



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS DE
DETECCIÓN DE OSCILACIONES
DE POTENCIA**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:
CARLOS ALBERTO RODRÍGUEZ ARELLANO



CIUDAD DE MÉXICO, DICIEMBRE 2017

Dedicatoria

A Dios:

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mis Padres:

Mateo Rodríguez Jiménez

María del Refugio Arellano Franco

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mis hermanos:

Miguel Ángel Rodríguez Arellano

Luis Manuel Balderas Arellano

Abraham Pérez San Juan

Por su apoyo y compañía, por todos los momentos que hemos pasado juntos y por siempre apoyarme en los momentos más difíciles, los quiero.

A mis amigos:

Por compartir excelentes y divertidos momentos. A lo largo de nuestra formación profesional, nos hemos apoyado mutuamente y espero continuar con cada una de sus amistades.

Agradecimientos

A mi familia

Que siempre ha confiado en mí y me ha dado su apoyo incondicional para realizar todas las metas que me he propuesto, porque cada uno de los miembros de mi familia ha impreso en mí un sello que me ha formado en la persona que soy el día de hoy.

A mis padres

Le agradezco infinitamente todo el apoyo y paciencia que me ha brindado durante todos estos años de estudio, así como el amor incondicional que siempre ha sido el motor que me impulsa a seguir adelante.

Al Dr. David Sebastián Baltazar

Que contribuyo con innumerables horas de su tiempo en la realización de este trabajo, así como con una gran cantidad de ideas que se tomaron en cuenta en este trabajo.

Así mismo quisiera agradecer al **Dr. Daniel Olgún Salinas, Dr. Ricardo Octavio Arturo Mota Palomino, Dr. Jaime Robles García, Dr. Germán Rosas Ortiz y Dr. Daniel Ruiz Vega**, por sus aportaciones para la mejora de este trabajo, agradezco sus conocimientos compartidos que me dieron la oportunidad de mejorar en todos los aspectos.

A mis amigos

Por apoyarme si tenían la posibilidad con ideas para este trabajo o momentos de su valioso tiempo y por darme ánimo y palabras de aliento.

Al Instituto Politécnico Nacional

Por haberme dado la oportunidad de realizar mis estudios a nivel medio superior, superior y posgrado dentro de sus instalaciones.

Al CONACyT

Por su apoyo económico por medio de la beca de estudios de posgrado para realizar mis estudios de maestría.

Resumen

Los disturbios en los sistemas eléctricos de potencia producidos por una falla, la desconexión de un elemento, la pérdida de generadores o la pérdida de carga, causan oscilaciones en las variables eléctricas del sistema (voltaje, corriente, frecuencia, flujos de potencia y otras variables del sistema). Si el disturbio es muy severo y las oscilaciones generadas no se amortiguan, entonces el sistema se vuelve inestable. Esto se considera comúnmente como una condición de pérdida de sincronismo, en donde las oscilaciones que generan esta condición de operación se consideran inestables. Si las oscilaciones se amortiguan y el sistema de potencia alcanza una nueva condición de operación, el sistema se vuelve estable, por lo que las oscilaciones generadas durante esta condición de operación se consideran estables. Durante las oscilaciones de potencia los sistemas de protección pueden operar en diferentes puntos del sistema, lo cual puede agravar aún más el disturbio y conducir a un disparo en cascada de los elementos de protección.

Actualmente existe una gran variedad de métodos de detección de oscilaciones de potencia, los cuales utilizan la información que los relevadores obtienen en diferentes puntos del sistema, que puede ser utilizada en su lógica de operación. En este trabajo se analiza el comportamiento de tres métodos de detección de oscilaciones de potencia, el método de blinders, el método del voltaje del centro de oscilación y el método de plano de fase.

El desempeño de los métodos de detección de oscilaciones de potencia se evaluó utilizando dos sistemas de prueba, un sistema equivalente de dos máquinas conectadas a través de una línea de transmisión y un sistema multi-máquinas constituido por tres máquinas y nueve nodos. Las simulaciones dinámicas de estos sistemas se realizaron en el entorno de simulación del software DIGSILENT Power Factory.

A partir los resultados de las simulaciones se obtienen los valores instantáneos de voltaje y corriente, los cuales se procesan y reproducen en un modelo de relevador de distancia implementado en el software MATLAB, el cual ejecuta los algoritmos de operación del relevador de distancia, la estimación de los fasores y la corrección de los errores en la estimación de los fasores debido a la variación de la frecuencia durante las oscilaciones de potencia, además de la evaluación de los métodos de detección de oscilaciones de potencia.

Finalmente, se realizó un análisis de los métodos propuestos, comparando los tiempos de respuesta de cada uno y la complejidad en el cálculo de sus ajustes para las condiciones de oscilación estables e inestable, se observa que el método de plano de fase presenta un mejor tiempo de respuesta en la detección de oscilaciones de potencia previo a presentarse una condición de pérdida de sincronismo.

Abstract

Disturbances in power systems due to a fault, the disconnection of an element, the loss of generators or the loss of load, cause oscillations in the electrical parameters of the power system (voltage, current, frequency, power flows and other variables of the system). If disturbances are so severe that the oscillations do not damp out, then the system becomes unstable. This is commonly referred to as an out-of-step condition and the oscillations that generate this operating condition are considered unstable. If oscillations damp out and the power system achieves a new steady state operating condition, therefore, the oscillations generated during this operating condition are considered stable. During power swings, protection systems can operate in different points of the system, which can aggravate further the disturbance and lead to cascading tripping of the protection elements.

Actually, there is a wide variety of power swing detection methods, that use the information that the relays obtain at different points of the system, which can be used in its operation logic. In this work is analyzed the behavior of three power swing detection methods, the blinder scheme, the swing-center voltage method and the phase-plane method.

The performance of the power swing detection methods was evaluated using two power systems, an equivalent system of two machines connected through a transmission line and a multi-machine system constituted by three machines and nine nodes. The dynamic simulations of these systems were performed in the simulation environment of the software DIGSILENT Power Factory.

From the results of the simulations, the instantaneous values of voltage and current are obtained, these values are processed and reproduced in a distance relay model implemented in the MATLAB software, this distance relay model executes the algorithms of the distance relay, the phasor estimation and the correction of errors in the phasor estimation due to frequency changes during the power swings, as well as the evaluation of power swing detection methods.

Finally, an analysis of the proposed methods was carried out, comparing the response times and the complexity in the calculation of the settings for the stable and unstable power swing, it was observed that the phase-plane method had a better time of response in the detection of power swings.

Índice general

Acta de revisión de tesis	i
Carta de cesión de derechos	iii
Dedicatoria	v
Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Índice general	xiii
Índice de figuras	xvii
Índice de tablas	xxi
Nomenclatura	xxiii
Abreviaturas	xxv
Capítulo 1 Introducción	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Planteamiento del problema.....	2
1.3 Objetivo de la tesis.....	3
1.4 Justificación.....	3
1.5 Antecedentes.....	4
1.6 Trabajos realizados en la SEPI-ESIME Zacatenco.....	7
1.7 Limitaciones y alcances.....	8
1.8 Aportaciones.....	8
1.9 Estructura de la tesis.....	9
Capítulo 2 Estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia para el análisis de las protecciones	11
2.1 Estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia.....	11
2.2 Pérdida de sincronismo.....	11
2.3 Clasificación de la estabilidad.....	12
2.4 Relación Potencia-Ángulo.....	15
2.5 Criterio de áreas iguales.....	17
2.6 Relevadores de protección.....	18
2.6.1 Relevadores de distancia.....	19
2.7 Operación del relevador de distancia.....	21
2.8 Operación de los relevadores de distancia durante oscilaciones de potencia.....	22
2.9 Representación dinámica de la impedancia.....	25
Capítulo 3 Técnicas de procesamiento digital de señales	29
3.1 Técnicas para la estimación de fasores.....	29
3.2 Transformada Discreta de Fourier y su representación fasorial.....	29

3.3 Algoritmo de la DFT No-Recursiva	31
3.4 Algoritmo de la DFT Recursiva.....	34
3.5 Estimación de fasores a frecuencias diferentes a la nominal.....	37
3.5.1 Funciones de corrección P y Q	37
3.6 Estimación de frecuencia	41
3.6.1 Método basado en la rotación del fasor	42
3.7 Post procesamiento con filtro de promedios.....	44
3.8 Calculo del factor P.....	45
Capítulo 4 Métodos de detección de oscilaciones de potencia	47
4.1 Protección contra la pérdida de sincronismo	47
4.2 Métodos de detección de oscilaciones de potencia.....	48
4.2.1 Métodos Convencionales	49
4.2.2 Métodos No Convencionales	49
4.3 Método de blinders	49
4.3.1 Función de bloqueo por oscilaciones de potencia.....	52
4.3.2 Función de disparo por oscilaciones de potencia.....	53
4.3.3 Métodos de disparo por oscilaciones de potencia TOWI y TOWO	54
4.4 Método del voltaje del centro de oscilación	55
4.4.1 Análisis del voltaje del centro de oscilación.....	57
4.4.2 Aproximación del valor del voltaje del centro de oscilación.....	58
4.5 Función de bloqueo por oscilaciones de potencia.....	60
4.5.1 Detector de pendiente	60
4.5.2 Detector de fallas trifásicas.....	61
4.5.3 Zona de arranque.....	61
4.6 Método del plano de fase	62
4.6.1 Plano de fase con las derivadas de la diferencia de los ángulos del voltaje	63
4.6.2 Detector de oscilaciones de potencia	65
4.6.3. Detector predictivo de pérdida de sincronismo	66
4.6.4. Detector de pérdida de sincronismo.....	67
Capítulo 5 Simulación de la aplicación de los métodos de detección de oscilaciones de potencia	69
5.1 Simulación de los métodos de detección	69
5.2 Sistema de dos máquinas	70
5.2.1 Escenarios de simulación para el sistema de dos máquinas	71
5.2.2 Método de blinders	72
5.2.2.1 Caso 1: Estable.....	74
5.2.2.2 Caso 2: Inestable.....	76
5.2.3 Método del voltaje del centro de oscilación	77
5.2.3.1 Caso 1: Estable.....	78

5.2.3.2 Caso 2: Inestable.....	79
5.2.4 Método de Plano de Fase.....	80
5.2.4.1 Caso 1: Estable.....	80
5.2.4.2 Caso 2: Inestable.....	82
5.3 Sistema Anderson de tres máquinas y nueve nodos.....	83
5.3.1 Tiempo crítico de liberación de fallas.....	83
5.3.2 Escenarios de simulación para el sistema Anderson.....	84
5.3.3 Localización de los elementos de detección de oscilaciones de potencia.....	85
5.3.4 Método de blinders.....	86
5.3.4.1 Caso I: Estable.....	86
5.3.4.2 Caso I: Inestable.....	88
5.3.5 Método del voltaje del centro de oscilación.....	89
5.3.5.1 Caso 1: Estable.....	90
5.3.5.2 Caso 2: Inestable.....	91
5.3.6 Método de Plano de Fase.....	92
5.3.6.1 Caso 1: Estable.....	93
5.3.6.2 Caso 2: Inestable.....	94
5.4 Análisis de los resultados.....	95
Capítulo 6 Conclusiones y trabajos futuros.....	103
6.1 Conclusiones.....	103
6.2 Aportaciones.....	104
6.3 Trabajos futuros.....	104
Referencias.....	105
Apéndice A.....	109
Apéndice B.....	117
Apéndice C.....	123

Índice de figuras

Figura 2.1. Clasificación de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia [36].	13
Figura 2.2. Periodos de tiempo de los fenómenos dinámicos [29].	15
Figura 2.3. Sistema equivalente de dos máquinas.	16
Figura 2.4. Relación de potencia contra ángulo.	16
Figura 2.5. Curva Potencia-Ángulo, oscilación estable [14].	18
Figura 2.6. Curva Potencia-Ángulo y el ángulo, oscilación inestable [14].	19
Figura 2.7. Esquema de las zonas de protección de los relevadores de distancia [41].	20
Figura 2.8. Trayectoria de la impedancia aparente durante una oscilación de potencia.	21
Figura 2.9. Operación del relevador de distancia [40].	22
Figura 2.10. Sistema de dos máquinas.	23
Figura 2.11. Trayectoria de la impedancia en función del δ , con $ES = ER$ [4].	24
Figura 2.12. Trayectoria de la impedancia para diferentes ubicaciones del centro eléctrico [7].	25
Figura 2.13. Trayectoria de la impedancia para diferentes valores de ES y ER [4].	26
Figura 2.14. Trayectoria de la impedancia para una separación angular constante [4].	27
Figura 2.15. Diagrama generalizado de la trayectoria de la impedancia [7].	28
Figura 3.1. Señal senoidal y su representación como fasor.	30
Figura 3.2. Ventana de datos de la señal de entrada [34].	32
Figura 3.3 a) Estimación de fasores método no recursivo, ventana de datos $N-1$ [34].	33
Figura 3.3 b) Estimación de fasores método no recursivo, ventana de datos N [34].	33
Figura 3.4. Respuesta de la DFT No-Recursiva (magnitud y ángulo).	34
Figura 3.5 a) Estimación de fasores método recursivo, ventana de datos $N-1$ [34].	35
Figura 3.5 b) Estimación de fasores método recursivo, ventana de datos N [34].	35
Figura 3.6. Respuesta de la DFT Recursiva (magnitud y ángulo).	37
Figura 3.7. El factor P en función de la desviación de la frecuencia.	39
Figura 3.8. El factor Q en función de la frecuencia de desviación.	40
Figura 3.9 Comportamiento del ángulo de fase a una frecuencia de 61 Hz.	41
Figura 3.10. Corrección del ángulo de fase a una frecuencia de 61 Hz.	42
Figura 3.11. Estimación de la frecuencia.	44
Figura 3.12. Filtro de promedios con 3 puntos.	45
Figura 3.13. Magnitud del fasor a frecuencias no nominal y corrección con filtro de promedios y factor P .	46
Figura 3.14. Ángulo del fasor a frecuencia no nominal y corrección con filtro de promedios y factor P .	46
Figura 4.1. Esquema de Blinders [50].	50
Figura 4.2. Cálculo del ajuste del blinder exterior R2R [50].	51
Figura 4.3. Trayectoria de oscilación para determinar los ajustes del OSBD [50].	53
Figura 4.4. Característica de operación de la protección contra pérdida de sincronismo [41].	54

Figura 4.5. Métodos de disparo por oscilaciones de potencia (TOWI y TOWO) [50].....	55
Figura 4.6. Circuito equivalente de un sistema eléctrico de potencia de dos máquinas.	56
Figura 4.7. Diagrama fasorial de un sistema de dos máquinas [11].	56
Figura 4.8. Diagrama fasorial de un sistema homogéneo de dos máquinas [11].....	59
Figura 4.9. Diagrama de bloques del cálculo del voltaje del centro de oscilación [54].	59
Figura 4.10. Lógica de operación de la función de bloqueo por oscilaciones de potencia...60	
Figura 4.11. Diagrama de bloques de la lógica de operación del detector pendiente [54]. ...60	
Figura 4.12. Diagrama de bloques de la lógica de operación del detector de fallas trifásicas [54].	61
Figura 4.13. Zona de arranque [54].	62
Figura 4.14. Trayectorias de las derivadas de primer y segundo orden de la diferencia angular del voltaje [20].	63
Figura 4.15. Oscilaciones estables e inestables vistas en el plano de fase [34].....	64
Figura 4.16. Diagrama de bloques de la lógica de operación del detector de oscilaciones de potencia [23].	65
Figura 4.17. Zonas de operación de la función OOST y diagrama de bloques de la lógica de operación del detector predictivo de pérdida de sincronismo [23].	66
Figura 4.18. Diagrama de bloques de la lógica de operación del detector de pérdida de sincronismo [23].	67
Figura 5.1. Diagrama de flujo del análisis de los métodos de detección de oscilaciones de potencia.	70
Figura 5.2. Sistema de dos máquinas [61].	71
Figura 5.3. Método de blinders, oscilación estable.....	75
Figura 5.4. Tiempos de operación del método de blinders, oscilación estable.....	76
Figura 5.5. Método de blinders, oscilación inestable.....	76
Figura 5.6. Tiempos de operación del método de blinders, oscilación inestable.....	77
Figura 5.7. Método de SCV, oscilación estable.....	78
Figura 5.8. Tiempos de operación del método de SCV, oscilación estable.....	79
Figura 5.9. Método de SCV, oscilación inestable.....	79
Figura 5.10. Tiempos de operación del método de SCV, oscilación inestable.....	80
Figura 5.11. Método de plano de fase, oscilación estable.	81
Figura 5.12. Tiempos de operación del método de plano de fase, oscilación estable.	81
Figura 5.13. Método de plano de fase, oscilación inestable.	82
Figura 5.14. Tiempos de operación del método de plano de fase, oscilación inestable.	83
Figura 5.15. Sistema Anderson de tres máquinas y nueve nodos [35].	84
Figura 5.16. Método de blinders, oscilación estable.....	87
Figura 5.17. Tiempos de operación del método de blinders, oscilación estable.....	88
Figura 5.18. Método de blinders, oscilación inestable.....	88
Figura 5.19. Tiempos de operación del método de blinders, oscilación inestable.....	89
Figura 5.20. Método de SCV, oscilación estable.....	90
Figura 5.21. Tiempos de operación del método de SCV, oscilación estable.....	91

Figura 5.22. Método de SCV, oscilación inestable.....	91
Figura 5.23. Tiempos de operación del método de SCV, oscilación inestable.....	92
Figura 5.24. Método de plano de fase, oscilación estable.	93
Figura 5.25. Tiempos de operación del método de plano de fase, oscilación estable.	94
Figura 5.26. Método de plano de fase, oscilación inestable.	94
Figura 5.27. Tiempos de operación del método de plano de fase, oscilación inestable.	95
Figura 5.28. Ángulo del rotor y tensión en terminales de las máquinas durante una oscilación de potencia estable.....	97
Figura 5.29. Tensión y corriente en el relevador R5 durante una oscilación de potencia estable.....	98
Figura 5.30. Potencia eléctrica en el relevador R5 durante una oscilación de potencia estable.....	98
Figura 5.31. Ángulo del rotor y tensión en terminales de las máquinas durante una oscilación de potencia inestable.....	99
Figura 5.32. Tensión y corriente en el relevador R5 durante una oscilación de potencia inestable.....	99
Figura 5.33. Potencia eléctrica en el relevador R5 durante una oscilación de potencia inestable.....	100
Figura 5.34. Ángulo del rotor y tensión en terminales de las máquinas, después de aislar la máquina M2.....	100
Figura 5.35. Tensión y corriente en el relevador R5, después de aislar la máquina M2. ...	101
Figura A.1. Sistema Anderson de 3 máquinas y 9 nodos [35].....	109
Figura A.2. Sistema de dos máquinas [61].	113
Figura B.1. Sistema Anderson de 3 máquinas y 9 nodos [35].....	117
Figura B.2. Sistema equivalente de dos fuentes [1].....	118
Figura B.3. Sistema equivalente en estrella [1].	119
Figura C.1. Diagrama de flujo de la estimación fasorial.	129
Figura C.2. Diagrama de flujo de la lógica de operación del método de blinders.....	130
Figura C.3. Diagrama de flujo del método de SCV.....	131
Figura C.4. Diagrama de flujo del método de plano de fase.....	132

Índice de tablas

Tabla 3.1 Magnitud y ángulo de fase de P.....	40
Tabla 3.2 Magnitud y ángulo de fase de Q.....	40
Tabla 5.1. a) Ajustes de la zona 1 y 2 para el relevador de distancia R1 del sistema de dos máquinas.....	74
Tabla 5.1. b) Ajustes por el método de blinders para el sistema de dos máquinas.....	74
Tabla 5.2. Ajustes por el método de SCV para el sistema de dos máquinas.....	77
Tabla 5.3. Ajustes por el método de plano de fase para el sistema de dos máquinas.....	80
Tabla 5.4. Tiempos críticos de liberación de la falla.....	84
Tabla 5.5. a) Ajustes de la zona 1 y 2 para el relevador de distancia R1 del sistema Anderson.....	86
Tabla 5.5. b) Ajustes por el método de blinders para el sistema Anderson.....	86
Tabla 5.6. Ajustes por el método de SCV para el sistema Anderson.....	90
Tabla 5.7. Ajustes por el método de plano de fase para el sistema Anderson.....	92
Tabla 5.8. Resultados de las simulaciones para el sistema de dos máquinas.....	95
Tabla 5.9. Resultados de las simulaciones para el sistema Anderson.....	96
Tabla A.1. Impedancias de las líneas de transmisión del sistema Anderson.....	109
Tabla A.2. Datos de los transformadores del sistema Anderson.....	110
Tabla A.3. Datos de las cargas del sistema Anderson.....	110
Tabla A.4. Datos de los generadores del sistema Anderson.....	110
Tabla A.5. Datos del regulador automático de voltaje del sistema Anderson.....	111
Tabla A.6. Datos de los gobernadores de velocidad del sistema Anderson.....	111
Tabla A.7. Datos del estabilizador del sistema Anderson.....	112
Tabla A.8. Datos de los generadores del sistema de dos máquinas.....	113
Tabla A.9. Impedancia de la línea de transmisión del sistema de dos máquinas.....	113
Tabla A.10. Datos de la carga del sistema de dos máquinas.....	113
Tabla A.11. Datos de los transformadores del sistema de dos máquinas.....	114
Tabla A.12. Datos de la turbina hidráulica y del gobernador del sistema de dos máquinas.....	114
Tabla A.13. Datos del sistema de excitación del sistema de dos máquinas.....	115
Tabla B.1. Impedancias equivalentes del sistema Anderson.....	120
Tabla B.2. Impedancias equivalentes del sistema Anderson sin la línea 7-8.....	120

Nomenclatura

E_S	Tensión de la máquina emisora.
E_R	Tensión de la máquina receptora.
δ	Diferencia angular entre los rotores internos de las máquinas emisora y receptora.
V_A	Tensión vista por el relevador ubicado en el nodo A.
V_B	Tensión vista por el relevador ubicado en el nodo B.
θ_A	Angulo de fase de la tensión vista por el relevador ubicado en el nodo A.
I_L	Corriente vista por el relevador ubicado en el nodo A.
φ	Diferencia angular entre el voltaje y la corriente en la ubicación del relevador.
P_E	Potencia de aceleración.
P_E	Potencia eléctrica.
P_M	Potencia mecánica.
Z_T	Impedancia de total del sistema.
Z_S	Impedancia equivalente de la máquina emisora.
Z_R	Impedancia equivalente de la máquina receptora.
$x(t)$	Señal de entrada.
x_k	Señal de entrada muestreada " k " veces.
ϕ	Angulo de fase de la señal de entrada.
X_m	Valor pico de la señal de entrada.
X_k	Fasor de la señal muestreada.
X_c	Parte real del fasor de la señal muestreada.
X_s	Parte imaginaria del fasor de la señal muestreada.
ω	Velocidad angular.
t	Tiempo.
f	Frecuencia.
N	Numero de muestras por ciclo.
r	Número de recursión.
P	Función de corrección.
Q	Función de corrección.
$R1_R$	Blinder interior derecho.
$R2_R$	Blinder exterior derecho.
$R1_L$	Blinder interior izquierdo.

R_{2L}	Blinder exterior izquierdo.
Z_L	Impedancia de la línea.
Z_{L1}	Alcance de zona 1 del relevador de distancia.
Z_{L2}	Alcance de zona 2 del relevador de distancia.
ANG_{ZL}	Ángulo de la línea protegida.
Z_{Ld}	Impedancia de carga máxima.
V_{Ld}	Tensión de carga máxima.
I_{Ld}	Corriente de carga máxima.
ANG_{R1}	Ángulo de ajuste del blinder interior.
ANG_{R2}	Ángulo de ajuste del blinder exterior.
f_{slip}	Frecuencia de deslizamiento.
$dSCV$	Razón de cambio del voltaje del centro de oscilación.
S_k	Velocidad angular.
A_k	Aceleración angular.

Abreviaturas

DIgSILENT	<i>“Digital Simulator for Electrical Network”</i> , Simulador digital para redes eléctricas.
MATLAB	<i>“Matrix Laboratory”</i> , Laboratorio de matrices.
NERC	<i>“North American Electric Reliability Corporation”</i> , Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte.
PMU	<i>“Phasor Measurement Unit”</i> , Unidad de Medición Fasorial.
DFT	<i>“Discrete Fourier Transform”</i> , Transformada Discreta de Fourier.
PSB	<i>“Power System Blocking”</i> , Bloqueo por oscilaciones de potencia.
OST	<i>“Out-of-step Tripping”</i> , Disparo por oscilaciones de potencia.
OSBD	<i>“Out-of-step Block Time Delay”</i> , Retardo de tiempo en el bloqueo por oscilaciones de potencia.
OSTD	<i>“Out-of-step Tripping Time Delay”</i> , Retardo de tiempo en el disparo por oscilaciones de potencia.
TOWI	<i>“Trip-On-the-Way-In”</i> , Disparo a la entrada.
TOWO	<i>“Trip-On-the-Way-Out”</i> , Disparo a la salida.
SCV	<i>“Swing Center Voltage”</i> , Voltaje del centro de oscilación.
SLD	<i>“Slope Detector”</i> , Detector pendiente.
PSD	<i>“Power Swing Detector”</i> , Detector de oscilaciones de potencia.
OOST	<i>“Predictive Out-of-Step Tripping”</i> , Detector predictivo de pérdida de sincronismo.
OOSD	<i>“Out-of-Step Detection”</i> , Detector de pérdida de sincronismo.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Generalidades

Con el creciente número de unidades de generación que se están instalando para suministrar la demanda de energía eléctrica, los cambios en las regulaciones y la restructuración del sistema eléctrico de potencia están causando cambios en la forma en que opera el sistema eléctrico. Actualmente los elementos del sistema eléctrico de potencia se encuentran operando en condiciones iguales o muy cercanas a sus capacidades nominales, lo cual provoca que el sistema de potencia sea más susceptible a presentar condiciones de inestabilidad ante cualquier contingencia en el sistema [1, 2].

Los generadores en los sistemas eléctricos de potencia se encuentran constantemente en un estado dinámico, ya que ajustan automáticamente su salida para satisfacer la demanda de potencia real y reactiva. En condiciones normales de operación los sistemas eléctricos de potencia operan bajo condiciones de estado estable, es decir, existe un balance entre la potencia mecánica que impulsa a los generadores y la potencia eléctrica que se transmite a través de las líneas de transmisión. Las fallas en el sistema, la apertura de líneas de transmisión, la desconexión de generadores y la pérdida o conexión de grandes bloques de carga, provocan que se generen cambios repentinos en la potencia eléctrica, mientras que la potencia mecánica permanece relativamente constante [2, 3].

Este desbalance entre la potencia eléctrica y la potencia mecánica ocasiona perturbaciones en el sistema que generan variaciones en los ángulos internos de los rotores de las máquinas y que pueden dar lugar a oscilaciones en los flujos de potencia, voltajes, corrientes y otras variables del sistema. Si la separación angular entre las máquinas del sistema se mantiene dentro de ciertos límites, el sistema permanecerá en sincronismo, de lo contrario será evidente dentro de los dos a tres segundos después del disturbio, que se presente una condición de pérdida de sincronismo [4].

Si las oscilaciones logran amortiguarse adecuadamente, entonces el sistema se restablecerá a su estado original o alcanzará un nuevo estado de equilibrio, las oscilaciones resultantes de esta condición se conocen como oscilaciones de potencia estables. Si la separación angular entre las máquinas aumenta más allá de los límites, algunos generadores pueden perder el sincronismo, las oscilaciones resultantes durante esta condición de operación se denominan como oscilaciones de potencia inestables [5].

Los elementos de protección del sistema de potencia son los responsables de la operación adecuada del sistema durante las oscilaciones de potencia. Por lo tanto, el desempeño de los sistemas de protección y la estabilidad del sistema eléctrico de potencia están estrechamente relacionados.

En la actualidad existen una serie de funciones de protección contra la condición de pérdida de sincronismo implementados en los relevadores de distancia. Algunas de estas funciones están basadas en el principio de operación del relevador de distancia, tal es caso de la función ANSI 68 (función de disparo o bloqueo por oscilaciones de potencia) y la función ANSI 78 (protección contra pérdida de sincronismo), algunas otras funciones se encuentran instaladas dentro del relevador, las cuales utilizan las variables que el relevador monitorea para efectuar su lógica de operación ante oscilaciones de potencia [6].

Estas funciones de protección, para ser ajustadas requieren de un análisis en el dominio del tiempo (estabilidad transitoria) y estacionario (estudio de fallas y flujos de potencia), considerando los escenarios de operación más críticos y probables, con el objetivo de mejorar su confiabilidad, rapidez y selectividad, contribuyendo de esta manera a la continuidad, estabilidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia.

1.2 Planteamiento del problema

Los sistemas eléctricos de potencia están sujetos a una amplia variedad de perturbaciones durante sus condiciones de operación, estos sistemas están diseñados para soportar las perturbaciones causadas por fallas, la pérdida de un generador o cambios en la configuración del sistema. Estas perturbaciones del sistema podrían causar la pérdida de sincronismo entre los sistemas interconectados, lo que puede provocar la pérdida de generación y carga, y en ocasiones provocar apagones en diferentes áreas del sistema. Para mitigar el efecto de estas perturbaciones, se diseñan elementos de protección para detectar las oscilaciones generadas por las perturbaciones, con el fin de mantener la estabilidad en el sistema [1].

Las oscilaciones de potencia generadas durante un disturbio pueden causar la operación no deseada de los relevadores de distancia en diferentes puntos del sistema, lo cual agravaría aún más las perturbaciones en el sistema y posiblemente provocar el disparo en cascada de los elementos del sistema. La principal relación de los relevadores de protección con el problema de la estabilidad en los sistemas eléctricos potencia es su correcta operación en la detección y eliminación de fallas lo más rápido posible, con el fin de mantener la estabilidad en el sistema [7].

Existen dos razones principales por las cuales se deben detectar las oscilaciones de potencia. En primer lugar, las oscilaciones de potencia estables o inestables pueden conducir al mal funcionamiento de los esquemas de protección, para estos casos se requiere detectar la oscilación de potencia y bloquear todos los elementos de protección propensos a operar durante estas condiciones, con el fin de asegurar la estabilidad del sistema. En segundo lugar, en caso de presentarse una condición de oscilación inestable, se debe realizar la separación

controlada de áreas del sistema de forma rápida y controlada para mantener la estabilidad del sistema y la continuidad del servicio. En este caso, la condición de pérdida de sincronismo debe ser detectada para iniciar el disparo controlado de los relevadores de protección en áreas predeterminadas del sistema, con el fin de mantener un balance entre la generación y la carga en cada área del sistema [1, 2].

Como consecuencia, los sistemas de protección deben funcionar correctamente durante las condiciones de oscilación, por lo cual es necesario efectuar un análisis del comportamiento de las protecciones durante estas condiciones de operación.

1.3 Objetivo de la tesis

Describir, evaluar y analizar los métodos de detección de oscilaciones de potencia en un sistema eléctrico de potencia ante fallas externas y condiciones anormales de operación, mediante el desarrollo de un modelo de relevador de distancia, en el cual se implementan las lógicas de detección de oscilaciones de potencia estables e inestables y ejecutar la acción de protección que corresponda, según el tipo de oscilación.

1.4 Justificación

Durante las condiciones de oscilación los esquemas de protección pueden detectar una oscilación de potencia como una condición de falla si la trayectoria de la impedancia entra en la característica de operación del relevador, lo cual puede provocar la operación no deseada de las protecciones.

Si bien la filosofía y la teoría básica de la protección contra oscilaciones de potencia sigue siendo la misma, los avances en la tecnología de los relevadores han dado flexibilidad en la configuración de relevadores, sin embargo, las condiciones actuales de operación del sistema de potencia se han vuelto más complejas para analizar estos fenómenos [5].

Actualmente existe una amplia variedad de métodos de protección contra oscilaciones de potencia, cada uno de estos métodos opera correctamente bajo las características de operación del sistema para el que fueron diseñados. Cuando las condiciones del sistema cambian, estos métodos pueden no operar de la forma prevista, por lo tanto, se requiere analizar el comportamiento de estos métodos de detección bajo las mismas condiciones de operación del sistema para poder realizar una comparación de su funcionamiento ante una misma condición de oscilación.

En este trabajo se presenta el desarrollo de los conceptos generales relacionados con la naturaleza de las oscilaciones de potencia, los efectos de las oscilaciones de potencia en el funcionamiento de los sistemas de protección, los métodos para detectar oscilaciones de potencia, las limitaciones de estos métodos y la evaluación del impacto de las oscilaciones de potencia en el funcionamiento de los sistemas de protección.

1.5 Antecedentes

Durante más de 50 años, los sistemas eléctricos de potencia han utilizado relevadores de protección contra oscilaciones de potencia, los cuales utilizaban funciones de bloqueo y disparo ante oscilaciones de potencia, para aislar la carga y la generación en áreas balanceadas en caso de una gran perturbación en el sistema. Se desconoce el momento exacto en que se utilizó por primera vez la protección contra oscilaciones de potencia. El primer registro documentado de la aplicación de esquemas de protección contra oscilaciones de potencia data de mediados de la década de 1950 [5].

Desde los inicios de la protección contra oscilaciones de potencia, los métodos utilizados convencionalmente para la detección de oscilaciones de potencia emplean a los relevadores de distancia para monitorear la velocidad de cambio de la impedancia aparente y distinguir entre una oscilación de potencia estable e inestable. El principio de este método se basa en el hecho de que la trayectoria de la impedancia se desplaza más lentamente durante una oscilación de potencia que cuando ocurre una falla. Los métodos basados en este principio de operación utilizan características tipo mho concéntricas (circulares o blinders) para determinar el tiempo que le lleva a la trayectoria de la impedancia atravesar las características concéntricas tipo mho y detectar las oscilaciones de potencia.

C. W. Taylor, J. M. Haner, L. A. Hill, W. A. Mittelstadt, R.L. Cresap y T. D. Laughlin [8, 9] en los años de 1983 y 1986, utilizan un esquema adaptativo contra oscilaciones de potencia, en un sistema representado por dos máquinas equivalentes e implementado en el enlace Florida-Georgia. El método que ellos utilizan es el esquema R-Rdot, el cual emplea la razón de cambio de la resistencia para detectar una condición de oscilación. En este método se define un plano de fase donde la abscisa representa la magnitud de la resistencia y la ordenada la razón de cambio de la magnitud de la resistencia. Para detectar una condición de oscilación se utiliza una línea de control como referencia, cuando la línea de control es atravesada por la trayectoria de la resistencia de derecha a izquierda el método detecta una condición de oscilación.

Durante la década de 1990, C. R. Mason y J. H. Neher [4] desarrollaron el concepto de utilizar los diagramas de impedancia para analizar las oscilaciones de potencia en el plano complejo. Ellos consideraron a la trayectoria de la impedancia durante una condición de oscilación como una línea recta y analizaron el comportamiento de diferentes relevadores al graficar sus características de operación en el plano complejo.

Años más tarde Edith Clarke [4] extiende este concepto, mediante el desarrollo de trayectorias de la impedancia durante oscilaciones de potencia para diferentes relaciones de magnitud de voltaje en los nodos, manteniendo los ángulos constantes y para diferentes valores de separación angular. Estas investigaciones marcaron un aspecto importante en la comprensión del funcionamiento de los sistemas de protección durante las oscilaciones de potencia.

En el año 1997, V. Centeno, A.G. Phadke, A. Edris, J. Benton, M. Gaudi y G. Michel [10] describen el desarrollo de un relevador de protección adaptable contra la condición de pérdida de sincronismo implementado en el enlace Florida-Georgia, el método utilizado para la detección de la pérdida de sincronismo se basa en el criterio de áreas iguales, el cual requiere que el relevador conozca las curvas de ángulo de potencia de pre-falla y post-falla para un sistema de dos máquinas.

En el año del 2003, la NERC (North American Electric Reliability Corporation) publicó en [2] un método que utiliza el cálculo continuo de la impedancia para detectar una oscilación de potencia estable e inestable, este método consiste en monitorear la trayectoria en el plano complejo de la impedancia, si la trayectoria de la impedancia se desvía o se desplaza de manera rápida con respecto a las muestras anteriores, entonces el método detecta la condición de operación como una oscilaciones de potencia o una falla en el sistema.

En el 2005 en [1] se propone el método del cálculo continuo de la corriente, el cual calcula la diferencia entre el valor actual de la muestra y el valor almacenado dos ciclos antes. Este método declara una oscilación de potencia cuando el valor absoluto de la corriente medida es mayor al 5% de la corriente nominal y esta condición está presente por una duración de tres ciclos.

En año 2005, D. Hou, G. Benmouyal y D. Tziouvaras [11] presentan un método basado en el voltaje del centro de oscilación. El método del voltaje del centro de oscilación SCV calcula el voltaje del centro eléctrico del sistema de potencia y a través de la variación del voltaje del centro de oscilación se determina una condición de oscilación estable o inestable en el sistema.

Continuando con las investigaciones, en 2005 Khorashadi-Zadeh [12] comparan algunos métodos reportados y concluyen que el seguimiento de la trayectoria de resistencia aparente proporciona un mejor desempeño, ya que cambia durante las oscilaciones de potencia, pero no cambia durante el período en que existe una falla simétrica.

En el año 2006, Brahma [13] introduce el uso del análisis de las formas de onda de las señales de voltaje y corriente para detectar oscilaciones de potencia y detectar fallas simétricas de forma rápida y confiable durante una oscilación de potencia. El método propuesto requiere una frecuencia de muestreo de más de 40 kHz, con el fin de detectar de manera eficiente una condición de oscilación estable inestable.

En el año 2007, K. So, J. Heo, C. Kim, R. Aggarwal y K. Song [14] proponen una técnica de detección de oscilaciones de potencia usando el método de la desviación de frecuencia del voltaje. La técnica estima la frecuencia utilizando el ángulo de voltaje calculado en el bus local. Además, la aceleración angular se calcula usando la frecuencia calculada. La inestabilidad se detecta cuando la frecuencia medida en el punto, donde la aceleración cambia su signo de negativo a positivo es mayor que cero, de lo contrario, el sistema será estable.

En el año 2010, A. Rajapakse, F. Gomez, K. Nanayakkara, P. Crossley y V. Terzija [15] proponen una técnica de predicción de inestabilidad de ángulo de rotor utilizando un algoritmo de agrupamiento C-means difuso y una máquina de vector de soporte. El método implica la estimación de la similitud de las trayectorias de tensión post-falla de los buses del generador después de la perturbación de algunos modelos previamente identificados y luego la predicción del estado de estabilidad utilizando un clasificador que toma los valores de similitud calculados en el generador.

En el año 2011, E. Farantatos, R. Huang, G. J. Cokkinides y A. P. Meliopoulos [16] implementan un método directo de Lyapunov para predecir una condición de pérdida de sincronismo, el método se basa en el monitoreo dinámico en tiempo real del sistema a través de la implementación de un estimador de estado dinámico. El modelo dinámico en tiempo real del sistema se utiliza para evaluar la función de energía del sistema en función del método directo de Lyapunov.

En el año 2011, A. Esmailian y S. Astinfeshan [17] utiliza un enfoque neuro-difuso adaptativo para detectar oscilaciones de potencia y diseñar esquemas bloqueo contra oscilaciones de potencia. El método presentado se basa en un sistema adaptativo de inferencia neuro-difusa (ANFIS) de tres entradas, que incluyen a la velocidad de cambio de la corriente de secuencia positiva, las potencias activa y reactiva.

En el 2012, M. Afzali y A. Esmailian [18] proponen un método de detección de oscilaciones de potencia basado en mediciones superpuestas y comprobaciones de plausibilidad para hacer frente a todos los cambios en el sistema. El método supervisa las señales continuas superpuestas como resultado del cambio en las señales de corriente y voltaje durante las oscilaciones de potencia. Este método utiliza el hecho de que el valor de la corriente superpuesta es mayor para una falla y menor para una oscilación de la potencia, el relevador calcula continuamente la corriente superpuesta y la compara con un umbral predefinido.

En el año 2013, B. Alinejad y H. K. Karegar [19] propone un algoritmo basado en mediciones de área amplia y la transformada discreta de Fourier para detectar las oscilaciones inestables de baja frecuencia de los generadores síncronos en un sistema de potencia. La inestabilidad del generador se determina a partir del cálculo y comparación de la energía almacenada, la cual es la suma de la energía potencial y la energía cinética de cada generador.

En el año 2014, B. Shrestha, R. R. Gokaraju y M. Sachdev [20] propone una técnica de protección contra la pérdida de sincronismo que utiliza la representación en el plano de fase de la velocidad y el ángulo de desplazamiento del generador. El ángulo crítico de liberación de la falla se calcula utilizando el principio de que la energía total del sistema en el instante en que se elimina la falla debe ser igual a la energía potencial máxima del sistema.

En el año 2015, D. Biswas, P. M. Adhikari y A. De [21] proponen un esquema basado en una red neuronal artificial para la detección y clasificación de oscilaciones de potencia. Los sistemas de detección y clasificación de oscilaciones basados en red neuronal artificial

utilizan el algoritmo Learning Vector Quantization y Probabilistic Neural Network para detectar las oscilaciones de potencia.

En el año 2016, M. Aghazadeh y A. Kazemi [22] proponen un nuevo algoritmo para discriminar de forma efectiva oscilaciones de potencia estables e inestables, utilizando el criterio de áreas iguales en el dominio del tiempo. La discriminación entre las condiciones de oscilación estables e inestables se realiza utilizando las energías de aceleración y desaceleración de las curvas potencia-ángulo.

En los últimos años, con la introducción y aplicación de mediciones de área amplia en el sistema de potencia, se han realizado muchos trabajos para presentar algunas aplicaciones basadas en mediciones sincronizadas de las variables del sistema de potencia, especialmente en la protección de área amplia. Los algoritmos que se desarrollan, ya sea como esquemas independientes o complementarios, están destinados a encontrar una solución en los casos en que los sistemas de protección contra la condición de pérdida de sincronismo no puedan operar correctamente.

Con el advenimiento de la medición de ángulo de fase sincronizada también llamada sincrofasor, la medición del ángulo de fase de los voltajes de los nodos en diferentes ubicaciones del sistema se puede lograr en tiempo real. Esta medición del ángulo de fase de la tensión en el nodo en tiempo real ha llevado al desarrollo de sistemas de protección especiales para la protección contra la condición de pérdida de sincronismo. Se han descrito dos enfoques en la literatura para implementar la protección contra la pérdida de sincronismo basada en sincrofasores [23-26]:

1. Un primer enfoque consiste en la medición síncrona del ángulo de fase entre los voltajes detrás de las reactancias transitorias de las dos máquinas. Cuando se produce una perturbación, se calcula el nuevo ángulo de fase entre las dos máquinas y se implementa un algoritmo de predicción de la estabilidad en tiempo real para determinar si el nuevo punto de operación es estable.
2. Un segundo enfoque consiste en medir los fasores de secuencia positiva en dos o más nodos ubicados estratégicamente. Durante una perturbación, el ángulo de fase entre los pares de señales se calcula en tiempo real, y se usa un algoritmo predictivo para establecer si la perturbación será estable o inestable. El algoritmo predictivo se utiliza para identificar la variación del ángulo de fase y para determinar las condiciones de estabilidad o inestabilidad en el sistema.

1.6 Trabajos realizados en la SEPI-ESIME Zacatenco

En la sección de estudios de posgrado e investigación de la ESIME Zacatenco se han desarrollado distintos trabajos referentes a las protecciones contra oscilaciones de potencia, los cuales se mencionan a continuación.

En [27] J. C. Domínguez, presenta los modelos para las diferentes características de disparo del relevador de distancia y de la impedancia característica de las oscilaciones de potencia

cuando un sistema eléctrico se encuentra en estado transitorio.

En [28] M. Velasco, presenta la simulación de aplicación de la función de la protección de distancia para generadores, en donde se utilizan a los relevadores de distancia para la protección de los diferentes eventos que pueden presentarse en el generador como son: pérdida de excitación y pérdida de sincronismo.

En [29] L. L. Juárez describe el método de emergencia de la máquina equivalente, que es utilizado para controlar problemas de estabilidad transitoria utilizando un programa en el dominio del tiempo. El método implementado en este trabajo predice la condición de estabilidad y permite la aplicación de las acciones de control en tiempo real.

En [30] V. M. Gutiérrez, estudia una técnica de predicción de la estabilidad transitoria del método de emergencia de la máquina equivalente E-SIME, y se implementa en un simulador en tiempo real, para evaluar esta técnica en condiciones más realistas.

En [31] J. E. Castillo, presenta el uso de las mediciones fasoriales para simular una técnica de protección contra pérdida de sincronismo usando el plano de fases, donde se evalúa la aceleración contra el deslizamiento del ángulo de potencia que se presentan durante las oscilaciones de potencia debido a grandes disturbios en los sistemas eléctricos de potencia.

En [32] E. A. Morales, simula una unidad de medición fasorial PMU en un simulador en tiempo real, que reporta mediciones de tensiones, corrientes y la frecuencia del sistema. En este trabajo se aplican las unidades de medición fasorial en la protección diferencial de línea.

En [33] J. Bernal, simula la función de operación del relevador de distancia ante condiciones de pérdida de sincronismo en un sistema multi-máquinas, se implementa un modelo de relevador de distancia en el software PSCAD con la lógica de la función de detección de oscilaciones de potencia estables e inestables.

1.7 Limitaciones y alcances

En este trabajo se lleva a cabo la descripción, evaluación y análisis de tres métodos de detección de oscilaciones de potencia. Estos métodos se aplican a los sistemas de potencia de prueba para detectar oscilaciones de potencia estables e inestables. El procesamiento de los algoritmos de detección de oscilaciones de potencia se realiza fuera de línea, por lo que las acciones de control en las simulaciones de los sistemas de prueba no se realizan en tiempo real. Debido a que no se cuentan con reportes de fallas reales, los algoritmos desarrollados en este trabajo únicamente se prueban a través de simulaciones.

1.8 Aportaciones

Las aportaciones de esta tesis se mencionan a continuación:

- Se implementaron tres métodos de detección de oscilaciones de potencia, en lenguaje de MATLAB, los cuales se aplican en sistemas de prueba para detectar las oscilaciones de potencia estables e inestables que resultan después de un disturbio.

- Se aplica un método para identificar si la trayectoria de la impedancia de oscilación atraviesa la zona de operación de un relevador de distancia.
- Se realiza la simulación de la lógica de operación de un relevador de distancia en el programa MATLAB, en el cual se implementan las lógicas de operación de los métodos de detección de oscilaciones de potencia.
- Se implementa un algoritmo en el lenguaje de MATLAB para la estimación de fasores, el cual estima los fasores a frecuencias diferentes de la nominal.

Por otra parte, de este trabajo se derivan los siguientes artículos:

1. Carlos Alberto Rodríguez Arellano, David Sebastián Baltazar, “*Protección contra pérdida de sincronismo en un sistema de dos máquinas*”, Ciudad de México, Octubre 2016.
2. Carlos Alberto Rodríguez Arellano, David Sebastián Baltazar, “*Análisis de los métodos de detección de oscilaciones de potencia*”, Trigésima Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial RVP-AI/2017, Acapulco Guerrero, Julio 2017.
3. Carlos Alberto Rodríguez Arellano, David Sebastián Baltazar, “*Respuesta de los relevadores de distancia durante oscilaciones de potencia*”, XVI Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y Sistemas CNIES 2017, Ciudad de México, Noviembre 2017.

1.9 Estructura de la tesis

El trabajo presentado en esta tesis se divide en seis capítulos, la estructura de los capítulos es como se indica a continuación:

CAPÍTULO 1.

En este capítulo se describen los objetivos, justificación, antecedentes históricos y contribuciones que resultan de este trabajo, además se proporciona una breve descripción del contenido de los capítulos de la tesis.

CAPÍTULO 2.

En este capítulo se abordan los conceptos de estabilidad, la pérdida de sincronismo, la clasificación de la estabilidad, la relación de potencia-ángulo y algunos principios de las protecciones de distancia y su comportamiento durante las condiciones de oscilación.

CAPÍTULO 3.

En este capítulo se incluye información teórica acerca de las técnicas para la estimación de fasores de manera recursiva y no recursiva, así como también la estimación de fasores a frecuencias diferentes de la nominal.

CAPÍTULO 4.

En este capítulo se analiza el principio de operación de los métodos de detección de oscilaciones de potencia, así como el funcionamiento de las funciones de bloqueo y disparo para cada uno de los métodos de detección. También se proporcionan las bases para el cálculo de los ajustes de cada uno de los métodos y su lógica de operación.

CAPÍTULO 5.

En este capítulo se presenta el análisis de los métodos de detección de oscilaciones de potencia en los sistemas de prueba modelados en el software DIGSILENT. Se analizan los tiempos de detección de cada uno de los métodos y su operación ante condiciones de oscilación estables e inestables.

CAPÍTULO 6.

En este capítulo se establecen las conclusiones en base al análisis del comportamiento de los métodos de detección de oscilaciones de potencia. También se establecen las contribuciones de la tesis y se proponen algunos trabajos futuros.

APÉNDICES.

Este trabajo cuenta con tres apéndices, los cuales contienen herramientas que son necesarias a lo largo de este trabajo, además de fundamentar muchas de las afirmaciones expuestas en el mismo.

Capítulo 2

Estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia para el análisis de las protecciones

2.1 Estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se define como su habilidad de permanecer en un estado de operación estable después de estar sujeto a disturbios tales como: fallas, desconexión de líneas de transmisión, pérdidas de unidades de generación y la salida o incremento de grandes bloques de carga. Estos disturbios pueden provocar oscilaciones en los ángulos de los rotores de las máquinas y dependiendo del disturbio se pueden generar severas oscilaciones en los flujos de potencia, voltajes, corrientes y otras variables del sistema. Si la separación angular entre las máquinas del sistema se mantiene dentro de ciertos límites, el sistema mantendrá el sincronismo, de lo contrario será evidente que después de 2 a 3 segundos seguidos al disturbio, que se presente una condición de pérdida de sincronismo [4].

El problema de estabilidad está relacionado con el comportamiento de las máquinas síncronas después de haber sido perturbadas. Si la perturbación no implica ningún cambio abrupto en la potencia, las máquinas deben volver a un nuevo estado de operación estable. Si se produce un desbalance entre la potencia mecánica que impulsa a los generadores y la potencia eléctrica que se genera y transmite a través de las líneas de transmisión por una falla, un cambio en la carga, en la generación o en las condiciones del sistema, un nuevo estado de equilibrio es necesario para mantener al sistema en funcionamiento. En cualquier caso, todas las máquinas síncronas interconectadas deben permanecer en sincronismo si el sistema es estable [4, 34].

