



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

"SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL UTILIZANDO
MEDICIONES SINCRÓFASORIALES PMU**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

ANGELA FERNANDA QUINALUIZA PILLAJO
fernanda_pq1388@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. Gabriel Alberto Argüello Ríos
garguello@cenace.org.ec

CODIRECTOR: Ing. Diego Ernesto Echeverría Jurado
decheverria@cenace.org.ec

Quito, Junio 2014

Ing.

Fernanda
Quinaluiza

Junio, 2014

DECLARACIÓN

Yo, Angela Fernanda Quinaluiza Pillajo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Angela Fernanda Quinaluiza Pillajo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Angela Fernanda Quinaluiza Pillajo, bajo mi supervisión.

ING. GABRIEL ARGÜELLO
DIRECTOR DE PROYECTO

ING. DIEGO ECHEVERRÍA
CO-DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por ser mi guía incondicional en cada uno de mis pasos hasta esta meta anhelada por tanto tiempo.

Agradezco la comprensión, el amor y el apoyo incondicional que me ha brindado mi madre, mis hermanas y mi querido hermano en todos momentos de mi vida y carrera, pilares fundamentales que me han permitido llegar a esta instancia.

Debo agradecer de manera especial y sincera al Ing. Gabriel Argüello mi director de tesis y al Ing. Diego Echeverría mi codirector de tesis, por aceptarme para realizar esta tesis bajo su dirección, por su orientación y paciencia a lo largo de realización del presente trabajo, por el apoyo y facilidades que me fueron proporcionadas en la corporación.

No puedo dejar de mencionar a mis amigas y amigos quienes hacen parte importante de la etapa universitaria y de mi vida. Gracias por su amistad.

DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico a Dios por ser mi luz en la oscuridad, mi fortaleza en mi soledad por permitir culminar mi carrera y mostrarme día a día que con humildad paciencia y sabiduría todo es posible.

A mi padre Ángel por darme la vida, a mi madre María por darme una carrera para mi futuro y ser el pilar fundamental de mi vida y ejemplo de lucha y constancia diaria. Me has dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi carácter, mi empeño, mi perseverancia, eres mi motor para conseguir mis objetivos gracias madre por todo en especial por tu amor incondicional.

A mis hermanos Mony, Pau, Blaquí y Sebas por su comprensión, amor y apoyo incondicional que me han brindado siempre.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO	VI
ÍNDICE GENERAL	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
ÍNDICE DE TABLAS	XV
ABREVIATURAS	XVII
RESUMEN.....	XVIII

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. OBJETIVOS.....	1
1.1.1. OBJETIVO GENERAL.....	1
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICO.....	1
1.2. ALCANCE.....	2
1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	2
1.4. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO.....	4
CAPÍTULO 2: TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN SINCRUFASORIAL (PMU)	5
2.1. FUNDAMENTOS DE LA MEDICIÓN DE SINCRUFASORES.....	5
2.1.1. INTRODUCCIÓN.....	5
2.1.2. MEDIDA DE SINCRUFASORES [1].....	5
2.1.2.1. Representación de señales sinusoidales mediante fasores.....	5
2.1.2.2. Representación fasorial o fasor [1].....	6
2.1.3. TRANSFORMADA DISCRETA DE FOURIER (DFT) [1] [16].....	7
2.1.3.1. Transformada Discreta de Fourier (DFT) no recursiva [1] [16].....	8
2.1.3.2. Transformada Discreta de Fourier (DFT) recursiva [1] [16].....	9
2.1.3.3. Sincrofesor [16].....	11
2.1.4. TECNOLOGÍA SINCRUFASORIAL [4].....	11
2.2. SISTEMA DE POSICIONAMIENTO GLOBAL (GPS).....	12
2.3. UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU).....	12
2.3.1. ESTRUCTURA BÁSICA DE UNA PMU.....	13
2.3.2. SISTEMA DE MEDICIÓN FASORIAL JERÁRQUICO [1].....	15
2.4. CONCENTRADORES DE DATOS (PDC).....	16
2.5. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN FASORIAL [4] [36].....	17
2.6. ESTÁNDARES APLICABLES A LA TECNOLOGÍA PMU [8].....	19
2.7. SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ÁREA AMPLIA (WAMS) [10].....	20
2.7.1. APLICACIONES DE LAS WAMS [11].....	21
2.7.2. MEDICIONES WAMS-PMU vs MEDICIONES SCADA.....	22
2.8. APLICACIONES DE LA TECNOLOGÍA PMU.....	24
2.8.1. SUPERVISIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (MEDICIÓN) [4].....	25

2.8.1.1. Estimación de estado	25
2.8.2. SISTEMAS DE PROTECCIÓN AVANZADO DE SEP's (PROTECCIÓN) [4] [45]	26
2.8.3. ESQUEMA DE CONTROL AVANZADO (CONTROL) [45]	26
2.9. WAMS EN EL ECUADOR [36] [42]	27
2.10. CUADRO COMPARTIVO APLICACIONES PMU Y ESTABILIDAD	31
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍAS PARA MONITOREO DE OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA EN TIEMPO REAL UTILIZANDO PMU	32
3.1. INTRODUCCIÓN	32
3.2. ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	32
3.3. CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA [36]	33
3.3.1. ESTABILIDAD DE FRECUENCIA [23][24]	34
3.3.2. ESTABILIDAD DE VOLTAJE [23] [24].....	35
3.3.3. ESTABILIDAD ANGULAR	35
3.3.3.1. Estabilidad transitoria (Gran Señal) [23]	36
3.3.3.2. Estabilidad oscilatoria (Pequeña Señal) [23] [24].....	36
3.4. OSCILACIONES DELSISTEMAS DE POTENCIA	38
3.4.1. PROBLEMAS LOCALES [23] [24]	39
3.4.1.1. Modos de oscilaciones locales	39
3.4.1.2. Modos de oscilaciones entre máquinas	39
3.4.1.3. Modos de control	39
3.4.1.4. Modos torsionales	40
3.4.2. PROBLEMAS GLOBALES [23] [24]	40
3.4.2.1. Modos de oscilación Inter área	40
3.4.2.2. Modos de muy baja frecuencia global.....	40
3.4.2.3. Modos de muy baja frecuencia	40
3.5. MÉTODOS DE ANÁLISIS DE OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA	42
3.5.1. MÉTODO DE ANÁLISIS MODAL [23]	42
3.5.1.1. Representación de espacio de estado.....	42
3.5.1.2. Estado del sistema de potencia [23]	44
3.5.2. LINEALIZACIÓN	44
3.5.3. AUTOVALORES	46
3.5.4. ATOVECTORES	48
3.5.4.1. Autovector derecho	48

3.5.4.2. Autovector izquierdo.....	48
3.5.5. FACTOR DE PARTICIPACIÓN	49
3.6. EVALUACIÓN DE OSCILACIONES EN TIEMPO REAL BASADA EN MEDICIONES PMU.	49
3.6.1. MÉTODO DE LA TRANSFORMADA DE FOURIER [31].....	50
3.6.2. MÉTODO DE ANÁLISIS PRONY [24].....	50
3.6.3. Multi -Prony[24].....	51
3.6.4. TRANSFORMADA DE HILBERT	52
3.6.5. MÉTODO FILTRADO DE KALMAN.....	53
3.6.6. TRANSFORMADA DE WAVELET [24].....	53
CAPÍTULO 4: METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PRONY	55
4.1. INTRODUCCIÓN	55
4.2. MÉTODO DE PRONY [28]	55
4.2.1. ALGORITMO DE ANÁLISIS PRONY [28].....	56
4.2.2. CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS PRONY [34].....	59
4.2.3. APLICACIONES DEL ANÁLISIS PRONY	59
4.2.3.1. Ejemplo de aplicación del método de Análisis Prony [28]	60
4.3. SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA.....	63
4.3.1. SISTEMA DE DOS ÁREAS	63
4.3.2. SISTEMADE DOS ÁREAS SIN CONTROL DE EXCITACIÓN ($\Delta E_{fd}=0$)	64
4.3.2.1. Estimación modal usando el análisis Prony [30]	66
4.3.2.2. Resultados al aplicar el análisis de Prony.....	68
4.3.3. SISTEMA DE DOS ÁREAS CON SISTEMA DE EXCITACIÓN	70
4.3.3.1. Componentes del Regulador Automático de Voltaje [24].....	71
4.3.3.2. Resultados del análisis Prony incorporado el AVR en los generadores	73
4.3.4. SISTEMA DE DOS ÁREAS IMPLEMENTADOPSS [24].....	75
4.3.4.1. Componentes del estabilizador de sistemas de potencia [24].....	76
4.3.4.2. Resultados del análisis Prony incorporado PSS en los generadores.....	77
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE LAS OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA EN EL S.N.I. UTILIZANDO MEDICIONES SINCRUFASORIALES	80
5.1. INTRODUCCIÓN	80
5.2. DETECCIÓN DE OSCILACIONES USANDO WAPROTECTOR.....	80

5.3. VENTANAS DE ANÁLISIS	84
5.4. EVALUACIÓN DE LOS MODOS OSCILATORIOS USANDO ANÁLISIS PRONY [38]	86
5.4.1. ANÁLISIS DE LA SEÑAL ANTES DEL DISTURBIO (pre-contingencia)	87
5.4.1.1. Ventana antes del disturbio, 2 s de análisis (17:29:27- 17:29:29)	87
5.4.1.2. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (17:29:27-17:29:31)	88
5.4.2. VENTANA DONDE INCLUYE EL DISTURBIO (17:29:29 - 17:29:32).....	89
5.4.3. ANÁLISIS DESPUES DEL DISTURBIO (post-contingencia)	91
5.4.3.1. Ventana después del disturbio, 2 s de análisis (17:29:32-17:29:34)	91
5.4.3.2. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (17:29:32-17:29:36)	92
5.4.3.3. Ventana de 10 s después del disturbio (17:29:32-17:29:42)	93
CAPÍTULO 6: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS	95
6.1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I.) [46].....	95
6.1.1. PRODUCCIÓN NETA [51]	95
6.1.1.1. Producción hidráulica neta [51].....	96
6.1.1.2. Producción térmica neta [51]	97
6.1.2. SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN [46]	97
6.1.2.1. Líneas transmisión [47].....	97
6.1.2.2. Interconexiones internacionales [47].....	98
6.1.3. DEMANDA DE POTENCIA [52]	98
6.1.4. EXPORTACIONES[51].....	99
6.1.5. PROYECTOS EMBLEMATICOS DE GENERACIÓN [48]	100
6.2. EVENTOS REGISTRADOS EN EL S.N.I. [39].....	100
6.3. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS PRONY A EVENTOS REGISTRADOS EN EL S.N.I.	102
6.3.1. DISPARO DE LA UNIDAD TÉRMICA (TG U1) MACHALA.....	102
6.3.1.1. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (0:05:23 - 0:05:27)	103
6.3.1.2. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis(0:05:28 - 0:05:32)	104
6.3.2. DISPARO DE LA POSICIÓN MILAGRO 1 EN LA SUBESTACIÓN MILAGRO..	105
6.3.2.1. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (13:42:25 - 13:42:29)	107
6.3.2.2. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (13:42:30 - 13:42:34)	107
6.3.3. DISPARO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO-BABAHOYO	108
6.3.3.1. Ventana antes del evento, 4 s de análisis (21:11:17 - 21:11:21).....	109
6.3.3.2. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (21:11:22 - 21:11:26)	110
6.3.4. DISPARO DE LA POSICIÓN DE LINEA 1 DE LA S/E DOS CERRITOS	111

6.3.4.1. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (0:10:53 - 0:10:57)	112
6.3.4.2. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (0:10:58 - 0:11:02)	113
6.3.5. DISPARO DE 550MW DE GENERACIÓN EN LA CENTRAL CHIVOR EN EL SISTEMA COLOMBIANO.	114
6.3.5.1. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (21:11:27- 21:11:31)	117
6.3.5.2. Ventana de análisis 4 s después del evento (21:11:33 - 21:11:37)	118
CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	121
7.1 CONCLUSIONES	121
7.2. RECOMENDACIONES	124
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	125
ANEXO A: PARAMETROS DEL SISTEMA DE DOS ÁREAS	132
ANEXO B: SOFTWARE EMPLEADO PARA EL ANÁLISIS PRONY [45].....	134
ANEXO C: DATOS DEL S.N.I.....	138
ANEXO D: EVENTOS REGISTRADOS EN EL S.N.I. USANDO WAPROTECTOR	142

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: (a) Representación de una senoide [1].(b) Representación de un fasor [1].	7
Figura 2.2: Onda muestreada y onda seno y coseno de DFT [16].	8
Figura 2.3: Actualización de los fasores con una ventana de N muestras [1].	9
Figura 2.4: Estimación no recursiva del fasor [1].	9
Figura 2.5: Estimación recursiva del fasor. [1].	10
Figura 2.6: Fasores calculados en instalaciones geográficamente alejadas utilizando la misma referencia [4].	11
Figura 2.7: Funciones principales de la PMU [36].	13
Figura 2.8: Principales componentes de una PMU de medición de fasores [5].	14
Figura 2.9: Arquitectura del sistema jerárquico de mediciones PMU [29].	15
Figura 2.10: Función principal del concentrador de datos (PDC) [6].	17
Figura 2.11: Sistema de comunicaciones típica de una PMU [7].	18
Figura 2.12: Evolución de la estandarización de las PMU [8].	19
Figura 2.13: Sistemas de medición de área amplia WAMS [29].	21
Figura 2.14: Mediciones WAMS-PMU vs SCADA [44].	23
Figura 2.15: Aplicaciones generales de las mediciones sincrofasoriales [18].	24
Figura 2.16: Sistema WAMS incorporado en el sistema ecuatoriano [43].	27
Figura 2.17: Diagrama unifilar del SNI ubicación física de los PMU [42].	29
Figura 0.18: Herramientas que permiten observar la estabilidad del sistema en tiempo real.	30
Figura 3.1: Clasificación de la estabilidad de un sistema de potencia[23].	34
Figura3.2: Incremento monótono del ángulo del rotor [24].	38
Figura 3.3: Oscilaciones del rotor de amplitud creciente [24].	38
Figura 3.4: Representación de los modos de oscilación en los sistemas de potencia.	41
Figura 3.5: Estabilidad según la ubicación de los autovalores en el plano [52].	47
Figura 3.6: Esquema para el cálculo de la Transformada de Wavelet Discreta [24].	54
Figura 4.1: Algoritmo general de Prony [34].	58
Figura 4.2: Ejemplo de la onda del sistema [28].	60
Figura 4.3: Sistemas de dos áreas interconectadas en 230 kV [23].	64
Figura 4.4: Modos del sistema de dos áreas sin control de excitación($\Delta E_{fd}=0$).	65
Figura 4.5: Modos correspondientes al ángulo del rotor.	66
Figura 4.6: Señal de potencia activa del G1, previo al análisis Prony.	67

Figura 4.7: Comparación de las curvas de diferentes señales del G1 con respecto a la estimada utilizando el método Prony	68
Figura 4.8: Diagrama de bloque del AVR y PSS incorporado en los generadores del sistema de dos áreas [23].	71
Figura 4.9: Modos del sistema de dos áreas incorporado AVR en los generadores.	73
Figura 4.10: Autovalores del sistema de dos áreas incorporado PSS en los generadores. ...	77
Figura 5.1: Interfaz gráfico de WAProtector [43].	81
Figura 5.2: Señales registradas en WAProtector [40].	82
Figura 5.3: Flujo de potencia activa, modos registrados en WAProtector de la PMU: QUEVEDO-PASCUALES-230 [39].	83
Figura 5.4: Ubicación de la PMU: QUEV_PAS en el S.N.I.	85
Figura 5.5: Potencia activa registrada por la PMU PT: QUEVEDO_PASCUALES1_230.	86
Figura 5.6: Ventanas de tiempo para determinar los modos oscilatorios inmersos en la señal.	86
Figura 5.7: Ventanas de 2 s y 4 s respectivamente de la señal de potencia antes de ocurrir el disturbio.	87
Figura 5.8: Análisis Prony. Ventana antes del disturbio, 2 s de análisis (17:29:27-17:29:29).	87
Figura 5.10: Ventana de tiempo donde incluye el disturbio.	89
Figura 5.11: Análisis Prony. Ventana 3 s durante el disturbio (17:29:29 - 17:29:32).....	90
Figura 5.12: Ventanas de análisis seleccionadas después del disturbio.	91
Figura 5.13: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 2 s de análisis (17:29:32-17:29:34)	91
Figura 5.14: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (17:29:32 - 17:29:36)	92
Figura 5.15: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 10 s de análisis (17:29:32 - 17:29:42)	93
Figura 5.16: Ventanas donde se puede aplicar el análisis de Prony.	94
Figura 6.1: Estructura de generación bruta en (%) para el año 2012[51].	96
Figura 6.2: Exportaciones de energía (GWh) [51].	99
Figura 6.3: Ubicación de la PMU: POMA_JAMO_230 EN EL S.N.I.	102
Figura 6.4: Señal de la potencia activa registrada por la PMU: POMA_JAMO3_230.	103
Figura 6.5: Ventanas donde se aplica el análisis Prony.	103

Figura 6.6: Análisis Prony. Ventana antes del evento, 4 s de análisis(0:05:23 - 0:05:27)...	104
Figura 6.7: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis(0:05:28 - 0:05:32).	104
Figura 6.8: Ubicación de la PMU: MILA_SIDE_138 en el S.N.I.....	105
Figura 6.9: Señal de la potencia activa registrada por la PMU:MILAGRO SIDE 138.....	106
Figura 6.10: Ventanas donde se aplica el análisis de Prony.	106
Figura 6.11: Análisis Prony. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis(13:42:25 - 13:42:29).	107
Figura 6.12: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (13:42:30 - 13:42:34).	107
Figura 6.13: Ubicación de la PMU: MILA_SIDE_138 en el S.N.I.....	108
Figura 6.14: Señal de potencia activa registrada en la PMU: MILA_SIDE 1_138.....	109
Figura 6.15: Ventanas donde se aplica el análisis de Prony.	109
Figura 6.16: Análisis Prony. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (21:11:17 - 21:11:21)	110
Figura 6.17: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (21:11:22- 21:11:26)	110
Figura 6.18: Ubicación de la PMU: PASC_MOLI1_230 en el S.N.I.	111
Figura 6.19: Señal de potencia activa registrada en la PMU: PASC_MOLI1_230.	112
Figura 6.20: Ventanas donde se aplica el análisis de Prony.	112
Figura 6.21: Análisis Prony. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (0:10:53 - 0:10:57).	113
Figura 6.22: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis(0:10:58 - 0:11:02).	113
Figura 6.23: Frecuencia registrada durante el evento en la PMU: POMA_JAM3_230 [39].	115
Figura 6.24: Ubicación de la PMU: POMA_JAMO_230 EN EL S.N.I.....	116
Figura 6.25: Señal de potencia activa registrada en la PMU: POMA_JAM3_230.....	116
Figura 6.26: Ventanas donde se aplica el análisis de Prony.	117
Figura 6.27: Análisis Prony. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (21:11:27- 21:11:31).	117

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Mediciones PMU vs mediciones SCADA [22].	23
Tabla 2.2: PMU's instaladas en el S.N.I.	28
Tabla 2.3: Comparación de aplicaciones de PMU's y Estabilidad [15].	31
Tabla 4.1: Resultado, modos oscilatorios, simulados en DigSILENT.	65
Tabla 4.2: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de la potencia activa.	69
Tabla 4.3: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de voltaje.	69
Tabla 4.4: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de frecuencia.	69
Tabla 4.5: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de diferencia angular.	69
Tabla 4.6: Resultados del análisis modal y análisis Prony.	70
Tabla 4.7: Análisis modal incorporando AVR en los generadores del sistema de dos áreas.	72
Tabla 4.8: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de la potencia activa con AVR.	74
Tabla 4.9: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de voltaje con AVR.	74
Tabla 4.10: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de frecuencia con AVR.	74
Tabla 4.11: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal diferencia angular con AVR.	74
Tabla 4.12: Resultados del análisis modal y análisis Prony con AVR en los generadores.	75
Tabla 4.13: Análisis modal incorporando PSS a los generadores del sistema de dos áreas.	76
Tabla 4.14: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de potencia activa con PSS.	78
Tabla 4.15: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de voltaje con PSS.	78
Tabla 4.16: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de frecuencia con PSS.	78
Tabla 4.17: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de diferencia angular con PSS.	78
Tabla 4.18: Resultados del análisis modal y análisis Prony con PSS en los generadores.	79
Tabla 5.1: Modos oscilatorios. Ventana 2 s de análisis (17:29:27-17:29:29).	88
Tabla 5.2: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (17:29:27 - 17:29:31).	88
Tabla 5.3: Modos oscilatorios. Ventana durante el disturbio (17:29:29 - 17:29:32).	90
Tabla 5.4: Modos oscilatorios. Ventana 2s de análisis (17:29:32 - 17:29:34).	92

Tabla 5.5: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (17:29:32 - 17:29:36)	92
Tabla 5.6: Modos oscilatorios. Ventana 10 s de análisis (17:29:32 - 17:29:42).....	93
Tabla 6.1: Producción neta total de energía (GWh) en el S.I.N. para el año 2012 [51].	95
Tabla 6.2: Producción hidráulica neta (GWh) [51].	96
Tabla 6.3: Demanda del S.N.I. en bornes de generación para día laborable [52].	99
Tabla 6.4: Demanda del S.N.I. en bornes de generación para día no laborable [52].	99
Tabla 6.5: Nuevos proyectos de generación en el Ecuador [48].	100
Tabla 6.6: Eventos registrados en el S.N.I. durante el mes de Junio-Julio 2013 [39].	101
Tabla 6.7: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (0:05:23 - 0:05:27).	104
Tabla 6.8: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (0:05:28 - 0:05:32).	104
Tabla 6.9: Modos oscilatorios. Ventana 4s de análisis (13:42:25 - 13:42:29).	107
Tabla 6.10: Modos oscilatorios. Ventana 4s de análisis (13:42:30 - 13:42:34).....	107
Tabla 6.11: Modos oscilatorios. Ventana 4s de análisis (21:11:17 - 21:11:21).....	110
Tabla 6.12: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (21:11:22- 21:11:26)	110
Tabla 6.13: Modos oscilatorios. Ventana 4s de análisis (0:10:53 - 0:10:57).....	113
Tabla 6.14: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (0:10:58 - 0:11:02).....	113
Tabla 6.15: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (21:11:27 - 21:11:31).....	117
Tabla 6.16: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (21:11:33 - 21:11:37).....	118

ABREVIATURAS

<i>PMU</i>	Phasor Measurement Units, Unidades de Medición Fasorial.
<i>WAMS</i>	Wide Area Measurement System, Sistema de Medida Área Extensa.
<i>S.N.I.</i>	Sistema Nacional Interconectado
<i>SEP</i>	Sistema Eléctrico de Potencia.
<i>DFT</i>	Discrete Fourier Transform, Transformada Discreta de Fourier.
<i>PSS</i>	Pulse per Second, Pulso por segundo.
<i>UTC</i>	Universal Time Coordinate, Coordinación de Tiempo Universal.
<i>GPS</i>	Global Positioning System, Sistema de Posicionamiento Global.
<i>IDE</i>	Intelligent Electronic Devices, Dispositivos Electrónicos Inteligentes,
<i>EMS</i>	Energy Management System, Sistema de Gestión de Energía.
<i>PDC</i>	Phasor Data Concentrate, Concentrador de Datos Fasoriales.
<i>SCADA</i>	Supervisory Control and Data Acquisition System, Supervisión, Control y Adquisición de Datos.
<i>IEEE</i>	Institute of Electrical and Electronics Engineers, Instituto de Ingenieros eléctricos y electrónicos.
<i>HMI</i>	Human Machine Interface, Interfaz Hombre Máquina.
<i>SVC</i>	Compensador Estático de Reactivos.
<i>PL</i>	Discrete linear prediction, Predicción Lineal Discreta.
<i>SNR</i>	Signal Noise Ratio, Relación Señal-Ruido.
<i>AVR</i>	Automatic Voltage Regulator, Regulador Automático de Voltaje.
<i>PSS</i>	Power System Stabilizers, Estabilizador de sistemas de Potencia.
<i>DSI</i>	Dynamic System Identification, Sistema de Identificación Dinámica.

RESUMEN

Con el acelerado crecimiento de la demanda en los últimos años, las transferencias de potencia a largas distancias entre diferentes empresas de energía han aumentado constantemente, razón por la cual la seguridad y confiabilidad de los SEP pueden verse seriamente comprometidas, especialmente por el alto riesgo de violación de los límites de seguridad dinámica.

Uno de los desarrollos más importantes e innovadores en el área de monitoreo y control de los SEP está orientado a las Unidades de Medición Fasorial (PMU). Esta tecnología permite realizar la detección de oscilaciones de baja frecuencia del S.N.I. en tiempo real, lo cual permite monitorear y supervisar en tiempo real la estabilidad oscilatoria de los sistemas de potencia.

En el presente trabajo se utiliza la información sincrofasorial registrada en los equipos PMU's, estos equipos se encuentran estratégicamente ubicados en las principales subestaciones del S.N.I., haciendo uso de la información que brindan los PMU's se realiza el análisis oscilatorio de baja frecuencia mediante la aplicación de una de las técnicas de estimación modal conocida como Análisis Prony y con la ayuda de la herramienta DSI Toolbox [BPA/PNNL] se determinan los modos oscilatorios más críticos inmersos en las diferentes señales del sistema, finalmente se determina la frecuencia y amortiguamiento de cada modo oscilatorio de baja frecuencia detectado en las señales analizadas.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

Debido a la naturaleza dinámica los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se tienen presentes oscilaciones de baja frecuencia y pobre amortiguamiento, que en muchos casos pueden llevar al sistema a la inestabilidad o pérdida de sincronismo de las máquinas, razón por la cual se requiere de herramientas que permitan monitorear el SEP con el objetivo de determinar oscilaciones de baja frecuencia que pueden afectar la operación normal del sistema.

El uso de mediciones sincrofasoriales, que poseen alta precisión y sincronización de tiempo, hacen de los PMU equipos apropiados para el monitoreo y supervisión en tiempo real de los SEP tanto en estado estable y dinámico.

Aplicando el método de identificación modal conocido como análisis Prony se determina la frecuencia y amortiguamiento de los modos más críticos presentes en el sistema, ante la ocurrencia de una perturbación o evento inesperado.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar la detección de oscilaciones de baja frecuencia del Sistema Nacional Interconectado a partir de mediciones sincrofasoriales PMU.

1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICO

- Presentar las principales características de la tecnología de medición sincrofasorial y sus potenciales aplicaciones en el análisis dinámico del sistema de potencia en tiempo real.
- Presentar una revisión general de las metodologías utilizadas en la actualidad para la supervisión y el monitoreo de la estabilidad oscilatoria en tiempo real a partir de mediciones sincrofasoriales.
- Presentar en detalle la teoría a ser utilizada en el presente trabajo para la evaluación de los modos críticos presentes en los sistemas de potencia.

- Analizar y presentar una herramienta computacional para el monitoreo y evaluación de los modos críticos presentes en el S.N.I. utilizando mediciones sincrofasoriales.
- Mostrar los resultados y las ventajas de la metodología utilizada frente a las herramientas convencionales.

1.2. ALCANCE

Utilizando la información de las unidades de medición sincrofasorial (PMU), realizar el análisis de las oscilaciones de baja frecuencia presentes en el Sistema Nacional Interconectado y determinar cuáles son los modos más críticos aplicando la metodología de Análisis Prony.

Estimación de la frecuencia y amortiguamiento de los modos oscilatorios a partir de mediciones sincrofasoriales realizadas en el S.N.I., realizar una comparación con los métodos tradicionales de simulación actualmente utilizados para la detección de modos oscilatorios presentes en el sistema.

1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La estabilidad de ángulo del rotor se refiere a la habilidad de las máquinas sincrónicas de mantener sincronismo después de haber sido el sistema sometido a una perturbación. El problema de estabilidad de ángulo del rotor involucra el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los sistemas de potencia. Este estudio tiene el objetivo de analizar la posible ocurrencia de inestabilidad oscilatoria, la cual se desarrolla cuando existe déficit de torque de amortiguamiento.

Los problemas oscilatorios pueden ser de naturaleza local o global. Los problemas locales (modos de oscilación locales) están asociados con oscilaciones entre los rotores de un pequeño grupo de generadores cercanos unos a otros. Estas oscilaciones presentan frecuencias del orden de 0.7 a 2 Hz. Los problemas globales (modos de oscilación inter-área) en cambio, son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores que exhiben características de

coherencia bastante marcadas (como en el caso de las interconexiones internacionales). Estas oscilaciones tienen frecuencias en el rango de 0.1 a 0.7 Hz.

