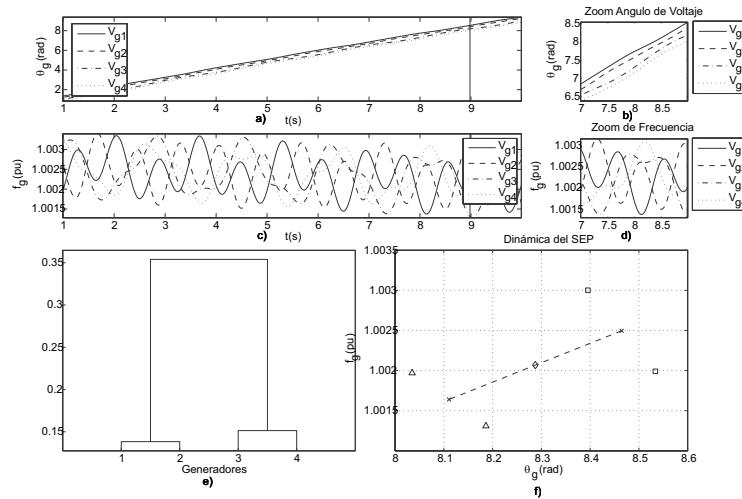


FIGURA 4.21: Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (4ta ventana), 4 máquinas (estabilidad transitoria). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

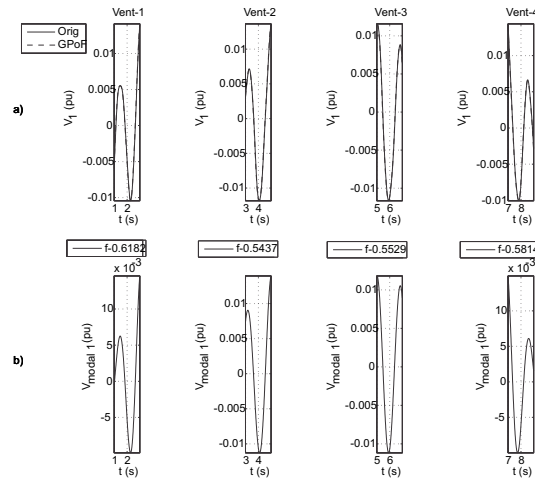


FIGURA 4.22: Voltaje Barra 1, 4 máquinas (estabilidad transitoria)

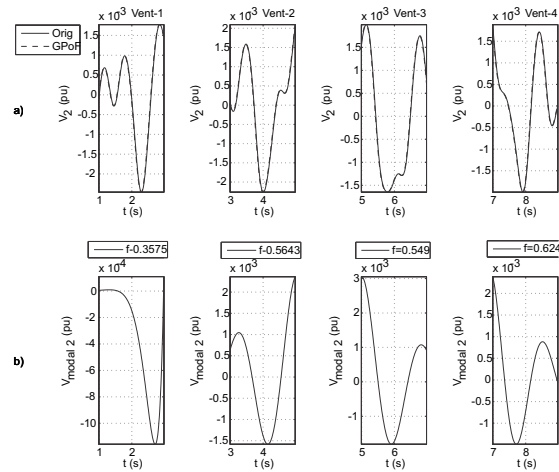


FIGURA 4.23: Voltaje Barra 2, 4 máquinas (estabilidad transitoria)

reactancias de cada área. Esta parte del proceso es visto en las Figuras 4.22 a 4.24.

La Figura 4.25 permite tener una apreciación superpuesta de los voltajes de las barras 1, 2 y 3 a la frecuencia del modo.

Para la estimación de las constantes de inercias de cada área, se requiere obtener la respuesta del ángulo del voltaje de las barras 1 y 2 a través del filtro $s/(Ts + 1)$ y luego usando el método GPOF se extrae la componente de la respuesta a la frecuencia del modo con lo que se usa para hacer la estimación de las constantes de inercias, este proceso se muestra en la Figura 4.26.

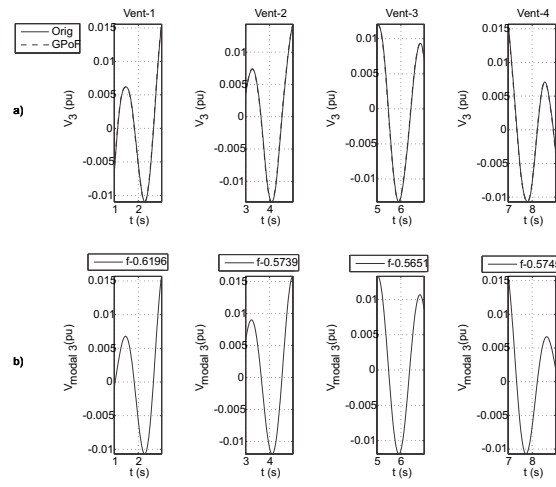


FIGURA 4.24: Voltaje Barra 3, 4 máquinas (estabilidad transitoria)

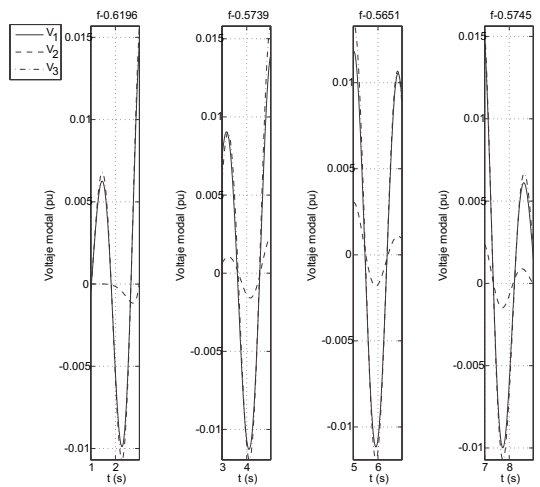


FIGURA 4.25: Voltaje Barras 1-2-3, 4 máquinas (estabilidad transitoria)

