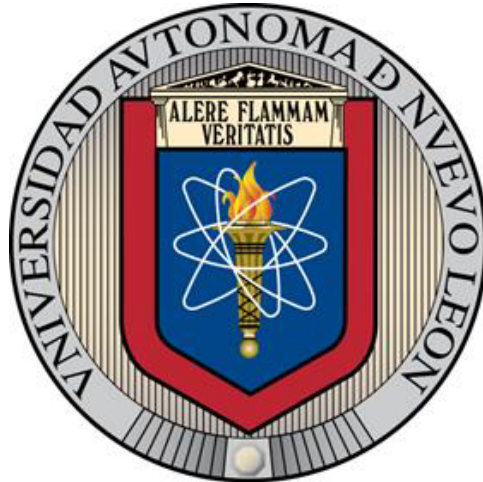


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE SINCRONISMO EN
GENERADORES BASADA EN EL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL
VOLTAJE EN TERMINALES**

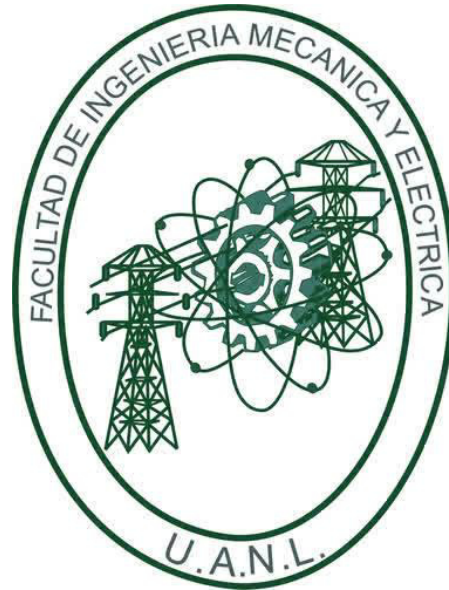
POR

EDGAR OSVALDO GÓMEZ DÍAZ

**COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE MAestrÍA EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

JUNIO, 2018

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



TESIS

**PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE SINCRONISMO EN
GENERADORES BASADA EN EL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL
VOLTAJE EN TERMINALES**

POR

EDGAR OSVALDO GÓMEZ DÍAZ

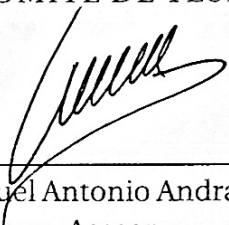
**COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRÍA EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

JUNIO, 2018

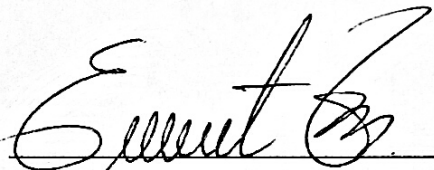
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis **“PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE SINCRONISMO EN GENERADORES BASADA EN EL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL VOLTAJE EN TERMINALES”**, realizada por el estudiante Edgar Osvaldo Gómez Díaz, con matrícula 1880627, 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

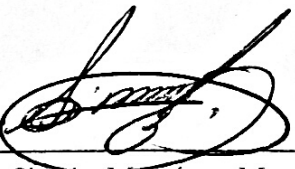


Dr. Ernesto Vázquez Martínez
Revisor

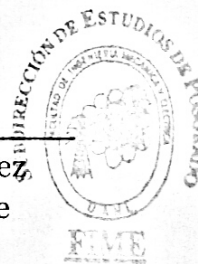


M.C. Juan José Guerrero Garza
Revisor

Vo. Bo.



Dr. Simón Martínez Martínez,
Subdirector de Estudios de
Posgrado



Este trabajo lo dedico especialmente a Dios
por darme la oportunidad de concluir un ciclo más en mi vida.

A mis padres

quienes siempre se han esforzado por darme lo mejor, quienes han sido un enorme ejemplo de lucha y superación, y son el motor que me impulsa a seguir adelante.

*"Porque todas las cosas proceden de él,
y existen por él y para él."*

Romanos 11:36.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Manuel Andrade Soto por su confianza, apoyo y asesoría a lo largo del programa de maestría y especialmente en la realización de este trabajo, muchas gracias.

Al Dr. Ernesto Vázquez Martínez y al M.C. Juan José Guerrero Garza, por los comentarios y aportaciones.

A todos los profesores del Programa, por compartir sus conocimientos, experiencias y valores.

A mis amigos y compañeros con los que tuve la oportunidad de convivir durante mis estudios de maestría.

A mi compañera Marta Nohemí por el apoyo brindado para la realización de este trabajo.

A mis hermanas, hermano y padres, por el apoyo brindado no solo en esta etapa sino a lo largo de mi vida, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo brindado.

Ing. Edgar Osvaldo Gómez Díaz

RESUMEN

Edgar Osvaldo Gómez Díaz

Fecha de graduación: junio de 2018

Universidad Autónoma de Nuevo León

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Título del estudio: PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE SINCRONISMO EN GENERADORES BASADA EN EL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL VOLTAJE EN TERMINALES

Número de páginas: 119

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

Propósito y método de estudio: Cuando un sistema eléctrico de potencia se ve afectado por perturbaciones, se generan oscilaciones electromecánicas. Estas pueden provocar la operación incorrecta de las protecciones, la salida de elementos del sistema e inclusive la pérdida de sincronismo entre los generadores, comprometiendo la operación del sistema. En este trabajo de investigación se propone un algoritmo para la detección de pérdida de sincronismo basado en el análisis de la sensibilidad de los eigenvalores y el análisis de la componente principal. Se analiza el comportamiento de la componente principal de la matriz de sensibilidad, construida a partir de la matriz de covarianza de las mediciones de los ángulos de voltaje en terminales de la máquina síncrona. Mediante este comportamiento se determina la dinámica del ángulo del rotor de la máquina, con la cual se establece un criterio para la evaluación de la pérdida de sincronismo, mediante el establecimiento de un umbral. El desempeño de la metodología propuesta se evaluó con dos sistemas de prueba, en los cuales se plantearon diversos escenarios de prueba.

Contribuciones y conclusiones: La principal aportación de la realización de este trabajo de investigación es el desarrollo de un algoritmo para la detección en línea de pérdida de sincronismo. Este algoritmo no requiere de un modelado previo, ni del conocimiento de los parámetros del SEP y puede ser aplicado a cualquier sistema eléctrico. Este algoritmo proporciona un criterio de evaluación con el cual se puede detectar con anticipación la pérdida de sincronismo del generador. Este criterio se establece como un esquema de protección contra la pérdida de sincronismo.

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 y Limitaciones	6
1.5. Estructura de la Tesis	7
2. Comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de potencia	9
2.1. Introducción	9
2.2. Estabilidad de SEP	10
2.2.1. Estabilidad de ángulo	11
2.2.1.1. Estabilidad de pequeña señal	14
2.2.1.2. Estabilidad transitoria	14
2.3. Oscilaciones electromecánicas en SEP	15
2.3.1. Ecuación de oscilación	16
2.3.2. Respuesta al cambio de potencia mecánica de entrada	18
2.3.3. Tipos de oscilaciones	20
2.4. Pérdida de sincronismo	23
2.4.1. Efectos de la pérdida de sincronismo	27
2.4.1.1. Daños de la turbina-máquina	28
2.5. Metodologías para la detección de oscilaciones electromecánicas y pérdida de sincronismo	30
2.5.1. Criterio de áreas iguales	30
2.5.2. Detección de inestabilidad mediante la función de energía	33
2.5.3. Análisis del plano de estados	35
2.5.4. Protección contra pérdida de sincronismo (78)	38
2.5.4.1. Esquema Mho simple	42
2.5.4.2. Esquema de blinder simple	42

2.5.4.3.	Esquema de doble blinder	44
2.5.5.	Conclusiones	45
3.	Metodología Propuesta	47
3.1.	Introducción	47
3.2.	Eigenvalores y eigenvectores	48
3.3.	Sensibilidad de los eigenvalores	50
3.4.	Análisis de componente principal	51
3.4.1.	Interpretación gráfica	54
3.4.2.	Tipos de solución	56
3.5.	Algoritmo propuesto	59
3.5.1.	Etapa 1	59
3.5.1.1.	Ventana de datos	61
3.5.2.	Etapa 2	62
3.5.2.1.	Matriz de covarianza	63
3.5.2.2.	Matriz de sensibilidad	64
3.5.2.3.	Componente principal respecto a λ_d	65
3.5.3.	Etapa 3	66
3.5.3.1.	Umbral	69
3.5.4.	Conclusiones	71
4.	Pruebas y resultados	73
4.1.	Introducción	73
4.2.	Sistemas de Prueba	73
4.2.1.	Sistema de prueba 1	73
4.2.2.	Sistema de prueba 2	74
4.3.	Caso de análisis	76
4.4.	Escenarios de Simulación Sistema de Prueba 1	81
4.4.1.	Escenario 1	82
4.4.2.	Escenario 2	87
4.4.3.	Escenario 3	89
4.4.4.	Escenario 4	93
4.4.5.	Escenario 5	94
4.4.6.	Escenario 6	96
4.5.	Escenarios de simulación sistema de prueba 2	98
4.5.1.	Escenario 1	99
4.5.2.	Escenario 2	102

4.5.3. Escenario 3	104
4.5.4. Escenario 4	106
4.6. Conclusiones	108
5. Conclusiones y recomendaciones	112
5.1. Conclusiones	112
5.2. Aportaciones	114
5.3. Recomendaciones para trabajos futuros	115
Referencias	116

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1. Clasificación de la estabilidad en SEP	10
2. Característica de la potencia transferida del sistema de dos máquinas: (a) sistema de dos máquinas, (b) diagrama equivalente, (c) diagrama fasorial, (d) curva potencia-ángulo	13
3. Sistema Máquina Bus Infinito	16
4. Sistema Máquina Bus Infinito	18
5. Curva Potencia-Ángulo	18
6. Respuesta de la máquina al cambio en la potencia mecánica de entrada sin considerar amortiguamiento	19
7. Respuesta de la máquina al cambio en la potencia mecánica de entrada considerando amortiguamiento	21
8. Respuesta del ángulo del rotor a una perturbación transitoria	22
9. Tipos de oscilaciones	23
10. Respuesta del sistema de 4 máquinas ante un transitorio:(a) caso estable, (b) caso inestable	25
11. Criterio de áreas iguales aplicado al sistema SMBI	32
12. Plano de trayectoria de estados de sistema SMBI en condición de prefalla	38
13. Sistema sencillo de dos áreas: (a) Sistema, (B) Diagrama equivalente	39
14. Trayectoria de la impedancia de oscilación	41
15. Esquema Mho simple	43
16. Esquema Blinder simple	44
17. Esquema doble Blinder	45
18. Representación de la primera componente principal	55
19. Representación de la segunda componente principal	55
20. Proyección del conjunto de datos originales de dos dimensiones en componentes principales	56
21. Proyección del conjunto de datos originales de tres dimensiones en componentes principales	56
22. Algoritmo para la evaluación de la pérdida de sincronismo	60

23. Comportamiento del ángulo de la máquina y comportamiento del ángulo del fasor de voltaje en terminales de la máquina, ante una falla trifásica en el SEP	62
24. Ventana de datos	63
25. Comportamiento de z_m , ante una falla trifásica en el SEP	67
26. Diagrama de estados de la etapa 3	68
27. Estados de operación de la etapa 3	70
28. Diagrama unifilar del sistema de prueba de 9 nodos de Anderson	74
29. Diagrama unifilar del sistema de prueba de 39 nodos de la IEEE	77
30. Comportamiento del ángulo del rotor de los generadores 2 y 3 del sistema de prueba 1 ante una falla trifásica en la línea 2	78
31. Perfil de voltajes en los nodos del sistema de prueba 1 ante una falla trifásica en la línea 2	79
32. Comportamiento del ángulo del rotor de los generadores 2 y 3 del sistema de prueba 1 ante la desconexión del generador 2	80
33. Perfil de voltajes en los nodos del sistema de prueba 1 ante la desconexión del generador 2	81
34. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.04$ s, sistema de prueba 1	84
35. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.06$ s, sistema de prueba 1	85
36. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.072$ s, sistema de prueba 1	86
37. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.0833$ s, sistema de prueba 1	87
38. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.1$ s, sistema de prueba 1	88
39. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.4$ s, sistema de prueba 1	89
40. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.13$ s mediante la apertura y recierre exitoso, sistema de prueba 1	91
41. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.16$ s mediante la apertura y recierre exitoso, sistema de prueba 1	92
42. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.17$ s mediante la apertura y recierre exitoso, sistema de prueba 1	93
43. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en el bus 5, liberada en $t = 1.2$ s, sistema de prueba 1	94

44. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en el bus 5, liberada en $t = 1.3$ s, sistema de prueba 1	95
45. Comportamiento de G2 ante falla bifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.15$ s, sistema de prueba 1	96
46. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.083$ s y falla trifásica en línea 3 en $t = 1.4$ s, sistema de prueba 1	97
47. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.016$ s, sistema de prueba 1	98
48. Comportamiento de G3 ante falla mofásica en la línea 2, liberada en $t = 1.2$ s, sistema de prueba 1	99
49. Comportamiento de G3 ante desconexión y conexión de carga, sistema de prueba 1	100
50. Comportamiento de G1 ante falla trifásica en la línea 2-3, liberada en $t = 1.2$ s, sistema de prueba 2	101
51. Comportamiento de G1 ante falla trifásica en la línea 2-3, liberada en $t = 1.28$ s, sistema de prueba 2	102
52. Comportamiento de G1 ante falla trifásica en la línea 2-3, liberada en $t = 1.4$ s, sistema de prueba 2	103
53. Comportamiento de G9 ante falla trifásica en la línea 28-29, liberada en $t = 1.1$ s, sistema de prueba 2	104
54. Comportamiento de G9 ante falla trifásica en la línea 28-29, liberada en $t = 1.2$ s, sistema de prueba 2	105
55. Comportamiento de G4 ante falla trifásica en la línea 23-24, liberada en $t = 1.2$ s mediante apertura y recierre exitoso, sistema de prueba 2	106
56. Comportamiento de G4 ante falla trifásica en la línea 23-24, liberada en $t =$ 1.25 s mediante apertura y recierre exitoso, sistema de prueba 2	107
57. Comportamiento de G4 ante falla trifásica en el bus 20, liberada en $t = 1.2$ s, sistema de prueba 2	107
58. Comportamiento de G4 ante falla trifásica en el bus 20, liberada en $t = 1.21$ s, sistema de prueba 2	108
59. Comportamiento de G4 ante falla trifásica en el bus 20, liberada en $t = 1.3$ s, sistema de prueba 2	109
60. Comportamiento de G6 ante falla trifásica en el bus 16, liberada en $t = 1.15$ s, sistema de prueba 2	109
61. Comportamiento de G6 ante falla trifásica en el bus 16, liberada en $t = 1.2$ s, sistema de prueba 2	110

62. Comportamiento de G1 ante falla trifásica en la línea 2-3 en liberada en $t = 1.2$ s
y una falla trifásica permanente en la línea 3-18 en $t = 5$ s, sistema de prueba 2 110

LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
1. Parámetros de los generadores del sistema de prueba de 9 nodos de Anderson	75
2. Parámetros de los transformadores del sistema de prueba de 9 nodos de Anderson	76
3. Parámetros de líneas del sistema de 9 nodos de Anderson	76
4. Parámetros de cargas del sistema de 9 nodos de Anderson	77
5. Tiempos de liberación de falla escenario 1, sistema de prueba 1	83
6. Resultados de pruebas realizadas para escenario de simulación 1, sistema de prueba 1	90
7. Tiempos de liberación de falla escenario 2, sistema de prueba 1	91
8. Resultados de pruebas realizadas para escenario de simulación 2	92
9. Despacho de las máquinas síncronas del sistema de prueba de 39 nodos de la IEEE	119
10. Parámetros de las cargas del sistema de prueba de 39 nodos de la IEEE	120
11. Parámetros de las líneas de transmisión del sistema de prueba de 39 nodos de la IEEE	121
12. Parámetros de los transformadores del sistema de prueba de 39 nodos de la IEEE122	
13. Parámetros de los generadores del sistema de prueba de 39 nodos de la IEEE .	122

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

Los sistemas de transmisión de energía eléctrica en corriente alterna buscan ofrecer un servicio de energía confiable, para lo cual se deben de cumplir principalmente con dos requerimientos. El primero es mantener funcionando en paralelo todos los generadores de la red y que estos a su vez puedan satisfacer la demanda de carga. El segundo requerimiento es mantener la integridad de la red, es decir mantener el servicio de energía eléctrica constante. Es por ello que el estudio de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia siempre ha sido una prioridad [1].

Dentro de la operación normal de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se presentan diversas perturbaciones de diferente naturaleza. Estas perturbaciones son caracterizadas por oscilaciones, que dependiendo de su naturaleza y del estado de operación del sistema pueden ser estables o inestables [2].

Cuando el SEP se encuentra en estado estable, existe un equilibrio entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida en los generadores. Cuando el sistema es alterado por la presencia de una perturbación, surgen desequilibrios entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico de salida en los generadores, los cuales provocan cambios en la potencia generada o consumida. Para compensar estos cambios, las máquinas, por acción propia, responden a estos cambios, por lo cual tienen a desace-

lerarse o acelerarse tratando de encontrar un punto de equilibrio estable. Este acelerar y desacelerar da paso a oscilaciones tanto en las variables eléctricas como mecánicas del sistema, es por ello que son conocidas como oscilaciones electromecánicas.

Después del disturbio, por acción de los controles del sistema los generadores pueden volver a encontrar un nuevo punto de equilibrio, esto es que el sistema tenga una operación estable [3]. Por otra parte, si las máquinas del sistema no son capaces de encontrar otro punto de equilibrio estable, puede ocurrir una pérdida de sincronismo ya sea de un generador con respecto al resto o entre grupos de generadores. Este tipo de oscilaciones son consideradas inestables. La pérdida de sincronismo, además de causar la inestabilidad, puede generar daños severos e irreparables en las máquinas.

Las oscilaciones electromecánicas, ya sea estables o inestables, pueden producir problemas como limitación de potencias transferidas por las líneas de transmisión, estrés en los ejes mecánicos de las turbinas, activación de protecciones de equipos que pueden ocasionar la salida de líneas y de generadores, los cuales a su vez pueden provocar eventos en cascada que pueden llevar al sistema a un apagón total.

Los estudios post-mortem de los grandes apagones recientes han evidenciado la necesidad de mejorar la filosofía de protección. En estos estudios se ha encontrado que los dispositivos de protección han contribuido en la mayoría de estos disturbios. Las operaciones en falso y no deseadas de estos dispositivos juegan un papel importante en iniciar y propagar eventos en cascada [4]. Si el sistema eléctrico a proteger está bajo estrés, por ejemplo, debido a salidas o cargas excesivas, la apertura adicional de interruptores por efecto de la operación de una protección puede incrementar el estrés, lo que puede contribuir a incrementar las fallas en el sistema. Si la apertura de interruptores fue debido a un disparo en falso, o un disparo no deseado, entonces el sistema de protección contribuye a las fallas del sistema, dejando comprometida la seguridad del mismo.

La principal motivación de esta investigación radica en el desarrollo de un algoritmo que sea capaz de detectar con anticipación una pérdida de sincronismo, con el objetivo principal de proteger a los generadores. Este trabajo busca desarrollar un esquema de protección basado en esta metodología, que sea capaz de responder a la dinámica del sistema y que pueda brindar una operación confiable. Este algoritmo es capaz de diferenciar entre una oscilación estable y una pérdida de sincronismo. Por otro lado, se busca que el algoritmo propuesto utilice métodos que no demanden mucho esfuerzo computacional para poder ser aplicado en tiempo real.

1.2 Antecedentes

Se han propuesto varios métodos para la detección y protección contra pérdida de sincronismo. Un análisis de la literatura revela que estos métodos se pueden dividir básicamente en cinco grupos.

El primer grupo consiste en el análisis y monitoreo de la impedancia de oscilación. En 2012, Ambekar y Damhare [5], presentaron dos esquemas de protección para la detección de pérdida de sincronismo basados en mediciones fasoriales sincronizadas. Los esquemas propuestos se basan en el cálculo de la diferencia de resistencia y de la diferencia de impedancia en los extremos de una línea de transmisión, para ello utilizan la medición sincronizada de los fasores de voltajes y corrientes en ambos extremos de la línea. Los esquemas propuestos pueden distinguir entre una oscilación de potencia estable y una inestable y con ello prohibir el disparo de relés de distancia en oscilaciones de potencia estables.

Dentro de este primer grupo se encuentra también el esquema de protección 78 [6]. Este esquema emplea elementos de detección de impedancia y lógica especializada para distinguir entre una condición de falla y una pérdida de sincronismo. En el esquema con-

vencional, cuando la impedancia de oscilación penetra la característica del relé, supera el ángulo de 120 grados y permanece así por un tiempo determinado en el ajuste, se detecta la pérdida de sincronismo y se manda la señal de apertura de interruptores.

El segundo grupo corresponde a los métodos basados en el criterio de la función de energía. En 2006, K. Padiyar y S. Krishna [7], propusieron una técnica para la detección en línea de la pérdida de sincronismo basada en el criterio de función de energía. Esta técnica aplica el concepto de energía potencial en una línea. Se basan en las mediciones en línea del voltaje y de corriente en la línea. Durante la ocurrencia de oscilaciones inestables, todo el sistema eléctrico se divide en dos áreas interconectadas y se hace el análisis del criterio de energía en ambas áreas. Para la implementación de esta técnica como algoritmo de protección contra pérdida de sincronismo, se necesitan las mediciones a través de todas las líneas del sistema.

Farantatos y Huang en 2006 [8], presentaron un esquema de supervisión de la estabilidad transitoria y de la protección contra pérdida de sincronismo del generador. Este se basa en el monitoreo dinámico en tiempo real del sistema, habilitado por un estimador de estado dinámico distribuido (DSE). El DSE utiliza mediciones locales sincronizadas y no sincronizadas y proporciona la evolución del estado dinámico del sistema. El modelo dinámico en tiempo real se utiliza para evaluar la función energética del sistema basado en el método directo de Lyapunov, estima la barrera de estabilidad y caracteriza su estabilidad.

El tercer grupo es referente a metodologías basadas en el criterio de áreas iguales. En 2015, Pudyal y Gokaraju [9] propusieron un esquema de protección basado en la aplicación del concepto del criterio de áreas iguales clásico, pero modificado en el dominio del tiempo. La metodología de protección propuesta por estos autores utiliza la curva de tiempo-potencia, y aplicando el mismo criterio de áreas iguales se determina la estabilidad del sistema. Para una configuración de sistema multimáquina, la potencia

eléctrica es obtenida mediante la información de voltajes y corrientes locales.

El cuarto grupo corresponde a metodologías basadas en el análisis cualitativo del sistema eléctrico de potencia. Dentro de este grupo, el más reciente es el presentado por Shrestha, Gokaraju y Sachdev en 2013 [10]. Proponen una técnica de protección contra pérdida de sincronismo que utiliza la representación del plano de estados de la velocidad del generador y del ángulo de potencia. Se calcula el ángulo crítico de liberación de usando el principio de que la energía total del sistema en el instante en el que se libera la falla es igual a energía potencial máxima del sistema, el cual es usado como un parámetro para determinar el límite de estabilidad. El esquema de predicción de plano de estados propuesto se utiliza para detectar la primera condición de oscilación inestable en un sistema de prueba de dos áreas.

El quinto grupo corresponde a la combianción de otras técnicas para la evaluación y detección de pérdida de sincronismo. En [11], Abdelaziz, Irbing y Mansour propusieron la detección de pérdida de sincronismo mediante el uso de una red neuronal de propagación hacia atrás. En [12], Rebizant y Feser propusieron la aplicación de lógica difusa utilizando un interfaz difuso basado en una red adaptativa ANFIS para la detección de pérdida de sincronismo.

Varias de las metodologías propuestas dependen del conocimiento del estado de operación y parámetros del sistema para realizar un modelado previo. Asimismo, requieren de un enorme esfuerzo computacional, debido a la solución de las ecuaciones diferenciales algebraicas que representan al sistema, por lo que imposibilitan su aplicación en tiempo real.

Por otro lado aquellas técnicas que son aplicadas en tiempo real, detectan la pérdida de sincronismo, hasta el momento en el que ocurre.

Actualmente el esquema de protección contra la pérdida de sincronismo más usado

es el esquema 78. Sin embargo esta protección tiene como desventaja que depende del historial de eventos y de la experiencia del operador, ya que su efectividad radica en el ajuste del esquema.

1.3 Objetivo Particular

Desarrollar una metodología basada en la solución del problema de eigenvalores, que permita obtener una métrica muy aproximada del tamaño del espacio de clasificación en esquemas cuyo funcionamiento dependa de distinguir fenómenos de dinámica rápida cuando está en plena evolución un fenómeno de dinámica lenta.

1.4 Alcances y Limitaciones

El alcance de este trabajo de tesis es el desarrollo de un nuevo algoritmo basado en el análisis y dinámica de los eigenvalores, capaz de detectar a tiempo una pérdida de sincronismo a partir de las mediciones de los ángulos de voltaje en terminales de la máquina. Asimismo, que este no dependa del conocimiento de los parámetros o estado de operación del sistema, pero que sea capaz de responder a la dinámica del sistema. Que mediante el análisis de la matriz de sensibilidad de los eigenvalores y de la aplicación de la componente principal se determine un esquema para la protección del generador contra la pérdida de sincronismo.

Este algoritmo se limita únicamente a la protección local del generador, no es dependiente de lo que pase en el resto del sistema.

1.5 Estructura de la Tesis

El presente trabajo de tesis esta estructurado en 5 capítulos, los cuales se describen a continuación:

En el Capítulo 1 se presenta la motivación, en ella se presentan las razones principales que llevaron al desarrollo de la investigación de este trabajo de tesis. Asimismo, se da un breve resumen de los métodos de detección y protección contra pérdida de sincronismo que han propuesto algunos autores. Por último, se da a conocer el objetivo principal, alcance y limitaciones pretendidos en este trabajo de investigación.

En el Capítulo 2 se presenta una visión general del comportamiento dinámico de los SEP, se introducen los conceptos básicos sobre la estabilidad y su clasificación, se presentan y definen las oscilaciones electromecánicas en SEP, se analiza el efecto de la pérdida de sincronismo y se presenta el fundamento general de los principales métodos aplicados para la detección de la pérdida de sincronismo.

En el Capítulo 3 se presenta el fundamento teórico necesario para el análisis de la sensibilidad de los eigenvalores, así como del método de la componente principal. Además, se presenta el algoritmo para la detección de pérdida de sincronismo basado en el análisis de la sensibilidad de los eigenvalores y se describe a detalle cada una de las etapas del algoritmo.

En el Capítulo 4 se presenta la descripción de los 2 sistemas de prueba usados, así como los escenarios de prueba utilizados para evaluar el desempeño del algoritmo propuesto. En cada escenario se muestran y se analizan los resultados obtenidos.

En el Capítulo 5 se exponen las conclusiones derivadas del análisis general del trabajo de investigación, así como también, las aportaciones y recomendaciones para

trabajos futuros.

CAPÍTULO 2

COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son por naturaleza sistemas dinámicos, que se encuentran en constante cambio: tanto por la conexión y desconexión de cargas, cambios topológicos en la red, salida de líneas o generadores debido a mantenimiento o por la acción de protecciones, así como también por la ocurrencia de fallas eléctricas. Estos cambios provocan variaciones en las variables eléctricas de la red y, dependiendo del estado de operación y de los controles de la misma, impactarán en su comportamiento [13, 14].

El comportamiento dinámico del sistema depende de la capacidad de respuesta de los generadores, así como también de la capacidad de transferencia de potencia de la red. Dicho comportamiento se define en términos de estabilidad.

En el presente capítulo, se abordan algunos aspectos relacionados con la dinámica de los sistemas eléctricos de potencia, vistos desde el punto de la estabilidad, así como otros fenómenos relacionados.

2.2 Estabilidad de SEP

La estabilidad de los SEP es una de las áreas de estudio mas importantes, necesaria para mantener el servicio de energía eléctrica confiable. Dado que las fuentes de energía eléctrica de mayor aporte en un SEP son las máquinas síncronas, la estabilidad tiene que ver con el comportamiento de estas máquinas después de haber ocurrido un disturbio en la red eléctrica [15].

De acuerdo a [2], la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia puede definirse como la propiedad que este posee para permanecer en un estado de equilibrio en condiciones de funcionamiento normales y recuperar un estado de equilibrio aceptable después de la ocurrencia de una perturbación.

La estabilidad depende de diversos factores como el estado de operación y configuración del sistema eléctrico, así como también de la duración y magnitud del disturbio. Por otro lado, la estabilidad puede clasificarse de acuerdo a las variables analizadas dentro del sistema. En la Figura 1 se presenta una clasificación de estabilidad con base en la variable analizada, la magnitud y duración del disturbio [16].

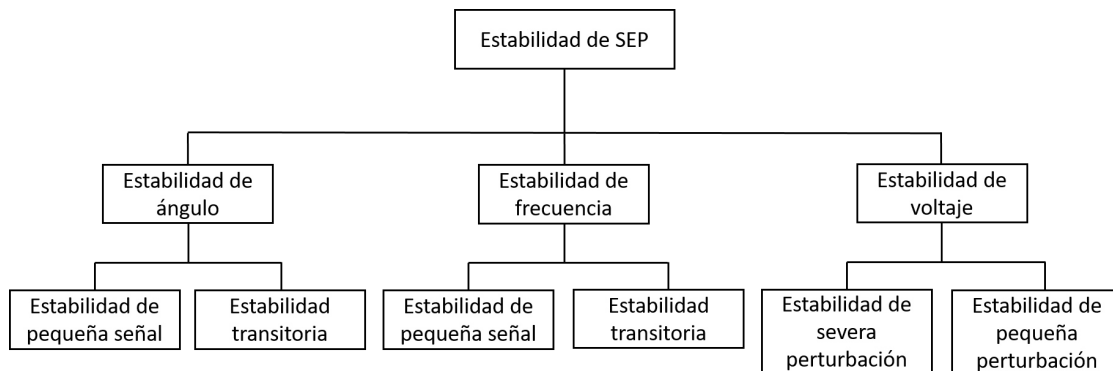


Figura 1. Clasificación de la estabilidad en SEP.

2.2.1 Estabilidad de ángulo

La estabilidad de ángulo hace referencia a la capacidad que tiene un sistema eléctrico de potencia de mantener el sincronismo después de que ocurre una perturbación en el mismo. Debido a esto, los rotores de las máquinas tienden a oscilar provocando que la potencia de salida varíe de acuerdo a estas oscilaciones, convirtiéndose esto en un factor fundamental del problema de estabilidad [2].

Si el sistema es estable, todas las máquinas síncronas interconectadas deberían permanecer en sincronismo; es decir, todas deberían seguir funcionando en paralelo y a la misma velocidad eléctrica [17].

Un aspecto importante de este tipo de estabilidad es la relación que existe entre el intercambio de potencia y la posición angular de las máquinas síncronas del sistema. Para entender esta relación, consideremos que se tiene el sistema mostrado en la Figura 2 (a), en el cual se tiene una máquina síncrona (G) que representa el generador y otra máquina que representa un motor síncrono, conectados entre sí por medio de una línea de transmisión, con reactancia inductiva X_L .

En la Figura 2 (b) se muestra la representación equivalente del sistema. La línea de transmisión es representada por su reactancia equivalente y las máquinas por su modelo clásico, el cual consta de una fuente de voltaje constante y una reactancia equivalente constante para cada máquina, X_G y X_M .

La potencia de transferencia está en función de la separación angular δ entre las dos máquinas. Esta a su vez depende de tres componentes: del ángulo interno del generador, la diferencia angular existente entre el voltaje en terminales del generador y voltaje en

terminales del motor, así como del ángulo interno del motor:

$$\delta = \delta_G + \delta_L + \delta_M. \quad (1)$$

Esto puede observarse mejor en el diagrama fasorial mostrado en la Figura 2 (c). A partir de esto, se tiene que la potencia de transferencia entre el generador y el motor es:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \text{sen } \delta, \quad (2)$$

donde E_g y E_m son los voltajes internos del generador y del motor, respectivamente, y:

$$X_T = X_G + X_L + X_M. \quad (3)$$

Suponiendo que E_G y E_M se mantienen constantes y que además no hay ningún cambio en la topología del sistema, es decir X_T se mantiene constante, se tiene que la potencia de transferencia varía con respecto al seno del desplazamiento angular entre las máquinas teniendo un comportamiento como el mostrado en la Figura 2 (d). Esta curva es conocida como la curva potencia-ángulo.

De acuerdo a (2), se observa que cuando $\delta = 0$ rad, no hay transferencia de potencia. Por otro lado, conforme δ va aumentando, la potencia transferida también aumenta, hasta llegar a un máximo cuando $\delta = \pi/2$ rad. Este punto es conocido también como el límite de estabilidad en estado estable. La potencia máxima transferible es directamente proporcional a los voltajes internos de las máquinas e inversamente proporcional a la reactancia de la línea de transmisión que las une. Posteriormente, si δ sigue aumentando la potencia de transferida empieza a decrecer hasta ser nula cuando $\delta = \pi$ rad.