2.2 Pérdida de sincronismo

Para que el sistema eléctrico esté en sincronismo los rotores de los generadores síncronos deben estar girando a la misma velocidad, lo cual está directamente relacionado con la frecuencia nominal del sistema. Cuando una máquina síncrona pierde el sincronismo o se encuentra fuera de paso con una máquina o el resto del sistema, el rotor de la máquina gira a una velocidad diferente a la necesaria para mantener la frecuencia nominal del sistema, si un

generador comienza a girar más rápido que otro, la separación angular del rotor respecto al generador más lento comenzará a aumentar, lo que ocasionará que exista una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas [34, 35].

Normalmente, todos los generadores que se encuentran interconectados dentro de un sistema de potencia operan de tal forma que mantienen la misma frecuencia en todo el sistema. Las fuerzas de interacción entre los generadores que mantienen al sistema operando a una misma frecuencia, permiten algún desplazamiento del ángulo entre las máquinas en respuesta a pequeños y grandes disturbios dentro del sistema. Una pérdida de sincronismo ocurre cuando dichas fuerzas de interacción son insuficientes para mantener un generador o grupo de generadores en sincronía con el resto del sistema [34].

Cuando se pierde el sincronismo, el efecto sobre el generador o generadores, consiste en una desviación de la frecuencia, esta desviación de la frecuencia es conocida como frecuencia de deslizamiento. Por ejemplo, cuando un generador es llevado a una condición de pérdida de sincronismo, este se adelantará al sistema con una frecuencia de deslizamiento de 4 Hz, esto implica que estará operando a $1 + \text{deslizamiento}/60 = 1.0667$ o 6.667% de exceso de velocidad [28].

Los efectos de la pérdida de sincronismo pueden ser visualizados mediante los valores de voltaje del generador y del sistema, los cuales varían de mayor a menor frecuencia de deslizamiento, produciendo oscilaciones en la corriente con magnitudes semejantes a una falla trifásica.

2.3 Clasificación de la estabilidad

Aunque la estabilidad en un sistema eléctrico de potencia es un problema único, es conveniente clasificarla, ya que las diversas formas de inestabilidad que un sistema de potencia puede experimentar, no se pueden entender adecuadamente si todas se analizan de la misma forma.

Debido a la dimensión y complejidad del problema de estabilidad, es de gran ayuda hacer suposiciones para simplificar el análisis de tipos específicos de problemas, utilizando un grado adecuado de detalle de la representación del sistema. El análisis de la estabilidad incluyendo estos criterios permite realizar una clasificación de la estabilidad en categorías adecuadas, la figura 2.1 muestra la clasificación de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia de acuerdo a los diferentes criterios como son [35]:

- La naturaleza física del problema y el parámetro principal en el que se puede observar la inestabilidad.
- La magnitud del disturbio considerado.
- El periodo de tiempo del estudio de estabilidad.

En esta tesis se aborda el problema de la estabilidad de los ángulos de los rotores de las máquinas conocido comúnmente como estabilidad angular. La estabilidad angular se refiere

a la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia de permanecer en sincronismo después de ser sometidas a una perturbación. La inestabilidad del ángulo del rotor se produce debido a las oscilaciones en los ángulos de algunos generadores que conducen a su pérdida de sincronismo con respecto a otros generadores [36].

El problema de la estabilidad angular implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los sistemas de potencia. Un factor fundamental en este problema es la manera en que la potencia eléctrica de salida de las máquinas síncronas varía en función del desplazamiento angular de los rotores de las máquinas, este problema se describe en detalle a lo largo de este capítulo [36, 37].

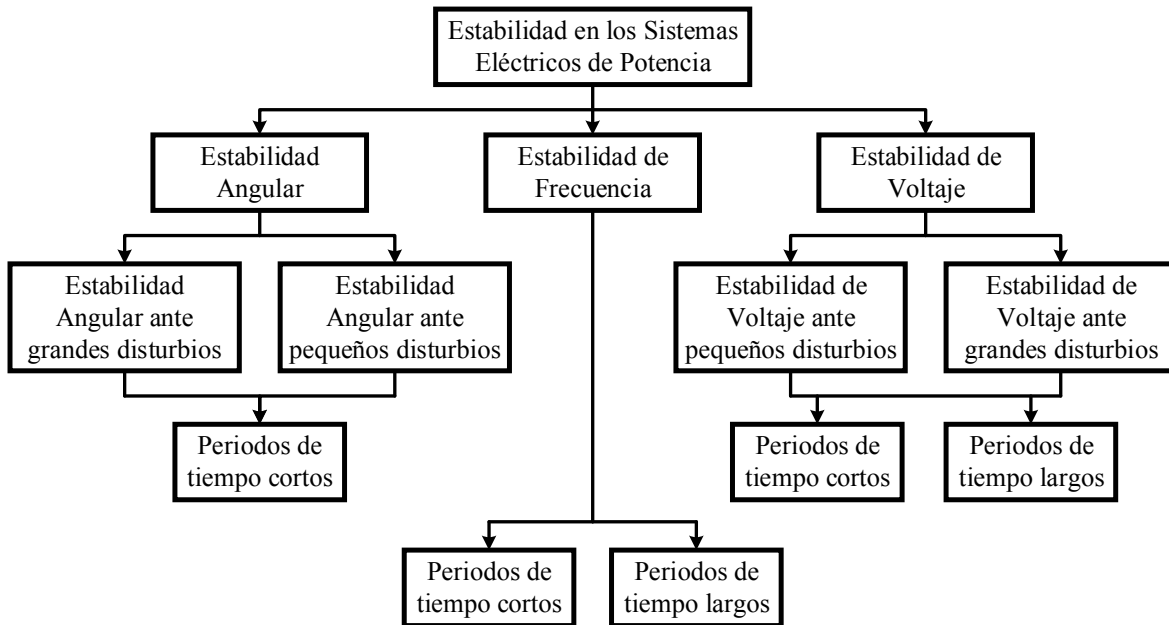


Figura 2.1. Clasificación de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia [36].

Es importante dentro del estudio de estabilidad hacer una distinción entre cambios repentinos y abruptos, que en la literatura se conocen como pequeños y grandes disturbios. A continuación, se describen estas dos clasificaciones.

Estabilidad angular ante grandes disturbios o estabilidad transitoria; esta clasificación de la estabilidad normalmente se refiere a la habilidad del sistema de mantenerse en sincronismo cuando se está sujeto a un disturbio severo, como un corto circuito en una línea de la transmisión, la apertura de una línea, la desconexión de un generador y la pérdida o aplicación de grandes bloques de carga. El tiempo de duración de un disturbio para la estabilidad transitoria es normalmente de 3 a 5 segundos, aunque puede extenderse de 10 a 20 segundos para los sistemas muy grandes [36, 38].

Estabilidad angular ante pequeños disturbios o estabilidad dinámica; es considerada como la habilidad que tiene el sistema eléctrico de potencia en mantenerse en sincronismo estando sujeto a un pequeño disturbio, los pequeños disturbios son aquellos en los que la carga varía

continuamente y el sistema se ajusta por sí mismo al aumento o disminución de la generación la conexión y desconexión de líneas, entre otras, estos disturbios son considerados lo suficientemente pequeños que permiten proponer un análisis de sistemas de ecuaciones lineales. Esta clase de la estabilidad depende del tipo de operación y del ajuste de los controles de las máquinas [36, 38].

La capacidad del sistema para soportar una cierta perturbación depende de su condición de operación en el momento preciso en que esta ocurra. Un cambio en la carga del sistema, en la generación, las interconexiones o el tipo de protección del circuito pueden dar resultados completamente diferentes en un estudio de estabilidad para la misma perturbación. Así, el estudio de estabilidad transitorio es muy específico, con lo cual bajo condiciones del sistema específicas y para una perturbación dada las máquinas síncronas permanecerán o no en sincronismo. La estabilidad de un sistema depende en gran medida de la magnitud y localización de la perturbación y, en menor medida, del estado inicial o estado de funcionamiento del sistema [35, 38].

Estabilidad de voltaje; La estabilidad del voltaje está definida como la capacidad de un sistema de potencia de mantener tensiones constantes en todos los nodos del sistema después de estar sujeto a una perturbación. La estabilidad del voltaje depende de la capacidad del sistema de mantener/restaurar el balance entre la demanda y el suministro de carga. La inestabilidad de voltaje se produce en forma de una caída progresiva o aumento de voltajes de algunos nodos, debido a las características de la carga [36].

Estabilidad de frecuencia; La estabilidad de la frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos después de una severa alteración del sistema que resulta en un desbalance significativo entre la generación y la carga. La estabilidad de la frecuencia depende de la capacidad de mantener/restaurar el balance entre la generación del sistema y la carga. La inestabilidad de frecuencia se produce en forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas que conducen al disparo de unidades de generación y/o cargas [36].

En la figura 2.2 se muestra el periodo de tiempo de los diferentes fenómenos dinámicos que ocurren en el sistema de potencia. Se puede observar en la figura 2.2 que los diferentes tipos de inestabilidades definidos anteriormente tienen diferentes periodos de tiempos de estudios, por lo tanto, la estabilidad transitoria se desarrolla en periodos de tiempo de hasta 60 segundos. Esta clasificación de los periodos de tiempo es importante debido a su impacto en el modelado de los componentes del sistema eléctrico de potencia [29].

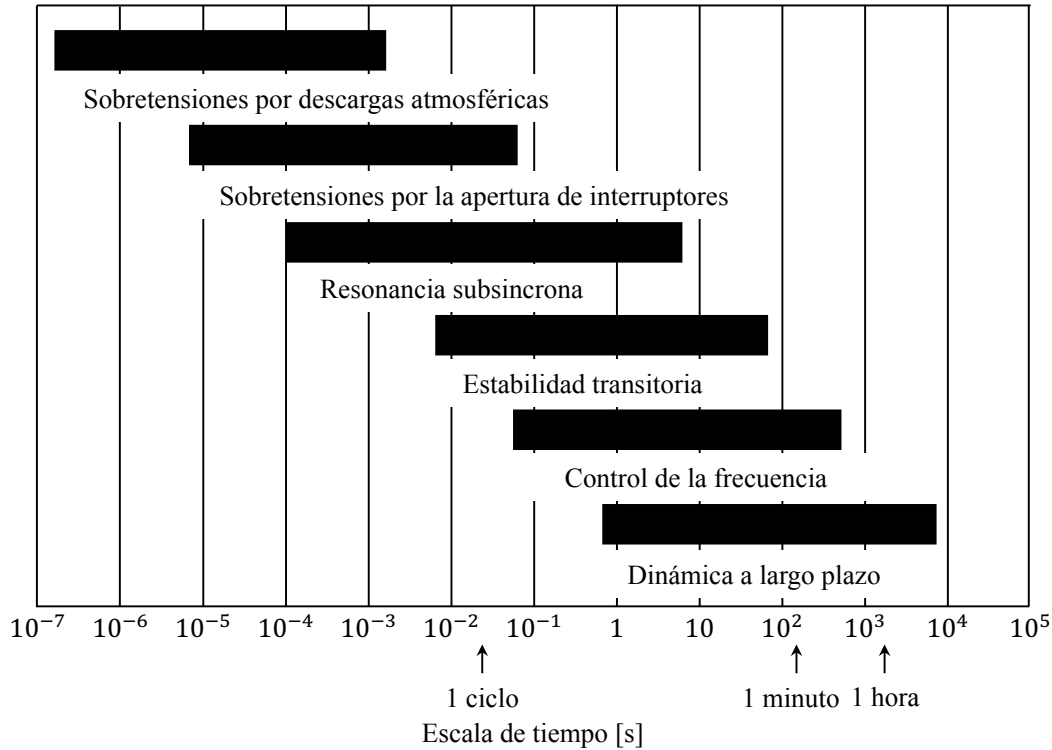


Figura 2.2. Periodos de tiempo de los fenómenos dinámicos [29].

2.4 Relación Potencia-Ángulo

Un aspecto importante en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia es la relación entre la potencia eléctrica y los ángulos internos de los rotores de las máquinas. En condiciones normales de operación existe un balance entre la potencia mecánica de entrada y la potencia eléctrica de salida en cada generador, si la potencia mecánica es mayor que la potencia eléctrica, entonces la máquina tiende a acelerarse y el desplazamiento angular del rotor tiende a aumentar, en el caso contrario, la máquina tiende a desacelerar y el desplazamiento angular del rotor tiende a disminuir.

Para entender el fenómeno de estabilidad no es necesario simular un sistema de potencia complejo, con un modelo de dos fuentes de generación conectadas a través de una línea de transmisión se pueden representar los factores que influyen en este fenómeno, en otras palabras, se puede representar al sistema eléctrico de potencia por su equivalente de dos generadores, donde cada fuente de generación puede ser un generador, un generador que represente a un grupo de generadores o un bus infinito, como se muestra en la figura 2.2.

En figura 2.3 se muestra un generador con una tensión ($E_S \angle 0$) y una carga de motor con una tensión ($E_R \angle \delta$). Si la carga mecánica del motor es cero, entonces la tensión del generador está en fase con la tensión del motor y ninguna corriente fluye sobre la línea. Cuando se aumenta la carga mecánica en el motor una corriente comenzará a fluir debido al consumo de energía eléctrica, esta corriente provocará una caída de tensión sobre la línea y provocará un ángulo de fase (δ) entre la tensión del generador y la tensión del motor [39].

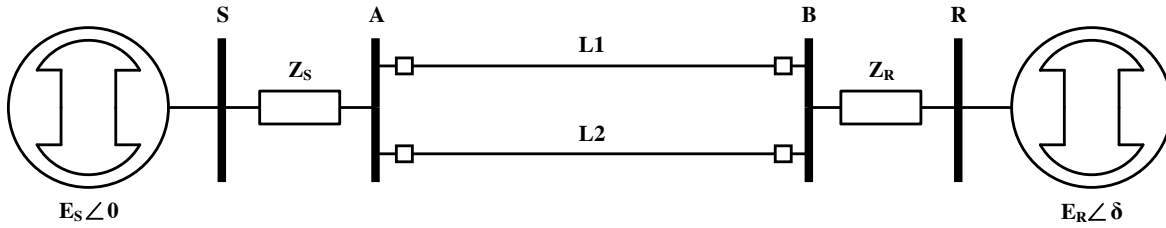


Figura 2.3. Sistema equivalente de dos máquinas.

La relación entre la potencia eléctrica transmitida y el ángulo de separación entre las dos máquinas se encuentra dada por la ecuación 2.1, como se muestra a continuación:

$$P_E = \frac{E_S \cdot E_R}{Z_T} \text{sen}(\delta) \quad (2.1)$$

Se puede observar en la ecuación 2.1 que cuando el ángulo es cero, o cuando la tensión del generador está en fase con la tensión del motor, no hay potencia transmitida, a medida que se aumenta el ángulo la potencia transmitida aumentará hasta llegar a un máximo, lo cual ocurre cuando el ángulo es de 90° y si se continúa incrementando el ángulo, entonces la potencia transmitida comenzará a decrecer hasta llegar nuevamente a cero. La figura 2.4 muestra la relación de potencia contra ángulo descrita anteriormente.

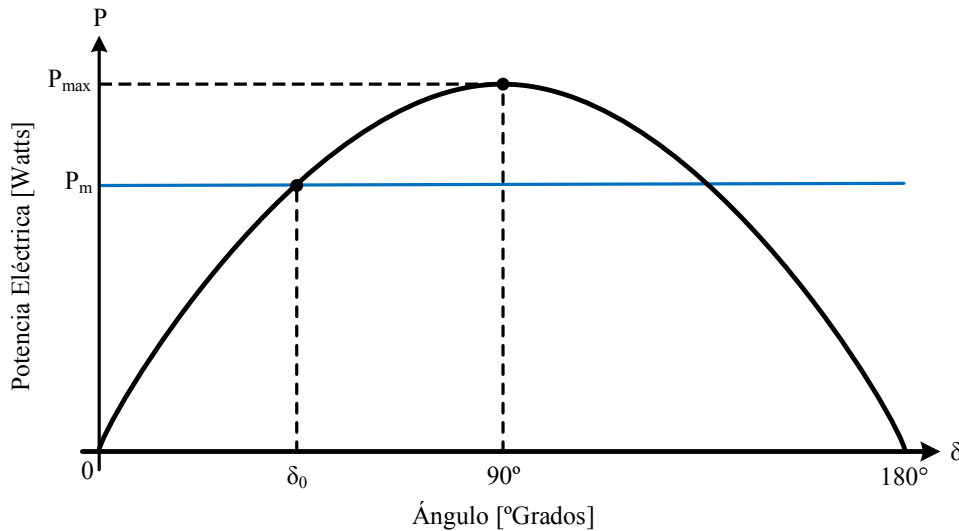


Figura 2.4. Relación de potencia contra ángulo.

En ángulos mayores de 90° la potencia eléctrica se hace más pequeña y el sistema se vuelve inestable porque el generador no puede entregar la potencia eléctrica requerida incluso incrementando el ángulo. Normalmente el sistema de potencia opera en ángulos no mayores a 60° para garantizar la estabilidad del sistema [39].

2.5 Criterio de áreas iguales

Para determinar si un sistema de potencia es estable después de una perturbación, es necesario, trazar e inspeccionar las curvas de oscilación. Si estas curvas muestran que el ángulo entre dos máquinas tiende a incrementar sin límite, el sistema es inestable. Si, por otra parte, después de que se hayan producido todas las perturbaciones, los ángulos entre las dos máquinas alcanzan valores máximos y después disminuyen, es probable que el sistema sea estable. Existe un método gráfico simple, para determinar si las máquinas se mantienen en sincronismo unas respecto a otras. Este método es conocido como el criterio de áreas iguales para la estabilidad del sistema [40].

Cuando este criterio es aplicable, se elimina total o parcialmente la necesidad de calcular las curvas de oscilación, ahorrando así una cantidad considerable de trabajo. El criterio de áreas iguales es aplicable a todos los sistemas de dos máquinas, ya sea que se tengan sólo dos máquinas o representaciones simplificadas de sistemas con más de dos máquinas. Es importante mencionar que el criterio de áreas iguales es válido cuando se considera un sistema eléctrico sin pérdidas.

Para entender este método se analizará el sistema de la figura 2.3, las curvas potencia-ángulo de las figuras 2.5 y 2.6 muestran la relación potencia eléctrica (P_E) y potencia mecánica (P_M) contra el ángulo de desplazamiento (δ) para tres condiciones de operación: pre-falla, falla y post-falla. La línea horizontal que atraviesa las curvas representa la potencia mecánica de entrada, la cual se asume constante para este estudio [14, 38].

Cuando el sistema se encuentra en estado estable, el punto inicial de operación se encuentra ubicado en la intersección de la línea que representa la potencia mecánica y la curva de pre-falla, en este punto la potencia mecánica es igual a la potencia eléctrica del generador, el ángulo inicial de desplazamiento es δ_0 , y la velocidad angular inicial del rotor es cero.

Cuando se produce una falla en la línea L2, la potencia eléctrica transferida por el generador disminuye súbitamente del punto inicial de operación al punto 1, donde el ángulo de desplazamiento inicial δ_0 permanece constante. En este punto la potencia mecánica es mayor que la potencia eléctrica, por lo cual se presenta una potencia de aceleración positiva debido a la diferencia de potencias, $P_a = P_M - P_E$, como consecuencia el generador se acelera, el ángulo inicial δ_0 se incrementa y se desplaza sobre la curva de falla hasta alcanzar el punto 2, como se muestra en la figura 2.5.

En el punto 2 la falla es liberada al desconectar la línea L2, por lo que el punto de operación cambia al punto 3, en este punto la potencia eléctrica es mayor que la potencia mecánica, lo cual produce una potencia de aceleración negativa que tenderá a disminuir la velocidad angular del rotor, sin embargo, la velocidad angular del rotor es aún mayor que la velocidad síncrona, lo cual ocasiona que el ángulo continúe desplazándose sobre la curva de post-falla debido a la energía cinética ganada durante el período de aceleración, la cual es representada por el área A_1 .

El ángulo continúa desplazándose sobre la curva de post-falla desde el punto 3 hasta alcanzar el punto 4 en donde la velocidad del rotor es igual a la velocidad síncrona y el ángulo alcanza su valor máximo δ_{max} , en este punto la potencia eléctrica es mayor que la potencia mecánica lo cual genera una potencia de aceleración negativa que tendera a disminuir la velocidad angular del rotor, la energía cinética ganada en el periodo de desaceleración, es representada por el área A_2 .

El sistema se mantendrá oscilando entre el punto 3 y 4 con una amplitud constante hasta alcanzar un nuevo estado de equilibrio. Si las áreas A_1 y A_2 son iguales se satisface el criterio de áreas iguales. De este modo una oscilación de potencia estable es una oscilación recuperable, en la que el ángulo de desplazamiento de una sola máquina o grupo coherente de máquinas se amortigua, alcanzando finalmente un nuevo estado de equilibrio [5].

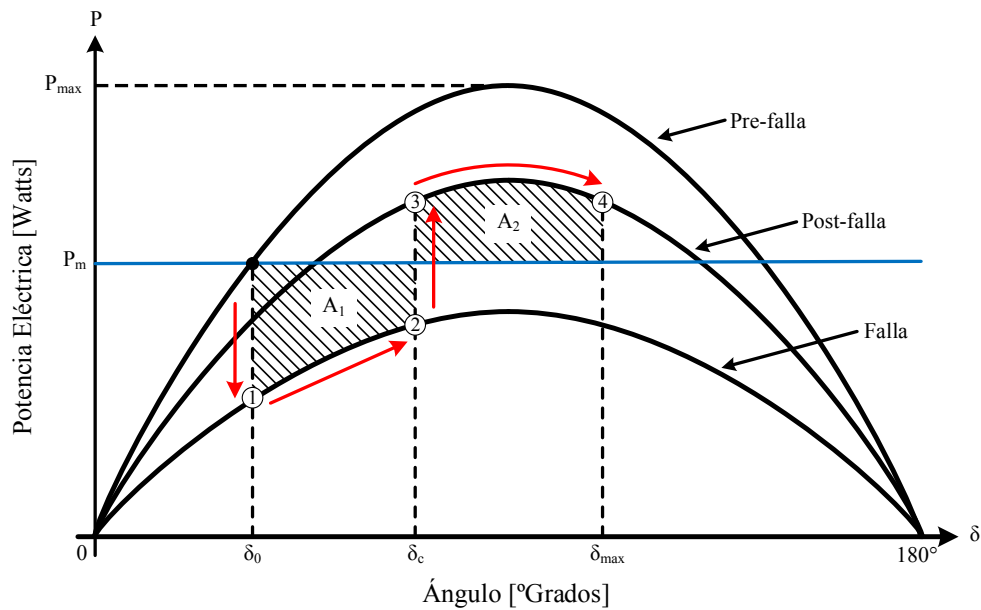


Figura 2.5. Curva Potencia-Ángulo, oscilación estable [14].

Por otro lado, en el caso de un sistema inestable, el área A_1 será mayor que el área A_2 y el criterio áreas iguales no se cumple. Cuando el tiempo de liberación de la falla provoque que se alcance el punto 5, el ángulo tomará un nuevo valor máximo δ_{max} en la curva de post-falla, la aceleración y la velocidad del rotor aumentarán, causando que el ángulo se desplace progresivamente sobre la curva de post-falla, como se muestra en la figura 2.6. Una oscilación de potencia inestable es una oscilación irrecuperable, donde el ángulo de desplazamiento continúa avanzando, y no se alcanza un nuevo estado de equilibrio [5].

2.6 Relevadores de protección

El propósito principal de los relevadores es proteger al sistema eléctrico de potencia de los efectos de las fallas por medio de la operación de interruptores que desconecten al equipo fallado. El diseño de los sistemas de protección debe asegurar el aislamiento instantáneo de cualquier elemento sujeto a una falla o condición anormal de operación [41].

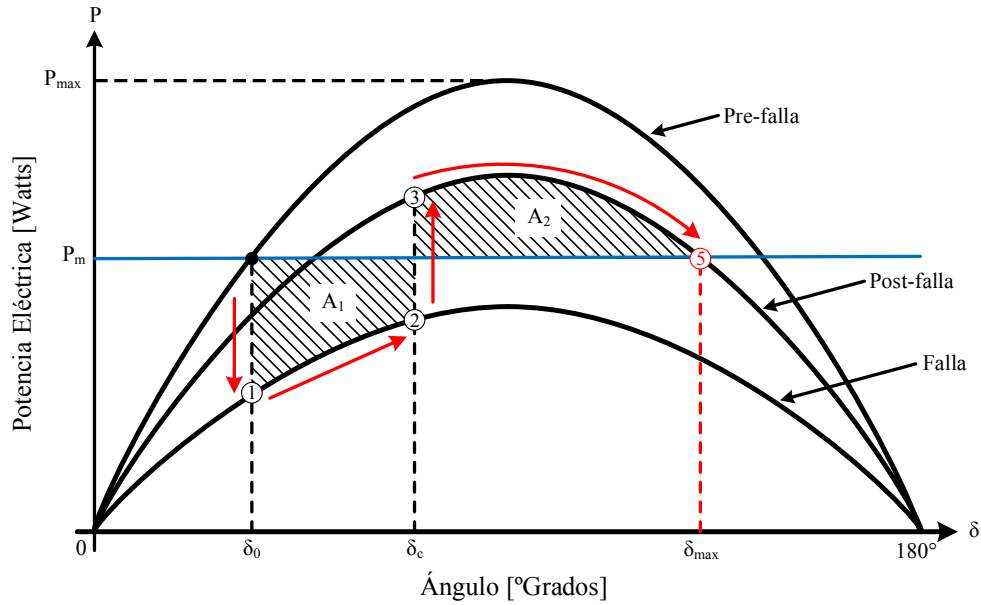


Figura 2.6. Curva Potencia-Ángulo y el ángulo, oscilación inestable [14].

El funcionamiento satisfactorio de los sistemas de protección es de gran importancia para asegurar la estabilidad del sistema. Los relevadores de distancia deben ser capaces de distinguir entre las condiciones de falla y las oscilaciones de potencia estables e inestables. El funcionamiento inadecuado de las protecciones durante una oscilación de potencia puede causar el disparo no deseado de líneas de transmisión o de otros elementos del sistema de potencia, los cuales podrían dar lugar a posibles cortes en cascada, apagones en el sistema y hasta la pérdida de estabilidad del sistema. Como consecuencia, es deseable que los sistemas de protección funcionen correctamente durante las condiciones de oscilación, por lo cual es necesario realizar un análisis del comportamiento de las protecciones durante estas condiciones de operación, para determinar los efectos de estas perturbaciones en el funcionamiento de estos elementos [42].

2.6.1 Relevadores de distancia

Los relevadores de distancia son elementos de protección contra cortos circuitos, los cuales basan su funcionamiento en la medición local de cantidades eléctricas, que son equivalentes a la impedancia de falla. Dado que la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud, los relevadores de distancia utilizan esta característica para medir la impedancia de una línea hasta un punto predeterminado (punto de alcance). Estos relevadores están diseñados para operar ante fallas que ocurren entre el relevador y el punto de alcance seleccionado, dando así discriminación para fallas que puedan ocurrir en diferentes secciones de la línea.

El principio básico de la operación del relevador de distancia responde a la relación de tensión sobre corriente medida en el punto de ubicación del relevador. La impedancia aparente calculada de esta forma se compara con la impedancia de ajuste del relevador, si la

impedancia medida es menor que la impedancia de ajuste, se asume que existe una falla en la línea entre el relevador y el punto de alcance [43].

Con el fin de satisfacer los requerimientos de protección primaria y de respaldo, los relevadores de distancia han adoptado la implementación de esquemas de protección con diferentes zonas de ajustes, con el fin discriminar entre fallas externas e internas de la línea protegida, así como también permitir la correcta coordinación entre estos elementos.

El alcance de cada una de las zonas de ajuste del relevador de distancia es expresado como un porcentaje de la impedancia total de la línea. La primera zona es ajustada como protección primaria para proteger el 80% de la línea de manera instantánea, su tiempo de operación depende del tiempo que le lleva al relevador operar y disparar al interruptor.

La segunda zona proporciona protección primaria al resto de la línea y de respaldo al 20% de la línea adyacente, el tiempo de operación de la zona 2 debe hacerse con un retardo de tiempo para asegurar la coordinación con los relevadores primarios que protegen las líneas adyacentes, usualmente este tiempo está entre 0.2 y 0.5 segundos, que incluyen el tiempo de operación del relevador y disparo de los interruptores [41-43].

La tercera zona ofrece protección de respaldo para fallas que se producen fuera de la segunda zona de alcance en la línea adyacente, esta debe ser ajustada entre el 120% y 150% de la línea adyacente, el retardo de tiempo de esta zona de operación es usualmente de 0.4 a 1.0 segundos, que incluyen los tiempos de operación del relevador y disparo de los interruptores [41-43].

En la figura 2.7 se muestran los alcances para cada una de las zonas del relevador, así como sus tiempos de operación.

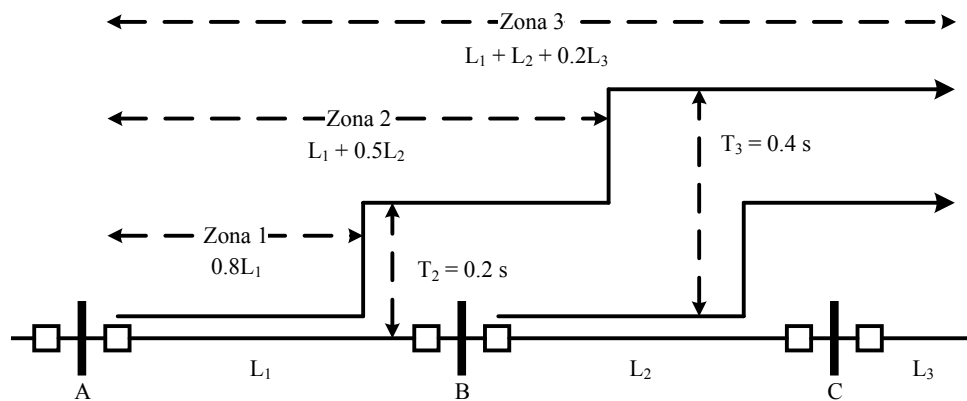


Figura 2.7. Esquema de las zonas de protección de los relevadores de distancia [41].

El funcionamiento de la protección de distancia puede ser probado para diversas perturbaciones en el sistema, calculando durante el periodo transitorio la impedancia aparente vista por el relevador. La impedancia aparente calculada en cada incremento de tiempo puede ser comparada con las zonas de operación del relevador.

Un medio para hacer esto, es trazar los valores de impedancia en un diagrama complejo R/X del relevador como se muestra en la figura 2.8.

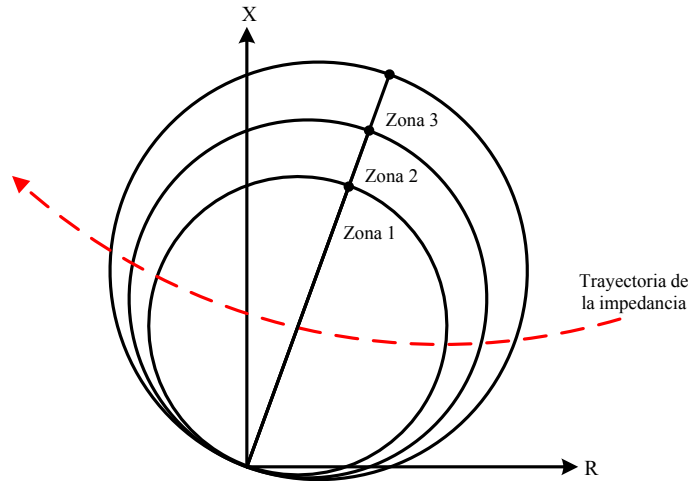


Figura 2.8. Trayectoria de la impedancia aparente durante una oscilación de potencia.

La base del diagrama R/X es la transformación de las tres variables (tensión, corriente y ángulo de fase) en dos variables (impedancia y ángulo de la impedancia). Con este diagrama, la característica de operación de cualquier relevador de distancia se puede graficar en el mismo plano complejo con cualquier característica del sistema, haciendo inmediatamente evidente la respuesta del relevador [40].

Estos diagramas son muy útiles para determinar la respuesta de los relevadores de distancia para diferentes tipos de condiciones del sistema, incluyendo fallas, cambios en la carga y oscilaciones de potencia.

2.7 Operación del relevador de distancia

Como se mencionó anteriormente una manera de representar la característica de operación del relevador de distancia es a través de un diagrama R/X, en donde un círculo es dibujado con el radio igual a la impedancia de ajuste de cada zona de operación, como se muestra en la figura 2.8, en donde se muestran tres círculos, los cuales representan cada una de las zonas de operación del relevador.

La información relacionada con la característica de operación del relevador incluye el diámetro de los círculos de cada zona, el ángulo θ con respecto al eje R de la línea sobre la cual se traza el círculo, y la posición del centro de los círculos sobre esta línea. Estos parámetros son determinados de la siguiente forma:

$$R_c = \frac{D}{2} \cos \theta$$

$$X_c = \frac{D}{2} \sin \theta$$
(2.14)

Donde D es el diámetro del círculo. La distancia d entre el centro del círculo C y el punto que representa la impedancia Z_p es:

$$d = \sqrt{(\Delta R)^2 + (\Delta X)^2} \quad (2.15)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \Delta R &= R_p - R_c \\ \Delta X &= X_p - X_c \end{aligned} \quad (2.16)$$

Como se muestra en la figura 2.9 el valor de d es comparado con el radio r del círculo.

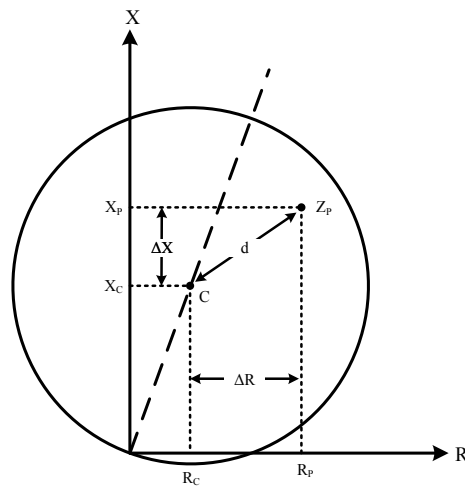


Figura 2.9. Operación del relevador de distancia [40].

Para una línea específica la impedancia aparente calculada en cada intervalo de tiempo es comparada con cada una de las zonas de operación del relevador. Esto se logra al calcular la distancia d del punto de la impedancia al centro del círculo C para la zona 1, 2 y 3 respectivamente. Cada distancia es comparada con el radio de su apropiado círculo, por ejemplo, d es comparada con el radio del círculo de la zona 1 [40].

2.8 Operación de los relevadores de distancia durante oscilaciones de potencia

Una forma de visualizar y detectar una condición de oscilación es analizando la trayectoria de la impedancia aparente en el plano complejo. Esta trayectoria de la impedancia aparente depende del tipo de gobernador, del sistema de excitación de la máquina y del tipo de disturbio que inició la oscilación. Durante una condición de oscilación de potencia, un relevador de distancia puede detectar la oscilación como una falla, si la trayectoria de la impedancia aparente entra en la zona de operación del relevador. Para demostrar esto, se observa la impedancia que un relevador mide durante una condición de oscilación para el sistema de dos máquinas de la figura 2.10.

Se requieren otras suposiciones para simplificar el problema: el sistema puede ser simplificado por el sistema equivalente de la figura 2.10, la impedancia de todos los elementos del sistema se mantiene constante, los efectos de las cargas y capacitancias en derivación son despreciados, los efectos de reguladores y gobernadores son despreciados y los voltajes E_S y E_R detrás de las impedancias equivalentes son iguales y de magnitud constante [44].

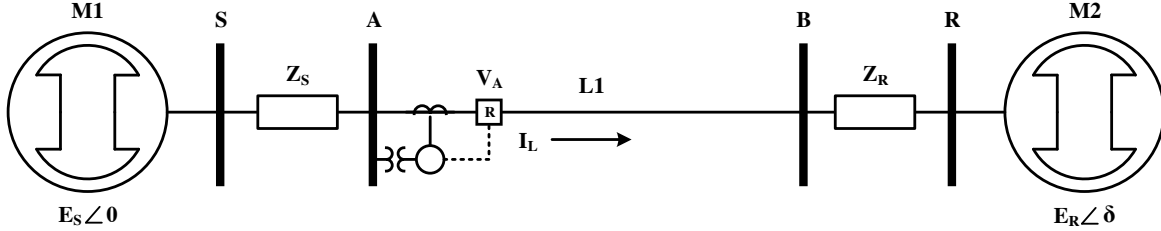


Figura 2.10. Sistema de dos máquinas.

En la figura 2.10, E_S y E_R representan a los voltajes detrás de las impedancias equivalentes de las dos máquinas, E_R se asume como la máquina de referencia y δ representa la diferencia angular entre E_S y E_R . La corriente I_L en el bus A es calculada de la siguiente forma [4]:

$$I_L = \frac{E_S - E_R}{Z_S + Z_L + Z_R} \quad (2.10)$$

El voltaje en el bus A está dado por:

$$V_A = E_S - I_L Z_S \quad (2.11)$$

La impedancia aparente medida en el relevador ubicado en el bus A:

$$\begin{aligned} Z &= \frac{V_A}{I_L} = \frac{E_S - I_L Z_S}{I_L} = \frac{E_S}{I_L} - Z_S = \frac{E_S(Z_S + Z_L + Z_R)}{E_S - E_R} - Z_S \\ Z &= \frac{(E_S \angle \delta)(Z_S + Z_L + Z_R)}{(E_S \angle \delta) - (E_R \angle 0)} - Z_S \end{aligned} \quad (2.12)$$

Asumiendo que las dos fuentes son de igual magnitud ($E_S = E_R$), la impedancia medida por el relevador está dada por la ecuación 2.13. En [33] se realiza un análisis detallado de la ecuación 2.13.

$$\begin{aligned} Z &= \frac{(1 \angle \delta)(Z_S + Z_L + Z_R)}{(1 \angle \delta) - (1 \angle 0)} - Z_S \\ Z &= (Z_S + Z_L + Z_R) \frac{(1 \angle 0) + (1 \angle -\delta)}{((1 \angle 0) - (1 \angle -\delta))((1 \angle 0) + (1 \angle -\delta))} - Z_S \end{aligned} \quad (2.13)$$

$$Z = (Z_S + Z_L + Z_R) \frac{1 + \cos \delta + j \operatorname{sen} \delta}{2j \operatorname{sen} \delta} - Z_S$$

$$Z = (Z_S + Z_L + Z_R) \left(\frac{1}{2} - j \left(\frac{1 + \cos \delta}{2 \operatorname{sen} \delta} \right) \right) - Z_S$$

$$Z = \left(\frac{Z_S + Z_L + Z_R}{2} - Z_S \right) - j \left(\frac{Z_S + Z_L + Z_R}{2} \cot \frac{\delta}{2} \right)$$

La ecuación 2.13 representa una línea, ya que la parte real es constante mientras que la parte imaginaria varía en función del ángulo δ . En la figura 2.11 se muestra la impedancia vista por el relevador de distancia instalado en la línea L1 entre los nodos A y B, donde el origen del plano complejo representa el punto de ubicación del relevador en el nodo A. En la figura 2.11 el segmento de la línea AB representa la impedancia de la línea L1, el segmento de la línea BR representa la impedancia equivalente de la máquina M2 y el segmento de la línea AS representa la impedancia equivalente de la máquina M1. La línea resultante SR representa la impedancia total del sistema [4].

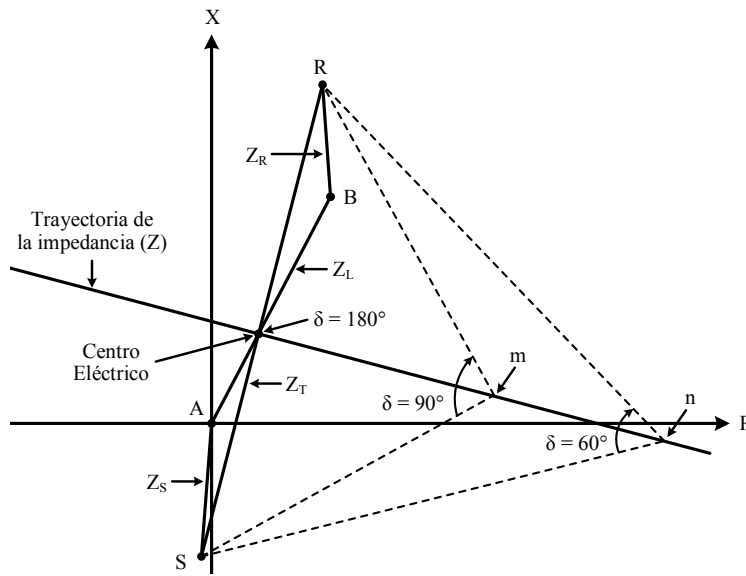


Figura 2.11. Trayectoria de la impedancia en función del δ , con $E_S = E_R$ [4].

Durante una oscilación la trayectoria de la impedancia aparente medida por el relevador ubicado en el nodo A, varía en función al ángulo entre las dos máquinas, como se muestra en la figura 2.11, cuando se incrementa el ángulo δ la trayectoria de la impedancia se desplaza en el plano complejo de derecha a izquierda. Cuando las dos máquinas son de igual magnitud, la variación del ángulo δ queda representada por una línea recta que cruza perpendicularmente a la impedancia total del sistema en su punto medio como se muestra en la figura 2.11. A este punto se le conoce como el centro eléctrico del sistema [4].

El ángulo formado por las líneas de A y B a cualquier punto en la trayectoria de la impedancia es igual al ángulo de separación entre las máquinas. Por ejemplo, los puntos m y n de la figura 2.11 representan una separación angular entre las máquinas de 90° y 60° , respectivamente.

Cuando el ángulo δ alcanza un valor de 180° , la trayectoria de la impedancia cruza el centro eléctrico del sistema, en donde la corriente alcanza su valor máximo con un comportamiento similar al de un cortocircuito trifásico en la línea AB. Cuando la separación angular se incrementa más allá de 180° las máquinas estarán fuera de fase y el ciclo completo puede repetirse. Cuando la trayectoria de la impedancia alcanza el punto donde inicio la oscilación, se dice que se ha completado un ciclo de deslizamiento. Un ciclo completo de una oscilación corresponde a haber regresado al ángulo de inicio, es decir, un giro de 360° .

Se puede observar que la trayectoria de impedancia durante una oscilación de potencia cruzará cualquier punto dentro de la zona del relevador, siempre que el centro eléctrico del sistema se encuentre en la impedancia que representa la línea. En la figura 2.12 se muestra la trayectoria de la impedancia durante una condición de oscilación para diferentes ubicaciones del centro eléctrico en el sistema de la figura 2.10, asumiendo que ambas máquinas son de igual magnitud ($E_S = E_R$) [7].

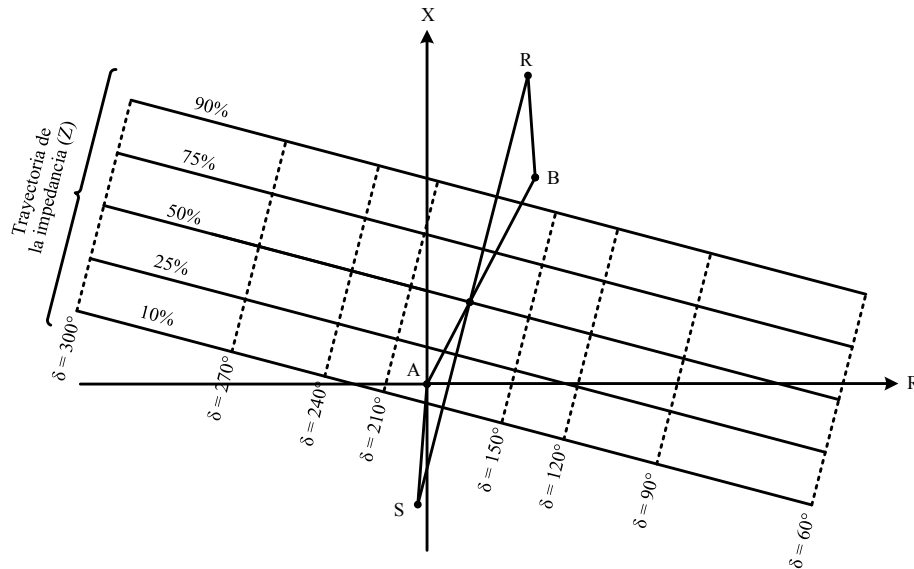


Figura 2.12. Trayectoria de la impedancia para diferentes ubicaciones del centro eléctrico [7].

2.9 Representación dinámica de la impedancia

Los diagramas de las figuras 2.11 y 2.12 son representaciones generales de la trayectoria de la impedancia para un sistema de dos máquinas. En estos diagramas solo se considera la variación del ángulo δ y la ubicación del centro eléctrico en la línea de transmisión, mientras que todos los demás parámetros del sistema se mantienen constantes.

Sin embargo, la trayectoria de la impedancia está fuertemente influenciada por los cambios en los voltajes internos de las máquinas, las impedancias del sistema y las interconexiones entre los elementos del sistema [45]

En condiciones de operación del sistema donde las magnitudes de las fuentes emisora y receptora varían, es decir $E_S \neq E_R$, la trayectoria de la impedancia corresponde a círculos con sus centros ubicados en la línea SR la cual representa la impedancia del sistema. Cuando $E_S > E_R$ el centro eléctrico estará arriba del centro de la impedancia, cuando $E_S < E_R$ el centro eléctrico estará abajo del centro de la impedancia de la línea. La figura 2.13 muestra las trayectorias de la impedancia para tres diferentes valores de E_S y E_R [4].

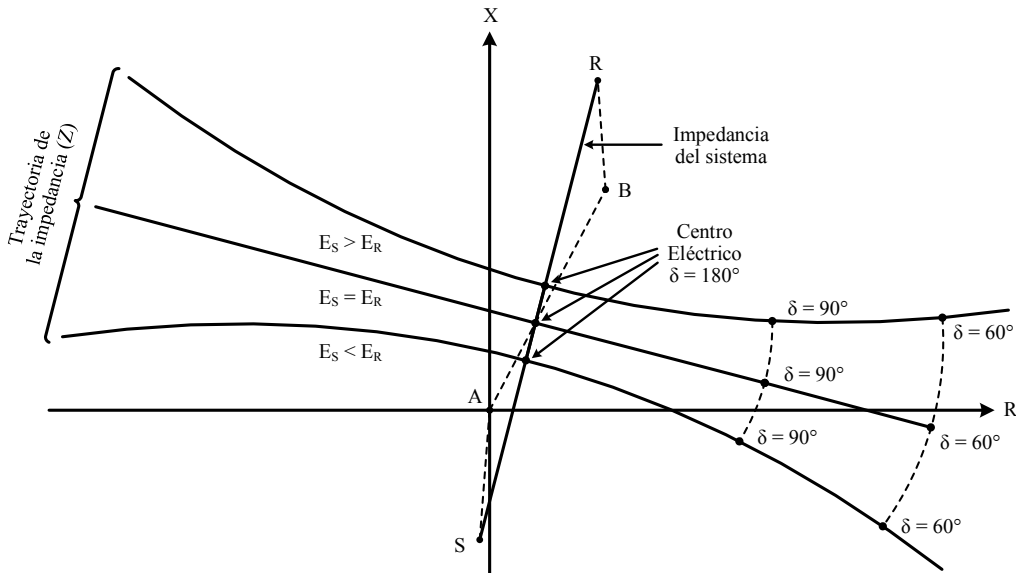


Figura 2.13. Trayectoria de la impedancia para diferentes valores de E_S y E_R [4].

Para el caso en el que el ángulo de separación entre las máquinas es constante δ , mientras que la magnitud del voltaje de las máquinas varía, la impedancia aparente vista por los relevadores ahora se representa por una porción de un círculo que pasa a través de S y R, y cuyo centro se encuentra en el bisector perpendicular del segmento AB que representa a la impedancia de la línea, esta característica se muestra en la figura 2.14 [7].

La línea SR se ve como una porción del círculo (con radio infinito) que representa una separación angular de 0° y 180° . También separa las porciones derecha e izquierda de cada círculo constante en dos características tales que el ángulo de separación para las partes difiere 180° . Por ejemplo, el círculo de 90° a la derecha se convierte en el círculo de 270° a la izquierda.

Las dos trayectorias de la impedancia mostradas en las figuras 2.13 y 2.14 pueden ser combinadas para formar un diagrama generalizado de la trayectoria de la impedancia. Estas características son útiles para visualizar y analizar cómo la impedancia aparente varía a medida que la separación angular y la relación de las tensiones de la fuente son variadas.

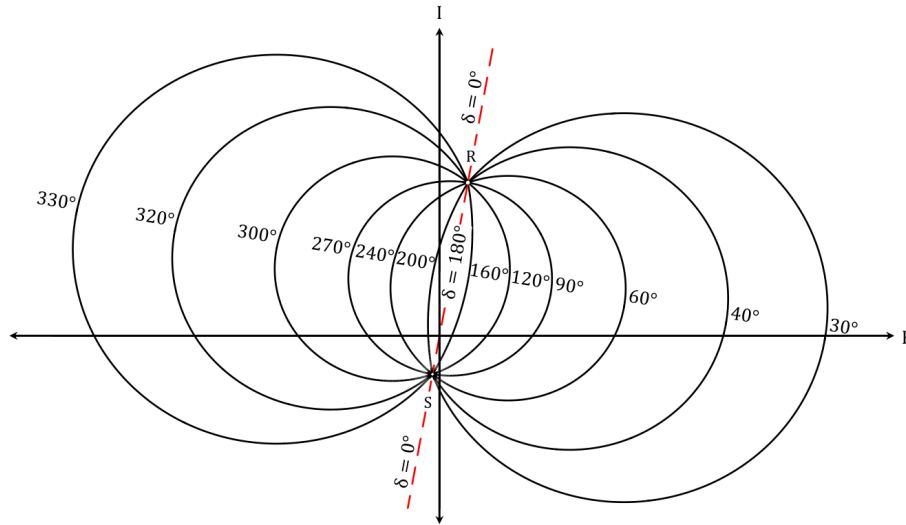


Figura 2.14. Trayectoria de la impedancia para una separación angular constante [4].

En la figura 2.15 se muestran las trayectorias de la impedancia para diferentes valores de relación $\frac{E_S}{E_R}$ que existen entre las magnitudes de las fuentes emisora E_S y receptora E_R . Cuando la relación $\frac{E_S}{E_R} = 1$, la trayectoria de la impedancia representa una porción de círculo con radio infinito, que en la mayoría de los casos se representa como una línea recta. Si la magnitud de la fuente emisora es mayor que la magnitud de la fuente receptora, la relación $\frac{E_S}{E_R} > 1$ y la trayectoria de la impedancia corresponderá a círculos con sus centros ubicados por encima de la impedancia de la línea y sobre el eje que representa a la impedancia del sistema. Si la magnitud la fuente emisora es menor que la magnitud de la fuente receptora, la relación $\frac{E_S}{E_R} < 1$ y la trayectoria de la impedancia corresponderá a círculos con sus centros ubicados por debajo de la impedancia de la línea y sobre el eje que representa a la impedancia del sistema.