Tradicionalmente, el análisis de las oscilaciones se ha realizado empleando la técnica matemática conocida como análisis modal, la cual considera que ante pequeñas perturbaciones las ecuaciones diferenciales que representan la dinámica del sistema pueden ser linealizadas. Esta herramienta permite luego determinar la frecuencia y el amortiguamiento de los modos oscilatorios a través del cómputo de los valores propios de la matriz de estado del sistema. Este análisis es la herramienta preferida en el planeamiento de la operación del sistema de potencia, pero no puede ser empleada como herramienta de análisis en tiempo real debido a sus tiempos de cálculo.

Con el acelerado crecimiento de la demanda en los últimos años, las transferencias de potencia a largas distancias entre las diferentes empresas de energía han ido aumentando constantemente. Dado que estas transferencias de potencia son limitadas por las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia en muchos de los sistemas eléctricos alrededor del mundo, el problema de estabilidad de pequeña señal se ha convertido de nuevo en un reto a resolver, no solo en el planeamiento de la operación sino durante la operación misma del sistema en tiempo real. En este sentido, existe la necesidad de disponer de una herramienta de evaluación, en tiempo real, de los modos oscilatorios críticos, de manera que el operador tenga información suficiente para decidir acciones sobre el sistema de potencia cuando se presenten oscilaciones que puedan ser perjudiciales para la estabilidad del sistema.

Un enfoque novedoso, y que está tomando fuerza actualmente, es la utilización de mediciones sincrofasoriales obtenidas por equipos PMU ubicadas estratégicamente en el sistema de potencia. Las propuestas están orientadas a calcular frecuencia y amortiguamiento de los modos oscilatorios a partir de estas mediciones sincrofasoriales. Considerando la disponibilidad actual de este tipo de mediciones en el S.N.I., se presenta el reto de emplear estos datos y realizar una

evaluación en tiempo real de la estabilidad oscilatoria que oriente al operador del sistema eléctrico en la aplicación de acciones de control preventivas y correctivas.

1.4. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO

- Mediante la tecnología Medición Fasorial conocidas como PMU identificar nuevas posibilidades para la supervisión, protección, análisis y control de los sistemas eléctricos de potencia.
- Clasificación de las oscilaciones de baja frecuencia, metodologías utilizadas actualmente para la detección de oscilaciones de baja frecuencia en los sistemas de potencia en tiempo real.
- Descripción y características de la metodología de análisis Prony, como técnica que utiliza la información en el dominio del tiempo o mediciones sincrofasoriales para determinar la información de los modos presentes en la señal.
- Se obtiene las señales registradas en las diferentes PMU instaladas en el sistema, se las procesa y analiza con el método de análisis Prony con el objetivo de determinar los modos oscilatorios poco amortiguados, se muestran los resultados y el análisis de cada uno de ellos.
- Recopilación de información de las pruebas realizadas a diversas señales del S.N.I. para la detección de modos de oscilación.

CAPÍTULO 2: TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN SINCROFASORIAL (PMU)

En este capítulo se detallan las características, fundamentos, y aplicaciones de la tecnología PMU, para la supervisión y control de oscilaciones de baja frecuencia en tiempo real.

2.1. FUNDAMENTOS DE LA MEDICIÓN DE SINCROFASORES

2.1.1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día las redes de transmisión de los sistemas de potencia trabajan cerca de sus límites de seguridad, debido al acelerado crecimiento de la demanda, la proliferación de equipos con características no lineales y, entre otros aspectos, hacen cada vez más complejo el monitoreo y control de los sistemas de potencia. Debido a estas situaciones, el sistema de potencia está más propenso a entrar en estado crítico y generar problemas de inestabilidad oscilatoria, que pueden llevar al sistema a evolucionar hacia el colapso parcial o total.

Uno de los desarrollos más importantes e innovadores en el área de monitoreo y control de los sistemas de potencia está orientado al uso de las Unidades de Medición Fasorial (PMU's). Esta tecnología permite realizar la detección de oscilaciones de baja frecuencia y monitorear la dinámica del sistema de potencia, brindando mayor información para la toma de medidas preventivas y correctivas ante situaciones de riesgo que se generan en los sistemas, además permite a los operadores disponer de mayor cantidad de información útil para manejar la seguridad del SEP.

2.1.2. MEDIDA DE SINCROFASORES [1]

2.1.2.1. Representación de señales sinusoidales mediante fasores

Los voltajes y corrientes de la red eléctrica son ondas sinusoidales que vienen representadas, de forma genérica, por la siguiente ecuación:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \theta) \quad (2.1)$$

Donde:

X_m : Valor pico de la señal.

ω : Frecuencia de la señal en radianes por segundo.

θ : Ángulo de fase de la señal en radianes.

La ecuación 2.1 puede escribirse de la siguiente forma.

$$x(t) = \operatorname{Re}\{X_m e^{j(\omega t + \theta)}\} = \operatorname{Re}\{(e^{j\omega t})X_m e^{j\theta}\} \quad (2.2)$$

El factor $e^{j\omega t}$ puede ser suprimido al considerar que la frecuencia ω es un parámetro constante en estado estable.

Así una ecuación sinusoidal puede ser representada por un número complejo \bar{X} que gira a la velocidad angular ω , conocida como su representación *Fasorial* o simplemente *Fasor*. En la ecuación 2.3 se muestra la representación *fasorial compleja* de una onda sinusoidal.

$$x(t) \Leftrightarrow \bar{X} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) e^{j\theta} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) [\cos\theta + j\sin\theta] \quad (2.3)$$

Donde $\left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right)$: valor RMS de la señal de entrada.

2.1.2.2. Representación fasorial o fasor[1]

Un fasor es una representación compleja de una señal sinusoidal que varía en el tiempo, y es expresado en función de un módulo y fase (con respecto a una referencia), donde el ángulo de fase es el ángulo entre el tiempo de la primera muestra ($t=0$) y el pico de la señal sinusoidal de entrada como se observa en la Figura 2.1 a. El módulo del fasor es igual al valor RMS de la sinusoide.

El uso de notación de fasores reduce los requerimientos en capacidad de procesamiento de los sistemas de medición y análisis, ya que simplifica las ecuaciones matemáticas. Esta simplificación hace posible la supervisión con PMU.

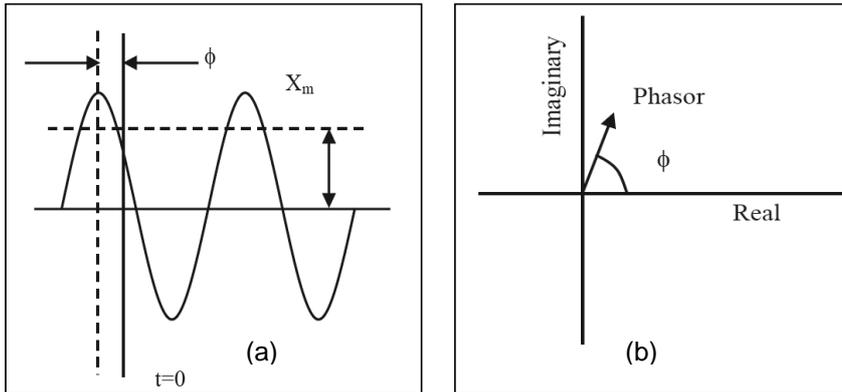


Figura 2.1:(a) Representación de una senoide [1]. (b) Representación de un fador [1].

La representación de un fador es posible para una senoide pura, con módulo, fase, y frecuencia constante (régimen estacionario). En la práctica las señales pueden contener ondas sinusoidales de distinta frecuencia, y los parámetros de dicha onda pueden variar con el tiempo (régimen transitorio). Con el fin de obtener el fador correspondiente a la frecuencia de interés (generalmente a frecuencia nominal) se emplea la Transformada Discreta de Fourier [1].

2.1.3. TRANSFORMADA DISCRETA DE FOURIER (DFT) [1] [16]

Dada una señal sinusoidal $x(t)$, muestreada N veces por ciclo, representada por los valores X_i ($i=0, \dots, N-1$). La DTF permite obtener la parte real e imaginaria del fador X_1 , correspondiente a la componente fundamental de la onda, de acuerdo a las siguientes ecuaciones.

$$R_e X_1 = \frac{2}{N} \cdot \sum_{i=0}^{N-1} x_i \cdot \cos\left(\frac{2\pi i}{N}\right) \quad (2.4)$$

$$I_m X_1 = -\frac{2}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x_i \cdot \text{sen} \left(\frac{2\pi i}{N} \right) \quad (2.5)$$

En la Figura 2.2 se representa la onda muestreada, y las ondas senos y coseno empleadas en el cálculo de la DFT, se considera una ventana de cálculo de un ciclo.

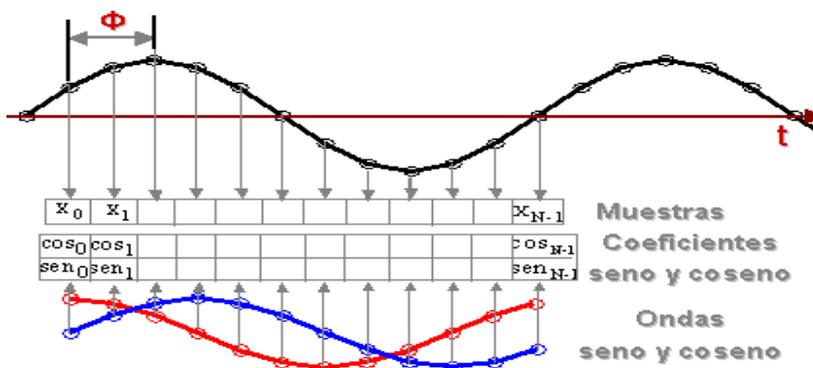


Figura 2.2: Onda muestreada y onda seno y coseno de DFT [16].

La fase del fasor calculado en la muestra N-1 (última muestra), Φ , coincide con el desfase entre la onda coseno empleada por la DFT y la onda muestreada. Esta relación se cumple siempre que estas dos ondas tengan igual frecuencia.

Para calcular un sincrofasor la PMU comúnmente utiliza el algoritmo de la Transformada Discreta de Fourier, y para la actualización de fasores se emplea la DFT no recursiva y la DTF recursiva.

2.1.3.1. Transformada Discreta de Fourier (DFT) no recursiva[1][16]

En la actualización no recursiva el cálculo para actualizar el fasor se realiza en cada ventana sin utilizar ningún dato de la estimación anterior.

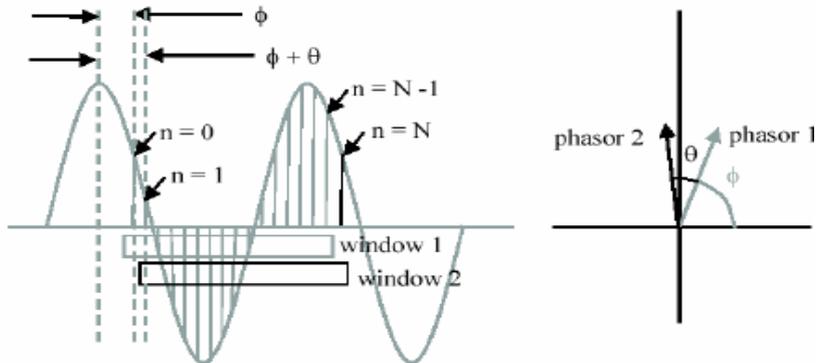


Figura 2.3: Actualización de los fasores con una ventana de N muestras [1].

El fasor 1 es calculado con las muestras $n=0, \dots, N-1$ (ventana 1), mientras el fasor 2 se calcula con las muestras $n=1, 2, \dots, N$ (ventana 2), θ es el ángulo entre dos muestras sucesivas en base al periodo de la frecuencia fundamental [1].

En el algoritmo no recursivo con cada nueva muestra, la tabla de multiplicadores seno y coseno es desplazada para ajustarse a la nueva ventana de datos, se realiza nuevos cálculos para cada nueva ventana.

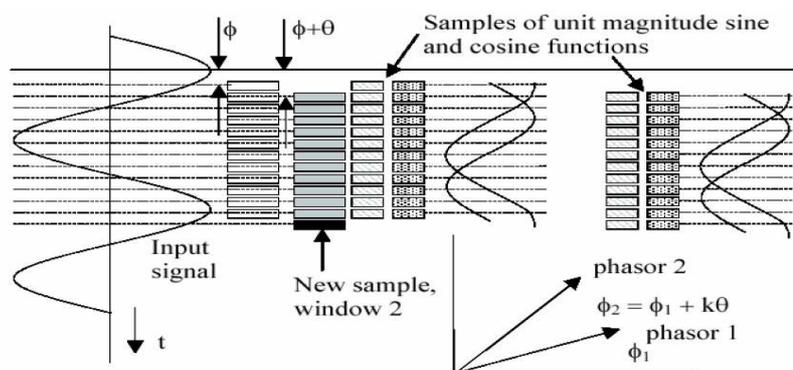


Figura 2.4: Estimación no recursiva del fasor [1].

El fasor de una señal de entrada constante rota o gira, para cada muestra nueva, en sentido contrario a las agujas del reloj debido al ángulo de muestreo.

2.1.3.2. Transformada Discreta de Fourier (DFT) recursiva[1][16]

Con la DFT recursiva, las ondas seno y coseno no se deslizan con la ventana de cálculo sino que permanecen inmóviles, cada vez que llega una muestra nueva, esta se multiplica por los coeficientes seno y coseno asociados a la muestra más antigua. Las $N-1$ muestras restantes se siguen multiplicando por los mismos coeficientes. Esta operación se repite para cada muestra nueva que llegue, se guardan los valores de las N muestras anteriores, junto con el resultado de la operación anterior. Con esos datos no es necesario volver a realizar todas las operaciones sino que al resultado de la operación anterior, se le restará el producto de las muestras más antiguas por los coeficientes seno y coseno correspondientes y se le sumará el producto de las muestras más nuevas por los dichos coeficientes. La DFT recursiva reduce el número de cálculos a realizar y da lugar a un fasor de fase constante como se muestra en la Figura 2.5.

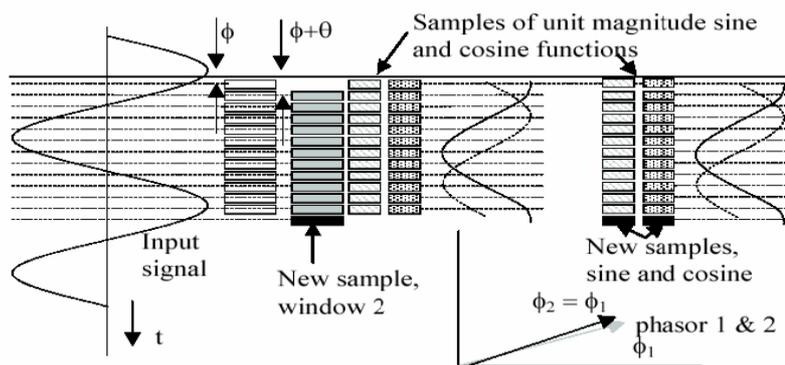


Figura 2.5: Estimación recursiva del fasor. [1].

El ángulo calculado por la DFT recursiva al llegar la muestra X_N tiene el valor de $\theta_{DFT2} = \theta_1$.

En general el método recursivo es numéricamente estable. Sin embargo se debe tener presente que el efecto de un error de estimación en una ventana está presente en la estimación de las siguientes, por su gran eficiencia computacional el algoritmo recursivo es el seleccionado para muchas aplicaciones.

El algoritmo comúnmente empleado para el cálculo de un sincrofasor es la Transformada Discreta de Fourier en su forma recursiva por su capacidad para eliminar armónicos, velocidad y ser numéricamente estable.

2.1.3.3. Sincrofasor [16]

Un sincrofasor es un fasor referido a una onda de frecuencia nominal (50 / 60 Hz), sincronizada con un UTC (Coordinate Universal Time), es decir con su valor máximo en el cambio del segundo UTC. Para calcular un sincrofasor x asociado a una onda coseno $x(t)$, una PMU necesitara leer tanto la onda $x(t)$ como la onda coseno de referencia sincronizada con el UTC (llamada "onda coseno universal"). Al tener un sistema sincronizado de tiempo, los sincrofasores proporcionan una herramienta para ayudar en el monitoreo y supervisión de la operación en tiempo real y entregar información confiable sobre el estado del sistema de potencia [16].

2.1.4. TECNOLOGÍA SINCRÓFASORIAL [4]

El uso de fasores ha conllevado al término conocido como tecnología sincrofasorial, que es considerada una de las más importantes tecnologías de medición de los sistemas eléctricos de potencia, debido a su habilidad para mostrar datos analógicos de voltaje y corriente sincronizados con un GPS.

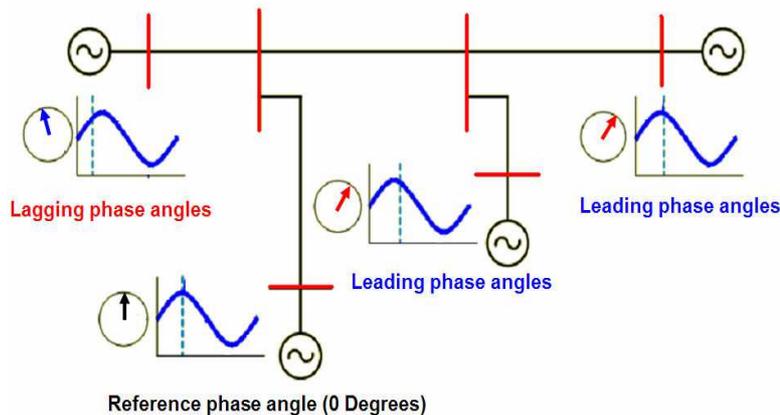


Figura 2.6: Fasores calculados en instalaciones geográficamente alejadas utilizando la misma referencia [4]

La diferencia del ángulo de fase entre dos grupos de mediciones fasoriales es independiente de la referencia, típicamente, una de las mediciones fasoriales es escogida como “referencia”. La diferencia entre los otros ángulos de fase y ésta referencia, es calculada y referida como el ángulo de fase relativa como se muestra en la Figura 2.6.

Para medir señales eléctricas de (voltaje o corriente) en dos o más puntos distantes del sistema, se requiere de un dispositivo que realice el muestreo de la señal en el mismo instante de tiempo, por lo que hace necesario sincronizar la señal de referencia de tiempo con un sistema de Global Positioning System (GPS).

2.2. SISTEMA DE POSICIONAMIENTO GLOBAL (GPS)

El Sistema de Posicionamiento Global (GPS), funciona mediante una red de 24 satélites en órbita sobre el planeta tierra, a 20.200km, con trayectoria sincronizada para cubrir toda la superficie de la Tierra [3].

El GPS permite determinar la posición de un objeto en cualquier lugar del planeta, además de las aplicaciones de posicionamiento, como coordenadas geográficas, velocidad y dirección de desplazamiento, existen otras relaciones con el tiempo como son la hora universal coordinada (UTC), sin embargo, para las PMU la señal más importante es la señal sincronizante de un pulso por segundo (*Pulse per Second PPS*), este pulso es recibido en coincidencia con todos los otros pulsos dentro de $1\mu s$.

Los fasores deben tener la misma referencia para sus ángulos; por ende, las mediciones sincronizadas con el GPS permiten la alineación exacta de los datos de cada una de las subestaciones en las que se ubican las PMU, a pesar de estar separadas por cientos de Kilómetros [5].

2.3. UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

Las unidades de medición sincrofasorial (PMU's) son dispositivos electrónicos inteligentes (IED) muy avanzados, que permiten estimar los sincrofasores de las

ondas sinusoidales de corriente y voltaje AC, en diferentes nodos del SEP [36], las PMU ayuda a realiza estimaciones precisas sobre el estado del sistema a intervalos frecuentes, controlando la dinámica del SEP desde un lugar central de forma que permita tomar acciones de supervisión, control y protección apropiadas en los sistema.

Los PMU's instaladas en SEP proveen mediciones sincrofasoriales de voltaje y corriente, sin importar la distancia a la que se encuentren, todas las medidas que se obtienen con las PMU son sincronizadas con un mismo tiempo de referencia, a través de un sistema GPS. La PMU es capaz de obtener de 20 a 60 mediciones por segundo en comparación con el sistema de datos tradicional (SCADA), que permite obtener una medición cada 2 a 5 segundos [2].



Figura 2.7: Funciones principales de la PMU [36].

2.3.1. ESTRUCTURA BÁSICA DE UNA PMU

Una PMU genérica se compone de un sistema de adquisición de datos, donde cuenta con: un filtro anti-aliasing apropiado, un módulo conversor análogo-digital, un microprocesador, el cual hace los cálculos de los fasores y un receptor de GPS, el cual le proporciona una señal de un pulso por segundo y la etiqueta de

tiempo correspondiente, la cual se compone del año, mes, día, minuto y segundo, necesarias para sincronizar las mediciones [20].

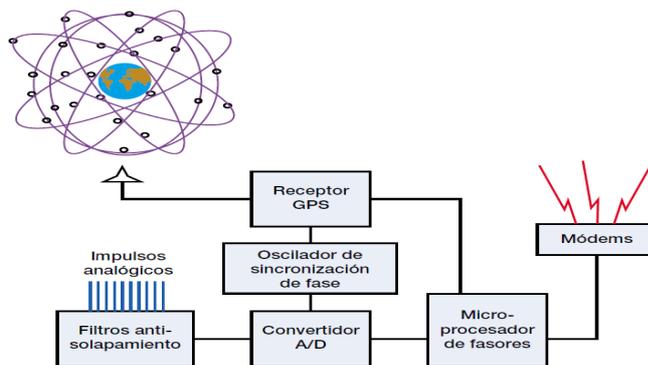


Figura 2.8: Principales componentes de una PMU de medición de fasores [5].

- **Entradas analógicas.** Son voltaje y corrientes obtenidas del arrollamiento del secundario de los transformadores de medida. Se utilizan las corrientes y voltajes de las tres fases para obtener la medición de secuencia positiva [36].
- **Filtro anti-aliasing o anti-solapamiento.** Los filtros anti-aliasing (pasa bajos), filtran las frecuencias superiores a la frecuencia de muestreo, para que no sean digitalizadas [2]. La tasa de muestreo elegida define la frecuencia del filtro anti-aliasing.
- **Convertidor A/D.** Toma las señales analógicas originales de voltaje y corriente y las transforman en señales digitales denominadas “fasores locales”. En esta unidad se realiza el filtrado de ruido y señales de impulso.
- **Microprocesador.** Realizar el cálculo de los valores fasoriales, aplicando el algoritmo recursivo de la Transformada Discreta de Fourier. A partir de señales medidas en tres fases procede a obtener los fasores de secuencia positiva de voltaje y corriente. El microprocesador le agrega una marca o etiqueta de tiempo al fasor y le da un formato definido por la norma IEEE, para luego transmitirlo al concentrador de datos (PDC) [1] [7].

- **Receptor GPS.** Recibe una señal de 1 pulso-por-segundo (PPS) transmitida por el sistema GPS, permite sincronizar las medidas en base a una misma referencia.
- **Oscilador de sincronización de fase.** Divide la señal 1PPS para realizar un muestreo simultáneo de las señales analógicas de voltaje y corriente que llegan desde el secundario de los transformadores de potencia y corriente [20].

La salida principal de la PMU son fasores con estampa de tiempo que se transfieren a través de los enlaces de comunicación a módems adecuados a un nivel superior en la jerarquía del sistema de mediciones, el error de muestreo de una PMU es menor a un microsegundo, siendo así el método de medida más preciso que existe en la actualidad en aplicación a los SEP.

2.3.2. SISTEMA DE MEDICIÓN FASORIAL JERÁRQUICO [1]

En la mayoría de las aplicaciones los datos de los fasores son utilizados en centros alejados de las PMU's. En este sentido es necesario que exista una arquitectura que involucre PMU's, vínculos de comunicación y concentradores de datos (PDC) para aprovechar los beneficios del sistema de medición. En la Figura 2.9 se observa la arquitectura del sistema por jerarquía.

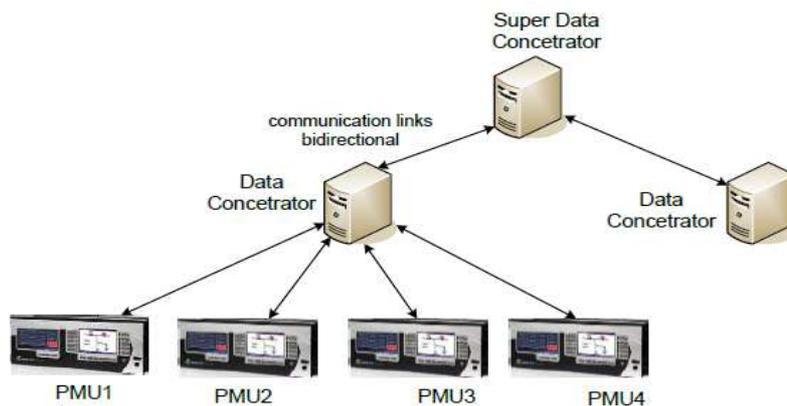


Figura 2.9: Arquitectura del sistema jerárquico de mediciones PMU [29].

Las principales aplicaciones en tiempo real de los datos de los fasores son realizados en un nivel jerárquico superior donde se utilizan los datos de varias PMU's para monitorear y supervisar el sistema.

En la arquitectura de transmisión de datos de los fasores, los dispositivos que siguen a la PMU en nivel jerárquico son los concentradores de datos (PDC's).

En la Figura 2.9 se observa en primer nivel el PDC como concentradores regionales y en un sistema de gran escala se debe contemplar, a nivel nacional, en una jerarquía superior, con un súper concentrador de datos.

2.4. CONCENTRADORES DE DATOS (PDC)

Los PDC son dispositivos que se encargan de recibir, filtrar, procesar y almacenar los datos de los fasores provenientes de las PMU's y en algunos casos de otros PDC's, para crear un conjunto de datos fasoriales de una gran parte del sistema o de todo el sistema [6].

Los PDC tienen capacidad de almacenamiento local y también tiene un registro interno que guarda todo el conjunto de datos si se detecta una perturbación en alguna PMU. Algunas veces, los PDC podrían tener otras funciones: registro de disturbios, registros de parámetros, estimación de estado, parámetros de la carga y parámetros de las líneas. Algunos parámetros pueden ser monitoreados, almacenados y actualizados en el PDC.

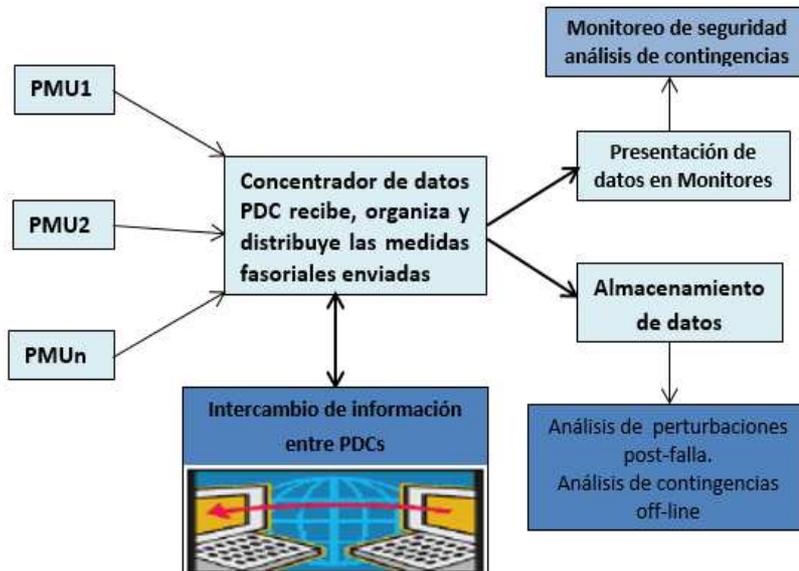


Figura 2.10: Función principal del concentrador de datos (PDC) [6].

Una de las funciones de los PDC es la de compartir la información con otros PDC (súper PDC) ubicados en distintas áreas de control. Los PDC reciben los fasores de las diferentes PMU de forma sincronizada una tasa del 2 a 60 fasores por segundo y mediante la utilización de las etiquetas de tiempo de los fasores el PDC los organiza de tal modo que correspondan a un mismo instante de tiempo [6].