En este tipo de análisis de estabilidad, es necesario tener en consideración el tamaño de las perturbaciones que se presentan en el sistema. Debido a esto, la estabilidad de

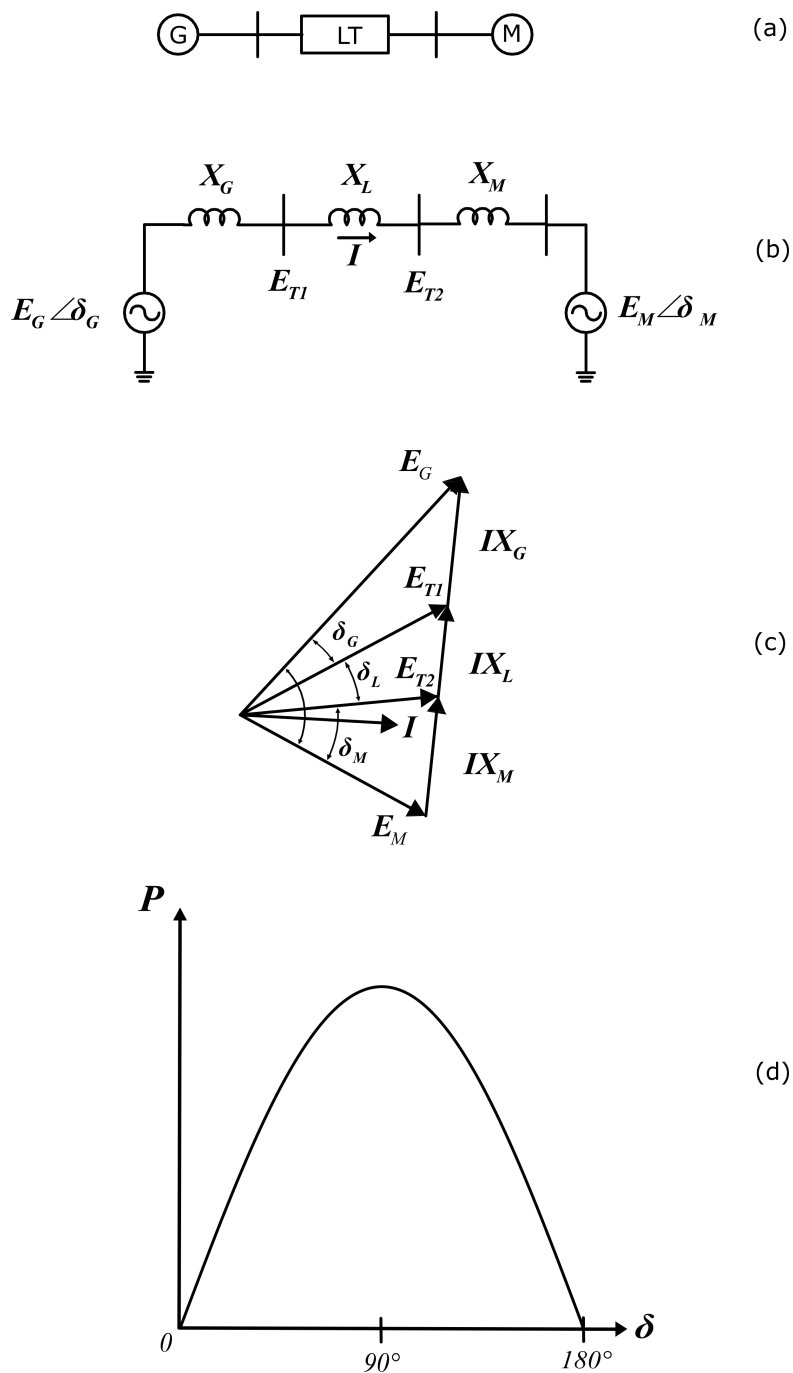


Figura 2. Característica de la potencia transferida del sistema de dos máquinas: (a) sistema de dos máquinas, (b) diagrama equivalente, (c) diagrama fasorial, (d) curva potencia-ángulo.

ángulo puede dividirse en dos: la estabilidad de pequeña señal y la estabilidad transitoria.

2.2.1.1 Estabilidad de pequeña señal

Se conoce como estabilidad de pequeña señal a la habilidad de los SEP para mantener el sincronismo ante la incidencia de pequeñas perturbaciones. Este tipo de estabilidad depende principalmente del estado de operación inicial, ya que el sistema es representado por ecuaciones algebraicas y diferenciales que permiten simular su comportamiento alrededor de un punto de operación en particular [2].

2.2.1.2 Estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria se refiere a la habilidad del sistema para mantenerse en sincronismo ante la presencia de grandes perturbaciones. Este tipo de estabilidad, al igual que la de pequeña señal, depende de las condiciones iniciales de operación y en este caso también de la magnitud de la perturbación. Por lo general, el estado de operación postperturbación es diferente al estado inicial antes de la perturbación [2].

El término transitorio hace referencia al hecho de que en un corto periodo de tiempo, de aproximadamente 1 a 5 s, se podrá saber si el sistema está en capacidad de evolucionar a otro estado de equilibrio, después de ocurrida la perturbación. Cabe resaltar que en sistemas con grandes potencias, la inestabilidad transitoria puede no siempre ocurrir en el periodo de tiempo mencionado. Es decir, puede extenderse hasta aproximadamente 10 s, esto debido a que el sistema es muy grande y puede incluir muchos modos de oscilación interárea dominantes.

2.3 Oscilaciones electromecánicas en SEP

Los sistemas eléctricos de potencia, debido a su propia dinámica, generan pequeñas variaciones de velocidad en las máquinas síncronas, las cuales por lo general están caracterizadas por oscilaciones. En la mayoría de los casos, estas oscilaciones son espontáneas. Generalmente, estas oscilaciones decrecen con el tiempo. Pero, en algunos casos estas pueden persistir o aumentar, provocando con esto el disparo de protecciones que aíslan a los elementos del sistema. Lo que a su vez puede generar eventos en cascada, hasta llegar a la inestabilidad del sistema.

Las oscilaciones inestables pueden ser ocasionadas por la interacción de las máquinas síncronas del sistema y tener primeramente efectos locales o se pueden iniciar por la interacción de grupos de generadores que pueden provocar efectos en un área mayor [18].

En sistemas multimáquina, las frecuencias de oscilación de los generadores dependen principalmente de las inercias, las reactancias del sistema de transmisión y la condición de operación. Es por ello, que los sistemas de N generadores tienen $N - 1$ frecuencias de oscilación del rotor, cada una caracterizada con su propio modo de oscilación. Por lo anterior, el análisis de sistemas multimáquinas se hace un poco más complicado.

En este caso, se denominan oscilaciones electromecánicas debido a que involucran variables mecánicas de los ejes de las máquinas, como lo son la velocidad, pares y ángulos, así como también involucran variables eléctricas como potencias, ángulos eléctricos, corrientes y voltajes. Estas oscilaciones son consideradas oscilaciones de baja frecuencia, las cuales van de un rango de $0.3 - 2.5$ Hz [2, 19]

Si las oscilaciones se deben a cambios severos en el sistema se denominan osci-

laciones electromecánicas transitorias y son estudiadas por la estabilidad transitoria. Asimismo, si son iniciadas por pequeñas perturbaciones, se denominan oscilaciones de pequeña señal. Estas últimas son más comunes, ya que en todo momento se hacen ajustes tanto de operación como de control y por lo general suelen amortiguarse.

2.3.1 Ecuación de oscilación

Se tiene el sistema máquina bus infinito (SMIB, por sus siglas en inglés), representado en la Figura 3. Este consiste en un generador síncrono que suministra potencia mediante dos líneas de transmisión a un sistema de mayor tamaño representado por un bus infinito. En la Figura 4(a) se representa el circuito equivalente del sistema, mientras que en la Figura 4(b) se muestra el circuito equivalente reducido. Para este sistema, se tiene que la potencia eléctrica de salida del generador es:

$$P_e = P_{\text{máx}} \text{sen } \delta, \quad (4)$$

donde

$$P_{\text{máx}} = \frac{E' E_B}{X_T}. \quad (5)$$

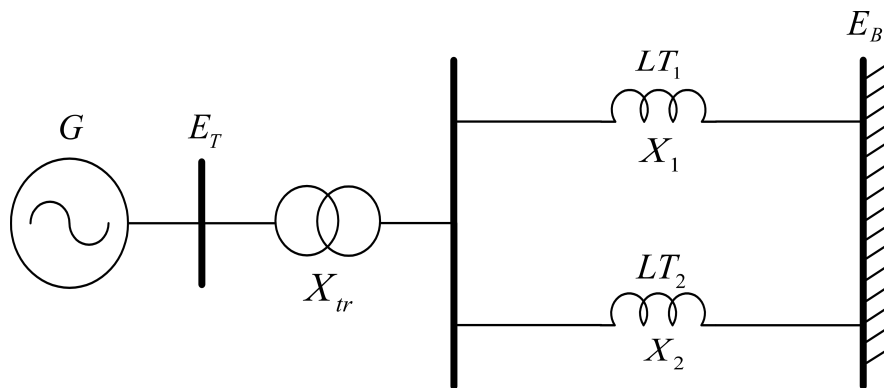


Figura 3. Sistema Máquina Bus Infinito.

La relación potencia-ángulo del sistema se representa de manera gráfica en la Figura 5. Se presentan dos casos: el caso 1 corresponde a la operación del sistema con las dos líneas de transmisión en servicio, representado por la curva $P_e-\delta$ (Caso 1). En estado estable, se tiene que la potencia mecánica de entrada (P_m) es igual que la potencia eléctrica de salida (P_e). Por lo cual, el punto "a" representa tanto la potencia mecánica como la potencia eléctrica para este primer caso, cuyo ángulo de rotor correspondiente es δ_a .

El caso 2 representa la operación del sistema cuando se encuentra fuera de servicio una línea. Este es representado por la curva $P_e-\delta$ (Caso 2). Se observa que la potencia máxima es menor que la del caso 1, debido a que al quitar la línea de transmisión en paralelo, la reactancia equivalente X_T aumenta. Lo cual, de acuerdo a (5), hace que $P_{m\acute{a}x}$ sea menor. Asimismo, la potencia mecánica de entrada se mantiene constante. Por lo que el punto de operación cambia al punto "b" de esta nueva curva, con un ángulo de rotor δ_b .

La ecuación de oscilación de la máquina síncrona es [2]:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e, \quad (6)$$

donde:

P_m = potencia mecánica de entrada en pu,

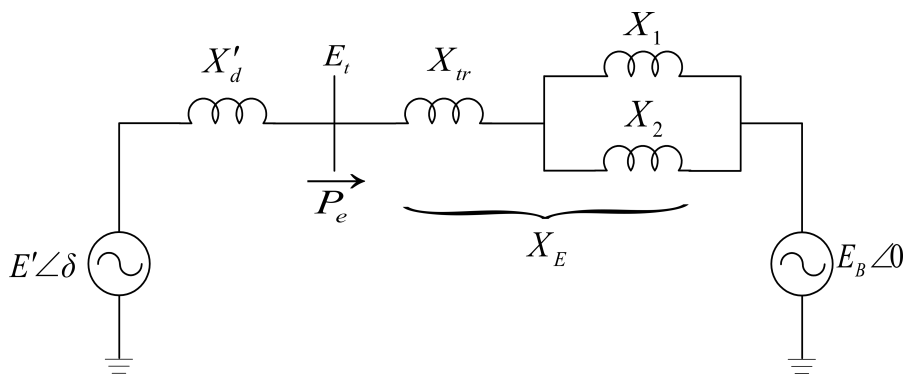
P_e = potencia eléctrica de salida en pu,

H = constante de inercia, en MW·s/MVA,

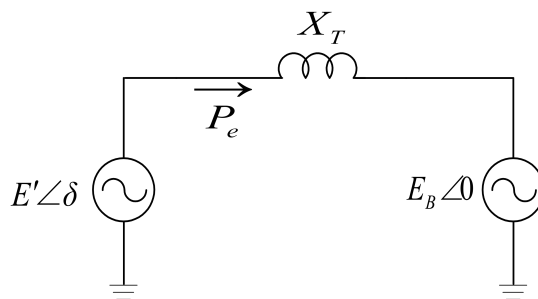
δ = ángulo del rotor, en radianes eléctricos,

ω_0 = velocidad síncrona,

t = tiempo, en segundos.



(a) Circuito equivalente



(b) Circuito equivalente reducido

Figura 4. Sistema Máquina Bus Infinito.

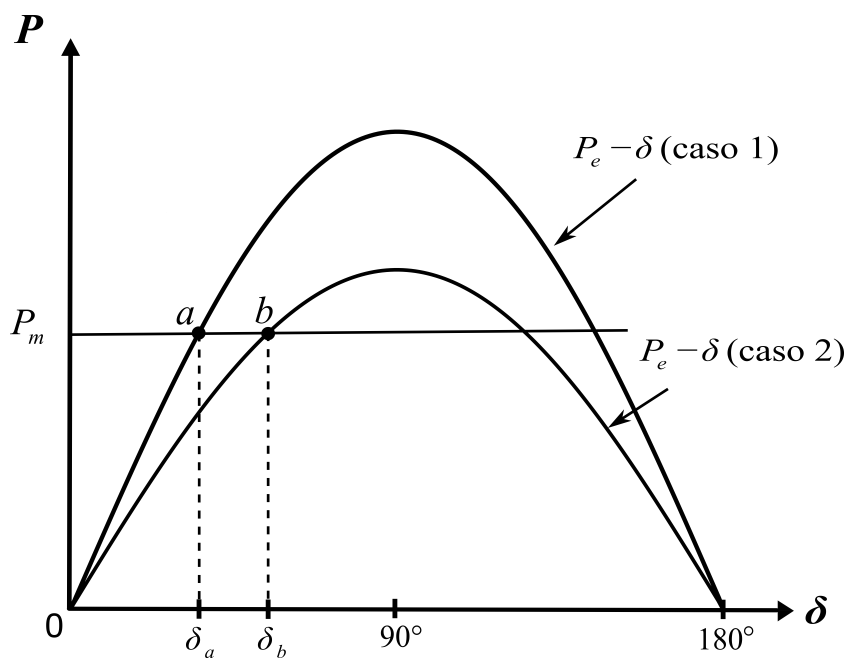


Figura 5. Curva Potencia-Ángulo.

2.3.2 Respuesta al cambio de potencia mecánica de entrada

Se tiene el sistema máquina bus Infinito (Figura 3) con las dos líneas de transmisión en servicio, en el cual se considera un aumento en la potencia mecánica de entrada de

P_{m0} a P_{m1} , lo que se muestra en la Figura 6. Debido a la inercia de la máquina, el ángulo del rotor no puede cambiar instantáneamente de δ_0 a δ_1 (que corresponde al nuevo punto de equilibrio b), por lo que la potencia mecánica es mucho mayor que la potencia eléctrica. El par resultante de aceleración hace que el rotor se acelere hasta el nuevo punto de equilibrio (b) trazando la curva P_e a una velocidad determinada por la ecuación de oscilación. La diferencia entre P_{m1} y P_e representa la potencia de aceleración [2].

Debido al par de aceleración, la máquina llega a operar en el punto b , donde la potencia de aceleración es cero. Pero ahora, la velocidad del rotor es mayor que la velocidad síncrona, que corresponde en este caso a la frecuencia del voltaje del bus infinito, por lo

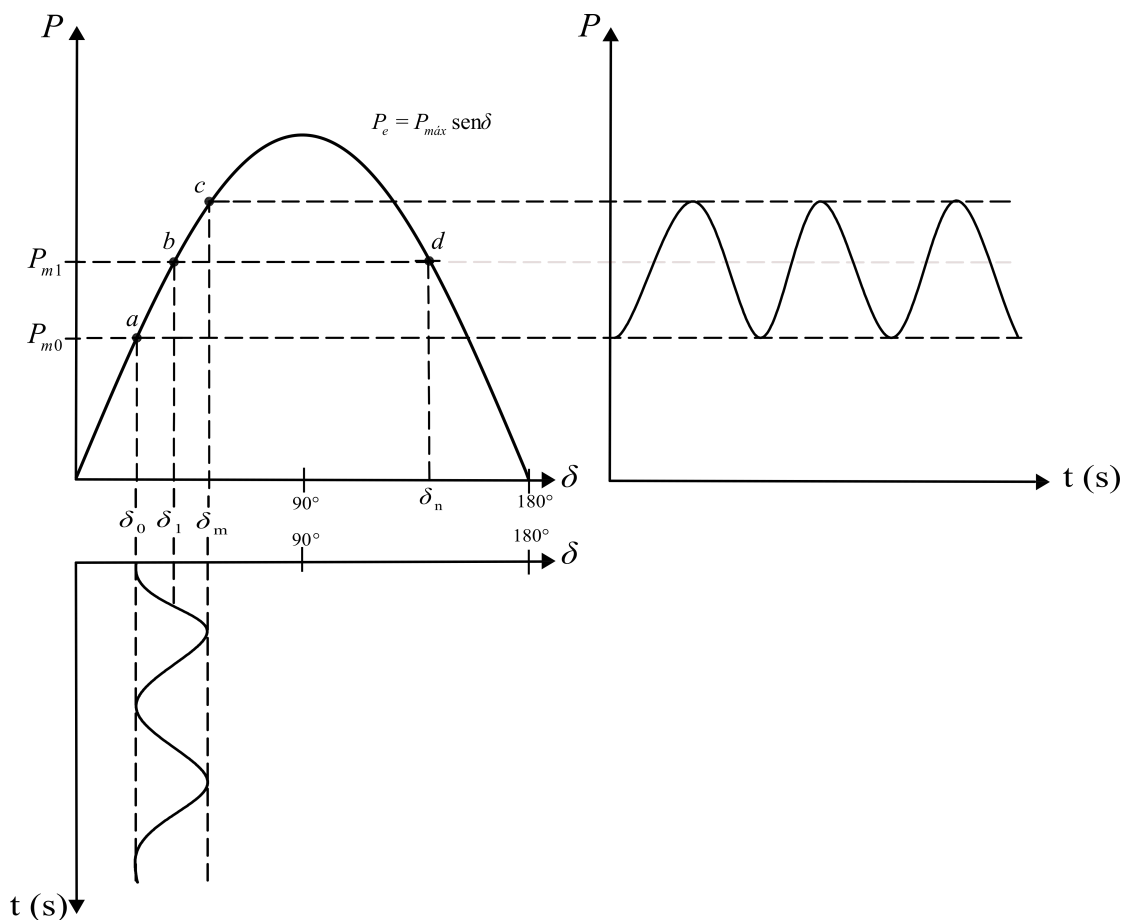


Figura 6. Respuesta de la máquina al cambio en la potencia mecánica de entrada sin considerar amortiguamiento

que el ángulo del rotor continua aumentando. En este caso, donde la potencia mecánica se establece en P_{m1} , para valores de δ mayor que δ_1 , P_e es mayor que P_{m1} , por lo que en la máquina se produce par de desaceleración y el rotor se frena. A un valor de δ_m el rotor alcanza la velocidad síncrona. Pero, en este punto (c) P_e es mayor que P_{m1} , por lo que el ángulo del rotor retrocede de acuerdo a la curva, del punto b al punto a .

El ángulo del rotor oscilará indefinidamente sobre el punto de equilibrio b con una amplitud constante, tal como se observa en la Figura 6. También, se observa como la potencia eléctrica oscila entre los puntos a y c . Este sistema se modeló despreciando las resistencias del sistema, es decir, un caso ideal donde se desprecian todas las fuentes de amortiguamiento.

Si consideramos que existe suficiente par de amortiguamiento en el sistema, poniendo como ejemplo el mismo caso, primeramente la máquina tenderá a oscilar del punto a al c . Pero debido al par de amortiguamiento, después de un tiempo, tenderá a mantenerse estable en el nuevo punto de equilibrio b , tal como se observa en la Figura 7. Se observa que el ángulo del rotor oscila en los primeros instantes, pero tiende a mantenerse en el nuevo valor δ_1 . Asimismo, se observa cómo la potencia eléctrica oscila, pero después de un tiempo tiende a mantenerse sobre el punto de equilibrio.

2.3.3 Tipos de oscilaciones

La respuesta transitoria del sistema ante la ocurrencia de perturbaciones depende de muchos factores, como lo es el estado de operación del mismo, los controles de las máquinas de generación, así como también, el tamaño y duración de la perturbación, siendo estos los más importantes. Debido a lo anterior, se pueden presentar varios casos de comportamiento del ángulo del rotor de las máquinas, lo que se muestra en la Figura 8. Aquí se presentan las repuestas del ángulo del rotor para un caso estable y dos casos

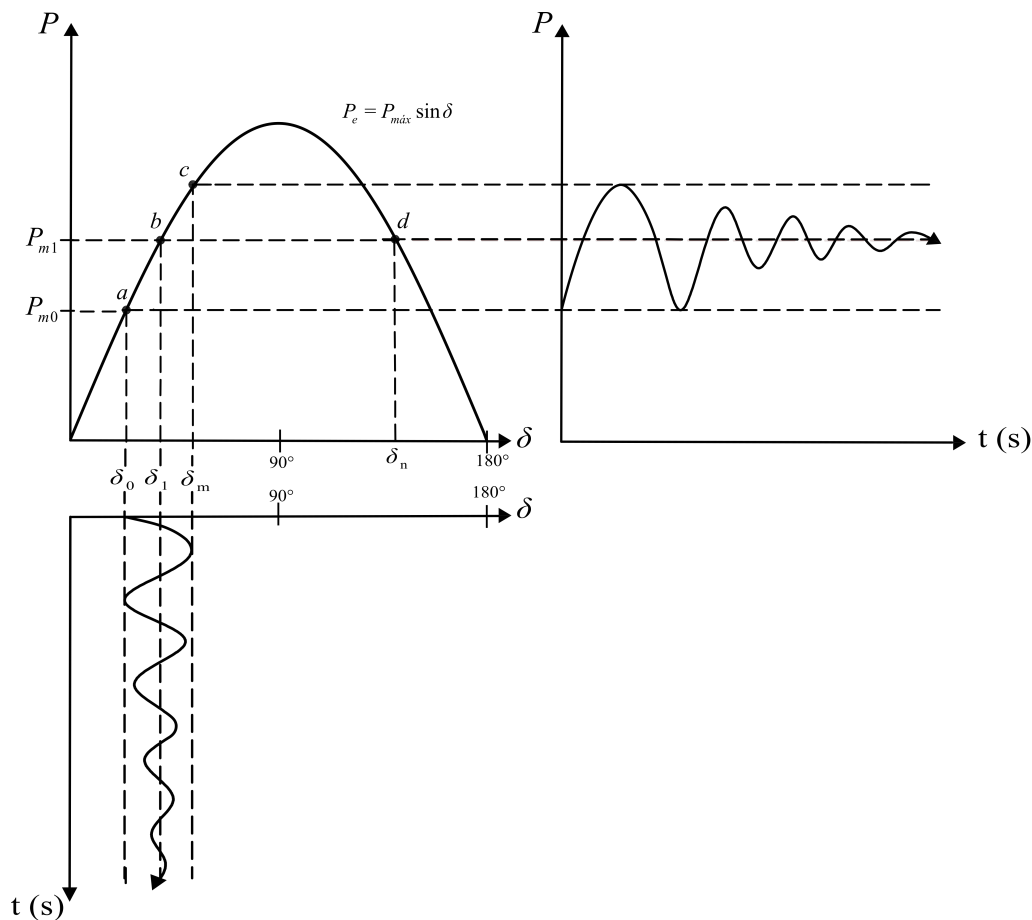


Figura 7. Respuesta de la máquina al cambio en la potencia mecánica de entrada considerando amortiguamiento.

inestables.

Para el caso estable (curva 1), el ángulo del rotor alcanza a un valor máximo y posteriormente oscila con amplitud decreciente hasta que alcanza de nuevo el estado estable. En el caso 2 (curva 2) el ángulo del rotor en la primera oscilación continua aumentando constantemente hasta perder el sincronismo, este es un caso típico de la estabilidad transitoria clásica, llamada de primera oscilación, por lo general, esta es provocada por una perturbación severa y normalmente se dice que se debe a la falta de par sincronizante. También, se da el caso (curva 3) en el que el ángulo del rotor puede no volverse inestable en la primera oscilación pero se vuelve inestable como resultado de oscilaciones crecientes a medida que se acerca al estado final; esta forma de inestabilidad

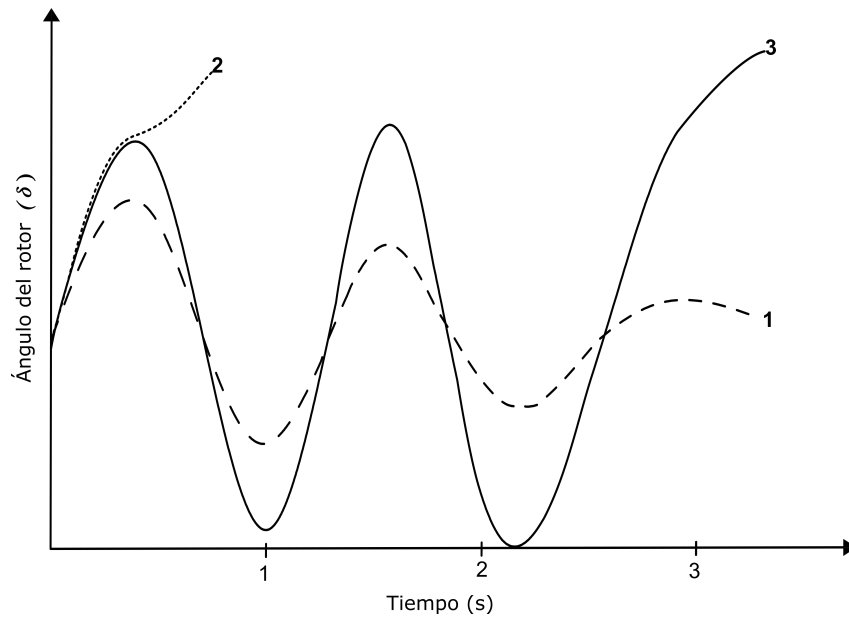


Figura 8. Respuesta del ángulo del rotor a una perturbación transitoria .

generalmente ocurre cuando la condición de estado estable posterior al disturbio es inestable y no necesariamente como resultado de la perturbación transitoria. No obstante, también puede ocurrir por la incidencia permanente de pequeñas perturbaciones.

Las oscilaciones de acuerdo a su comportamiento pueden ser de tres tipos:

- *Normales o positivamente amortiguadas (Figura 9 (a))*, por lo general ocurre debido a eventos de maniobra, como por ejemplo: cambios de carga, salida o entrada de generadores y maniobras que pueden causar oscilaciones en el flujo de potencia; también se pueden presentarse debido a pequeñas perturbaciones.
- *Sostenidas o no amortiguadas (Figura 9 (b))*, este tipo se autosustenta y no desaparecen sin una acción correctiva. Como se observa en la Figura 9 (b), no son crecientes pero tampoco tienden a reducirse. En algunas áreas, este tipo de oscilaciones es considerado como estable, siempre y cuando no tengan una amplitud muy grande o supere los límites establecidos por las especificaciones de operación del sistema.
- *Negativamente amortiguadas (Figura 9 (c))*: como se observa en la Figura 9 (c),

aparece la oscilación y esta va incrementando gradualmente su amplitud. Este tipo de oscilación puede aparecer como oscilación normal o sostenida y crecer en tamaño hasta alcanzar una amplitud que los SEPs no pueden resistir por mucho tiempo.

2.4 Pérdida de sincronismo

Desde que las máquinas síncronas empezaron a ser las fuentes de generación de los SEP, una condición necesaria para la operación correcta fue que todas las máquinas del sistema mantuvieran el sincronismo, o de manera coloquial estuvieran “en paso”.

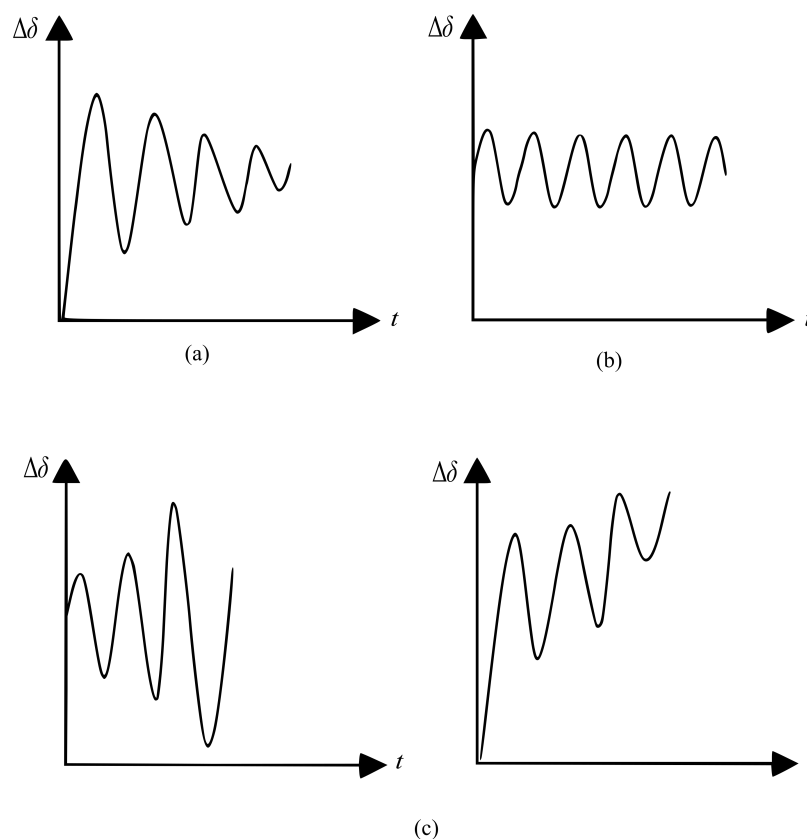


Figura 9. Tipos de oscilaciones.

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas. El mecanismo por el cual las máquinas síncronas interconectadas mantienen el sincronismo entre sí es a través de fuerzas de restauración. Como se mencionó anteriormente, en condiciones de estado estable, existe un equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico de salida de cada máquina, y la velocidad permanece constante. Este equilibrio se ve alterado cuando el sistema sufre una perturbación, lo que resulta en una aceleración o desaceleración del rotor de las máquinas de acuerdo a las leyes de movimiento de un cuerpo giratorio.

Si una máquina del sistema está operando temporalmente más rápido que otra, la posición angular de su rotor con respecto a la de la máquina más lenta, avanzará. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina lenta a la máquina rápida, lo cual a su vez depende de la separación del ángulo de potencia.

Consideremos ahora un impacto severo iniciado por un desequilibrio de generación: se pierde o se desconecta del sistema una carga considerable. En este momento se tendrá un exceso de generación. La mayor parte del exceso de energía se convertirá en energía cinética. Por lo tanto, las velocidades angulares de las máquinas aumentarán. Una parte menor se consumirá en las cargas y por las pérdidas del sistema. El hecho de que aumenten las velocidades angulares no indica que se vaya a perder el sincronismo. El factor importante a analizar es la diferencia angular entre las máquinas, donde el ángulo del rotor se mide con respecto a una referencia que gira sincrónicamente.

En la Figura 10 se presenta a manera de ejemplo el comportamiento de un sistema de 4 máquinas durante un transitorio. En el caso (a), todos los ángulos del rotor aumentan más allá de π rad, pero las diferencias angulares entre ellas son pequeñas, y si el sistema encuentra un nuevo ángulo, este se mantendrá estable. En el caso (b), se observa que las máquinas están separadas en dos grupos donde los ángulos de entre ellos continúan separándose, por lo que en este caso el sistema se considera inestable.

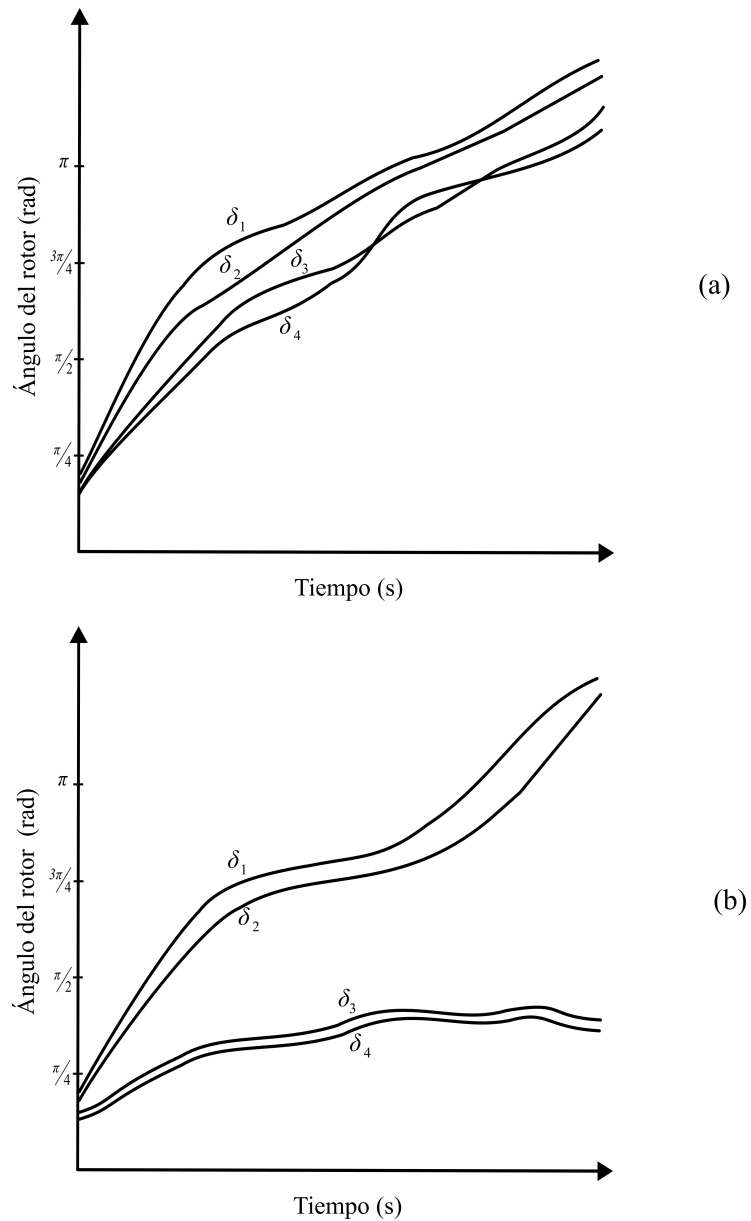


Figura 10. Respuesta del sistema de 4 máquinas ante un transitorio:(a) caso estable, (b) caso inestable .

