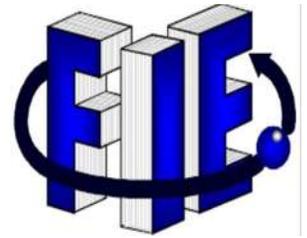




**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE
SAN NICOLÁS DE HIDALGO**



FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**IMPLEMENTACIÓN FÍSICA DEL SISTEMA DE POTENCIA DE DOS ÁREAS
PARA ESTUDIOS DE OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS**

TESIS

para obtener el grado de

INGENIERO ELECTRICISTA

Presenta:

DIEGO AARÓN RODALES NAVARRO

Asesor

Dr. ALEJANDRO ZAMORA MÉNDEZ

Co-asesor

M.C. JOSÉ ALBERTO ÁVALOS GONZÁLEZ

Dedicatoria

A mis padres, Eulalia y Hermelindo, por su apoyo incondicional en cada momento de mi formación académica y de mi vida, por la motivación, regaños, consejos y, sobre todo, por su amor. Les dedico esta tesis, pues sin duda, soy quien soy, gracias a ellos.

A mis hermanos, Alexia e Iván, quienes me apoyan en todo momento, ya sea, en lo personal, en mi formación académica y en mi bienestar físico y emocional. A quienes recurro por consejos que me ayudan a seguir adelante. A ellos, quienes saben que el apoyo es mutuo.

A mi sobrina, Mariel, quien me transmite su felicidad y ánimo.

A mi novia, María del Mar, quien me brinda su apoyo incondicional en todo momento, me aconseja y me motiva a lograr lo que quiero.

A mi cuñada, Angie, por sus palabras de ánimo, consejos y buenos deseos.

A todos, de corazón, ¡gracias!

Agradecimientos

A mi asesor, el Dr. Alejandro Zamora Méndez, por sus contribuciones al desarrollo de esta tesis, por sus enseñanzas, guía, amistad y apoyo constante que me dio para concluir esta etapa de formación académica.

Al M.C. Alberto Ávalos González, por su apoyo en la elaboración de este trabajo, sus enseñanzas, consejos, amistad y ayuda que me brindó.

Al Dr. Mario Roberto Arrieta Paternina, por su apoyo en este trabajo y su amistad.

A mis amigos, con quienes compartí en alguna etapa de mi vida, quienes me ayudaron de alguna forma, a salir adelante: Citlali Huerta, Diana Torres, Karla Robles, Tulio Nuñez, Luis y Jorge Sandoval, César Díaz, Diego Acosta, Jesús Gómez, Cristian Correa, Armando Tinoco, Andrés García y muchos amigos más, con los que compartí momentos, risas, estrés, desveladas, convivencia y experiencias vividas dentro y fuera de la universidad.

A los profesores e ingenieros, quienes me apoyaron en algún momento de mi formación y me compartieron enseñanzas y consejos que no se imparten dentro de la facultad.

A mi familia en general, quienes me brindan su apoyo incondicional a cada momento.

CONTENIDO

Dedicatoria.....	i
Agradecimientos	ii
CONTENIDO	i
Lista de figuras	iv
Lista de tablas	vii
RESUMEN	I
Palabras clave	I
ABSTRACT	II
Keywords.....	II
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Antecedentes.....	2
1.2. Justificación	3
1.3. Objetivo General	3
1.4. Objetivos particulares	3
1.5. Descripción de capítulos.....	3
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO	5
2. Introducción.....	5
2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia	5
2.1.1. Sistema de Distribución.....	6
2.1.2. Sistema de Subtransmisión	6
2.1.3. Sistema de Transmisión.....	6
2.1.4. Estados de un SEP	8
2.2. Máquina de Corriente Directa	9
2.3. Máquina de Inducción	10
2.4. Máquina Síncrona.....	11
2.4.1. Campo y Armadura de una Máquina Síncrona.....	13
2.4.2. Relación entre Potencia y Ángulo en Máquinas Síncronas	14
2.4.3. Acciones de Sincronización entre Máquinas	14
2.5. Estabilidad de un SEP	15
2.5.1. Condiciones de operación de un SEP	15
2.5.2. Clasificación de Estabilidad de un SEP.....	16
2.5.3. Estabilidad de Ángulo.....	20

2.6. Relevadores de protección.....	21
2.7. PMU y sus Perspectivas	22
2.8. Concentrador de datos fasoriales (PDC)	23
2.9. Sincrofasores	23
2.10. Software Synchronwave Event.....	25
2.11. Software ACSELERATOR QuickSet SEL-5030.....	26
2.12. Resumen	26
CAPITULO 3. IDENTIFICACIÓN DE MODOS DE OSCILACIÓN	28
3.1. Introducción.....	28
3.2. Determinación del espectro de frecuencias de señales de respuesta en el tiempo en un sistema eléctrico de potencia.....	28
3.3. Análisis en sistemas eléctricos de potencia de prueba.....	28
3.4. Análisis Ringdown mediante el método de Prony.....	29
3.4.1. Análisis modal	30
3.4.2. Método de Prony.....	31
3.5. Coeficientes de sincronización y amortiguamiento en SEP's	33
3.6. Resumen	34
CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA FÍSICO DE DOS ÁREAS	36
4.1. Generadores	37
4.2. Primo-motores	39
4.3. Línea de transmisión.....	42
4.4. SEL-421.....	43
4.5. Acceleator QuickSet SEL-5030	44
4.6. Análisis mediante Synchronwave Event.	47
4.7. Software Acceleator Analytic Assistant.....	47
4.8. Introducción al DSI Toolbox.....	47
4.9. Operación del Sistema.....	49
4.10. Resumen	49
CAPÍTULO 5. PRUEBAS Y RESULTADOS.....	50
5.1. Extracción del fasor con Acceleator Analytic Assistant	50
5.2. Pruebas (Parte I)	54
5.2.1. Falla trifásica en sistema de 3 generadores.....	55
5.2.1.1. Identificación de modos mediante el método de Prony.	56
5.2.2. Falla a dos fases en sistema de 3 generadores	59
5.2.2.1. Identificación de modos mediante el método de Prony.	60
5.2.3. Falla monofásica.....	63

5.2.3.1. Identificación de modos mediante el método de Prony.....	64
5.3. Pruebas (Parte II).....	67
5.3.1. Falla trifásica en sistema de 3 generadores.....	67
5.3.2. Falla trifásica en sistema de 3 generadores con aumento de inercia en G1	73
5.3.3. Falla trifásica en sistema de 3 generadores con aumento de inercia en G3	79
5.3.4. Comparación de pruebas.....	86
5.3.5. Falla trifásica en sistema de 2 generadores.....	87
5.3.6. Falla trifásica en sistema de 2 generadores con incremento de inercia en G3.....	91
5.3.7. Comparación de pruebas.....	95
5.4. Resumen	95
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	96
6.1. Conclusiones.....	96
6.2. Futuras líneas de investigación.....	97
REFERENCIAS	98
ANEXOS.....	100

Lista de figuras

Figura 1. Elementos principales que conforman a un SEP.	5
Figura 2. Sistema Eléctrico Nacional [1].	7
Figura 3. Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2017 [1].	7
Figura 4. Demanda del Sistema Interconectado Nacional 2018 [7].	9
Figura 5. Piezas de un Motor de Jaula [8].	10
Figura 6. Anillos colectores rotatorios [8].	11
Figura 7. Piezas de un motor de inducción de rotor devanado [8].	11
Figura 8. Devanado de campo sobre rotor de polos lisos.	12
Figura 9. Devanado de campo sobre un rotor de polos salientes	12
Figura 10. Diagrama esquemático de una máquina síncrona trifásica.	13
Figura 11. Curva potencia-ángulo.	14
Figura 12. Clasificación de Estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia	16
Figura 13. Respuesta natural de pequeñas perturbaciones [5].	19
Figura 14. Relé de Protección SEL-421 [19]	22
Figura 15. Red de concentración de datos de sincrofasores [20]	23
Figura 16. Convención para la representación de sincrofasores[22].	24
Figura 17. Synchrowave Event (SEL-5601) [23].	25
Figura 18. Componentes del sistema físico de potencia de prueba.	36
Figura 19. Diagrama unifilar del SEP de 2 áreas y 3 generadores.	37
Figura 20. Diagrama unifilar del SEP de prueba de 2 áreas y 2 generadores.	37
Figura 21. Motor/Generador Síncrono marca Lab-Volt [30].	38
Figura 22. Motor de Inducción de Rotor Devanado (MIRD) marca Lab-Volt [30].	39
Figura 23. Motor de CD de Lab-Volt [30].	40
Figura 24. Motor de Inducción Jaula de Ardilla (MIJA) de Lab-Volt [30].	41
Figura 25. Módulo de Línea de Transmisión Trifásica de Lab-Volt [30].	42
Figura 26. Relevador de protección SEL-421 (Cara frontal) [18].	43
Figura 27. Relevador de protección SEL-421 (Cara trasera) [18].	44
Figura 28. Interfaz principal del software AcSELeRator QuickSet (SEL-5030).	44
Figura 29. Configuración para el PMU 1.	45
Figura 30. Configuraciones para el PMU 2.	46
Figura 31. Configuración para el PMU 3.	46
Figura 32. Synchrowave Event (SEL-5601) [23].	47
Figura 33. Interfaz del software AcseleRator Analytic Assistant.	47
Figura 34. Interfaz de trabajo de la herramienta DSI.	48
Figura 35. interfaz de trabajo del análisis de Prony con DSI.	48
Figura 36. Abrir nuevo evento en Analytic Assistant.	50
Figura 37. Abrir evento en Analytic Assistant.	51
Figura 38. Ubicación de opción Preferencias de un evento en Analytic Assistant.	51
Figura 39. Visualizar el ángulo del fasor de voltaje en Analytic Assistant.	52
Figura 40. Grafica del fasor de voltaje en Analytic Assistant.	52
Figura 41. Guardar archivo en formato de texto en Analytic Assistant.	53

Figura 42. Configurar archivo de texto para un mejor manejo de datos en Analytic Assistant.....	53
Figura 43. Diferencia angular entre G2 y G3 (Prueba 1).	56
Figura 44. Diferencia angular de G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 1).	56
Figura 45. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y los modos identificados por Prony (Prueba 1).....	57
Figura 46. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 1).	58
Figura 47. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 2).....	60
Figura 48. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 2).	60
Figura 49. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 2).	61
Figura 50. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 2).	62
Figura 51. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 3).....	64
Figura 52. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 3).	64
Figura 53. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 3).	65
Figura 54. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 3).	66
Figura 55. Diferencia angular entre G1-G3 (Prueba 4).....	68
Figura 56. Diferencia angular entre G1-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 4).	68
Figura 57. Comparación de señales de diferencia angular G1-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 4).	69
Figura 58. Espectro de Fourier para diferencia angular de G1-G3 (Prueba 4).	70
Figura 59. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 4).....	70
Figura 60. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 4)	71
Figura 61. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 4).	72
Figura 62. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 4).	72
Figura 63. Diferencia angular entre G1-G3 (Prueba 5).....	74
Figura 64. Diferencia angular entre G1-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 5)	74
Figura 65. Comparación de señales de diferencia angular G1-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 5).	75
Figura 66. Espectro de Fourier para diferencia angular de G1-G3 (Prueba 5).	76
Figura 67. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 5).....	76
Figura 68. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 5).	77
Figura 69. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 5).	78
Figura 70. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 5).	78
Figura 71. Diferencia angular entre G1-G3 (Prueba 6).....	80
Figura 72. Diferencia angular entre G1-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 6).	80
Figura 73. Comparación de señales de diferencia angular G1-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 6).	81
Figura 74. Espectro de Fourier para diferencia angular de G1-G3 (Prueba 6).	82
Figura 75. Localización de polos y ceros para modos entre G1-G3 (Prueba 6).	82
Figura 76. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 6).....	83
Figura 77. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 6)	83

Figura 78. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 6).	84
Figura 79. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 6).	85
Figura 80. Localización de polos y ceros de los modos entre G2-G3 (Prueba 6).	85
Figura 81. Comparación de pruebas 4, 5 y 6.	86
Figura 82. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 7).	88
Figura 83. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 7)	88
Figura 84. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 7).	89
Figura 85. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 7).	90
Figura 86. Localización de polos y ceros de los modos entre G2-G3 (Prueba 7).	90
Figura 87. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 8).	92
Figura 88. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 8)	92
Figura 89. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 8).	93
Figura 90. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 8).	94
Figura 91. Localización de polos y ceros de los modos entre G2 y G3 (Prueba 8).	94
Figura 92. Comparación entre pruebas 7 y 8.	95

Lista de tablas

Tabla 1. Líneas de Transmisión en México [1].....	8
Tabla 2. Parámetros del Generador Síncrono de prueba [30].	38
Tabla 3. Especificaciones principales del MIRD marca Lab-Volt [30].	39
Tabla 4. Especificaciones del Motor de CD de Lab-Volt [30].....	40
Tabla 5. Especificaciones del MIJA de Lab-Volt [30].....	41
Tabla 6. Especificaciones de Modulo de Línea de Transmisión Trifásica de Lab-Volt [30].	42
Tabla 7. Parámetros del sistema para falla trifásica.	55
Tabla 8. Modos identificados para G2-G3 (Prueba 1).	57
Tabla 9 Parámetros del sistema para falla a dos fases.....	59
Tabla 10. Modos identificados para G2-G3 (Prueba 2).	61
Tabla 11. Parámetros del sistema para falla monofásica.	63
Tabla 12. Modos identificados para G2-G3 (Prueba 3).	65
Tabla 13. Parámetros del sistema para falla trifásica.	67
Tabla 14. Modos identificados entre G1-G3 (Prueba 4).	69
Tabla 15. Modos Identificados entre G2-G3 (Prueba 4).	71
Tabla 16. Parámetros del sistema para falla trifásica con aumento de inercia en G1.	73
Tabla 17. Modos Identificados entre G1-G3 (Prueba 5).	75
Tabla 18. Modos Identificados entre G2-G3 (Prueba 5).	77
Tabla 19. Parámetros del sistema para prueba trifásica con incremento de inercia en G3.	79
Tabla 20. Modos identificados entre G1-G3 (Prueba 6).	81
Tabla 21. Modos identificados entre G2-G3 (Prueba 6).	84
Tabla 22. Parámetros del sistema para falla trifásica en sistema de 2 generadores.	87
Tabla 23. Modos identificados entre G2-G3 (Prueba 7).	89
Tabla 24. Parámetros del sistema para prueba trifásica en sistema de 2 generadores con incremento de inercia G3	91
Tabla 25. Modos identificados entre G2-G3 (Prueba 8).	93

RESUMEN

La presencia de oscilaciones electromecánicas es una característica propia de cualquier Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), siempre y cuando, el amortiguamiento asociado con este tipo de oscilaciones se encuentre dentro del rango o límites aceptables para la operación continua del sistema. Esta tesis centra su atención en la identificación de modos electromecánicos de baja frecuencia en un sistema de 2 áreas de generación implementado en laboratorio. Se evaluará el comportamiento dinámico del sistema ante la ocurrencia de perturbaciones provocadas por diferentes condiciones de operación (falla monofásica, bifásica, trifásica y falla en línea de transmisión).

Para este trabajo se implementó en laboratorio un sistema físico de dos áreas de generación, donde cada generador cuenta con un PMU (del inglés Phasor Measurement Unit) a su salida para obtener los fasores de voltaje y corriente. Con estos datos provenientes de los PMU's, se aplica el método de Prony para la identificación de modos de oscilación. Este método es uno de los más usados para la identificación de modos electromecánicos en sistemas eléctricos de potencia.

Palabras clave

Oscilaciones electromecánicas, Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), amortiguamiento, modos de oscilación, PMU, sistema de potencia físico de dos áreas, método de Prony.

ABSTRACT

The presence of electromechanical oscillations is a characteristic of any Electric Power System (SEP), as long as the damping associated with this type of oscillations is within the acceptable range or limits for the continuous operation of the system. This thesis focuses on the identification of low-frequency electromechanical modes for a physically two-area power system implemented in laboratory. The dynamic behavior of the system will be evaluated before the occurrence of disturbances caused by different operating conditions (single-phase, two-phase, three-phase and transmission line failure).

For this research, a physical system of two generation areas was implemented, where each generator has a PMU (Phasor Measurement Unit) at its output in order to obtain the voltage and current phasors. Thus, with these data stemming from PMU's, the Prony method is applied in order to identify the oscillation modes. This method is one of the most used it for identification of electromechanical modes in electrical power systems.

Keywords

Electromechanical oscillations, Electric Power System (SEP), damping, oscillation modes, PMU, two-area physical power system, Prony method.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Una de las características propias de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), es la presencia de oscilaciones electromecánicas, esto, debido a que los SEP's están sujetos de manera continua a perturbaciones, principalmente causadas a la variación de la carga, cambios en la generación, conexión y desconexión de equipo, etc. Muchas veces las perturbaciones involucran variaciones de velocidad en el rotor de los generadores y están asociados con oscilaciones, que generalmente decrecen con el tiempo, pero en ocasiones estas pueden permanecer después de ocurrir una perturbación o bien, incrementar su magnitud, provocando el disparo de protecciones, disparo de líneas que a la vez pueden ocasionar la formación de islas.

En los últimos años se han detectado en muchos sistemas de potencia en el mundo, la aparición de oscilaciones espontáneas de baja frecuencia, las cuáles se mantienen durante periodos de tiempo relativamente grandes, debido a que no existe amortiguamiento. En otros casos, más graves aún, las oscilaciones han provocado la desconexión de líneas de interconexión por pérdida de sincronismo, debido al crecimiento de las oscilaciones en el tiempo.

En la actualidad, la industria eléctrica a nivel mundial experimenta un incremento sostenido en la demanda de energía y al mismo tiempo debe de satisfacer medidas cada vez más estrictas tanto de tipo económico como ecológico, para la construcción de nuevas líneas transmisión. Las tendencias antes mencionadas, han provocado que los SEP's a nivel mundial operen cada vez más cerca de sus límites de seguridad durante períodos de tiempo cada vez mayores, lo que, a su vez, genera las condiciones propicias para que con mayor frecuencia se presenten escenarios operativos en los cuales el fenómeno de las oscilaciones electromecánicas se torna problemático, debido principalmente al pobre amortiguamiento que muestran dichas oscilaciones durante tales escenarios.

Es por ello, que es de gran importancia identificar el origen de las oscilaciones, así como también el estudio y análisis del probable comportamiento del sistema de manera previa a la ocurrencia de oscilaciones, ya que una vez identificadas, facilitará la comprensión del problema. Esta identificación de oscilaciones, permite crear estrategias preventivas al momento en que se presenten y posteriormente, recomendaciones que sirvan para minimizar el problema de oscilaciones, y así implementar nuevas estrategias de control que sirvan a los centros de generación y control de energía.

El objetivo de este trabajo es la identificación de los modos de oscilación mediante estimación fasorial realizados por PMU's instalados en un SEP físico con dos áreas de generación ante las perturbaciones a las que se someta.

1.1. Antecedentes

La estabilidad de los sistemas de potencia es un tópico estudiado ampliamente desde los años cincuenta. Los esfuerzos iniciales de análisis estuvieron orientados hacia el estudio de grandes perturbaciones. Posteriormente, y como resultado de la interconexión entre sistemas de potencia aislados, aparecen oscilaciones de potencia en líneas de enlace, generalmente limitando la confiabilidad de la transferencia de potencia.

Generalmente, las causas principales que llevan a los sistemas de potencia a experimentar problemas de estabilidad asociados a oscilaciones de potencia, fue el excesivo uso de sistemas de excitación de acción rápida y la estructura de la red de potencia que interconectaba grupos de generación importantes.

Día a día, los SEP's se ven afectados por el incremento de demanda, interconexión con otros sistemas y por la tendencia al uso de nuevas tecnologías. Además de restricciones de tipo regulatorio y financiero, se ve como necesidad la operación de los SEP's cerca de sus valores críticos. Debido a esto, se da mayor importancia a la implementación de nuevos equipos de control como parte de la mejora y confiabilidad del sistema.

Evaluar la estabilidad de los sistemas de potencia no es una tarea fácil. Una gran cantidad de estudios se han realizado en el pasado para determinar y mejorar la estabilidad de los sistemas de potencia interconectados [1].

Sea cual fuere la perturbación, la estabilidad del sistema de potencia se define en términos prácticos como la habilidad del sistema de mantener el sincronismo de todas las unidades generadoras del sistema, cuyo comportamiento está gobernado por la dinámica del ángulo de los rotores. Al ocurrir una perturbación, el par eléctrico de una máquina síncrona usualmente se descompone en dos componentes; una de sincronización y otra de amortiguamiento. La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambas componentes en cada una de las máquinas en el sistema. La ausencia de pares de sincronización origina una inestabilidad aperiódica, y la falta de pares de amortiguamiento un problema de inestabilidad oscilatoria [2], siendo este último el que se aborda en este trabajo de investigación.

El problema de falta de amortiguamiento tuvo sus primeras manifestaciones al concretarse las primeras interconexiones entre sistemas eléctricos. Dichas manifestaciones se presentaron en forma de oscilaciones de potencia en las líneas de interconexión. Estas oscilaciones generalmente se presentaron de manera espontánea. En algunos casos las oscilaciones presentaban amplitudes crecientes, las cuales eventualmente originaban el disparo de elementos de transmisión. La falta de amortiguamiento en las oscilaciones también limitó los niveles de intercambio de energía entre sistemas [3].

Distintos elementos del sistema de potencia modifican el amortiguamiento del sistema. De la misma forma, nuevos controles, distintos al estabilizador de potencia, empiezan a ser utilizados para incrementar el amortiguamiento, particularmente de modos de oscilación entre áreas. Entre estos dispositivos se encuentran los compensadores estáticos de reactivos, los capacitores serie controlados por tiristores y recientemente los controles de las líneas de corriente directa de alta tensión [4].

1.2. Justificación

Los nuevos avances tecnológicos, el crecimiento industrial y, por ende, el incremento de demanda eléctrica; son algunos de los motivos por los cuales las variaciones de carga en los SEP's se ven afectados; estas variaciones provocan la formación de modos de oscilación entre áreas, entre máquinas de una planta y entre plantas. Es por ello que resulta imperativo identificar los modos de oscilación presentes en un SEP, de no hacerlo, se pueden presentar problemas en las máquinas de las plantas y como consecuencia, que no se mantenga la sincronización entre las áreas de generación o, dicho de otra manera, se llevaría a una desestabilización al sistema de potencia.

1.3. Objetivo General

Implementar un sistema de potencia físico capaz de medir fasores provenientes de fallas mediante la instalación de PMU's sincronizados, con el propósito de realizar la identificación de modos electromecánicos haciendo uso del método de Prony y el espectro de Fourier.

1.4. Objetivos particulares

- Implementar mediante equipo de laboratorio, un sistema físico de dos áreas de generación.
- Instalación y configuración de PMU's para su uso en la identificación de modos de oscilación como también, la configuración de los relevadores de potencia para su correcto funcionamiento.
- Sincronización de los PMU's instalados a través de GPS.
- Formar dentro del SEP físico, una oscilación electromecánica, la cual será sensada mediante la instalación de un PMU en cada generador.
- Realizar pruebas en los distintos panoramas que puedan presentarse dichas oscilaciones.
- Lograr la identificación de modos de oscilación mediante el método de Prony.
- Obtener las frecuencias naturales de los modos mediante el método de Prony y comparar los resultados obtenidos con el espectro de Fourier.

1.5. Descripción de capítulos

Este trabajo de investigación está conformado por 5 capítulos en los cuales, en términos generales, se abordan de la siguiente manera:

Capítulo 1: Se plantean los objetivos de la investigación, algunos antecedentes relacionados con este trabajo, como también, la justificación por la cual la investigación tomó este enfoque en particular.

Capítulo 2: Expone el marco teórico, el cual es útil como soporte conceptual debido a que se abordan conceptos teóricos y fundamentos sobre los cuales se sustenta esta investigación, permitiendo que el lector pueda interpretar los resultados obtenidos en esta tesis.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Capítulo 3. Presenta la introducción a la identificación de modos oscilatorios electromecánicos y se explica el método por el cual se realiza la identificación de los modos electromecánicos y se termina presentando las características principales de los modos.

Capítulo 4. Se describe la composición del sistema como también los equipos y software utilizados para la realización de las pruebas.

Capítulo 5: Muestra las pruebas y resultados obtenidos, así como la interpretación de los mismos para la formulación de las conclusiones.

Capítulo 6: Presenta las conclusiones finales del presente trabajo, así como los posibles trabajos futuros.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

2. Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia están conformados por distintos elementos de potencia, conducción, medición, protección, entre otros. Estos elementos se encuentran comunicados de manera directa o indirecta con el fin de llevar a cabo una operación controlada y continua.

Esta tesis aborda la operación de un sistema de potencia práctico en el cual se hace uso de algunos elementos de potencia necesarios para el objetivo de esta investigación. Es por ello que es imperativo abordar los temas principales relacionados con este estudio con el propósito de tener una base que facilite el entendimiento de este trabajo.

2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es una red eléctrica con centrales de generación, líneas de transmisión interconectadas y sistemas de distribución, con el objetivo de proporcionar un servicio confiable de energía eléctrica, eficiente y de buena calidad a los usuarios; para cumplir esto, el SEP se diseña con un índice de confiabilidad y seguridad para todos los procesos que ocurren en el sistema en cualquier momento y son llamados condiciones de “operación”.

Los componentes principales de un SEP se muestran en la Figura 1, éste se integra por un generador, transformadores y una línea de transmisión alimentando una carga. Los SEP's más pequeños constituyen una red eléctrica de gran complejidad. Un factor que determina la estructura de un SEP más que cualquier otro es su tamaño, todos los sistemas, independientemente de su tamaño, operan a varios niveles de tensión, los cuales son separados por medio de transformadores, ver Figura 1.

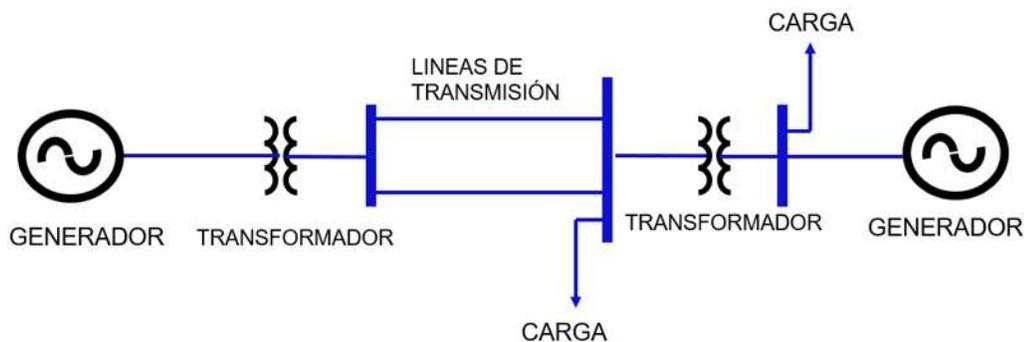


Figura 1. Elementos principales que conforman a un SEP.

Los sistemas de energía eléctrica varían en tamaño y componentes estructurales, sin embargo, todos tienen las mismas características básicas.

Estos se componen de sistemas trifásicos de CA que funcionan esencialmente a voltaje constante, ya que las instalaciones de generación y transmisión usan equipos trifásicos.

Las cargas industriales son invariablemente trifásicas; las cargas residenciales y comerciales monofásicas se distribuyen por igual entre las fases para formar efectivamente un sistema trifásico equilibrado.

También, los SEP's utilizan máquinas síncronas para la generación de electricidad. Los motores primarios convierten las fuentes primarias de energía (fósil, nuclear e hidráulica) en energía mecánica que, a su vez, se convierte en energía eléctrica mediante un generador síncrono.

La potencia es transmitida a distancias significativas hasta llegar a los consumidores que son repartidos en un área amplia. Esto requiere de un sistema de transmisión que comprende subsistemas que funcionan en diferentes niveles de voltaje.

La potencia eléctrica es producida por estaciones de generación y es transmitida a los consumidores por medio de redes complejas de componentes individuales, incluyendo líneas de transmisión, transformadores y dispositivos de switcheo [5].

Es una práctica común, clasificar las redes de transmisión en los siguientes subsistemas:

- Sistema de Distribución
- Sistema de Subtransmisión
- Sistema de Transmisión

2.1.1. Sistema de Distribución

Las Redes Generales de Distribución (RGD) se utilizan para transportar energía eléctrica al público en general y se integran por las redes en media y baja tensión. Las redes de media tensión tienen un suministro que está en niveles mayores a 1 kV o menores e iguales a 35 kV. Las redes de baja tensión tienen un suministro a niveles iguales o menores a 1 kV [6].

2.1.2. Sistema de Subtransmisión

El sistema de subtransmisión transmite energía en menores cantidades desde las subestaciones de transmisión a las subestaciones de distribución. Los grandes clientes industriales se suministran directamente desde el sistema de subtransmisión. Las redes de subtransmisión tienen un suministro que está en niveles de tensión de 69, 85, 115 y 138 kV.

2.1.3. Sistema de Transmisión

El sistema de transmisión interconecta todas las mayores estaciones de generación y centros principales de carga en el sistema. Forma la columna vertebral del sistema de potencia integrado y opera a niveles altos de voltaje (ver Figura 2).

En México, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se encuentra conformado por una Red Nacional de Transmisión (RNT) distribuida a lo largo del territorio (ver Figura 2). Las redes de transmisión tienen un suministro que está en niveles de tensión de 161, 230 y 400 kV.

La RNT se agrupa en 53 regiones de transmisión, de las cuales 45 están interconectadas entre sí, por lo que conforman un total de 63 enlaces en el Sistema Interconectado Nacional (SIN); las 6 restantes pertenecen a los sistemas aislados de la Península de Baja California, 7 están interconectadas entre sí y conforman 6 enlaces en total (ver Figura 3)[6].

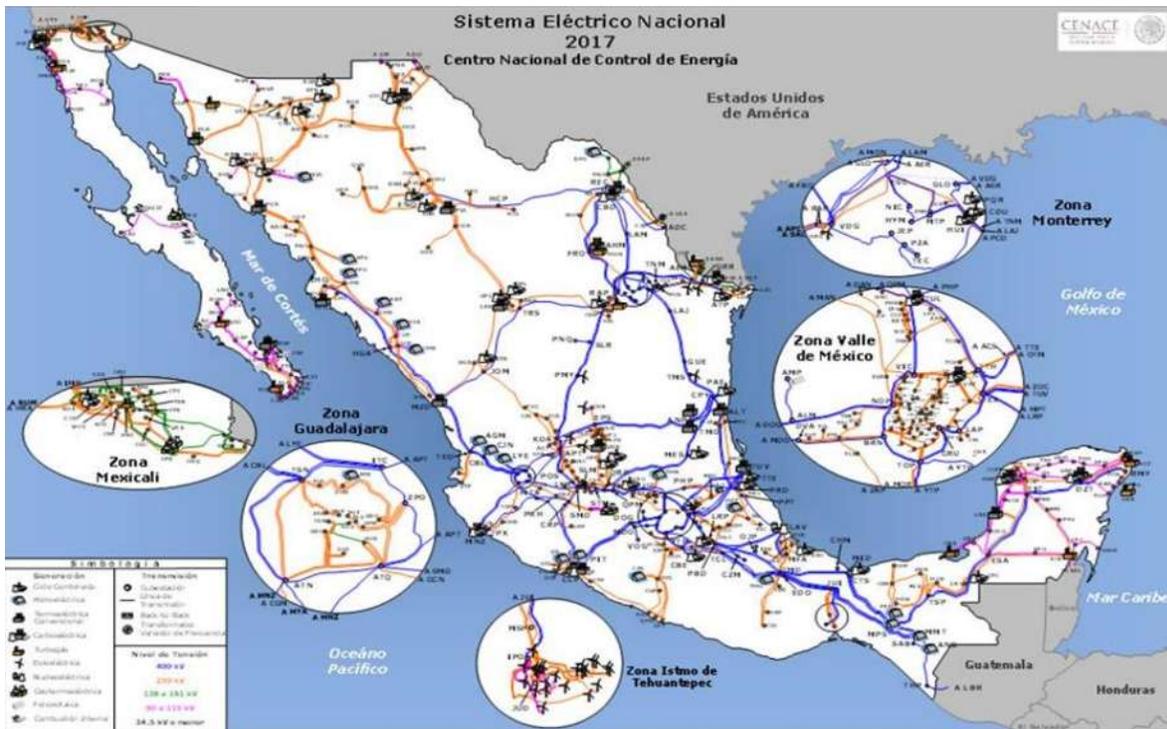


Figura 2. Sistema Eléctrico Nacional [1].

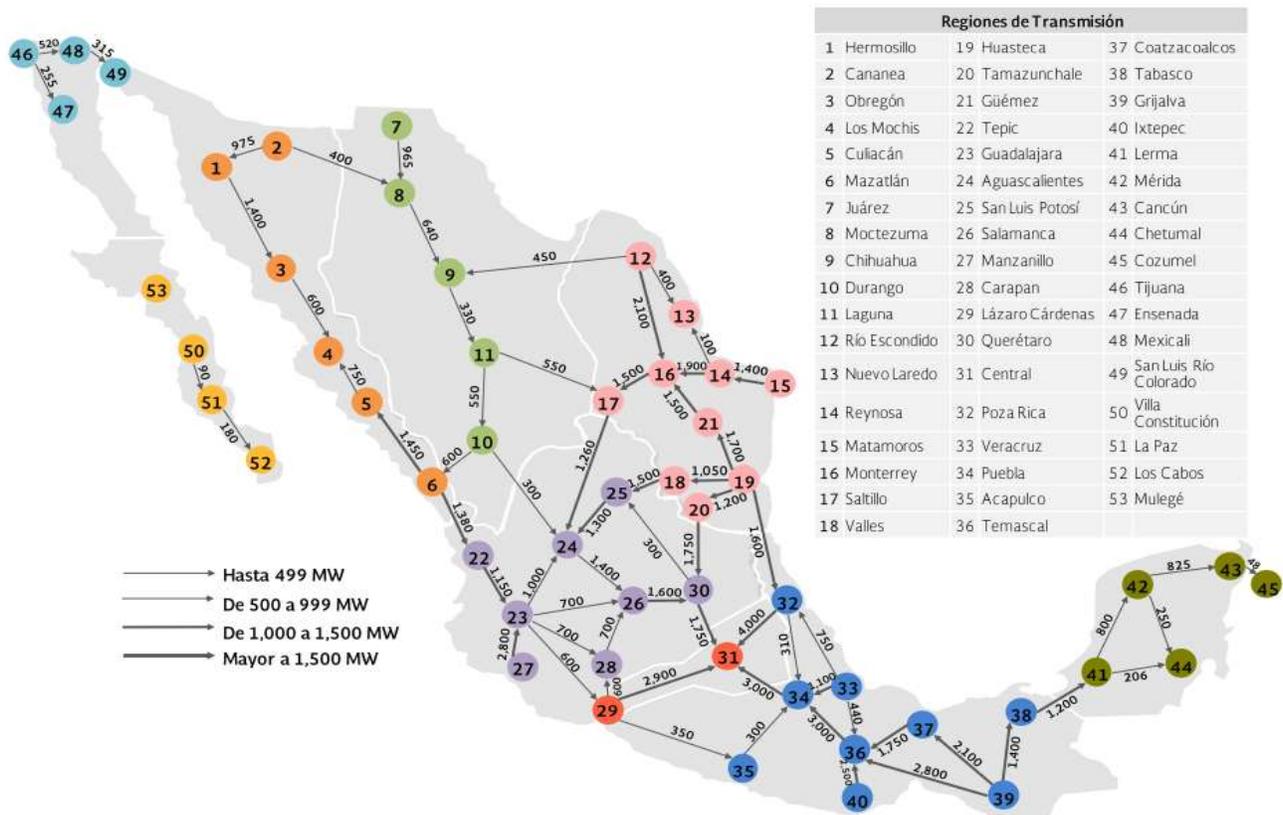


Figura 3. Capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2017 [1].