El súper PDC.- Es simplemente un PDC central que recopila y correlaciona datos de los fasores de todos los PDC remotos y la hace disponible para un paquete de software de visualización, proporciona un número de salidas especializadas que permite tener una interfaz directa para el sistema SCADA / EMS¹.

2.5. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN FASORIAL [4] [36]

¹SCADA/EMS.- (Sistema de Adquisición y supervisión de datos / Sistemas de Gestión de Generación). Supervisa eficazmente el funcionamiento en estado estacionario de una red, pero no son capaces de controlar la dinámica directamente de los sistemas de potencia. Proporciona una plataforma moderna y aplicaciones avanzadas para el análisis y la optimización de las operaciones de transmisión.

Los sistemas de comunicación son bidireccionales. La mayoría de los datos fluyen desde la PMU. Sin embargo hay tareas que requieren capacidad de comunicación en sentido inverso, que pueden ser comandos para configurar componentes, requerimientos de datos en forma particular, etc.

Hay dos factores fundamentales en cualquier comunicación de datos:

- **Capacidad del canal.** Mide la razón de transmisión de datos que puede mantenerse en un vínculo de datos.
- **Latencia.** Definida como el retardo de tiempo entre el tiempo al cual el dato es creado y cuando el dato está disponible para una aplicación deseada.

El volumen de datos generados por las PMU es modesto por lo cual la capacidad del canal no suele ser un factor limitante en la mayoría de las aplicaciones, algunas aplicaciones pueden requerir latencias relativamente pequeñas, en especial para control en tiempo real [36].

Para realizar la respectiva transferencia de datos desde las PMU hasta los PDC, se requiere de una red apropiada de comunicación, por lo que se debe enmarcar el tipo de red por la cual se hace la transferencia, los dispositivos actuales utilizan fibra óptica, tecnologías de comunicación telefónica, digital en serie y de Ethernet para establecer la conexión con el PDC [4].

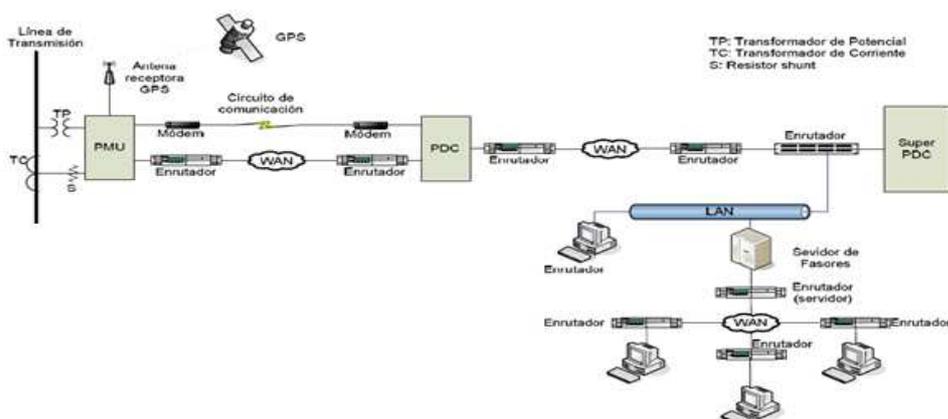


Figura 2.11: Sistema de comunicaciones típico de una PMU [7].

2.6. ESTÁNDARES APLICABLES A LA TECNOLOGÍA PMU [8]

La IEEE 1344 fue la primera norma que buscó regular la tecnología de mediciones sincrofasoriales, en el 2005 se reemplazó por la norma IEEE C37.118. Posteriormente se decidió reemplazar con una nueva versión que contempla la separación del estándar IEEE C37.118 en dos partes con el propósito de facilitar su adopción y el uso de otros protocolos de comunicación para transmisión de datos fasoriales; la IEEE C37.118.1-2011 con requisito de mediciones sincrofasoriales, y la IEEE C37.118.2-2011 con requerimiento para transferencia de datos en tiempo real.

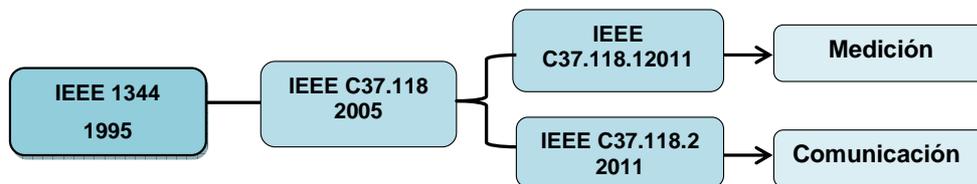


Figura 2.12: Evolución de la estandarización de las PMU [8].

IEEE 1344 [4]

Esta norma, define los formatos de archivos de salida suministrados por las unidades PMU de medición de fasores. Se definen dos archivos (Encabezamiento y Configuración) para la configuración y la asistencia a la interpretación de los datos de los fasores, así como el formato del archivo de salida binario en tiempo real, que consta de fasores y de la marca de tiempo e incluye la salida principal de las unidades PMU.

IEEE C37.118-2005 [8]

Esta norma se aplica a las mediciones fasoriales sincronizadas utilizados en sistemas eléctricos de potencia, especifica requerimientos a la respuesta de las PMU ante entradas de frecuencia distinta de la nominal. Proporciona un método de cuantificación de mediciones, define los formatos de transmisión de datos para informes en tiempo real, formatos de mensaje para la comunicación con una unidad de medición fasorial (PMU).

IEEE C37.118.1 – Medidas Fasoriales [8]

Esta norma define las mediciones de sincrofasores, frecuencia y tasa de cambio de la frecuencia, describiendo la estampa de tiempo y los requerimientos de sincronización para tales medidas, adicional a esto, también proporciona un método para cuantificar las medidas y establece especificaciones para las pruebas de calidad, a partir de métodos de evaluación de estas medidas y requerimientos para conformidad con el estándar, tanto en condiciones estáticas como dinámicas del sistema.

IEEE C37.118.2 – Comunicaciones Fasoriales [8]

Esta norma, además de definir un método para el intercambio de datos de mediciones fasoriales sincronizadas entre equipos del sistema de potencia, especifica los mensajes, incluyendo tipos, usos, contenidos y formatos de datos para comunicación en tiempo real entre unidades de medición fasorial (PMU) y concentradores de datos fasoriales (PDC).

2.7. SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ÁREA AMPLIA (WAMS) [10]

Los Sistemas de Medición de Área Amplia WAMS (Wide Area Measurement Systems), son aquellos que permiten disponer de mediciones distribuidas en el SEP. Se componen de equipos de medición fasorial (PMU), que toman con gran precisión lecturas sincronizadas de las condiciones de la red en puntos estratégicos de una área muy extensa. Estas lecturas se envían a un sistema de control central que evalúa en línea, permanentemente, la seguridad y confiabilidad de la red, presentando a los operadores una imagen muy precisa del estado del sistema en tiempo real, mientras el sistema eléctrico opera cerca de los límites de seguridad.

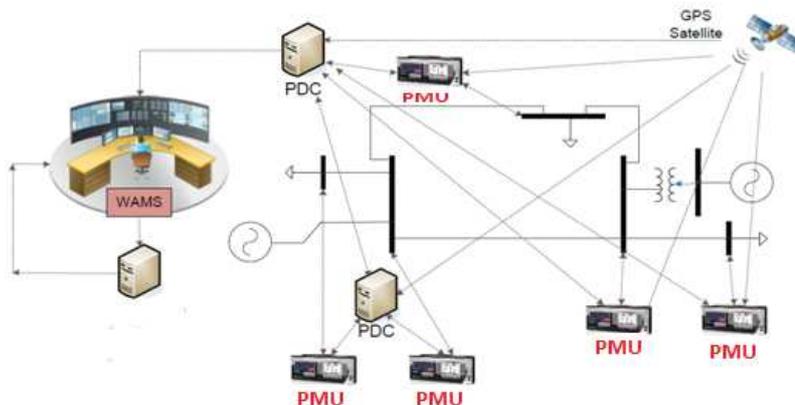


Figura 2.13: Sistemas de medición de área amplia WAMS [29].

La tecnología WAMS puede ser usada para [36]:

- Estudios fuera de línea.
- Supervisar y monitorear las variables del sistema (Voltaje, Corriente, Frecuencia y Ángulo) en tiempo real.
- Detectar posible fallas y separación del sistema
- Analizar oscilaciones en tiempo real
- Desarrollar sistemas de control de lazo abierto y cerrado para mejorar la estabilidad del sistema prescindiendo de modelos para el sistema externo y control de emergencia

2.7.1. APLICACIONES DE LAS WAMS [11]

- **Supervisión del ángulo de fase (PAM) (Phase Angle Monitoring).**- Se puede detectar la perturbación controlando las relaciones de ángulo de fases entre subestaciones elegidas estratégicamente, incluso si se produjeran fuera de la subestación.
- **Supervisión Térmica de la Línea (LTM) (Line Thermal Monitoring).** - Calcula la temperatura media de la línea basándose en las mediciones de fasor en ambos extremos de las líneas de transmisión.

- **Supervisión de la Estabilidad de Voltaje (VSM) (Voltage Stability Monitoring).**-
Evalúa en tiempo real la estabilidad del voltaje, empleando mediciones de fasores.

2.7.2. MEDICIONES WAMS/PMU vs MEDICIONES SCADA

El sistema SCADA (Supervisor Control and Data Acquisition System), está limitado a la ejecución de funciones tradicionales, tales como: la recolección de datos y la ejecución de funciones de control. Usualmente se incluye en el SCADA una pequeña cantidad de almacenamiento de registros y otras funciones de reporte de datos [32]. Los sistemas SCADA no poseen información marcada con una estampa de tiempo, reciben datos nuevos pero no hay modo de ver la diferencia cronológica entre ellas, usa comunicación antigua y no responde a los cambios rápidos del sistema.

La implementación y uso de mediciones sincrofásicas, proveen valores complejos de tensión y corriente, además posee ventajas sobre la forma de medición convencional que solo mide magnitudes, como el tradicional SCADA, con el cual el ángulo de los voltajes se debe calcular con algoritmos de estimación de estado. Las mediciones sincrofásicas proveen información directa y precisa sin recurrir a cálculos que dependen de parámetros de la red, en la Tabla 2.1 se muestran las diferencias entre las PMU y el sistema SCADA.

ATRIBUTOS	SCADA	WAMS-PMU
RESOLUCIÓN	Tasa de actualización 1 muestra cada 2 s-5 s. (Observación del estado estable)	Tasa de actualización 10 - 60 muestras por segundo. (Dinámico/ Observabilidad transitoria)
MEDICIONES	Solo magnitud.	Magnitud y ángulo de fase.
DATOS	No sincronizados	Sincronizados
FUNCIÓN	Supervisión y control local.	Vigilancia y control de áreas amplias.
COMUNICACIÓN	Tecnología tradicional de comunicación.	Tecnología moderna de comunicación.
VARIACIONES	De frecuencia: representa el desequilibrio entre carga y generación.	Angulares: representa el flujo de MW en el sistema.

Tabla 2-1: Mediciones PMU vs mediciones SCADA [22].

En la Figura 2.14, se observa la diferencia entre la señal medida por la PMU y la señal medida por el sistema SCADA en función del tiempo.

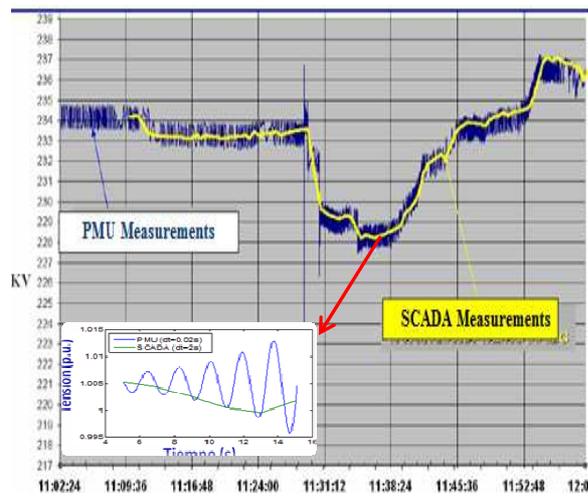


Figura 2.14: Mediciones WAMS-PMU vs SCADA [44].

2.8. APLICACIONES DE LA TECNOLOGÍA PMU

La tecnología PMU permite realizar el monitoreo del sistema, simplificando matemáticamente los procesos de cálculo al transformar los números complejos en fasores, agilizando así el procesamiento de las señales.

La tecnología PMU se complementa con los sistemas SCADA tradicionales y contribuyen en el aumento de la toma de decisiones, de forma más rápida y coherente en los problemas que se presentan en los sistemas de potencia. El interfaz gráfico que el equipo presenta contribuye a la visualización de la dinámica del sistema de forma más fácil, lo que permite al operador evaluar rápidamente y tomar acciones correctivas y preventivas en los sistemas de potencia.

Una de las aplicaciones basadas en la tecnología de medición sincrofasorial (PMU), se puede observar en la Figura 2.15.

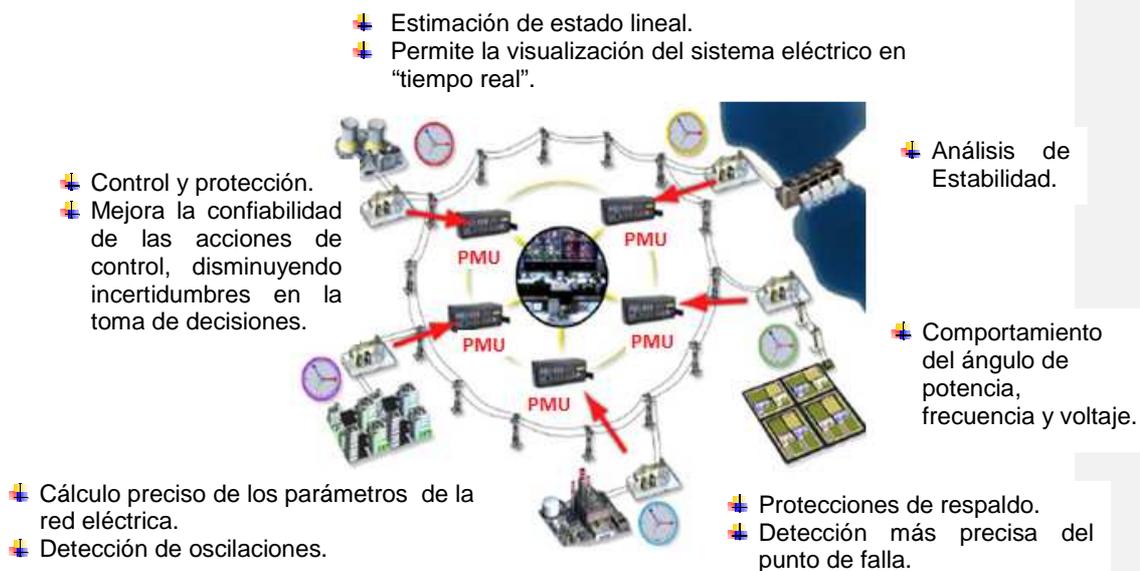


Figura 2.15: Aplicaciones generales de las mediciones sincrofasoriales [18].

Las PMU permiten una serie de aplicaciones para incrementar la confiabilidad de la red "basada en mediciones" en lugar de modelos matemáticos del sistema de potencia. Las aplicaciones tradicionales de los sistemas están "basadas en modelos", y los resultados son tan buenos como lo sea la precisión del "modelo".

Las aplicaciones basadas en las mediciones no poseen el anterior inconveniente, ya que el “modelo” son las respuestas mismas del sistema de potencia. Las aplicaciones de los PMU se agrupan de forma generalizada tanto en supervisión, protección y control.

- Supervisión de sistemas eléctricos de potencia (**Medición**)
- Sistemas de protección avanzado de los SEP's (**Protección**)
- Esquema de control avanzado (**Control**)

2.8.1. SUPERVISIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (MEDICIÓN) [4]

Uno de los elementos más importantes de los modernos sistemas de gestión de energía que actualmente utilizan los centros de control es la estimación de estado del SEP a partir de las mediciones en tiempo real. El estado de un sistema representa la mínima cantidad de información sobre el sistema en un instante t_0 que es necesario para poder determinar su comportamiento, la tecnología actual no puede proporcionar información sobre el estado dinámico del SEP, debido a la baja adquisición de datos y cálculos de exploración relativamente lentos.

Las mediciones sincronizadas de fasores abren una posibilidad totalmente nueva para sintetizar el proceso de estimación de estado. La aplicación de esta tecnología eliminara en gran parte el retardo inherente a los sistemas actuales de estimación de estado; los centros de control estarán en condiciones de realizar, en tiempo real, avanzados análisis de los imprevistos estáticos y dinámicos que se producen en sus redes.

2.8.1.1. Estimación de estado

La estimación de estado es una de las aplicaciones más importante en un centro de control de un sistema de potencia. La seguridad del sistema y decisiones operacionales son ampliamente influenciado por los resultados de un estimador de estado [32]. Los PMU son fundamentales en los sistemas ya que constituye la base de aplicaciones de seguridad en línea, como emergencias transitorias y herramientas de análisis de estabilidad, para mejorar la precisión y robustez del

estimador de estado con transferencia de datos adicionales más rápidas y con sincronización muy exacta, que permite una evaluación más rápida y precisa de las variables de estado del sistema [13].

El estimador basado en PMU tiene como ventaja de que cada equipo PMU por si solo permite calcular el estado de las barras directamente vinculadas.

2.8.2. SISTEMAS DE PROTECCIÓN AVANZADO DE SEP's (PROTECCIÓN) [4][45]

En la actualidad, las medidas fasoriales sincronizadas han sido usadas principalmente para validación de modelos, análisis post-falla, monitoreo en tiempo real, entre otras actividades similares. Sin embargo, los sincrofasores tienen un potencial mayor que para ser sólo utilizados en monitoreo y visualización del SEP. Estos dispositivos, también pueden ser usados en el control y la protección de los sistemas eléctricos, el objetivo de los sistemas de protecciones es reaccionar de forma que se aísla la zona afectada o se produzcan las salidas de cargas necesarias para recuperar el equilibrio del sistema.

Las aplicaciones de la medición sincronizada de fasores se caracterizan por aumentar la eficacia de la protección de los sistemas eléctricos de potencia, es decir, la protección de los sistemas y equipos, y la preparación de esquemas de medidas correctoras. Por ejemplo, la protección tradicional de líneas se basa en realizar mediciones de ciertas magnitudes del sistema en un extremo de la línea para determinar si se ha producido una avería. En el caso de las líneas críticas, las mediciones se sincronizan mediante algún mecanismo que proporcione esquemas de protección diferencial para la detección de averías. Se considera que la protección diferencial es la forma de protección más fiable, en el futuro, las unidades PMU podrían ser utilizadas para suministrar protección diferencial.

2.8.3. ESQUEMA DE CONTROL AVANZADO (CONTROL) [45]

En un SEP, las acciones de control son tomadas en base a modelos matemáticos del sistema, implementados con parámetros proporcionados por los fabricantes, sin considerar las posibles variaciones que pueden resultar de la dinámica del

sistema. La llegada de los PMU permite tener controles basados en medidas remotas sincronizadas en el tiempo; lo que permite mejorar en cierto grado la confiabilidad en las acciones de control, disminuyendo incertidumbre en la toma de decisiones. Es de esperarse que dichos controles tengan menos dependencia del modelo del sistema que está siendo controlado.

2.9. WAMS EN EL ECUADOR [36] [42]

La Corporación CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) ha estado trabajando, desde el año 2010, con iniciativas para la implementación y estructuración del sistema WAMS de tal forma que facilite el monitoreo y supervisión en tiempo real del S.N.I., el sistema WAMS consiste principalmente en: la aplicación de las unidades de medida fasorial (PMU), sistemas de comunicación de alta capacidad a través de la fibra óptica y aplicaciones diseñadas para procesar los datos enviados por las unidades de medición fasorial.

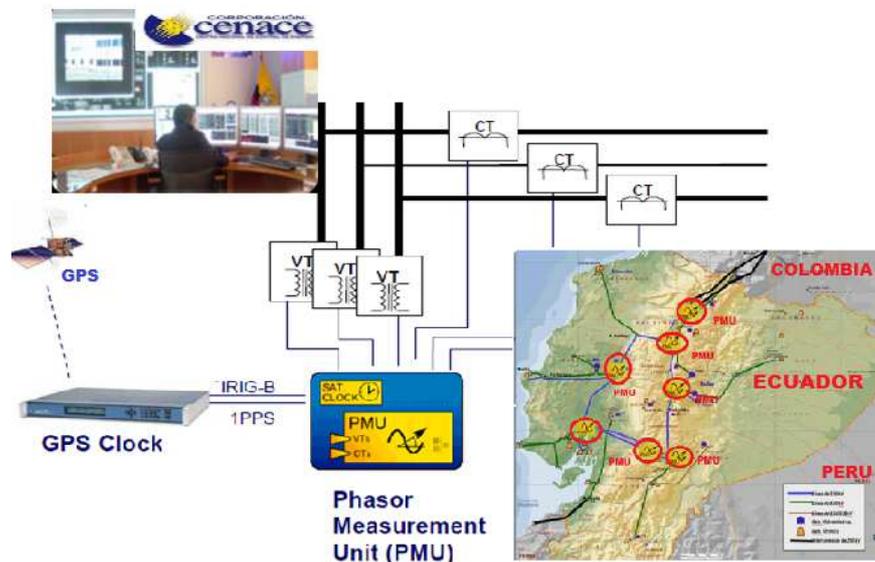


Figura 2.16: Sistema WAMS incorporado en el sistema ecuatoriano [43].

Actualmente, la Corporación CENACE ha instalado 22 dispositivos PMU's en las principales subestaciones del S.N.I., las PMU's proporcionan mediciones con alta precisión a una velocidad de adquisición de información en el orden de los

milisegundos, cuyo objetivo es aumentar la observabilidad del sistema eléctrico mediante el monitoreo de las partes del sistema que tiene una alta relevancia para la evaluación precisa y fiable del rendimiento del sistema, especialmente en términos de su respuesta dinámica. En la Tabla 2.2 se muestran las PMU's instaladas en el S.N.I.

SUBESTACIÓN	N° PMU's	PMU's	Bahías
POMASQUI	2	POMA_JAMO2_230	L/T2 POMASQUI - JAMONDINO
		POMA_JAMO3_230	L/T3 POMASQUI - JAMONDINO
STA. ROSA	4	SROS_POMA1_230	L/T1 STA.ROSA - POMASQUI
		SROS_TOTO1_230	L/T1 STA.ROSA - TOTORAS
		SROS_TOTO2_230	L/T2 STA.ROSA - TOTORAS
		SROS_SDOM1_230	L/T1 STA.ROSA - STO.DOMINGO
TOTORAS	1	TOTO_SROS1_230	L/T1 TOTORAS – STA. ROSA
MOLINO	3	MOLI_AT1_138	TRAFO S/E MOLINO
		MOLI_TOTO1_230	L/T1 MOLINO - TOTORAS
		MOLI_PASC1_230	L/T1 MOLINO - PASCUALES
VILLONACO	1	LOJA_VILL_69	L/T VILLONACO
ZHORAY	1	ZHOR_MILA2_230	L/T2 ZHORAY - MILAGROS
MILAGRO	1	MILA_SIDE1_138	L/T1 MILAGRO - SAN IDELFONSO
PASCUALES	2	PASC_MOLI1_230	L/T1 PASCUALES - MOLINO
		PASC_MOLI2_230	L/T2 PASCUALES - MOLINO
		PASC_ELEC3	L/T3 PASCUALES - ELECTROQUIL
QUEVEDO	2	QUEV_PASC1_230	L/T1 QUEVEDO - PASCUALES
		QUEV_ATT_138	TRAFO S/E QUEVEDO
SALITRAL	1	SALI_ATR_138	L/T SALITRAL
SANTO DOMINGO	2	SDOM_BABA_230	L/T STO. DOMINGO-BABA
		SDOM_ESME1_138	L/T STO. DOMINGO-ESMERALDAS
MONTECRISTI	1	MONT_JARA_230	L/T MONTECRISTI-JARAMIJO

Comentario [DE1]:

Tabla 2-2: PMU's instaladas en el S.N.I.

En la Figura 2.16 se muestra el diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado y la ubicación de las PMU's en las principales subestaciones del sistema eléctrico ecuatoriano.

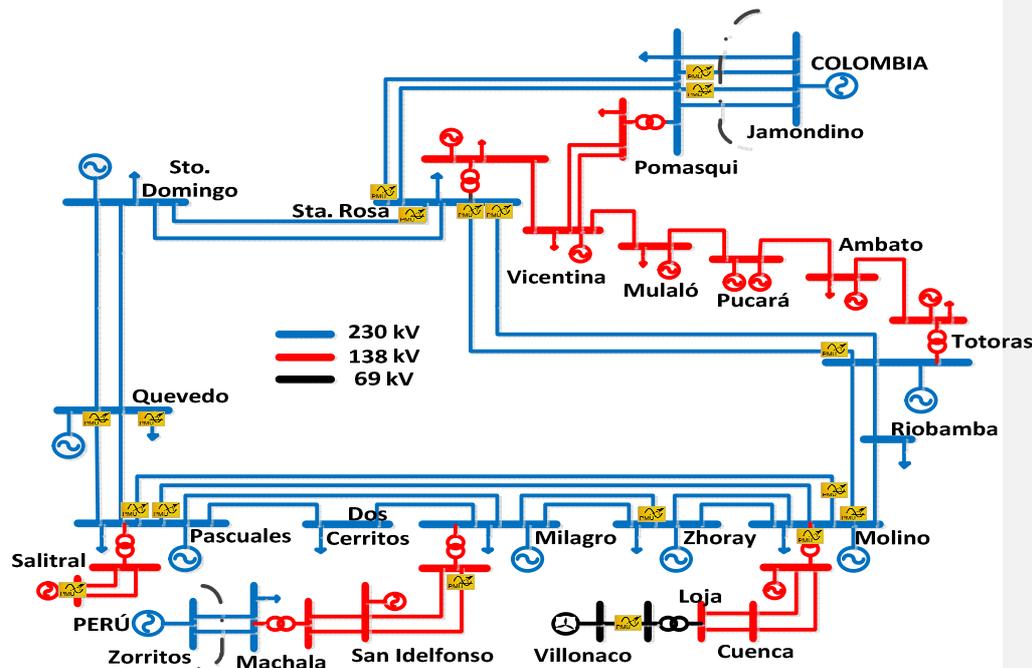


Figura 2.17: Diagrama unifilar del S.N.I. ubicación física de los PMU [42].

Los principales objetivos que se persiguen con el proyecto WAMS son los siguientes:

- Otorgar a la supervisión, en tiempo real del S.N.I., las herramientas que le permitan realizar acciones preventivas y con mayor oportunidad, ante riesgos de inestabilidad del sistema de potencia (alerta temprana).
- Disponer de información y herramientas más precisas para realizar los análisis eléctricos de estabilidad del sistema y determinar modos no amortiguados de oscilación.
- Disponer de información adecuada para realizar evaluación post - operativa del comportamiento eléctrico del sistema luego de un evento e identificar las oportunidades de mejora en los procesos de restablecimiento.

- Ajustar y sintonizar los estabilizadores del sistema de potencia PSS y validar los modelos de los sistemas de control asociados a los generadores.
- Proveer a los ingenieros de operación, mejores herramientas para la observación dinámica operación del S.N.I.