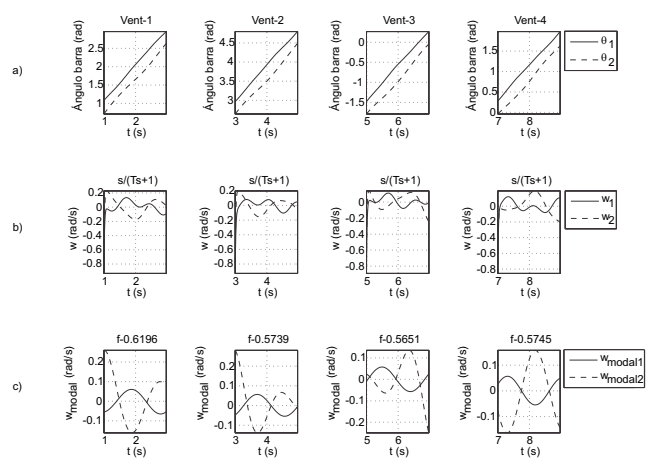


FIGURA 4.26: Filtro Barras 1 y 2, 4 máquinas (estabilidad transitoria)

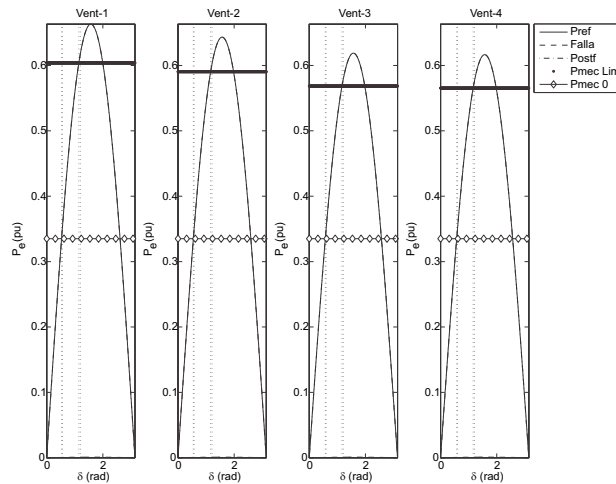


FIGURA 4.27: Índice 1 (potencia límite), 4 máquinas (estabilidad transitoria)

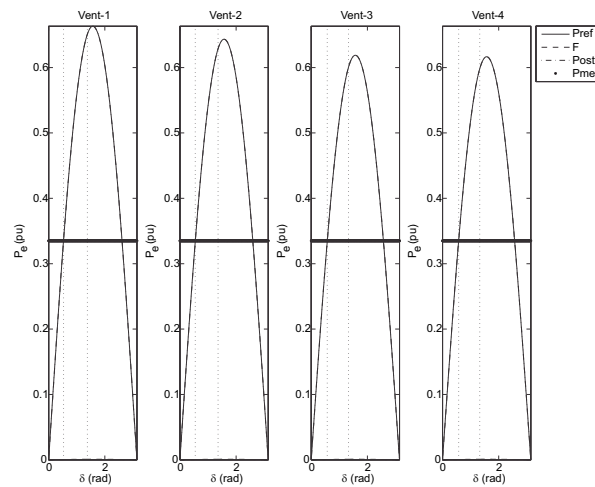


FIGURA 4.28: Índice 2 (despeje máxima de falla), 4 máquinas (estabilidad transitoria)

Por otro lado, después de realizada la estimación del sistema reducido se calcula los índices de seguridad por ventana, la ilustración de este proceso es vista en las Figuras 4.27 y 4.28.

Finalmente, después de realizado todo el proceso indicado en el diagrama de flujo de la figura 3.15, se hace una comprobación de la respuesta real del sistema completo con la respuesta del sistema estimado.

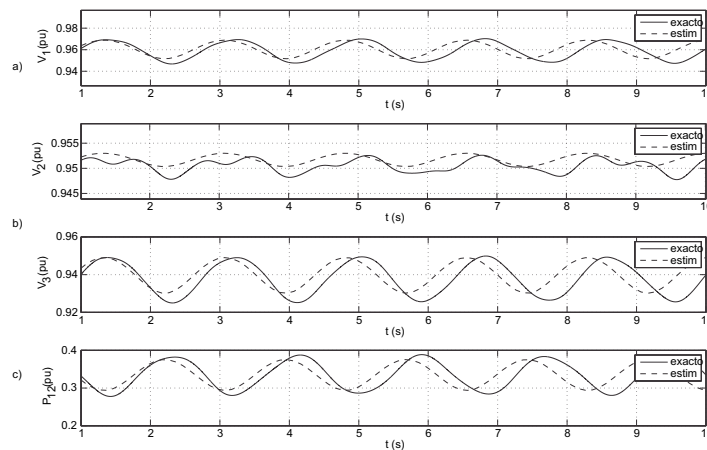


FIGURA 4.29: Comparación Exacto e IME con PSAT (estabilidad transitoria)

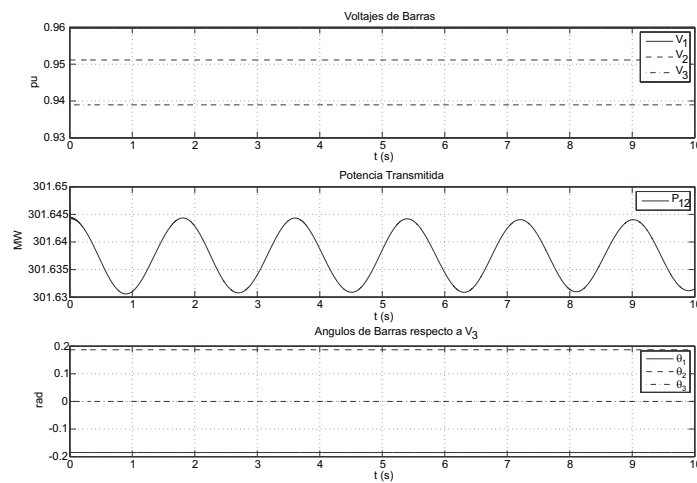


FIGURA 4.30: Potencia del enlace, Voltajes y Ángulos de Barras

4.2.3 Análisis de estabilidad dinámica - 4 máquinas

Luego de excitar los modos de oscilación electromecánicas producto de una falla, se prueba la plataforma de análisis de esta tesis cuando el SEP no es sometido a ningún evento, siendo el punto de operación el mismo al caso anterior. La Figura 4.30 muestra la potencia por el enlace en MW, los voltajes de barras (pu) y sus ángulos (rad).

