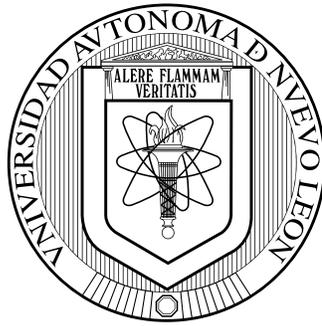


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES DE LOS EIGENVALORES Y SU
APLICACIÓN A LA IDENTIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA
DE POTENCIA

por

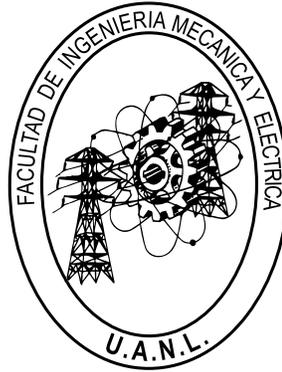
MARTHA NOHEMI ACOSTA MONTALVO

Como requisito para obtener el grado de MAESTRÍA EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

Julio de 2017

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES DE LOS EIGENVALORES Y SU
APLICACIÓN A LA IDENTIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA
DE POTENCIA

por

MARTHA NOHEMI ACOSTA MONTALVO

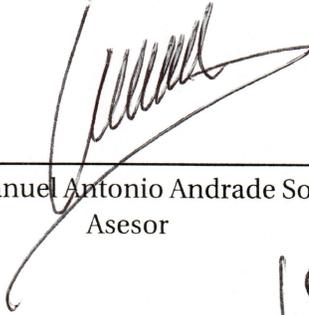
Como requisito para obtener el grado de MAESTRÍA EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

Julio de 2017

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

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis **“PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES DE LOS EIGENVALORES Y SU APLICACIÓN A LA IDENTIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE POTENCIA”**, realizada por la estudiante Martha Nohemi Acosta Montalvo, con matrícula 1575565, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

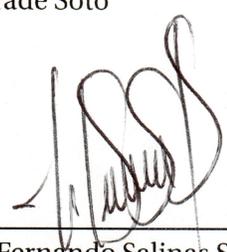
COMITÉ DE TESIS



Dr. Manuel Antonio Andrade Soto
Asesor



Dr. Marco Tulio Mata Jiménez
Revisor



Dr. Fernando Salinas Salinas
Revisor

Vo. Bo.



Dr. Simón Martínez Martínez
Subdirector de Estudios de
Posgrado



AGRADECIMIENTOS

“Dejemos que el futuro diga la verdad y juzguemos a cada uno según su trabajo y sus logros. El presente es de ellos; el futuro, por el que tanto he trabajado, es mio.”

Nikola Tesla

Al Dr. Manuel Antonio Andrade Soto por su excelente orientación y por su valioso aporte de conocimientos, lo cual fué fundamental para concluir con éxito este trabajo de investigación, asimismo agradezco por la paciencia, dedicación y disponibilidad mostradas durante esta etapa.

Al Dr. Marco Tulio Mata Jimenéz y al Dr. Fernando Salinas Salinas por su valioso aporte de conocimientos y recomendaciones en este trabajo de investigación.

A mis padres y hermanos por el cariño y apoyo brindado durante esta etapa.

A la familia Castillo Treviño por todo el apoyo brindado durante esta etapa, por aceptarme como parte de su familia y alentarme para cumplir mis metas, en especial a Samantha Flores Castillo.

A la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, a los profesores y compañeros del programa doctoral que contribuyeron a mi formación.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo con el financiamiento de este trabajo de investigación y durante la maestría.

Martha Nohemi Acosta Montalvo

RESUMEN

Martha Nohemi Acosta Montalvo

Fecha de graduación: julio de 2017

Universidad Autónoma de Nuevo León

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Título del estudio: PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES DE LOS EIGENVALORES Y SU APLICACIÓN A LA IDENTIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE POTENCIA

Número de páginas: 128

Candidata para el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

Propósito y método de estudio: En este trabajo de investigación, se propone un algoritmo basado en las propiedades de la solución de los eigenvalores y la descomposición de los valores singulares para establecer un límite que permite determinar la estabilidad del sistema y calcular el tiempo crítico de liberación de falla a partir de mediciones de las variables de interés. La dinámica del sistema eléctrico de potencia es representada por el comportamiento del eigenvalor dominante, y el tiempo crítico de liberación de falla se calcula comparando esta dinámica con un umbral derivado del valor singular máximo. Asimismo, es posible determinar cuáles son las máquinas más sensibles y los grupos coherentes de oscilación a partir de los factores de participación del eigenvalor dominante. La metodología propuesta se evaluó con tres sistemas de prueba.

Contribuciones y conclusiones: Se desarrolló un algoritmo para el estudio de la estabilidad transitoria y el cálculo del tiempo crítico de falla que no requiere de conocer ningún parámetro del sistema eléctrico de potencia y no necesita resolver las ecuaciones diferenciales algebraicas que describen la dinámica de los generadores. El algoritmo propuesto proporciona una expresión analítica para el umbral que permite el cálculo del tiempo crítico de falla a partir de un solo conjunto de mediciones, además identifica las máquinas más sensibles y los grupos coherentes formados posteriormente a un disturbio. El análisis solo se realiza una vez para cada escenario de falla a evaluar. La metodología presenta resultados con precisión aceptable y tiene posibilidad de ser implementado en un esquema en tiempo real.

Asesor: Dr. Manuel Antonio Andrade Soto

TABLA DE CONTENIDO

Capítulo	Página
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Antecedentes	3
1.3. Objetivo Particular	6
1.4. Alcances	6
1.5. Estructura de la Tesis	6
2. Estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia	8
2.1. Introducción	8
2.1.1. Estabilidad Angular	9
2.1.2. Planteamiento del Problema	10
2.2. Estabilidad y Clasificación	11
2.3. Estabilidad Transitoria	12
2.3.1. Criterio de Áreas Iguales	15
2.3.2. Simulación en el Dominio del Tiempo	17
2.3.3. Método Directo	17
2.3.4. Tiempo Crítico de Liberación de Falla	19
2.4. Metodologías Recientes para la Identificación de Estabilidad y el Cálculo del CCT	21
2.4.1. Detección en Línea de Pérdida de Sincronismo Usando el Criterio de la Función de Energía	21
2.4.2. Aproximación Analítica del Tiempo Crítico de Liberación para el Análisis Paramétrico de la Estabilidad Transitoria del Sistema de Potencia	24
2.4.3. Desacoplamiento Basado en el Método Directo para el Análisis de Estabilidad Transitoria del Sistema de Potencia	25
2.4.4. Análisis de Estabilidad Transitoria Basado en WAMS e Identificación en Línea del Parámetro de Admitancia	26

2.4.5.	Estimación del Tiempo Crítico de Liberación Usando un Modelo Dinámico Equivalente Basado en Datos de Sincrofasores	28
2.4.6.	Identificación en Tiempo Real de la Máquina Crítica para el Análisis de Estabilidad Transitoria en Línea	29
2.4.7.	Estimación Libre de Simulación del Tiempo Crítico de Liberación de Falla	30
2.5.	Conclusiones	33
3.	Metodología propuesta	34
3.1.	Introducción	34
3.2.	Eigenvalores y Eigenvectores	35
3.3.	Sensibilidad del Eigenvalor	36
3.4.	Factores de Participación	37
3.5.	Descomposición de Valores Singulares (SVD)	38
3.6.	Aspectos Importantes	40
3.6.1.	Señales de Entrada	42
3.6.2.	Ventana Deslizante	45
3.6.3.	Descomposición en Valores Singulares	46
3.7.	Algoritmo Propuesto	46
3.7.1.	Cálculo del Umbral	47
3.7.2.	Cálculo del CCT de Falla	49
3.8.	Conclusiones	51
4.	Resultados	54
4.1.	Introducción	54
4.2.	Sistema de prueba 1	55
4.3.	Sistema de Prueba 2	61
4.4.	Sistema de prueba 3	82
4.5.	Conclusiones	95
5.	Otras aplicaciones del método propuesto	96
5.1.	Introducción	96
5.2.	Implementación de la Estrategia Propuesta	98
5.2.1.	Preprocesamiento de las Señales	98
5.2.2.	Señales de Entrada al Algoritmo	99
5.2.3.	Criterio de Discriminación	99
5.3.	Sistema de prueba	100

5.4. Resultados	102
5.4.1. Energización	102
5.4.2. Sobreexcitación	103
5.4.3. Falla interna	105
5.4.4. Falla interna con saturación en los TCs	106
5.5. Conclusión	107
6. Conclusiones y Recomendaciones	108
6.1. Conclusiones	108
6.2. Aportaciones	109
6.3. Recomendaciones para trabajos futuros	110
Referencias	111
APÉNDICES	116
A. Descripción del sistema de prueba 2	117
B. Descripción del sistema de prueba 3	122

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1. Clasificación del estabilidad del SEP	11
2. Sistema máquina bus infinito	12
3. Representación del sistema máquina bus infinito	13
4. Curva potencia-ángulo	14
5. Curva potencia-ángulo del sistema SMIB con falla	16
6. Efecto de la matriz A sobre $ x = 1$	41
7. Comportamiento del ángulo interno de la máquina y del ángulo del fasor de voltaje en el nodo de generación ante una falla trifásica	44
8. Ventana deslizante	45
9. Cálculo del umbral	48
10. Dinámica del λ_d cuando el SEP es inestable	50
11. Algoritmo para el cálculo del CCT de falla	53
12. Sistema de prueba 1 (SMIB)	55
13. Escenario 1 (SMIB): Comportamiento de λ_d y tiempos para el cálculo del CCT de falla	57
14. Relación ángulo-velocidad del sistema SMIB (Escenario 1)	58
15. Escenario 2 (SMIB): Comportamiento de λ_d y tiempos para el cálculo del CCT de falla	59
16. Comportamiento de λ_d en estado de prefalla (6 generadores)	61
17. Escenario 1 (6 generadores): Comportamiento de λ_d y tiempos para el cálculo del CCT de falla	63
18. Escenario 2 (6 generadores): Comportamiento de λ_d y tiempos para el cálculo del CCT de falla	64
19. Escenario 3 (6 generadores): Comportamiento de λ_d y tiempos para el cálculo del CCT de falla	65
20. Escenario 4 (6 generadores): Comportamiento de λ_d y tiempos para el cálculo del CCT de falla	66
21. Escenario 5 (6 generadores): Comportamiento de λ_d y tiempos para el cálculo del CCT de falla	67

22. Escenario 6 (6 generadores): Comportamiento de λ_d y tiempos para el cálculo del CCT de falla	68
23. Escenario 7 (6 generadores): Comportamiento de λ_d y tiempos para el cálculo del CCT de falla	69
24. Escenario 8 (6 generadores): Comportamiento de λ_d y tiempos para el cálculo del CCT de falla	70
25. Escenario 1 (6 generadores): Factores de participación sobre λ_d	73
26. Escenario 2 (6 generadores): Factores de participación sobre λ_d	74
27. Escenario 3 (6 generadores): Factores de participación sobre λ_d	75
28. Escenario 4 (6 generadores): Factores de participación sobre λ_d	76
29. Escenario 5 (6 generadores): Factores de participación sobre λ_d	77
30. Escenario 6 (6 generadores): Factores de participación sobre λ_d	78
31. Escenario 7 (6 generadores): Factores de participación sobre λ_d	79
32. Escenario 8 (6 generadores): Factores de participación sobre λ_d	80
33. Comportamiento de λ_d en estado de prefalla (10 generadores)	82
34. Escenario 1 (10 generadores): Comportamiento de λ_d ante una falla trifásica	84
35. Escenario 2 (10 generadores): Comportamiento de λ_d ante una falla trifásica	84
36. Escenario 3 (10 generadores): Comportamiento de λ_d ante una falla trifásica .	85
37. Escenario 4 (10 generadores): Comportamiento de λ_d ante una falla trifásica	85
38. Escenario 5 (10 generadores): Comportamiento de λ_d ante una falla trifásica	86
39. Escenario 6 (10 generadores): Comportamiento de λ_d ante una falla trifásica	86
40. Comportamiento de λ_d en el sistema de prueba 3	87
41. Escenario 1 (10 generadores): Factores de participación sobre λ_d	88
42. Escenario 2 (10 generadores): Factores de participación sobre λ_d	89
43. Escenario 3 (10 generadores): Factores de participación sobre λ_d	90
44. Escenario 4 (10 generadores): Factores de participación sobre λ_d	91
45. Escenario 5 (10 generadores): Factores de participación sobre λ_d	92
46. Escenario 6 (10 generadores): Factores de participación sobre λ_d	93
47. Sistema de prueba	100
48. Energización del transformador	104
49. Sobreexcitación después de la energización	105
50. Falla interna después de la energización	106
51. Falla interna con saturación de los TCs después de la energización	107
52. Diagrama unifilar del sistema de prueba 2	120
53. Diagrama unifilar del sistema de prueba 3	123

LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
1. Parámetros del sistema SMIB	56
2. Resultados de cálculo del CCT de falla para el sistema SMIB	60
3. Factores de participación para el sistema prefalla (6 generadores)	62
4. Cálculo del CCT de falla del SEP (6 generadores)	71
5. Identificación del generador con mayor sensibilidad y los grupos coherentes formados para los escenarios de falla establecidos (6 generadores)	81
6. Factores de participación para el sistema prefalla (10 generadores)	83
7. Cálculo del CCT de falla para los 6 escenarios de las líneas de transición críticas (10 generadores)	83
8. Identificación del generador con mayor sensibilidad y los grupos coherentes formados para los escenarios de falla establecidos (10 generadores)	94
9. Criterio de discriminación	100
10. Parámetros de los generadores y carga	101
11. Parámetros de la línea de transmisión modelo Π	101
12. Parámetros de los transformadores de corriente	102
13. Despacho de los generadores (Sistema de prueba 2)	117
14. Parámetros de los generadores (Sistema de prueba 2)	118
15. Carga (Sistema de prueba 2)	118
16. Parámetros de los transformadores (Sistema de prueba 2)	119
17. Parámetros de las líneas de transmisión (Sistema de prueba 2)	121
18. Despacho de los generadores (Sistema de prueba 3)	122
19. Carga (Sistema de prueba 3)	124
20. Parámetros de las líneas de transmisión (Sistema de prueba 3)	125
21. Parámetros de los transformadores (Sistema de prueba 3)	126
22. Parámetros de los generadores (Sistema de prueba 3)	126
23. Parámetros del sistema AVR (Sistema de prueba 3)	127

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

El sistema eléctrico de potencia (SEP) está compuesto por unidades de generación, líneas de transmisión, transformadores, compensadores estáticos de VARs, bancos de condensadores y cargas. Estos en conjunto cumplen con la función de transmitir energía eléctrica a los usuarios. En la actualidad, la dinámica compleja del SEP ha sido sujeto de interés, particularmente en el tema de la estabilidad.

El constante incremento de la demanda de energía eléctrica tiene como consecuencia que los controles para mantener la estabilidad del sistema eléctrico de potencia se vuelvan más complejos, mientras que las grandes cantidades de energía eléctrica que se transmiten desde los centros de generación hasta los centros de consumo y la baja inercia que ofrecen las nuevas fuentes de generación tienen efectos perjudiciales para la estabilidad del SEP [1, 2].

El análisis de estabilidad transitoria se realiza para condiciones en las cuales el SEP es sujeto a grandes disturbios, los cuales usualmente son fallas, cambios de grandes bloques de carga o generación, pérdida de excitación. El periodo de estudio de la estabilidad transitoria es de 3 a 5 segundos después del disturbio [3]. En general, existen dos métodos para el análisis de la estabilidad transitoria, un método está basado en la simulación en el dominio del tiempo de la dinámica transitoria después de una contingencia. El método

directo, basado en la función de energía de Lyapunov, evalúa el sistema de potencia durante un disturbio y determina sus límites energéticos. En la actualidad existe un gran número de algoritmos para el análisis de estabilidad transitoria que están basados tanto en la simulación en el dominio en el tiempo, como en el método directo; otros algoritmos utilizan una combinación del método directo y la simulación en el dominio del tiempo, en el cual la mayoría de las contingencias son analizadas mediante el método directo y las contingencias permanentes son verificadas por la simulación en el dominio del tiempo.

Una de las principales métricas del análisis de estabilidad transitoria es el tiempo crítico de liberación (CCT) de falla, el cual es el tiempo máximo que una falla permanece en el sistema y una vez que esta es liberada el sistema se mantiene estable. El valor del CCT de falla depende de múltiples factores como son la inercia, el despacho de los generadores, la impedancia de las líneas de transmisión, la topología de la red, el tipo de falla y la ubicación de la falla.

El uso del modelo clásico de los generadores para estudios de estabilidad transitoria en la primera oscilación, mediante los métodos de simulación en el dominio del tiempo, ha mostrado ser adecuado para pronosticar tiempos críticos de liberación de fallas. Una de las grandes desventajas de esta técnica es que para cada escenario de falla o cambio de topológico del sistema se deben repetir las simulaciones evaluando diferentes tiempos de liberación de falla hasta que el generador pierde sincronismo, lo cual permite calcular valores precisos del CCT de falla, pero tiene un costo computacional elevado. Por otro lado, las técnicas de ecuación de energía proporcionan la distancia a la estabilidad mediante las ecuaciones de Lyapunov; este método reduce significativamente el tiempo de cómputo, pero no se pueden utilizar modelos dinámicos realistas y es difícil identificar cuándo la energía del sistema cruzará la frontera energética crítica, esto debido a la no linealidad del sistema. Ambos métodos dependen del conocimiento de ciertos parámetros del

sistema.

Con el objetivo de disminuir el costo computacional generado por los métodos de simulación en el dominio del tiempo, evitar resultados muy conservadores cuando se usa los métodos directos y tener una mayor exactitud del CCT de falla cuando no se conocen los parámetros del sistema, nace la necesidad de introducir una nueva metodología de identificación de estabilidad transitoria y el cálculo del CCT de falla. En este trabajo de investigación se propone un algoritmo para analizar e identificar la estabilidad transitoria del SEP empleando las técnicas de solución del problema de eigenvalores. Se analizará el rango de variación de los eigenvalores con respecto a los cambios en el sistema mediante la descomposición de los valores singulares. Se establecerá una banda de variación, la cual pueda caracterizar si el sistema se encuentra bajo condiciones de operación estable o si el sistema perderá estabilidad ante algún disturbio y con esta se calculará el CCT de falla. Este algoritmo utiliza datos obtenidos de sistemas de medición de área amplia (WAMS).

1.2 Antecedentes

La estabilidad transitoria es la habilidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo cuando este se ve sujeto a un disturbio severo, por ejemplo, una falla en la línea de transmisión [3]. Una de sus principales características es el CCT. Un análisis de la literatura revela que las metodologías aplicadas para el estudio de estabilidad transitoria se pueden agrupar en dos áreas principales:

El primer grupo es referente a la simulación en el dominio del tiempo, en la cual el sistema de potencia se representa mediante ecuaciones diferenciales algebraicas no lineales las cuales se resuelven utilizando métodos numéricos [3–6]. Algunos algoritmos derivados de estos métodos, que se han propuesto recientemente, se describen a con-

tinuación. En [7] se diseña un control global para mantener la estabilidad transitoria y logran un nivel de voltaje posfalla satisfactorio en el sistema de potencia después que este se somete a grandes disturbios. En [8] se realiza un estudio para el sistema de potencia, incluyendo la dinámica del control de los generadores, el cual utiliza el método de Runge-Kutta para dar solución a las ecuaciones diferenciales. [9] propone un modelo estocástico del SEP basado en ecuaciones diferenciales estocásticas (SDEs) que tiene en cuenta factores inciertos como los niveles de carga y las fallas del sistema; las SDEs se resuelven mediante el método Euler y el método de Milstein. En [10] se plantea la solución del conjunto de ecuaciones algebraicas mediante el método Newton-Raphson, mientras que el conjunto de ecuaciones diferenciales son resueltas por el método Adams modificado, el cual permite la simulación con grandes pasos de integración. [11] establece una formulación semi-implícita de las ecuaciones diferenciales algebraicas (DAEs) con la inclusión de eventos discretos; este esquema permiten el uso de constantes de tiempo nulas, con lo cual simplifica la implementación de las DAEs y reduce la carga computacional. En [12, 13] se utiliza una metodología de análisis de red neuronal para la reducción del tiempo de simulación.

El segundo grupo describe los métodos directos, estos trasladan las ecuaciones de oscilación a un marco de referencia energético para obtener el límite energético crítico de todo el sistema durante un disturbio. En la literatura se presentan diversos algoritmos basados en los métodos directos; en [14] se establece una nueva formulación analítica para calcular el tiempo crítico de liberación de falla basada en la simplificación de la función de energía durante la falla. En [15], a partir de un sistema multimáquina se realiza una transformación de desacoplamiento lineal, la cual es utilizada para construir sistemas máquina bus infinito (SMIB) y cada una representa un modo de oscilación; la función de energía es calculada para cada SMIB y se obtiene el margen de estabilidad más pequeño, el cual representa el margen de estabilidad del sistema original. [16] muestra que existe un conjunto convexo de funciones de Lyapunov que certifican la estabilidad

de un sistema dado e introduce un algoritmo de adaptación para encontrar la función de Lyapunov adecuada de acuerdo a situaciones de contingencia específicas. [17] utiliza las funciones racionales de Lyapunov para el cálculo de la mayor estimación de la región de atracción del punto de equilibrio, el sistema no polinomial es reconstruido como sistemas diferenciales algebraicos mediante la expansión de Taylor truncada multivariable. [18] propone un método de identificación de pérdida de sincronismo basado en la medición de voltajes y corrientes en una línea de transmisión, bajo ciertas suposiciones se expresa la energía potencial como una sumatoria de energías en las líneas pertenecientes a un recorte crítico, y la energía cinética es expresada en función de la razón de cambio del ángulo de fase a través de la línea del recorte crítico. En [19] se describe un método para establecer los parámetros de la matriz de admitancia equivalente del sistema de potencia utilizando el algoritmo de regresión lineal múltiple (MLR), la matriz de admitancia del sistema es utilizada en la función de energía para el calcular la superficie del límite de energía potencial (PEBS). [20] utiliza datos de sincrofasores y reduce el sistema original a un modelo de interconexión de dos máquinas equivalente alrededor de un enlace crítico, el margen de estabilidad es calculado mediante la función de energía. [2] propone un esquema de identificación de agrupamientos críticos que utiliza información de WAMS; primero los modos de agrupamiento crítico son obtenidos por la mayor separación de los ángulos relativos, realiza una transformación a equivalente de SMIB y se elige el modo de agrupamiento que tenga el máximo ángulo para ser usado en análisis de estabilidad. [21] está basado en el método de familia de funciones de Lyapunov, e introduce una técnica para limitar la dinámica de falla; dicho límite permite certificar la estabilidad comprobando el tiempo de liberación de falla; si el tiempo de liberación de falla está bajo cierto umbral el estado de posfalla se determina como estable.

Otras técnicas utilizan la sensibilidad de la trayectoria de falla [22–24], ya que esta proporciona información sobre la influencia de los parámetros en el comportamiento dinámico de los sistemas.

1.3 Objetivo Particular

Esta tesis tiene como objetivo estudiar la estabilidad del sistema de potencia reformulando el problema como un problema de eigenvalores, permitiendo la aplicación de la teoría de eigenvalores y las técnicas de solución a este problema. Se busca generalizar la aplicación de los eigenvalores como una formulación multiparámetrica que permita realizar un análisis equivalente de sensibilidad mediante los factores de participación.

1.4 Alcances

El alcance de este trabajo de tesis es el desarrollo de un nuevo algoritmo basado en las características y la dinámica de los eigenvalores, capaz de identificar la estabilidad transitoria y calcular el CCT del SEP a partir de mediciones de los ángulos de fase en los nodos donde están conectadas las máquinas, mediante datos obtenidos de WAMS. El análisis del comportamiento del eigenvalor dominante y el cálculo de un umbral que permitan la identificación de la estabilidad y el cálculo del CCT. El comportamiento del SEP es evaluado mediante la sensibilidad y los factores de participación. Como las mediciones son obtenidas de WAMS se incluye la dinámica de los controles de las máquinas, así como las pérdidas.

1.5 Estructura de la Tesis

El presente trabajo de tesis está compuesto por 6 capítulos, los cuales se describen a continuación:

En el Capítulo 1 se presenta la motivación, en la cual se describen las principales razones que impulsaron el desarrollo de este trabajo de tesis, los antecedentes del problema

de estabilidad transitoria y una breve revisión bibliográfica de los métodos existentes. Por otra parte, se da a conocer el objetivo principal y el aporte de este trabajo de tesis.

En el Capítulo 2 se describen los principales conceptos de estabilidad, así como su clasificación, se describen las ecuaciones diferenciales que representan al SEP y los dos principales métodos utilizados para realizar el análisis de estabilidad transitoria; se presentan las metodologías propuestas recientemente para el análisis de estabilidad transitoria y cálculo del CCT.

En el Capítulo 3 se presenta la teoría y las propiedades de la solución del problema de eigenvalores, incluyendo la sensibilidad de los eigenvalores, los factores de participación y la descomposición de los valores singulares. Se describe cómo se aplican dichas teorías para el análisis de estabilidad transitoria y se presenta un algoritmo que permite obtener el tiempo crítico de liberación de la falla.

En el Capítulo 4 se presentan tres sistemas de prueba, y se plantean diversos escenarios de localización de una falla trifásica. Los resultados obtenidos de estos escenarios de prueba son utilizados para evaluar el desempeño del algoritmo propuesto.

En el Capítulo 5 se presenta otra aplicación del método propuesto, esta aplicación consiste en determinar un umbral que permita identificar entre la corriente *inrush* y una falla interna en un transformador de potencia y asegurar la correcta operación de los dispositivos de protección.

En el Capítulo 6 se mencionan las conclusiones y se discuten los resultados derivados de este trabajo de investigación, además se indican las recomendaciones para trabajos futuros.

CAPÍTULO 2

ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

2.1 Introducción

La estabilidad es reconocida como un problema importante para el funcionamiento seguro y confiable del SEP desde la década de 1920 [25, 26]. A lo largo del tiempo, los SEP han cambiado debido al crecimiento continuo de las interconexiones, el uso de nuevas tecnologías y controladores, y la operación de estos en condiciones de gran estrés. Con todos estos cambios, surge la necesidad de obtener nuevas metodologías para realizar el análisis de estabilidad transitoria.

Los SEP presentan una gran variedad de disturbios, los cuales pueden ser grandes o pequeños. Los disturbios pequeños ocurren continuamente como parte de la dinámica del sistema y por lo general suceden en forma de cambios de cargas. Ante esta situación el sistema debe ser capaz de ajustar las condiciones de carga y operar satisfactoriamente. Por otro lado, el SEP también debe ser capaz de operar de manera correcta ante disturbios de naturaleza severa, tales como los cortos circuitos en las líneas de transmisión o pérdida de grandes bloques de generación. Los grandes disturbios generalmente provocan cambios en la estructura del SEP, debido a que los elementos que han sido sujetos a fallas son aislados [27].

La estabilidad del SEP es clasificada en tres grandes grupos: estabilidad angular, estabilidad de frecuencia y estabilidad de voltaje.

La definición de estabilidad excluye oscilaciones continuas de la familia de respuestas estables, aunque los osciladores son estables en un sentido matemático. Esta razón es práctica dado que un sistema continuamente oscilante no es deseable tanto para el usuario como para la operación del sistema de potencia. Por lo tanto, la definición establece una condición de operación aceptable.

2.1.1 Estabilidad Angular

El problema de estabilidad angular incluye el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes al SEP. Un factor fundamental en este problema es la manera en la cual la potencia de salida de las máquinas síncronas varía con respecto al cambio del ángulo del rotor. Bajo condiciones de estado estable, hay equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par electromagnético de salida de cada generador, y la velocidad se mantiene constante. Si el sistema es perturbado, este equilibrio se ve afectado, resultando en aceleración o desaceleración del rotor de la máquina de acuerdo con las leyes del movimiento de un cuerpo giratorio. Si el rotor de un generador gira con mayor velocidad que otro, la posición angular de este rotor avanzará con respecto al de las máquinas lentas. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de las máquinas lentas a las máquinas rápidas dependiendo de la relación potencia-ángulo. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto la separación angular.

Debido a que la relación potencia-ángulo es altamente no lineal, un incremento en la separación angular es acompañado por un decremento en la transferencia de potencia de tal manera que la separación angular se incrementa más. Si el sistema no puede absorber la energía cinética correspondiente a estas diferencias de velocidad de los rotores, el SEP será inestable.

Para cualquier situación, la estabilidad del sistema depende de si las desviaciones

en las posiciones angulares de los rotores resultan en pares de restauración suficientes. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre un máquina y el resto del SEP, o entre grupos de máquinas, manteniendo el sincronismo dentro de cada grupo después de separarse [27].

2.1.2 Planteamiento del Problema

Declarar un sistema de potencia “estable” es algo ambiguo a menos que las condiciones para las cuales esta estabilidad será estudiada sean claramente definidas, dado que en este trabajo se estudia el tiempo de liberación de una falla, los intercambios de potencia que pueden ser tolerados dependen de las condiciones iniciales de operación del sistema y de la naturaleza misma de la falla. El principal criterio de estabilidad es que las máquinas sincronas mantengan sincronismo al finalizar el periodo transitorio.

Si la respuesta oscilatoria de un sistema de potencia durante el periodo transitorio después de un disturbio se amortigua el sistema alcanza una nueva condición de operación estable en un tiempo finito, decimos que el sistema es estable. Si el sistema no es estable, se considera inestable [28].

Este trabajo de tesis está enfocado en el análisis de la estabilidad transitoria, por lo cual es importante conocer los conceptos básicos que caracterizan este estudio, así como las metodologías más recientes. A continuación, se presenta una breve descripción del concepto de estabilidad, así como su clasificación, las ecuaciones que representan al SEP para realizar este estudio, y el criterio de áreas iguales. Después, se describen algunas de las metodologías recientemente utilizadas para el análisis de estabilidad transitoria y el cálculo del CCT de falla.

2.2 Estabilidad y Clasificación

La estabilidad es la habilidad de un sistema eléctrico de potencia para, a partir de una condición inicial dada, mantener un estado de equilibrio después de haber sido sometido a un disturbio físico, con la mayoría de las variables limitadas de modo que prácticamente el sistema se mantenga intacto [27].

La clasificación de la estabilidad es esencial para realizar un análisis confiable y certero de los problemas de estabilidad. La Figura 1 brinda un panorama general del problema de la estabilidad e identifica sus categorías y subcategorías.

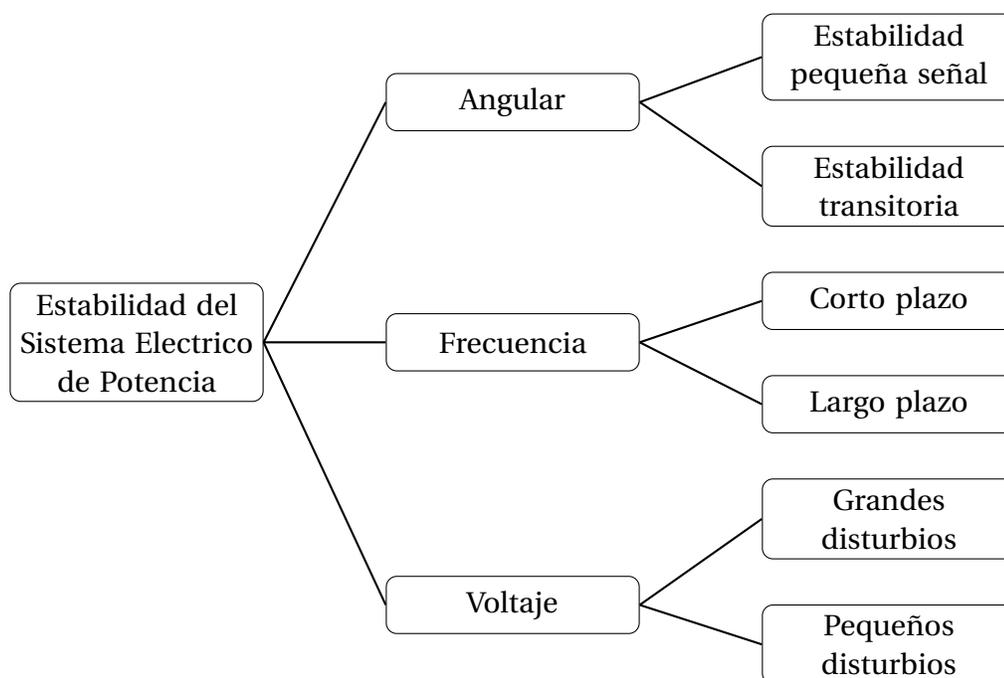


Figura 1. Clasificación del estabilidad del SEP.

2.3 Estabilidad Transitoria

La estabilidad angular se refiere a la habilidad de las máquinas síncronas de un SEP interconectado para mantener el sincronismo después de ser sujetas a un disturbio. Esto depende de la habilidad de mantener y/o restaurar el equilibrio entre el par electro-magnético y el par mecánico en el sistema. La inestabilidad puede ocurrir en forma de oscilaciones angulares crecientes de un generador llevándolo a la pérdida de sincronismo con otros generadores [3].

Los estudios referentes a la estabilidad angular se dividen en dos subcategorías, estabilidad transitoria y estabilidad de pequeña señal. El estudio de estabilidad transitoria se realiza para condiciones donde el SEP ha sido sometido a grandes disturbios y el periodo de estudio es de 3 a 5 segundos después del disturbio. Este tiempo se puede extender a 10–20 segundos para grandes sistemas con oscilaciones interárea dominantes.

Para ilustrar el principio de la estabilidad transitoria se considera un sistema SMIB como el que se muestra en la Figura 2. El sistema SMIB es representado por su circuito equivalente en la Figura 3(a), y este a su vez es representado por el circuito equivalente reducido en la Figura 3(b).

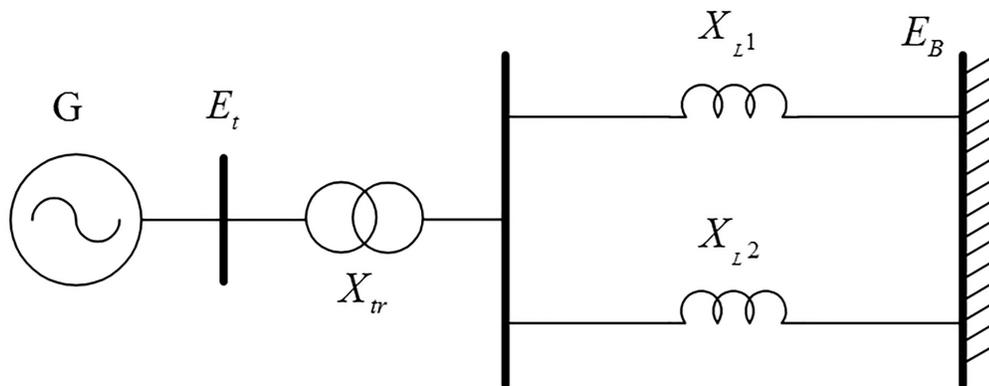


Figura 2. Sistema máquina bus infinito.

La potencia eléctrica de salida del generador es:

$$P_e = P_{\text{máx}} \text{sen } \delta, \quad (1)$$

donde

$$P_{\text{máx}} = \frac{E' E_B}{X_T}. \quad (2)$$

La relación potencia-ángulo se presenta en la Figura 4. Si el sistema opera con las dos líneas de transmisión en servicio, la condición de operación es representada por el punto *a* en la curva $P_e - \delta$ (Caso 1), y el ángulo del rotor correspondiente es δ_a . Cuando

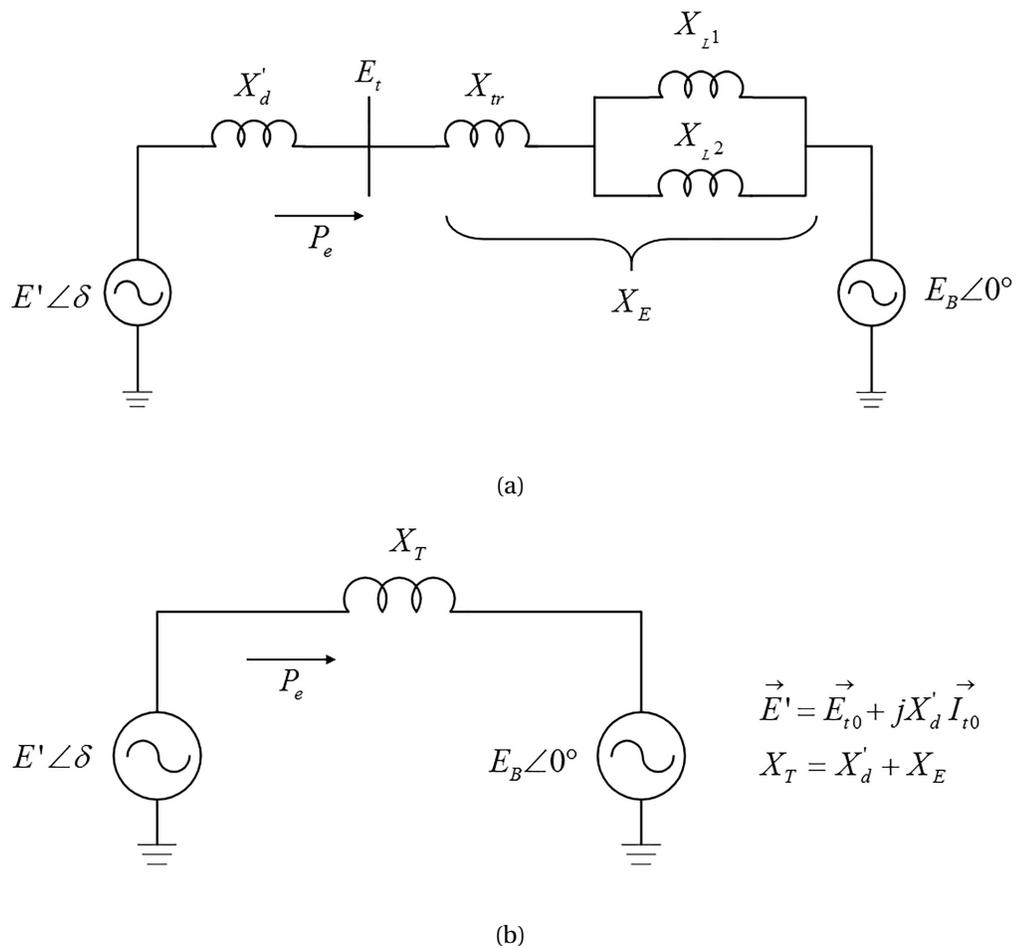


Figura 3. Representación del sistema máquina bus infinito: (a) Circuito Equivalente; (b)Circuito Equivalente Reducido.

una línea de transmisión sale de servicio, la reactancia equivalente X_T es mayor, por lo tanto $P_{m\acute{a}x}$ es menor; debido a que P_m es la misma el punto de operación cambia y es representado por b en la curva $P_e - \delta$ (Caso 2), el ángulo del rotor ahora es δ_b .