La RNT es el sistema integrado por el conjunto de las redes eléctricas que transportan energía eléctrica a las RGD's y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía (SENER). La RNT se integra por las tensiones mayores o iguales a 69 kV [6].

Líneas de Transmisión en México

La Tabla 1, ilustra algunas de las características más importantes en las líneas de transmisión en México.

Tabla 1. Líneas de Transmisión en México [1].

Líneas de Transmisión	Longitud 2016 (Km)	Longitud 2017 (Km)	TCA (%)
CFE	102,391	103,665	1.2
Transmisión (161 a 400 kV)	52,061	52,606	1
Nivel de Tensión 400 kV	24,324	24,356	0.1
Nivel de Tensión 230 kV	27,124	27,731	1.9
Nivel de Tensión 161 kV	523	518.87	-0.8
Transmisión (69 a 138 kV)	50,330	51,059	1.4
Nivel de Tensión 138 kV	1,152	1,691	46.8
Nivel de Tensión 115 kV	46,326	46,893	1.2
Nivel de Tensión 85 kV	180	132.68	-26.3
Nivel de Tensión 69 kV	2,672	2,343	-12.3
Otras	1,742	3,378	93.9
Nivel de Tensión 400 kV	390	390	0.1
Nivel de Tensión 230 kV	1,352	1,365	0.9
Nivel de Tensión 115 kV	-	960	-
Nivel de Tensión 85 kV	-	662	-
Total Transmisión	104,133	107,042	2.8

2.1.4. Estados de un SEP

Los estados que definen a un SEP, son los siguientes:

Estado estacionario. Condición base para diseñar un sistema eléctrico de potencia (técnico-económico).

Transitoria en forma formal. Cuando el sistema pasa de un estado estable a otro.

Falla en estado estacionario y transitorio. Usada como base para determinar las características de comportamiento y tomar medidas adecuadas de corrección.

En un SEP, de forma estricta, no existe un estado estacionario ya que siempre existen diferentes variaciones debidas a entradas y salidas de carga, demanda en horas pico como también fallas que

puedan presentarse. La demanda de energía tiene variaciones a lo largo del día como la mostrada en la Figura 4.

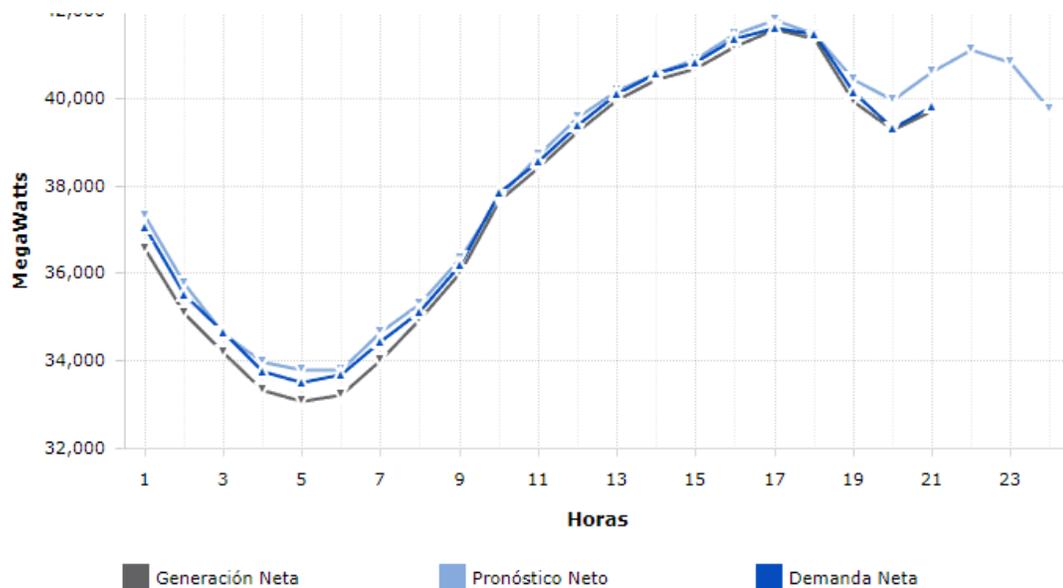


Figura 4. Demanda del Sistema Interconectado Nacional 2018 [7].

De manera general, las máquinas responden con variaciones de velocidad a la conexión y desconexión de carga. La diferencia radica en las características propias de las máquinas. Con el propósito de comprender mejor la función del SEP formado en laboratorio, se describen a continuación las máquinas implementadas.

2.2. Máquina de Corriente Directa

Este tipo de motores transforman la energía eléctrica en energía mecánica. La característica de par o de momento de torsión-velocidad del motor debe ser adaptada al tipo de carga que tiene que impulsar, y este requerimiento ha dado lugar a tres tipos básicos de motores:

1. Motores en derivación (o shunt).
2. Motores en serie.
3. Motores compuestos.

Los motores de corriente directa (CD) rara vez se utilizan en aplicaciones industriales ordinarias ya que todos los sistemas eléctricos suministran corriente alterna.

Las características de par o momento de torsión-velocidad de los motores de cd pueden ser variadas dentro de un amplio intervalo sin perder su alta eficiencia.

Los motores de corriente directa se construyen del mismo modo que los generadores; por consiguiente, una máquina de cd puede operar como motor o como generador [8].

2.3. Máquina de Inducción

Las máquinas de inducción trifásicas comprenden tanto motores como generadores. Los motores de inducción (o motores asíncronos) trifásicos son los motores más utilizados en la industria. Son simples, resistentes, baratos y fáciles de mantener. Funcionan a velocidad esencialmente constante desde cero hasta plena carga. Su velocidad depende de la frecuencia, por lo que estos motores no se adaptan con facilidad al control de velocidad. Sin embargo, cada vez se utilizan más los controladores electrónicos de frecuencia variable para controlar la velocidad de motores de inducción comerciales.

El tipo de devanado da lugar a dos clases principales de motores: motores de inducción de jaula de ardilla (también llamados motores de jaula) y motores de inducción de rotor devanado.

Un rotor de jaula de ardilla se compone de barras de cobre desnudo, un poco más largas que el rotor, las cuales están insertadas en las ranuras por uno de sus extremos. Los extremos opuestos se sueldan a dos anillos de cobre para que todas las barras estén en cortocircuito entre sí. Toda la construcción (barras y anillos extremos) se asemeja a una jaula de ardilla, de donde se deriva el nombre. En la Figura 5, se observan los componentes de un motor de inducción jaula de ardilla.



Figura 5. Piezas de un Motor de Jaula [8].

Para el tipo de rotor devanado, se tiene un devanado trifásico similar al del estator. El devanado está distribuido uniformemente en las ranuras y casi siempre está conectado en Y (estrella) con 3 conductores. Las terminales están conectadas a tres anillos colectores, los cuales giran junto con el rotor (ver Figura 6). Los anillos colectores rotatorios y las escobillas estacionarias asociadas permiten conectar resistores externos en serie al devanado del rotor. Los resistores externos se utilizan principalmente durante el periodo de arranque; en condiciones de funcionamiento normal, las tres escobillas están en cortocircuito. En la Figura 7, se muestran las piezas que integra un motor de inducción de rotor devanado.

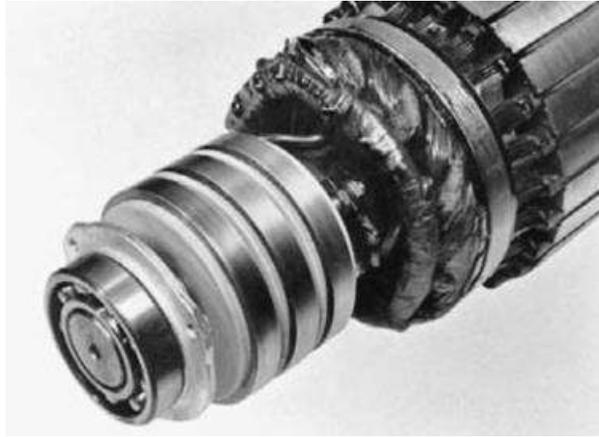


Figura 6. Anillos colectores rotatorios [8].

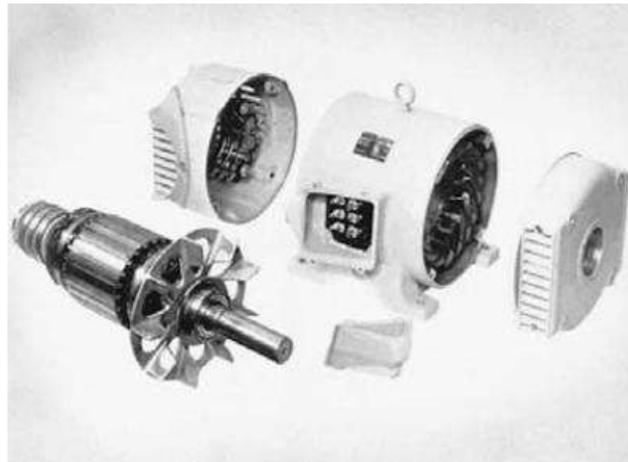


Figura 7. Piezas de un motor de inducción de rotor devanado [8].

2.4. Máquina Síncrona

Las máquinas síncronas están entre los tres tipos más comunes de máquinas eléctricas; se llaman así, porque trabajan a una velocidad y frecuencia constantes en condiciones de operación estacionaria. Una máquina síncrona es capaz de trabajar como motor o como generador.

Las dos partes esenciales de una máquina síncrona son la estructura del campo magnético, que lleva un devanado excitado por corriente continua y la armadura. La armadura tiene con frecuencia, un devanado trifásico en el que genera la fuerza electromotriz (fem) de corriente alterna. Casi todas las máquinas síncronas modernas tienen armaduras estacionarias y estructuras de campo giratorias. El devanado de corriente continua sobre la estructura giratoria del campo se conecta a una fuente externa por medio de anillos deslizantes y escobillas.

Además de los devanados de armadura y de campo, una máquina síncrona tiene barras amortiguadoras en el rotor. Estas operan durante los transitorios y en el arranque. Dependiendo de la construcción del rotor, una máquina síncrona puede ser ya sea del tipo de rotor de polos lisos (ver Figura 8) o bien del tipo de rotor de polos salientes (ver Figura 9) [9].

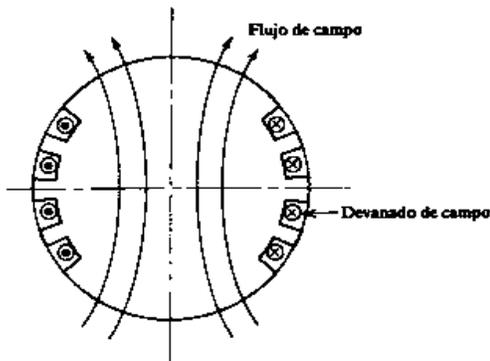


Figura 8. Devanado de campo sobre rotor de polos lisos.

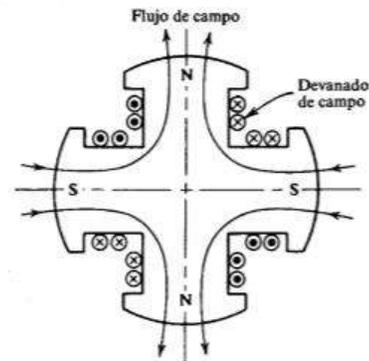


Figura 9. Devanado de campo sobre un rotor de polos salientes

Los generadores síncronos son la principal fuente de energía eléctrica en los sistemas de potencia. Dentro de los generadores síncronos, también existen los condensadores síncronos, los cuales se utilizan como medio para proporcionar compensación de potencia reactiva y así controlar el voltaje. Estos dispositivos operan bajo el mismo principio de las máquinas síncronas. El problema de estabilidad del sistema de potencia es principalmente el de mantener en sincronización las máquinas síncronas interconectadas. Por lo tanto, una comprensión de su modelado característico y preciso de su desempeño dinámico es fundamental.

La Figura 10, muestra un esquema en sección transversal de una máquina síncrona trifásica con un par de polos de campo. La máquina consiste en dos elementos principales: el campo y la armadura. El devanado de campo es energizado con corriente directa y produce un campo magnético el cual induce voltaje alterno en los devanados de armadura [5].

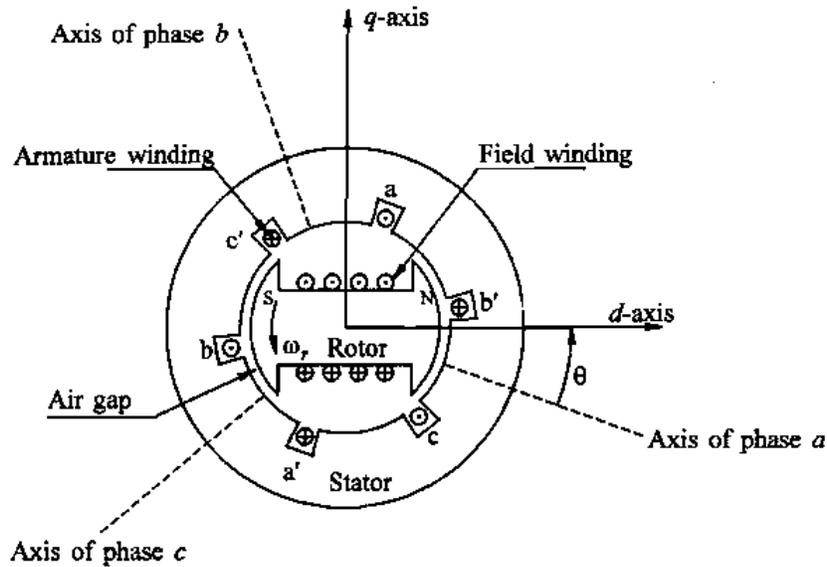


Figura 10. Diagrama esquemático de una máquina síncrona trifásica.

2.4.1. Campo y Armadura de una Máquina Síncrona

Los devanados de armadura usualmente operan a un voltaje considerablemente mayor que el del campo y por lo tanto requieren más espacio para el aislamiento. También están sujetos a altas corrientes y deben tener resistencia mecánica. Por lo tanto, la práctica normal es tener la armadura en el estator. Los devanados trifásicos de la armadura se distribuyen y son separados 120° para que, con la rotación uniforme del campo magnético, los voltajes desplazados en fase se produzcan en los devanados. Debido a que la armadura está sujeta a un flujo magnético variable, el hierro del estator está formado por laminaciones finas para reducir las pérdidas por corrientes parásitas.

Cuando se transportan corrientes trifásicas equilibradas, la armadura producirá un campo magnético en el entrehierro girando a velocidad síncrona. El campo producido por la corriente continua en el devanado del rotor, por otro lado, gira con el rotor. Para la producción de un par estable, los campos del estator y rotor deben girar a la misma velocidad. Por lo tanto, el rotor debe funcionar exactamente a la velocidad síncrona. El número de polos de campo está determinado por la velocidad mecánica del rotor y la frecuencia eléctrica de las corrientes del estator. La velocidad síncrona está dada por

$$n = \frac{120 f}{p_f} \quad (1)$$

donde n es la velocidad en rev/min , f es la frecuencia en Hz y p_f es el número de polos de campo.

2.4.2. Relación entre Potencia y Ángulo en Máquinas Síncronas

Una característica importante que tiene relación en la estabilidad de sistemas de potencia, es la relación entre el intercambio de potencia y la posición angular del rotor de las máquinas síncronas. Esta relación es altamente no lineal.

La Figura 11 muestra que la potencia transmitida depende de la reactancia de transferencia y del ángulo entre los dos voltajes. La curva P_e contra δ se conoce como la curva de ángulo-potencia.

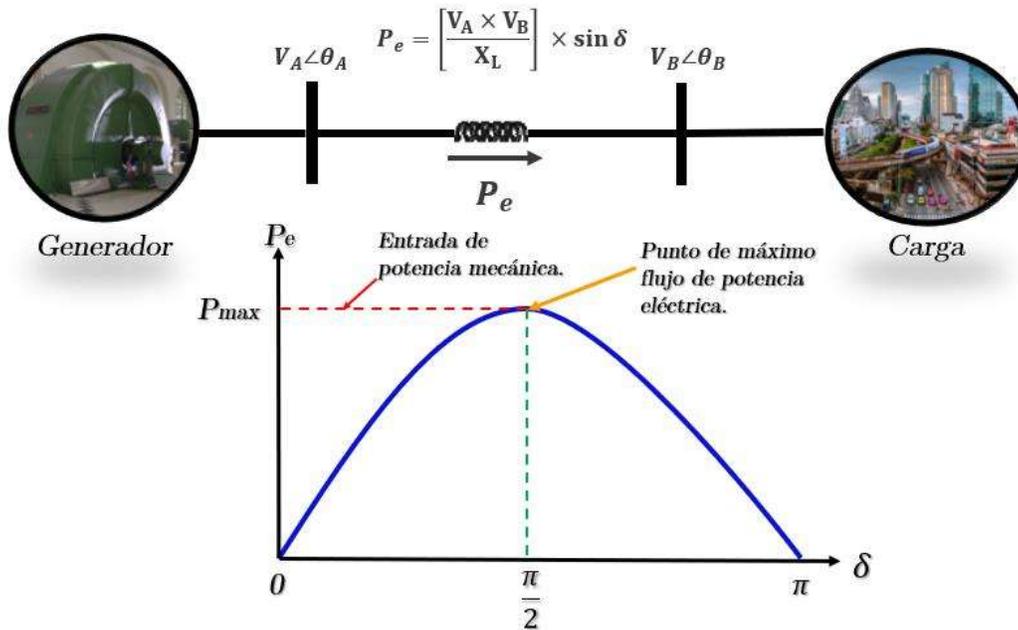


Figura 11. Curva potencia-ángulo.

El aumento gradual de la potencia de salida del generador es posible hasta que se transfiera la máxima potencia eléctrica. Esta potencia máxima se denomina límite de estabilidad en estado estacionario y se produce con un desplazamiento angular de 90° [10].

Si se intentara un aumento mayor de δ en la entrada del eje, la salida de potencia eléctrica disminuirá desde el punto P_{max} (ver Figura 11). La máquina se acelerará, causando una pérdida de sincronismo debido al rompimiento de los enlaces de flujo.

2.4.3. Acciones de Sincronización entre Máquinas

Las máquinas síncronas tienen la propiedad, que es fundamentalmente importante para la operación en estado estable del sistema, de sincronización espontánea con unos a otros bajo condiciones de operación apropiadas. Si estas máquinas presentan velocidades iniciales (eléctricas) diferentes entre sí, las variaciones en sus desplazamientos angulares recíprocos causan variaciones posteriores de potencia activa generada. Estas variaciones generalmente ralentizan los rotores más rápidos y aceleran

rotores más lentos, hasta que, obviamente, si no se aplica ninguna otra perturbación, la desviación de velocidad se reducen a cero.

Este fenómeno de sincronización generalmente se caracteriza por oscilaciones amortiguadas (llamadas oscilaciones "electromecánicas"). Sin embargo, las oscilaciones podrían producir una pérdida de sincronismo de una o más máquinas y los restantes, siguiendo perturbaciones particulares de gravedad relativa [11].

2.5. Estabilidad de un SEP

La estabilidad es una condición de equilibrio entre la oposición de fuerzas. El mecanismo por el que se interconectan las máquinas síncronas mantiene el sincronismo uno a otro a través de fuerzas de restauración, que actúan cada vez que hay fuerzas que tienden a acelerar y desacelerar una o más máquinas con respecto a otras máquinas. Bajo condiciones de estado estable, este es el equilibrio entre la entrada de par mecánico y la salida de par eléctrico de cada máquina, y la velocidad permanece constante. Si el sistema es perturbado, el equilibrio es variante, resultando en aceleración y desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo con las leyes del movimiento de un cuerpo giratorio. Si un generador trabaja más rápido que otro, la posición angular de su rotor respecto con la de la máquina más lenta puede aumentar. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina menos acelerada a la máquina más acelerada, dependiendo de la relación potencia-ángulo. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto la separación angular. Un incremento en la separación angular va acompañado de una disminución en la transferencia de potencia, esto incrementa aún más la separación angular y conduce a la inestabilidad [5].

2.5.1. Condiciones de operación de un SEP

Un sistema de potencia está en una condición de operación de estado estable si todas las cantidades físicas que se miden (o se calculan) y que describen la condición de operación del sistema, se pueden considerar constantes para propósitos de análisis. Si, cuando se está en una condición de estado estable, ocurre un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más parámetros del sistema, o en una o más de sus cantidades de operación, se dice que el sistema experimenta un disturbio de su condición de operación de estado estable. Los disturbios pueden ser grandes o pequeños de acuerdo con su origen. Un disturbio grande es uno para el cual las ecuaciones no lineales que describen la dinámica del sistema de potencia no se pueden linealizar de forma válida para propósitos de análisis. Las fallas en los sistemas de transmisión, los cambios repentinos de carga, las pérdidas de unidades generadoras y las maniobras en líneas son ejemplos de disturbios grandes. Si el sistema de potencia está operando en una condición de estado estable y experimenta un cambio que se puede analizar de manera apropiada a través de versiones linealizadas de sus ecuaciones dinámicas algebraicas, se dice que ha ocurrido un disturbio pequeño. El sistema de potencia es estable en su estado estable para una condición de operación particular de estado estable si, después de que ocurre un disturbio pequeño, regresa esencialmente a la misma condición de operación de estado estable. Sin embargo, si después de un disturbio grande, se alcanza una condición de operación significativamente diferente, pero de estado estable aceptable, se dice que el sistema es transitoriamente estable [12].

2.5.2. Clasificación de Estabilidad de un SEP

En los SEP existen distintas formas por las que el sistema se vuelve inestable. Para el análisis de la estabilidad se incluye la identificación de factores que contribuyen a la inestabilidad y la elaboración de métodos para mejorar el funcionamiento estable, por lo que es importante para un análisis significativo la resolución práctica de problemas de estabilidad de un SEP. Una clasificación de la estabilidad (ver Figura 12) de los sistemas de potencia, se basa en las siguientes consideraciones [5], [13].

- Naturaleza física del problema y parámetro principal en el que se observa la inestabilidad.
- Magnitud del disturbio que ocasiona la inestabilidad.
- Periodo de tiempo en el que se presenta la inestabilidad.

La Figura 12 muestra la clasificación de estabilidad de un SEP.



Figura 12. Clasificación de Estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia

En este caso, como se puede observar en la Figura 12, indicado por la línea más gruesa, se estudia la estabilidad angular transitoria.

Con los sistemas de energía eléctrica, el cambio en el par eléctrico de una máquina síncrona después de una perturbación se puede resolver en dos componentes:

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (2)$$

Donde:

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

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

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes de par para cada una de las máquinas síncronas. La falta de par de sincronización suficiente produce inestabilidad a través de una corriente aperiódica en el ángulo del rotor. Por otro lado, la falta de un par de amortiguamiento suficiente da como resultado una inestabilidad oscilatoria.

Para mayor comodidad en el análisis y para obtener información útil sobre la naturaleza de los problemas de estabilidad, es habitual caracterizar los fenómenos de estabilidad del ángulo del rotor en términos de las siguientes dos categorías:

- a) Estabilidad de pequeña señal (o pequeña perturbación) del sistema de potencia para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Tales perturbaciones ocurren continuamente en el sistema debido a pequeñas variaciones en las cargas y la generación.

Las perturbaciones son consideradas lo suficientemente pequeñas como para permitir la linealización de las ecuaciones del sistema a los fines del análisis. La inestabilidad que puede resultar puede ser de dos formas: (i) aumento constante del ángulo del rotor debido a la falta de suficiente par de sincronización, o (ii) oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de un par de amortiguamiento suficiente. La naturaleza de la respuesta del sistema a pequeñas perturbaciones depende de una serie de factores que incluyen el inicio de la operación, la intensidad del sistema de transmisión y el tipo de controles de excitación del generador utilizados. Para un generador conectado en serie a un sistema de potencia grande, en ausencia de reguladores de voltaje automáticos (es decir, con voltaje de campo constante), la inestabilidad se debe a la falta de un par de sincronización suficiente, esto da como resultado una inestabilidad a través de un modo no oscilatorio (ver Figura 13a). Con reguladores de voltaje que actúan continuamente, el problema de estabilidad de pequeñas perturbaciones es el de asegurar un amortiguamiento suficiente de las oscilaciones del sistema. La inestabilidad es normalmente a través de oscilaciones de amplitud creciente. La Figura 13b ilustra la respuesta natural del generador con un regulador de voltaje automático[5].

En los sistemas de potencia prácticos actuales, la estabilidad de señales pequeñas es en gran medida un problema de amortiguamiento insuficiente de las oscilaciones. La estabilidad de los siguientes tipos de oscilaciones es preocupante [5]:

- Los *Modos Locales* o los *modos del sistema de la máquina* están asociados con el balanceo de las unidades en las estaciones generadoras con respecto al resto del sistema

de potencia. El término local se usa porque las oscilaciones se localizan en una estación o en una pequeña parte del sistema de potencia.

- Los ***Modos Interáreas*** están asociados con la oscilación de muchas máquinas en una parte del sistema contra máquinas en otras partes. Estos son causados por dos o más grupos de máquinas estrechamente acopladas que están interconectadas por enlaces débiles. En este trabajo nos enfocaremos a este tipo de modos.

En la Figura 13 muestra la respuesta natural de pequeñas perturbaciones, ya sea manteniendo constante el voltaje en el campo del generador o bien, con control de excitación.

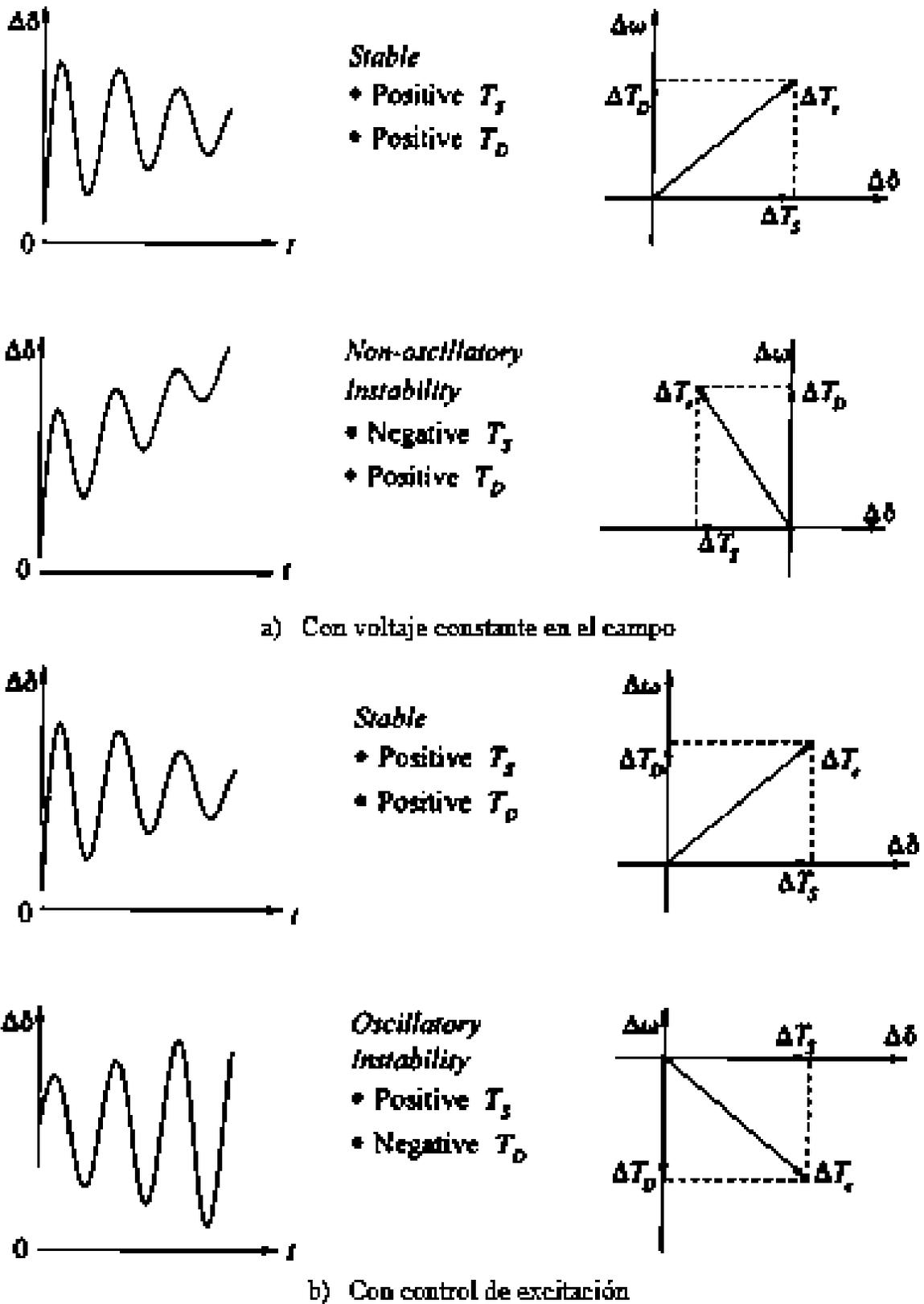


Figura 13. Respuesta natural de pequeñas perturbaciones [5].

- Los **Modos de Control** están asociados con las unidades generadoras y otros controles. Los excitadores sintonizadores, los reguladores de velocidad, los convertidores HVDC y los compensadores estáticos de VAR son las causas habituales de la inestabilidad de estos modos.
 - Los **Modos Torsionales** están asociados con los componentes rotativos del sistema de eje de turbina-generador. La inestabilidad de los modos de torsión puede ser causada por interacciones con controles de excitación, reguladores de velocidad, controles HVDC y líneas compensadas por condensadores en serie.
- b) La estabilidad transitoria, es la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando se somete a una perturbación transitoria grave. La respuesta del sistema resultante implica grandes desviaciones de los ángulos del rotor del generador y está influenciada por la relación de ángulo de potencia no lineal. La estabilidad depende tanto del estado operativo inicial del sistema como de la gravedad de la perturbación. Por lo general, el sistema está alterado de modo que la operación de estado estacionario posterior a la perturbación difiere de la anterior a la perturbación.

Las alteraciones de grados de severidad y probabilidad de ocurrencia muy variables pueden ocurrir en el sistema. Sin embargo, el sistema está diseñado y operado para ser estable para un conjunto seleccionado de contingencias. Las contingencias generalmente consideradas son cortocircuitos de diferentes tipos: fase a tierra, fase a fase a tierra, o tres fases. Generalmente se supone que ocurren en líneas de transmisión, pero ocasionalmente también se consideran fallas de bus o transformador. Se asume que la falla se libera al abrir los interruptores apropiados para aislar el elemento con falla. En algunos casos, se puede suponer el cierre de alta velocidad [5].

2.5.3. Estabilidad de Ángulo

Este tipo de estabilidad se define como la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema eléctrico de potencia interconectado, de permanecer en sincronismo después de ser sometido a una perturbación. La estabilidad angular depende de la capacidad de mantener o restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina síncrona en el SEP. La inestabilidad angular se presenta como un fenómeno de corto plazo y se manifiesta cuando un disturbio eléctrico ocasiona un incremento de la oscilación del ángulo de rotor de algún generador hasta que pierde su sincronismo con otros generadores. Un SEP llega a un punto de operación inestable si la posición

angular de algún generador sobrepasa los 90° por el incremento de la oscilación de ángulo, lo que hace que pierda su sincronismo con otros generadores.

En estado estable, el par de entrada mecánico y el par de salida electromagnético se encuentran en equilibrio (son de igual magnitud) por lo que la velocidad permanece constante. Una diferencia entre estos pares provoca una variación de velocidad en los rotores de las máquinas. La estabilidad de ángulo depende de la existencia de un par sincronizante (en fase con la variación del ángulo del rotor y cuyo defecto provoca una inestabilidad no oscilatoria) y un par amortiguador (en fase con la variación de velocidad, la falta de este par genera una inestabilidad oscilatoria) [5], [14].

2.6. Relevadores de protección

El Instituto de Ingenieros eléctricos y electrónicos (IEEE) define un relé como " un dispositivo eléctrico que está diseñado para responder a las condiciones de entrada de una manera prescrita y, después de que se cumplan las condiciones especificadas, para causar una operación de contacto o cambio abrupto en los circuitos de control eléctrico asociados" Una nota agrega: " Las entradas generalmente son eléctricas, pero pueden ser mecánicas, térmicas u otras cantidades o combinación de cantidades. Los interruptores de límite y dispositivos simples similares no son relés " [15].

Los relés se utilizan en todos los aspectos de la actividad: hogar, comunicación, transporte, comercio e industria, por nombrar algunos. Donde sea que haya electricidad: se usan en calefacción, aire acondicionado, estufas, lavavajillas, lavadoras y secadoras de ropa, ascensores, redes telefónicas, controles de tráfico, vehículos de transporte, sistemas automáticos de procesos, robótica, actividades espaciales y muchas otras aplicaciones. En este caso, la aplicación del relé de interés es, la protección de sistemas de potencia. El IEEE define un relé de protección como " un relé cuya función es detectar defectos en líneas, aparatos u otras condiciones anormales del sistema de potencia para iniciar la acción apropiada del circuito de control " [16]. Por lo tanto, los relés de protección y su equipo asociado son unidades compactas de componentes analógicos discretos de estado sólido, amplificadores operacionales y redes digitales de microprocesador conectadas al sistema de potencia para detectar problemas. Estos se abrevian con frecuencia simplemente como relés y sistemas de retransmisión. Son utilizados en todas las partes del sistema de potencia, para la detección de condiciones intolerables, la mayoría de las veces, fallas. Un objetivo principal de todos los sistemas de potencia, es mantener un nivel muy alto de la continuidad del servicio, y cuando ocurren condiciones intolerables, para minimizar la extensión y el tiempo de la interrupción. Se hace un esfuerzo considerable para minimizar las posibilidades de daño, pero la eliminación de todos esos problemas es aún no alcanzable [17].

A lo largo del tiempo, con ayuda de las nuevas tecnologías e investigaciones, se ha dado lugar al diseño de nuevos métodos y mejora de los relevadores de protección de los distintos elementos que conforman los sistemas de potencia. Entre los más básicos son los relevadores de sobre corriente instantáneo (50) y los relevadores de sobre corriente de tiempo (51), los cuales se implementaron en el sistema de potencia que trata esta tesis.

En la Figura 14 se ilustra el relevador de protección que se implementó en este trabajo de investigación, el cual es el SEL-421 de Schweitzer Engineering Laboratories por su gran variedad de funciones de protección y medición [18]; las funciones de interés son:

- Protección contra Sobrecorriente Instantánea (50): La más rápida al detectar un cambio radical en el incremento de la corriente.
- Protección contra Sobrecorriente de Tiempo (51): Tolera la falla durante determinado tiempo, el cual depende de la curva que se le asigne para determinar la velocidad de disparo del relé
- Unidad de Medición Fasorial (PMU por sus siglas del inglés “Phasor Measurement Unit”): Dispositivo de medición, sincronizado a escala global mediante GPS que ofrece la posibilidad para la supervisión, protección, análisis y control de sistemas de distribución de energía.



Figura 14. Relé de Protección SEL-421 [19]

Los parámetros generales del relevador se muestran en el Anexo 5 de esta tesis.

2.7. PMU y sus Perspectivas

El PMU es una función o dispositivo lógico que proporciona estimaciones de sincrofasores y frecuencia del sistema, así como otra información opcional, como megawatts calculados (MW) y megavars (MVAR), mediciones muestreadas y palabras de estado booleanas. El PMU puede proporcionar estimados sincrofasoriales de una o más formas de onda de voltaje o corriente. El PMU se puede describir como un dispositivo físico autónomo o como parte de un dispositivo multifunción, como un relé de protección, DFR o medidor. Esta información puede grabarse localmente o transmitirse en tiempo real a una ubicación central, como se ilustra en la Figura 15. Esta norma trata la transferencia de datos en tiempo real desde el PMU al Phasor Data Concentrator (PDC) u otros dispositivos [20].