El desempeño de los relevadores de protección durante las condiciones de oscilación en sistemas de potencia multi-máquinas, a diferencia del sistema de dos máquinas de la figura 2.10, puede analizarse obteniendo la trayectoria de la impedancia mediante estudios de estabilidad transitoria. Los estudios de estabilidad transitoria proporcionan un medio para determinar si la trayectoria de la impedancia atravesará las zonas de operación de los relevadores de distancia.

La impedancia vista por cualquier relevador y con el centro eléctrico localizado en cualquier lugar en un sistema equivalente de dos máquinas, con falla o sin falla varía de la siguiente manera [7]:

1. Si los voltajes internos E_S y E_R son de magnitudes constantes, pero con diferencia de fase variable, la trayectoria de la impedancia representa una línea recta.

2. Si los voltajes E_S y E_R son diferentes, por ejemplo, $E_S > E_R$ y con diferencia de fase variable, se producen círculos por encima del centro eléctrico, con centro en algún punto sobre la línea que representa la impedancia total del sistema.
3. Si los voltajes E_S y E_R son diferentes, por ejemplo, $E_S < E_R$ y con diferencia de fase variable, se producen círculos por debajo del centro eléctrico, con centro en algún punto sobre la línea que representa la impedancia total del sistema.
4. Si los voltajes E_S y E_R son diferentes y al mismo tiempo variables, para una diferencia de fase fija se producen círculos sobre una línea recta perpendicular a la bisectriz de la impedancia de la línea.

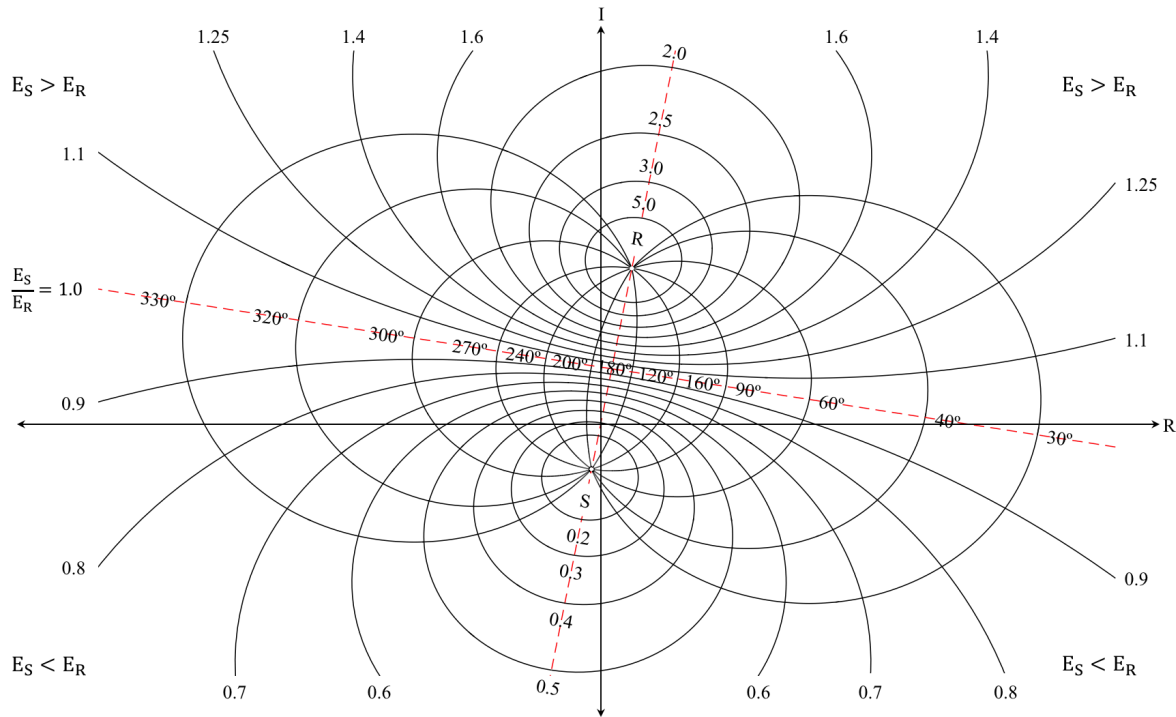


Figura 2.15. Diagrama generalizado de la trayectoria de la impedancia [7].

La principal limitación de este esquema es que asume que una máquina oscila contra un sistema homogéneo. Esta representación es aplicable cuando la máquina bajo análisis es pequeña con respecto al sistema y los generadores del sistema oscilan juntos como una unidad. Para máquinas grandes o perturbaciones a gran escala, los generadores del sistema oscilarán uno con respecto al otro, creando múltiples centros eléctricos y haciendo inválida la representación del sistema equivalente. Se requieren simulaciones por computadora que incluyan el modelado del regulador de voltaje, el control del regulador y los efectos de amortiguación de la carga del sistema, en un área grande alrededor del generador bajo estudio para obtener diagramas precisos de impedancia [45].

Capítulo 3

Técnicas de procesamiento digital de señales

3.1 Técnicas para la estimación de fasores

Actualmente el procesamiento digital de señales se está convirtiendo en una importante herramienta para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia. Esto se debe a la amplia disponibilidad de mediciones digitales que se obtienen en diferentes puntos del sistema para el monitoreo, diagnóstico, control y protección.

Existen diversas técnicas para la estimación de fasores, desde los inicios de la aplicación de la computación en los relevadores de protección se han propuestos diversos métodos para la estimación de fasores, entre los que destaca la Transformada Discreta de Fourier (DFT), que por su relativa sencillez de comprensión y calidad en la estimación de fasores, es una de las técnicas más utilizada.

Los algoritmos desarrollados en este capítulo tienen la función de realizar la estimación fasorial de ondas de entrada de tensión y corriente a la frecuencia nominal y a frecuencias diferentes a la frecuencia nominal, este proceso es efectuado a través de la manipulación de las muestras de tensión y corriente a intervalos constantes de tiempo durante un periodo predeterminado, los datos son adquiridos a partir de la discretización de la señal analógica de entrada con el objetivo de obtener la magnitud y el ángulo de fase de los fasores procesados digitalmente. A continuación, se describen los fundamentos y la aplicación de estos algoritmos.

3.2 Transformada Discreta de Fourier y su representación fasorial

El análisis de la Transformada Discreta de Fourier es una aproximación del espectro de la señal analógica original, el espectro es una característica única de una señal y proporciona la información suficiente para poder definirla completamente [46].

La DFT calcula la transformada de Fourier de una señal de entrada que se encuentra en el dominio del tiempo, es decir, de una señal de entrada $x(t)$ muestreada a partir de un periodo de tiempo establecido. Considerando una señal de entrada de amplitud constante dada por la ecuación 3.1:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (3.1)$$

Donde ω es la frecuencia de la señal en radianes por segundo, y ϕ el ángulo de fase en radianes. X_m representa el valor pico de la amplitud de la señal. Esta ecuación también puede ser escrita de la siguiente forma:

$$x(t) = \text{Re}\{X_m e^{j(\omega t + \phi)}\} \quad (3.2)$$

Esta señal es representada convencionalmente por un fasor (un número complejo):

$$X = (X_m/\sqrt{2})e^{j\phi} = (X_m/\sqrt{2}) \cos \phi + j(X_m/\sqrt{2}) \text{sen } \phi \quad (3.3)$$

Una señal senoidal y su representación fasorial se muestran en la figura 3.1.

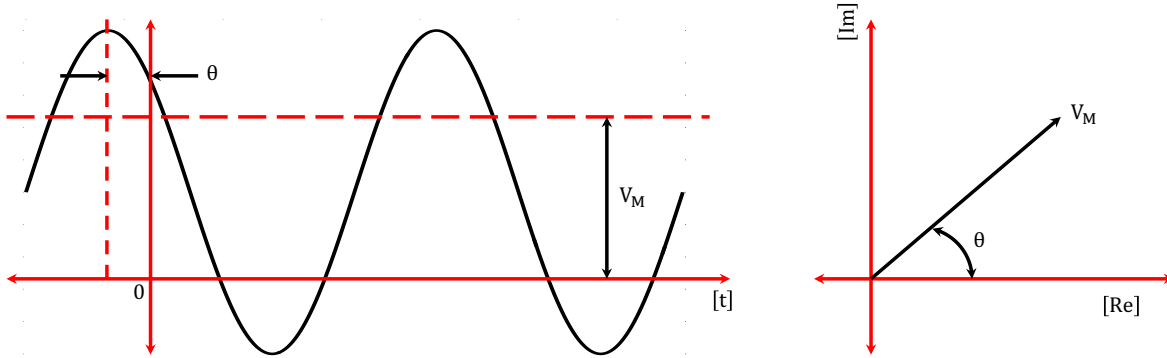


Figura 3.1. Señal senoidal y su representación como fasor.

Suponiendo que una señal de entrada $x(t)$ es muestreada N veces por ciclo para obtener el conjunto de muestras $\{x_k\}$

$$x_k = X_m \cos\left(\frac{2\pi}{N}k + \phi\right) \quad (3.4)$$

Aplicando la Transformada Discreta de Fourier al conjunto de muestras $\{x_k\}$, para obtener la representación del fasor de la señal muestreada:

$$X_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k e^{-j\frac{2\pi}{N}k} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \cos \frac{2\pi}{N}k - j \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \text{sen } \frac{2\pi}{N}k \quad (3.5)$$

$$X = X_c - jX_s \quad (3.6)$$

Donde X_c y X_s representan la parte real e imaginaria del fasor, respectivamente. Sustituyendo x_k de la ecuación 3.4 en las ecuaciones 3.5 y 3.6 se puede demostrar que para una señal discreta que tiene $(N - 1)$ muestras, la parte real de la suma de cosenos de la DFT se define como:

$$\begin{aligned}
 X_c^{N-1} &= \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \cos \frac{2\pi}{N} k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X_m \cos \left(\frac{2\pi}{N} k + \phi \right) \cos \left(\frac{2\pi}{N} k \right) \\
 X_c^{N-1} &= \frac{\sqrt{2}}{N} X_m \sum_{k=0}^{N-1} \left[\cos(\phi) \cos^2 \left(\frac{2\pi}{N} k \right) - \frac{1}{2} \sin(\phi) \sin \left(\frac{4\pi}{N} k \right) \right] = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \cos(\phi)
 \end{aligned} \tag{3.7}$$

De manera similar para la parte imaginaria de la suma de senos de la DFT se define como:

$$\begin{aligned}
 X_s^{N-1} &= \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \sin \frac{2\pi}{N} k = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X_m \cos \left(\frac{2\pi}{N} k + \phi \right) \sin \left(\frac{2\pi}{N} k \right) \\
 X_s^{N-1} &= \frac{2}{N} X_m \sum_{k=0}^{N-1} \left[\frac{1}{2} \cos(\phi) \sin \left(\frac{4\pi}{N} k \right) - \sin(\phi) \sin^2 \left(\frac{2\pi}{N} k \right) \right] = -\frac{X_m}{\sqrt{2}} \sin(\phi)
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

Por lo tanto, el fasor se construye a partir de la suma de la parte real y la parte imaginaria:

$$X^{N-1} = X_c^{N-1} - jX_s^{N-1} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} [\cos(\phi) + j \sin(\phi)] = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} \tag{3.9}$$

La ecuación 3.9 representa finalmente al fasor calculado con la DFT en el intervalo $(N - 1)$ [46].

3.3 Algoritmo de la DFT No-Recursiva

Considerando las dos ventanas mostradas en la figura 3.2, la ventana de datos 1 produce el conjunto de muestras $\{x_k, k = 1, \dots, N - 1\}$ y la estimación del fasor obtenida a partir de este conjunto de muestras está dado por la ecuación 3.9. La primera muestra de la ventana de datos 1 está adelantada al pico de la onda senoidal por un ángulo ϕ , mientras que la primera muestra de la ventana de datos 2 se encuentra adelantada de la primera muestra de la ventana de datos por un ángulo θ , correspondiente al ángulo de muestreo de $2\pi/N$ radianes.

En el momento en que la ventana de datos 2 entra en operación con el conjunto de muestras $\{x_k, k = 1, \dots, N\}$, la estimación del fasor se lleva a cabo a partir de las ecuaciones 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9 como se muestra a continuación:

$$x(t) = X_m \cos \left(\omega t + \phi + \frac{2\pi}{N} \right) \tag{3.10}$$

$$X^N = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j(\phi + \frac{2\pi}{N})} = X^{N-1} e^{j\frac{2\pi}{N}} \tag{3.11}$$

$$X^N = X_c^N - jX_s^N \tag{3.12}$$

Donde los superíndices " N " y " $N - 1$ " representan la estimación del fasor de las ventanas de datos 1 y 2, respectivamente. La ecuación 3.11 muestra el uso de la ecuación 3.8 para calcular el fasor de una señal de entrada que produce un fasor que gira en dirección contraria a las manecillas del reloj en el plano complejo por un ángulo de muestreo de $2\pi/N$ radianes, mientras la ventana de datos avanza en cada muestra.

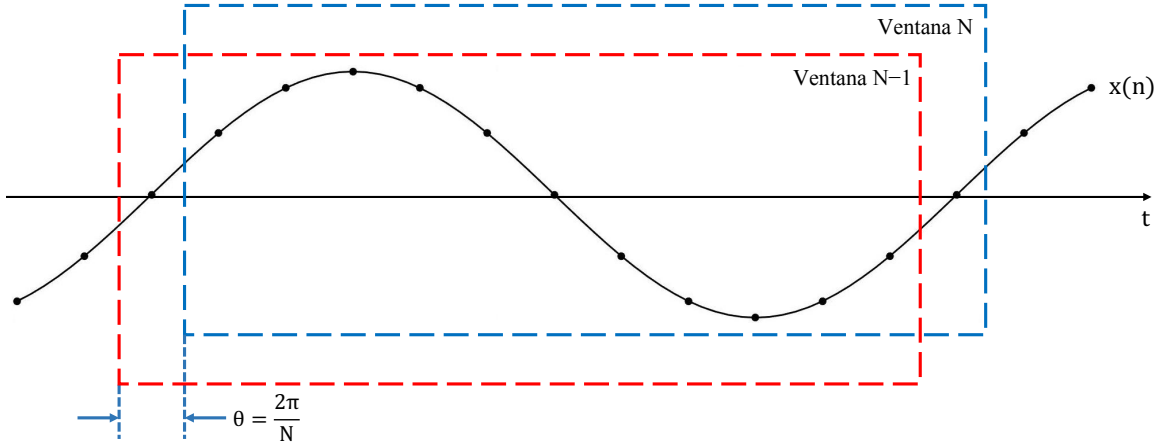


Figura 3.2. Ventana de datos de la señal de entrada [34].

En general, cuando se utilizan las muestras de las r^{th} ventanas de datos, se obtiene la siguiente ecuación:

$$X_c^{(r)} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_{k+r-1} \cos \frac{2\pi}{N} k \quad (3.13)$$

$$X_s^{(r)} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_{k+r-1} \sen \frac{2\pi}{N} k \quad (3.14)$$

$$X^{(r)} = \frac{1}{\sqrt{2}} \left(X_s^{(r)} + jX_c^{(r)} \right) = X^{(r-1)} e^{j\frac{2\pi}{N}} \quad (3.15)$$

El cálculo del fasor se realiza nuevamente para cada ventana sin el uso de ningún dato estimado anteriormente, el procedimiento descrito por las ecuaciones 3.13 a 3.15 es no recursivo, y requiere $2N$ multiplicaciones y $2(N - 1)$ sumas para estimar el fasor $X^{(r)}$.

En la figura 3.3 se puede observar el proceso de estimación fasorial no recursivo, cuando una nueva muestra entra en la ventana de datos, las referencias seno y coseno se desplazan junto con la ventana de datos para realizar las multiplicaciones de cada uno de los elementos de la ventana de datos con las referencias seno y coseno. Las referencias seno y coseno son muestras de las ondas de seno y coseno con magnitud unitaria a la frecuencia nominal del sistema [32, 46].

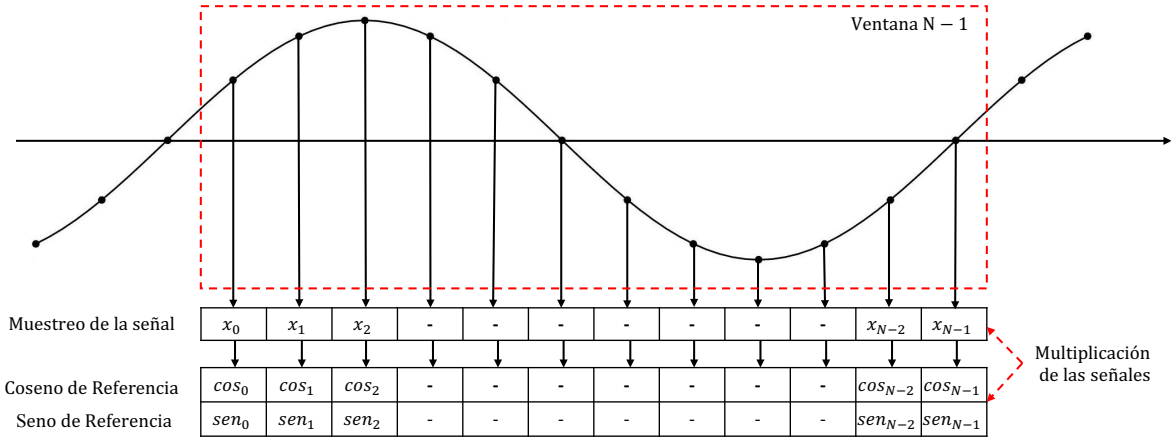


Figura 3.3 a) Estimación de fasores método no recursivo, ventana de datos $N - 1$ [34].

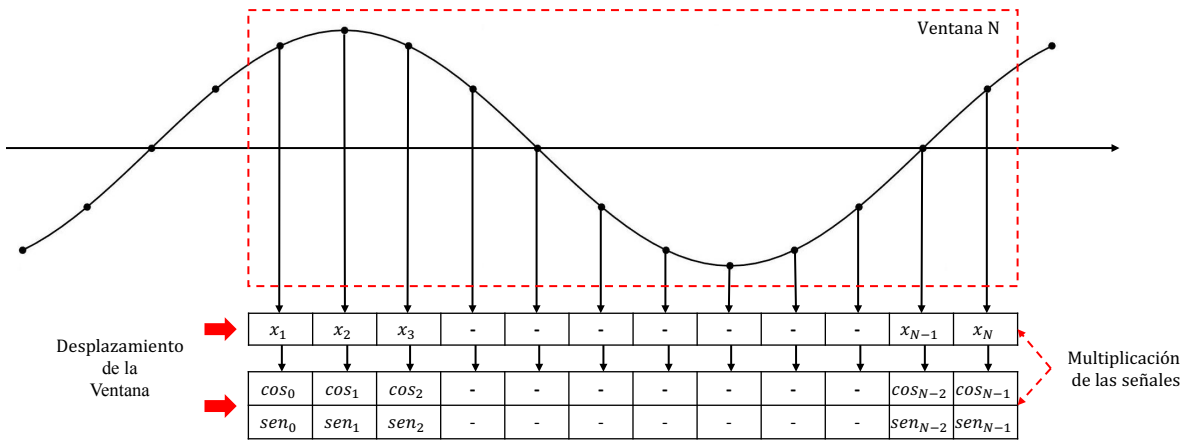


Figura 3.3 b) Estimación de fasores método no recursivo, ventana de datos N [34].

La respuesta de la DFT No-Recursiva ante una señal senoidal de 60 Hz con amplitud de 5 volts y un ángulo de fase de 60° , se muestra en la figura 3.4. En esta figura se puede observar que el ángulo del fasor se encuentra girando entre $-\pi$ y π , este desplazamiento en el ángulo del fasor se debe a que las referencias senos y cosenos se mueven junto con la ventana de datos. El desplazamiento del ángulo dependerá del número de muestras utilizadas para la estimación, en este caso se utilizaron 32 muestras, por lo que el ángulo avanzará 11.25° entre cada nueva muestra.

Como se muestra en la figura 3.4, el ángulo puede ser corregido al sustraer del ángulo calculado, el ángulo que avanzará en cada nueva muestra, con lo cual se obtendría un ángulo estacionario.

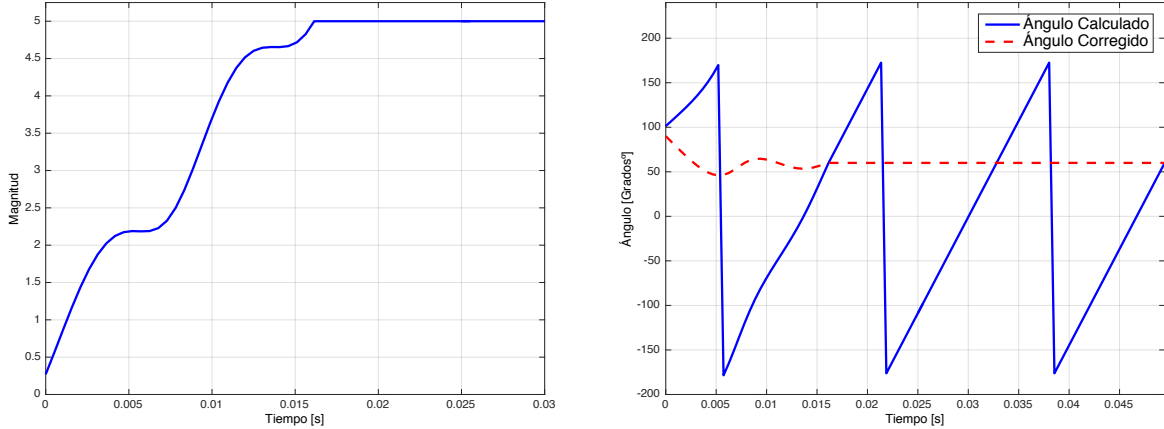


Figura 3.4. Respuesta de la DFT No-Recursiva (magnitud y ángulo).

3.4 Algoritmo de la DFT Recursiva

En el método de la DFT No-Recursiva cuando se realiza el recorrido de las ventanas de datos, sólo una muestra (x_0) se desecha y sólo una muestra (x_N) se añade para estimación de un nuevo fasor, por lo que las $2N$ multiplicaciones y las $2(N - 1)$ sumas correspondientes a la parte en común de las ventanas de datos antiguas y nuevas se conservan.

En el algoritmo de la DFT Recursiva las ondas seno y coseno utilizadas como referencia, no se desplazan junto con la ventana de datos, si no que el último dato de las señales de referencia se traslada a la primera posición de la ventana de datos cada vez que esta se desplaza a la siguiente muestra, por lo que, a cada nueva muestra se le resta la muestra más antigua y el resultado se multiplica por los últimos datos de las señales de referencia que se trasladaron a la primera posición, mientras que las $(N - 1)$ muestras restantes se siguen multiplicando por los mismos coeficientes.

Esta operación requiere que para cada muestra nueva se tenga el valor de la muestra más antigua y del fasor previamente estimado. En la figura 3.5 se muestra de forma gráfica el algoritmo de la DFT descrito anteriormente, para una señal con 12 muestras en cada ventana de datos.

Considerando el cálculo de $X_c^{(\theta)}$, $X_s^{(\theta)}$ y $X^{(\theta)}$ con un ángulo de fase arbitrario:

$$X_c^{(\theta)} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \cos\left(\frac{2\pi}{N}k + \theta\right) \quad (3.16)$$

$$X_s^{(\theta)} = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \sen\left(\frac{2\pi}{N}k + \theta\right) \quad (3.17)$$

$$X^{(\theta)} = X e^{-j\theta} \quad (3.18)$$

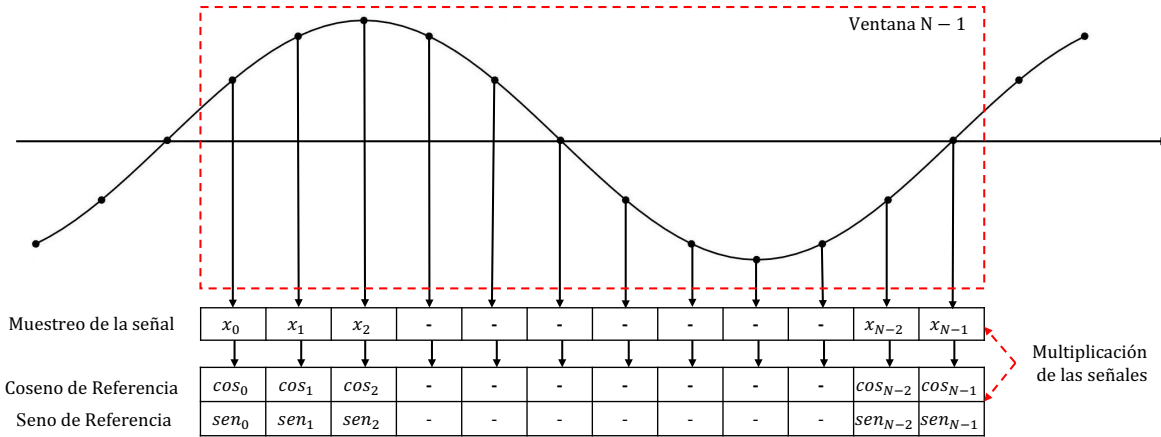


Figura 3.5 a) Estimación de fasores método recursivo, ventana de datos $N - 1$ [34].

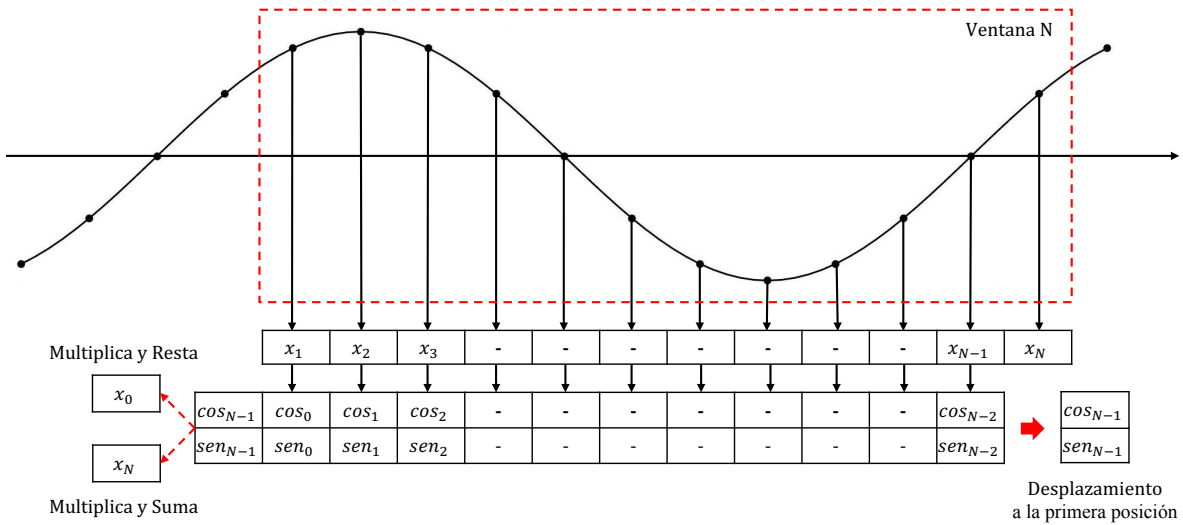


Figura 3.5 b) Estimación de fasores método recursivo, ventana de datos N [34].

La representación fasorial de la señal de entrada en la ecuación 3.18 contiene toda la información descrita por las ecuaciones 3.3 y 3.9, y por lo tanto puede ser utilizada sin ninguna pérdida de generalidad. Es ventajoso realizar el cálculo del fasor para la ventana de datos 1 con las ecuaciones 3.3 y 3.9, y para la ventana de datos 2 con las ecuaciones 3.16 a 3.18, como se muestra a continuación:

$$X_c^N = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_{k+1} \cos\left(\frac{2\pi}{N}k + \theta\right) \quad (3.19)$$

$$X_s^N = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_{k+1} \text{sen}\left(\frac{2\pi}{N}k + \theta\right) \quad (3.20)$$

$$X^N = X^{N-1} e^{-j\theta} \quad (3.21)$$

Si θ es igual a $2\pi/N$, las ecuaciones 3.19 y 3.20 se convierten en:

$$X_c^N = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_{k+1} \cos\left(\frac{2\pi}{N}(k+1)\right) \quad (3.22)$$

$$X_s^N = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_{k+1} \sen\left(\frac{2\pi}{N}(k+1)\right) \quad (3.23)$$

Las ecuaciones 3.22 y 3.23 son las relaciones de recursividad, ya que se pueden volver a escribir como:

$$X_c^N = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \cos\left(\frac{2\pi}{N}k\right) + \frac{\sqrt{2}}{N} \cos 2\pi(x_N - x_0) \quad (3.24)$$

$$X_s^N = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \sen\left(\frac{2\pi}{N}k\right) + \frac{\sqrt{2}}{N} \sen 2\pi(x_N - x_0) \quad (3.25)$$

O bien de la siguiente forma:

$$X_c^N = X_c^{N-1} + \frac{\sqrt{2}}{N} \cos 2\pi(x_N - x_0) \quad (3.26)$$

$$X_s^N = X_s^{N-1} + \frac{\sqrt{2}}{N} \sen 2\pi(x_N - x_0) \quad (3.27)$$

Y el nuevo fasor está dado por la suma de las ecuaciones 3.26 y 3.27, que representan la parte real y la parte imaginaria del fasor estimado, respectivamente:

$$X^N = X^{N-1} + j \frac{\sqrt{2}}{N} (x_N - x_0) e^{-j2\pi} \quad (3.28)$$

En general, el fasor se calcula a partir del $(r - 1)$ ésimo fasor dado por:

$$X^{N+r} = X^{N+r-1} + j \frac{\sqrt{2}}{N} (x_{N+r} - x_r) e^{-j\frac{2\pi}{N}r} \quad (3.29)$$

Las ecuaciones recursivas 3.26 y 3.27 son comparables a las ecuaciones no recursivas 3.13 y 3.14. Al comparar la ecuación 3.29 y la figura 3.5 se puede observar que al fasor calculado solo se le resta la última muestra y se le adiciona el nuevo valor multiplicado por las

referencias seno y coseno, por lo que con el procedimiento recursivo sólo requiere de dos multiplicaciones en cada nueva muestra; haciendo este algoritmo computacional mas eficiente [46].

En la figura 3.6 se muestra la respuesta del algoritmo de la DFT Recursiva ante una señal senoidal de 60 Hz con amplitud de 5 volts y un ángulo de fase de 60° , en esta figura se puede observar que el ángulo del fasor permanece estacionario y no varía entre $-\pi$ y π como en el caso de la DFT No-Recursiva, esto se debe a que las señales seno y coseno de referencia no se desplazan junto con la ventana de datos si no que estas permanecen estáticas.

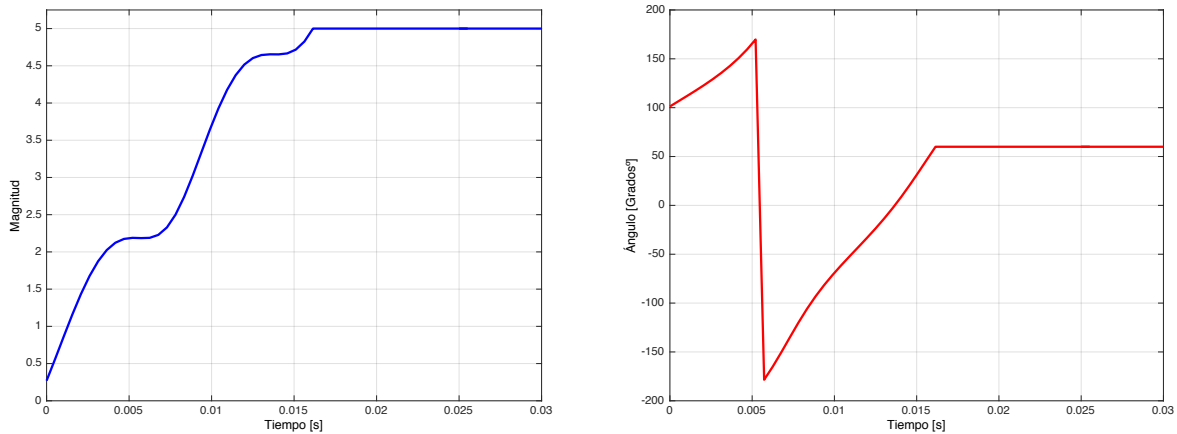


Figura 3.6. Respuesta de la DFT Recursiva (magnitud y ángulo).

3.5 Estimación de fasores a frecuencias diferentes a la nominal

Durante condiciones normales de operación, la frecuencia del sistema eléctrico de potencia se encuentra en constante cambio, debido a desbalances en la carga y generación, la inercia de las máquinas, la operación de los controles de las propias máquinas o las fallas en el sistema [4].

Cuando se presentan estos cambios en la frecuencia del sistema los algoritmos de estimación fasorial suelen presentar errores en la estimación de la magnitud y ángulo de fase, esto se debe a que los algoritmos de estimación fasorial son diseñados para operar a la frecuencia fundamental. Los errores introducidos en la estimación de la magnitud y ángulo de fase pueden ser compensados por dos funciones de corrección, P y Q , los valores de estas dos funciones dependen de la desviación entre la frecuencia nominal y la frecuencia de la señal de entrada. Una descripción matemática de la influencia de estos factores en el fasor estimado se muestra a continuación [47].

3.5.1 Funciones de corrección P y Q

La señal de entrada se puede representar como el valor real del promedio de un número complejo y su conjugado complejo, como se muestra a continuación [48]:

$$\begin{aligned}
 x(t) &= X_m \cos(\omega t + \phi) = \sqrt{2} \operatorname{Re}[(X_m/\sqrt{2})(e^{j\phi})(e^{j\omega t})] = \sqrt{2} \operatorname{Re}[X e^{j\omega t}] \\
 x(t) &= (\sqrt{2}/2)(X e^{j\omega t} + X^* e^{-j\omega t})
 \end{aligned} \tag{3.30}$$

Donde X es el valor correcto del fasor a frecuencias diferentes de la nominal, X^* es el valor conjugado del valor correcto del fasor y “Re” es el valor real de la función. La ecuación anterior representada por el conjunto de k muestras está dado por:

$$x_k = (\sqrt{2}/2)(X e^{j2\pi f k \Delta t} + X^* e^{-j2\pi f k \Delta t}) \tag{3.31}$$

Sustituyendo la ecuación 3.31 en la ecuación 3.5 con x_r como la primera muestra, se obtiene lo siguiente:

$$X_{f_0+\Delta f}^r = \frac{2}{N} \sum_{k=r-N}^{r-1} \frac{X e^{j2\pi f k \Delta T} + X^* e^{-j2\pi f k \Delta T}}{2} e^{-j\frac{2\pi k}{N}} \tag{3.32}$$

Desarrollando la ecuación 3.32 se obtiene la siguiente ecuación:

$$X_{f_0+\Delta f}^r = \frac{1}{N} X e^{j2\pi \frac{\Delta f}{f_0} \left(\frac{r-1}{N}-1\right)} \sum_{k=0}^{N-1} e^{j\frac{2\pi k \Delta f}{N f_0}} + \frac{1}{N} X^* e^{-j2\pi \frac{\Delta f}{f_0} \left(\frac{r-1}{N}-1\right)} \sum_{k=0}^{N-1} e^{-j\frac{2\pi k}{N} \left(\frac{\Delta f}{f_0}+2\right)} \tag{3.33}$$

La ecuación 3.33 puede ser simplificada utilizando la siguiente identidad:

$$\sum_{i=0}^{N-1} (e^{j\theta})^i = \frac{\operatorname{sen}(N\theta/2)}{\operatorname{sen}(\theta/2)} e^{j(N-1)\frac{\theta}{2}} \tag{3.34}$$

Aplicando la ecuación 3.34 a la ecuación 3.33, se obtiene la ecuación 3.35:

$$\begin{aligned}
 X_{f_0+\Delta f}^r &= \frac{1}{N} X \frac{\operatorname{sen}(\pi \Delta f / f_0)}{\operatorname{sen}(\pi \Delta f / N f_0)} e^{-j\pi \frac{\Delta f}{f_0} \left(1+\frac{1}{N}\right)} e^{j\frac{2\pi \Delta f}{N f_0} r} \\
 &+ \frac{1}{N} X^* \frac{\operatorname{sen}(\pi \Delta f / f_0)}{\operatorname{sen}(2\pi / N + \pi \Delta f / N f_0)} e^{j\pi \frac{\Delta f}{f_0} \left(1+\frac{1}{N}\right)} e^{j\frac{2\pi}{N}} e^{-j\frac{2\pi \Delta f}{N f_0} r}
 \end{aligned} \tag{3.35}$$

En la ecuación 3.35, $X_{f_0+\Delta f}^r$ es el fasor medido X_{med} y X es el fasor exacto. El fasor medido puede ser expresado como una función del fasor exacto, con dos funciones de corrección designadas como P y Q .

$$X_{med} = P X + Q X^* \tag{3.36}$$

Los factores de corrección P y Q son funciones de la desviación de frecuencia $\Delta f = f - f_0$ y se definen de la siguiente forma:

$$P(\Delta f) = \frac{1}{N} \frac{\text{sen}(\pi\Delta f/f_0)}{\text{sen}(\pi\Delta f/Nf_0)} e^{-j\pi\frac{\Delta f}{f_0}(1+\frac{1}{N})} e^{j\frac{2\pi\Delta f}{Nf_0}r} \quad (3.37)$$

$$Q(\Delta f) = \frac{1}{N} \frac{\text{sen}(\pi\Delta f/f_0)}{\text{sen}(2\pi/N + \pi\Delta f/Nf_0)} e^{j\pi\frac{\Delta f}{f_0}(1+\frac{1}{N})} e^{j\frac{2\pi}{N}} e^{-j\frac{2\pi\Delta f}{Nf_0}r} \quad (3.38)$$

Como puede observarse en las ecuaciones 3.37 y 3.38, los efectos de las funciones de corrección P y Q pueden calcularse fácilmente a partir del tamaño de la ventana de datos (N), la desviación de frecuencia (Δf) y el período de muestreo (Δt).

Las constantes P y Q son números complejos y sus valores dependen de la desviación entre la frecuencia nominal y la frecuencia real de la señal de entrada. Esta dependencia se ilustra en las figuras 3.8 y 3.9 para una frecuencia nominal de 60 Hz, una desviación de frecuencia en el rango de ± 5 Hz y una frecuencia de muestreo de 1920 Hz (32 muestras por ciclo) [46].

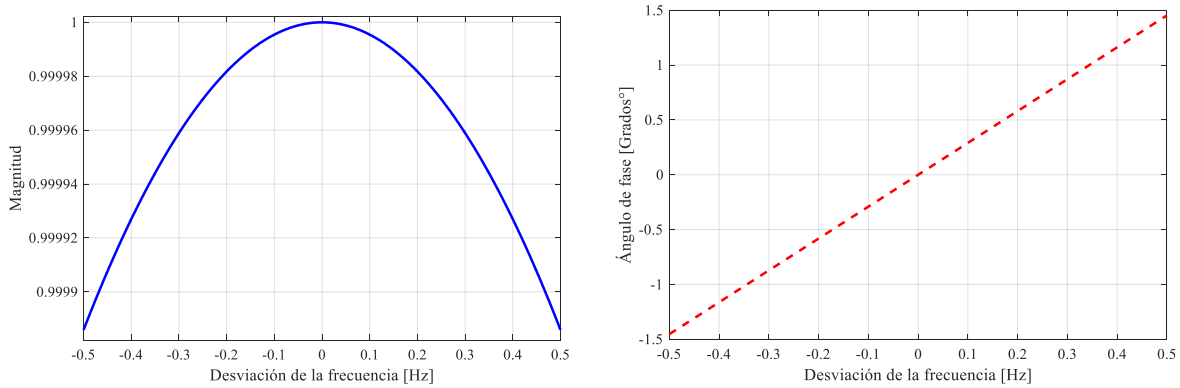


Figura 3.7. El factor P en función de la desviación de la frecuencia.

En la figura 3.7 se observa que la máxima atenuación se produce a una desviación de 5 Hz respecto a la frecuencia nominal, siendo alrededor del 98.86% aproximadamente. Para una desviación de 0.5 Hz, la atenuación es del 99.99%, por lo que para casos prácticos puede ser completamente despreciado.

El error de ángulo de fase corresponde a una desviación de 2.9062° por Hz, variando linealmente en el rango de ± 5 Hz. En la tabla 3.1 se muestran los datos para una variación en la frecuencia de ± 0.5 Hz, la cual es la banda en la que usualmente opera el sistema.

Tabla 3.1 Magnitud y ángulo de fase de P .

Δf	P	$\angle P$ ($^{\circ}$ Grados)	Δf	P	$\angle P$ ($^{\circ}$ Grados)
-0.5	0.9999	-1.4531	0.1	1.0000	0.2906
-0.4	0.9999	-1.1625	0.2	1.0000	0.5813
-0.3	1.0000	-0.8719	0.3	1.0000	0.8719
-0.2	1.0000	-0.5812	0.4	0.9999	1.1625
-0.1	1.0000	-0.2906	0.5	0.9999	1.4531

El efecto de la desviación de frecuencia en la magnitud y el ángulo de fase del factor de atenuación Q se muestra en la figura 3.8 para cambios en la frecuencia en el rango de ∓ 5 Hz.

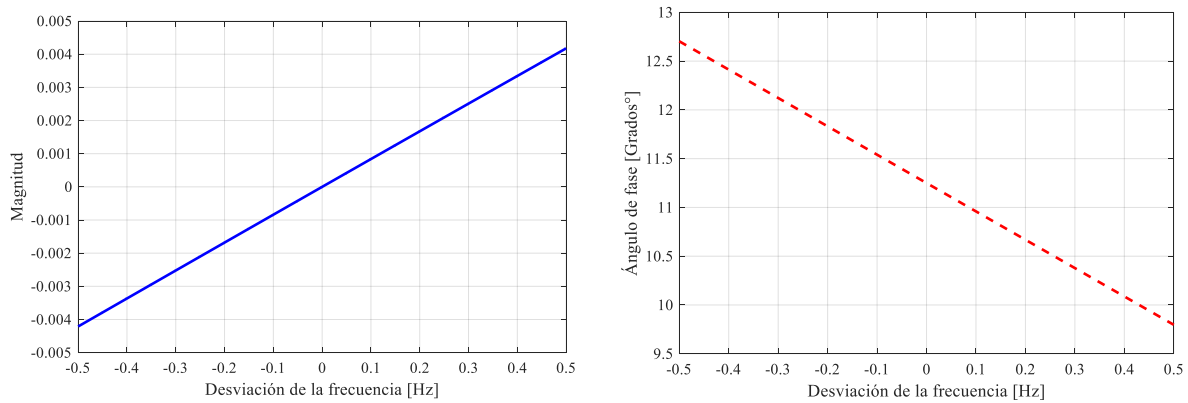


Figura 3.8. El factor Q en función de la frecuencia de desviación.

En la figura 3.8 se observa que cuando la desviación de la frecuencia es de 0 Hz, la magnitud de Q es 0 y que se incrementa casi linealmente en función de la desviación de la frecuencia. El ángulo de fase de Q es de 11.25° cuando la desviación de la frecuencia es de 0 Hz y el error de ángulo de fase corresponde a una desviación de 2.9062° por Hz. Los datos para una variación en la frecuencia de ∓ 0.5 se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Magnitud y ángulo de fase de Q .

Δf	Q	$\angle Q$ ($^{\circ}$ Grados)	Δf	Q	$\angle Q$ ($^{\circ}$ Grados)
-0.5	-0.0042	12.7031	0.1	0.0008	10.9594
-0.4	-0.0034	12.4125	0.2	0.0017	10.6688
-0.3	-0.0025	12.1219	0.3	0.0025	10.3781
-0.2	-0.0017	11.8312	0.4	0.0033	10.0875
-0.1	-0.0008	11.5406	0.5	0.0042	9.7969

Para calcular los valores de los factores P y Q es necesario estimar la variación de la frecuencia en la señal de entrada, se requiere estimar la frecuencia de manera apropiada, para ello a continuación se muestran las bases para desarrollar un método de estimación de frecuencia, con el fin de obtener estos dos factores.

3.6 Estimación de frecuencia

Una variable importante en el sistema eléctrico de potencia es su frecuencia fundamental, esta se usa generalmente para indicar el estado de funcionamiento del sistema, además de que también es la base para la estimación de otras variables incluyendo la magnitud y el ángulo de fase de las señales de entrada de la tensión y corriente.

En aplicaciones tales como el control, la protección y el monitoreo de los sistemas eléctricos de potencia, la precisión y el tiempo de convergencia en la estimación de la frecuencia es de gran importancia. En algunos casos dependiendo de la aplicación debe existir un equilibrio entre estos dos parámetros, por ejemplo, en aplicaciones de control y protección, el tiempo de estimación es el factor importante, donde un cierto margen de error en la estimación de la frecuencia puede ser aceptable siempre que no comprometa el resultado final. Sin embargo, en las aplicaciones de monitoreo la precisión en la estimación de la frecuencia es la principal preocupación [46].

La frecuencia y el cambio en la frecuencia pueden ser estimadas a partir de los ángulos de fase de los fasores estimados con la DFT Recursiva. Cuando existen cambios en la frecuencia, el ángulo de fase del fasor estimado se desplazará y rotará en el plano complejo entre $-\pi$ a π , este efecto puede ser visualizado en la figura 3.9.

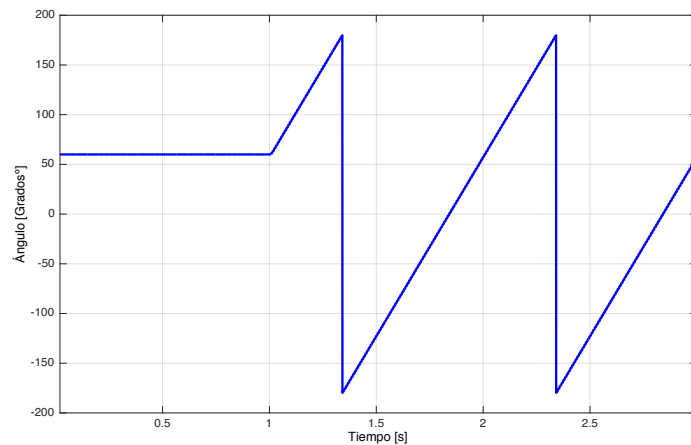


Figura 3.9 Comportamiento del ángulo de fase a una frecuencia de 61 Hz.

En la figura 3.9 se observa que el ángulo se mantiene en 60° cuando la frecuencia de la señal de entrada es de 60 Hz, cuando la frecuencia de la señal se modifica a 61 Hz un segundo después de iniciar la simulación, el ángulo de la señal de entrada empieza a variar entre $-\pi$ a π .

Para estimar la frecuencia es necesario ajustar estos ángulos para que permanezcan monótonos ante una variación en la frecuencia, para esto se aplica un método de corrección del ángulo, este método corrige los ángulos de fase de la señal de entrada mediante la suma de múltiplos de $\pm 2\pi$ cuando los cambios absolutos entre muestras consecutivas de la señal son mayores o iguales a la tolerancia de cambio de π radianes.

En la figura 3.10 se muestra el comportamiento del método de corrección del ángulo utilizando el algoritmo descrito anteriormente, en la figura 3.10 se observa el ángulo corregido en color rojo, el cual se mantiene monótono mediante la suma de múltiplos de $\pm 2\pi$ cuando se tiene un cambio de $\mp\pi$ en el ángulo de fase, mientras que el ángulo en color azul representa el ángulo que varía entre $-\pi$ a π cuando se modifica la frecuencia de la señal de entrada.

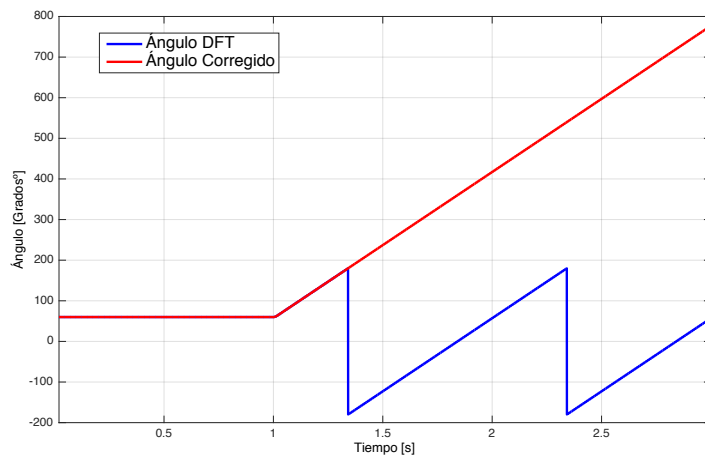


Figura 3.10. Corrección del ángulo de fase a una frecuencia de 61 Hz.

En la literatura se pueden encontrar varias metodologías de estimación de frecuencia, algunas de las principales son: Cruce por Cero, Mínimos Errores Cuadrados, Filtros Kalman, Demodulación, Basado en la rotación del fasor [32].

En este trabajo se utiliza el método de estimación de la frecuencia basado en la rotación de los fasores, este método se seleccionó por su relativa sencillez de aplicación y su velocidad en la estimación, además este método presenta un mejor desempeño ante diferentes cambios en la frecuencia, un análisis más detallado de este método puede ser encontrado en [32].

3.6.1 Método basado en la rotación del fasor

Para estimar la frecuencia este método hace uso del concepto de frecuencia instantánea, la cual se define como la velocidad angular del fasor de tensión rotatorio. Si la frecuencia de muestreo y la frecuencia de la señal de entrada se mantienen constantes, los fasores estimados a través de la DFT Recursiva se mantendrán estacionarios en el plano complejo. Por otro lado, cuando la frecuencia de la señal de entrada varía ligeramente con respecto a la frecuencia nominal del sistema y manteniendo una frecuencia de muestreo fija, entonces la estimación del fasor puede ser calculada a través de la ecuación 3.39.

$$X_{60+\Delta f}^{(r)} = X_{60}^{(0)} \frac{\text{sen}\left(\frac{\Delta f}{60} \pi\right)}{N \text{sen}\left(\frac{\Delta f}{60N} \pi\right)} e^{j\frac{\Delta f}{60} \frac{2\pi}{N} r} \quad (3.39)$$

Donde $X_{60}^{(0)}$ es el cálculo inicial del fasor de una señal a 60 Hz, r es el número de recursión y N es el número de muestras sobre un periodo de la frecuencia nominal del sistema. La ecuación 3.39 muestra que cuando la frecuencia de la señal de entrada cambia de 60 Hz a $(60 + \Delta f)$ Hz el fasor experimenta dos modificaciones, un factor de magnitud $\text{sen}(\pi\Delta f/f_0)/N\text{sen}(\pi\Delta f/Nf_0)$ y un factor de fase $e^{j\frac{2\pi\Delta f}{Nf_0}r}$. El factor de magnitud es independiente de r , y es relativamente pequeño ante variaciones de la frecuencia [6]. Sin embargo, el efecto del ángulo de fase es más sensitivo ante cambios en la frecuencia, y proporciona una medición más directa de los cambios en la frecuencia. El factor de fase se denota por:

$$e^{j\frac{2\pi\Delta f}{Nf_0}r} = e^{j\psi_r} \quad (3.40)$$

$$\psi_r = \frac{2\pi \Delta f}{N f_0} r \quad (3.41)$$

Por lo tanto, el cálculo del ángulo de fase depende directamente de la desviación de la frecuencia para el intervalo de recursión r , el cual se incrementa en uno en cada intervalo, así la relación se convierte en,

$$\psi_r = \psi_{r-1} + \frac{2\pi \Delta f}{N f_0} \quad (3.42)$$

El intervalo de tiempo entre dos iteraciones es igual a $1/f_0N$ segundos y por lo tanto la velocidad angular para ψ está dada por la ecuación 3.43:

$$\frac{d\psi}{dt} = \frac{\psi_r - \psi_{r-1}}{(1/f_0N)} = 2\pi\Delta f \text{ rad/s} \quad (3.43)$$

La ecuación 3.43 indica que el cambio en el ángulo se relaciona directamente con la frecuencia de la señal de entrada. Por ejemplo, cuando la señal de entrada tiene una frecuencia mayor a 60 Hz, el fasor rotará en sentido contrario a las manecillas del reloj, y si la frecuencia es menor de 60 Hz el fasor rotará en el sentido de las manecillas del reloj [49].