El número de ventanas consideras en la evaluación es de 3 (300 muestras por ventana), la Figura 4.31 muestra el agrupamiento en el estado inicial de la primera ventana.

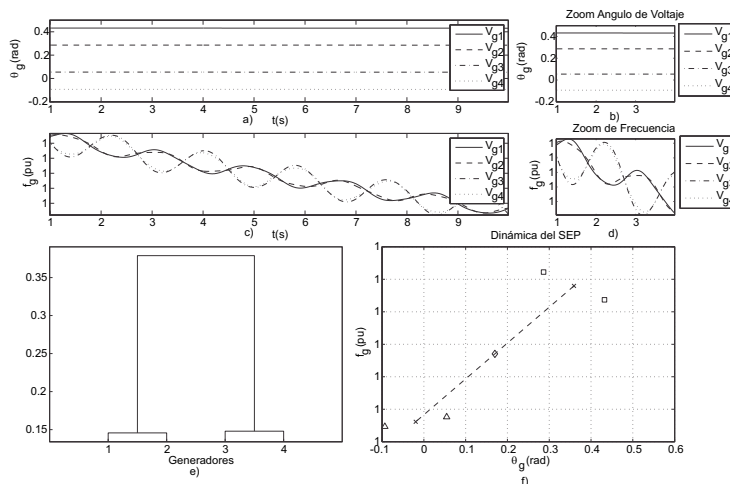


FIGURA 4.31: Agrupamiento Jerárquico y Oscilaciones de Potencia (Inicio), 4 máquinas (estabilidad dinámica). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

Las Figuras 4.31 a 4.34 muestran las señales de los atributos en el tiempo y su ampliación por ventana, así como el proceso del agrupamiento jerárquico y las oscilaciones inter-área como respuesta natural al transmitir una potencia de 300 MW.

Luego de terminado el proceso de agrupamiento jerárquico, se da inicio a la estimación de los parámetros reducidos; como parte de este proceso las señales de voltaje son reconstruidos mediante el método GPoF, extrayendo esta señal a la frecuencia del modo de oscilación inter-área, donde se obtienen las amplitudes de los voltajes para luego normalizarla a V_n permitiendo así estimar las reactancias de cada una de las área. Esta parte del proceso es visto en las Figuras 4.35 a 4.37.

La Figura 4.38 visualiza los voltajes de las barras 1, 2 y 3 a la frecuencia del modo de manera comparativa.

La Figura 4.39 muestra la respuesta del filtro $s/(Ts + 1)$ para una entrada de ángulos de voltajes de barras 1 y 2 y su componente a la frecuencia del modo.

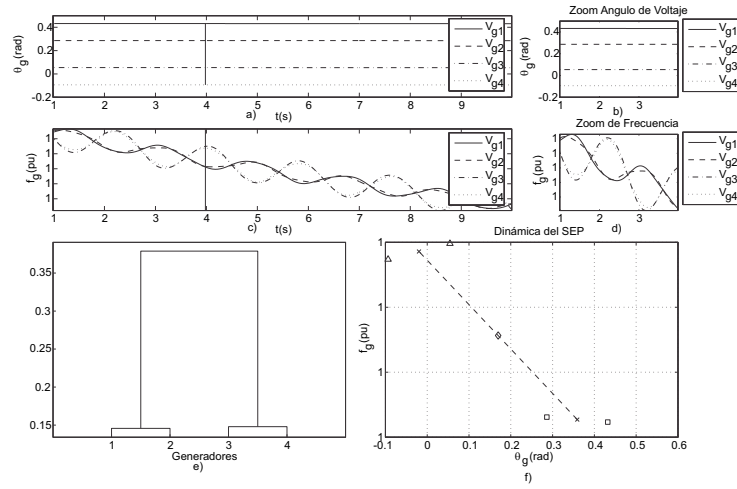


FIGURA 4.32: Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (1era ventana), 4 máquinas (estabilidad dinámica). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

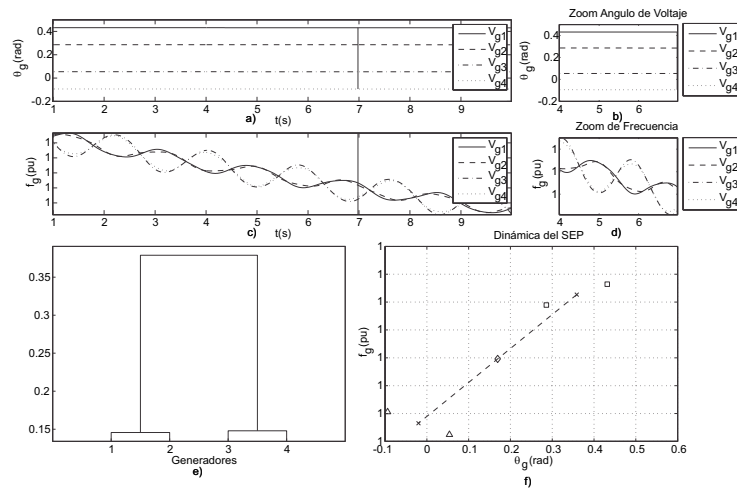


FIGURA 4.33: Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (2da ventana), 4 máquinas (estabilidad dinámica). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en pu de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