Se puede escribir la ecuación de oscilación como:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e, \quad (3)$$

donde H es la constante de inercia en MW · s/MVA, δ es el ángulo del rotor, ω_0 es la velocidad síncrona y t es el tiempo en s.

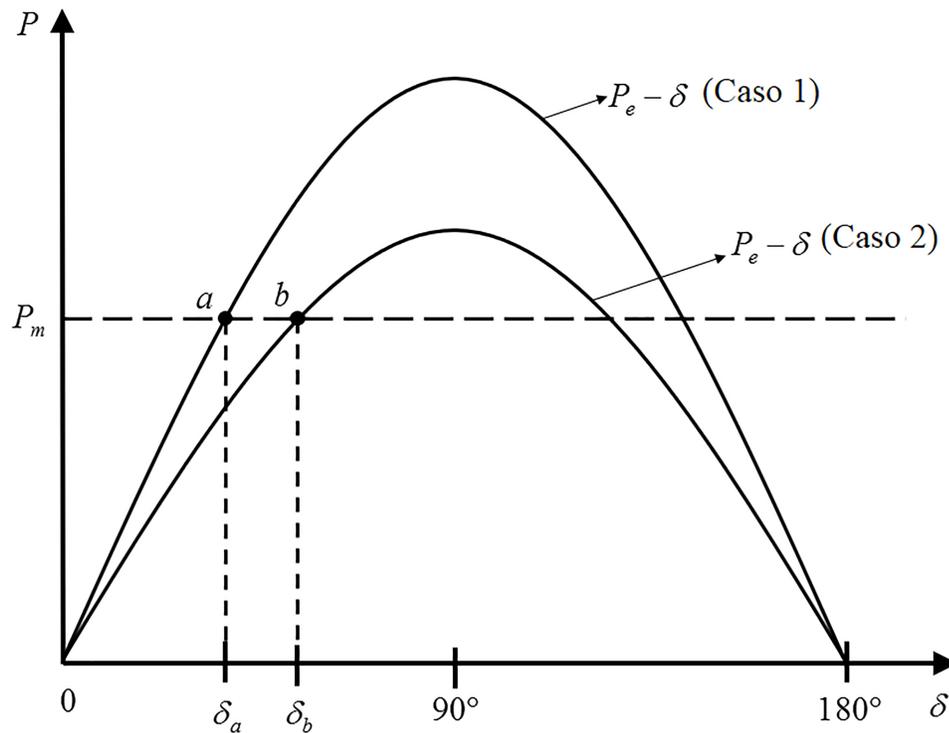


Figura 4. Curva potencia-ángulo.

2.3.1 Criterio de Áreas Iguales

Mediante el criterio de áreas iguales es posible evaluar la estabilidad de SEP después de un disturbio, esto sin que se resuelva en su totalidad la ecuación de oscilación del generador. Para determinar el margen de estabilidad solo se requiere conocer la desviación del ángulo del rotor. Este criterio solo se puede emplear de forma directa para un sistema SMIB (ver Figura 2).

En la Figura 5 se muestra la curva potencia-ángulo del sistema presentado en la Figura 2, cuando este presenta una falla. Debido a que P_e es una función no lineal de δ , para poder resolver la ecuación de oscilación mostrada en (3), esta es multiplicada en ambos lados por $2d\delta/dt$ y se obtiene:

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt}, \quad (4)$$

integrando (4) se obtiene:

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta. \quad (5)$$

En condiciones de operación en estado estable $d\delta/dt$ es cero, pero esto cambia como resultado del disturbio. Para una operación estable posfalla, la desviación de δ debe ser limitada, por lo tanto $d\delta/dt$ tenderá a cero después de un tiempo y (5) se puede escribir como:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = 0, \quad (6)$$

donde δ_0 es el valor inicial del ángulo del rotor y δ_m es el máximo ángulo del rotor.

De acuerdo con la Figura 5, la trayectoria a integrar representada por (6) se divide

en dos secciones:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = 0, \quad (7)$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} A_1 d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_m} A_2 d\delta = 0.$$

La energía cinética ganada por la aceleración del rotor cuando δ cambia de δ_0 a δ_1 es representada por A_1 , mientras que A_2 representa la energía de desaceleración cuando δ va de δ_1 a δ_m .

A partir de (7), se determinan los siguientes criterios:

- Si $A_1 < A_2$, el sistema será estable.
- Si $A_1 = A_2$, el sistema será críticamente estable.
- Si $A_1 > A_2$, el sistema será inestable.

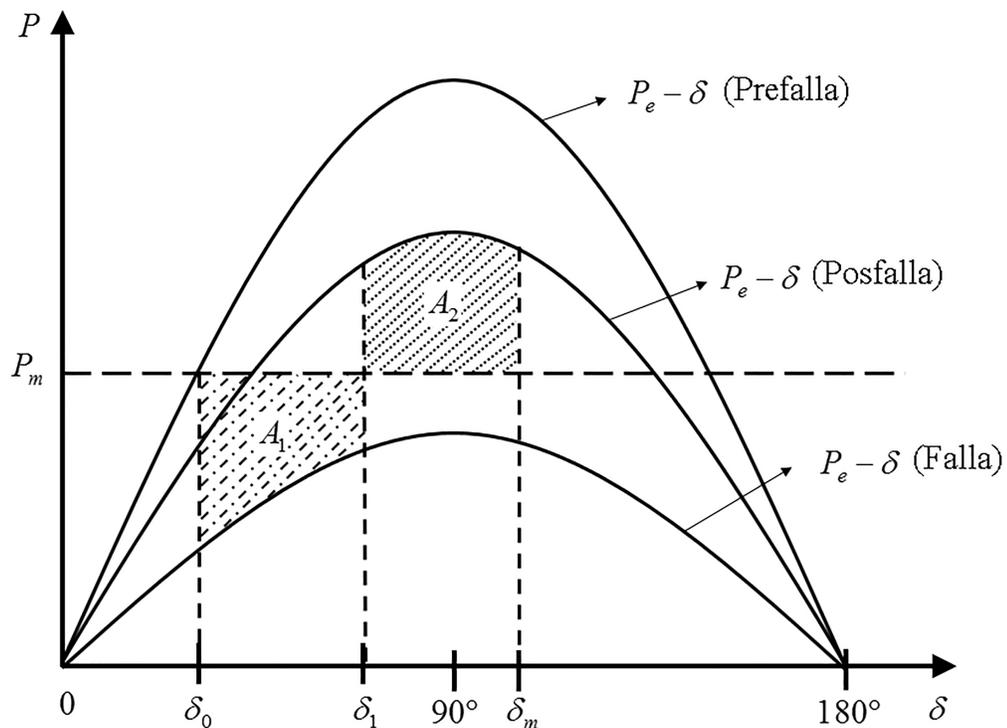


Figura 5. Curva potencia-ángulo del sistema SMIB con falla.

2.3.2 Simulación en el Dominio del Tiempo

La simulación en el dominio del tiempo es uno de los métodos más ampliamente utilizado para el análisis de estabilidad transitoria. En este método, el conjunto de ecuaciones diferenciales algebraicas que representan al SEP es resuelto aplicando técnicas de integración numérica, lo que permite obtener una solución aproximada de dichas ecuaciones. Estas técnicas de integración emplean procedimientos de paso por paso, donde estos pueden ser de amplitud constante o variable.

Las técnicas de integración numéricas citadas en la literatura son:

- Métodos explícitos
 - Euler
 - Euler modificado
 - Método Runge-Kutta (R-K)
- Métodos implícitos
 - Regla trapezoidal

Este método brinda resultados precisos. Sin embargo, el nivel de complejidad en términos de computo incrementa en proporción al tamaño del sistema de potencia que se está analizando, ya que el número de ecuaciones diferenciales que se deben resolver está en función a la cantidad de máquinas que tiene el sistema.

2.3.3 Método Directo

El método directo traslada la ecuación de oscilación del SEP a un marco de referencia energético, a fin de obtener el límite energético crítico de todo el sistema durante un disturbio. Este método está basado en el análisis de la función de energía transitoria

(TEF), la cual es equivalente al criterio de áreas iguales [3]. La TEF evalúa la estabilidad transitoria del SEP sin resolver las ecuaciones diferenciales algebraicas, por medio de criterios de estabilidad como el de Lyapunov.

Un número considerable de simplificaciones son necesarias para aplicar este método. El generador es representado por el modelo clásico y las cargas deben ser modeladas como impedancias constantes. Para un sistema de n máquinas, la ecuación de oscilación está dada por [3] :

$$\frac{2H_i}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P'_{mi} - P_{ei}, \quad (8)$$

con

$$P'_{mi} = P_{mi} - E_i^2 G_{ii} \quad (9)$$

y

$$P_{ei} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \{C_{ij} \sin \delta_{ij} + D_{ij} \cos \delta_{ij}\}, \quad (10)$$

donde δ_{ij} representa la diferencia del ángulo del rotor entre la máquina i y la máquina j ; δ_i , P_{mi} y E_i representan la magnitud del ángulo del rotor, potencia mecánica y voltaje de campo de la máquina i , respectivamente. $C_{ij} = E_i E_j B_{ij}$ y $D_{ij} = E_i E_j G_{ij}$, G_{ij} y B_{ij} son la conductancia y la susceptancia de la conexión de la red entre los nodos i y j .

Para la aplicación del método TEF, es conveniente describir el comportamiento transitorio del SEP con los ángulos del rotor de los generadores expresados con respecto al centro de inercia (COI) de todos los generadores. La función de energía V que describe la energía transitoria total del sistema para un sistema posfalla se define como:

$$V = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n J_i \omega_i^2 - \sum_{i=1}^n P'_{mi} (\theta_i - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \left\{ C_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s) - \int_{\theta_i^s + \theta_j^s}^{\theta_i + \theta_j} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) \right\}, \quad (11)$$

donde θ_i^s es el ángulo del bus i en el estado de prefalla y $J_i = 2H_i\omega_0$ es el momento de inercia del i -ésimo generador.

La TEF está compuesta de cuatro términos:

- a) $\frac{1}{2} \sum J_i \omega_i^2$: cambio de la energía cinética del rotor en el marco de referencia COI.
- b) $\sum P'_{mi}(\theta_i - \theta_i^s)$: cambio en la energía potencial del rotor de todos los generadores relativa a COI.
- c) $\sum \sum C_{ij}(\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s)$: cambio en la energía magnética almacenada en todas las ramas.
- d) $\sum \sum \int D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j)$: cambio en la energía disipada de todas las ramas.

La energía cinética (V_k) es una función de las velocidades del generador y es representada por el término a); la energía potencial (V_p) es una función de los ángulos del generador y es representada por la suma de los términos b), c) y d).

La evaluación de la estabilidad transitoria consiste de los siguientes pasos:

1. Calcular la energía crítica V_{cr} .
2. Calcular la energía total del sistema prefalla V_{cl} .
3. Calcular el índice de estabilidad $V_{cr} - V_{cl}$. El sistema es estable si el índice de estabilidad es positivo.

2.3.4 Tiempo Crítico de Liberación de Falla

Cuando ocurre una falla en el SEP, durante el tiempo que esta permanece, se reducen tanto los voltajes de la red como la transmisión de potencia eléctrica de los generadores a las cargas. Como la potencia mecánica de los generadores no se reduce instantáneamente al nuevo valor de potencia eléctrica, se produce una aceleración en el

rotor. La magnitud de la aceleración producida en el rotor debido a la falla aumentará a medida que sea mayor el tiempo de permanencia de la falla. El tiempo crítico de liberación de falla es aquel para el cual el sistema es críticamente estable, es decir, si la falla se libera después del CCT de falla el sistema pierde estabilidad. El valor del CCT de falla depende de múltiples factores como son la inercia, el despacho de los generadores, la impedancia de las líneas, la topología de la red, el tipo de falla y la ubicación de la falla. El CCT de falla es una de las principales características del análisis de estabilidad transitoria, este es tomado como un índice de estabilidad.

El CCT de falla puede ser calculado utilizando los métodos para el análisis de estabilidad transitoria mencionados anteriormente los cuales son:

1. Simulación en el dominio del tiempo

Para cada escenario de falla se repite la simulación evaluando diferentes tiempos de liberación de falla hasta que el generador pierde sincronismo, este método permite calcular valores precisos del CCT de falla pero consume mucho tiempo de proceso.

2. Método directo

En este método el cálculo de la energía crítica V_{cr} , es decir, el límite de la región de estabilidad, es una tarea difícil. Diferentes aproximaciones se han propuesto para determinar V_{cr} :

- a) El punto de equilibrio inestable (UEP) más cercano.
- b) Control del punto de equilibrio inestable (CUEP).
- c) El límite de la región de estabilidad basado en el control de UEP (BCU).

Derivado de la ecuación de áreas iguales, [28] proporciona una ecuación para el cálculo del ángulo crítico de liberación de falla para un sistema SMIB:

$$\delta_c = \cos^{-1} \left\{ \left[\frac{1}{r_2 - r_1} \right] \left[\left(\frac{P_m}{P_M} \right) (\delta_m - \delta_0) + r_2 \cos \delta_m - r_1 \cos \delta_0 \right] \right\}, \quad (12)$$

donde:

P_M = pico de la curva potencia-ángulo de prefalla.

r_1 = distancia del pico de la curva potencia-ángulo de falla a P_M .

r_2 = distancia del pico de la curva potencia-ángulo de posfalla a P_M .

$\delta_0 = \text{sen}^{-1} P_m/P_M < \pi/2$.

$\delta_m = \text{sen}^{-1} P_m/r_2P_M > \pi/2$.

El tiempo crítico de liberación de falla puede ser obtenido de la simulación en el tiempo de la ecuación de oscilación.

2.4 Metodologías Recientes para la Identificación de Estabilidad y el Cálculo del CCT

A lo largo del tiempo se han desarrollado numerosas metodologías para el análisis de la estabilidad transitoria, derivadas de la simulación en el dominio del tiempo y el método directo. A continuación, se describen algunos de los algoritmos más recientes.

2.4.1 Detección en Línea de Pérdida de Sincronismo Usando el Criterio de la Función de Energía

En [18] se considera que si la diferencia angular en los extremos de una línea de transmisión se vuelve ilimitado, esta línea forma un recorte crítico a través del cual el sistema se separa en dos grupos coherentes. Cuando el sistema de potencia sufre una perturbación, este gana energía cinética y potencial; para tener una oscilación estable, la energía cinética debe ser cero cuando la energía potencial alcance su máximo valor. Este criterio es utilizado para identificar la inestabilidad.

El criterio de detección de inestabilidad propuesto requiere conocer el flujo de

potencia P_k en el k -ésimo elemento serie (líneas de transmisión, transformadores) y el ángulo de fase δ_k a través del elemento; estas cantidades son obtenidas por mediciones locales de corriente y voltaje al final de cada línea, y se debe conocer la impedancia del elemento.

La variación en P_k y δ_k es calculada mediante el ajuste de una curva polinomial con las mediciones posfalla. Los límites $\delta_{\text{mín}}$ y $\delta_{\text{máx}}$ son obtenidos mediante la simulación en el dominio del tiempo del sistema. El periodo de muestreo (τ) es de un ciclo. Las mediciones separadas por dos ciclos son usadas para ajustar la curva. El algoritmo para la identificación de la inestabilidad en una línea se describe a continuación:

1. Si δ_k en el instante de muestreo actual es menor que la medición en la muestra anterior, se indica estabilidad en la línea ya que δ_k alcanza el máximo y $d\delta_k/dt$ cruza cero durante este periodo de muestras. Si $\Delta P_k < 0$ y $\delta_k > \delta_{\text{mín}}$, o $\delta_k > \delta_{\text{máx}}$, entonces se indicada inestabilidad en la línea.
2. Si δ_k medida en el instante de muestreo actual es mayor que $\delta_{\text{mín}}$, se ajusta una curva cuadrática con las tres mediciones muestreadas de ΔP_k

$$\Delta P_k = a_1 t^2 + b_1 t + c_1, \quad (13)$$

y se ajusta una curva cúbica con las cuatro muestras de δ_k

$$\delta_k = a_2 t^3 + b_2 t^2 + c_2 t + d_2. \quad (14)$$

Las muestras de δ_k son medidas en los instantes $t_s - 6\tau$, $t_s - 4\tau$, $t_s - 2\tau$ y t_s . ΔP_k es medida en los instantes $t_s - 4\tau$, $t_s - 2\tau$ y t_s ; donde t_s ($t_s \geq t_{cl} + 6\tau$) es el instante de muestreo actual y t_{cl} es el tiempo de liberación de la falla.

3. Para obtener el instante t_1 cuando $\Delta P_k = 0$ y el instante t_2 cuando $d\delta_k/dt = 0$, se

resuelve:

$$a_1 t^2 + b_1 t + c_1 = 0 \quad (15)$$

$$3a_2 t^2 + 2b_2 t + c_2 = 0 \quad (16)$$

con valores reales positivos.

4. Si $t_1 < t_2$ y $(t_1 - t_s) < 1$ o si (15) tiene una solución real positiva con $(t_1 - t_s) < 1$ y (16) no tiene una solución real positiva se indica inestabilidad en la línea; de otra manera, se obtiene un nuevo conjunto de mediciones en el siguiente instante de muestreo y se procede con el paso 1.

Una vez que se identifica inestabilidad en una línea de transmisión, se usa un algoritmo basado en la fusión de buses adyacentes para determinar si un conjunto de líneas forma un recorte crítico. El sistema posfalla se considera conectado inicialmente; \mathbf{A} es la matriz adyacencia del sistema posfalla y S es un conjunto vacío. Cuando se detecta inestabilidad en la línea $i-j$ la información de conectividad de esta se incluye en el conjunto S y se remueve de la matriz \mathbf{A} . Se verifica si existe un camino entre los buses $i-j$. Si no existe un camino entre los buses $i-j$ significa que el bus j no es adyacente al bus i y el conjunto S es un recorte crítico. Se determina la inestabilidad del sistema cuando la línea en la cual se detectó inestabilidad forma un recorte crítico.

Una de las desventajas de este método es que se deben conocer las impedancias de los elementos en serie para poder calcular δ_k . Se debe tener conocimiento de la conexión de la red para obtener un buen resultado al momento de verificar si existe un recorte crítico en el sistema. Para obtener los límites δ_{\min} y δ_{\max} que se usan en la evaluación de inestabilidad se debe realizar la simulación en el dominio del tiempo.

2.4.2 Aproximación Analítica del Tiempo Crítico de Liberación para el Análisis Paramétrico de la Estabilidad Transitoria del Sistema de Potencia

En [14], se presenta una nueva expresión analítica para aproximar el CCT de una falla. Esta estimación es derivada a partir de la reformulación de las métricas de energía usadas en el método directo en términos de mediciones de tiempo, mediante la simplificación de la función de energía y la dinámica durante la falla.

El propósito de la nueva métrica es capturar tendencias en estabilidad variando los parámetros en la matriz completa de admitancias utilizando continuación numérica. Este método está basado en la agregación de redes de potencia. En particular, este algoritmo estudia el efecto que produce un parámetro de carga sobre la estabilidad cuando existe una falla en una red agregada. A continuación, se describen los pasos de este algoritmo:

1. El SEP es modelado como un sistema hamiltoniano. Se formula una estimación del CCT de falla (τ_H) integrando la dinámica del sistema durante la falla hasta que la energía del sistema alcance el límite crítico ϵ_c . Se utiliza el método UEP para el cálculo de ϵ_c .
2. La dinámica de cada generador es agrupada en una región de generación de acuerdo a la distancia eléctrica en los generadores. Se utiliza el modelo de dos máquinas bus infinito (TMIB).
3. Realizando aproximaciones polinomiales de τ_H se deriva una métrica analítica del CCT de falla:

$$\tau_A = \sqrt{\frac{-\beta \pm \sqrt{\beta^2 + 4\gamma\alpha}}{2\alpha}}, \quad (17)$$

donde

$$\alpha = \sum_{\substack{i=1 \\ k>i}}^n \frac{1}{8} (\bar{P}_{ik} - \bar{P}_{ik}^{on}) u_{ik}^2, \quad (18)$$

$$\beta = \sum_{\substack{i=1 \\ k>i}}^n \frac{1}{2} (\bar{P}_{ik} - \bar{P}_{ik}^{on}) u_{ik} \Delta \delta_{pre,ik} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} (P_{ai} - P_{ai}^{on}) u_i \quad (19)$$

y

$$\gamma = \varepsilon_c - (X_{pre}^s) = \Delta H_{m\acute{a}x} > 0. \quad (20)$$

Las métricas propuestas en este algoritmo dependen de la localización del UEP más cercano. Sin embargo, no se proporcionan pruebas rigurosas de que todos los posibles puntos de equilibrio inestables en el límite de estabilidad de un punto de equilibrio estable se puedan encontrar utilizando continuación numérica.

2.4.3 Desacoplamiento Basado en el Método Directo para el Análisis de Estabilidad Transitoria del Sistema de Potencia

Este método propone un desacoplamiento basado en el método directo para analizar la estabilidad transitoria posfalla de un sistema multimáquina [15]:

1. Se utiliza una transformación de desacoplamiento lineal para construir un sistema SMIB por cada modo de oscilación del sistema. Cada sistema SMIB contiene información de estabilidad con respecto a un modo de oscilación del sistema original en equilibrio. Cada sistema SMIB es determinado por medio de:

$$\ddot{q}_k + \beta_k \{ \text{sen}(q_k + q_{k0}) - \text{sen } q_{k0} \} = 0, \quad (21)$$

donde

$$q_{k0} = \sum_{j=1}^m \tau_{kj} \delta_j^s \quad (22)$$

y

$$\beta_k = \frac{\omega_k^2}{\cos q_{k0}}. \quad (23)$$

2. El método de la función de energía es utilizado en cada sistema SMIB para calcular el margen de estabilidad normalizado definido por

$$\Delta_n = \frac{V_{cr} - V_c}{V_{kc}}, \quad (24)$$

donde V_{cr} indica la energía crítica, V_k es la energía cinética del sistema posfalla y V_c es la suma de la energía cinética y potencial del sistema posfalla. El margen de estabilidad más pequeño indica el margen de estabilidad del sistema original.

3. El sistema es estable cuando $V_n > 0$, de lo contrario el sistema es inestable.

Debido al desacoplamiento que se realiza en el sistema mediante la transformación lineal, el método presenta algunas desventajas: la primera es que no se considera la interacción modal (este algoritmo solo es aplicable para casos en los cuales se presenta baja resonancia). La segunda desventaja es que la potencia máxima $P_{\text{máx}}$ y la inercia H no están definidas para cada sistema SMIB, por lo tanto, la función de energía no puede ser calculada directamente.

2.4.4 Análisis de Estabilidad Transitoria Basado en WAMS e Identificación en Línea del Parámetro de Admitancia

En [19] se propone un método de identificación para establecer la matriz equivalente de admitancia usando el algoritmo regresión lineal múltiple (MLR) basado en datos de WAMS y posteriormente calcular el CCT de falla.

1. El algoritmo MLR es usado para identificar los parámetros de admitancia prefalla y posfalla, donde son obtenidas las matrices B_{ij} y G_{ij} como se describe a continuación:

a) Se identifican las ecuaciones de observación:

$$\mathbf{Y}_{n \times 1} = \mathbf{X}_{n \times (m+1)} \boldsymbol{\beta}_{m+1} \quad (25)$$

b) Se construye la matriz aumentada:

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} \mathbf{X} & \mathbf{Y} \end{bmatrix} \quad (26)$$

c) Se calcula el eigenvalor de la matriz $\mathbf{B}\mathbf{B}^T$ y el eigenvalor mínimo λ_{m+1} de acuerdo a la teoría de la descomposición de valores singulares.

d) Se calculan todos los parámetros de mínimos cuadrados.

2. El cálculo del CCT de falla para el SEP se describe a continuación:

a) Se ajusta el ángulo del generador mediante el método de interpolación polinomial y se calcula la trayectoria donde la falla ocurre. Este modelo utiliza el último dato de corto circuito medido por WAMS como punto partida. El orden de la interpolación polinomial es de 4.

b) Se calculan $f^T(\theta)(\theta - \theta^s)$ y $V_{PE}(\theta)$ y se evalúa si la energía potencial alcanza su valor máximo.

c) Si el punto de cruce está dentro de PEBS, entonces $f^T(\theta)(\theta - \theta^s) < 0$, de lo contrario $f^T(\theta)(\theta - \theta^s) > 0$.

d) Se integra la trayectoria de falla hasta el momento que $V(\theta, \tilde{\omega}) = V_{cr}$ y se obtiene t_{cr} .

Los resultados del CCT de falla de este algoritmo muestran discrepancia al compararlos con los obtenidos en el método de solución para dos de los casos de estudio presentados. Por lo tanto, el algoritmo no es confiable ya que no se analizó cuáles fueron los factores influyeron en estos resultados.

2.4.5 Estimación del Tiempo Crítico de Liberación Usando un Modelo Dinámico Equivalente Basado en Datos de Sincrofasores

En [20] se usan los datos de unidades de medición fasorial (PMU) del sistema posfalla. Las excursiones de voltaje y frecuencia obtenidas de ambos lados de la línea del enlace son usadas para calcular el equivalente de dos máquinas, que modelan con precisión los aspectos electromecánicos de pequeña señal del comportamiento dinámico de la línea de enlace. A continuación, se describen los pasos del algoritmo:

1. Se obtienen los datos de voltaje y frecuencia de los PMU.
2. Se identifica la frecuencia intermodal y se extrae la componente modal requerida de los datos de voltaje y frecuencia.
3. Se evalúa los parámetros del modelo equivalente a partir de los componentes modales extraídos de voltaje y frecuencia.
4. Se calcula el pico de energía obtenida por el modelo detallado después de una perturbación.
5. Se determina el CCT de falla del modelo equivalente, que producirá el mismo pico de energía que el modelo detallado.
6. Se repite los pasos 4 y 5 para diferentes niveles de transferencia de potencia, para obtener los puntos requeridos para el ajuste de la curva de energía.
7. La relación establecida puede usarse para determinar el CCT de falla en el modelo detallado.

La estimación del CCT de falla propuesta en este algoritmo arroja resultados correctos cuando el nivel de transferencia de potencia a través de la línea de enlace es relativamente alto. Por ejemplo, para sistemas de 332, 423 y 532 MW. Sin embargo, para niveles de transferencia de potencia bajos, el algoritmo tiene resultados erróneos.

2.4.6 Identificación en Tiempo Real de la Máquina Crítica para el Análisis de Estabilidad Transitoria en Línea

En [2] se propone un esquema de identificación de la máquina candidata crítica y un sistema equivalente SMIB. El esquema obtiene la máquina candidata crítica a partir de la desviación del ángulo del rotor. Los datos que utiliza el algoritmo son obtenidos de WAMS.

Debido a la inercia de las máquinas, la desviación del ángulo del rotor no es evidente en el primer periodo después de la falla. Debido a esto se propone el cálculo de un ángulo predictivo ϕ para predecir el ángulo del rotor en un tiempo corto:

$$\phi_i = \delta_i(t) + 100\pi \left[\omega_i(t) + \frac{\Delta P_i(t)}{2M_i} \Delta T \right] \Delta T, \quad (27)$$

donde ϕ_i es el ángulo predictivo, δ_i es el ángulo actual del rotor, ω_i es la velocidad angular, ΔP_i es la potencia desbalanceada, M_i es la inercia de la máquina y ΔT es el intervalo de tiempo predictivo.

A continuación, se describen los pasos que sigue el algoritmo:

1. Se obtienen las trayectorias de tiempo real $(\delta, \omega, P_m, P_e)$ obtenidas de WAMS.
2. Se calcula el ángulo predictivo ϕ para cada máquina usando (27).
3. Se ordena el ángulo predictivo de todas las máquinas y se calcula la desviación entre los ángulos adyacentes ordenados.
4. Se eligen las tres mayores desviaciones de ángulo y se obtienen los tres modos de agrupamiento.
5. Se hacer la transformación equivalente a una máquina bus infinito para cada modo de agrupamiento y se calcula el ángulo equivalente de los tres modos de agrupamiento respectivamente.

6. Se elige el modo que tiene el mayor ángulo equivalente como el modo correcto de agrupamiento en la medición actual.
7. Se analiza la estabilidad transitoria en el plano de fase de dos dimensiones que corresponde al modo de agrupamiento elegido en el paso anterior.
8. Se actualizar el modo de agrupamiento hasta que el método determine que el sistema es inestable.

Debido a que los modos de agrupamiento son obtenidos de las desviaciones del ángulo predictivo, en ocasiones el agrupamiento crítico que identifica el algoritmo no es el que tiene mayor desviación de ángulo todo el tiempo. Este algoritmo aumenta la cantidad de cálculos en comparación con el método basado en el ángulo máximo o con el método basado en la desviación máxima del ángulo predictivo.

2.4.7 Estimación Libre de Simulación del Tiempo Crítico de Liberación de Falla

En [21] se propone un método que proporciona certificados de estabilidad transitoria mediante la construcción de una familia de funciones de Lyapunov y después se encuentra la función más adecuada en la familia para los estados iniciales dados. El método permite obtener un certificado de estabilidad transitoria que solo se basa en la comprobación del tiempo de liberación de la falla. Es decir, si el tiempo de liberación de falla está por debajo de cierto umbral, entonces el estado de posfalla permanece en la región de atracción del punto de equilibrio y el sistema es determinado como estable. Este método solo requiere conocer el estado del sistema después de la liberación de la falla en lugar de conocer toda la trayectoria de la falla.

Esta técnica se basa en la familia de funciones de Lyapunov desarrollada en [16], la cual se describe a continuación:

El sistema es representado en un espacio de estados de la siguiente forma:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} - \mathbf{B}F(\mathbf{C}\mathbf{x}), \quad (28)$$

con la matriz \mathbf{A} dada por la siguiente expresión:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \mathbf{O}_{n \times n} & \mathbf{I}_{n \times n} \\ \mathbf{O}_{n \times n} & -\mathbf{M}^{-1}\mathbf{D} \end{bmatrix}, \quad (29)$$

donde \mathbf{M} y \mathbf{D} son matrices diagonales que representan la inercia y la acción de control de los generadores, $\mathbf{O}_{n \times n}$ representa una matriz de ceros e $\mathbf{I}_{n \times n}$ es la matriz identidad. Las otras matrices en (28) están dadas por

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} \mathbf{O}_{n \times |\varepsilon|} \\ \mathbf{M}^{-1}\mathbf{E}^T\mathbf{B} \end{bmatrix} \quad \text{y} \quad \mathbf{C} = \begin{bmatrix} \mathbf{E} & \mathbf{O}_{|\varepsilon| \times n} \end{bmatrix}, \quad (30)$$

donde $|\varepsilon|$ es el número elementos diferentes de cero fuera de la diagonal en la matriz de susceptancia reducida \mathbf{B}_{kj} , \mathbf{E} es la matriz de adyacencia de la red. La transformación no lineal $F(\mathbf{C}\mathbf{x}) = [\sin \delta_{kj} - \sin \delta_{kj}^*]^T$, $\delta_{kj}^* = \delta_k^* - \delta_j^*$ representa el ángulo del rotor en el punto de equilibrio.

Para el sistema definido en (28) se usa el cono convexo de las funciones de Lyapunov definidas por:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A}^T\mathbf{Q} + \mathbf{Q}\mathbf{A} & \mathbf{R} \\ \mathbf{R}^T & -2\mathbf{H} \end{bmatrix} \leq 0 \quad (31)$$

y

$$\mathbf{R} = \mathbf{Q}\mathbf{B} - \mathbf{C}^T\mathbf{H} - (\mathbf{K}\mathbf{C}\mathbf{A})^T, \quad (32)$$

donde \mathbf{K} y \mathbf{H} son matrices diagonales de $|\varepsilon| \times |\varepsilon|$ y \mathbf{Q} es una matriz simétrica positiva de $2n \times 2n$. Para cada par de \mathbf{Q} y \mathbf{K} que satisface la desigualdad (31), la función de Lyapunov

correspondiente está dada por:

$$V(x) = \frac{1}{2} \mathbf{x}^T \mathbf{Q} \mathbf{x} - \sum_{\{k,j\} \in \mathcal{E}} K_{\{k,j\}} (\cos \delta_{kj} + \delta_{kj} \operatorname{sen} \delta_{kj}^*), \quad (33)$$

donde $K_{\{k,j\}}$ representa el elemento de la diagonal de la matriz \mathbf{K} .

La función de Lyapunov decrece en el *polytope* φ definido por la desigualdad $|\delta_{kj} + \delta_{kj}^*| \leq \pi$. Para asegurarse que el sistema no saldrá de φ durante la dinámica transitoria, se minimiza la función $V(x)$ sobre la unión $\partial\varphi^{\text{out}}$ como se muestra a continuación

$$V_{\text{mín}} = \min_{x \in \partial\varphi^{\text{out}}} V(x). \quad (34)$$

La estimación del CCT de falla no necesita simulaciones, se basa en verificar si la desigualdad (31) se cumple y si se satisface la siguiente expresión

$$\tau_{\text{lib}} < 2\gamma(V_{\text{mín}} - V(\delta_{\text{pre}}^* - \delta_{\text{pos}}^*)), \quad (35)$$

donde τ_{lib} es el tiempo de liberación de la falla.

Para una contingencia manifestada por la apertura de una línea de transmisión, se verifica si la desigualdad descrita en (31) tiene solución. En el caso de que esta se pueda resolver para encontrar las matrices \mathbf{Q} , \mathbf{K} , \mathbf{H} y el número positivo γ , se obtiene la función de Lyapunov $V(x)$ a partir de (33), y se calcula el mínimo valor de la función $V(x)$ definida en (34). Finalmente, si τ_{lib} de la falla satisface la desigualdad definida en (35), se concluye que la dinámica posfalla conduce a una condición de operación estable. Si la desigualdad (35) no se cumple o no existe solución para la desigualdad (31), entonces no se puede saber si el sistema es estable o inestable en el estado de posfalla. La contingencia debe ser evaluada mediante otro método de energía o por la simulación en el dominio del tiempo.

2.5 Conclusiones

Los dos métodos más empleados en la literatura para el análisis de estabilidad transitoria presentan ciertas desventajas como son el tiempo de cómputo, la dificultad de obtener la energía crítica del sistema, en ciertas ocasiones el sistema es modelado sin considerar la dinámica de las cargas y la dinámica del control de los generadores, asimismo no considera las pérdidas en las líneas de transmisión. Estas desventajas han llevado a la necesidad de reformular estas metodologías para hacer las más eficientes y confiables, incluso los combinan para obtener mejores resultados.

En la actualidad, se han presentado métodos que tienen como característica principal usar datos de WAMS con el fin de evitar la simulación de las ecuaciones diferenciales y algebraicas. Aunque estos métodos cumplen con el objetivo de realizar un análisis de estabilidad y obtener el CCT de falla, algunos en cierta medida requieren información de la simulación en el dominio del tiempo para establecer límites o para evaluar las ecuaciones de energía, las cuales también requieren de conocer parámetros del sistema y la conexión con la red. Otros métodos utilizan transformaciones para obtener equivalentes sistema SMIB. En este proceso se puede perder información relevante del SEP, además es complicado conocer los equivalentes de ciertos parámetros como son la inercia y la potencia para cada sistema formado, por lo tanto, resulta complicado realizar el análisis completo. Algunas otras propuestas evitan la carga computacional de la simulación, sin embargo la metodología que proponen aumenta la carga computacional total del análisis.

Lo anterior motivó a formular una nueva metodología que proporcione resultados confiables, que disminuya el tiempo de cómputo y considere modelos completos para todos los elementos del SEP. Además se busca aplicar nuevas técnicas de análisis para resolver esta problemática sin recurrir a solo modificar o mejorar las ya existentes.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA PROPUESTA

3.1 Introducción

En este capítulo se hace una reseña de la teoría utilizada para la implementación de la metodología propuesta en esta tesis. También, se hace una descripción de todas las etapas que conforman el algoritmo que aquí se propone.