La frecuencia del sistema puede obtenerse de la ecuación 3.44:

$$f = f_0 + \Delta f = f_0 + \frac{1}{2\pi} \frac{d\psi}{dt} = f_0 + \frac{1}{2\pi} \left(\frac{\psi_r - \psi_{r-1}}{1/f_0N} \right) \text{ Hz} \quad (3.44)$$

En la figura 3.11 se muestra la estimación de la frecuencia por medio del algoritmo basado en la rotación de los fasores para un cambio en la frecuencia de 1 Hz, en la figura se observa que la estimación de la frecuencia se realiza en aproximadamente 3 ciclos, también se puede observar que se presenta un sobretiro en la estimación, el cual puede ser reducido al aumentar la ventana de datos, sin embargo, esto aumentaría el tiempo de estimación.

3.7 Post procesamiento con filtro de promedios

En la estimación del fador a frecuencias diferentes de la nominal el factor Q introduce variaciones en la magnitud y ángulo de fase a una frecuencia de $2f_0 + \Delta f \cong 2f_0$ en el fador estimado. Una manera de minimizar la influencia de este factor es utilizando un filtro promedio de tres puntos, el cual atenúa las frecuencias de 120 Hz y los errores introducidos por el factor Q . Este filtro actúa como un promedio de tres valores de la estimación, los ángulos relativos a estos valores son 0° , 60° y 120° para la frecuencia nominal (60 Hz), los cuales corresponden a 0° , 120° y 240° para la segunda armónica ($2f_0$) [32, 47].

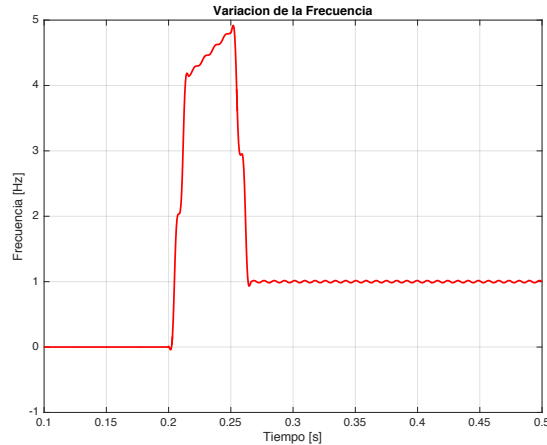


Figura 3.11. Estimación de la frecuencia.

Cuando en la onda de 60 Hz hay 60° , en la onda de 120 Hz hay 120° y 120° en la onda de 60 Hz representan 240° en la onda de 120 Hz. Los tres puntos seleccionados en la onda de 120 Hz son utilizados para hacer un promedio y reducir considerablemente los efectos causados por el factor Q que introduce un rizo en la magnitud y ángulo de fase cuando se presentan frecuencias diferentes a la nominal.

En la figura 3.12 se muestra la respuesta de la magnitud ante un cambio en la frecuencia nominal de 1 Hz en 1 segundos, se observa en azul que cuando aparecen frecuencias diferentes a la nominal la magnitud tiende a oscilar, sin embargo, con el filtro de promedios el rizo causado por el factor Q disminuye considerablemente, la señal con el filtro de promedios se muestra en color rojo. El mismo rizo se presenta en la estimación del ángulo.

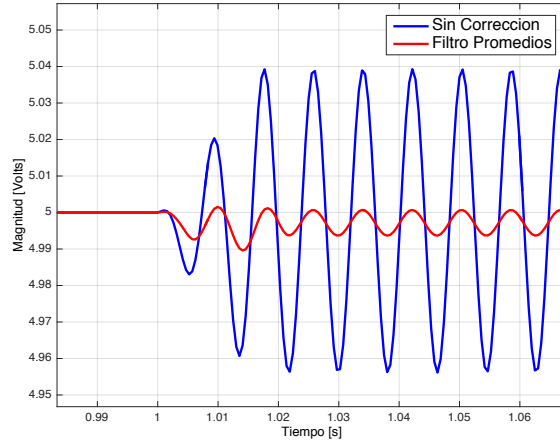


Figura 3.12. Filtro de promedios con 3 puntos.

3.8 Cálculo del factor P

Los efectos del factor P pueden ser calculados a través del tamaño de la ventana de datos (N), la desviación de frecuencia (Δf) y el período de muestreo (Δt). Donde la magnitud del factor P es una componente de atenuación y el ángulo de fase del factor P es una compensación constante en la medición del ángulo de fase del fasor estimado de la señal de entrada [32, 47].

Dado que el tamaño de la ventana de datos (N) y el período de muestreo (Δt) son valores fijos, el valor del factor P puede ser calculado y almacenado para un rango de frecuencias definido. En la ecuación 3.45 se muestra el fasor resultante corregido por las variaciones en la frecuencia.

$$X_n^{real} = \frac{X_n^{filter}}{P_n} \tag{3.45}$$

Donde X^{real} representa el fasor estimado corregido, X^{filter} el fasor estimado a través del filtro promedios y P es el factor de corrección. En la figura 3.13 se muestra la respuesta del fasor estimado utilizando el filtro promedio y el factor P, únicamente el filtro promedio y la estimación del fasor sin corrección.

Como se observa en la figura 3.13 la magnitud estimada sin corrección presenta oscilaciones en su valor estimado en comparación con la estimación realizada a través del filtro promedio y del factor P .

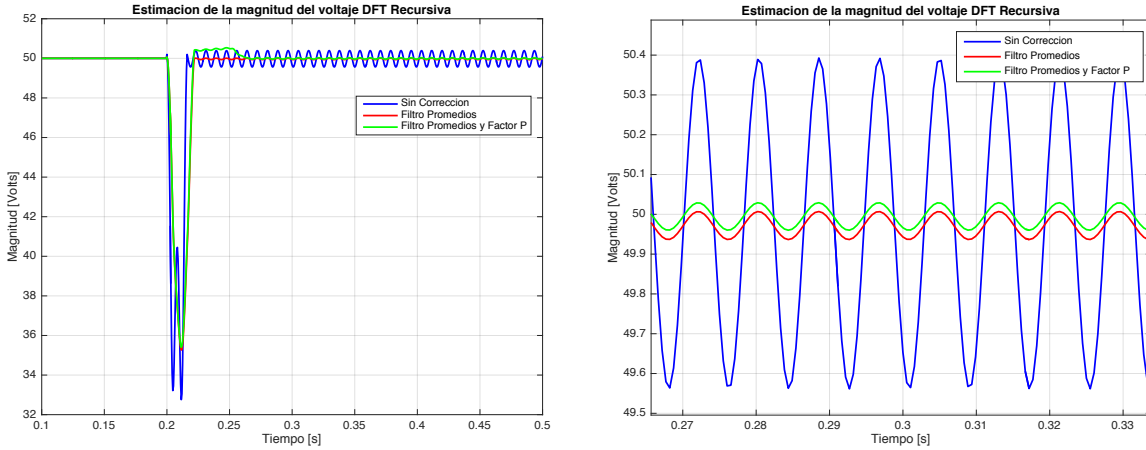


Figura 3.13. Magnitud del fasor a frecuencias no nominal y corrección con filtro de promedios y factor P.

En la figura 3.14 se muestra que al variar la frecuencia en el intervalo de tiempo de 0.2 segundos, el ángulo del fasor que permanecía constante, empieza a variar entre -180° y 180° . En la figura 3.14 se observa que el ángulo sin el filtro de promedios presenta un rizo debido al factor Q , al aplicar el filtro de promedios y al dividir por el factor P el fasor resultante, se observa cómo se elimina el rizo debido al factor Q , con esta corrección el fasor disminuye el ángulo en 1.44° aproximadamente.

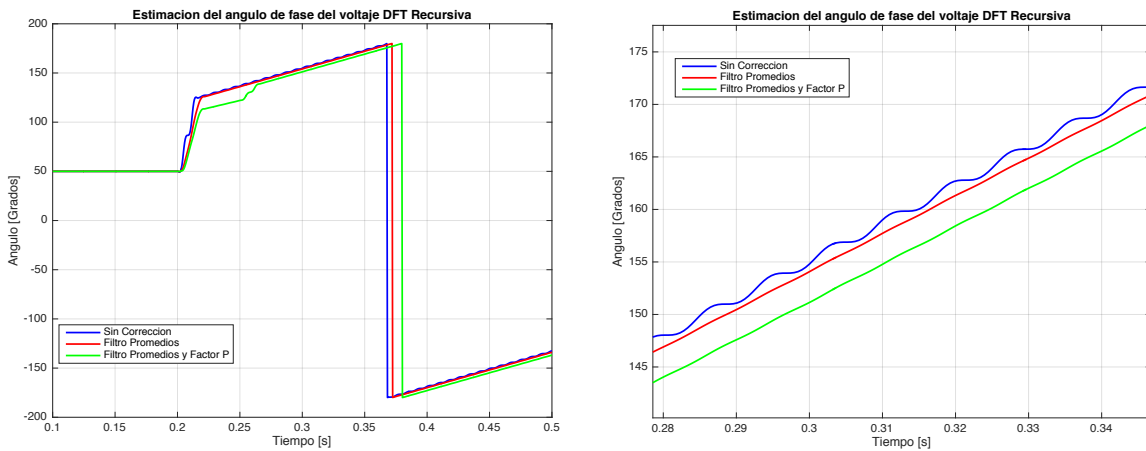


Figura 3.14. Ángulo del fasor a frecuencia no nominal y corrección con filtro de promedios y factor P.

Capítulo 4

Métodos de detección de oscilaciones de potencia

4.1 Protección contra la pérdida de sincronismo

La filosofía de la protección contra la condición de pérdida de sincronismo es evitar el disparo de cualquier elemento de protección del sistema de potencia durante oscilaciones de potencia estables y proteger al sistema de potencia durante oscilaciones de potencia inestables que pueden causar la pérdida de sincronismo del sistema.

Usualmente la protección contra la condición de pérdida de sincronismo se efectúa a través de los relevadores de distancia, los cuales son capaces de detectar oscilaciones de potencia por medio de la medición de la impedancia aparente. Existen otros métodos de protección contra la condición de pérdida de sincronismo que utilizan diferentes parámetros eléctricos del sistema para detectar oscilaciones de potencia, estos métodos se encuentran instalados en zonas predeterminadas del sistema y realizan acciones de control que van desde el disparo controlado de áreas del sistema hasta la desconexión de las máquinas con condiciones falladas. Los esquemas desarrollados contra la condición de pérdida de sincronismo, ya sea como esquemas independientes o complementarios, están destinados a proteger al sistema eléctrico de potencia con la finalidad de mantener la estabilidad en el sistema.

En este trabajo la lógica de operación de los métodos de detección de oscilaciones de potencia se encuentra implementada en la lógica de operación del relevador de distancia, cuando se detecta una oscilación de potencia estable, la lógica de operación de estos métodos bloquea a los elementos de protección del relevador de distancia. Cuando se detecta una condición de oscilación inestable la lógica de operación de los métodos de detección de oscilaciones de potencia inicia el disparo controlado de los relevadores de protección en áreas predeterminadas del sistema con el fin de aislar el área inestable del sistema.

La operación de los relevadores de protección durante una condición de oscilación estable o inestable, puede provocar la operación no deseada de los relevadores de protección ubicados en diferentes puntos del sistema, lo que puede traer como consecuencia grandes cortes de energía o apagones en cascada. Debido a esto los relevadores actuales cuentan con dos funciones para la detección de oscilaciones de potencia: la función de bloqueo por

oscilaciones de potencia PSB y la función de disparo por oscilaciones de potencia OST [1, 2].

La función PSB tiene como propósito diferenciar entre una falla y una oscilación de potencia, evitando la operación no deseada de los relevadores de distancia que estén propensos a operar durante una condición de oscilación estable o inestable, evitando así la separación del sistema de manera indiscriminada.

Sin embargo, las fallas que se presenten durante una condición de oscilación deben ser detectadas y eliminadas, en estas circunstancias la función PSB debe desbloquear los elementos previamente bloqueados y permitir que estos operen y eliminen cualquier falla que ocurra en su zona de operación.

La función OST tiene como propósito diferenciar entre oscilaciones de potencia estables e inestables. Durante las oscilaciones de potencia inestables, la función OST inicia el disparo controlado de los relevadores de protección en ubicaciones predeterminadas en el sistema, con el fin de separar los sistemas interconectados de forma rápida y controlada para mantener la estabilidad del sistema y la continuidad del servicio.

Para lograr esto la función OST separa las máquinas o grupos de máquinas que se encuentran fuera de paso con una máquina o el resto del sistema. El punto de separación debe ser elegido con el fin de asegurar que cada porción separada del sistema tenga suficiente potencia para suministrar su propia carga, durante el tiempo requerido para re-sincronizar el sistema o poner otros generadores en la línea [7].

La mayoría de los relevadores que utilizan las funciones PSB y OST basan su operación en la medición de la velocidad de cambio de la impedancia aparente de secuencia positiva. Estos métodos utilizan el hecho de que le lleva cierto tiempo desplazarse a los ángulos de los rotores unos con respecto a otros, debido a las grandes inercias de las máquinas. En otras palabras, la velocidad de cambio de la impedancia aparente es lenta durante las oscilaciones de potencia estables o inestables, mientras que para una falla la velocidad de cambio de la impedancia aparente es muy rápida [1, 2].

En ciertas circunstancias los ajustes necesarios para estas funciones pueden resultar difíciles de calcular y en la mayoría de los casos se deben realizar un gran número de estudios del sistema bajo diferentes condiciones de operación. Esto puede llegar a ser costoso y nunca puede asegurarse que todos los posibles escenarios y condiciones de operación fueron considerados en el estudio.

4.2 Métodos de detección de oscilaciones de potencia

En [1, 2] clasifican a los métodos de detección de oscilaciones de potencia como métodos convencionales y métodos no convencionales, de acuerdo con las variables y la lógica que utilizan para detectar las oscilaciones de potencia estables e inestables.

4.2.1 Métodos Convencionales

Los métodos convencionales de detección de oscilaciones de potencia basan su operación en la medición del tiempo que le lleva a la impedancia desplazarse en el plano complejo, esto debido a que cuando se presenta una condición de oscilación, la velocidad de desplazamiento de la impedancia es relativamente lenta, mientras que, durante una falla la impedancia se desplaza de manera instantánea desde el punto de la impedancia de carga hasta el punto de la impedancia de falla.

Normalmente estos métodos utilizan dos impedancias características cuadrilaterales, junto con un dispositivo de medición del tiempo (temporizador). Si la impedancia medida permanece entre las impedancias características durante un tiempo predeterminado, el relevador detecta una condición de oscilación de potencia y bloquea el funcionamiento de los relevadores de distancia.

4.2.2 Métodos No Convencionales

Los métodos no convencionales de detección de oscilaciones de potencia basan su operación en la medición de otras variables que pueden ser obtenidas a través de los relevadores ubicados en zonas específicas del sistema de potencia.

Algunos de estos métodos son: el método del voltaje del centro de oscilación SCV, el método R-Rdot, métodos de lógica difusa, métodos basados en redes neuronales, métodos basados en el criterio de áreas iguales y un método que se basa en la desviación de la frecuencia durante la medición del voltaje.

También hay métodos que utilizan las mediciones fasoriales sincronizadas y de área amplia para detectar condiciones de oscilación en un sistema eléctrico de potencia. Algunos de los métodos más utilizados se discuten brevemente a continuación.

4.3 Método de blinders

Durante condiciones normales de operación, la impedancia medida por el relevador de distancia corresponde a la impedancia de carga, la cual se encuentra lejos de las características de operación del relevador. Cuando se produce una falla, la impedancia medida se desplaza de manera inmediata en el plano complejo desde el punto de la impedancia de carga hasta la posición que representa la impedancia de falla, mientras que, durante una oscilación de potencia, la impedancia medida se desplaza lentamente en el plano complejo [1].

El método de blinders utiliza la velocidad de cambio de la impedancia aparente para diferenciar entre una condición de falla y una oscilación de potencia, para esto se colocan dos impedancias características llamadas blinders en el plano R/X y se mide el intervalo de tiempo que le lleva a la trayectoria de la impedancia cruzar la distancia entre los blinders interior $R1_R$ y exterior $R2_R$ del lado derecho o los blinders interior $R1_L$ y exterior $R2_L$ del lado izquierdo. Cuando este intervalo de tiempo es mayor que un tiempo de ajuste, se declara

una condición de oscilación. De lo contrario, si la trayectoria de la impedancia cruza los blinders $R1_R$ y $R2_R$ o los blinders $R1_L$ y $R2_L$ antes de expirar el tiempo de ajuste, el relevador declara una condición de falla en el sistema [50].

En la figura 4.1 se muestran la característica de operación del esquema de blinders descritos anteriormente, donde $R1_R$ y $R2_R$ representan los blinders del lado derecho, $R1_L$ y $R2_L$ los blinders del lado izquierdo, $R1_T$ y $R2_T$ representan los blinders superiores y $R1_B$ y $R2_B$ representan los blinders inferiores. Los blinders superiores e inferiores se utilizan para evitar que los relevadores de distancia operen, cuando la trayectoria de la impedancia se desplace por arriba o por abajo de las zonas de operación del relevador.

En [50-53] describen un método para ajustar los blinders interiores y exteriores, a través de las impedancias del sistema y la frecuencia de deslizamiento, este ajuste se lleva a cabo con el procedimiento siguiente:

1. Ajustar el blinder exterior dentro de la carga máxima del sistema.
2. Seleccionar el ajuste de blinder interior para que esté fuera de la zona máxima de alcance del relevador de distancia.
3. Ambos ajustes de los blinders interior y exterior se deben ajustar con un margen de separación adecuado. Un margen de separación del 20% es recomendado para asegurar un correcto funcionamiento.
4. Seleccionar el ángulo de ajuste de los blinders exterior e interior utilizando los datos de la impedancia equivalente del sistema.

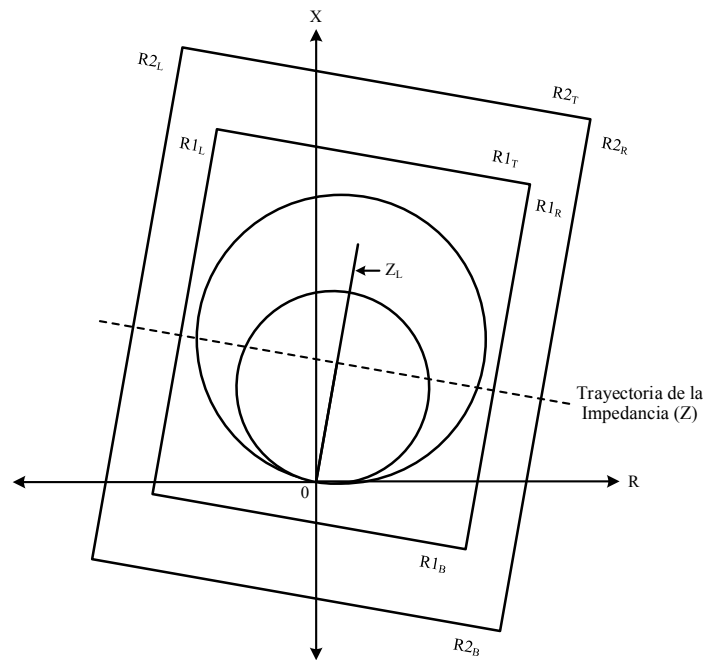


Figura 4.1. Esquema de Blinders [50].

Basándose en los ajustes establecidos anteriormente, el valor del blinder interior derecho, puede calcularse a partir de la ecuación 4.1:

$$R1_R = 1.2 \frac{Z_{L2}}{2 \sin(ANG_{ZL})} \quad (4.1)$$

Donde Z_{L2} representa el alcance de la zona 2 del relevador, ANG_{ZL} es el ángulo de la línea protegida y $R1_R$ es el ajuste del blinder interior derecho como se muestra en la figura 4.1. El ajuste del blinder interior derecho $R1_R$ es el igual que el ajuste del blinder interior izquierdo $R1_L$. El blinder exterior derecho $R2_R$ se ajusta según la carga máxima, para esto se establece la zona del blinder exterior justo antes de la trayectoria de la impedancia de carga máxima. Utilizando la corriente y la tensión correspondientes durante la carga máxima, se obtiene la impedancia de carga que mide el relevador.

$$Z_{Ld} = \frac{V_{Ld}}{I_{Ld}} \quad (4.2)$$

Suponiendo un ángulo de carga máximo de 45° y utilizando funciones trigonométricas para calcular $R2_R$, la cual es la distancia desde el origen hasta el blinder exterior, como se muestra en la figura 4.2. Los blinders exterior e interior son paralelos a la impedancia de la línea Z_L , por lo que la pendiente de los blinder exterior e interior es igual a la pendiente de la impedancia de la línea, de modo que el ángulo se ajusta con ANG_{ZL} .

$$\cos(A) = \frac{c}{b} \quad (4.3)$$

Donde $A = 45^\circ + (90^\circ - ANG_{ZL})$, $b = Z_{Ld}$ y c es el ajuste del blinder exterior derecho $R2_R$, como se muestra en la figura 4.2.

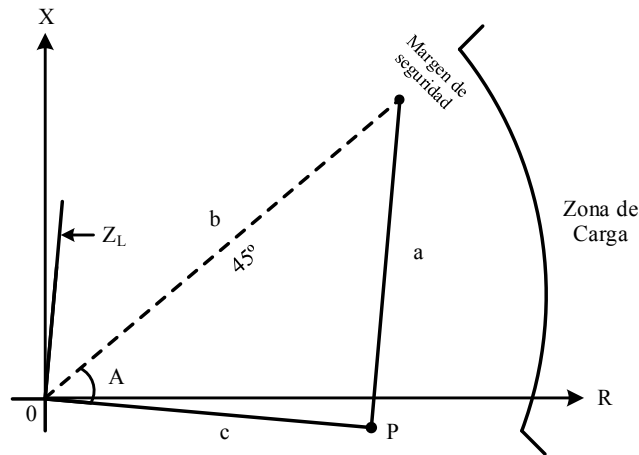


Figura 4.2. Cálculo del ajuste del blinder exterior $R2_R$ [50].

Reajustando la ecuación 4.3 y multiplicando por un factor de seguridad del 80%, se obtiene el ajuste del blinder exterior derecho $R2_R$. De igual manera el ajuste del blinder exterior derecho $R2_R$ es igual que el ajuste del blinder exterior izquierdo $R2_L$:

$$R2_R = 0.8 \cdot Z_L \cos(A) \quad (4.4)$$

El valor del blinder superior $R1_T$, puede calcularse a partir de la ecuación 4.5, en donde se utiliza el alcance de zona 2 del relevador y un margen de separación del 20%:

$$R1_T = 1.2 \cdot Z_{L2} \quad (4.5)$$

El valor del blinder superior $R2_T$, se calcula utilizando el valor del blinder superior $R1_T$ y la distancia entre el blinder exterior derecho y el blinder interior derecho, como se muestra en la ecuación 4.6.

$$R2_T = R1_T + (R2_R - R1_R) \quad (4.6)$$

El ajuste de los blinders inferiores $R1_B$ y $R2_B$ es igual que el ajuste de los blinders superiores $R1_T$ y $R2_T$, respectivamente.

4.3.1 Función de bloqueo por oscilaciones de potencia

El relevador utiliza la zona del blinder exterior e interior para diferenciar las condiciones de bloqueo PSB, las condiciones de disparo OST y las fallas. Cuando la trayectoria de la impedancia se desplaza inicialmente dentro del blinder exterior, el relevador inicia dos temporizadores. Un temporizador detecta las condiciones de bloqueo por oscilaciones de potencia OSBD, mientras que el otro temporizador detecta las condiciones de disparo por oscilaciones de potencia OSTD [50].

Cuando la trayectoria de la impedancia se desplaza a través del blinder exterior, el relevador inicia el retardo de tiempo OSBD, si el tiempo de ajuste del OSBD expira antes de que la trayectoria de la impedancia entre en el blinder interior, el relevador detecta una condición oscilación de potencia y bloquea los elementos de protección del relevador [50].

El tiempo de ajuste del OSBD se obtiene a través de la impedancia total del sistema Z_T y de los ángulos de ajuste de los blinders exterior e interior, como se muestra en las ecuaciones 4.7 y 4.8.

$$OSBD = \frac{(ANG_{R1} - ANG_{R2}) \cdot f_{nom}}{360 \cdot f_{stip}} \quad (4.7)$$

Donde:

$OSBD$ = Retardo de tiempo en el bloqueo por oscilaciones de potencia [ciclos]

f_{nom} = Frecuencia nominal del sistema [Hz]

f_{slip} = Frecuencia máxima de deslizamiento [Hz]

$$\begin{aligned}
 ANG_{R1} &= 2 \cdot \tan^{-1} \left(\frac{Z_T}{2 \cdot R1_R} \right) \\
 ANG_{R2} &= 2 \cdot \tan^{-1} \left(\frac{Z_T}{2 \cdot R2_R} \right)
 \end{aligned}
 \tag{4.8}$$

La frecuencia máxima de deslizamiento, f_{slip} , se supone en el cálculo, esta puede ser elegida en un rango de entre 4 y 7 Hz. En la figura 4.3 se muestran los ángulos de ajuste de los blinders interior y exterior para el cálculo del temporizador de bloqueo por oscilaciones de potencia [50-52].

4.3.2 Función de disparo por oscilaciones de potencia

La lógica de operación de la función de disparo OST declara una condición de disparo, si el retardo tiempo del OSTD expira y la trayectoria de la impedancia de secuencia positiva entra en el blinder exterior izquierdo antes que el retardo de tiempo del OSBD expire.

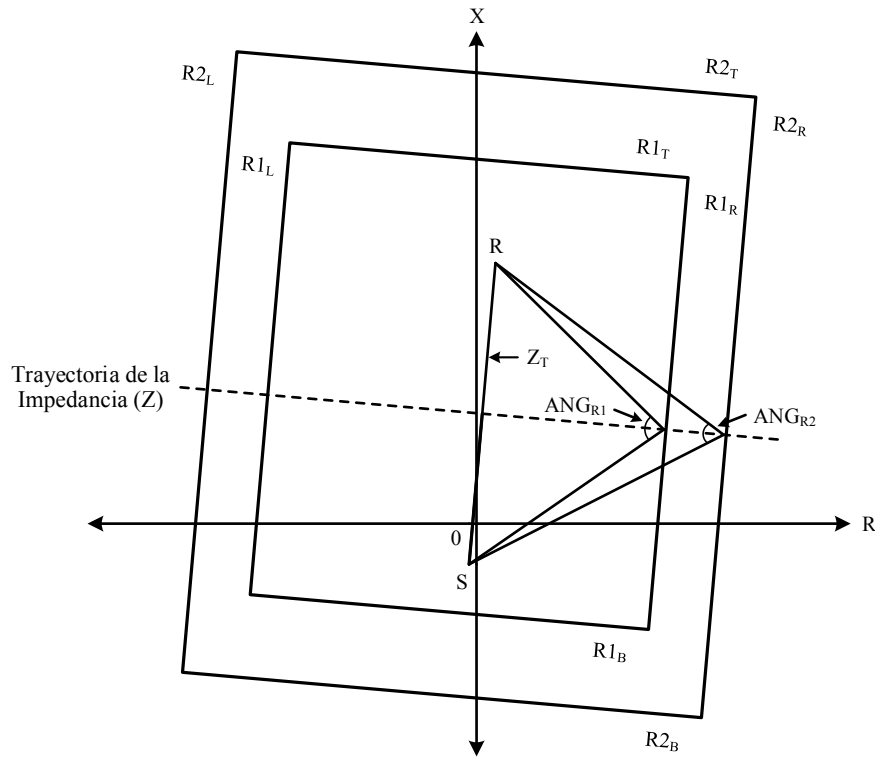


Figura 4.3. Trayectoria de oscilación para determinar los ajustes del OSBD [50].

El retardo de tiempo del OSTD se obtiene a través de la impedancia total del sistema Z_T y de los ángulos de ajuste de los blinders exterior e interior, como se muestra en la ecuación 4.9.

$$OSTD = \frac{(ANG_{R1} - ANG_{R2}) \cdot f_{nom}}{360 \cdot f_{slip}} \quad (4.9)$$

Como se puede observar las ecuaciones 4.7 y 4.9 son idénticas por lo que el tiempo de ajuste de OSTD y OSBD será el mismo, para evitar esto se establece que el tiempo de ajuste del OSBD sea medio ciclo más largo que el tiempo de ajuste del OSTD, como se muestra en la ecuación 4.10 [50].

$$OSBD = OSTD + \frac{ciclo}{2} \quad (4.10)$$

Los elementos de protección del relevador contra oscilaciones de potencia dividen el diagrama de impedancia R/X en tres zonas, A, B y C, como se muestra en la figura 4.4. A medida que la impedancia varía durante una condición de oscilación de potencia, el punto que representa la impedancia se mueve a lo largo de la trayectoria de oscilación, entrando a su vez en las tres zonas y haciendo que las características de los elementos de protección operen en secuencia.

Cuando la impedancia entra en la tercera zona, la secuencia de operación se completa y el disparo del interruptor puede ser activado en un ángulo favorable entre las fuentes del sistema.

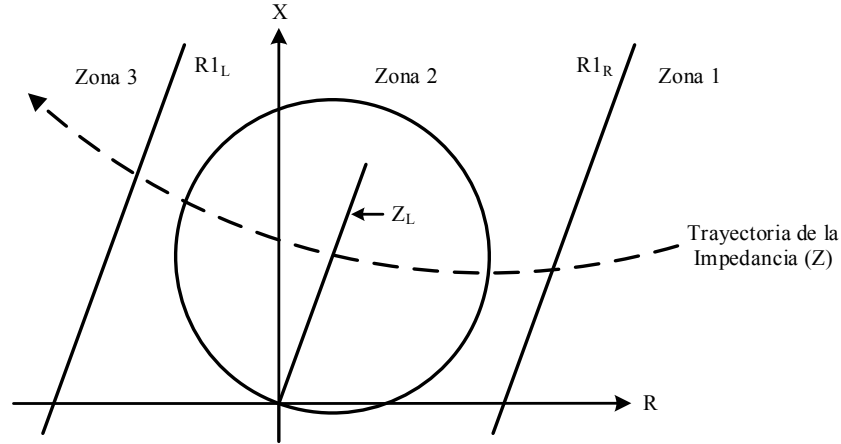


Figura 4.4. Característica de operación de la protección contra pérdida de sincronismo [41].

Sólo una condición de oscilación inestable puede hacer que la trayectoria de la impedancia se desplace sucesivamente a través de las tres zonas. Por lo tanto, otros tipos de perturbaciones del sistema, como las condiciones de falla, no harán que los elementos de protección del relevador operen [41].

4.3.3 Métodos de disparo por oscilaciones de potencia TOWI y TOWO

Es posible seleccionar uno de los dos métodos disponibles para disparar los elementos de protección durante una oscilación de potencia inestable. El primer método consiste en

seleccionar el disparo cuando la trayectoria de la impedancia atraviese el blinder interior derecho TOWI y el retardo de tiempo del OSTD expire. El segundo método consiste en seleccionar el disparo cuando la trayectoria de la impedancia atraviese el blinder exterior izquierdo TOWO y el retardo de tiempo del OSTD expire. En la figura 4.5 se muestran los dos métodos disponibles de disparo por oscilaciones de potencia que se describieron anteriormente [50, 54].

El primer método TOWI permite el disparo justo antes de que el primer polo de la máquina se deslice, sin embargo, esto provoca una tensión máxima de recuperación en los interruptores, ya que los voltajes en ambos lados de los polos del interruptor están separados aproximadamente 180° . El segundo método TOWO permite el disparo después del primer deslizamiento del polo de la máquina lo que provoca una menor sobretensión en los polos del interruptor.

El método de disparo utilizado en este trabajo es el TOWO, debido a que permite que el disparo del interruptor ocurra en un tiempo más favorable, durante el ciclo de deslizamiento cuando los dos sistemas están próximos a una condición de fase.

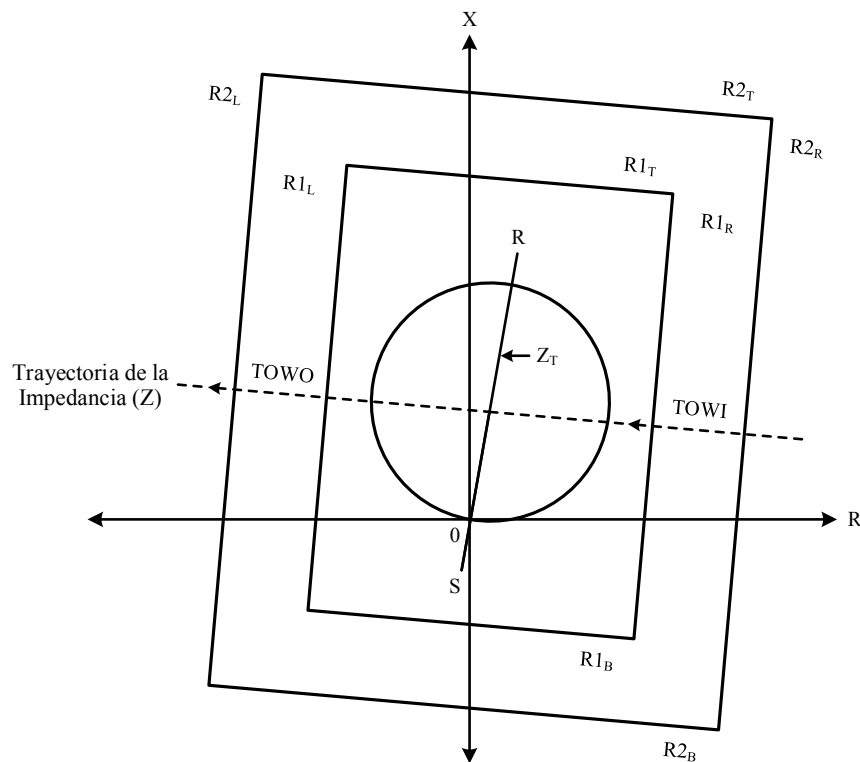


Figura 4.5. Métodos de disparo por oscilaciones de potencia (TOWI y TOWO) [50].

4.4 Método del voltaje del centro de oscilación

El concepto de voltaje del centro de oscilación puede ilustrarse considerando un sistema de dos máquinas conectadas a través de una línea de transmisión como se muestra en la figura 4.6. Las máquinas emisora y receptora se representan como fuentes de voltaje de magnitud

constante E_S y E_R , mientras que V_A y V_B representan los voltajes en los nodos A y B respectivamente, Z_S y Z_R las impedancias equivalentes de las fuentes emisora y receptora y Z_L la impedancia de la línea [11, 54].

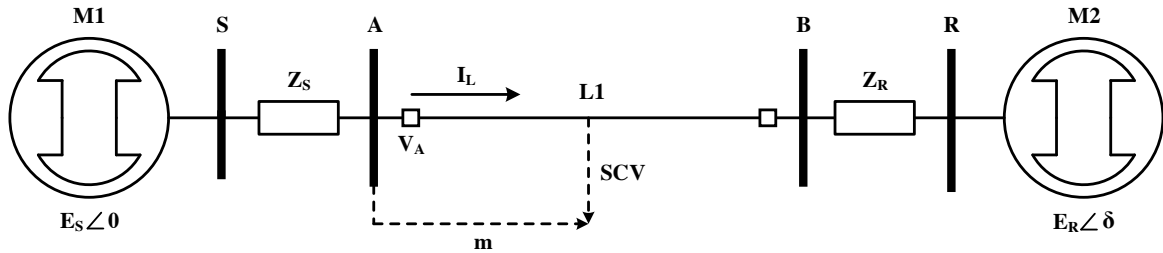


Figura 4.6. Circuito equivalente de un sistema eléctrico de potencia de dos máquinas.

Cuando el sistema opera de manera estable, o en algún instante particular durante la inestabilidad, su representación fasorial es como se muestra en la figura 4.7, donde el voltaje del centro de oscilación se representa como un fasor desde el origen (o) hasta el punto (o').

En algún punto del sistema de la figura 4.6, el voltaje será mínimo cuando el ángulo de separación entre los sistemas sea de 180° , a este punto se le conoce como el centro eléctrico del sistema y el voltaje en este punto se conoce como el voltaje del centro de oscilación [11, 54].

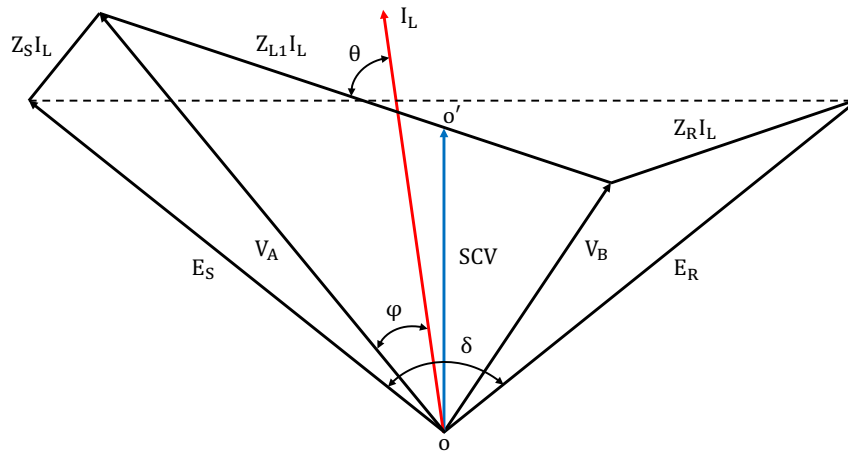


Figura 4.7. Diagrama fasorial de un sistema de dos máquinas [11].

La ubicación del centro eléctrico depende de la localización de la falla, el tipo de falla y la configuración del sistema, cargas y generación. Debido a la alta impedancia de la máquina síncrona y/o transformador, el centro eléctrico también puede estar situado dentro de la impedancia del generador [55].

Para los generadores conectados al sistema de potencia a través de un sistema de transmisión débil (alta impedancia), el centro eléctrico puede localizarse en la impedancia de la línea de transmisión. Por otro lado, para el caso en el que un generador está conectado al sistema de potencia a través de un sistema de transmisión robusto, el centro eléctrico estará localizado en la impedancia del transformador o posiblemente dentro del propio generador [4].

Los centros eléctricos no se encuentran en ubicaciones fijas, la ubicación del centro eléctrico en un sistema de potencia dependerá del número de líneas en servicio, de los elementos conectados al sistema y de las reactancias y tensiones internas de las máquinas. Debido a que las configuraciones y los parámetros en los sistemas varían, también variará la ubicación del centro eléctrico en el sistema [56].

4.4.1 Análisis del voltaje del centro de oscilación

El voltaje del centro de oscilación SCV se define como el voltaje en un punto de un sistema equivalente de dos máquinas donde su valor es cero cuando el ángulo de separación entre las dos máquinas es de 180°. A través del sistema de la figura 4.6, se analiza la ecuación que representa el voltaje del centro de oscilación considerando el voltaje y la corriente medidos en el bus A [11, 54].

Representando el voltaje de la fuente local a través de la ecuación 4.11.

$$e_S(t) = \sqrt{2}E_S \sin(\omega t + \delta(t)) \quad (4.11)$$

De igual manera el voltaje de la fuente remota se representa a través de la ecuación 4.12.

$$e_R(t) = \sqrt{2}E_R \sin(\omega t) \quad (4.12)$$

Asumiendo que la ubicación del voltaje del centro de oscilación se encuentra a una distancia m , como se muestra en la figura 4.6. La ecuación 4.13 representa el valor del voltaje del centro de oscilación cuando la fuente local es la única que actúa,

$$u_{C|S}(t) = \frac{Z_R + (1 - m)Z_L}{Z_S + Z_L + Z_R} \sqrt{2}E_S \sin(\omega t + \delta(t)) \quad (4.13)$$

La ecuación 4.14 representa el valor del voltaje del centro de oscilación cuando la fuente remota es la única que actúa,

$$u_{C|R}(t) = \frac{Z_S + mZ_L}{Z_S + Z_L + Z_R} \sqrt{2}E_R \sin(\omega t) \quad (4.14)$$

Donde Z_S , Z_R y Z_L representan las impedancias equivalentes de la fuente emisora, receptora y la impedancia de la línea, respectivamente. Teniendo en cuenta la definición del voltaje del centro de oscilación, se puede derivar la siguiente ecuación,

$$\frac{Z_S + mZ_L}{Z_S + Z_L + Z_R} E_R = \frac{Z_R + (1 - m)Z_L}{Z_S + Z_L + Z_R} E_S \quad (4.15)$$

Usando el principio de superposición, el voltaje del centro de oscilación puede ser expresado como una combinación lineal de las caídas de tensión de las dos máquinas actuando individualmente, como se muestra en la ecuación 4.16.

$$SCV(t) = u_{C|S} + u_{C|R} = \sqrt{2}U_0[\sin(\omega t + \delta(t)) + \sin(\omega t)] \quad (4.16)$$

En la ecuación 4.16, U_0 representa el valor de la ecuación 4.17. Utilizando identidades trigonométricas.

$$\begin{aligned} \sin A + \sin B &= 2 \sin \frac{A}{2} \cos \frac{A}{2} + 2 \sin \frac{B}{2} \cos \frac{B}{2} \\ \sin A + \sin B &= 2 \left(\sin^2 \frac{B}{2} + \cos^2 \frac{B}{2} \right) \sin \frac{A}{2} \cos \frac{A}{2} \\ &\quad + 2 \left(\sin^2 \frac{A}{2} + \cos^2 \frac{A}{2} \right) \sin \frac{B}{2} \cos \frac{B}{2} \\ \sin A + \sin B &= 2 \left[\sin \frac{A}{2} \cos \frac{B}{2} + \sin \frac{B}{2} \cos \frac{A}{2} \right] \left[\cos \frac{A}{2} \cos \frac{B}{2} + \sin \frac{A}{2} \sin \frac{B}{2} \right] \\ \sin A + \sin B &= 2 \sin \left(\frac{A+B}{2} \right) \cos \left(\frac{A-B}{2} \right) \end{aligned} \quad (4.17)$$

El voltaje del centro de oscilación puede ser reescrito como se muestra en la ecuación 4.18.

$$SCV(t) = 2\sqrt{2}U_0 \sin \left(\omega t + \frac{\delta(t)}{2} \right) \cos \left(\frac{\delta(t)}{2} \right) \quad (4.18)$$

Suponiendo que ambas máquinas tienen igual magnitud, $U_0 = E/2$, donde $E = E_S = E_R$.

$$SCV(t) = \sqrt{2}E \sin \left(\omega t + \frac{\delta(t)}{2} \right) \cos \left(\frac{\delta(t)}{2} \right) \quad (4.19)$$

El primer término de la ecuación 4.19 representa una onda senoidal con un desplazamiento δ , mientras que el segundo término de la ecuación representa la modulación de la amplitud de la onda senoidal [54].

4.4.2 Aproximación del valor del voltaje del centro de oscilación

Una aproximación del voltaje del centro de oscilación puede ser obtenida a partir del uso de variables disponibles en la ubicación del relevador, esta aproximación se muestra en la ecuación 4.20:

$$SCV \approx |V_A| \cos \varphi \quad (4.20)$$

Donde $|V_A|$ representa la magnitud del voltaje en el relevador y φ es la diferencia angular entre el voltaje y la corriente en la ubicación del relevador. En la figura 4.8, se puede observar que la magnitud de $|V_A| \cos \varphi$ es una proyección de la magnitud de V_A sobre el eje de la corriente I_L . Para un sistema homogéneo con un ángulo de impedancia cercano a 90° , la magnitud $|V_A| \cos \varphi$ se aproxima a la magnitud del voltaje del centro de oscilación SCV [57, 58].

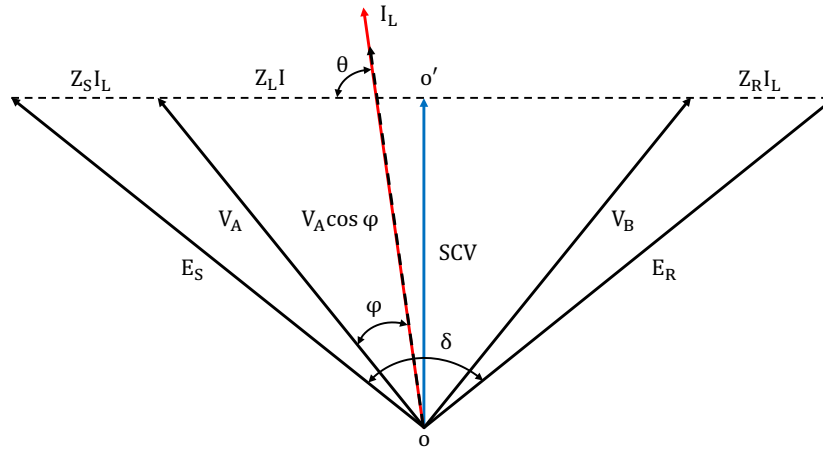


Figura 4.8. Diagrama fasorial de un sistema homogéneo de dos máquinas [11].

El valor absoluto del voltaje del centro de oscilación es máximo cuando la diferencia angular entre las dos fuentes es cero, y mínimo (o cero) cuando la diferencia angular es de 180° . Utilizando esta propiedad una oscilación de potencia puede ser detectada al observar la razón de cambio del voltaje del centro de oscilación [11, 54].

La razón de cambio del voltaje del centro de oscilación $dSCV$, tiene un valor máximo cuando el ángulo entre las dos fuentes es de 180° , mientras que cuando el ángulo de las dos fuentes es cero, la razón de cambio del voltaje del centro de oscilación es también cero.

En la figura 4.9 se muestra el diagrama de bloques del cálculo de la razón de cambio del voltaje del centro de oscilación. La razón de cambio del voltaje del centro de oscilación toma un valor muy alto cada vez que una discontinuidad está presente en la señal. Esta discontinuidad podría estar presente ya sea debido a las discontinuidades inherentes del voltaje del centro de oscilación o debido a algún otro evento como una falla en el sistema [54].

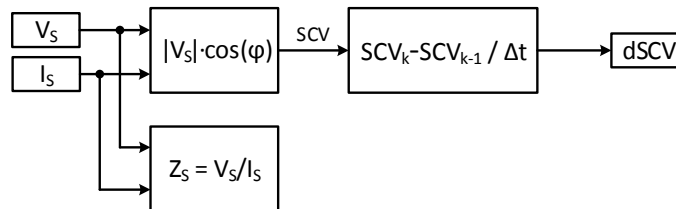


Figura 4.9. Diagrama de bloques del cálculo del voltaje del centro de oscilación [54].

4.5 Función de bloqueo por oscilaciones de potencia

La función de bloqueo por oscilaciones de potencia PSB utiliza tres funciones para detectar una condición de oscilación. Las funciones son el detector pendiente, el detector de fallas trifásico y la zona de arranque. Para diferenciar entre fallas y oscilaciones de potencia la función PSB monitorea el valor de la razón de cambio del voltaje del centro de oscilación $dSCV$, la magnitud del voltaje del centro de oscilación SCV y la zona de arranque [54]. En la figura 4.10 se muestra el diagrama de bloques de la lógica de operación de la función de bloqueo por oscilaciones de potencia.

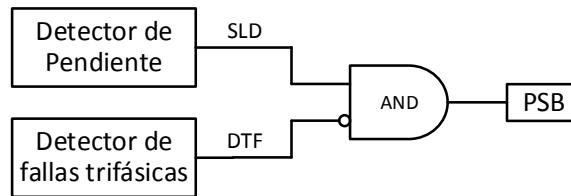


Figura 4.10. Lógica de operación de la función de bloqueo por oscilaciones de potencia.

4.5.1 Detector de pendiente

El detector de pendiente emite una señal de salida SLD cuando: el valor de la razón de cambio del voltaje del centro de oscilación se encuentra por encima de un ajuste mínimo $dSCV_{Min}$, la magnitud del voltaje del centro de oscilación se encuentre dentro de un intervalo predeterminado por valores de ajuste máximos SCV_{Max} y mínimos SCV_{Min} y la impedancia de secuencia positiva medida por el relevador se encuentre dentro de una zona de operación predeterminada o zona de arranque. En la figura 4.11 se muestra el diagrama de bloques de la lógica de operación del detector pendiente [54].

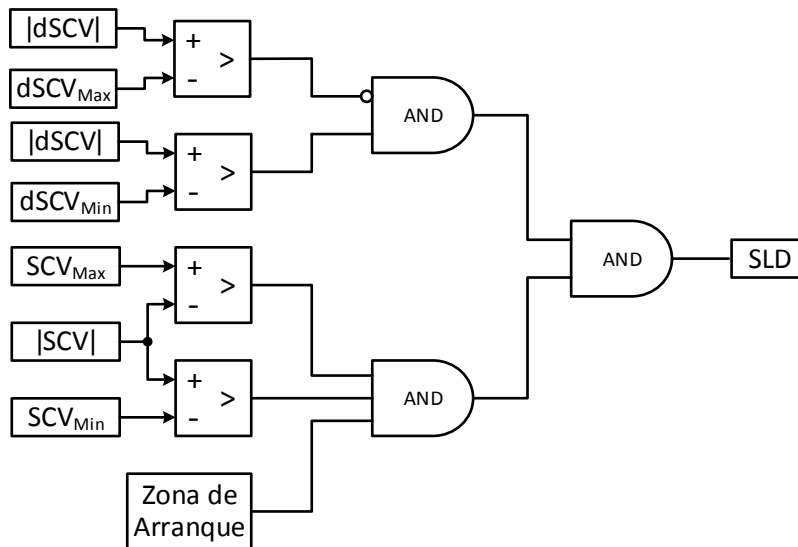


Figura 4.11. Diagrama de bloques de la lógica de operación del detector pendiente [54].