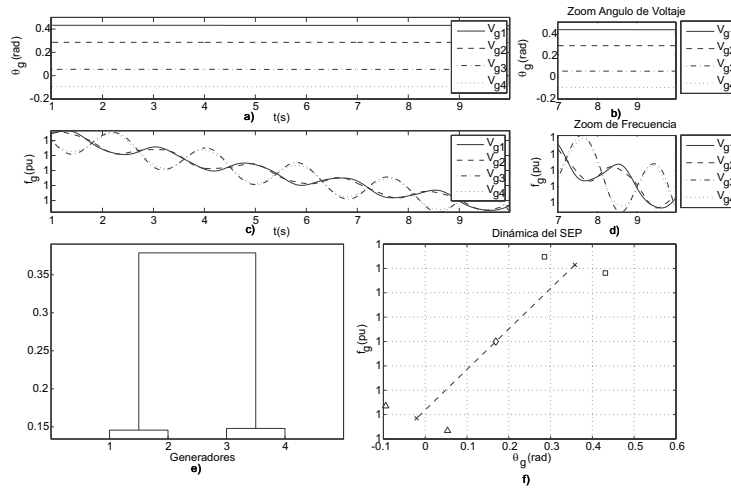


FIGURA 4.34: Agrupamiento Jerárquico Oscilaciones de Potencia (3era ventana), 4 máquinas (estabilidad dinámica). a) Ángulos de barras, b) Ampliación de la ventana para ángulos de barras, c) Frecuencia en *pu* de barras de generación, d) Ampliación de la ventana para la frecuencia de generación, e) Agrupamiento Jerárquico, f) Oscilación de potencia (Plano de Atributos)

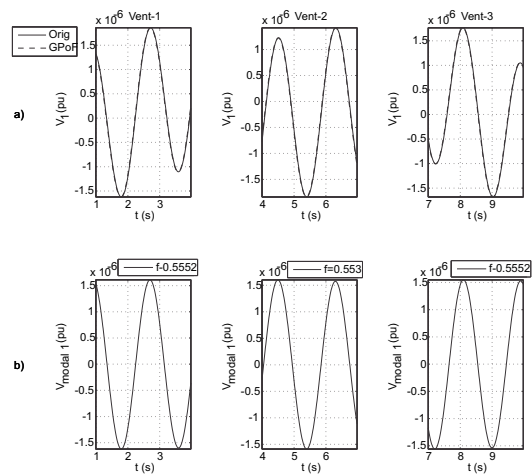


FIGURA 4.35: Voltaje Barra 1, 4 máquinas (estabilidad dinámica)

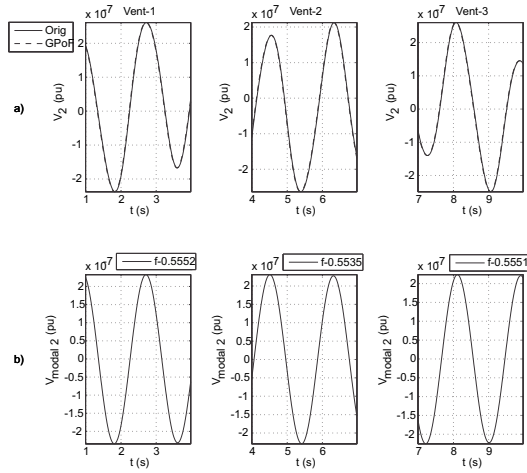


FIGURA 4.36: Voltaje Barra 2, 4 máquinas (estabilidad dinámica)

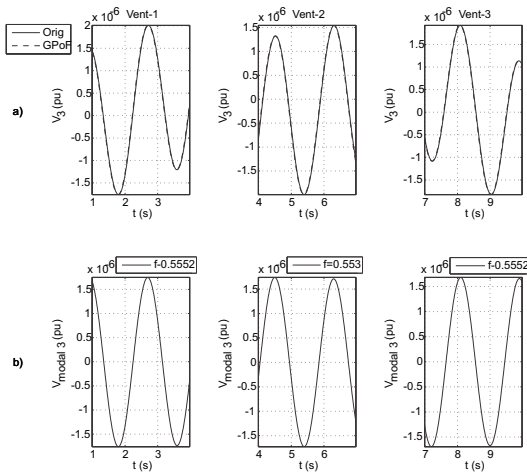


FIGURA 4.37: Voltaje Barra 3, 4 máquinas (estabilidad dinámica)

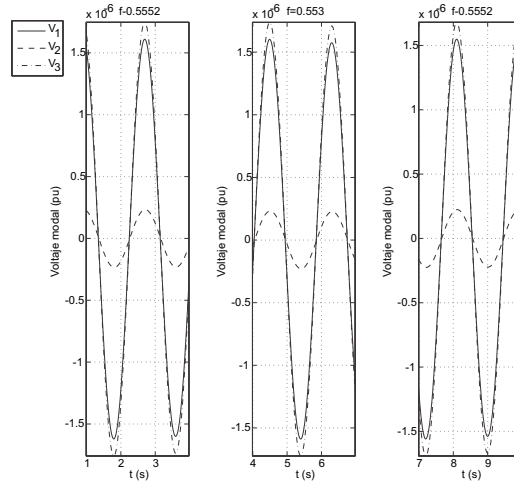


FIGURA 4.38: Voltaje Barras 1-2-3, 4 máquinas (estabilidad dinámica)

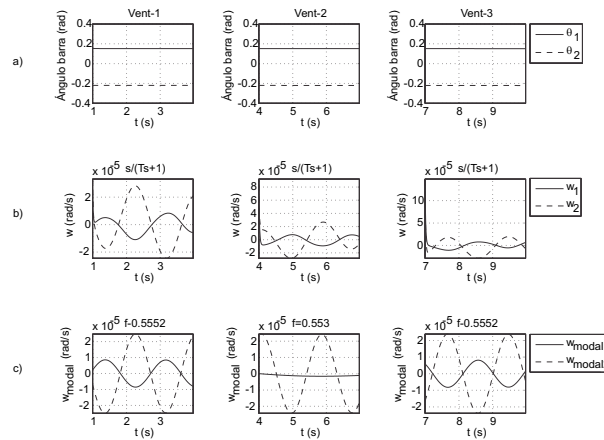


FIGURA 4.39: Filtro Barras 1 y 2, 4 máquinas (estabilidad dinámica)