Las unidades PMU facilitan la búsqueda de soluciones innovadoras a los problemas tradicionales de las compañías eléctricas y ofrecen a los ingenieros de los sistemas de distribución de energía numerosas ventajas potenciales, entre las que mencionaremos las siguientes [21]:

- Posibilidad de hacer estimaciones precisas sobre el estado del sistema a intervalos frecuentes, lo que permite controlar los fenómenos dinámicos desde un lugar central y tomar las medidas de control apropiadas.
- Gran mejora de los análisis posteriores a las perturbaciones, ya que la sincronización GPS permite obtener instantáneas precisas de los estados del sistema.

- Posibilidad de implementar un sistema avanzado de protección a partir de las mediciones sincronizadas de fasores, con opciones para mejorar la respuesta global del sistema a los acontecimientos catastróficos.
- Posibilidad de utilizar un sistema avanzado de control con realimentación a distancia, mejorando así el rendimiento del controlador.

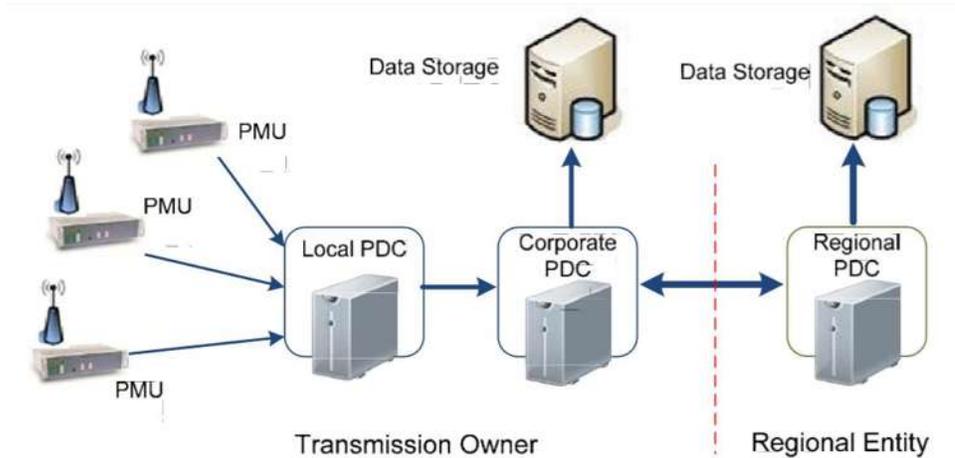


Figura 15. Red de concentración de datos de sincrofasores [20]

2.8. Concentrador de datos fasoriales (PDC)

Un concentrador de datos fasoriales o PDC por sus siglas del inglés, funciona como un nodo en una red de comunicación donde los datos de sincrofasores de un número de PMU o PDC se correlacionan y alimentan como un flujo único a las PDC y / o aplicaciones de nivel superior. El PDC correlaciona los datos del sincrofasor por etiqueta de tiempo para crear un conjunto de medidas de todo el sistema. Se pueden proporcionar funciones adicionales, como sigue:

- a) Varias verificaciones de calidad en los datos de fasores e inserción de indicadores apropiados en el flujo de datos correlacionados.
- b) Verifica indicadores de perturbación y grabaciones de archivos de datos para su análisis.
- c) Monitoreo del sistema de medición general y visualización de los resultados, así como también registro del desempeño.
- d) Número de salidas especializadas, como una interfaz directa a un sistema SCADA o EMS.

2.9. Sincrofasores

La representación fasorial de las señales sinusoidales se usa comúnmente en el análisis del sistema de potencia de CA. La forma de onda sinusoidal definida como se muestra a continuación

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi) \quad (3)$$

Es comúnmente representado en fasor como se muestra en

$$\begin{aligned}
 X &= \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) e^{j\varphi} \\
 &= \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) (\cos \varphi + j\sin \varphi) \\
 &= X_r + jX_i
 \end{aligned}
 \tag{4}$$

donde la magnitud es el valor rms, $X_m / \sqrt{2}$, de la forma de onda y los subíndices r y i significan partes reales e imaginarias de un valor complejo en componentes rectangulares. El valor de φ depende de la escala de tiempo, particularmente donde $t = 0$. Es importante tener en cuenta que este fasor se define para la frecuencia angular ω ; las evaluaciones con otros fasores se deben hacer con la misma escala de tiempo y frecuencia.

La representación del sincrofasor de la señal $x(t)$ en la ecuación (3) es el valor X en la ecuación (4) donde φ es el ángulo de fase instantáneo relativo a una función coseno en la frecuencia nominal del sistema sincronizada al tiempo universal coordinado o UTC por sus siglas del francés.

Bajo esta definición, φ es el desplazamiento de una función de coseno a la frecuencia nominal del sistema sincronizada a UTC. Un coseno tiene un máximo en $t = 0$, entonces el ángulo del sincrofasor es 0 grados cuando el máximo de $x(t)$ ocurre en el segundo vuelco UTC (1 señal de tiempo PPS), y -90 grados cuando el cruce cero positivo ocurre en el UTC segundo rollover (forma de onda seno). La Figura 16 ilustra el ángulo de fase / relación de tiempo UTC.

Las mediciones sincrofasoras se sincronizarán con la hora UTC con precisión suficiente para cumplir con los requisitos de precisión de IEEE Std C37.118.1 [22]. Un error de fase de 0.01 radianes (0.57 grados) en la medición del sincrofasor causará un error total del vector del 1% Total Vector Error (TVE), que es el error de estado estable máximo permitido en IEEE Std C37.118.1. Un error de fase de 0.01 radianes corresponde a un error de tiempo de $\pm 26 \mu\text{s}$ para un sistema de 60 Hz y de $\pm 31 \mu\text{s}$ para un sistema de 50 Hz. El sistema debe ser capaz de recibir tiempo desde una fuente altamente confiable, como el Sistema de Posicionamiento Global (GPS), que puede proporcionar una precisión de tiempo suficiente para mantener el TVE dentro de los límites requeridos y proporcionar una indicación de la pérdida de sincronización.

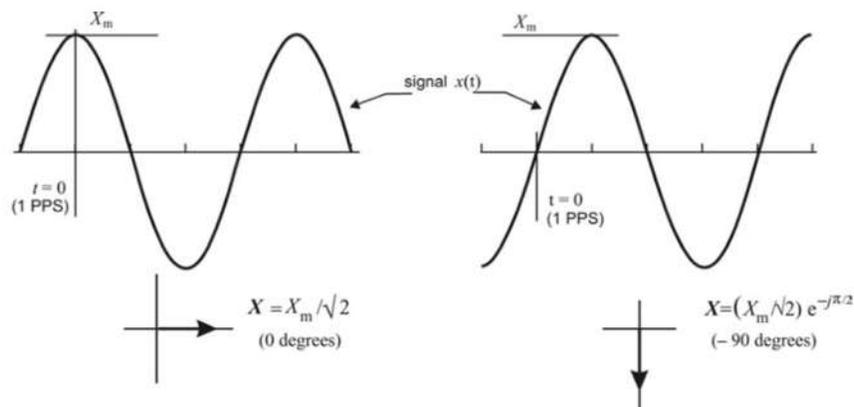


Figura 16. Convención para la representación de sincrofasores[22].

2.10. Software Synchronwave Event

Synchronwave [23], es un software creado por SEL e identificado como SEL-5601 (ver Figura 17). Este es un software de análisis de datos el cual ayuda a los ingenieros a diagnosticar el comportamiento de un relé de protección durante una falla del sistema de alimentación. Es una solución potente pero fácil de usar para mostrar y analizar informes de eventos de retransmisión SEL y archivos COMTRADE.

El software de eventos SEL-5601-2 Synchronwave proporciona lo siguiente componentes y capacidades:

- Tablas análogas y digitales.
- Análisis armónico y espectral.
- Visualización del valor de fasor.
- Cálculo automático de componentes simétricos.
- Cálculos personalizados en cantidades analógicas, digitales y complejas.
- Análisis del plano de impedancia de la operación del elemento de distancia (mho).
- Análisis del plano alfa del funcionamiento del elemento diferencial (87L), y el análisis de Bewley Lattice de datos de ondas viajeras.
- Análisis simultáneo de múltiples eventos con alineación de tiempo opcional.
- Pantalla reconfigurable.
- ACB o soporte de rotación de fase ABC.
- Lista de señales de búsqueda y configuración de retransmisión.
- Ver informes de eventos en formato ASCII y COMTRADE.



Figura 17. Synchronwave Event (SEL-5601) [23].

2.11. Software ACSELERATOR QuickSet SEL-5030

ACSELERATOR QuickSet [24], permite personalizar los ajustes del relé para aplicaciones particulares, en lugar de configurar todos los ajustes en el dispositivo. Estos ajustes personalizados se almacenan en las plantillas de diseño del ACSELERATOR QuickSet. Se pueden bloquear ajustes que no cumplan sus estándares o bloquear y ocultar ajustes que no se utilizan. Esto facilita la instalación de un nuevo dispositivo y ayuda a asegurarse de que los nuevos dispositivos se utilicen de acuerdo con los estándares de su compañía.

El software ACSELERATOR QuickSet es una poderosa herramienta para realizar ajustes, análisis de eventos y mediciones que ayuda a aplicar y utilizar el relé.

2.12. Resumen

- Un SEP está conformado por centrales de generación, líneas de transmisión interconectados, transformadores y sistemas de distribución. Varían en tamaño y estructura, sin embargo, todos tienen las mismas características principales.
- Comúnmente, las redes de transmisión se clasifican en:
 - Sistema de distribución (120/240 V, 220Y/127 V en baja tensión y, 13.8,23 y 34.5 kV para media tensión).
 - Sistema de subtransmisión (169, 85, 115 y 138 kV).
 - Sistema de transmisión (161, 230 y 400 kV).
- La principal fuente de energía eléctrica y control de frecuencia-potencia en los sistemas de potencia, son los generadores síncronos.
- La sincronización entre generadores síncronos, es una propiedad que tienen estas máquinas y, es fundamentalmente importante para la operación en estado estable del sistema.
- La estabilidad de un SEP, es una condición de equilibrio que mantiene el sincronismo entre generadores síncronos a través de fuerzas de restauración, que actúan cada vez que hay fuerzas que tienden a acelerar y desacelerar una o más máquinas respecto a otras.
- Los principales factores que contribuyen a la inestabilidad son: naturaleza física del problema, la magnitud del disturbio y el periodo de tiempo en el que se presenta la inestabilidad.
- La estabilidad de ángulo, es el tipo de inestabilidad de un SEP a la que se enfoca este trabajo de investigación.
- La inestabilidad angular se presenta como un fenómeno de corto plazo y se manifiesta cuando un disturbio eléctrico ocasiona un incremento de la oscilación del ángulo del rotor de algún generador hasta que pierde sincronismo con otros generadores.
- Los PMU's realizan estimaciones precisas sobre el estado del sistema a intervalos frecuentes y posibilita la utilización de sistemas avanzados de control y protección del sistema.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

Todos los elementos aquí descritos, conforman al sistema físico de dos áreas en el que se trabajó, mientras que los softwares fueron parte de la obtención de información requerida para el análisis de resultados.

CAPITULO 3. IDENTIFICACIÓN DE MODOS DE OSCILACIÓN

3.1. Introducción

La identificación de modos de oscilación críticos en un SEP se puede realizar con diversas técnicas o formas de análisis. El análisis modal ha sido una técnica que ha probado ser bastante adecuada y eficiente para la determinación de modos críticos de oscilación en un SEP, así como para la identificación de las variables que tienen una mayor influencia en la composición del modo en cuestión. Esta técnica hace uso de una representación lineal del SEP, de las ecuaciones no-lineales que describen la dinámica alrededor de un punto de operación especificado. Los resultados típicos obtenidos mediante el análisis modal son la frecuencia, razón de amortiguamiento y el eigenvector derecho o mode-shape asociados con los modos del SEP. Sin embargo, el uso de esta técnica puede ser demasiado lento en el caso de SEPs de grandes dimensiones, por lo que no resulta adecuada para el monitoreo en línea del comportamiento de los modos críticos del SEP.

3.2. Determinación del espectro de frecuencias de señales de respuesta en el tiempo en un sistema eléctrico de potencia

La respuesta en el tiempo de un sistema ante una perturbación es la superposición de componentes de diferentes frecuencias. Si se tiene la respuesta en el tiempo de un sistema, a partir de dicha información es posible determinar el espectro de frecuencias de alguna señal, así como los aspectos de fase. Para ello pueden utilizarse técnicas apropiadas de muestreo y análisis de señales, así como el método de Prony aplicado a la señal de respuesta. Para aplicar esta teoría a un SEP debe contarse con los registros necesarios, procesar adecuadamente las señales y realizar la interpretación de los resultados.

3.3. Análisis en sistemas eléctricos de potencia de prueba

En el análisis de SEP's, con frecuencia se utilizan esquemas de monitoreo y medición de parámetros eléctricos (registradores de eventos que incluyen PMU's) que faciliten el estudio del comportamiento del sistema ante disturbios. A partir de registros apropiados y considerando los datos registrados como muestras de una señal discreta, es posible analizar la señal de respuesta en el tiempo, de modo de obtener información de la magnitud, amortiguamiento y fase de las frecuencias naturales que componen a dicha señal.

Aunque muchos sistemas son intrínsecamente no lineales, en algunos casos pueden responder a controles lineales bien definidos. Para implementar el control de realimentación lineal, el diseñador del sistema debe tener un modelo preciso de orden suficientemente bajo desde el cual diseñar el control. Varios enfoques para desarrollar tales modelos de orden inferior han incluido la equivalencia dinámica, eigenanálisis y cancelación de polos / ceros. Con frecuencia, sin embargo, el sistema original es demasiado complejo o los parámetros no se conocen con suficiente precisión para producir

CAPITULO 3. IDENTIFICACIÓN DE MODOS DE OSCILACIÓN

un modelo de orden reducido adecuado. En la práctica, el sistema puede tener parámetros que derivan con el tiempo o las condiciones de funcionamiento, lo que compromete la precisión del modelo matemático. En estos casos, es deseable extraer la información modal directamente de la respuesta del sistema a una perturbación. Usando este enfoque, puede ser posible reemplazar el modelo dinámico real con un modelo lineal estimado que se deriva de la forma de onda de salida del sistema. La respuesta dinámica que varía con el tiempo de un sistema de potencia a una perturbación puede estar compuesta por numerosos modos que deben identificarse. Se han propuesto varios métodos para extraer la información modal pertinente de respuestas variables en el tiempo. Un método apropiado debe considerar la inclusión de no linealidades, el tamaño del modelo que puede utilizarse de manera efectiva y la confiabilidad de los resultados; los métodos que se aplican directamente a la simulación de sistemas no lineales o mediciones de campo incluyen los efectos de las no linealidades.

Se debe tener en cuenta que, en el análisis de los valores propios del estado, el tamaño del modelo del sistema generalmente se limita a varios cientos de estados con capacidades informáticas actuales. Esto significa que un sistema típico que contiene varios miles de nodos debe reducirse usando un método de reducción apropiado. Las técnicas de análisis modal que operan directamente en la salida del sistema no están limitadas por el tamaño del sistema. Esto significa que los resultados estándar del análisis del dominio del tiempo son directamente utilizables. Esto elimina la posibilidad de perder parte del contenido modal del sistema debido a la reducción. El modelo lineal estimado se puede usar para aplicaciones de diseño de control u otras técnicas de análisis lineal. El modelo estimado puede elegirse de menor orden que el modelo original, pero aún conserva las características modales dominantes [25].

3.4. Análisis Ringdown mediante el método de Prony

Existen dos enfoques diferentes para calcular los modos asociados en un sistema de potencia. Un enfoque se basa en la linealización de las ecuaciones del sistema de potencia mientras que un segundo enfoque se basa en el cálculo de la información modal a partir de los datos en el dominio de tiempo (identificación). El enfoque basado en linealización, se realiza primeramente mediante el cálculo de las matrices de estado del sistema, seguido de la aplicación de un método de análisis adecuado.

Los métodos de identificación, proporcionan un enfoque de análisis alternativo a los métodos de linealización para calcular la información modal del sistema de potencia. Estos métodos están diseñados para procesar registros en el dominio del tiempo tales como resultados en simulación o datos medidos, y no están limitados por el tamaño del sistema; más bien, su rendimiento depende de la disponibilidad y la calidad de las señales del dominio del tiempo.

Los métodos de análisis lineal Ringdown, describen métodos que se utilizan normalmente para procesar señales Ringdown, es decir, señales que surgen después de un evento transitorio. Ejemplos de tales eventos son fallas, acciones de conmutación y entradas de pasos en los sistemas de control. Entre estos métodos se encuentra el método de Prony.

CAPITULO 3. IDENTIFICACIÓN DE MODOS DE OSCILACIÓN

El análisis de Prony ha probado ser una técnica bastante adecuada para la identificación de los modos dominantes en señales, a partir de su comportamiento en el dominio del tiempo. Esta técnica descompone la señal de interés en una suma de funciones sinusoidales amortiguadas, cada una de las cuales está caracterizada por los siguientes parámetros: amplitud, fase, frecuencia y amortiguamiento. Adicionalmente, cuando se emplea el análisis de Prony, las no-linealidades propias de un SEP son tomadas en cuenta y las dimensiones de este no representan limitación alguna para su análisis en tiempo real, ya que esta técnica únicamente analiza la señal. El análisis modal se utilizó para identificar los modos de oscilación pobremente amortiguados (modos críticos) y determinar puntos adecuados para la ubicación del PMU que permitan monitorear el comportamiento de dichos modos, como una de sus aplicaciones. Mientras que el análisis de Prony se utiliza para determinar el amortiguamiento asociado a dichos modos a partir del comportamiento en el dominio del tiempo, posterior a la ocurrencia de un disturbio de algunas variables del SEP.

3.4.1. Análisis modal

El problema de análisis modal puede plantearse de manera tal, que dado un conjunto de medidas que varían con el tiempo, se desea ajustar una forma de onda variable en el tiempo de forma preespecificada a la forma de onda real (es decir, minimizar el error entre la forma de onda medida real y la forma de onda propuesta). Los coeficientes de la forma de onda preespecificada producen las características modales dominantes del sistema lineal subyacente. Considere el siguiente sistema lineal [25]:

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad x(t_0) = x_0 \quad (5)$$

$$y = Cx + Du \quad (6)$$

donde \dot{x} denota la diferenciación de x con respecto al tiempo. Las variables u y y son respectivamente la entrada y la salida del sistema; x , el estado interno del sistema, generalmente se toma como un vector de n elementos (siendo n el orden de la ecuación diferencial del sistema). Estas ecuaciones, y las matrices del sistema dentro de ellas, se pueden reorganizar de muchas maneras diferentes para propósitos específicos. Cada elemento individual x_i puede ser dado por:

$$x_i(t) = \sum_{i=1}^n r_i x_{i0} e^{\lambda_i t} \quad (7)$$

El parámetro r_i corresponde al residuo del modo i , x_{i0} se debe a la influencia de las condiciones iniciales y λ_i representa los valores propios de A .

3.4.2. Método de Prony

La noción central en el análisis de Prony se originó en un siglo anterior [26]. Su uso práctico no fue posible hasta que se desarrolló el advenimiento de la computadora digital y los métodos numéricos para sistemas mal acondicionados. El método de Prony es un método "polinomial", ya que incluye el proceso de encontrar las raíces de un polinomio característico.

Los métodos de Prony y sus extensiones modernas se han diseñado para estimar directamente los parámetros correspondientes a los términos exponenciales en la Ecuación (7), ajustando una función al registro observado para $y(t)$.

Dejando el registro para $y(t)$ consista en N muestras $y(t_k)$ que estén espaciadas uniformemente en una cantidad Δt . La notación simplificada para (7) es expresado en forma exponencial.

$$\hat{y}(t) = \sum_{i=1}^n A_i e^{\sigma_i t} \cos(\omega_i t + \theta_i) \quad (8)$$

Cuando $n \leq N$ es el subconjunto de modos a ser determinados. En las muestras de tiempo t_k , esta puede simplificarse a:

$$\hat{y}(k) = \sum_{i=1}^n B_i z_i^k \quad (9)$$

Donde

$$z_i = \exp(\lambda_i \Delta t) \quad (10)$$

donde z_i son las raíces del polinomio

$$z^n - (a_1 z^{n-1} + a_2 z^{n-2} + \dots + a_{n-1} z^0) = 0 \quad (11)$$

y a_i son los coeficientes desconocidos y son calculados a partir del conjunto del vector de mediciones [25].

La estrategia para obtener una solución de Prony puede ser resumido como sigue:

- 1) Construir, seleccionando los elementos del registro a una matriz Toeplitz.

CAPITULO 3. IDENTIFICACIÓN DE MODOS DE OSCILACIÓN

reconstruirse a partir de (8) usando las raíces de (9). La señal reconstruida $\hat{y}(t)$ por lo general, no se ajusta a $y(t)$ exactamente. Una medición apropiada para la calidad de este ajuste es el rango de la señal a ruido (SNR):

$$SNR = 20 \log \frac{\|\hat{y} - y\|}{\|y\|} \quad (14)$$

Donde SNR está dado en decibeles (dB).

En el caso de este trabajo de tesis, el análisis de Prony se llevará a cabo mediante el Ringdown Analysis Tool de MATLAB [27], el cual nos entrega, análisis mediante el espectro de Fourier, diagramas de polos y ceros, análisis de Prony con todas las características de los modos y la gráfica de respuesta en el tiempo del sistema analizado, entre otras cosas más [28].

3.5. Coeficientes de sincronización y amortiguamiento en SEP's

A una frecuencia dada, la máquina desarrolla ambos: par de sincronización y par de amortiguamiento, ellos definen el comportamiento dinámico de la máquina ante disturbios; el par de sincronización se encuentra en fase con el ángulo del rotor de la máquina, depende del punto de operación del sistema y está relacionado con la fuerza restauradora para mantener el equilibrio mientras que el par de amortiguamiento se encuentra en fase con la velocidad angular de la máquina y tiene que ver con el crecimiento o reducción de la amplitud y duración de la oscilación.

La condición para que el sistema sea estable es que ambos pares sean positivos, de lo contrario el sistema será inestable. En orden de considerar los efectos de los pares de sincronización y pares de amortiguamiento, la ecuación de oscilación que describe la dinámica de las máquinas se escribe en su forma más general

$$\frac{2H}{w_0} \Delta\ddot{\delta} + \frac{D}{w_0} \Delta\dot{\delta} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (15)$$

Donde

$$\Delta\dot{\delta} = \frac{d\Delta\delta}{dt} = \Delta\omega = \omega - w_0 \quad (16)$$

$H =$ Constante de inercia

$D =$ Constante de amortiguamiento

$w_0 =$ Velocidad angular eléctrica

En la ecuación (15), la constante de amortiguamiento D incluye en forma aproximada el amortiguamiento natural del sistema, es decir la fricción, el efecto de devanados amortiguadores, y el comportamiento de cargas. Por ejemplo, un coeficiente de 1-3 pu es comúnmente usado para representar el amortiguamiento debido a la fricción del aire de la turbina y el efecto de cargas. Un valor mucho más alto, arriba de 25 pu, es usado algunas veces como una representación del amortiguamiento, cuando fuentes importantes de amortiguamiento han sido omitidas del modelo de la máquina [29].

Algunas fuentes que contribuyen en el amortiguamiento de las oscilaciones, son las siguientes:

- Fuerzas de vapor en las palas de la turbina. La oscilación de las palas de la turbina en el flujo de vapor de estado estable introduce amortiguamiento. Como una aproximación, esto puede representarse como proporcional a la desviación de velocidad de la sección de la turbina respectiva.
- Histéresis del material del eje. Cuando la sección del eje de interconexión se tuerce, se produce un amortiguamiento debido a la histéresis mecánica del material del eje a medida que sufre variaciones cíclicas de tensión-deformación.
- Fuentes eléctricas Generador, excitador y redes de transmisión contribuyen al amortiguamiento de oscilaciones.

Los niveles de amortiguamiento asociados con las oscilaciones de torsión son muy pequeños y son una función de la salida del generador de la turbina. La constante de tiempo asociada con la disminución de las oscilaciones de torsión varía de 4 a 30 segundos.

Los diversos mecanismos que contribuyen al amortiguamiento torsional son complejos y sus contribuciones son difíciles de predecir. Existe un alto grado de variabilidad en el amortiguamiento del modo torsional incluso entre unidades similares. La mejor manera de determinar los niveles de amortiguamiento reales es a través de la prueba de la estación.

3.6. Resumen

- Los PMU's facilitan el estudio del comportamiento del sistema ante disturbios, a partir de registros apropiados, es posible analizar la señal de respuesta en el tiempo, obteniendo así, información de la magnitud, amortiguamiento y fase de las frecuencias naturales que componen a dicha señal.
- El método de Prony es uno de los más utilizados para la identificación de modos electromecánicos. Esta técnica descompone la señal de interés en una suma de funciones sinusoidales amortiguadas, cada una caracterizada por los siguientes parámetros: amplitud, fase, frecuencia y amortiguamiento, importantes para analizar la estabilidad del sistema.
- El análisis modal también se utiliza para identificar modos oscilatorios pobremente amortiguados y así, tener la información necesaria que en otros casos de estudio se pueda aprovechar en identificar dichos modos y lograr controlarlos.

CAPITULO 3. IDENTIFICACIÓN DE MODOS DE OSCILACIÓN

- En una máquina síncrona, el par de sincronización y el par de amortiguamiento, definen el comportamiento de la máquina ante disturbios.

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA FÍSICO DE DOS ÁREAS

A continuación, se describe y se explica el funcionamiento de los componentes utilizados para el sistema de potencia de prueba. También se muestran algunas configuraciones de los equipos de protección que se usaron para la realización de pruebas.

En la Figura 18, se muestra la implementación del sistema de 2 áreas, así como los elementos que lo conforman.

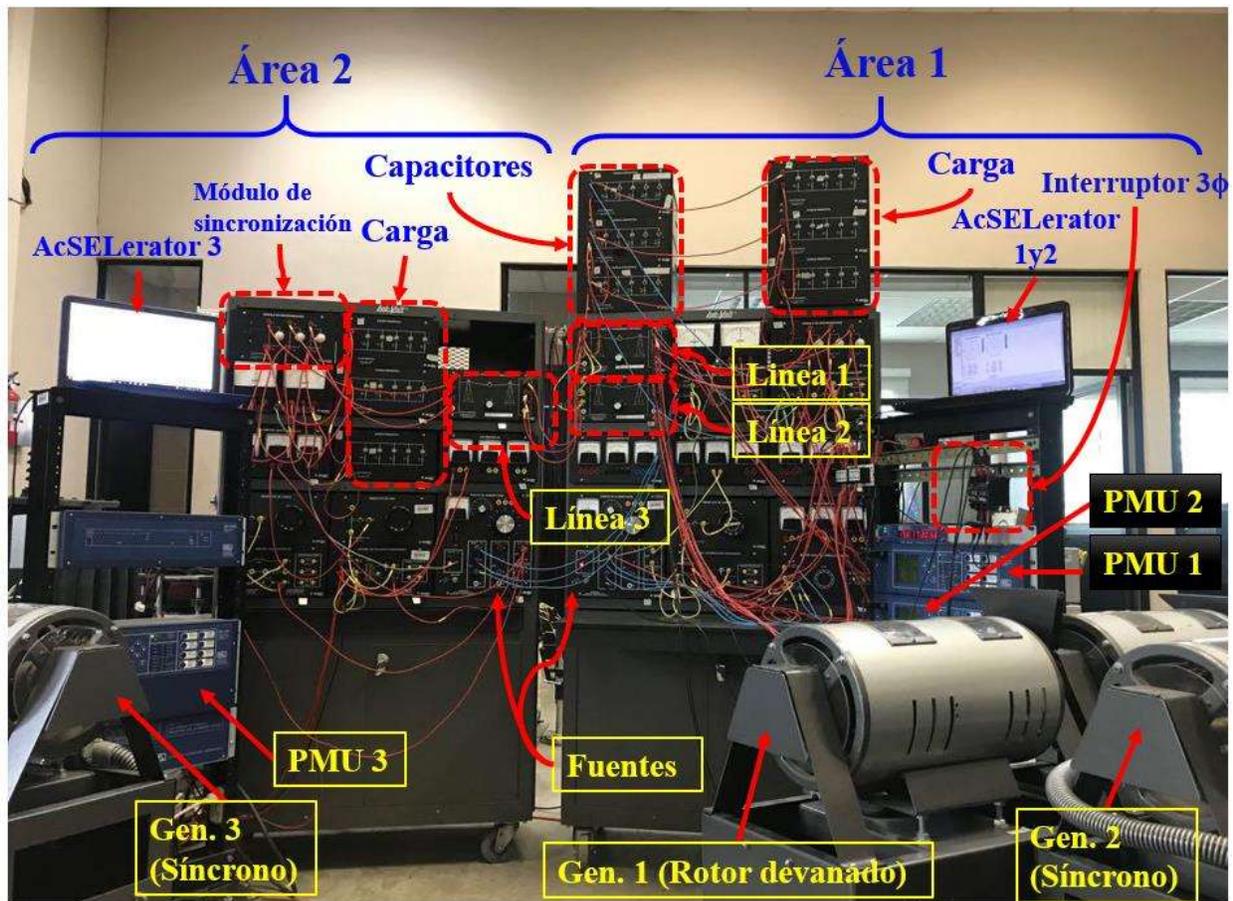


Figura 18. Componentes del sistema físico de potencia de prueba.

De manera más simple, el sistema de la Figura 18, es representado en un diagrama unifilar tal como se muestra en la Figura 19.

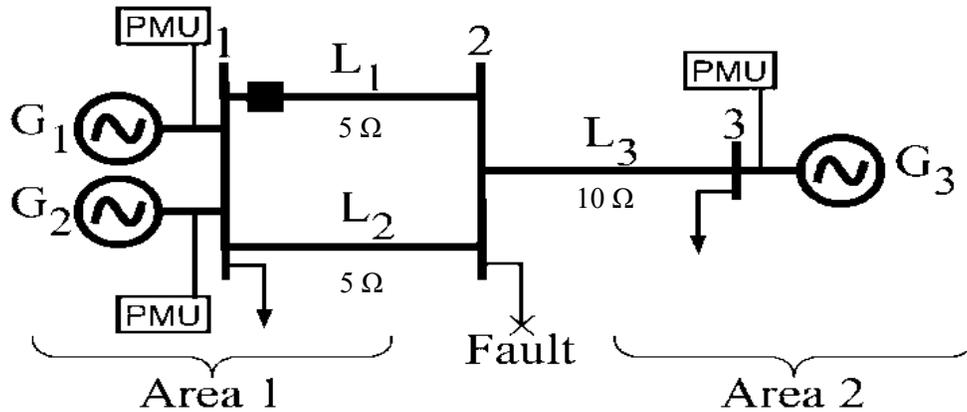


Figura 19. Diagrama unifilar del SEP de 2 áreas y 3 generadores.

Mientras que en la Figura 20 se ilustra el diagrama unifilar del sistema de dos áreas y dos generadores.

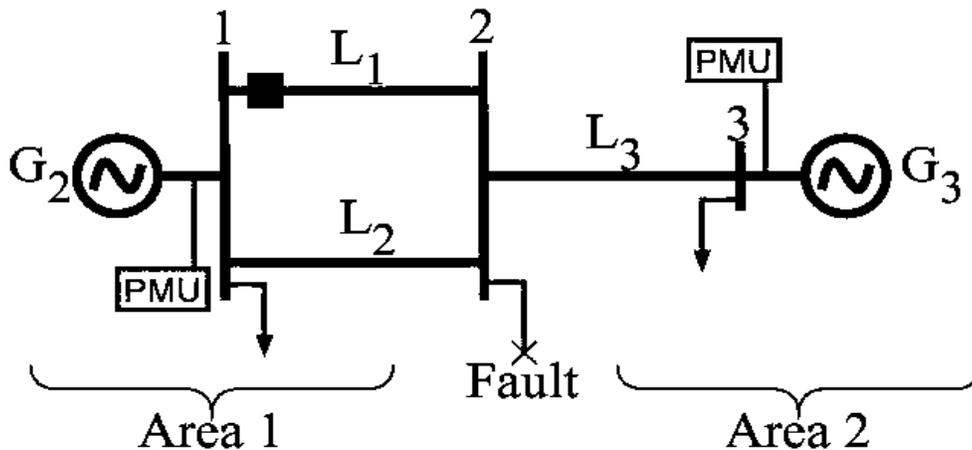


Figura 20. Diagrama unifilar del SEP de prueba de 2 áreas y 2 generadores.

4.1. Generadores

Para las pruebas se utilizaron tres generadores los cuales simulan los generadores en las plantas o centrales generadoras, estos a la vez se encuentran acoplados a un motor con la función de primomotor, lo cual nos sirve para el arranque del generador como también para simular la turbina de la central de generación.

Para las pruebas se usaron dos máquinas eléctricas como generador, las cuales se describen a continuación:

- **Generador Síncrono:** Los generadores síncronos son la principal fuente de energía eléctrica en los sistemas de potencia. Los condensadores síncronos a veces se usan como un medio para proporcionar compensación de potencia reactiva y controlar el voltaje. En la Tabla 2 se muestran los parámetros de la máquina síncrona como generador, las especificaciones generales de la máquina se muestran en el Anexo 1; mientras que en la Figura 21 se muestra la máquina a la que se hace referencia.

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA FÍSICO DE DOS ÁREAS

Tabla 2. Parámetros del Generador Síncrono de prueba [30].

Generador Síncrono de Lab-Volt	
Parámetros	Valores
Conexión	Trifásico, conexión estrella
Potencia	1.5 KVA
Corriente	4.2 A- CA
Corriente de Excitador	0.9 A – CD
Eficiencia	79%
Reactancia Síncrona	18.5 Ω



Figura 21. Motor/Generador Síncrono marca Lab-Volt [30].

- Máquina de Inducción de Rotor Devanado (MIRD) como generador: como se sabe, una máquina de inducción de rotor devanado también puede trabajar como generador una vez que el rotor gire por encima de la velocidad síncrona. Para que esto ocurra, en nuestro caso se suministró potencia reactiva (Q) por medio de capacitores para superar la velocidad síncrona, generar voltaje y así operar la MIRD como generador.

En la Tabla 3 se muestran las especificaciones principales de la máquina y en la Figura 22 se muestra la máquina a la que se hace referencia. Para mayor información acerca de esta máquina, las especificaciones generales se encuentran en el Anexo 2.

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA FÍSICO DE DOS ÁREAS

Tabla 3. Especificaciones principales del MIRD marca Lab-Volt [30].

Motor de Inducción de Rotor Devanado de Lab-Volt	
Parámetros	Valores
Conexión	Trifásico, conexión estrella
Volteje de línea	120/208 V- 60Hz
Potencia	2 KW
Corriente	10 A
Velocidad	1720 rpm
Eficiencia	77%
Factor de Potencia	0.72



Figura 22. Motor de Inducción de Rotor Devanado (MIRD) marca Lab-Volt [30]

4.2. Primo-motores

En las plantas de generación, los generadores están acoplados mediante un mismo eje a una turbina la cual por medio del fluido que se le haga incidir estas giran a cierta velocidad, ya que se encuentran acoplados, al girar la turbina, el generador también lo hará en función de la velocidad que la turbina tome debido a la entrada de fluido en la turbina. En este caso, se representó la función de la turbina con primo-motor de CD y de inducción jaula de ardilla los cuales se describirán a continuación.

- Máquina de CD: Estos dispositivos pueden tener una característica de par o momento de torsión-velocidad muy definida o una extremadamente variable. La característica de par o de

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA FÍSICO DE DOS ÁREAS

momento de torsión-velocidad del motor debe ser adaptada al tipo de carga que tiene que impulsar, y este requerimiento ha dado lugar a tres tipos básicos de motores:

- Motores en derivación (o shunt)
- Motores en serie
- Motores compuestos

La razón por la que se usó este tipo de motor como primo-motor es que las características de par o momento de torsión-velocidad de los motores de cd pueden ser variadas dentro de un amplio intervalo sin perder su alta eficiencia.