4.5.2 Detector de fallas trifásicas

Si se produce una falla trifásica en una línea de transmisión durante una oscilación de potencia, una discontinuidad estará presente en el valor del voltaje del centro de oscilación, esta discontinuidad puede ser detectada cuando los valores del voltaje del centro de oscilación y de la razón de cambio del voltaje del centro de oscilación tomen valores mayores que los ajustes predeterminados SCV_{Thr} y $dSCV_{Thr}$, y la impedancia de secuencia positiva medida por el relevador se encuentre dentro de la zona de arranque. Así mismo el valor del voltaje del centro de oscilación tomará un valor cercano a cero durante el tiempo de duración de la falla. La figura 4.12 muestra el diagrama lógico del detector de fallas trifásicas. En la figura 4.12 se observa que el detector de fallas trifásicas emitirá una señal de salida DTF cuando las condiciones de operación del algoritmo permanezcan durante cinco ciclos.

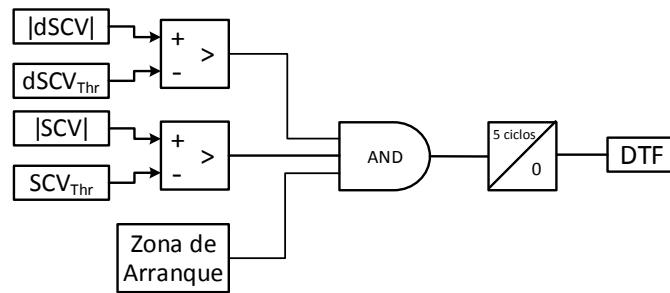


Figura 4.12. Diagrama de bloques de la lógica de operación del detector de fallas trifásicas [54].

4.5.3 Zona de arranque

El propósito de la zona de arranque en el detector de pendiente y en el detector de fallas trifásicas es restringir el área de operación del detector de oscilaciones de potencia al emitir el disparo sólo cuando las trayectorias de la impedancia atraviesen las características de operación del relevador de distancia durante una oscilación de potencia.

El área cubierta por la zona de arranque se define como un rectángulo similar a la característica tipo blinder, mostrado en la figura 4.13, cuyas dimensiones se ajustan a modo de que abarquen todas las características de operación del relevador de distancia que tienen que ser bloqueadas durante una oscilación de potencia [54].

Con el fin de detectar cambios en el sistema de potencia, el voltaje del centro de oscilación tiene las siguientes ventajas [11, 54, 58]:

1. El SCV es independiente de la fuente del sistema y de las impedancias de línea y, por lo tanto, es particularmente atractivo para el uso en una función de bloqueo por oscilaciones de potencia sin ajustes. Por el contrario, otras magnitudes, tales como la resistencia y su velocidad de cambio y la potencia real y su velocidad de cambio, dependen de las impedancias de la línea y del sistema y de otros parámetros del sistema.

2. El *SCV* está limitado con un límite inferior de cero y un límite superior de uno por unidad, independientemente de los parámetros de impedancia del sistema.
3. La magnitud de la *SCV* se relaciona directamente con la diferencia angular de las dos fuentes. Por ejemplo, si la magnitud medida del voltaje de centro de oscilación es la mitad de la tensión nominal, entonces el δ es de 120° , asumiendo iguales magnitudes de fuente y un sistema homogéneo.

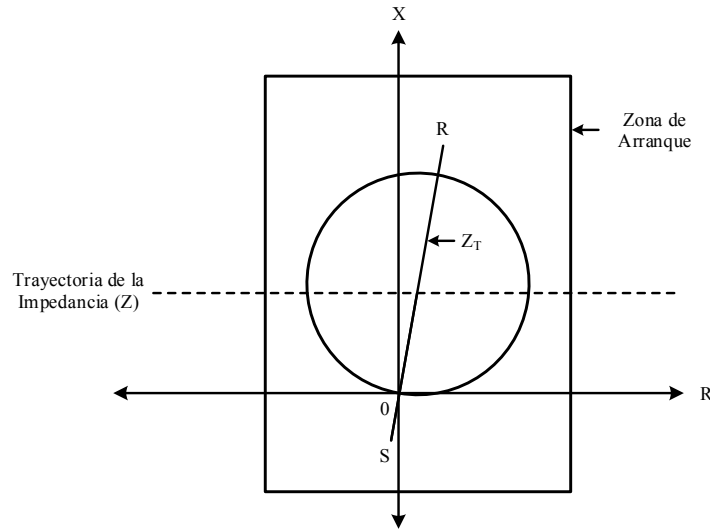


Figura 4.13. Zona de arranque [54].

4.6 Método del plano de fase

El método de plano de fase determina una condición de oscilación a partir de la diferencia angular entre las tensiones de secuencia positiva en dos puntos o nodos del sistema que corresponden a máquinas, equivalentes de máquinas o áreas del sistema que engloben al centro eléctrico del sistema. Esta diferencia angular es utilizada para calcular la aceleración y la velocidad angular, las cuales se emplean para determinar una condición de oscilación estable o inestable, esto se logra al compararlos en un plano velocidad-aceleración conocido como plano de fase [23-26].

La velocidad angular se define como la razón de cambio de la diferencia angular, esta se calcula a partir de la derivada de la diferencia angular con respecto al tiempo. La aceleración angular se define como la razón de cambio de la velocidad angular, esta se calcula a partir de la derivada de la velocidad angular con respecto al tiempo [31].

El cálculo de la diferencia angular entre ambos nodos del sistema, δ_k , se logra realizando una resta de los ángulos obtenidos en puntos cercanos a los generadores Ang_{V1} y Ang_{V2} , como se muestra en la ecuación 4.21.

$$\delta_k = Ang_{V1} - Ang_{V2} \quad (4.21)$$

El ángulo δ_k se utiliza para calcular la velocidad angular del sistema a través de la derivada de la diferencia angular entre los dos nodos o a través de la derivada discreta como se muestra en la ecuación 4.22.

$$S_k = \frac{1}{360} \cdot \frac{\delta_k - \delta_{k-1}}{t_k - t_{k-1}} \quad (4.22)$$

En la ecuación 4.22, S_k representa la velocidad angular en Hz y t_k representa el tiempo entre cada muestra en segundos, el factor 1/360 se utiliza para realizar un cambio en las unidades de la frecuencia de deslizamiento, de grados/segundos a ciclos/segundos o Hz.

La aceleración angular del sistema se calcula a través de la derivada con respecto al tiempo de la velocidad angular o a través de la derivada discreta como se muestra en la ecuación 4.23.

$$A_k = \frac{S_k - S_{k-1}}{t_k - t_{k-1}} \quad (4.23)$$

En donde A_k representa la aceleración angular del sistema en Hz/s.

4.6.1 Plano de fase con las derivadas de la diferencia de los ángulos del voltaje

Es posible analizar el comportamiento del sistema eléctrico de potencia ante oscilaciones de potencia estables e inestables, a través de las trayectorias de las derivadas de primer, segundo y tercer orden de la diferencia angular del voltaje. En la figura 4.14 se muestran las posibles trayectorias de las derivadas de primer y segundo orden de la diferencia angular del voltaje ($\delta^{(1)}, \delta^{(2)}$), graficadas en el plano de fase [20, 31, 59].

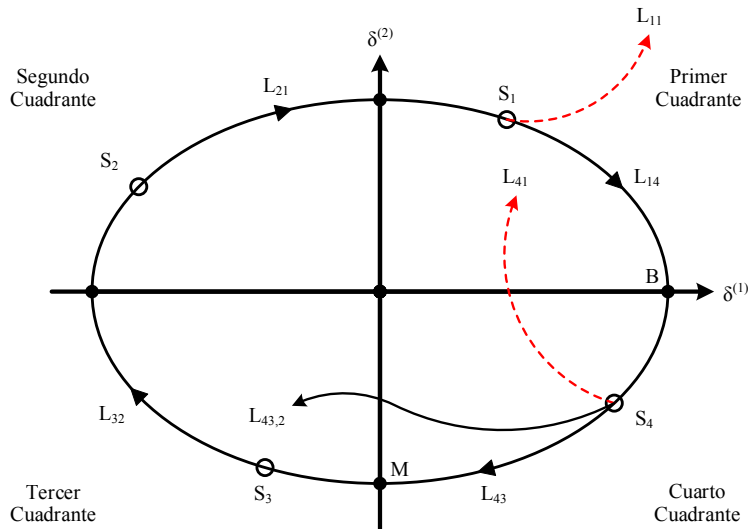


Figura 4.14. Trayectorias de las derivadas de primer y segundo orden de la diferencia angular del voltaje [20].

Si la trayectoria del sistema en el plano $(\delta^{(1)}, \delta^{(2)})$ cae en el primer cuadrante, es decir en el punto S_1 de la figura 4.14. La trayectoria se moverá a la parte derecha del plano ($\delta^{(2)} > 0$) y existen dos posibilidades:

Trayectoria L_{11} . Si $\delta^{(2)} > 0$, la trayectoria se desplazara hacia arriba a la derecha, y el sistema se volverá inestable. La trayectoria L_{11} corresponde a la curva inestable de post-falla de la figura 4.14 (curva color rojo), la cual es una condición inestable.

Trayectoria L_{14} . Si $\delta^{(3)} < 0$, el valor de $\delta^{(2)}$ se reducirá gradualmente a cero y luego se volverá negativo, desplazándose hacia abajo a la derecha pasando directamente al cuarto cuadrante. La intersección entre la trayectoria y el eje de las abscisas es el punto B, en donde ($\delta^{(2)} = 0$), ($\delta^{(3)} < 0$) y $\delta^{(2)} < 0$ por lo que es probable que el sistema sea estable.

Para el estado en el cuarto cuadrante S_4 , existen tres posibles trayectorias:

Trayectoria L_{41} . Si $\delta^{(3)} > 0$, la trayectoria se moverá hacia el primer cuadrante y el sistema se volverá inestable.

Trayectoria L_{43} . Si $\delta^{(3)} < 0$, la trayectoria se moverá hacia abajo a la izquierda. La intersección entre la trayectoria y el eje de las ordenadas es el punto M, el cual corresponde a la máxima diferencia angular. Debido a que el valor de $\delta^{(1)}$ es negativo en el tercer cuadrante, la diferencia angular decrecerá y el sistema tenderá a ser estable.

Trayectoria $L_{43,2}$. Si la aceleración del sistema es grande pero no lo suficiente como para que se vuelva inestable, L_{43} se convertirá en $L_{43,2}$.

Para los estados en el tercer y segundo cuadrante, S_3 y S_2 , como el valor de $\delta^{(1)}$ es negativo y la diferencia angular disminuye, el sistema tiende a ser estable. Este análisis aplica para casos donde la diferencia angular es positiva [59, 60]. En la figura 4.15 se presentan las trayectorias de las derivadas de primer y segundo orden de la diferencia angular del voltaje para las condiciones de oscilación estables e inestables, graficadas en el plano de fase.

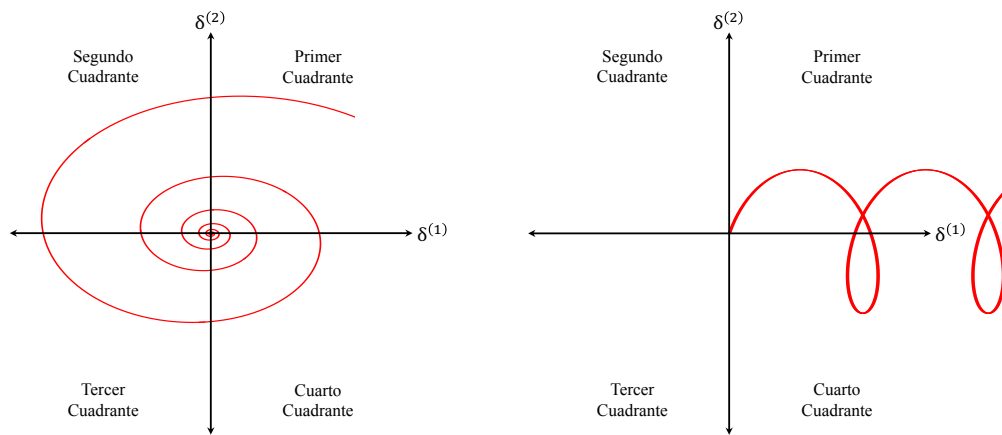


Figura 4.15. Oscilaciones estables e inestables vistas en el plano de fase [34].

4.6.2 Detector de oscilaciones de potencia

La función de detección de oscilaciones de potencia PSD utiliza los ángulos de fase del voltaje de secuencia positiva que el relevador adquiere en dos puntos del sistema de potencia para calcular la diferencia angular entre estos puntos, esta diferencia angular es utilizada posteriormente para determinar la velocidad y aceleración angular entre las dos áreas del sistema. La función PSD calcula el valor absoluto de la velocidad y aceleración angular en intervalos constantes tiempo de acuerdo con la velocidad de muestreo del relevador. En la figura 4.16 se muestra el diagrama lógico de la función de detección de oscilaciones de potencia PSD [23, 34].

La función PSD realiza el cálculo de la diferencia angular cuando existen todas las condiciones de operación siguientes:

La magnitud local del voltaje de secuencia positiva es mayor que 1 V.

La magnitud remota del voltaje de secuencia positiva es mayor que 1 V.

Cuando la magnitud local de corriente de secuencia positiva es mayor que el 10% de la corriente nominal I_N , $|S_k|$ es mayor que S_{Min} , y $|A_k|$ es superior a A_{Min} durante dos ciclos, la función detecta una condición de oscilación de potencia. La detección de una oscilación de potencia puede ser anulada cuando se producen algunas de las siguientes condiciones [23]:

$|S_k|$ es mayor que S_{Max}

$|A_k|$ es mayor que A_{Max}

$|S_k|$ es menor o igual a S_{Min} y $|A_k|$ es menor o igual a A_{Min} durante dos ciclos.

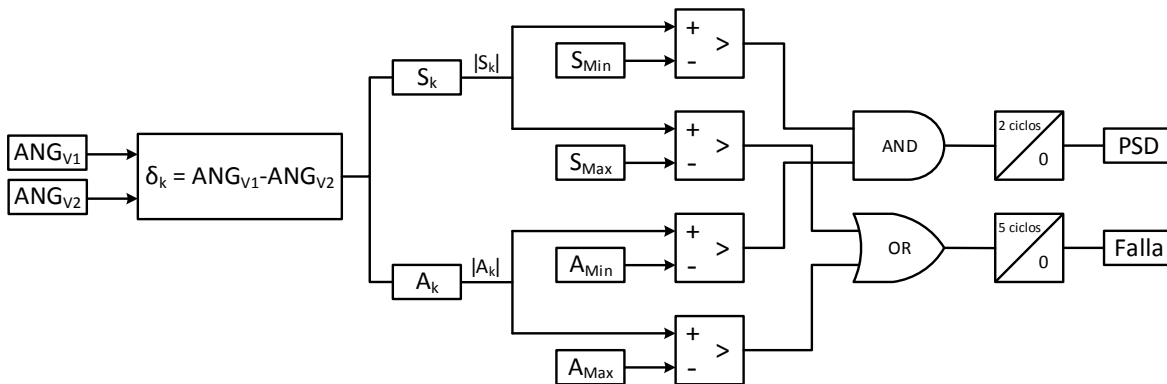


Figura 4.16. Diagrama de bloques de la lógica de operación del detector de oscilaciones de potencia [23].

Estos ajustes pueden ser modificados de acuerdo a las características de cada sistema. La función PSD se utiliza para bloquear los elementos de protección propensos a operar durante una condición de oscilación estable o inestable.

4.6.3. Detector predictivo de pérdida de sincronismo

La función de predicción de la pérdida de sincronismo OOST utiliza las mediciones de los voltajes de secuencia positiva para calcular la diferencia angular, la velocidad angular y la aceleración angular entre ambas mediciones. La aceleración y la velocidad calculadas a través de las ecuaciones 4.29 y 4.30, se comparan en un plano de fase como se muestra en la figura 4.17, en donde la abscisa corresponde a la velocidad angular S_k y la ordenada a la aceleración angular A_k .

En este plano se definen dos regiones, una región estable y una región inestable. En la región estable, el sistema se mantiene operando en su estado inicial de operación o en un nuevo estado de equilibrio ante cualquier disturbio, mientras que, en la región inestable, el sistema pierde el sincronismo ante un disturbio.

La delimitación de las regiones se realiza por medio de una línea recta, que asemeja un blinder, y la elección de sus ajustes se realiza de manera arbitraria. Esta línea o blinder, se encuentra definida por la ecuación de desigualdad que se describe a continuación [23, 34].

$$A_k > M \cdot S_k + A_{offset} \tag{4.24}$$

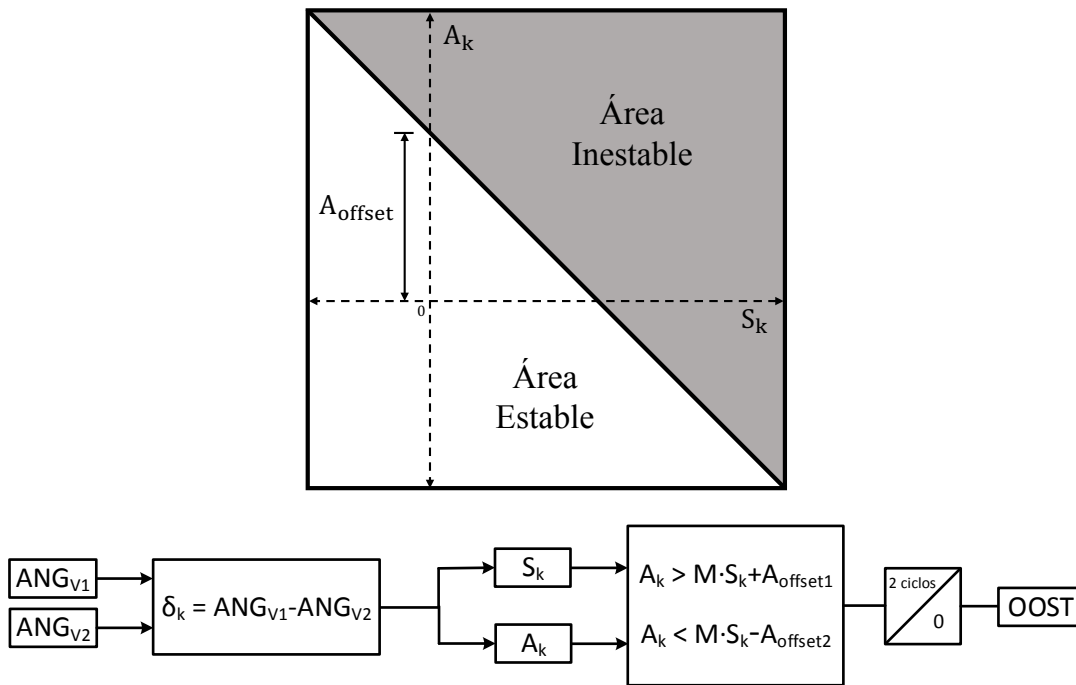


Figura 4.17. Zonas de operación de la función OOST y diagrama de bloques de la lógica de operación del detector predictivo de pérdida de sincronismo [23].

En la ecuación 4.31 las variables S_K y A_K representan la velocidad y la aceleración angular respectivamente obtenidas en intervalos constantes tiempo de acuerdo con la velocidad de muestreo del relevador, mientras que las constantes M y A_{offset} representan los ajustes de la

línea que define las áreas estables e inestables. La función OOST puede usarse tanto para detección como para disparo ante la predicción de una condición de pérdida de sincronismo [23, 34].

4.6.4. Detector de pérdida de sincronismo

La función de detección de pérdida de sincronismo OOST utiliza las mediciones de voltaje de secuencia positiva para calcular la diferencia angular entre ambas mediciones y detectar una condición de pérdida de sincronismo. La confirmación de la función OOST indica eventos de deslizamiento de los polos de la máquina. La lógica de la función OOST en la figura 4.18 compara el valor absoluto de la diferencia angular con un ajuste δ_{Thr} , este ajuste define la región de operación de la función OOST. La lógica de la función OOST supervisa el valor absoluto de la diferencia angular, si este valor es mayor que el ajuste δ_{Thr} la función OOST detecta una condición de pérdida de sincronismo [23, 34].

La lógica de la función OOST puede utilizarse para detectar oscilaciones de potencia inestables, esto debido a que en una condición de oscilación inestable se supera un cierto ángulo relativo entre las tensiones de las áreas o rotores de los generadores. La función OOST es una manera de medir y utilizar directamente el valor de la diferencia angular para detectar una oscilación de potencia, en lugar de estimarlo utilizando la impedancia como se efectúa en los métodos convencionales.

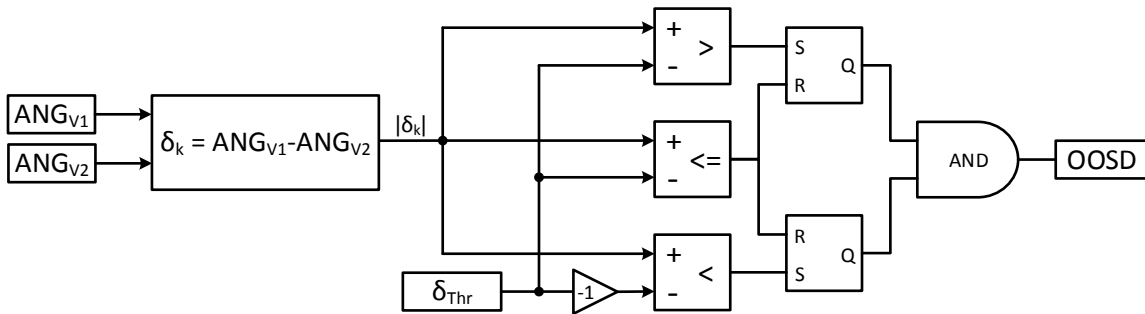


Figura 4.18. Diagrama de bloques de la lógica de operación del detector de pérdida de sincronismo [23].

Capítulo 5

Simulación de la aplicación de los métodos de detección de oscilaciones de potencia

5.1 Simulación de los métodos de detección

En esta sección se presentan y describen los resultados de las simulaciones de los métodos de detección de oscilaciones de potencia desarrollados en este trabajo. En la figura 5.1 se muestra el diagrama de flujos de los métodos de detección de oscilaciones de potencia, el cual se describe a continuación.

- Se identifican los relevadores de distancia propensos a operar durante las oscilaciones de potencia, a través de un método reportado en [1, 2]. El método utilizado determina la ubicación de los elementos de detección de oscilaciones de potencia en el sistema eléctrico con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los métodos de detección de oscilaciones de potencia, este método se presenta en el Apéndice B.
- Se simulan los sistemas de prueba a través del software DIgSILENT Power Factory, en estos sistemas se realizan simulaciones de transitorios electromagnéticos, con el fin de observar la estabilidad del sistema durante diferentes condiciones de operación que llevan a los sistemas de prueba a experimentar oscilaciones de potencia estables o inestables.
- Se obtienen los valores instantáneos de las mediciones de voltaje y corriente de los relevadores de distancia ubicados en los extremos de las líneas de transmisión, los cuales se determinaron previamente a partir de los resultados obtenidos al aplicar el método del Apéndice B.
- Se realiza la estimación fasorial de las señales de voltaje y corriente por medio de un algoritmo de estimación fasorial desarrollado en MATLAB. El algoritmo de estimación fasorial calcula los fasores de voltaje y corriente a frecuencias fuera de la nominal, esto debido a que durante las oscilaciones de potencia se presentan variaciones en la frecuencia del sistema. El diagrama de flujos del algoritmo de estimación fasorial se presenta en el Apéndice C.
- Se simulan los métodos de detección de oscilaciones de potencia a través de los algoritmos desarrollados en MATLAB. Los algoritmos desarrollados simulan la operación de los

métodos de detección de oscilaciones de potencia. Los diagramas de flujos de los métodos de detección de oscilaciones de potencia se presentan en el Apéndice C.

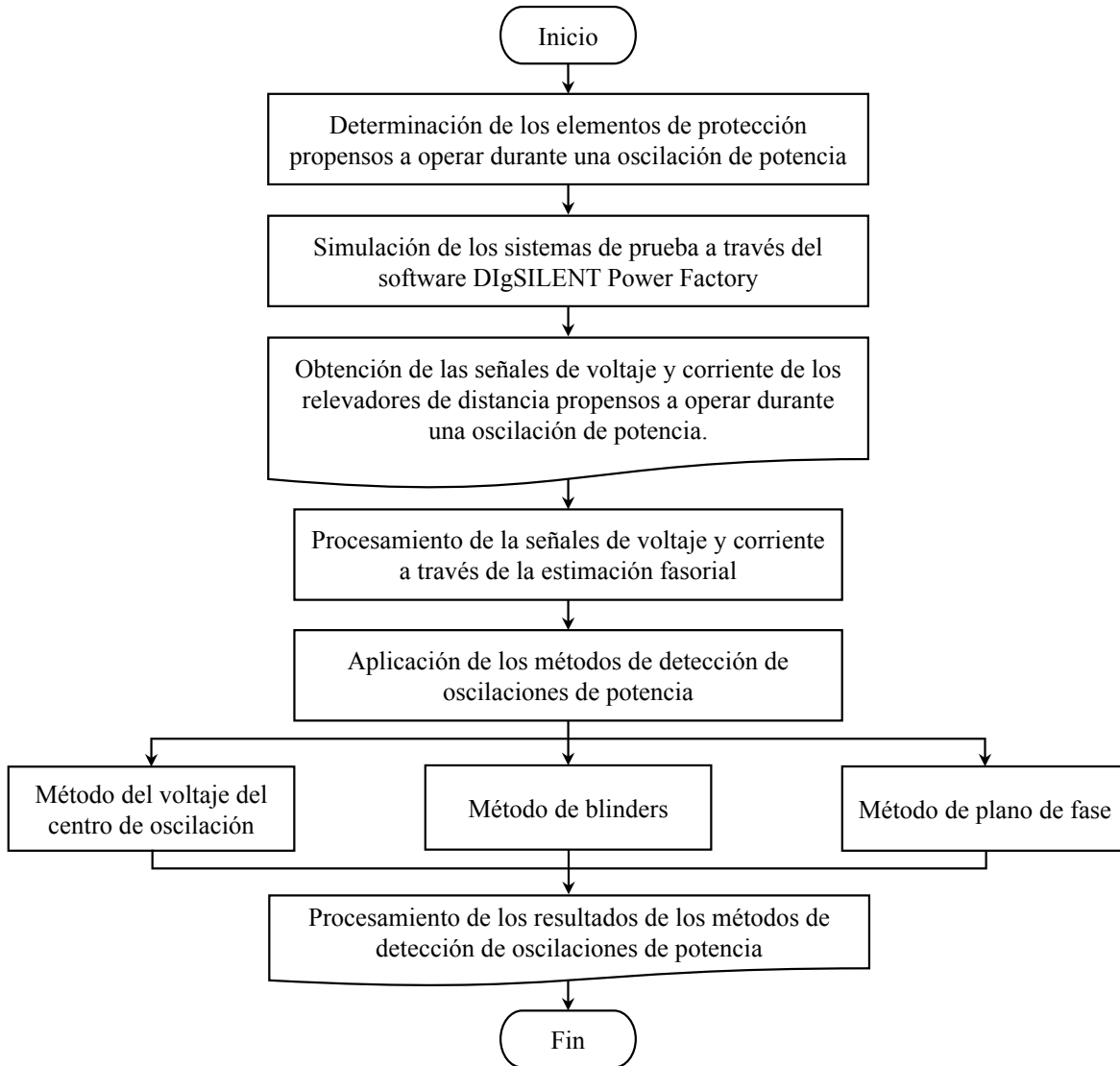


Figura 5.1. Diagrama de flujo del análisis de los métodos de detección de oscilaciones de potencia.

A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones realizadas a los dos sistemas de prueba, así como el análisis de los métodos de detección de oscilaciones de potencia para cada uno de los sistemas.

5.2 Sistema de dos máquinas

El sistema de potencia de la figura 5.2 está compuesto por una central de generación hidráulica de 1000 MW (máquina M1) y una central de generación local de 5000 MW (máquina M2) conectadas a través de una línea de transmisión de 240 km a 500 kV. Las dos

centrales alimentan un centro de carga, modelado por una carga resistiva de 5000 MW. Los datos de este sistema son descritos en el Apéndice A [61].

En la figura 5.2 se muestra el relevador R1 ubicado en el nodo A, esta ubicación del relevador garantiza que el centro eléctrico del sistema se encuentre dentro de la zona de alcance del relevador.

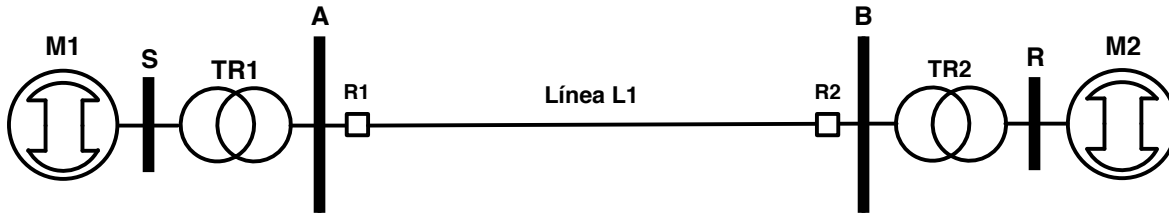


Figura 5.2. Sistema de dos máquinas [61].

El sistema de dos máquinas está protegido por un relevador de distancia que monitorea las tensiones y corrientes en el nodo A, este relevador cuenta con dos características tipo mho que protegen a la línea ante fallas. Las zonas de operación del relevador se establecen en un 80% de la impedancia de línea L1 para la zona 1 y en un 100% de la impedancia de la línea L1 para la zona 2.

5.2.1 Escenarios de simulación para el sistema de dos máquinas

Los escenarios de simulación para el sistema de dos máquinas consisten en simular disturbios en el sistema que generen oscilaciones de potencia estables e inestables, los disturbios que se consideran en esta tesis son fallas trifásicas a lo largo de la línea de transmisión. Las fallas trifásicas son el tipo de disturbio más severo al que está sometido un sistema de potencia, por lo que en este sistema es el tipo de disturbios que se simula [37].

Se considera que para este sistema no es posible realizar una liberación apropiada de la falla, debido a que al desconectar la línea las dos máquinas pierden el sincronismo de manera inmediata, por lo que el disturbio que se simula es únicamente la aplicación de una falla con un tiempo mínimo de duración. El tiempo de duración de la falla determina si la oscilación resultante es estable o inestable.

A continuación, se describen los escenarios de simulación que se utilizan para analizar el comportamiento de los métodos de detección de oscilaciones de potencia para el sistema de dos máquinas.

Caso (a): Se realizó una falla trifásica tres segundos después de iniciar la simulación al 50% de la línea L1 de la figura 5.2, la falla se elimina automáticamente después de un intervalo de tiempo de 0.245 segundos. El tiempo de duración de la falla provoca oscilaciones en las tensiones y corrientes medidas por el relevador R1, las cuales logran ser amortiguadas haciendo que el sistema permanezca en una condición de operación estable. El tiempo total de esta simulación es de 10 segundos.

Caso (b): Se realizó una falla trifásica tres segundos después de iniciar la simulación al 50% de la línea L1 de la figura 5.2, la falla se elimina automáticamente después de un intervalo de tiempo de 0.3 segundos. El tiempo de duración de la falla provoca que la máquina M1 comience a acelerarse con respecto a la máquina M2, lo cual ocasiona oscilaciones en las tensiones y corrientes medidas por el relevador R1, las cuales incrementan progresivamente hasta que la máquina M1 pierde el sincronismo y el sistema se vuelve inestable. El tiempo total de esta simulación es de 10 segundos.

Para analizar el desempeño de los métodos de detección de oscilaciones de potencia, se simulan los casos previamente mencionados en el sistema de dos máquinas. A continuación, se analizan cada uno de los métodos de detección de oscilaciones de potencia descritos en el Capítulo IV.

5.2.2 Método de blinders

El método de blinders requiere un extenso estudio del sistema de potencia para calcular los ajustes apropiados para el relevador. Para cada sistema se deben determinar diferentes criterios como la carga máxima, la impedancia total del sistema, la frecuencia de deslizamiento del sistema, etc.

Los ajustes de los blinders exteriores e interiores y de las funciones de bloqueo y disparo por oscilaciones de potencia se calculan a partir de las ecuaciones 4.1 a 4.8 del Capítulo IV. A continuación, se calculan los ajustes del método de blinders para el sistema de dos máquinas utilizando los datos del sistema que se describen en el Apéndice A.

Los ajustes de los blinders interiores y exteriores en el lado derecho ($R1_R, R2_R$) son iguales a los ajustes de los blinders interiores y exteriores en el lado izquierdo ($R1_L, R2_L$), por lo que en los siguientes cálculos únicamente se calcularán los ajustes de los blinders interiores y exteriores de lado derecho ($R1_R, R2_R$).

El ajuste del blinder interior derecho $R1_R$ se calcula utilizando la impedancia de alcance de zona 2 (Z_{L2}) y el ángulo de la impedancia de la línea protegida (ANG_{ZL}), para este ajuste se utiliza un margen de separación del alcance de zona 2 del relevador y del blinder interior del 20%.

$$R1_R = 1.2 \frac{Z_{L2}}{2 \text{sen}(ANG_{ZL})} = 1.2 \frac{87.417}{2 \text{sen}(87.254)} = 52.511 \Omega$$

El blinder exterior derecho $R2_R$ se ajusta según la carga máxima en el sistema, para esto se establece la zona del blinder exterior justo antes de la trayectoria de la impedancia de carga máxima. Utilizando la corriente y la tensión correspondientes durante la carga máxima, se obtiene la impedancia de carga máxima que mide el relevador R1 ubicado en el nodo A.

$$Z_{Ld} = \frac{V_{Ld}}{I_{Ld}} = \frac{286340 \angle -46.975}{1098.581 \angle -45.31} = 260.645 \angle -1.665 \Omega$$

A partir del ángulo de la impedancia de carga máxima del sistema de dos máquinas se calcula el ajuste del blinder exterior derecho $R2_R$. Para este caso se utiliza un margen de seguridad del 80%.

$$R2_R = 0.8 \cdot Z_{Ld} \cos(A) = 0.8(260.645) \cos(-1.665 + 90 - 87.254)$$

$$R2_R = 208.479 \Omega$$

Los ajustes de los blinders superiores ($R1_T, R2_T$) son iguales a los ajustes de los blinders inferiores ($R1_B, R2_B$), por lo que en los siguientes cálculos únicamente se calcularán los ajustes de los blinders superiores ($R1_T, R2_T$). El ajuste del blinder superior $R1_T$, se calcula utilizando el alcance de zona 2 del relevador y un margen de separación del 20%:

$$R1_T = 1.2 \cdot Z_{L2} = 1.2(87.417) = 104.9 \Omega$$

El ajuste del blinder superior $R2_T$, se calcula utilizando el ajuste del blinder superior $R1_T$ y la distancia entre el blinder exterior derecho y el blinder interior derecho, como se muestra en la ecuación 4.6.

$$R2_T = R1_T + (R2_R - R1_R) = 104.9 + (208.479 - 52.511) = 260.868 \Omega$$

Para el cálculo del ajuste del retardo de tiempo OSBD se requiere de la impedancia total del sistema (Z_T), la cual se obtiene al sumar la impedancia de la línea más las impedancias equivalentes de las máquinas. Cuando el sistema es más complejo que un sistema de dos máquinas es necesario representar al sistema de estudio en el punto de ubicación del relevador, como un sistema equivalente que represente la impedancia total del sistema. En el Apéndice B se presenta el método utilizado en este trabajo para obtener un sistema equivalente de dos máquinas.

El ajuste del retardo de tiempo OSBD se obtiene a través de las ecuaciones 4.5 y 4.6 del Capítulo IV, en donde se supone una frecuencia de deslizamiento máxima f_{slip} de 5 Hz.

$$ANG_{R1} = 2 \cdot \tan^{-1} \left(\frac{Z_T}{2 \cdot R1_R} \right) = 2 \cdot \tan^{-1} \left(\frac{124.594}{2 \cdot 52.511} \right) = 99.744^\circ$$

$$ANG_{R2} = 2 \cdot \tan^{-1} \left(\frac{Z_T}{2 \cdot R2_R} \right) = 2 \cdot \tan^{-1} \left(\frac{124.594}{2 \cdot 208.479} \right) = 33.274^\circ$$

$$OSBD = \frac{(ANG_{R1} - ANG_{R2}) \cdot f_{nom}}{360 \cdot f_{slip}} = \frac{(99.744 - 33.274) \cdot 60}{360 \cdot 5} = 2.21 \text{ ciclos} = 36.93 \text{ ms}$$

El ajuste del retardo tiempo OSTD se obtiene a través de la siguiente ecuación.

$$OSTD = \frac{(ANG_{R1} - ANG_{R2}) \cdot f_{nom}}{360 \cdot f_{slip}} = \frac{(99.744 - 33.274) \cdot 60}{360 \cdot 5} = 2.21 \text{ ciclos} = 36.93 \text{ ms}$$

Como se puede observar los ajustes de los retardos de tiempo OSTD y OSBD son los mismos, para evitar esto se establece que el ajuste del retardo de tiempo OSBD sea medio ciclo mayor que ajuste del retardo de tiempo OSTD, como se muestra a continuación.

$$OSBD = OSTD + \frac{\text{ciclo}}{2} = 2.71 \text{ ciclos} = 45.26 \text{ ms}$$

En la tabla 5.1 se muestran los ajustes previamente calculados para el relevador R1 del sistema de dos máquinas.

Tabla 5.1. a) Ajustes de la zona 1 y 2 para el relevador de distancia R1 del sistema de dos máquinas.

Relevador	Impedancia de la línea	Impedancia de alcance de zona 1 y zona 2	
	Z_L [Ohms]	Z_{L1} [Ohms]	Z_{L2} [Ohms]
R1	4.188+j87.317	3.351+j69.853	4.188+j87.317

Tabla 5.1. b) Ajustes por el método de blinders para el sistema de dos máquinas.

Relevador	Blinders superior e inferior		Blinders interior y exterior		Ajuste del retardo tiempo	
	$R1_T$ [Ohms]	$R2_T$ [Ohms]	$R1_R$ [Ohms]	$R1_R$ [Ohms]	OSBD [ms]	OSTD [ms]
R1	104.9	260.868	52.511	208.479	45.267	36.933

A continuación, se analizan los escenarios de simulación, con el fin de observar el comportamiento del método de blinders ante oscilaciones de potencia estables e inestables.

5.2.2.1 Caso 1: Estable

El primer escenario de simulación consiste en simular una condición de oscilación estable, en la figura 5.3 se muestra la trayectoria de la impedancia durante esta condición de operación, la línea azul representa la trayectoria de la impedancia durante una falla, la cual se desplaza en el plano complejo de manera inmediata desde el punto que representa la impedancia de carga hasta el punto que representa la impedancia de falla.

Cuando la trayectoria de la impedancia atraviesa los blinder interior y exterior, el relevador determina que le lleva 0.007 segundos a la trayectoria de la impedancia a través de los blinders interior y exterior, como este tiempo es menor que los ajustes de los retardos de tiempo OSBD y OSTD, el relevador detecta una condición de falla y opera los elementos de protección del relevador R1.

Cuando la falla es eliminada, la línea en rojo de la figura 5.3 representa la trayectoria de la impedancia después de liberar la falla, la cual se desplaza fuera de la zona de operación del relevador y del blinder interior. Después de 0.26 segundos de aplicar la falla, la trayectoria de la impedancia atraviesa nuevamente el blinder interior para posteriormente salir de las zonas de operación del relevador.

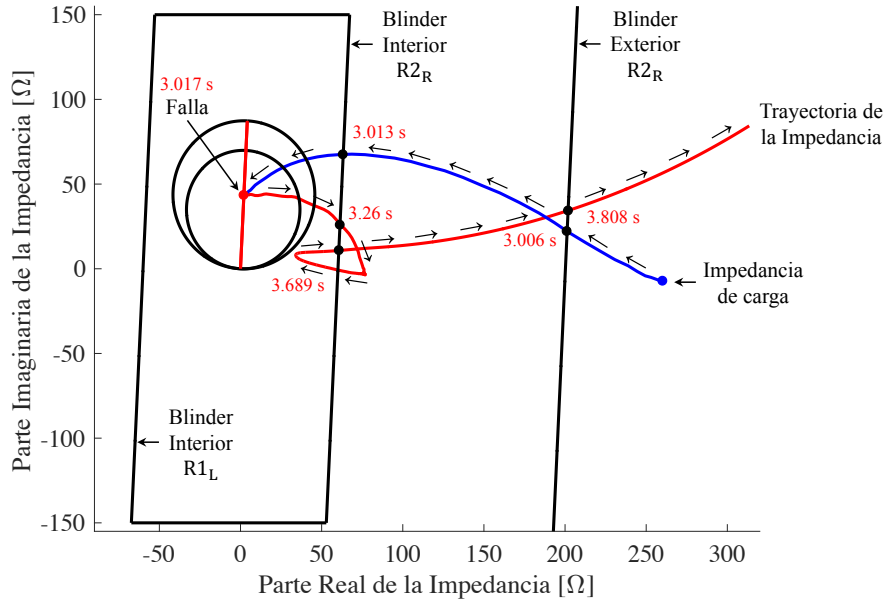


Figura 5.3. Método de blinders, oscilación estable.

Cuando la trayectoria de la impedancia se desplaza fuera de las características de operación del relevador, este atraviesa los blinders interior y exterior, en este punto el relevador determina que le lleva 0.119 segundos a la trayectoria de la impedancia atravesar los blinders interior y exterior, como este tiempo es mayor que los ajustes de los retardos de tiempo OSBD y OSTD, el relevador detecta una condición de oscilación y bloquea los elementos de protección del relevador R1. Debido a que la trayectoria de la impedancia no atraviesa el blinder interior y exterior del lado izquierdo, el algoritmo detecta la oscilación como una oscilación de potencia estable.

En la figura 5.4 se muestran las señales de salida para cada una de las zonas de protección del relevador, así como las señales de salida de las funciones de bloqueo y disparo por oscilaciones de potencia. Cuando la trayectoria de la impedancia atraviesa los blinders interior y exterior, se activan las señales de salida de los blinders interior y exterior (OUTR1 y OUTR2), respectivamente como se muestra en la figura 5.4, se observa que las señales de salida de estos elementos se activan (OUTR1=1, OUTR2=1) en el intervalo de tiempo de 3.006 segundos y 3.013 segundos, respectivamente. Cuando el relevador de distancia detecta una falla en zona 1, se activa la señal de salida (OUTZ1=1) en el intervalo de tiempo de 3.017 segundos. Después de 3.808 segundos se detecta una condición de oscilación de potencia estable y se activa la señal de salida de bloqueo por oscilaciones de potencia (PSB=1). La señal de salida de zona 2 no se activa (OUTZ2=0) debido a que la falla se detecta en la zona 1 de operación del relevador de distancia, de la misma manera al detectarse una condición de oscilación de potencia estable no se activa la señal de salida de disparo por oscilaciones de potencia inestables (OST=0).

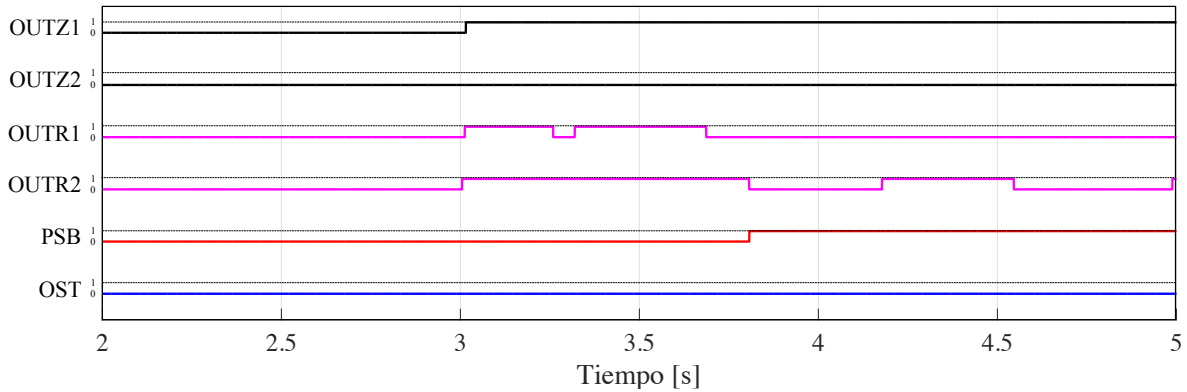


Figura 5.4. Tiempos de operación del método de blinders, oscilación estable.

5.2.2.2 Caso 2: Inestable

Para el caso de una oscilación de potencia inestable, la línea en rojo de la figura 5.5 representa la trayectoria de la impedancia durante la falla y la línea azul representa la trayectoria de la impedancia después de liberar la falla. En la figura 5.5 se observa que después de completar un ciclo de oscilación, la trayectoria de la impedancia vuelve a atravesar los blinders interiores y exteriores.

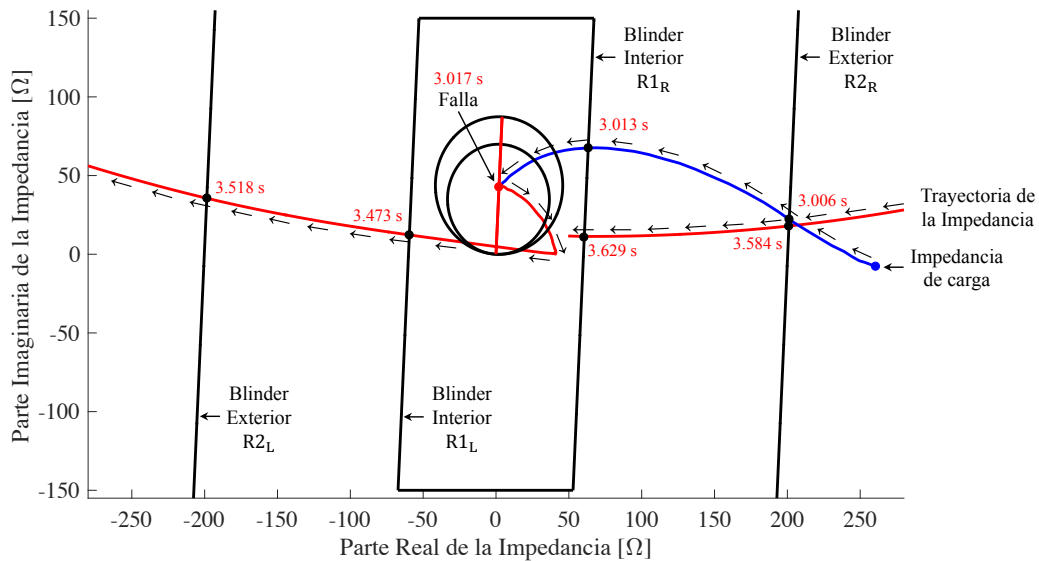


Figura 5.5. Método de blinders, oscilación inestable.

Cuando la falla es eliminada la trayectoria de la impedancia permanece dentro de las zonas de operación del relevador, después de 0.473 segundos de aplicar la falla la trayectoria de la impedancia atraviesa las características tipo blinder interior, en ese momento el relevador determina que le lleva 0.045 segundos a la trayectoria de la impedancia atravesar los blinders interior y exterior, como este tiempo es mayor que el ajuste del retardo de tiempo OSTD y menor que el ajuste del retardo de tiempo OSBD y debido a que la trayectoria de la impedancia atraviesa el blinder interior y exterior del lado izquierdo, el algoritmo detecta la oscilación como una oscilación de potencia inestable.

En la figura 5.6 se muestran las señales de salida para cada una de las zonas de protección del relevador R1, así como las señales de salida de las funciones de bloqueo y disparo por oscilaciones de potencia. En la figura 5.6 se observa que la señal de salida de zona 1 se activa (OUTZ1=1) en el intervalo de tiempo de 3.017 segundos, mientras que la señal de salida de zona 2 no se activa (OUTZ2=0) debido a que la falla se detecta en la zona 1 de operación del relevador de distancia, se observa que la señal de salida de los blinders exterior e interior (OUTR1 y OUTR2) se activa y desactiva cada vez que la trayectoria de la impedancia atraviesa las características de operación de los blinders, de igual manera las señales de salida de las funciones de bloqueo y disparo se activan (PSB=1, OST=1) en el intervalo de tiempo de 3.518 segundos al detectar la condición de oscilación inestable.

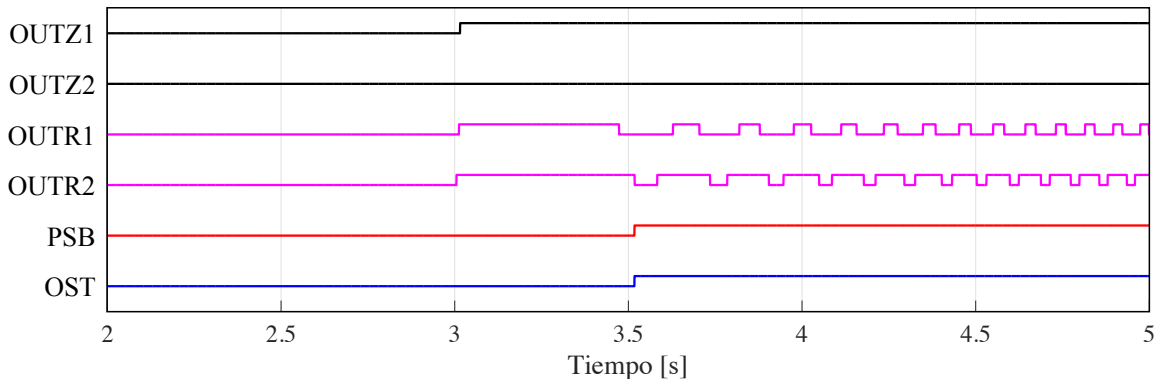


Figura 5.6. Tiempos de operación del método de blinders, oscilación inestable.

5.2.3 Método del voltaje del centro de oscilación

Para el método del voltaje del centro de oscilación no se requieren calcular los ajustes asociados con el valor del SCV o de su razón de cambio dSCV, únicamente se necesitan realizar estudios del sistema de potencia. Los ajustes del voltaje del centro de oscilación y su razón de cambio se seleccionan con el fin de detectar oscilaciones de potencia estables e inestables, estos ajustes se obtienen a través de estudios de estabilidad transitoria ante diferentes condiciones de operación, configuraciones y contingencias en el sistema de potencia. En la tabla 5.2 se muestran los ajustes del método SCV obtenidos a partir de los estudios de estabilidad realizados al sistema de dos máquinas.

Tabla 5.2. Ajustes por el método de SCV para el sistema de dos máquinas.