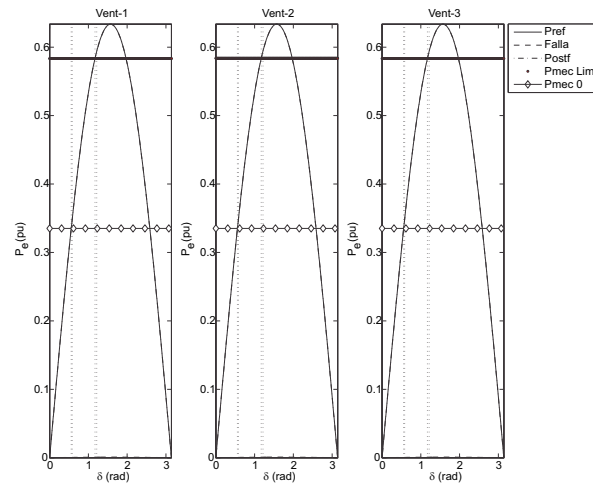


FIGURA 4.40: Índice 1 (potencia límite), 4 máquinas (estabilidad dinámica)

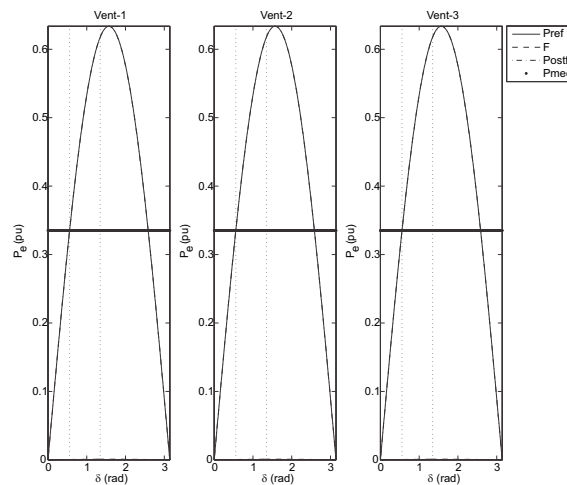


FIGURA 4.41: Índice 2 (despeje máxima de falla), 4 máquinas (estabilidad dinámica)

Realizada la estimación del sistema reducido, se da inicio al proceso por ventana del cálculo de los índices de seguridad, se muestra en las Figuras 4.40 y 4.41.

Es de importancia comentar que la plataforma de análisis presentada en esta tesis es capaz de realizar la estimación con solo la respuesta natural dinámica del SEP. Finalmente, como medida de verificación, se ha hecho una validación de los resultados comparando la respuesta del sistema exacto con la del sistema equivalente reducido, tal como se observa en la Figura 4.42.

Las Tablas 4.12 y 4.13, resumen los resultados obtenidos para los 2 casos de estudio de 4

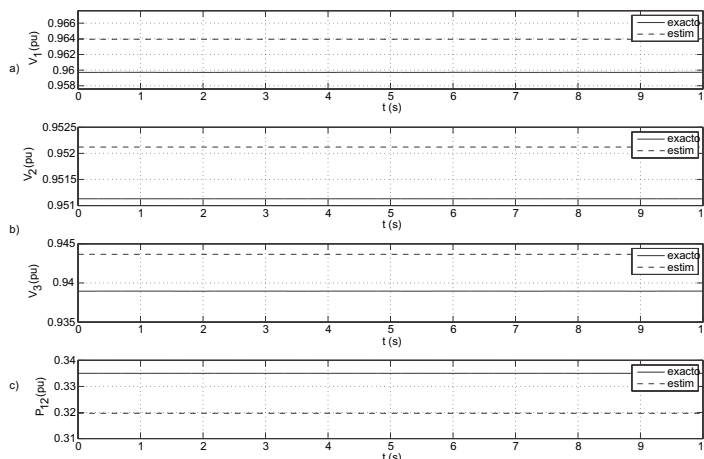


FIGURA 4.42: Comparación Exacto e IME con PSAT (estabilidad dinámica)

máquinas, en la que se muestra también la etapa de agrupamiento jerárquico, apreciándose una correcta selección de los generadores por área.

TABLA 4.12: Agrupamiento Jerárquico y Reducción de SEP ($S_{base} = 900$ MW, $V_{base}=230$ kV)

Caso	Vent	A_1	A_2	x_1	x_2	H_1	H_2	E_1	E_2	δ_1	δ_2
1	1	1, 2	3, 4	0.4501	0.0023	15.9081	12.8802	1.0055	0.9513	17.6966	-12.6520
	2	1, 2	3, 4	0.4467	0.0545	16.0654	15.7804	1.0051	0.9545	17.6329	-13.7566
	3	1, 2	3, 4	0.4806	0.0905	19.5808	12.9060	1.0095	0.9569	18.2733	-14.5125
	4	1, 2	3, 4	0.5247	0.0575	18.6534	12.5056	1.0154	0.9547	19.1001	-13.8199
2	1	1, 2	3, 4	0.4817	0.0487	17.7730	15.6803	1.0096	0.9541	18.2953	-13.6339
	2	1, 2	3, 4	0.4817	0.0486	19.1571	14.9459	1.0096	0.9541	18.2945	-13.6305
	3	1, 2	3, 4	0.4817	0.0487	17.9170	15.5720	1.0096	0.9541	18.2938	-13.6338

Se aprecia que para ambos casos se obtienen prácticamente resultados muy similares, quedando mostrado que el algoritmo de reducción es capaz de estimar los parámetros del SEP también con sólo su propia dinámica natural. Para el caso de estudio 2, se puede decir que el sistema operando en el punto de operación mostrado en las Tablas 4.10 y 4.11, posee un índice1 promedio estimado de 0.4246, que quiere decir que el sistema tiene un margen del 42.46% respecto al límite de operación estimado (0.5811 pu), esto quiere decir que teóricamente le faltaría enviar por el enlace 0.247 pu (42.46% x 0.5811 pu) antes de perder la estabilidad. Para poder saber que tan acertado es la predicción de la potencia límite, se ha encontrado mediante