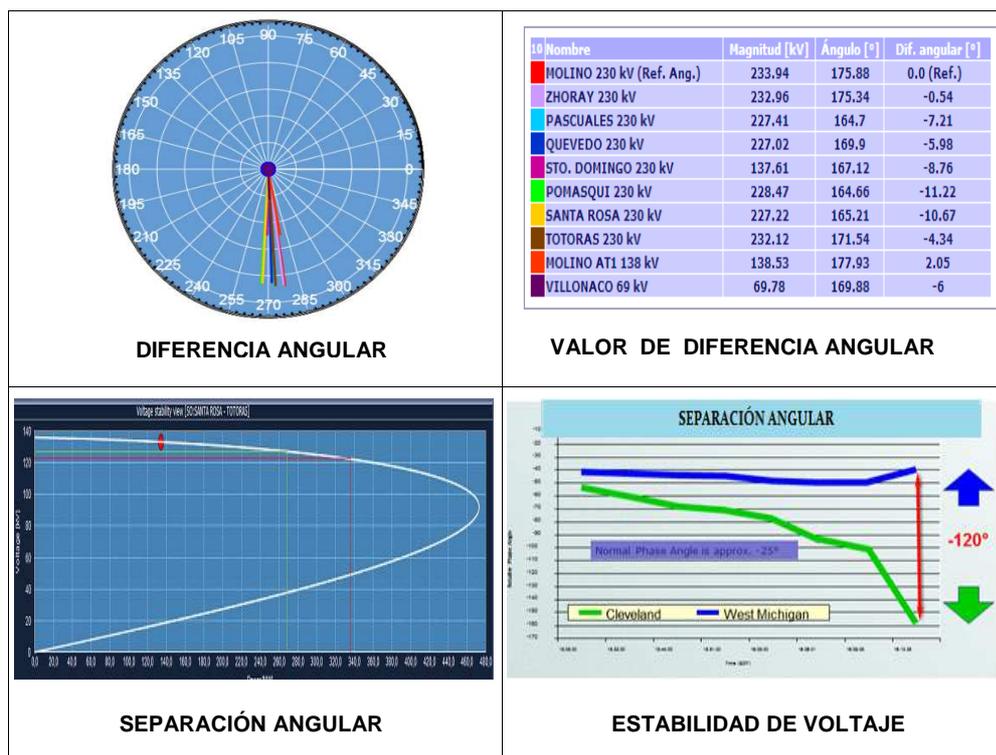


Figura 2.18: Herramientas que permiten observar la estabilidad del sistema en tiempo real.

2.10. CUADRO COMPARATIVO APLICACIONES PMU Y ESTABILIDAD

Dentro de las aplicaciones de las PMU, es necesario que se encuentren ubicadas en lugares puntuales, como nodos de carga, nodos de generación, interconexiones entre áreas, todos los nodos del sistema, etc. Con el propósito que aporte información necesaria para el monitoreo, control y supervisión de los sistemas de potencia como se muestra en la Tabla 2.2 [15].

APLICACIÓN	PMU NECESARIAS	APORTES PMU	PROBLEMAS	ACCIONES DE CONTROL	APORTES
Modelo de estabilidad de Tensión	Nodos de carga	Medir fasores de V y I en los nodos de carga		Deslastre de Carga	No requiere análisis fuera de líneas
Amortiguamiento de oscilaciones inter-área	Nodos con lazo de control remoto	Señales sincronizadas desde puntos remotos	Tiempo de retardo en las señales		Amortiguamiento de oscilaciones inter área
Predicción de estabilidad en tiempo real	Todos los nodos	Punto inicial para resolver ecuaciones diferenciales. (V, I, ω).	Tiempos de cálculo, acciones de control.		Determinar la estabilidad de un disturbio en tiempo real.
Estabilidad de Tensión	La confiabilidad del algoritmo depende del número de PMU	Medición de los ángulos de las voltajes, y los flujos de potencia	La confiabilidad depende del número de PMU	Control compensación reactiva	Rapidez en las decisiones.
Monitoreo de frecuencia	Sistema observable	Obtener la frecuencia en distintos puntos del sistema		Deslastre de carga.	
Protección	Interconexiones entre áreas.	Medir los ángulos de los generadores.	El equivalente está basado en algunos datos fuera de línea	Disparo de línea	Controlar la señal de disparo del relé.

Tabla 2-3: Comparación de aplicaciones de PMU's y Estabilidad [15].

CAPÍTULO 3: METODOLOGÍAS PARA MONITOREO DE OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA EN TIEMPO REAL UTILIZANDO PMU

3.1. INTRODUCCIÓN

Los problemas oscilatorios de baja frecuencia son una de las principales amenazas para la estabilidad de los sistemas de potencia, dando como resultado pérdida de sincronismo, actuación de los sistemas de protección, cortes de carga, baja eficiencia y confiabilidad de la red; estos problemas puede llevar a la desintegración del sistema y producir grandes cortes de energía a gran escala. La información e identificación precisa y oportuna de los modos de oscilación puede ayudar a optimizar el margen de estabilidad de los sistemas, así como dar alertas tempranas de los modos inestables y poco amortiguados de un sistema que trabaja a plena capacidad, mientras que permanece dentro de los límites de estabilidad [27].

En este capítulo se presenta las características más sobresalientes de los diferentes métodos empleados para la supervisión y evaluación de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia en el sistema. Entre los que destacan los métodos basados en el procesamiento de mediciones sincrofasoriales (PMU).

3.2. ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La estabilidad de un sistema eléctrico hace referencia a la propiedad del mismo que le permite permanecer en estado de equilibrio bajo condiciones normales o volver a su estado de equilibrio aceptable luego de haber sido afectado por una perturbación, el término de equilibrio implica que todas las máquinas sincrónicas del sistema permanezcan en sincronismo unas con otras [33].

Cuando el sistema está sometido a perturbaciones la estabilidad depende [36]:

- La naturaleza de la perturbación.
- Las condiciones iniciales de la operación del sistema.

Las perturbaciones pueden ser grandes o pequeñas

- Pequeñas perturbaciones en forma de cambios de carga que ocurren continuamente.
- Grandes perturbaciones de naturaleza severa por ejemplo: cortocircuitos, pérdidas de un generador o pérdidas de vínculos.

3.3. CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA [36]

Debido a la dimensión y complejidad del sistema de potencia es esencial realizar simplificaciones y analizar problemas específicos utilizando el adecuado grado de detalle por lo que se clasifica de acuerdo a lo siguiente:

- Naturaleza física de la inestabilidad resultante.
- Magnitud de la perturbación considerada.
- El método de análisis más adecuado.
- Dispositivos, procesos y tiempos de atenuación involucrados.

La clasificación de estabilidad permite:

- Facilitar el análisis de los problemas de estabilidad
- Identificar los factores que contribuyen a la inestabilidad
- Desarrollar métodos para mejorar la inestabilidad

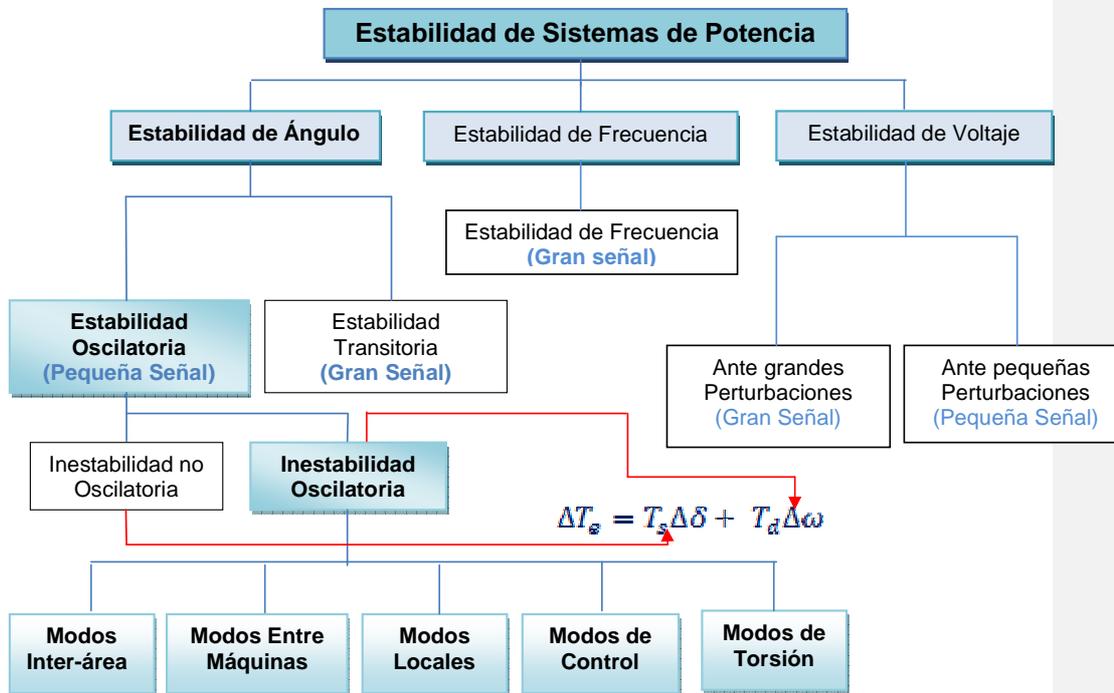


Figura 3.1: Clasificación de la estabilidad de un sistema de potencia [23].

3.3.1. ESTABILIDAD DE FRECUENCIA [23][24]

Es la habilidad del sistema eléctrico para mantener la frecuencia estacionaria dentro de un rango nominal después de una perturbación que provoque un desbalance significativo entre la carga y la generación.

Generalmente los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados con una inadecuada respuesta del equipamiento debido a la mala coordinación de los sistemas de control y protección, además incluye problemas de estabilidad asociado con salidas muy severas en el sistema, con desbalances muy importantes entre carga y generación y con importantes desviaciones de frecuencia.

- En pequeños sistemas aislados, le concierne a la estabilidad de frecuencia las perturbaciones que provoquen una significativa pérdida de generación o carga.

- Mientras en grandes sistemas interconectados le puede concernir a la estabilidad de frecuencia las perturbaciones muy severas que provoquen la separación del sistema en islas eléctricas.

3.3.2. ESTABILIDAD DE VOLTAJE [23][24]

Es la habilidad del sistema para mantener niveles de voltajes aceptables en todas las barras del sistema eléctrico, en condiciones de operación normal y después de haber sido el sistema sometido a una perturbación.

El sistema experimenta la inestabilidad de voltaje cuando una perturbación, tal como un incremento de carga o un cambio en las condiciones del sistema, provoca una progresiva e incontrolable caída o subida de voltaje en algunas barras del sistema, el principal factor que causa inestabilidad de voltaje es la incapacidad del sistema para satisfacer la demanda de potencia reactiva y las acciones de control de voltaje, provocando consecuencias como:

- Pérdidas de carga en el área donde los voltajes alcancen niveles inaceptablemente bajos.
- Pérdida de la integridad del sistema.

3.3.3. ESTABILIDAD ANGULAR

La estabilidad de ángulo del rotor se refiere a la habilidad de las máquinas sincrónicas de mantener el sincronismo bajo condiciones normales de operación y después de haber sido el sistema sometido a una perturbación. El problema de estabilidad de ángulo del rotor involucra el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los sistemas de potencia, para mantener o restaurar el equilibrio entre el torque eléctrico y el torque mecánico de cada máquina del sistema.

De acuerdo a la relación potencia-ángulo altamente no lineal, puede llegar el límite en que una mayor separación produzca la disminución de la transferencia de potencia. Esto tiende a aumentar la velocidad y la separación angular llevando a la pérdida de sincronismo.

Cuando una máquina sale de sincronismo se produce grandes fluctuaciones de potencia de salida, corriente y de voltaje que provocan la actuación de protecciones que desconectan la máquina.

La dependencia del tipo de perturbación permite clasificar el problema de estabilidad angular en dos tipos: **estabilidad transitoria** (Gran Señal), y **estabilidad oscilatoria** (Pequeña Señal).

3.3.3.1. Estabilidad transitoria (Gran Señal) [23]

La estabilidad transitoria es la habilidad del sistema para mantener el sincronismo ante perturbaciones severas que pueden ser causadas por cortocircuitos, pérdida de una línea o por pérdida de una unidad de generación.

La respuesta del sistema resulta en grandes excursiones del ángulo del rotor del generador y está influenciada por la relación potencia- ángulo.

La estabilidad depende tanto del estado inicial de operación del sistema como de la gravedad de la perturbación, en estado estable, la condición de operación pos falla es diferente a la condición de operación pre falla.

3.3.3.2. Estabilidad oscilatoria (Pequeña Señal) [23][24]

La estabilidad oscilatorio o de pequeña señal es la habilidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo ante pequeñas perturbaciones, estas perturbaciones ocurren normalmente en el sistema debido a pequeñas variaciones entre carga y generación que se producen continuamente en el sistema, los cuales provocan pequeños cambios en el ángulo del generador, velocidad y potencia.

- Una perturbación es pequeña si las ecuaciones que describe el movimiento resultante del sistema puede ser linealizado para el propósito de análisis.
- Si el sistema es perturbado el equilibrio se rompe resultando una aceleración o desaceleración del rotor por lo se debe mantener el sincronismo a través de fuerzas restaurativas.

La estabilidad oscilatoria del sistema de potencia depende de la existencia de las componentes de torque sincronizante y de torque de amortiguamiento positivos

para cada máquina sincrónica, ante pequeñas perturbaciones en un sistema los generadores responden con un cambio en el torque eléctrico como se observa en la ecuación 3.1.

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_d \Delta \omega \quad (3.1)$$

Dónde:

T_e : Torque eléctrico

T_s : Coeficiente del torque sincronizante.

T_d : Coeficiente del torque amortiguador

$T_d \Delta \omega$: Componente de torque amortiguador, en fase con la variación de la velocidad.

$T_s \Delta \delta$: Componente del torque sincronizante, en fase con la variación del ángulo del rotor.

La inestabilidad angular de pequeña señal puede darse por dos formas [23] [24]:

- Incremento monótono del ángulo del rotor debido a la falta de suficiente torque sincronizante T_s (negativo). Este da origen a un modo de **inestabilidad no oscilatoria**.
- Oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de suficiente torque de amortiguamiento T_d (negativo). El mismo que da origen a un modo de **inestabilidad oscilatoria**.

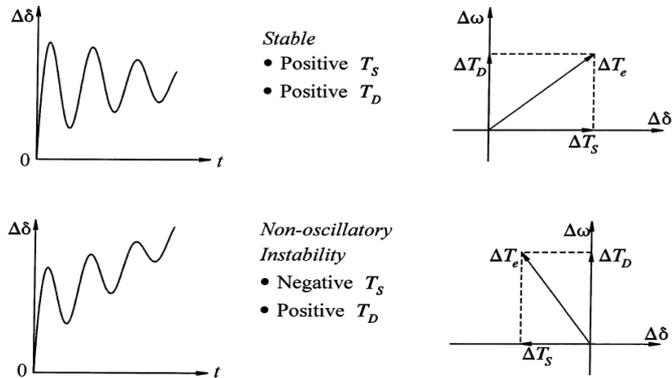


Figura 3.2: Incremento monótono del ángulo del rotor [24].

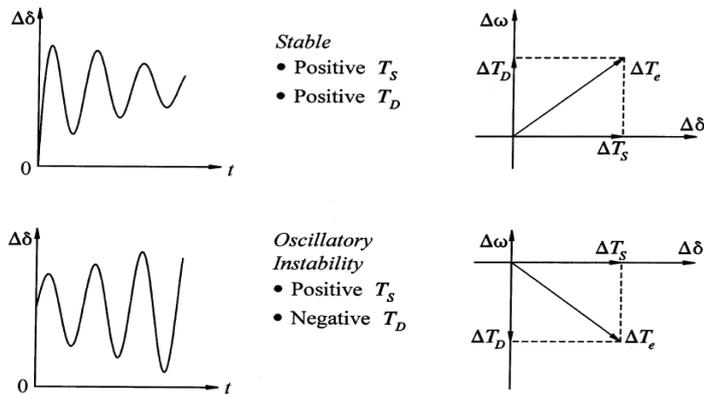


Figura 3.3: Oscilaciones del rotor de amplitud creciente [24].

El objetivo del estudio de estabilidad oscilatoria es observar cuando y bajo qué condiciones las oscilaciones hacen que el sistema pierda o no su estabilidad.

3.4. OSCILACIONES DEL SISTEMA DE POTENCIA

Las oscilaciones del sistema de potencia consisten en una combinación de diferentes modos. Cada modo está asociado con un conjunto específico de generadores que tiene una frecuencia natural y la amortiguación depende de las condiciones de la carga del sistema, de los controles asociados a los generadores y otros dispositivos del sistema dinámico. Cuando ocurren perturbaciones en el sistema, se originan oscilaciones no deseadas de potencia, voltaje y corriente. Estas oscilaciones

pueden ser perjudiciales para el sistema ya que puede llevar al colapso total del mismo [31].

Los problemas de estabilidad de pequeña señal se clasifican en:

- **Locales:** Involucra parte del sistema.
- **Globales:** Tiene efecto más amplio y están asociados a oscilaciones entre áreas.

3.4.1. PROBLEMAS LOCALES [23] [24]

3.4.1.1. Modos de oscilación local

Están asociados con oscilaciones entre los rotores de un pequeño grupo de generadores cercanos unos a otros. Estas oscilaciones presentan frecuencias del orden de 0,7 a 2 Hz.

3.4.1.2. Modos de oscilación entre máquinas

Oscilaciones entre los rotores de los generadores cercanos en una misma área, ocurre cuando en una central eléctrica existen dos o más generadores y estos oscilan entre ellos, o bien cuando existe dos centrales muy cercanas una de otra. Este tipo de oscilaciones presentan una frecuencia del orden de 1,5 a 3 Hz.

3.4.1.3. Modos de control

Este tipo de oscilaciones están asociados con el sistema de control de las unidades de generación, estas oscilaciones son causadas por una inadecuada sintonización de los sistemas de control. Los convertidores de HVDC² son las causas usuales de la inestabilidad por modo de control. Estas oscilaciones presentan frecuencias del orden de 1 a 20 Hz.

²**HVDC.- (Transmisión en corriente continua).** Los sistemas HVDC permiten la conexión entre dos sistemas de distinta frecuencia o redes diferentes, las cuales pueden estar no sincronizadas por distintos motivos. Los sistemas HVDC tienen una capacidad de transporte entre 2 y 5 veces la de una línea de AC de tensión similar.

3.4.1.4. Modos torsionales

Estos modos se presentan cuando los controles de excitación, gobernador de velocidad, controles HVDC, compensadores capacitivos serie, interactúan con la dinámica del sistema eje-turbina-generador, causando inestabilidad. Estas oscilaciones presentan frecuencias del orden de 5 a 40 Hz.

3.4.2. PROBLEMAS GLOBALES [23] [24]

3.4.2.1. Modos de oscilación Inter área

Son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores que exhiben características de coherencia bastante marcadas (como es el caso de las interconexiones internacionales). Estas oscilaciones tienen frecuencias en el rango de 0.1 a 0.7 Hz.

3.4.2.2. Modos de muy baja frecuencia global

Todos los generadores del sistema oscilan juntos. Propios de sistemas con predominio de generación hidráulica y con problemas de ajuste de los reguladores de velocidad. La frecuencia de estos modos de oscilación está en el orden de 0.01 a 0.1 Hz.

3.4.2.3. Modos de muy baja frecuencia

Con el sistema dividido en dos áreas, los generadores de un área oscilan contra los generadores de otra. Igual frecuencia desfasada 180°. La frecuencia de estos modos de oscilación está en el orden de 0.1 a 0.3 Hz.

En la Figura 3.4 se puede observar los diferentes modos oscilatorios que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia.

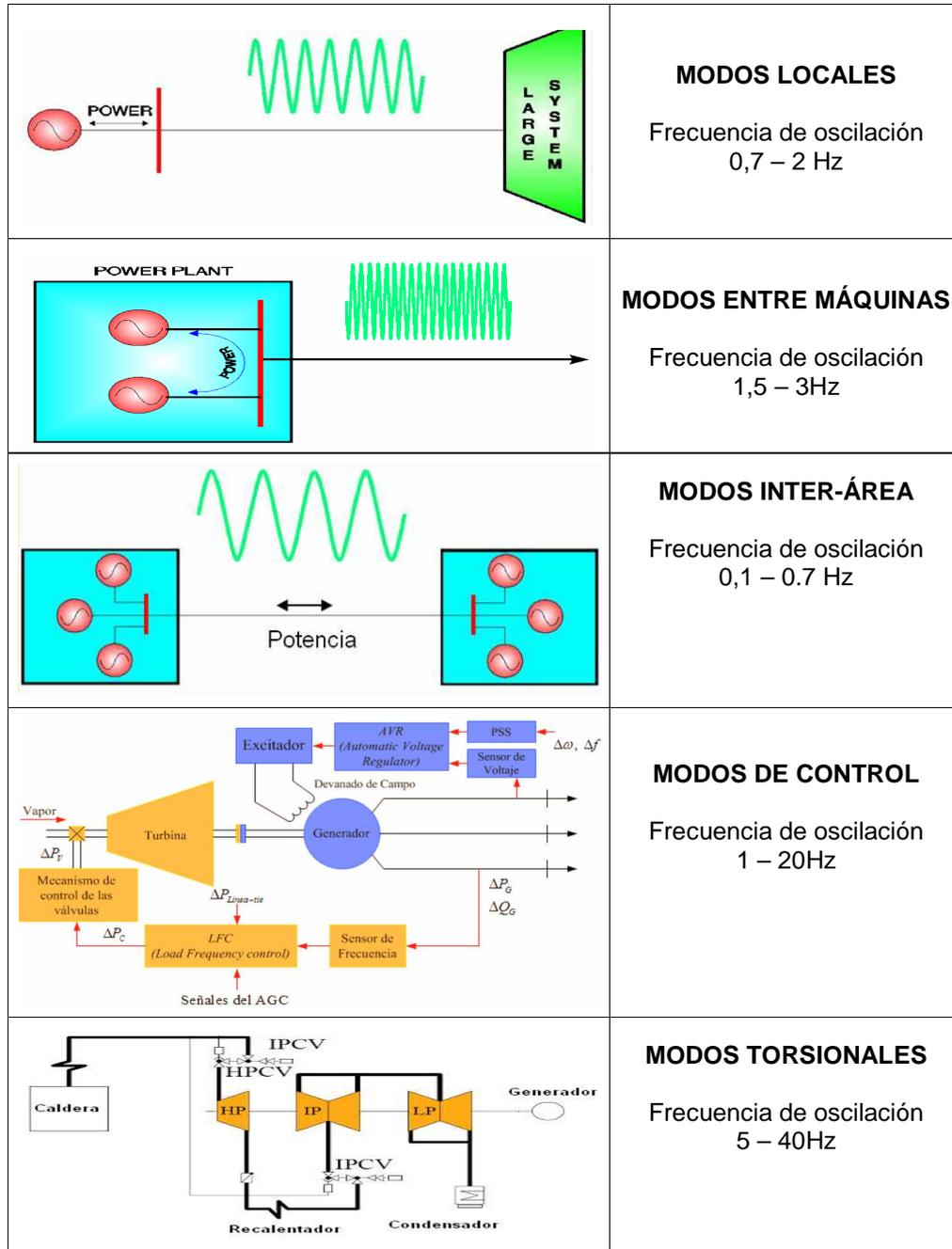


Figura 3.4: Representación de los modos de oscilación en los sistemas de potencia.

3.5. MÉTODOS DE ANÁLISIS DE OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA

Los métodos de análisis permiten estimar los modos oscilatorios presentes en el sistema de potencia a partir de métodos basados en el modelo del sistema y métodos basados en mediciones sincrofasoriales obtenidas de las Unidades de Medición Fasorial (PMU).

Existen herramientas especializadas para determinar los modos oscilatorios de un sistema como: análisis modal y estimación modal, además de las herramientas fundamentales en estudio de sistemas de potencia como flujos de carga y simulaciones de estabilidad [26].

3.5.1. MÉTODO DE ANÁLISIS MODAL [23]

Tradicionalmente, el análisis de las oscilaciones se ha realizado empleando la técnica matemática conocida como análisis modal, la cual considera que ante pequeñas perturbaciones las ecuaciones diferenciales que representan la dinámica del sistema pueden ser linealizadas alrededor de un punto de operación. Esta técnica permite luego determinar la frecuencia y el amortiguamiento de los modos oscilatorios a través del cómputo de los autovalores de la matriz de estado del sistema. Este análisis es la herramienta preferida en el planeamiento de la operación del sistema de potencia, pero no puede ser empleada como herramienta de análisis en tiempo real por sus tiempos de cálculo.

3.5.1.1. Representación de espacio de estado

El comportamiento de un sistema dinámico, tal como el sistema de potencia, puede ser descrito como un conjunto de n ecuaciones diferenciales ordinarias (EDO) de primer orden.

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad (3.2)$$

Donde n es el orden del sistema y r es el número de entradas.

El tiempo esta expresado con la variable t y la derivada de una variable respecto al tiempo es \dot{x} punto, las variables de salida son las que pueden ser observadas o medidas y se expresan en función de las variables de estado y de las entradas.

$$\dot{x} = f(x, u, t) \quad (3.3)$$

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}$$

Donde:

x : Es el vector de estado, y sus componentes son las variables de estado.

u : Vector de entradas al sistema, estas son las señales externas que determinan el comportamiento del sistema.

f : Representa las características dinámicas no lineales de los componentes de la dinámica del sistema.

Las derivadas de las variables de estado no son funciones explicitas del tiempo, se considera que el sistema es autónomo. En este caso la ecuación se simplifica de la siguiente forma.

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (3.4)$$

Las variables de salida, también pueden expresarse en función de las variables de estado y de las variables de entrada

$$y = g(x, u) \quad (3.5)$$

y : Vector de salidas, pueden ser observadas y medidas.

g : Vector de funciones no lineales que relaciona los estados y las entradas con las salidas.

3.5.1.2. Estado del sistema de potencia [23]

El estado de un sistema representa la mínima cantidad de información sobre el sistema en un instante de tiempo t_0 que es necesario para determinar su comportamiento.

- El estado de un sistema (conjunto de variable de estados) define las condiciones pasadas, presentes y futuro del sistema de potencia.
- Las ecuaciones de estado modelan la dinámica de un sistema.

Las variables de estado deben satisfacer las siguientes condiciones:

- En cualquier instante de tiempo inicial $t=t_0$, las variables de estado definen el estado inicial del sistema.
- Una vez especificadas las entradas al sistema para $t \geq t_0$ y las condiciones iniciales definidas, las ecuaciones de estado definen completamente el comportamiento futuro del sistema.
- Las variables de estado pueden ser magnitudes físicas tales como ángulo, velocidad, voltaje o variables matemáticas abstractas asociadas con ecuaciones diferenciales que describen la dinámica del sistema.
- Las variables de estado de un sistema se definen como un conjunto mínimo de variables x_1, x_2, \dots, x_n , tales que el conocimiento de las mismas en un instante inicial t_0 , y la información sobre la entrada de excitación aplicada sean suficientes para determinar el estado del sistema en cualquier instante de tiempo $t \geq t_0$.

3.5.2. LINEALIZACIÓN

La linealización de ecuaciones, es el punto de partida de todo análisis modal del sistema de potencia. Permite concentrarse en un solo punto de operación singular del sistema y estudiar cual es el comportamiento del sistema al ser sometido a pequeñas perturbaciones que ocurren continuamente en las variables de estado, en las entradas del sistema o variables de control.

Los puntos de equilibrio son puntos donde las derivadas de todas las variables de estado son simultáneamente cero.

$$\dot{x} = f(x_0) = 0 \quad (3.6)$$

Un sistema dinámico no lineal puede tener más de un punto de equilibrio. La linealización se realiza alrededor de puntos de equilibrio.

$$\dot{x}_0 = f(x_0, u_0) = 0 \quad (3.7)$$

x_0 es el vector de estado inicial y u_0 es el vector de entrada correspondiente al punto de equilibrio alrededor del cual se analizara la estabilidad de pequeña señal.

Si se perturba el sistema desde su estado inicial, el nuevo estado satisface la siguiente ecuación de estado.

$$\dot{x} = (\dot{x}_0 + \Delta\dot{x}) = f((x_0 + \Delta x), (u_0 + \Delta u)) \quad (3.8)$$

Si la perturbación es pequeña, la función no lineal $f(x, u)$ se puede expresar en expansión en series de Taylor despreciando los términos de mayor orden, de tal manera que al finalizar se obtenga la forma matricial expresada como:

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (3.9)$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u \quad (3.10)$$

Donde:

A: Es la matriz de estado de tamaño $n \times n$.

B: Es la matriz de entrada de tamaño $n \times r$.

C: Es la matriz de salida de tamaño $m \times n$

D: Es la matriz que define la proporción de entrada que aparece en la salida, de tamaño $m \times r$.

3.5.3. AUTOVALORES

Los autovalores de una matriz de estado A (n x n) son los n parámetros escalares λ que satisfacen la ecuación característica:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (3.11)$$

El análisis de los autovalores se utiliza para determinar los modos oscilatorios donde cada modo se encuentra representado por un número real o complejo conjugado (λ raíces de la ecuación característica denominado autovalor de la matriz A). Las raíces de la ecuación característica proporcionan información acerca de la dinámica del sistema. Para que el punto de operación del sistema sea considerado estable, la parte real de los autovalores debe ser negativa. Esto implica que después de un disturbio pequeño, la amplitud de los modos decaerá con el tiempo y el sistema regresará a un estado estable. En el caso de que algunos autovalores tenga parte real positiva, después de un pequeño disturbio la amplitud del modo crecerá exponencialmente con el tiempo de tal manera que domina la dinámica del sistema, en tal caso, el sistema de potencia es inestable en ese punto de equilibrio, cuando los autovalores tienen parte reales igual a cero, no es posible realizar ninguna afirmación acerca de la estabilidad del sistema [25].