En la Tabla 4 se muestran las especificaciones principales del motor utilizado de la marca Lab-Volt, mientras que en la Figura 23 se muestra la imagen del motor al que se hace referencia.

Tabla 4. Especificaciones del Motor de CD de Lab-Volt [30].

Motor de CD de Lab-Volt	
Parámetros	Valores
Motor (Carga nominal/ Shunt)	
Potencia	2 KW
Voltaje de Armadura	120 V-CD
Voltaje de Campo Shunt	120 V-CD
Velocidad	1800 rpm
Corriente	23 A
Par	10.6 N·m (93.8 lbf·in)
Eficiencia	70%
Corriente de Campo-Shunt nominal	0.81 A
Fricción y pérdidas por viento	130 W
Pérdidas por hierro	55 W



Figura 23. Motor de CD de Lab-Volt [30].

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA FÍSICO DE DOS ÁREAS

- Máquina de Inducción Jaula de Ardilla (MIJA): Estos motores de inducción trifásicos son los motores más utilizados en la industria. Son simples, resistentes, baratos y fáciles de mantener. Funcionan a velocidad esencialmente constante desde cero hasta plena carga y la velocidad depende de la frecuencia.

Las especificaciones de este motor se muestran a continuación en la

Tabla 5 y en la Figura 24, la imagen del motor al que se hace referencia. En el Anexo 4 se muestra la tabla de especificaciones generales del MIJA al que se hace referencia.

Tabla 5. Especificaciones del MIJA de Lab-Volt [30].

Máquina de Inducción Jaula de Ardilla de Lab-Volt	
Parámetros	Valores
Motor (Carga nominal/ Shunt)	
Conexión	Trifásico, conexión estrella
Potencia	2 KW
Voltaje de Línea	120/208 V – 60 Hz
Velocidad	1770 rpm
Corriente	8.8 A
Par	10.8 N·m (95.6 lbf·in)
Eficiencia	80%
Factor de Potencia	0.77
Fricción y Pérdidas por viento	130 W
Perdidas por hierro	70 W



Figura 24. Motor de Inducción Jaula de Ardilla (MIJA) de Lab-Volt [30].

4.3. Línea de transmisión

Una línea de transmisión eléctrica es el medio físico por el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica.

Para las pruebas se implementaron líneas de transmisión trifásica de Lab-Volt (ver Figura 25), la cual consta de tres inductores de núcleo de hierro encerrados en un módulo. Los inductores están diseñados específicamente para simular una línea de transmisión de CA de alta tensión. La impedancia de línea se puede ajustar a cuatro valores diferentes utilizando un interruptor selector montado en el panel frontal. Un interruptor tripolar se utiliza para inducir transitorios al interrumpir momentáneamente el flujo de potencia. Ambos lados (emisor y receptor) de la línea de transmisión trifásica se terminan en el panel frontal con conectores banana de seguridad con código de color de 4 mm.

En la Tabla 6 se muestran las especificaciones del módulo de línea de transmisión trifásica. En el sistema de prueba se utilizan tres módulos de líneas de transmisión las cuales tienen las impedancias que se muestran en el unifilar de la Figura 19.



Figura 25. Módulo de Línea de Transmisión Trifásica de Lab-Volt [30].

Tabla 6. Especificaciones de Modulo de Línea de Transmisión Trifásica de Lab-Volt [30].

Módulo de Línea de Transmisión Trifásica de Lab-Volt	
Parámetros	Valor
Rangos	
Ajustes de reactancia de línea	0, 60, 120, and 180 Ω
Corriente nominal de línea	1 A
Características Físicas	
Dimensiones (L x A x P)	154 x 287 x 440 mm (6.1 x 11.3 x 17.3 in)
Peso Neto	8.2 kg (18 lb)

4.4. SEL-421

El relé SEL-421 mostrado en la Figura 26 y Figura 27, es un relé de protección de línea de transmisión de alta velocidad con disparo y recierre monopolares y tripolares con sincronismo, verificación, supervisión del interruptor automático, protección contra falla del interruptor, y lógica de protección de línea compensada en serie. El relé cuenta con medición y registro amplio de datos, incluida la captura de datos de alta resolución y reportes.

Las mediciones sincrofasoriales están disponibles cuando una fuente de tiempo de alta precisión está conectado al relé. El SEL-421 es compatible con el estándar IEEE C37.118 para sincrofasores para sistemas de potencia. Un diseño de hardware simple y robusto presenta un tratamiento de señal digital eficiente. En combinación con una amplia autocomprobación, estas características proporcionan al relé, fiabilidad y mejora la disponibilidad del relé.

Las especificaciones del SEL-421 se pueden consultar en el Anexo 5 de este documento. Para estas pruebas y como se observa en la Figura 19, fueron colocados 3 relevadores de protección SEL-421, tanto para protección del SEP de prueba, así como PMU, la cual es una de las funciones que trabaja este equipo. Como bien se comentó anteriormente, para esta función de PMU, es necesario conectarlo a una fuente de tiempo de alta precisión, el cual le dará una estampa de tiempo a los eventos y mediciones registrados, es por ello que se implementó un reloj de alta precisión mediante GPS, el cual garantiza la misma estampa de tiempo entre los PMU's conectados a este dispositivo.

Las configuraciones del SEL-421 se mostrarán más adelante en la sección del Software que utiliza SEL para las configuraciones de los relevadores.



Figura 26. Relevador de protección SEL-421 (Cara frontal) [18].

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA FÍSICO DE DOS ÁREAS



Figura 27. Relevador de protección SEL-421 (Cara trasera) [18].

4.5. Acselelator QuickSet SEL-5030

Con el software AcSELeator QuickSet® SEL-5030, se desarrollaron ajustes del relé fuera de línea, se monitoreó observando las mediciones de voltajes, corrientes y potencias de las áreas de generación y se analizaron reportes de eventos posteriores a la falla.

En la Figura 28 se muestra la interfaz principal del Software AcSELeator Quickset.

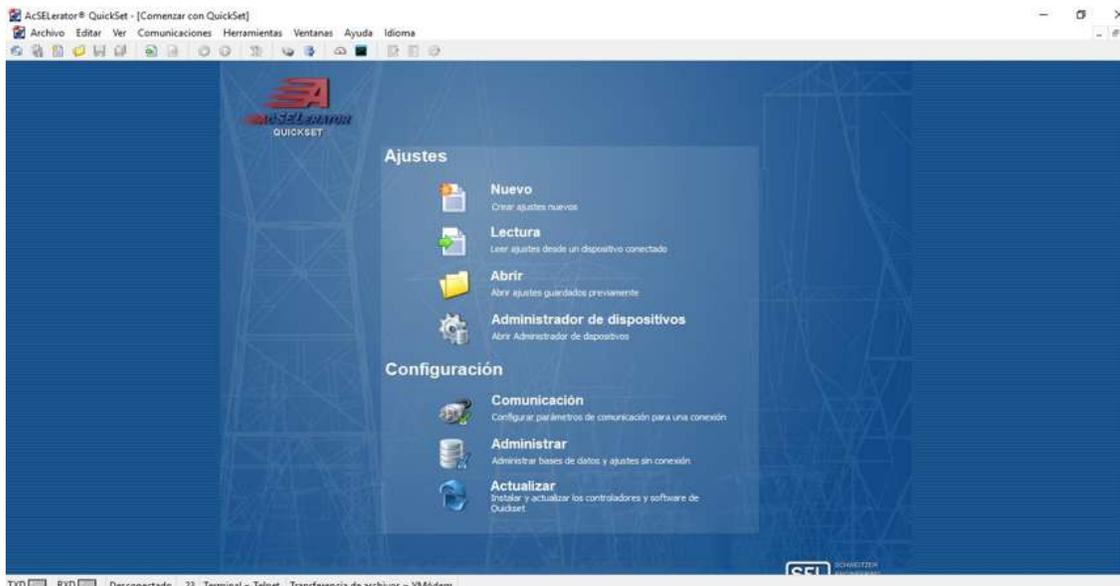


Figura 28. Interfaz principal del software AcSELeator QuickSet (SEL-5030).

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA FÍSICO DE DOS ÁREAS

Para realizar la configuración de cualquier relevador, es necesario establecer una conexión entre AcSELeRator y el relevador para nuestro caso se estableció conexión mediante el cable USB/VGA propio de SEL.

Una vez establecida la comunicación, se accede a las configuraciones del relevador para habilitar las protecciones que se necesiten, protecciones 50 y 51 para la protección de este sistema de prueba. Las configuraciones de los SEL-421 para el PMU 1 del diagrama unifilar, se muestran en la Figura 29.

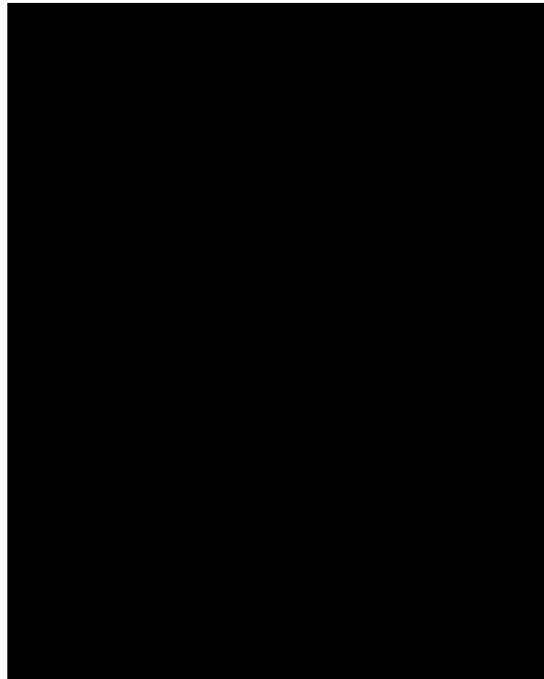


Figura 29. Configuración para el PMU 1.

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA FÍSICO DE DOS ÁREAS

La Figura 30 se muestra la configuración para el PMU 2 (ver Figura 19).

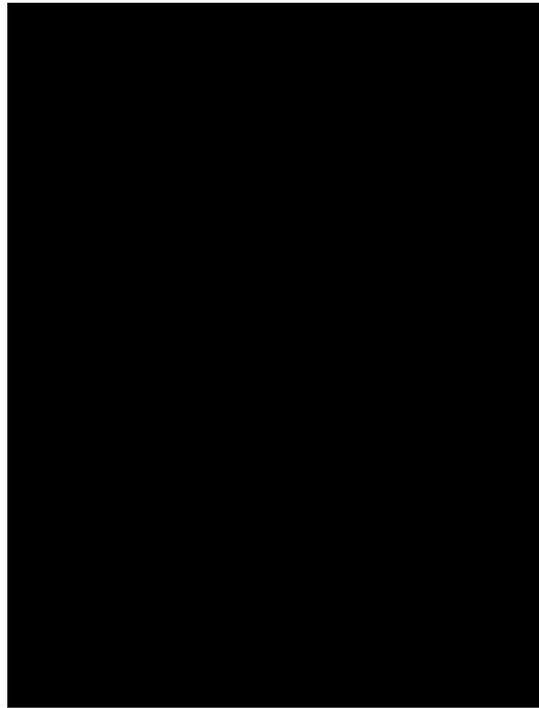


Figura 30. Configuraciones para el PMU 2.

La Figura 31 se ilustra la configuración para el PMU 3 (ver Figura 19).

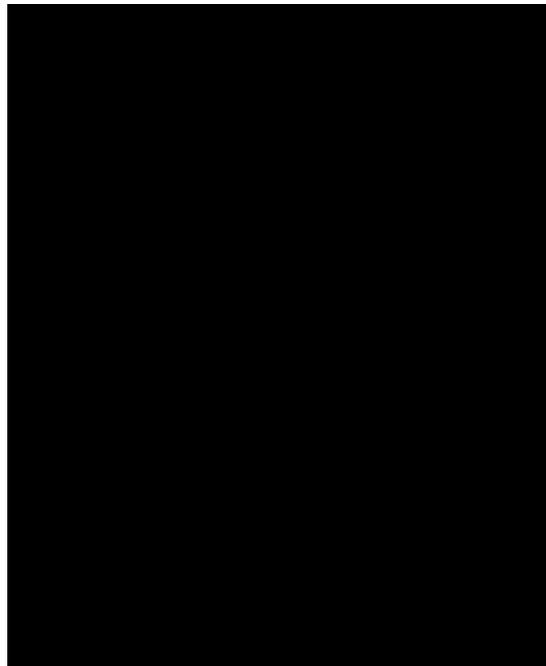


Figura 31. Configuración para el PMU 3.

4.6. Análisis mediante Synchronwave Event.

Este software (ver Figura 32), se utiliza para observar la respuesta del voltaje y corriente ante las pruebas de fallas que se provocaron en el sistema, para con ello observar si las pruebas eran útiles para el objetivo que se buscaba.

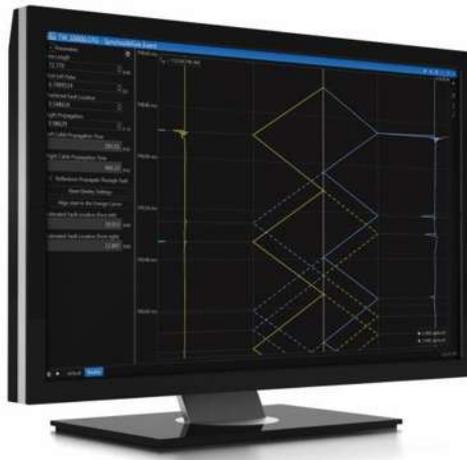


Figura 32. Synchronwave Event (SEL-5601) [23].

4.7. Software AcseLerator Analytic Assistant

Este software es muy similar al software Synchronwave evento, ya que también nos permite varias funciones que tiene el synchronwave, con la diferencia que este se usó para obtener los valores del fasor de cada evento, los cuales fueron necesarios para el cálculo de la diferencia angular entre áreas y así identificar los modos inter-área.

La Figura 33 muestra la interfaz del software Analytic Assistant, el cual es mucho más simple que el Synchronwave, además de ser muy útil en algunos casos.

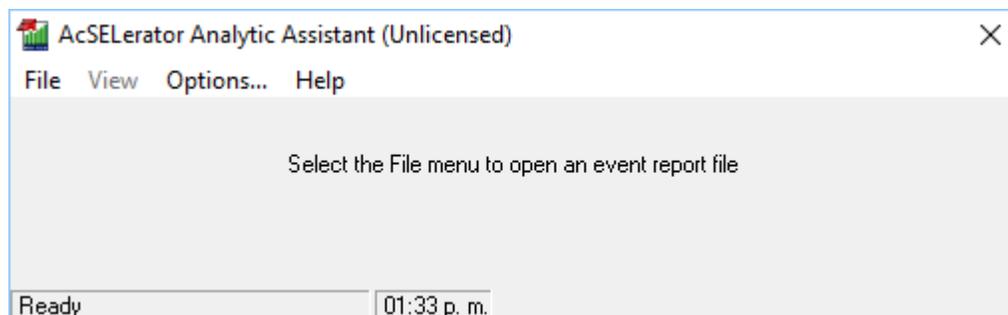


Figura 33. Interfaz del software AcseLerator Analytic Assistant.

4.8. Introducción al DSI Toolbox

La herramienta de identificación dinámica del sistema fue desarrollada en el Laboratorio Nacional del Pacífico Noroeste con contribuciones de otras entidades gubernamentales y universidades.

DSI Toolbox proporciona capacidades únicas en el análisis y control de grandes sistemas dinámicos. Está diseñado para ejecutarse con MATLAB, proporcionando flexibilidad en el uso, adaptación e integración de la funcionalidad en combinación con otras herramientas. Sus funciones incluyen

CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA FÍSICO DE DOS ÁREAS

conversión de formato de datos, fusión de datos, filtrado de datos, trazado de lotes de datos, análisis de Fourier, análisis de Prony y ModeMeter (ver Figura 34 y Figura 35).

DSI Toolbox está orientado principalmente hacia el análisis de la información basada en unidades de medición de fasores [31].

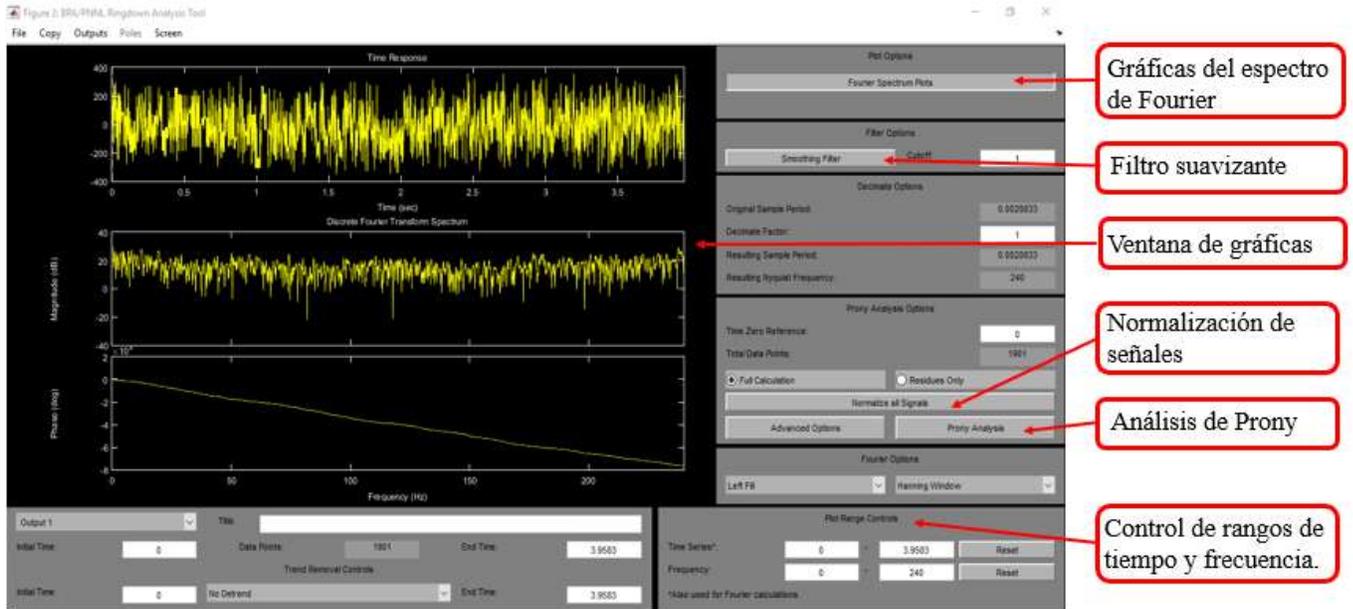


Figura 34. Interfaz de trabajo de la herramienta DSI.

Una vez aplicado el análisis mediante Prony, se obtiene información como tipo de modo, frecuencia, amplitud, amortiguamiento, entre otras; como también distintos tipos de gráficas y control de los rangos para una mejor visualización de las señales (vea Figura 35).

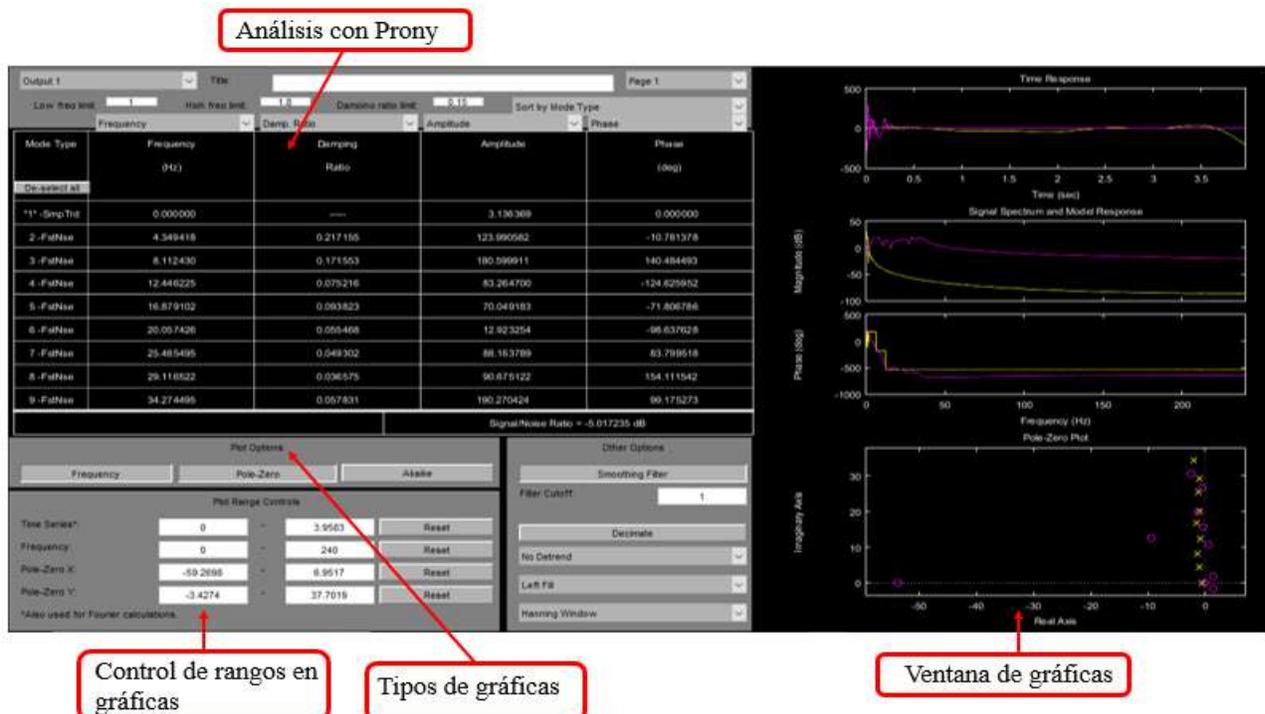


Figura 35. interfaz de trabajo del análisis de Prony con DSI.

4.9. Operación del Sistema

La manera en que se operó y se realizaron las pruebas al sistema se describe a continuación:

1. Arranque de los primo-motores y, por ende, los generadores.
2. Verificación de voltajes, frecuencia y secuencia de fases para la sincronización de Área 1.
3. Verificación de voltajes, frecuencia y secuencia de fases para la sincronización entre áreas (área 1 y área 2).
4. Ajuste de relevadores de protección.
5. Inserción de carga al sistema.
6. Variar potencias generadas de los generadores hasta llegar a la potencia que se desee.
7. Provocar falla con interruptor trifásico, ya sea para falla trifásica, a dos fases o monofásica.
8. Verificar que los relevadores operen por igual y sin que el sistema salga de sincronismo.
9. Obtener eventos del software Accelerator Quickset.
10. Observar el evento mediante el software Synchrowave Event para asegurar una buena prueba.

4.10. Resumen

- El relé SEL-421, es un relevador de protección de líneas de transmisión de alta velocidad, el cual se implementó en el sistema de dos áreas. Esto por su aplicación tanto como protección como por su función de PMU, lo que permitió las mediciones sincrofasoriales con etiqueta de tiempo mediante un reloj de precisión vía GPS que se conecta al relé.
- Con ayuda del software Accelerator Quickset, se permitió la configuración de los relés de protección como también, la lectura de los eventos registrados y posteriormente la exportación de los datos mediante Accelerator Analytic Assistant.
- La herramienta DSI Toolbox facilita el análisis e identificación de modos electromecánicos, debido que permite realizar el análisis de Prony y el espectro de Fourier, como principales.

CAPÍTULO 5. PRUEBAS Y RESULTADOS

Las pruebas realizadas se clasificaron en dos partes distintas de acuerdo con el propósito buscado.

La primera parte consta de 3 pruebas realizadas con el fin de realizar un análisis comparativo entre cada tipo de falla. Las pruebas realizadas en esta primera parte, son las siguientes:

1. Falla trifásica en sistema de potencia de 3 generadores (ver Figura 19).
2. Falla a dos fases en sistema de potencia de 3 generadores (ver Figura 19).
3. Falla monofásica en sistema de potencia de 3 generadores (ver Figura 19).

La segunda parte consta de 5 pruebas realizadas con el propósito de obtener de igual manera, un análisis comparativo entre pruebas y comprobar algunos aspectos de interés. Las pruebas realizadas en esta sección son las siguientes:

4. Falla trifásica en SEP de 3 generadores (ver Figura 19).
5. Falla trifásica en SEP de 3 generadores con incremento de inercia en G1 (ver Figura 19).
6. Falla trifásica en SEP de 3 generadores con incremento de inercia en G3 (ver Figura 19).
7. Falla trifásica en SEP de 2 generadores (G1 y G3) (ver Figura 20).
8. Falla trifásica en SEP de 2 generadores con incremento de inercia en G1 (ver Figura 20).

Para el análisis de las pruebas realizadas, se hizo uso de una herramienta basada en MATLAB llamada Ringdown (ver Sección 4.8), el cual realiza procesos que nos fueron útiles para el análisis.

A continuación, se expone de manera práctica como se realizaron cada una de las pruebas y se muestran los resultados obtenidos para cada prueba realizada con el DSI Toolbox.

5.1. Extracción del fasor con Acseleator Analytic Assistant

Antes de comenzar con las pruebas, se explicará de forma sencilla la metodología para obtener los datos del fasor de voltaje desde el software Analytic Assistant.

- Obtener el evento de falla con el software Acseleator Quickset y guardarlo.
- Abrir el Acseleator Analytic Assistant y seleccionar **File >> Open Event Report File...** (ver Figura 36).

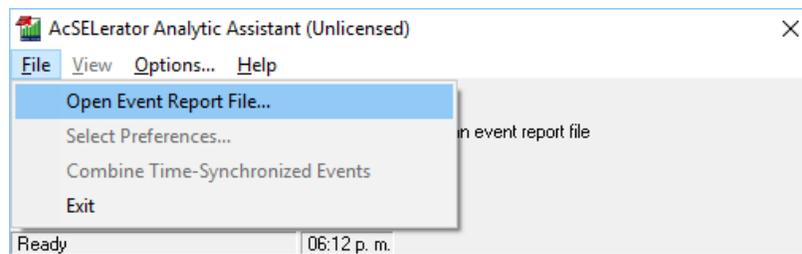


Figura 36. Abrir nuevo evento en Analytic Assistant.

- Seleccionar el evento obtenido del Acceptor Quickset y abrir (ver Figura 37).

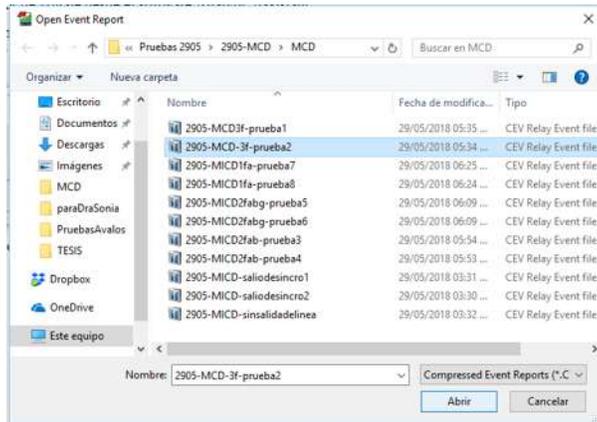


Figura 37. Abrir evento en Analytic Assistant.

- Una vez abierto el evento, se debe seleccionar la opción **Pref** ubicada en parte inferior derecha de la ventana (ver Figura 38).

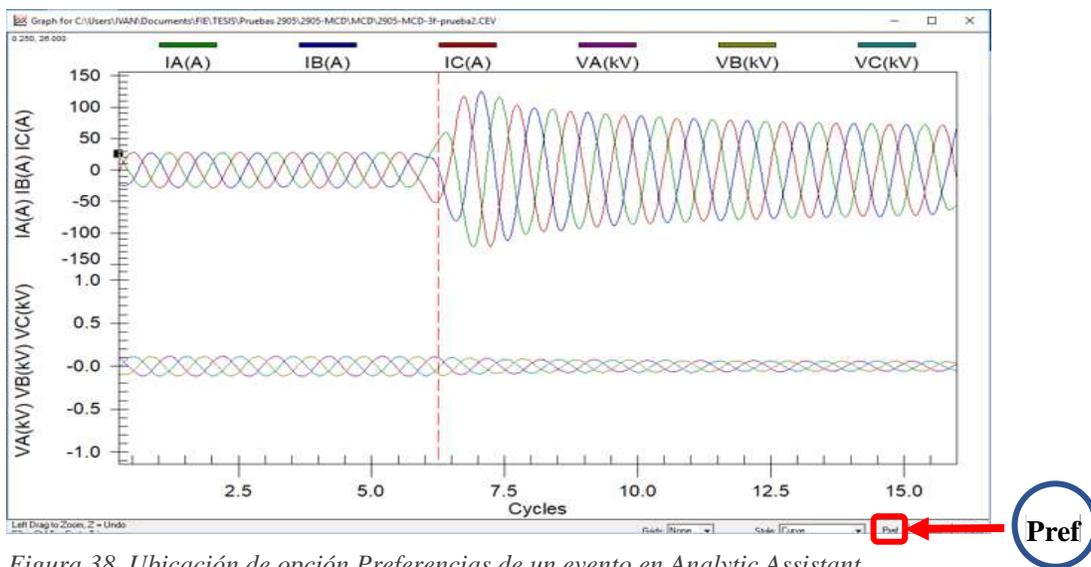


Figura 38. Ubicación de opción Preferencias de un evento en Analytic Assistant

- En la ventana de Preferencias, se deberán eliminar las variables que se encuentran en los pequeños recuadros para así, insertar la variable que contiene los valores de nuestro interés (ver Figura 39), en este caso, el ángulo del fasor de voltaje, representado por **VI_{Ang}**, esto por cada PMU.
Para eliminar las variables que se encuentran dentro de los recuadros, basta con seleccionarlos y dar suprimir (supr) en nuestro teclado. Mientras que, para agregar la nueva variable al recuadro, basta con buscar la variable en la lista mostrada en el recuadro **Analog** y arrastrarla con el mouse hacia el recuadro de **Axis 1**.

Para tener una mejor lectura se deber de graficar todos los datos, por lo que en el recuadro de Ending Row, se debe seleccionar la máxima posición de la barra de scroll.

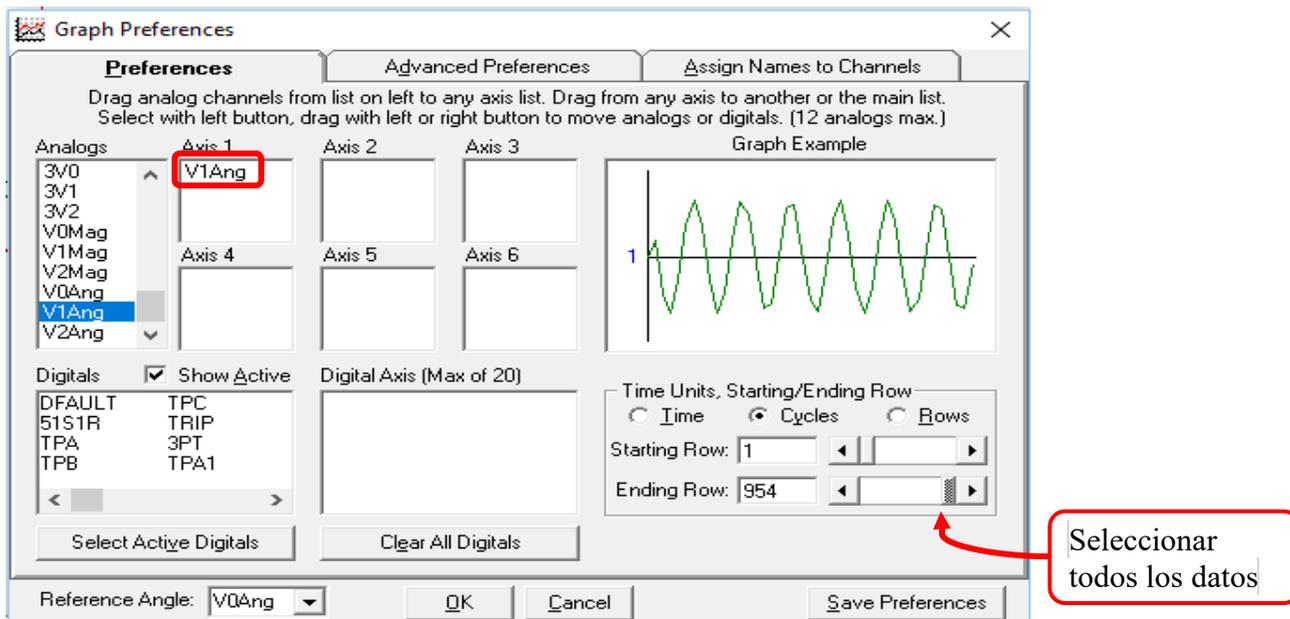


Figura 39. Visualizar el ángulo del fasor de voltaje en Analytic Assistant.

- Una vez realizado el paso 5, tendremos en la ventana la gráfica del fasor con todos sus datos como se puede observar en la Figura 40; después de tener esta gráfica se dará click derecho sobre la ventana de la gráfica y seleccionaremos la opción **Export Dialog** para exportar los datos del fasor.

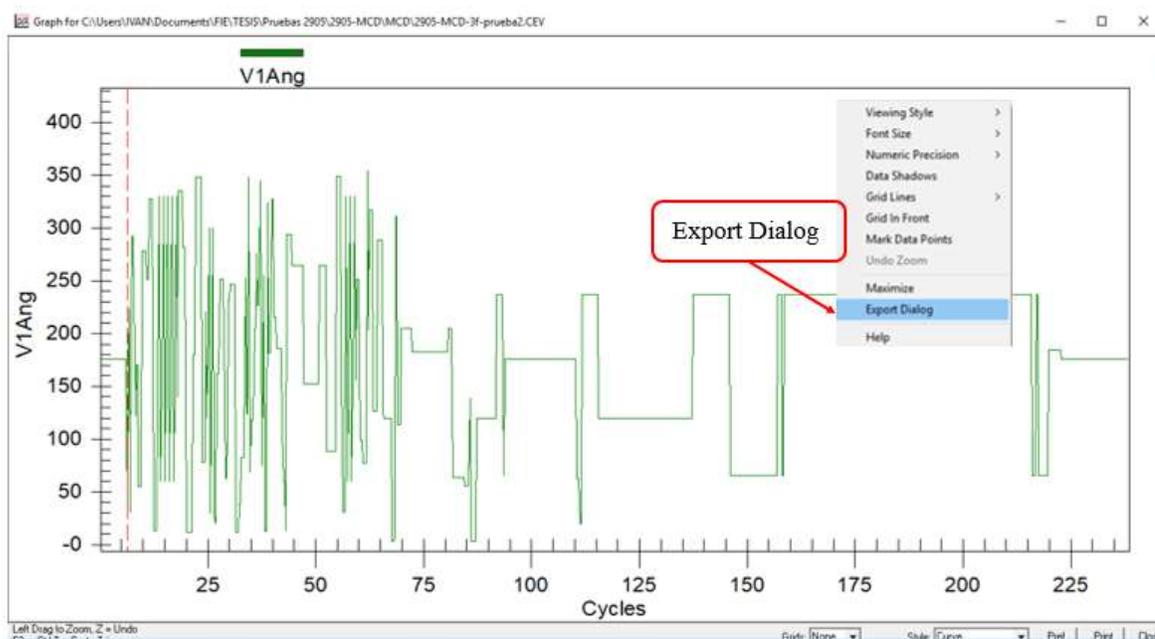


Figura 40. Grafica del fasor de voltaje en Analytic Assistant.

- En la ventana que se abre al exportar los datos, se debe seleccionar la opción de **Text/Data Only** y después seleccionar **File** para guardar el archivo de texto (ver Figura 41).