TABLA 4.13: Resultados de Indices de Seguridad - Caso 2

Caso	Ventana	$Indice_1$	$Indice_2$
1	1	0.4451	0.4044
	2	0.4325	0.3923
	3	0.4105	0.3745
	4	0.4073	0.3724
2	1	0.4256	0.3859
	2	0.4259	0.3860
	3	0.4256	0.3859

simulación del sistema completo que la potencia límite para el mismo tipo de falla y tiempo de despeje es 0.644 pu, lo cual resulta un índice1 de 0.4828, lo que se obtiene un error de 9.7% ($\varepsilon_1 = \left(\frac{|0.5811-0.644|}{0.644} \right) \times 100\%$).

Por otro lado, también posee un índice2 estimado de 0.3859 como promedio; esto quiere decir que cuenta con un máximo de 38.59% de tiempo efectivo para despejar la falla con respecto a S_{max} . El sistema reducido tiene un ángulo inicial promedio $\delta_{0prom} = 0.5561$ rad y un ángulo máximo de despeje de falla $\delta_{dprom} = 1.361$ rad, por lo que esta asociado a un tiempo de despeje de falla de 407 ms ($t_d = \sqrt{\frac{(1.361-0.5561)(4)(6.5)}{(377)(0.3351)}}$) y expresado en ciclos es 24 ciclos. A su vez mediante simulación, bajo las mismas condiciones de operación, el sistema completo posee un tiempo máximo de despeje de falla de 416.7 ms (25 ciclos); esto resulta en un error de 4% ($\varepsilon_2 = \left(\frac{|24-25|}{25} \right) \times 100\%$).

Estos resultados han mostrado como el agrupamiento jerárquico es capaz de reducir topológicamente un sistema por áreas y que es posible mediante reducción de equivalentes dinámicos conocer los parámetros estimados x_1 , x_2 , H_1 y H_2 , quedando el sistema bien caracterizado pudiéndose así obtener índices de seguridad estimados que indiquen el margen de potencia transmitida y el máximo tiempo de despeje de falla que tendría el sistema antes de perder la estabilidad a primera oscilación.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajos futuros

En la búsqueda de encontrar una plataforma que muestre información relevante de la dinámica de un sistema de potencia, se hizo una revisión bibliográfica para identificar diferentes metodologías, estudiarlas con la finalidad de poder hacer modificaciones alternativas, de tal manera de integrarlas en una plataforma estructurada que permita hacer una evaluación del sistema en la que este conformada por agrupamiento de generadores en un sistema reducido de dos áreas, visualizar de manera gráfica el fenómeno de las oscilaciones electromecánicas, estimar los parámetros del sistema reducido y calcular índices de seguridad del sistema.

- La plataforma de análisis presentada en este trabajo es capaz de reconstruir un SEP de 2 áreas a partir de mediciones de frecuencia y ángulo de voltaje (muy cercano a los terminales de generación), mediciones fasoriales de voltaje y su respectivo ángulo de barras de envío y de recepción del enlace en la que se da la transferencia de potencia entre las áreas.
- La matriz de atributos definida por θ vs f , permitió visualizar de manera adecuada la existencia de oscilaciones electromecánicas de potencia e identificar los generadores agrupados en sus respectivas áreas.

- Se ha podido comprobar que el centro eléctrico se desplaza hacia el área de mayor fortaleza, es decir con mayor constante inercia H , el significado de esto es que el área de mayor H presentará menor amplitud de oscilación para cualquier perturbación.
- El uso del método IME en la estimación de los parámetros equivalentes reducidos del sistema, presenta resultados aceptables en la reducción de un gran sistema de potencia de 2 áreas representada de forma equivalente por un modelo de 2 máquinas (2 áreas) enlazadas por una línea de transmisión. Esta reducción incluye en su modelo que el efecto de las cargas se vean reflejadas en las reactancias (x_1 y x_2) y constantes de inercias (H_1 y H_2) estimadas.
- Según la literatura revisada, muy frecuentemente es usado el método Prony para descomponer frecuencialmente una señal; una variante que se hizo en esta tesis es usar el método GPoF ya que posee mayor ventaja computacional y mejor respuesta frente al ruido. Se debe mencionar que según la literatura encontrada, en el proceso de reducción IME usa el método ERA para descomponer una señal; por las ventajas mencionadas anteriormente en esta tesis se usó el método GPoF para encontrar la componente a la frecuencia de oscilación de una señal.
- En esta tesis fue también empleado el método GPoF para la extracción de la componente de la respuesta al filtro $s/(Ts + 1)$ de los ángulos de los voltajes, esto forma parte del proceso del algoritmo de estimación de las constantes de inercias equivalentes H_1 y H_2 ; como a su vez también se usó para descomponer a la frecuencia de oscilación las señales de voltajes y determinar sus amplitudes, esta parte del proceso es llevada a cabo en la estimación de las reactancias x_1 y x_2 por área.
- Para poder observar el desempeño de la estimación del sistema equivalente reducido se hizo una validación de los resultados obtenidos, que consistió en la comparación de la respuesta del sistema completo con la del sistema reducido, para esto se usó el programa

PSAT, con la que se obtuvo respuestas consideradas aceptables para la estimación.