El algoritmo para el cálculo del CCT de falla que aquí se propone está basado en el análisis del comportamiento de los eigenvalores y las técnicas de solución de este. El comportamiento del SEP es representado por una matriz numérica $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{m \times n}$, donde m es el número de muestras y n son las variables de interés medidas, con $m \gg n$. Esta matriz contiene la dinámica de los ángulos de las máquinas, adquirida a través de un proceso de muestreo. Para reducir la dimensión de la matriz se realiza una transformación mediante la descomposición de los valores singulares, con la cual la matriz es proyectada a un espacio $\mathbb{R}^{n \times n}$. En esta tesis las variables medidas serán los ángulos de los fasores de voltaje de los buses de generación y las mediciones son obtenidas de WAMS.

En el nuevo espacio el eigenvalor dominante representará la dinámica de los ángulos de las máquinas del SEP y es posible calcular el límite de magnitud que puede tomar el eigenvalor dominante con base en la descomposición de los valores singulares. Con base en este límite y en el comportamiento del eigenvalor ante ciertas condiciones de operación se calcula el CCT de una falla.

3.2 Eigenvalores y Eigenvectores

Los eigenvalores de una matriz \mathbf{A} de $n \times n$ estan dados por un escalar λ_i , para el cual existe una solución no trivial para los sistemas [3]:

$$\mathbf{A}\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad (36)$$

$$\psi_i\mathbf{A} = \lambda_i\psi_i, \quad (37)$$

donde ϕ_i de $n \times 1$ y ψ_i $1 \times n$ son los eigenvectores derecho e izquierdo, respectivamente, asociados al eigenvalor λ_i ($i = 1, 2, \dots, n$).

Los eigenvectores izquierdos y derechos correspondientes a diferentes eigenvalores son ortogonales, por lo tanto

$$\psi_j\phi_i = 0. \quad (38)$$

Por otro lado, si estos corresponden al mismo eigenvalor y están normalizados se tiene

$$\psi_i\phi_i = 1. \quad (39)$$

Las ecuaciones (36) y (39) se expresan en forma matricial

$$\mathbf{A}\Phi = \Lambda\Phi, \quad (40)$$

$$\Psi\Phi = \mathbf{I} \quad , \quad \Psi = \Phi^{-1} \quad (41)$$

y

$$\Phi^{-1}\mathbf{A}\Phi = \Lambda, \quad (42)$$

donde Λ es una matriz diagonal que contiene los eigenvalores de \mathbf{A}

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \lambda_n \end{bmatrix} \quad (43)$$

y la matriz Φ contiene los eigenvectores correspondientes a $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$, respectivamente:

$$\Phi = \begin{bmatrix} \phi_1 & \phi_2 & \cdots & \phi_n \end{bmatrix}. \quad (44)$$

3.3 Sensibilidad del Eigenvalor

Los eigenvalores, en general, están en función de todos los parámetros de diseño y control del SEP. El cambio en cualquiera de estos parámetros afecta el desempeño del sistema. Por lo tanto, este causará un cambio en el comportamiento del eigenvalor. La cantidad de cambio depende de la sensibilidad que tienen los eigenvalores con respecto al parámetro, así como el cambio en el valor de dicho parámetro [29].

Diferenciando (36) con respecto al elemento a_{kj} de la matriz \mathbf{A} :

$$\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial a_{kj}} \phi_i + \mathbf{A} \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \phi_i + \lambda_i \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}}, \quad (45)$$

se premultiplica (45) por ψ_i y se obtiene:

$$\psi_i \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial a_{kj}} \phi_i = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}}. \quad (46)$$

Todos los elementos de $\partial \mathbf{A} / \partial a_{kj}$ son cero, excepto el elemento en la k -ésima fila y

j -ésima columna, el cual es igual a 1. Por lo tanto, (46) se escribe como

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \psi_{ik} \phi_{ji}, \quad (47)$$

la sensibilidad del eigenvalor λ_i con respecto al elemento a_{kj} de la matriz es igual al producto del elemento ψ_{ik} del eigenvector izquierdo y el elemento ϕ_{ji} del eigenvector derecho.

3.4 Factores de Participación

La matriz de participación (\mathbf{P}) combina los eigenvectores derechos e izquierdos como una medida de la asociación entre las variables de una matriz y sus eigenvalores.

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \mathbf{p}_1 & \mathbf{p}_2 & \dots & \mathbf{p}_n \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{p}_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \psi_{in} \end{bmatrix}, \quad (48)$$

donde

ϕ_{ki} = elemento de la k -ésima fila y la i -ésima columna de la matriz Φ . Es el k -ésimo elemento del eigenvector derecho ϕ_i .

ψ_{ik} = elemento de la i -ésima fila y la k -ésima columna de la matriz Ψ . Es el k -ésimo elemento del eigenvector izquierdo ψ_i .

El elemento $p_{ki} = \phi_{ki} \psi_{ik}$ se llama factor de participación. Si los eigenvectores

están normalizados, la suma de los factores de participación asociados con cualquier eigenvalor o con cualquier variable es 1.

Retomando (47), se observa que el factor de participación p_{ki} es igual a la sensibilidad del eigenvalor λ_i con respecto al elemento a_{kk} de la matriz \mathbf{A}

$$p_{ki} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kk}}. \quad (49)$$

Por lo tanto, los factores de participación de λ_d serán todos los elementos de la diagonal de la matriz de sensibilidad de λ_d , esta es generada calculando $\partial \lambda_d$ con respecto a todos los elementos de la matriz.

3.5 Descomposición de Valores Singulares (SVD)

La factorización eigenvalor-eigenvector de una matriz simétrica está dada por [30]:

$$\mathbf{A} = \mathbf{Q}\mathbf{\Lambda}\mathbf{Q}^T, \quad (50)$$

donde $\mathbf{\Lambda}$ es una matriz diagonal que contiene los eigenvalores de \mathbf{A} , y \mathbf{Q} es una matriz ortogonal que contiene los eigenvectores de \mathbf{A} , por lo tanto $\mathbf{Q}\mathbf{Q}^T = \mathbf{I}$. En general, esto no se cumple y para matrices rectangulares esto es imposible.

La descomposición de valores singulares es una factorización estrechamente asociada con la factorización dada en (50). Si se permite que \mathbf{Q} y \mathbf{Q}^T sean dos matrices ortogonales cualquiera, la factorización es posible. La clave para trabajar con matrices rectangulares es, en la mayoría de los casos, considerar $\mathbf{A}\mathbf{A}^T$ y $\mathbf{A}^T\mathbf{A}$.

Cualquier matriz \mathbf{A} de $m \times n$ puede ser factorizada como:

$$\mathbf{A} = \mathbf{V}_1 \Sigma \mathbf{V}_2^T. \quad (51)$$

Las columnas de la matriz ortogonal \mathbf{V}_1 de $m \times m$ son los eigenvectores de $\mathbf{A}\mathbf{A}^T$, y las columnas de la matriz ortogonal \mathbf{V}_2 de $n \times n$ son los eigenvectores de $\mathbf{A}^T\mathbf{A}$. La matriz diagonal Σ de $m \times n$ contiene los valores singulares de \mathbf{A} denotados como $\sigma_1, \dots, \sigma_r$. Estos llenan los primeros r lugares de la matriz Σ , el resto $(n - r)$ son ceros y r es el rango de \mathbf{A} .

La matriz simétrica $\mathbf{A}^T\mathbf{A}$ tiene un conjunto de eigenvectores ortonormales x_j , los cuales están en las columnas de \mathbf{V}_2 :

$$\mathbf{A}^T\mathbf{A}x_j = \lambda_j x_j, \quad (52)$$

con $x_j^T x_j = 1$ y $x_i^T x_j = 0$ para $i \neq j$. Tomando el producto interno de (52) con x_j , se tiene que todos los eigenvalores son positivos, es decir $\lambda_j \geq 0$:

$$x_j^T \mathbf{A}^T \mathbf{A} x_j = \lambda_j x_j^T x_j, \quad (53)$$

la expresión anterior es equivalente a

$$\|\mathbf{A}x_j\|^2 = \lambda_j, \quad (54)$$

donde $\|\cdot\|$ representa la norma euclidiana. Aplicando la raíz cuadrada en ambos lados de (54) se tiene

$$\|\mathbf{A}x_j\| = \sqrt{\lambda_j}. \quad (55)$$

A partir de (55) se tiene que para cada eigenvalor no nulo de las matrices $\mathbf{A}\mathbf{A}^T$ y $\mathbf{A}^T\mathbf{A}$

existe un valor singular representado por:

$$\sigma_j = \sqrt{\lambda_j}, \quad (56)$$

si se conoce el valor singular máximo y mínimo de la matriz \mathbf{A} , se puede determinar un rango de variación de las magnitudes de los eigenvalores de dicha matriz y se cumple que

$$\sigma_{\text{máx}} = \sqrt{\lambda_{\text{máx}}}, \quad \sigma_{\text{mín}} = \sqrt{\lambda_{\text{mín}}} \quad (57)$$

$$\sigma_{\text{mín}} \leq |\lambda_j| \leq \sigma_{\text{máx}}$$

De (57), se concluye que los valores singulares mínimo y máximo de la matriz \mathbf{A} proporcionan un rango de las magnitudes que pueden tomar los eigenvalores del sistema.

3.6 Aspectos Importantes

1. Eigenvalores

La dinámica de los eigenvalores y las características de los eigenvectores resulta de gran interés debido a que estos proporcionan valiosa información con respecto a la estabilidad de los sistemas dinámicos. Para dar una interpretación física a las ecuaciones (36) y (37), la matriz \mathbf{A} tiene el efecto de aumentar o disminuir la magnitud de los eigenvectores izquierdos y derechos sin cambiar su dirección, por lo tanto, el eigenvalor mide la razón de cambio de la magnitud de los eigenvectores [31–33]. Esto se puede observar en la Figura 6. Dicho lo anterior, resulta de interés observar el comportamiento del eigenvalor que genera el máximo cambio en los

eigenvectores. Por lo tanto, el eigenvalor dominante (λ_d), el cual está definido como el eigenvalor con la máxima magnitud [34], es el que representará la dinámica de los ángulos las máquinas del SEP en esta tesis.

2. Factores de Participación

Como ya se había mencionado, los factores de participación miden la contribución relativa que tienen las variables de una matriz en cada uno de sus eigenvalores, esto es expresado en (58). Si $\lambda_d = \lambda_n$ solo se observará la columna que contiene la participación de las variables sobre λ_d .

$$\mathbf{P} = \begin{matrix} \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \cdots & p_{1n} \\ p_{21} & p_{22} & \cdots & p_{2n} \\ \vdots & & & \vdots \\ p_{n1} & p_{n2} & \cdots & p_{nn} \end{bmatrix} & \begin{matrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_n \end{matrix} \\ \begin{matrix} \lambda_1 & \lambda_2 & \cdots & \lambda_n \end{matrix} & \end{matrix} \quad (58)$$

Las variables ($\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n$) representan los ángulos de cada una de las máquinas

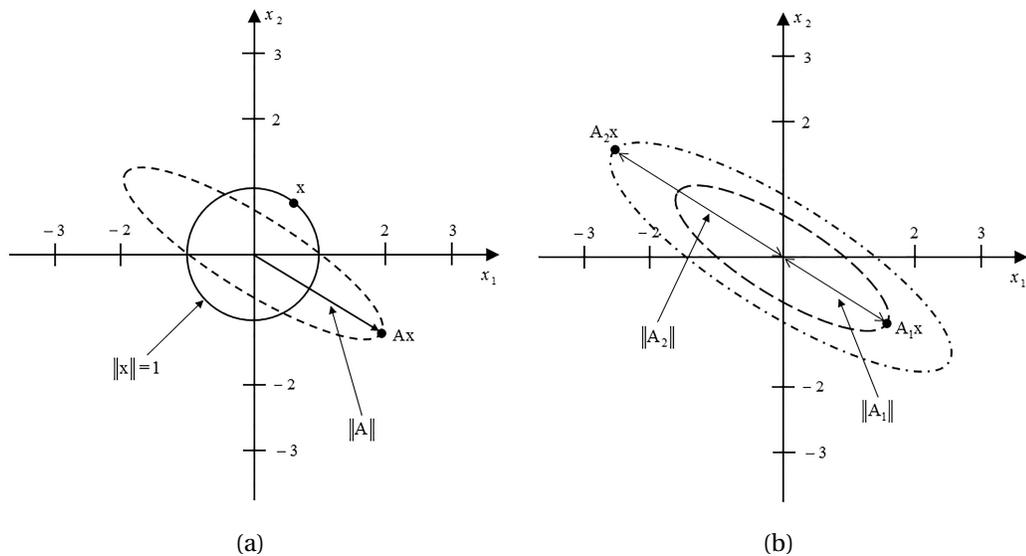


Figura 6. Efecto de la matriz \mathbf{A} sobre $\|x\| = 1$: (a) Efecto de la matriz \mathbf{A} de rango 2; (b) Efecto de diferentes matrices de rango 2.

del SEP por lo tanto, los factores de participación serán usados para identificar la contribución que tiene cada máquina en el comportamiento de (λ_d) ante un disturbio.

3. Grupos Coherentes

Cuando el sistema de potencia sufre una falla, este tiende a separarse en dos grupos coherentes: un grupo crítico y el grupo restante. Las máquinas (críticas) que tienden a separarse del sistema y, por lo tanto, responsables de la pérdida de sincronismo, pertenecen al grupo coherente crítico, mientras que el grupo coherente restante se refiere a las máquinas que tienden a mantener el sincronismo.

En forma convencional, las máquinas críticas son identificadas examinando las curvas de oscilación relativa entre máquinas, estas curvas son obtenidas de la simulación en el dominio del tiempo. Identificar las máquinas críticas es un factor muy importante para evaluar la estabilidad de un sistema multimáquina, y resulta de interés conocer el comportamiento de las máquinas ante un disturbio.

Al analizar cómo cambian los factores de participación de cada máquina en el tiempo, se puede observar que las máquinas con mayor factor de participación (mayor sensibilidad) tienden a separarse ante un disturbio, por lo tanto, las máquinas con mayor sensibilidad pueden ser consideradas como las máquinas críticas. Por esto, los factores de participación también proporcionan información que permite identificar los grupos coherentes formados ante un disturbio.

3.6.1 Señales de Entrada

Para realizar un análisis de estabilidad transitoria y obtener resultados confiables es necesario contar con un modelo preciso del SEP que contenga la información de la conexión de la red y los parámetros de los elementos que lo conforman. En la actualidad, tener un modelo realista del SEP representa un gran reto debido al constante cambio de

la conexión de la red, la dinámica de las cargas y a los modelos complejos de las líneas de transmisión. El surgimiento de los sistemas WAMS ofrece una nueva oportunidad para el análisis de estabilidad transitoria del SEP; los datos obtenidos por WAMS son más precisos y dinámicos, lo cual hace que el modelo del SEP sea más elaborado y también permite disminuir el tiempo computacional [19]. En este trabajo de tesis los datos de entrada para el algoritmo son obtenidos de WAMS.

Debido a la dificultad que representa medir el ángulo interno de la máquina en un sistema real, en este trabajo de tesis se considera que la dinámica del ángulo del fasor de voltaje en los nodos de generación obtenido de WAMS, es representativa de la dinámica del ángulo interno de la máquina, esto en términos de la respuesta que tendrá ante un disturbio [21] (ver Figura 7).

Para el funcionamiento del algoritmo se tomaron dos señales:

- Señal de Referencia

La señal de referencia contiene el comportamiento de los ángulos de las máquinas para condiciones de operación en estado estable, la cual permitirá establecer una condición de operación de referencia con respecto a las señales a analizar; los ángulos son denotados como $\delta_{01}, \delta_{02}, \dots, \delta_{0n}$ donde n representa el número de máquinas del sistema.

- Señal de Entrada

La señal de entrada al algoritmo contiene el comportamiento de los ángulos de las máquinas para condiciones de operación en las cuales el sistema puede ser inestable debido a un disturbio; la señal de entrada debe representar al sistema posfalla, ya que con esta se obtendrá el máximo cambio en λ_d . Los ángulos de las máquinas son denotados como $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n$, donde n representa el número de máquinas del sistema.

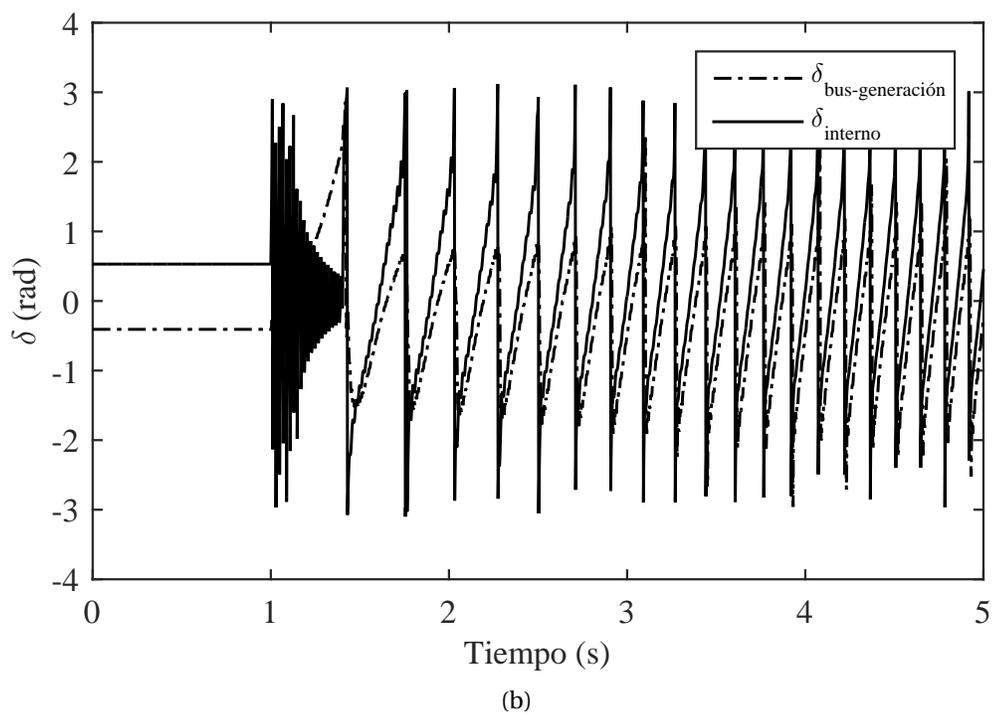
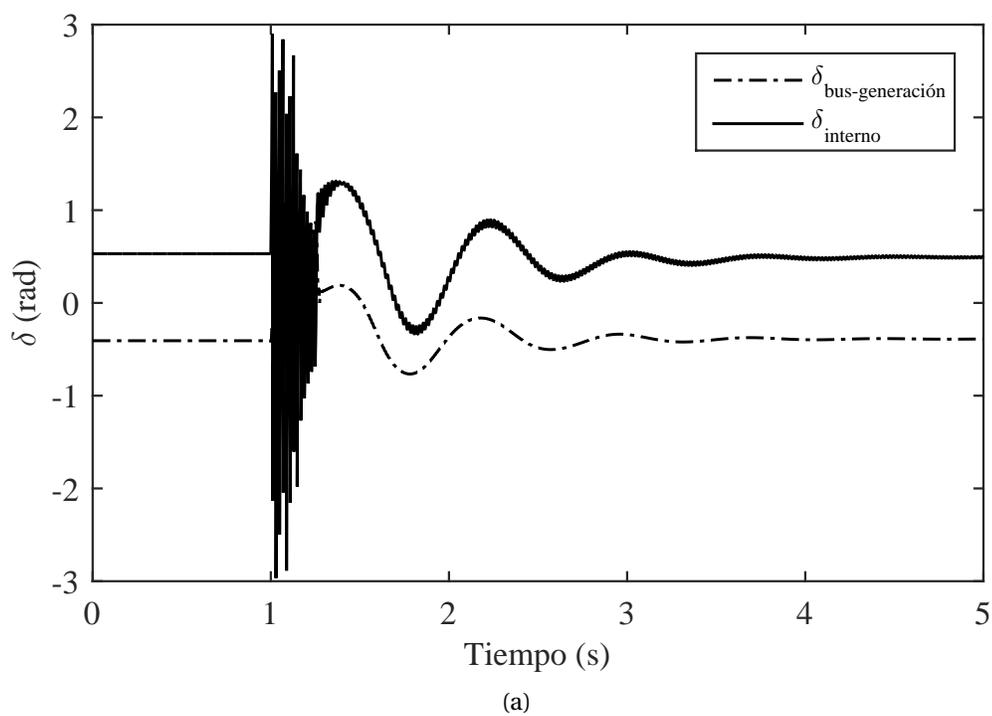


Figura 7. Comportamiento del ángulo interno de la máquina y comportamiento del ángulo del fasor de voltaje en el nodo de generación cuando el SEP es sujeto a una falla trifásica: (a) estable; (b) inestable.

3.6.2 Ventana Deslizante

En la Figura 8 se muestra el proceso que sigue la ventana deslizante, en la cual m representa el número de muestras en cada ventana y N el número total de muestras de la señal.

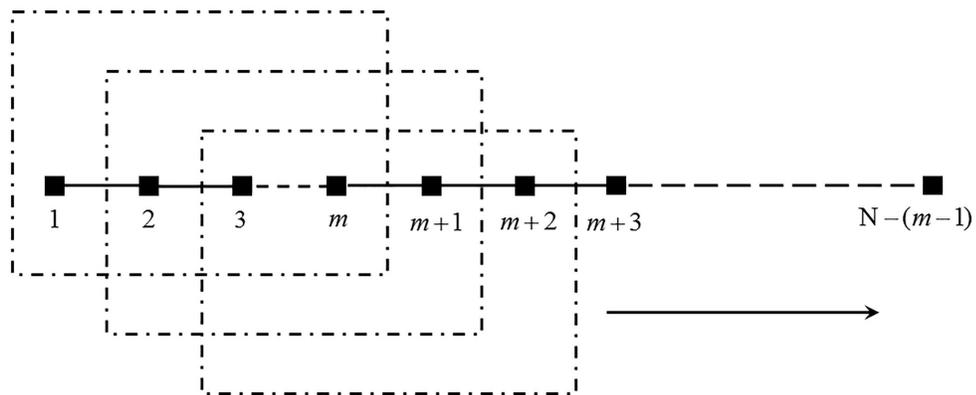


Figura 8. Ventana deslizante.

Para cada ventana de datos se forma una matriz de $m \times n$, como la mostrada en (59) para la señal de referencia y (60) para la señal de entrada, donde m es el número de muestras en cada ventana de datos y n representa el número de máquinas del sistema.

$$\mathbf{A}_0 = \begin{bmatrix} \delta_{011} & \delta_{012} & \dots & \delta_{01n} \\ \delta_{021} & \delta_{022} & \dots & \delta_{02n} \\ \vdots & & & \vdots \\ \delta_{0m1} & \delta_{0m2} & \dots & \delta_{0mn} \end{bmatrix} \quad (59)$$

y

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \delta_{11} & \delta_{12} & \dots & \delta_{1n} \\ \delta_{21} & \delta_{22} & \dots & \delta_{2n} \\ \vdots & & & \vdots \\ \delta_{m1} & \delta_{m2} & \dots & \delta_{mn} \end{bmatrix} \quad (60)$$

3.6.3 Descomposición en Valores Singulares

La matriz \mathbf{A} formada por la ventana deslizante del paso anterior es rectangular, por lo tanto (59) y (60) deben ser factorizadas mediante la descomposición de los valores singulares para obtener sistemas desacoplados como el que se presenta en (51). Las matrices factorizadas quedan de la siguiente forma:

$$\mathbf{A}_0 = \mathbf{V}_{01} \Sigma_0 \mathbf{V}_{02}^T, \quad (61)$$

$$\mathbf{A} = \mathbf{V}_1 \Sigma \mathbf{V}_2^T. \quad (62)$$

Una vez que las matrices se desacoplan, λ_d se obtiene a partir de Σ , mientras los factores de participación correspondientes a λ_d se obtienen a partir de \mathbf{V}_1 y \mathbf{V}_2^T .

3.7 Algoritmo Propuesto

El algoritmo propuesto se basa en la observación del eigenvalor dominante, el cual es obtenido de la matriz \mathbf{A} construida a partir de las señales que representan el comportamiento de los ángulos internos de las máquinas. Este algoritmo se realiza en dos etapas.

3.7.1 Cálculo del Umbral

La primera etapa describe el cálculo de un umbral (U) basado en una señal de referencia que se forma a partir de una matriz rectangular, de la cual se obtiene el valor singular máximo. Con estos valores singulares se calcula U , el cual representa el máximo valor que puede tomar λ_d para condiciones de operación en estado estable. Esta etapa sólo se ejecuta una vez durante el análisis para determinar el comportamiento del sistema en estado estable. El valor de U será utilizado en la segunda etapa.

Con base en (55), para cada matriz generada por la ventana deslizante se calcula la máxima magnitud que puede tomar λ_d que satisface la desigualdad (57). Establecer el límite máximo de magnitud que puede tomar λ_d cuando el sistema opera en condiciones de estado estable sirve como referencia para identificar si el sistema presenta un disturbio. Dicho lo anterior, se plantea el cálculo de U que permite calcular el CCT de falla.

A partir de la matriz Σ_0 obtenida en (61), que contiene los valores singulares de la matriz \mathbf{A}_0 , se obtiene el valor singular máximo $\sigma_{\text{máx } k}$; esto se realiza para todas las matrices generadas por cada ventana de estudio en la señal de referencia. Una vez obtenidos todos los $\sigma_{\text{máx } k}$, se calcula el umbral propuesto mediante la siguiente expresión:

$$U = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \sigma_{\text{máx } i}, \quad (63)$$

donde k representa el número de ventanas generadas para la señal de referencia.

El procedimiento para el cálculo del umbral se resume en la Figura 9.

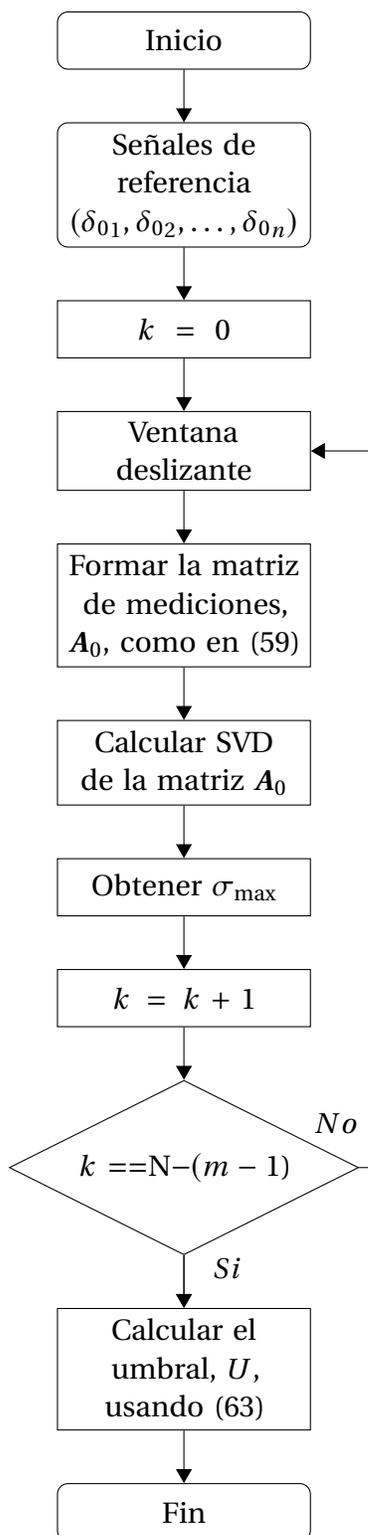


Figura 9. Cálculo del umbral.

3.7.2 Cálculo del CCT de Falla

La segunda etapa describe el cálculo del CCT de falla. En este algoritmo, a partir de una señal medida se forma una matriz rectangular, la cual es factorizada utilizando la descomposición de los valores singulares y luego se obtiene λ_d . U y λ_d son utilizados para calcular el CCT de falla. Como ya se mencionó en el capítulo anterior, el CCT de falla representa el tiempo máximo que puede permanecer una falla en el sistema y que este se mantenga estable. Este es un índice característico en el análisis de estabilidad transitoria y se calculará con base en U y el comportamiento de λ_d .

Debido a que U está basado en el comportamiento del sistema en estado estable, la magnitud de λ_d para esta condición será menor que U . Por otro lado, cuando el SEP es perturbado, λ_d presentará magnitudes mayores, las cuales pueden o no estar dentro del límite establecido por U ; esto dependerá del tipo de disturbio y la duración de este. Por lo tanto, cuando la magnitud λ_d es menor al límite establecido por U , se puede asegurar que el sistema se mantiene estable; mientras que cuando λ_d toma magnitudes mayores a U no se puede asegurar si el sistema se mantendrá estable o será inestable.

Cuando el SEP opera en condiciones de estado estable la magnitud de λ_d tiene variaciones, esto debido a la dinámica de las cargas y el control de las máquinas. Dichas variaciones son muy pequeñas (en el orden de 1×10^{-5} aproximadamente), por lo tanto se puede decir que la magnitud de λ_d se mantiene constante a lo largo del tiempo. Una vez que el sistema es perturbado, la magnitud de λ_d tendrá grandes variaciones que dependerán del tipo de disturbio y la duración de este.

Para realizar el cálculo del CCT de falla es de interés analizar el sistema cuando este es inestable, ya que para esta condición se asegura que la magnitud de λ_d presentará grandes variaciones y en determinado tiempo cruzará el límite establecido por U . La

identificación del tiempo de inicio de la falla se realiza mediante el cálculo del cambio de magnitud de λ_d entre cada ventana deslizando, esto se expresa como:

$$\Delta\lambda_d = \lambda_{dk} - \lambda_{d(k-1)}, \quad (64)$$

donde k representa la ventana actual y $k - 1$ es la ventana anterior. t_i es el tiempo en el cual $\Delta\lambda_d > 1 \times 10^{-5}$. Una vez que λ_d toma un valor de magnitud mayor o igual a U se identifica el tiempo t_f en el cual $\lambda_d = U$.

El CCT de falla se determina como el tiempo que tarda λ_d desde que inicia el disturbio hasta que cruza U , el cual se calcula como:

$$t_{\text{CCT}} = t_f - t_i. \quad (65)$$

En la Figura 10 se muestran los tiempos t_i y t_f , así como el comportamiento de λ_d . Se puede observar que antes de que inicie la falla la magnitud de λ_d prácticamente se mantiene constante.

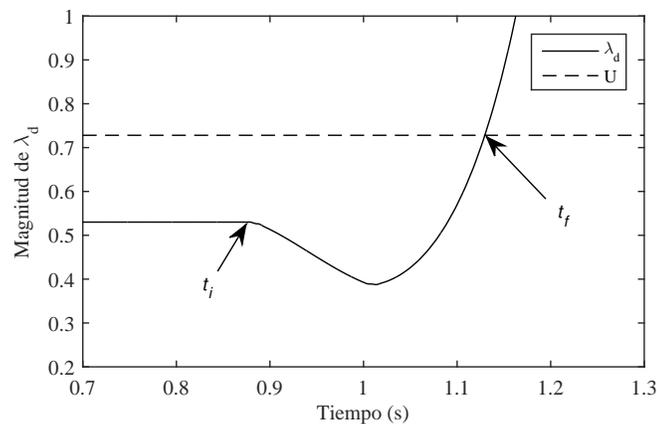


Figura 10. Dinámica del λ_d cuando el SEP es inestable .

El procedimiento para el cálculo del CCT de falla se resume en la Figura 11.

3.8 Conclusiones

La aplicación de las técnicas de análisis y solución de los eigenvalores permite representar el comportamiento de los ángulos internos de las máquinas del SEP y analizar el fenómeno de estabilidad transitoria mediante el eigenvalor dominante, el cual refleja la información del comportamiento de los ángulos de la máquinas del SEP a través de la variación de su magnitud.

SVD es un método ampliamente probado y se ha implementado en diversos paquetes de cálculo de manera eficiente, su carga computacional es conocida y depende del orden de la matriz que se está analizando. El número de operaciones que se realizan para una matriz de $m \times n$ es de $2mn^2 + 2n^3$ [35]. Una de las ventajas de este método es que permite identificar con exactitud los valores singulares mínimo y máximo de la matriz \mathbf{A} y esta información es fácil de obtener. Como las matrices V_1 y V_2 en (51) son ortogonales, nunca cambian el tamaño de un vector. Este método resulta ideal para realizar cálculos numéricos estables [30]. Las áreas de aplicación más difundidas de este método es el procesamiento de imágenes [36–41] y en el estudio de fenómenos en SEPs las aplicaciones de este método son relativamente nuevas [42, 43].

El algoritmo propuesto en este capítulo no requiere realizar la simulación de las ecuaciones diferenciales y algebraicas, tampoco requiere de conocer los parámetros de los elementos de la red o la conexión de la misma. La única información que se requiere es la medición de las variables de interés del sistema a partir de WAMS.

Se propuso un umbral que permite calcular el CCT de falla, este umbral se determina mediante una expresión analítica y está basado en los valores singulares máximos obtenidos cuando el sistema opera en estado estable. Para un SEP dado, este umbral se calcula solo una vez durante la primera etapa del algoritmo. Si el sistema que se está

analizando presenta algún cambio topológico, por la adición o sustracción de carga o generación, o cambien los parámetros del mismo, este umbral se debe calcular para la nueva condición de operación, ya que el nuevo punto de operación es diferente y esto podría provocar que el cálculo del CCT de falla sea incorrecto o muy conservador. Sin embargo, es fácil volver a calcular el umbral, solo se requiere obtener las mediciones de las variables para el nuevo punto de operación del SEP.

Por otro lado, analizar los factores de participación de λ_d , permite identificar cuál es la máquina más sensible a la falla e identificar los grupos coherentes que se forman cuando el sistema es perturbado. La información obtenida mediante los factores de participación es equivalente a la obtenida en un análisis de pequeña señal donde se obtienen los modos de oscilación del sistema.

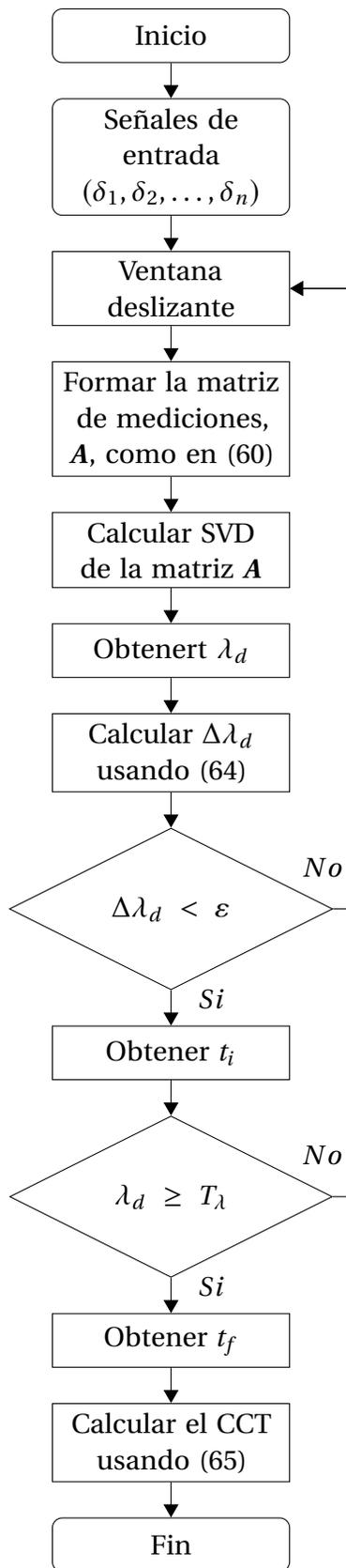


Figura 11. Algoritmo para el cálculo del CCT de falla.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS

4.1 Introducción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de la metodología propuesta en el Capítulo 3. El algoritmo propuesto para el cálculo del CCT de una falla es evaluado en tres sistemas de prueba: un sistema máquina bus infinito; un sistema de 6 generadores y 27 buses; y sistema de 10 máquinas y 39 buses. Los sistemas de prueba fueron implementados en un software de simulación y las variables medidas fueron consideradas como la información obtenida en tiempo real de WAMS.

Para cada sistema de prueba se simuló una falla trifásica en diferentes buses. Se asumió que la falla inició en un tiempo t_i . Después de un tiempo, el relevador de protección operó para liberar la falla y la línea de transmisión fallada quedó fuera de servicio.

Para evaluar el desempeño del algoritmo, el CCT de falla calculado se comparó con el obtenido de la simulación en el dominio del tiempo (TDS) de cada SEP. Se calculó el error entre los tiempos que se obtuvieron mediante la expresión (66).

$$\varepsilon = \frac{|t_{\text{calculado}} - t_{\text{TDS}}|}{t_{\text{TDS}}} \times 100 \% \quad (66)$$

Como se mencionó en el Capítulo 3, los factores de participación son una medida de la participación que tiene cada variable de una matriz sobre sus eigenvalores. Las

variables de interés son los ángulos de los generadores y cada una de estas variables representa el comportamiento de su respectivo generador. Por esto, en este capítulo se hace referencia al factor de participación de cada variable como el factor de participación de cada generador. Al observar la participación que tiene cada generador sobre el eigenvalor dominante, λ_d , se pueden identificar las máquinas que presentan mayor sensibilidad (mayor factor de participación) y los grupos coherentes que se forman cuando el sistema es perturbado.