El fenómeno de pérdida de sincronismo esta relacionado con el cambio de par eléctrico en una máquina eléctrica después de una perturbación, este a su vez depende principalmente de dos componentes:

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega, \quad (7)$$

donde:

$T_S \Delta\delta$ es el componente del cambio de par en fase con la perturbación de ángulo del rotor $\Delta\delta$ y se denomina componente de par de sincronización; T_S es el coeficiente de par de sincronización.

$T_D \Delta\omega$ es el componente de par en fase con la variación de la velocidad $\Delta\omega$ y se denomina componente de par de amortiguación; T_D es el coeficiente de par de amortiguación.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes de par para cada una de las máquinas síncronas. La falta de par sincronizante produce inestabilidad a través de una derivada aperiódica en el ángulo del rotor. Por otro lado, la falta de par de amortiguación suficiente da como resultado inestabilidad oscilatoria [2].

Normalmente, todas las máquinas síncronas generadoras dentro de un sistema de potencia interconectado operan a una frecuencia similar con sus polos magnéticos acoplados a través de la interacción con la red. La fuerza de interconexión es elástica: es decir, se permite cierto juego angular entre las máquinas síncronas en respuesta a las perturbaciones del sistema. Se produce una pérdida de sincronismo cuando la fuerza de unión no es suficiente para mantener a una máquina o grupo de máquinas en sintonía con el resto del sistema. En términos del ángulo del rotor de las máquinas síncronas, cuando una máquina síncrona alcanza los 180° de separación con el ángulo de referencia, alcanza el límite de sincronismo. Si se sobrepasa este límite, se presenta la pérdida de sincronismo.

Una vez que se pierde el sincronismo, la máquina síncrona o máquinas síncronas afectadas operan a frecuencias ligeramente diferentes. La diferencia de estas frecuencias se conoce como frecuencia de deslizamiento.

2.4.1 Efectos de la pérdida de sincronismo

Para entender mejor los efectos de la pérdida de sincronismo se toma como ejemplo un sistema sencillo donde una máquina síncrona suministra potencia a un sistema. Cuando la máquina síncrona pierde el sincronismo con el sistema, los vectores de voltaje del sistema y de la máquina se desplazan uno tras otro a la frecuencia de deslizamiento, produciendo una corriente pulsante con una magnitud pico mayor a la generada por una falla trifásica en terminales de la máquina. Una máquina síncrona fuera de sincronismo debe de aislarse rápidamente del resto del sistema para evitar daños en la máquina, la turbina o el transformador.

Después de que una máquina síncrona queda fuera de sincronismo, el voltaje interno del generador girará con respecto al voltaje del sistema a la frecuencia de deslizamiento. La corriente resultante puede expresarse como:

$$I = \frac{E_g \angle \delta - E_s}{X_g + X_{TR} + Z_s}, \quad (8)$$

donde:

E_g = voltaje de la máquina síncrona,

E_s = voltaje del sistema,

δ = cambio de ángulo entre el voltaje del generador y el sistema,

X_g = reactancia equivalente de la máquina síncrona,

X_{TR} = reactancia equivalente del transformador,

Z_s = impedancia equivalente del sistema.

Si se supone que los voltajes de la máquina eléctrica y del sistema son iguales, ninguna corriente fluirá cuando $\delta = 0$ y el sistema será como un circuito abierto con impedancia infinita. A medida que el ángulo aumente, también lo hará la corriente,

hasta que el sistema alcance el límite de sincronismo (180°). En este punto, el voltaje de excitación es la suma de E_g y E_s , y la corriente estará en su máximo. Eléctricamente, esta condición es idéntica a la producida por una falla trifásica situada a la mitad de la distancia eléctrica (centro eléctrico).

La ubicación del centro eléctrico indica la gravedad de los efectos del evento con respecto al generador. Si el centro eléctrico está ubicado en la red de transmisión, la falla trifásica que representa está alejada del generador, lo cual no produciría muchos esfuerzos en el generador. Pero si por el contrario, el centro eléctrico está ubicado en el transformador o en la máquina eléctrica, esto representaría una falla trifásica en el transformador o en la máquina síncrona, provocando con esto un estrés severo para el equipo.

La ubicación del centro eléctrico es variable de acuerdo a los cambios del sistema. El centro eléctrico del sistema es:

$$Z = 0.5(X_g + X_{TR} + Z_s). \quad (9)$$

En (9), se puede observar que el centro eléctrico se alejará del generador a medida que la impedancia del sistema aumente. Asimismo el centro eléctrico depende también del deslizamiento porque la reactancia de la máquina síncrona varía con la frecuencia de deslizamiento [4].

2.4.1.1 Daños de la turbina-máquina

Mientras el centro eléctrico se acerque más a la máquina, la magnitud de la corriente aumentará y con ella el esfuerzo térmico y mecánico tanto en la máquina síncrona como en el transformador.

En un sistema fuerte, la suma de X_T y Z_s puede ser menor que X_g . En este caso, el centro eléctrico se encontrará dentro de la máquina síncrona y una corriente a 180° excede la de una falla trifásica en las terminales de la máquina. La reactancia operativa de la máquina durante la pérdida de sincronismo se supone que es igual a la reactancia X'_d . Si se tiene una baja impedancia del transformador y del sistema, durante la pérdida de sincronismo, la corriente podría exceder a la de una falla subtransitoria en las terminales de la máquina, la cual es la corriente máxima a la que la máquina está diseñada a resistir. La máquina síncrona está expuesta a estas condiciones cada ciclo de deslizamiento.

Además de todo el estrés mencionado, la diferencia de velocidad de rotación entre el rotor y el sistema inducirá corrientes en el rotor similares a las producidas por corrientes de estator desbalanceadas. La exposición prolongada a estas corrientes causará daños térmicos a los devanados amortiguadores, los dientes del rotor, las cuñas y al cuerpo del rotor. Por otro lado, los puntos calientes locales también pueden dañar el embobinado del estator.

Las pulsaciones de corrientes asociadas con cada ciclo de deslizamiento causan graves transitorios de torsión directamente en el eje de la turbina. Este estrés alcanza un máximo durante el periodo inicial de cada pulsación de par. Asimismo, si la frecuencia del ciclo de deslizamiento coincide con la frecuencia natural de una de las secciones del eje, puede provocar la ruptura de eje de la turbina.

Si la máquina síncrona permanece mucho tiempo fuera de sincronismo, pueden presentarse fallas en los diodos de los sistemas de excitación. Durante cada deslizamiento de polos, estos diodos experimentan una alta tensión, ya que bloquean la corriente inversa del rotor. Esta misma sobretensión deteriora el aislamiento y puede provocar averías [6].

De manera general, la pérdida de sincronismo en una o más máquinas de un SEP

dará como resultado fluctuaciones de voltaje cíclicas, que provocarán la interrupción de servicio a los clientes del sistema. Los motores de inducción podrían detenerse y los motores síncronos perderían el sincronismo.

2.5 Metodologías para la detección de oscilaciones electromecánicas y pérdida de sincronismo

2.5.1 Criterio de áreas iguales

El criterio de áreas iguales es considerado como un método directo usado para el análisis de la estabilidad transitoria [2]. Este método no es aplicable a sistemas multimáquinas, aunque también puede ser extendido a sistemas de dos máquinas. Se basa en la ecuación de oscilación sin resolverla por completo.

Como se observa en (6), P_e no es una función lineal del ángulo δ , por lo que no se puede resolver directamente. Para ello se multiplican ambos lados de (6) por la primera derivada del ángulo de potencia con respecto al tiempo, obteniendo:

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt}, \quad (10)$$

donde, de acuerdo al cálculo diferencial se tiene:

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{d}{dt} \right]^2 = \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt}, \quad (11)$$

e integrando:

$$\left[\frac{d}{dt} \right]^2 = \int \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt}. \quad (12)$$

En un estado de operación estable $\frac{d\delta}{dt}$, es cero, pero al momento de la perturbación

esto cambiará. Para una respuesta estable del sistema, la desviación del ángulo δ debe estar limitada por un valor máximo, para posteriormente regresar a cero en algún momento después de la perturbación. Por lo tanto (12) se puede definir como sigue:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt} = 0, \quad (13)$$

donde δ_0 corresponde al valor inicial y δ_m al ángulo máximo. Por lo tanto, el área bajo la curva $P_m - P_e$, trazada contra δ , en estado estable debe ser cero.

Para representarlo, se considera el sistema SMIB (Figura 3) para el caso en el cual ocurre una falla en una de las líneas. Se asume que para liberar la falla se abre la línea en donde ocurre la falla.

En la Figura 11 se muestra la curva potencia-ángulo, en la que se representan los tres estados: prefalla, falla y postfalla. El ángulo inicial δ_0 se determina por la intersección de P_m con la curva de salida (prefalla, punto *a*). Al momento de la falla, este punto baja del punto *a* al punto *b* de la curva de falla. Debido a la potencia de aceleración, el punto de operación se mueve a lo largo de la curva, del punto *b* al punto *c*. Se supone que al llegar al punto *c*, se abre la línea de transmisión liberando la falla, lo que provoca que el punto de operación se mueva al punto *e* en la curva postfalla, moviéndose por la curva hasta el punto *f*. La unidad permanecerá estable y en sincronismo si hay par de desaceleración suficiente para evitar que el ángulo del rotor alcance el punto *h*. Si el disturbio hace que se pase del punto *h*, el par mecánico una vez más sobrepasará el par eléctrico y la máquina se acelerará; si sobrepasa los 180° perderá el sincronismo [20].

La energía cinética ganada por el rotor durante la aceleración, cuando la máquina pasa de δ_0 a δ_1 (representada en la Figura por el área A1) es:

$$E_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta. \quad (14)$$

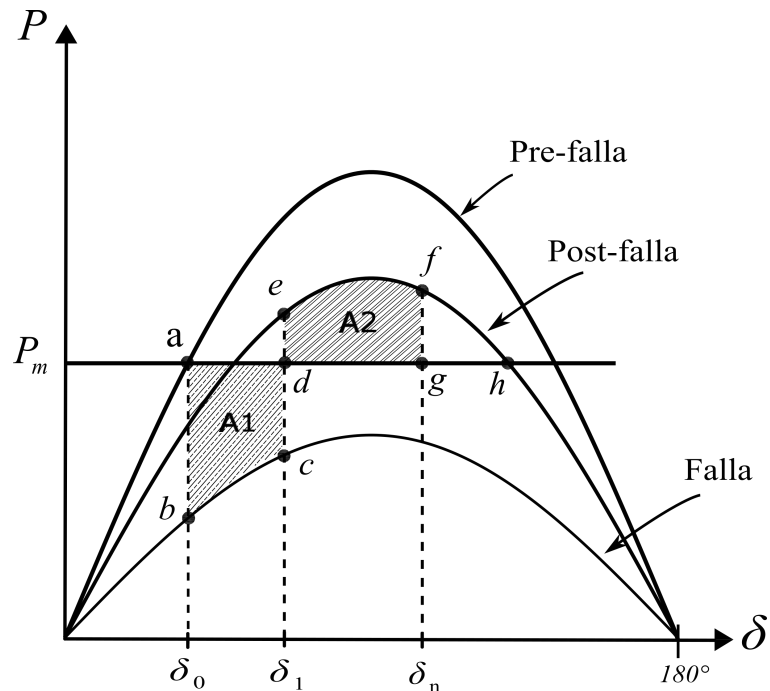


Figura 11. Criterio de áreas iguales aplicado al sistema SMBI.

Asimismo, el área A2 es la energía perdida durante la desaceleración, cuando δ cambia de δ_1 a δ_m :

$$E_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_e - P_m) d\delta. \quad (15)$$

A partir de (14) y (15) se concluye que la estabilidad se mantiene cuando por lo menos $A_2 = A_1$, condicionándolo como críticamente estable. Asimismo, si $A_2 > A_1$ el sistema permanecerá estable. Por otro lado, si $A_1 > A_2$ el sistema perderá la estabilidad.

Este criterio nos permite determinar la oscilación máxima de δ y por lo tanto la estabilidad del sistema sin calcular la respuesta en el tiempo por medio de la ecuación de oscilación. Asimismo, este criterio se puede usar para determinar el aumento máximo permitido en la potencia mecánica de entrada para el sistema.

2.5.2 Detección de inestabilidad mediante la función de energía

Este método es conocido como un método directo y es capaz de determinar la estabilidad sin integrar explícitamente las ecuaciones diferenciales que describen el sistema. Entre esta clase de métodos, se encuentra el método directo de Lyapunov. La aplicación de este método a los sistemas de potencia se denomina muchas veces el método de función de energía transitoria (TEF) porque requiere de la evaluación de una función de energía del tipo Lyapunov para calcular la región de estabilidad [8, 21].

El método directo de Lyapunov representa una filosofía de aproximación al problema de la estabilidad. La idea principal del método está contenida en el siguiente razonamiento.

Si la tasa de cambio $\frac{dE}{dt}$ de la energía $E(x)$ de un sistema físico aislado es negativa para cada estado posible x , excepto para un único estado de equilibrio x_e , entonces la energía disminuirá continuamente hasta que finalmente asuma su valor mínimo $E(x_e)$. En esta formulación $x_e = 0$.

Este concepto fue desarrollado por Lyapunov como una herramienta matemática precisa. Cuando la descripción del sistema se da en forma matemática, no hay forma de definir la energía. Por lo tanto, la función de energía de $E(x)$ es reemplazada por una función escalar $V(x)$.

Si para un sistema dado, no se puede encontrar una función $V(x)$ tal que siempre sea positiva excepto en $x = 0$, donde es cero y su derivada $\dot{V}(x) < 0$, excepto en $x = 0$, entonces el sistema regresa al origen si es perturbado. La función $V(x)$ se llama función de Lyapunov.

La función de energía siempre se construye para el sistema posfalla. En el caso del

sistema SMBI, la ecuación de posfalla es:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \text{sen } \delta, \quad (16)$$

en la cual $\frac{d\delta}{dt}$ es la velocidad relativa del rotor ω .

Las ecuaciones de estado son:

$$\begin{aligned} \dot{x}_1 &= x_2, \\ \dot{x}_2 &= -\frac{1}{M} f(x_1). \end{aligned} \quad (17)$$

Ya que $\frac{\partial f_1}{\partial x_1} + \frac{\partial f_2}{\partial x_2} = 0$, (17) tiene una primera integral $V(x_1, x_2) = C$. De (17) se tiene:

$$\frac{dx_1}{dx_2} = \frac{x_2}{(-1/M)f(x_1)}. \quad (18)$$

La primera integral se obtiene como:

$$\begin{aligned} V(x_1, x_2) &= \frac{x_2^2}{2} + \frac{1}{M} \int_0^{x_1} f(u) du \\ &= \frac{x_2^2}{2} + \frac{1}{M} \int_0^{x_1} (P_e \text{sen}(u + \delta^S) - P_e \text{sen } \delta^S) du. \end{aligned} \quad (19)$$

Multiplicando el miembro derecho de (19) por M y evaluando la integral, se tiene:

$$V(x_1, x_2) = \frac{1}{2} M x_2^2 - P_e \cos(x_1 + \delta^S) + P_e \cos \delta^S - x_1 P_e \text{sen } \delta^S. \quad (20)$$

Se verifica que $\dot{V}(x_1, x_2) = 0$. Ya que $V > 0$ y $\dot{V} = 0$, el origen es estable de acuerdo al criterio de Lyapunov.

Sustituyendo $x_1 = \delta - \delta^S$ y $x_2 = \dot{\delta} = \omega$ en (20), se tiene:

$$V(\delta, \omega) = \frac{1}{2} \omega^2 - P_e \cos \delta^S - (\delta - \delta^S) P_e \text{sen } \delta^S, \quad (21)$$

y sabiendo que $P = P_e \sin \delta^S$, la función de energía es

$$V(\delta, \omega) = \frac{1}{2}\omega^2 - P_e(\cos \delta - \cos \delta^S) - P(\delta - \delta^S). \quad (22)$$

Se deduce que $V(\delta, \omega)$ es igual a una constante E . Físicamente $\frac{1}{2}\omega^2$ representa la energía cinética (V_k) y $-[P(\delta - \delta^S) + P_e(\cos \delta - \cos \delta^S)]$ representa la energía potencial (V_p). Además, la energía potencial se puede interpretar como la suma de la energía de oposición del rotor ($-P(\delta - \delta^S)$) y la energía magnética almacenada en la reactancia ($x_{eq} - P_e(\cos \delta - \cos \delta^S)$). Entonces E es igual a la suma de las energías cinética y potencial, y permanece constante una vez que se libera la falla ya que el sistema es conservativo:

$$V(\delta, \omega) = V_k(\omega) + V_p(\delta) = E. \quad (23)$$

Evaluar $V(\delta, \omega)$ en el tiempo de liberación ($t = t_{lib}$) a partir de la trayectoria de falla, representa la energía total de E presente en el sistema en $t = t_{lib}$. Para que el sistema sea estable, esta energía debe ser absorbida por el sistema una vez que la falla se ha liberado [22].

Cuando el sistema de potencia sufre una perturbación, este gana energía cinética y potencial; para tener una oscilación estable, la energía cinética ganada debe ser menor que la energía potencial que puede absorber el sistema, de lo contrario se presenta una oscilación inestable.

2.5.3 Análisis del plano de estados

En general las ecuaciones de un sistema dinámico son ecuaciones no lineales:

$$\dot{X} = f(x). \quad (24)$$

Podría darse el caso de que una solución cerrada $x(t)$ sea muy difícil o imposible de encontrar. En estos casos solo se tiene o una solución numérica o una descripción de cómo se comportará el sistema. A este tipo de análisis se conoce como análisis cualitativo. Este hace uso de la teoría de análisis lineal, para conocer cómo se comportará el sistema alrededor de sus puntos de equilibrios. El punto de equilibrio x^* es aquel que satisface

$$f(x^*) = 0. \quad (25)$$

Por otro lado, de manera particular un sistema eléctrico de potencia se describe con la siguiente ecuación diferencial

$$\ddot{\delta} = f(\delta, \dot{\delta}). \quad (26)$$

Para el cual se tiene las variables de estado

$$\begin{aligned} x_1 &= \delta, \\ x_2 &= \dot{\delta}. \end{aligned} \quad (27)$$

Con esto, (26) puede ser escrita como un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden

$$\begin{aligned} \dot{x}_1 &= x_2, \\ \dot{x}_2 &= f(x_1, x_2). \end{aligned} \quad (28)$$

El plano con coordenadas x_1 y x_2 , es llamado plano de estados. La solución de (28) con respecto al tiempo puede ser representada como una curva en el plano de estado, a esta se le conoce como trayectoria del plano de estados. Además, si se conocen los estados iniciales del sistema, la dinámica seguida por el sistema durante y después de la falla puede predecirse utilizando la trayectoria del plano de estados.

Las trayectorias de plano de estado para diferentes estados iniciales pueden representarse de manera gráfica para analizar el comportamiento del sistema de potencia para varios tipos de contingencias en el sistema.

Eliminando el tiempo de (28) se obtiene:

$$\frac{dx_2}{dx_1} = \frac{f(x_1, x_2)}{x_2}. \quad (29)$$

La cual a su vez puede ser escrita como:

$$\frac{dx_2}{dx_1} = \frac{Q(x_1, x_2)}{P(x_1, x_2)}. \quad (30)$$

Los puntos donde $P(x_1, x_2) = 0$ y $Q(x_1, x_2) = 0$ representan los puntos de equilibrio. La representación de estos es esencial para el trasado de las trayectorias del plano de estados. Los puntos de equilibrio estables e inestables se llaman vértice y punto de silla de montar, respectivamente. En la Figura 12, se tiene la representación del plano de estado para el sistema SMIB (Figura 3) para el caso de prefalla, en el que se observa los elementos principales del plano de estados [10].

Si el conjunto de soluciones de 28 tienden a converger en un mismo punto (vertice), se dice que el sistema permanecerá estable alrededor de ese punto de equilibrio, cualquier trayectoria cercana tendera a ser atraída por este punto de equilibrio, por lo que se considera como una región estable. Por el contrario, si se tiene un punto de equilibrio donde se rechacen todas las soluciones, es decir, que las trayectorias se alejen de ese punto, se dice que el sistema es inestable alrededor de ese punto de equilibrio.

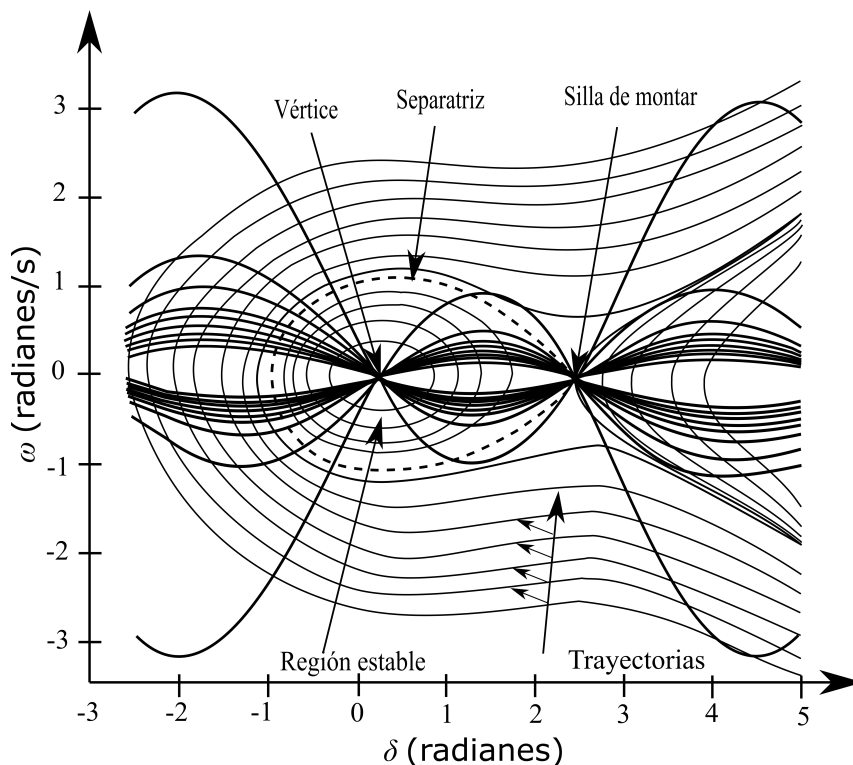


Figura 12. Plano de trayectoria de estados de sistema SMBI en condición de prefalla .

2.5.4 Protección contra pérdida de sincronismo (78)

Como se mencionó anteriormente, al ocurrir una perturbación un sistema eléctrico de potencia, los ángulos de los rotores oscilan intentando encontrar un punto de operación estable. Debido a esto, se producen variaciones de voltaje y corriente en el estator. El cociente de estas cantidades variables representa la dinámica del sistema en las terminales del generador cuando ocurre la perturbación. A esta impedancia dinámica se le conoce como impedancia de oscilación.

El esquema de protección contra pérdida de sincronismo se basa en el reconocimiento de la impedancia de oscilación vista en las terminales del generador. Estos esquemas emplean elementos de detección de impedancia y lógica especializada para distinguir entre una condición de falla y una pérdida de sincronismo.

La expresión de la impedancia de oscilación se deriva del sistema mostrado en la Figura 13 (a). En la Figura 13 (b) se presenta el circuito equivalente.

El elemento de detección de impedancia se ubica en las terminales de la máquina sincrónica midiendo la corriente y el voltaje en ese punto. La corriente está definida por (8), mientras que el voltaje en terminales visto por el relé es:

$$V_R = E_g \angle \delta - IX_g. \quad (31)$$

Sustituyendo (8) en (31), se tiene:

$$V_R = E_g \angle \delta - \frac{E_g \angle \delta - E_s}{X_g + X_{tr} + Z_s} X_g. \quad (32)$$

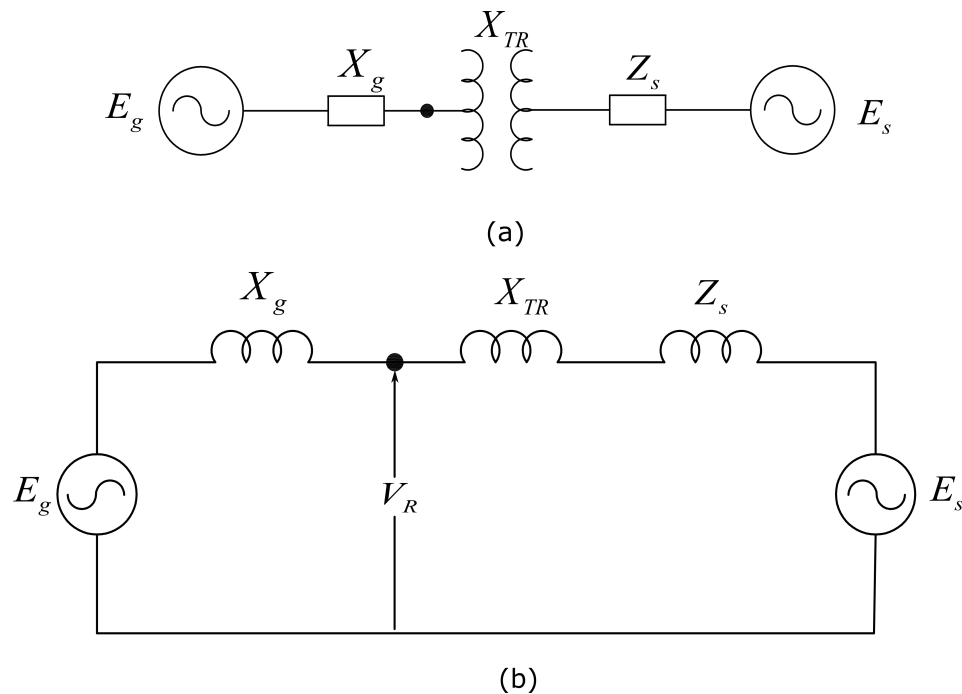


Figura 13. Sistema sencillo de dos áreas: (a) Sistema, (B) Diagrama equivalente.

Haciendo $n = E_g/E_s$ y $1\angle\delta = \cos \delta + j \sin \delta$, la impedancia vista por el relé es:

$$Z_R = \frac{V_R}{I} = (X_g + Z_T R + Z_s) n \frac{(n - \cos \delta) - j \sin \delta}{(n - \cos \delta)^2 + \sin^2 \delta} - X_g. \quad (33)$$

Para simplificar esta ecuación, se evalúa para el caso donde $E_g = E_s$, lo que significa que $n = 1$ con lo cual se obtiene:

$$Z_r = \frac{X_g + Z_t + Z_s}{2} \left(1 - j \cot \frac{\delta}{2} \right) - X_g. \quad (34)$$

En la Figura 14 se presenta el plano impedancia donde se observa la trayectoria de la impedancia de oscilación descrita por (33). Se pueden tener tres comportamientos de la impedancia de oscilación. El primer caso es el descrito por (34) donde considera que las dos fuentes son iguales, en este se obtiene un comportamiento en línea recta que divide perpendicularmente la línea A–B en la Figura. El segundo caso se da cuando $E_g > E_s$. Para este caso el comportamiento es circular, con centro ubicado del lado de E_s . El último caso se da cuando $E_g < E_s$ y al igual se tiene un comportamiento circular solo que con centro de lado de E_g .

Cualquiera que sea el caso, dependiendo de la separación angular del sistema será el recorrido sobre la trayectoria. Es decir, si la máquina se adelanta al voltaje del sistema, la impedancia de desplazará de izquierda a derecha y si se atrasa se moverá de lado contrario. Este es el comportamiento de la impedancia de oscilación cuando se considera que los demás parámetros del sistema son constantes y que únicamente se tiene un cambio en el ángulo. En realidad, la trayectoria de oscilación muestra los efectos de las oscilaciones del rotor y está fuertemente influenciado por los cambios en el voltaje interno del generador. Por lo general este tipo de diagramas son lo que se usan para realizar los ajustes de la protección de pérdida de sincronismo.

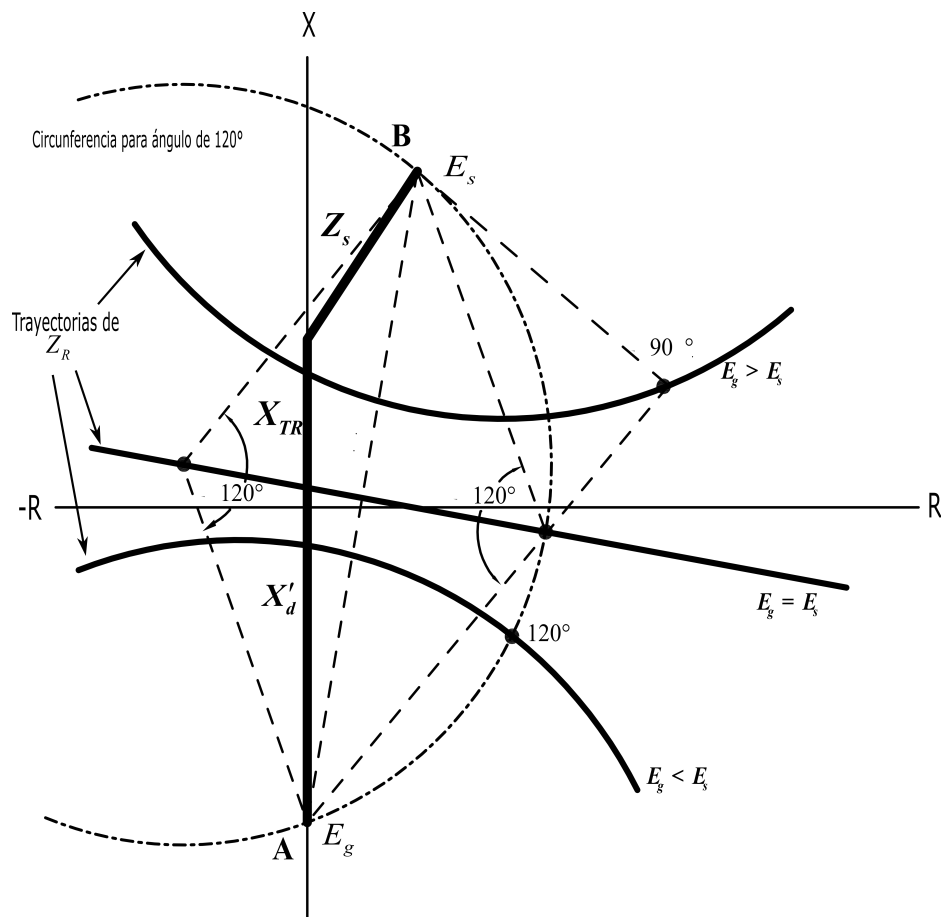


Figura 14. Trayectoria de la impedancia de oscilación.

Algunos esquemas de protección de pérdida de sincronismo están diseñados para operar solo después de que se ha perdido el sincronismo. Otros esquemas intentan actuar antes de la separación angular de 180° . A falta de datos de estabilidad transitoria de un sistema, este esquema de protección considera que un desplazamiento angular más allá de 120° no es recuperable y la inestabilidad es inminente. Por lo general la protección se configura para iniciar el disparo cuando la impedancia de oscilación excede este valor.

Los esquemas de detección de pérdida de sincronismo utilizan la temporización para diferenciar entre los cambios de impedancia del sistema provocados por la perturbación. Por lo general, se diferencia entre una falla o una condición de oscilación normal, ya que una falla en el sistema hace que la impedancia cambien casi en forma instantánea,

mientras que el cambio de impedancia durante una oscilación es restringido por la inercia y constantes de tiempo de la máquina síncrona [6].

Existen diversos esquemas de protección contra la pérdida de sincronismo, de los cuales su uso depende de las características del sistema. Los tres esquemas más usados se presentan a continuación.

2.5.4.1 Esquema Mho simple

El esquema de Mho simple (Figura15) utiliza un relevador de distancia sin offset, ubicado en las terminales de alta tensión del transformador GSU. Este esquema tiene una característica circular llamada tipo Mho. El relé se configura normalmente para ver la impedancia del transformador más la reactancia transitoria de la máquina síncrona. Este esquema tiene la ventaja de proporcionar protección de respaldo para el generador y el transformador.

Básicamente este esquema corresponde a una zona de protección de forma circular en el diagrama R-X en el cual el relé opera si la impedancia de oscilación medida cae dentro de la característica circular y a su vez esta permanece dentro un tiempo determinado. De manera típica la característica Mho se configura para detectar la impedancia de oscilación a partir de un ángulo de 120^{circ} .

2.5.4.2 Esquema de blinder simple

Este esquema utiliza dos detectores de impedancia con característica de línea recta, conocido como blinders, junto con el elemento Mho, tal y como se observa en la Figura 16. Este se implementa en las terminales de la máquina, aunque se puede aplicar también

El alcance hacia adelante de la característica Mho se establece de 2 a 3 veces la reactancia transitoria de la máquina síncrona. También, el offset se establece de 1.5 a 2 veces la reactancia del transformador.