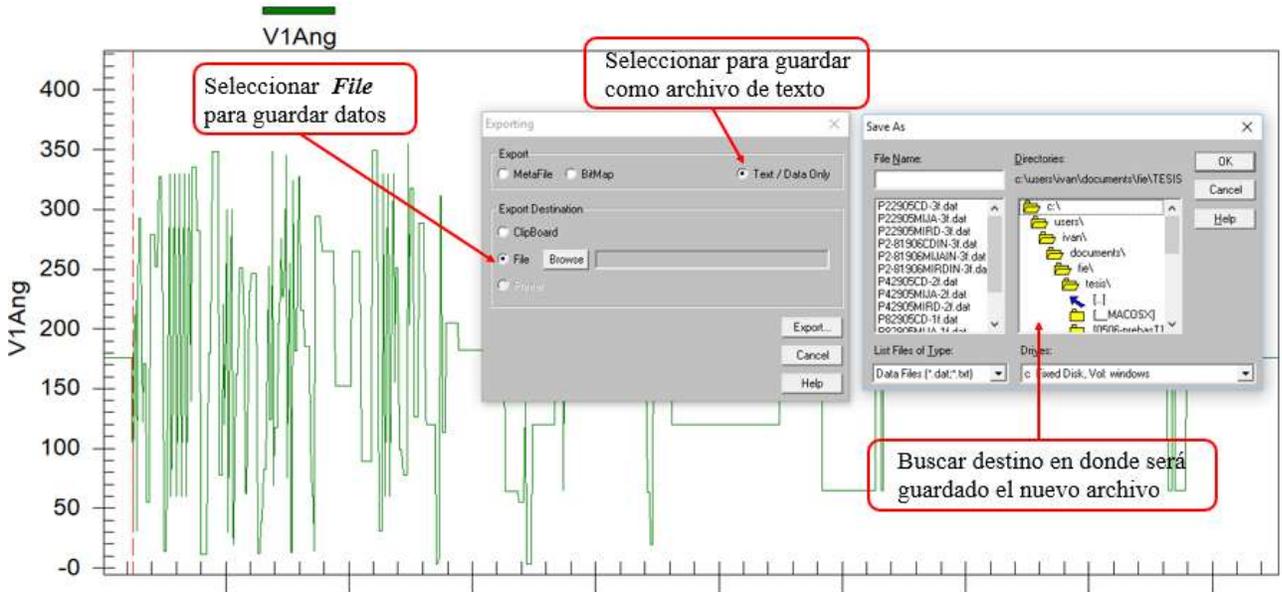


Figura 41. Guardar archivo en formato de texto en Analytic Assistant.

- Por último, se configuran algunos parámetros para poder tener un mejor manejo de los datos al momento de trabajar con ellos, para ello, se seleccionan las opciones que se muestran en la Figura 42 y finalmente se selecciona Export para terminar con el proceso de exportación de los datos.

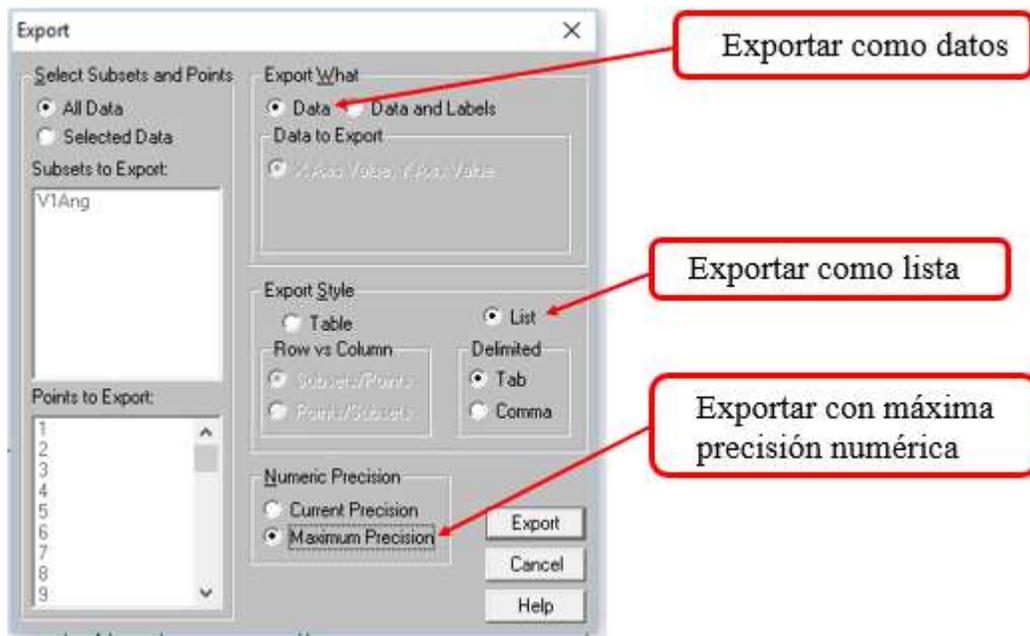


Figura 42. Configurar archivo de texto para un mejor manejo de datos en Analytic Assistant.

Una vez extraído el ángulo del fasor de voltaje en cada PMU, se realiza la diferencia angular entre las dos áreas. A esta señal se le aplica un análisis Ringdown mediante DSI Toolbox para la identificación de los modos de oscilación del sistema de prueba.

5.2. Pruebas (Parte I)

En esta primera parte, se muestran los resultados de las siguientes pruebas realizadas:

- Prueba 1: Falla trifásica en sistema de 3 generadores.
- Prueba 2: Falla a dos fases en sistema de 3 generadores.
- Prueba 3: Falla monofásica en sistema de 3 generadores.

Cabe destacar que al momento en que se realiza la falla, la línea 2 (L2 de la Figura 19) sale de operación para liberar la falla, por lo que la línea 1 (L1) soporta la totalidad de flujo de potencia entre áreas.

5.2.1. Falla trifásica en sistema de 3 generadores

Esta prueba se realizó bajo los siguientes parámetros del sistema mostrados en la Tabla 7.

Tabla 7. Parámetros del sistema para falla trifásica.

PARÁMETROS DEL SISTEMA PARA PRUEBA TRIFÁSICA	
Parámetros	Valores
Potencia de Área 1	750 W
Potencia de Área 2	400 W
Carga en Área 1	3 A
Carga en Área 2	1 A
Frecuencia	60 Hz
Muestras/Ciclo	4
Impedancia de Líneas de transmisión	
Línea 1	5 Ω
Línea 2	5 Ω
Línea 3	10 Ω
Corrientes de Pickup	
Relé de G1	
50	4 A
51	3 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G2	
50	4 A
51	3 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G3	
50	3 A
51	3 A
Curva	U1
TD	0.50

5.2.1.1. Identificación de modos mediante el método de Prony.

Para realizar la identificación de modos electromecánicos en el sistema, se realizó una diferencia angular entre generadores de las dos áreas con el fin de observar los parámetros de los modos presentes ante diferentes tipos de fallas.

En la Figura 43 se ilustra la diferencia angular entre los generadores G2 y G3.

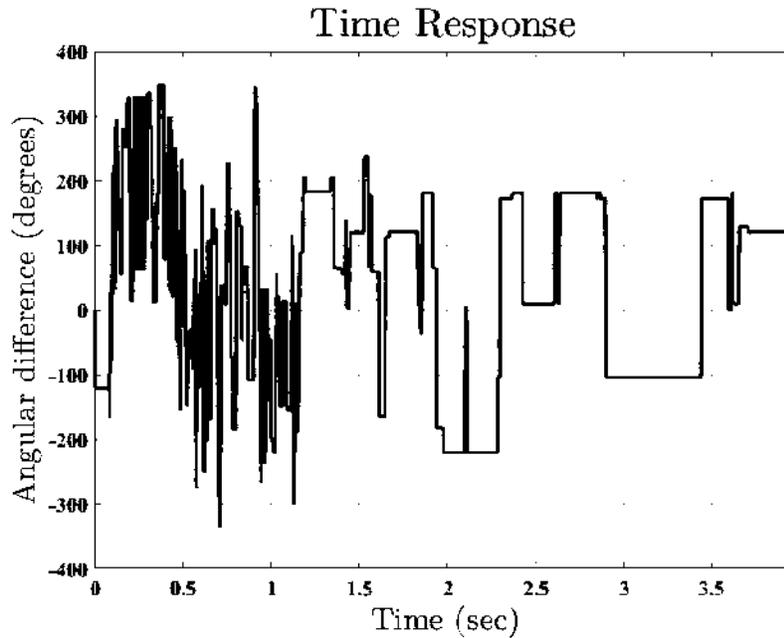


Figura 43. Diferencia angular entre G2 y G3 (Prueba 1).

En la Figura 44, se muestra la señal mejorada de la Figura 43 anterior, debido a un filtro suavizante aplicado por la herramienta Ringdown con fin de facilitar la visualización gráfica.

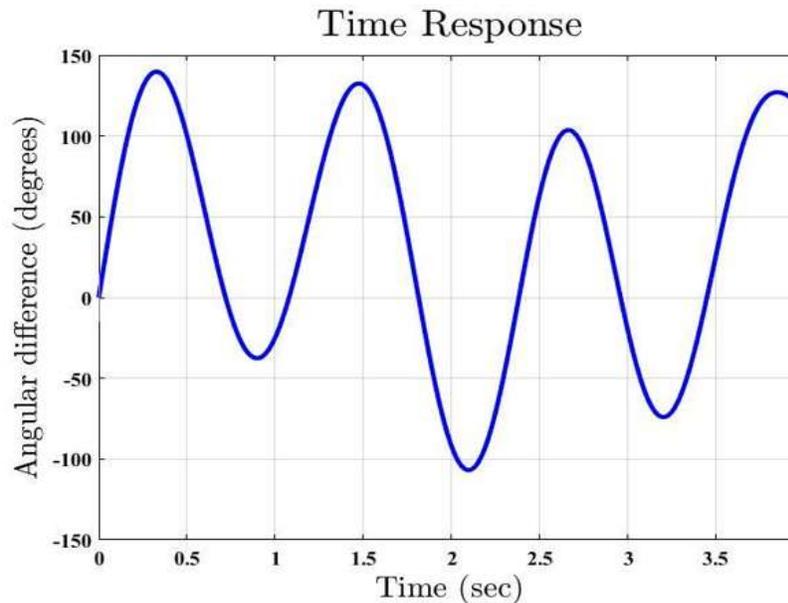


Figura 44. Diferencia angular de G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 1).

Una vez suavizada la señal, se implementa el método de Prony para la identificación de los modos presentes. La respuesta de Prony se puede observar en la Tabla 8 en la que se muestran las características de los modos de nuestro interés y que se encontraron presentes en el sistema después de la falla.

Tabla 8. Modos identificados para G2-G3 (Prueba 1).

MODOS OSCILATORIOS ENTRE G2 Y G3 - FALLA TRIFÁSICA					
Tipo de modo	Frecuencia (Hz)	% Amortiguamiento	Amortiguamiento ($\sigma/2\pi$)	Fase (deg)	Amplitud
Inter área	0.8233	0.0812	0.0670	-56.4743	155.2516
Inter área	0.9718	0.0090	0.0087	137.4659	65.6189

En la Tabla anterior se puede observar que ambos modos cumplen con características de frecuencia ya que se encuentran dentro del rango, esto es, de 0.1 Hz a 1 Hz. Por otra parte, se observa que ambos tienen un bajo valor de amortiguamiento por lo que también será de interés el análisis sobre las demás pruebas. Después de obtener las propiedades de los modos electromecánicos presentes con sus respectivos parámetros, se procedió con el ajuste de las señales que son representadas por los modos identificados, con la señal original obtenida de la diferencia angular de los generadores G2 y G3, con lo que resultó lo ilustrado en la Figura 45, lo cual significa que los dos modos identificados por Prony, son los modos más significativos en la señal reproducida entre los generadores G2 y G3 al momento de la falla.

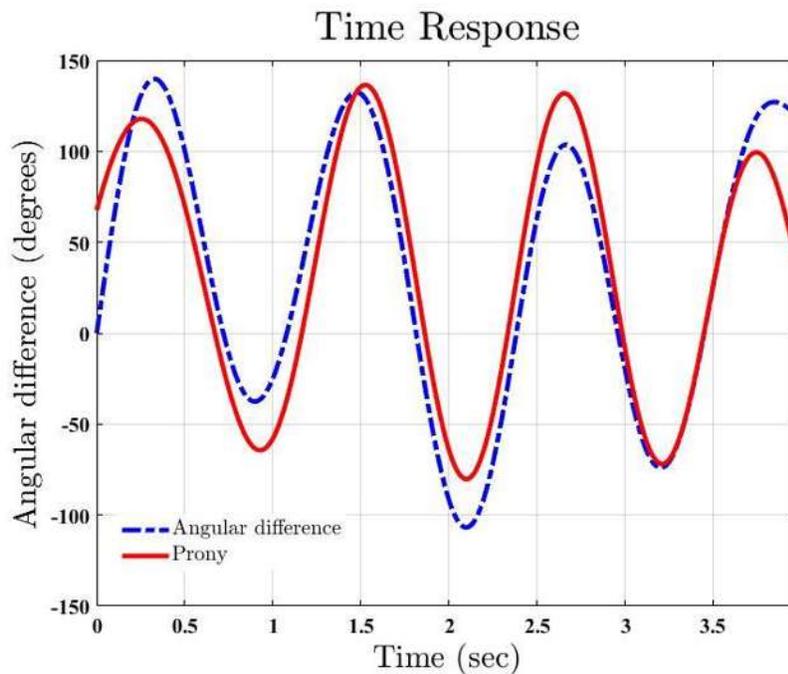
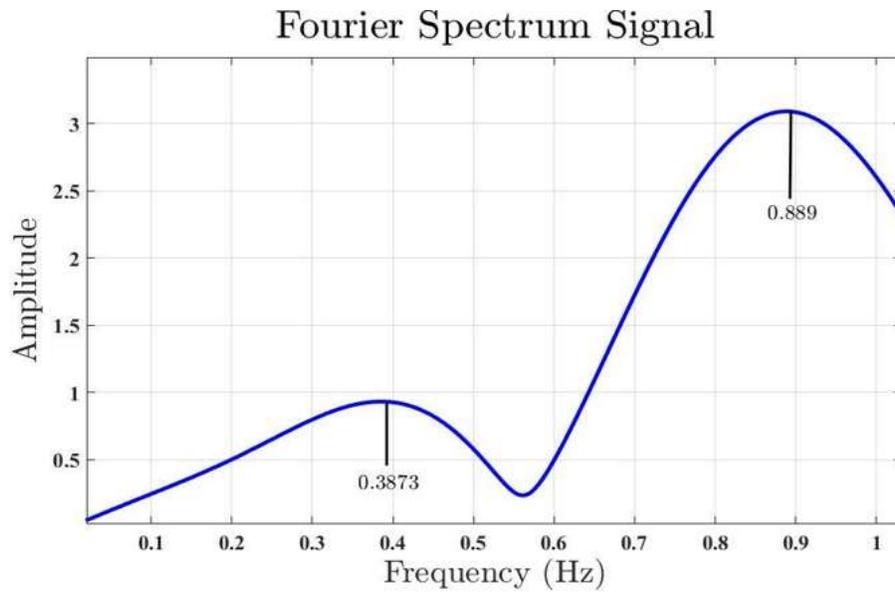


Figura 45. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y los modos identificados por Prony (Prueba 1).

En la Figura 46, se muestra el análisis en frecuencia por medio del espectro de Fourier, en el que se muestran dos modos, de los cuales solo uno de ellos es similar a uno de los modos estimados por Prony. No por ello significa que no sea válida la estimación de Prony, son dos formas diferentes de análisis y ambas son válidas



[Figura 46. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 1).]

5.2.2. Falla a dos fases en sistema de 3 generadores

Esta prueba se realizó bajo los siguientes parámetros del sistema mostrados en la Tabla 9.

Tabla 9 Parámetros del sistema para falla a dos fases.

PARÁMETROS DEL SISTEMA PARA FALLA A DOS FASES	
Parámetros	Valores
Potencia de Área 1	700 W
Potencia de Área 2	400 W
Carga en Área 1	3 A
Carga en Área 2	1 A
Frecuencia	60 Hz
Muestras/Ciclo	4
Impedancia de Líneas de transmisión	
Línea 1	5 Ω
Línea 2	5 Ω
Línea 3	10 Ω
Corrientes de Pickup	
Relé de G1	
50	4 A
51	3 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G2	
50	4 A
51	3 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G3	
50	3 A
51	3 A
Curva	U1
TD	0.50

5.2.2.1. Identificación de modos mediante el método de Prony.

Realizando el análisis modal entre los generadores G2 y G3, se tiene la diferencia angular en la Figura 47.

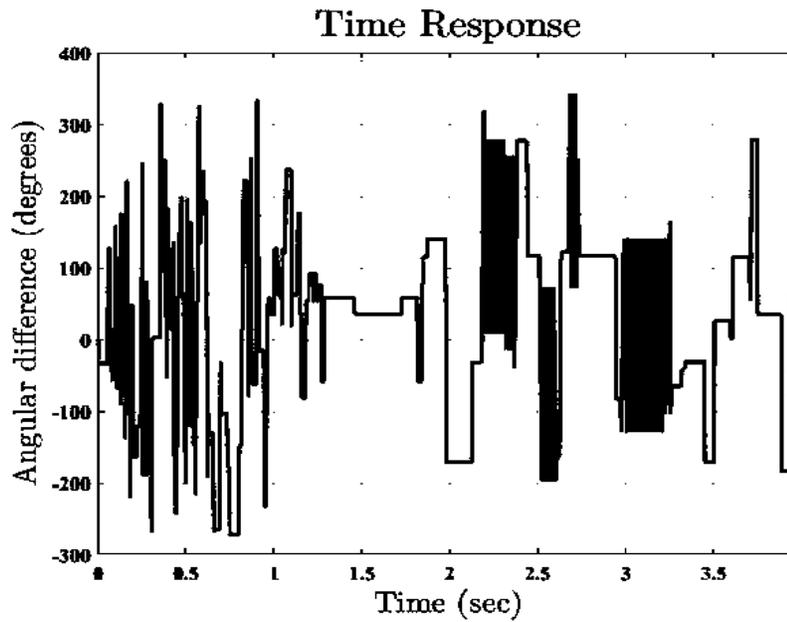


Figura 47. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 2).

Aplicando el filtro suavizante a la señal de la Figura 47, se obtuvo la señal mostrada en la Figura 48.

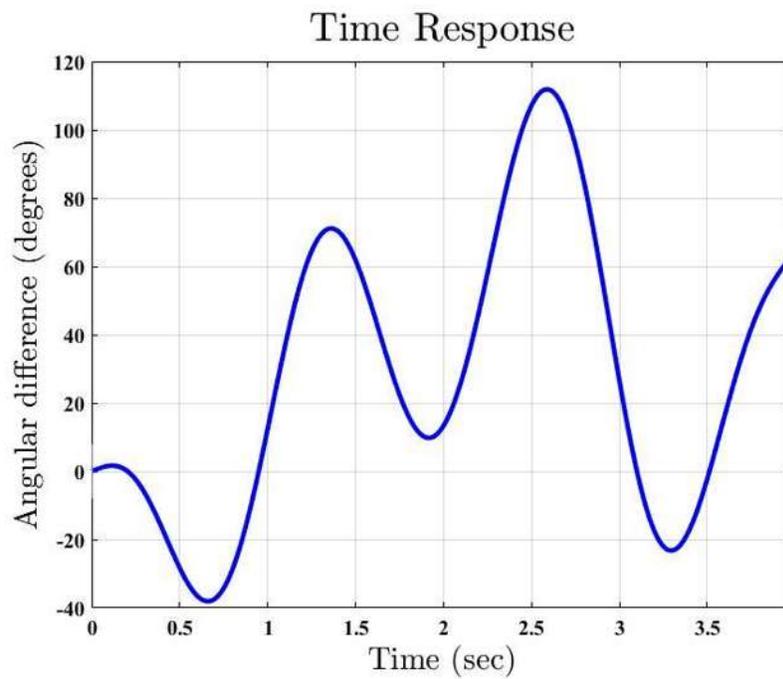


Figura 48. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 2).

La respuesta que se observa en la Figura 48, muestra señal con un buen comportamiento, esto, porque no se observan indicios de inestabilidad en la señal, de no ser así, el comportamiento de la señal tomaría radicalmente valores altos lo cual se vería reflejado en los parámetros de alguno de los modos identificados. Para observar la respuesta de Prony, véase la Tabla 10 la cual expone los parámetros de los modos identificados en la señal de la diferencia angular (ver Figura 47).

Tabla 10. Modos identificados para G2-G3 (Prueba 2).

MODOS OSCILATORIOS ENTRE G2 Y G3 - FALLA A DOS FASES					
Tipo de modo	Frecuencia (Hz)	% Amortiguamiento	Amortiguamiento ($\sigma/2\pi$)	Fase (deg)	Amplitud
Inter área	0.511	0.1103	0.0567	137.4993	12.9739
Inter área	0.8791	0.0224	0.0197	-80.4679	41.6608

La siguiente gráfica (ver Figura 49) muestra en color azul o línea punteada, la señal de la diferencia angular entre los generadores G2-G3, mientras que en color rojo se muestra la señal resultante de graficar los dos modos identificados de la Tabla 10, obtenidos por el método de Prony.

El ajuste mostrado entre las dos señales es bueno, ya que son dos de los modos más importantes en la señal de la diferencia angular, esto con base a que la señal graficada de los modos identificados produce aproximadamente el mayor ajuste entre las señales.

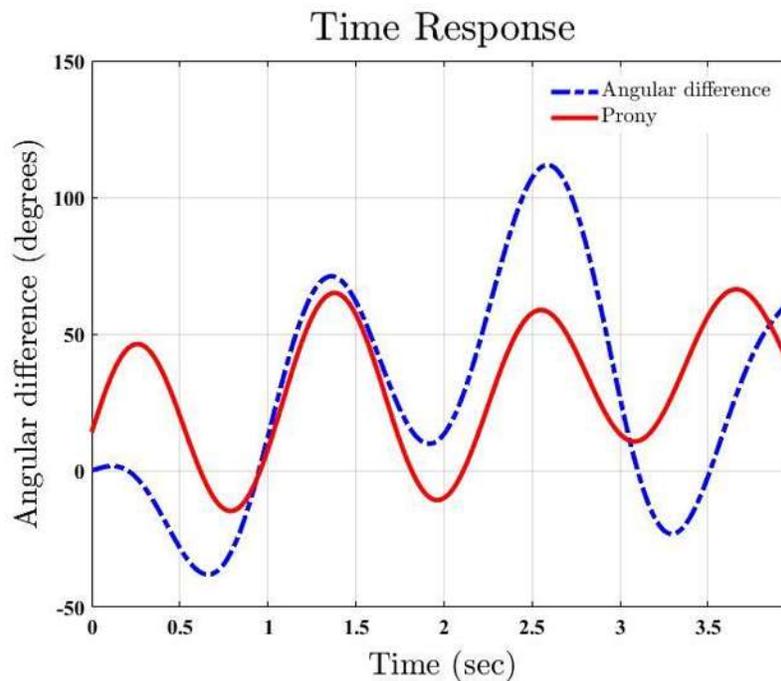


Figura 49. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 2).

Realizando el análisis modal mediante el espectro de Fourier (ver Figura 50), encontramos de igual forma dos modos inter área pero de frecuencias un poco similares con las obtenidas con Prony.

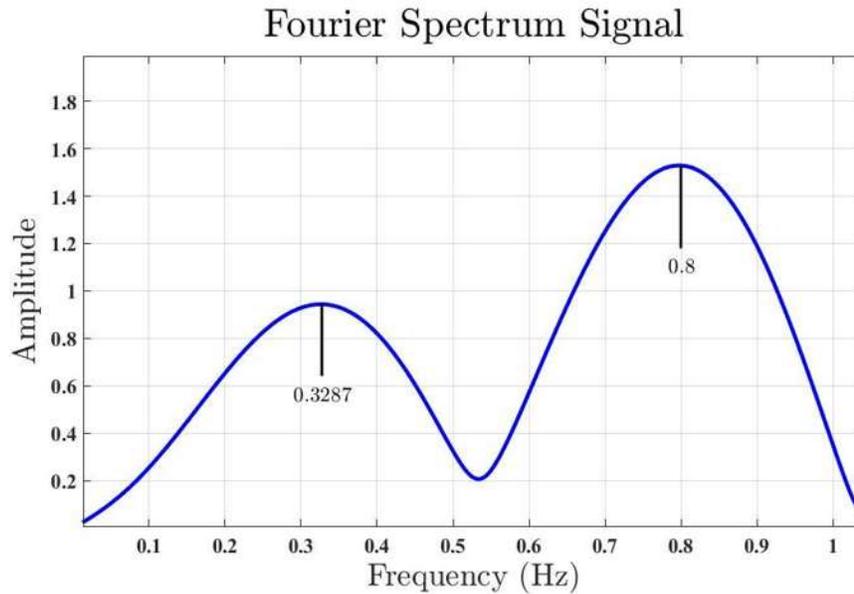


Figura 50. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3

Como se puede observar en la Figura 50, la estimación mediante Fourier, arroja de igual forma dos modos, pero, realizando la comparación con Prony, se tiene una diferencia de aproximadamente 0.2 Hz para el primer modo y de 0.07Hz para el segundo. La diferencia de resultados entre métodos radica en la sensibilidad del método utilizado y de la precisión del mismo.

5.2.3. Falla monofásica

Esta prueba se realizó bajo los siguientes parámetros del sistema mostrados en la Tabla 11.

Tabla 11. Parámetros del sistema para falla monofásica.

PARÁMETROS DEL SISTEMA PARA FALLA MONOFÁSICA	
Parámetros	Valores
Potencia de Área 1	700 W
Potencia de Área 2	400 W
Carga en Área 1	3 A
Carga en Área 2	1 A
Frecuencia	60 Hz
Muestras/Ciclo	4
Impedancia de Líneas de transmisión	
Línea 1	5 Ω
Línea 2	5 Ω
Línea 3	10 Ω
Corrientes de Pickup	
Relé de G1	
50	4 A
51	3 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G2	
50	4 A
51	3 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G3	
50	3 A
51	3 A
Curva	U1
TD	0.50

5.2.3.1. Identificación de modos mediante el método de Prony.

Realizando el mismo análisis para los generadores G2 y G3, tenemos la siguiente señal de la diferencia angular mostrada en la Figura 51.

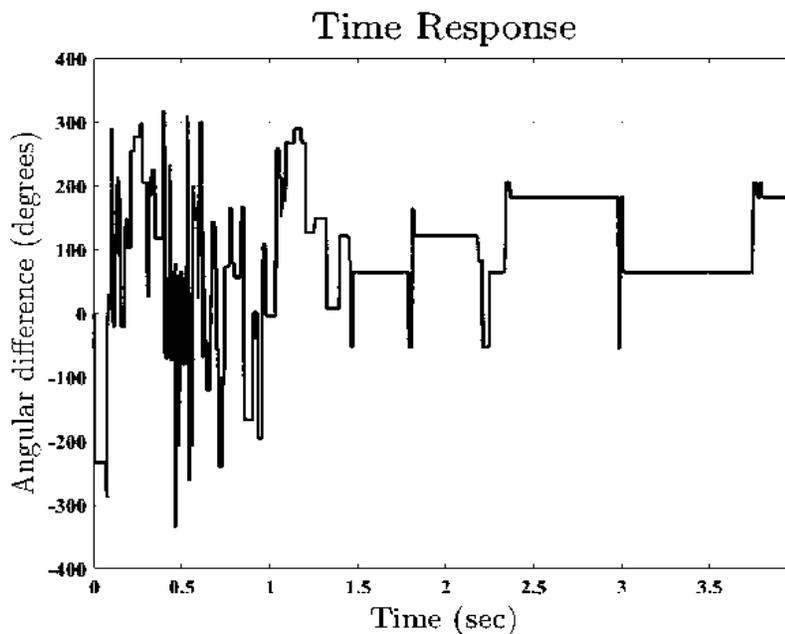


Figura 51. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 3).

En la Figura 52, se muestra la misma señal mostrada en la Figura 51 pero filtrada mediante un filtro suavizante, el cual entrega una señal mejorada y fina con la cual facilita el análisis gráfico.

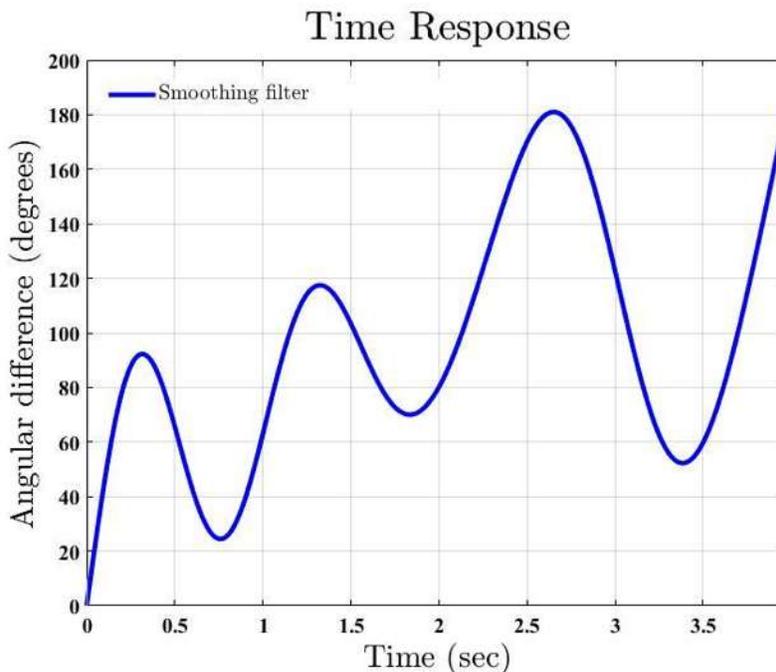


Figura 52. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 3).

Lo que se puede observar en la Figura 52, es la señal de la diferencia angular entre G2 y G3, en la que se muestra un comportamiento oscilatorio solo en el primer cuadrante y que además va incrementando con el tiempo, por lo que se espera mínimo un modo inestable al realizar la identificación de modos.

Pasando al análisis mediante el método de Prony, se obtuvieron los resultados mostrados en la Tabla 12, la cual contiene las características de los modos identificados.

Tabla 12. Modos identificados para G2-G3 (Prueba 3).

MODOS OSCILATORIOS ENTRE G2 Y G3 - FALLA MONOFÁSICA					
Tipo de modo	Frecuencia (Hz)	% Amortiguamiento	Amortiguamiento ($\sigma/2\pi$)	Fase (deg)	Amplitud
Oscilación inestable	0.5885	-0.0121	-0.0071	160.8484	37.6034
Local	1.0294	0.1201	0.1245	-125.8335	79.8341

Por otra parte, en la Figura 53, se expone el ajuste entre la señal de la diferencia angular y la señal resultado de graficar los modos oscilatorios expuestos en la Tabla 12, con lo que muestra la inestabilidad de uno de sus modos y que al igual, se supuso anteriormente por el comportamiento de la señal vista en la Figura 52. Cabe destacar que el otro modo identificado es uno del tipo local, ya que su frecuencia sobrepasa el límite especificado de 1 Hz para los modos inter área, por lo que no se considerará; sin embargo, fue graficado para mostrar la importancia que presenta al ajuste de la señal de Prony respecto a la diferencia angular.

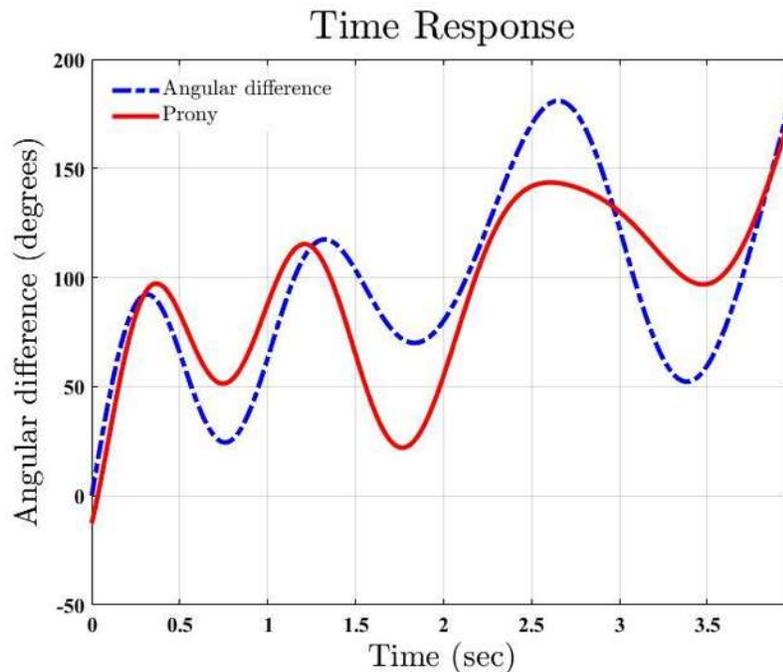


Figura 53. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 3).

Finalmente, en la Figura 54, se muestra el análisis del espectro de Fourier para realizar la comparación entre resultados del espectro de Fourier y la estimación con Prony.

Comparando ambos resultados, se observa que se obtuvo resultados muy similares a los de Prony, por lo que se considera una muy buena estimación por ambos métodos de identificación. Sin embargo, no se identificó alguna oscilación inter área estable.

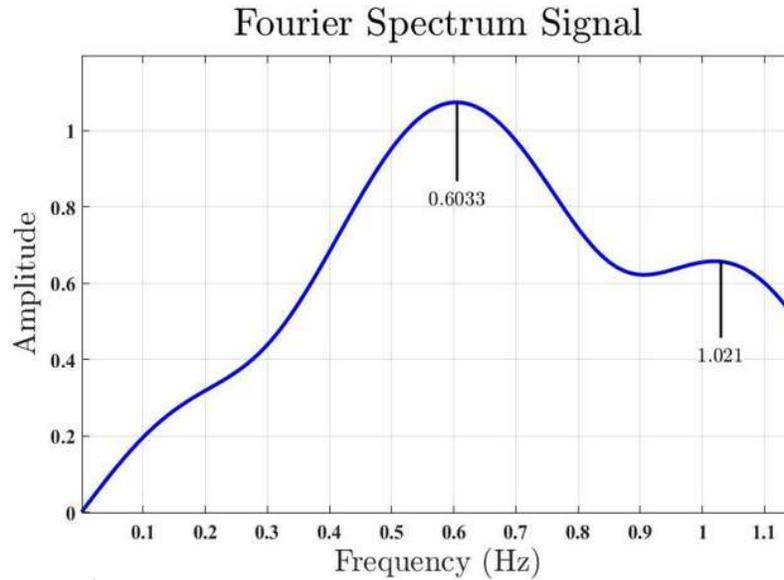


Figura 54. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 3).

5.3. Pruebas (Parte II)

En este apartado se muestran los resultados y análisis de las siguientes pruebas:

- Prueba 4: Falla trifásica en Sistema de 3 generadores.
- Prueba 5: Falla trifásica en sistema de 3 generadores con aumento de inercia en G1.
- Prueba 6: Falla trifásica en sistema de 3 generadores con aumento de inercia en G3.
- Prueba 7: Falla trifásica en sistema de 2 generadores.
- Prueba 8: Falla trifásica en sistema de 2 generadores con aumento de inercia en G3.

5.3.1. Falla trifásica en sistema de 3 generadores

En esta segunda parte de pruebas se realiza la misma falla trifásica, con el objetivo de ver los cambios que pueden tener los modos al incremento de carga, inercia y flujo de potencia.

Las características del sistema para esta prueba se exponen en la Tabla 13.

Tabla 13. Parámetros del sistema para falla trifásica.

PARÁMETROS DEL SISTEMA PARA FALLA TRIFÁSICA	
Parámetros	Valores
Potencia de Área 1	600 W
Potencia de Área 2	900 W
Carga en Área 1	3 A
Carga en Área 2	4 A
Frecuencia	60 Hz
Muestras/Ciclo	8
Impedancia de Líneas de transmisión	
Línea 1	5 Ω
Línea 2	5 Ω
Línea 3	10 Ω
Corrientes de Pickup	
Relé de G1	
50	4 A
51	4.5 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G2	
50	3 A
51	3.5 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G3	
50	3 A
51	3.5 A
Curva	U1
TD	0.50

Para esta prueba se realiza de igual forma la diferencia angular entre G1 y G3 (ver Figura 55) para dar comienzo al análisis como se ha ido realizando anteriormente.