4.2 Sistema de prueba 1

El sistema de prueba 1 es un sistema SMIB y es mostrado en la Figura 12. La turbina del generador es modelada como IEEEG3, el generador está conectado a la red de 400 kV a través de un transformador de 175 MVA con conexión Δ -Y aterrizada y dos líneas de transmisión representadas con el modelo Π . La frecuencia del sistema es de 50 Hz. En la Tabla 1 se muestran los parámetros del sistema.

Para el sistema SMIB, el umbral calculado (ver (63)) es de $U = 0.4076$. El algoritmo es evaluado aplicando una falla trifásica en el bus B2 y la línea de transmisión que queda fuera es servicio es LT2. Para este caso se evalúan dos escenarios:

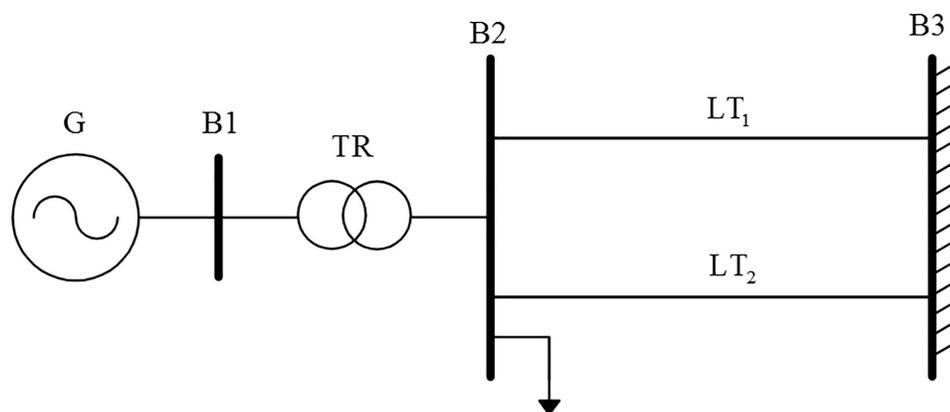


Figura 12. Sistema de prueba 1 (SMIB).

TABLA 1
Parámetros del sistema SMIB

Generador	Transformador	Líneas de Transmisión (LT ₁ = LT ₂)
S = 175 MVA	S = 175 MVA	R ₀ = 71.0364248 Ω
H = 0.02151 s	V _H = 14.7 kV	L ₀ = 751.208733 mH
R _a = 0.0015 p.u.	V _L = 400 kV	C ₀ = 2.05 μF
X ₀ = 0.1 p.u.	R = 0.003 p.u.	R ₁ = 3.75203184 Ω
X _l = 0.1 p.u.	X = 0.12 p.u.	L ₁ = 197.5649 mH
X _d = 1.13 p.u.		C ₁ = 3.30 μF
X' _d = 0.3 p.u.		
X'' _d = 0.2 p.u.		
T' _{d0} = 6 s		
T'' _{d0} = 0.05 s		
X _q = 0.66 p.u.		
X' _q = 0.2 p.u.		
T' _{q0} = 0.12 s		

Escenario 1: El sistema de control del generador es modelado como un sistema de excitación simple (SEXS). En este escenario se evalúa el comportamiento de λ_d cuando el sistema es estable e inestable, esto se puede observar en la Figura 13(a). En la Figura 13(b) se presentan los tiempos para el cálculo del CCT de falla. Cuando el sistema es estable, la magnitud de λ_d se mantiene debajo de U , mientras que cuando el sistema es inestable la magnitud de λ_d es mayor y supera el valor de U .

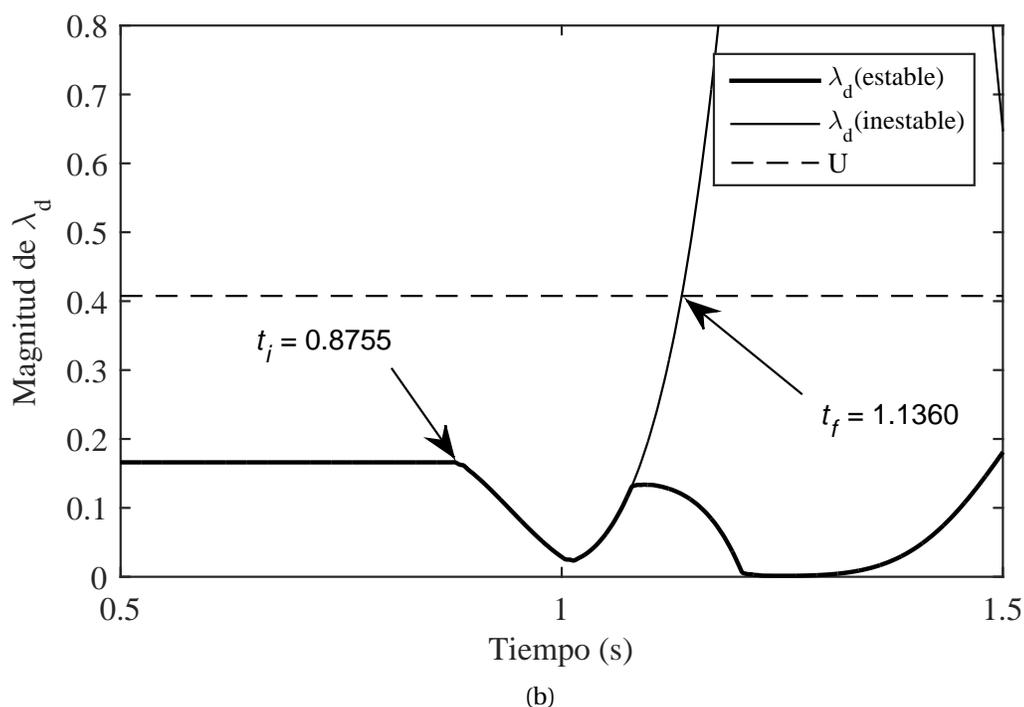
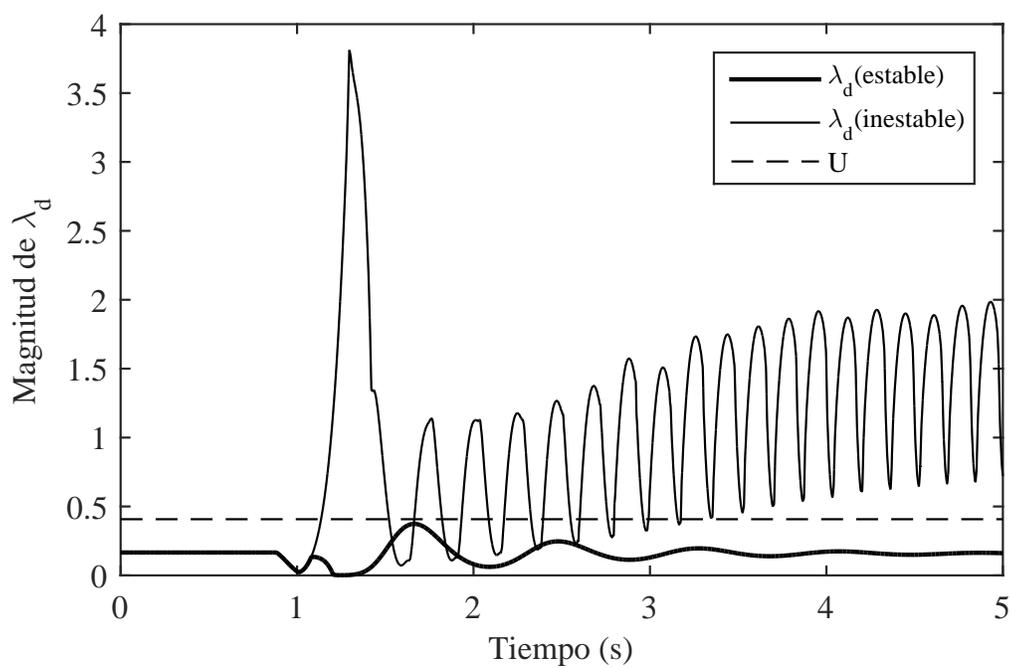


Figura 13. Escenario 1 (SMIB): (a) Comportamiento de λ_d ; (b) Identificación del tiempo de inicio de la falla (t_i) y el tiempo (t_f) cuando $\lambda_d = U$.

La Figura 14 presenta la relación ángulo-velocidad del sistema en condición estable e inestable: cuando el sistema es estable el punto de operación de prefalla es prácticamente el mismo que el de posfalla. Por otro lado, cuando el sistema es inestable el punto de operación de posfalla se aleja del punto de operación de prefalla.

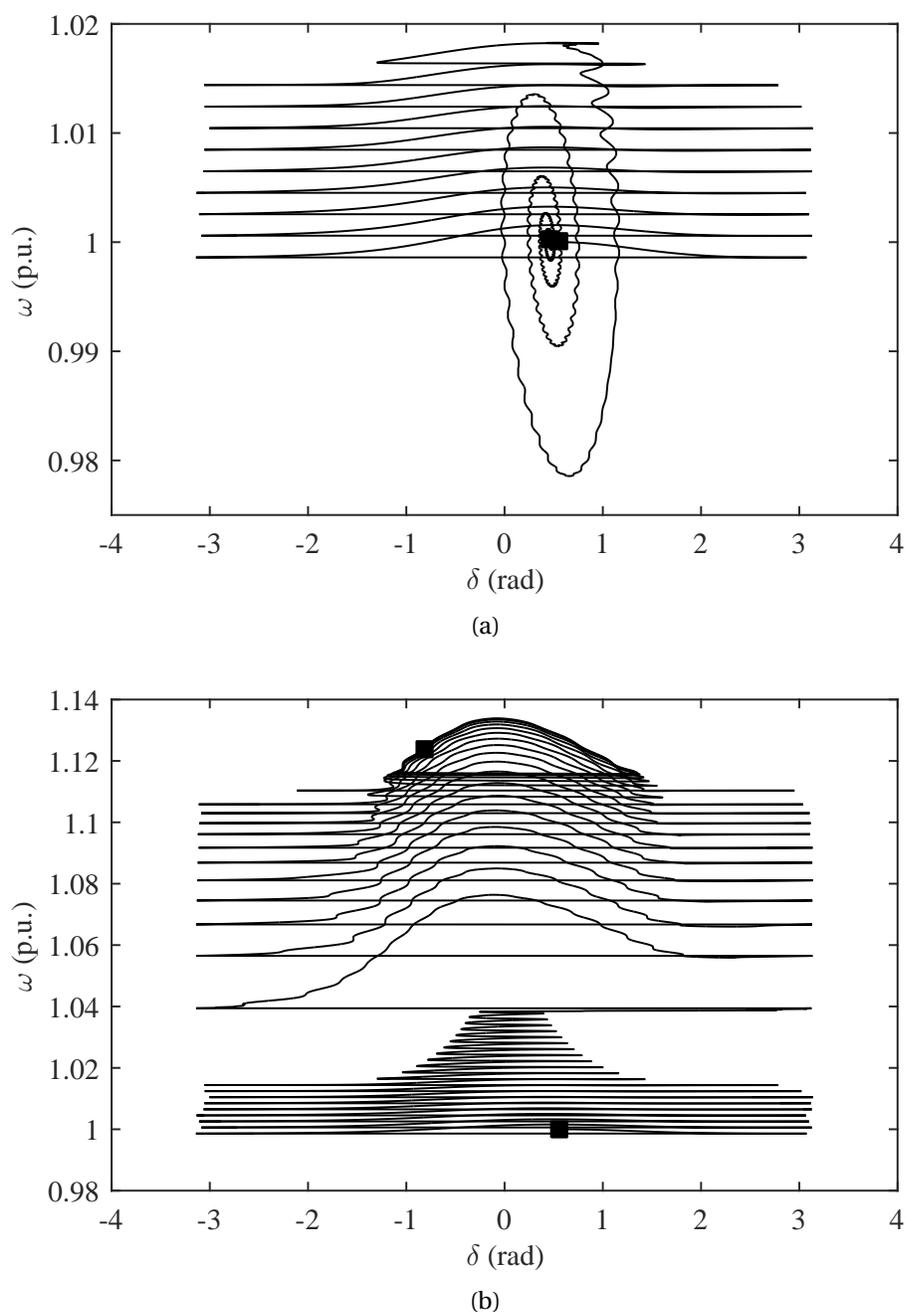


Figura 14. Relación ángulo-velocidad del sistema SMIB (Escenario 1): (a) Estable; (b) Inestable.

Escenario 2: El sistema de control incluye un regulador automático de voltaje (AVR). El comportamiento de λ_d y la identificación del tiempo de inicio de falla y el tiempo t_f son presentados en la Figura 15.

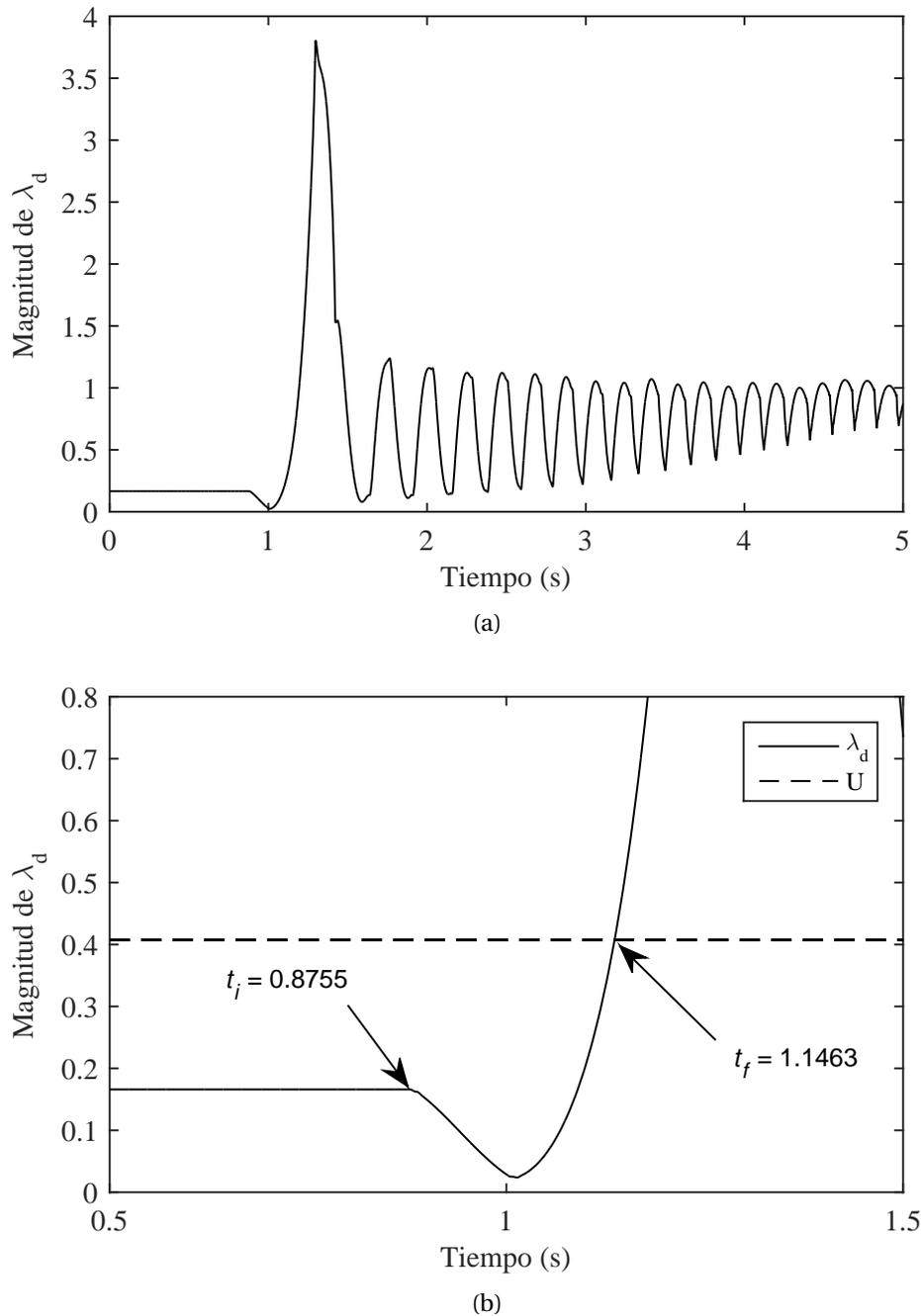


Figura 15. Escenario 2 (SMIB): (a) Comportamiento de λ_d ; (b) Identificación del tiempo de inicio de la falla (t_i) y el tiempo (t_f) cuando $\lambda_d = U$.

En la Figura 13 y Figura 15 se puede observar que la magnitud de λ_d en estado de prefalla es prácticamente constante, una vez que inicia la falla, la magnitud de λ_d empieza a cambiar. Para el escenario 1, cuando el sistema es inestable la magnitud de λ_d alcanza un valor máximo y luego oscila en forma exponencialmente creciente. Mientras que en el escenario 2, la respuesta de λ_d presenta oscilaciones amortiguadas una vez que alcanza su valor máximo. Dicho lo anterior, se demuestra que el comportamiento de la magnitud de λ_d representa la dinámica de los ángulos de las máquinas del SEP, y en este se reflejan los cambios en los parámetros y en la topología del sistema. Por otro lado, para este sistema de prueba se demuestra que el algoritmo identifica correctamente si el sistema es estable o inestable, cuando este es sujeto a un disturbio.

Los resultados obtenidos del cálculo del CCT de falla son concentrados en la Tabla 2, en la cual se observa que los tiempos obtenidos con el algoritmo propuesto son menores a los tiempos obtenidos mediante TDS. El promedio del porcentaje de error para este sistema es de 7.436 %. Con los resultados obtenidos se puede concluir que el algoritmo funciona correctamente en este sistema de prueba al calcular el tiempo crítico de liberación de falla para los escenarios presentados.

TABLA 2

Resultados de cálculo del CCT de falla para el sistema SMIB

Escenario	CCT (s)		Error (%)
	TDS	Algoritmo	
1	0.282	0.2605	7.626
2	0.292	0.2708	7.246

4.3 Sistema de Prueba 2

El sistema prueba utilizado está formado por 6 generadores, 27 buses, 11 transformadores, 31 líneas de transmisión y 15 cargas. La frecuencia nominal del sistema es de 50 Hz y el nivel de voltaje es de 54 kV. El generador G1 representa la interconexión con el resto del sistema de transmisión con un nivel de voltaje de 400 kV, este generador es el elemento *slack* y es modelado como una fuente de voltaje constante de 400 kV. Las líneas de transmisión son representadas con el modelo Π . Los parámetros y el diagrama del sistema se describen en el Apéndice A.

Para este sistema el umbral calculado con (63) es $U = 0.9739$. El comportamiento de λ_d en el tiempo para el sistema en estado de prefalla se muestra en la Figura 16, aquí se observa que la magnitud de λ_d se mantiene prácticamente constante en un valor de 0.9483 y sin superar el umbral U . Los factores de participación de los generadores sobre λ_d en estado de prefalla se muestran en la Tabla 3.

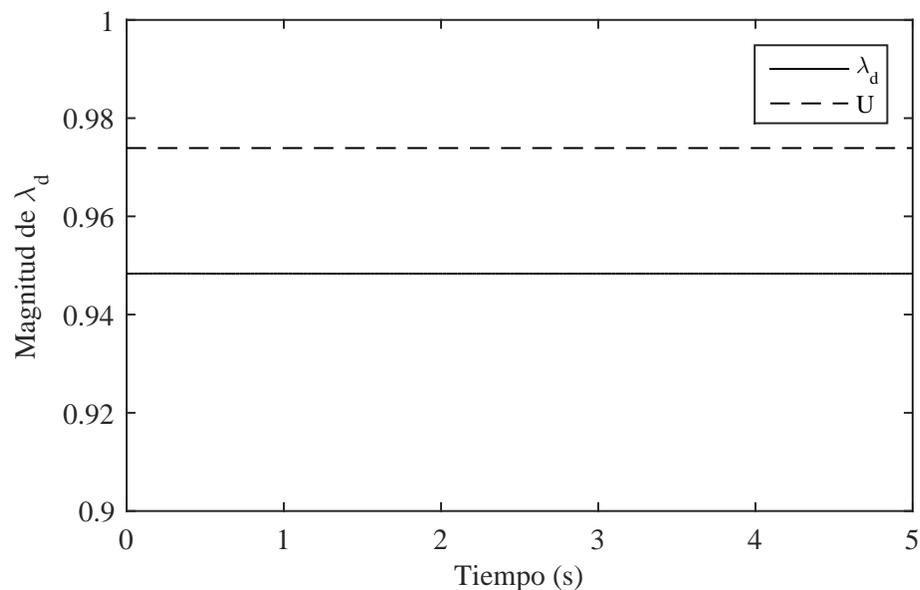


Figura 16. Comportamiento de λ_d en estado de prefalla (6 generadores).

TABLA 3

Factores de participación para el sistema prefalla (6 generadores)

Generador	Factor de Participación
G2	0.2126
G3	0.2182
G4	0.2194
G5	0.1892
G6	0.1603

Con el fin de analizar el sistema, se definieron ocho escenarios, definidos al identificar las líneas de transmisión críticas. Para cada escenario se aplica una falla trifásica en uno de los buses que conecta la línea de transmisión, después de un tiempo el relevador de protección operó para liberar la falla y la línea de transmisión fallada quedó fuera de servicio.

Los escenarios contemplados para probar el algoritmo en este sistema de prueba se presentan a continuación:

En el escenario 1, la falla se aplicó en el bus B9 y la línea de transmisión L2 quedó fuera de servicio. El comportamiento de la magnitud de λ_d ante este escenario se presenta en la Figura 17(a). En la Figura 17(b) se muestran los tiempos en los cuales inicia la falla y cuando λ_d cruza el umbral, estos son $t_i = 0.8779$ s y $t_f = 1.2147$ s, respectivamente.

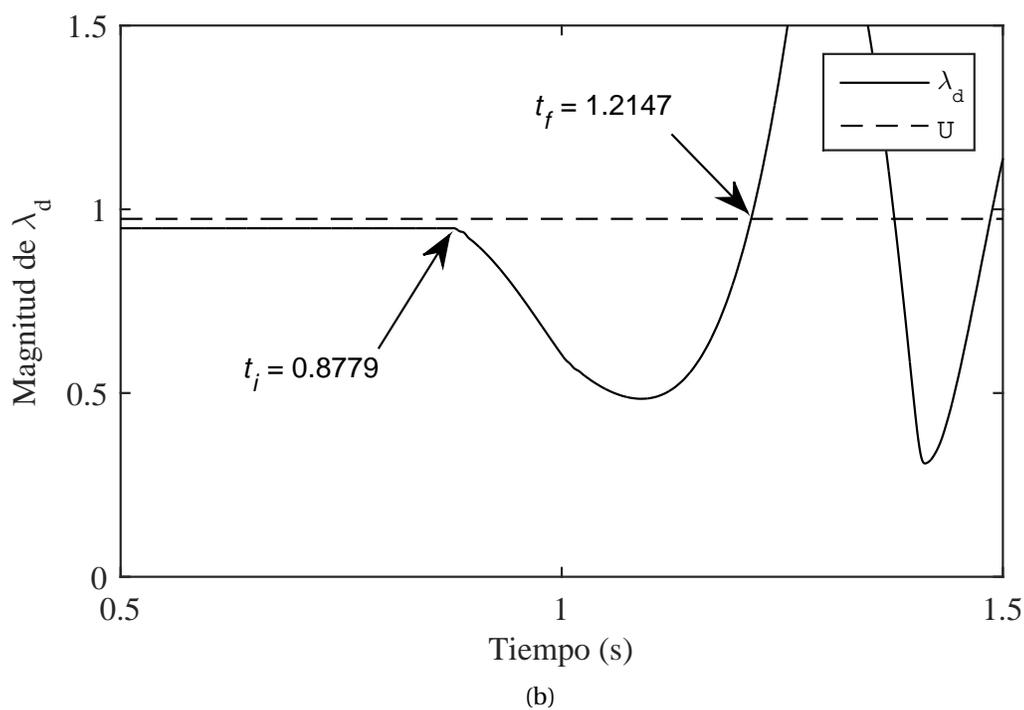
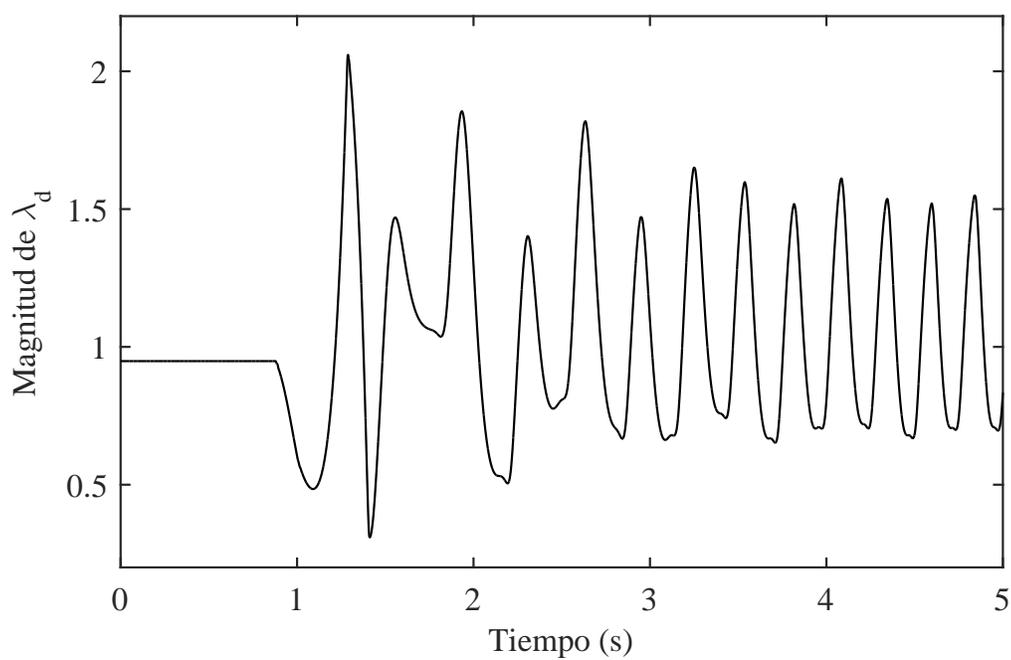


Figura 17. Escenario 1 (6 generadores): (a) Comportamiento de λ_d ; (b) Identificación del tiempo de inicio de la falla (t_i) y el tiempo (t_f) cuando $\lambda_d = U$.

Para el escenario 2, la Figura 18 presenta el comportamiento de λ_d para una falla en el bus B10 y la apertura de la línea de transmisión L3. El tiempo en el que se detecta la falla es $t_i = 0.8911$ s y el tiempo cuando λ_d cruza el umbral es de $t_f = 1.4456$ s.

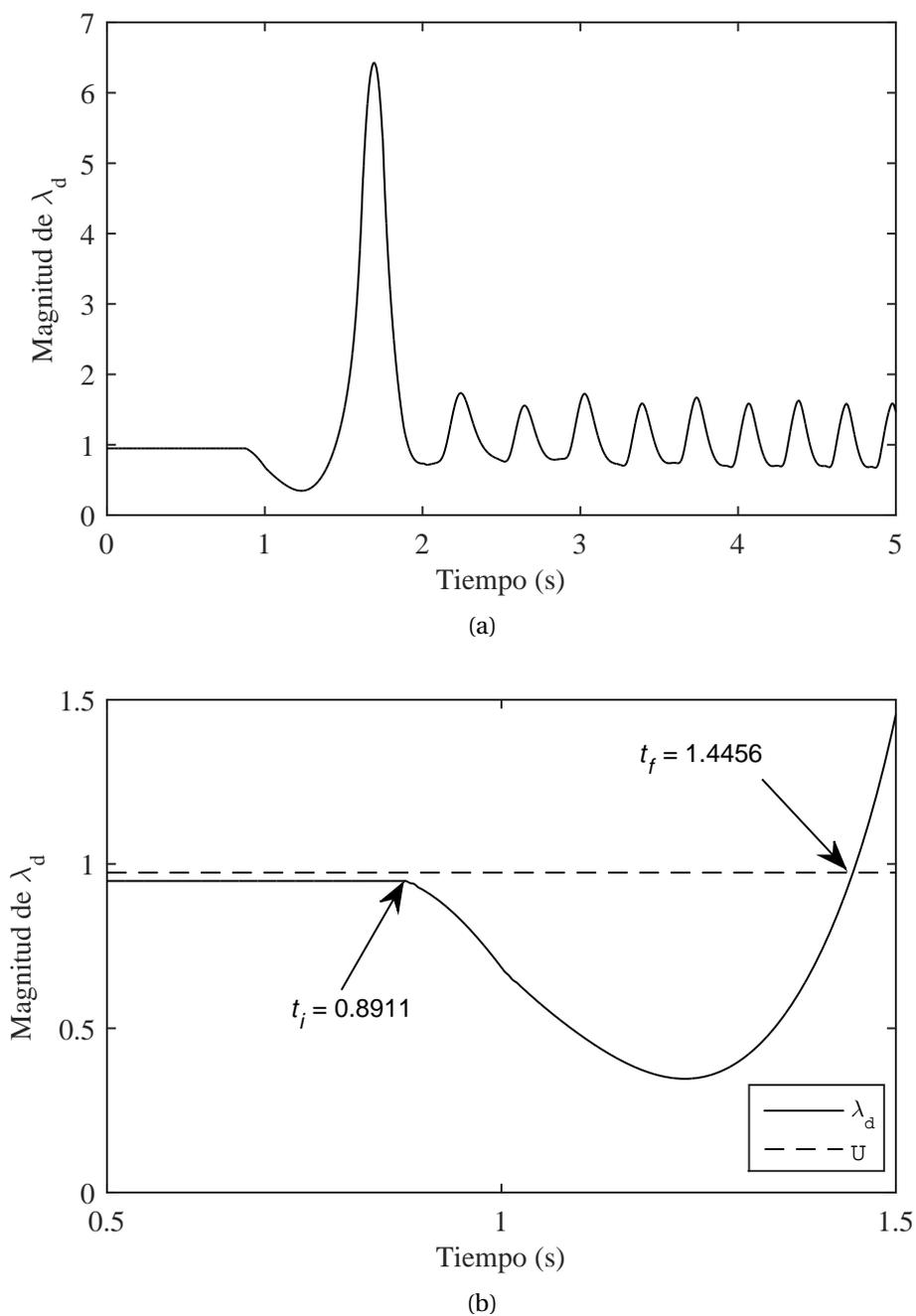


Figura 18. Escenario 2 (6 generadores): (a) Comportamiento de λ_d ; (b) Identificación del tiempo de inicio de la falla (t_i) y el tiempo (t_f) cuando $\lambda_d = U$.

En el escenario 3, el bus con falla es B20 y salió de servicio la línea de transmisión L15. El comportamiento de λ_d es mostrado en la Figura 19(a). Los tiempos de inicio de falla y cuando $\lambda_d = U$ son $t_i = 0.8804$ s y $t_f = 1.2251$ s, respectivamente (ver Figura 19(b)).

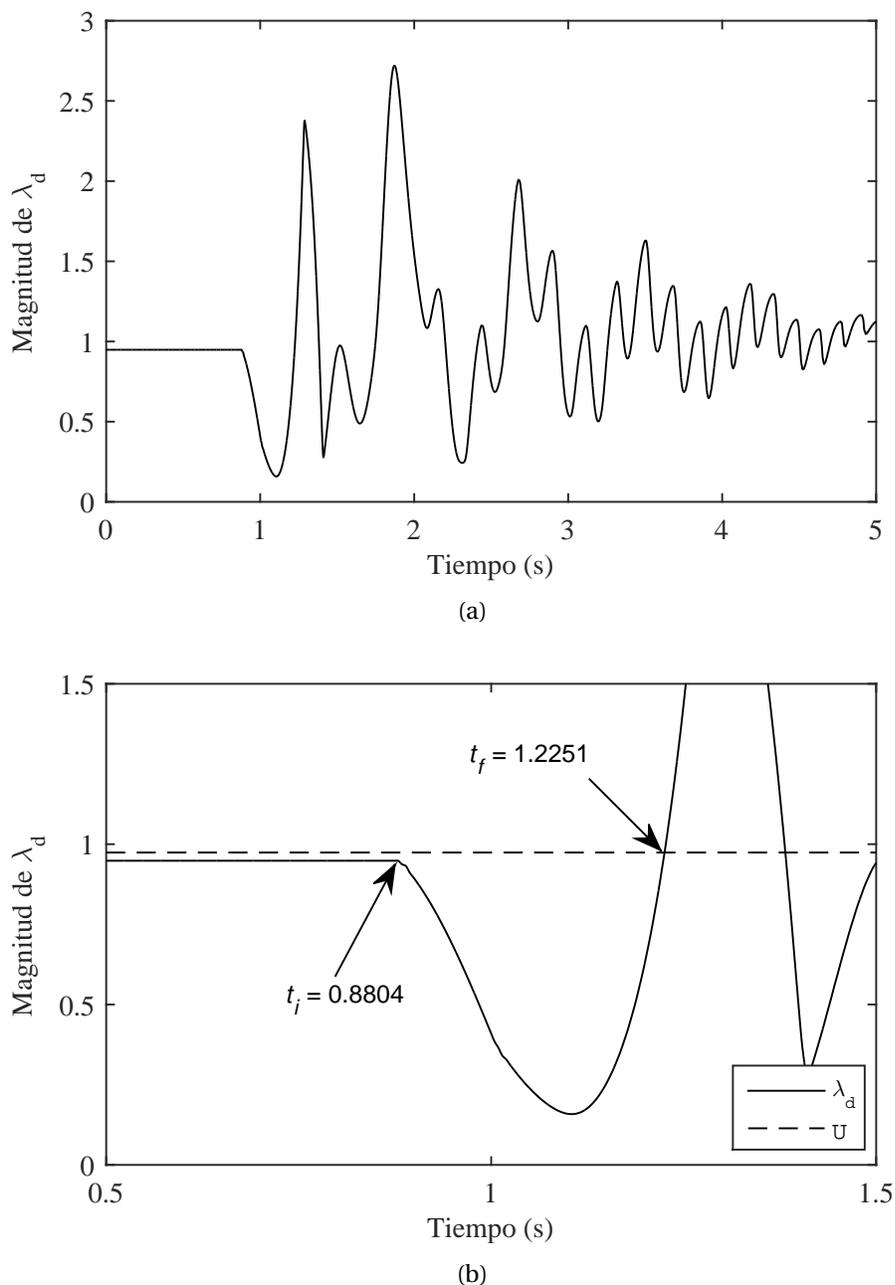
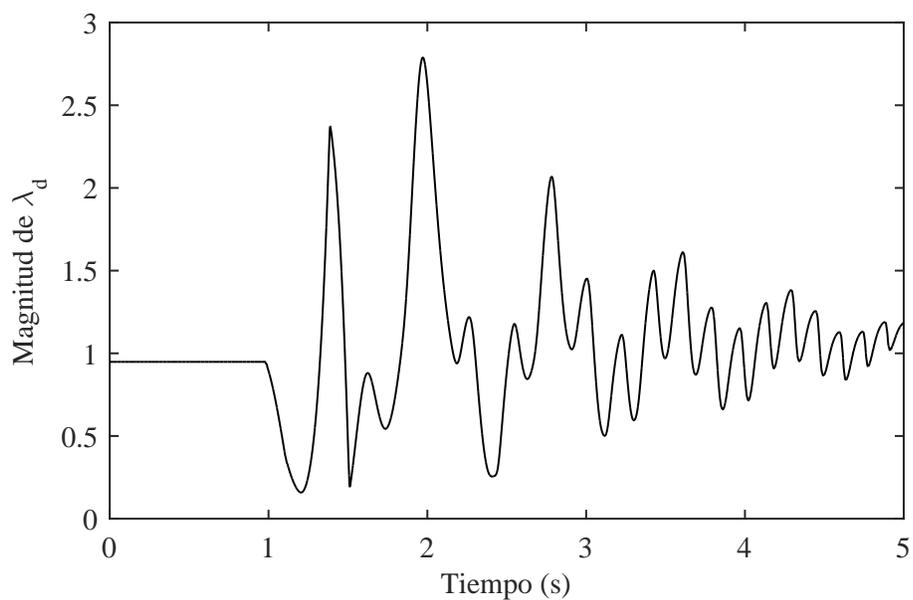
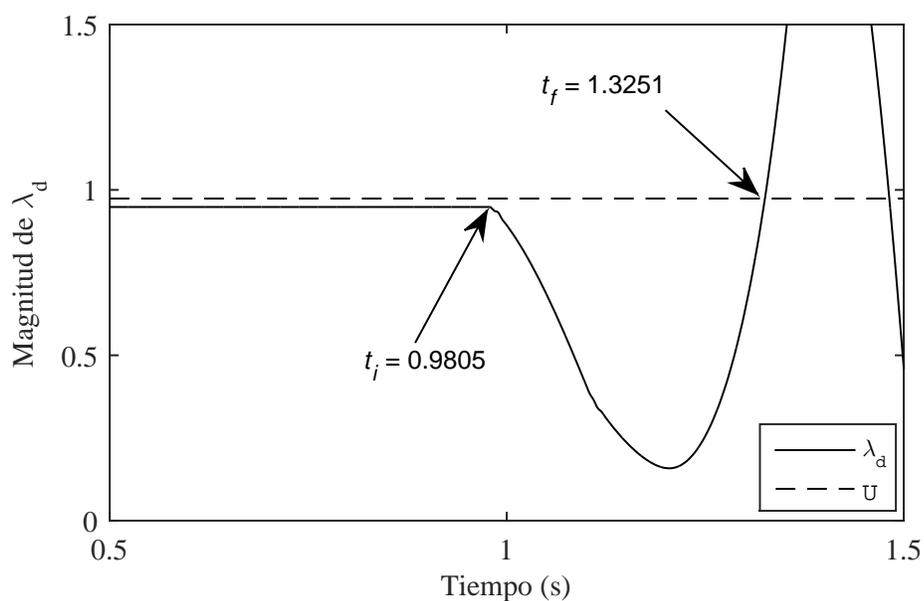


Figura 19. Escenario 3 (6 generadores): (a) Comportamiento de λ_d ; (b) Identificación del tiempo de inicio de la falla (t_i) y el tiempo (t_f) cuando $\lambda_d = U$.