2.5.4.3 Esquema de doble blinder

La lógica del esquema de doble blinder (Figura 17) es medir cuándo la oscilación cruza el blinder exterior y luego el blinder interior. Si el tiempo entre ambas supera el retardo mínimo establecido, el esquema reconoce el disturbio como una pérdida de sincronismo. Dependiendo de la configuración, algunos esquemas requieren que la impedancia permanezca cierto tiempo dentro de los blinders internos o otros esperan para realizar el disparo hasta que impedancia de oscilación haya salido de la característica Mho. La configuración del blindaje interno es crítica en este esquema. Debe de configurarse de modo que no actúe para oscilaciones que puedan recuperarse.

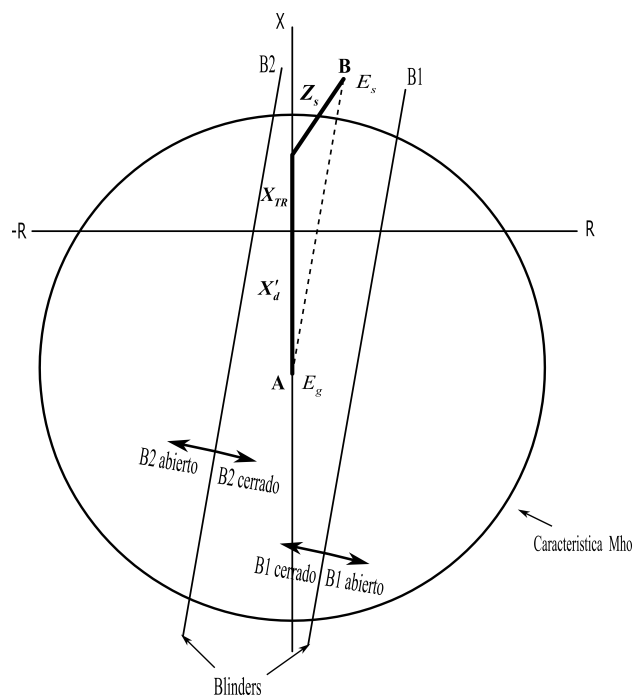


Figura 16. Esquema Blinder simple.

El elemento Mho de este esquema se establece con los mismos criterios que el elemento Mho del esquema blinder simple.

2.5.5 Conclusiones

En la actualidad, debido al aumento considerable en la demanda eléctrica, los sistemas eléctricos de potencia operan en condiciones cada vez más cerca de sus límites operativos. Lo que provoca con esto que cada vez más se tengan problemas de estabilidad en la red por eventos transitorios.

La evaluación de la estabilidad transitoria es crítica para la operación segura de los sistemas eléctricos de potencia. A lo largo del tiempo se han ido estableciendo muchos enfoques para tratar este problema. Específicamente la pérdida de sincronismo ha sido uno de los problemas mas analizados, ya que con este evento se pone en riesgo la operación de la red y la máquina síncrona.

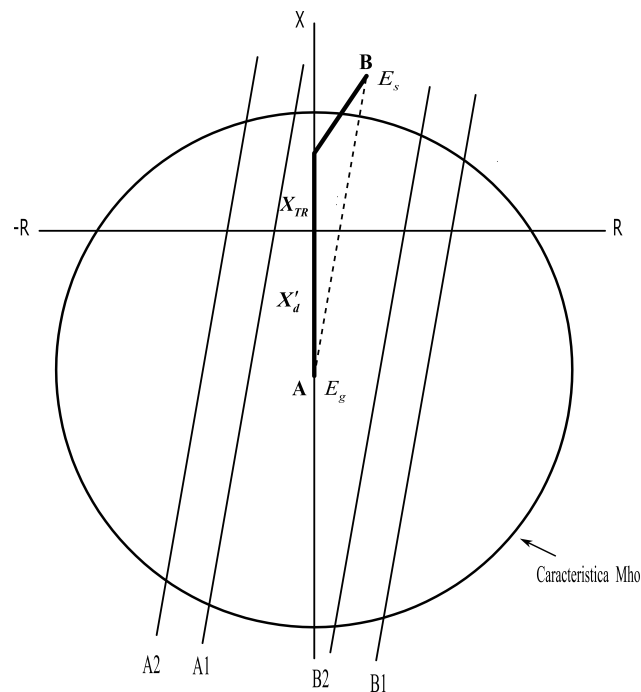


Figura 17. Esquema doble Blinder.

Durante un evento de pérdida de sincronismo la máquina síncrona sufre severos daños. Existen diversas herramientas utilizadas para el monitoreo contra pérdida de sincronismo, que utilizan distintas técnicas de análisis. Dentro de las más comunes se encuentran el criterio de áreas iguales, el uso de la función de energía, el análisis del plano de estados y el monitoreo de la impedancia de oscilación. Estas herramientas combinan uno o más métodos para la detención.

Algunos de los métodos empleados para su aplicación requieren información específica del sistema, ya que es necesario modelar el sistema. Otros al igual modelan al sistema como un conjunto de ecuaciones diferenciales no lineales y las resuelven utilizando métodos de integración, por lo que, exigen un enorme esfuerzo computacional, lo que los hace desafiantes para su aplicación en línea. Por otra parte, la mayoría de los métodos reconocen la pérdida de sincronismo una vez que ha ocurrido, por lo aún así es perjudicial para el sistema.

En generadores, la protección contra pérdida de sincronismo (esquema 78) es la responsable de identificar la condición transitoria. Esta utiliza un esquema donde se supervisa la impedancia de oscilación para la detección de pérdida de sincronismo. Los ajustes de esta protección dependen mucho de las características del sistema.

En consecuencia, se requieren aplicaciones que permitan anticipar una pérdida de sincronismo en el SEP y que demanden un bajo esfuerzo computacional para su implementación en tiempo real.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA PROPUESTA

3.1 Introducción

Todos los sistemas eléctricos de potencia requieren estudios detallados de estabilidad para asegurar, en mayor medida, la confiabilidad. Uno de estos estudios es el análisis de la pérdida de sincronismo de las máquinas. Asimismo, estos estudios permiten determinar los límites de operación de los equipos que conforman el sistema y realizar los ajustes necesarios de las protecciones.

En esta tesis se propone un algoritmo para la detección de pérdida de sincronismo basado en el análisis del comportamiento de los eigenvalores combinado con el método de la componente principal (PCA).

El algoritmo propuesto toma las mediciones de los ángulos de los voltajes trifásicos en terminales de la máquina síncrona, a los cuales se le realiza un procesamiento, para construir una matriz de sensibilidad que será analizada utilizando el método de la componente principal y con ello establecer un criterio para la determinación de la pérdida de sincronismo.

En el presente capítulo se describe la metodología aplicada para el desarrollo del algoritmo propuesto, se realiza el análisis de cada una de las etapas descritas en la metodología y se presenta una revisión previa de la base teórica del mismo.

3.2 Eigenvalores y eigenvectores

Para una matriz \mathbf{A} de $n \times n$, se llama valor característico de \mathbf{A} a aquel escalar λ para el cual existe un vector ϕ distinto de cero que satisface lo siguiente:

$$\mathbf{A}\phi_i = \lambda_i\phi_i. \quad (35)$$

El vector de n columnas $\phi_i \neq 0$ se conoce como eigenvector derecho de \mathbf{A} correspondiente al eigenvalor λ_i , donde $i = 1, 2, \dots, n$ [23]. Este eigenvector tiene la forma:

$$\phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix}. \quad (36)$$

De manera similar, el vector de n filas ψ_i , que satisface:

$$\psi_i\mathbf{A} = \lambda_i\psi_i \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (37)$$

es llamado eigenvector izquierdo de \mathbf{A} asociado al eigenvalor λ_i .

Para encontrar todos los eigenvalores, (35) puede ser escrita como:

$$(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I})\phi = 0. \quad (38)$$

Los eigenvectores izquierdos y derechos correspondientes a los diferentes eigenva-

lores son ortogonales. Es decir, cuando λ_i es diferente a λ_j , se tiene:

$$\Psi_j \Phi_i = 0. \quad (39)$$

Sin embargo, cuando los eigenvectores corresponden al mismo eigenvalor, se tiene:

$$\Psi_j \Phi_i = C_i, \quad (40)$$

donde C_i es una constante distinta de cero. Si se normalizan ambos eigenvectores, se tiene:

$$\Psi_j \Phi_i = 1. \quad (41)$$

En términos de matrices, los eigenvectores derechos de \mathbf{A} se expresan como:

$$\Phi = \begin{bmatrix} \Phi_1 & \Phi_2 & \dots & \Phi_n \end{bmatrix}, \quad (42)$$

y los eigenvectores izquierdos como:

$$\Psi = \begin{bmatrix} \Psi_1^T & \Psi_2^T & \dots & \Psi_n^T \end{bmatrix}^T. \quad (43)$$

Asimismo, los eigenvalores pueden expresarse como una matriz diagonal de la forma:

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_n \end{bmatrix}. \quad (44)$$

De acuerdo a esto, (35) y (41) pueden ser expresadas como:

$$\mathbf{A}\Phi = \Lambda\Phi, \quad (45)$$

$$\Psi\Phi = \mathbf{I} \quad \Psi = \Phi^{-1}. \quad (46)$$

La matriz de eigenvalores puede ser obtenida de (45):

$$\Phi^{-1}\mathbf{A}\Phi = \Lambda. \quad (47)$$

Los eigenvalores con sus respectivos eigenvectores proporcionan información relevante sobre la dinámica de la matriz \mathbf{A} . Por su parte, el eigenvector mide la razón de cambio de la magnitud de los eigenvalores [23].

3.3 Sensibilidad de los eigenvalores

El estudio dinámico de un sistema físico generará, en general, conjuntos de ecuaciones diferenciales no lineales asociadas a las variables independientes de espacio y tiempo. Tal modelo matemático generalmente se simplifica como conjuntos equivalentes de ecuaciones diferenciales ordinarias lineales. En particular, la solución de las ecuaciones del modelo del sistema se rige por los eigenvalores del sistema, los cuales están relacionados algebraicamente con los parámetros del sistema. Cualquier variación en los parámetros del modelo producirá cambios en el comportamiento de los eigenvalores, los cuales dependen de la sensibilidad del eigenvalor con respecto a dichos parámetros [24].

El problema de los eigenvalores asociado a una matriz \mathbf{A} , está definido por (35). Un cambio diferencial en los elementos de \mathbf{A} , genera directamente un cambio en los eigenvalores.

Para explicar la relación de la sensibilidad de los eigenvalores con los parámetros del sistema, se supone un cambio en los elementos de \mathbf{A} . Para esto, se deriva (35) con respecto a elemento a_{kj} de \mathbf{A} , obteniendo:

$$\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial a_{kj}} \phi_i + \mathbf{A} \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \phi_i + \lambda_i \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}}, \quad (48)$$

Premultiplicando por ψ_i y sabiendo que $\psi_i \phi_i = 1$, (48) se simplifica como:

$$\psi_i \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial a_{kj}} \phi_i = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}}. \quad (49)$$

Todos los elementos de $\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial a_{kj}}$ son cero, excepto los elementos de la k -ésima fila y j -ésima columna, que son iguales a 1. Debido a esto, (49) se puede escribir como:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \psi_{ik} \phi_{ji}. \quad (50)$$

La sensibilidad del eigenvalor λ_j con respecto al elemento a_{kj} de \mathbf{A} , es igual al producto del elemento ψ_{ik} del eigenvector izquierdo y el elemento ϕ_{ji} del eigenvector derecho [2].

3.4 Análisis de componente principal

El análisis de la componente principal (PCA) es una técnica utilizada para reducir la dimensionalidad de un gran conjunto de datos a otro conjunto de menor tamaño, el cual es representativo del conjunto original. Se basa en el hecho de que entre un gran número de variables, puede existir redundancia entre ellas. Es decir, que estén correlacionadas entre sí. Debido a esto, puede ser posible reducir las variables observadas en un número menor de variables [25].

Técnicamente, este método explica los datos originales en función de un conjunto relativamente pequeño de variables sintéticas llamadas componentes principales, que explican la mayor parte de la varianza del conjunto de datos original. Dicho de otra forma, PCA identifica las variables no correlacionadas, que son mas pequeñas en número, las cuales enfatizan la variación, y busca las características comunes y únicas de los datos originales.

PCA es útil cuando se tienen datos sobre un gran número de variables cuantitativas y desea reducirse en un número menor de variables artificiales que representen la mayor parte de la varianza de datos. Tiene gran aplicación en el desarrollo de modelos predictivos y proyectos de reconocimiento facial. Este método, busca principalmente identificar las variaciones y correlaciones en los datos [26].

Supóngase un conjunto de datos de p variables con n muestras. Las variables son denotadas por el conjunto (x_1, x_2, \dots, x_p) . Por lo tanto el conjunto de datos puede ser visto como una matriz rectangular de dimensiones $n \times p$. Si son muchas variables, el análisis de este conjunto de datos se complica, tanto en tiempo como en esfuerzo computacional. Para ello, PCA reduce la dimensionalidad del problema, encontrando aquellas componentes principales que retienen la mayor cantidad de información del conjunto de datos. Una componente principal se define como la combinación lineal de las variables originales x_i y se expresa como:

$$z_1 = \alpha_{11}x_1 + \alpha_{12}x_2 + \dots + \alpha_{1p}x_p = \mathbf{X}u_1, \quad (51)$$

donde $u_1 = (\alpha_{11}, \alpha_{12}, \dots, \alpha_{1p})^T$ representa al vector columna de las ponderaciones de las variables. La componente principal z_1 , se determina de tal manera que la varianza total de los puntos resultantes sea los más grande posible [25]. Para ello, las ponderaciones son calculadas con la restricción de que la suma cuadrática de las ponderaciones sea igual a

1:

$$\alpha_{11}^2 + \alpha_{12}^2 + \dots + \alpha_{1p}^2 = \|u_1\|^2. \quad (52)$$

La expresión (51) también incluye las proyecciones de n muestras sobre la primera componente. Para ello, el PCA encuentra u_i , de tal manera que la varianza sea máxima. Esta es representada como:

$$\text{var}(z_1) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_{1i}^2 = \frac{1}{n} \|z_1\|^2 = \frac{1}{n} u_1' \mathbf{X}' \mathbf{X} u_1, \quad (53)$$

Ademas, para simplificar (53), se tiene que:

$$\mathbf{C} = \frac{1}{N} \mathbf{X}' \mathbf{X}, \quad (54)$$

donde C representa la matriz de correlación.

Esto se convierte en un problema de optimización, en el cual, se requiere maximizar la varianza bajo la restricción de (52). De acuerdo a [25], después de resolver el problema de optimización con restricciones lineales, se tiene que las ponderaciones u_i se pueden obtener encontrando el eigenvalor mas grande de la ecuación lineal:

$$\mathbf{C}u_i = \alpha_1 u_i. \quad (55)$$

Los parámetros u_i y α_1 que satisfacen (55), son el eigenvalor de mayor valor y su correspondiente eigenvector de la matriz de correlación \mathbf{C} . Entonces, los coeficientes óptimos de las variables originales que generan la primera componente principal son los elementos de correspondientes del eigenvector relacionado al eigenvalor de mayor valor de la matriz \mathbf{C} . Los demás componentes son obtenidos de igual manera, cada uno con respecto al siguiente valor del eigenvalor e eigenvector de mayor tamaño, cada una de

ellas son combinaciones lineales de las anteriores. Cabe señalar que las componentes no están correlacionadas entre sí, es decir, son ortogonales.

De manera general, las componentes principales de un conjunto de datos pueden ser obtenidas mediante:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{U}'[\mathbf{x} - \bar{\mathbf{x}}], \quad (56)$$

donde \mathbf{x} y $\bar{\mathbf{x}}$ son vectores de $p \times 1$, correspondientes al número de datos de las variables originales y sus promedios, respectivamente. \mathbf{U}' representa el conjunto de eigenvectores de la matriz de correlación.

3.4.1 Interpretación gráfica

De manera gráfica, el método de PCA consiste en encontrar un nuevo grupo de ejes que representen a los datos originales, conservando la mayor cantidad de información posible.

A partir de un conjunto de datos (x, y) , dibujado en un plano de dos dimensiones, PCA encuentra la dirección donde se concentra la mayor varianza de los datos originales, a partir de lo cual establece un nuevo eje. A este nuevo eje se le conoce como componente principal Z_1 , como se aprecia en la Figura 18.

Después, de acuerdo a PCA, se añade otro eje, el cual es ortogonal al primero. Este representa la segunda mayor varianza de los datos originales, conocido como segunda componente principal, Z_2 , y su representación se observa en la Figura 19. Por último, los datos son transformados (rotados) de acuerdo al nuevo par de ejes formado por las componentes principales (ver Figura 20). Para un conjunto de datos de tres dimensiones, se pueden obtener tres componentes principales Z_1, Z_2 y Z_3 , respectivamente. La representación de los datos originales en estas tres componentes se puede observar en la

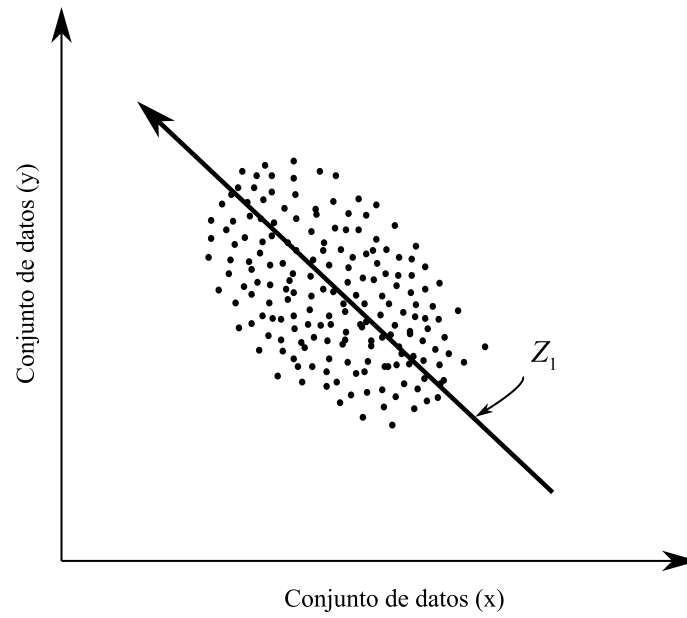


Figura 18. Representación de la primera componente principal.

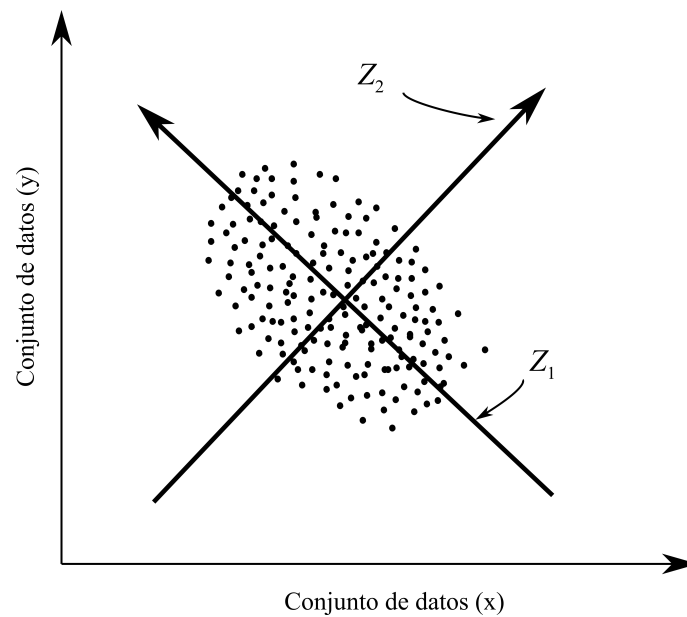


Figura 19. Representación de la segunda componente principal.

Figura 21. Trabajar con datos con más de tres dimensiones se vuelve un poco complicado y su representación gráfica no es sencilla.

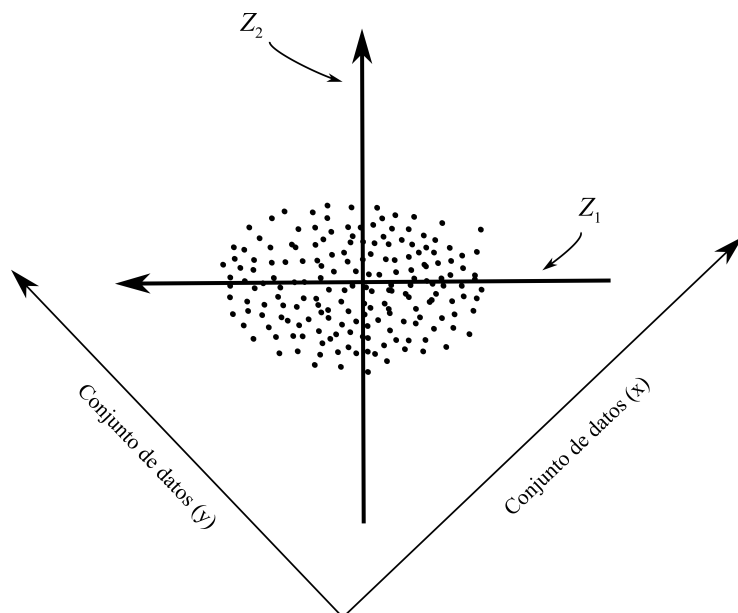


Figura 20. Proyección del conjunto de datos originales de dos dimensiones en componentes principales.

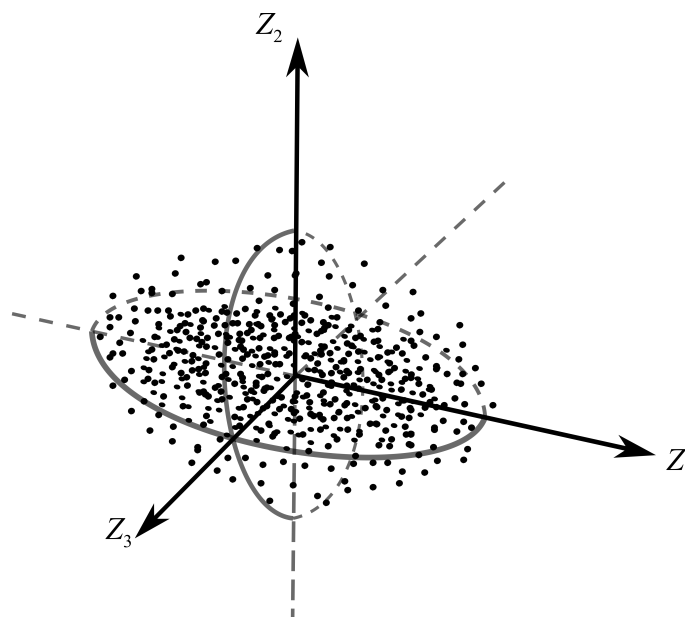


Figura 21. Proyección del conjunto de datos originales de tres dimensiones en componentes principales.

3.4.2 Tipos de solución

En la sección anterior, se derivó el método de PCA a partir de la matriz correlación. Sin embargo, las componentes principales también pueden obtenerse considerando los

datos como desviaciones de la media utilizando la matriz de covarianza.

La varianza σ^2 de la variable x es definida como el promedio de las diferencias cuadráticas respecto a su media, es decir:

$$\sigma_x^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2, \quad (57)$$

De manera similar, se puede definir la covarianza dadas dos variables x y y , como:

$$\sigma_{xy}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}). \quad (58)$$

En forma matricial se tiene la matriz de covarianza:

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} s_1^2 & s_{12} & \dots & s_{1p} \\ s_{21} & s_2^2 & \dots & s_{2p} \\ \vdots & & & \vdots \\ s_{p1} & s_{p2} & \dots & s_p^2 \end{bmatrix}, \quad (59)$$

donde s_i^2 es la varianza de la i -ésima variable x_i , y s_{ij} es la covarianza entre la i -ésima y j -ésima variables. Esta matriz es cuadrada y simétrica de orden p y resume la variabilidad de los datos y la información relativa a las relaciones lineales entre las variables. Si las covarianzas no son iguales a cero, esto indica que existe una relación lineal entre estas dos variables. La fuerza de esa relación está representada por el coeficiente de correlación. Esta matriz puede calcularse de manera general como:

$$\mathbf{S} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})^T. \quad (60)$$

donde \bar{x} y \bar{y} son la media aritmética del vector de datos de las variables \mathbf{x} y \mathbf{y} , respectivamente. La matriz de correlación \mathbf{R} está relacionada con la matriz de covarianzas \mathbf{S}

mediante:

$$\mathbf{R} = \mathbf{D}^{-1}\mathbf{S}\mathbf{D}^{-1}, \quad (61)$$

donde, \mathbf{D} es una matriz diagonal de orden p construida en la diagonal principal por las desviaciones estándares de las variables.

La matriz de correlación es una matriz cuadrada y simétrica, la cual tiene unos en la diagonal y fuera de ella los coeficientes de correlación entre las variables:

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} 1 & r_{12} & \dots & r_{1p} \\ r_{21} & 1 & \dots & r_{2p} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{p1} & r_{p2} & \dots & 1 \end{bmatrix}. \quad (62)$$

La diferencia principal entre usar la matriz de covarianza o la de correlación para el método de PCA, radica en el escalamiento de los datos. Si las variables originales están en diferentes unidades, las operaciones que implican la traza de la matriz de covarianza no tienen ningún significado. Cuando las unidades son diferentes, la solución implica hacer que las varianzas sean las mismas, es decir, usar unidades estándar, lo que convierte a la matriz de covarianza en una matriz de correlación. Incluso si las variables originales están en las mismas unidades, las variaciones pueden diferir ampliamente. Si esto le da un peso indebido a ciertas variables, la matriz de correlación también debe emplearse, a menos que, posiblemente, baste con tomar registros de las variables o el uso de alguna transformación de estabilización de la varianza [27].

3.5 Algoritmo propuesto

El algoritmo propuesto se basa principalmente en el análisis de la componente principal de una matriz de sensibilidad, la cual es construida a partir de la matriz de covarianza de las mediciones de los ángulos de voltaje en terminales de la máquina síncrona.

Mediante la componente principal obtenida, se determinará el comportamiento de la máquina, para saber si esta perderá o mantendrá el sincronismo después de un disturbio, discriminando entre una oscilación estable y una inestable. Lo anterior permite enviar una señal de disparo de interruptores en el caso de una pérdida de sincronismo.

Este algoritmo está implementado en tres etapas: la primera consiste en la adquisición de datos; la segunda consiste en el procesamiento de los datos; mientras que la última consiste en la evaluación de los resultados. Dichas etapas se presentan en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 22.

A continuación, se presenta una descripción detallada de cada una de las etapas del algoritmo propuesto.

3.5.1 Etapa 1

La primera etapa del es el procesamiento de las señales de entrada. Estas señales provienen de las unidades de medición fasorial (PMU) instaladas en terminales de la máquina síncrona.

Los sistemas PMU mejoran en gran medida las capacidades de monitoreo de los sistemas eléctricos de potencia. Desde su invención se han utilizado gradualmente en los

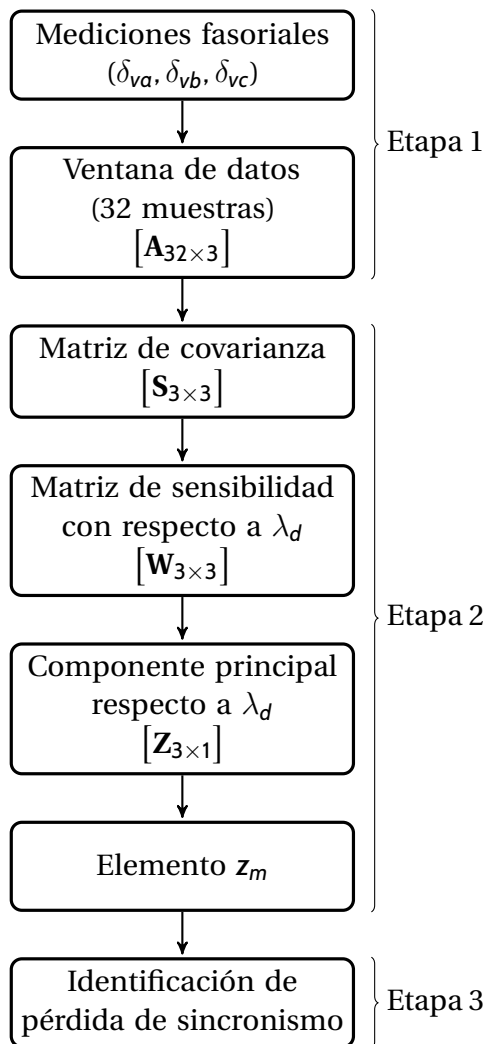


Figura 22. Algoritmo para la evaluación de la pérdida de sincronismo.

centros de control, contribuyendo positivamente al funcionamiento de los SEP. Su uso se ha extendido para la evaluación de protección y estabilidad [28]. Asimismo, los sistemas de supervisión de área amplia proporcionan un soporte eficaz para la identificación en línea de oscilaciones de baja frecuencia [29]. Este tipo de mediciones proporcionan resultados confiables, con mínimos errores, ante condiciones dinámicas del sistema. Por otro lado, reducen el tiempo y esfuerzo computacional para el análisis en tiempo real [30].

Normalmente, la estimación del estado de la red y la detección de eventos del SEP, se han basado, generalmente, en mediciones de la magnitud de la tensión en el bus. Esto

debido principalmente a la dificultad de medir el ángulo interno de la máquina, la cual sería la medición más directa de la dinámica de la misma. Sin embargo de acuerdo a [31], el ángulo del voltaje responde a la dinámica del sistema, además, con esta medición se tienen señales menos contaminadas de ruido [32].

En la Figura 23 se presenta la simulación del ángulo del fasor de voltaje de la fase A en terminales de la máquina y el ángulo interno de la máquina, cuando el SEP es sometido a una falla trifásica; se presenta un caso estable (a), y un caso inestable (b). Como se observa, el ángulo del fasor de voltaje en terminales de la máquina refleja el comportamiento dinámico de la máquina.

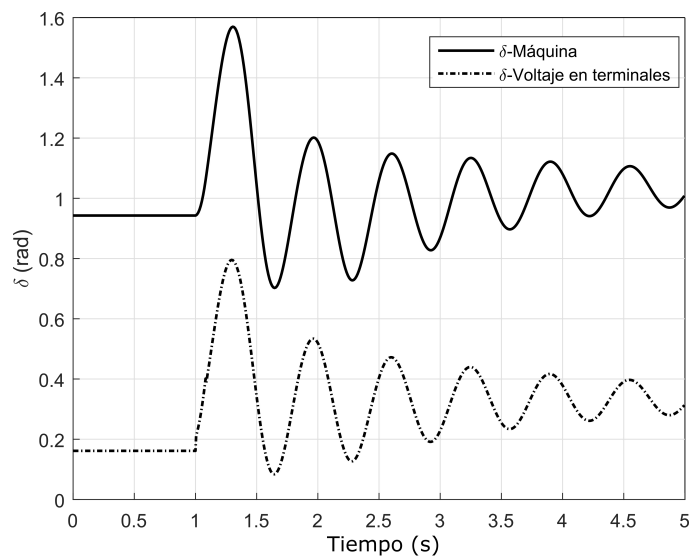
3.5.1.1 Ventana de datos

Una vez que se tienen las lecturas de las mediciones fasoriales en tiempo real, utilizando una ventana de datos móvil estas se almacenan en una matriz de datos \mathbf{A} , conformada a partir de 32 muestras por ciclo, con una frecuencia de muestreo de 64 Hz, como se observa en la Figura 24.

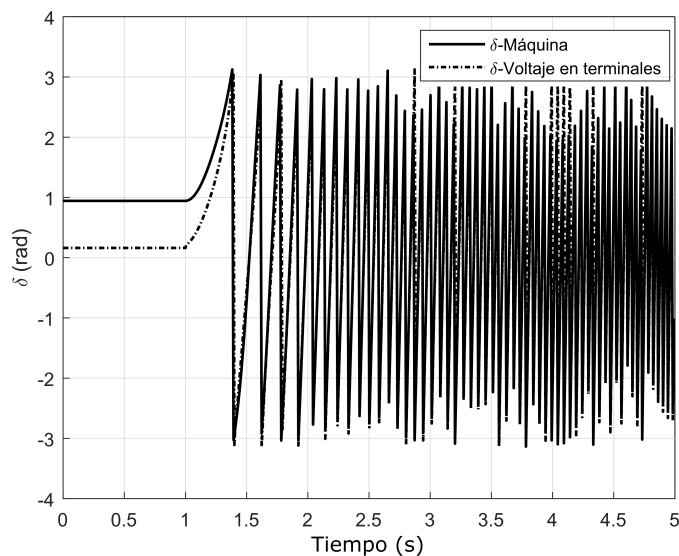
La matriz de datos \mathbf{A} tiene la forma:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \delta_{1a} & \delta_{1b} & \delta_{1c} \\ \delta_{2a} & \delta_{2b} & \delta_{2c} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \delta_{32a} & \delta_{32b} & \delta_{32c} \end{bmatrix}, \quad (63)$$

donde a , b y c , corresponden a las tres fases del sistema.



(a)



(b)

Figura 23. Comportamiento del ángulo de la máquina y comportamiento del ángulo del fasor de voltaje en terminales de la máquina, ante una falla trifásica en el SEP: (a) caso estable y (b) caso inestable.