Relevador	Ajuste del SCV y dSCV para la detección de fallas trifásicas		Ajuste máximo y mínimo del dSCV para la detección de oscilaciones de potencia		Zona de arranque
	SCV _{Thr} [p. u.]	dSCV _{Thr} [p. u.]	dSCV _{Min} [p. u.]	dSCV _{Max} [p. u.]	Z _A [ohms]
R1	0.2	-75	20	70	60

A continuación, se analizan los escenarios de simulación, con el fin de observar el comportamiento del método del voltaje del centro de oscilación ante oscilaciones de potencia estables e inestables.

5.2.3.1 Caso 1: Estable

Los ajustes de la tabla 5.2 se utilizan para diferenciar entre una falla y una oscilación de potencia para el sistema analizado. En la figura 5.7 se muestra el valor del SCV y su razón de cambio dSCV para el primer escenario de simulación.

Al inicio de la simulación el valor del SCV se mantiene en su valor nominal, en tanto que el valor del dSCV se mantiene en cero al no existir variaciones en el SCV. Cuando se produce la falla el valor del dSCV se eleva, mientras que el valor del SCV cae a un valor cercano a cero durante el tiempo de duración de la falla, esto debido a que el ángulo de la línea de transmisión es cercano a 90° .

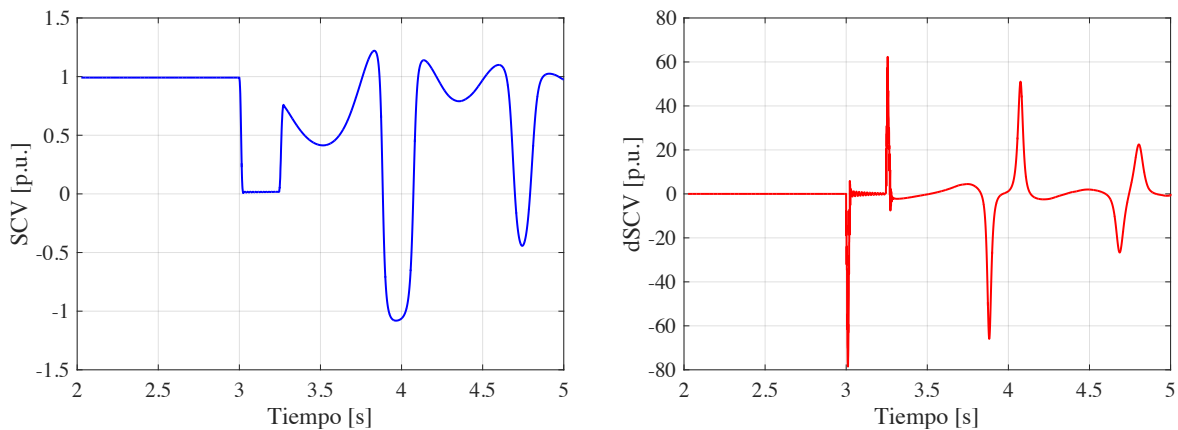


Figura 5.7. Método de SCV, oscilación estable.

Cuando el valor del dSCV es mayor que el ajuste $dSCV_{Thr}$ y el valor de SCV es menor que el ajuste SCV_{Thr} durante 5 ciclos y la trayectoria de la impedancia se encuentran dentro de la zona de arranque, el detector de fallas trifásicas detecta el disturbio como una condición de falla, 0.215 segundos después de aplicar la falla.

Una vez que la falla es eliminada el valor del SCV se mantiene oscilando hasta establecerse a su valor inicial, debido a que los valores del SCV y dSCV se encuentran oscilando dentro de los límites de ajuste $dSCV_{Max}$, $dSCV_{Min}$, SCV_{Max} y SCV_{Min} el detector de pendiente no detecta la condición de oscilación estable.

En la figura 5.8 se muestran las señales de salida del método del voltaje del centro de oscilación, la señal de salida de la zona de arranque se activa y desactiva (ZA) debido a que la trayectoria de la impedancia entra y sale de la zona de arranque, la señal de salida del detector de fallas trifásicas se activa (DTF=1) en el intervalo de tiempo de 3.215 segundos al detectar la falla trifásica, se observa que las señales de salida del detector de pendiente y de la función de bloqueo por oscilaciones de potencia no se activan (SLD=0, PSB=0), debido a

que el método del voltaje del centro de oscilación no detecta oscilaciones de potencia estables.

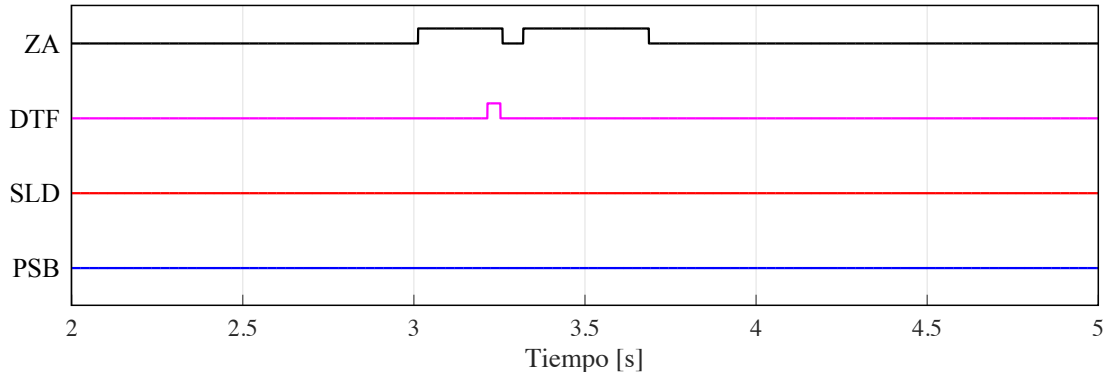


Figura 5.8. Tiempos de operación del método de SCV, oscilación estable.

5.2.3.2 Caso 2: Inestable

En la figura 5.9 se muestra el valor del SCV y dSCV para el segundo escenario de simulación, en donde se simula una oscilación de potencia inestable. Para el caso de una oscilación de potencia inestable, una vez que se elimina la falla el valor del SCV se mantiene oscilando como se observa en la figura 5.9, mientras que el valor del dSCV comienza a aumentar hasta que después de 3.545 segundos, el valor del dSCV supera el ajuste establecido, en ese momento el detector de pendiente detecta una condición de oscilación inestable.

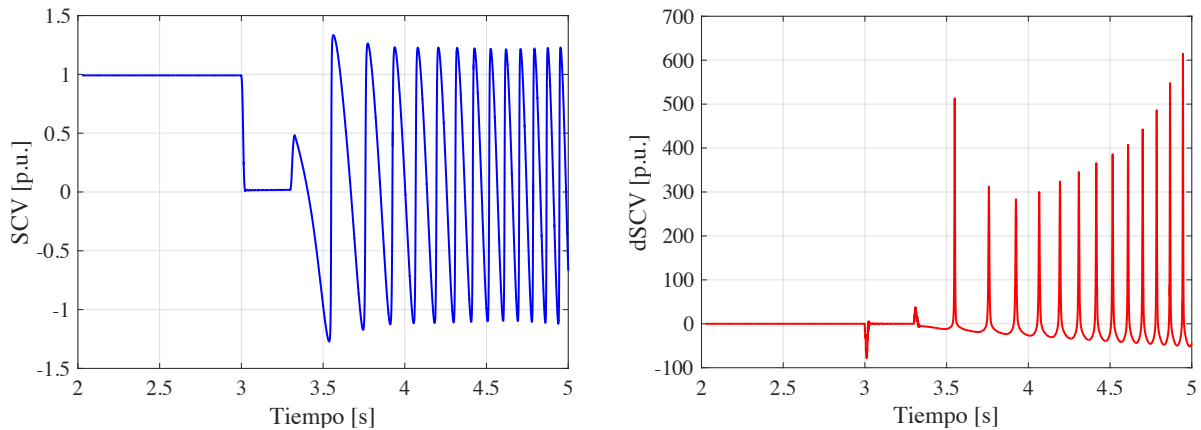


Figura 5.9. Método de SCV, oscilación inestable.

El detector de pendiente se activa cuando el valor del dSCV es mayor que el ajuste establecido y la trayectoria de la impedancia se encuentra dentro de la zona de arranque. El detector de pendiente envía una señal a la función de bloqueo por oscilaciones de potencia PSB para bloquear los elementos de protección del relevador R1.

En la figura 5.10 se muestran las señales de operación del método del voltaje del centro de oscilación, se observa que la señal de salida de la zona de arranque (ZA) se activa y desactiva cada vez que la trayectoria de la impedancia atraviesa la zona de arranque, la señal de salida

del detector de fallas trifásicas se activa (DTF=1) en el intervalo de tiempo de 3.215 segundos al detectar la falla trifásica, se observa que las señales de salida del detector de pendiente y de la función de bloqueo por oscilaciones de potencia se activan (SLD=1, PSB=1) en el intervalo de tiempo de 3.545 segundos al detectar la condición de oscilación inestable.

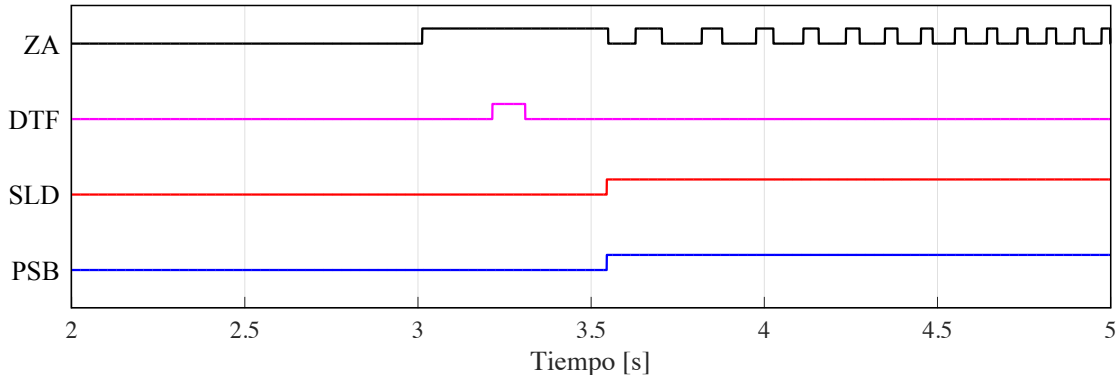


Figura 5.10. Tiempos de operación del método de SCV, oscilación inestable.

5.2.4 Método de Plano de Fase

Para emplear el método de plano de fase no es necesario calcular previamente los ajustes, únicamente se requieren realizar estudios del sistema eléctrico para seleccionar los ajustes necesarios. Los ajustes se seleccionan con el fin de establecer los valores de la recta que divide la zona estable de la zona inestable, los valores de ajuste de la velocidad y aceleración angular y el ángulo máximo o de ajuste.

Estos ajustes se obtienen a través de estudios de estabilidad ante diferentes condiciones de operación, configuraciones y contingencias en el sistema de potencia. Los ajustes del método de plano de fase para el sistema de dos máquinas se presentan en la tabla 5.3.

Tabla 5.3. Ajustes por el método de plano de fase para el sistema de dos máquinas.

Línea	Ajuste de la función PSB		Ajuste de la función OST		Ajuste de la función PSD
	S_{Max} [Hz]	A_{Max} [Hz/s]	M [Hz]	A_{offset} [Hz/s]	δ_{Thr} [°Grados]
R1	1.5	9	-16.6667	38.3333	130

A continuación, se analizan los escenarios de simulación, con el fin de observar el comportamiento del método de plano de fase ante oscilaciones de potencia estables e inestables.

5.2.4.1 Caso 1: Estable

El primer escenario de simulación consiste en simular una condición de oscilación estable, en la figura 5.11 se muestra la trayectoria de la velocidad-aceleración graficadas en el plano de fase durante una oscilación de potencia estable después de liberar la falla.

Cuando se produce la falla los valores de la velocidad y aceleración angular son mayores que los ajustes A_{Max} y S_{Max} durante más de 5 ciclos, por lo cual la lógica del detector de oscilaciones de potencia PSD detecta una condición de falla.

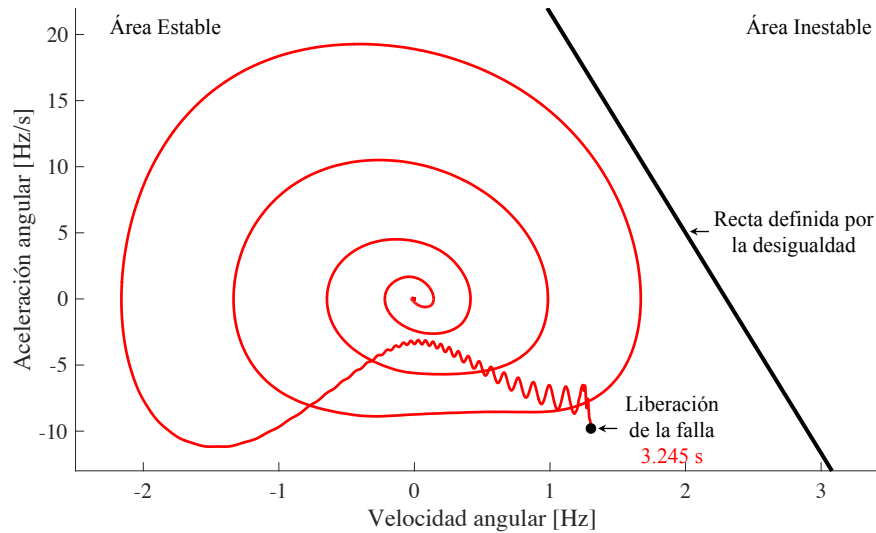


Figura 5.11. Método de plano de fase, oscilación estable.

Después de liberar la falla, la trayectoria de la velocidad-aceleración en el diagrama de plano de fase se desplaza en forma de espiral hasta alcanzar el punto de operación estable como se observa en la figura 5.11, de esta manera el detector predictivo de pérdida de sincronismo OOST detecta la oscilación como una oscilación de potencia estable.

En la figura 5.12 se muestran las señales de salida del método de plano de fase, la señal de salida del detector de oscilaciones de potencia se activa (PSD=1) en el intervalo de tiempo de 3.728 segundos, mientras que las señales de salida del detector predictivo de pérdida de sincronismo y del detector de pérdida de sincronismo no se activan (OOST=0, OOSD=0), debido a que no se presenta una condición de oscilación inestable.

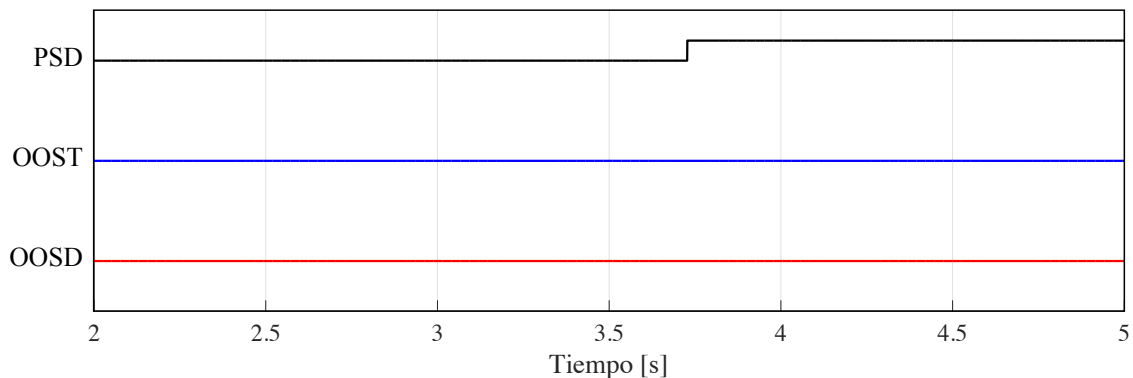


Figura 5.12. Tiempos de operación del método de plano de fase, oscilación estable.

5.2.4.2 Caso 2: Inestable

El segundo escenario de simulación consiste en simular una condición de oscilación inestable, en la figura 5.13 se muestra la trayectoria de la velocidad-aceleración graficadas en el plano de fase durante una oscilación de potencia inestable.

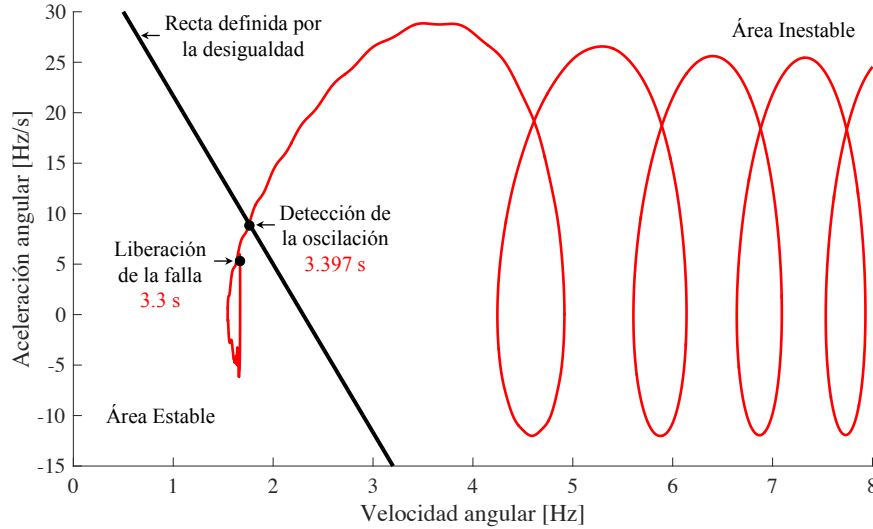


Figura 5.13. Método de plano de fase, oscilación inestable.

Después de que se libera la falla, el valor de la velocidad angular es mayor que S_{Min} y el valor de la aceleración angular es mayor que A_{Min} , por lo que el detector de oscilaciones de potencia PSD detecta una condición de oscilación 0.397 segundos después de aplicar la falla.

El diagrama de velocidad-aceleración de la figura 5.13 muestra los cálculos de velocidad y aceleración después de liberar la falla junto con la característica del elemento OOST que divide el plano de fase en las áreas estables e inestables. En este escenario se observa que la trayectoria de la velocidad-aceleración atraviesa la característica del elemento OOST después de 0.397 segundos de aplicar la falla, por lo que el detector predictivo de pérdida de sincronismo detecta una condición de oscilación inestable.

El detector de pérdida de sincronismo OOSD detecta 0.322 segundos después de aplicar la falla, que el ángulo del sistema es mayor que el ángulo de ajuste, por lo que al activarse esta función y al estar la trayectoria de la velocidad-aceleración en el área inestable del diagrama de plano de fase, el algoritmo detecta una condición de pérdida de sincronismo.

En la figura 5.14 se muestran las señales de salida del método de plano de fase durante una condición de oscilación inestable, la señal de salida de del detector de oscilaciones de potencia se activa (PSD=1) en el intervalo de tiempo de 3.397 segundos, mientras que las señales del detector predictivo de pérdida de sincronismo y del detector de pérdida de sincronismo se activan (OOST=1, OOSD=1) en el intervalo de tiempo de 3.397 y 3.322 segundos respectivamente, al detectar la condición de oscilación inestable y la pérdida de sincronismo del sistema.

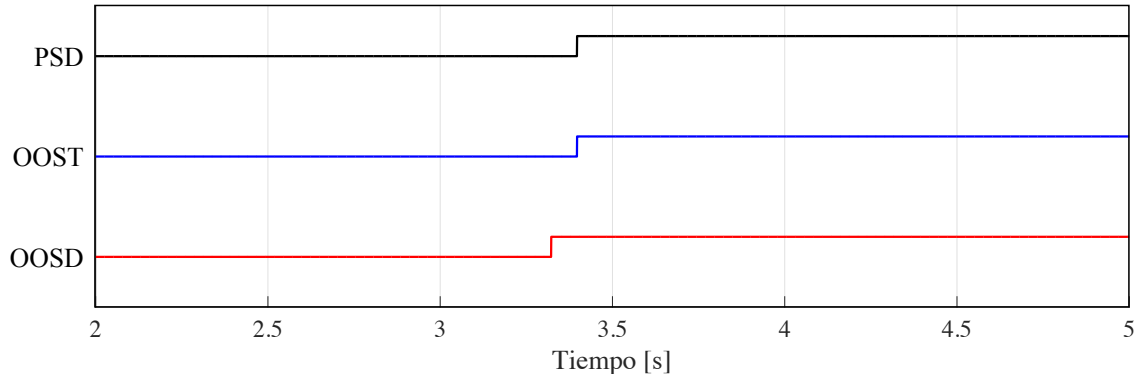


Figura 5.14. Tiempos de operación del método de plano de fase, oscilación inestable.

5.3 Sistema Anderson de tres máquinas y nueve nodos

El sistema de Anderson de la figura 5.15 está compuesto por tres máquinas, nueve nodos y seis líneas de 230 kV, los datos del sistema se muestran en el Apéndice A. Este sistema multi-máquinas permite analizar el funcionamiento de los métodos de detección de oscilaciones de potencia al provocar disturbios que ocasionen oscilaciones de potencia que lleven a la pérdida de sincronismo a una de las máquinas. Este sistema cuenta con seis líneas de transmisión, lo que permite analizar de forma más completa el funcionamiento de los métodos de detección de oscilaciones de potencia.

En la figura 5.15 se muestra la ubicación de los relevadores de protección, los cuales se encuentra ubicados en ambos extremos de las líneas de transmisión. Los escenarios de simulación para el sistema Anderson consisten en simular disturbios en el sistema que generen oscilaciones de potencia estables e inestables, con el fin de evaluar el desempeño de cada uno de los métodos de detección de oscilaciones de potencia. En este sistema es posible simular el disparo de las máquinas inestables después de detectar una condición de oscilación inestable con el fin de mantener la estabilidad en el sistema.

5.3.1 Tiempo crítico de liberación de fallas

Antes de establecer los escenarios de simulación es importante determinar los disturbios más severos que generan oscilaciones de potencia en el sistema Anderson. A partir de simulaciones en el sistema, se determinó que los disturbios más severos que resultan en la inestabilidad del sistema son las fallas trifásicas. Las fallas trifásicas aplicadas a las líneas de transmisión del sistema Anderson, provocan que el sistema se vuelva inestable después de liberar la falla, por lo que en este sistema se simulan fallas trifásicas a lo largo de las líneas de transmisión.

Para determinar los tiempos que provocan que el sistema se vuelva inestable después de la liberación de una falla, se procedió a determinar los tiempos críticos de liberación de las fallas en las líneas de transmisión.

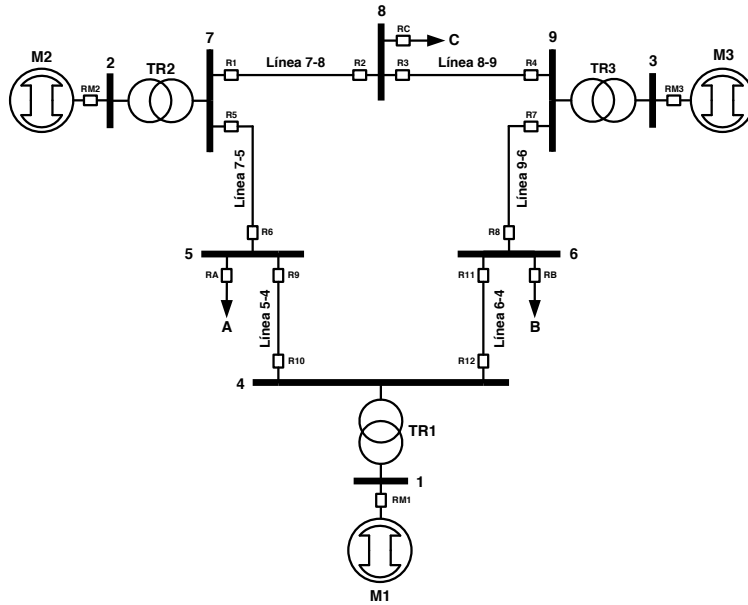


Figura 5.15. Sistema Anderson de tres máquinas y nueve nodos [35].

En la tabla 5.4 se muestran los tiempos críticos de liberación de las fallas para cada una de las líneas de transmisión del sistema de potencia al aplicar una falla trifásica al 50% de las líneas de transmisión. Estos tiempos se obtuvieron realizando simulaciones para diferentes tiempos de liberación de la falla.

Tabla 5.4. Tiempos críticos de liberación de la falla.

Línea	Tiempo de liberación de la falla [s]
7-8	0.277
8-9	0.373
7-5	0.354
9-6	0.538
5-4	0.462
6-4	0.504

Como se observa en la tabla 5.4, la línea 7-8 es la línea más crítica del sistema debido a que presenta un menor tiempo de liberación de la falla, por lo cual en este trabajo se analiza el comportamiento de los métodos de detección de oscilaciones para una falla trifásica en la línea 7-8.

5.3.2 Escenarios de simulación para el sistema Anderson

Los escenarios de simulación para el sistema Anderson consisten en aplicar una falla trifásica en la línea 7-8 y después de un retardo de tiempo establecido eliminar la falla al desconectar

la línea, el retardo de tiempo en la liberación de la falla determina si la oscilación resultante es estable o inestable. A continuación, se describen los casos de simulación que se utilizaron para analizar el comportamiento de los métodos de detección de oscilaciones de potencia para el sistema Anderson.

Caso (a): Se realizó una falla trifásica un segundo después de iniciar la simulación al 50% de la línea 7-8 de la figura 5.15, la falla se elimina después de un intervalo de tiempo de 0.277 segundos al desconectar la línea de los nodos 7 y 8. El tiempo de duración de la falla provoca oscilaciones en las tensiones y corrientes medidas por los relevadores ubicados en los extremos de las líneas de transmisión, las oscilaciones generadas logran ser amortiguadas haciendo que el sistema permanezca en una condición de operación estable. El tiempo total de simulación es de 10 segundos.

Caso (b): Se realizó una falla trifásica un segundo después de iniciar la simulación al 50% de la línea 7-8 de la figura 5.15, la falla se elimina después de un intervalo de tiempo de 0.278 segundos al desconectar la línea de los nodos 7 y 8. Este tiempo de duración de la falla es el tiempo que provoca que la máquina M2 comience a acelerarse con respecto a las máquinas M1 y M3, lo cual provoca oscilaciones en las tensiones y corrientes medidas por los relevadores ubicados en los extremos de las líneas de transmisión, las cuales incrementan progresivamente hasta que la máquina M2 pierde el sincronismo y el sistema se vuelve inestable. El tiempo total de esta simulación es de 10 segundos.

5.3.3 Localización de los elementos de detección de oscilaciones de potencia

Uno de los aspectos importantes en la detección de oscilaciones de potencia es la ubicación óptima de los elementos de detección de oscilaciones de potencia en el sistema eléctrico con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los métodos de detección.

Para que los métodos de detección de oscilaciones de potencia detecten correctamente una condición de oscilación es necesario que el centro eléctrico del sistema se encuentre ubicado en la impedancia de la línea de transmisión en donde se hallan los relevadores de protección que detectan las condiciones de oscilación. Si para la perturbación bajo estudio el centro eléctrico del sistema no estuviese entre los relevadores de protección, entonces el ángulo equivalente estaría acotado a valores relativamente bajos, además los relevadores cercanos a un centro eléctrico son altamente sensibles a las oscilaciones de potencia [62, 63].

La ubicación óptima para la detección de oscilaciones de potencia es cerca del centro eléctrico del sistema. Por lo tanto, es importante determinar si el centro eléctrico del sistema está ubicado en las líneas de transmisión, esto con el fin de aplicar correctamente los métodos de detección de oscilaciones de potencia. En el Apéndice B se presenta un método para identificar dónde aplicar los métodos de detección de oscilación de potencia, en una línea de transmisión particular en el sistema de potencia.

A continuación, se analiza el funcionamiento de los métodos de detección de oscilaciones de potencia para el sistema Anderson, para los dos escenarios de simulación mencionados

anteriormente. En estas simulaciones únicamente se analiza el comportamiento de los métodos de detección en el relevador R5 ubicado en la línea de transmisión 7-5, esto debido a los resultados obtenidos en el Apéndice B, en donde a través del análisis del sistema Anderson se determinó que los relevadores R3, R4, R5, R6, R7 y R8 garantizan una correcta detección de las condiciones de oscilación estables e inestables. En este trabajo únicamente se analizan los resultados en el relevador R5 por simplicidad en el análisis.

5.3.4 Método de blinders

Para la operación del método de blinder, previamente se tiene que definir los ajustes del relevador. En la tabla 5.5 se presentan los resultados de los ajustes del método de blinders para el relevador R5 del sistema Anderson.

Tabla 5.5. a) Ajustes de la zona 1 y 2 para el relevador de distancia R1 del sistema Anderson.

Relevador	Impedancia de la línea	Impedancia de alcance de zona 1 y zona 2	
	Z_L [Ohms]	Z_{L1} [Ohms]	Z_{L2} [Ohms]
R5	16.928+j85.169	13.542 +j68.135	17.986 +j94.162

Tabla 5.5. b) Ajustes por el método de blinders para el sistema Anderson.

Relevador	Blinders superior e inferior		Blinders interior y exterior		Ajuste del retardo tiempo	
	$R1_T$ [Ohms]	$R2_T$ [Ohms]	$R1_R$ [Ohms]	$R1_R$ [Ohms]	OSBD [ms]	OSTD [ms]
R5	115.037	565.586	58.644	509.193	108.333	91.667

A continuación, se analizan los escenarios de simulación, con el fin de observar el comportamiento del método de blinders ante oscilaciones de potencia estables e inestables.

5.3.4.1 Caso I: Estable

A continuación, se presentan los resultados obtenidos a través del método de blinders para el sistema Anderson en el primer escenario de simulación. En la figura 5.16 se muestra la trayectoria de la impedancia durante esta condición de operación, la línea azul representa la trayectoria de la impedancia durante una falla y la línea roja representa la trayectoria de la impedancia después de liberar la falla, en la figura 5.16 se observan los tiempos en los que la trayectoria de la impedancia atraviesa los blinders exterior e interior y en la figura 5.17 se muestran los tiempos de operación de los elementos de protección del relevador de zona 1, zona 2 y de los blinders interior y exterior, así como de las funciones de bloqueo y disparo por oscilaciones de potencia.

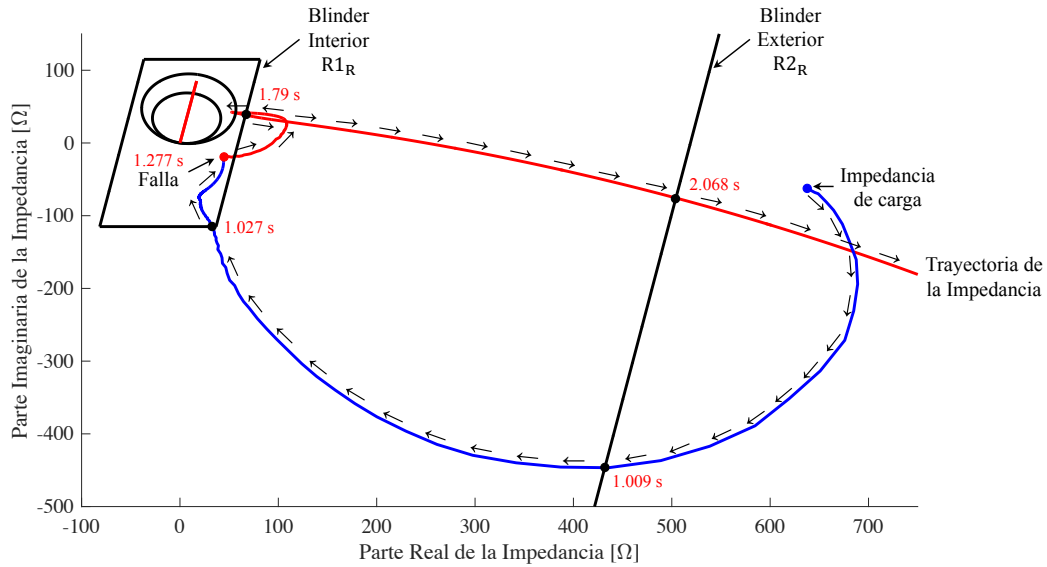


Figura 5.16. Método de blinders, oscilación estable.

Las señales de salida de los elementos blinder interior y exterior muestran como la trayectoria de la impedancia entra y sale de las zonas de operación de los blinders. Cuando ocurre la falla el tiempo que le lleva a la trayectoria de la impedancia atravesar los blinders interior y exterior es de 0.018 segundos, como este tiempo es menor que los ajustes de los retardos de tiempo OSBD y OSTD, el relevador detecta una condición de falla, pero como no se detecta la señal de disparo de zona 1 y 2 el relevador no opera.

Cuando la trayectoria de la impedancia se desplaza fuera de las características tipo blinder exterior e interior, el relevador determina que le lleva 0.278 segundos a la trayectoria de la impedancia atravesar ambas características, como este tiempo es mayor que los ajustes de los retardos de tiempo OSBD y OSTD, la función PSB detecta una condición de oscilación y emite una señal al relevador para bloquear los elementos de protección del relevador R5. Debido a que la trayectoria de la impedancia no atraviesa el blinder interior y exterior del lado izquierdo, el algoritmo detecta la oscilación como una oscilación de potencia estable.

Cuando la trayectoria de la impedancia atraviesa los blinders interior y exterior, se activan las señales de salida de los blinders interior y exterior (OUTR1 y OUTR2), respectivamente como se muestra en la figura 5.4, se observa que las señales de salida de estos elementos se activan (OUTR1=1, OUTR2=1) en el intervalo de tiempo de 1.009 segundos y 1.027 segundos, respectivamente. Las señales de salida de zona 1 y 2 no se activan (OUTZ1=0, OUTZ2=0) debido a que la falla no se presenta en la zona de protección del relevador R5. Después de 2.068 segundos se detecta una condición de oscilación de potencia y se activa la señal de salida de bloqueo por oscilaciones de potencia (PSB=1), de esta manera la señal de salida de disparo por oscilaciones de potencia inestables no se activa (OST=0), puesto que no se presenta una condición de oscilación inestable.

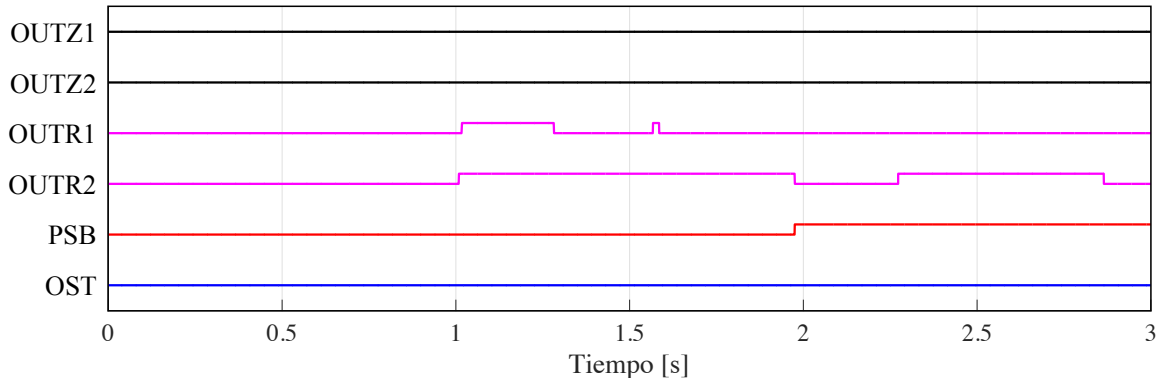


Figura 5.17. Tiempos de operación del método de blinders, oscilación estable.

Esta simulación muestra que la trayectoria de la impedancia durante una falla en alguna otra línea del sistema, no operará los elementos de protección de zona 1 y zona 2 del relevador. De igual manera se puede observar que el relevador no envía una señal de disparo por oscilaciones de potencia debido a que la trayectoria de la impedancia no atraviesa los blinders interiores y exteriores izquierdos.

5.3.4.2 Caso I: Inestable

A continuación, se presentan los resultados obtenidos a través del método de blinders para el sistema Anderson del segundo escenario de simulación. En la figura 5.18 se muestra la trayectoria de la impedancia durante esta condición de operación, la línea azul representa la trayectoria de la impedancia durante una falla y la línea roja representa la trayectoria de la impedancia después de liberar la falla, en la figura 5.18 se muestran los tiempos en los que la trayectoria de la impedancia atraviesa los blinders exterior e interior.

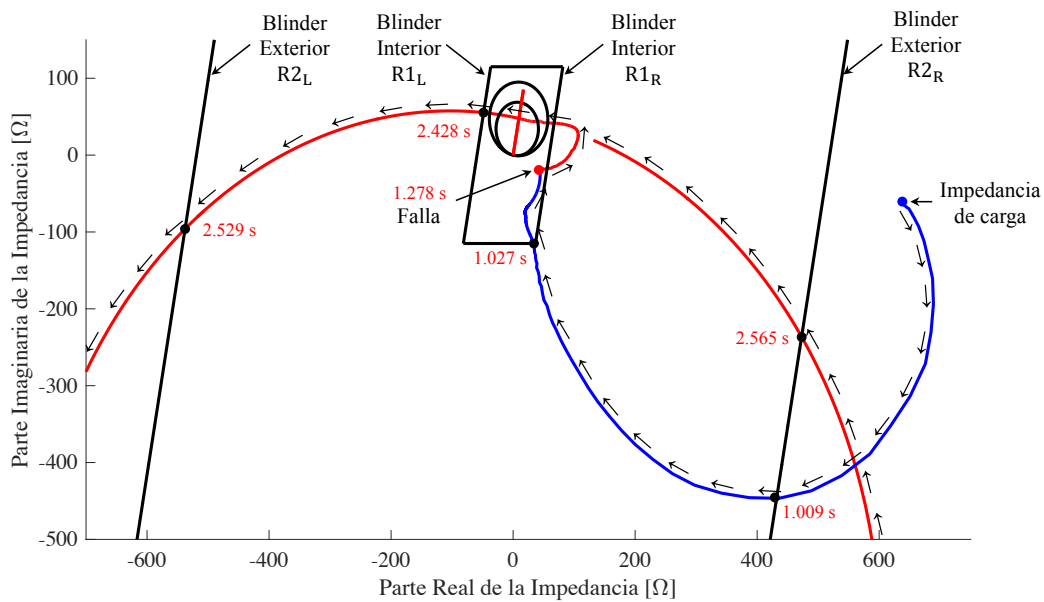


Figura 5.18. Método de blinders, oscilación inestable.

Cuando la trayectoria de la impedancia sale de las características tipo blinders interior y exterior el relevador detecta que le lleva 0.101 segundos a la trayectoria de la impedancia atravesar los blinders, como este tiempo es mayor que el ajuste del retardo de tiempo OSTD y menor que el ajuste del retardo de tiempo OSBD y debido a que la trayectoria de la impedancia atraviesa el blinder interior y exterior de lado izquierdo, la función OST detecta una condición de oscilación inestable y emite una señal al relevador para disparar los elementos de protección del sistema previamente establecidos. La señal de disparo se activa 1.529 segundos después de aplicar la falla.

En la figura 5.19 se muestran las señales de salida para cada una de las zonas de protección del relevador R1, así como las señales de salida de las funciones de bloqueo y disparo por oscilaciones de potencia. En la figura 5.19 se observa que la señal de salida de zona 1 y 2 se activan ($OUTZ1=1$, $OUTZ2=1$) en el intervalo de tiempo de 1.134 y 1.502 segundos respectivamente, debido a que la trayectoria de la impedancia atraviesa las zonas de operación del relevador de distancia, se observa que la señal de salida de los blinders exterior e interior ($OUTR1$ y $OUTR2$) se activa y desactiva cada vez que la trayectoria de la impedancia atraviesa las características de operación de los blinders, de igual manera las señales de salida de las funciones de bloqueo y disparo se activan ($PSB=1$, $OST=1$) en el intervalo de tiempo de 2.19 segundos al detectar la condición de oscilación inestable.

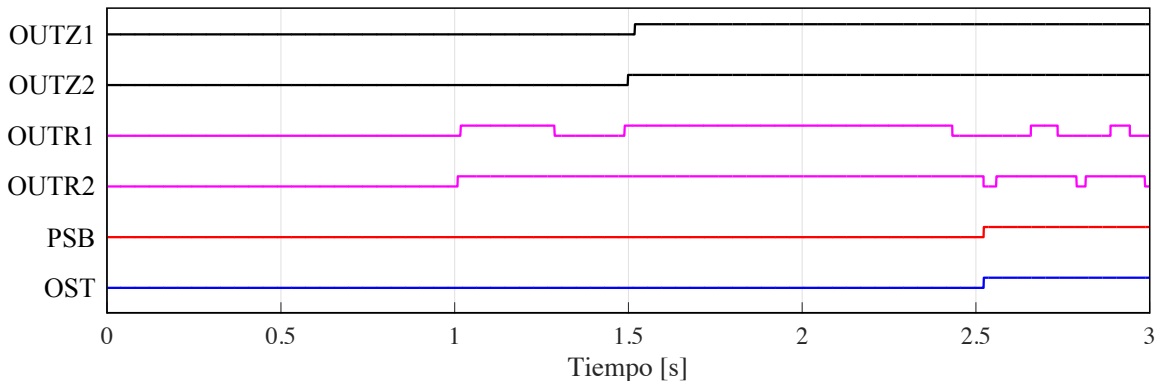


Figura 5.19. Tiempos de operación del método de blinders, oscilación inestable.

5.3.5 Método del voltaje del centro de oscilación

Para el método del voltaje del centro de oscilación no se requieren calcular ajustes asociados con el valor del SCV y su derivada o razón de cambio $dSCV$, únicamente se necesitan realizar estudios del sistema de potencia. Los ajustes del voltaje del centro de oscilación y su razón de cambio se seleccionan con el fin de detectar oscilaciones de potencia estables e inestables, estos ajustes se obtienen a través de estudios de estabilidad transitoria ante diferentes condiciones de operación, configuraciones y contingencias en el sistema de potencia. En la tabla 5.6 se muestran los ajustes del método SCV obtenidos a partir de los estudios de estabilidad realizados al sistema Anderson.

Tabla 5.6. Ajustes por el método de SCV para el sistema Anderson.

Relevador	Ajuste del SCV y dSCV para la detección de fallas trifásicas		Ajuste máximo y mínimo del dSCV para la detección de oscilaciones de potencia		Zona de arranque
	SCV_{Thr} [p. u.]	$dSCV_{Thr}$ [p. u.]	$dSCV_{Min}$ [p. u.]	$dSCV_{Max}$ [p. u.]	R_5 [ohms]
R5	0.2	-100	-90	90	58

A continuación, se analizan los escenarios de simulación, con el fin de observar el comportamiento del método del voltaje del centro de oscilación ante oscilaciones de potencia estables e inestables.

5.3.5.1 Caso 1: Estable

Los ajustes de la tabla 5.6 se utilizan para diferenciar entre una falla y una oscilación de potencia para el sistema analizado. En la figura 5.20 se muestra el valor del SCV y su razón de cambio dSCV para el primer escenario de simulación.

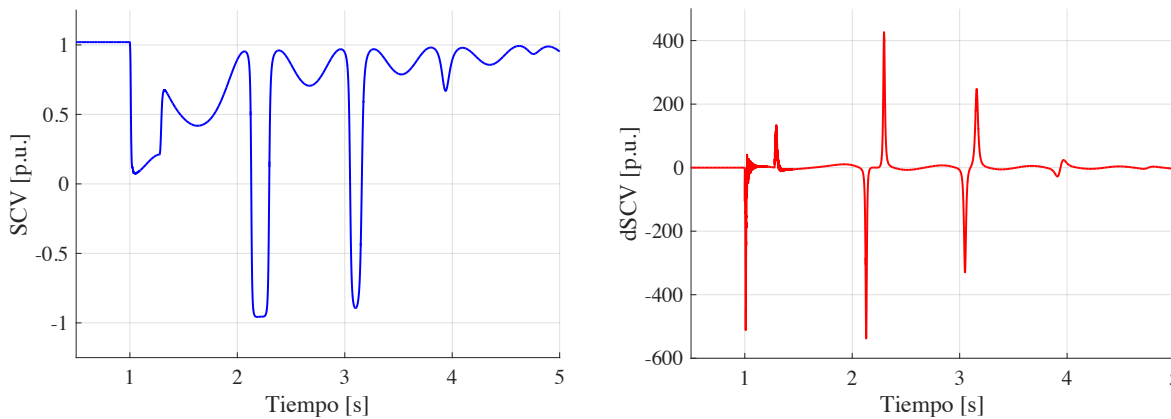


Figura 5.20. Método de SCV, oscilación estable.

En la figura 5.21 se observa que el detector de fallas trifásicas detecta una falla 0.211 segundos después de aplicar la falla, pero debido a que la trayectoria de la impedancia se encuentra fuera de las zonas de operación del relevador, no se activa la señal de disparo. Una vez eliminada la falla los valores de SCV y dSCV se mantienen dentro de los límites de ajuste: $dSCV_{Max}$, $dSCV_{Min}$, SCV_{Max} y SCV_{Min} , por lo que no se activan las señales del detector de pendiente y de la función de bloqueo por oscilaciones de potencia PSB.

En la figura 5.21 se muestran las señales de salida del método del voltaje del centro de oscilación, la señal de salida de la zona de arranque se activa y desactiva (ZA) debido a que la trayectoria de la impedancia entra y sale de la zona de arranque, la señal de salida del detector de fallas trifásicas se activa (DTF=1) en el intervalo de tiempo de 1.245 segundos al detectar la falla trifásica, se observa que las señales de salida del detector de pendiente y de la función de bloqueo por oscilaciones de potencia no se activan (SLD=0, PSB=0), debido a

que el método del voltaje del centro de oscilación no detecta oscilaciones de potencia estables.

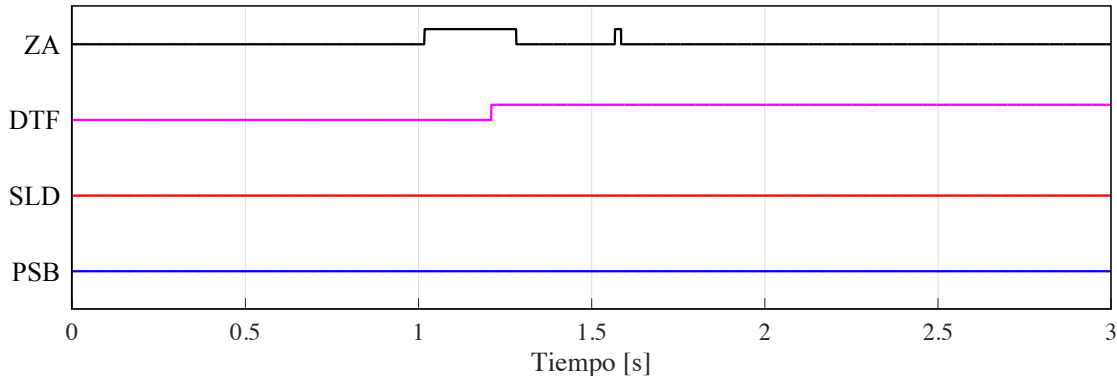


Figura 5.21. Tiempos de operación del método de SCV, oscilación estable.

5.3.5.2 Caso 2: Inestable

En la figura 5.22 se muestra el valor del SCV y su razón de cambio dSCV para el segundo escenario de simulación, en donde se simula una oscilación de potencia inestable y en la figura 5.23 se muestran los tiempos de operación de la función de bloqueo por oscilaciones de potencia, el detector de pendiente, el detector de fallas trifásicas y la zona de arranque del método del voltaje del centro de oscilación, para el segundo escenario de simulación, en donde se simula una oscilación de potencia inestable.

En la figura 5.23 se observa que el detector de fallas trifásicas detecta una falla 0.211 segundos después de aplicar la falla, pero debido a que la trayectoria de la impedancia se encuentra fuera de las zonas de operación del relevador, no se activa la señal de disparo.

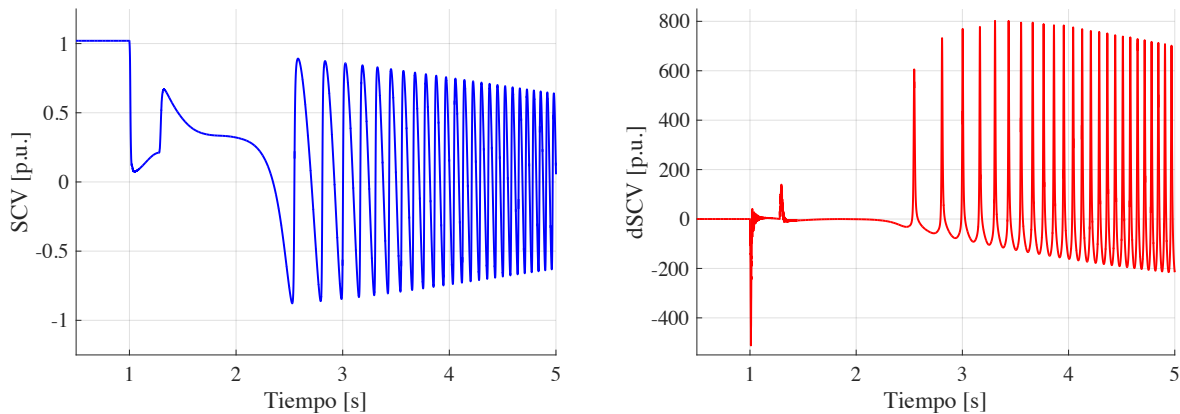


Figura 5.22. Método de SCV, oscilación inestable.

Para el caso de una oscilación de potencia inestable, una vez que se elimina la falla el valor del SCV se mantiene oscilando, mientras que el valor del dSCV comienza a aumentar hasta que después de 2.538 segundos el valor del dSCV supera el ajuste establecido, en ese momento el detector de pendiente detecta una condición de oscilación inestable.

El detector de pendiente se activa cuando el valor del dSCV es mayor que el ajuste establecido y la trayectoria de la impedancia se encuentra dentro de la zona de arranque. El detector de pendiente envía una señal a la función de bloqueo por oscilaciones de potencia PSB para bloquear los elementos de protección del relevador R5.

En la figura 5.23 se muestran las señales de operación del método del voltaje del centro de oscilación, se observa que la señal de salida de la zona de arranque (ZA) se activa y desactiva cada vez que la trayectoria de la impedancia atraviesa la zona de arranque, la señal de salida del detector de fallas trifásicas se activa (DTF=1) en el intervalo de tiempo de 3.215 segundos al detectar la falla trifásica, se observa que las señales de salida del detector de pendiente y de la función de bloqueo por oscilaciones de potencia se activan (SLD=1, PSB=1) en el intervalo de tiempo de 2.538 segundos al detectar la condición de oscilación inestable.