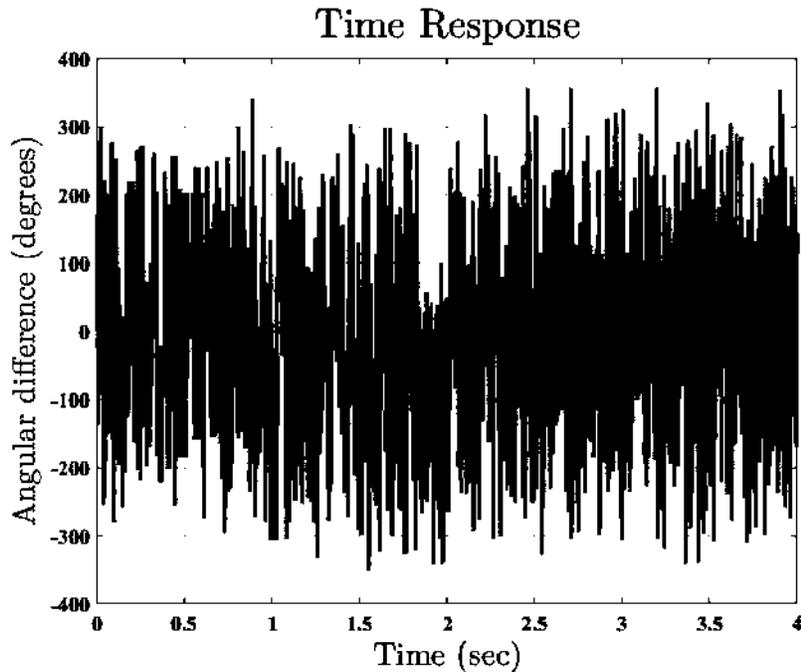


Figura 55. Diferencia angular entre G1-G3 (Prueba 4).]

En la Figura 56 se muestra la señal suavizada de la figura anterior.

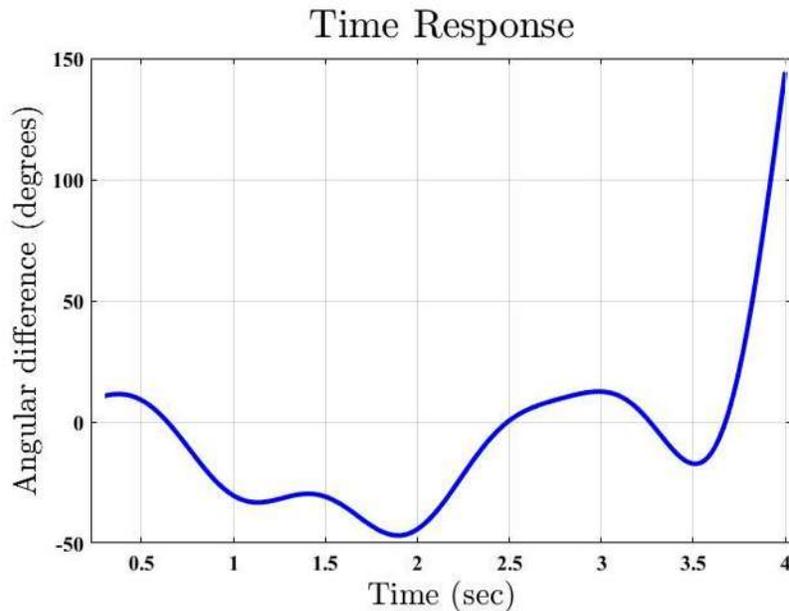


Figura 56. Diferencia angular entre G1-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 4).]

Una vez filtrada la señal, se puede observar con mayor facilidad el comportamiento de la oscilación en el tiempo, donde para esta prueba se muestra una oscilación estable hasta donde se puede observar, pero, por otra parte, si se analiza su comportamiento podemos decir que se puede estar tratando de una oscilación inestable. Aplicando Prony se identificarán los modos encontrados y con ello, se podrá

ver algún índice que nos indique sobre la inestabilidad de algún modo, como el amortiguamiento; otra forma de observar o comprobarlo, es con el análisis de la gráfica de polos y ceros.

Los modos identificados en este análisis se exponen en la Tabla 14.

Tabla 14. Modos identificados entre G1-G3 (Prueba 4).

MODOS OSCILATORIOS ENTRE G1 Y G3 - FALLA TRIFÁSICA					
Tipo de modo	Frecuencia (Hz)	% Amortiguamiento	Amortiguamiento ($\sigma/2\pi$)	Fase (deg)	Amplitud
Inter área	0.98432	0.018127	0.017845	-268.299715	0
Oscilación Inestable	0.477341	-0.128693	-0.061946	3.059	0

En la Figura 57, se muestra el ajuste de la señal suavizada de la diferencia angular contra la estimación de Prony en la que se modela únicamente los modos presentados en la tabla.

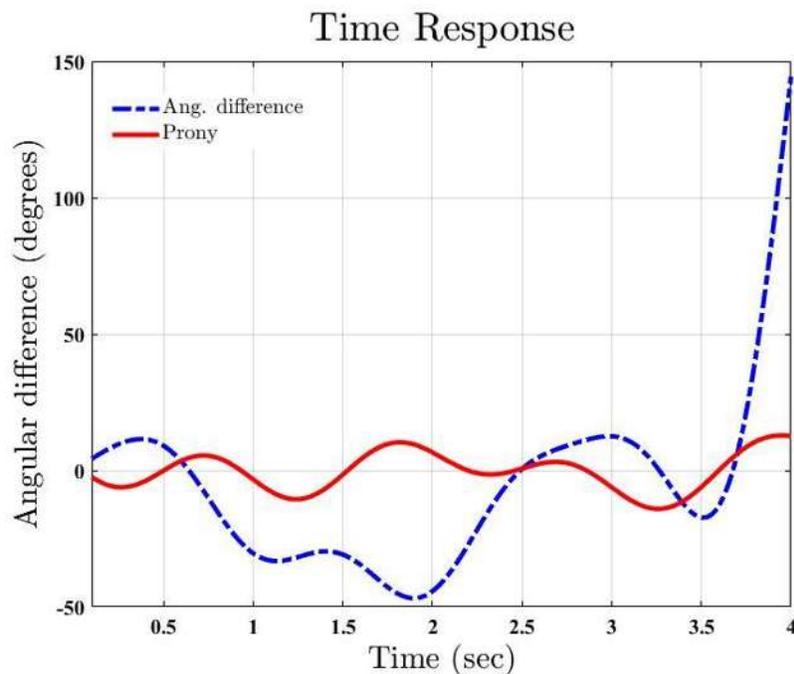


Figura 57. Comparación de señales de diferencia angular G1-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 4).

Como se puede observar en la gráfica (ver Figura 57), la comparación de la diferencia angular obtenida anteriormente contra la respuesta de Prony, no se comporta de la misma manera, ya que según la estimación de Prony, no se aprecia el incremento repentino en la amplitud de la señal, esto debido, a que el incremento en amplitud no esté relacionado a los modos identificados, sino a algún otro tipo de modo oscilatorio no presentado en este análisis. Para este caso, la señal de Prony solo se gráfica para los dos modos encontrados.

El análisis de frecuencia por medio del espectro de Fourier se muestra en la Figura 58, el cual nos servirá para comparar la información en frecuencia de los modos identificados por Prony.

El espectro de Fourier nos entrega de igual forma dos modos con valores de frecuencia un poco distintos a la estimación de Prony, sin embargo, la estimación de Prony es el método comúnmente usado para identificación de modos y sus resultados mediante la herramienta de análisis Ringdown, es en el que se basa este trabajo.

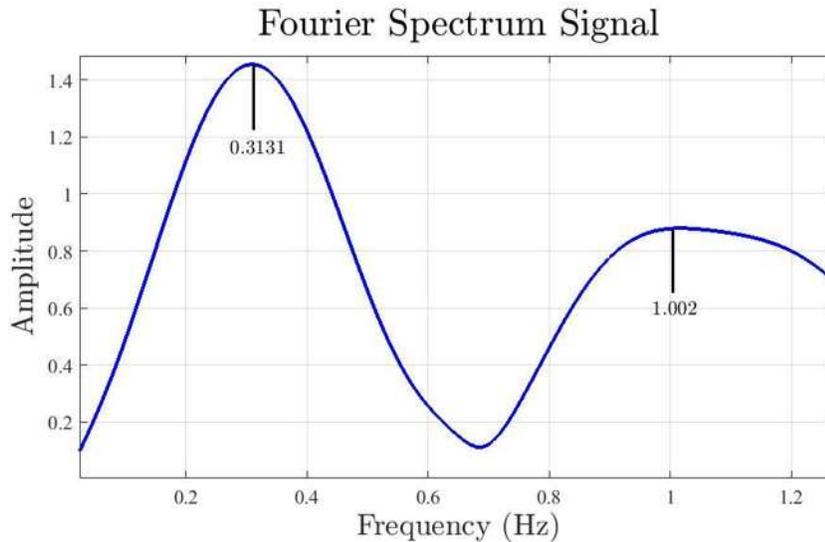


Figura 58. Espectro de Fourier para diferencia angular de G1-G3 (Prueba 4).

A continuación, se realiza el mismo análisis para los generadores G2 y G3, el cual nos dará el resto de la información para realizar la comparación de los modos entre G1-G3 y G2-G3.

En la Figura 59, se tiene la diferencia angular obtenida de las señales directas de los PMU's correspondientes a cada generador (PMU 2 y PMU 3).

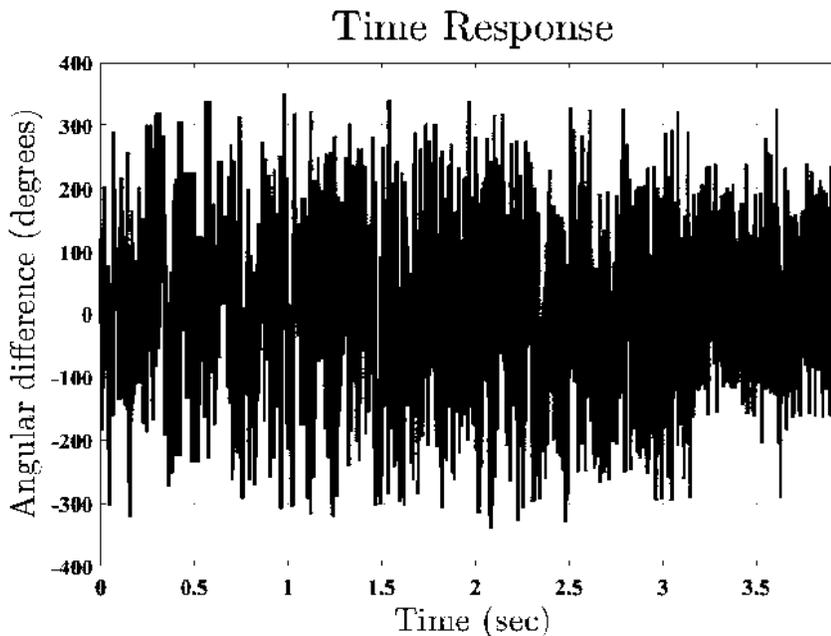


Figura 59. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 4).

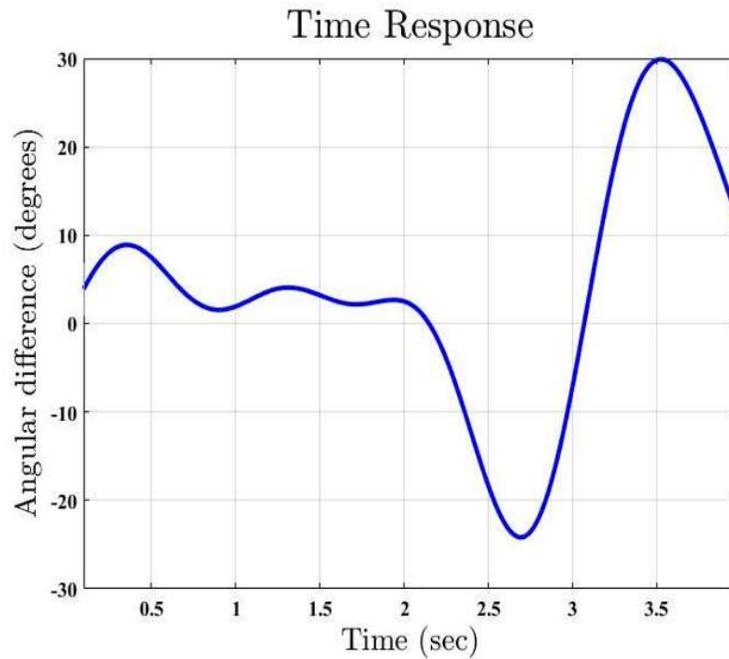


Figura 60. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 4)

Aplicando el filtro suavizante a la señal de la Figura 59, resulta la señal mostrada en la Figura 60.

Observando el comportamiento de la señal en la Figura 60, se podría apreciar una señal oscilatoria inestable dada la respuesta a partir de 2 segundos cuyos valores crecen de manera significativa, lo cual representa una inestabilidad por lo menos en el rango de tiempo analizado en esta prueba.

Realizando la estimación con Prony, se tienen los valores característicos de los modos identificados, los cuales se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15. Modos Identificados entre G2-G3 (Prueba 4).

MODOS OSCILATORIOS ENTRE G2 Y G3 - FALLA TRIFÁSICA					
Tipo de modo	Frecuencia (Hz)	% Amortiguamiento	Amortiguamiento ($\sigma/2\pi$)	Fase (deg)	Amplitud
Inter área	0.8771	0.0207	0.0181	12.7531	0
Oscilación inestable	0.4411	-0.1003	-0.0444	144.7324	0

Los dos modos identificados se grafican y se muestran contra la señal de la diferencia angular en la Figura 61, para observar de manera gráfica como es el ajuste entre ellas.

Lo que muestra la Figura 61, es el ajuste que tiene la señal de la diferencia angular entre G2 y G3 contra la señal resultante de graficar los dos modos identificados, con lo que nos muestra que tan significativos son los modos encontrados en la señal original. Analizando las señales, se observa que,

en este caso, los modos podrían estar representando cierta inestabilidad ya que se aprecia como incrementan los valores en la señal después del tercer segundo.

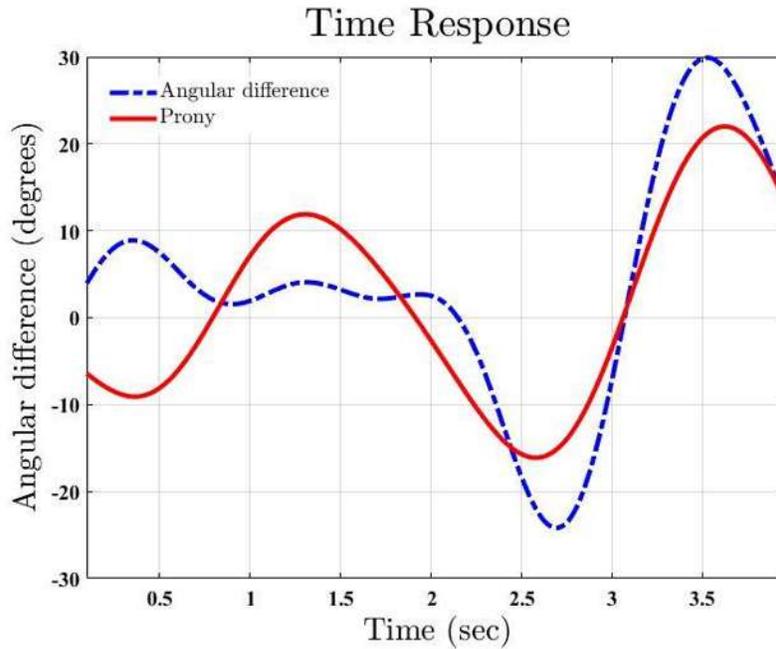


Figura 61. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 4).

En la siguiente gráfica (ver Figura 62) se aprecia de manera ilustrativa, los modos por medio de la respuesta en la frecuencia mediante el espectro de Fourier. Dicha gráfica nos muestra valores de frecuencia aproximadas a las obtenidas anteriormente con Prony. Con esto verificamos que en la mayoría de los casos se obtienen respuestas muy similares con diferentes herramientas de análisis modal.

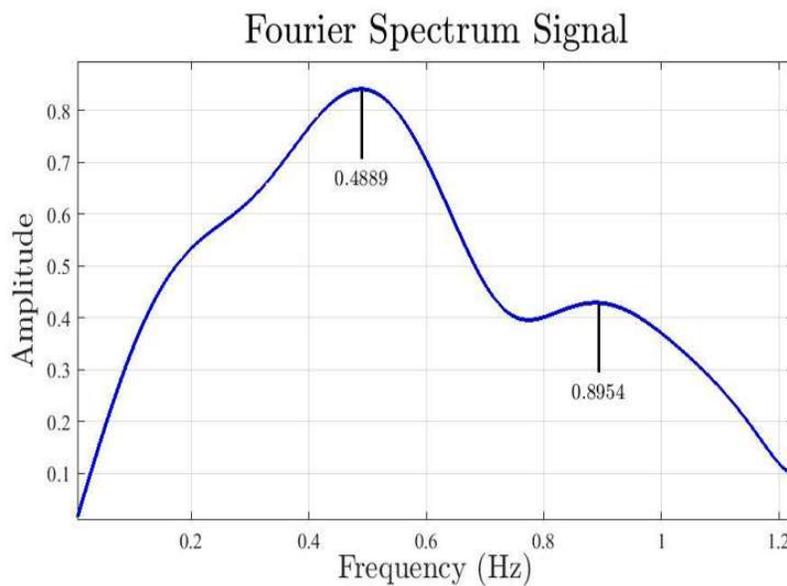


Figura 62. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 4).

5.3.2. Falla trifásica en sistema de 3 generadores con aumento de inercia en G1

Esta prueba fue realizada bajo los parámetros expuestos en la Tabla 16.

Tabla 16. Parámetros del sistema para falla trifásica con aumento de inercia en G1.

PARÁMETROS DEL SISTEMA PARA PRUEBA TRIFÁSICA	
Parámetros	Valores
Potencia de Área 1	1 KW
Potencia de Área 2	400 W
Carga en Área 1	3 A
Carga en Área 2	4 A
Frecuencia	60 Hz
Muestras/Ciclo	8
Impedancia de Líneas de transmisión	
Línea 1	5 Ω
Línea 2	5 Ω
Línea 3	10 Ω
Corrientes de Pickup	
Relé de G1	
50	4 A
51	4.5 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G2	
50	3 A
51	3.5 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G3	
50	3 A
51	3.5 A
Curva	U1
TD	0.50

El objetivo de esta prueba es probar que, al tener un aumento de inercia en alguno de los generadores, provocará una excitación de los modos electromecánicos al ocurrir una falla. De esta manera, se espera observar una disminución en la frecuencia de los modos identificados.

En la Figura 63, se muestra la diferencia angular entre los generadores G1 y G3 graficada con valores obtenidos directamente de los PMU's respectivos de cada generador.

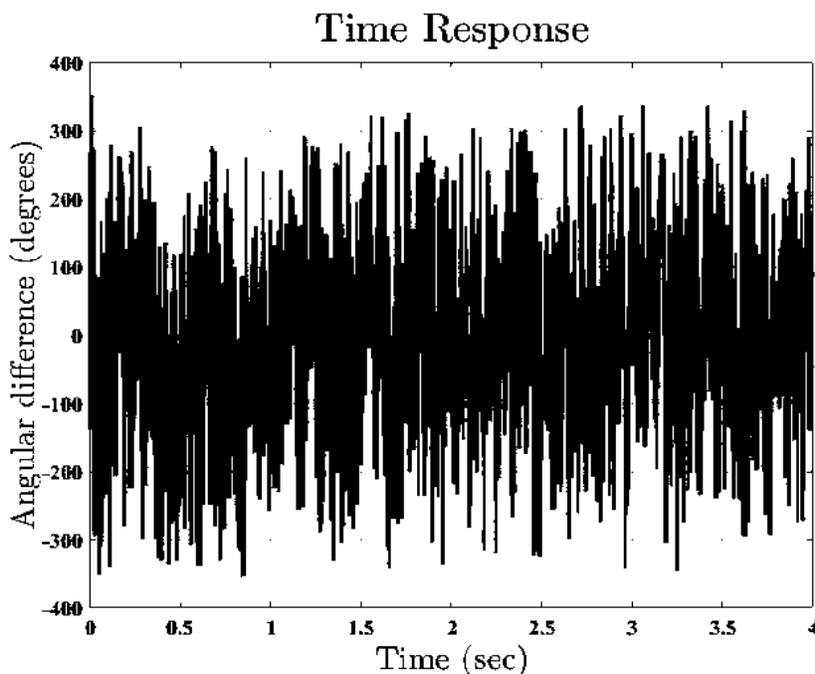


Figura 63. Diferencia angular entre G1-G3 (Prueba 5).

Aplicando el filtro suavizante a la señal de la Figura 63, resulta la señal mostrada en la Figura 64. La cual nos muestra un comportamiento relativamente similar a la prueba anterior entre G1 y G3, en donde la señal cae por debajo de -40° en un principio y después del tercer segundo oscila con un incremento radical.

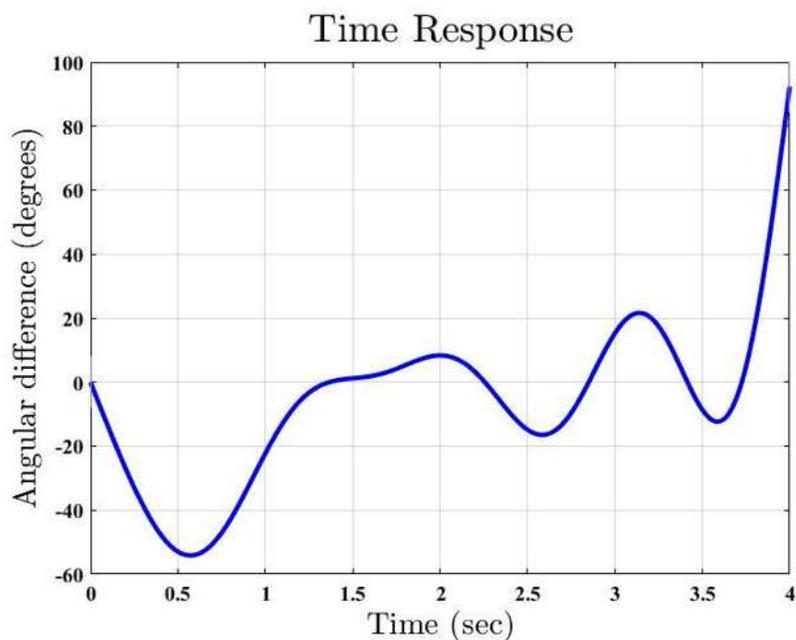


Figura 64. Diferencia angular entre G1-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 5)

Realizando la estimación de Prony, se identifican dos modos, los cuales se muestran en la Tabla 17 con sus respectivas características principales.

Tabla 17. Modos Identificados entre G1-G3 (Prueba 5).

MODOS ENTRE G1 Y G3 - FALLA TRIFÁSICA AUMENTO DE INERCIA EN G1					
Tipo de modo	Frecuencia (Hz)	% Amortiguamiento	Amortiguamiento ($\sigma/2\pi$)	Fase (deg)	Amplitud
Inter área	0.3793	0.3464	0.1401	86.5500	80.6781
Oscilación inestable	0.9142	-0.0745	-0.0683	80.8284	4.6238

Del mismo modo, se lleva a cabo el análisis por el método Prony, sobre la señal de diferencia angular ($\Delta\delta$). Utilizando el DSI, se obtiene el estimado mostrado en la Figura 65; la cual muestra un ajuste bastante bueno entre la diferencia angular y la respuesta de Prony.

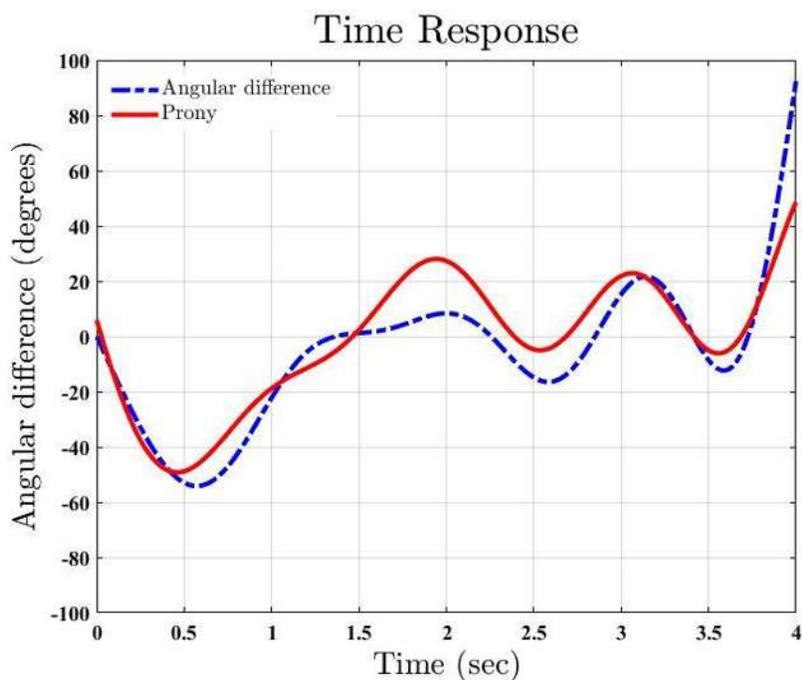


Figura 65. Comparación de señales de diferencia angular G1-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 5).

Con la información obtenida de la estimación de Prony (ver Tabla 17) y el ajuste mostrado en la gráfica anterior (ver Figura 65) se observa que se tiene un modo con un amortiguamiento negativo, por lo que es identificado como un modo oscilatorio inestable, el cual si representa parte de la inestabilidad entre G1 y G3 en un rango de tiempo que no es especificado.

Por otra parte, el ajuste entre las dos señales es buena. Lo que indica que los dos modos oscilatorios identificados, son mayormente dominantes en la señal original de la diferencia angular.

En la Figura 66, se muestra el análisis de frecuencia mediante el espectro de Fourier en el que se obtuvo de igual forma, dos modos de frecuencia cercana a los identificados con Prony.

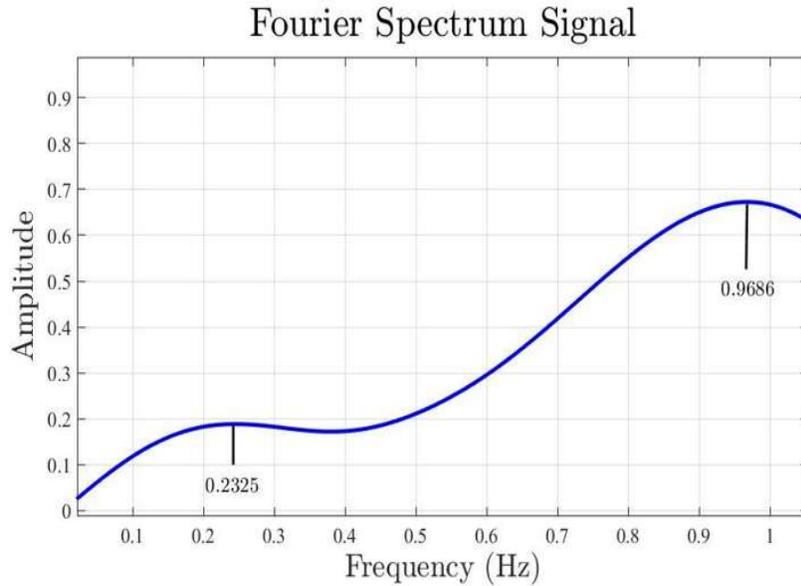


Figura 66. Espectro de Fourier para diferencia angular de G1-G3 (Prueba 5).

Pasando al análisis entre los generadores G2 y G3 tenemos la siguiente gráfica (ver Figura 67) que muestra la diferencia angular obtenida de los valores medidos por los PMU's correspondientes a cada generador.

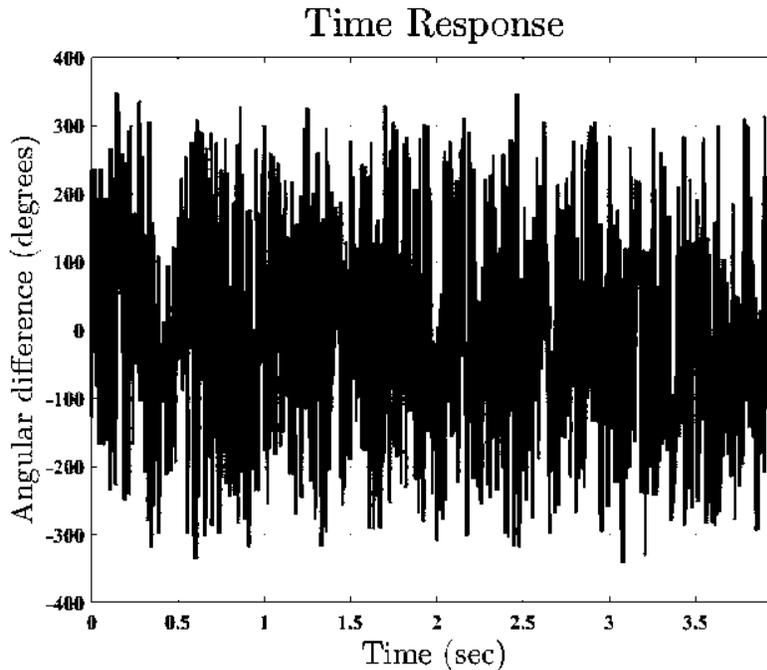


Figura 67. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 5).

Aplicando el filtro suavizante a la señal de la diferencia angular de G2 y G3, resulta la gráfica siguiente (ver Figura 68).

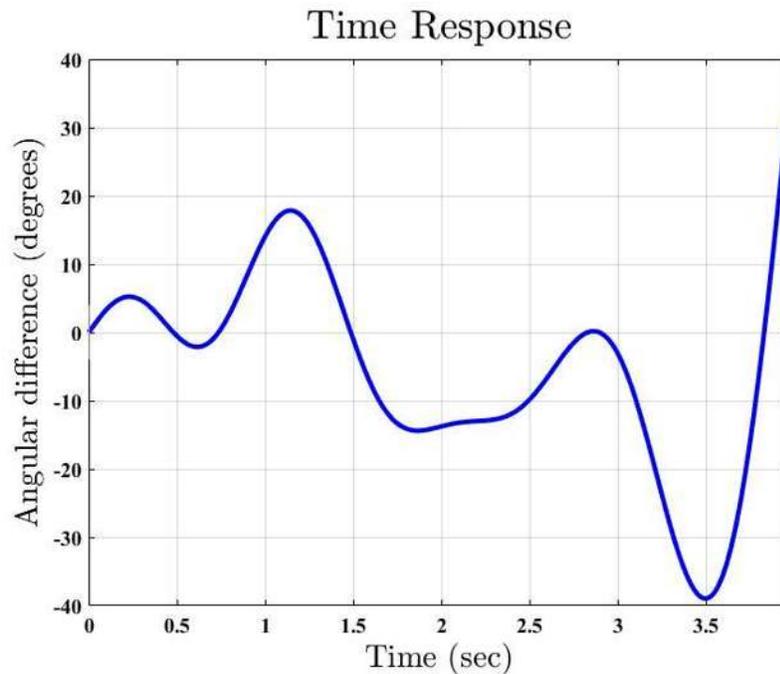


Figura 68. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 5).

Observando la Figura 68, se logra ver como en casos anteriores, una inestabilidad después del tercer segundo, pero si se observa la señal en los primeros segundos, se tiene un buen comportamiento para el análisis, ya que puede identificarse un modo antes de la desestabilización.

Realizando la identificación de los modos por el método de Prony, obtenemos los valores característicos de los modos mostrados en la Tabla 18.

Tabla 18. Modos Identificados entre G2-G3 (Prueba 5).

MODOS ENTRE G2 Y G3 - FALLA TRIFÁSICA AUMENTO DE INERCIA EN G1					
Tipo de modo	Frecuencia (Hz)	% Amortiguamiento	Amortiguamiento ($\sigma/2\pi$)	Fase (deg)	Amplitud
Inter área	0.9569	0.1345	0.1299	-42.7311	11.7565
Oscilación inestable	0.5426	-0.1764	-0.0972	-134.5268	2.8126

Mientras que en la Figura 69, se tiene la respuesta de Prony contra la diferencia angular, en la que se puede observar como es el ajuste entre las señales.

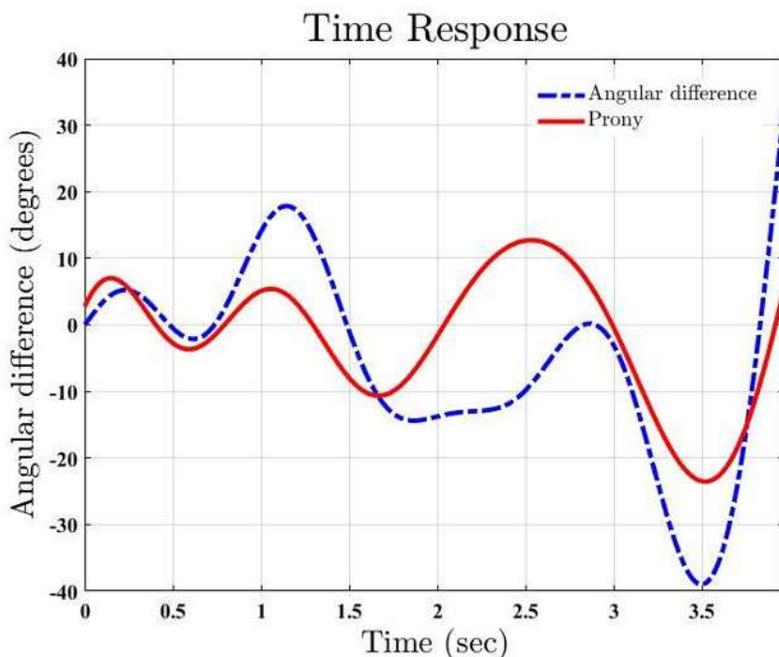


Figura 69. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 5).

En la gráfica anterior (ver Figura 69) se observa un ajuste no muy bueno debido al amortiguamiento negativo de uno de los modos, lo cual, toma un comportamiento diferente que el descrito por la diferencia angular.

De no ser el mejor ajuste, significa que se tiene una mala estimación, simplemente es una forma de observar el grado de importancia de los modos electromecánicos en la señal de la diferencia angular de los generadores en el análisis.

Siguiendo el mismo proceso, se aplica el espectro de Fourier para tener dos análisis modales diferentes para poder comparar y ver que tan semejantes son los resultados. El espectro de Fourier se muestra en la Figura 70.

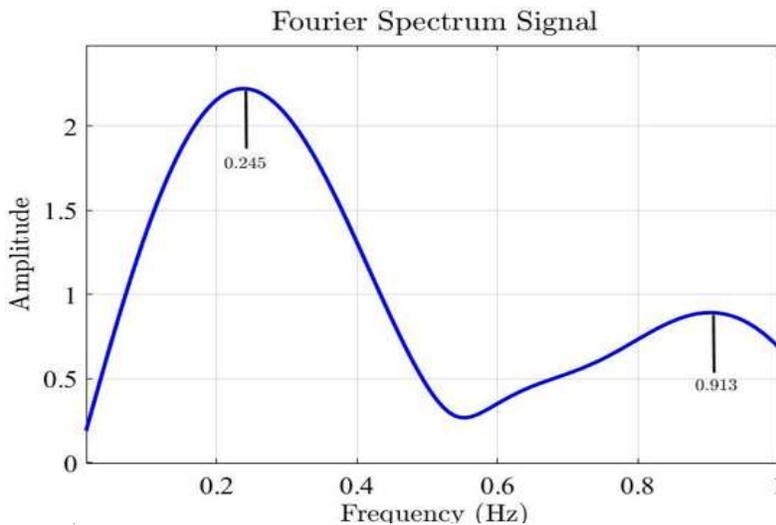


Figura 70. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 5).