3.5.2 Etapa 2

Como se mencionó anteriormente, esta etapa consiste en el procesamiento de la ventana de datos generada en la etapa anterior. A continuación se explica a detalle cada

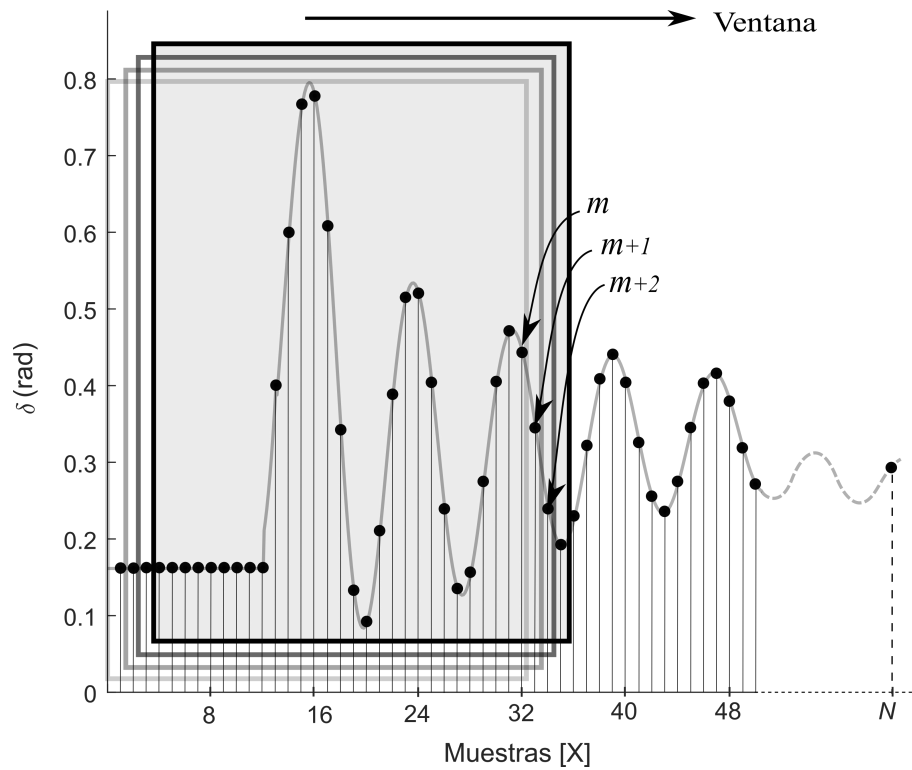


Figura 24. Ventana de datos.

uno de los procedimientos que conforman esta segunda etapa.

3.5.2.1 Matriz de covarianza

Una de las características del algoritmo propuesto es el análisis en tiempo real, por lo que en cada paso de tiempo de la ventana de datos se analiza la matriz \mathbf{A} de 32×3 . Debido a que se requiere que el algoritmo sea lo más rápido posible, conviene analizar una matriz de datos de menor tamaño que represente confiablemente a los datos. Es por ello que se propone utilizar la matriz de covarianza, ya que esta permite reducir el tamaño de la matriz \mathbf{A} y concentrar la variabilidad de los datos con respecto a las variables, así como las relaciones entre ellas.

Una vez formada la matriz de mediciones a partir de la más reciente ventana deslizante se obtiene la matriz de covarianza de \mathbf{A} , aplicando (60), de la cual se obtiene la

matriz \mathbf{S} . Esta matriz es cuadrada, de orden 3 y simétrica, ya que $s_{ij} = s_{ji}$:

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} s_1^2 & s_{12} & s_{13} \\ s_{21} & s_2^2 & s_{23} \\ s_{31} & s_{32} & s_3^2 \end{bmatrix}. \quad (64)$$

3.5.2.2 Matriz de sensibilidad

El siguiente paso de este algoritmo, consiste en obtener la sensibilidad del eigenvalor dominante λ_d con respecto a los elementos de la matriz \mathbf{S} , obtenida en el paso anterior.

Los eigenvalores y eigenvectores de una matriz representan la dinámica de esta, ya que contienen información del comportamiento de la misma [33]. Por otro lado, los eigenvalores de una matriz de covarianza indican la varianza de las variables en la dirección de los eigenvectores. El eigenvalor dominante indica la mayor varianza en dirección del eigenvector dominante [34]. Por ello, el análisis de la sensibilidad se hace con referencia a este eigenvalor.

Al obtener la sensibilidad del eigenvalor dominante de acuerdo a (50), se tiene:

$$w_{kj} = \frac{\partial \lambda_d}{\partial s_{kj}} = \psi_{dk} \phi_{jd} \quad j, k \in 1, 2, 3, \quad (65)$$

donde d es la posición del eigenvalor dominante. Con ello, se obtiene de nuevo una matriz

cuadrada y simétrica de 3×3 :

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} w_{11} & w_{12} & w_{13} \\ w_{21} & w_{22} & w_{23} \\ w_{31} & w_{32} & w_{33} \end{bmatrix}. \quad (66)$$

3.5.2.3 Componente principal respecto a λ_d

Con el objetivo de obtener la mayor información sintetizada sobre la variabilidad de la matriz de sensibilidad \mathbf{W} obtenida en el paso anterior, se propuso la aplicación del método de PCA.

De acuerdo a (56), para calcular las componentes principales, se necesitan obtener los eigenvectores de la matriz de covarianza de \mathbf{W} . En este algoritmo, los PCA son calculados con respecto al eigenvalor dominante (λ_d) y su respectivo eigenvector (\mathbf{U}_d). Esto debido a que, el eigenvalor dominante retiene la mayor información.

Para el calculo de PCA se utiliza la matriz de covarianza, ya que los datos de entrada están en las mismas unidades, a demás, las escalas son similares y por tanto sus varianzas no difieren demasiado [27].

A partir de (60) se calcula la matriz de covarianzas, se obtienen los eigenvalores y eigenvectores de la misma y se selecciona el eigenvalor dominante y su respectivo eigenvector. Los elementos z_i de la componente principal \mathbf{Z}_d con respecto a \mathbf{U}_d se obtienen a partir de (56):

$$\mathbf{Z}_d = \mathbf{U}_d'[\mathbf{W} - \bar{\mathbf{W}}]. \quad (67)$$

De esto, se obtiene el vector columna:

$$\mathbf{Z}_d = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ z_3 \end{bmatrix}. \quad (68)$$

Como se observa en (68), la información de entrada se ha reducido a tres componentes, los cuales contienen la información sobre el comportamiento de los ángulos (a , b , c) del fasor de voltaje. Debido a que únicamente son tres componentes, cualquiera de las tres contiene información relevante. De acuerdo a las pruebas realizadas específicamente para el objetivo del algoritmo, las cuales se analizan en el siguiente capítulo, la componente de menor magnitud (z_m), es la que representa mejor la dinámica del sistema, por lo que esta es usada para realizar el análisis del comportamiento de las variables de entrada como entrada para la siguiente etapa. Dicho comportamiento se puede observar en la Figura 25, donde se presenta el comportamiento de z_m , ante la presencia de una falla trifásica en el sistema al tiempo de 1, y variando el tiempo de liberación de falla para obtener un caso estable y uno inestable.

3.5.3 Etapa 3

Esta la última etapa del algoritmo, corresponde al criterio de operación de la protección. El criterio de protección contra pérdida de sincronismo se basa únicamente en el análisis del comportamiento del elemento z_m obtenido en la etapa anterior. Este elemento contiene la información necesaria del comportamiento dinámico del sistema que permite detectar la pérdida de sincronismo.

El proceso que se sigue para la determinación de pérdida de sincronismo se muestra en la Figura 26. En esta, se presenta el diagrama de estados representativo de esta tercera

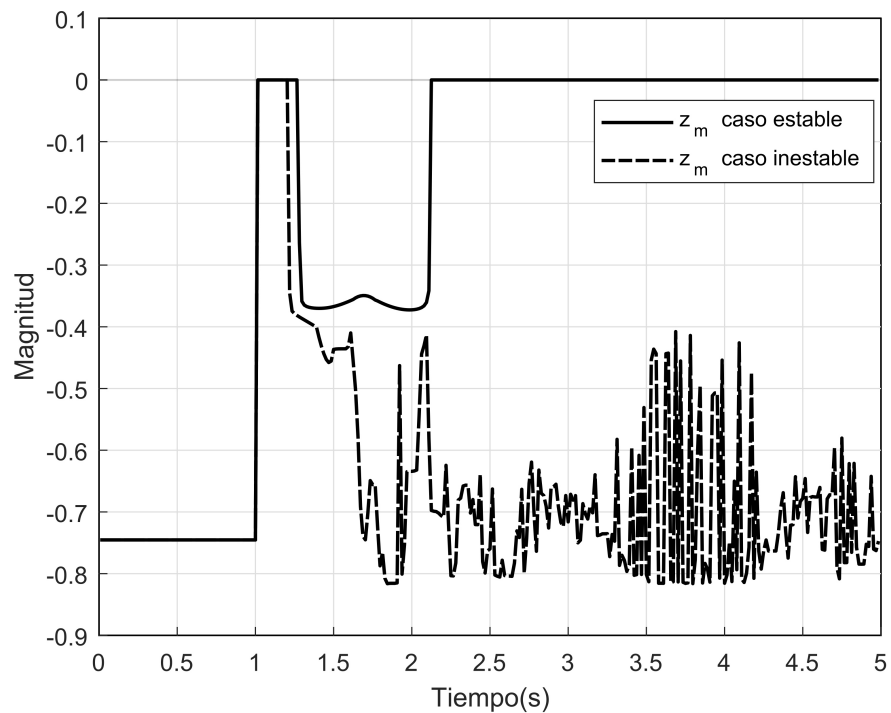


Figura 25. Comportamiento de z_m , ante una falla trifásica en el SEP: (a) caso estable y (b) caso inestable.

etapa.

Como se mencionó, el dato de entrada de este proceso es la componente z_m , la cual se va actualizando a partir de la ventana deslizante. Para poder dar inicio a esta etapa, primero se realiza una lectura del valor de z_m en estado estable, esto para tener un valor de referencia. En estado estable, el valor de z_m asociado a la máquina bajo estudio permanece constante, por lo que es necesario, en primer lugar, evaluar el incremento entre la lectura actual y el valor anterior (Δz_m): si no hay ninguna perturbación, este valor debe ser cero (estado O).

Si Δz_m deja de ser cero, es una indicación que z_m ha cambiado y de que se presentó una perturbación en el sistema. Este estado es representado por D en el diagrama de la Figura 26. Posteriormente, como se observa en la Figura 25, mientras el disturbio evoluciona, el valor de z_m tenderá a ser cero en los instantes posteriores al disturbio

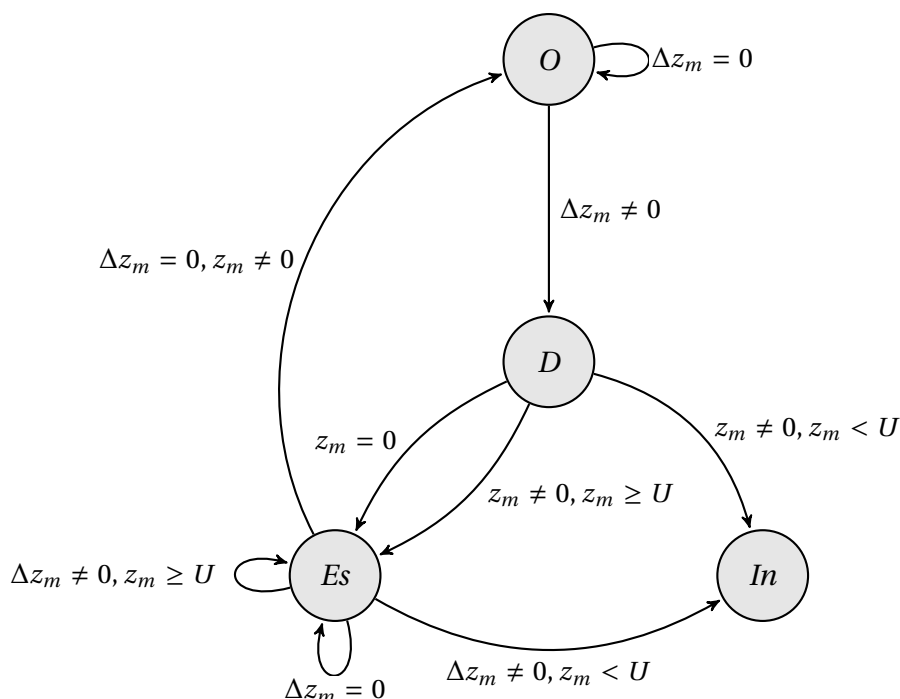


Figura 26. Diagrama de estados de la etapa 3.

(1 s). Si el valor de z_m permanece en cero, la máquina mantendrá el sincronismo, debido a que esto representa una oscilación estable, por lo que se pasará al estado *Es*, indicado en el diagrama. Asimismo, si z_m deja de ser igual cero, pero es mayor o igual al umbral establecido (U), el sistema permanece en sincronismo. Por otro lado, si z_m es diferente de cero y se encuentra por debajo del umbral establecido, se pasará al siguiente estado (*In*), donde se mandará una señal de apertura de interruptores para la desconexión de la máquina, ya que se tendrá una pérdida de sincronismo.

De acuerdo al análisis de las simulaciones realizadas, fue necesario determinar un tiempo de evaluación de z_m , a partir de que este deja de ser igual a cero. Este tiempo quedo establecido en 300 ms. A partir de que z_m sea diferente de cero, se inicia un temporizador y si, dentro del tiempo establecido, z_m es mayor que el umbral, quiere decir que la máquina permanecerá en sincronismo. Aún si después de este tiempo z_m alcanza un valor menor al umbral, la máquina permanecerá en sincronismo. De lo contrario si z_m sobrepasa el umbral antes de este tiempo, el sistema perderá el sincronismo.

Cuando el sistema está operando en el estado *Es*, se analiza de nuevo el incremento Δz_m , para saber si z_m sufre un cambio, ya sea para establecerse en un nuevo valor de operación estable o para cambiar hacia una pérdida de sincronismo. Cuando Δz_m es igual a cero, esto indica que aún hay oscilaciones en el sistema, pero que estas son pequeñas y estables. Si Δz_m deja de ser igual a cero, nuevamente se inicia el temporizador. Si Δz_m es diferente de cero y z_m es mayor o igual al umbral establecido, entonces el sistema está oscilando pero permanecerá estable. Pero si Δz_m deja de ser igual a cero y z_m es menor que el umbral antes de los 300 ms, la máquina perderá el sincronismo y se pasará al estado *In* donde se envía la señal de disparo de interruptores.

Si no se realiza el disparo de interruptores, quiere decir que la máquina está en sincronismo, por lo que se sigue evaluando Δz_m , hasta que Δz_m sea igual a cero y z_m sea diferente de cero, lo cual indica que el sistema está operando en un punto estable. Si después del disturbio no hubo ningún cambio en el sistema, z_m volverá al valor original. Pero si hubo cambios en el sistema, z_m tomará un nuevo valor, siendo este el nuevo valor de comparación para empezar de nuevo con el análisis.

En la Figura 27 se muestran los estados de operación en las señal de z_m , para un caso estable (a) y para un caso inestable (b). En esta figura, se marcan con puntos los estados representados en el diagrama de la Figura 26, así como el umbral establecido y la ventana de tiempo de 300 ms.

3.5.3.1 Umbral

Como se mencionó, para poder realizar la detección de pérdida de sincronismo fue necesario determinar un umbral para el valor de z_m . El umbral (U) se estableció bajo una serie de simulaciones en diferentes sistemas de potencia y distintas configuraciones. El

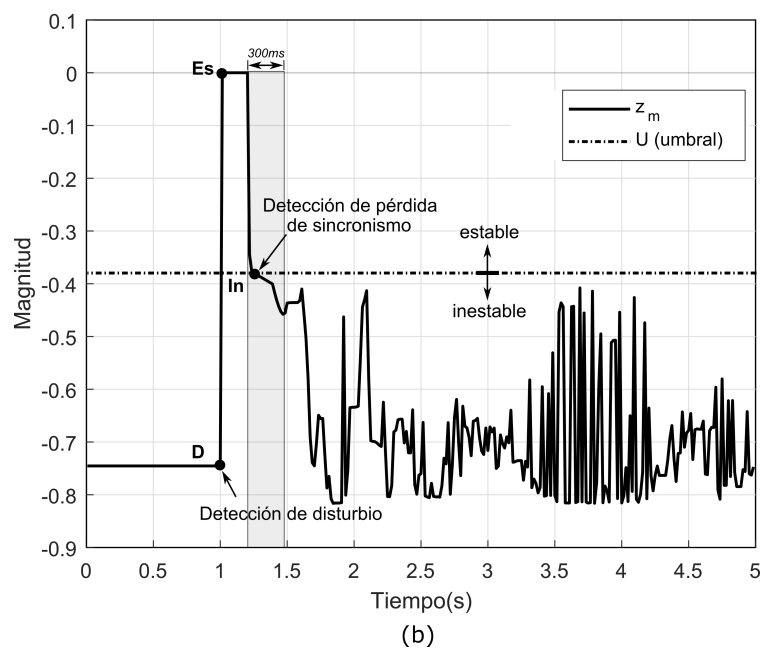
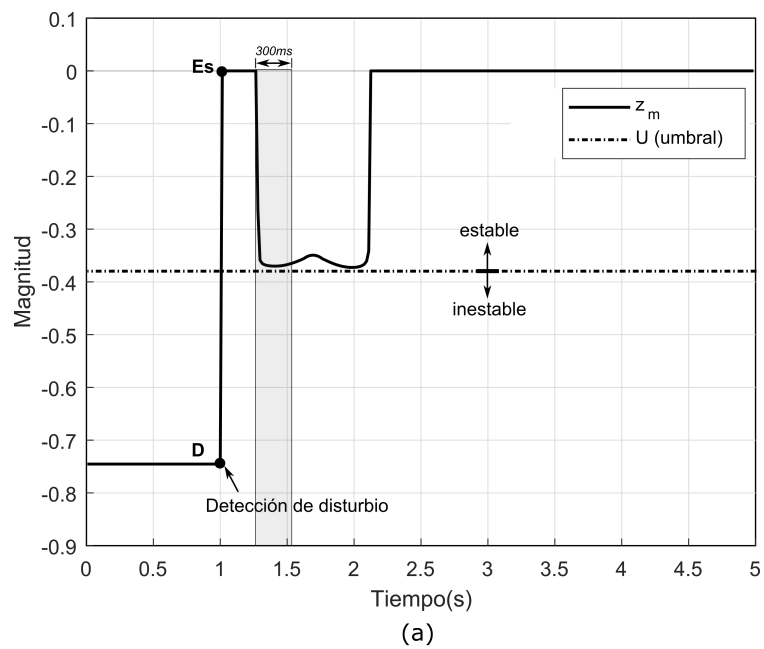


Figura 27. Estados de operación de la etapa 3: (a) caso estable y (b) caso inestable.

valor determinado para el adecuado funcionamiento del algoritmo fue de

$$U = -0.3815. \quad (69)$$

Este valor permite diferenciar entre una oscilación estable y una pérdida de sincronismo. Debido a que este es negativo, cualquier valor menor a este indicará una pérdida de sincronismo y un valor mayor una oscilación o estado de operación estable, de acuerdo a las restricciones planteadas.

3.5.4 Conclusiones

En este capítulo se presentó un algoritmo para la determinación de la pérdida de sincronismo basado en la aplicación de dos técnicas: el análisis de la sensibilidad de los eigenvalores y el análisis de la componente principal, además se determinó un criterio para la evaluación de la pérdida de sincronismo de la máquina síncrona en un sistema eléctrico de potencia.

Ambas técnicas usadas en el algoritmo tienen su fundamento en el análisis del comportamiento de los eigenvalores, propiamente del eigenvalor dominante, mediante el cual se modela el comportamiento dinámico del ángulo de la máquina síncrona [34].

El análisis de la sensibilidad de los eigenvalores permite calcular la velocidad con la que el eigenvalor dominante responde a los cambios del ángulo del fasor de voltaje medido en terminales de la máquina, proporcionando un parámetro representativo del comportamiento del sistema.

El algoritmo propuesto únicamente requiere las mediciones de los ángulos del fasor de voltaje en terminales de la máquina síncrona, obtenidos a partir de mediciones de área amplia, para evaluar la sincronía de los generadores. Por esto, no se requiere modelar el sistema eléctrico de potencia mediante ecuaciones diferenciales y algebraicas, ni tampoco conocer la configuración o los parámetros de los elementos del sistema.

El criterio propuesto para la identificación de la pérdida de sincronismo se basa

en la determinación de un umbral, el cual es establecido con base en las simulaciones realizadas de diferentes sistemas. Este umbral hace posible una lectura mas rápida y precisa de los resultados, minimizando la complejidad del problema y disminuyendo el tiempo de detección de pérdida de sincronismo.

CAPÍTULO 4

PRUEBAS Y RESULTADOS

4.1 Introducción

En el presente capítulo se presentan los resultados obtenidos de la implementación a nivel simulación del algoritmo de detección de pérdida de sincronismo, descrito en el Capítulo 3, con el objetivo de evaluar su desempeño.

Se presentan las características de los sistemas utilizados para realizar las pruebas correspondientes para la validación del algoritmo propuesto. Asimismo, se describen las diferentes pruebas realizadas a cada sistema, así como también el análisis de los resultados obtenidos.

Para el modelado, simulación y el análisis del sistema se utilizó el software de simulación DIgSILENT PowerFactory.

4.2 Sistemas de Prueba

4.2.1 Sistema de prueba 1

El primer sistema de prueba es el sistema de prueba de 9 nodos de Anderson, mostrado en la Figura 28 [17]. Este sistema consta de 3 máquinas síncronas con excitadores IEEE tipo 1. Los datos de estas máquinas se presentan en la TABLA 1, para los cuales

se considera una potencia base de 100 MVA. Los nodos de generación poseen distintos valores de tensión por lo que se conectan al sistema mediante 3 transformadores (ver TABLA 2), con un anillo de una tensión nominal de 230 kV. La red está interconectada por medio de seis líneas, cuyos parámetros de muestran en la TABLA 3. Asimismo, el sistema tiene conectadas tres cargas de impedancia constante. La demanda total de carga es de 315 MW y 115 MVar (ver TABLA 4). La frecuencia nominal del sistema es de 60 Hz.

4.2.2 Sistema de prueba 2

El segundo sistema de prueba corresponde al sistema de prueba de 39 nodos de la IEEE, también conocido como sistema de Nueva Inglaterra. Este sistema consta de 39 nodos, 10 generadores síncronos, 19 cargas con impedancia constante, 34 líneas y

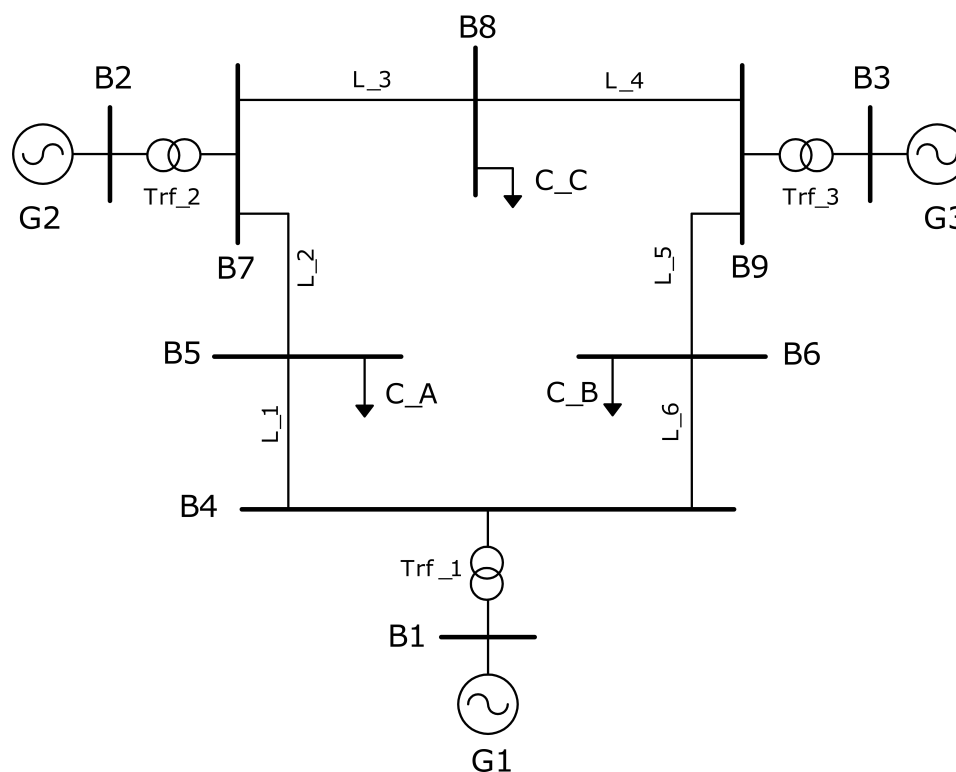


Figura 28. Diagrama unifilar del sistema de prueba de 9 nodos de Anderson.

TABLA 1
Parámetros de los generadores del sistema de prueba de 9
nodos de Anderson

	G1	G2	G3
Potencia nominal (MVA)	512	270	125
Voltaje nominal (kV, RMS, L-L)	24	18	15.5
X_d (p.u.)	1.7	1.7	1.22
X'_d (p.u.)	0.27	0.256	0.174
X''_d (p.u.)	0.2	0.185	0.134
T'_{d0} (p.u.)	3.8	4.8	8.97
T''_{d0} (p.u.)	0.01	0.01	0.033
X_q (p.u.)	1.65	1.62	1.16
X'_q (p.u.)	0.47	0.245	0.25
X''_q (p.u.)	0.2	0.185	0.134
T'_{q0} (p.u.)	0.48	0.5	0.5
T''_{q0} (p.u.)	0.0007	0.0007	0.07
X_a (p.u.)	0.004	0.0016	0.004
X_l (p.u.)	0.16	0.155	0.0078
S(1.0)	0.09	0.125	0.1026
S(1.2)	0.4	0.45	0.432
H(s)	2.6312	4.1296	4.768
D(p.u.)	2	2	2

12 transformadores, cuyos datos de presentan en el Apéndice A. Los generadores cuentan con control AVR y gobernador. Además, cada máquina cuenta con un estabilizador PSS.

La frecuencia nominal del sistema es de 60 Hz y el nivel de voltaje de la red es de 345 kV. La Figura 29 muestra el diagrama unifilar de este sistema.

TABLA 2

Parámetros de los transformadores del sistema de prueba de 9 nodos de Anderson

	Trf 1	Trf 2	Trf 3
Voltaje nominal primario (kV RMS LL)	24	18	15.5
Voltaje nominal secundario (kV RMS LL)	230	230	230
R_1 (p.u.)	1.00E-02	1.00E-02	1.00E-02
L_1 (p.u.)	2.88E-02	3.132E-02	2.93E-02
R_2 (p.u.)	1.00E-10	1.00E-10	1.00E-10
L_2 (p.u.)	2.88E-02	3.13E-02	2.93E-02
R_m (p.u.)	5.00E+03	5.00E+03	5.00E+03
L_m (p.u.)	5.00E+03	5.00E+03	5.00E+03

TABLA 3

Parámetros de líneas del sistema de 9 nodos de Anderson

Línea		Longitud (km)	R_0 (Ω /km)	L_0 (H/km)	C_0 (F/km)	R_1 (Ω /km)	L_1 (H/km)	C_1 (F/km)
de bus	a bus							
4	5	89.93	5.88E-01	3.98E-03	5.89E-09	5.88E-02	1.33E-03	9.81E-09
4	6	97.336	9.24E-01	3.98E-03	4.88E-09	9.24E-02	1.33E-03	8.14E-09
5	7	170.338	9.94E-01	3.98E-03	5.41E+09	9.94E-02	1.33E-03	9.01E-09
6	9	179.86	1.15	3.98E-03	5.99E-09	1.15E-01	1.33E-03	9.98E-09
7	8	76.176	5.90E-01	3.98E-03	5.89E-09	5.90E-02	1.33E-03	9.81E-09
8	9	106.646	5.90E-01	3.98E-03	5.90E-02	5.90E-02	1.33E-03	9.83E-09

4.3 Caso de análisis

La detección de pérdida de sincronismo involucra tres aspectos importantes de los cuales depende la estabilidad del sistema eléctrico. En primer lugar se encuentra el tiempo de detección, entre más pronto se detecte la pérdida de sincronismo, menores serán los

TABLA 4

Parámetros de cargas del sistema de 9 nodos de Anderson

	Carga A	Carga B	Carga C
Potencia activa nominal (MW)	125	90	100
Potencia reactiva nominal (Mvar)	50	30	35

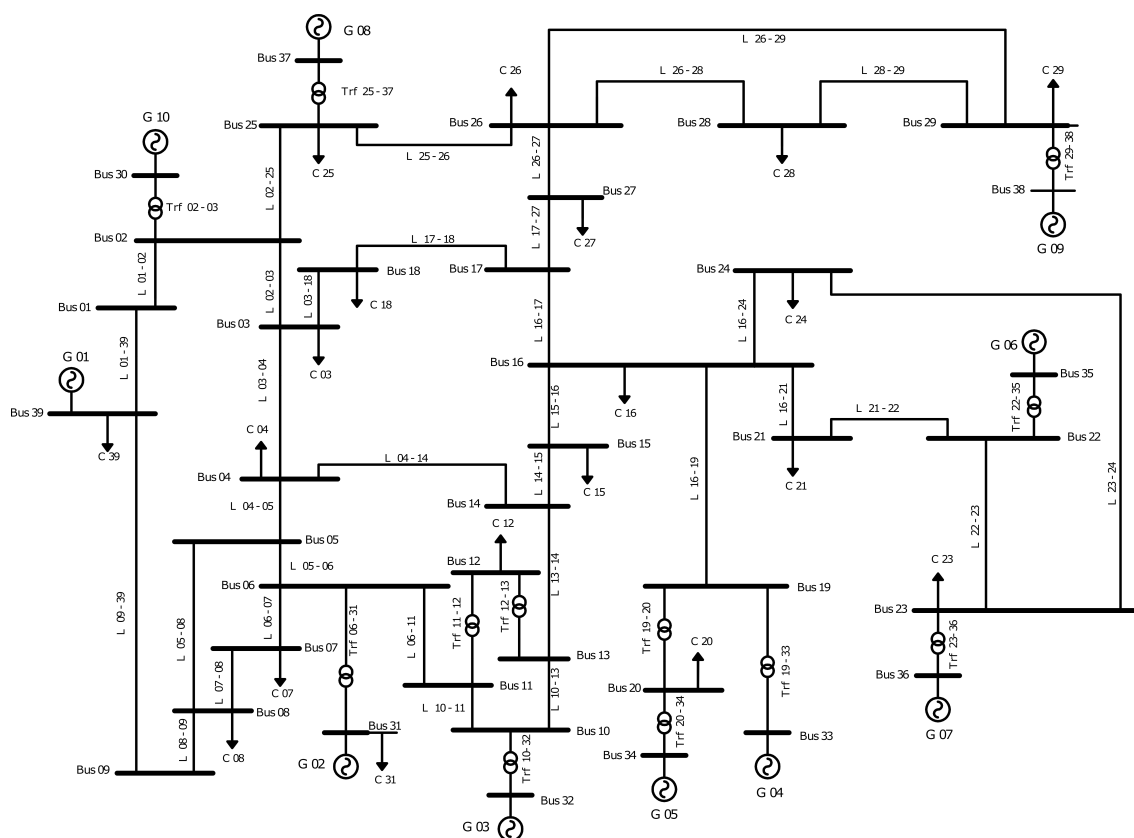


Figura 29. Diagrama unifilar del sistema de prueba de 39 nodos de la IEEE.

daños provocados en la máquina síncrona. Por otro lado está la correcta detección, ya que una falsa detección puede provocar la salida de la máquina y esto a su vez provocar eventos en cascada que provoquen un apagón total. Por ultimo, está la evaluación de la dinámica de la máquina; es decir, cual será el comportamiento de la misma cuando se presenta un disturbio: si la máquina puede responder al disturbio y mantener el sincronismo o si es

necesario su desconexión para evitarle daños.

Estos son los retos principales que se enfrentan los algoritmos de protección contra pérdida de sincronismo, el tratar de cubrir todos los aspectos de la mejor manera.

En el presente apartado, se presenta la simulación de un evento en el que se resalta la importancia de una adecuada detección de pérdida de sincronismo.

Para la realización de esta prueba se utiliza el sistema de prueba 1 (Figura 28). Se simula una falla trifásica al 50 % de la línea 2 al tiempo de 1 s. La falla se libera al abrir en 1.072 s los interruptores del nodo 7 y del nodo 5 que conectan la línea, y dejarla fuera de operación. Esto provoca que los ángulos del rotor de las máquinas oscilen con respecto al ángulo del rotor de la máquina de referencia, presentando el comportamiento mostrado en la Figura 30.