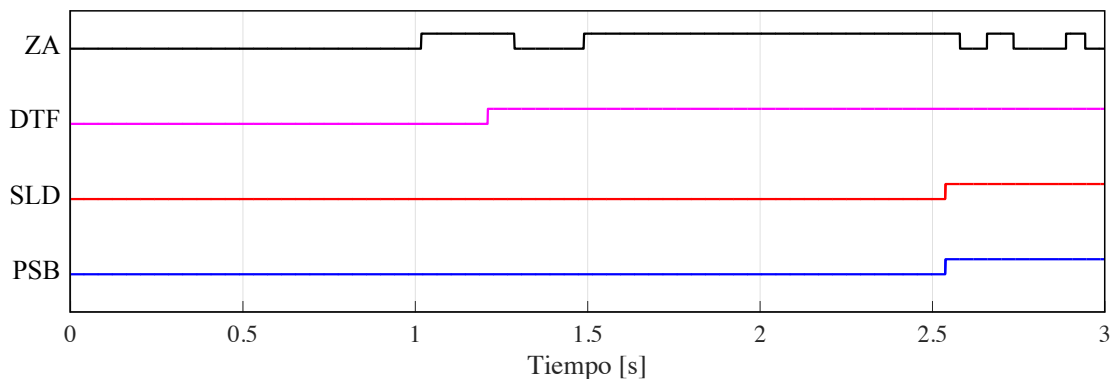


Figura 5.23. Tiempos de operación del método de SCV, oscilación inestable.

5.3.6 Método de Plano de Fase

Para emplear el método de plano de fase no es necesario calcular previamente los ajustes, únicamente se requiere realizar estudios del sistema eléctrico para seleccionar los ajustes necesarios. Los ajustes se seleccionan con el fin de establecer los valores de la recta que divide la zona estable de la zona inestable, los valores de ajuste de la velocidad y aceleración angular y el ángulo máximo o de ajuste. Estos ajustes se obtienen a través de estudios de estabilidad ante diferentes condiciones de operación, configuraciones y contingencias en el sistema de potencia. Los ajustes del método de plano de fase para el sistema Anderson se presentan en la tabla 5.7.

Tabla 5.7. Ajustes por el método de plano de fase para el sistema Anderson.

Relevador	Ajuste de la función PSB		Ajuste de la función OST		Ajuste de la función PSD
	S_{Max} [Hz]	A_{Max} [Hz/s]	M [Hz]	A_{offset} [Hz/s]	δ_{Thr} [°Grados]
R5	1	5	-9	18	155

A continuación, se analizan los escenarios de simulación, con el fin de observar el comportamiento del método de plano de fase ante oscilaciones de potencia estables e inestables.

5.3.6.1 Caso 1: Estable

El primer escenario de simulación consiste en simular una condición de oscilación estable, en la figura 5.24 se muestra la trayectoria de la velocidad-aceleración graficadas en el plano de fase durante una oscilación de potencia estable después de liberar la falla.

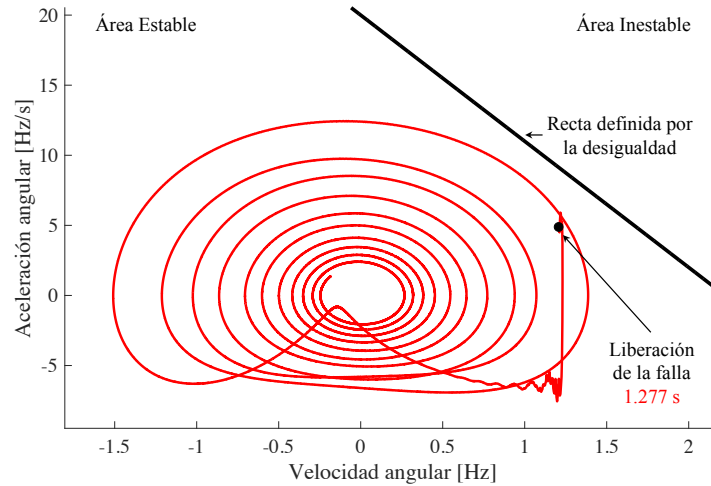


Figura 5.24. Método de plano de fase, oscilación estable.

Cuando se produce la falla los valores de la velocidad y aceleración angular son mayores que los ajustes A_{Max} y S_{Max} durante más de 5 ciclos, por lo cual la lógica del detector de oscilaciones de potencia PSD detecta una condición de falla.

Al liberar la falla, los valores de la velocidad y aceleración angular disminuyen y se desplazan a la zona estable del diagrama de plano de fase. Después de un tiempo, la trayectoria de la velocidad-aceleración en el diagrama de plano de fase se desplaza en forma de espiral hasta alcanzar un nuevo punto de operación estable. El detector de oscilaciones de potencia detecta 0.278 segundos después de aplicar la falla una condición de oscilación, por lo que al activarse esta función y al estar la trayectoria de la velocidad-aceleración en el área estable del diagrama de plano de fase, el algoritmo detecta una condición de oscilación estable y emite una señal al relevador para bloquear los elementos de protección del relevador R5.

En la figura 5.52 se muestran las señales de salida del método de plano de fase, la señal de salida del detector de oscilaciones de potencia se activa ($PSD=1$) en el intervalo de tiempo de 1.278 segundos, mientras que las señales de salida del detector predictivo de pérdida de sincronismo y del detector de pérdida de sincronismo no se activan ($OOST=0$, $OOSD=0$), debido a que no se presenta una condición de oscilación inestable.

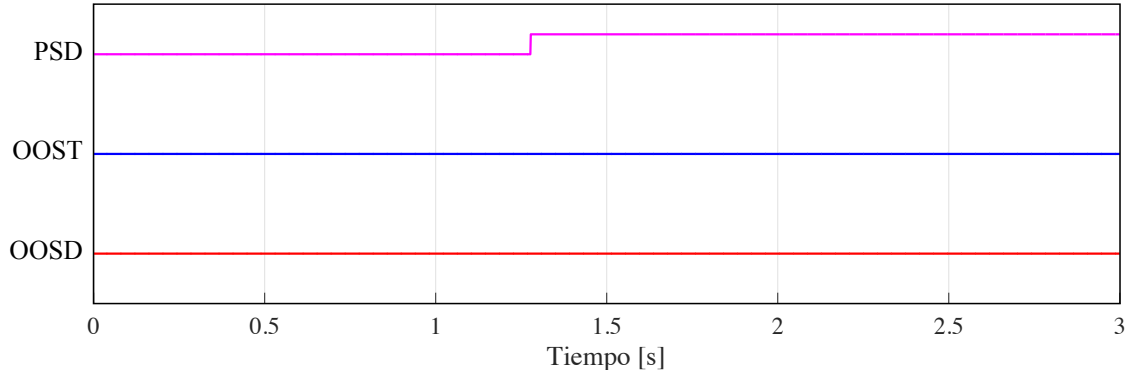


Figura 5.25. Tiempos de operación del método de plano de fase, oscilación estable.

5.3.6.2 Caso 2: Inestable

El segundo escenario de simulación consiste en simular una condición de oscilación inestable, en la figura 5.26 se muestra la trayectoria de la velocidad-aceleración graficadas en el plano de fase durante una oscilación de potencia inestabl.

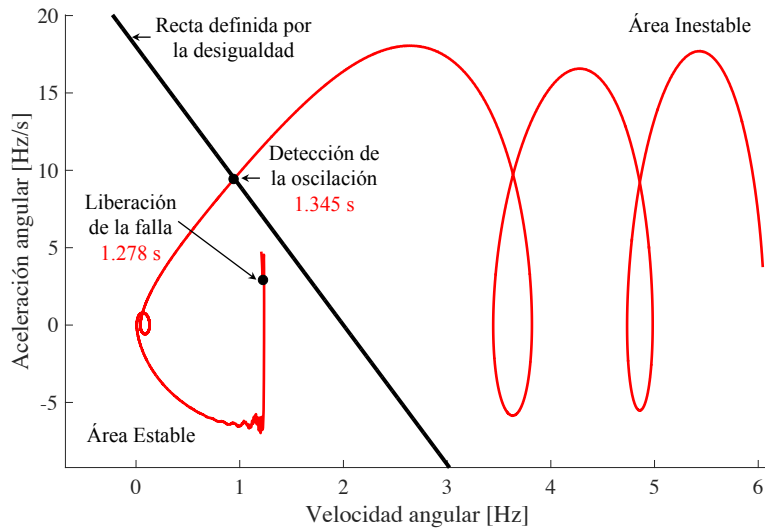


Figura 5.26. Método de plano de fase, oscilación inestable.

Después de que se libera la falla, el valor de la velocidad angular es mayor que S_{Min} y el valor de la aceleración angular es mayor que A_{Min} , por lo que el detector de oscilaciones de potencia PSD detecta una condición de oscilación 0.285 segundos después de aplicar la falla.

La trayectoria de la velocidad-aceleración atraviesa la característica del elemento OOST 1.345 segundos después de aplicar la falla, por lo que el detector predictivo de pérdida de sincronismo detecta una condición de oscilación inestable. El detector de pérdida de sincronismo OOSD detecta 0.479 segundos después de aplicar la falla que el ángulo del sistema es mayor que el ángulo de ajuste, por lo que al activarse esta función y al estar la trayectoria de la velocidad-aceleración en el área inestable del diagrama de plano de fase, el

algoritmo detecta una condición de oscilación inestable y emite una señal al relevador para disparar los elementos del sistema previamente establecidos que provocan la inestabilidad.

En la figura 5.27 se muestran las señales de salida del método de plano de fase durante una condición de oscilación inestable, la señal de salida de del detector de oscilaciones de potencia se activa (PSD=1) en el intervalo de tiempo de 1.385 segundos, mientras que las señales del detector predictivo de pérdida de sincronismo y del detector de pérdida de sincronismo se activan (OOST=1, OOSD=1) en el intervalo de tiempo de 2.345 y 1.479 segundos respectivamente, al detectar la condición de oscilación inestable y la pérdida de sincronismo del sistema.

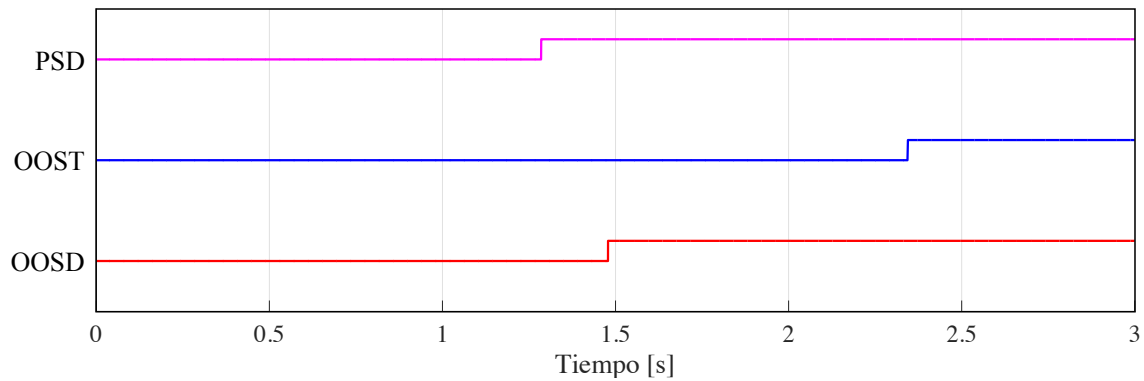


Figura 5.27. Tiempos de operación del método de plano de fase, oscilación inestable.

5.4 Análisis de los resultados

A continuación, se analiza el desempeño de los métodos de detección de oscilaciones de potencia, en este análisis se considera el tiempo de detección de la falla y la complejidad en el cálculo de sus ajustes. En la tabla 5.8 se muestra un resumen de los resultados obtenidos a través de las simulaciones realizadas al sistema equivalente de dos máquinas, para una condición de oscilación estable (escenario 1) y una condición de oscilación inestable (escenario 2).

Tabla 5.8. Resultados de las simulaciones para el sistema de dos máquinas.

Escenario de simulación	Duración de la falla [s]	Método de blinder	Método de SCV	Método de plano de fase
		Tiempo de detección [ms]	Tiempo de detección [ms]	Tiempo de detección [ms]
Escenario 1	0.245	808.33	***	727.60
Escenario 2	0.3	518.23	545.31	397.40

*** Nota el método de SCV no identifica oscilaciones de potencia estables.

En la tabla 5.9 se muestra un resumen de los resultados obtenidos a través de las simulaciones realizadas al sistema Anderson, para una condición de oscilación estable (escenario 1) y una condición de oscilación inestable (escenario 2).

Tabla 5.9. Resultados de las simulaciones para el sistema Anderson.

Escenario de simulación	Duración de la falla [s]	Método de blinder	Método de SCV	Método de plano de fase
		Tiempo de detección [ms]	Tiempo de detección [ms]	Tiempo de detección [ms]
Escenario 1	0.277	975.3	---	278
Escenario 2	0.278	1529.8	1538.0	1344.8

*** Nota el método de SCV no identifica oscilaciones de potencia estables.

De acuerdo a los resultados mostrados en las tablas 5.8 y 5.9, se observa que el método de plano de fase detecta las condiciones de oscilación estables e inestable en un periodo de tiempo más corto que los otros métodos, mientras que al método del voltaje del centro de oscilación le lleva mayor tiempo detectar una condición de oscilación inestable, esto debido a la lenta velocidad de cambio del voltaje del centro de oscilación durante una condición de oscilación, esto se confirma analizando los valores de SCV y dSCV de las figuras 5.7, 5.9, 5.20 y 5.22.

También se observó que el método de blinders requiere de una mayor cantidad de parámetros del sistema para obtener adecuadamente sus ajustes, mientras que para los otros métodos no es necesario conocer los parámetros del sistema para ajustar correctamente sus ajustes. En el método de blinders es necesario analizar la trayectoria de la impedancia y la velocidad con la que la impedancia atraviesa las características tipo blinder para ajustar adecuadamente los retardos de tiempo OSBD y OSTD.

En los casos de simulación estables e inestables, se encontró que los métodos de detección de oscilaciones de potencia operan correctamente y diferencian entre una condición de oscilación estable de una inestable. Para el caso del método del SCV el algoritmo únicamente identifica una condición de oscilación inestable, por lo que para poder identificar una condición de oscilación estable es necesario establecer un umbral de ajustes para que los valores de SCV y dSCV detecten una condición de oscilación estable.

Una de las dificultades con el método de blinders es el análisis de la trayectoria de impedancia durante una condición de oscilación, esto debido a que cuando una falla es eliminada la trayectoria de la impedancia no siempre se desplaza fuera de las características de operación del relevador, si no que en muchos casos esta se mantiene dentro de las zonas de operación del relevador y dependiendo de si la trayectoria de la oscilación es estable o inestable se desplazará hacia los blinders interiores y exteriores izquierdos o derechos. Esto dificulta la

detección de oscilaciones de potencia debido a que la trayectoria de la impedancia debe atravesar los blinders exterior e interior de izquierda a derecha o de derecha a izquierda y en las simulaciones se observó que no siempre la trayectoria de la impedancia se desplaza en ese orden, lo cual podría dificultar la detección de oscilaciones de potencia.

A partir del análisis de los resultados de las simulaciones de los métodos se observó que un aspecto importante en la detección de oscilaciones de potencia es la ubicación del centro eléctrico del sistema. Esto se debe a que la ubicación del centro eléctrico en el sistema determina si la trayectoria de la impedancia atravesará las características de operación del relevador de distancia para el caso del método de blinders y determina si la diferencia angular entre los sistemas estará acotado a valores muy bajos, lo cual está directamente relacionado con la lógica de operación de los métodos de plano de fase y voltaje del centro de oscilación, los cuales utilizan el incremento en la diferencia angular para detectar una condición de oscilación. Por esta razón es necesario aplicar los métodos de detección de oscilaciones de potencia en puntos específicos en donde se encuentre el centro eléctrico del sistema, sin embargo el centro eléctrico del sistema no es punto fijo y se encuentra en constante cambio debido al comportamiento dinámico del sistema, por lo cual es necesario realizar simulaciones para observar el comportamiento de los métodos de detección de oscilaciones de potencia y analizar su operación durante diferentes condiciones de operación.

En el sistema Anderson es posible simular el disparo del relevador RM2 de la máquina inestables después de detectar una condición de oscilación inestable con el fin de mantener la estabilidad en el sistema. A continuación, se analizan los escenarios de simulación del sistema Anderson descritos anteriormente, con el fin de observar el comportamiento de las variables eléctricas del sistema durante estas condiciones de operación. En la figura 5.28 se muestra la tensión en terminales de la máquina y el ángulo del rotor utilizando como referencia a la máquina M1, para una condición de oscilación estable.

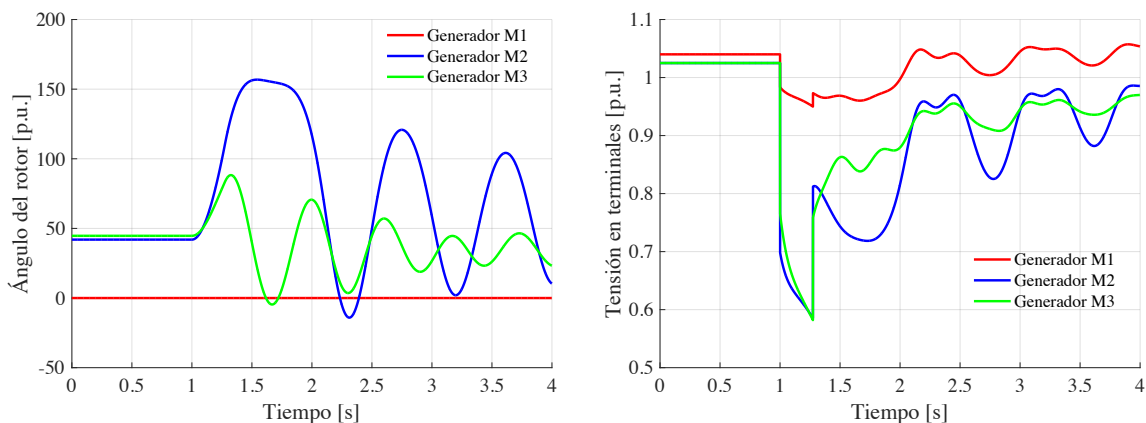


Figura 5.28. Ángulo del rotor y tensión en terminales de las máquinas durante una oscilación de potencia estable.

En la figura 5.28 se observa como el ángulo de la máquina M2 alcanza su máximo valor para luego disminuir y amortiguarse hasta alcanzar un nuevo estado de operación estable.

En las figuras 5.29 y 5.210 se pueden observar las variaciones de voltaje, corriente y potencia eléctrica durante las oscilaciones de potencia en el relevador R5 ubicado en la línea 7-5, se puede observar como las magnitudes de estas variables se amortiguan conforme pasa el tiempo. En la figura 5.29 se muestra que cuando se presenta la falla en la línea 7-8, el voltaje en el relevador R5 disminuye mientras que la corriente aumenta.

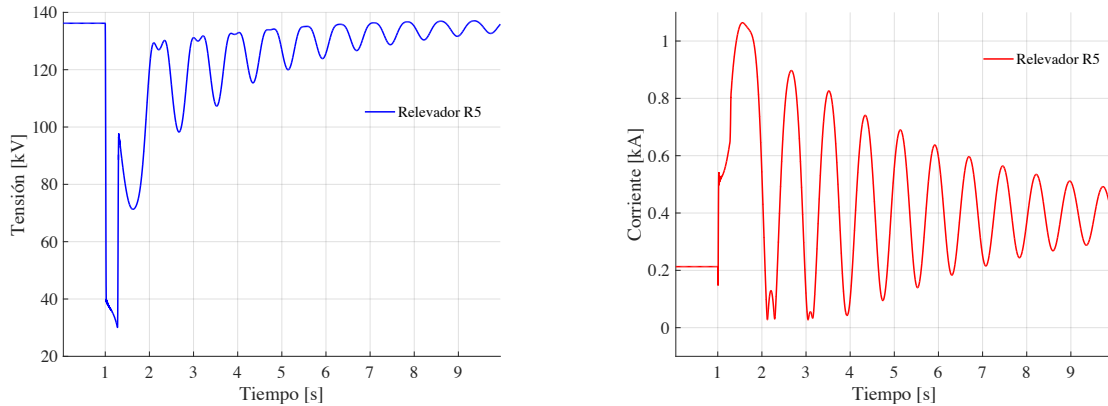


Figura 5.29. Tensión y corriente en el relevador R5 durante una oscilación de potencia estable.

Cuando la falla es eliminada al liberar la línea 7-8 y a medida que el sistema se estabiliza se observa que la magnitud de la corriente oscila por encima de su valor inicial, mientras que la magnitud de la tensión se mantiene oscilando sobre su valor inicial.

En la figura 5.30 se observa que cuando se aplica la falla la potencia eléctrica que fluye en la línea 7-8 disminuye súbitamente, pero una vez que la falla es eliminada, la magnitud de la potencia eléctrica aumenta y se mantiene oscilando por encima de su valor inicial hasta que el sistema se estabiliza.

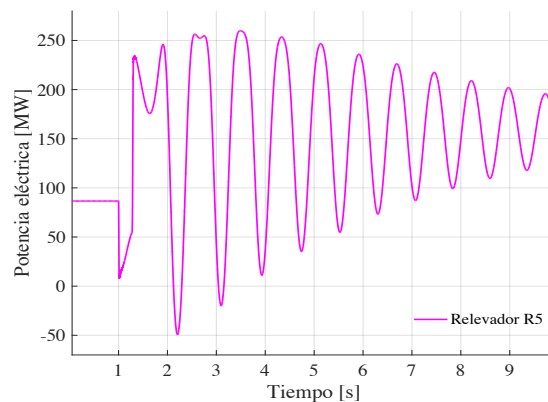


Figura 5.30. Potencia eléctrica en el relevador R5 durante una oscilación de potencia estable.

En la figura 5.31 se puede observar el comportamiento de los ángulos de los rotores de las máquinas y de las tensiones en terminales de las máquinas del sistema durante una oscilación

de potencia inestable. Se observa en la figura 5.31 como la máquina M2 pierde el sincronismo con el sistema, al aumentar el ángulo del rotor de la máquina M2 más allá de los límites establecidos, lo cual ocasiona que el sistema se vuelva inestable.

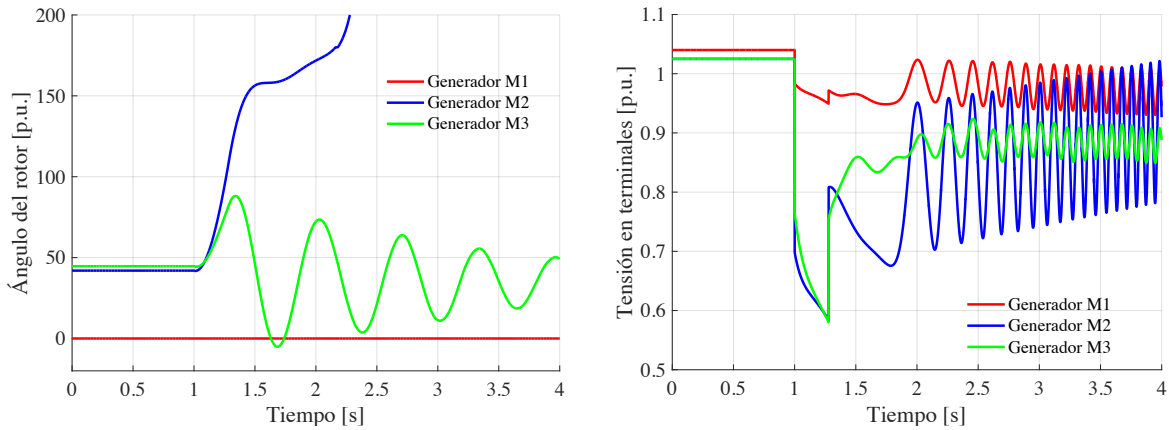


Figura 5.31. Ángulo del rotor y tensión en terminales de las máquinas durante una oscilación de potencia inestable.

En las figuras 5.32 y 5.33 se pueden observar las variaciones de voltaje, corriente y potencia eléctrica durante las oscilaciones de potencia inestables en el relevador R5, se puede observar como las magnitudes de estas variables oscilan sin amortiguarse conforme pasa el tiempo de simulación.

Se observa en la figura 5.32 que después de liberar la falla al desconectar la línea 7-8, las magnitudes de voltaje y la corriente comienzan a oscilar con una amplitud constante a medida que pasa el tiempo. Lo mismo sucede con la potencia eléctrica la cual oscila con amplitud constante después de perder el sincronismo la máquina M2.

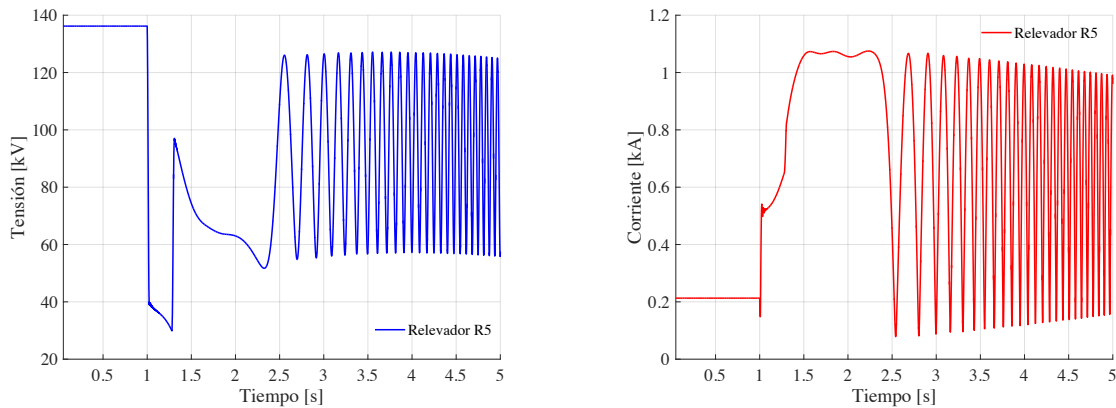


Figura 5.32. Tensión y corriente en el relevador R5 durante una oscilación de potencia inestable.

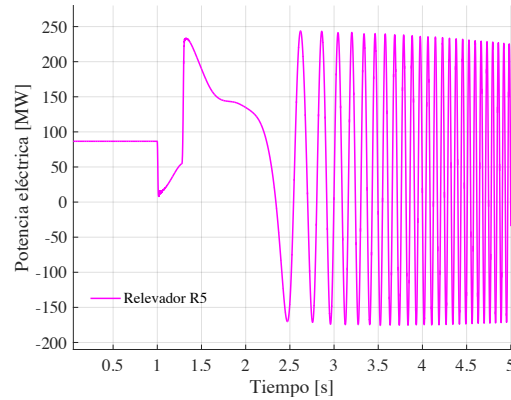


Figura 5.33. Potencia eléctrica en el relevador R5 durante una oscilación de potencia inestable.

En la figura 5.34 es posible observar como después de detectar una condición de oscilación inestable y disparar la máquina inestable, el sistema adquiere un nuevo estado de operación estable, para esto se dispara el relevador RM2 de la máquina M2, con el fin de mantener la estabilidad en el sistema.

En la figura 5.34 se muestra que después de detectar la oscilación de potencia y aislar la máquina inestable del sistema, las magnitudes de las tensiones en terminales de las máquinas se estabilizan.

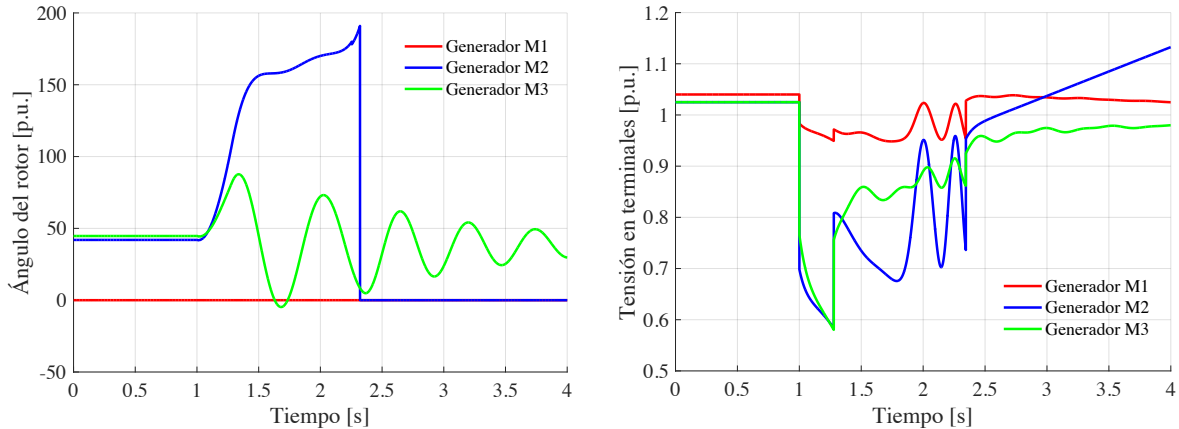


Figura 5.34. Ángulo del rotor y tensión en terminales de las máquinas, después de aislar la máquina M2.

En la figura 5.35 se observan las variaciones de voltaje y corriente en el relevador R5 después de aislar a la máquina M2, cuando la falla es eliminada y después de aislar a la máquina M2, la magnitud de la corriente disminuye a cero mientras que la magnitud del voltaje se mantiene muy cerca de su valor inicial antes del disturbio, esto se debe a que no fluye ninguna corriente sobre la línea 7-5, al no estar conectada la máquina M2 y la línea 7-8.

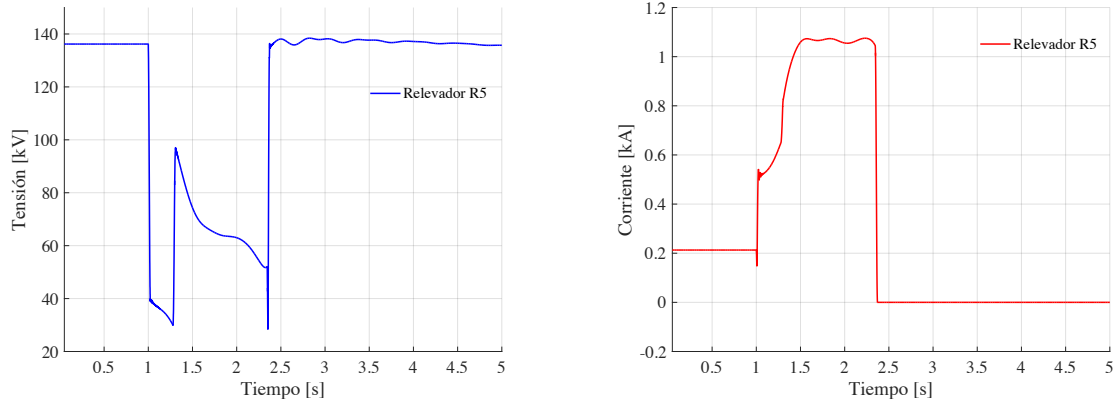


Figura 5.35. Tensión y corriente en el relevador R5, después de aislar la máquina M2.

En esta última simulación se puede observar que los métodos de detección de oscilaciones de potencia detectan la oscilación inestable antes de que las magnitudes de tensión y corriente del sistema comiencen a oscilar, lo cual permite que el sistema alcance un nuevo estado de operación estable.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1 Conclusiones

En este trabajo se llevó a cabo la descripción, evaluación y análisis de los métodos de detección de oscilaciones de potencia en dos sistemas de prueba, un sistema equivalente de dos máquinas y un sistema de tres máquinas y nueve nodos. A partir de los resultados obtenidos de estos dos sistemas se concluye lo siguiente.

En los dos sistemas de prueba simulados, se determinó que los métodos de detección de oscilaciones de potencia operan correctamente y diferencian entre una condición de oscilación estable e inestable. En particular el método de blinders requiere de una mayor cantidad de parámetros del sistema para ser ajustado correctamente, mientras que para los otros métodos no es necesario conocer los parámetros del sistema para establecer correctamente sus ajustes.

En cuanto a los tiempos de detección de oscilaciones de potencia inestable, se observó para ambos sistemas de prueba, que el método de plano de fase detecta una condición de oscilación inestable en un periodo de tiempo más corto que los otros métodos, mientras que el método del voltaje del centro de oscilación le lleva mayor tiempo detectar una condición de oscilación inestable, esto debido a la lenta velocidad de cambio del voltaje del centro de oscilación, durante una condición de oscilación.

Los métodos de detección de oscilaciones de potencia evaluados en este trabajo pueden ser implementados en los relevadores de distancia disponibles comercialmente, ya que estos métodos únicamente requieren de las señales de voltaje y corriente que el relevador mide y procesa para aplicar sus lógicas de operación y detectar las condiciones de oscilación en el sistema. Los resultados de las simulaciones muestran que el método de plano de fase puede implementarse utilizando solo mediciones de voltaje sin la necesidad de mediciones de corriente. Por lo que este método tiene la ventaja tanto en una mejor detección, como en rapidez para evitar que el generador perturbado y el sistema de potencia entren en una condición de pérdida de sincronismo. Sin embargo, el método de plano de fase requiere de la información en dos puntos o nodos del sistema, lo cual lo hace susceptible a fallar si uno de los dos relevadores pierde la información o si existe algún problema en el canal de comunicación.

El método del voltaje del centro de oscilación y el método de blinders tienen la ventaja de utilizar únicamente las mediciones locales. El método del voltaje del centro de oscilación es el método que más tiempo le lleva detectar una condición de oscilación, pero es el método que requiere menos ajuste y solo necesita la información en un solo punto del sistema. Sin embargo, el método del voltaje del centro de oscilación únicamente identifica una condición de oscilación inestable, por lo que para identificar una condición de oscilación estable es necesario establecer un umbral de ajustes para que los valores de SCV y dSCV detecten una condición de oscilación estable.

En conclusión, hay muchos métodos de detección de oscilación de potencia que pueden ser utilizados para proteger un sistema de potencia en condiciones de oscilación, cada uno de los cuales tiene sus propios beneficios e inconvenientes descritos previamente.

6.2 Aportaciones

Las aportaciones de esta tesis se mencionan a continuación:

- Se implementaron tres métodos de detección de oscilaciones de potencia, en lenguaje de MATLAB, los cuales se aplican en sistemas de prueba para detectar las oscilaciones de potencia estables e inestables que resultan después de un disturbio.
- Se aplica un método para identificar si la trayectoria de la impedancia de oscilación atraviesa la zona de operación de un relevador de distancia.
- Se realiza la simulación de la lógica de operación de un relevador de distancia en el programa MATLAB, en el cual se implementan las lógicas de operación de los métodos de detección de oscilaciones de potencia.
- Se implementa un algoritmo en el lenguaje de MATLAB para la estimación de fasores, el cual estima los fasores a frecuencias diferentes de la nominal.

6.3 Trabajos futuros

- Realizar una implementación en un simulador en tiempo real de las simulaciones realizadas en esta tesis y utilizar sistemas más complejos en tamaño y componentes, con la finalidad de acercarse a la operación real de los sistemas.
- Realizar una implementación a nivel de hardware de los métodos de detección de oscilaciones de potencia y compararlo con su contraparte en simulación y en un ambiente de simulación en tiempo real.
- Comparar los métodos de detección propuesto para la detección de oscilaciones de potencia, con el método de blinders a nivel hardware con el uso de relevadores comerciales que incluyan esta función y así comprobar el tiempo de operación de ambos, a nivel de hardware.
- Implementar en hardware el algoritmo de estimación y corrección de fasores desarrollado y verificar los resultados.

Referencias

- [1] IEEE Power System Relaying Committee, «Power swing and out-of-step considerations on transmission lines,» *IEEE Power Engineering Society*, Julio 2005.
- [2] North American Electric Reliability Corporation, Protection system response to power swings, System Protection and Control Subcommittee, 2013.
- [3] D. Tziouvaras y D. Hou, «Out-of-step protection enhancements,» *Protective Relay Engineers*, Abril 2004.
- [4] P. Kundur, Power systems stability and control, California: McGraw-Hill, 1993.
- [5] k. W. Jones. y Xcel Energy , «Power swing relaying in the Texas Panhandle - An out-of-step odyssey,» *IEEE*, Marzo 2015.
- [6] IEEE Standard C37.2 – 2008, Standar for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations.
- [7] E. W. Kimbark, Power circuit breakers and protective relays, vol. II, New York: Board, 1995.
- [8] C. W. Taylor, J. M. Haner, L. A. Hill, W. A. Mittelstadt y R.L. Cresap, «A new out-of-step relay with rate of change of apparent resistance augmentation,» *IEEE Power Engineering Review*, Marzo 1983.
- [9] J. M. Haner, T. D. Laughlin y C. W. Taylor, «Experience with the R-Rdot out-of-step relay,» *IEEE Power Engineering Review*, Abril 1986.
- [10] V. Centeno, A.G. Phadke, A. Edris, J. Benton, M. Gaudi y G. Michel, «An adaptive out-of-step relay [for power system protection],» *IEEE Transactions on Power Delivery*, Enero 1997.
- [11] D. Hou, G. Benmouyal y D. Tziouvaras, «Systems and methods for protection of electrical networks». Pullman, Washington Patente US 7457088 B2, Septiembre 2005.
- [12] H. Khorashadi-Zadeh, «Evaluation and performance comparison of power swing detection algorithms,» *Power Engineering Society General Meeting*, Junio 2005.
- [13] S. M. Brahma, «Use of wavelets for out of step blocking function of distance relays *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Junio 2006.
- [14] K. So, J. Heo, C. Kim, R. Aggarwal y K. Song, «Out-of-step detection algorithm using frequency deviation of voltage,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 1, pp. 119 - 126, Enero 2007.
- [15] A. Rajapakse, F. Gomez, K. Nanayakkara, P. Crossley y V. Terzija, «Rotor angle instability prediction using post-disturbance voltage trajectories,» *Power and Energy Society General Meeting*, Julio 2010.

- [16] E. Farantatos, R. Huang, G. J. Cokkinides y A. P. Meliopoulos, «A predictive out of step protection scheme based on pmu enabled dynamic state estimation,» IEEE Power and Energy Society General Meeting, Julio 2011.
- [17] A. Esmailian y S. Astinfeshan, «A novel power swing detection algorithm using adaptive neuro fuzzy technique,» Electrical Engineering and Informatics, Julio 2011.
- [18] M. Afzali, A. Esmailian, «A novel algorithm to identify power swing based on superimposed measurements,» Environment and Electrical Engineering, Mayo 2012.
- [19] B. Alinejad y H. K. Karegar, «Detection of unstable low frequency oscillations based on PMU measurements,» Smart Grid Conference (SGC), Diciembre 2013.
- [20] B. Shrestha, R. R. Gokaraju y M. Sachdev, «Out-of-step protection using state plane trajectories analysis,» PES General Meeting Conference & Exposition, Julio 2014.
- [21] D. Biswas, P. M. Adhikari y A. De, «An artificial neural network based power swing classification technique,» India Conference (INDICON), Febrero 2015.
- [22] M. Aghazadeh y A. Kazemi, «A novel fast algorithm for detecting out-of-step using equal area criterion,» Electrical Engineering (ICEE), Mayo 2016.
- [23] A. Guzmán, V. Mynam y G. Zweigle, «Backup transmission line protection for ground faults and power swing detection using synchrophasors,» *Schweitzer Engineering Laboratories*, 2009.
- [24] E. O. Schweitzer, D. Whitehead, A. Guzman, Y. Gong y M. Donolo, «Advancement real-time synchrophasor applications,» *Schweitzer Engineering Laboratories*, 2008.
- [25] E. O. Schweitzer, A. Guzmán, H. J. Altuve y D. A. Tziouvaras, «Real time synchrophasor applications for wide area protection,» *Schweitzer Engineering Laboratories*, Octubre 2009.
- [26] E. O. Schweitzer y A. Guzman, «Synchronized phasor measurement in protective relays for protection, control, and analysis of electric power systems,» *Schweitzer Engineering Laboratories*, 2011.
- [27] J. C. Domínguez, Análisis de la respuesta de esquemas de protección de distancia de un sistema eléctrico de potencia ante contingencias, México, D.F.: Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica, 1997.
- [28] M. Velasco, Simulación de la aplicación de la función de distancia en la protección de generadores síncronos, México, D.F.: Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica, 2010.
- [29] L. L. Juárez, Generation tripping for transient stability control using the emergency single machine equivalent method, México, D.F.: Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica, 2010.
- [30] V. M. Gutiérrez, Predicción de la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia utilizando mediciones fasoriales, México, D.F.: Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica, 2015.

- [31] J. E. A. Castillo, Estudio de la aplicación de mediciones fasoriales en la protección contra pérdida de sincronismo usando el plano de fase, México, D.F.: Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica, 2015.
- [32] E. A. Morales, Simulación en tiempo real de una unidad de medición fasorial para protección diferencial de línea, México, D.F.: Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica, 2016.
- [33] J. Bernal, Aplicación de la protección de distancia a la condición fuera de paso en seps, México, D.F.: Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica, 2016.
- [34] R. Franco y G. N. Taranto, Uso de sincrofasores para la detección de oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo, Montevideo: Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica, 2012.
- [35] P. M. Anderson y A. A. Fouad, Power system control and stability, 2ª ed., Pensilvania, Ephrata: WILEY - IEEE Power Engineerin Society, 2002.
- [36] P. Kundur et al., «Definition and Classification of Power System Stability,» *IEEE Transactions on Power Systems*, Agosto 2004.
- [37] E. W. Kimbark, Power system stability, vol. I, New York: Board, 1995.
- [38] D. O. Salinas, *Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia*, México, D.F.: Notas del curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, 2002.
- [39] J. Holbach, «New out of step blocking algorithm for detecting fast power swing frequencies,» *IEEE Power Systems Conference*, Marzo 2006.
- [40] G. W. Stagg y A. El-Abiad, Computer methods in power system analysis, McGraw-Hill, 1968.
- [41] ALSTOM, *Network protection & automation guide: Protective relays measurement & control*, ALSTOM Grid, 2011.
- [42] A. G. Phadke y J. S. Thorp, Computer Relaying for Power Systems, 2ª ed., WILEY, 2009.
- [43] R. Mason, The art & science of protective relaying, GE Grid Solutions, 1956.
- [44] C. R. M. «Relay operation during system oscillations,» *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, pp. 823 - 832, Julio 1937.
- [45] D. Reimert, Protective relaying for power generation systems, CRC Press, 2006.
- [46] A. G. Phadke y J. S. Thorp, Synchronized phasor measurements and their applications, Blacksburg, Virginia: Springer, 2008.
- [47] D. Dotta, J. H. Chow, L. Vanfretti, M. S. Almas y M. N. Agostini, «A MATLAB-based PMU simulator,» *Power and Energy Society General Meeting*, Julio 2013.
- [48] C. A. Apostolopoulos y G. N. Korres, «Real-time implementation of digital relay models using MATLAB/SIMULINK and RTDS,» *Euro. Trans. Electr. Power*, 2008.

- [49] A. G. Phadke, J. S. Thorp y M. G. Adamiak, «A new measurement technique for tracking voltage phasors, local system frequency, and rate of change of frequency,» *IEEE Power Engineering Review*, Mayo 1983.
- [50] Schweitzer Engineering Laboratories, *SEL-421 Relay - Protection and automation system: Instruction manual*, 2013.
- [51] J. Mooney y N. Fischer, «Application guidelines for power swing detection on transmission systems,» *Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, Marzo 2006.
- [52] D. Hou, A. Guzmán y J. Roberts, «Innovative solutions improve transmission line protection,» *Schweitzer Engineering Laboratories*, 1998.
- [53] J. Megger y J. M. Gersusa, «Setting and testing of power swing blocking and out of step relays considering transient stability conditions,» *Developments in Power System Protection*, Marzo 2008.
- [54] G. Benmouyal, D. Hou y D. Tziouvaras, «Zero-setting power-swing blocking protection,» *Schweitzer Engineering Laboratories*, 2004.
- [55] S. Soman, «Analysis of angle stability problems: a transmission protection systems perspective,» Power Engineering Society General Meeting, Junio 2004.
- [56] E. M. H. y E. H. B., «Distance relay action during oscillations,» *Electrical Engineering*, pp. 216 - 218, Febrero 1935.
- [57] V. A. Ambekar y S. S. Dambhare, «Comparative evaluation of out of step detection schemes for distance relays,» *Power India Conference*, Diciembre 2012.
- [58] N. Fischer, G. Benmouyal y D. Hou, «Do system impedances really affect power swings - Applying power swing protection elements without complex system studies,» *Protective Relay Engineers*, Abril 2012.
- [59] C. Li, Y. Liu y M. R. Gardner, «Transient stability analysis with phase plane of high-order derivatives of angle dynamics,» *T&D Conference and Exposition*, Abril 2014.
- [60] N. Fischer, G. Benmouyal, D. Hou, D. Tziouvaras, J. B. Finley y B. Smyth, «Tutorial on power swing blocking and out-of-step tripping,» *Schweitzer Engineering Laboratories*, Octubre 2012.
- [61] SimPowerSystem: For use with Simulink, *User's guide*, Septiembre 2003.
- [62] C. R. Mason, «Relay operation during system oscillations,» *Electrical Engineering*, vol. 56, pp. 823-832, Julio 1937.
- [63] E. M. H. y E. H. B., «Distance relay action during oscillations,» *Electrical Engineering*, pp. 216 - 218, Febrero 1935.
- [64] D. Tziouvaras y D. Hou, «Out-of-step protection fundamentals and advancements,» *Protective Relay Engineers*, Abril 2004.

Apéndice A

Datos del sistema Anderson.

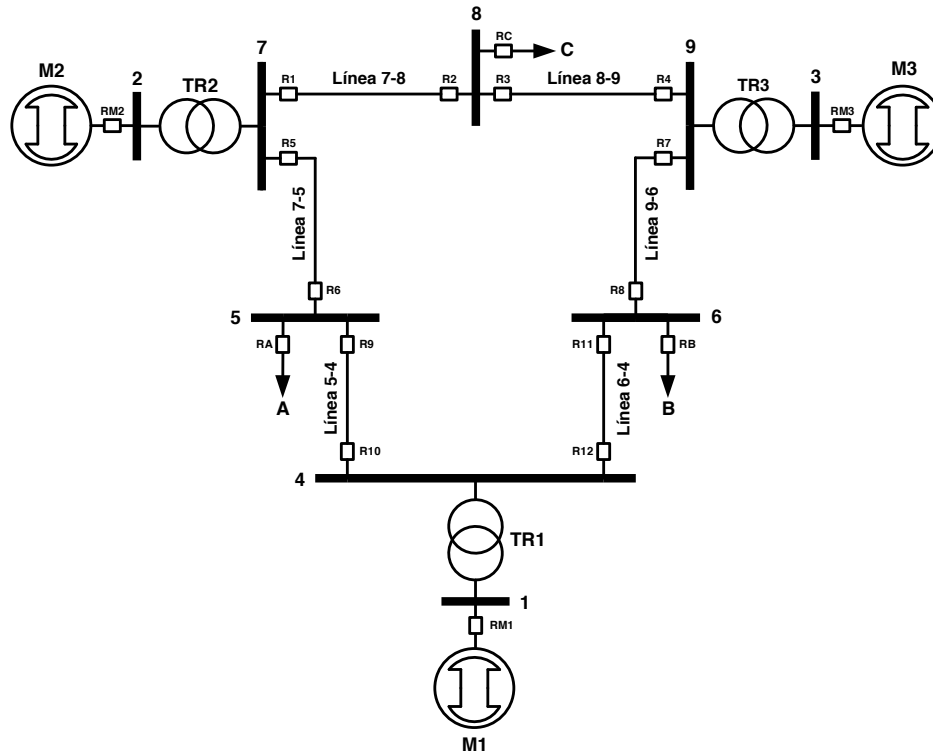


Figura A.1. Sistema Anderson de 3 máquinas y 9 nodos [35].

Tabla A.1. Impedancias de las líneas de transmisión del sistema Anderson.

Línea	R (Ohm)	X (Ohm)	Z (Ohm)	Z (°Grados)
7-8	4.497	38.088	38.353	83.267
8-9	6.295	53.323	53.694	83.267
7-5	16.928	85.169	86.835	78.759
9-6	20.631	89.93	92.266	77.079
5-4	5.29	44.965	45.275	83.290
6-4	8.993	48.668	49.492	79.531

Tabla A.2. Datos de los transformadores del sistema Anderson.

Transformador	TR1	TR2	TR3
MVA	250	200	150
KV	230/16.5	230/18	230/13.8
Z (p.u.)	0.0+j0.144	0.0+j0.125	0.0+j0.0879

Tabla A.3. Datos de las cargas del sistema Anderson.

Carga	A	B	C
P (MW)	125	90	100
Q (MVAR)	50	30	35

Tabla A.4. Datos de los generadores del sistema Anderson.

Generador síncrono	1	2	3
MVA	247.5	192	128
KV	16.5	18	13.8
Factor de potencia	1.0	0.85	0.85
Tipo	Hidráulico	Vapor	Vapor
Velocidad	180 r/min	3600 r/min	3600 r/min
x_d (p.u.)	0.1460	0.8958	1.3125
x'_d (p.u.)	0.0608	0.1198	0.1813
x_q (p.u.)	0.0969	0.8645	1.2578
x'_q (p.u.)	0.0969	0.1969	0.25
x_l (p.u.)	0.0336	0.0521	0.0742
τ'_{d0} (s)	8.96	6.00	5.89
τ'_{q0} (s)	0	0.535	0.600
H (s)	9.55	3.333	2.35

El sistema Anderson cuenta con un regulador automático de voltaje empleado en los 3 generadores del sistema Anderson, el cual es del tipo EXST1, sus datos se muestran en la tabla A.5.

El sistema Anderson emplea dos tipos de gobernadores de velocidad, debido a que tiene una planta hidroeléctrica y dos plantas termoeléctricas. Los datos de los gobernadores de velocidad de las plantas hidroeléctrica del tipo HYG0V y de las plantas termoeléctrica del tipo TGOV1 se muestran en la tabla A.6.

El sistema Anderson tiene tres estabilizadores del tipo PSS2A, sus datos se muestran en la tabla A.7.

Tabla A.5. Datos del regulador automático de voltaje del sistema Anderson.

Generador síncrono	1	2	3
Tr (s)	0	0	0
Tb (s)	1	1	1
Tc (s)	1	1	1
Ka (p.u.)	400	400	400
Ta (s)	0.01	0.01	0.01
Kc (p.u.)	0	0	0
Kf (p.u.)	0.0001	0.0001	0.0001
Tf (s)	0.04	0.04	0.04
Vmin Input (p.u.)	-5	-5	-5
Vmin Output (p.u.)	-5	-5	-5
Vmax Input (p.u.)	5	5	5
Vmin Output (p.u.)	5	5	5

Tabla A.6. Datos de los gobernadores de velocidad del sistema Anderson.

Generador síncrono	1	Generador síncrono	2	3
r (p.u.)	0.1	T3 (p.u.)	5	5
Tr (s)	10	T2 (p.u.)	1.25	1.25
Tf (s)	0.05	At (p.u.)	1.45	1.45
Tg (s)	0.3	Dt (p.u.)	0	0
Tw (s)	0.51	R (p.u.)	0.05	0.05
At (p.u.)	1.15	T1 (s)	0.5	0.5
Dturb (p.u.)	0	PN (MW)	108	108
qnl (p.u.)	0.08	Vmin (p.u.)	0	0
R (p.u.)	0.04	Vmax (p.u.)	1.02	1.02
PN (MW)	247.5			
Gmin (p.u.)	0.4362			
Velm (p.u.)	0.29			
Gmax (p.u.)	1.04			

Tabla A.7. Datos del estabilizador del sistema Anderson.