Los autovalores complejos se dan en pares conjugados y cada par corresponde a un modo oscilatorio.

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad \lambda = \xi \omega_n \pm j\omega_n \sqrt{1 - \xi^2} \quad (3.12)$$

Donde:

ξ : Razón de amortiguamiento de un modo de oscilación.

ω : Parte imaginaria, representa la frecuencia de oscilación.

σ : Parte real, es una medida de amortiguamiento del modo.

En la Figura 3.5 se presenta una clasificación de los modos de oscilación según sea la ubicación en el plano complejo de los autovalores que los caracterizan.

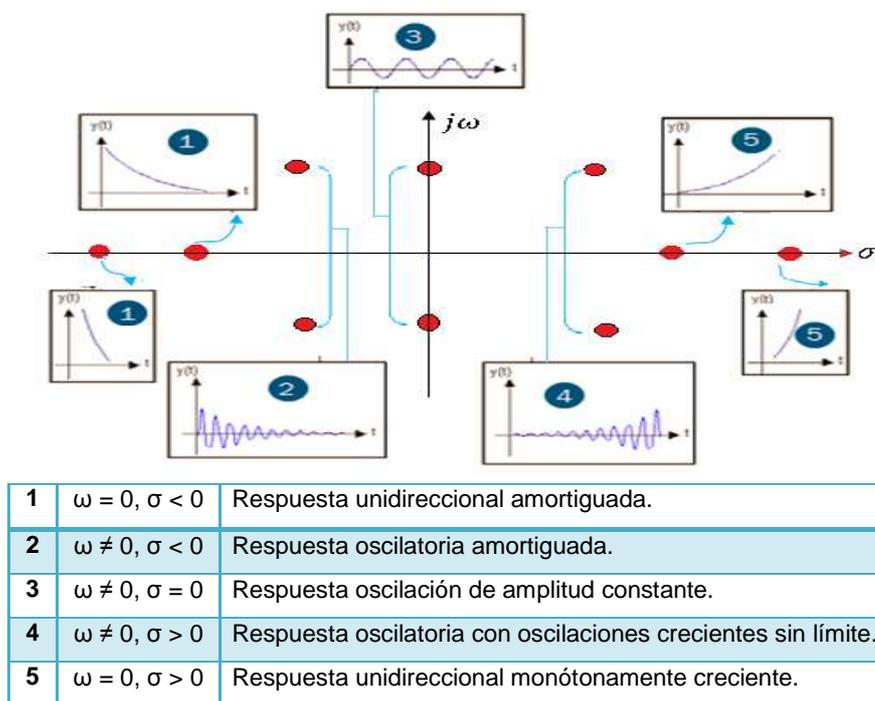


Figura 3.5: Estabilidad según la ubicación de los autovalores en el plano [52].

La frecuencia de oscilación en Hz puede calcularse como:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (3.13)$$

Para un modo de oscilación representado por un valor propio complejo $\sigma \pm j\omega$, la razón de amortiguamiento está dada por.

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (3.14)$$

3.5.4. AUTOVECTORES.- vectores asociados a cada valor propio.

3.5.4.1. Autovector derecho

$$\mathbf{A}\Phi_i = \lambda_i \Phi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.15)$$

$$\Phi = [\Phi_1 \Phi_2 \dots \Phi_n]$$

Donde: Φ representa al autovector derecho.

El autovector derecho está asociado con cada modo y mide la actividad relativa cuando una variable de estado es excitada, definen la distribución relativa del modo a través de los estados de la dinámica del sistema [25].

El autovector derecho brinda el “modo shape”, e indica un modo relativo de observabilidad, usualmente es utilizado para examinar la distribución de un modo en el sistema.

La magnitud de los elementos de Φ_i da la actividad de las n variables de estado en el modo i , y los ángulos de los elementos da el desplazamiento de fase de las variables de estado respecto al modo, el signo de los elementos del autovector derecho puede ser utilizado para determinar la dirección de la oscilación de las variables de estado asociadas [24].

3.5.4.2. Autovector izquierdo

$$\Psi_i \mathbf{A} = \lambda_i \Psi_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.16)$$

$$\Psi = [\Psi_1^T \Psi_2^T \dots \Psi_n^T]^T$$

Donde: Ψ representa el autovector izquierdo

El autovector izquierdo Ψ_i identifica cual combinación de las variables de estado muestra el i ésimo modo, se puede interpretar como una distribución de los estados de un modo, esto tiene un efecto directo sobre la amplitud de un modo

excitado por una entrada específica, mide la contribución de la actividad de los modos e indica un modo relativo de controlabilidad [25].

3.5.5. FACTOR DE PARTICIPACIÓN

La matriz de participación P da una medida de la asociación entre las variables y los modos.

$$P = [P_1 \ P_2 \ \dots \ P_m] \quad (3.17)$$

$$P_i = \begin{bmatrix} P_{1i} \\ P_{2i} \\ \vdots \\ P_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \psi_{in} \end{bmatrix}$$

El elemento P_{ki} denominado factor de participación da una medida de la participación neta de la **késima** variable de estado en el **iésimo** modo y viceversa.

Los factores de participación se utilizan para determinar la participación relativa de los estados en los correspondientes modos [24].

Características del análisis Modal

- Requiere de la linealización del modelo.
- Disponibilidad de modelos validados de las componentes del sistema de potencia.
- Realiza el análisis modal con autovalores.
- Los modos individuales de oscilación son claramente identificados.
- Se puede determinar la relación entre los modos y variables de estado o parámetros del sistema.

3.6. EVALUACIÓN DE OSCILACIONES EN TIEMPO REAL BASADA EN MEDICIONES PMU.

La evaluación de las oscilaciones en tiempo real consiste en la estimación y análisis de la frecuencia y amortiguamiento de los modos oscilatorios presentes en un sistema eléctrico, haciendo uso de la información que brindan las PMU's y empleando las herramientas matemáticas se determina de forma directa la

frecuencia y amortiguamiento de los modos sin necesidad de utilizar el modelo del sistema de potencia, evitando realizar la simulación del sistema y disminuyendo el tiempo de computo [7].

Las aplicaciones WAMS requieren algoritmos matemáticos que permitan la estimación de los modos oscilatorios a partir de las variables medidas de las PMU's. Este tipo de herramientas corresponde a las técnicas denominadas estimación modal. Dentro de las técnicas más empleadas de identificación modal se encuentran las siguientes:

3.6.1. MÉTODO DE LA TRANSFORMADA DE FOURIER [31]

Este método transforma la señal del dominio temporal al dominio de la frecuencia, es un método rápido y permite estimar la amplitud y fase de la componente fundamental y los armónicos. Una desventaja en su aplicación al analizar eventos es que su resolución depende de la ventana elegida, tiene bajas prestaciones en el análisis de repentinos cambios en la forma de onda y no detecta ciertos eventos de corta duración.

El análisis con la Transformada de Fourier se limita a señales estacionarias, es decir, señales que tienen el mismo contenido de frecuencia en cualquier instante. En cambio, las señales no estacionarias requieren métodos de procesamiento de señales que puedan mostrar de manera cuantitativa cambios en el contenido de la frecuencia en función del tiempo.

Características.

- Fácil y eficiente ejecución
- Alta resistencia al ruido
- Señal periódica
- No evolución temporal
- Estimación rápida de rango de frecuencias y amplitudes

3.6.2. MÉTODO DE ANÁLISIS PRONY [24]

El análisis Prony es una técnica bastante adecuada para la identificación de los modos dominantes en señales analizadas partir de su comportamiento en el

dominio de tiempo. Esta técnica descompone la señal de interés en una suma de funciones exponenciales amortiguadas, cada una de las cuales está caracterizada por los siguientes parámetros: amplitud, fase, frecuencia y amortiguamiento. Adicionalmente, cuando se emplea el análisis Prony las no-linealidades propias de un SEP son tomadas en cuenta y las dimensiones de estas no representan limitación alguna para su análisis en tiempo real, ya que esta técnica únicamente analiza la señal de interés.

$$\hat{y}(t) = \sum_{i=1}^n A_i e^{\sigma_i t} \cos(\omega_i t + \theta_i) \quad (3.18)$$

El método de Prony, construye un modelo autorregresivo lineal discreto para ajustar los datos a una ecuación lineal en el dominio del tiempo.

Se calculan las raíces de la ecuación característica del modelo lineal obteniendo, $\sigma \pm j\omega$, y por consiguiente se determina la amplitud, A_i y la fase, θ_i de cada una de los modos presentes en la señal. El análisis Prony es el método más usado, debido a su eficiencia en la estimación de las componentes de la dinámica del sistema, utiliza una sola entrada, una de las señales medidas, para la identificación de múltiples salidas de los numerosos modos presente en la señal

Características

- Disponibilidad de modelos validados de las componentes y sistemas.
- Los modos pobremente amortiguados pueden no ser dominantes en la respuesta observada \rightarrow observabilidad del modo.
- Permite observar los modos locales e Inter-área en diferentes señales analizadas como: ángulo, potencia activa, velocidad,...etc.
- Dificultad en las definiciones de la ventana: duración, instante inicial, a 1 s de la perturbación para observar la respuesta natural de los modos pocos amortiguados o inestables.
- Gran cantidad de datos para analizar.

3.6.3. Multi-Prony[24]

Cuando se analizan señales individuales en forma independiente a menudo se obtiene estimaciones contrapuestas debido a los efectos del ruido. Se propone una simple extensión del análisis Prony que analiza múltiples señales simultáneas para obtener una serie de estimaciones, con lo cual pretende proporcionar una mejora significativa en la exactitud de la estimación de los modos.

Se aplica el algoritmo Multi-prony para la estimación en línea de los modos oscilatorios, comparan los resultados de sucesivas ventanas de tiempo para determinar el instante en que la señal está en estado estacionario [7] [24] [28].

3.6.4. TRANSFORMADA DE HILBERT

La transformada de Hilbert consta de dos pasos principales [28]:

- La primera etapa, una señal no lineal y no estacionaria es descompuesta en un número finito de variables en el tiempo, las componentes oscilantes pueden ser asociadas con diferentes escalas de tiempo utilizando un procedimiento llamado Descomposición Emperica de Modos (EMD).
- La segunda etapa, implica la formación de una señal compleja y la extracción instantánea de los atributos asociados con las componentes oscilantes mediante el análisis de Hilbert.

La parte esencial de la transformada de Hilbert es la descomposición empírica de modos (EMD), que separa una señal en una serie de componentes moduladas en amplitud y frecuencia mejor conocidas como funciones modales intrínsecas (IMF's). Entonces puede construirse una representación en el dominio del tiempo-frecuencia conocido como el espectro de Hilbert. Mediante el filtro es posible identificar las componentes de frecuencia presentes en una señal y visualizar la evolución en el tiempo de los modos oscilatorios no-estacionarios del SEP después de una perturbación [31].

Los estudios realizados demuestran que los resultados son comparables a los obtenidos con el método Prony cuando el sistema se encuentra en un estado estacionario de operación y además permite seguir la evolución dinámica de los modos críticos durante la etapa transitoria[28].

Características

- Aplica a condiciones no estacionarias
- Evolución dinámica de los modos
- Contempla no linealidad
- Multifrecuencia → Hilbert – Huang
 - ✓ Descomposición empírica de modos (EMD)
 - ✓ Formulación matemática → NO
 - ✓ Descomposición → funciones de modos intrínsecos (IMF)
- Problemas para reconocer dos frecuencias cercanas entre sí

3.6.5. MÉTODO FILTRADO DE KALMAN

El filtro de Kalman, es un algoritmo capaz de realizar una estimación óptima del valor de las variables de estado, permite calcular el modelo lineal óptimo que estima el estado de un sistema dinámico desconocido en el dominio del tiempo discreto. Esta técnica es conveniente para el procesamiento digital en línea, datos con mucho ruido que se procesan recursivamente, por su capacidad de manipular mediciones que cambian en el tiempo es extensamente utilizado en la estimación de sistemas dinámicos, se implementa el filtro adaptivo de Kalman para determinar la frecuencia y amortiguamiento, el enfoque asume un modelo lineal en el dominio del tiempo discreto con parámetros desconocidos. El filtro es muy potente en varios aspectos: proporciona estimaciones del pasado, presente y futuro, e incluso puede hacerlo aunque no se conozca la naturaleza precisa del sistema modelado [7].

Características.

- Estimador basado en métodos de optimización
- Asume un modelo lineal en el dominio el tiempo discreto.
- Supone un conocimiento de la media y varianza del vector estado.

3.6.6. TRANSFORMADA DE WAVELET [24]

La transformada de Wavelet es un análisis de multiresolución que está diseñado para proporcionar:

- Una buena resolución temporal y pobre resolución en frecuencia para las altas frecuencias → se utiliza para detectar la presencia de transitorios rápidos.
- Una buena resolución en frecuencia y baja en tiempo para bajas frecuencias.

Básicamente, lo que hace la transformada Wavelet es filtrar una señal en el dominio del tiempo mediante filtros pasa bajos y pasa altos que eliminan ciertas componentes de altas y baja frecuencia de la señal. El procedimiento se repite para las señales resultantes del proceso del filtrado anterior.

La transformada de Wavelet discreta (DWT) se desarrolló para descomponer señales de tiempo discreto.

El objetivo es obtener una representación tiempo-escala (tiempo-frecuencia) de una señal discreta utilizando filtros con distintas frecuencias de corte para analizar la señal en diferentes escalas

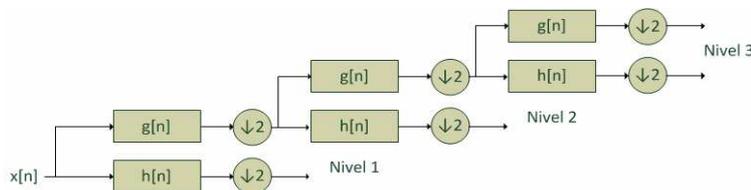


Figura 3.6: Esquema para el cálculo de la Transformada de Wavelet Discreta [24]

Los coeficientes de los filtros dependen de la Wavelet madre utilizada

- $g[n]$ filtro pasa bajo, se determinan los coeficientes de aproximación que brindan información sobre las componentes de baja frecuencia de la señal
- $h[n]$ los coeficientes obtenidos a la salida del filtro pasa altos brindan información sobre las componentes de alta frecuencia.

La metodología a utilizar en el monitoreo en línea de los modos oscilatorios debe ser capaz de contemplar los transitorios que se presentan durante la operación del SEP como de manejar adecuadamente el ruido.

CAPÍTULO 4: METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PRONY

Descripción y características de la metodología de Análisis Prony, como técnica que utiliza la información en el dominio del tiempo o mediciones sincrofasoriales para determinar los modos oscilatorios presentes en la señal analizada.

4.1. INTRODUCCIÓN

Uno de los métodos más utilizados para estimar el comportamiento de los modos oscilatorios en su aplicación con mediciones PMU, es el análisis Prony, este método utiliza información en el dominio del tiempo para obtener los parámetros de frecuencia, amortiguamiento, fase y amplitud de los modos oscilatorios inmersos en la señal.

El análisis de Prony es un método que permite ajustar de forma óptima un modelo lineal, consiste en una combinación lineal de términos exponenciales, a un número finito de muestras de una señal espaciada igualmente en el tiempo. Este análisis tiene la ventaja de que puede ser aplicado, ya sea al resultado de una simulación o una medición de campo de la respuesta característica del sistema, también conocido como “*ringdown*” [34].

Este método asume que el sistema es de una sola salida en contraste con la realidad de los SEP's que son de salidas múltiples (muchas señales que oscilan con el mismo modo), el problema del método es determinar que estimaciones modales son las más precisas, ya que en muchos casos esta resulta una tarea imposible, debido a que el ruido es la principal limitante en la obtención de estimaciones de los modos [34] [35].

4.2. MÉTODO DE PRONY [28]

El análisis Prony es un método “polinomial” en el que se incluye el proceso de encontrar las raíces de un polinomio característico, este método extrae información de una señal uniformemente muestreada y construye una serie de exponenciales complejas o sinusoidales. Esto permite la estimación de las componentes de una señal: frecuencia, amplitud, fase y amortiguamiento.

La señal $y(t)$ consiste de N muestras espaciadas con periodo constante (T).

$$\hat{y}(t) = \sum_{i=1}^n A_i e^{\sigma_i t} \cos(\omega_i t + \theta_i) = \sum_{i=1}^n A_i y_{i0} e^{\lambda_i t} \quad (4.1)$$

Donde:

A_i : Componente de amplitud.

ω : Frecuencia de oscilación.

σ : Amortiguamiento del modo.

θ : Componente de fase.

$n \leq N$, es el subconjunto de modos a ser determinado, los tiempos de muestreo t_k por lo tanto la Ecuación 4.1 puede ser rescrita en forma discreta.

$$\hat{y}(t) = \sum_{i=1}^n B_i z_i^k \quad k = 0, \dots, n \quad (4.2)$$

$$z_i = e^{(\lambda_i \Delta t)} \quad (4.3)$$

Donde: Los z_i son las raíces del polinomio, exponencial compleja.

$$z^n - (a_1 z^{n-1} + a_2 z^{n-2} + \dots + a_{n-1} z^0) = 0 \quad (4.4)$$

4.2.1. ALGORITMO DE ANÁLISIS PRONY [28]

El algoritmo Prony para la obtención de las incógnitas requiere de pasos básicos como los siguientes:

Paso 1.- Colocar los elementos seleccionados del registro $y(t_k)$ en una matriz de datos Toeplitz, esta es una matriz con una diagonal constante en la que cada diagonal descendente de izquierda a derecha es constante [53].

Paso 2.- Ajustar los datos con un modelo de Predicción Lineal (PL) discreto, tal como una solución de mínimos cuadrados.

Paso 3.- Encontrar las raíces del polinomio característico asociados con el modelo de Predicción Lineal Discreto del paso 2, encontrar los coeficientes de predicción que producirán las estimaciones del factor de amortiguamiento y frecuencia sinusoidal de cada término exponencial.

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

Paso 4.- Con las raíces encontradas en el paso 3, obtenemos una segunda ecuación lineal, con la cual es posible estimar la amplitud de la exponencial y la fase inicial de la sinusoidal, el objetivo inmediato es encontrar los R_i y z_i que produzcan $y(t)$.

En base a este procedimiento se diseña un algoritmo a seguir para el método Prony que se muestra en la Figura 4.1.

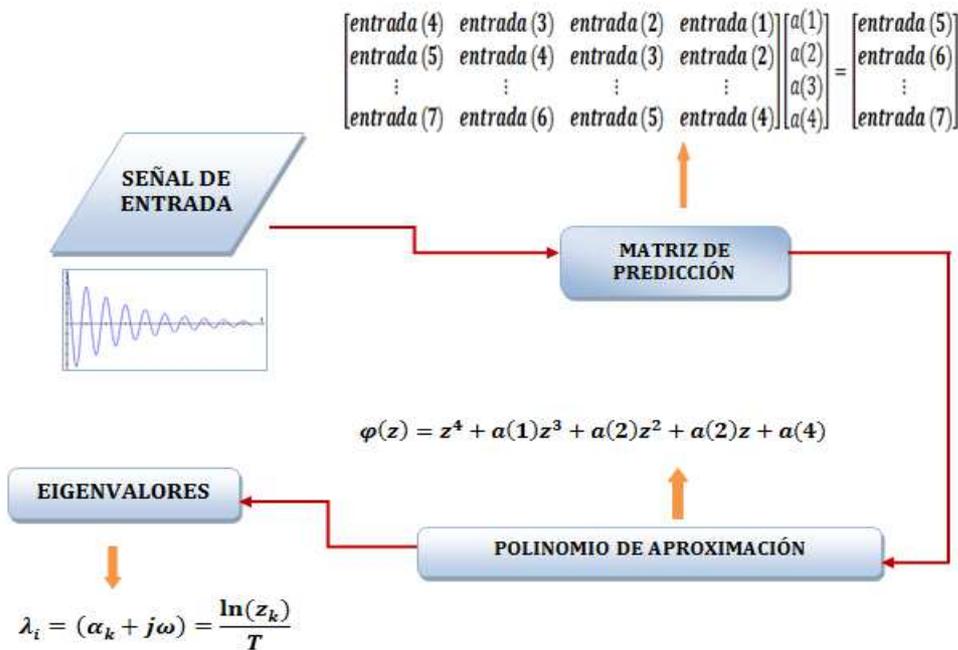


Figura 4.1: Algoritmo general de Prony [34].

La señal reconstruida \hat{y} usualmente ajustara $y(t)$ inexactamente. El parámetro que describe la calidad del ajuste de señales es denominado SNR ("signal to noise ratio", por sus siglas en ingles), y está definido como:

$$SNR = 20 \log \frac{\|\hat{y} - y\|}{\|y\|} \quad (4.5)$$

$\|\cdot\|$ Denota la norma Euclidiana y el SNR es medido en decibeles (dB).

Una buena precisión en la aplicación del análisis Prony es lograr para valores del SNR alrededor de 40 dB; valores menores del SNR quizá resulten en errores en la solución de Prony y usualmente implica que el orden del modelo de predicción lineal es demasiado bajo. Para superar los inconvenientes que presenta esta situación se pueden aumentar N y n hasta que el SNR sea de al menos de 40 dB [37].

4.2.2. CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS PRONY [34]

Dentro del conjunto de los modos identificados con el análisis Prony se va encontrar una serie de “*modos accesorios*” (espurios), los mismos que no presentan una dinámica existente dentro del sistema y cuya única función es ajustar la señal reconstruida a la señal original.

El análisis Prony es capaz de estimar directamente la frecuencia, amortiguamiento, magnitud y fase relativa de las componentes modales identificadas en una señal dada.

Los modos encontrados mediante el análisis Prony son dependientes del tipo de disturbio que se esté analizando, por lo que diferentes tipos de disturbios se excitan diferentes componentes modales.

El análisis Prony se relaciona con el método de Fourier, ya que los dos se pueden expresar como suma de exponenciales.

La metodología del análisis de Prony permite muchas variaciones, como:

- ✓ Pre-procesamiento para mitigar los efectos del ruido o entradas no visibles.
- ✓ Determina cuantas mediciones a usarse en el modelo se ajustan.
- ✓ El orden del modelo ajustado.
- ✓ Sintonización del modelo ajustado.

4.2.3. APLICACIONES DEL ANÁLISIS PRONY

Una de las aplicaciones del análisis Prony es identificar los sistemas lineales de bajo orden modelados en programas de estabilidad transitoria estándar. Esto se logra con el procesamiento de la respuesta del sistema ante la aplicación de un simple pulso en la entrada.

Este método debe analizar al menos dos ciclos de la señal en cuestión, si se está haciendo una comparación directa con resultados obtenidos mediante la aplicación del análisis modal, la señal debe ser lo más cercana posible a una línea.

4.2.3.1. Ejemplo de aplicación del método de Análisis Prony [28]

Se considera la siguiente señal:

$$y(t) = e^{-0.1t} \cos(2\pi t) + \frac{1}{4} e^{-0.25t} \cos\left(14\pi t + \frac{\pi}{8}\right) \quad (4.6)$$

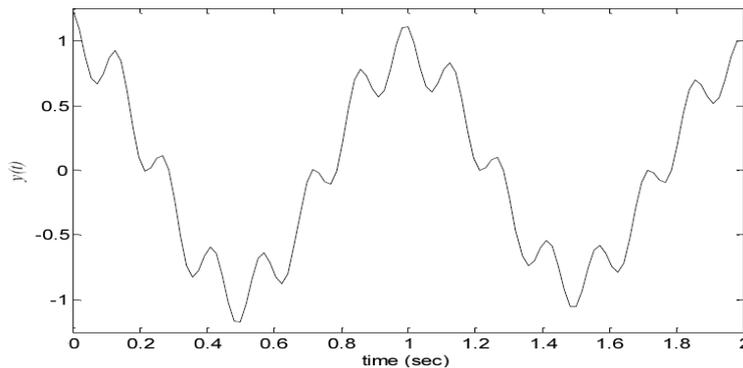


Figura 4.2: Ejemplo de la onda del sistema [28]

La forma de onda tiene dos modos oscilatorios amortiguados en 1 y 7 Hz. La frecuencia de muestreo se elige para ser 8 veces la frecuencia más alta o 56 Hz para un $\Delta t = 1/56 = 0,0179$ s. El número N de la muestra es 113. Los datos muestreados y_k son:

K	y_k
0	1.2310
1	1.0874
2	0.8762
⋮	⋮
112	0.9953
113	0.9986

Paso 1: Colocar los datos de y_k en una matriz Toeplitz. Puesto que se desea identificar $n=4$ modos, los elementos de la matriz T estarán dados por:

$$T = \begin{bmatrix} y_3 & y_2 & y_1 & y_0 \\ y_4 & y_3 & y_2 & y_1 \\ y_5 & y_4 & y_3 & y_2 \\ y_6 & y_5 & y_4 & y_3 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ y_{110} & y_{109} & y_{108} & y_{107} \\ y_{111} & y_{110} & y_{109} & y_{108} \\ y_{112} & y_{111} & y_{110} & y_{109} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.7094 & 0.8762 & 1.0874 & 1.2310 \\ 0.6656 & 0.7094 & 0.8762 & 1.0874 \\ 0.7446 & 0.6656 & 0.7094 & 0.8762 \\ 0.8679 & 0.7446 & 0.6656 & 0.7094 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0.7019 & 0.5614 & 0.5176 & 0.5715 \\ 0.8759 & 0.7019 & 0.5614 & 0.5176 \\ 0.9953 & 0.8759 & 0.7019 & 0.5614 \end{bmatrix}$$

$$b = \begin{bmatrix} y_4 \\ y_5 \\ y_6 \\ y_7 \\ \vdots \\ y_{110} \\ y_{111} \\ y_{112} \\ y_{113} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.6656 \\ 0.7446 \\ 0.8679 \\ 0.9257 \\ \vdots \\ 0.7019 \\ 0.8759 \\ 0.9953 \\ 0.9986 \end{bmatrix}$$

Paso 2: Los coeficientes del polinomio se encuentran resolviendo:

$$T \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \\ a_4 \end{bmatrix} = b$$

Utilizando una pseudo-inversa (para la solución de error de mínimos cuadrados), se obtiene:

$$(T^T T)^{-1} T^T b = \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ a_3 \\ a_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3.3949 \\ -4.7914 \\ 3.3811 \\ -0.9920 \end{bmatrix}$$

Paso 3: Los z_i se obtienen desde las raíces del polinomio de (4.4):

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

$$z = \begin{bmatrix} 0.7055 & + & j0.7055 \\ 0.7055 & - & j0.7055 \\ 0.9919 & + & j0.1118 \\ 0.9919 & - & j0.1118 \end{bmatrix}$$

Paso 4: Una vez que las raíces z_i se obtienen en el paso 3, estas son sustituidas en (4.2) y escritas en forma matricial se tiene:

$$y(t) = \sum_{i=1}^n B_i z_i^k \quad k = 0, \dots, n$$

$$\begin{bmatrix} z_1^0 & z_2^0 & \dots & z_n^0 \\ z_1^1 & z_2^1 & \dots & z_n^1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_1^{N-1} & z_2^{N-1} & \dots & z_n^{N-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ \vdots \\ B_{N-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y(0) \\ y(1) \\ \vdots \\ y(N-1) \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Al sustituir los valores en la matriz se obtiene:

$$\begin{bmatrix} z_1^0 & z_2^0 & \dots & z_n^0 \\ z_1^1 & z_2^1 & \dots & z_n^1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_1^{N-1} & z_2^{N-1} & \dots & z_n^{N-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0.7055 + j0.7055 & 0.7055 - j0.7055 & 0.9919 + j0.118 & 0.9919 - j0.118 \\ 0.0000 + j0.9955 & 0.0000 - j0.9955 & 0.9715 + j0.2217 & 0.9715 - j0.2217 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0.0000 - j0.7923 & 0.0000 + j0.7923 & 0.0911 - j0.1929 & 0.0911 + j0.1929 \\ 0.5519 - j0.5519 & 0.5519 + j0.5519 & 0.8150 - j0.0918 & 0.8150 + j0.0918 \end{bmatrix}$$

Los residuos B_i son calculados usando una pseudo-inversa:

$$B = \begin{bmatrix} 0.1250 \angle 22.5^\circ \\ 0.1250 \angle -22.5^\circ \\ 0.5000 \\ 0.5000 \end{bmatrix}$$

Los autovalores oscilatorios λ_i se obtienen a partir de las raíces del polinomio de aproximación.

$$\lambda_i = \frac{\ln(z_i)}{\Delta t} = \begin{bmatrix} -0.1250 + j43.9823 \\ -0.1250 - j43.9823 \\ -0.1000 + j6.2832 \\ -0.1000 - j6.2832 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.1250 + j14\pi \\ -0.1250 - j14\pi \\ -0.1000 + 2\pi \\ -0.1000 - 2\pi \end{bmatrix}$$

De las raíces y los residuos, se calculan los parámetros de (4.1):

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

$$A = 2|B| = \begin{bmatrix} 0.25 \\ 0.25 \\ 1.00 \\ 1.00 \end{bmatrix} \quad \theta = \angle B = \begin{bmatrix} \frac{\pi}{8} \\ \frac{\pi}{8} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Se calculan las raíces de la ecuación característica del modelo lineal obtenido $\lambda_i = \sigma_i + j\omega_i$ seguido se determina la amplitud (A_i) y la fase (θ_i) de cada uno de los modos presentes en la señal.