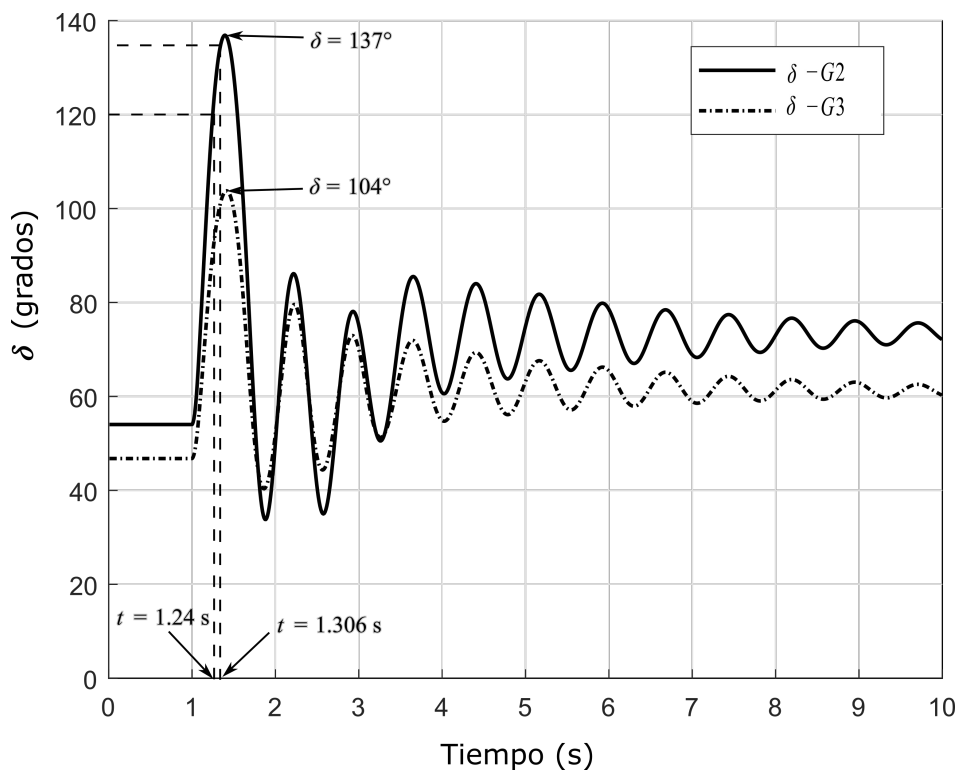


Figura 30. Comportamiento del ángulo del rotor de los generadores 2 y 3 del sistema de prueba 1 ante una falla trifásica en la línea 2.

En estado estable, el ángulo de los rotores de ambas máquinas permanecen constantes, pero como se observa en la Figura 30, al momento del disturbio, el ángulo empieza a incrementarse hasta alcanzar un valor máximo, que en este caso es de 137° y 104° para el generador 2 y generador 3, respectivamente. Asimismo en la Figura 31, se presenta el perfil de voltaje del sistema. Se muestra que el voltaje en los nodos del sistema permanece en un valor constante y al momento del disturbio estos tienden a disminuir y posteriormente a oscilar, pero se distingue que estas oscilaciones son amortiguadas por lo que los voltajes tienden a alcanzar un nuevo valor estable.

En la Figura 30 se observa que el generador 2 alcanza los 120° en un tiempo de 1.24 s; si esta condición persiste durante un tiempo de 2 a 3 ciclos [6], es decir 1.306 s en la simulación, la protección contra pérdida de sincronismo (esquema 78) mandará la señal de apertura al interruptor del generador 2 para desconectarlo del sistema.

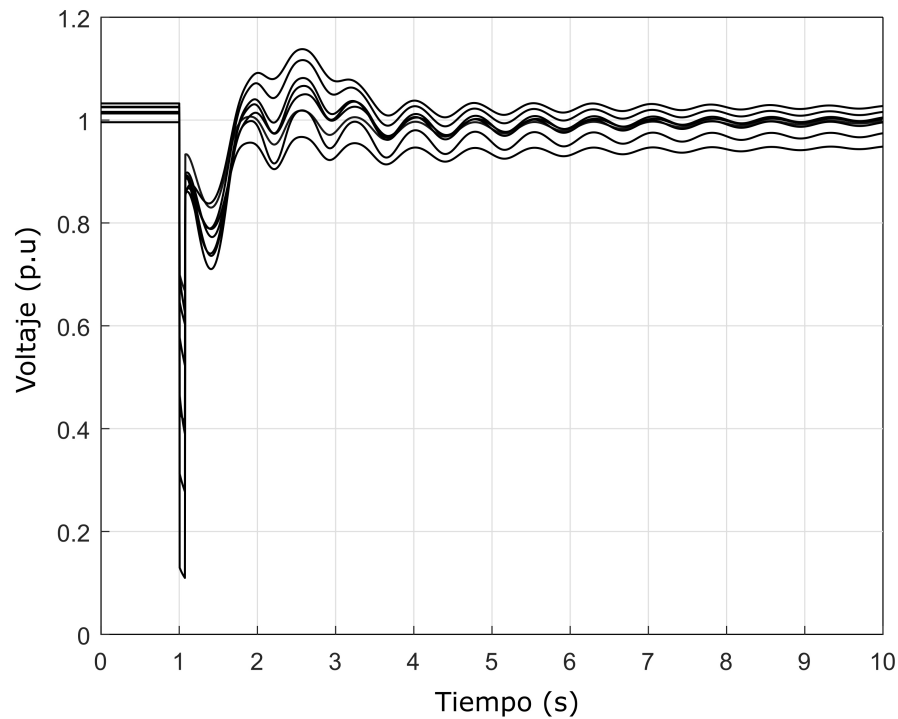


Figura 31. Perfil de voltajes en los nodos del sistema de prueba 1 ante una falla trifásica en la línea 2.

En la Figura 32 se muestra el comportamiento del ángulo del rotor de las máquinas cuando se da la acción de desconexión del generador 2. Se consideran dos ciclos como tiempo de apertura de los interruptores, por lo que la máquina se desconectó a los 1.34 s.

Se observa que al momento de la desconexión del generador 2 el ángulo del rotor del generador 3 presenta una oscilación ascendente, por lo que su valor tiende a incrementar con el paso del tiempo, es decir la máquina tiende a acelerarse. En la Figura 33 se muestra el perfil de los voltajes nodales al momento de la desconexión del generador 2. La desconexión del generador provoca que los voltajes nodales no recuperen su valor de estado estable, ni oscilen con respecto a este, sino que decaigan con el paso del tiempo, provocando con esto una inestabilidad de voltaje.

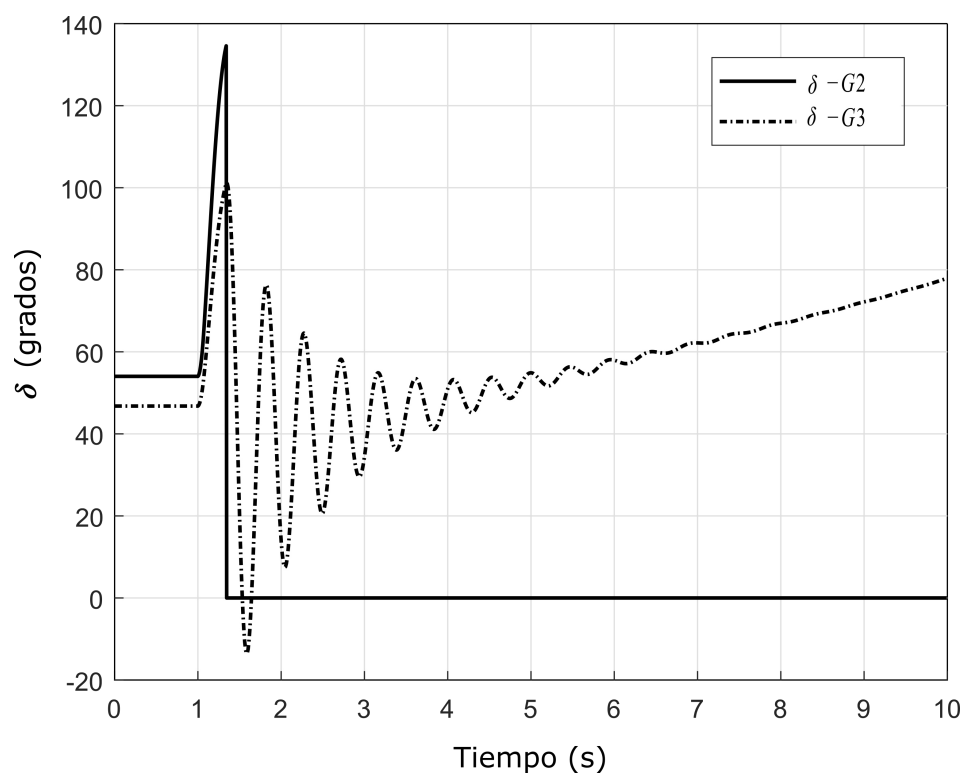


Figura 32. Comportamiento del ángulo del rotor de los generadores 2 y 3 del sistema de prueba 1 ante la desconexión del generador 2.

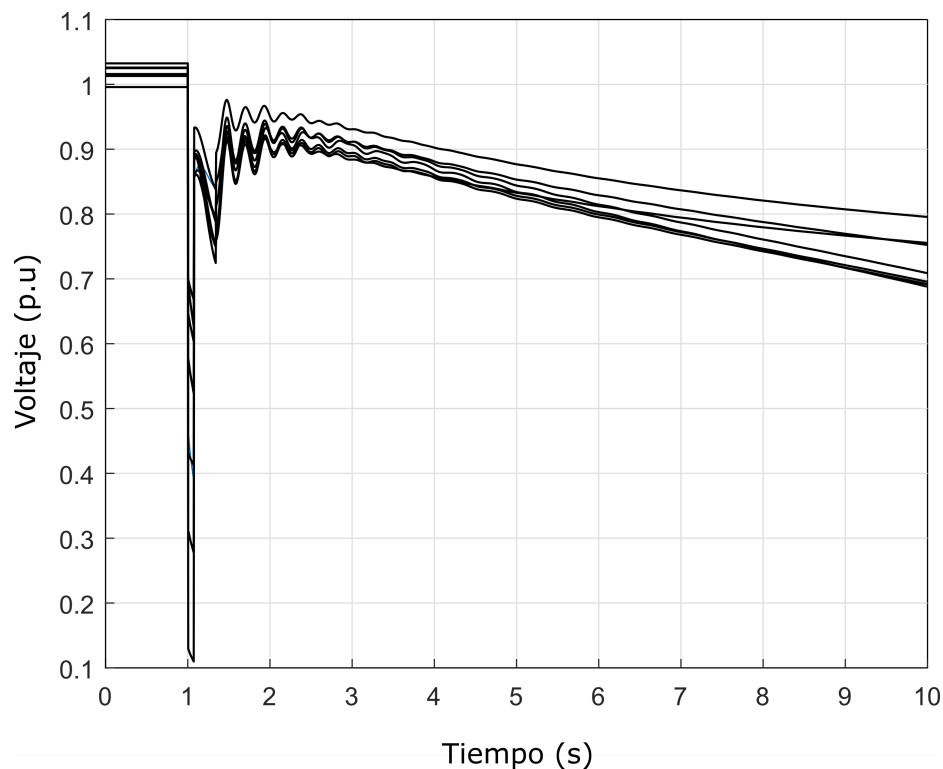


Figura 33. Perfil de voltajes en los nodos del sistema de prueba 1 ante la desconexión del generador 2.

Con este caso de simulación se resalta la importancia del criterio de operación de las protecciones. En este evento, se simuló un disturbio en el cual la operación correcta de la protección hizo que el sistema se desestabilizara, siendo que el sistema podía recuperarse del disturbio.

4.4 Escenarios de Simulación Sistema de Prueba 1

Con el objetivo de evaluar el desempeño del algoritmo, se analizaron 6 escenarios de simulación para el sistema de prueba 1 (ver Figura 28). Primero la simulación de un disturbio provocado por la inserción de una falla trifásica en una de las líneas del sistema, liberando la falla mediante la apertura de los interruptores de la línea. En el segundo escenario, se simula un disturbio provocado por una falla trifásica en la línea, en el cual se

activó una protección diferencial en un ciclo y hubo un recierre exitoso de alta velocidad. El tercer escenario es la simulación de una falla trifásica en uno de los buses, liberada después de un tiempo. El cuarto escenario consiste en la inserción de una falla bifásica a tierra en una de las líneas del sistema, liberando la falla mediante la apertura de los interruptores de la línea. El quinto escenario consiste en la simulación de dos eventos consecutivos: por ejemplo, una falla trifásica en una línea, la cual se libera rápidamente por la apertura de los interruptores, evento en el que se presenta una oscilación estable. Después de un tiempo, ante esta condición, se simula una segunda falla trifásica de larga duración con la que se asegura una oscilación inestable. Por último se considera un escenario donde se presentan eventos pequeños como la simulación de una falla trifásica de corta duración, una falla monofásica liberada y un cambio de carga en el sistema.

En cada escenario se compara el comportamiento del ángulo interno de la máquina con respecto al comportamiento de la componente z_m . Se analiza únicamente el comportamiento del generador 2 y 3, ya que el generador 1 es considerado como referencia.

4.4.1 Escenario 1

Debido a que la pérdida de sincronismo se presenta cuando ocurren eventos de gran magnitud, se decidió evaluar el algoritmo ante un evento de falla trifásica, que es considerada como la falla más severa.

En un primer conjunto de pruebas se simuló una falla trifásica al 50 % de la línea 2 del sistema de prueba 1 (ver Figura 28). La falla es liberada mediante la apertura de los interruptores del nodo 6 y nodo 9.

Se analizó el comportamiento de la componente z_m para el generador 2 del sistema de prueba, para lo cual se simularon diferentes tiempos de liberación de falla, con el obje-

tivo de evaluar el funcionamiento del algoritmo cuando el generador se acerca y alcanza la pérdida del sincronismo. Los tiempos de liberación de falla simulados se presentan en la TABLA 5. La falla es insertada en un tiempo de 1 s.

En la Figura 34 se muestra el comportamiento del generador para el caso E1-C1. En esta figura se analiza el comportamiento de la componente Z_m (Figura 34 (a)), el cual es comparado con el ángulo del rotor (Figura 34 (b)). Se observa en la Figura 34 (a) que el generador alcanza un valor máximo $\delta_{\text{máx}}$ menor a los 120° . Asimismo, en la Figura 34(b) se visualiza que la magnitud de z_m permanece constante en estado estable, al momento de la falla el valor de z_m incrementa y rápidamente se establece en cero. Después de un tiempo, debido a la acción de liberación de la falla el valor de z_m vuelve a decrecer, sin embargo la magnitud de z_m sigue siendo mayor que el umbral (U) establecido, por lo que el algoritmo únicamente detecta una oscilación estable. Posteriormente conforme la máquina desacelera, el valor de z_m incrementa hasta alcanzar un valor de cero y permanece en ese valor hasta que la oscilación desaparece.

En la figura Figura 35 se presenta la simulación del comportamiento del generador para el caso E1-C2. En Figura 35 (a) se muestra el comportamiento del ángulo interno de la máquina, en Figura 35 (b), la trayectoria del comportamiento de la magnitud de z_m y

TABLA 5

Tiempos de liberación de falla escenario 1, sistema de prueba 1

Caso	Tiempo de liberación
E1-C1	1.04
E1-C2	1.06
E1-C3	1.072
E1-C4	1.0833
E1-C5	1.1
E1-C6	1.4

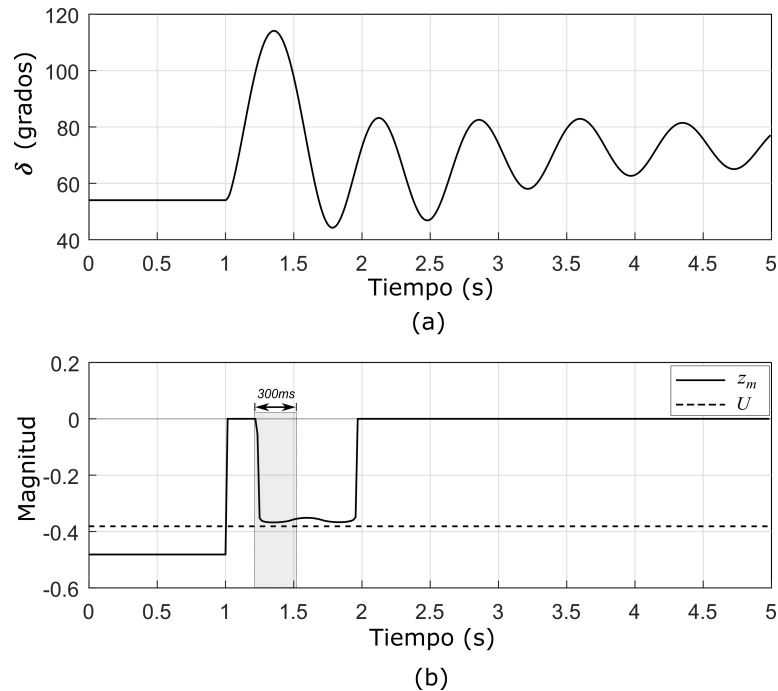


Figura 34. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.04$ s, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

en Figura 35 (c) un zoom de (b). Se observa que el comportamiento tanto del ángulo del rotor y de la componente z_m es similar al analizado en el caso E1-C1, con la diferencia de que δ supera por poco los 120° y z_m se aproxima al umbral pero no lo sobrepasa. El algoritmo únicamente detecta una oscilación estable.

Para el caso de simulación E1-C3, se tiene el comportamiento mostrado en la Figura 36. Se observa que, de manera general, el comportamiento de z_m es similar a los casos anteriores, solo que en este caso z_m supera el valor del umbral, pero de acuerdo a los criterios de operación del algoritmo, z_m supera el valor umbral fuera de la ventana de 300 ms, tal y como se observa en la Figura 36 (b). Asimismo, se observa que el valor máximo de δ casi alcanza los 140° . En este caso al igual que los anteriores, el algoritmo solo detecta una oscilación estable, lo cual se corrobora en la Figura 36 (a) donde se observa que finalmente δ se amortigua.

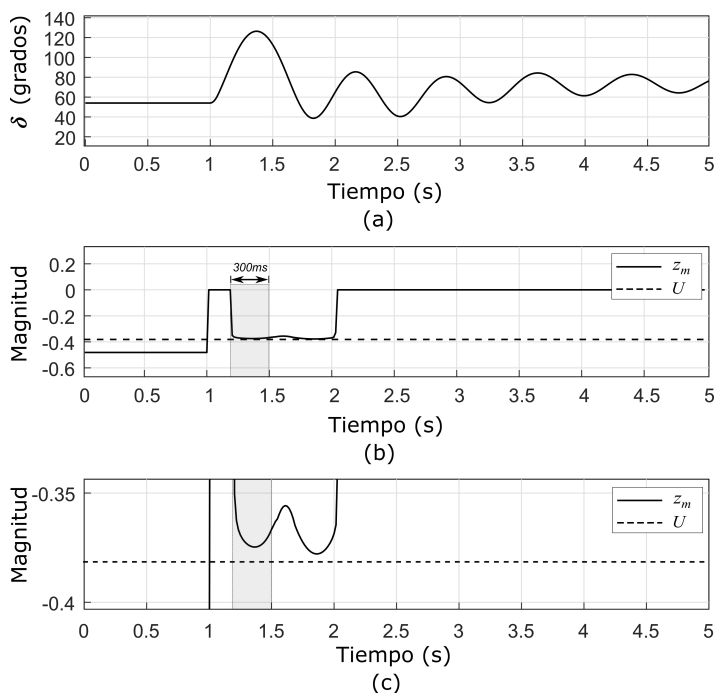


Figura 35. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.06$ s, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b) .

Se puede ver en la Figura 37 el comportamiento del generador 2 para E1-C4, donde el tiempo de liberación de falla aumenta. Se aprecia que z_m sobrepasa el umbral establecido en el tiempo $t = 1.297$ s, dentro de la ventana de los 300 ms. En este tiempo el ángulo interno del rotor alcanza un defasamiento de 137° . Bajo esta situación, el algoritmo detecta una pérdida de sincronismo, por lo que manda la señal de disparo de interruptores para desconectar a la máquina del sistema. Además, se observa que si la máquina no se desconecta, el ángulo del rotor se acelera alcanzando un ángulo máximo de 150° .

Para los casos E1-C5 y E1-C6 se tiene el comportamiento mostrado en la Figura 38 y Figura 39, respectivamente. En la Figura 38 se observa claramente como z_m sobrepasa el umbral en $t = 1.245$ s, correspondiente a un ángulo interno del rotor de 130° . Para este caso de operación, el algoritmo detecta una pérdida de sincronismo y manda la señal de disparo de interruptores. Puede notarse también que, de acuerdo al ángulo del rotor, la máquina perdería el sincronismo en $t = 1.453$ s. El algoritmo detecta que habrá una

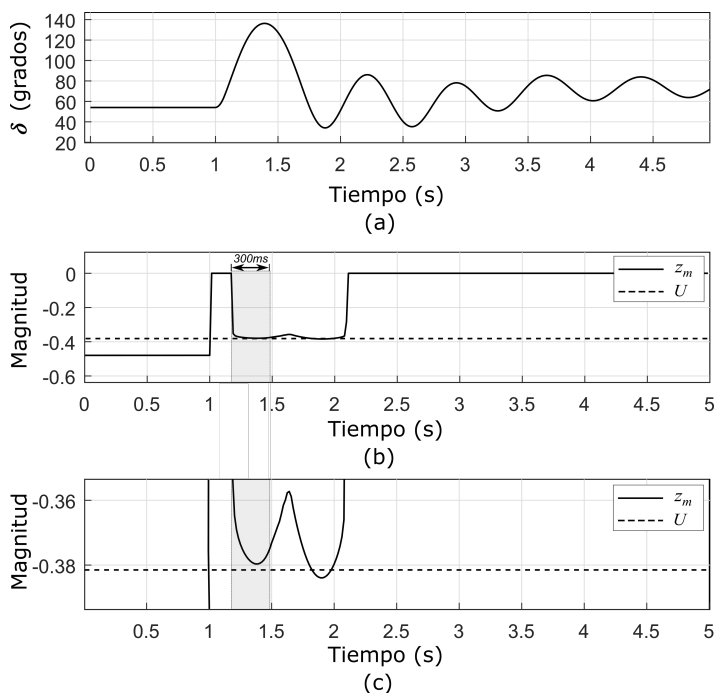


Figura 36. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.072$ s, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

pérdida de sincronismo 208 ms antes de que ocurra.

Por otro lado, para el caso E1-C6 donde la falla persiste más tiempo, se observa que la componente z_m cruza en menor tiempo. En $t = 1.15$ s, el algoritmo detecta la pérdida de sincronismo y envía la señal de disparo. En este tiempo se tiene que δ es igual a 103° . Para este estado de operación, la máquina perdería el sincronismo en $t = 1.248$ s, por lo que el algoritmo hace la detección 98 ms antes.

En el caso E1-C5 y E1-C6 se visualiza que una vez que se detecta la pérdida de sincronismo, la magnitud de z_m varía, pero se mantiene por debajo del umbral establecido.

Para este escenario se simuló más casos variando la ubicación de la falla y el tiempo de liberación de la misma y se analizó también el comportamiento del generador 3. En la TABLA 6 se presentan los resultados obtenidos de los casos más representativos,

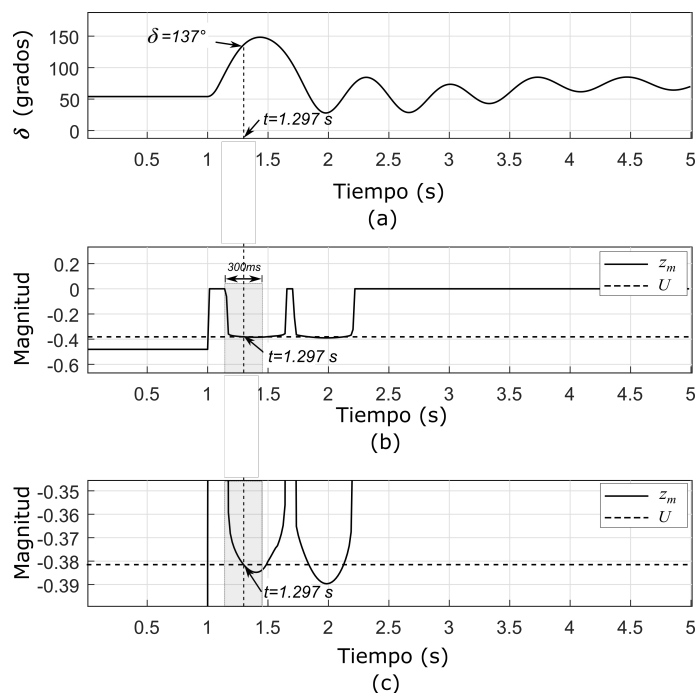


Figura 37. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.0833$ s, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

al igual que los casos presentados anteriormente. Se muestran los tiempos y ángulos de detección del algoritmo. En todos los casos la falla es insertada en $t = 1$ s. En esta tabla “OE” significa oscilación estable y “FS” fuera de sincronismo.

4.4.2 Escenario 2

Al igual que en el caso anterior, este escenario consiste en la simulación de una falla trifásica en la línea de transmisión, con la variante de que se hace la suposición de que se activó una protección diferencial en un ciclo y hubo un recierre exitoso de alta velocidad.

En un primer grupo de pruebas bajo este escenario, se simuló una falla trifásica al 50 % de la línea 2 del sistema de prueba 1. La falla es liberada en diferentes tiempos de acuerdo a la TABLA 7. Para estas pruebas se analiza en comportamiento del generador

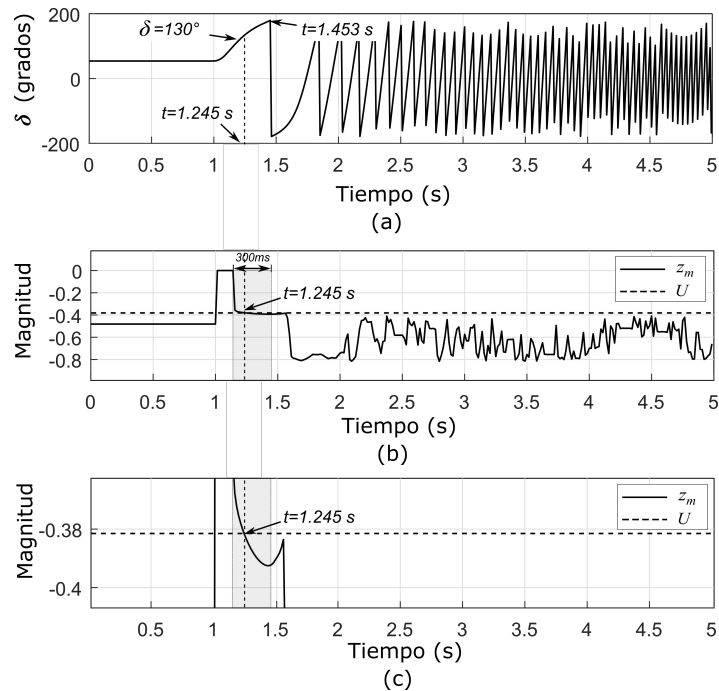


Figura 38. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.1$ s, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

2.

En la Figura 40 se muestra el comportamiento del generador para el caso E2-C1. Se observa que dentro de la ventana de los 300 ms la componente z_m no supera el umbral establecido, por lo que el algoritmo detecta únicamente una oscilación estable, aún si z_m supera el umbral después de la ventana de tiempo, tal y como se observa en la Figura 40 (a). Por otro lado, en la Figura 41 se presenta el caso E2-C2, donde z_m sí supera el umbral en $t = 1.1515$ s, tiempo en el cual el rotor del generador tiene un ángulo interno de 103° . En este caso, el ángulo interno máximo no alcanza a llegar a los 180° . E2-C2 es detectado como una pérdida de sincronismo, por lo que en el tiempo que se supera el umbral se manda la señal de disparo de apertura de interruptores.

Por último, de acuerdo a la Figura 42, C3 se considera como un caso de pérdida de sincronismo, ya que en $t = 1.151$ s, la componente z_m sobrepasa el valor del umbral.

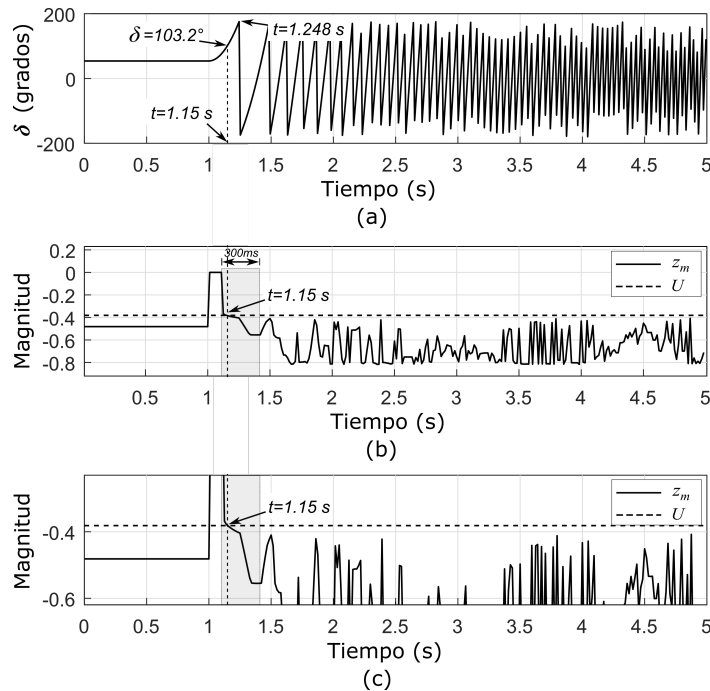


Figura 39. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.4$ s, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

Justamente en este tiempo, la máquina tiene un ángulo interno de 102° . El algoritmo realiza la detección 102 ms antes de que el ángulo interno de la máquina alcance los 180° en $t = 1.151$ s. Una vez que z_m sobrepasa el umbral, este permanece por debajo del mismo.

Para este escenario de simulación, se realizaron otros casos de pruebas, los cuales se presentan en la TABLA 8, donde se incluyen los tres casos analizados.

4.4.3 Escenario 3

Con el fin de evaluar el correcto funcionamiento del algoritmo, se simula una falla trifásica en uno de los buses del sistema. Los casos presentados corresponde a la simulación de una falla trifásica sólida en $t = 1$ s en el bus 5 del sistema de prueba 1. Se presentan dos casos en el que se analiza el comportamiento del generador 2. En el primer

TABLA 6

Resultados de pruebas realizadas para escenario de simulación 1, sistema de prueba 1

Ubicación falla	Unidad	Tiempo de liberación de falla (s)	Estado de detección	Tiempo de detección (s)	Ángulo máximo (grados)	Ángulo de detección (grados)	Tiempo ángulo máx. FS (s)
Línea 2	G3	1.083	OE	N/A	115	N/A	N/A
		1.086	OE	N/A	121	N/A	N/A
		1.1	FS	1.4	180	136	1.553
		1.4	FS	1.26	180	116.3	1.373
Línea 5	G3	1.15	OE	N/A	120	N/A	N/A
		1.183	FS	1.22	142	120	1.355
		1.2	FS	1.21	180	116	1.523
		1.3	FS	1.2	180	111.3	1.3
Línea 6	G3	1.18	OE	N/A	118	N/A	N/A
		1.2	FS	1.224	148.5	113.4	1.373
		1.23	FS	1.223	180	113.2	1.58
		1.3	FS	1.22	180	113	1.323
Línea 1	G2	1.165	OE	N/A	127	N/A	N/A
		1.215	FS	1.24	158.6	119.5	1.4
		1.4	FS	1.22	180	114	1.4
Línea 5	G2	1.175	OE	N/A	135.2	N/A	N/A
		1.215	FS	1.36	149	134	1.5
		1.4	FS	1.28	180	119	1.383
Línea 2	G2	1.04	OE	N/A	118	N/A	N/A
		1.06	OE	N/A	126.3	N/A	N/A
		1.072	OE	N/A	137	N/A	N/A
		1.0833	FS	1.297	149	137	1.45
		1.1	FS	1.245	180	130	1.453
		1.4	FS	1.15	180	103.2	1.243

caso la falla se libera en $t = 1.2$ s y el algoritmo detecta únicamente una oscilación estable, tal como se observa en la Figura 43. La componente z_m no alcanza a cruzar el umbral en la ventana de tiempo, por lo que el algoritmo no detecta pérdida de sincronismo. El ángulo máximo del rotor alcanzado en este caso fue de 129° .

El comportamiento para el segundo caso donde la falla se libera en $t = 1.3$ s, se detalla en la Figura 44. En esta se observa que z_m supera el valor del umbral y permanece

TABLA 7

Tiempos de liberación de falla escenario 2, sistema de prueba 1

Caso	Tiempo de liberación
E2-C1	1.13
E2-C2	1.16
E2-C3	1.17

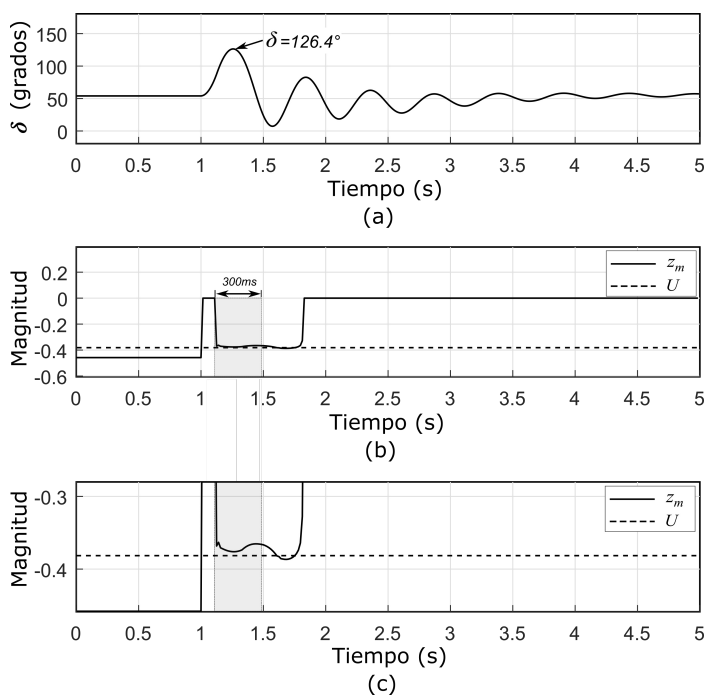


Figura 40. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.13$ s mediante la apertura y recierre exitoso, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

por debajo una vez que lo cruza en $t = 1.22$ s. Con base en esto, el algoritmo determina que la máquina perderá el sincronismo y manda la señal de disparo. Se observa que el algoritmo anticipa la pérdida de sincronismo 110 ms antes, a un ángulo del rotor de 113° .