Este análisis muestra dos modos, pero con valores de frecuencia menor que los identificados con Prony, para el primer modo con una diferencia de 0.3 Hz aproximadamente, lo cual si es una diferencia significativa en este tipo de análisis ya que un modo de 0.2 Hz puede llegar a ser más relevante que uno de 0.5 Hz.

5.3.3. Falla trifásica en sistema de 3 generadores con aumento de inercia en G3

Con esta prueba se podrá observar cómo se comportan las oscilaciones electromecánicas ante el incremento de inercia en el generador G3, en diferente área del sistema en comparación de la prueba anterior. Así, se podrá realizar una comparación entre modos identificados en la prueba anterior y los que se identificarán más adelante en esta prueba, de tal manera que se observará en que área se ve más afectado el SEP de prueba y analizar el porqué del comportamiento obtenido.

Los parámetros del sistema con la que se realizó esta prueba, se muestran en la Tabla 19.

Tabla 19. Parámetros del sistema para prueba trifásica con incremento de inercia en G3.

PARÁMETROS DEL SISTEMA PARA PRUEBA TRIFÁSICA	
Parámetros	Valores
Potencia de Área 1	900 W
Potencia de Área 2	600 W
Carga en Área 1	3 A
Carga en Área 2	4 A
Frecuencia	60 Hz
Muestras/Ciclo	8
Impedancia de Líneas de transmisión	
Línea 1	5 Ω
Línea 2	5 Ω
Línea 3	10 Ω
Corrientes de Pickup	
Relé de G1	
50	4 A
51	4.5 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G2	
50	3 A
51	3.5 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G3	
50	3 A
51	3.5 A
Curva	U1
TD	0.50

De la misma forma, se presenta la diferencia angular entre G1 y G3 en la Figura 71.

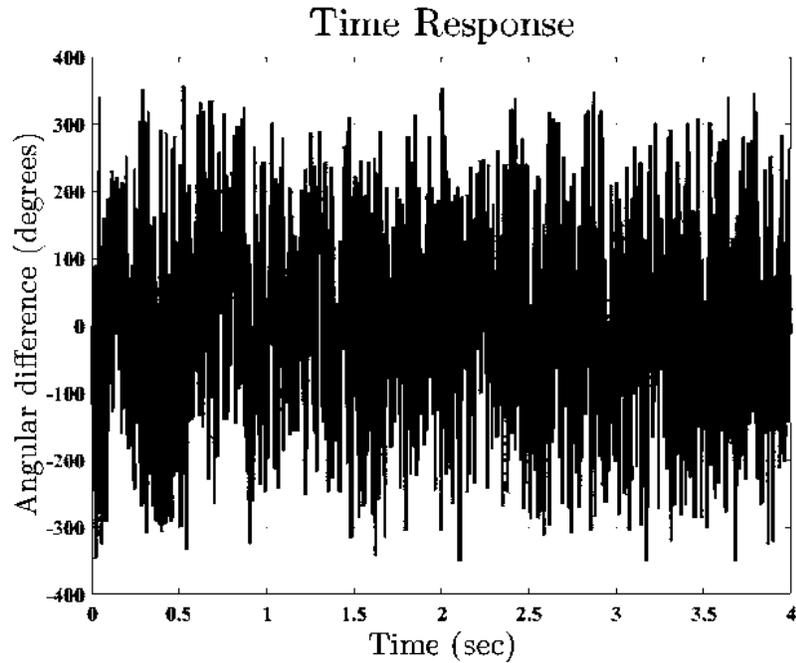


Figura 71. Diferencia angular entre G1-G3 (Prueba 6).]

Teniendo la diferencia angular entre G1 y G3, se aplica el filtro suavizante (ver Figura 72) para facilitar la comparación con la estimación de Prony; en esta señal, se puede observar una buena señal ya que presenta un comportamiento deseado, ya que no presenta oscilaciones inestables. Para este caso, se tiene en un principio una oscilación con alto amortiguamiento pero que se estabiliza un poco en el tiempo.

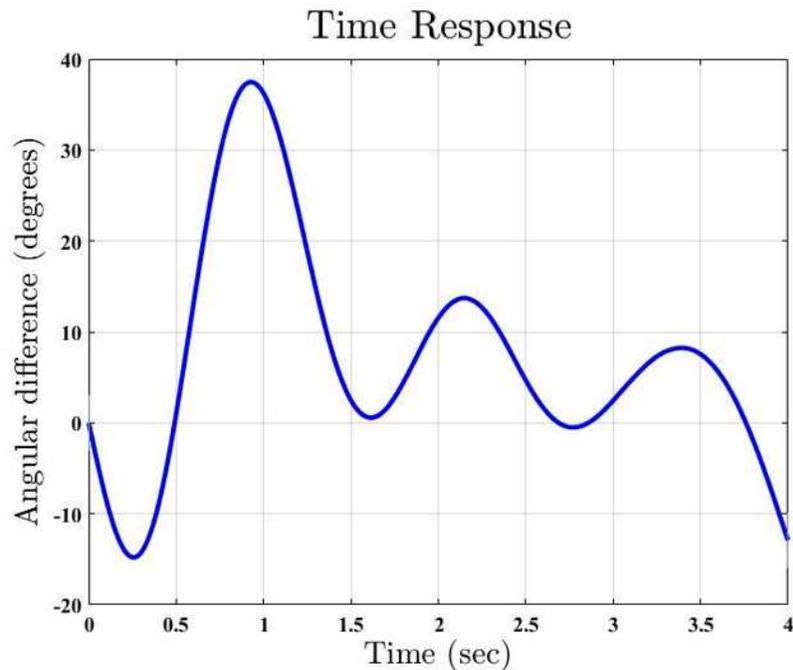


Figura 72. Diferencia angular entre G1-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 6).]

Ahora, aplicando la estimación de Prony, se tienen los siguientes modos presentados en la Tabla 20.

Tabla 20. Modos identificados entre G1-G3 (Prueba 6).

MODOS ENTRE G1 Y G3 - FALLA TRIFÁSICA AUMENTO DE INERCIA EN G3					
Tipo de modo	Frecuencia (Hz)	% Amortiguamiento	Amortiguamiento ($\sigma/2\pi$)	Fase (deg)	Amplitud
Inter área	0.2196	0.1464	0.0325	-99.6670	16.3834
Inter área	0.8091	0.1029	0.0837	86.7085	27.0615

La estimación de Prony nos vuelve a arrojar dos modos inter área, los cuales son interesantes debido a que son modos con bajo amortiguamiento y que seguramente estos dos modos son los más significativos en la interacción de G1 y G3 después de la falla.

De forma gráfica se representa en la Figura 73, la comparación entre la diferencia angular y la estimación de Prony para observar como es el ajuste resultante tomando en cuenta, los valores de los dos modos encontrados.

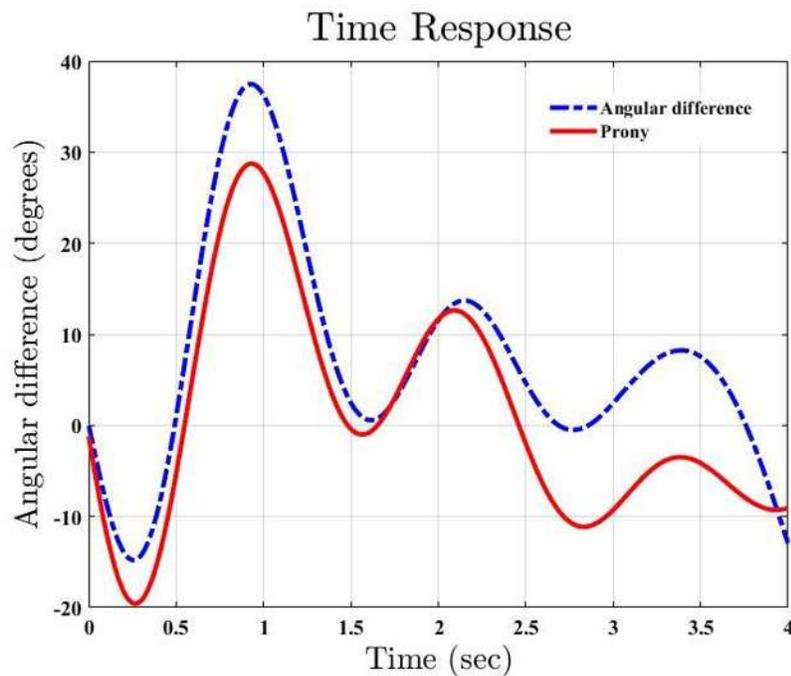


Figura 73. Comparación de señales de diferencia angular G1-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 6).

La gráfica muestra algunos aspectos importantes como, un impulso considerable debido a un valor bajo en el amortiguamiento pero que disminuye en el tiempo y otro, el tipo de oscilación la cual se observa en su comportamiento que se trata de una señal oscilatoria estable y es por ello que los valores de amortiguamiento de los modos resultaron positivos.

Por otra parte, en la Figura 74, tenemos la respuesta a la frecuencia por el espectro de Fourier en el que se puede observar que entrega valores similares a la estimación de Prony. Por otra parte, mediante la gráfica de polos y ceros podemos observar si los modos son estables o inestables de acuerdo a la posición que estos tengan. En la Figura 75, se puede observar dicha gráfica.

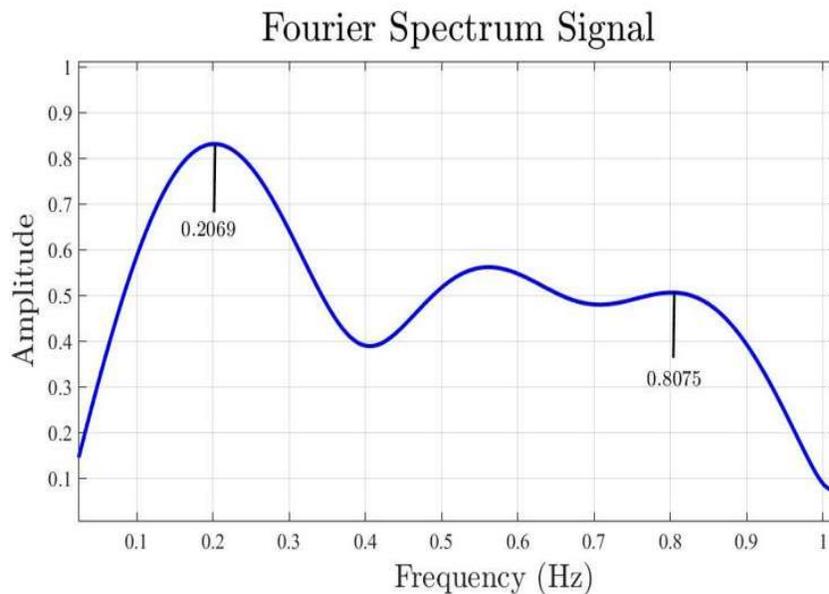


Figura 74. Espectro de Fourier para diferencia angular de G1-G3 (Prueba 6).

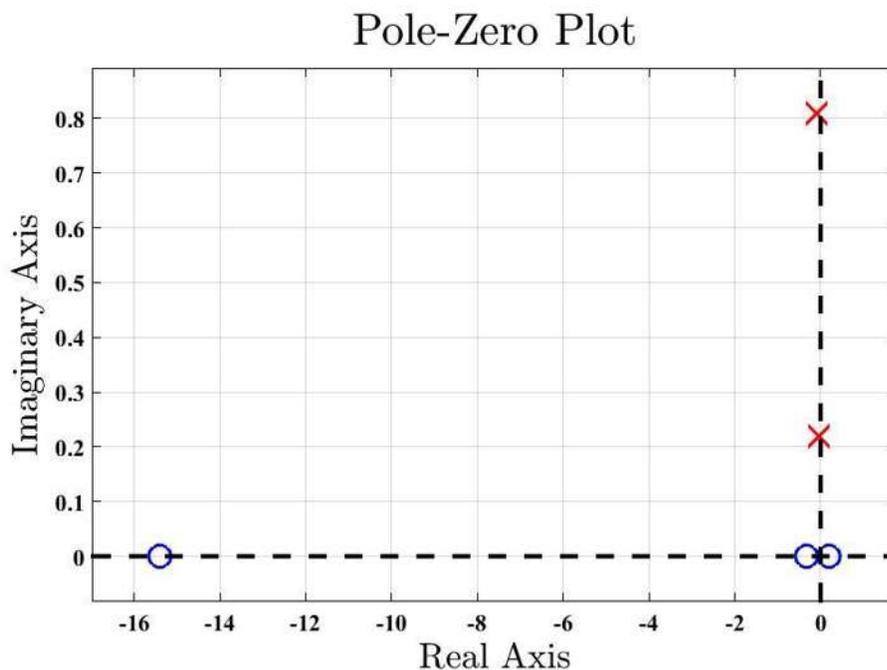


Figura 75. Localización de polos y ceros para modos entre G1-G3 (Prueba 6).

La gráfica de polos y ceros en este caso, no muestra que los modos que se identificaron anteriormente son oscilaciones estables, ya que sus polos y ceros se encuentran dentro del límite de la estabilidad, por lo que seguramente, si realizamos un análisis de la oscilación más allá de los 4 segundos que se analizaron, esta oscilación se estabilizaría.

Ahora, realizando el análisis para los generadores G2 y G3, tenemos la diferencia angular mostrada en la Figura 76, con datos obtenidos directamente de los PMU's correspondientes a cada generador.

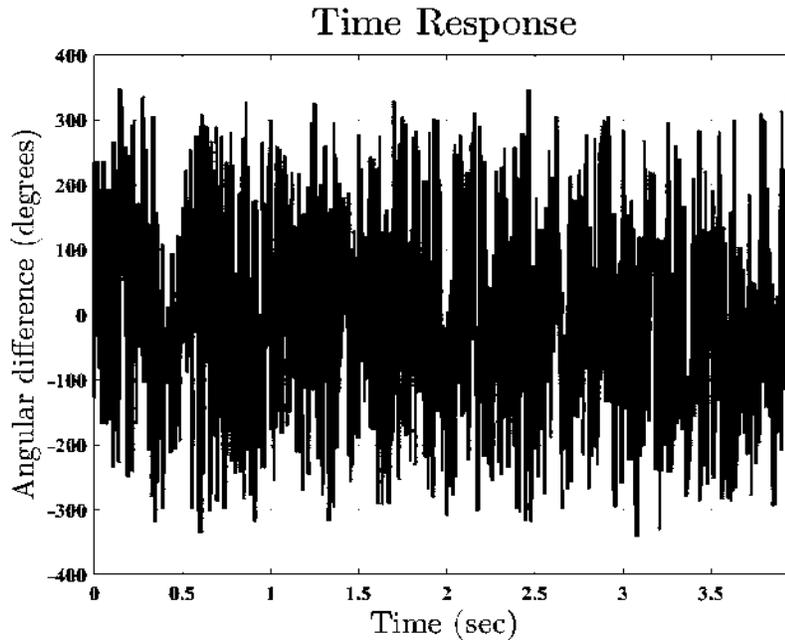


Figura 76. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 6)

En la Figura 77, se tiene también la diferencia angular pero suavizada mediante un filtro para obtener una mejor manera de comparación.

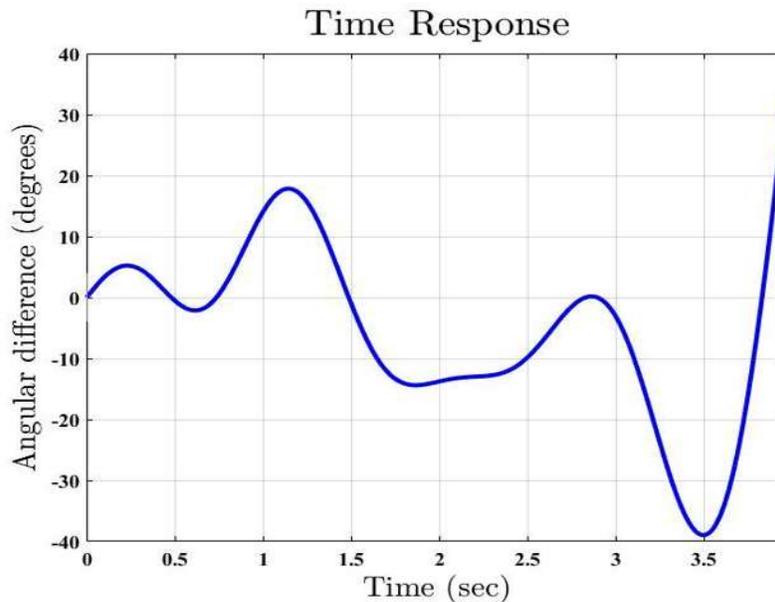


Figura 77. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 6)

CAPÍTULO 5. PRUEBAS Y RESULTADOS

Al observar la gráfica, se puede ver como primer punto, amortiguamiento negativo y como segundo punto, el crecimiento exponencial a partir de los 3.5 seg, lo cual resulta de un modo oscilatorio inestable. Dicho comportamiento inestable es por lo tanto no deseable en el sistema ya que podría afectar en gran parte la estabilidad general del sistema.

Los valores de los modos encontrados son expuestos en la Tabla 21.

Tabla 21. Modos identificados entre G2-G3 (Prueba 6).

MODOS ENTRE G2 Y G3 - FALLA TRIFÁSICA AUMENTO DE INERCIA EN G3					
Tipo de modo	Frecuencia (Hz)	% Amortiguamiento	Amortiguamiento ($\sigma/2\pi$)	Fase (deg)	Amplitud
Oscilación inestable	0.276049	-0.664185	-0.245259	-94.667572	0.756475
Oscilación inestable	0.929132	-0.170096	-0.160379	74.745297	1.884207

Analizando los valores mostrados en la Tabla 21, tenemos como primera observación, que se trata de dos modos oscilatorios inestables y que se puede observar tanto en el comportamiento de la señal como en los valores negativos del amortiguamiento de la señal, esto debido a que tal vez el sistema se mostró débil o bien por la magnitud de la falla simulada. Al graficar los modos identificados contra la señal de la diferencia angular (Figura 78), se observa como ambas siguen el mismo comportamiento inestable

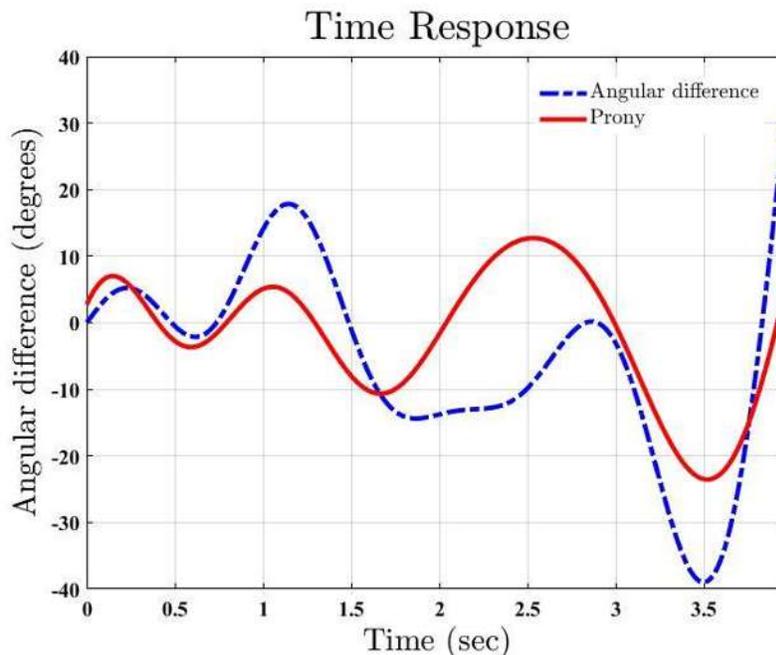


Figura 78. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 6).

Otro punto de vista en la gráfica, es el buen ajuste que tiene la señal original de la diferencia angular de los generadores en análisis con la estimación de Prony. Este ajuste nos indica en cierta forma que

tan significativos son los modos identificados en la respuesta principal de la interacción entre los generadores en cuestión, sin importar que sean estables o inestables.

Por otra parte, realizando el análisis de respuesta en la frecuencia mediante el espectro de Fourier (Figura 79), obtenemos valores cercanos a los obtenidos mediante la identificación de modos por el método de Prony, lo cual nos mantiene valores considerablemente buenos, pero con la desventaja de ser modos inestables.

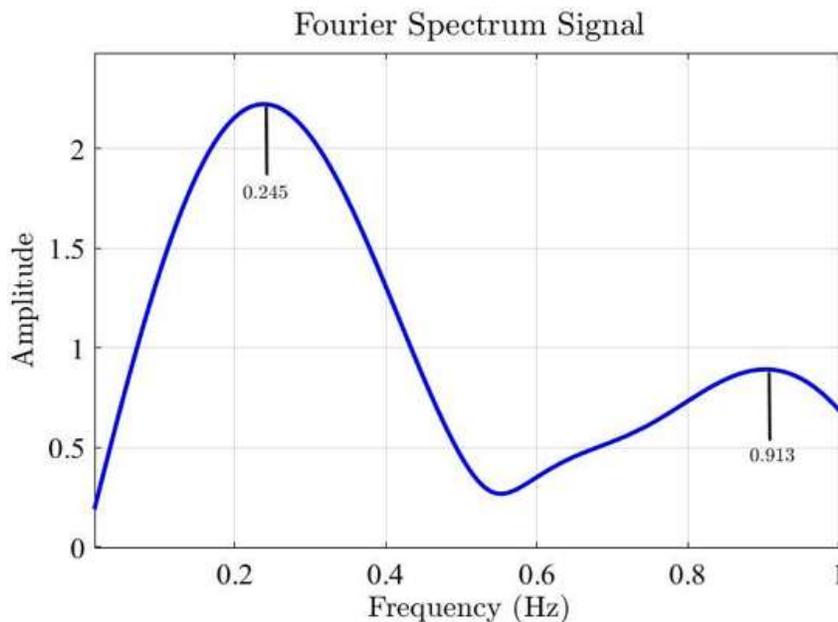


Figura 79. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 6).

De manera distinta, se obtuvo la gráfica de polos y ceros (Figura 80) para verificar la inestabilidad de los dos modos identificados de acuerdo a la posición de sus polos ya que los polos, son los que definen la estabilidad.

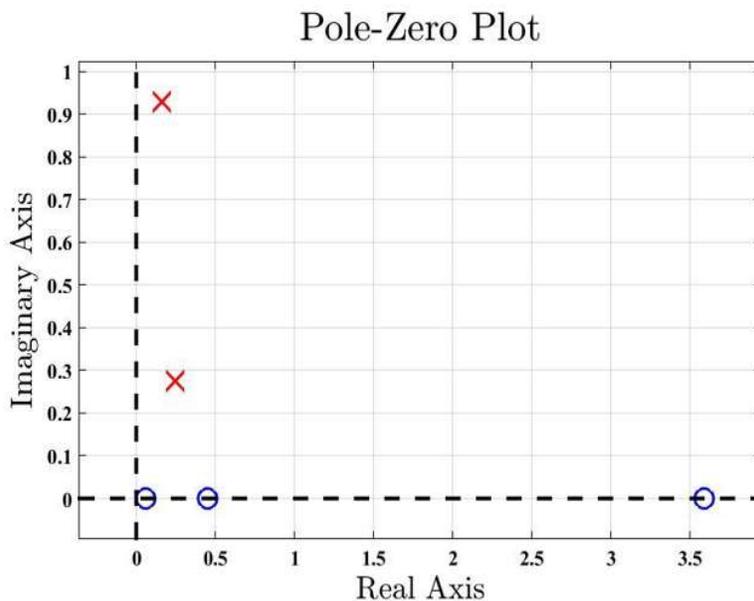


Figura 80. Localización de polos y ceros de los modos entre G2-G3 (Prueba 6).

La Figura 80, muestra gráficamente como se encuentran localizados los polos y ceros de los modos identificados; lo cual nos muestra posiciones que se encuentran dentro del primer cuadrante, por lo que automáticamente pasan a ser señales inestables que, a pesar de cumplir con los valores de frecuencia dentro del rango, el amortiguamiento de dicha respuesta son valores negativos, por lo que causa en la señal un incremento de amplitud hasta la no estabilidad.

5.3.4. Comparación de pruebas

Una vez realizadas las tres pruebas de falla trifásica en un sistema de 3 generadores, pasamos a la comparación de pruebas, la cual se enfoca a demostrar cómo influye la inercia de los generadores, en las oscilaciones electromecánicas, esto con el propósito también de observar de manera gráfica, como es que se ve afectado el modo, qué tanto puede cambiar y, el problema de tener estos cambios.

La comparación fue realizada por medio de la herramienta DSI, utilizando el espectro de Fourier en el que se graficaron únicamente los modos identificados de las pruebas 4, 5 y 6. Como resultado, se obtuvo la gráfica mostrada en la Figura 81.

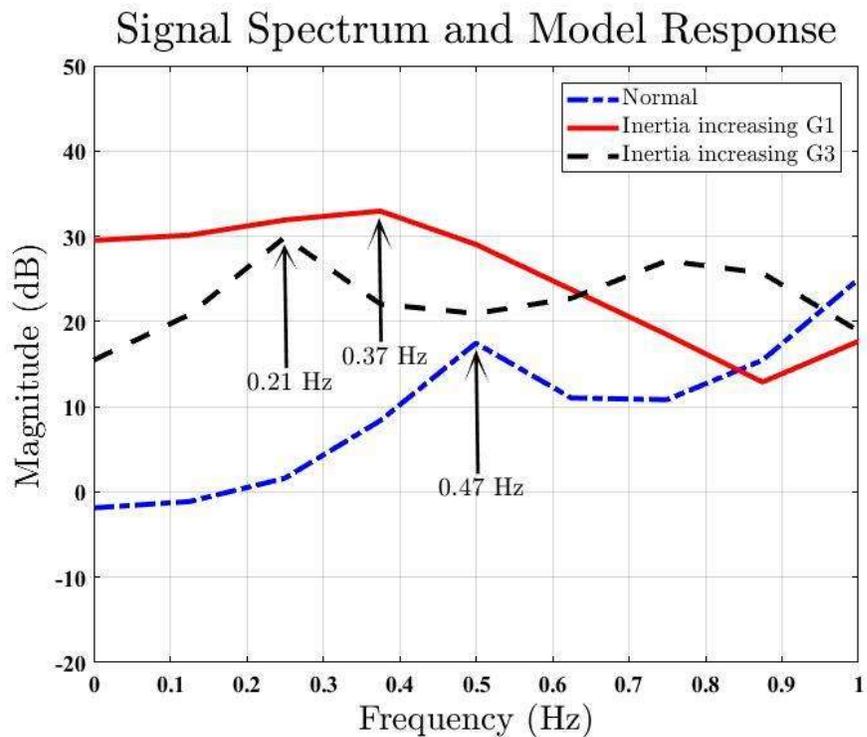


Figura 81. Comparación de pruebas 4, 5 y 6.

Como se puede observar en la Figura 81, el primer modo tiene un valor de 0.47 Hz para la Prueba 4, con G1 y G3, en la que solo se realiza la falla trifásica y la inercia no es modificada. Los otros valores de 0.21 Hz y 0.37 Hz son valores de los primeros modos identificados para las Pruebas 5 y 6 con G1 y G3, las cuales también se realiza una falla trifásica pero con la diferencia que la inercia se incrementa en G1 para la Prueba 5 y en G3 para la Prueba 6; con esto se pretendió observar un desplazamiento del modo hacia el lado izquierdo, obteniendo así, un modo de menor frecuencia a la obtenida en una falla normal, sin incremento de inercia.

El modo puede desplazarse según el flujo de potencia que se tenga en el sistema, la inercia de los generadores y la severidad de la falla a la que se someta el SEP. La problemática que se tiene al tener este tipo de oscilaciones electromecánicas en un sistema donde se tienen generadores robustos y, por ende, de gran inercia, es que, al ocurrir la falla, se pueden presentar oscilaciones de baja frecuencia y pobremente amortiguadas, lo cual no es deseable, ya que estas podrían ocasionar inestabilidad en el sistema si no se controlan a tiempo.

5.3.5. Falla trifásica en sistema de 2 generadores

El propósito de esta prueba es ver cómo se comportan los modos entre las áreas teniendo un solo generador en cada área, lo que nos llevará a comprobar la oposición entre áreas al momento en que se genera la falla. Los generadores a analizar son G1 y G2

El diagrama unifilar del sistema de 2 generadores implementado en esta prueba, se muestra en la Figura 20. El diagrama unifilar es prácticamente el mismo usado en las pruebas anteriores (ver Figura 19), con la diferencia de la ausencia del generador G1, sin embargo, los otros elementos son los mismos y los valores de las impedancias se mantienen igual.

Los parámetros del sistema con los que se llevó a cabo la prueba, se muestran en la Tabla 22.

Tabla 22. Parámetros del sistema para falla trifásica en sistema de 2 generadores.

PARÁMETROS DEL SISTEMA PARA PRUEBA TRIFÁSICA	
Parámetros	Valores
Potencia de Área 1	1.2 KW
Potencia de Área 2	800 W
Carga en Área 1	2 A
Carga en Área 2	4 A
Frecuencia	60 Hz
Muestras/Ciclos	8
Impedancia de Líneas de transmisión	
Línea 1	5 Ω
Línea 2	5 Ω
Línea 3	10 Ω
Corrientes de Pickup	
Relé de G1	
50	3 A
51	3.5 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G2	
50	4 A
51	4.5 A
Curva	U1
TD	0.50

Siguiendo el mismo procedimiento de análisis, se muestra en la Figura 82 la diferencia angular obtenida directamente de los PMU's respectivos a cada generador.

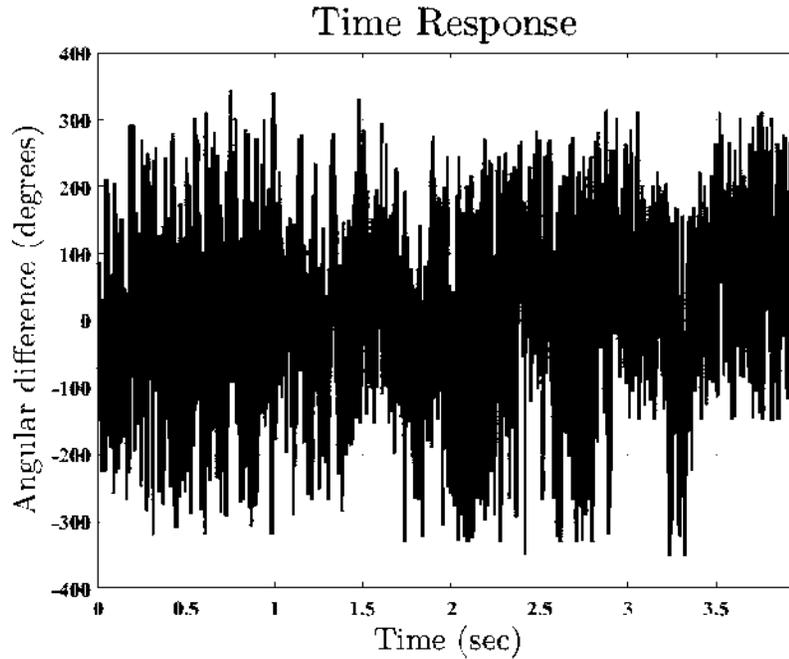


Figura 82. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 7).

Al mejorar la señal mediante el filtro suavizante, tenemos la siguiente respuesta mostrada en la Figura 83.

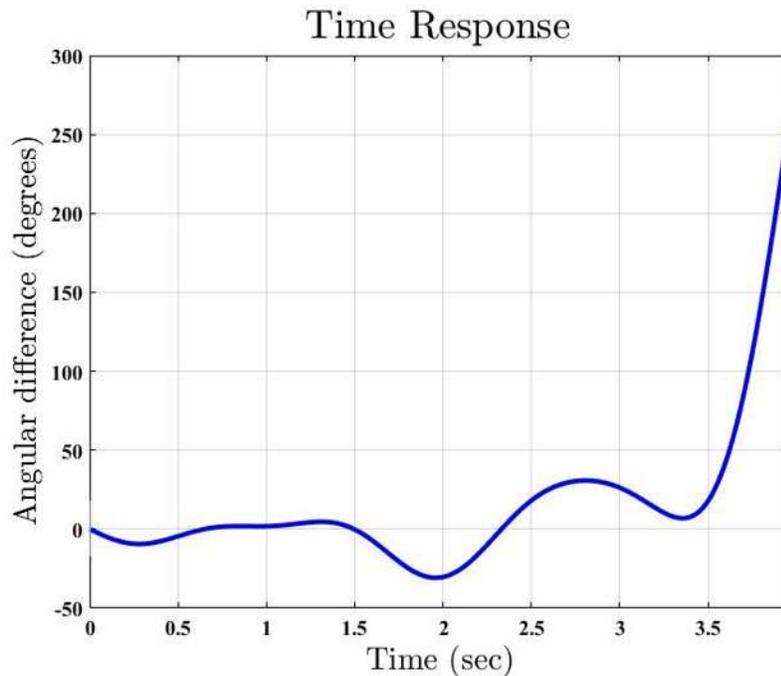


Figura 83. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 7)

Como se ha mencionado anteriormente, este filtro se aplica para mejorar la señal y poder interpretar mejor el ajuste con la estimación de Prony que se presenta más adelante.

La respuesta de la Figura 83, nos muestra una pequeña oscilación que incrementa drásticamente después del tercer segundo hasta llegar probablemente a desestabilizarse según su comportamiento. Ahora, con fines de observar que tan significativos son los modos identificados en la señal de la diferencia angular, se procede a realizar la estimación de Prony para graficar como es el ajuste entre señales.

En la Tabla 23 se muestran los parámetros principales de los modos identificados por Prony.

Tabla 23. Modos identificados entre G2-G3 (Prueba 7).

MODOS ENTRE G2 Y G3 - FALLA TRIFÁSICA EN SISTEMA DE 2 GENERADORES					
Tipo de modo	Frecuencia (Hz)	% Amortiguamiento	Amortiguamiento ($\sigma/2\pi$)	Fase (deg)	Amplitud
Oscilación inestable	0.6971	-0.1724	-0.122	47.3603	3.7295

En este caso, sólo se logró identificar un modo oscilatorio, el cual es identificado como oscilación inestable debido a su valor negativo de amortiguamiento.

El ajuste del que se hablaba anteriormente entre la diferencia angular y la señal de la respuesta de Prony, se muestra en la Figura 84.

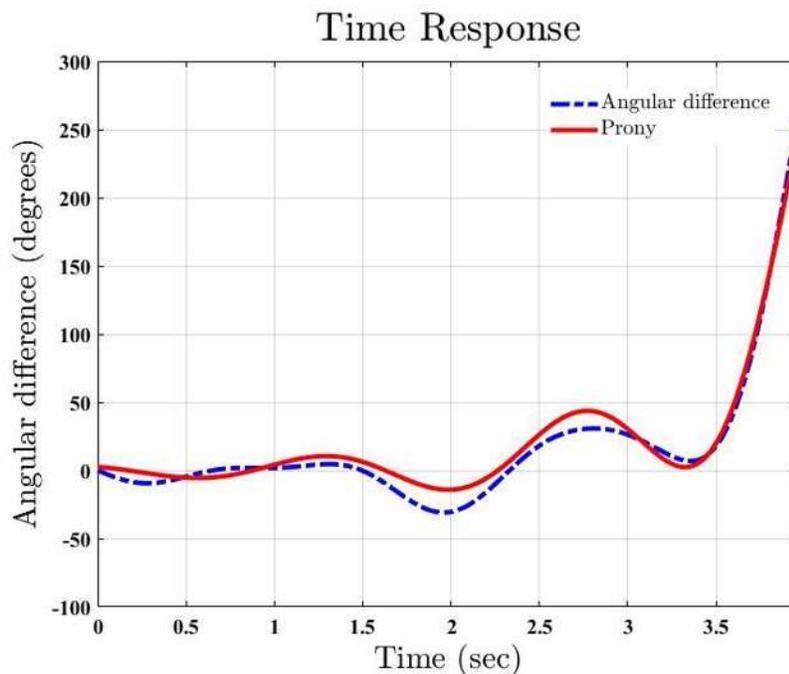


Figura 84. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 7).