Generador síncrono	1	2	3
Tw1 (s)	5	5	5
Tw2 (s)	5	5	5
T6 (s)	0	0	0
Tw3 (s)	5	5	5
Tw4 (s)	0	0	0
Ks2 (p.u.)	1	1	1
T7 (s)	5	5	5
Ks3 (p.u.)	1	1	1
Ks1 (p.u.)	6	6	6
Ts1 (s)	0.48	0.48	0.48
Ts2 (s)	0.034	0.034	0.034
Ts3 (s)	0.48	0.48	0.48
Ts4 (s)	0.034	0.034	0.034
T8 (s)	0.5	0.5	0.5
T9 (s)	0.1	0.1	0.1
N	1	1	1
M	4	4	4
Ic1	1	1	1
Ic2	3	3	3
Kd (p.u.)	0.01	0.01	0.01
IPB	1	1	1
Vstmin (p.u.)	-0.1	-0.1	-0.1
Vstmax (p.u.)	0.1	0.1	0.1

Datos del sistema de dos máquinas.

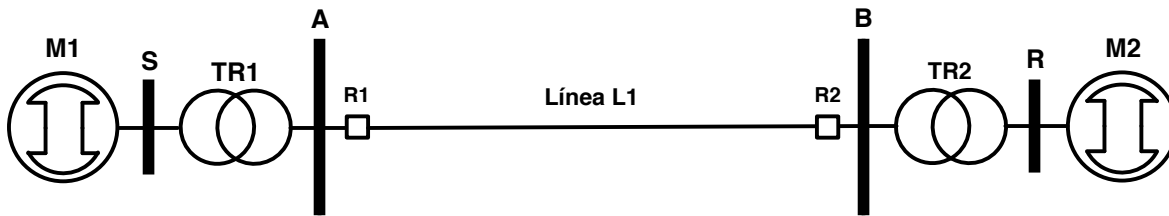


Figura A.2. Sistema de dos máquinas [61].

Tabla A.8. Datos de los generadores del sistema de dos máquinas.

Generador síncrono	1	2
MVA	1000	5000
KV	13.8	13.8
Tipo	Hidráulico	Hidráulico
x_d (p.u)	1.305	1.305
x'_d (p.u)	0.296	0.296
x''_d (p.u)	0.252	0.252
x_q (p.u)	0.474	0.474
x''_q (p.u)	0.243	0.243
x_l (p.u)	0.18	0.18
τ'_d (s)	1.01	1.01
τ''_d (s)	0.053	0.053
τ''_{q0} (s)	0.1	0.1
R_s (p.u)	0.00285	0.00285
H (s)	3.7	3.7

Tabla A.9. Impedancia de la línea de transmisión del sistema de dos máquinas.

Línea	R (Ohm)	X (Ohm)	Z (Ohm)	Z (°Grados)
L1	4.1881	87.3165	87.4169	87.2539

Tabla A.10. Datos de la carga del sistema de dos máquinas.

Carga	A
P (MW)	5000

Tabla A.11. Datos de los transformadores del sistema de dos máquinas.

Transformador	TR1	TR2
MVA	1000	5000
KV	500/13.8	500/13.8
Z (p.u.)	0.002+j0.12	0.002+j0.12

Tabla A.12. Datos de la turbina hidráulica y del gobernador del sistema de dos máquinas.

Generador síncrono	1	2
Ka	3.333	3.333
Ta (s)	0.07	0.07
gmin (p.u.)	0.01	0.01
gmax (p.u.)	0.97518	0.97518
vgmin (p.u./s)	-0.1	-0.1
vgmax (p.u./s)	0.1	0.1
Rp	0.05	0.05
Kp	1.163	1.163
Ki	0.105	0.105
Td (s)	0.01	0.01
Beta	0	0
Tw (s)	2.67	2.67
Potencia mecánica inicial (p.u.)	0.9526	0.80216

Tabla A.13. Datos del sistema de excitación del sistema de dos máquinas.

Generador síncrono	1	2
Tr (s)	0.020	0.020
Ka	200	200
Ta (s)	0.001	0.001
Ke	1	1
Kf	0.001	0.001
Tf (s)	0.1	0.1
Efmin (p.u.)	0	0
Efmax (p.u.)	7	7
Voltaje en terminales (p.u.)	1	1
Voltaje de campo (p.u.)	1.5194	1.4059

Apéndice B

En esta sección se presenta un método para identificar dónde aplicar los elementos de detección de oscilaciones de potencia, en una línea de transmisión particular en el sistema de potencia. El método indica donde los relevadores de distancia son propensos a operar durante una condición de oscilación, así como también donde estos métodos pueden ser necesarios para bloquear o disparar los elementos de protección del sistema. El método consiste en determinar si el centro eléctrico del sistema se encuentra en la impedancia de la línea investigada [1, 2, 64].

El sistema de potencia utilizado para analizar el centro eléctrico del sistema durante las oscilaciones de potencia, es el sistema Anderson de tres máquinas y nueve nodos, el cual se muestra en la figura B.1.

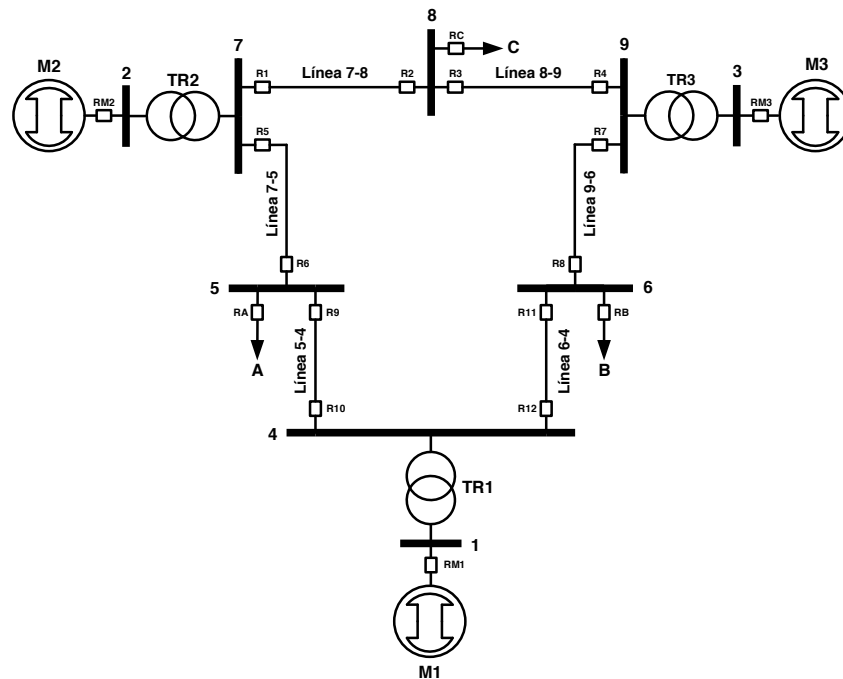


Figura B.1. Sistema Anderson de 3 máquinas y 9 nodos [35].

Para determinar si el centro eléctrico del sistema se encuentra en la línea bajo investigación, es necesario reducir el sistema de potencia, excluyendo la línea de interés, a un sistema equivalente de dos fuentes de voltaje de magnitud constante conectadas a través de una línea de transmisión, como se muestra en la figura B.2.

El método utilizado para obtener un sistema equivalente de dos fuentes se basa en la obtención de las corrientes de corto circuito trifásicas en los extremos de la línea de transmisión de interés y el flujo de corriente de línea para cada falla. Al usar este método es

importante tener en cuenta que la corriente no cambia de dirección, pero los voltajes en ambas fuentes estarán 180° desfasados entre sí.

Teniendo en cuenta los siguientes datos

$I_{3\phi-S}$ = Corriente de falla trifásica en el Bus S en p.u.

$I_{3\phi-R}$ = Corriente de falla trifásica en el Bus R en p.u.

$I_{3\phi-RS}$ = Contribución de la corriente de falla sobre la línea en el Bus S en p.u.

$I_{3\phi-SR}$ = Contribución de la corriente de falla sobre la línea en el Bus R en p.u.

Se calculan los factores de distribución:

$$K_S = \frac{I_{3\phi-RS}}{I_{3\phi-S}} \quad (B.1)$$

$$K_R = \frac{I_{3\phi-SR}}{I_{3\phi-R}} \quad (B.2)$$

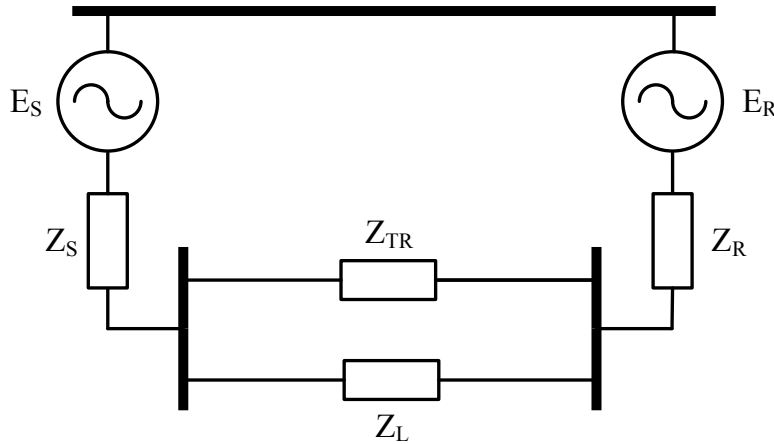


Figura B.2. Sistema equivalente de dos fuentes [1].

El sistema equivalente mostrado en la figura B.3, excluyendo la línea de interés, se puede desarrollar usando las siguientes ecuaciones:

$$X_1 = \frac{K_S Z_L}{1 - (K_S + K_R)} \quad (B.3)$$

$$Y_1 = \frac{K_R Z_L}{1 - (K_S + K_R)} \quad (B.4)$$

$$Z_1 = Z_{3\phi-S} - X_1(1 - K_S) \quad (B.5)$$

Donde Z_L es la impedancia de la línea de interés y $Z_{3\phi-S}$ es la impedancia en el punto de falla del bus S dada por:

$$Z_{3\phi-S} = \frac{1.0}{I_{3\phi-S}} \quad (\text{B.6})$$

En la figura B.3 se muestra el sistema equivalente en estrella, en donde la línea de interés se encuentra entre los nodos S y R.

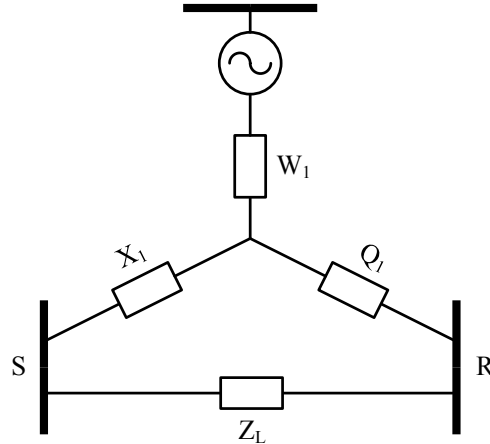


Figura B.3. Sistema equivalente en estrella [1].

El sistema equivalente mostrado en la figura B.3 se convierte a un sistema equivalente en delta, como el mostrado en la figura B.2 usando las fórmulas de conversión estrella-delta.

$$Z_{TR} = \frac{X_1 Q_1 + X_1 Z_1 + Z_1 Q_1}{W_1}$$

$$Z_S = \frac{X_1 Q_1 + X_1 Z_1 + Z_1 Q_1}{Q_1} \quad (\text{B.7})$$

$$Z_R = \frac{X_1 Q_1 + X_1 Z_1 + Z_1 Q_1}{X_1}$$

Después de transformar el sistema equivalente de estrella a delta se suman las impedancias equivalentes Z_S , Z_R y la combinación en paralelo de Z_L y Z_{TR} , para luego dividir entre dos y obtener la mitad de la impedancia equivalente de Thévenin. Si la impedancia equivalente de Thévenin es mayor que las impedancias Z_R y Z_S de las fuentes equivalentes, entonces el centro eléctrico del sistema estará en la impedancia de la línea considerada.

Es importante tener en cuenta que el centro eléctrico del sistema no siempre estará en la misma ubicación, este se encontrará en constantemente cambio dependiendo de las condiciones de operación y de las perturbaciones en el sistema.

En la tabla B.1 se muestran los resultados obtenidos de las impedancias de las fuentes equivalentes y de Thévenin para cada una de las líneas al aplicar el método descrito anteriormente al sistema Anderson de la figura B.1.

Tabla B.1. Impedancias equivalentes del sistema Anderson.

Línea	$Z_{Th}/2$ (p. u.)	Z_A (p. u.)	Z_B (p. u.)
7-8	0.016+j0.23	0.006+j0.12	0.018+j0.271
8-9	0.017+j0.224	0.012+j0.207	0.009+j0.147
7-5	0.023+j0.239	0.004+j0.118	0.013+j0.219
9-6	0.031+j0.253	0.005+j0.134	0.022+j0.222
5-4	0.025+j0.254	0.035+j0.319	0.005+j0.108
6-4	0.033+j0.273	0.004+j0.106	0.046+j0.353

A través de los resultados mostrados en la tabla B.1 se puede observar que para las líneas 8-9, 7-5 y 9-6, la impedancia de Thévenin es mayor que la impedancia equivalente de las fuentes, por lo cual la trayectoria de la impedancia atravesará las zonas de operación del relevador durante las oscilaciones de potencia.

Debido a que en las simulaciones la línea 7-8 es desconectada después de liberar la falla, es importante analizar si el centro eléctrico del sistema se encontrará en las líneas bajo investigación después de este cambio en la configuración del sistema. En la tabla B.2 se muestran los resultados obtenidos al desconectar la línea 7-8.

Tabla B.2. Impedancias equivalentes del sistema Anderson sin la línea 7-8.

Línea	$Z_{Th}/2$ (p. u.)	Z_A (p. u.)	Z_B (p. u.)
7-5	0.025+j0.26	0.004+j0.167	0.015+j0.192
9-6	0.033+j0.29	0.005+j0.215	0.022+j0.196
5-4	0.025+j0.26	0.036+j0.328	0.005+j0.107
6-4	0.033+j0.29	0.005+j0.104	0.044+j0.385

En la tabla B.2 se observa que para las líneas 7-5 y 9-6 las impedancias de Thévenin son mayores que las impedancias equivalentes de las fuentes, por lo que la trayectoria de la impedancia atravesará las zonas de operación de los relevadores ubicados en estas líneas.

La selección de ubicaciones en el sistema para la detección de oscilaciones de potencia se puede obtener mejor a través de estudios de estabilidad transitoria ante diferentes condiciones de operación. El enfoque recomendado para la aplicación de los métodos de detección de oscilaciones de potencia se resume a continuación [1, 2]:

1. Realizar estudios de estabilidad transitoria en el sistema de potencia para identificar las restricciones de estabilidad basadas en las condiciones de operación del sistema. Los estudios

de estabilidad transitoria ayudan a identificar las partes del sistema que imponen límites a la estabilidad angular, los generadores que son propensos perder el sincronismo durante las condiciones de oscilación, los generadores que permanecen estables, y los grupos de generadores que tienden a comportarse de manera similar durante una perturbación.

2. Determinar la ubicación de la trayectoria de la impedancia durante diferentes condiciones de operación e identificar la ubicación óptima para implementar las funciones de bloqueo y disparo por oscilaciones de potencia. La ubicación óptima para la detección de oscilaciones de potencia es cerca del centro eléctrico del sistema.

3. Determinar la ubicación óptima para la separación del sistema durante una condición de pérdida de sincronismo. Esto dependerá de la impedancia entre los sistemas, el balance entre la carga y la generación en cada una de las zonas y la capacidad de establecer áreas de operación estables después de la separación.

4. Establecer la frecuencia máxima de deslizamiento entre los sistemas para los requisitos de ajuste. La frecuencia de deslizamiento de un área particular de un sistema de potencia o grupo de generadores con relación a otra área del sistema de potencia o grupo de generadores no permanece constante. La respuesta dinámica de los sistemas de control del generador, como los reguladores de voltaje, y el comportamiento dinámico de las cargas u otros dispositivos del sistema de potencia, pueden influir en el desplazamiento angular de los rotores de las máquinas.

Apéndice C

Datos de entrada del programa desarrollado en MATLAB

```
% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% Señales de estrada

N = 33;          % Numero de muestras por ciclo
Archivo de texto de los resultados de las simulaciones a través de DIGSILENT
load señal.txt; señal = señal';

% Se almacenas los valores de las simulaciones de DIGSILENT
t = señal (1,:);
Val = señal(2,:); Vb1 = señal(3,:); Vc1 = señal(4,:);
Ia1 = señal(5,:); Ib1 = señal(6,:); Ic1 = señal(7,:);

% Función para estimar los fasores
[FasorVal,MagVal,AngVal] = Fasor(t,N,Val);   [FasorIa1,MagIa1,AngIa1] = Fasor(t,N,Ia1);
[FasorVb1,MagVb1,AngVb1] = Fasor(t,N,Vb1);   [FasorIb1,MagIb1,AngIb1] = Fasor(t,N,Ib1);
[FasorVc1,MagVc1,AngVc1] = Fasor(t,N,Vc1);   [FasorIc1,MagIc1,AngIc1] = Fasor(t,N,Ic1);

% Función para calcular las redes de secuencia (positiva, negativa y cero)
[FasorVp1,MagVp1,AngVp1] = Redes(t,FasorVal,FasorVb1,FasorVc1);
[FasorIp1,MagIp1,AngIp1] = Redes(t,FasorIa1,FasorIb1,FasorIc1);

% Calculo de la impedancia de secuencia positiva
Zp1 = FasorVp1./FasorIp1;

% Ajustes de entrada de la función de blinder
% Impedancias de las líneas
Z75 = 16.928+1i*85.169;   % Línea 7-5
Z45 = 5.29+1i*44.965;    % Línea 4-5
R5 = 58;     % Ajuste del blinder interior
R6 = 509;    % Ajuste del blinder exterior
R5p = 115;   % Ajuste del blinder superior interior
R6p = 566;   % Ajuste del blinder superior exterior

BlinderFun(t,Zp1,Z75,Z45,R5,R6,R5p,R6p);

% Ajustes de entrada del método de SCV
ThrdSCV = 90;   % Ajuste del detector de pendiente
ThrFallas = 0.2; % Ajuste del detector de fallas trifásicas
R5 = 58;       % Ajuste de la zona de arranque Zona 5
R5p = 115;     % Ajuste de la zona de arranque Zona 5 Superior

SCV(t,Zp1,MagVp1,AngVp1,AngIp1,ThrdSCV,ThrFallas,R5,R5p)

% Ajustes de entrada del método de plano de fase
% Archivo de texto de los resultados de los ángulos en los relevadores de distancia
load ANG_Ines.txt; ANG = ANG_Ines';
t = ANG(1,:);
AngPF = ANG(3,:);
ThrAcl = 5;     % Ajuste del detector de oscilaciones de potencia
ThrSlp = 1;     % Ajuste del detector de oscilaciones de potencia
Aoffset = 18;   % Ajuste del detector predictivo de pérdida de sincronismo
Slope = -9;     % Ajuste del detector predictivo de pérdida de sincronismo
ThrAng = 155;   % Ajuste del detector de pérdida de sincronismo

PlanoFase(t,AngPF,ThrAcl,ThrSlp,Aoffset,Slope,ThrAng);
```

Algoritmo para simular la operación del relevador de distancia

```
function [FasorV,MagV,AngV] = Fasor(t,N,V)

f = 60;          % Frecuencia fundamental de la señal
Fs = 60*N;      % Frecuencia de muestreo
w = 2*pi*f;     % Velocidad Angular
T = 1/Fs;       % Intervalo del muestreo
```

```

%% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %%
%% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %%
% Inicialización de las señales
SenRef=zeros(1,N);
CosRef=zeros(1,N);
sampleV=zeros(1,N);
RV=zeros(size(t));
IV=zeros(size(t));
FasorV=zeros(size(t));
MagV=zeros(size(t));
AngV=zeros(size(t));

% Funciones seno y coseno de referencia
dT=0;
for i=1:N
    SenRef(i)=sin(2*pi*60*dT);
    CosRef(i)=cos(2*pi*60*dT);
    dT=dT+1/Fs;
end

%% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %%
%% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %%
% Algoritmo de la DFT Recursiva
% NOTA: Para cambiar a valores pico cambiar sqrt(2) por 2
n = 1;
DA = 1;
CicloComp=0;
for time=1:length(t)
    % En la primera ventana de datos se calculan los fasores de manera no recursiva
    if(DA>N)
        CicloComp=1;
        DA=1;
    end
    if(CicloComp==0)
        % Algoritmo de la DFT No Recursiva
        sampleV(DA)=V(n); % Nueva muestra en la ventana de datos
        DR=DA+1;
        for m=1:N % Ciclo que emula el desplazamiento de la ventana de datos
            if(DR>N)
                DR=1;
            End
            % Multiplicación de la señal de referencia con la nueva muestra en la ventana de datos
            CosRefV=(sqrt(2)/N)*sampleV(DR)*CosRef(m);
            SenRefV=(sqrt(2)/N)*sampleV(DR)*SenRef(m);
            RV(n) = RV(n)+CosRefV; % Suma acumulativa
            IV(n) = IV(n)+SenRefV; % Suma acumulativa
            DR=DR+1;
        end
    else
        % Algoritmo de la DFT Recursiva
        xnV=V(n); % Última muestra de la ventana de datos
        x0V=sampleV(DA); % Primera muestra de la ventana de datos
        sampleV(DA)=V(n); % Se almacena el valor de la ventana de datos
        % Multiplicación de la señal de referencia con la nueva muestra y la última muestra de la
        % ventana de datos
        CosRefV=(sqrt(2)/N)*(xnV-x0V)*CosRef(DA);
        SenRefV=(sqrt(2)/N)*(xnV-x0V)*SenRef(DA);
        RV(n) = RV(n-1)+CosRefV; % Suma acumulativa
        IV(n) = IV(n-1)+SenRefV; % Suma acumulativa
    end
    FasorV(n)= RV(n) - 1i*IV(n); % Fasor en forma compleja
    MagV(n)=abs(FasorV(n)); % Magnitud del fasor
    AngV(n)=atan2(imag(FasorV(n)),real(FasorV(n))); % Ángulo del fasor
    DA = DA+1;
    n = n+1;
end

%% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %%
%% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %%
% Filtro de tres puntos
% Se utiliza el promedio de tres puntos, para esto se utiliza la muestra actual, la quinta y la
% onceava para realizar el promedio
for n=N+1:(length(t))
    FasorV(n)=(1/3)*(FasorV(n) + FasorV(n-5) + FasorV(n-11));
    MagV(n)=abs(FasorV(n));
    AngV(n)=atan2(imag(FasorV(n)),real(FasorV(n)));
end

```

```

%% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %%
%% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %%
% Factor P
wind = 5;    % Estimación de la ventana
r = 32;     % Valor igual a la primera ventana de muestras

% Inicialización de las variables
samplefV=zeros(1,N*wind);
dfsumV = zeros(size(AngV));
dAngV=zeros(size(AngV));
PV=zeros(size(AngV));

% Ciclo para calcular la diferencia angular entre los fasores de cada muestra
for i=2:length(t)
    dAngV(i)=AngV(i)-AngV(i-1);
end

% Calculo del factor P
n = 1;
DA = 1;
for time=1:length(t)
    if(DA>N*wind) % Ventana de datos
        DA=1;
    end
    % Estimación de la frecuencia, método basado en la rotación del fasor
    samplefV(DA)=dAngV(n)*f*N/(2*pi*N*wind);
    for m=1:wind*N % Ciclo que emula la ventana de datos
        dfV=samplefV(m);
        dfsumV(n)=dfsumV(n)+dfV; % Suma acumulativa
    end
    % Calculo del factor P
    PV(n) = sin(pi*dfsumV(n)/f)/(N*sin(pi*dfsumV(n)/(N*f)))*...
        exp(-1i*pi*(dfsumV(n)/f)*(1+1/N))*exp(1i*2*pi*dfsumV(n)*r/(N*f));
    DA = DA+1;
    n = n+1;
end

%% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %%
%% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %%
% Corrección del fasor
for n=1:(length(t))
    FasorV(n)=FasorV(n)/PV(n); % Fasor corregido
    MagV(n)=abs(FasorV(n)); % Magnitud del fasor corregido
    AngV(n)=atan2(imag(FasorV(n)),real(FasorV(n))); % Ángulo del fasor corregido
end

%% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %%
%% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %% %%
% Calculo de las redes de secuencia
function [FasorVp,MagVp,AngVp] = Redes(t,FasorVa,FasorVb,FasorVc)

n = 1;
for time=1:length(t)
    FasorVp(n)= (1/3)*(FasorVa(n)+exp(1i*2*pi/3)*FasorVb(n)+exp(-1i*2*pi/3)*FasorVc(n));
    MagVp(n)=abs(FasorVp(n));
    AngVp(n)=atan2(imag(FasorVp(n)),real(FasorVp(n)));
    %% %% %% %%
    FasorVn(n)= (1/3)*(FasorVa(n)+...
exp(-1i*2*pi/3)*FasorVb(n)+exp(1i*2*pi/3)*FasorVc(n));
    MagVn(n)=abs(FasorVn(n));
    AngVn(n)=atan2(imag(FasorVn(n)),real(FasorVn(n)));
    %% %% %% %%
    FasorV0(n)= (1/3)*(FasorVa(n)+FasorVb(n)+FasorVc(n));
    MagV0(n)=abs(FasorV0(n));
    AngV0(n)=atan2(imag(FasorV0(n)),real(FasorV0(n)));
    %% %% %% %%
    n = n+1;
end

```

Algoritmo para simular el método de blinders

```

function BlinderFun(t,Z,Zl,Zlp,R5,R6,R5p,R6p)

Zreach1=0.8*Zl; % Alcance de la zona 1
Zreach2=Zl+0.2*Zlp; % Alcance de la zona 2
l=0:1:360; % Función para graficar el círculo mho
Th=1*pi/180;
MhoCirc1=(Zreach1/2)*(exp(1i*Th)+1); % Círculo mho zona 1

```

```

MhoCirc2=(Zreach2/2)*(exp(1i*Th)+1); % Círculo mho zona 2

% Inicialización de las variables
DiR1=zeros(size(Z));    DiR2=zeros(size(Z));
DiX1=zeros(size(Z));    DiX2=zeros(size(Z));
distCen1=zeros(size(Z)); distCen2=zeros(size(Z));

% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% Funciones para graficar las características tipo blinders exterior e interior
y5=-R5p:1:R5p;
y6=-R6p:1:R6p;
R5yd= cos(angle(Z1))*y5+(abs(R5)/sin(angle(Z1)));
R5yi= cos(angle(Z1))*y5-(abs(R5)/sin(angle(Z1)));
R6yd= cos(angle(Z1))*y6+(abs(R6)/sin(angle(Z1)));
R6yi= cos(angle(Z1))*y6-(abs(R6)/sin(angle(Z1)));

% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% Operación de la zona 1 del relevador tipo Mho.
Rc1=real(Zreach1/2); % Alcance resistivo de la zona 1 en el centro del círculo MHO
Xc1=imag(Zreach1/2); % Alcance reactivo de la zona 1 en el centro del círculo MHO
DiR1=real(Z)-Rc1; % Distancia en resistencia al centro del círculo MHO de la resistencia aparente
DiX1=imag(Z)-Xc1; % Distancia en reactancia al centro del círculo MHO de la reactancia aparente
distCen1=sqrt(DiR1.^2 + DiX1.^2); % Distancia al centro del círculo MHO de la impedancia aparente
distReach1=abs(Zreach1/2); % Radio del círculo mho zona 1

% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% Operación de la zona 2 del relevador tipo Mho.
Rc2=real(Zreach2/2); % Alcance resistivo de la zona 2 en el centro del círculo MHO
Xc2=imag(Zreach2/2); % Alcance reactivo de la zona 2 en el centro del círculo MHO
DiR2=real(Z)-Rc2; % Distancia en resistencia al centro del círculo MHO de la resistencia aparente
DiX2=imag(Z)-Xc2; % Distancia en reactancia al centro del círculo MHO de la reactancia aparente
distCen2=sqrt(DiR2.^2 + DiX2.^2); % Distancia al centro del círculo MHO de la impedancia aparente
distReach2=abs(Zreach2/2); % Radio del círculo mho zona 2

% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% Señales de disparo
timZinZmho=zeros(size(Z)); % Señal de disparo del relevador
tripZ1mho=zeros(size(Z)); % Señal de disparo de zona 1
tripZ2mho=zeros(size(Z)); % Señal de disparo de zona 2
tripOSS5=zeros(size(Z)); % Señal de disparo del blinder interior
tripOSS6=zeros(size(Z)); % Señal de disparo del blinder interior
timer = 0; % Temporizador
int = 0;
T = 5e-04; % Intervalo del muestreo

% Ciclo para determinar el tiempo en que la impedancia aparente se encuentra dentro de la zona de
operación
for n=1:length(t)
% Se utiliza para determinar si la trayectoria de la impedancia se encuentra fuera de la zona 2
if distCen2(n) > distReach2 && int == 0
timZinZmho(n)=0; % si la distancia de la impedancia aparente al centro es mayor que el
% radio de círculo Mho la variable sera "0"
% Se utiliza para determinar si la trayectoria de la impedancia se encuentra dentro de zona 1
elseif distCen1(n) < distReach1
timZinZmho(n)=1; % si la distancia de la impedancia aparente al centro es menor que el
% radio de círculo Mho la variable sera "1"
tripZ1mho(n:end)=ones(size(Z(n:end))); % Se utiliza indicar el tiempo en que el
% relevador dispara, si timZapinZmho=0, se mantiene en cero si timZapinZmho=1, se mantiene
% constantemente en "1" para simular disparo sostenido
int = 1;
% Se utiliza para determinar si la trayectoria de la impedancia se encuentra dentro zona 2
elseif distCen2(n) < distReach2
timer = timer+T;
if distCen2(n) < distReach2 && timer > 0.02 % Simulación del retardo de tiempo de zona 2
timZinZmho(n)=1; % si la distancia de la impedancia aparente al centro es menor que
% el radio de círculo Mho la variable sera "1"
tripZ1mho(n:end)=ones(size(Z(n:end))); % se utiliza indicar el tiempo en que el
% relevador dispara, si timZapinZmho=0, se mantiene en cero si timZapinZmho=1, se mantiene
% constantemente en "1" para simular disparo sostenido
int = 1;
end
else
tripZ1mho(n:end)=ones(size(Z(n:end)));
int = 1;
end
end
end

```



```

end
% Se utiliza para determinar si la trayectoria de la impedancia se encuentra dentro del blinder
% interior
if (real(Z(n)) < R5) && (real(Z(n)) > -R5) && (imag(Z(n)) < R5p) && (imag(Z(n)) > -R5p)
    tripOSS5(n)=1;
else
    tripOSS5(n)=0;
end
% Se utiliza para determinar si la trayectoria de la impedancia se encuentra dentro del blinder
% exterior
if (real(Z(n)) < R6) && (real(Z(n)) > -R6) && (imag(Z(n)) < R6p) && (imag(Z(n)) > -R6p)
    tripOSS6(n)=1;
else
    tripOSS6(n)=0;
end
end
end

```

Algoritmo para simular el método del voltaje del centro de oscilación

```

function SCV(t,Z,MagV,AngV,AngI,ThrdSCV,ThrFalla,R5,R5p)

% Función utilizada para mantener a los ángulos monótonos ante una variación en la frecuencia
AngV = unwrap(AngV);
AngI = unwrap(AngI);

% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% SCV estimación local
AngSCV = AngV-AngI; % Angulo entre la tensión y la corriente Va e Ia
SCV = (MagV/(230/sqrt(3))).*cos(AngSCV); % Calculo del SCV
dSCV = zeros(size(SCV));
for i=2:(length(SCV)) % Calculo de la razón de cambio del SCV
    dSCV(i) = (SCV(i)-SCV(i-1))/(1e-4);
end

% Algoritmo que simula la función del detector de pendiente
DP=zeros(size(t));
int = 0;
for i=1:length(t)
    if (dSCV(i) > ThrdSCV)
        DP(i:end)=ones(size(t(i:end)));
        int = 1;
    elseif (dSCV(i) < ThrdSCV) && (int == 0)
        DP(i)=0;
    end
end

% Algoritmo que simula la función del detector de fallas trifásicas
DTF=zeros(size(t));
timer = 0;
T = 5e-04; % Intervalo del muestreo
for i=1:length(t)
    if (abs(SCV(i)) > ThrFalla)
        DTF(i)=0;
        timer = 0;
    % Se utiliza para asegurar que la condición se mantenga durante un periodo de tiempo
    elseif (abs(SCV(i)) < ThrFalla)
        timer = timer+T;
        if (abs(SCV(i)) < ThrFalla) && (timer > 0.2)
            DTF(i)=0.2;
        end
    end
end

% Algoritmo que simula la función de zona de arranque
ZonaArranque=zeros(size(t));
for i=1:length(t)
    % Se utiliza para determinar si la trayectoria de la impedancia se encuentra dentro de la zona de
    % arranque
    if (real(Z(i)) < R5) && (real(Z(i)) > -R5) && (imag(Z(i)) < R5p) && (imag(Z(i)) > -R5p)
        ZonaArranque(i)=1;
    else
        ZonaArranque(i)=0;
    end
end
end

```

Algoritmo para simular el método de plano de fase

```

function PlanoFase(t,Ang,ThrAcl,ThrSlp,Aoffset,Slope,ThrAng)

% Inicialización de las variables
slp=zeros(size(t)); % Velocidad angular o frecuencia de deslizamiento en Hz
acl=zeros(size(t)); % Aceleración angular en Hz/s

% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% Calculo de la velocidad y la aceleración angular, a través de los ángulos de los fasores de
% voltaje en dos puntos
for n=2:length(t)
    slp(n) = (1/360)*(Ang(n)-Ang(n-1))/(5e-4); % Calculo del deslizamiento
    acl(n) = (slp(n)-slp(n-1))/(5e-4);      % Calculo de la aceleración
end

% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % % %
% Ak > Slope*Sk + Aoffset; Ak > (-Aoffset/S)*Sk + Aoffset;
% Ak es la aceleración angular
% Sk es la velocidad angular
% Slope es la pendiente de la línea blinder de operación (se define como una simple pendiente
% Aoffset es el desplazamiento en las coordenadas de la aceleración para la línea blinder y va
directamente relacionada con la pendiente

% Funciones para graficar la pendiente en el método de plano de fase
x=-10:0.001:10;
y=-(9)*x+(18);

% Algoritmo que simula la función del detector de oscilaciones de potencia
PSD=zeros(size(t));
int = 0;
for i=1:length(t)
    if (abs(acl(i)) > ThrAcl) && (abs(slp(i)) > ThrSlp)
        PSD(i:end)=ones(size(t(i:end)));
        int = 1;
    elseif (abs(acl(i)) < ThrAcl) && (abs(slp(i)) < ThrSlp) && (int == 0)
        PSD(i)=0;
    end
end

% Algoritmo que simula la función del detector predictivo de pérdida de sincronismo
OOST=zeros(size(t));
for i=1:length(t)
    if (acl(i) < (Slope*slp(i)+Aoffset))
        OOST(i)=0;
    elseif (acl(i) > (Slope*slp(i)+Aoffset))
        OOST(i)=1;
    end
end

% Algoritmo que simula la función del detector de pérdida de sincronismo
OOSD=zeros(size(t));
for i=1:length(t)
    if (Ang(i) > ThrAng)
        OOSD(i)=1;
    else
        OOSD(i)=0;
    end
end
end

```

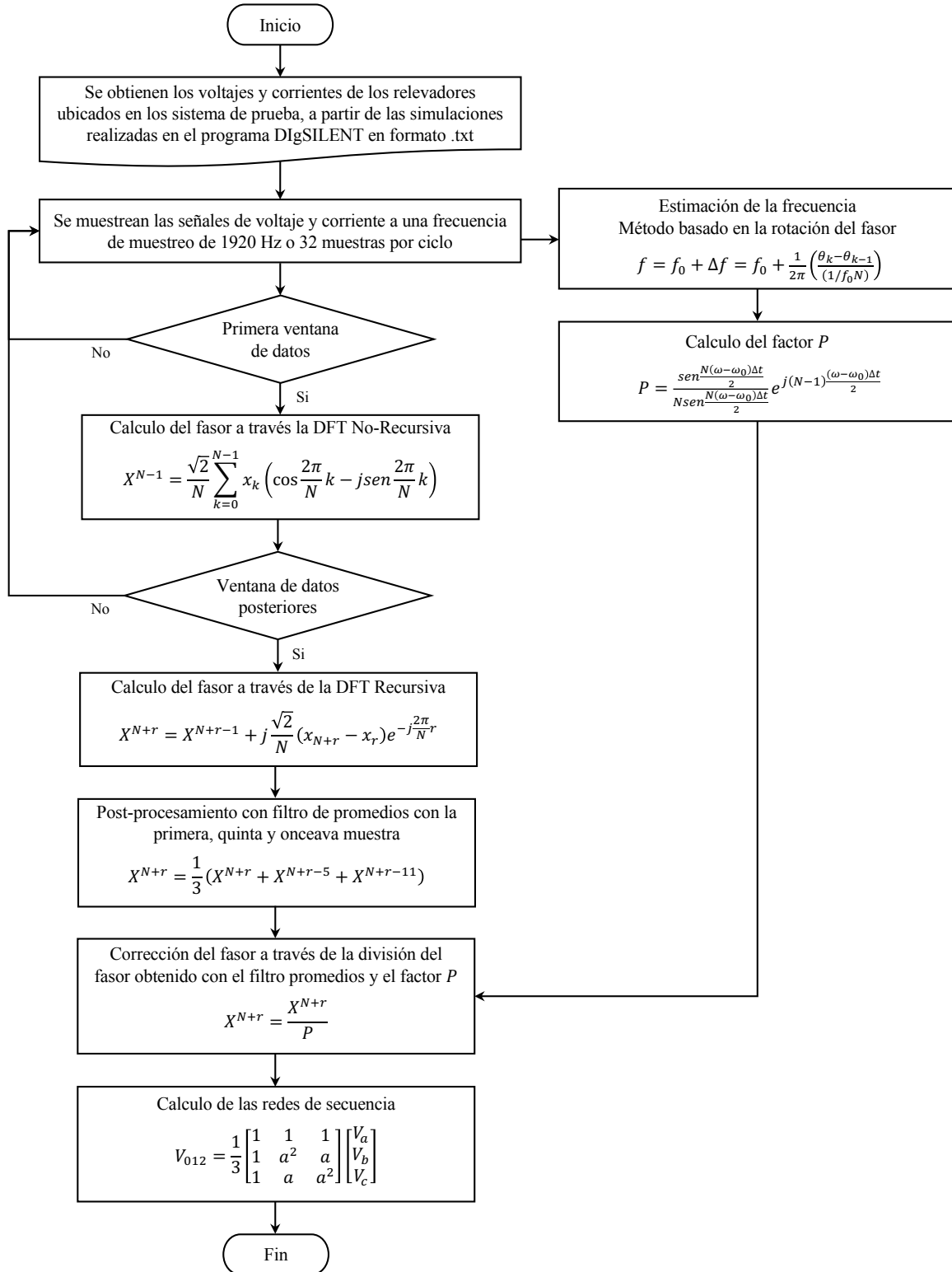


Figura C.1. Diagrama de flujo de la estimación fasorial.

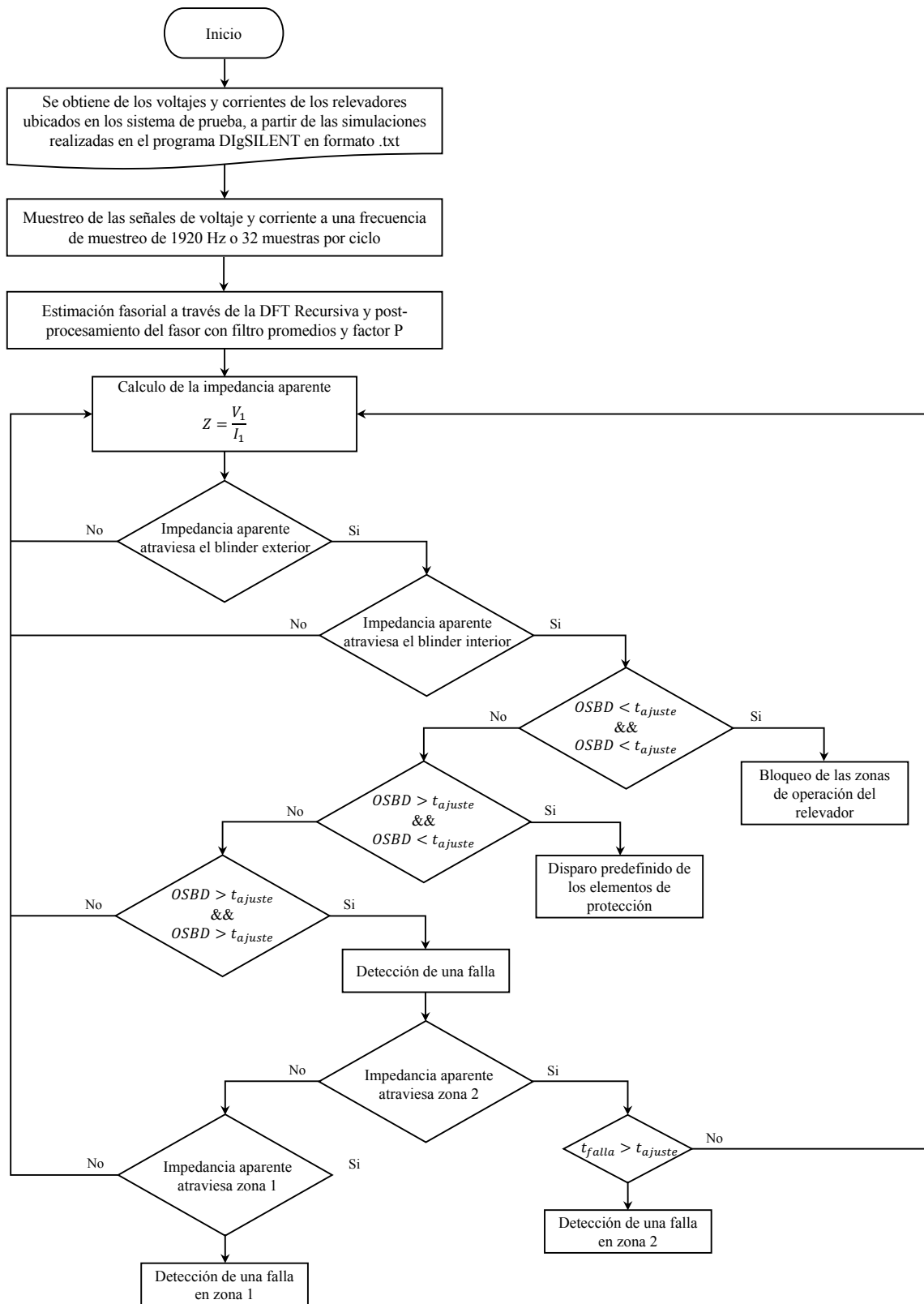


Figura C.2. Diagrama de flujo de la lógica de operación del método de blinders.

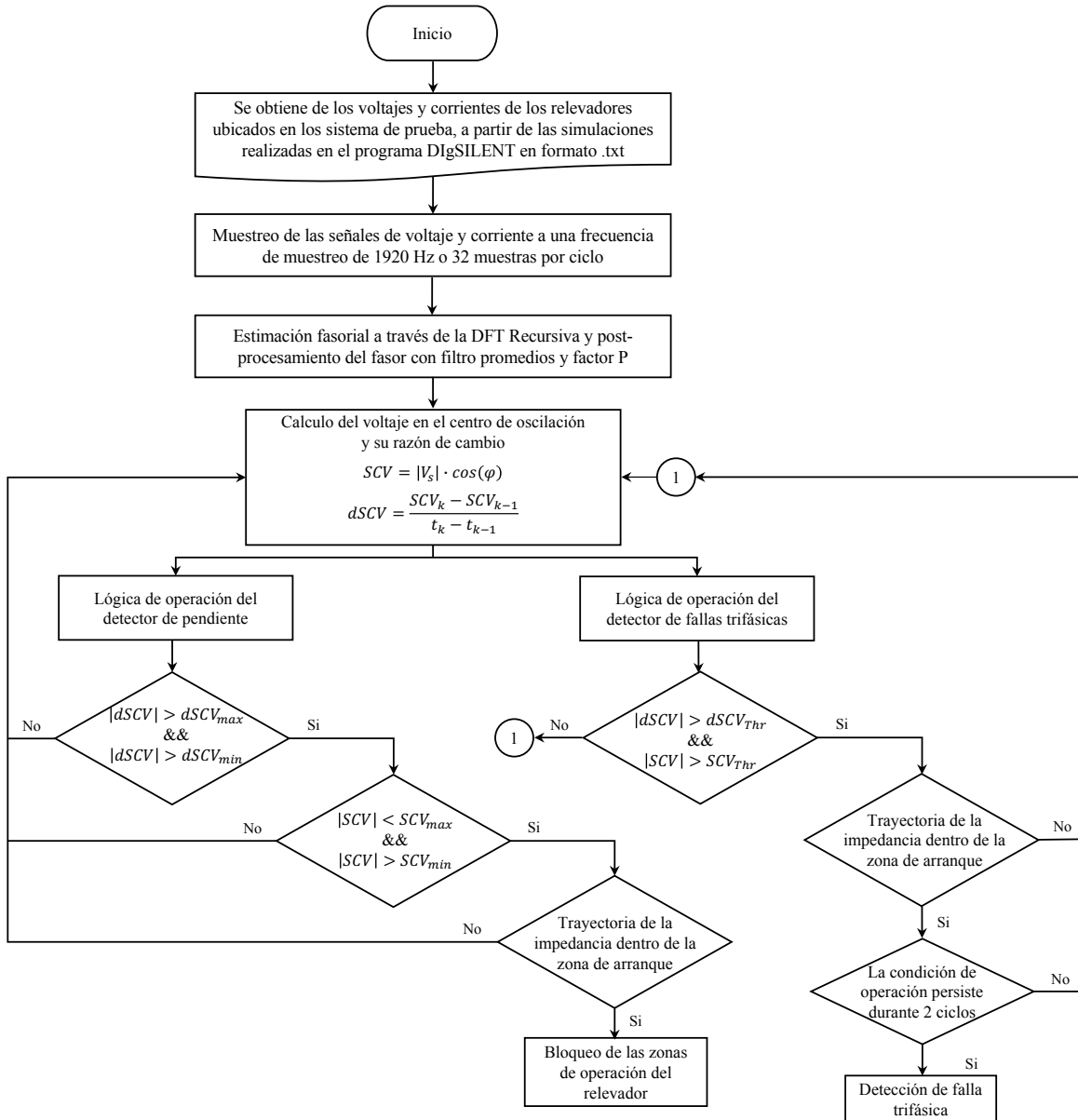


Figura C.3. Diagrama de flujo del método de SCV.

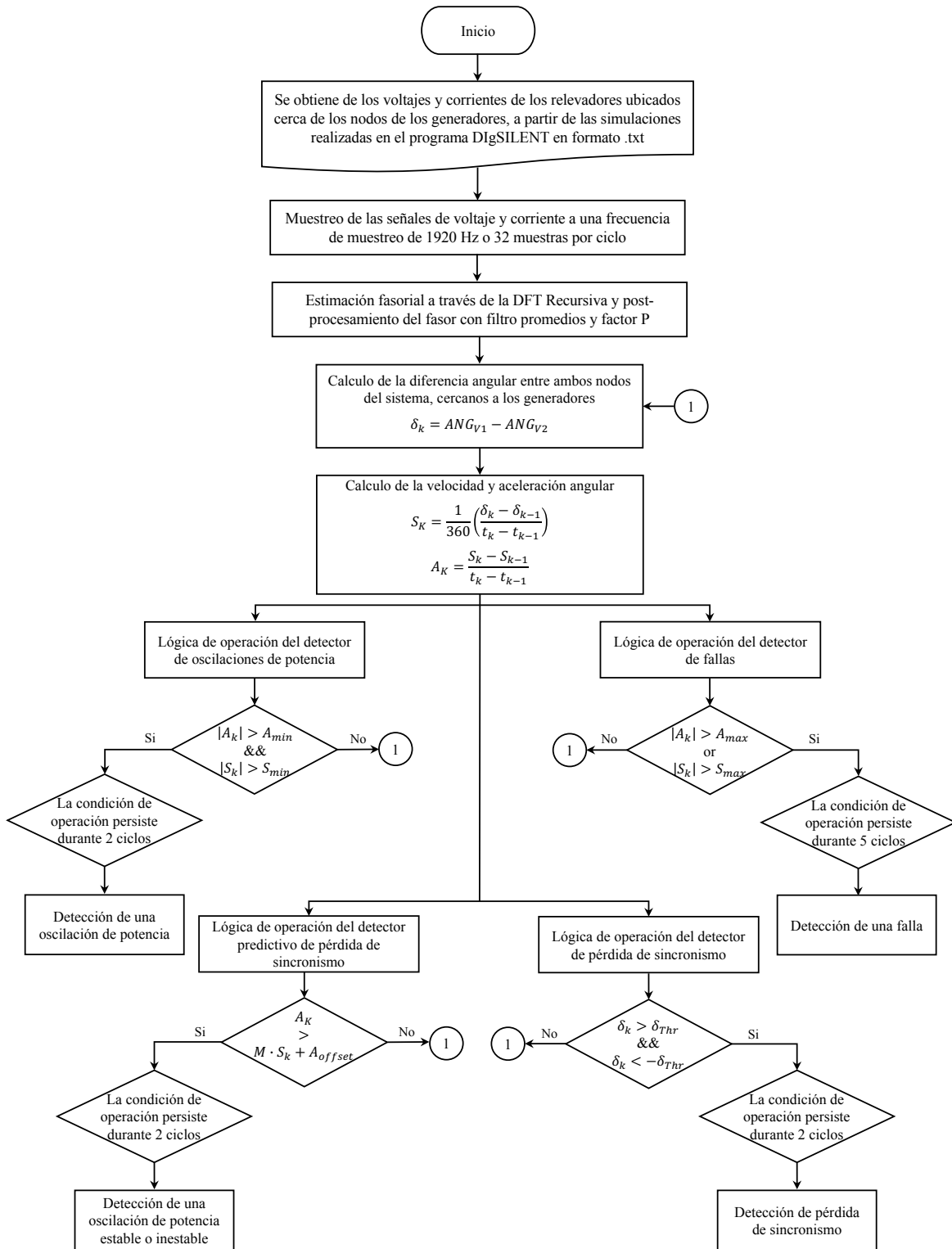


Figura C.4. Diagrama de flujo del método de plano de fase.