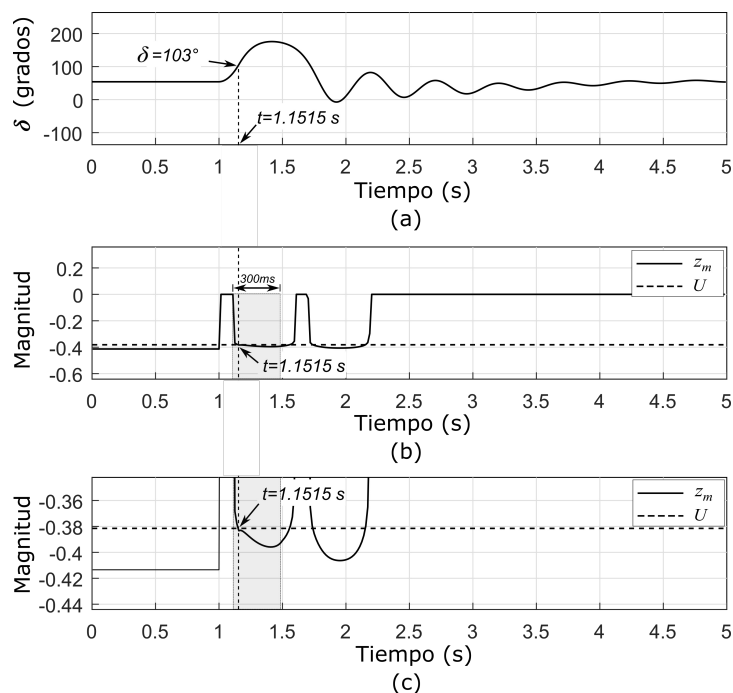


Figura 41. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.16$ s mediante la apertura y recierre exitoso, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

TABLA 8

Resultados de pruebas realizadas para escenario de simulación 2

Ubicación falla	Unidad	Tiempo de liberación de falla (s)	Estado de detección	Tiempo de detección (s)	Ángulo máximo (grados)	Ángulo de detección (grados)	Tiempo ángulo máx. FS (s)
Línea 2	G3	1.16	OE	N/A	124	N/A	N/A
		1.17	FS	1.34	180	121	1.483
		1.2	FS	1.28	180	119	1.393
Línea 5	G3	1.192	OE	N/A	123	N/A	N/A
		1.25	FS	1.2	180	111	1.53
		1.28	FS	1.2	180	111	1.3
Línea 2	G2	1.13	OE	N/A	126.4	N/A	N/A
		1.16	FS	1.1515	175.5	103	1.413
		1.17	FS	1.151	180	102.6	1.253

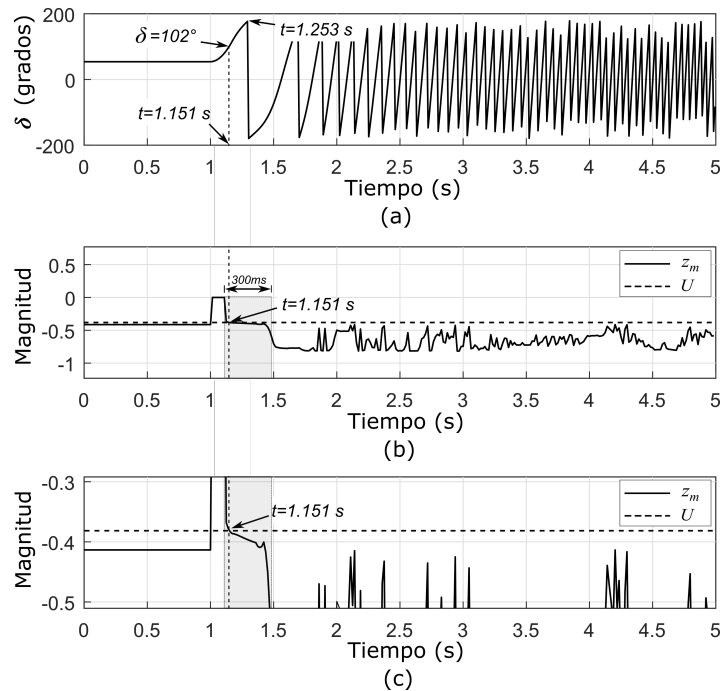


Figura 42. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.17$ s mediante la apertura y recierre exitoso, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

4.4.4 Escenario 4

Después de las fallas trifásicas, las fallas bifásicas a tierra son las que generan mayores perturbaciones, por lo que es necesario evaluar la respuesta del algoritmo antes este tipo de fallas.

Este escenario consiste en la simulación de una falla bifásica a tierra entre las fases a y b de la línea 2, que se libera con la apertura de interruptores a los 0.15 s. Se analiza el comportamiento en el generador 3. Ante este caso de perturbación, se obtuvo el comportamiento mostrado en la Figura 45.

Se observa en la Figura 45 que la componente z_m cruza el umbral en $t = 1.33$ s, tiempo en el cual el ángulo interno de la máquina tiene una magnitud de 119° . En este tiempo

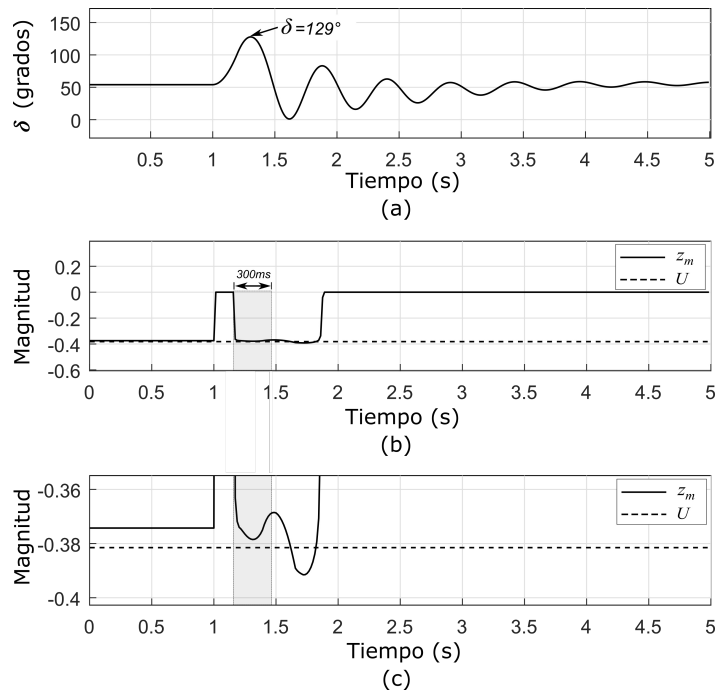


Figura 43. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en el bus 5, liberada en $t = 1.2$ s, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

el algoritmo detecta la pérdida de sincronismo y envía la señal de disparo de interruptores. En este caso el algoritmo detecta 143 ms antes la pérdida de sincronismo.

4.4.5 Escenario 5

El propósito de este caso es evaluar la detección de pérdida de sincronismo cuando se tienen dos eventos en cascada. Este caso es relevante para la evaluación del desempeño del esquema de detección de pérdida de sincronismo. Su importancia radica en el hecho de que durante una oscilación estable, existe la posibilidad de que ocurra otro evento de mayor magnitud y se produzca la pérdida de sincronismo.

Para la prueba de este escenario, se simuló una falla trifásica en $t = 1$ s en la línea 2, liberándola mediante la apertura de los interruptores de la línea después de 5 ciclos ($t = 1.083$ s). De acuerdo a la TABLA 6 este evento es considerado por el algoritmo como

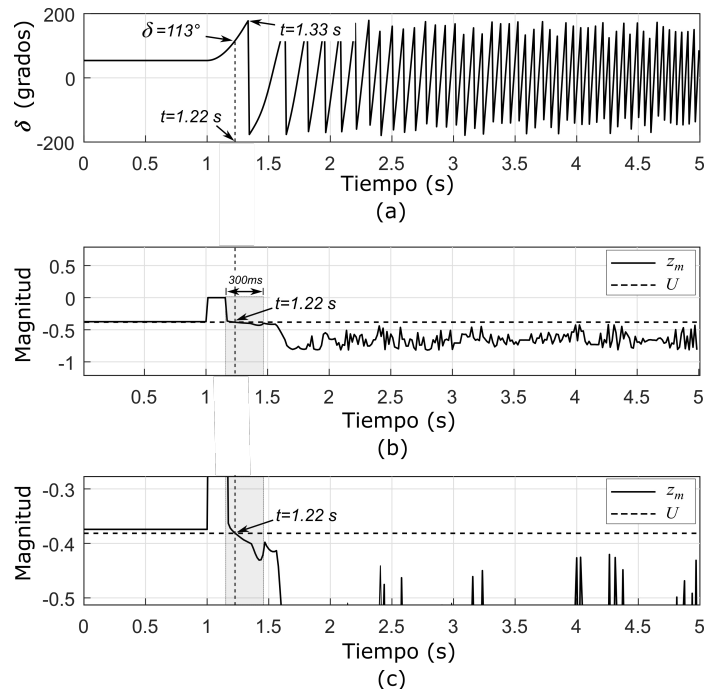


Figura 44. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en el bus 5, liberada en $t = 1.3$ s, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

una oscilación estable. Mientras la oscilación todavía persiste, se simula en $t = 1.4$ s una falla trifásica en la línea 3, con la cual se asegura la pérdida de sincronismo para el generador 3.

El comportamiento del ángulo interno del rotor y de la componente z_m ante esta serie de eventos se muestra en la Figura 46. Se observa que en el primer evento, z_m no sobrepasa el umbral y que el ángulo del rotor llega a un valor máximo de 115° , por lo que únicamente se detecta una oscilación estable, que con el paso del tiempo se amortigua. Por acción del segundo evento, en $t = 4$ s, el ángulo de la máquina que venía decreciendo, aumenta rápidamente hasta alcanzar los 180° en $t = 4.43$ s y el generador pierde el sincronismo. Sin embargo, la componente z_m cruza el umbral en $t = 4.37$ s, por lo que el algoritmo detecta la pérdida de sincronismo 60 ms antes.

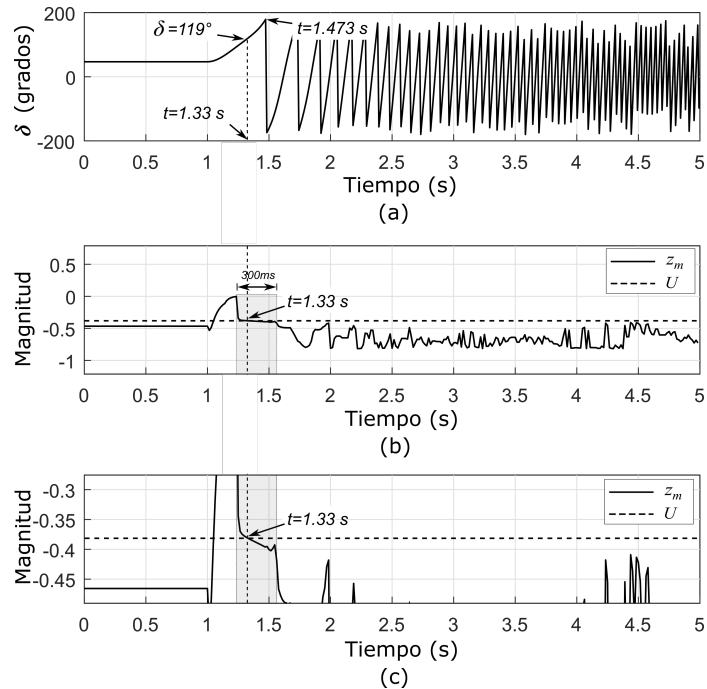


Figura 45. Comportamiento de G2 ante falla bifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.15$ s, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

4.4.6 Escenario 6

El objetivo de este escenario es evaluar la correcta operación del algoritmo ante eventos o disturbios pequeños, que son comunes en un sistema eléctrico de potencia.

En este escenario se evalúan 3 casos: el primero se basa en la simulación de una falla trifásica de corta duración; el segundo, la simulación de una falla monofásica; y el último caso, un cambio de carga en el sistema.

Para el caso 1 se simuló una falla trifásica en la línea 2 en $t = 1$ s, con una duración de 16.6 ms debido a la apertura de interruptores, analizando el comportamiento del generador 2. En la Figura 47, se observa el comportamiento del generador. Se observa como al momento del disturbio, el ángulo de la máquina incrementa hasta alcanzar un

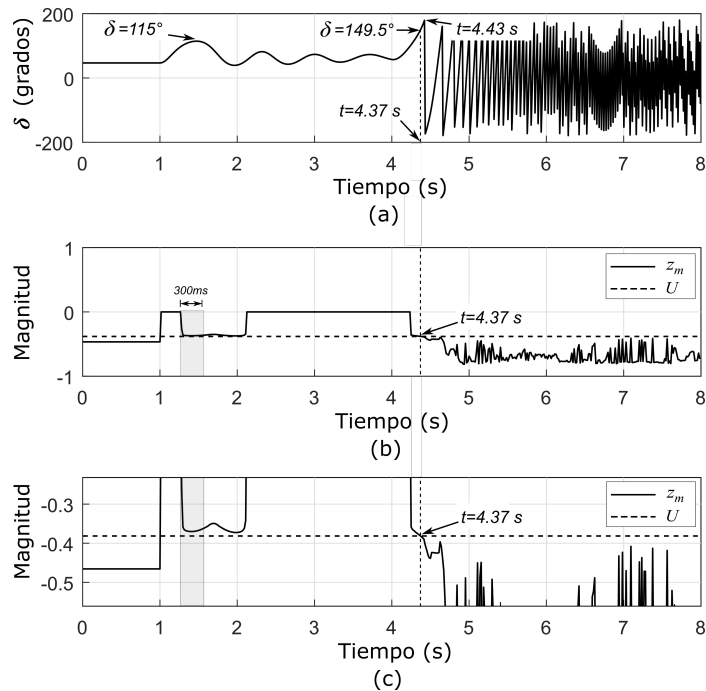


Figura 46. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.083$ s y falla trifásica en línea 3 en $t = 1.4$ s, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

valor máximo de 102° . Asimismo, se se ve como z_m incrementa su valor hasta establecerse en 0, en el que permanece durante la oscilación.

El caso 2 consistió en la simulación de una falla monofásica en la fase a de la línea 2, con un tiempo de liberación de 200 ms, mediante la apertura de la fase fallada. Se analizó el comportamiento del generador 3, el cual se observa en la Figura 48.

En el último caso se simuló la desconexión de la carga C del sistema (ver Figura 28), en $t = 1$ s y la reconexión en $t = 1.5$ s. El comportamiento del generador 3 ante este evento se presenta en la Figura 49.

En todos los casos se observa que el ángulo del rotor de la máquina incrementa pero no llega a un valor significativo como para perder el sincronismo. En el caso 1 se presenta el mayor incremento en el ángulo, el cual llega a un valor aproximadamente de 100° . Se

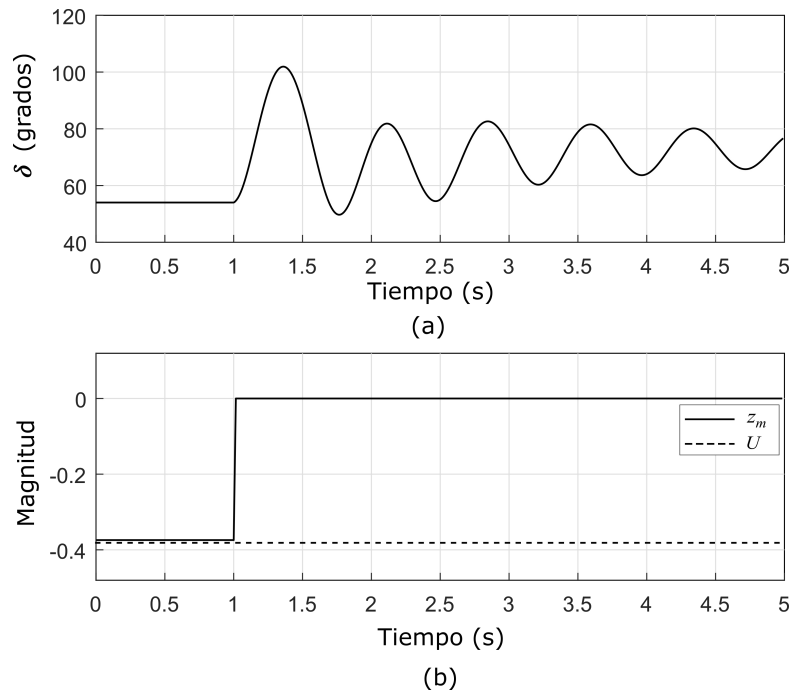


Figura 47. Comportamiento de G2 ante falla trifásica en la línea 2, liberada en $t = 1.016$ s, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

observa, además, que en todos los casos, al momento del disturbio, la componente z_m presenta un incremento hasta llegar al valor de cero y permanece constante durante las oscilaciones. Esto comportamiento es detectado por el algoritmo, por lo que únicamente establece que hay una oscilación estable.

4.5 Escenarios de simulación sistema de prueba 2

Para analizar el correcto funcionamiento del algoritmo se llevó a cabo la simulación de 4 escenarios para el sistema de prueba 2, descrito anteriormente. El primer escenario de prueba consiste en la simulación de una falla trifásica en una línea, liberándola mediante la apertura de los interruptores que la conectan al sistema. El segundo escenario de prueba es similar al anterior, solo se supone que se activó una protección diferencial en un ciclo y hubo un recierre exitoso de alta velocidad. El tercer escenario consiste en la simulación

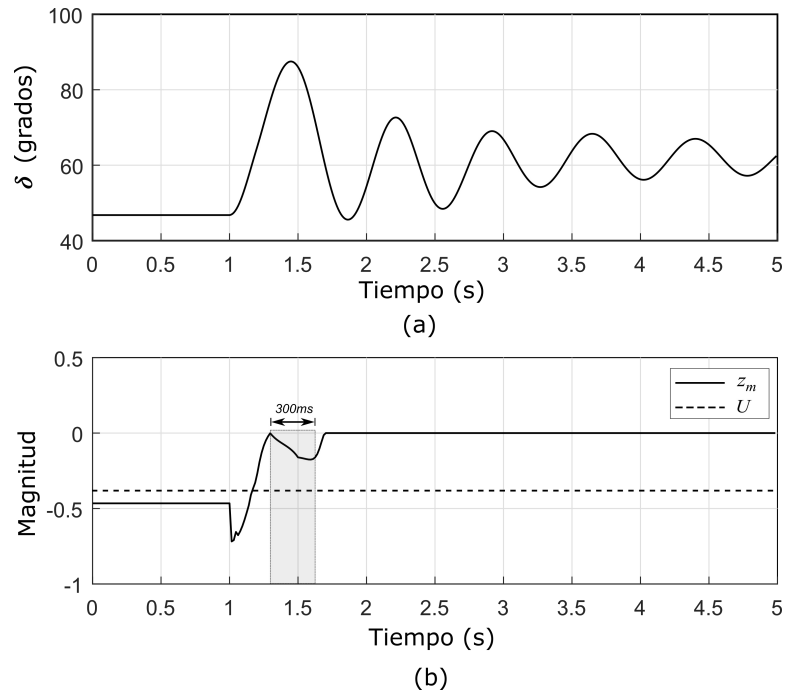


Figura 48. Comportamiento de G3 ante falla mofásica en la línea 2, liberada en $t = 1.2$ s, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

de una falla trifásica en uno de los buses. Se finaliza con la simulación de dos eventos consecutivos, en la que se simula una falla trifásica de corta duración y posteriormente una falla trifásica no liberada. Cabe resaltar que se realizaron varias pruebas y aquí se presentan las más representativas.

4.5.1 Escenario 1

En este primer escenario se simuló una falla trifásica en la línea del bus 2 al 3, la cual se liberó por medio de la apertura de interruptores. Se varió el tiempo de liberación de la falla para evaluar el desempeño del esquema de protección conforme la máquina se acerca a la pérdida de sincronismo.

En un primer grupo de pruebas se simularon tres casos, en los cuales se varió el tiempo de liberación de la falla: el primero donde la falla se liberó en $t = 1.2$ s, el segundo

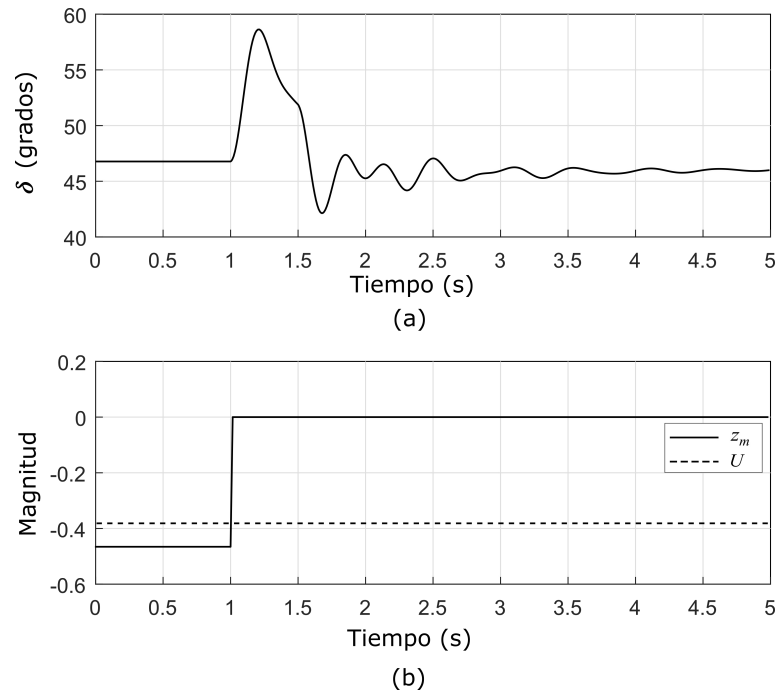


Figura 49. Comportamiento de G3 ante desconexión y conexión de carga, sistema de prueba 1: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

en $t = 1.28$ s y el último en $t = 1.4$ s. Se analizó el comportamiento del generador 1. El comportamiento de los tres casos se muestra en las Figura 50, Figura 51 y Figura 52.

En el primer caso, se observa que la componente z_m al momento del disturbio aumenta a un valor de cero y permanece constante, indicando que el disturbio corresponde a una oscilación estable. Por el contrario, en el caso 2, se observa que z_m sí logra cruzar el umbral en $t = 1.5$ s, correspondiente a un ángulo δ de 103° . Si el algoritmo no detectara la pérdida de sincronismo se tendría un ángulo máximo de 125° .

En lo que respecta al tercer caso, se ve claramente que la máquina pierde sincronismo en $t = 1.71$ s, pero el algoritmo realiza la detección en $t = 1.43$ s, es decir 280 ms antes, en un ángulo del rotor de 102° .

Se presenta también un segundo par de pruebas, en el que se simula una falla trifásica al 50 % de la línea 28-29 en $t = 1$ s. Se presentan dos casos: uno donde la falla

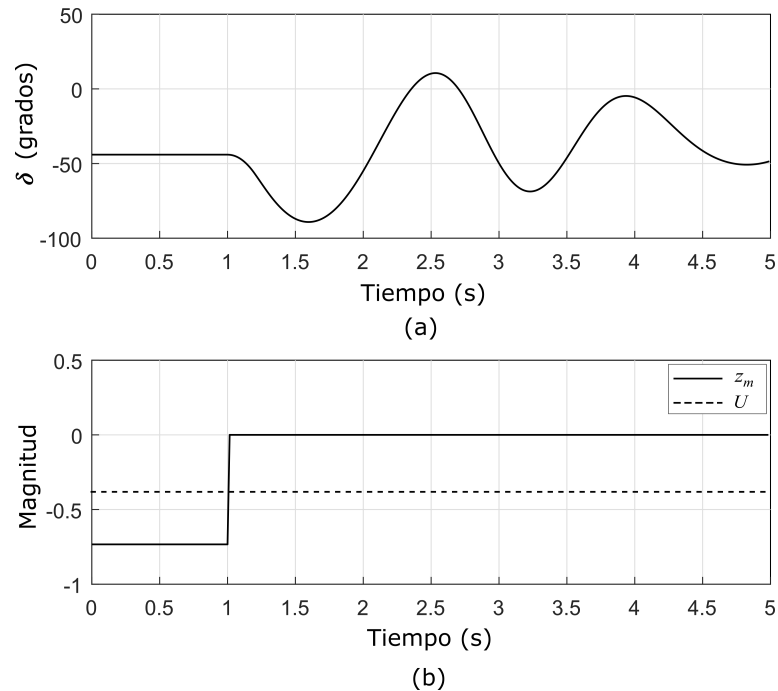


Figura 50. Comportamiento de G1 ante falla trifásica en la línea 2-3, liberada en $t = 1.2$ s, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

se libera en $t = 1.1$ s y el otro liberando en $t = 1.2$ s. Se analiza el comportamiento del generador 9. El comportamiento obtenido se muestra en la Figura 53 y Figura 54, respectivamente.

En la Figura 53 (a), puede notarse el efecto de los controles y de PSS del generador dentro de los primeros 4 s de la perturbación. Se observa en la Figura 53 (b) que z_m en ningún momento cruza el umbral, detectando únicamente una oscilación estable, esto se corrobora con el comportamiento de δ el cual tiene un ángulo máximo de 94° . Lo cual no ocurre con el caso 2, donde se observa que la componente z_m cruza el umbral en $t = 1.37$ s anticipando 70 ms la pérdida de sincronismo, en un ángulo de 138° . z_m permanece por debajo del umbral una vez que lo cruza.

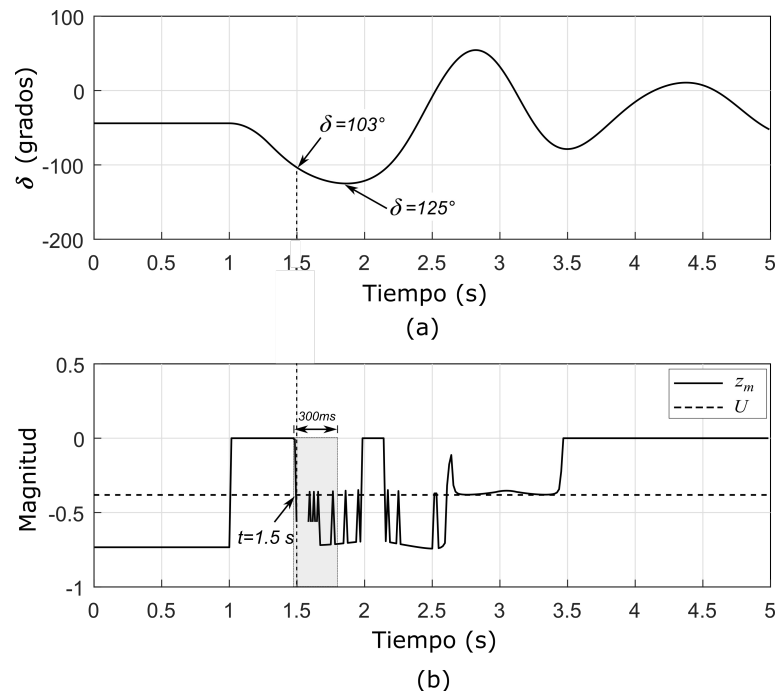


Figura 51. Comportamiento de G1 ante falla trifásica en la línea 2-3, liberada en $t = 1.28$ s, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

4.5.2 Escenario 2

En este escenario se simuló una falla trifásica en la línea que va del bus 23 al bus 24 en $t = 1$ s. Se hace la suposición de que la falla se extingue por si misma después de un tiempo. Para ello se tienen dos casos: el primero donde la falla se extingue en $t = 1.2$ s y el segundo cuando se extingue en $t = 1.25$ s.

Se analiza el comportamiento del generador 4. En la Figura 55 se presenta el comportamiento del ángulo del rotor y de la componente z_m para el primer caso. Se observa que el ángulo del rotor alcanza un valor máximo de 40° . La componente z_m , al momento del disturbio, aumenta al valor de cero, donde permanece constante, lo cual indica que únicamente se trata de una oscilación estable.

El segundo caso es un caso especial, donde se aprecia el efecto de los controles y

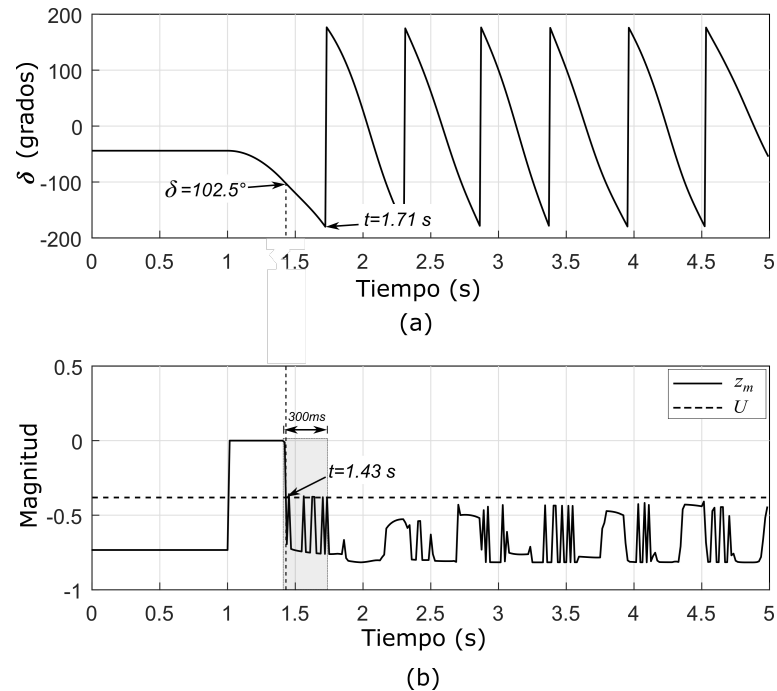


Figura 52. Comportamiento de G1 ante falla trifásica en la línea 2-3, liberada en $t = 1.4$ s, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

estabilizador de la máquina. En la Figura 56 (a) se observa como en los primeros 5 segundos después de presentarse la falla, el ángulo del rotor oscila intentando estabilizarse pero en $t = 6.36$ s los controles no pueden evitar la pérdida de sincronismo. Durante esta situación se observa en Figura 56 (c) que z_m cruza el umbral en $t = 3.47$ s, pero fuera de la ventana de los 300 ms, por lo que únicamente se detecta una oscilación estable y el algoritmo sigue supervisando el comportamiento. Posteriormente en $t = 5.78$ s la componente z_m cruza el umbral, pero esta vez dentro de la ventana de 300 ms, por lo que el algoritmo detecta una pérdida de sincronismo, anticipando el evento 580 ms.

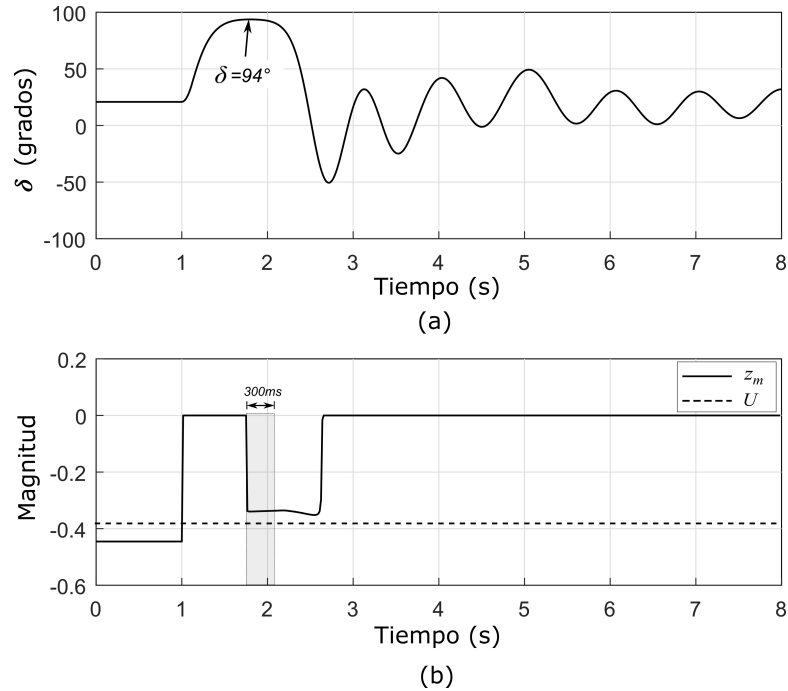


Figura 53. Comportamiento de G9 ante falla trifásica en la línea 28-29, liberada en $t = 1.1$ s, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

4.5.3 Escenario 3

El objetivo de este escenario es evaluar el desempeño del algoritmo ante la ocurrencias de fallas trifásicas en los buses del sistema. Para ello se consideraron dos grupos de pruebas. El primer grupo consiste en una falla en el bus 20 en $t = 1$ s, variando el tiempo de liberación de falla; en el caso 1, liberándola 12 ciclos después; en el segundo caso, liberando la falla en $t = 1.21$ s; y por último, liberándola en $t = 1.3$ s. Los resultados obtenidos en estos casos, para el análisis en el generador 4, se muestran en la Figura 57, Figura 58 y Figura 59.