El análisis Prony es hoy el método de mayor difusión para el análisis de las mediciones, debido a su eficiencia en la estimación de las componentes de la dinámica del sistema. Sin embargo se debe tener la precaución que el efecto de las no linealidades no invalide la hipótesis de linealidad del análisis Prony [24].

4.3. SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA

4.3.1. SISTEMA DE DOS ÁREAS

Se analiza la estabilidad de pequeña señal de un sistema simple de dos áreas conectadas por un vínculo débil, este sistema presenta oscilaciones de baja frecuencia. Los datos del sistema se presentan en el Anexo [23].

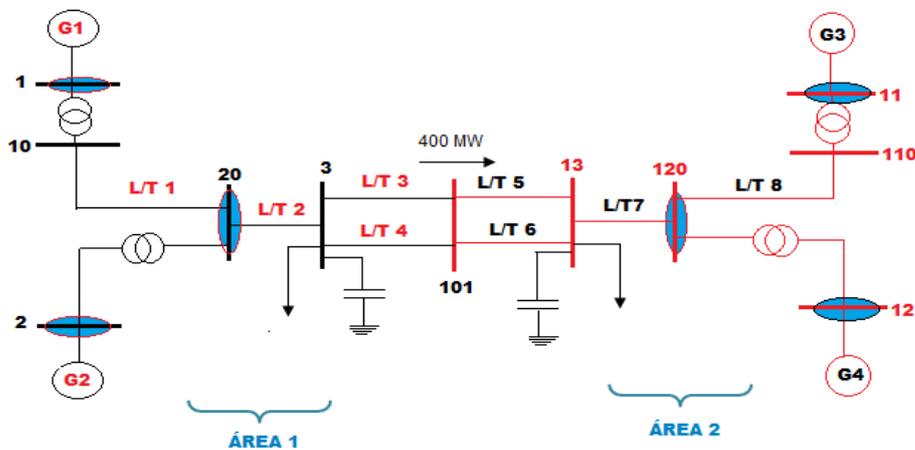


Figura 4.3: Sistemas de dos áreas interconectadas en 230 kV [23].

En la Figura 4.3 se presenta el sistema de dos áreas simulado en el paquete computacional Power Factory de DigSILENT mediante esta herramienta se obtiene las señales simuladas de potencia activa, corriente, frecuencia, voltaje y diferencia angular de diferentes nodos de la red, posteriormente estas señales son utilizadas como variables de entrada para el análisis Prony en el cual se evalúa la forma de onda de la señal obtenida para determinarlos modos oscilatorios en términos de frecuencia y amortiguamiento inmersos en las señales.

4.3.2. SISTEMA DE DOS ÁREAS SIN CONTROL DE EXCITACIÓN ($\Delta E_{fd}=0$)

En el sistema de dos áreas y cuatro generadores se puede observar tres modos oscilatorios con su respectivo conjugado, debido a que los modos oscilatorios en un sistema dependen del número de generadores existentes.

$$N^{\circ} \text{ de modos} = N^{\circ} \text{ de generadores} - 1$$

Siendo los modos más importantes para el estudio los que presentan la parte imaginaria ya que estos proporcionan información acerca del amortiguamiento y frecuencia de los modos oscilatorios de interés. En la Tabla 4.1 se observa los modos oscilatorios críticos en el sistema de dos áreas.

N° Modo	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)
10-11	-0,50544	$\pm 6,8524$	1,0905	7,3562
12-13	-0,52895	$\pm 7,1019$	1,1303	7,4273
14-15	-0,06465	$\pm 3,3742$	0,5370	1,9157

Tabla 4-1: Resultado, modos oscilatorios, simulados en DigSILENT.

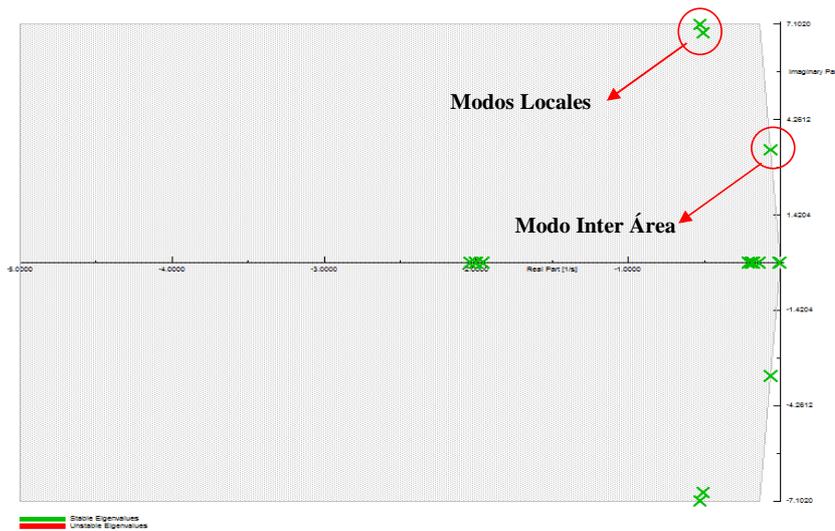


Figura 4.4: Modos del sistema de dos áreas sin control de excitación ($\Delta E_{fd}=0$).

Se puede observar en la Tabla 4.1, tres modos angulares del rotor.

- El modo de 0,537Hz es el modo de oscilación Inter-área con los generadores G1 y G2 del área 1 oscilando contra los generadores G3 y G4 del área 2.
- El modo de 1,09 Hz es la oscilación entre máquinas del área local 1 con el G1 oscilando contra G2.
- El modo del rotor, con una frecuencia de 1,13 Hz, es el modo entre máquinas para el área local 2, con el G3 oscilando contra el G4.

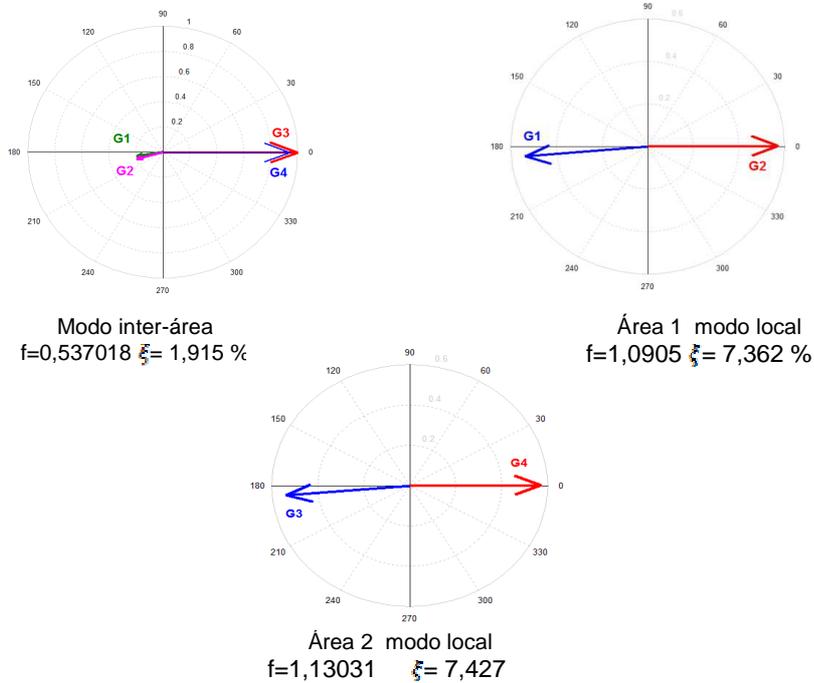


Figura 4.5: Modos correspondientes al ángulo del rotor.

4.3.2.1. Estimación modal usando el análisis Prony[30]

A los resultados de las señales obtenidas a partir de las simulaciones realizadas mediante el programa Power Factory (DigSILENT) se les aplica el análisis Prony con ayuda del programa DSI³ Toolbox [BPA/PNN, Ringdown Analysis Toolbox]. Este programa determina la frecuencia, amortiguamiento, fase y amplitud de los modos oscilatorios presentes en la señal analizada, además permite realizar un ajuste de la señal calculada en comparación con la señal original analizada con el objeto de identificar de forma adecuada los modos críticos en el sistema se debe lograr un ajuste adecuado de la señal reconstruida a partir de los modos

³**Dynamic System Identification (DSI).**- Colección de rutinas basadas en MATLAB que permite la identificación de modelos dinámicos del sistema y la realización de análisis modal de los registros transitorios presentes en las señales [51].

identificados con el análisis Prony en relación a la señal original, además se debe tomar en cuenta la Relación Señal Ruido (SNR) de la señal analizada. En el Anexo B se presenta el software empleado para el análisis Prony (DSI Toolbox).

En especial la SNR (Relación Señal-Ruido) así como el ajuste de la señal original con respecto a la señal creada mediante el análisis Prony son utilizados para decidir cuando el análisis de Prony ha identificado correctamente algún modo del sistema.

Dado que las señales simuladas en el dominio del tiempo se usan como entrada para el análisis Prony. Se toma como ejemplo las señales del G1 para reconstruir la señal utilizando el método de Prony e identificar los modos poco amortiguados tanto en los parámetros de frecuencia, amortiguamiento y amplitud, este proceso se realiza para todas las señales que se analizan en el sistema de dos áreas. En la Figura 4.6 se muestra la señal de potencia activa del G1 a la que se le aplica el análisis Prony

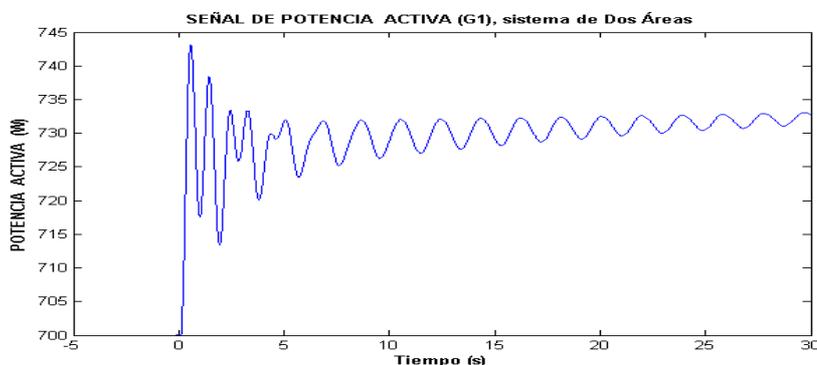


Figura 4.6: Señal de potencia activa del G1, previo al análisis Prony.

En la Figura 4.7 se puede observar las señales de potencia, voltaje, frecuencia y diferencia angular del G1, además, se presenta las señales reconstruidas utilizando el análisis Prony en un intervalo de tiempo de 1-10 segundos.

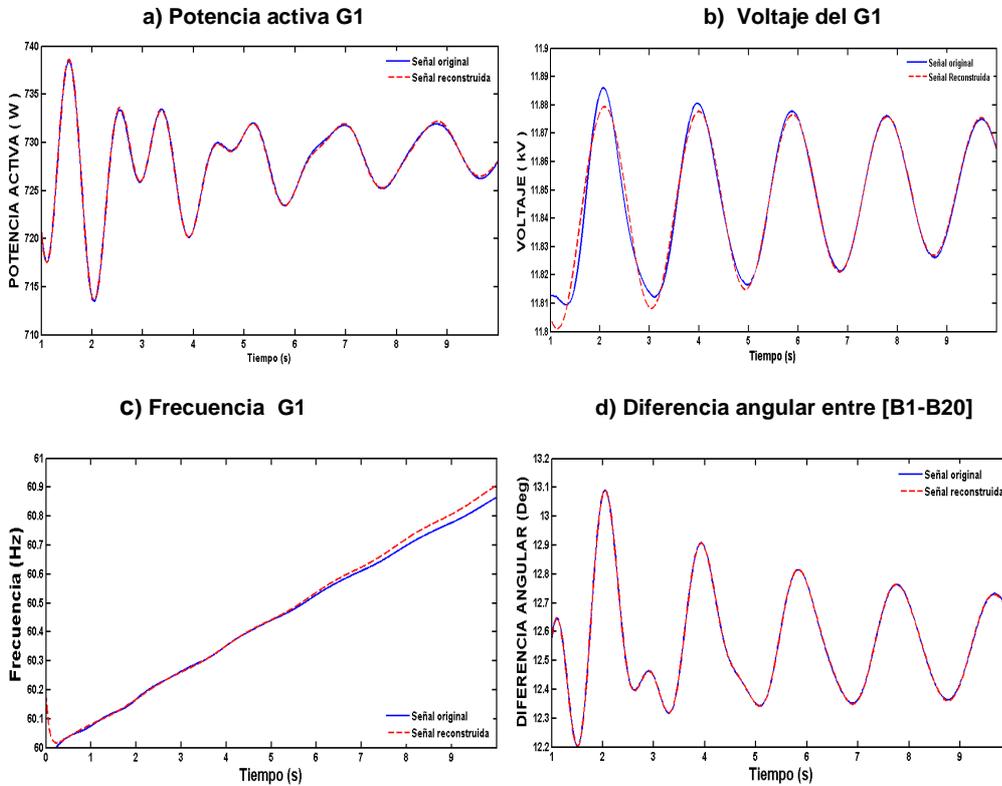


Figura 4.7: Comparación de las curvas de diferentes señales del G1 con respecto a la estimada utilizando el método Prony

4.3.2.2. Resultados al aplicar el análisis Prony

En las Tablas 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5 se observa los resultados obtenido al aplicar el análisis Prony a las señales de potencia activa, voltaje, frecuencia y diferencia angular del sistema de dos áreas, se muestran valores de frecuencia (Hz), amortiguamiento ($\xi\%$) y amplitud (MW) de los modos oscilatorios de baja frecuencia.

MODOS	POTENCIA ACTIVA				L/T 2	L/T 7
	G1	G2	G3	G4	Barra (20)	Barra (120)
INTER- ÁREA	f=0,5249 $\xi=1,849$	f=0,5261 $\xi=1,659$	f=0,5265 $\xi=1,892$	f=0,5265 $\xi=1,934$	f=0,5254 $\xi=1,779$	f=0,5266 $\xi=1,9179$
	A=5,202	A=3,776	A=20,436	A=18,520	A=7,937	A=37,259
LOCAL 1	f=1,0795 $\xi=7,3821$	f=1,0836 $\xi=7,4561$	f=1,0818 $\xi=5,1429$	f=1,1308 $\xi=3,310$	f=1,1171 $\xi=6,177$	f=1,0619 $\xi=8,5791$
	A=24,530	A=26,367	A=1,8845	A=0,5511	A=2,2662	A=2,3559
LOCAL 2	f=1,7171 $\xi=7,1876$	f=1,5769 $\xi=6,7976$	-----	-----	-----	-----
	A=0,2315	A=0,4495				

Tabla 4-2: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de la potencia activa.

MODOS	VOLTAJE				L/T 2	L/T 7
	G1	G2	G3	G4	Barra (20)	Barra (120)
INTER- ÁREA	f=0,52677 $\xi=1,9433$	f=0,52683 $\xi=1,9441$	f=0,52491 $\xi=2,0346$	-----	f=0,52669 $\xi=1,9018$	f=0,53004 $\xi=2,5098$
	A=0,04272	A=0,0601	A=0,0112		A=1,37158	A=0,0113
LOCAL 1	f=1,08207 $\xi=0,1943$	f=1,94528 $\xi=13,902$	f=1,11943 $\xi=2,0346$	f=1,0726 $\xi=5,1291$	f=1,04066 $\xi=-15,396$	f=1,08673 $\xi=1,5784$
	A=0,04272	A=0,0050	A=0,0009	A=0,0005	A=0,00002	A=0,01463
LOCAL 2	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 4-3: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de voltaje.

MODOS	FRECUENCIA				L/T 2	L/T 7
	G1	G2	G3	G4	Barra (20)	Barra (120)
INTER- ÁREA	f=0,52841 $\xi=2,3815$	f=0,53192 $\xi=2,3939$	f=0,52646 $\xi=1,9190$	f=0,5266 $\xi=1,9160$	f=0,54349 $\xi=6,1151$	f=0,52646 $\xi=1,9148$
	A=0,0071	A=0,0052	A=0,0291	A=0,026	A=0,0029	A=0,0225
LOCAL 1	f=1,07995 $\xi=7,1477$	f=1,08554 $\xi=8,0651$	f=1,07933 $\xi=4,9849$	f=1,1141 $\xi=2,848$	f=1,08403 $\xi=9,0551$	f=1,10788 $\xi=0,0144$
	A=0,0086	A=0,0092	A=0,00083	A=0,0002	A=0,0042	A=0,00037
LOCAL 2	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 4-4: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de frecuencia.

MODOS	DIFERENCIA ANGULAR					
	B20 – B3	B1 – B 20	B2 – B20	B120 – B13	B11 – B120	B12 – B120
INTER- ÁREA	f=0,52651 $\xi=1,8685$	f=0,52647 $\xi=1,8127$	f=0,52667 $\xi=1,9093$	f=0,52641 $\xi=1,8873$	f=0,52638 $\xi=1,8785$	f=0,52642 $\xi=1,8951$
	A=0,20873	A=0,3233	A=0,1306	A=0,21093	A=0,49931	A=0,17269
LOCAL 1	f=1,1192 $\xi=8,0975$	f=0,52647 $\xi=7,3336$	f=1,08288 $\xi=7,4998$	f=1,09934 $\xi=7,4856$	f=1,08895 $\xi=5,2701$	f=1,10881 $\xi=3,3086$
	A=0,00821	A=0,6466	A=0,2604	A=0,01212	A=0,04862	A=0,00577
LOCAL 2	f=1,46709 $\xi=14,770$	-----	f=1,69735 $\xi=6,2953$	-----	-----	-----
	A=0,00305		A=0,0025			

Tabla 4-5: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de diferencia angular.

En los resultados obtenidos mediante el análisis Prony se aprecia el modo Inter-área con frecuencia y amortiguamiento de ($f=0,52841$ Hz y $\xi=2,3815\%$) presentes en todas las señales analizadas con pequeñas variaciones en los resultados, sin embargo los modos locales no presentan buena observabilidad en las señales de voltaje y frecuencia, observando únicamente la presencia de un modo local con una amplitud muy baja estos modos no aportan a la reconstrucción de la señal obtenida mediante el análisis Prony en la respectiva comparación con la señal original. Las señales que presentan buena observabilidad de los modos son las señales de potencia activa y diferencia angular.

Por lo tanto la señal que brinda mayor información y presenta valores similares de los modos en comparación con los resultados obtenidos mediante el análisis modal (Power Factory - DigSILENT) es la señal de potencia activa. Los resultados obtenidos mediante el análisis modal y análisis Prony se presenta en la Tabla 4.6.

Modos	ANÁLISIS MODAL DigSILENT	ANÁLISIS PRONY Señal de potencia activa			
		G1	G2	G3	G4
Inter- Área	$f=0,5370$ $\xi=1,915\%$	$f=0,5249$ $\xi=1,849$ A=5,202	$f=0,5261$ $\xi=1,659$ A=3,776	$f=0,5265$ $\xi=1,892$ A=20,436	$f=0,5265$ $\xi=1,934$ A=18,520
Local 1	$f=1,09058$ $\xi=7,356\%$	$f=1,0795$ $\xi=7,3821$ A=24,530	$f=1,0836$ $\xi=7,456$ A=26,36	$f=1,0818$ $\xi=5,1429$ A=1,8845	$f=1,1308$ $\xi=7,310$ A=0,5511
Local 2	$f=1,1303$ $\xi=7,427\%$	$f=1,7171$ $\xi=7,1876$ A=0,2315	$f=1,5769$ $\xi=6,797$ A=0,449	-----	-----

Tabla 4-6: Resultados del análisis modal y análisis Prony.

4.3.3. SISTEMA DE DOS ÁREAS CON SISTEMA DE EXCITACIÓN

Como parte complementaria a la máquina sincrónica se encuentran elementos que tienen como función principal proveer corriente continua al arrollamiento de campo (I_{fd}) de la máquina, a través del control de voltaje y corriente de campo se realiza funciones de control y de protección para una operación satisfactoria del sistema de potencia [24].

Uno de los elementos que permite procesar y amplificar la señal de control de entrada a un nivel y forma adecuado para el control de la excitatriz es el Regulador Automático de Voltaje (AVR), el regulador permite mantener dentro de los límites específicos la magnitud de voltaje en terminales del generador, la misma que puede controlarse llevando a cabo acciones de control sobre la tensión aplicada al devanado de campo E_f . En la Figura 4.8 se muestra el AVR y PSS incorporados en los generadores el sistema de dos áreas.

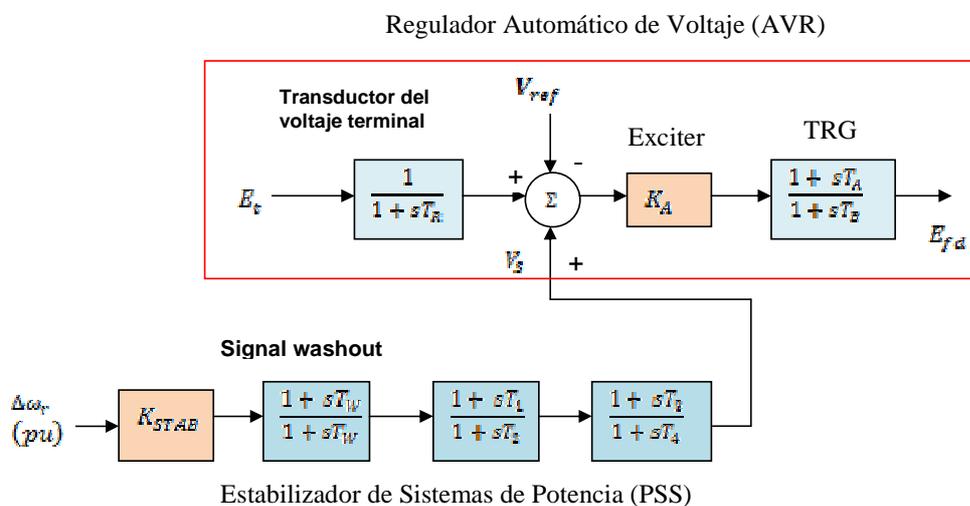


Figura 4.8: Diagrama de bloque del AVR y PSS incorporado en los generadores del sistema de dos áreas [23].

4.3.3.1. Componentes del Regulador Automático de Voltaje [24]

Ganancia K_A .- La ganancia K_A es una constante de error en estado estacionario, mientras mayor sea esta constante más pequeño es el error en estado estacionario, es decir mejora la regulación de voltaje pero trae problemas cuando la constante es muy grande ya que el sistema se vuelve oscilatorio.

Transductor del voltaje terminal.- Censa el voltaje en bornes la rectifica y la filtra para obtener un valor de corriente continua que se compara con una referencia, la cual representa el voltaje deseado en los bornes.

Se simula el sistema de dos áreas con un AVR en el sistema de excitación de cada generador utilizando el programa Power Factory-DigSILENT, con el objeto de observar los efectos que causa el regulador en el sistema de potencia. La Tabla 4.7 muestra los resultados de los autovalores presentes en el sistema al incorporar los AVR.

N° Modo	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)
10-11	-0,439	$\pm 6,8381$	1,088	6,41
12-13	-0,464	$\pm 7,0898$	1,128	6,53
14-15	0,087	$\pm 3,3905$	0,539	-2,57

Tabla 4-7: Análisis modal incorporando AVR en los generadores del sistema de dos áreas.

En los resultados mostrados en Tabla 4.7 se observa la influencia del AVR en el sistema, encontrando un autovalor inestable ($0,087 \pm j3,3905$) asociado al modo Inter-áreas esto se debe a que el AVR proporciona una componente de amortiguamiento negativo ya que la mayoría de los reguladores empleados en las máquinas sincrónicas presentan lazos de control con ganancias muy altas. Estas altas ganancias se ajustan con el objetivo de mejorar los límites de estabilidad luego de fallas transitorias pero hace que en condiciones de estado estable y ante pequeñas perturbaciones los sistemas de control contribuyen al amortiguamiento de las oscilaciones de forma negativa. En la Figura 4.9 se observa el modo inestable en el sistema de dos áreas.

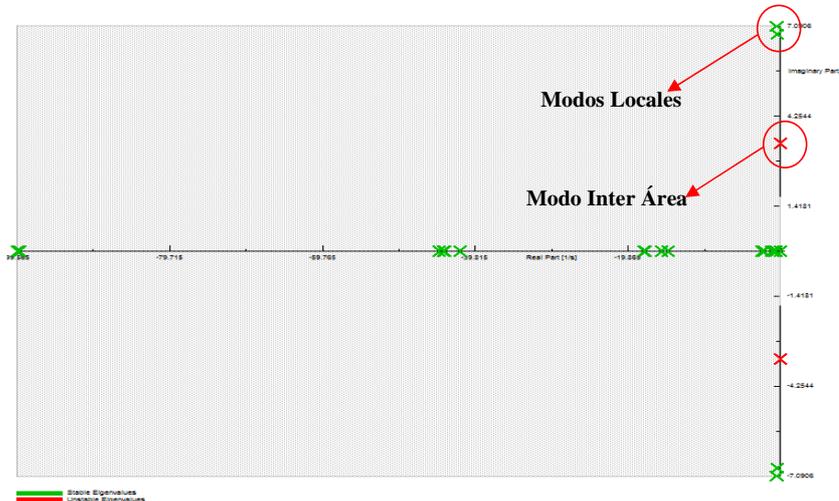


Figura 4.9: Modos del sistema de dos áreas incorporado AVR en los generadores.

Al incorporar Reguladores Automáticos de Voltaje (AVR) a cada generador del sistema de dos áreas y mediante la simulación en Power Factory-DigSILENT se observa el efecto del AVR en las oscilaciones Inter-áreas, más no así en las oscilaciones locales.

- El modo Inter-área posee una frecuencia $f= 0,539$ Hz y un amortiguamiento de $\xi=-2,566$ % dando como resultado un modo inestable debido al amortiguamiento negativo que proporciona el AVR en el sistema.
- Los modos locales de frecuencia $f=1,088$ Hz y $f=1,1283$ Hz no presenta cambios considerables ante los efectos del AVR en el sistema.

4.3.3.2. Resultados del análisis Prony incorporado el AVR en los generadores

En las Tablas 4.8, 4.9, 4.10 y 4.11 se observa el resultado obtenido al aplicar el Análisis Prony a las señales de potencia activa, voltaje, frecuencia y diferencia angular del sistema de dos áreas se muestran valores de frecuencia (Hz), amortiguamiento (ξ %) y amplitud (MW) de los modos oscilatorios.

MODOS	POTENCIA ACTIVA				L/T 2	L/T 7
	G1	G2	G3	G4	Barra (20)	Barra (120)
INTER- ÁREA	f=0,52296 $\xi=-2,6683$ A=5,16049	f=0,53134 $\xi=-2,3113$ A=4,6	f=0,52935 $\xi=-2,5312$ A=19	f=0,53090 $\xi=-2,4468$ A=17	f=0,52995 $\xi=-2,4173$ A=9,58379	f=0,53070 $\xi=-2,028$ A=35,66
LOCAL 1	f=1,06673 $\xi=2,5780$ A=10,2821	f=1,08289 $\xi=6,6935$ A=27,100	f=1,07754 $\xi=3,0042$ A=2	f=1,12283 $\xi=0,9105$ A=2.5	f=1,11709 $\xi=6,1769$ A=2,2662	f=1.05642 $\xi=4,8828$ A=1,42512
LOCAL 2	f=1,18916 $\xi=6,6486$ A=10,1798	f=1,46193 $\xi=0,10928$ A=4,600	f=1,58595 $\xi=9,8496$ A=10	f=1,56068 $\xi=-0,1456$ A=2	-----	f=1,61891 $\xi=13,148$ A=5,48373

Tabla 4-8: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de la potencia activa con AVR.