El escenario 4 muestra el comportamiento de λ_d (ver Figura 20(a)) para una falla en el bus B20 y apertura de la línea de transmisión L17. Los tiempos para el cálculo del CCT de falla (ver Figura 20(b)) son $t_i = 0.9805$ s y $t_f = 1.3251$ s.



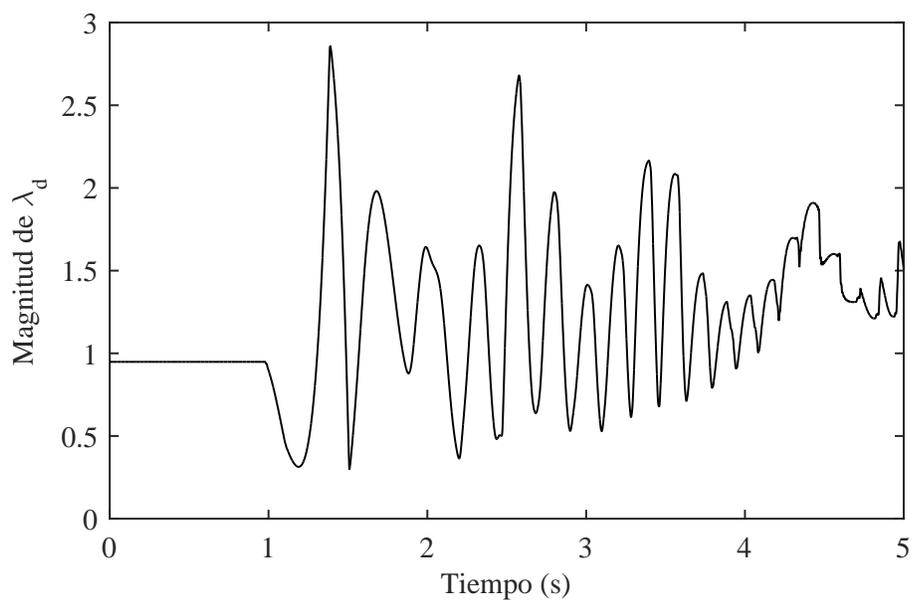
(a)



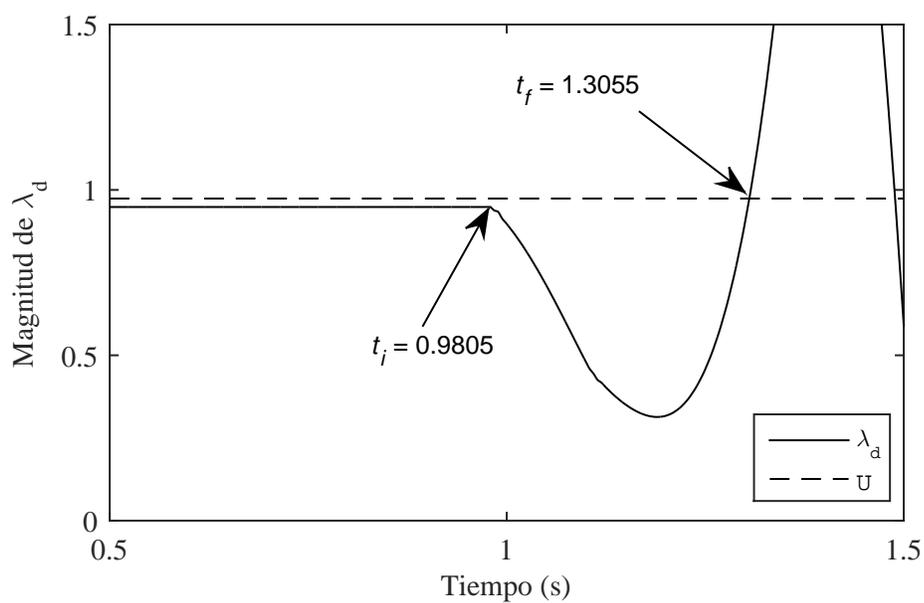
(b)

Figura 20. Escenario 4 (6 generadores): (a) Comportamiento de λ_d ; (b) Identificación del tiempo de inicio de la falla (t_i) y el tiempo (t_f) cuando $\lambda_d = U$.

En el escenario 6, el bus con falla es B21 y la línea de transmisión fuera de servicio es L21. El comportamiento de λ_d es mostrado en la Figura 22(a), los tiempos para el cálculo del CCT de falla son $t_i = 0.9805$ s y $t_f = 1.3055$ s (ver Figura 22(b)).



(a)



(b)

Figura 22. Escenario 6 (6 generadores): (a) Comportamiento de λ_d ; (b) Identificación del tiempo de inicio de la falla (t_i) y el tiempo (t_f) cuando $\lambda_d = U$.

En el escenario 7 se presenta una falla en el bus B22 y la apertura de la línea de transmisión L26. La Figura 23(a) muestra el comportamiento de λ_d , mientras que la Figura 23(b) muestra los tiempos para el cálculo del CCT de falla: $t_i = 0.8809$ s y $t_f = 1.2148$ s.

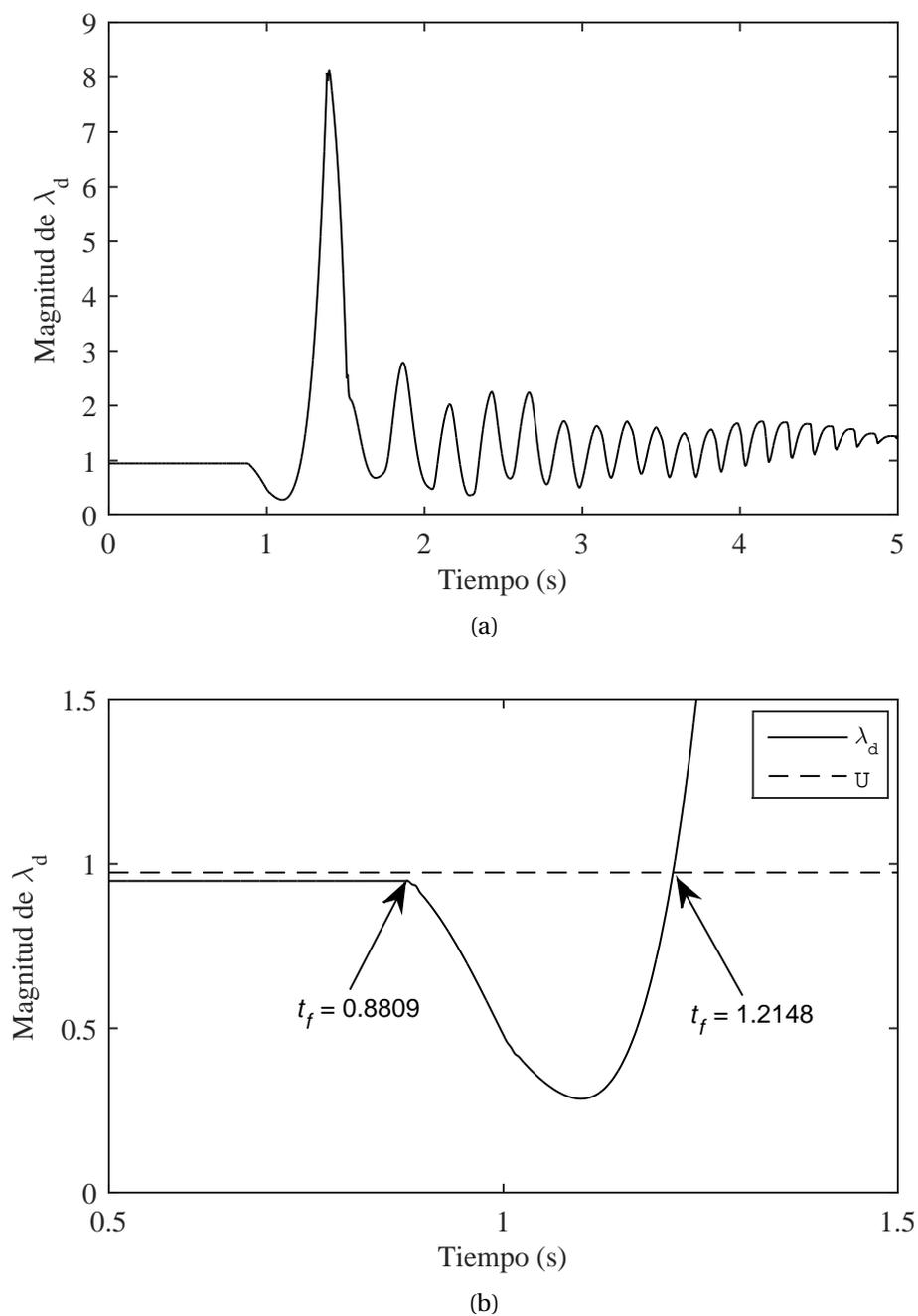
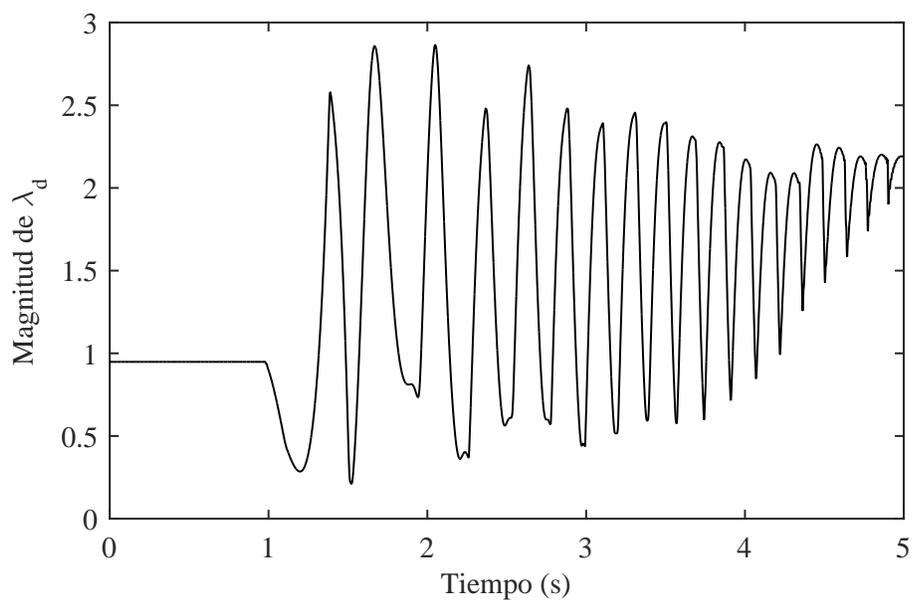
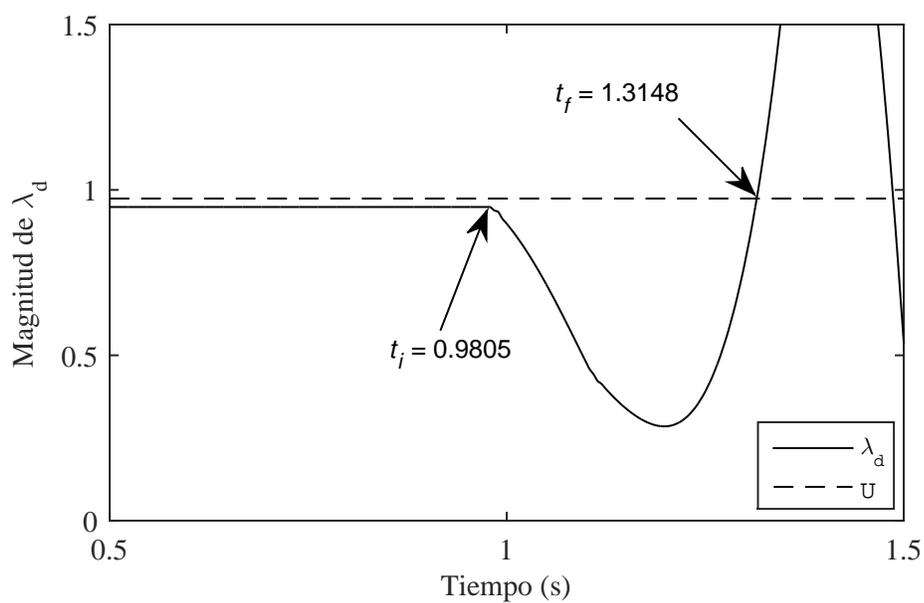


Figura 23. Escenario 7 (6 generadores): (a) Comportamiento de λ_d ; (b) Identificación del tiempo de inicio de la falla (t_i) y el tiempo (t_f) cuando $\lambda_d = U$.

En el escenario 8, el bus fallado es B22 y la línea de transmisión fuera de servicio es L15. El comportamiento de λ_d en este escenario se muestra en la Figura 24(a), los tiempos de inicio de falla y cuando $\lambda_d = U$ son $t_i = 0.9805$ s y $t_f = 1.3148$ s, respectivamente.



(a)



(b)

Figura 24. Escenario 8 (6 generadores): (a) Comportamiento de λ_d ; (b) Identificación del tiempo de inicio de la falla (t_i) y el tiempo (t_f) cuando $\lambda_d = U$.

En la Tabla 4 se presenta un resumen de los resultados obtenidos del cálculo del CCT de falla y se compara con los obtenidos mediante TDS. También se presenta el porcentaje de error obtenido con (66). Se observa que para los escenarios 3 y 4 el CCT de falla calculado es prácticamente el mismo; esto quiere decir que las impedancias de las líneas de transmisión involucradas tienen parámetros muy similares y, por lo tanto, presentan prácticamente la misma respuesta ante la falla. En los escenarios 5 y 6 se presenta la misma respuesta en cuanto al comportamiento de λ_d , así como al CCT de falla calculado. Mientras que para los escenarios 7 y 8 —aunque la falla ocurre en el mismo bus— el CCT de falla calculado es diferente (para este escenario, la línea de transmisión más crítica es la línea L26).

Para este sistema de prueba los resultados obtenidos para el CCT de falla, mediante el algoritmo propuesto, son muy cercanos a los obtenidos mediante TDS y el porcentaje de error promedio es de 3.1854 %. El porcentaje de error obtenido es menor al 5 %, por lo tanto, se puede considerar que el algoritmo funciona correctamente y es confiable.

TABLA 4

Cálculo del CCT de falla del SEP (6 generadores)

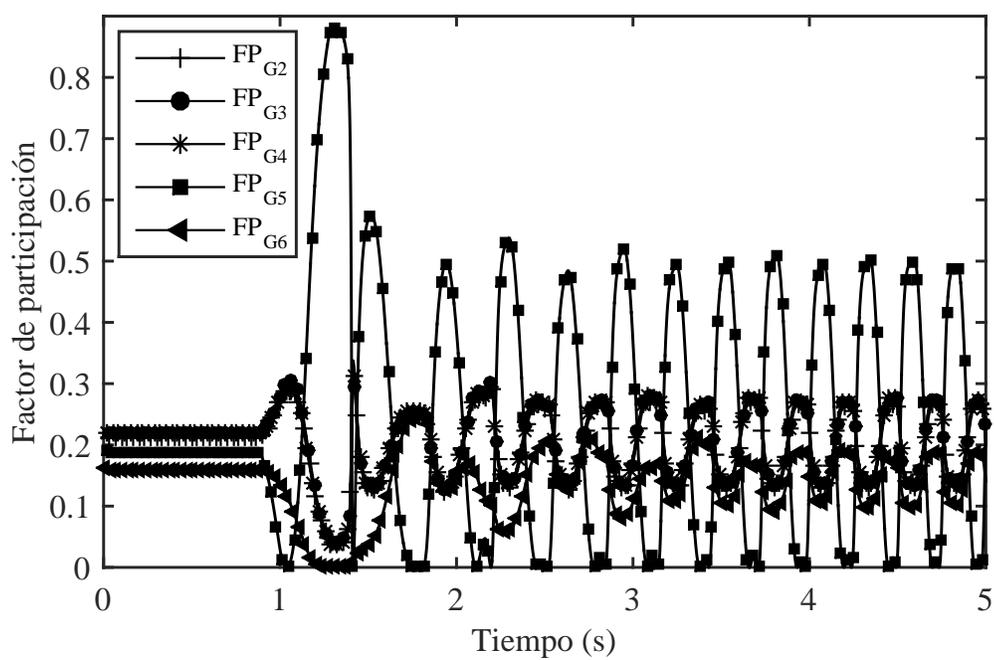
Escenario	Bus	Línea	CCT (s)		Error(%)
			TDS	Algoritmo	
1	B9	L2	0.338	0.325040	3.834
2	B10	L3	0.55	0.554455	0.810
3	B20	L15	0.329	0.344766	4.792
4	B20	L17	0.329	0.344667	4.762
5	B21	L26	0.325	0.324621	0.117
6	B21	L21	0.325	0.324621	0.117
7	B22	L26	0.359	0.333988	6.967
8	B22	L15	0.349	0.334377	4.190

Como ya se había mencionado, es de interés identificar los generadores que presentan mayor sensibilidad ante un disturbio, asimismo es importante conocer cómo se agrupan y oscilan ante una condición de falla, ya que con esta información se pueden implementar estrategias de control para mantener la estabilidad del SEP.

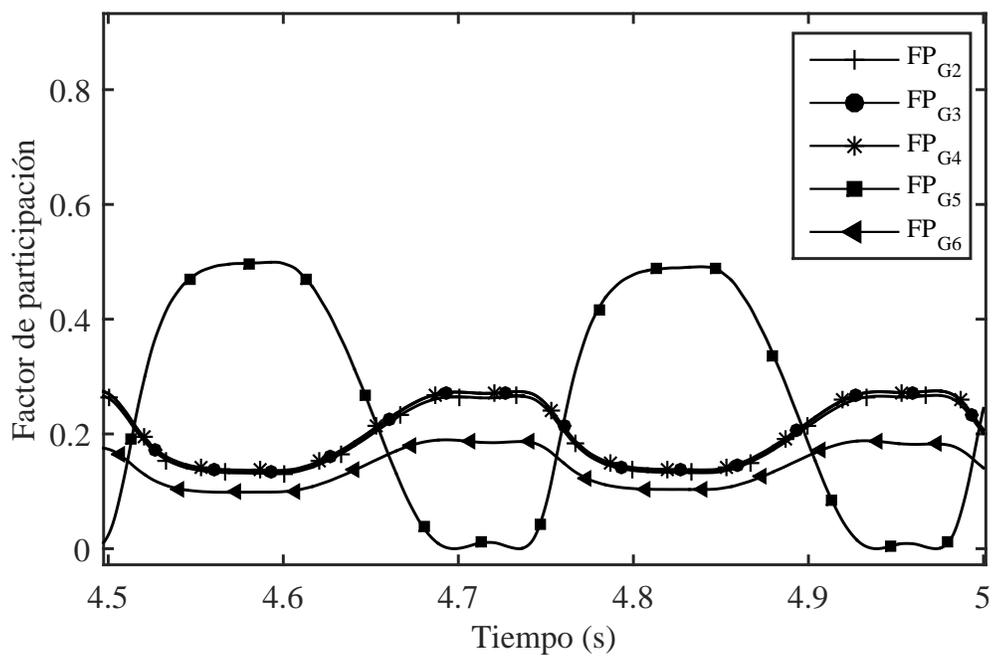
A continuación, se realiza un análisis de sensibilidad mediante los factores de participación, el generador con mayor sensibilidad será el generador crítico. También se identificarán el grupo coherente inestable (grupo coherente crítico) y los grupos coherentes estables (grupo coherente restante). Este análisis brindará información relevante acerca la participación que tienen los generadores ante ciertos escenarios de falla, también se puede identificar cual es el generador con mayor sensibilidad ante dicha falla.

Los factores de participación de los generadores sobre λ_d para los ocho escenarios de falla, definidos previamente para este sistema de prueba, se presentan a continuación:

Para los escenarios 1 y 2 se identifica claramente que el generador con mayor sensibilidad a la falla es el generador G5. En ambos escenarios se forman 2 grupos coherentes: en el grupo coherente estable están los generadores G2, G3, G4 y G6; en el grupo inestable sólo se encuentra el generador G5. Todo esto se puede observar en la Figura 25 y en la Figura 26.

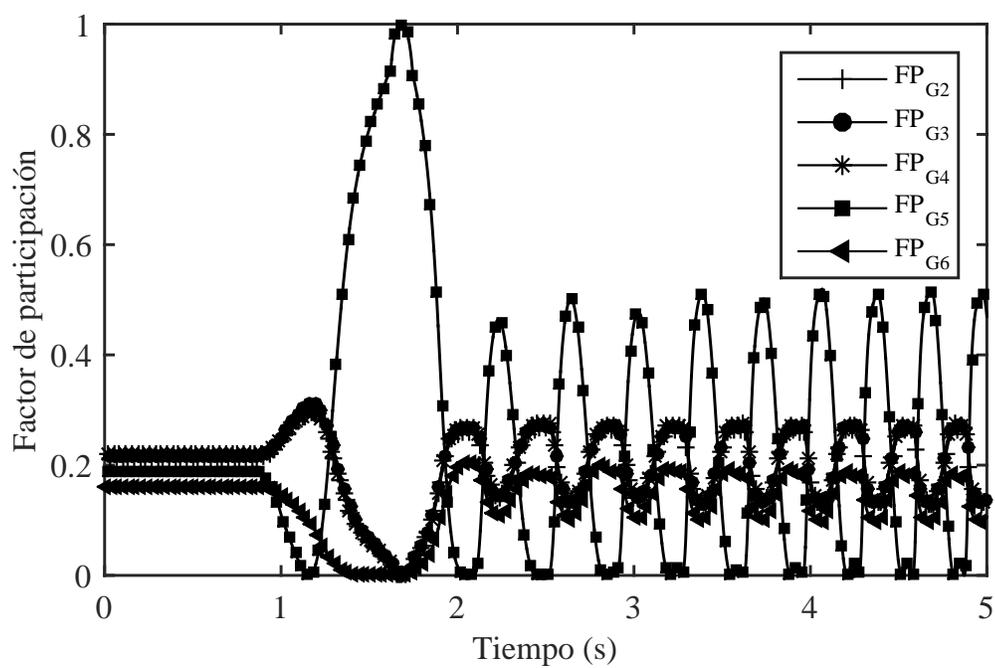


(a)

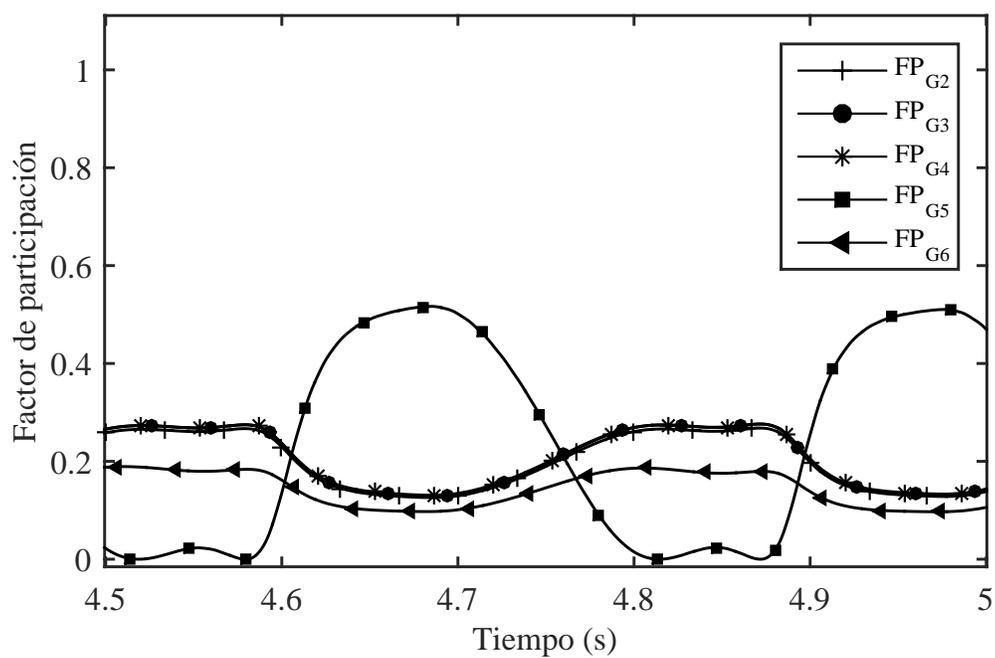


(b)

Figura 25. Escenario 1 (6 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.5 s a 5 s.



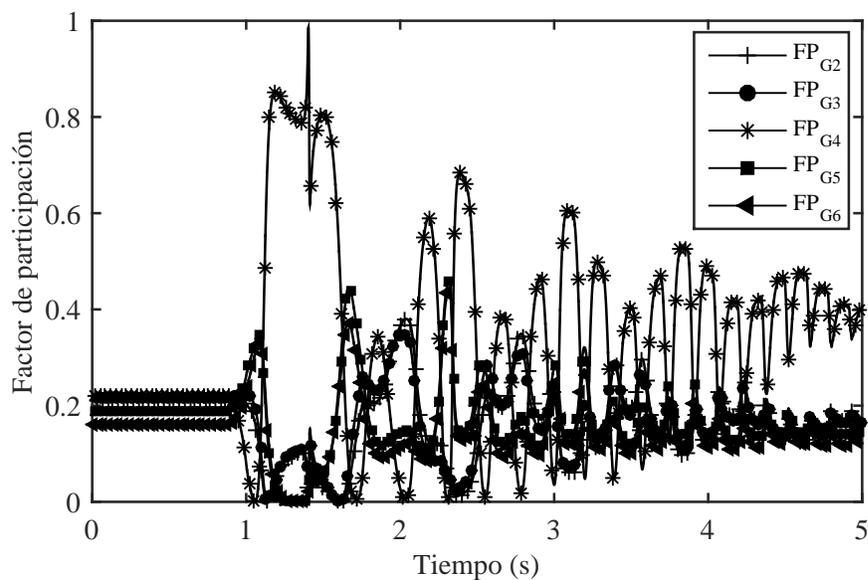
(a)



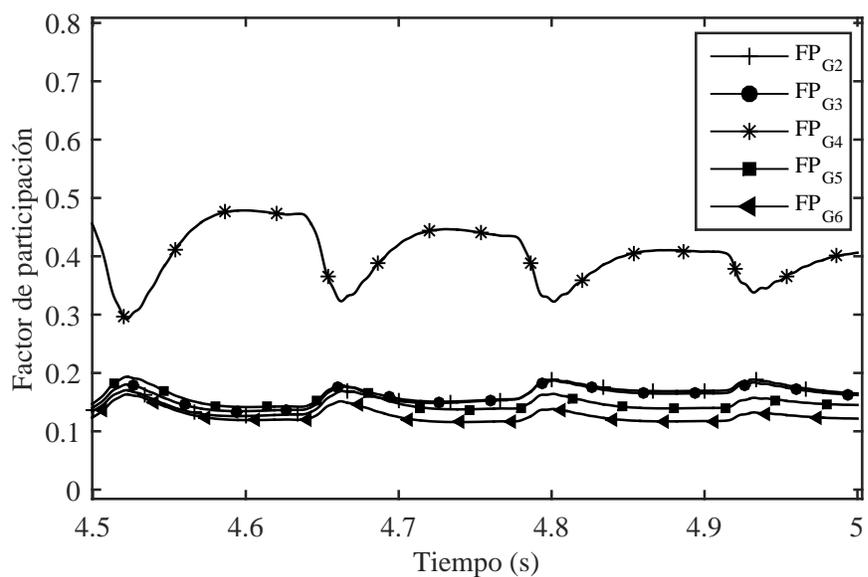
(b)

Figura 26. Escenario 2 (6 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.5 s a 5 s.

En la Figura 27 y Figura 28 se presentan los escenarios 3 y 4, respectivamente. Para ambos escenarios el generador con mayor sensibilidad es el generador G4 y se forman dos grupos coherentes: en el grupo coherente estable están los generadores G2, G3, G5 y G6; mientras que en el grupo coherente inestable está solamente el generador G4.

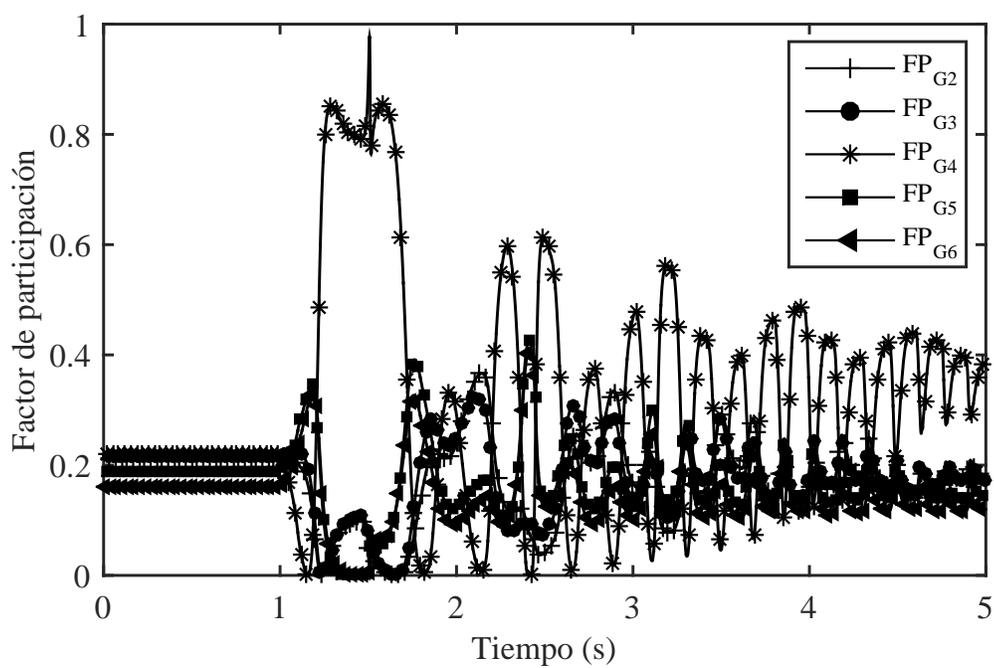


(a)

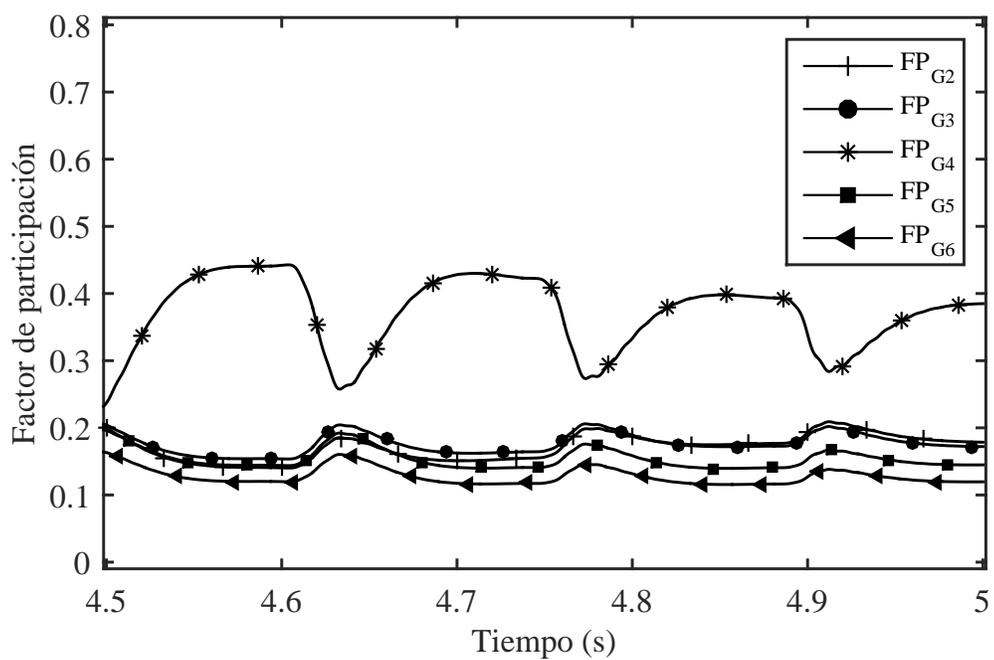


(b)

Figura 27. Escenario 3 (6 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.5 s a 5 s.



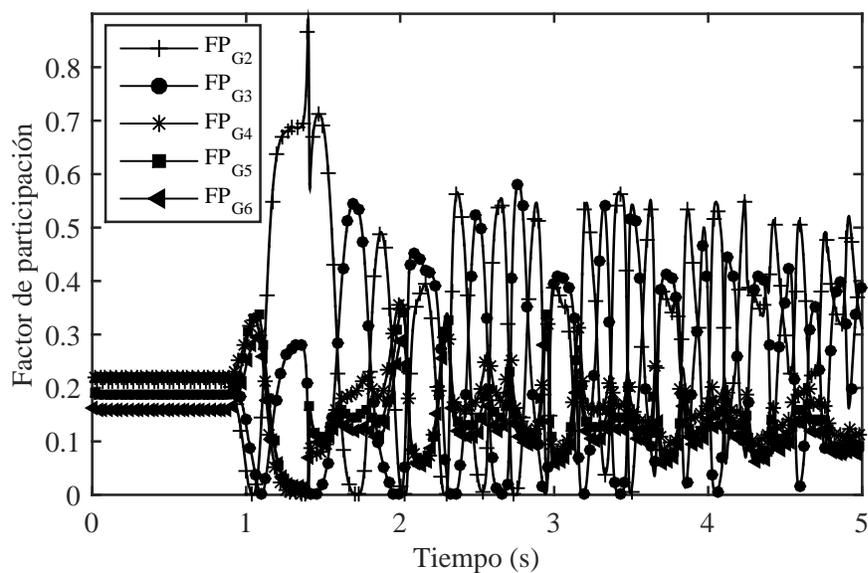
(a)



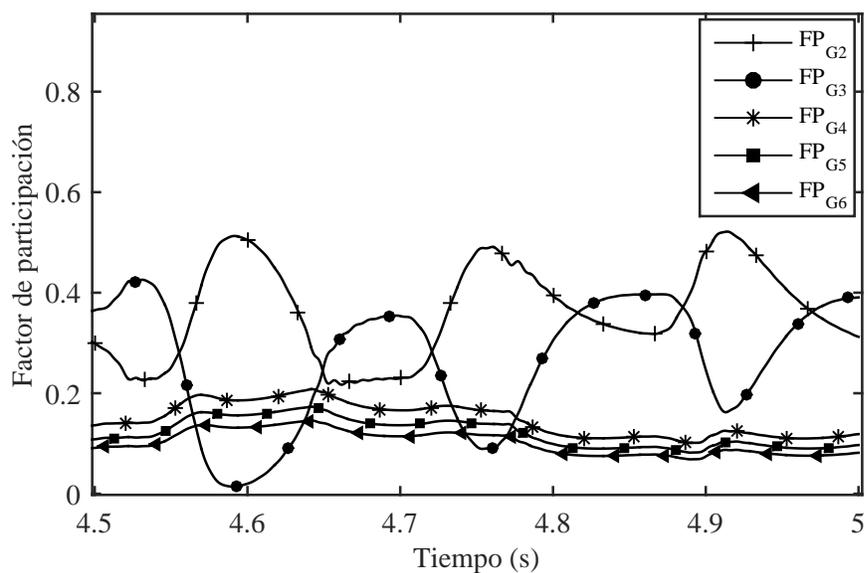
(b)

Figura 28. Escenario 4 (6 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.5 s a 5 s.

La Figura 29 presenta el escenario 5, en el cual el generador con mayor sensibilidad es el generador G2 y el grupo coherente estable está formado por los generadores G4, G5 y G6, mientras que el generador G2 forma un grupo coherente inestable y el generador G3 forma otro grupo coherente inestable.