Para en caso 1, el algoritmo detecta únicamente una oscilación estable, ya que como se observa en la Figura 57 (b), z_m no cruza el umbral. El ángulo máximo para este evento es de 75° . Por el contrario, se observa en la Figura 58 (c) que z_m sí cruza el umbral en $t = 3.13$ s,

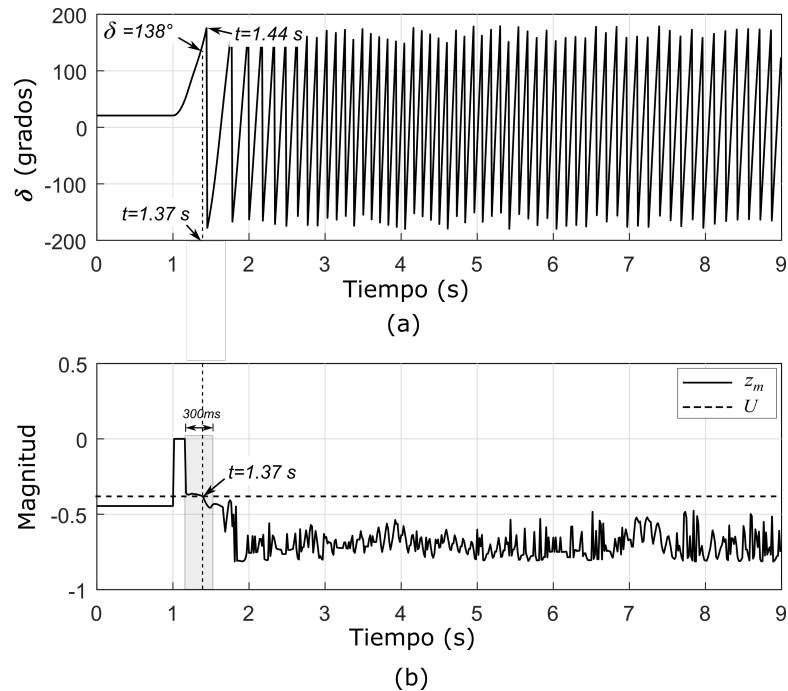


Figura 54. Comportamiento de G9 ante falla trifásica en la línea 28-29, liberada en $t = 1.2$ s, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

por lo que se detecta la pérdida de sincronismo a un ángulo del rotor de 85° . La detección se anticipa 950 ms antes de que ocurra la pérdida de sincronismo de la máquina. De forma similar, el caso 3 es detectado como una pérdida de sincronismo, como se observa en la Figura 59, la componente z_m cruza el umbral en $t = 1.47$ s, momento en el cual el ángulo del rotor es de 103° , anticipando la pérdida de sincronismo 120 ms antes.

Para el segundo grupo de pruebas se movió la ubicación de la falla al bus 16 y se analizó el desempeño del algoritmo en el generador 6. Se consideraron dos casos, uno en el que la falla es libera en $t = 1.15$ s y el segundo caso liberándola en $t = 1.2$ s. Los resultados del caso 1 y caso 2 para este grupo de pruebas de muestra en la Figura 60 y Figura 61, respectivamente.

El caso 1 es identificado como una oscilación estable, debido a que como se observa en la Figura 60 (b), la componente z_m no cruza el umbral. Contrario al caso 2 donde

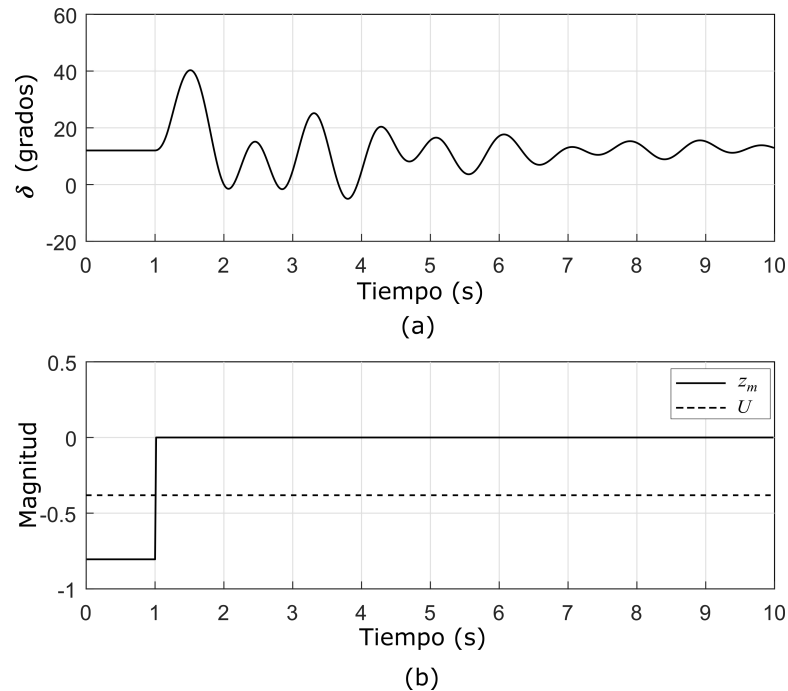


Figura 55. Comportamiento de G4 ante falla trifásica en la línea 23-24, liberada en $t = 1.2$ s mediante apertura y recierre exitoso, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

z_m sobrepasa el umbral en $t = 1.29$ s, tiempo en el cual se identifica una pérdida de sincronismo. En este tiempo el ángulo del rotor de la máquina es de 70° . En este caso la pérdida de sincronismo del generador 6 se anticipó 350 ms.

4.5.4 Escenario 4

Este último escenario consiste en la evaluación del algoritmo ante la ocurrencia de dos eventos consecutivos. Para ello se considera el caso 1 del primer grupo de pruebas del escenario 1; donde el algoritmo detectó una oscilación estable para la simulación de una falla trifásica en la línea del bus 2 al 3. Posteriormente se simula una falla permanente (no es liberada) en la línea que conecta el bus 3 con el bus 18 en $t = 5$ s, con el objetivo de provocar la pérdida de sincronismo.

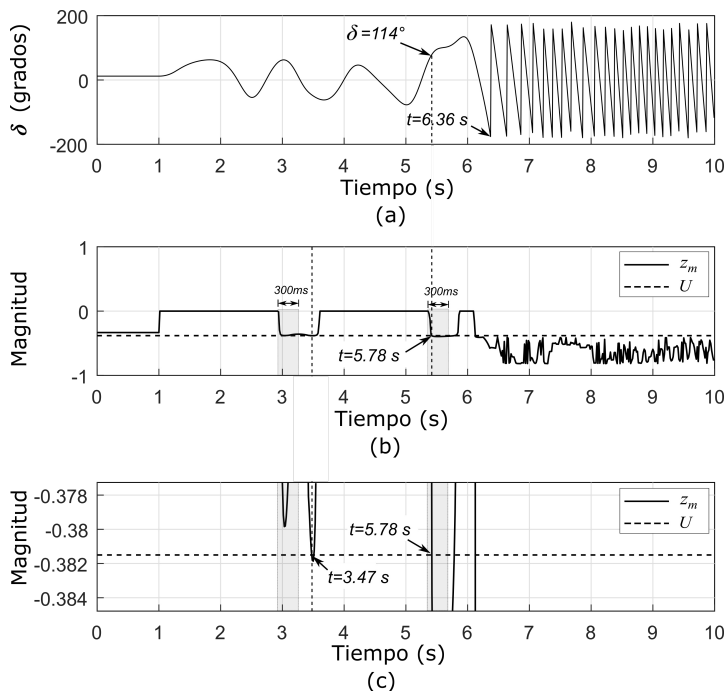


Figura 56. Comportamiento de G4 ante falla trifásica en la línea 23-24, liberada en $t = 1.25$ s mediante apertura y recierre exitoso, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

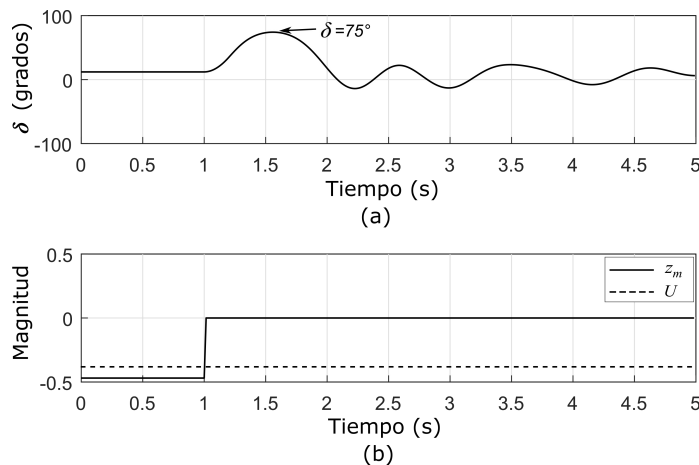


Figura 57. Comportamiento de G4 ante falla trifásica en el bus 20, liberada en $t = 1.2$ s, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

El comportamiento obtenido del generador 1 se muestra en la Figura 62. Se aprecia en la Figura 62(b) como durante el primer disturbio z_m permanece en cero, se detecta una oscilación estable, pero al inicio del segundo disturbio, z_m cambia de valor, conforme

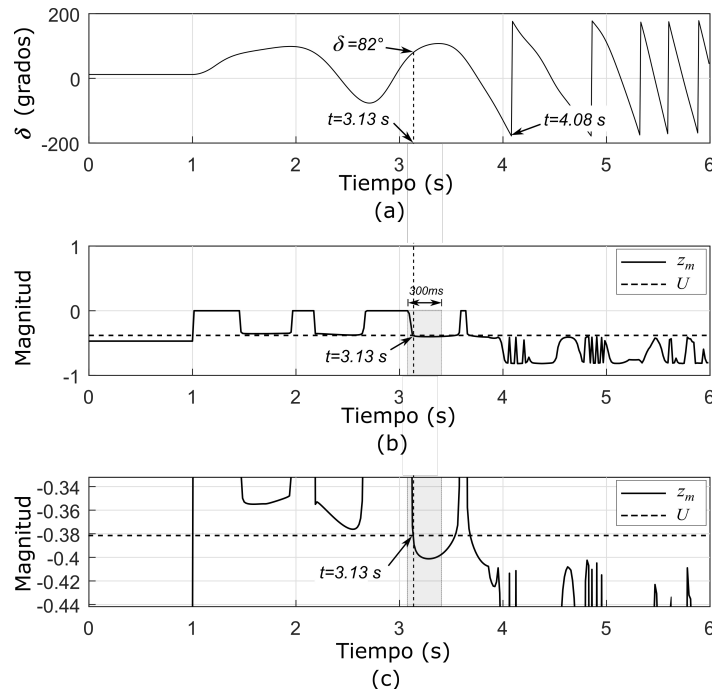


Figura 58. Comportamiento de G4 ante falla trifásica en el bus 20, liberada en $t = 1.21$ s, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

la máquina se acelera y con esto el ángulo del rotor incrementa, z_m cambia su valor casi instantáneamente hasta cruzar el umbral en $t = 5.48$ s, tiempo en el cual el algoritmo detecta la pérdida de sincronismo y envía la señal de disparo a los interruptores. La detección de la pérdida de sincronismo es anticipada 230 ms. En el momento de la detección, se observa en la Figura 62 (a) que el generador tiene un ángulo de rotor de 97° .

4.6 Conclusiones

El algoritmo propuesto para la detección de la pérdida de sincronismo presenta buenos resultados, ya que realizó una correcta detección de pérdida de sincronismo, para los dos sistemas de prueba en diversos escenarios.

De manera general, el algoritmo realizó una correcta discriminación entre oscilaciones estables y pérdida de sincronismo. En lo que respecta a la detección de oscilaciones

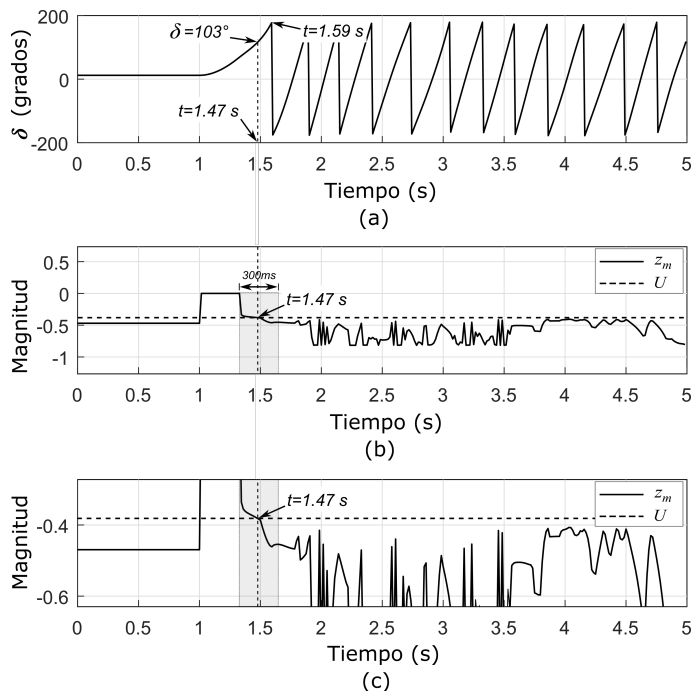


Figura 59. Comportamiento de G4 ante falla trifásica en el bus 20, liberada en $t = 1.3$ s, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

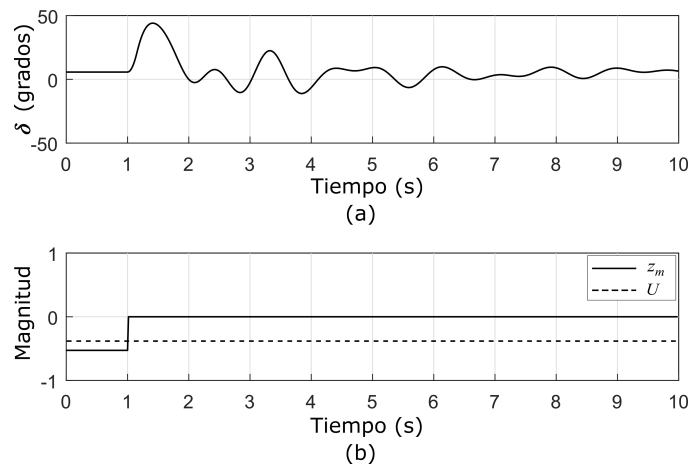


Figura 60. Comportamiento de G6 ante falla trifásica en el bus 16, liberada en $t = 1.15$ s, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

estables, se observó que el algoritmo tiene la habilidad de clasificar como estables eventos en los cuales el rotor de la máquina alcanza ángulos mayores a 120° .

En la mayoría de los casos, el algoritmo detectó la pérdida de sincronismo en un

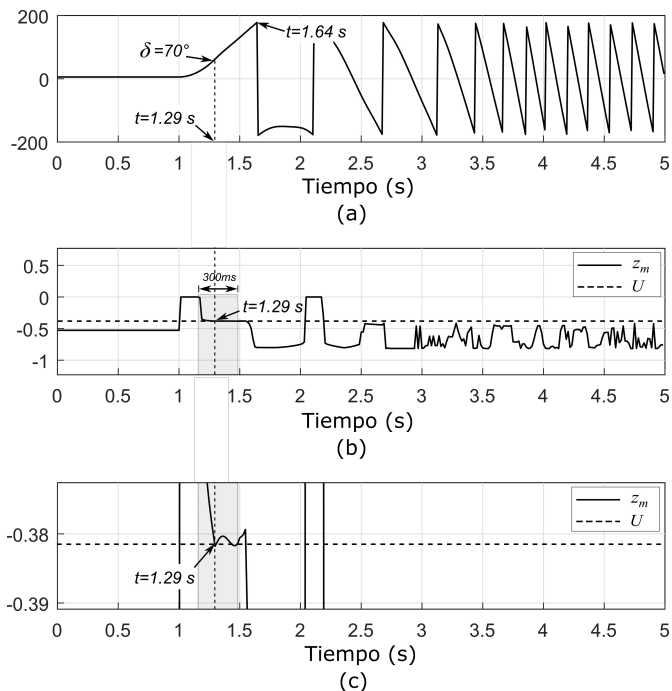


Figura 61. Comportamiento de G6 ante falla trifásica en el bus 16, liberada en $t = 1.2$ s, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

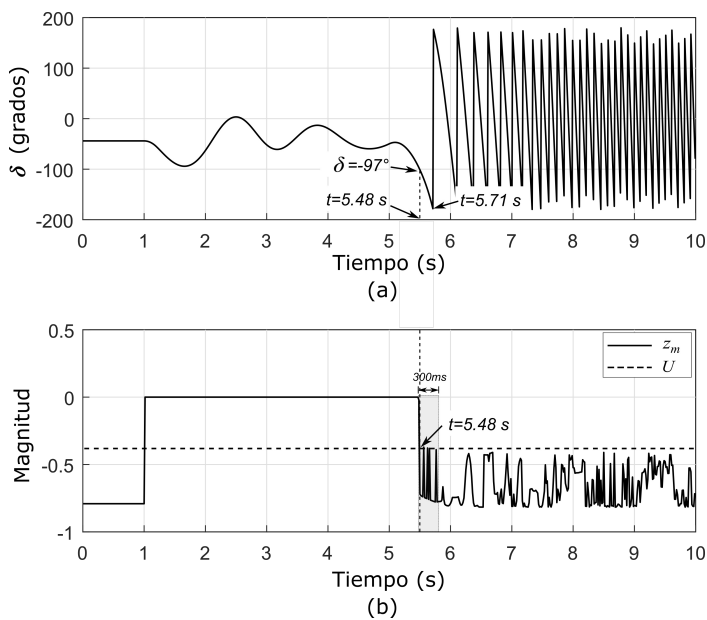


Figura 62. Comportamiento de G1 ante falla trifásica en la línea 2-3 en liberada en $t = 1.2$ s y una falla trifásica permanente en la línea 3-18 en $t = 5$ s, sistema de prueba 2: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

ángulo del rotor menor a los 120° , logrando con esto reducir los esfuerzos mecánicos de las máquinas.

Con base a los resultados obtenidos del sistema de prueba 2, se puede concluir que el algoritmo tiene la capacidad de responder en presencia de reguladores de voltaje (AVR) y estabilizadores de potencia (PSS) en el sistema. La importancia radica en el hecho de que con la presencia de controles, en algunos casos la pérdida de sincronismo se convierte en un problema de mediano plazo.

La información obtenida de la componente principal z_m permitió identificar de manera correcta la pérdida de sincronismo con tiempos promedio de anticipación de 175 ms. Además, el algoritmo permite la identificación de oscilaciones estables independientemente de la condición de operación del sistema de potencia.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se ve comprometida por diversos disturbios, como la desconexión de líneas, la pérdida de grandes grupos de generación o de carga, o por el retardo en la liberación de una falla. En general, después de una perturbación, se altera el equilibrio entre la entrada de potencia mecánica y la salida de potencia eléctrica lo que provoca que los generadores aceleren o desaceleren dando lugar a oscilaciones en el ángulo interno del rotor. En oscilaciones inestables, uno o más generadores aumentan el ángulo interno de su rotor a más de 180 grados con respecto a los demás generadores, resultando en pérdida de sincronismo.

La detección a tiempo de una pérdida de sincronismo es de gran importancia, debido a que permite tomar medidas preventivas para evitar daños en los equipos del sistema y evitar problemas más severos, como el colapso del sistema.

Actualmente se han propuesto diversos métodos para la detección de la pérdida de sincronismo. Sin embargo, la alternativa más usada es la protección contra pérdida de sincronismo (esquema 78) en los generadores, basado en el análisis de la impedancia de oscilación. La eficiencia de esta protección depende del ajuste del esquema de la respuesta dinámica del sistema de potencia.

El algoritmo de protección contra pérdida de sincronismo propuesto en este tra-

bajo de tesis presenta la adaptación de dos técnicas: el análisis de la sensibilidad de los eigenvalores, la cual es una técnica ampliamente utilizada y probada en diversas áreas de investigación para el análisis de comportamiento de sistemas dinámicos y el análisis de la componente principal, usado mayormente para la clasificación y caracterización de un conjunto de datos.

El análisis de la sensibilidad de los eigenvalores, es una técnica que proporciona información sobre la dinámica del sistema. Con ella se analizó la razón de cambio del eigenvalor dominante con respecto a los parámetros y dinámica del sistema. Con el fin de evitar grandes cantidades de datos y reducir el tiempo de cálculo se utilizó el análisis de componente principal, para extraer la información más representativa de la razón de cambio del eigenvalor, obtenida con el método anterior.

Por otro lado, con el fin de evitar tener que evaluar las ecuaciones diferenciales algebraicas que representan el sistema eléctrico y reducir la complejidad del problema de diagnóstico, se utilizaron mediciones fasoriales en terminales de los generadores. A partir de las cuales se obtuvo la información sobre la dinámica del sistema. Esta variable medida contiene la información total del sistema por lo que no es necesario disponer de los parámetros de equipos (líneas, generadores, etc.) y datos de ajuste de los controles de los generadores.

Mediante la combinación del análisis de sensibilidad y el análisis de la componente principal se estableció el criterio de evaluación de la pérdida de sincronismo, en el cual se determinó un umbral de comparación, que permite discriminar entre una oscilación estable y una pérdida de sincronismo. La determinación del umbral se realizó en forma heurística, mediante la simulación de diferentes casos en dos sistemas de prueba.

El algoritmo detecta la pérdida de sincronismo con muchos grados de anticipación con respecto al ángulo interno del rotor. No es afectado por la ocurrencia de pequeñas

perturbaciones, tampoco es afectado por el AVR y gobernador de los generadores que influyen en la respuesta del generador retrasando la pérdida de sincronismo. Con base en las pruebas realizadas, el algoritmo propuesto presenta buenos resultados.

Una de las ventajas del algoritmo es que no requiere de un modelado previo del sistema y las variables utilizadas contienen la información dinámica del mismo; esto, aunado a la baja carga computacional del algoritmo, permite su aplicación en tiempo real. El algoritmo se puede aplicar en cualquier sistema de potencia, debido a que no requiere ajustes relacionados con los parámetros del sistema de potencia, como sucede con los actuales esquemas de protección contra pérdida de sincronismo.

5.2 Aportaciones

La principal aportación de la realización de este trabajo de investigación es el desarrollo de un algoritmo para la detección de pérdida de sincronismo. Este algoritmo no requiere de un modelado previo, ni del conocimiento de los parámetros del SEP. Tampoco se requiere de la solución de las ecuaciones diferenciales algebraicas que describen la dinámica de los generadores. El algoritmo propuesto proporciona un criterio de evaluación a partir de la determinación de un umbral, con el cual se puede detectar con anticipación la pérdida de sincronismo del generador. Debido a las técnicas de análisis empleadas, su aplicación en tiempo real es factible por lo que se establece como un esquema de protección contra la pérdida de sincronismo.

5.3 Recomendaciones para trabajos futuros

Con base en los resultados obtenidos de esta investigación, se proponen las siguientes recomendaciones:

- Evaluar el desempeño del algoritmo con mediciones reales o simulación en tiempo real.
- Corroborar el desempeño del algoritmo cuando se tienen sistemas con fuentes de energía no convencionales.
- Encontrar una expresión analítica para determinar el valor del umbral.
- Analizar el valor inicial de la componente z_m .
- Estimar el ángulo interno del generador a partir de las mediciones en terminales para aplicar el algoritmo a la protección de unidades en plantas generadoras, en donde cada unidad cuenta con su esquema individual de protección.

Como trabajos a futuro se propone la implementación de esta metodología para determinar la configuración y momento para la formación de islas controladas cuando el SEP se encuentra bajo contingencias extremas y lograr una operación estable del sistema.

REFERENCIAS

1. E. Clarke y S. B. Crary, *Stability limitations of long-distance A-C power-transmission systems*. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 60(12):1051–1059, Diciembre 1941, ISSN 0096-3860.
2. P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, New York, 1994, ISBN 007035958X.
3. *First report of power system stability*. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 56(2):261–282, Febrero 1937, ISSN 0096-3860.
4. A. Kubis, C. Rehtanz, Jiazhu Xu y Yong Li, *About the relationship of line overload cascading and loss of synchronism in electric power systems*. En *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, páginas 1–6, Junio 2015.
5. V.A. Ambekar y S.S. Damhare, *Out of step detection using synchronized swing impedance and resistance measurement*. En *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*, páginas 63–63. IET, 2012.
6. D. Reimert, *Protective Relaying for Power Generation Systems*. CRC/Taylor & Francis, Boca Raton, FL, 2003, ISBN 0824707001.
7. 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.
8. E. Farantatos, R. Huang, G. J. Cokkinides y A. P. Meliopoulos, *A predictive generator out-of-step protection and transient stability monitoring scheme enabled by a distributed dynamic state estimator*. IEEE Transactions on Power Delivery, 31(4):1826–1835, Agosto 2016, ISSN 0885-8977.
9. S. Paudyal y R. Gokaraju, *Out-of-step protection for multi-machine power systems using local measurements*. En *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, páginas 1–6, Junio 2015.
10. B. Shrestha, R. Gokaraju y M. Sachdev, *Out-of-step protection using state-plane trajectories analysis*. IEEE Transactions on Power Delivery, 28(2):1083–1093, Abril 2013, ISSN 0885-8977.
11. A. Y. Abdelaziz, M. R. Irving, M. M. Mansour, A. M. El-Arabaty y A. I. Nosseir, *Adaptive protection strategies for detecting power system out-of-step conditions using neural networks*. IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, 145(4):387–394, Julio 1998, ISSN 1350-2360.

12. W. Rebizant y K. Feser, *Fuzzy logic application to out-of-step protection of generators*. En *Proceedings of the 2001 Power Engineering Society Summer Meeting*, volumen 2, páginas 927–932, Julio 2001.
13. J. J. Grainger y W. D. Stevenson, Jr., *Power System Analysis*. McGraw-Hill, New York, 1994, ISBN 0070612935.
14. S. Yilmaz y F. A. Savaci, *Effect of Levy type load fluctuations on the stability of single machine infinite bus power systems*. En *2017 European Conference on Circuit Theory and Design (ECCTD)*, páginas 1–4, Septiembre 2017.
15. S. Abe, Y. Fukunaga, A. Isono y B. Kondo, *Power system voltage stability*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101(10):3830—3840, Octubre 1982, ISSN 0018-9510.
16. 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/CIGRE joint task force on stability terms and definitions*. IEEE Transactions on Power Systems, 19(3):1387–1401, Agosto 2004, ISSN 0885-8950.
17. P. M. Anderson y A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*. IEEE Press; Wiley-Interscience, Piscataway, N.J., 2ª edición, 2003, ISBN 0471238627.
18. F. Sánchez, *Oscilaciones Electromecánicas en Sistemas de Potencia*. Tesis de Maestría, Universidad Autónoma de Nuevo León, 1988.
19. Guinan Zhang, Zhigang Liu, Shulong Yao, Yicheng Liao y Chuan Xiang, *Suppression of low-frequency oscillation in traction network of high-speed railway based on auto-disturbance rejection control*. IEEE Transactions on Transportation Electrification, 2(2):244–255, Junio 2016, ISSN 2332-7782.
20. E. W. Kimbark, *Power System Stability*, volumen 1. Wiley, New York, 1948–56.
21. M. S. Abd-El Moteleb y F. M. A. Ghali, *Development of energy function algorithm for improving the stability assessment criterion of power systems*. En *Proceedings of 2001 International Symposium on Micromechatronics and Human Science*, páginas 189–192, Septiembre 2001.
22. M. A. Pai, *Power System Stability: Analysis by the Direct Method of Lyapunov*. North-Holland Pub. Co., Amsterdam; New York, 1981, ISBN 0444863109.
23. S. I. Grossman, *Elementary Linear Algebra*. Wadsworth Pub. Co., Belmont, CA, 3ª edición, 1996, ISBN 0534074227.
24. H. Nicholson, *Eigenvalue and state-transition sensitivity of linear systems*. Proceedings of the Institution of Electrical Engineers, 114(12):1991–1995, 1967, ISSN 0020-3270.
25. F. Reverter, E. Vegas y J. M. Oller, *The Basics of Linear Principal Components Analysis*. En Yaya Keho (editor): *Principal Component Analysis*, capítulo 10. InTech, Rijeka, 2012, ISBN 9789535101956.

26. A. Thakral y A. Vohra, *Comparison between local binary pattern histograms and principal component analysis algorithm in face recognition system*. En *2017 International Conference On Smart Technologies For Smart Nation (SmartTechCon)*, páginas 973–978, Agosto 2017.
27. J. E. Jackson, *A User's Guide to Principal Components*. Wiley-Interscience, 2003.
28. G. Barchi, D. Fontanelli, D. Macii y D. Petri, *On the accuracy of phasor angle measurements in power networks*. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 64(5):1129–1139, Mayo 2015, ISSN 0018-9456.
29. Tao Jin, Siyi Liu y R. C. C. Flesch, *Mode identification of low-frequency oscillations in power systems based on fourth-order mixed mean cumulant and improved TLS-ESPRIT algorithm*. IET Generation, Transmission & Distribution, 11(15):3739–3748, Octubre 2017, ISSN 1751-8687.
30. D. P. Wadduwage, U. D. Annakkage y K. Narendra, *Identification of dominant low-frequency modes in ring-down oscillations using multiple Prony models*. IET Generation, Transmission & Distribution, 9(15):2206–2214, Noviembre 2015, ISSN 1751-8687.
31. J. Delport y J. De La Ree, *Synchronized rotor angle measurement using microprocessors*. En *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, páginas 1–5, Julio 2015.
32. Zhiyong Yuan, Tao Xia, Yingchen Zhang, Lang Chen, P. N. Markham, R. M. Gardner y Yilu Liu, *Inter-area oscillation analysis using wide area voltage angle measurements from FNET*. En *IEEE PES General Meeting*, páginas 1–7, Julio 2010.
33. P. C. O. Silva, B. Kawkabani, S. Alligne, C. Nicolet, J. J. Simond y F. Avellan, *Stability study of a complete hydroelectric production site by eigenvalues analysis method based on phase variables*. En *The XIX International Conference on Electrical Machines - ICEM 2010*, páginas 1–6, Septiembre 2010.
34. G. M. Georgiou, K. Voigt y Haiyan Qiao, *Stochastic computation of dominant eigenvalue and the law of total variance*. En *2015 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)*, páginas 1–4, Julio 2015.
35. M. A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Kluwer Academic Publishers, Boston, 1989, ISBN 0792390350.
36. T. Athay, R. Podmore y S. Virmani, *A practical method for the direct analysis of transient stability*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-98(2):573–584, Marzo 1979, ISSN 0018-9510.
37. DIgSILENT PowerFactory, *General Load: ElmLod*. Technical Reference Documentation, DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Alemania, 2014.

APÉNDICE A

En este apartado se presentan los datos de los elementos del sistema de prueba de 39 buses de la IEEE. La potencia base es de 100 MVA. Los datos fueron obtenidos de [35–37].

TABLA 9

Despacho de las máquinas síncronas del sistema de prueba de 39 nodos de la IEEE

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.	0.982
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

TABLA 10
 Parámetros de las cargas del sistema de prueba de 39 nodos
 de la IEEE

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 11

Parámetros de las líneas de transmisión del sistema de prueba de 39 nodos de la IEEE

Línea	de Bus	a Bus	Longitud (km)	R (Ω /km)	X (Ω /km)	C (μ 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 12

Parámetros de los transformadores del sistema de prueba
de 39 nodos de la IEEE

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 13

Parámetros de los generadores del sistema de prueba de 39
nodos de la IEEE

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' _{do} (s)	T' _{qo} (s)	X _l (p.u.)	X'' (p.u.)	T'' _{do} (s)	T'' _{qo} (s)
G 01	10000	5	0	0.6	0.8	2	1.9	7	0.7	0.3	0.4	0.05	0.035
G 02	700	4.329	0	0.487	1.19	2.065	1.974	6.56	1.5	0.245	0.35	0.05	0.035
G 03	800	4.475	0	0.4248	0.7008	1.996	1.896	5.7	1.5	0.2432	0.36	0.05	0.035
G 04	800	3.575	0	0.3488	1.328	2.096	2.064	5.69	1.5	0.236	0.28	0.05	0.035
G 05	300	4.333	0	0.396	0.498	2.01	1.86	5.4	0.44	0.162	0.267	0.05	0.035
G 06	800	4.35	0	0.4	0.6512	2.032	1.928	7.3	0.44	0.1792	0.32	0.05	0.035
G 07	700	3.7771	0	0.343	1.302	2.065	2.044	5.66	1.5	0.2254	0.308	0.05	0.035
G 08	700	3.471	0	0.399	0.6377	2.03	1.96	6.7	0.41	0.196	0.315	0.05	0.035
G 09	1000	3.45	0	0.57	0.587	2.106	2.05	4.79	1.96	0.298	0.45	0.05	0.035
G 10	1000	4.2	0	0.31	0.5	1	0.69	10.2	0	0.125	0.25	0.05	0.035