MODOS	VOLTAJE				L/T 2	L/T 7
	G1	G2	G3	G4	Barra (20)	Barra (120)
INTER- ÁREA	f=0,53122 $\xi=-2,4784$ A=0,0369	f=0,53119 $\xi=-2,4351$ A=0,05316	f=0,53084 $\xi=-2,5121$ A=0,01034	f=0,52491 $\xi=-2,383$ A=0,01204	f=0,531245 $\xi=-2,4373$ A=0,98542	f=0,53239 $\xi=-2,112$ A=0,06798
LOCAL 1	f=1,08216 $\xi=6,5782$ A=0,0252	f=1,08474 $\xi=2,1617$ A=0,00126	f=1,34951 $\xi=10,189$ A=0,0036	f=1,50731 $\xi=17,525$ A=0,0035	f=1,09893 $\xi=2,3321$ A=0,03997	-----
LOCAL 2	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 4-9: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de voltaje con AVR.

MODOS	FRECUENCIA				L/T 2	L/T 7
	G1	G2	G3	G4	Barra (20)	Barra (120)
INTER- ÁREA	f=0,53031 $\xi=-2,757$ A=0,00720	f=0,53033 $\xi=-2,5963$ A=0,00591	f=0,53077 $\xi=-2,4485$ A=0,02692	f=0,53049 $\xi=-2,5211$ A=0,02374	f=0,53001 $\xi=-0,2668$ A=0,00489	f=0,53100 $\xi=-2,4244$ A=0,02266
LOCAL 1	f=1,07758 $\xi=5,99996$ A=0,00986	f=1,07952 $\xi=6,7772$ A=0,00966	f=1,08470 $\xi=1,1112$ A=0,00045	f=1,08149 $\xi=1,3178$ A=0,01318	f=1,07089 $\xi=6,8707$ A=0,00489	-----
LOCAL 2	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 4-10: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de la frecuencia con AVR.

MODOS	DIFERENCIA ANGULAR					
	B20-B3	B1-B 20	B2-B20	B120-B13	B11-B120	B12-B120
INTER- ÁREA	f=0,53091 $\xi=-2,4619$ A=0,19621	f=0,53143 $\xi=-2,5355$ A=0,30220	f=0,53157 $\xi=-2,4786$ A=0,12266	f=0,53084 $\xi=-2,4735$ A=0,20015	f=0,53089 $\xi=-2,5112$ A=0,47047	f=0,53089 $\xi=-2,4804$ A=0,16248
LOCAL 1	f=1,07329 $\xi=1,51551$ A=0,00284	f=1,07082 $\xi=5,0636$ A=0,49877	f=1,08147 $\xi=6,774$ A=0,26613	f=1,08067 $\xi=1,9663$ A=0,00316	f=1,09369 $\xi=4,2375$ A=0,04238	f=1,0970 $\xi=0,1874$ A=0,00483
LOCAL 2	-----	f=1,23247 $\xi=13,766$ A=0,20398	f=1,400825 $\xi=11,647$ A=0,01386	-----	-----	-----

Tabla 4-11: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal diferencia angular con AVR.

En los resultados obtenidos mediante el análisis de Prony se puede apreciar el modo Inter-área inestable ($f=0,52841\text{Hz}$ y $\xi=-2,3815\%$) presente en todas las señales analizadas las señales de voltaje y frecuencia no presentan buena observabilidad de los modos, observándose únicamente la presencia de un modo local con amplitudes muy bajas, las señales que presentan mayor información de los modos son la señal de potencia activa seguida de la señal de diferencia angular.

La señal que brinda mayor información y presenta valores similares de los modos en comparación con los resultados obtenidos mediante el análisis modal (Power Factory-DigSILENT) es la señal de potencia activa. La Tabla 4.6 muestra los resultados obtenidos mediante el análisis modal y análisis Prony al incorporar los AVR en el sistema de dos áreas.

Modos	ANÁLISIS MODAL DigSILENT	ANÁLISIS DE PRONY Señal de potencia activa			
		G1	G2	G3	G4
Inter-área	$f=0,5396222$ $\xi=-2,566\%$	$f=0,52296$ $\xi=-2,6683$ $A=5,1604$	$f=0,53134$ $\xi=-2,3113$ $A=4,6$	$f=0,52935$ $\xi=-2,5312$ $A=19$	$f=0,53090$ $\xi=-2,4468$ $A=17$
Local 1	$f=1,08832$ $\xi=6,4056\%$	$f=1,06673$ $\xi=2,5780$ $A=10,282$	$f=1,08289$ $\xi=6,6935$ $A=27,100$	$f=1,07754$ $\xi=3,0042$ $A=2$	$f=1,12283$ $\xi=0,9105$ $A=2,5$
Local 2	$f=1,128375$ $\xi=6,5339\%$	$f=1,18916$ $\xi=6,6486$ $A=10,1798$	$f=1,46193$ $\xi=0,10928$ $A=4,6$	$f=1,58595$ $\xi=9,8496$ $A=10$	$f=1,56068$ $\xi=-0,1456$ $A=2$

Tabla 4-12: Resultados del análisis modal y análisis Prony con AVR en los generadores.

4.3.4. SISTEMA DE DOS ÁREAS IMPLEMENTADO PSS [24]

Con el objeto de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas (locales e inter área, etc.), el Regulador Automático de Voltaje (AVR) debe estar provisto de un estabilizador de potencia (PSS) el cual operará modulando la referencia de voltaje. El PSS debe ser capaz de realizar aportes positivos al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas dentro de una banda de frecuencias comprendidas como mínimo, entre 0.1Hz y 2.5 Hz.

Para proveer amortiguamiento el PSS debe introducir una componente de torque eléctrico en fase con la variación de velocidad del rotor, entonces la señal de entrada al PSS es $\Delta\omega_r$. El tipo de PSS incorporado en el generador del sistema de dos áreas se presentan en la Figura 4.7 y sus datos en el anexo A [23].

4.3.4.1. Componentes del estabilizador de sistemas de potencia [24]

Ganancia K_{STAB} .- Determina la cantidad de amortiguamiento introducido por el PSS, debe ser ajustado a un valor tal que aporte el máximo amortiguamiento.

Bloque “signal washout”.- Es un filtro pasa altos con constante de tiempo T_w suficientemente alta para permitir que las señales asociadas con oscilaciones en ω_r pasen sin cambio, además permite que el PSS responda solo a cambios oscilatorios en la velocidad.

Compensación de fase.- Provee las características de adelanto de fase para compensar el atraso de fase entre la entrada de la excitatriz y el torque eléctrico del generador.

Para contribuir al amortiguamiento de los modos oscilatorios se instalan PSS en los generador del sistema de dos áreas, dando como resultado los autovalores mostrados en la Tabla 4.13.

N° Modo	Parte Real	Parte Imaginaria	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)
18 - 19	-1,4772	$\pm 6,2994$	1,0026	22,83
20 - 21	-1,4479	$\pm 6,2160$	0,9893	22,68
22 - 23	-0,4926	$\pm 1,4478$	0,5460	14,21

Tabla 4-13: Análisis modal incorporando PSS a los generadores del sistema de dos áreas.

En los resultados mostrados en Tabla 4.13 se observa la contribución del PSS al amortiguamiento del modo inestable presente en el sistema con AVR, además se observa un incremento del amortiguamiento no solo del modo Inter-área sino en

los dos modos locales. En la Figura 4.10 se muestra los modos presentes en el sistema de dos áreas con PSS.

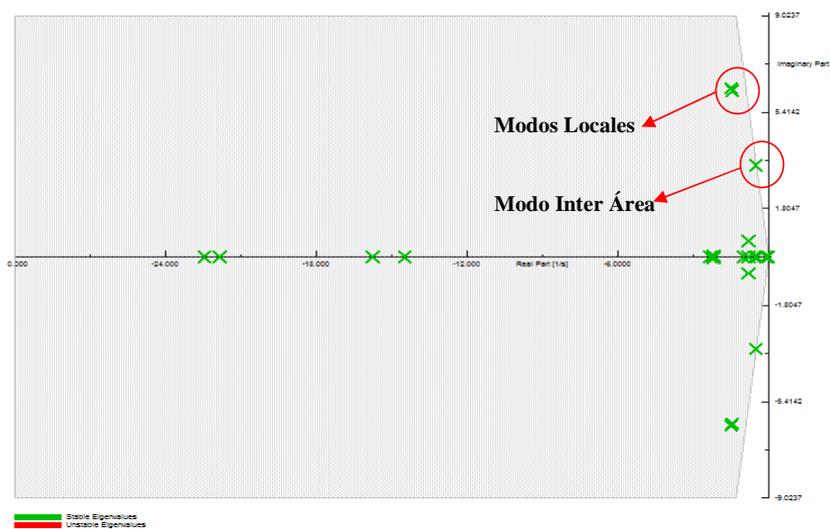


Figura 4.10: Autovalores del sistema de dos áreas incorporado PSS en los generadores.

Al instalar PSS en los generadores del sistema de dos áreas se logró amortiguar el modo Inter-área y los modos locales con las siguientes frecuencias y amortiguamientos.

- El modo Inter-área con una frecuencia $f=0,54601\text{Hz}$ y un amortiguamiento $\xi=14,21\%$ dando como resultado un modo bien amortiguado debido al efecto del PSS en el sistema.
- Los modos locales de frecuencia $f=1.002586\text{ Hz}$ y $f=0.98930\text{ Hz}$ al igual que el modo Inter-área presentan un amortiguamiento alto de $\xi=22\%$.

4.3.4.2. Resultados del análisis Prony incorporado PSS en los generadores

En las Tablas 4.14, 4.15, 4.16 y 4.17 se observa el resultado obtenido al aplicar el análisis Prony a las señales de potencia activa, voltaje, frecuencia y diferencia angular con PSS del sistema de dos áreas, se muestran valores de frecuencia

(Hz), amortiguamiento (ξ %) y amplitud (MW) de los modos oscilatorios de baja frecuencia.

MODOS	POTENCIA ACTIVA				L/T 2 Barra (20)	L/T 7 Barra (120)
	G1	G2	G3	G4		
INTER- ÁREA	f=0,54549 $\xi=10,044$ A=5,04845	f=0,52828 $\xi=10,482$ A=4,79037	f=0,54226 $\xi=9,7958$ A=15,6207	f=0,53783 $\xi=10,162$ A=16,343	f=0,53312 $\xi=10,334$ A=9,3375	f=0,538258 $\xi=9,862$ A=30,9137
LOCAL 1	f=1,03795 $\xi=17,394$ A=16,9815	f=1,01594 $\xi=17,852$ A=20,591	f=1,01641 $\xi=20,687$ A=9,4922	f=1,05526 $\xi=16,199$ A= 6,2441	f=0,99067 $\xi=17,281$ A=3,5705	f=1,08245 $\xi=21,0936$ A=3,5652
LOCAL 2	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 4-14: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de potencia activa con PSS.

MODOS	VOLTAJE				L/T 2 Barra (20)	L/T 7 Barra (120)
	G1	G2	G3	G4		
INTER- ÁREA	f=0,54848 $\xi=9,6207$ A=0,02697	f=0,54031 $\xi=10,694$ A=0,05034	f=0,52362 $\xi=10,989$ A=0,0586	f=0,51789 $\xi=12,879$ A=0,00917	f=0,53990 $\xi=9,9958$ A=0,8498	f=0,528279 $\xi=9,2509$ A=0,21210
LOCAL 1	f=1,0045 $\xi=16,372$ A=0,03047	f=1,00341 $\xi=25,541$ A=0,02738	f=1,16558 $\xi=16,06$ A=0,00833	f=1,020467 $\xi=25,849$ A=0,06289	-----	f=1,11622 $\xi=14,277$ A=0,06683
LOCAL 2	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 4-15: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de voltaje con PSS.

MODOS	FRECUENCIA				L/T 2 Barra (20)	L/T 7 Barra (120)
	G1	G2	G3	G4		
INTER- ÁREA	f=0,51882 $\xi=12,517$ A=0,01104	f=0,51427 $\xi=13,615$ A= 0,01054	f=0,53323 $\xi=9,208$ A=0,02079	f=0,53834 $\xi=9,476$ A=0,01912	f=0,50829 $\xi=13,765$ A=0,0093	f=0,53879 $\xi=9,3327$ A=0,0175
LOCAL 1	f=1,01544 $\xi=17,118$ A=0,00260	f=0,998687 $\xi=18,097$ A=0,0132	f=1,14792 $\xi=33,003$ A=0,05074	f=1,07426 $\xi=16,602$ A= 0,0028	f=0,98825 $\xi=17,76$ A=0,0086	f=1,06831 $\xi=21,414$ A=0,00629
LOCAL 2	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 4-16: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de frecuencia con PSS.

MODOS	DIFERENCIA ANGULAR					
	B20-B3	B1-B20	B2-B20	B120-B13	B11-B120	B12-B120
INTER- ÁREA	f=0,53818 $\xi=9,9999$ A=0,17228	f=0,540442 $\xi=10,272$ A=0,26539	f=0,53462 $\xi=10,486$ A=0,12178	f=0,53791 $\xi=10,055$ A=0,17632	f=0,53657 $\xi=10,559$ A=0,4484	f=0,55877 $\xi=7,3288$ A=0,11082
LOCAL 1	f=1,00591 $\xi=26,274$ A=0,17228	f=1,015674 $\xi=17,611$ A=0,47958	f=1,01508 $\xi=18,009$ A=0,20325	f=1,016640 $\xi=23,284$ A=0,05018	f=1,0296 $\xi=16,560$ A=0,1605	f=1,044852 $\xi=19,353$ A=0,12459
LOCAL 2	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 4-17: Análisis Prony, modos oscilatorios presentes en la señal de diferencia angular PSS.

En las señales analizadas se observa que el modo Inter-área se amortigua al incorporar PSS en los generadores del sistema estos modos presentan una frecuencia y amortiguamiento de ($f=0,5460$ Hz y $\xi =14,21$ %), además se observa que la señal que brinda mayor información y presenta valores similares de los modos en comparación con los resultados obtenidos mediante el análisis modal (Power Factory) es la señal de potencia activa. La Tabla 4.18 muestra los resultados obtenidos mediante el análisis modal y análisis Prony con PSS.

Modos	ANÁLISIS MODAL DigSILENT	ANÁLISIS DE PRONY Señal de potencia activa			
		G1	G2	G3	G4
Inter-Área	f=0,54601 $\xi=14,21$ %	f=0,54549 $\xi=10,044$ A=5,04845	f=0,52828 $\xi=10,482$ A=4,79037	f=0,54226 $\xi=9,7958$ A=15,6207	f=0,53783 $\xi=10,162$ A=16,343
Local 1	f= 1,002586 $\xi=22,68$ %	f=1,03795 $\xi=17,394$ A=16,9815	f=1,01594 $\xi=17,852$ A=20,591	f=1,01641 $\xi=20,687$ A=9,4922	f=1,05526 $\xi=16,199$ A= 6,2441
Local 2	f=0,98930 $\xi=22,68$ %	f=1,03795 $\xi=22,394$ A=17,981	-----	-----	-----

Tabla 4-18: Resultados del análisis modal y análisis Prony con PSS en los generadores.

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE LAS OSCILACIONES DE BAJA FRECUENCIA EN EL S.N.I. UTILIZANDO MEDICIONES SINCROFASORIALES

5.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realiza la detección de oscilaciones de baja frecuencia del S.N.I. a partir de mediciones sincrofasoriales PMU. Utilizando la nueva infraestructura del Sistema de Supervisión de Área Amplia (WAMS) que posee la corporación CENACE se logra monitorear la dinámica del SEP y registrar los eventos o perturbaciones que afectan la operación normal del sistema. Aplicando la herramienta WAProtector⁴ se extrae las señales de los PMU's que contiene el evento y se aplica el análisis Prony con el objeto de determinar los modos oscilatorios de baja frecuencia y pobre amortiguamiento, se analizan únicamente los modos que presentan **un amortiguamiento** inferior al 5%, el cual se considera como el límite permitido de amortiguamiento para las oscilaciones que se presentan en el sistema nacional interconectado.

Siendo el análisis Prony un método de estimación modal se presenta algunos lineamientos teóricos respecto a la definición de la longitud de la ventana de análisis, de forma que permita determinarlas ventanas que brinden buenos resultados de los modos oscilatorios presentes en la señal analizada [38].

5.2. DETECCIÓN DE OSCILACIONES USANDO WAProtector

Para llevar a cabo las aplicaciones de análisis del sistema de potencia en tiempo real utilizando las mediciones sincrofasoriales, CENACE adquirió el software WAProtectorTM desarrollado por la empresa ELPROS de Eslovenia [42].

⁴WAProtector (Power System Wide Area Monitoring, Protection and Control).- Herramienta de aplicaciones para observar la estabilidad dinámica de ángulo y frecuencia del sistema.

WAProtector adquiere los datos fasoriales de las PMU's a través de la red de comunicaciones intranet estándar. En el servidor del software WAProtector, se realiza el análisis de datos en tiempo real y la evaluación de la seguridad del sistema eléctrico, detectando oscilaciones de baja frecuencia en el SEP [42].

La base de datos en tiempo real permite el almacenamiento de datos de los valores medidos y calculados (es decir, corrientes, voltajes, potencia, diferentes índices de estabilidad, etc.) con una máxima frecuencia de muestreo de una muestra por ciclo (60muestras por segundo). La base de datos básica consiste en un almacenamiento de 14 días la misma que es posible extender para un periodo más largo. Se hace uso de la base de datos para seleccionar el evento que se desea analizar fuera de línea [40] [41].

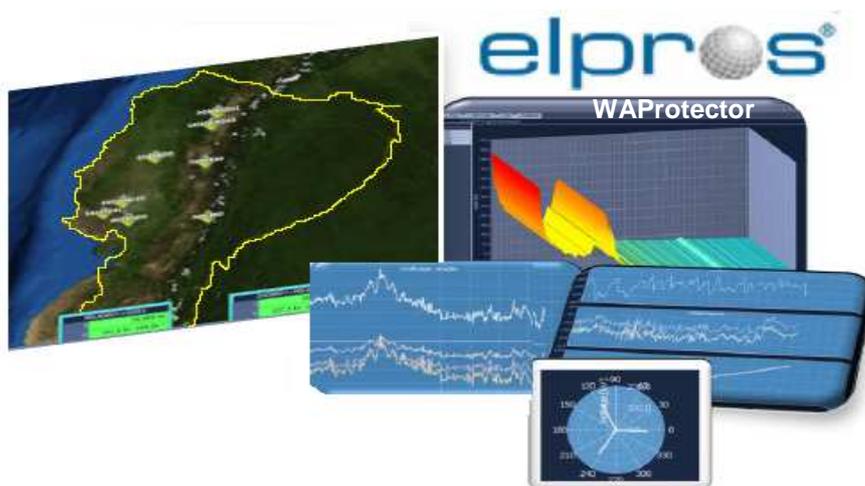


Figura 5.1: Interfaz gráfico de WAProtector [43].

El interfaz gráfico de WAProtector permite [40] [41]:

- Medidas en tiempo real y cálculo de los valores
- Base de datos históricos registrados los últimos 14 días
- Registros de eventos y alarmas
- Registros de perturbaciones de eventos
- Exportación de datos en diferentes formatos (Excel, etc.)

- El usuario puede elegir entre dos y tres dimensiones de tiempo, diagramas fasoriales, diagramas unifilares, curvas PV de corredores de transmisión.

Cuando se produce una perturbación, el sistema permite la grabación de la perturbación, es decir, en el tiempo determinado antes y después del evento, se almacena para el análisis post-mortem. Si una perturbación aún está presente después del tiempo predefinido, el sistema se extiende automáticamente la duración de la captura. La longitud del registro de perturbación puede ser de hasta 30 minutos para los valores de datos seleccionados por el usuario.

Las oscilaciones del sistema pueden ser detectadas en diferentes señales como: potencia activa, frecuencia y diferencia angular. La Figura 5.2 muestra las señales registradas en programa WAProtector.

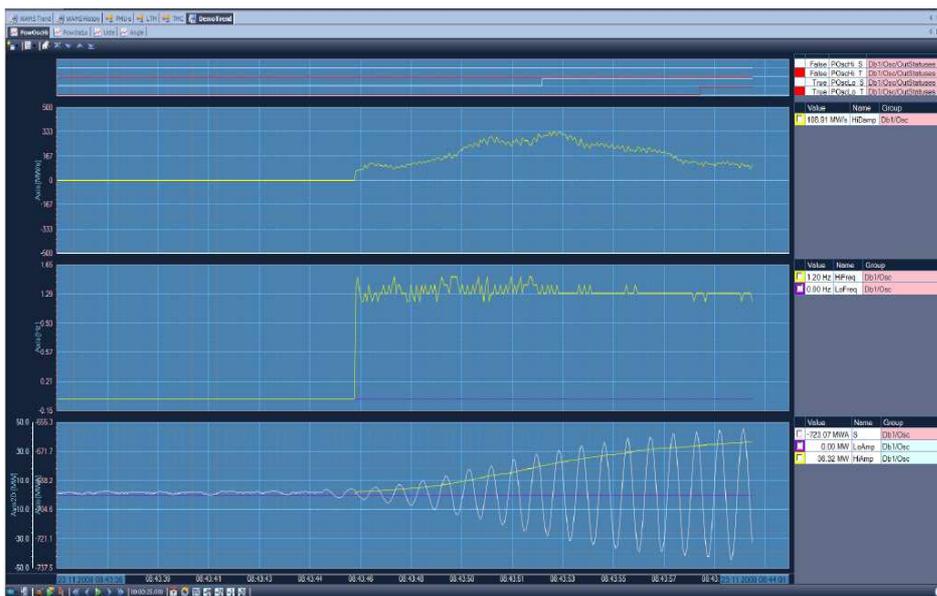


Figura 5.2: Señales registradas en WAProtector [40].

La función de estabilidad oscilatoria se utiliza para la identificación de las oscilaciones de potencia a partir de las señales obtenidas de las PMU's. Esta función calcula la frecuencia de oscilación dominante, su magnitud y el coeficiente de amortiguamiento. En la Figura 5.3 se observa los parámetros detectados.

Además, se tiene como premisa del sistema de dos áreas interconectadas analizada en el capítulo anterior, que la señal de **potencia activa** brinda mayor observabilidad de los modos oscilatorios, razón por la cual la señal eléctrica de análisis en WAProtector por definición es la potencia activa del vínculo asociado a la PMU.

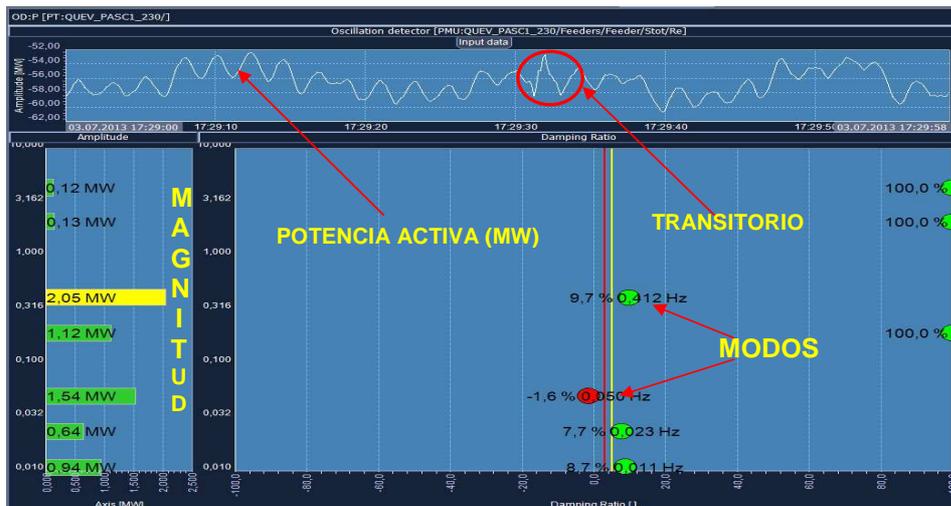


Figura 5.3: Flujo de potencia activa, modos registrados en WAProtector de la PMU: QUEVEDO-PASCUALES-230 [39].

El interfaz gráfico de WAProtector permite visualizar los modos dominantes inmersos en la señal de potencia activa, los parámetros detectados para cada modo oscilatorio son:

f_i : Frecuencia del modo detectado.

A_i : Magnitud del modo detectado.

ξ_i : Factor de amortiguamiento del modo.

p_i : Magnitud de la fase del modo.

Cabe aclarar que el aplicativo de identificación modal incluido en WAProtector se constituye en una caja negra para el usuario puesto que, por cuestiones de

propiedad intelectual, no se dispone de un detalle del funcionamiento de dicho algoritmo.

Sin embargo, de las aclaraciones emitidas por el fabricante, se conoce de este algoritmo lo siguiente:

- El valor t_f de la ventana de análisis es aquel especificado por el usuario, en tanto que se desconoce cuál sea el valor t_0 puesto que el algoritmo lo define automáticamente en función de sus necesidades.
- Como una aclaración complementaria del punto anterior, el algoritmo modifica automáticamente las ventanas de análisis con el objetivo de detectar continuamente en tiempo real los modos oscilatorios que se encuentran en la señal.

Beneficios del programa WAProtector

- El operador obtiene información en tiempo real sobre el estado del sistema de potencia.
- La identificación temprana de problemas en el sistema de potencia permite acciones de control preventivas y correctivas.
- Asegura un alto nivel de confiabilidad del sistema de energía.
- Alarmas para evitar eventos en cascada e inestabilidad basados en mediciones fasoriales de área amplia.

5.3. VENTANAS DE ANÁLISIS

La precisión en la estimación de los modos oscilatorios mediante el uso del análisis Prony depende del lugar de selección de la ventana y la longitud de tiempo considerada para el análisis, por lo que es importante la adecuada selección de la ventana en función de la frecuencia de los modos que se encuentren inmersos en la señal.

Por lo tanto, la mínima longitud de la ventana de datos debe ser aquella que permita visualizar al menos un período de la señal correspondiente a la frecuencia analizada. Así por ejemplo, si el modo presenta una frecuencia de 0,5 Hz la

ventana mínima deberá ser de 2s, en cambio, si el modo presentase una frecuencia de 0,1 Hz la ventana debería ser de al menos 10s [38]⁵.

Esta es una especificación, que en teoría, se ajusta a cualquiera de las técnicas de identificación modal que se emplee.

Con el fin de mostrar la influencia de la longitud de las ventanas se aplica el análisis Prony a la señal de potencia activa registrada en la PMU: QUEV_PASC1_230 instalado en la S/E Quevedo. En la Figura 5.4 se muestra la ubicación de la PMU en la S/E Quevedo, posición de la línea Quevedo-Pascuales.

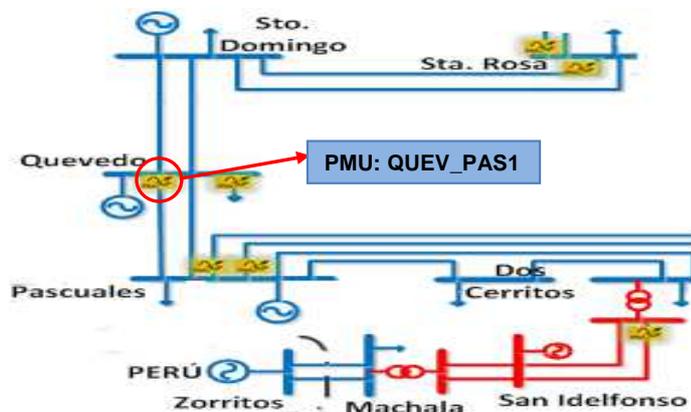


Figura 5.4: Ubicación de la PMU: QUEV_PAS en el S.N.I.

Se analiza la señal registrada en la PMU, ante el evento producido debido al disparo de la posición⁶ Calope de la subestación Quevedo, ocurrido el 3 de agosto del 2013 a las 17:29:31. La Figura 5.5 presenta el flujo de potencia registrada en la PMU, además se realiza una comparación con lo modos oscilatorios obtenidos a partir de la herramienta WAProtector que utiliza CENACE para sus estudios de estabilidad oscilatoria.