El ajuste entre las dos señales es bueno, lo que quiere decir que el único modo identificado, es el de mayor importancia en la señal de la diferencia angular. A pesar de que el ajuste encontrado es bueno, se presenta una inestabilidad que se le atribuye al modo dado a que también se muestra en la gráfica del modo electromecánico.

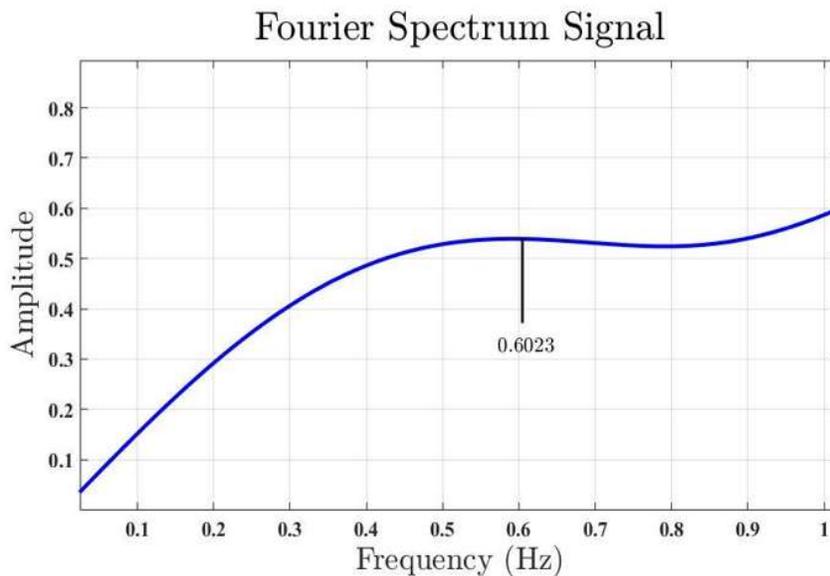


Figura 85. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 7).

Por otra parte, se consultó la respuesta por el análisis del espectro de Fourier y el resultado fue el siguiente (ver Figura 85), el cual entrega un modo de 0.6023 Hz el cual es cercano al modo identificado por Prony.

Ya que el modo oscilatorio resulta inestable, se observa en la gráfica de polos y ceros para verificar que la información sea correcta, por lo que se espera que la posición de los polos o ceros, se encuentren dentro del primer cuadrante. En la Figura 86, se muestra la gráfica de polos y ceros.

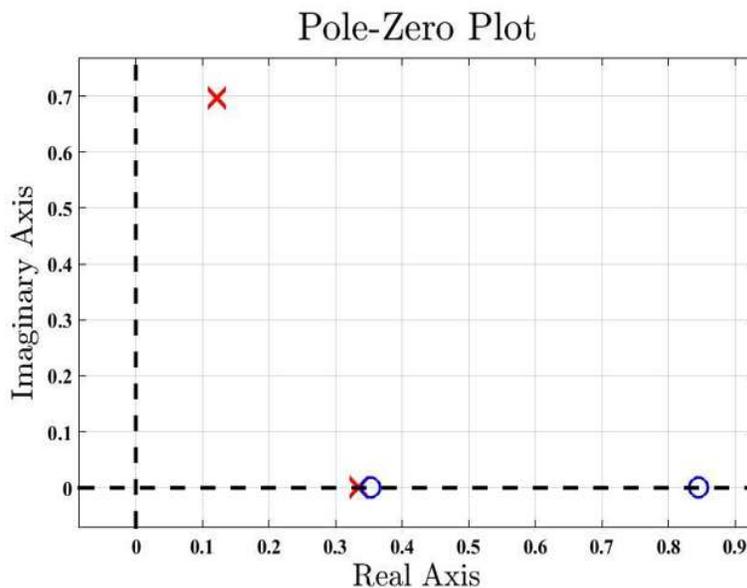


Figura 86. Localización de polos y ceros de los modos entre G2-G3 (Prueba 7).

Como se puede observar en la gráfica, la posición de los polos y ceros se encuentra en el primer cuadrante, como se esperaba para verificar que efectivamente el modo identificado fuera inestable ya que como se sabe, al estar situados dentro del primer cuadrante, la respuesta es una oscilación con amortiguamiento negativo, por lo que ocasiona la inestabilidad.

5.3.6. Falla trifásica en sistema de 2 generadores con incremento de inercia en G3

Así como las pruebas anteriores, esta prueba se realiza con fines de comparación, ya que los modos electromecánicos son excitados por el incremento de inercia en las máquinas, por lo que se esperan modos de menor frecuencia a los obtenidos en la prueba anterior.

En la Tabla 24 se muestran los parámetros del sistema con los que se realizó la prueba.

Tabla 24. Parámetros del sistema para prueba trifásica en sistema de 2 generadores con incremento de inercia G3

PARÁMETROS DEL SISTEMA PARA PRUEBA TRIFÁSICA	
Parámetros	Valores
Potencia de Área 1	1.2 KW
Potencia de Área 2	800 W
Carga en Área 1	2 A
Carga en Área 2	4 A
Frecuencia	60 Hz
Muestras/Ciclos	8
Impedancia de Líneas de transmisión	
Línea 1	5 Ω
Línea 2	5 Ω
Línea 3	10 Ω
Corrientes de Pickup	
Relé de G2	
50	4 A
51	4.5 A
Curva	U1
TD	0.50
Relé de G3	
50	3 A
51	3.5 A
Curva	U1
TD	0.50

En la Figura 87, se muestra la señal de la diferencia angular de los generadores G2 y G3.

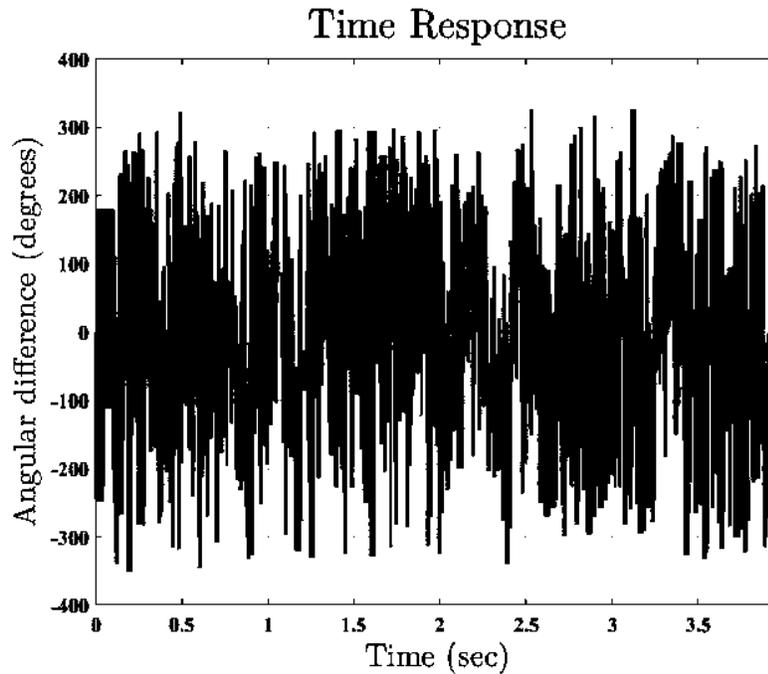


Figura 87. Diferencia angular entre G2-G3 (Prueba 8).

En la Figura 88, se muestra la señal de la diferencia angular filtrada para un mejor análisis gráfico

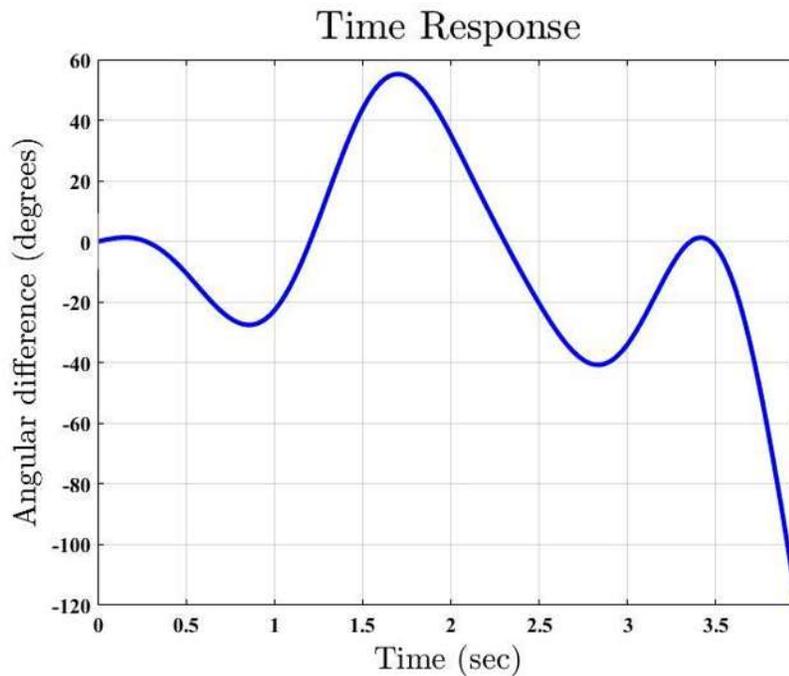


Figura 88. Diferencia angular entre G2-G3 aplicando filtro suavizante (Prueba 8)

Una vez obtenida la señal filtrada, es más fácil observar un análisis rápido, en el que, para este caso, se observa una buena respuesta, pero con una caída drástica en la oscilación, la cual podría deberse a una inestabilidad.

Ahora, realizando el análisis de la frecuencia por la estimación de Prony, tenemos los parámetros mostrados en la Tabla 25.

Tabla 25. Modos identificados entre G2-G3 (Prueba 8).

MODOS ENTRE G2 Y G3 - FALLA TRIFÁSICA EN SIST. DE 2 GEN. CON AUMENTO DE INERCIA EN G3					
Tipo de modo	Frecuencia (Hz)	% Amortiguamiento	Amortiguamiento ($\sigma/2\pi$)	Fase (deg)	Amplitud
Oscilación inestable	0.6060	-0.002814	-0.0017	-17.3837	31.5633
Inter área	0.6708	0.6333	0.5489	112.2854	52.6032

En la Figura 89, se observa la comparación entre las señales de la diferencia angular y la respuesta de Prony, en la que se muestra cómo se ajusta el comportamiento de los dos modos identificados con la señal de la diferencia angular. Lo que significa que los modos encontrados, son significativos en el comportamiento en el tiempo de la diferencia angular.

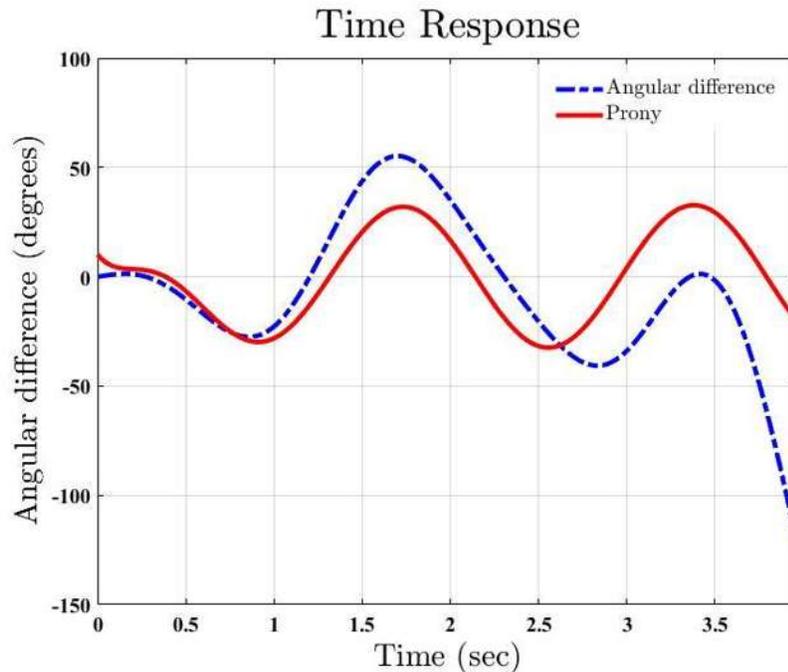


Figura 89. Comparación de señales de diferencia angular G2-G3 y modos identificados por Prony (Prueba 8).

En tanto a los modos identificados con el espectro de Fourier, se tienen los siguientes resultados, mostrados en la Figura 90.

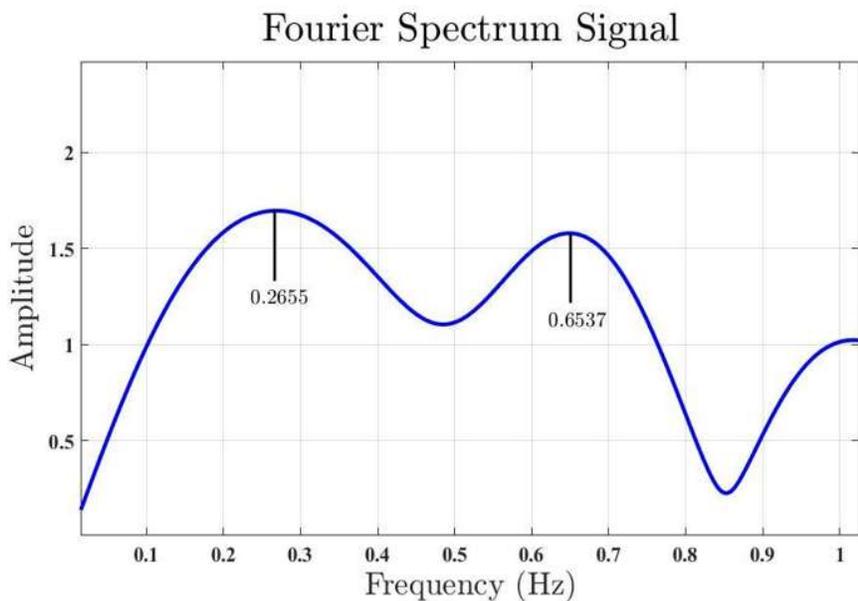


Figura 90. Espectro de Fourier para diferencia angular de G2-G3 (Prueba 8).

El espectro de Fourier identifica de igual forma, dos modos, el primero de 0.2655 Hz el cual difiere del obtenido con Prony, y el segundo de 0.6537 Hz el cual es un valor cercano al segundo modo de Prony con 0.6708 Hz.

Finalmente, en la Figura 91, se muestra la gráfica de polos y ceros para mostrar la posición de los polos y ceros de estos modos, observando así el tipo de modo según su amortiguamiento.

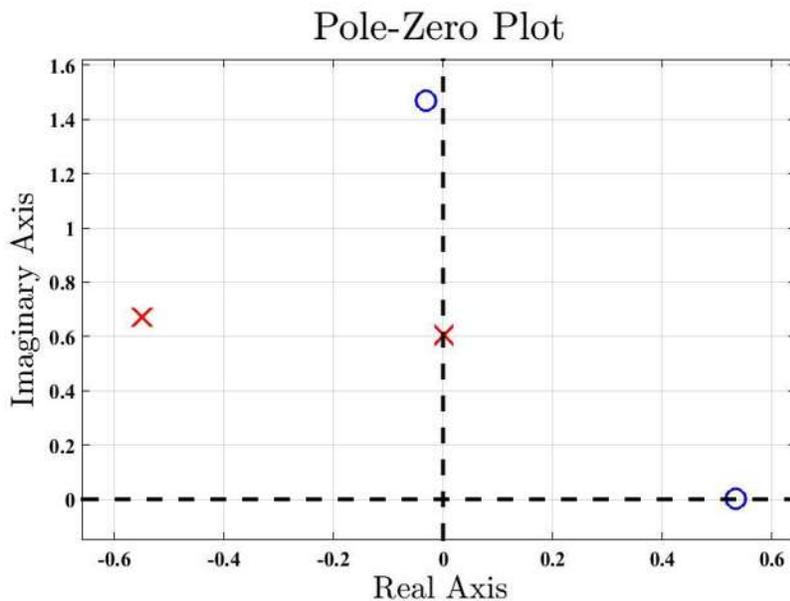


Figura 91. Localización de polos y ceros de los modos entre G2 y G3 (Prueba 8).

De esta manera, se analizan los modos mediante otra perspectiva. La gráfica muestra un polo y un cero en el segundo cuadrante, por lo que representa al modo inter área estable, mientras que el polo en el eje imaginario y el cero en el eje real positivo, representan al modo oscilante inestable.

5.3.7. Comparación de pruebas

La comparación realizada en esta sección es entre las pruebas 7 y 8, la cual se muestra en la Figura 92.

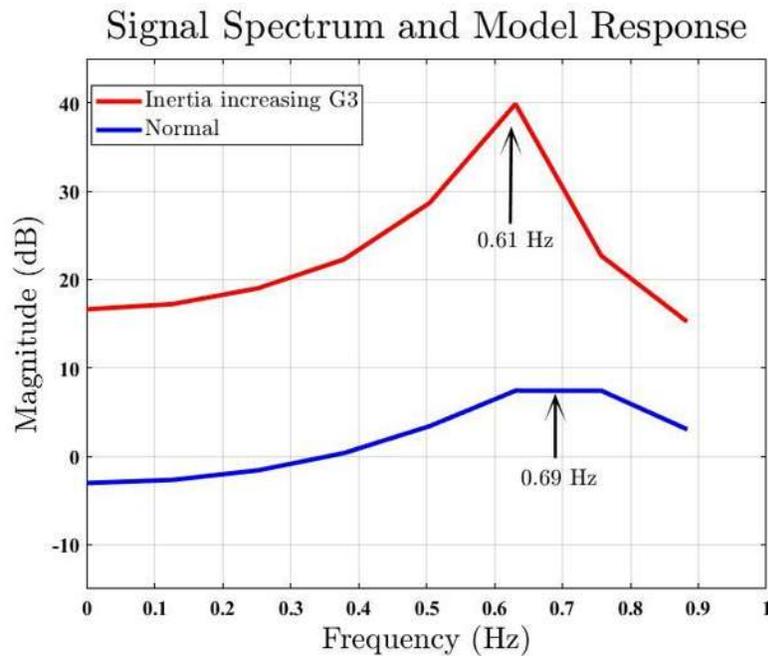


Figura 92. Comparación entre pruebas 7 y 8.

Como se puede observar en la Figura 92, la prueba 7 entrega un modo de 0.69 Hz, mientras que, la prueba 8, al realizar la falla con un incremento de inercia, se identifica un modo de 0.61 Hz, el cual a comparación de la prueba 7, se vio desplazado debido a la excitación del modo causada por la inercia en el G3.

5.4. Resumen

- La realización de las distintas pruebas, tienen como propósito, la comparación entre los resultados obtenidos.
- Las pruebas realizadas permiten la comprobación del conocimiento teórico y práctico, ayudando a conseguir conceptos más reforzados.
- Al comparar los resultados, facilita el entendimiento del comportamiento del sistema ante disturbios de distintas magnitudes y factores que modifican la respuesta del sistema al buscar la estabilidad.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

En este trabajo se implementan distintos conceptos, los cuales se aplican en la práctica para lograr los objetivos de esta tesis, la serie de pruebas realizadas termina con nuevos conceptos, comprobaciones y resultados finales, los cuales, es importante mencionar para concluir este trabajo.

6.1. Conclusiones

- Mediante el análisis modal aplicado a un SEP es posible predecir las frecuencias naturales de oscilación que pueden presentarse al ocurrir una perturbación. Los resultados muestran que, ante una perturbación, la respuesta oscilatoria de las variables del sistema será una combinación de las diferentes frecuencias naturales de dicho sistema.
- Si en un sistema de potencia se piensa que hay problemas de oscilaciones de baja frecuencia, se puede implementar el monitoreo del mismo para estudiar su comportamiento ante disturbios; a partir de dicho comportamiento se pueden identificar las frecuencias que causan el problema, para posteriormente proporcionar en el sistema, el amortiguamiento de las mismas.
- Se observó un modo electromecánico influyente en el sistema ante una falla bifásica, con una menor frecuencia que la encontrada en el modo de la falla trifásica, con la diferencia que esta puede ser corregida más rápido que la del modo en la falla trifásica debido a su pobre amortiguamiento,
- Se comprobó que la falla trifásica tiene mayor influencia en la estabilidad del sistema, ya que presenta el modo con particularidades más críticas que los modos presentes en las fallas bifásicas y monofásicas.
- El pobre amortiguamiento dificulta la estabilidad del generador y asevera el modo para tiempos de larga duración
- Los modos pueden ser excitados debido a la cargabilidad del sistema, el tipo de falla y la inercia de los generadores.
- Algunas de las señales de diferencia angular mostraban un comportamiento inestable, lo cual al aplicar la estimación mediante Prony, se obtuvieron valores negativos en el amortiguamiento, lo cual confirma que se tuvo una inestabilidad en el sistema, sin embargo, en el sistema físico no se presentó dicha inestabilidad que pudiera sacar de sincronismo el sistema. Esto sucede debido a que el rango de tiempo en el que se realiza el análisis, nos permite observar lo que sucede en ese periodo de tiempo, pero no es lo suficientemente amplio para observar cómo responde el sistema después del tiempo límite de análisis. Para las pruebas realizadas en esta tesis, se tuvo un tiempo de muestreo de 4 segundos con 8 muestras/ciclo ya que, si se aumentaba el tiempo de muestreo, se reducirían las muestras/ciclo forzosamente. ¿Cómo solucionar el problema?, sería necesario trabajar con modelos de PMU's que permitan trabajar con un mayor tiempo de muestreo sin necesidad de reducir las muestras/ciclo, ya que entre menos muestras/ciclo se tengan, las lecturas son menos precisas. Es deseable trabajar

con el mayor tiempo de muestreo de señales y, con el mayor número de muestras/ciclo que se pueda, sin embargo, el equipo limita en gran medida la optimización de resultados.

- La sincronización de los PMU's por medio del reloj de precisión vía GPS, facilita el manejo de los datos obtenidos de dos o más PMU's, al contar con una estampa de tiempo que permite obtener cierta información en un tiempo específico.
- Al incrementar la inercia en uno de los generadores del sistema de dos áreas, se espera una excitación de los modos logrando así, la reducción de frecuencia de los modos inter-áreas con respecto a los modos identificados sin el incremento de inercia; en las pruebas realizadas, se logró el objetivo de demostrar lo antes dicho, los modos inter-áreas presentados en las pruebas realizadas con aumento de inercia, mostraron un desplazamiento del modo hacia la izquierda, lo que significa que efectivamente se redujo la frecuencia del modo inter-área. En estas pruebas, se obtienen reducciones de frecuencia desde un 11% hasta un 55% respecto al valor de la frecuencia de la prueba sin incremento de inercia.
- Es de importancia la identificación de modos electromecánicos como parte de la prevención de fallas en el sistema, así como también para la aplicación de sistemas avanzados de control que permitan mantener dichas oscilaciones dentro de un margen permisible que no afecte la estabilidad del sistema y el comportamiento de las máquinas involucradas, ya que las oscilaciones electromecánicas provocan aceleraciones y desaceleraciones en las máquinas síncronas, lo que a la vez se traduce como pérdidas, por el desgaste del rotor y calentamiento.
- La importancia de identificar los modos inter-áreas radica principalmente en la seguridad operativa del sistema, debido a la problemática que causa el no controlar estas oscilaciones de baja frecuencia. De no controlarlas, estas pueden permanecer oscilando hasta lograr la desconexión de cargas, líneas de transmisión y generadores.

6.2. Futuras líneas de investigación

- Para un mejor desempeño en la obtención de datos de los PMU's, se debe implementar el uso de otros equipos que facilitan el manejo de información como lo es el Shynchrophasor Vector Processor (SVP) el cual procesa y alinea los datos medidos por el PMU y el Phasor Data Concentrator (PDC) el cual concentra los datos para su análisis.
- Modelar el sistema de dos áreas implementado y simular en tiempo real para estudios de estabilidad.
- En un sistema real con instalación de PMU's, conociendo sus parámetros, se puede modelar y realizar simulaciones en tiempo real mediante el equipo Opal-RT por ejemplo, obteniendo así, una identificación de modos real y en el que se puede trabajar para detectar los modos más representativos en dicho sistema y ante distinta situaciones de inestabilidad, para crear un control que identifique esos modos de mayor participación y excitarlos de tal manera que la mitigación de estos, sea rápida y no afecte la estabilidad del sistema.

REFERENCIAS

- [1] J.W. Skooglund, H.M. Ellis, J.E. Hardy, y A.P. Blythe, «Dynamic Stability of the Peace River Transmission System», en *IEEE Transactions on PAS*, 1966.
- [2] Fernando Sanchez Tello, «Análisis y Control de oscilaciones electromecánicas en Sistemas Eléctricos de Potencia», Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, Nuevo León, 1997.
- [3] O.W. Hanson, C.J. Goodwin, y P.L. Dandeno, «Influence of Excitation and Speed Control Parameters in Stabilizing Inter-system Oscillations», en *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, 1968, vol. PAS-87, pp. 1306-1313.
- [4] C.E. Grund, E.V. Larsen, A. Murdoch, y J.J. Paserba, «Mitigation of Inter-Area Oscillations by Control», en *IEEE Transaction on Power Systems*, 1994.
- [5] Prabha Kundur, «Power System Stability and Control». .
- [6] S. de Energía, «Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional», *gob.mx*. [En línea]. Disponible en: <http://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>. [Accedido: 24-may-2018].
- [7] CENACE, «Gráfica de Demanda». [En línea]. Disponible en: <http://www.cenace.gob.mx/GraficaDemanda.aspx>. [Accedido: 25-may-2018].
- [8] Theodore Wildi, *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*, 6ta ed. México: Pearson Educación, 2007.
- [9] Syed A. Nasar, *Teoría y Problemas de Máquinas Eléctricas y Electromecánicas*. McGraw-Hill, 1982.
- [10] Hadi Saadat, *Power System Analysis*. United States: WCB/Mc Graw-Hill, 1999.
- [11] Fabio Saccomanno, *Electric Power System-Analysis and Control*. Canada: IEEE Press Editorial Board, 2003.
- [12] John J. Grainger y William D. Stevenson Jr., *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill, 1996.
- [13] Glover, J.D., *Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*. México: Thompson, 2002.
- [14] J. Duncan Glover y Mulukutla S. Sarma, *Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*, 3ra ed. México: Thompson, 2002.
- [15] «IEEE Std C37.90.1-2002(Revision of IEEE Std C37.90.1-1989), IEEE Standard for Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with», p. 43.
- [16] «The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms, Seventh Edition», *IEEE Std 100-2000*, pp. 1-1362, dic. 2000.
- [17] J. Lewis Blackburn y Thomas J. Domin, *Protective Relaying Principles and Applications*, 3ra ed. CRC Press, 2007.
- [18] «SEL-421 Sistema de protección, automatización y control», *selinc.com*. [En línea]. Disponible en: <https://selinc.com/es/products/421/>. [Accedido: 06-jul-2018].
- [19] H. Rosman, «SEL APPLICATION GUIDE», p. 10.
- [20] «IEEE C37.118.1-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems». [En línea]. Disponible en: <https://standards.ieee.org/findstds/standard/C37.118.1-2011.html>. [Accedido: 03-may-2018].
- [21] D. G. Hart, D. Uy, V. Gharpure, D. Novosel, D. Karlsson, y M. Kaba, «Unidades PMU Supervisión de las redes eléctricas: un nuevo enfoque», p. 4.

- [22] *C37.118.2-2011 IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems. ///*
- [23] «SEL-5601-2 SYNCHROWAVE Event», *selinc.com*. [En línea]. Disponible en: <https://selinc.com/products/5601-2/>. [Accedido: 02-ago-2018].
- [24] «5030_QuickSet_PF00075.pdf». .
- [25] JUAN J. SANCHEZ-GASCA y DANIEL J. TRUDNOWSKI, «Task Force on Identification of Electromechanical Modes of the Power System Stability», IEEE, IEEE TASK FORCE, 2012.
- [26] G.R.B. Prony, *Essai experimental et analytic*, vol. 1. Ecole Polytech. (Paris), 1795.
- [27] John Hauer, Louis Scharf, Dan Trudnowski, Jeff Johnson and Ning Zhou, *DSI Toolbox: PSM Tool and Ringdown Analysis Tool*. 2010.
- [28] Jeffrey M. Johnson y Daniel Trudnowski, *DSITools Ringdown Analysis Tool Users Manual*, vol. Vol. 2. Battelle Memorial Institute, 1995.
- [29] P. M. Anderson y A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, vol. 1. Iowa, U.S.A., 1977.
- [30] «LabVolt Series by Festo Didactic - Our Solutions - Electricity and New Energy». [En línea]. Disponible en: https://www.labvolt.com/solutions/6_electricity_and_new_energy. [Accedido: 05-jul-2018].
- [31] F. Tuffner, *Dynamic System Identification Toolbox. Contribute to ftuffner/DSIToolbox development by creating an account on GitHub*. 2018.

ANEXOS

Anexo 1. Especificaciones generales del Motor/Generador marca Lab-Volt [30].

MOTOR/GENERADOR SÍNCRONO	
Parámetros	Valores
Motor (Carga nominal)	
Conexión	Trifásica, conexión estrella
Voltaje de línea	120/208 V – 60 Hz
Potencia	2 KW
Velocidad	1800 rpm
Corriente	6.8 A
Corriente de excitador	1 A – CD
Par	10.6 N·m (93.8 lbf·in)
Eficiencia	80%
Fricción y pérdidas por viento	150 W
Pérdidas por hierro	125 W
Motor (Arranque)	
Corriente	34 A
Par	24 N·m (212.4 lbf·in)
Generador	
Conexión	Trifásica, conexión estrella
Potencia	1.5 KVA
Corriente	4.2 A – CA
Corriente de excitador	0.9 A – CD
Eficiencia	79%
Resistencia por fase a 25°C (77°F)	
Estató	0.6 Ω
Rotor	81 Ω
Reactancia Síncrona	18.5 Ω
Inductancia de excitador	6 H
Características físicas	
Momento de inercia	0.097 kg·m ² (331.5 lb·in ²)
Dimensiones (L x A x P)	830 x 400 x 605 mm (32.7 x 15.7 x 23.8 in)
Peso Neto	89 kg (195.8 lb)

Anexo 2. Especificaciones generales del MIRD marca Lab-Volt[30].

MOTOR DE INDUCCIÓN DE ROTOR DEVANADO	
Parámetros	Valores
Motor (Carga nominal)	
Conexión	Trifásica, conexión estrella
Voltaje de línea	120/208 V – 60 Hz
Potencia	2 KW
Velocidad	1720 rpm
Corriente	10 A
Par	11.1 N·m (98.2 lbf·in)
Eficiencia	77%
Factor de Potencia	0.72
Fricción y Pérdidas por viento	230 W
Pérdidas por hierro	70 W
Motor (Arranque)	
Corriente	43 A
Par	12 N·m (106.2 lbf·in)
Resistencias (por fase a 25°C)	
Estator	0.6 Ω
Rotor	0.7 Ω
Características Físicas	
Dimensiones (L x A x P)	830 x 400 x 605 mm (32.7 x 15.7 x 23.8 in)
Peso Neto	92 kg (202.4 lb)

Anexo 3. Especificaciones generales del Motor/Generador de CD marca Lab-Volt [30].

MOTOR/GENERADOR DE CD	
Parámetros	Valores
Motor (Carga nominal)	
Potencia	2 KW
Voltaje de Armadura	120 V-CD
Voltaje de Campo Shunt	120 V-CD
Velocidad	1800 rpm
Corriente	23 A
Par	10.6 N·m (93.8 lbf·in)
Eficiencia	70%
Corriente de Campo-Shunt nominal	0.81 A
Fricción y pérdidas por viento	130 W
Pérdidas por hierro	55 W
Generador (Carga nominal / Shunt)	
Potencia	1.5 KW
Velocidad	1800 rpm
Corriente	12.5 A
Eficiencia	83%
Corriente de Campo-Shunt nominal	1.12 A
Fricción y pérdidas por viento	130 W
Pérdidas por hierro	90 W
Resistencia a 25°C	
Shunt (1-2)	69 Ω
Serie Corta (3-4)	0.14 Ω
Serie-Larga (5-6)	0.24 Ω
Interpolos (7-8)	0.32 Ω
Armadura y escobillas (8-9)	0.35 Ω
Inductancias	
Campo Shunt (1-2)	4.4 H
Armadura (8-9)	8.7 mH
Indicador de Par	0 to 30 N·m (0 to 266 lbf·in)
Características Físicas	
Momento de Inercia	0.14 kg·m ² (478 lb·in ²)
Dimensiones (L x A x P)	855 x 440 x 775 mm (33.7 x 17.3 x 30.5 in)
Peso Neto	129 kg (283.8 lb)

Anexo 4. Especificaciones generales del MIJA marca Lab-Volt [30].

MOTOR DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA	
Parámetros	Valores
Motor (Carga nominal)	
Conexión	Trifásica, conexión estrella
Voltaje de línea	120/208 V – 60 Hz
Potencia	2 KW
Velocidad	1770 rpm
Corriente	8.8 A
Par	10.8 N·m (95.6 lbf·in)
Eficiencia	80%
Factor de Potencia	0.77
Fricción y Pérdidas por viento	130 W
Pérdidas por hierro	70 W
Motor (Arranque)	
Corriente	55 A
Par	12.3 N·m (108.9 lbf·in)
Resistencias (por fase a 25°C)	0.6 Ω
Características Físicas	
Momento de Inercia	0.107 kg·m ² (365.7 lb·in ²)
Dimensiones (L x A x P)	830 x 400 x 605 mm (32.7 x 15.7 x 23.8 in)
Peso Neto	88 kg (193.6 lb)

Anexo 5. Especificaciones generales del relevador de protección SEL-421

ESPECIFICACIONES SEL-421	
General	
Entradas de corriente CA (6 en total)	5 A nominales 1 A nominal
Entradas de voltaje CA (6 en total)	300 VL-N continuo, 600 Vca por 10 segundos
Serial	1 puerto EIA-232 panel frontal y 3 panel posterior 300-57,600 bps
Ethernet	Sus protocolos de comunicación incluyen FTP, Telnet, sincrofasores, DNP3 LAN/WAN, SNTP, PRP, PTPv2 e IEC 61850 Edición 2 (opcional). Elija entre las siguientes opciones de puerto: Dos puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T Dos puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Un puerto de red de par trenzado 10/100BASE-T y un puerto de red de fibra óptica 100BASE-FX
Puertos TiDL	Puertos de fibra óptica: 8 Rango: ~2 km Velocidad de datos: 100 Mbps
Puertos SV	Cuatro puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T Cuatro puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Dos puertos de red de par trenzado 10/100BASE-T y dos puertos de red de fibra óptica 100BASE-FX Subscriptor (subscriber): Hasta 4 flujos de datos SV Emisor (publisher): Hasta 7 flujos secuencias de datos SV Velocidad de datos: 80 muestras por ciclo
Entrada de tiempo preciso	Entrada de tiempo IRIG-B demodulada y PTPv2
Sincrofasores	Norma IEEE C37.118 Hasta 60 mensajes por segundo
Procesamiento	Entradas de corriente y voltaje CA: 8,000 muestras por segundo Procesamiento de protección y control: 8 veces por ciclo de sistema de potencia
Fuente de alimentación	SEL-421-4/-5 24-48 Vcd 48-125 Vcd o 110-120 Vca 125-250 Vcd o 110-240 Vca
Temperatura de operación	-40°C a +85°C (-40 to +185°F) Nota: El contraste de la pantalla LCD se ve afectado por temperaturas menores a -20°C (-4°F) y por encima de debajo de +70°C (+158°F).