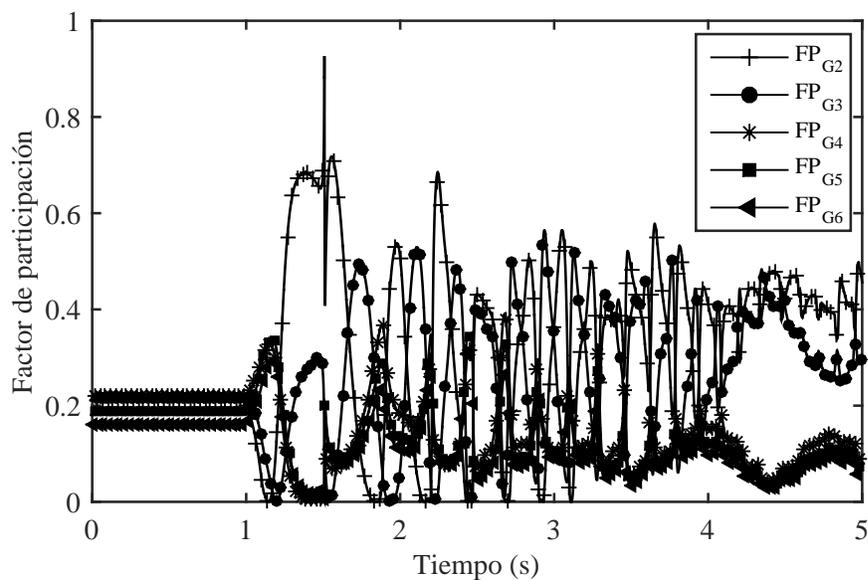
(a)



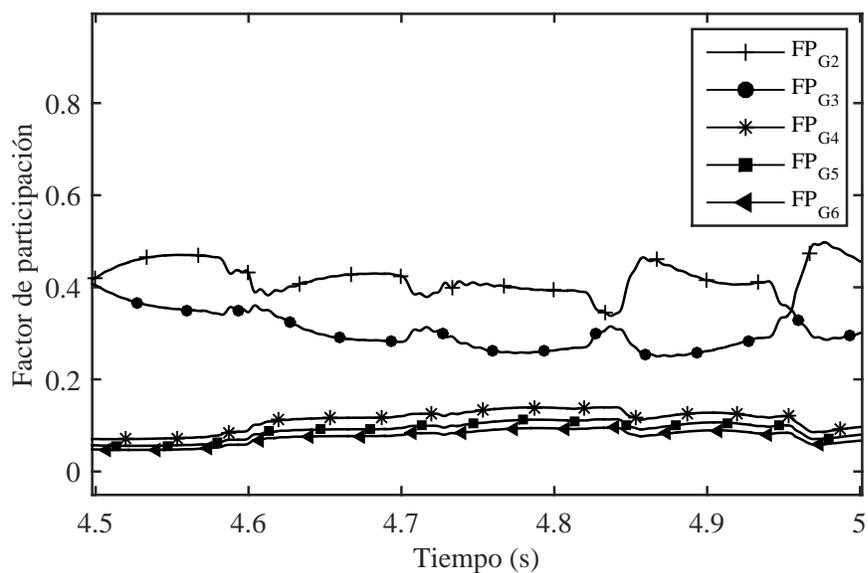
(b)

Figura 29. Escenario 5 (6 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.5 s a 5 s.

El escenario 6 es mostrado en la Figura 30. Para este escenario, el generador con mayor sensibilidad es el generador G2 y el grupo coherente estable está formado por los generadores G4, G5 y G6. El grupo coherente inestable está formado por los generadores G2 y G3.



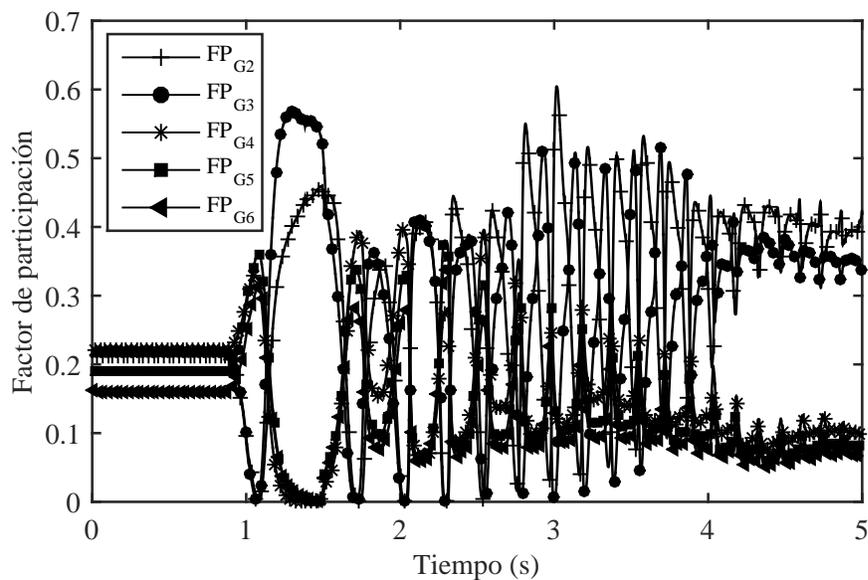
(a)



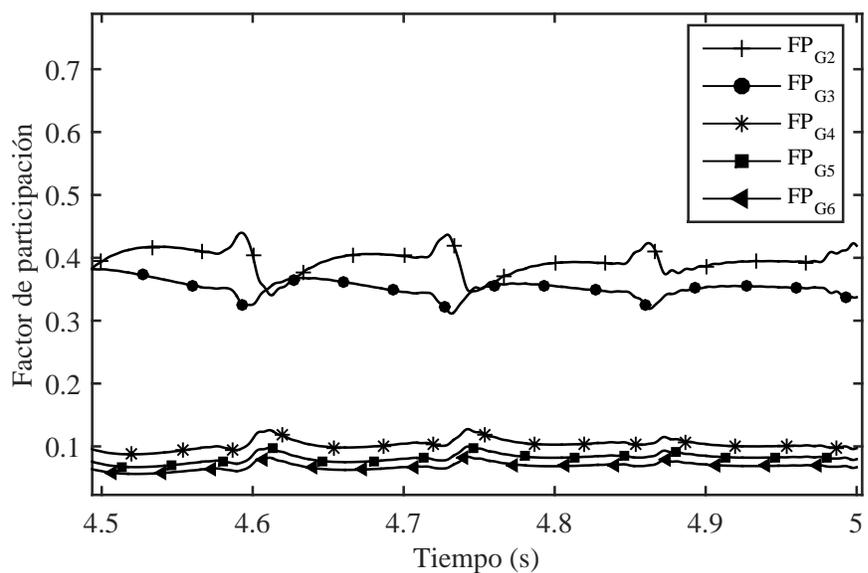
(b)

Figura 30. Escenario 6 (6 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.5 s a 5 s.

Finalmente, para los escenarios 7 y 8, mostrados en la Figura 31 y en la Figura 32, el grupo coherente estable está formado por los generadores G4, G5 y G6, mientras que el grupo coherente inestable lo forma el generador G2 y G3. El generador con mayor sensibilidad en ambos escenarios es el generador G3.

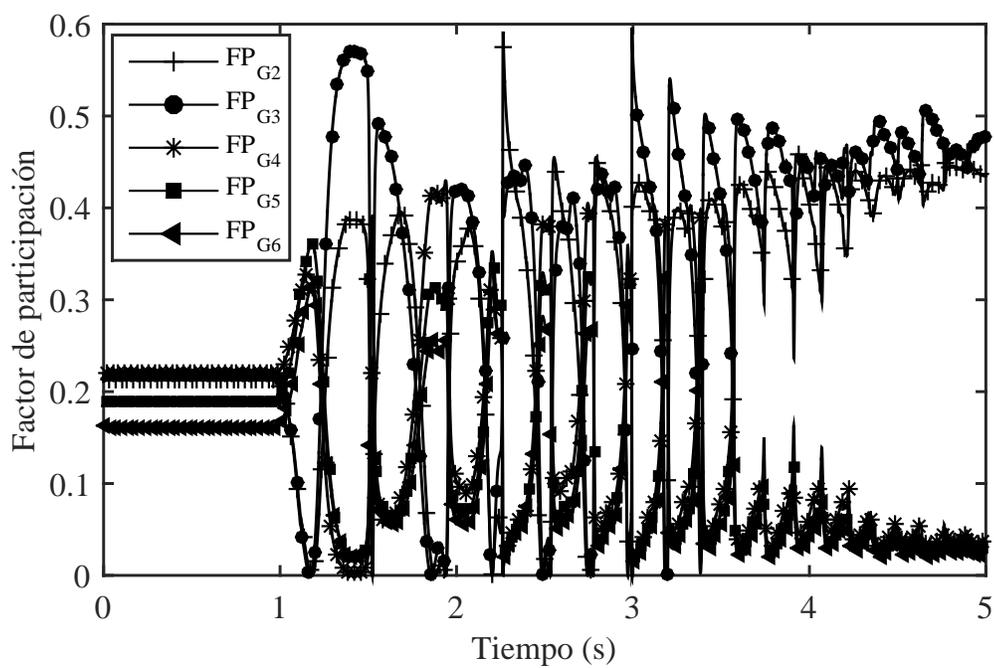


(a)

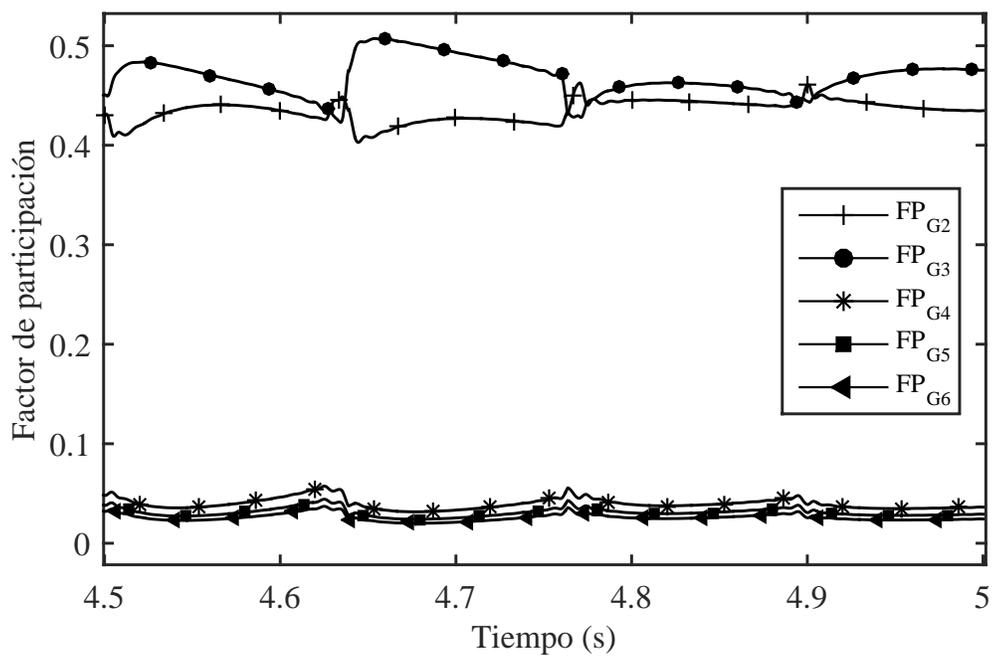


(b)

Figura 31. Escenario 7 (6 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.5 s a 5 s.



(a)



(b)

Figura 32. Escenario 8 (6 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.5 s a 5 s.

En la Tabla 5 se resumen los resultados obtenidos de los factores de participación para los 8 escenarios presentados, la cual contiene los generadores con mayor sensibilidad, así como el grupo coherente inestables y los grupos coherentes estables formados.

Para todos los escenarios presentados, los factores de participación proveen información de los generadores que tienen mayor sensibilidad dependiendo del escenario de falla que se presenta. Para todos los escenarios, los generadores identificados con mayor sensibilidad son las que pierden sincronismo y por lo tanto son las que están en los grupos coherentes inestables. Estos resultados son equivalentes a realizar el análisis de pequeña señal para obtener los modos de oscilación críticos del sistema.

TABLA 5

Identificación del generador con mayor sensibilidad y los grupos coherentes formados para los escenarios de falla establecidos (6 generadores)

Escenario	Generador con mayor sensibilidad $\left(\frac{\partial \lambda_d}{\partial a_{kk}}\right)$	Grupos coherentes	
		Estable	Inestable
1	G5	G2, G3, G4, G6	G5
2	G5	G2, G3, G4, G6	G5
3	G4	G2, G3, G5, G6	G4
4	G4	G2, G3, G5, G6	G4
5	G2	G4, G5, G6	G2 G3
6	G2	G4, G5, G6	G2, G3
7	G3	G4, G5, G6	G2, G3
8	G3	G4, G5, G6	G2, G3

4.4 Sistema de prueba 3

El sistema consiste de 10 generadores, 12 transformadores, 34 líneas de transmisión y 19 cargas. La frecuencia nominal el sistema de transmisión es de 60 Hz y el nivel de voltaje es de 345 kV. El generador G01 representa la interconexión con el resto del sistema de transmisión y el generador G 02 es el elemento *slack*. Las líneas de transmisión son representadas con el modelo Π . Las turbinas de los generadores 2–9 son modeladas como IEEEG1 y la del generador 10 como IEEEG3. Todos los parámetros del sistema son descritos en el Apéndice B.

Para este sistema el umbral calculado con (63) es $U = 0.3089$. Para el estado operativo de prefalla del sistema, la magnitud de λ_d se mantiene en un valor constante de 0.0954 y no supera el valor de U , como puede verse en la Figura 33. Los factores de participación de los generadores sobre λ_d , para esta condición de operación, se muestran en la Tabla 6.

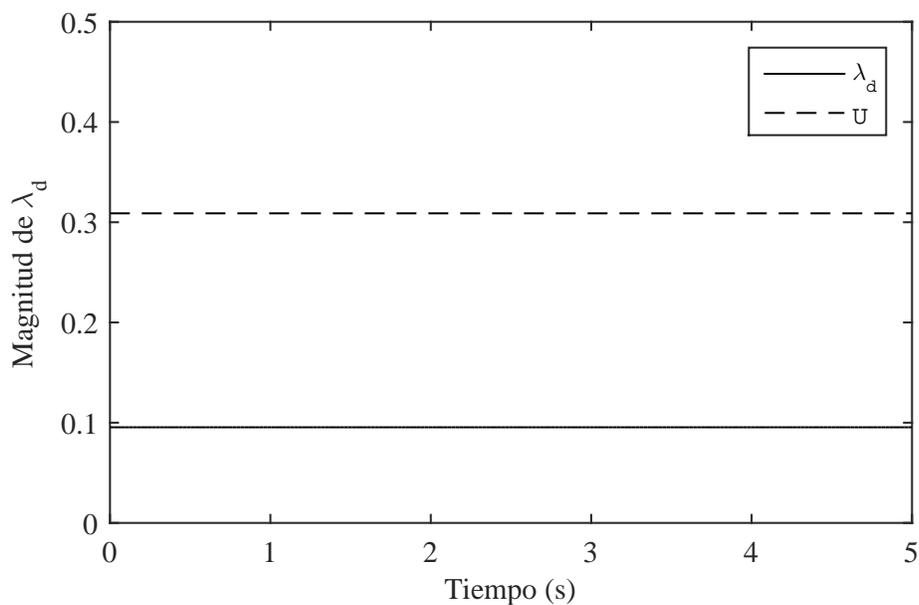


Figura 33. Comportamiento de λ_d en estado de prefalla (10 generadores).

TABLA 6

Factores de participación para el sistema prefalla (10 generadores)

Generador	Factor de Participación
G 01	0.3224
G 02	0.0000
G 03	0.0210
G 04	0.0560
G 05	0.0321
G 06	0.1009
G 07	0.2207
G 08	0.0186
G 09	0.1927
G 10	0.0356

Para analizar el algoritmo se propusieron 39 escenarios de prueba (uno para cada línea de transmisión). Sin embargo, en este documento se presentarán los 6 escenarios más representativos, ya que se evalúan las líneas de transmisión críticas [44–46]. Los resultados obtenidos para el CCT de falla para los 6 escenarios de prueba se presentan en la Tabla 7.

TABLA 7

Cálculo del CCT de falla para los 6 escenarios de las líneas de transición críticas (10 generadores)

Escenario	Bus	Línea	CCT (s)
1	BUS 03	L 02-03	0.0945
2	BUS 15	L 15-16	0.0745
3	BUS 17	L 17-27	0.0611
4	BUS 16	L 16-19	0.0407
5	BUS 21	L 16-21	0.0591
6	BUS 24	L 16-24	0.0558

La Figura 34 muestra el comportamiento de λ_d para el escenario 1, donde se tiene una falla en BUS03 y con la línea de transmisión L02-03 fuera de servicio. La Figura 35 muestra el comportamiento de λ_d para el escenario 2, el cual presenta una falla en BUS15 y sale de servicio la línea de transmisión L15-16.

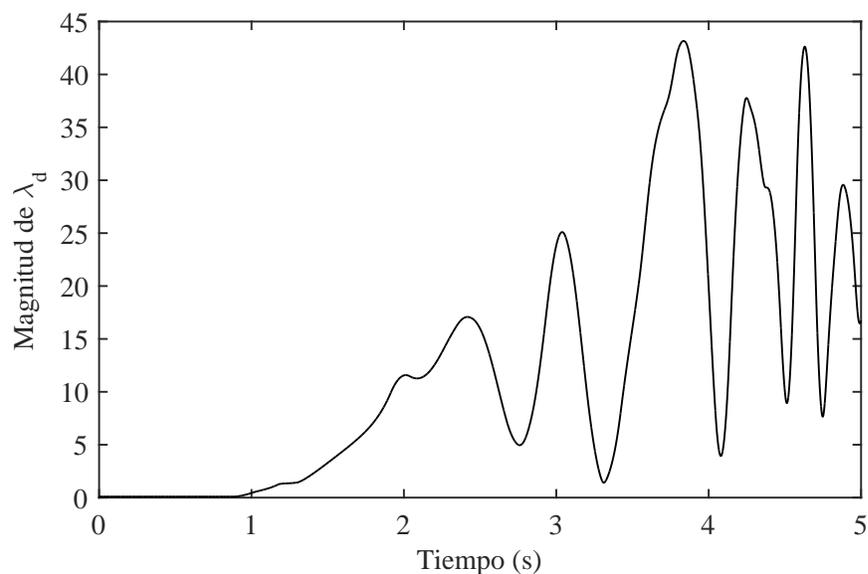


Figura 34. Escenario 1 (10 generadores): Comportamiento de λ_d ante una falla trifásica .

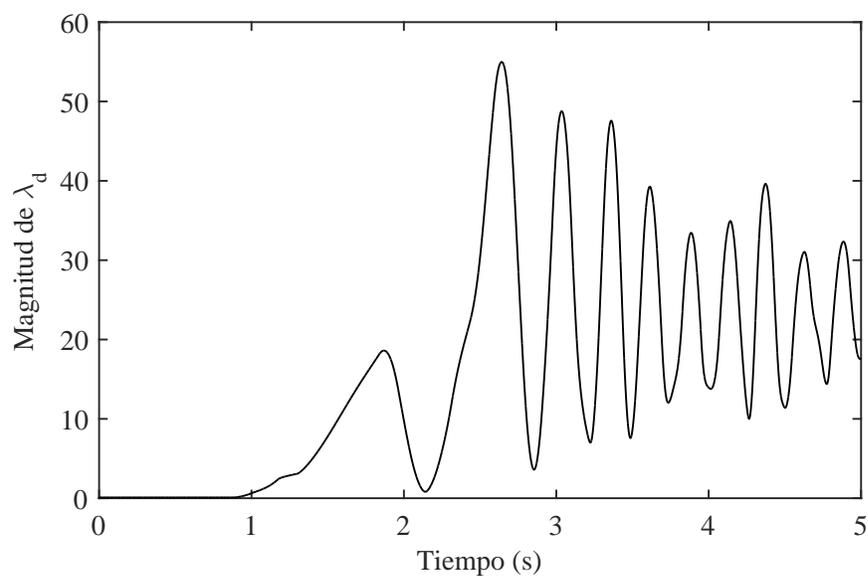


Figura 35. Escenario 2 (10 generadores): Comportamiento de λ_d ante una falla trifásica .

La Figura 36 y la Figura 37 muestran el comportamiento de λ_d para los escenarios 3 y 4, respectivamente. En el escenario 3, una falla ubicada en BUS17 provoca la apertura de la línea de transmisión L17-27 y el escenario 4 presenta una falla en BUS16 y sale de servicio la línea de transmisión L16-19.

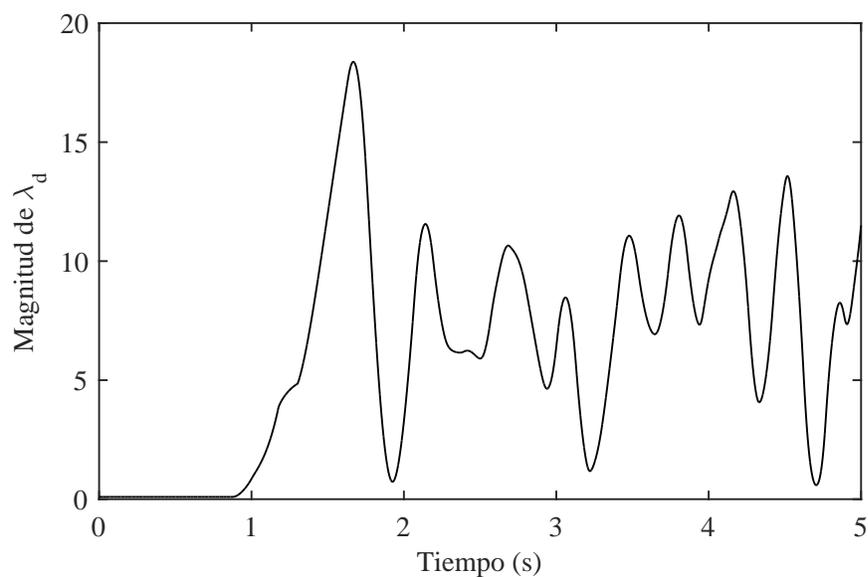


Figura 36. Escenario 3 (10 generadores): Comportamiento de λ_d ante una falla trifásica.

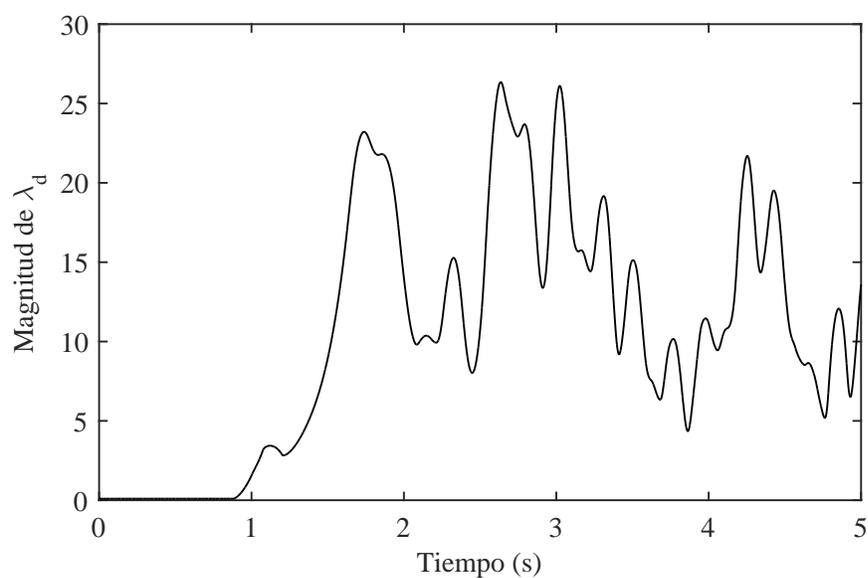


Figura 37. Escenario 4 (10 generadores): Comportamiento de λ_d ante una falla trifásica .

El escenario 5 muestra el comportamiento de λ_d cuando se tiene una falla en BUS21 y queda fuera de servicio la línea de transmisión L16-21 (ver Figura 38). En el escenario 6 se muestra el comportamiento de λ_d (ver Figura 39) para una falla ubicada en BUS24 y la línea de transmisión que está fuera de servicio es L16-24.

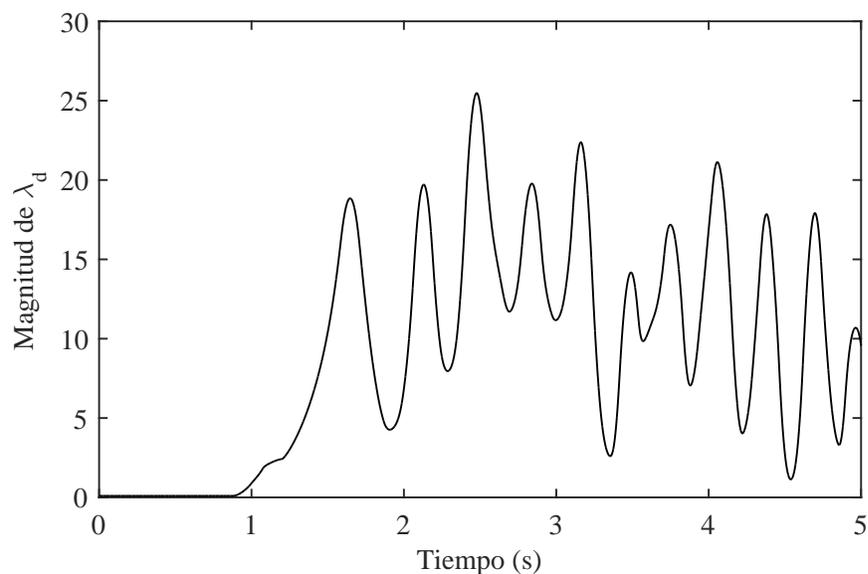


Figura 38. Escenario 5 (10 generadores): Comportamiento de λ_d ante una falla trifásica .

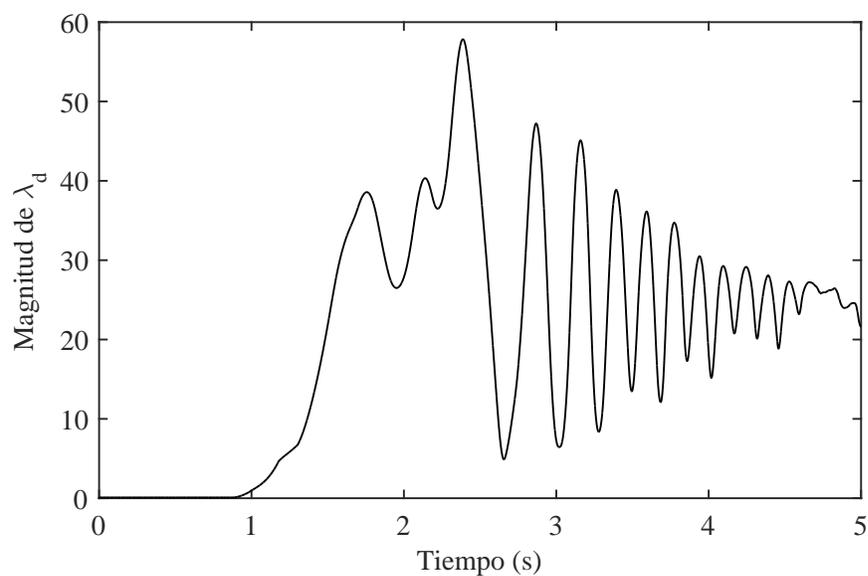


Figura 39. Escenario 6 (10 generadores): Comportamiento de λ_d ante una falla trifásica .

Para los 6 escenarios presentados en este sistema de prueba, la trayectoria que toma λ_d (ver Figura 40), en el periodo desde que inicia la falla hasta que $\lambda_d = U$, es distinta a la mostrada en los sistemas de prueba 1 y 2. El cambio de trayectoria de λ_d puede ser provocado por la conexión de la red, los parámetros de los generadores o el control de estos.

Una vez que la magnitud de λ_d supera el umbral, el comportamiento de esta es diferente para cada uno de los escenarios de falla presentados (ver Figura 34 a Figura 39).

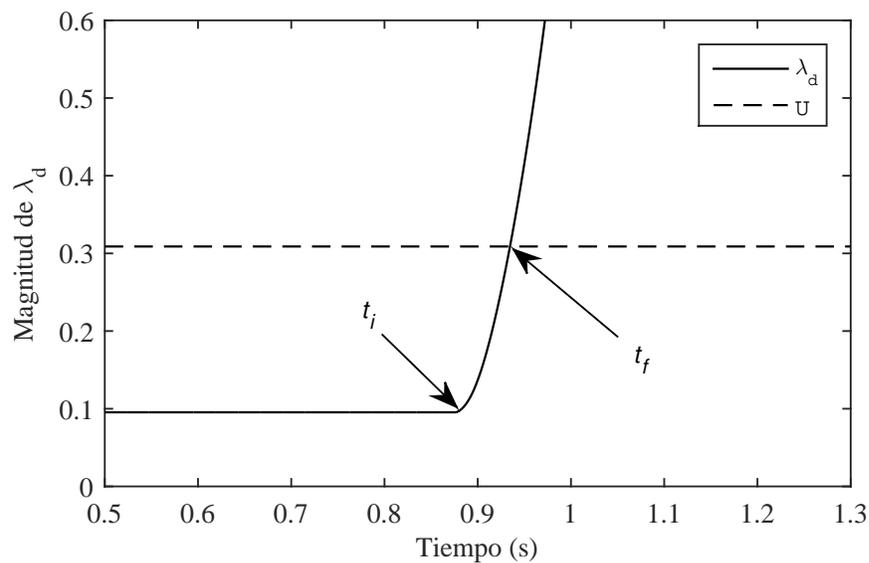


Figura 40. Comportamiento de λ_d en el sistema de prueba 3: Identificación de inicio de la falla (t_i) y cuando $\lambda_d = U$ (t_f).

En este sistema de prueba los resultados para el CCT de falla resultaron muy conservadores, esto puede ser por que el umbral estimado solamente representa una condición suficiente para identificar la estabilidad.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos al realizar el análisis de los factores de participación de los generadores sobre λ_d , para los seis escenarios de falla definidos para este sistema de prueba.

La Figura 41 muestra el escenario 1, en el cual el generador con mayor sensibilidad es G01. El grupo coherente estable está conformado por los generadores G02 y G03, y los grupos coherentes inestables son tres: el primer grupo formado por los generadores G01, G08 y G10; el segundo por los G04, G05, G06 y G07; y el tercero por el generador G09.

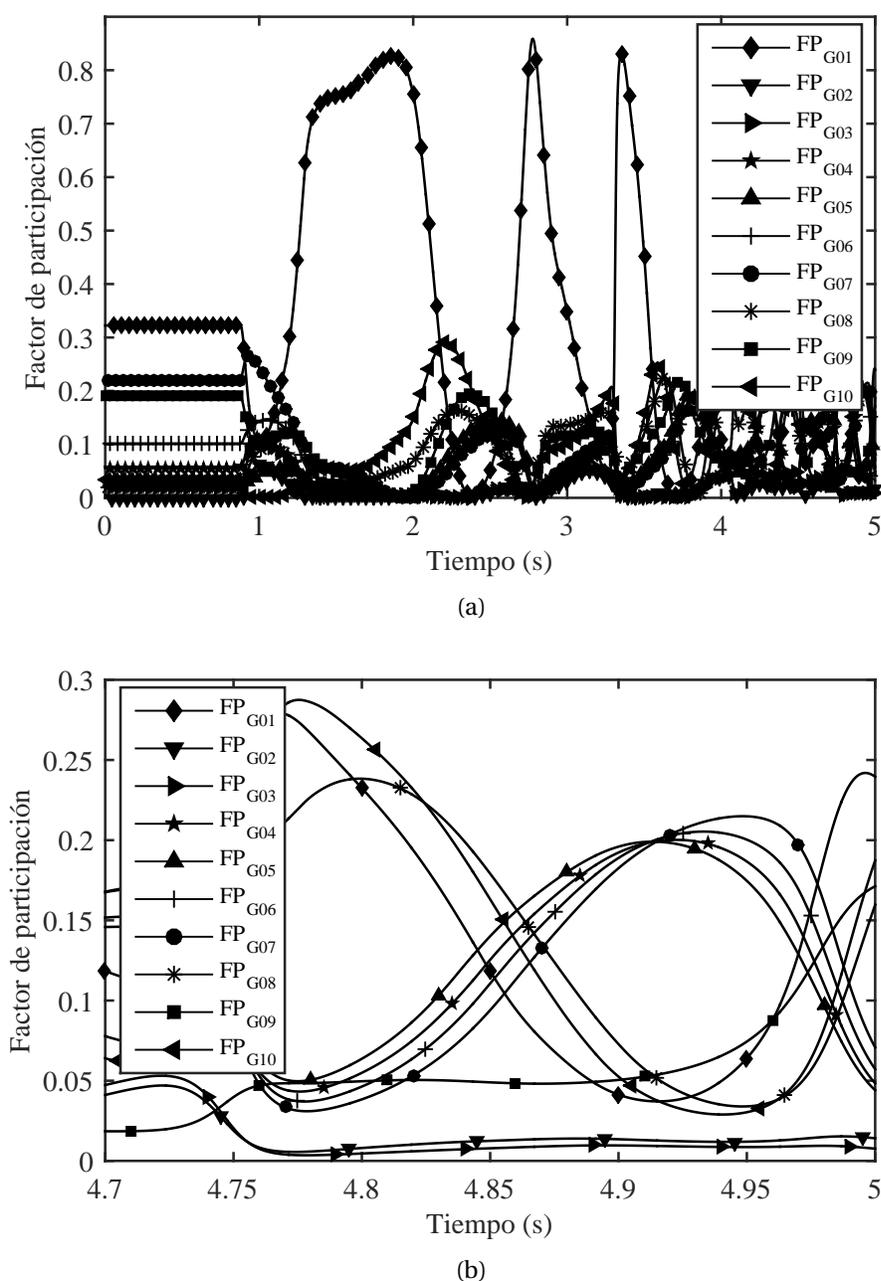
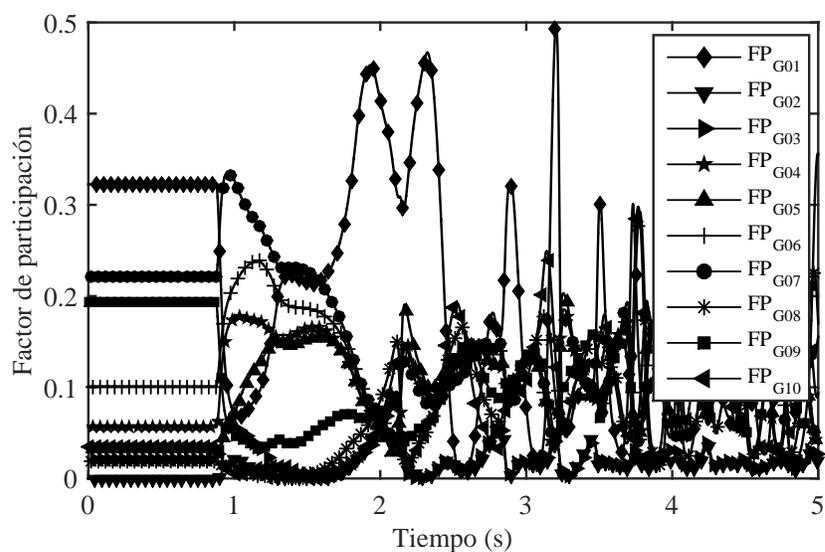
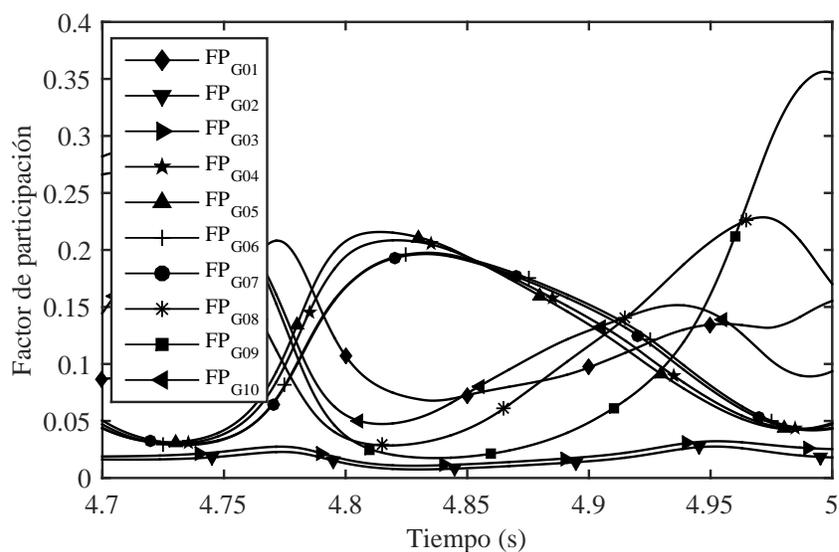


Figura 41. Escenario 1 (10 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.7 s a 5 s.

La Figura 42 presenta el escenario 2, en este el generador con mayor sensibilidad es G01 y el grupo coherente estable está formado por los generadores G02 y G03, en este escenario se forman cinco grupos coherentes inestables: en el primero está el generador G01; en el segundo están los generadores G04, G05, G06 y G07; en el tercero está el generador G08; en el cuarto está el generador G09 y en el quinto está el generador G10.