- Para verificar los índices producto de la metodología propuesta, se comprobó los resultados con simulaciones del sistema completo y los resultados estimados aplicando la plataforma de análisis; obtuviéndose un error para el índice1 de 9.7% y para el índice2 de 4%. El índice1 se puede decir que predice la potencia máxima de transferencia y el índice2 indica el porcentaje de tiempo efectivo que cuenta el sistema para liberar una falla trifásica.
- La plataforma de análisis propuesta posee buen desempeño ofreciendo, de manera visual el agrupamiento jerárquico acompañado con la vista de las oscilaciones de potencia y a su vez permite reducir un sistema multimáquinas de 2 áreas a un sistema de 2 máquinas equivalentes (2 áreas). Además de lo descrito anteriormente, esta plataforma es capaz de estimar la potencia límite de transferencia a través del enlace, esta información puede ser crucial en la operación del sistema, ya que el operador sabría anticipadamente que tan cerca estaría el sistema de perder la estabilidad; y como información adicional se indica un índice que refleja el tiempo máximo para el despeje de falla para asegurar la estabilidad del sistema a primera oscilación.

El trabajo futuro visualizado en esta tesis, es:

- Sabiendo de la existencia de sistemas eléctricos de potencia con redes malladas, se ve la necesidad futura de ampliar la plataforma de análisis propuesta en esta tesis para un sistema con características multi-área que sea capaz de discriminar en su agrupamiento aquellos generadores que oscilan en contraposición de fase una con otra, de tal manera que permita tomar en cuenta la participación de los generadores en el modo de oscilación. Por otro lado, es necesario desarrollar un método de estimación de parámetros reducidos y la obtención de índices de seguridad para un sistema multi-área que contemple la dinámica

de los grupos de generadores que participan en el modo de oscilación electromecánica e incluir como restricción el límite térmico del conductor de la línea que enlaza las áreas.

Bibliografía

- [1] C. P. Steinmetz, “Complex quantities y their use in electrical engineering,” *Proceedings of the International Electrical Congress*, 1893.
- [2] M. M. Santos, “Análise da dinâmica de sistemas eléctricos de potência usando dados de medição fasorial sincronizada,” Tesis de Maestría, Florianópolis SC, mar. 2008.
- [3] L. Vanfretti, “Notions of phasor measurement based power system model reduction of large power systems,” Tesis de Maestría, Troy, New York, jul. 2007.
- [4] A. Stankovic, A. Saric, y M. Milosevic, “Identification of nonparametric dynamic power system equivalents with artificial neural networks,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 18, no. 4, pp. 1478 – 1486, nov. 2003.
- [5] A. Stankovic y A. Saric, “Transient power system analysis with measurement-based gray box and hybrid dynamic equivalents,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, no. 1, pp. 455 – 462, feb. 2004.
- [6] A. A. M. Al-Shams, “Transient stability assessment using artificial neural networks,” Tesis de Maestría, Dhahran, Saudi Arabia, jun. 1995.
- [7] A. G. Phadke y J. S. Thorp, *Monitoring and Simulating Real Time Electric Power System Operation with Phasor Measurements*. Blacksburg, VA USA: Virginia Polytechnic Institute and State University, ene. 1995.
- [8] M. Glavic, D. Ernst, D. Ruiz-Vega, L. Wehenkel, y M. Pavella, “E-sime - a method for transient stability closed-loop emergency control: achievements and prospects,” *Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operational Reliability, 2007 iREP Symposium*, pp. 1 –10, ago. 2007.
- [9] A. Bettiol, Y. Zhang, L. Wehenkel, y M. Pavella, “Transient stability investigations on a brazilian network by sime,” *Advances in Power System Control, Operation and Management, 1997. APSCOM-97. Fourth International Conference on (Conf. Publ. No. 450)*, vol. 1, pp. L1 –L6 vol.1, nov. 1997.
- [10] C. Juarez, “Analysis and control of the inter-area mode phenomenon using extended one machine infinite bus dynamic equivalents,” Tesis doctoral, Guadalajara, México, ene. 2008.

- [11] D. Ruiz-Vega y M. Pavella, "A comprehensive approach to transient stability control. i. near optimal preventive control," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 18, no. 4, pp. 1446 – 1453, nov. 2003.
- [12] I. C. Decker, J. Pesente, y A. e Silva, "Estudo da utilização da medição fasorial sincronizada para o esquema de controle de emergência do sistema de transmissão de itaipu em 60 hz," *XIII ERIAC Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ*, may. 2009.
- [13] D. Ernst, D. Ruiz-Vega, y M. Pavella, "Preventive and emergency transient stability control," *University of Liège, Sart-Tilman B28, B - 4000 Liège, Belgium*.
- [14] L. Wehenkel y M. Pavella, "Preventive vs. emergency control of power systems," *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES*, pp. 1665 – 1670 vol.3, oct. 2004.
- [15] S. C. Savulescu, *Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers*. New Jersey, United States of America: John Wiley Sons, Inc., Hoboken, 2009.
- [16] M. Ghandhari, G. Andersson, M. Pavella, y D. Ernst, "A control strategy for controllable series capacitor in electric power systems," *Elsevier Science Ltd.*, mar. 2001.
- [17] D. Ruiz-Vega, A. Bettiol, D. Ernst, L. Wehenkel, y M. Pavella, "Transient stability constrained generation rescheduling," *International Institute for Research and Education in Power System Dynamics - National Technical University of Athens*, ago. 1998.
- [18] M. P. P. M. H. D. Ernst, D. Ruiz-Vega y D. Sobajic, "A unified approach to transient stability contingency filtering, ranking and assessment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 3, ago. 2001.
- [19] D. Ruiz-Vega, A. R. Messina, y M. Pavella, "Online assessment and control of transient oscillations damping," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, may. 2004.
- [20] A. Chakraborty, "Estimation, analysis and control methods for large-scale electric power systems using synchronized phasor measurements," Tesis doctoral, Troy, New York, jul. 2008.
- [21] A. Chakraborty y J. H. Chow, "Synchronized phasor data estimation of dynamic parameters for radial power system transfer path with and without voltage reinforcement," *XI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, mar. 2009.
- [22] J. Chow, A. Chakraborty, L. Vanfretti, y M. Arcak, "Estimation of radial power system transfer path dynamic parameters using synchronized phasor data," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 2, pp. 564 –571, may. 2008.
- [23] J. H. Chow, P. V. Kokotovic, y R. J. Thomas, *Systems and Control Theory for Power Systems*, 1er ed. Springer-Verlag, feb. 1995, vol. 64.
- [24] C. for Electricity Reliability Technology Solutions (CERTS), *Synchronized Phasor Measurements Applications User Guide*. The California Independent System Operator (CAISO), mar. 2002.