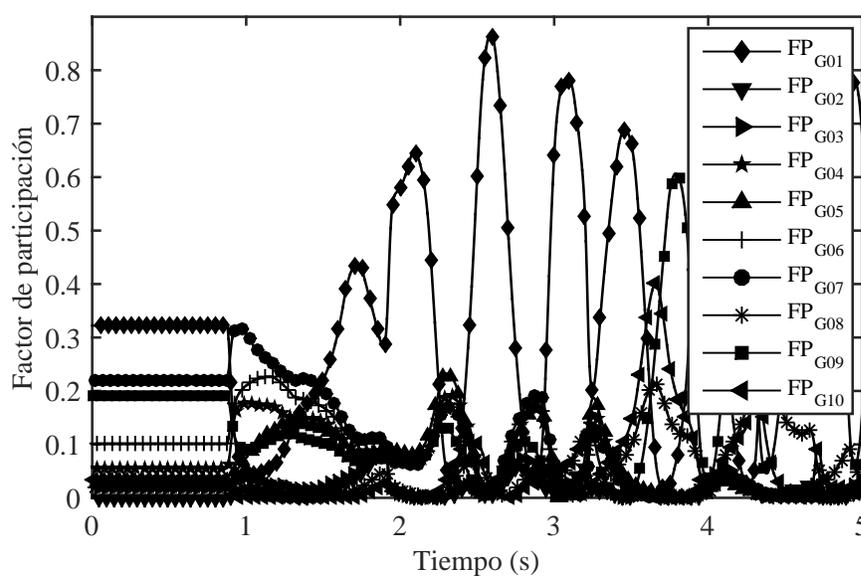
(a)



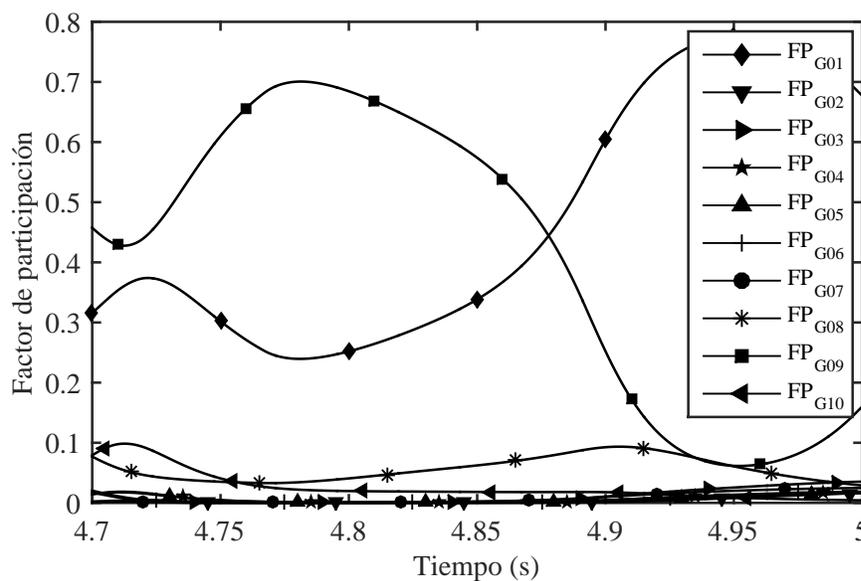
(b)

Figura 42. Escenario 2 (10 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.7 s a 5 s.

La Figura 43 muestra el escenario 3, en el cual el generador con mayor sensibilidad es G01, el grupo coherente estable está formado por los generadores G02, G03, G04, G05, G06, G07, G08 y G10. Para este escenario se forman dos grupos coherente inestables: el primero está formado el generador G01 y el segundo por el generador G09.



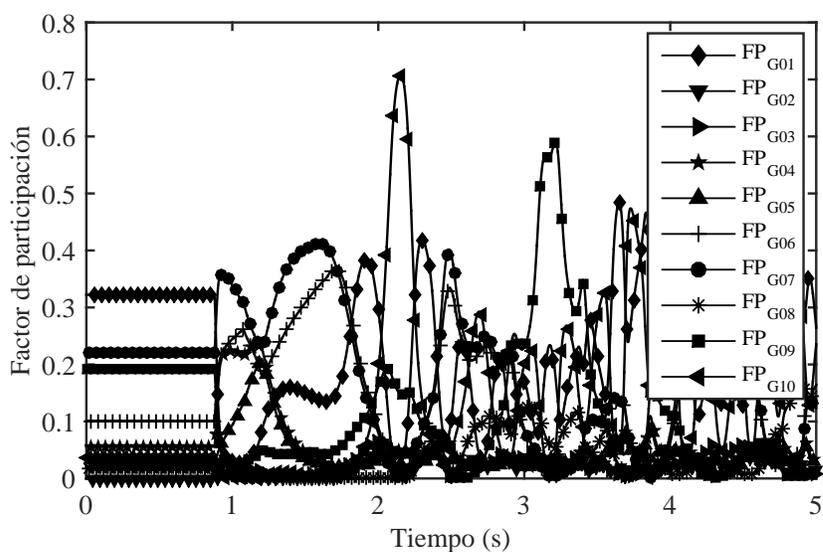
(a)



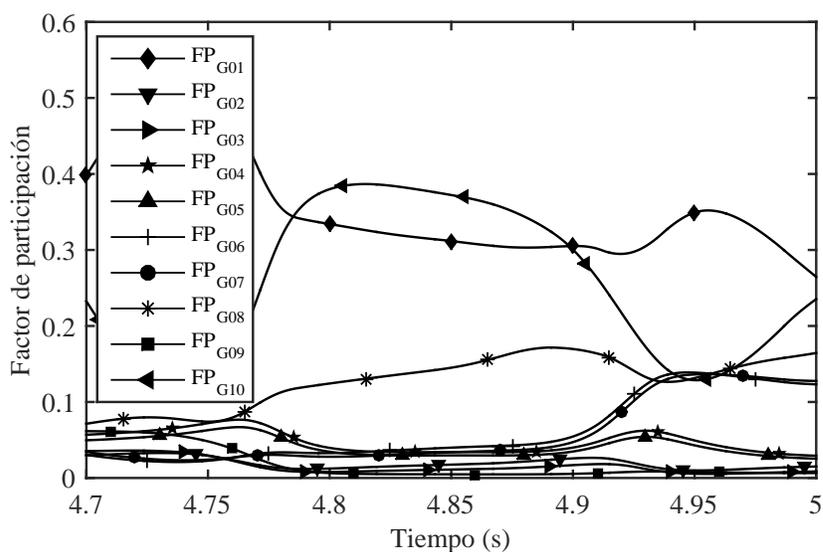
(b)

Figura 43. Escenario 3 (10 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.7 s a 5 s.

La Figura 44 muestra el escenario 4 en el cual los generadores más sensibles son G06 y G07. En este hay dos grupos coherentes estables formados por los generadores G02 y G03 en el primer grupo, y G04 y G05 en el segundo grupo; y cinco grupos coherentes inestables formados por los generadores G01 en el primer grupo, G06 y G07 en el segundo grupo, G08, G09 y G10 en el tercer, cuarto y quinto grupo, respectivamente.



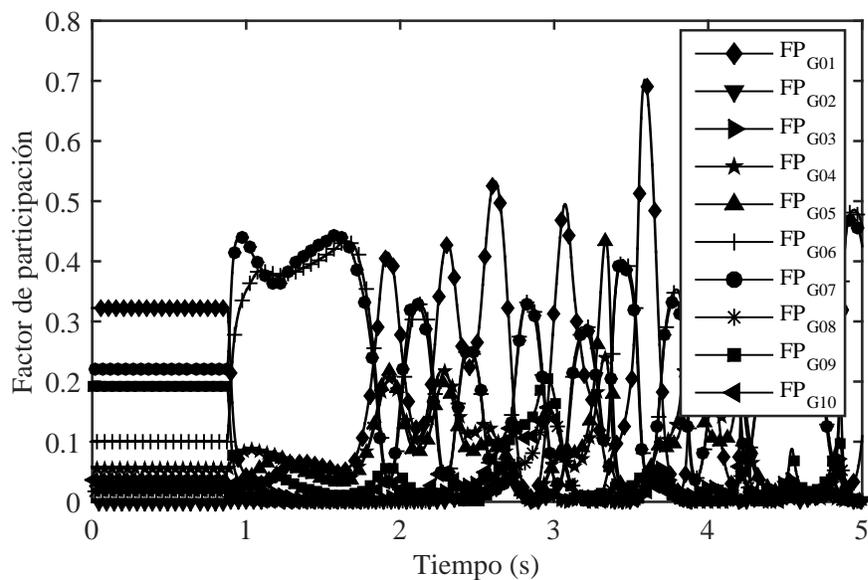
(a)



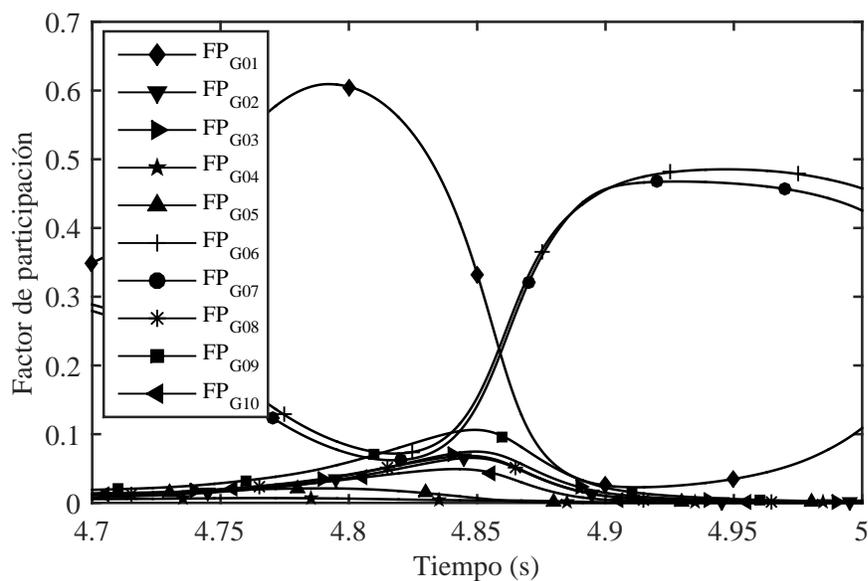
(b)

Figura 44. Escenario 4 (10 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.7 s a 5 s.

La Figura 45 presenta el escenario 5, en el cual los generadores más sensibles son G06 y G07. En este escenario el grupo coherente estable está formado por los generadores G02, G03, G04, G05, G08, G09 y G10; y los grupos coherentes inestables son dos: el primero está formado por G01 y el segundo está formado por G06 y G07.



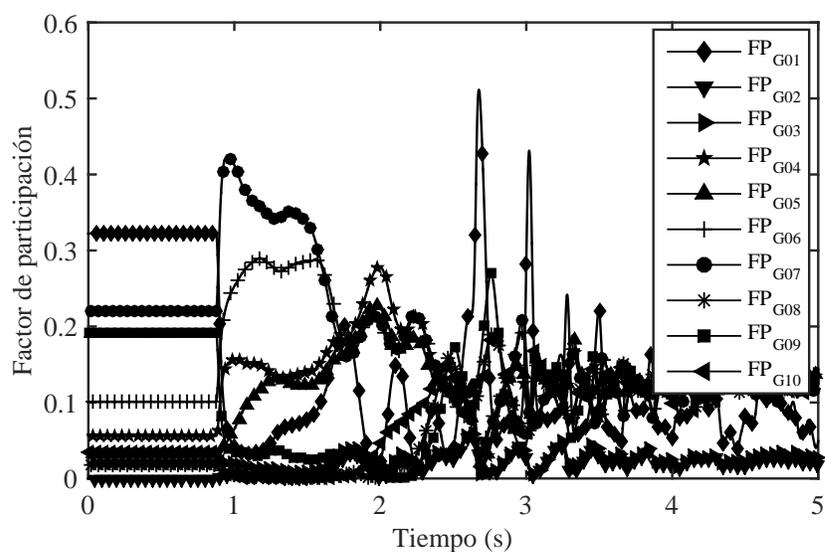
(a)



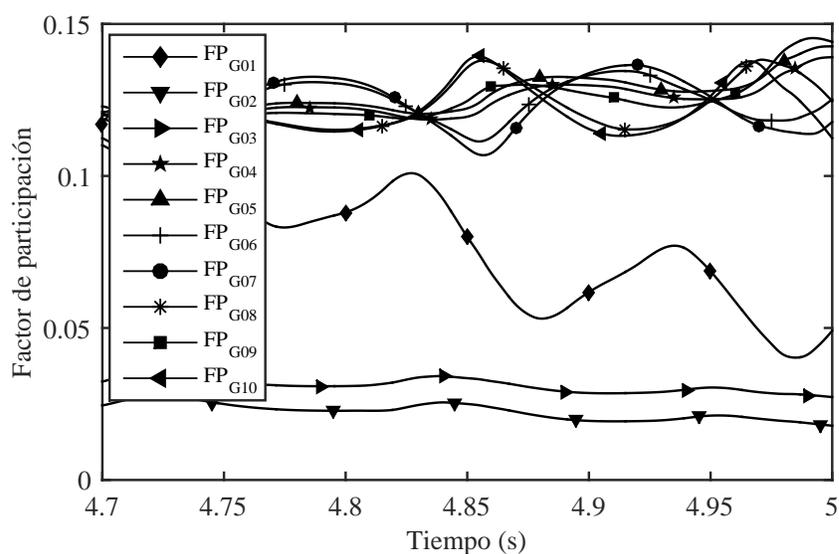
(b)

Figura 45. Escenario 5 (10 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.7 s a 5 s.

La Figura 46 muestra el escenario 6, en el cual los generadores más sensibles son G06 y G07. En este escenario, el grupo coherente estable está formado por los generadores G02 y G03, y los grupos coherentes inestables son dos: el primer grupo está formado por el generador G01 y el segundo grupo está formado por los generadores G04, G05, G06, G07, G08, G09 y G10.



(a)



(b)

Figura 46. Escenario 6 (10 generadores): (a) Factores de participación de los generadores sobre λ_d ; (b) detalle de (a) de 4.7 s a 5 s.

En la Tabla 8 se resumen los resultados obtenidos del análisis de los factores de participación para los 6 escenarios propuestos en esta sección.

Para este sistema de prueba, los resultados obtenidos para la identificación de los generadores críticos mediante de los factores de participación brindan información correcta del comportamiento que tendrán los generadores ante ciertas condiciones de operación. Se identifican de manera correcta como agrupan los generadores. Los gene-

TABLA 8

Identificación del generador con mayor sensibilidad y los grupos coherentes formados para los escenarios de falla establecidos (10 generadores)

Escenario	Generador con mayor sensibilidad $\left(\frac{\partial \lambda_d}{\partial a_{kk}}\right)$	Grupos coherentes	
		Estable	Inestable
1	G 01	G02, G03	G01, G08, G10
			G04, G05, G06, G07
			G09
2	G01	G02, G03	G01
			G04, G05, G06, G07
			G08
3	G01	G02, G03, G04, G05, G06, G07, G08, G10	G09
			G01
			G01
4	G06, G07	G02, G03 G04, G05	G06, G07
			G08
			G09
5	G06, G07	G02, G03, G04, G05, G08, G09, G10	G10
			G01
			G06, G07
6	G06, G07	G02, G03	G01
			G04, G05, G06, G07, G08, G09, G10

radores más sensibles (críticos) siempre se encuentran dentro de los grupos coherentes inestables.

4.5 Conclusiones

El algoritmo propuesto para el cálculo de CCT de falla presenta buenos resultados, ya que este calcula correctamente el CCT de falla para diferentes sistemas de prueba en diversos escenarios. El porcentaje promedio de error que se obtuvo al comparar estos tiempos con los obtenidos de la simulación en el dominio del tiempo no supera el 5 %, por lo cual se puede considerar que los resultados que se obtienen son aceptables.

La información obtenida de los factores de participación permitió identificar de manera correcta las máquinas más sensibles ante una condición de la falla y por lo tanto identificar las máquinas críticas ante esta condición de operación. Además, es posible identificar, de manera fácil, los grupos coherentes formados, sin necesidad de realizar un análisis de pequeña señal.

Cabe destacar que las máquinas más sensibles en todos los escenarios presentados siempre forman parte de los grupos coherentes inestables, con lo cual se prueba que los factores de participación brindan información acerca del comportamiento de los generadores ante una falla y después de que esta ocurre, esta información es representativa a la que ofrece el análisis modal al identificar los modos críticos en el análisis de pequeña señal.

CAPÍTULO 5

OTRAS APLICACIONES DEL MÉTODO PROPUESTO

5.1 Introducción

El transformador es un dispositivo fundamental para la operación del sistema eléctrico de potencia. Cuando ocurre la energización del transformador, los dispositivos de protección pueden operar de forma incorrecta debido a la corriente *inrush* [47], la cual sólo es detectada por los TCs del lado primario y esta puede ser interpretada como una falla.

La correcta discriminación entre la corriente *inrush* y una falla interna supone un reto para la operación correcta de los dispositivos de protección. Se han propuesto diferentes métodos para dar solución a dicho problema, los cuales se pueden clasificar en tres grupos. El primer grupo emplea el contenido armónico de la corriente diferencial para bloquear la protección en escenarios de energización del transformador, conexión y desconexión [48, 49]. El segundo grupo utiliza el reconocimiento de la forma de onda de la corriente diferencial [50, 51]. Mientras que el tercer grupo utiliza las señales de corriente y tensión como entradas: [52] calcula la relación corriente-flujo del transformador para obtener una función de restricción; [53] calcula la inductancia instantánea equivalente y en base a esta, obtiene las características no lineales que permiten discriminar entre la corriente *inrush* y una falla interna.

Algunos métodos basados en el reconocimiento de la forma de onda proponen

diversos algoritmos, en los cuales la discriminación entre la corriente *inrush* y una falla interna se realiza mediante un umbral.

En [54] se establece que para eventos de corriente *inrush*, la magnitud del eigenvalor dominante no supera un umbral de 0.4, mientras que para una falla interna el eigenvalor dominante es mayor al umbral.

En [50] se calcula el factor de singularidad de la forma de onda (WSF), el cual obtiene la diferencia entre la forma de onda de la corriente y una forma de onda sinusoidal; cuando ocurre una falla la forma de onda de la corriente es aproximadamente una sinusoidal y WSF tiene valores muy cercanos a cero; cuando se tiene una corriente *inrush*, WSF tendrá un valor elevado: si $WSF > 1$ se tiene una corriente *inrush*, de lo contrario se tiene una falla interna.

[55] propone el algoritmo de correlación mejorado, en el cual la corriente durante un ciclo es reorganizada como una nueva medición; las corrientes de falla se distinguen de la corriente *inrush* si el coeficiente de correlación mejorado entre el primer medio ciclo y el medio ciclo restante es mayor a un umbral determinado con base en el límite de corriente *inrush*.

En [56] se estructuran dos tipos de formas de onda sinusoidales normales de acuerdo con el valor y la posición del punto máximo de corriente en la zona de no saturación, se calculan coeficientes de correlación (CC) entre la forma de onda original y dos formas de onda sinusoidales estructuradas; en base al CC se crean dos criterios, los cuales son comparados con un umbral propuesto de 0.8; si $CC > 0.8$ se tiene una corriente *inrush*, de lo contrario se tiene una falla interna.

En [57] se calcula la función de auto-correlación (ACF) para las corrientes diferenciales y después se calcula la desviación estándar de la ACF. Se define un criterio consistente en la diferencia entre el máximo y el mínimo de la desviación estándar de cada fase. Este

resultado se compara con un umbral de 0.057; si el criterio es mayor al umbral se tiene una corriente *inrush*, de lo contrario se trata de una falla interna.

Las metodologías que se basan en el reconocimiento de la forma de onda para discriminar entre la corriente *inrush* y una falla interna determinan el umbral de discriminación de manera heurística.

En esta capítulo se presenta una alternativa para obtener el umbral de discriminación mediante la aplicación de la metodología propuesta en el Capítulo 3, la cual proporciona una expresión analítica para calcular el umbral, este basado en la descomposición de los valores singulares. Para realizar el análisis, las variables de interés que forman la matriz de datos son las corrientes diferenciales de cada fase. El comportamiento de la corriente diferencial en diversos escenarios de operación del transformador se representará mediante el eigenvalor dominante y el umbral representará el límite máximo de magnitud que puede tomar el eigenvalor para una condición de operación sin falla.

5.2 Implementación de la Estrategia Propuesta

5.2.1 Preprocesamiento de las Señales

Se realiza un preprocesamiento de las señales de corriente diferenciales, consistente en la aplicación de un filtro delta cuyo objetivo es remover el estado estacionario de la señal. Debido a que la corriente *inrush* puede alcanzar magnitudes superiores a las de la corriente de falla, las corrientes diferenciales se normalizan con respecto al valor absoluto de la corriente diferencial máxima [54].

5.2.2 Señales de Entrada al Algoritmo

Señal de Referencia En [58] puede verse que al energizar en 0° se obtiene la máxima magnitud de la corriente *inrush*, mientras que al energizar en 90° se obtiene la mínima magnitud. En [59] se evalúa el impacto que tiene la impedancia de la fuente en la magnitud de la corriente *inrush* y se determina que esta es muy sensible a la impedancia de la fuente: conforme la impedancia de la fuente sea menor, el pico de la corriente *inrush* será mayor (la relación X/R de la fuente no afecta la magnitud de la corriente *inrush*).

La señal de referencia debe contener el transitorio generado por la corriente *inrush*. Para obtener el umbral que permita discriminar entre la corriente *inrush* y una falla interna, se considera la máxima corriente *inrush* esperada en el transformador de potencia. Para fines de análisis y con el fin de obtener el máximo pico de la corriente *inrush*, el ángulo de energización del transformador fue de 0° y la impedancia de la fuente es muy pequeña.

Señal de monitoreo Esta señal contiene las corrientes diferenciales normalizadas medidas en tiempo real.

5.2.3 Criterio de Discriminación

Para una condición de falla dentro de la zona de protección del transformador (falla interna), la magnitud de λ_d debe ser mayor a U . Por el contrario, para condiciones del sistema diferentes a una falla interna, e.g. una corriente *inrush*, la magnitud de λ_d debe ser menor a U (ver Tabla 9):

TABLA 9

Criterio de discriminación

Evento	Magnitud de λ_d
Corriente <i>Inrush</i> Sobreexcitación	$[0, U]$
Falla interna	$[U, \infty]$

5.3 Sistema de prueba

El sistema de prueba utilizado para la evaluación del umbral se muestra en la Figura 47 y está compuesto por un transformador de potencia de 100 MVA, con un nivel de tensión de 115/13.8 kV, conexión Δ -Y aterrizada, equivalente de Thévenin en ambos lados del transformador, una línea de transmisión modelo Π y una carga en el lado secundario del transformador; la frecuencia nominal del sistema es de 60 Hz.

Los parámetros del sistema son obtenidos de [54], y se describen en la Tabla 10 (parámetros de los generadores y la carga) y en la Tabla 11 (parámetros de la línea de transmisión).

Los parámetros de los transformadores de corriente utilizados en el esquema de

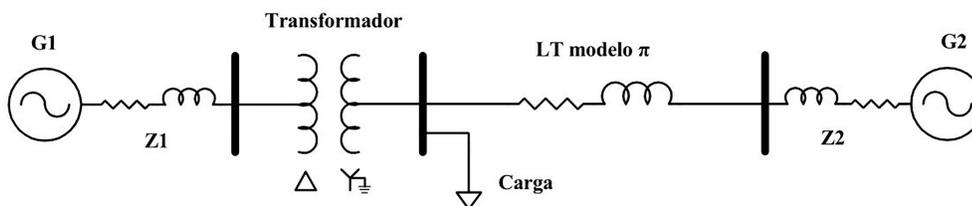


Figura 47. Sistema de prueba.

TABLA 10

Parámetros de los generadores y carga

Parámetros	Unidad	G1	G2	Carga
V_{L-L}	kV	115	13.8	13.8
S	MVA	90	3	80.06
R_{serie}	Ω	15	10	-
$R_{paralelo}$	Ω	1	1	-
L_{serie}	H	0.1	0.046	-
Ángulo	grados	0	20	25.925

TABLA 11Parámetros de la línea de transmisión modelo Π

Parámetros	Unidad	Valor
R_1	$\frac{\Omega}{km}$	0.01273
R_0	$\frac{\Omega}{km}$	0.3864
L_1	$\frac{H}{km}$	0.9337×10^{-3}
L_0	$\frac{H}{km}$	4.1264×10^{-3}
C_1	$\frac{F}{km}$	12.74×10^{-9}
C_0	$\frac{F}{km}$	7.751×10^{-9}
Longitud	km	90

protección diferencial del transformador se describen en la Tabla 12.

Las señales se muestrearon a una tasa de 64 muestras por ciclo, lo cual equivale a una frecuencia de muestreo de 7.68 kHz.

TABLA 12

Parámetros de los transformadores de corriente

Parámetros	Unidad	TC primario	TC secundario
Relación de transformación	–	500/5	4000/5
$R_{\text{secundario}}$	Ω	0.5	0.5
$L_{\text{secundario}}$	mH	0.8	0.8
Área	m^2	6.5	6.5
Longitud de trayectoria magnética	m	0.5	0.5
Flujo remanente	T	0	0
R_{burden}	Ω	2	0.5
L_{burden}	mH	0.8	0.8

5.4 Resultados

Con el fin de evaluar los criterios establecidos en la Tabla 12, se consideraron diferentes condiciones de operación del sistema, las cuales se presentan a continuación (para la condición de energización del transformador, el umbral calculado mediante (63) es de $U = 0.5$).

5.4.1 Energización

El ángulo de energización y la curva de saturación del transformador tienen un gran impacto en la forma de onda y la magnitud de la corriente *inrush*. Para comprobar el umbral calculado, se realizó la energización con un ángulo de 0, 90 y 180° con respecto a la señal de tensión (ver Figura 48). Se observa que, para estas condiciones, la magnitud

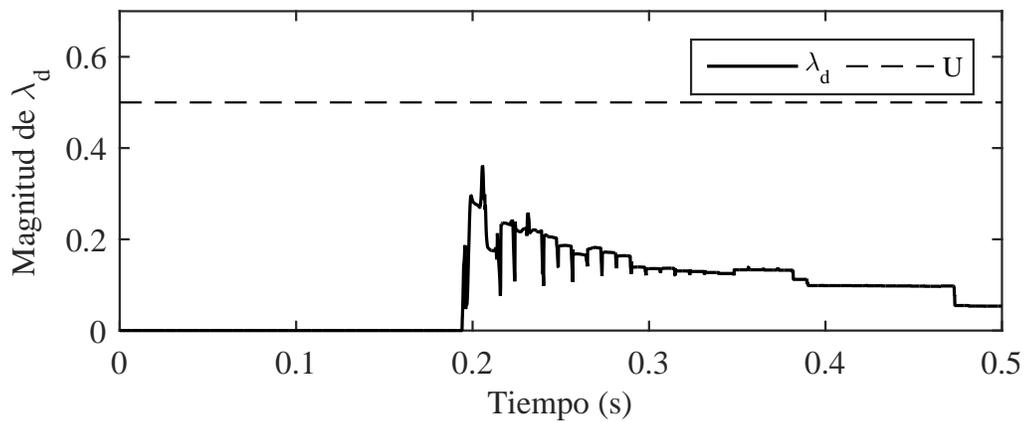
del eigenvalor dominante no supera el umbral calculado.

En la Figura 48(c) se muestra la energización considerando una curva de saturación diferente. Aun así, para esta condición de operación la magnitud de λ_d es menor a la magnitud del umbral calculado. Puede verse que en todos los casos mostrados en la Figura 48 se cumple con el criterio establecido en la Tabla 9, discriminando correctamente la condición de energización respecto a una falla interna.

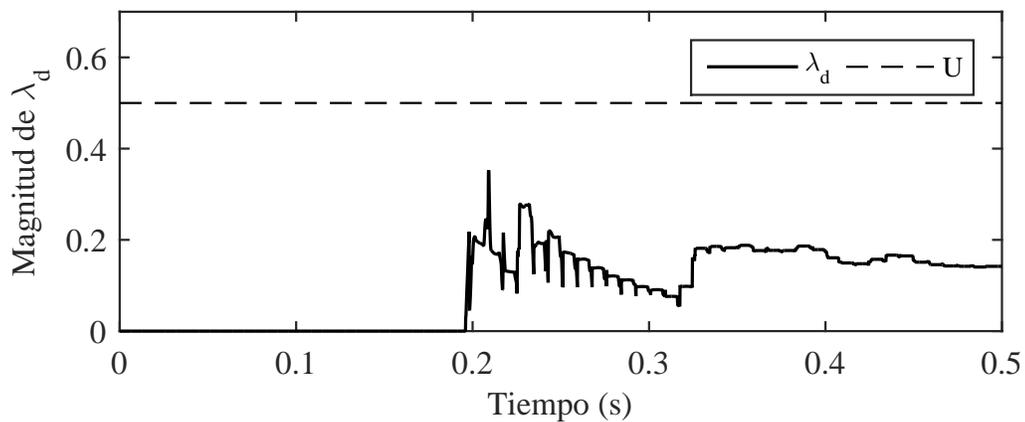
5.4.2 Sobreexcitación

El transformador de potencia es propenso a condiciones de sobreexcitación debido a la caída de frecuencia del sistema y al aumento de la tensión aplicada. El transformador está diseñado para tolerar un máximo 110 % de sobreexcitación con respecto a los valores nominales. Esta sobreexcitación puede producir un incremento de la corriente *inrush*. Debido a esto, se consideró probar el umbral calculado cuando el transformador se encuentra bajo esta condición.

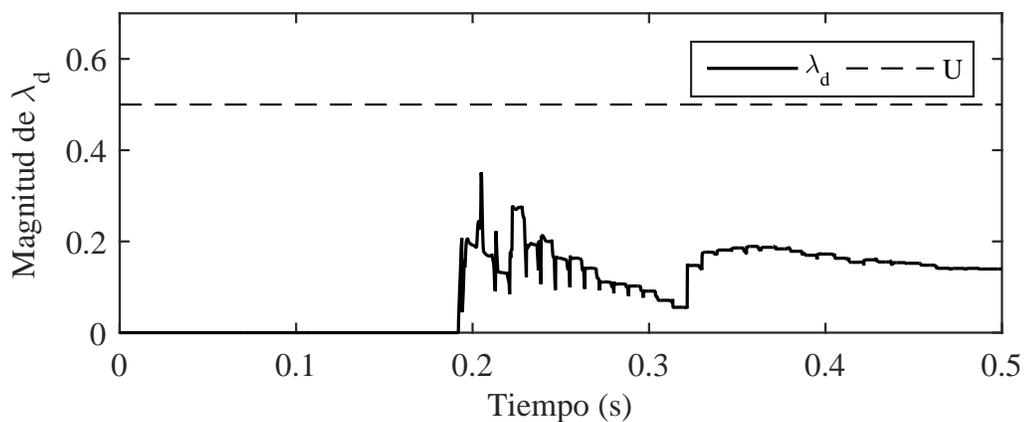
Se realizó la energización del transformador y después se simuló una sobreexcitación debido a un 10 % de la caída de frecuencia y un aumento de tensión del 50 %. La Figura 49 muestra el comportamiento de λ_d ante la condición de sobreexcitación. Puede observarse que la magnitud de λ_d no supera U , cumpliéndose con el criterio de la Tabla 9, i. e. no existe falla interna.



(a)



(b)



(c)

Figura 48. Energización del transformador: (a) a 90° , (b) a 180° y (c) empleando TCs con curva de saturación modificada.

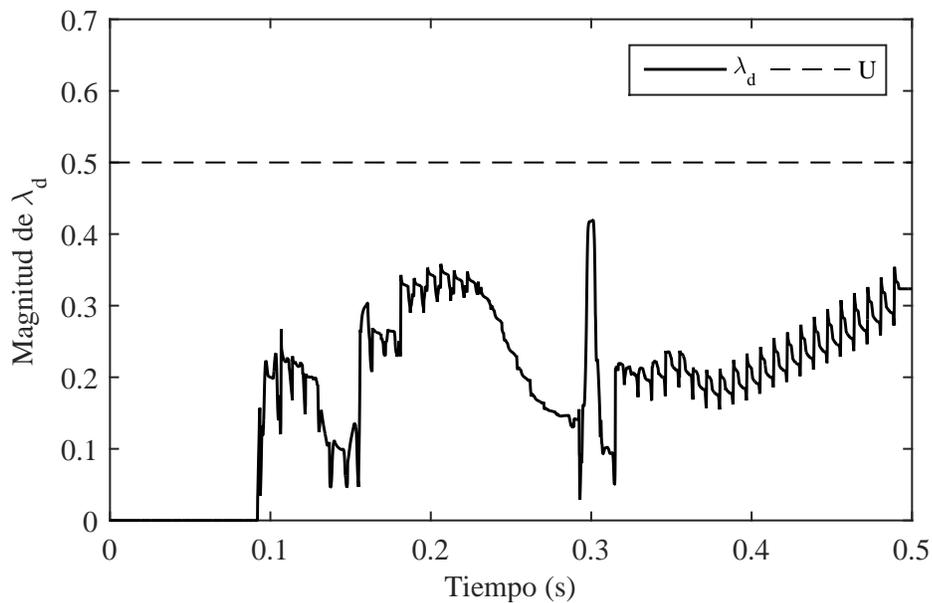


Figura 49. Sobreexcitación después de la energización.

5.4.3 Falla interna

Las fallas dentro de la zona de protección del transformador deben detectarse correctamente y liberarse en el menor tiempo posible, ya que el transformador puede sufrir daños severos que repercuten en su tiempo de vida. Para comprobar el umbral calculado, se considera una falla monofásica dentro de la zona de protección del relevador después de la energización.

En la Figura 50 se muestra el comportamiento de λ_d ante dicha falla. La condición de falla interna es detectada correctamente, ya que la magnitud de λ_d es mayor a U en $t = 0.3461$ segundos. Para esta condición del sistema se cumple el criterio establecido en la Tabla 9 y se permite la operación de la protección diferencial.

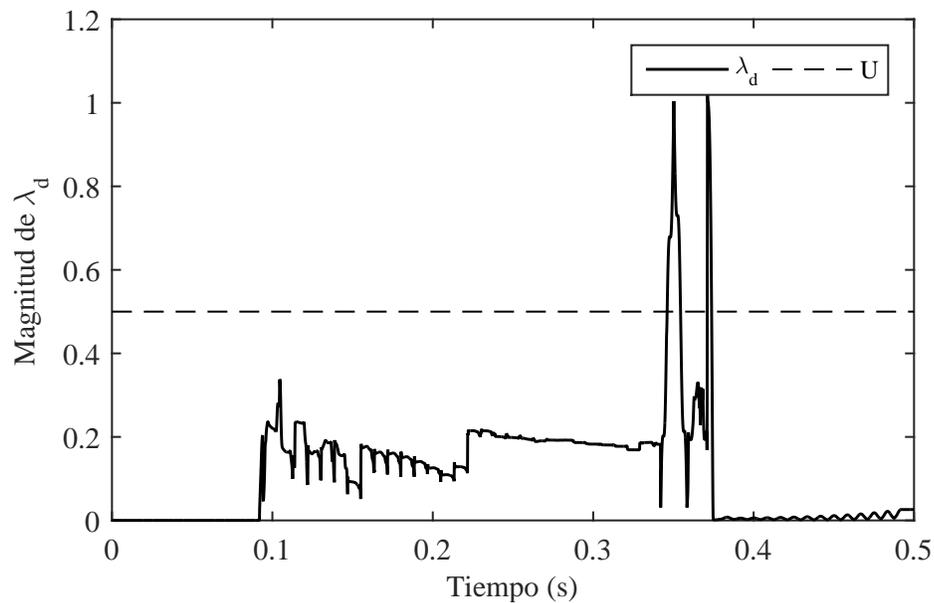


Figura 50. Falla interna después de la energización.

5.4.4 Falla interna con saturación en los TCs

La saturación del transformador de instrumento causa una distorsión en la forma de onda en el secundario del mismo. Esta saturación es causada por la presencia de fallas y provoca que los dispositivos de protección puedan tener un retardo en la operación o simplemente tener una mala operación. El umbral propuesto debe identificar la condición de falla aún en condiciones de saturación de los TCs.

En la Figura 51 se muestra el comportamiento de λ_d ante la presencia de una falla interna monofásica considerando saturación de los TCs. La magnitud de λ_d ante la condición de falla es mayor a U en $t = 0.2977$ segundos, cumpliéndose el criterio establecido en la Tabla 9, lo que indica una correcta discriminación de la falla interna.

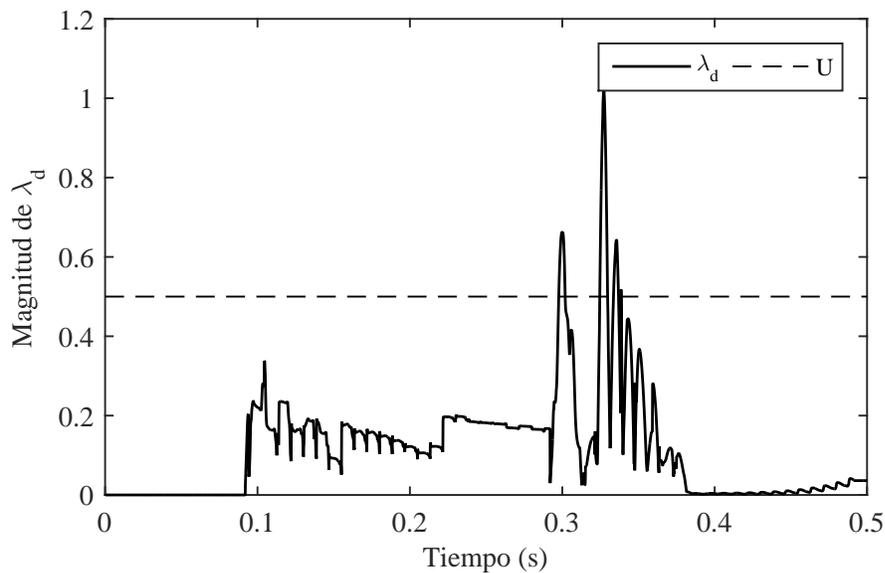


Figura 51. Falla interna con saturación de los TCs después de la energización.

5.5 Conclusión

El umbral propuesto permite la discriminación entre una falla interna y la corriente *inrush*, este se calcula a partir de una señal de referencia (corriente de energización del transformador con un ángulo de 0° y la impedancia es muy pequeña). El valor singular máximo ($\sigma_{\text{máx}}$) se utiliza para establecer el criterio de discriminación, obteniéndose $U = 0.5$ de acuerdo a la condición base de energización. Puede verse que con base en U y la magnitud de λ_d , se discriminan correctamente las fallas internas (Figura 50 y Figura 51) y se disminuye la operación incorrecta de los dispositivos de protección ante condiciones de energización del transformador y sobreexcitación (Figura 48 y Figura 49), aun cuando se presente saturación de los TCs. La ventaja más representativa del método propuesto es que el umbral es determinado de manera analítica y puede ajustarse para cada transformador ya que depende solamente de la señal de referencia y no se requiere conocer los parámetros internos del transformador. Este algoritmo tiene potencial de implementarse en tiempo real para identificar corriente *inrush*.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

El método propuesto en este trabajo de investigación presenta la adaptación de técnicas existentes para analizar la estabilidad transitoria: la descomposición de los valores singulares es una técnica ampliamente utilizada y probada en diversas áreas de investigación. Esta técnica es fácil de implementar y es conocido el costo computacional. Por otro lado, los eigenvectores proporcionan información sobre la razón de cambio de los eigenvalores con respecto a los parámetros del sistema y además permiten calcular los factores de participación y por lo tanto proporcionan información de la sensibilidad del eigenvalor dominante ante cambios en el SEP.

Se aprovecharon las ventajas que ofrece los WAMS para obtener las señales de entrada del algoritmo. Con esto se evita el tener que evaluar las ecuaciones diferenciales algebraicas que representan al sistema. Además, las variables de interés medidas ya contienen toda la información dinámica del sistema, a diferencia de otros métodos donde no se consideran algunos parámetros tales como las pérdidas en las líneas de transmisión, modelos realistas de elementos del SEP y los controles de los generadores. Esto permite que el algoritmo propuesto proporcione resultados más realistas y con mayor exactitud.

Por otro lado, tener una expresión analítica para el cálculo del umbral permite que

este sea adaptable, y además este umbral fue formulado para depender únicamente de la condición de operación estable del SEP. Si la condición de operación estable cambia debido a cambios en los parámetros o una modificación en la conexión de la red, el umbral se puede calcular fácilmente solamente tomando una nueva medición de las variables de interés en el nuevo punto de operación estable.

El porcentaje de error promedio obtenido al comparar el CCT de falla calculado con el algoritmo propuesto y el obtenido de la simulación en el tiempo es menor a 5 %, lo que representa un resultado con una precisión aceptable para su aplicación en un entorno operación.

Este método se puede aplicar en el análisis de otros fenómenos dinámicos del SEP. Por ejemplo, el método propuesto fue aplicado para discriminar entre el transitorio generado por la energización de un transformador de potencia y una falla interna en el mismo. En esta aplicación, el método identificó correctamente cada fenómeno.

6.2 Aportaciones

La principal aportación en este trabajo de investigación es el desarrollo de un algoritmo para el estudio de la estabilidad transitoria y el cálculo del CCT de falla. Este algoritmo no requiere de conocer ningún parámetro del SEP y no necesita resolver las ecuaciones diferenciales algebraicas que describen la dinámica de los generadores. El algoritmo propuesto proporciona una expresión analítica para el umbral que permite el cálculo del CCT de falla a partir de un solo conjunto de mediciones, además identifica las máquinas más sensibles y los grupos coherentes formados posteriormente a un disturbio. El análisis solo se realiza una vez para cada escenario de falla a evaluar. El algoritmo tiene posibilidad de ser implementado en un esquema en tiempo real.

6.3 Recomendaciones para trabajos futuros

Se considera evaluar el desempeño del algoritmo para escenarios que no se abordaron en este trabajo de investigación como:

1. Señales medidas de un sistema real.
2. Evaluar el algoritmo en sistemas muy radiales.
3. Incluir fuentes de generación no convencionales.

También, se considera la implementación del algoritmo en un esquema de tiempo real. Por otro lado, es deseable obtener una expresión analítica para la región de atracción del punto de equilibrio estable que permita identificar con mayor precisión los límites de estabilidad transitoria.

Por otra parte, se puede evaluar la aplicación del método propuesto para identificar islas eléctricas o para el bloqueo de la protección de distancia ante oscilaciones de potencia. Finalmente, es posible analizar la inclusión de otras técnicas de análisis y caracterización de señales.

REFERENCIAS

1. A. I. Nikolaidis, F. M. Gonzalez-Longatt y C. A. Charalambous, *Indices to Assess the Integration of Renewable Energy Resources on Transmission Systems*. Conference Papers in Energy, 8, 2013.
2. F. Su y B. Zhang, *Real-time critical machine identification for online transient stability analysis*. En *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, páginas 1842–1845. IEEE, Junio 2015, ISBN 978-1-4799-7993-6.
3. P. Kundur, N. J. Balu y M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-Hill, 1994, ISBN 007035958X.
4. J. Machowski, J. W. Bialek y J. R. Bumby, *Power system dynamics : stability and control*. Wiley, 2008, ISBN 0470725583.
5. D. Khani, A. Sadeghi Yazdankhah y H. Madadi Kojabadi, *Impacts of distributed generations on power system transient and voltage stability*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 43(1):488–500, Diciembre 2012, ISSN 01420615.
6. M. A. Pai, *Energy function analysis for power system stability*. Kluwer Academic Publishers, 1989, ISBN 9780792390350.
7. Y. Guo, D. J. Hill y Y. Wang, *Global transient stability and voltage regulation for power systems*. IEEE Transactions on Power Systems, 16(4):678–688, 2001, ISSN 08858950.
8. C. Cecati y H. Latafat, *Time domain approach compared with direct method of Lyapunov for transient stability analysis of controlled power system*. En *International Symposium on Power Electronics Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, páginas 695–699. IEEE, Junio 2012, ISBN 978-1-4673-1301-8.
9. Z. Y. Dong, J. H. Zhao y D. J. Hill, *Numerical Simulation for Stochastic Transient Stability Assessment*. IEEE Transactions on Power Systems, 27(4):1741–1749, Noviembre 2012, ISSN 0885-8950.
10. S. Kolluri, Mei Li, A. Lazo, Peng Yu, M. Vaiman y M. Vaiman, *Automated Critical Clearing Time calculation for analyzing faults at Entergy*. En *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, páginas 1–5. IEEE, Mayo 2016, ISBN 978-1-5090-2157-4.
11. F. Milano, *Semi-Implicit Formulation of Differential-Algebraic Equations for Transient Stability Analysis*. IEEE Transactions on Power Systems, 31(6):4534–4543, Noviembre 2016, ISSN 0885-8950.

12. C. F. Kucuktezcan y V. M. I. Genc, *A comparison between ANN based methods of critical clearing time estimation*. En *2013 8th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, páginas 132–136. IEEE, Noviembre 2013, ISBN 978-605-01-0504-9.
13. R. T. F. Ah King, X. Tu y L. A. Dessaint, *Independent component analysis for feature reduction in critical clearing time estimation*. En *2016 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, páginas 1–5. IEEE, Mayo 2016, ISBN 978-1-4673-8721-7.
14. L. G. W. Roberts, A. R. Champneys, K. R. W. Bell y M. di Bernardo, *Analytical Approximations of Critical Clearing Time for Parametric Analysis of Power System Transient Stability*. *IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems*, 5(3):465–476, Septiembre 2015, ISSN 2156-3357.
15. B. Wang, K. Sun y Xiaowen Su, *A decoupling based direct method for power system transient stability analysis*. En *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, páginas 1–5. IEEE, Julio 2015, ISBN 978-1-4673-8040-9.
16. T. L. Vu y K. Turitsyn, *Lyapunov Functions Family Approach to Transient Stability Assessment*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(2):1269–1277, Marzo 2016, ISSN 0885-8950.
17. D. Han, A. El-Guindy y M. Althoff, *Power systems transient stability analysis via optimal rational Lyapunov functions*. En *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, páginas 1–5. IEEE, Julio 2016, ISBN 978-1-5090-4168-8.
18. K.R. Padiyar y S. Krishna, *Online Detection of Loss of Synchronism Using Energy Function Criterion*. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(1):46–55, Enero 2006, ISSN 0885-8977.
19. H. Zhou, F. Tang, J. Jia y X. Ye, *The transient stability analysis based on WAMS and online admittance parameter identification*. En *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, páginas 1–6. IEEE, Junio 2015, ISBN 978-1-4799-7693-5.
20. N. Senroy y A. Paul, *Critical clearing time estimation using synchrophasor data-based equivalent dynamic model*. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9(7):609–614, Abril 2015, ISSN 1751-8687.
21. T. L. Vu, S. M. Al Araifi, M. S. El Moursi y K. Turitsyn, *Toward Simulation-Free Estimation of Critical Clearing Time*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(6):4722–4731, Noviembre 2016, ISSN 0885-8950.
22. I.A. Hiskens y M.A. Pai, *Trajectory sensitivity analysis of hybrid systems*. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, 47(2):204–220, 2000, ISSN 10577122.
23. T.B. Nguyen y M.A. Pai, *Dynamic security-constrained rescheduling of power systems using trajectory sensitivities*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2):848–854, Mayo 2003, ISSN 0885-8950.

24. T. B. Nguyen y M. A. Pai, *Trajectory Sensitivity Analysis for Dynamic Security Assessment and Other Applications in Power Systems*. páginas 335–366. Springer International Publishing, 2014.
25. C. P. Steinmetz, *Power Control and Stability of Electric Generating Stations*. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, XXXIX(2):1215–1287, Julio 1920, ISSN 0096-3860.
26. *First Report of Power System Stability*. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 56(2):261–282, Febrero 1937, ISSN 0096-3860.
27. P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem y V. Vittal, *Definition and classification of power system stability*. IEEE Transactions on Power Systems, 19(3):1387–1401, 2004, ISSN 08858950.
28. P. M. Anderson, A. A. Fouad y Institute of Electrical and Electronics Engineers., *Power system control and stability*. IEEE Press, 2003, ISBN 0471238627.
29. Z. S. Elrazaz, *Eigenvalue Sensitivities Applied to Power System Dynamics*. 1982.
30. G. Strang, *Linear algebra and its applications*. Harcourt, Brace, Jovanovich, Publishers, 1988, ISBN 0155510053.
31. C. Chen, *Linear system theory and design*. Oxford University Press, 1999, ISBN 0195117778.
32. B. Kolman, D. R. Hill y V. H. Ibarra Mercado, *Álgebra lineal*. Pearson, 2006, ISBN 9702606969.
33. A. Nussbaum, *Teoría de grupos aplicada : para químicos, físicos e ingenieros*. Reverté, 1975, ISBN 9788429141092.
34. R. L. Burden, J. D. Faires, Brooks/Cole Publishing Company. y Cengage Learning (Firm), *Numerical analysis*. Brooks/Cole, Cengage Learning, 2011, ISBN 0538733519.
35. G. H. Golub y C. F. Van Loan, *Matrix computations*. ISBN 1421407949.
36. Jar-Ferr Yang y Chiou-Liang Lu, *Combined techniques of singular value decomposition and vector quantization for image coding*. IEEE Transactions on Image Processing, 4(8):1141–1146, 1995, ISSN 10577149.
37. K. Konstantinides, B. Natarajan y G.S. Yovanof, *Noise estimation and filtering using block-based singular value decomposition*. IEEE Transactions on Image Processing, 6(3):479–483, Marzo 1997, ISSN 10577149.
38. Lin-Ping Song y Shu-Yi Zhang, *Singular value decomposition-based reconstruction algorithm for seismic travelttime tomography*. IEEE Transactions on Image Processing, 8(8):1152–1154, 1999, ISSN 10577149.

39. R. Kakarala y P.O. Ogunbona, *Signal analysis using a multiresolution form of the singular value decomposition*. IEEE Transactions on Image Processing, 10(5):724–735, Mayo 2001, ISSN 10577149.
40. Zhouye Gu, Weisi Lin, Bu-sung Lee y ChiewTong Lau, *Low-Complexity Video Coding Based on Two-Dimensional Singular Value Decomposition*. IEEE Transactions on Image Processing, 21(2):674–687, Febrero 2012, ISSN 1057-7149.
41. Junli Liang, Yang He, Ding Liu y Xianju Zeng, *Image Fusion Using Higher Order Singular Value Decomposition*. IEEE Transactions on Image Processing, 21(5):2898–2909, Mayo 2012, ISSN 1057-7149.
42. M. Dehghani, B. Shayanfard y A. R. Khayatian, *PMU Ranking Based on Singular Value Decomposition of Dynamic Stability Matrix*. IEEE Transactions on Power Systems, 28(3):2263–2270, Agosto 2013, ISSN 0885-8950.
43. T. Wu, S. A. Nezam Sarmadi, V. Venkatasubramanian, A. Pothen y A. Kalyanaraman, *Fast SVD Computations for Synchrophasor Algorithms*. IEEE Transactions on Power Systems, 31(2):1651–1652, Marzo 2016, ISSN 0885-8950.
44. X. Zhu, B. Yu, W. Zhang y W. Gong, *Identification of vulnerable lines in power grid based on complex network theory*. En *2011 International Conference on Mechatronic Science, Electric Engineering and Computer (MEC)*, páginas 118–121. IEEE, Agosto 2011, ISBN 978-1-61284-719-1.
45. D. Ming, G. Yi y Z. Jingjing, *Vulnerability Identification for Cascading Failures of Complex Power Grid Based on Effect Risk Entropy*. Automation of Electric Power Systems, 37(17):52–57, 2013.
46. R. Li, Z. Lv, C. Zhai y Y. Li, *The comprehensive identification model of critical lines in electric power grid based on utility theory and cooperative game*. En *2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA)*, páginas 1–6. IEEE, Septiembre 2016, ISBN 978-1-5090-2875-7.
47. L. Wu, C. Liu, S. Chien y C. Chen, *The Effect of Inrush Current on Transformer Protection*. En *2006 38th North American Power Symposium*, páginas 449–456. IEEE, Septiembre 2006, ISBN 1-4244-0227-1.
48. J. Sykes y I. Morrison, *A Proposed Method of Harmonic Restraint Differential Protecting of Transformers by Digital Computer*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-91(3):1266–1272, Mayo 1972, ISSN 0018-9510.
49. A. Guzman, S. Zocholl, G. Benmouyal y H.J. Altuve, *A current-based solution for transformer differential protection. II. Relay description and evaluation*. IEEE Transactions on Power Delivery, 17(4):886–893, Octubre 2002, ISSN 0885-8977.
50. J. Ma, Z. Wang y J. Wu, *A novel method for discrimination of internal faults and inrush currents by using waveform singularity factor*. En *2010 Conference Proceedings IPEC*, páginas 1035–1039. IEEE, Octubre 2010, ISBN 978-1-4244-7399-1.

51. R. J. N. Alencar, U. H. Bezerra y A. M. D. Ferreira, *A method to identify inrush currents in power transformers protection based on the differential current gradient*. Electric Power Systems Research, 111:78–84, 2014, ISSN 03787796.
52. A. G. Phadke y J. S. Thorp, *A New Computer-Based Flux-Restrained Current-Differential Relay for Power Transformer Protection*. IEEE Power Engineering Review, PER-3(11):39–39, Noviembre 1983, ISSN 0272-1724.
53. G. Baoming, A.T. DeAlmeida, Z. Qionglin y W. Xiangheng, *An Equivalent Instantaneous Inductance-Based Technique for Discrimination Between Inrush Current and Internal Faults in Power Transformers*. IEEE Transactions on Power Delivery, 20(4):2473–2482, Octubre 2005, ISSN 0885-8977.
54. H. Esponda, *Identificación de la corriente inrush en un transformador de potencia utilizando análisis modal*. Maestría, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2015.
55. Xiang-ning Lin, Pei Liu y O.P. Malik, *Studies for identification of the inrush based on improved correlation algorithm*. IEEE Transactions on Power Delivery, 17(4):901–907, Octubre 2002, ISSN 0885-8977.
56. D. Q. Bi, X. A. Zhang, H. H. Yang, G. W. Yu, X. H. Wang y W. J. Wang, *Correlation Analysis of Waveforms in Nonsaturation Zone-Based Method to Identify the Magnetizing Inrush in Transformer*. IEEE Transactions on Power Delivery, 22(3):1380–1385, Julio 2007, ISSN 0885-8977.
57. H. Samet, T. Ghanbari y M. Ahmadi, *An Auto-correlation Function Based Technique for Discrimination of Internal Fault and Magnetizing Inrush Current in Power Transformers*. Electric Power Components and Systems, 43(4):399–411, Febrero 2015, ISSN 1532-5008.
58. R. Moon y R. K. Dhattrak, *A Study of Effect of Magnetizing Inrush Current on Different Ratings Of Transformers*. International Journal of Advanced Research in Electrical, 3(4), 2014.
59. S. Jazebi, F. de Leon y N. Wu, *Enhanced Analytical Method for the Calculation of the Maximum Inrush Currents of Single-Phase Power Transformers*. IEEE Transactions on Power Delivery, 30(6):2590–2599, Diciembre 2015, ISSN 0885-8977.

APÉNDICES

APÉNDICE A

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA 2

El diagrama unifilar de este sistema de prueba es presentando en la Figura 52 y los parámetros de los elementos que lo conforman se describen a continuación.

TABLA 13

Despacho de los generadores

Generador	Bus	Tipo de bus	P (MW)	V (kV)
G1	B1	slack	N.A	400
G2	B2	PV	30	14.15
G3	B3	PV	20	6.45
G4	B4	PV	35	14.15
G5	B5	PV	50	10.6
G6	B6	PV	140	14.7

TABLA 14

Parámetros de los generadores

Unidad	S (MVA)	Ra (p.u.)	X ₀ (p.u.)	X _l (p.u.)	X _d (p.u.)	X _q (p.u.)	X' _d (p.u.)	X' _q (p.u.)	X'' _d (p.u.)	T' _{d0} (s)	T' _{q0} (s)	T'' _{d0} (s)
2	45	0.0015	0.15	0.15	1	0.61	0.32	0.25	0.25	5	0.1	0.05
3	25	0.0015	0.15	0.15	1	0.61	0.32	0.25	0.25	5	0.1	0.05
4	45	0.0015	0.15	0.15	1	0.61	0.32	0.25	0.25	5	0.1	0.05
5	65	0.0015	0.1	0.1	1.13	0.66	0.3	0.2	0.2	6	0.12	0.05
6	175	0.0015	0.1	0.1	1.13	0.66	0.3	0.2	0.2	6	0.12	0.005

TABLA 15

Carga

Carga	Bus	P (MW)	Q (MVar)
C1	B8	22.5	7.5
C2	B10	6	3
C3	B11	8	2
C4	B12	9	2
C5	B13	30	8
C6	B14	44.00001	16.5
C7	B17	45	9
C8	B16	10.002	0
C9	B20	18	6
C10	B23	15	6
C11	B24	24	9
C12	B18	1	0
C13	B26	30	12
C14	B25	15	6
C15	B27	48	16.5

TABLA 16

Parámetros de los transformadores

Transformador	de Bus	a Bus	S (MVA)	V _H (kV)	V _L (kV)	R (p.u.)	X (p.u.)
TR_1	B1	B27	150	400	154	0.003	0.15
TR_2	B1	B27	150	400	154	0.003	0.15
TR_3	B2	B21	46	13.8	154	0.002	0.12
TR_4	B3	B22	25	6.3	154	0.002	0.12
TR_5	B15	B19	150	400	154	0.003	0.15
TR_6	B15	B20	150	400	154	0.003	0.15
TR_7	B4	B18	46	13.8	154	0.002	0.12
TR_8	B5	B9	65	10.6	154	0.003	0.12
TR_9	B7	B8	150	400	154	0.003	0.15
TR_10	B7	B8	150	400	154	0.003	0.15
TR_11	B6	B7	175	14.7	400	0.003	0.12

TABLA 17

Parámetros de las líneas de transmisión modelo π en secuencias de fase

Línea	de Bus	a Bus	R_0 (Ω)	L_0 (H)	C_0 (F)	R_1 (Ω)	L_1 (H)	C_1 (F)
L1	B9	B8	4.855405	18.099141	36.333952	0.755117	5.953665	50.463822
L2	B9	B8	4.855405	18.099141	36.333952	0.755117	5.953665	50.463822
L3	B10	B9	8.496959	31.673496	63.584416	1.321456	10.418913	88.311688
L4	B10	B9	8.496959	31.673496	63.584416	1.321456	10.418913	88.311688
L5	B11	B10	14.637925	66.651105	77.828976	4.100259	19.545779	149.671108
L6	B14	B12	10.906690	49.661608	57.990218	3.055095	14.563521	111.519649
L7	B11	B10	14.637925	66.651105	77.828976	4.100259	19.545779	149.671108
L8	B14	B13	7.175454	32.672110	38.151459	2.009931	9.581264	73.368190
L9	B13	B11	10.906690	49.661608	57.990218	3.055095	14.563521	111.519649
L10	B12	B11	7.175454	32.672110	38.151459	2.009931	9.581264	73.368190
L11	B16	B14	10.906690	49.661608	57.990218	3.055095	14.563521	111.519649
L12	B17	B16	7.175454	32.672110	38.151459	2.009931	9.581264	73.368190
L13	B17	B14	15.498980	70.571758	82.407151	4.341451	20.695530	158.475291
L14	B20	B16	27.840760	126.767788	148.027661	7.798532	37.175304	284.668578
L15	B22	B20	16.386992	61.084599	122.627087	2.548521	20.093618	170.315399
L16	B23	B19	10.906690	49.661608	57.990218	3.055095	14.563521	111.519649
L17	B20	B17	22.961452	104.550753	122.084669	6.431779	30.660045	234.778209
L18	B19	B16	27.840760	126.767788	148.027661	7.798532	37.175304	284.668578
L19	B23	B20	10.906690	49.661608	57.990218	3.055095	14.563521	111.519649
L20	B24	B19	27.840760	126.767788	148.027661	7.798532	37.175304	284.668578
L21	B21	B19	13.959290	52.035029	104.460111	2.170963	17.116786	145.083488
L22	B24	B23	14.063889	64.037336	74.776860	3.939465	18.779277	143.801653
L23	B24	B23	14.063889	64.037336	74.776860	3.939465	18.779277	143.801653
L24	B7	B15	71.036425	0.751209	0.000002	3.752032	0.197565	0.000003
L25	B26	B24	15.498980	70.571758	82.407151	4.341451	20.695530	158.475291
L26	B22	B21	2.427703	9.049570	18.166976	0.377559	2.976832	25.231911
L27	B20	B18	6.601417	30.058341	35.099342	1.849137	8.814763	67.498735
L28	B25	B24	10.906690	49.661608	57.990218	3.055095	14.563521	111.519649
L29	B27	B25	22.961452	104.550753	122.084669	6.431779	30.660045	234.778209
L30	B27	B26	22.961452	104.550753	122.084669	6.431779	30.660045	234.778209
L31	B15	B1	47.357100	0.500800	0.000001	2.501700	0.131710	0.000002

APÉNDICE B

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA 3

El diagrama unifilar del sistema de prueba 3 se muestra en la Figura 53 y los parámetros de los componentes se describen a continuación.

TABLA 18

Despacho de los generadores

Generador	Bus	Tipo de bus	P (MW)	V (p.u.)
G 01	BUS 39	PV	1000	1.03
G 02	BUS 31	Slack	N.A.	0.9820
G 03	BUS 32	PV	650	0.9831
G 04	BUS 33	PV	632	0.9972
G 05	BUS 34	PV	508	1.0123
G 06	BUS 35	PV	650	1.0493
G 07	BUS 36	PV	560	1.0635
G 08	BUS 37	PV	540	1.0278
G 09	BUS 38	PV	830	1.0265
G 10	Bus 30	PV	250	1.0475

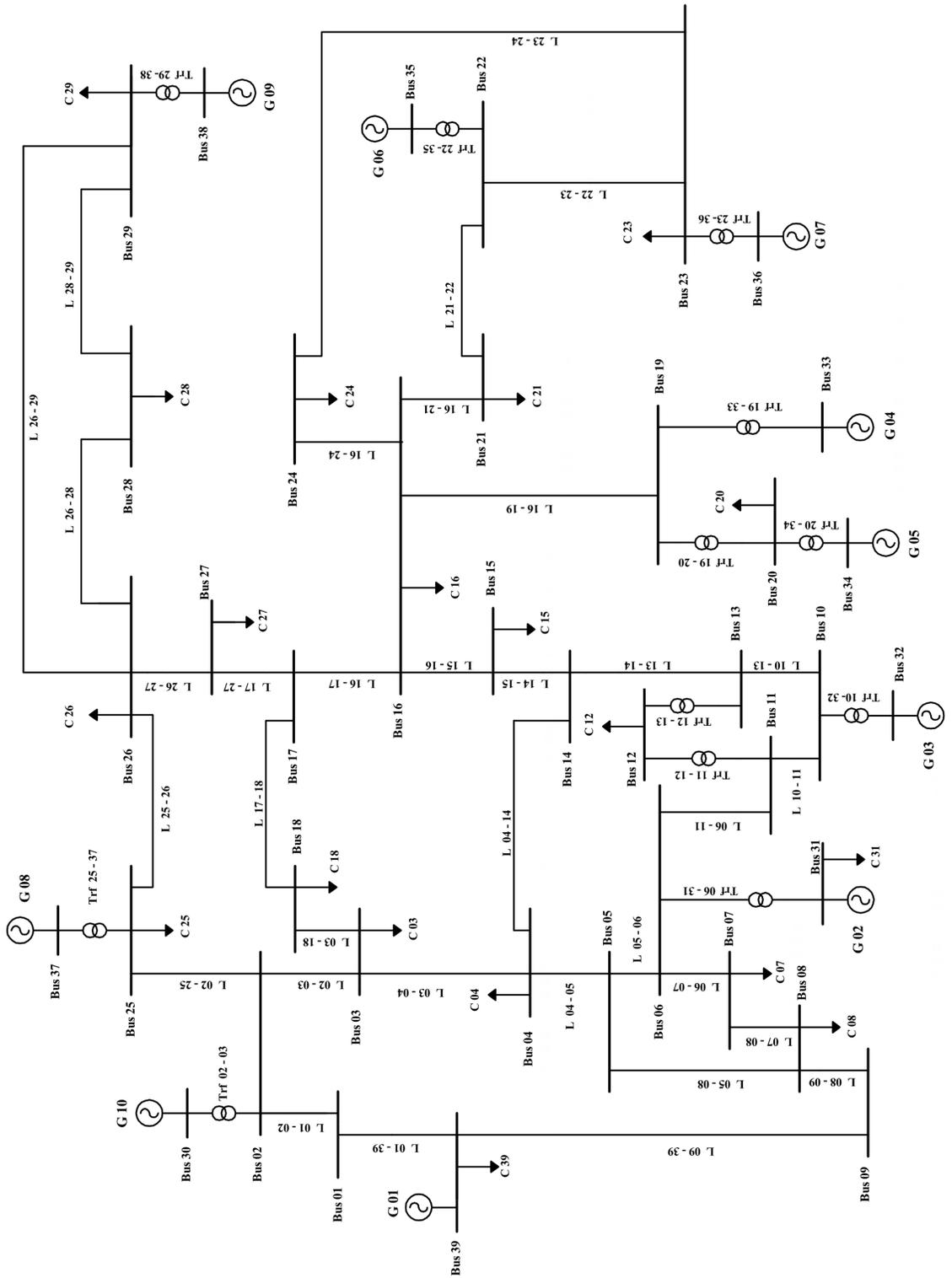


Figura 53. Diagrama unifilar del sistema de prueba 3.

TABLA 19

Carga

Carga	Bus	P (MW)	Q (MVAR)
C3	Bus 03	322	2.4
C4	Bus 04	500	184
C7	Bus 07	233.8	84
C8	Bus 08	522	176
C12	Bus 12	7.5	88
C15	Bus 15	320	153
C16	Bus 16	329	32.3
C18	Bus 18	158	30
C20	Bus 20	628	103
C21	Bus 21	274	115
C23	Bus 23	247.5	84.6
C24	Bus 24	308.6	-92.2
C25	Bus 25	224	47.2
C26	Bus 26	139	17
C27	Bus 27	281	75.5
C28	Bus 28	206	27.6
C29	Bus 29	283.5	26.9
C31	Bus 31	9.2	4.6
C39	Bus 39	1104	250

TABLA 20

Parámetros de las líneas de transmisión

Línea	de Bus	a Bus	Longitud (km)	R $\frac{\Omega}{km}$	X $\frac{\Omega}{km}$	C $\frac{\mu F}{km}$
L 01-02	BUS 01	BUS 02	163.06425	0.02554745	0.3	0.0095491
L 01-39	BUS 01	BUS 39	99.1875	0.012	0.3	0.0168514
L 02-03	BUS 02	BUS 03	59.90925	0.02582781	0.3	0.0095677
L 02-25	BUS 02	BUS 25	34.1205	0.24418605	0.3	0.009536
L 03-04	BUS 03	BUS 04	84.50775	0.01830986	0.3	0.0058386
L 03-18	BUS 03	BUS 18	52.76775	0.02481203	0.3	0.0090296
L 04-05	BUS 04	BUS 05	50.784	0.01875	0.3	0.0058892
L 04-14	BUS 04	BUS 14	51.18075	0.01860465	0.3	0.0060177
L 05-06	BUS 05	BUS 06	10.3155	0.02307692	0.3	0.0093763
L 05-08	BUS 05	BUS 08	44.436	0.02142857	0.3	0.0074026
L 06-07	BUS 06	BUS 07	36.501	0.01956522	0.3	0.0068993
L 06-11	BUS 06	BUS 11	32.5335	0.02560976	0.3	0.0095149
L 07-08	BUS 07	BUS 08	18.2505	0.02608696	0.3	0.0095247
L 08-09	BUS 08	BUS 09	144.02025	0.01900826	0.3	0.0058864
L 09-39	BUS 09	BUS 39	99.1875	0.012	0.3	0.0269622
L 10-11	BUS 10	BUS 11	17.06025	0.02790698	0.3	0.009523
L 10-13	BUS 10	BUS 13	17.06025	0.02790698	0.3	0.009523
L 13-14	BUS 13	BUS 14	40.07175	0.02673267	0.3	0.0095825
L 14-15	BUS 14	BUS 15	86.09475	0.02488479	0.3	0.009474
L 15-16	BUS 15	BUS 16	37.2945	0.0287234	0.3	0.0102184
L 16-17	BUS 16	BUS 17	35.31075	0.02359551	0.3	0.0084699
L 16-19	BUS 16	BUS 19	77.36625	0.02461538	0.3	0.0087569
L 16-21	BUS 16	BUS 21	53.56125	0.01777778	0.3	0.0106018
L 16-24	BUS 16	BUS 24	23.40825	0.01525424	0.3	0.006474
L 17-18	BUS 17	BUS 18	32.5335	0.02560976	0.3	0.0090353
L 17-27	BUS 17	BUS 27	68.63775	0.02254335	0.3	0.010442
L 21-22	BUS 21	BUS 22	55.545	0.01714286	0.3	0.0102914
L 22-23	BUS 22	BUS 23	38.088	0.01875	0.3	0.0108013
L 23-24	BUS 23	BUS 24	138.8625	0.01885714	0.3	0.0057937
L 25-26	BUS 25	BUS 26	128.15025	0.02972136	0.3	0.0089213
L 26-27	BUS 26	BUS 27	58.32225	0.02857143	0.3	0.0091555
L 26-28	BUS 26	BUS 28	188.0595	0.02721519	0.3	0.0092457
L 26-29	BUS 26	BUS 29	247.96875	0.02736	0.3	0.009248
L 28-29	BUS 28	BUS 29	59.90925	0.02781457	0.3	0.0092627

TABLA 21

Parámetros de los transformadores

Transformador	de Bus	a Bus	S (MVA)	V _H (kV)	V _L (kV)	R (p.u.)	X (p.u.)	Z (p.u.)	V _k (%)	V _{kr} (%)
Trf 12 - 11	BUS 12	BUS 11	300	345	138	0.0048	0.1305	0.1303	13.05882	48
Trf 12 - 13	BUS 12	BUS 13	300	345	138	0.0048	0.1305	0.1303	13.05882	0.48
Trf 06 - 31	BUS 6	BUS 31	700	345	16.5	0	0.175	0.175	17.5	0
Trf 10 - 32	BUS 10	BUS 32	800	345	16.5	0	0.16	0.16	16	0
Trf 19 - 33	BUS 19	BUS 33	800	345	16.5	0.0056	0.1136	0.1137	11.37379	0.56
Trf 20 - 34	BUS 20	BUS 34	2*300	345	16.5	0.0054	0.108	0.1081	10.81349	0.54
Trf 22 - 35	BUS 22	BUS 35	800	345	16.5	0	0.1144	0.1144	11.44	0
Trf 23 - 36	BUS 23	BUS 36	700	345	16.5	0.0035	0.1904	0.1904	19.04322	0.35
Trf 25 - 37	BUS 25	BUS 37	700	345	16.5	0.0042	0.1624	0.1625	6.24543	0.42
Trf 02 - 30	BUS 02	BUS 30	1000	345	16.5	0	0.181	0.181	18.1	0
Trf 29 - 38	BUS 29	BUS 38	1000	345	16.5	0.008	0.156	0.1562	15.6205	0.8
Trf 19 - 20	BUS 19	BUS 20	1000	345	230	0.007	0.138	0.1382	13.81774	0.7

TABLA 22Parámetros de los generadores ($X'' = X''_d = X''_q$)

Unidad	S (MVA)	H (s)	R _a (p.u.)	X' _d (p.u.)	X' _q (p.u.)	X _d (p.u.)	X _q (p.u.)	T' _{d0} (s)	T' _{q0} (s)	X _l (p.u.)	X'' (p.u.)	T'' _{d0} (s)	T'' _{q0} (s)
1	10000	5	0	0.6	0.8	2	1.9	7	0.7	0.3	0.4	0.05	0.035
2	700	4.329	0	0.487	1.19	2.065	1.974	6.56	1.5	0.245	0.35	0.05	0.035
3	800	4.475	0	0.4248	0.7008	1.996	1.896	5.7	1.5	0.2432	0.36	0.05	0.035
4	800	3.575	0	0.3488	1.328	2.096	2.064	5.69	1.5	0.236	0.28	0.05	0.035
5	300	4.333	0	0.396	0.498	2.01	1.86	5.4	0.44	0.162	0.267	0.05	0.035
6	800	4.35	0	0.4	0.6512	2.032	1.928	7.3	0.44	0.1792	0.32	0.05	0.035
7	700	3.7771	0	0.343	1.302	2.065	2.044	5.66	1.5	0.2254	0.308	0.05	0.035
8	700	3.471	0	0.399	0.6377	2.03	1.96	6.7	0.41	0.196	0.315	0.05	0.035
9	1000	3.45	0	0.57	0.587	2.106	2.05	4.79	1.96	0.298	0.45	0.05	0.035
10	1000	4.2	0	0.31	0.5	1	0.69	10.2	0	0.125	0.25	0.05	0.035

TABLA 23

Parámetros del sistema AVR

Unidad	Ka =	Ta =	Vrmin =	Vrmáx =	Ke =	Te =	Kf =	Tf =	Se1 =	Se2 =	E1 =	E2 =
	K_A	T_A	V_{Rmin}	$V_{Rmáx}$	K_E	T_E	K_F	T_F	C_1	C_2	EX_1	EX_2
2	6.2	0.05	-1	1	-0.633	0.405	0.057	0.5	0.66	0.88	3.036437	4.048583
3	5	0.06	-1	1	-0.0198	0.5	0.08	1	0.13	0.34	2.342286	3.123048
4	5	0.06	-1	1	-0.0525	0.5	0.08	1	0.08	0.314	2.868069	3.824092
5	40	0.02	-10	10	1	0.785	0.03	1	0.07	0.91	3.926702	5.235602
6	5	0.02	-1	1	-0.0419	0.471	0.0754	1.246	0.064	0.251	3.586801	4.782401
7	40	0.02	-6.5	6.5	1	0.73	0.03	1	0.53	0.74	2.801724	3.735632
8	5	0.02	-1	1	-0.047	0.528	0.0854	1.26	0.072	0.282	3.191489	4.255319
9	40	0.02	-10.5	10.5	1	1.4	0.03	1	0.62	0.85	4.256757	5.675676
10	5	0.06	-1	1	-0.0485	0.25	0.04	1	0.08	0.26	3.546099	4.728132

RESUMEN AUTOBIOGRÁFICO

Martha Nohemi Acosta Montalvo

Candidata para el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

Tesis: PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES DE LOS EIGENVALORES Y SU APLICACIÓN
A LA IDENTIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE POTENCIA

Biografía: Nacida en Salamanca, Guanajuato, México, el 8 de noviembre de 1989, hija de
María del Socorro Montalvo y Felipe de Jesús Acosta González.

Educación: Asistió a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad
Autónoma de Nuevo León y estudió la de carrera ingeniero mecánico electricista. En
2015, se graduó con honores y recibió un reconocimiento por excelencia académica.

Experiencia Profesional: En 2014 se integró al empresa Schneider Electric S. A. de C. V.