- [25] Y. Hua y T. Sarkar, "Generalized pencil-of-function method for extracting poles of an em system from its transient response," *Antennas and Propagation, IEEE Transactions on*, vol. 37, no. 2, pp. 229–234, feb. 1989.
- [26] M. Glickman, P. O'Shea, y G. Ledwich, "Damping estimation in highly interconnected power systems," *TENCON 2005 2005 IEEE Region 10*, pp. 1–4, nov. 2005.
- [27] G. K. Venayagamoorthy, U. O. Aliyu, J. H. Chow, y J. J. Sanchez-Gasca, "Modal extraction with three different methods for the nigerian power system."
- [28] W. C. Chen, *Identification of Objects using Complex Resonances*. School of Information Technology and Electrical Engineering the University of Queensland, may. 2003.
- [29] J. Hauer, C. Demeure, y L. Scharf, "Initial results in prony analysis of power system response signals," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 1, feb. 1990.
- [30] P. J. H. A. C. l. Tadeusz Lobos, Jacek Rezmer y D. Flórez, "Wavelets and prony method for disturbance detection in wind farms," *Wroclaw University of Technology y Carlos III University of Madrid*.
- [31] D. Potts y M. Tasche, "Parameter estimation for exponential sums by approximate prony method," *American Mathematical Society*, nov. 2009.
- [32] W. Zhou y D. Chelidze, "Generalized eigenvalue decomposition in time domain modal parameter identification," *Transactions of the ASME - Journal of Vibration and Acoustics*, vol. 130, 2008.
- [33] Z. Ma, S. Ahuja, y C. W. Rowley, "Reduced order models for control of fluids using the eigensystem realization algorithm," *Mechanical and Aerospace Engineering, Princeton University, Princeton, NJ 08544, USA*, jul. 2009.
- [34] J. Lee y H. Kim, "Natural frequency extraction using generalized pencil-of-function method and transient response reconstruction," *Progress In Electromagnetics Research C*, vol. 4, 2008.
- [35] P. H. Corredor, R. P. Duque, L. J. Z. L, y J. E. Tobón, "F@osnet - red de frecuencia y oscilaciones comportamiento dinámico del sistema eléctrico," *Comisión de Integración Energética Regional Comité Nacional Colombia*, 2005.
- [36] C. Juárez y D. Colomé, "Tendencias en la supervisión en tiempo real de la estabilidad de pequeña señal de sistemas de potencia," *XIII ERIAC Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ*, may. 2009.
- [37] S. P. Teeuwsen, "Oscillatory stability assessment of power systems using computational intelligence," Tesis doctoral, mar. 2005.
- [38] T. K. Sarkar y O. Pereira, "Using the matrix pencil method to estimate the parameters of a sum of complex exponentials," *IEEE Antennas and Propagation Magazine*, vol. 37, no. 1, feb. 1995.

- [39] Y. Hua y T. K. Sarkar, "Matrix pencil method for estimating parameters of exponentially damped/undamped sinusoids in noise," *IEEE Transactions on Acoustics, Speech and Signal Processing*, vol. 38, no. 5, may. 1990.
- [40] R. O. Duda, P. E. Hart, y D. G. Stork, *Pattern classification*, 2do ed. John Wiley Sons, Inc., 2001.
- [41] C. E. B. Lizárraga, *Agrupamiento de Datos utilizando técnicas MAM-SOM*. UCSP - Universidad Católica San Pablo, jul. 2008.
- [42] D. Pascual, F. Pla, y S. Sánchez, "Algoritmos de agrupamiento," *Departamento de Computación Universidad de Oriente / Departamento de Lenguajes y Sistemas Informáticos Universitat Jaume I*.
- [43] P. Berkhin, "A survey of clustering data mining techniques," *Accrue Software, Inc.*, 2002.
- [44] Y. Zhao y G. Karypis, "Evaluation of hierarchical clustering algorithms for document datasets," *Department of Computer Science, University of Minnesota, Minneapolis, MN 55455*, 2002, technical Report #02-022.
- [45] A. Jain, M. Murty, y P. Flynn, "Data clustering: A review," *ACM Computing Surveys*, vol. 31, no. 3, sep. 1999.
- [46] Y. Zhao y G. Karypis, "Hierarchical clustering algorithms for document datasets," *Department of Computer Science, University of Minnesota, Minneapolis, MN 55455*, technical Report #03-027.
- [47] E. Keogh, J. Lin, y W. Truppel, "Clustering of time series subsequences is meaningless: implications for previous and future research," *Data Mining, 2003. ICDM 2003. Third IEEE International Conference on*, pp. 115 – 122, nov. 2003.
- [48] C.-R. Lin, K.-H. Liu, y M.-S. Chen, "Dual clustering: Integrating data clustering over optimization and constraint domains," *IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering*, vol. 17, no. 5, may. 2005.
- [49] F. Murtagh, "A survey of recent advances in hierarchical clustering algorithms," *The Computer Journal*, vol. 26, no. 4, 1983.
- [50] M. I. Caicedo, "Centro de masa y teorema del momentum," *Departamento de Física, Universidad Simón Bolívar*, caracas - Venezuela.
- [51] D. G. Zill, *Cálculo con Geometría Analítica*, 1er ed. Grupo Editorial Iberoamérica, 1985.
- [52] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw Hill, 1994.
- [53] F. Milano, *Power System Analysis Toolbox. Quick Reference Manual for PSAT version 2.1.2*. Universidad de Castilla - La Mancha, jun. 2008, <http://www.uclm.es/area/gsee/Web/Federico/psat.htm>.