⁵ Lineamientos teóricos para evaluar el comportamiento oscilatorio en tiempo real, Dirección de Operación de la Corporación CENACE.

⁶ **Posición.**-Conjunto de aparatos de corte de un mismo voltaje que intervienen en las maniobras de un circuito de Alto Voltaje. Básicamente está formado por un interruptor y dos o más seccionadores.

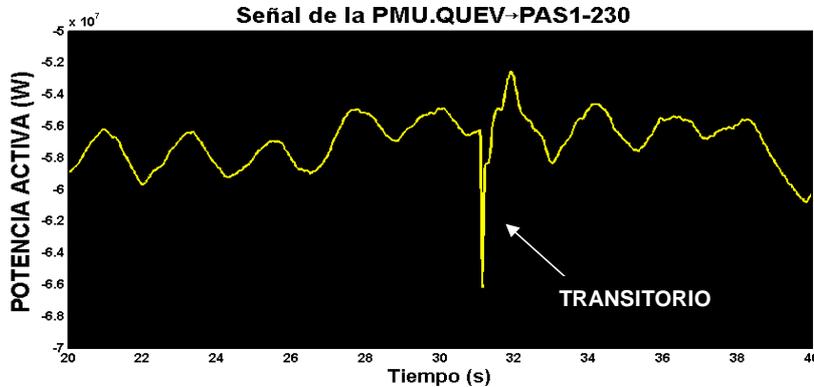


Figura 5.5: Potencia activa registrada por la PMU PT: QUEVEDO_PASCUALES1_230.

En la Figura 5.5, el instante $t_0 = 20$ s representa las 17:29:20, en tanto que el instante final $t_f = 40$ s corresponde a las 17:29:40.

5.4. EVALUACIÓN DE LOS MODOS OSCILATORIOS USANDO ANÁLISIS PRONY [38]

Se aplica el análisis Prony para evaluarla señal de potencia activa de interés en diferentes ventanas de tiempo (pre-contingencia, durante la contingencia y post-contingencia) con el fin de determinar los modos oscilatorios inmersos en la señal durante el periodo de análisis y de esta manera esquematizar la influencia de la longitud y ubicación de las ventanas en los resultados.

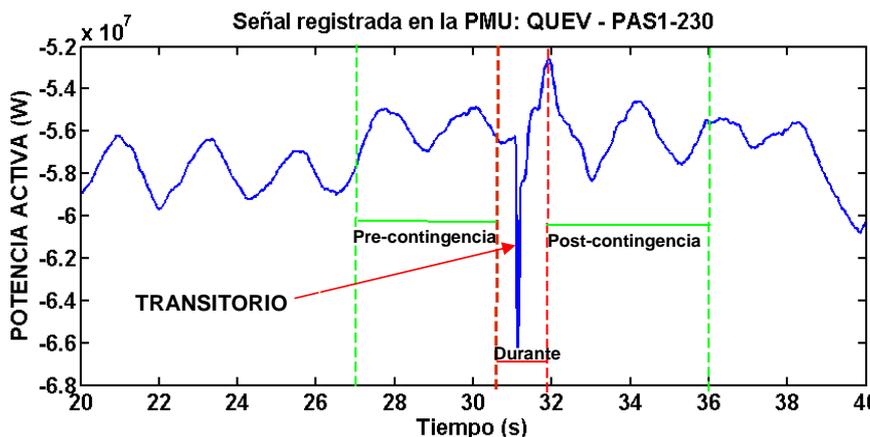


Figura 5.6: Ventanas de tiempo para determinar los modos oscilatorios inmersos en la señal.

5.4.1. ANÁLISIS DE LA SEÑAL ANTES DEL DISTURBIO (pre-contingencia)

Se analiza la señal de la Figura 5.7, en dos ventanas de tiempo para 2 s y 4 s respectivamente antes de producirse el evento.

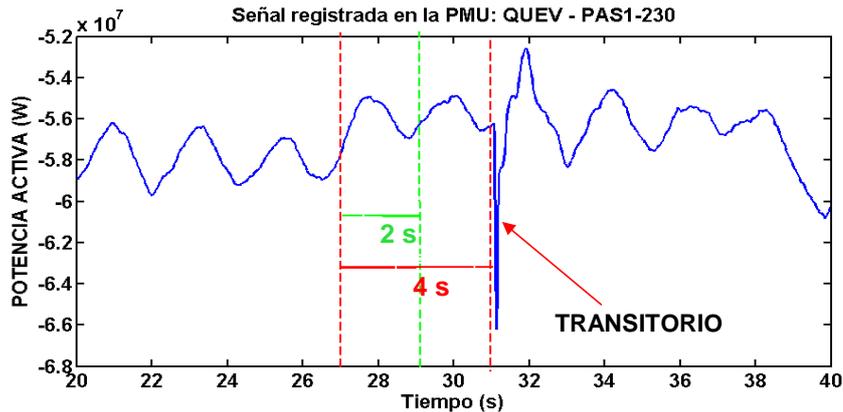


Figura 5.7: Ventanas de 2 s y 4 s respectivamente de la señal de potencia antes de ocurrir el disturbio.

En las Figuras 5.8 y 5.9 se observa la señal original registrada por la PMU y la señal reconstruida mediante el análisis Prony para las ventanas seleccionadas.

5.4.1.1. Ventana antes del disturbio, 2 s de análisis (17:29:27- 17:29:29)

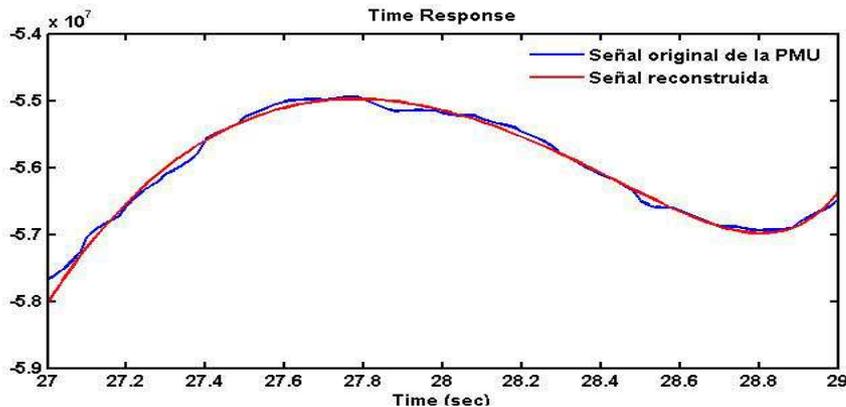


Figura 5.8: Análisis Prony. Ventana antes del disturbio, 2 s de análisis (17:29:27-17:29:29).

Análisis Prony			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	1,705	4,28	0,000003
02	3,083	5,46	0,0000009

Tabla 5-1: Modos oscilatorios. Ventana 2 s de análisis (17:29:27-17:29:29).

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,439	2,7	1,17
02	0,047	-5,2	1,79
03	0,023	7,7	0,87

Tabla 5-2: WAProtector: Modos oscilatorios para $t_f = 17:29:29$

5.4.1.2. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis(17:29:27-17:29:31)

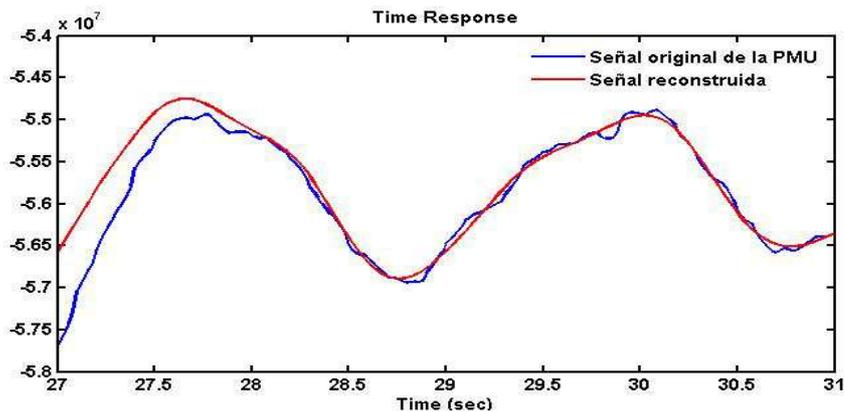


Figura 5.9: Análisis Prony. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (17:29:27-17:29:31).

Análisis Prony			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,4697	4,51	0,04428
02	1,6158	4,59	0,039

Tabla 5-3: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (17:29:27 - 17:29:31).

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,439	2,7	1,34
02	0,047	-4,7	1,79
03	0,023	7,7	0,80

Tabla 5-4: WAProtector: Modos oscilatorios para $t_f = 17:29:31$.

Se observa en las Tablas 5-1 y 5-3 los resultados de los modos oscilatorios presentes en las ventanas de análisis de la señal de potencia activa, la ventana de tiempo de 2 s no presenta modos oscilatorios de baja frecuencia al aplicar el análisis Prony, además los modos detectados en la ventana de 2 s poseen una amplitud baja y no presentan buena observabilidad de los modos, no así en la ventana de 4 s donde el modo Inter-área es apreciado con una frecuencia y amortiguamiento de ($f=0,4697\text{Hz}$ y $\xi= 4,51\%$), esto se debe a que la diferencia de 2 s influye en la identificación modal, con relación a los modos obtenidos mediante la herramienta de WAProtector se observa en todas las ventanas de tiempo el modo Inter-área esto se debe a que a que su algoritmo interno se modifica automáticamente para detectar continuamente los modos inmersos en la señal de análisis.

5.4.2. VENTANA DONDE INCLUYE EL DISTURBIO (17:29:29 - 17:29:32)

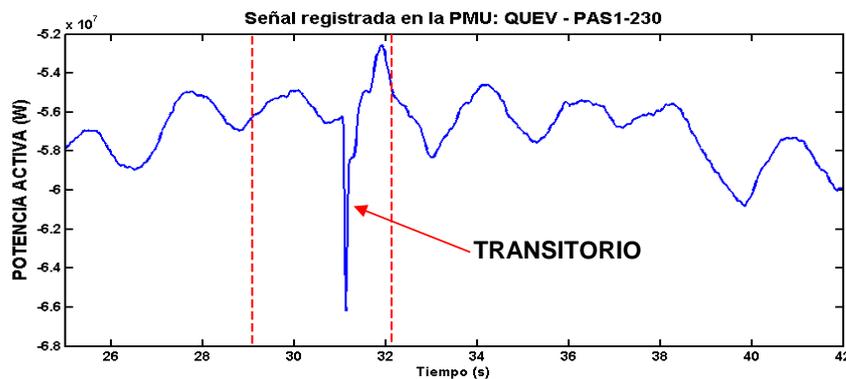


Figura 5.10: Ventana de tiempo donde incluye el disturbio.

Se aplica el análisis Prony a una ventana donde incluye el transitorio de la perturbación. En la Figura 5.11 se observa la señal registrada por la PMU y la señal reconstruida mediante el análisis Prony para la ventana seleccionada.

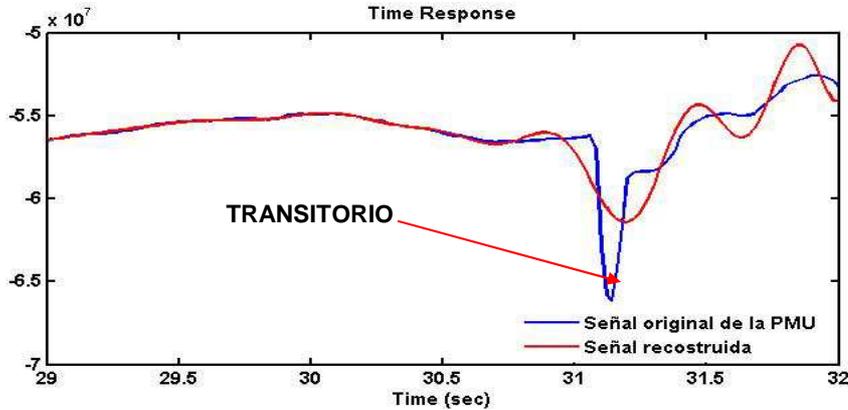


Figura 5.11: Análisis Prony. Ventana 3 s durante el disturbio (17:29:29 - 17:29:32)

Análisis Prony			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,1986	-81,54	$1,45 \cdot 10^{-17}$
02	1,3961	-24,01	$0,001 \cdot 10^{-17}$
03	2,2004	-16,29	$0,0 \cdot 10^{-17}$

Tabla 5-5: Modos oscilatorios. Ventana durante el disturbio (17:29:29 - 17:29:32)

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,439	2,7	1,26
02	0,047	-4,6	1,79
03	0,023	7,7	0,88

Tabla 5-6: WAProtector: Modos oscilatorios para $t_f = 17:29:32$

Cuando se aplica el análisis de Prony a una ventana en la que incluye el transitorio se tiene como resultados modos oscilatorios altamente inestables y con una amplitud muy baja como se observa en la Tabla 5.3, esto se debe a que los transitorios causados por las contingencias provocan una distorsión muy fuerte del análisis oscilatorio. El análisis de Prony no detecta modos oscilatorios reales cuando se le aplica a un transitorios, es por ello que un adecuado análisis debe obviar los datos asociados a los transitorios y los datos que se producen inmediatamente después de ocurridas las perturbaciones [38], por lo que se debe tomar ventanas de tiempo después que ha pasado el transitorio para obtener buenos resultados de los modos oscilatorios presentes en la señal.

5.4.3. ANÁLISIS DESPUÉS DEL DISTURBIO (post-contingencia)

Se aplica el análisis Prony luego de producirse el disturbio en diferentes ventanas de tiempo de 2s, 4 s y 10 s, se identifica los modos oscilatorios de baja frecuencia en cada ventana analizada. En la Figura 5.12 se observa las ventanas seleccionadas.

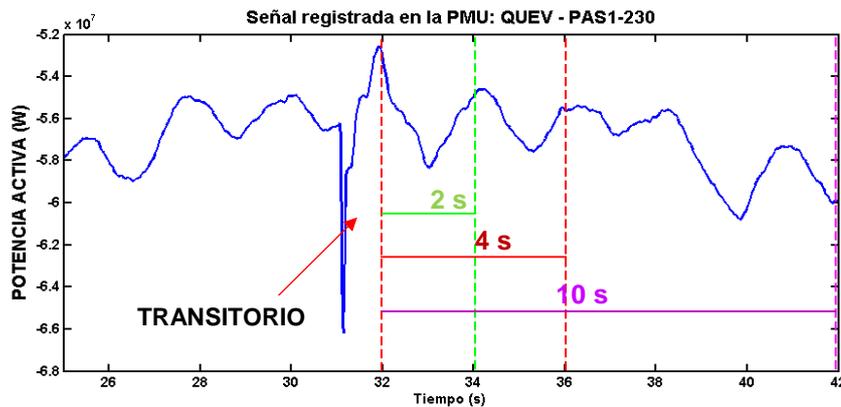


Figura 5.12: Ventanas de análisis seleccionadas después del disturbio.

En las Figura 5.13, 5.14, y 5.15 se observa la señal registrada por la PMU y la señal reconstruida mediante el análisis de Prony en las diferentes ventanas seleccionadas.

5.4.3.1. Ventana después del disturbio, 2 s de análisis (17:29:32-17:29:34)

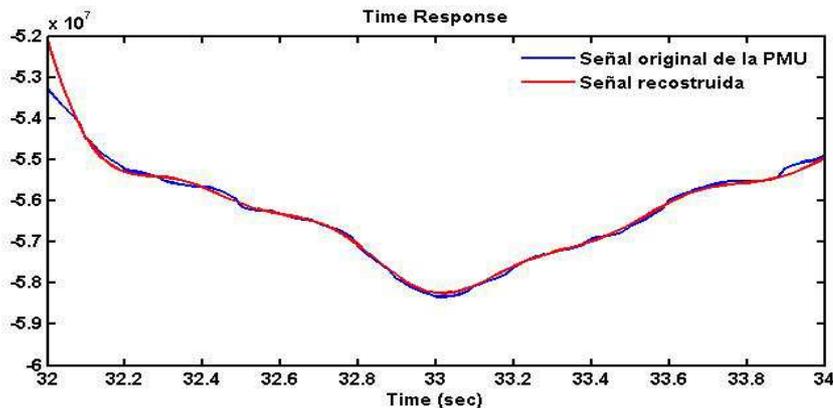


Figura 5.13: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 2 s de análisis (17:29:32-17:29:34)

Análisis Prony			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	1,026	20,66	$1,72 \times 10^{-25}$
02	2,183	3,806	$0,0 \times 10^{-25}$

Tabla 5-7: Modos oscilatorios. Ventana2s de análisis (17:29:32 - 17:29:34)

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,439	2,7	1,23
02	0,047	-4,2	1,79
03	0,023	7,7	0,85

Tabla 5-8: WAProtector: Modos oscilatorios para tf = 17:29:34

5.4.3.2. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis(17:29:32-17:29:36)

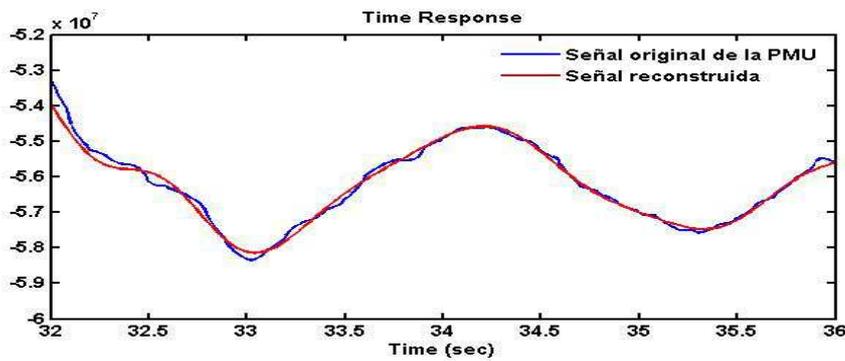


Figura 5.14: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (17:29:32 - 17:29:36)

Análisis Prony			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,453	4,216	0,01
02	1,242	13,12	0,02
03	1,435	-0,565	0,021

Tabla 5-9: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (17:29:32 - 17:29:36)

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,439	2,7	1,23
02	0,047	-3,8	1,79
03	0,023	7,7	0,85

Tabla 5-10: WAProtector: Modos oscilatorios para tf = 17:29:36

5.4.3.3. Ventana de 10 s después del disturbio(17:29:32-17:29:42)

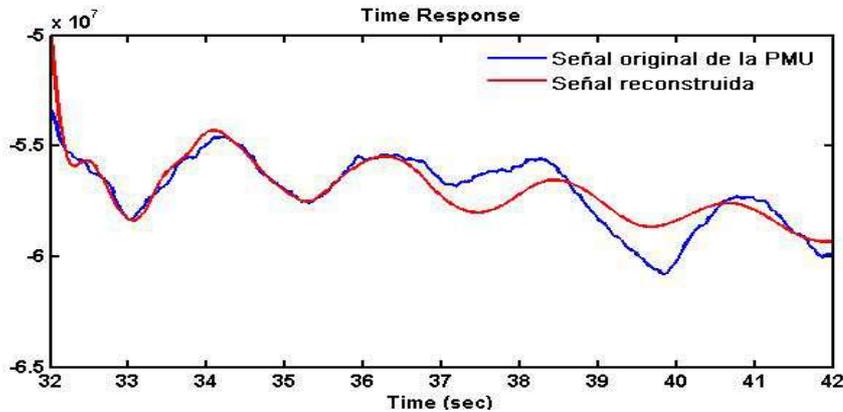


Figura 5.15: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 10 s de análisis (17:29:32 - 17:29:42)

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,4517	4,505	0,06
02	1,1872	7,315	0,3

Tabla 5-11: Modos oscilatorios. Ventana 10 s de análisis (17:29:32 - 17:29:42)

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,439	2,7	1,23
02	0,047	-3,8	1,79
03	0,023	7,7	0,85

Tabla 5-12: WAProtector: Modos oscilatorios para $t_f = 17:29:42$

En la ventana de análisis de 2 s los modos de baja frecuencia no pueden ser detectados mediante el análisis de Prony, mientras que en las ventanas 4 s y 10 s se observan los modos oscilatorios de baja frecuencia inmersos en la señal analizada, se observa la presencia de un modo Inter-área con una frecuencia y amortiguamiento aproximado ($f = 0,45$ Hz y $\xi = 4,5$ %) para las ventanas de análisis y un modo local que tiende a amortiguarse con el tiempo debido a la rápida acción de los sistemas de control instalados en el S.N.I.

Se puede observar que la amplitud de los modos estimados en la señal analizada presentan valores muy bajos en las ventanas de análisis de 2 s y la ventana que contiene el disturbio, estos modos no aportan a la reconstrucción de la señal por lo

que muchas veces no se les toma en cuenta. Al realizar el análisis es importante tomar en cuenta la amplitud como parámetro para desechar valores espurios en los resultados obtenidos de los modos oscilatorios en el rango de las oscilaciones de baja frecuencia.

Al aplicar el análisis de Prony a la señal que contiene el evento en diferentes ventanas de tiempo antes, después y durante el disturbio, se puede concluir que las ventanas que permitieron obtener buenos resultados de los modos oscilatorios son las ventanas de 4 s y 10 s, ya que en estas ventanas se analiza al menos dos veces el periodo del modo de interés.

Los resultados de los modos al aplicar el análisis de Prony a las señales analizadas también depende del lugar de elección de la ventana de tiempo, de forma que se debe evitar analizar las ventanas cercanas o que contenga el disturbio, debido a que los transitorios causados por los disturbios poseen altas no linealidades en las señales y el análisis de Prony es un método donde los datos se ajusta de forma óptima a un modelo de Predicción Lineal. En la Figura 5.16 se muestra las posibles ventanas donde se debería aplicar el análisis Prony para obtener buenos resultados de los modos oscilatorios inmersos en la señal analizada.

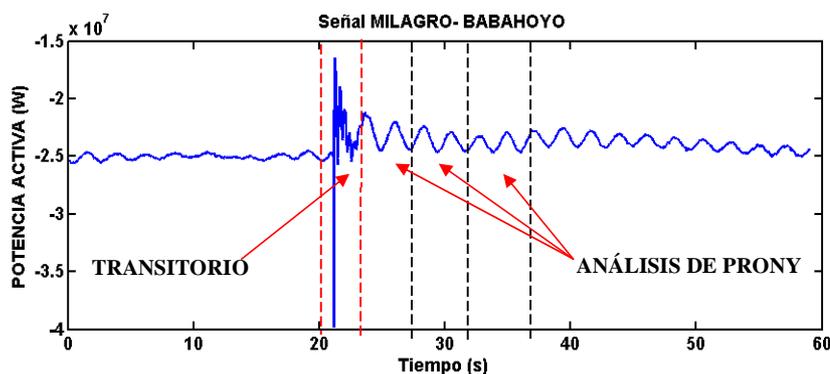


Figura 5.16: Ventanas donde se puede aplicar el análisis de Prony.

Las ventanas de tiempo que deben ser analizadas para obtener buenos resultados de los modos es la parte final del transitorio ya que no presentan distorsiones fuertes o pronunciadas.

CAPÍTULO 6: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se hace uso de la información de las unidades de medición sincrofasorial (PMU), para determinar los eventos ocurridos en el S.N.I. con el objeto de realizar el análisis oscilatorio de baja frecuencia para determinar los modos más críticos presentes en las señales registradas. Aplicando el análisis Prony a diversas señales que contienen el disturbio se estima la frecuencia y amortiguamiento de los modos a partir de las mediciones sincrofasoriales realizadas en el S.N.I.

6.1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I.) [46]

Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centro de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación de servicios públicos de energía eléctrica.

6.1.1. PRODUCCIÓN NETA [51]

En el 2012, la producción neta total de energía fue de 19303,66 GWh, distribuida de la siguiente manera.

<i>Tipo de Generación</i>	<i>Energía (GWh)</i>
Generación Hidráulica	12047,71
Generación Térmica	6864,57
Generación no convencional	155,65
Importación a Colombia	233,57
Importación a Perú	2,17
Total	19303,66

Tabla 6-1: Producción neta total de energía (GWh) en el S.I.N. para el año 2012 [51].

En la Figura 6.1 se observa la estructura de la generación bruta para el año 2012.

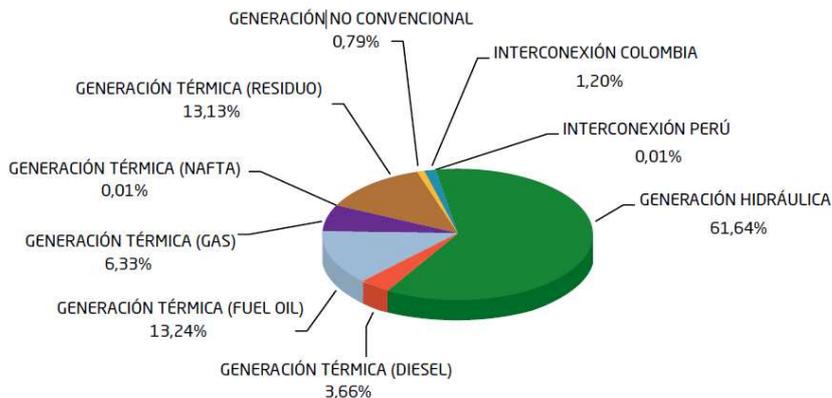


Figura 6.1: Estructura de generación bruta en (%) para el año 2012[51].

6.1.1.1. Producción hidráulica neta [51]

La producción hidráulica neta fue de 12 047,71 GWh, con un incremento del 9,84% en relación al año anterior. En la Tabla 6.2 se presentan el valor anual de producción de energía de cada Empresa de Generación para el año 2012.

CENTRAL DE GENERACIÓN	ENERGÍA ANUAL (GWh)
CELEC EP – HIDROPAUTE	7 100,45
CELEC EP – HIDROAGOYÁN	2 323,05
CELEC EP – HIDRONACIÓN	1 035,85
HIDALGO E HIDALGO	84,09
HIDROABANICO	315,40
ELECAUSTRO H	320,02
AUTOPRODUCTORES (CENTRALES HIDRÁULICAS)	130,98
EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (CENTRALES HIDRÁULICAS)	630,97
EMAPS	106,89
TOTAL	12 047,71

Tabla 6-2: Producción hidráulica neta (GWh) [51].

La empresa con mayor producción hidroeléctrica fue CELEC EP – HIDROPAUTE con 7100,45 GWh, que corresponde al 58,94 % del total de energía hidroeléctrica. La empresa con menor producción hidroeléctrica fue HIDALGO E HIDALGO, que generó 84,09 GWh, cifra que corresponde al 0,70 % del total de energía hidroeléctrica.

6.1.1.2. Producción térmica neta [51]

La producción térmica neta al 2012 alcanzó 6 864,57 GWh, y es inferior en 12,84 % a la producción térmica del año anterior, La empresa CELEC EP – ELECTROGUAYAS contribuyó con la mayor parte de la producción térmica: 1 960,86 GWh (28,57 % del total de la producción térmica neta).

En el Anexo C.1 se muestra las principales unidades de generación y su producción para el año 2012.

6.1.2. SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN [46]

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT), es el conjunto formado por líneas de transmisión y subestaciones en las cuales se incluye el equipamiento de transformación, compensación, protección, maniobra, conexión y control destinadas al servicio público de transporte de energía eléctrica, y es operado por la empresa única de transmisión CELEC EP-TRANSELECTRIC. En el Anexo C.3 se presentan las principales subestaciones existentes en el S.N.I.

6.1.2.1. Líneas transmisión [47]

Las líneas de transmisión que conforman el S.N.T. tienen una longitud de 3654,56 km, de las cuales: 1901,06 km corresponden a líneas con voltajes a 138 kV y 1753,50 km a líneas de 230 kV [46] y a 69 kV 214,50 km.

Las líneas de transmisión se encuentran dispuestas de la siguiente manera:

- Un anillo troncal a 230 kV con línea de doble circuito que une las subestaciones de: Paute, Milagro, Dos Cerritos, Pascuales, Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa, Totoras y Riobamba; vincula el principal centro de generación del país.
- Una línea de 230 kV, doble circuito entre: Paute, Pascuales, Nueva Prosperina y Trinitaria (Guayaquil), que junto con el anillo principal, permite evacuar hacia la zona de Guayaquil, la generación disponible en las centrales hidroeléctricas Paute y Mazar.

- Líneas radiales de 138 kV, que se derivan del anillo troncal de transmisión de 230 kV y permite enlazar los centros de generación de energía con los de consumo.

En el Anexo C.2 se presentan un listado de las líneas de transmisión para niveles de voltaje de 230 kV y 138 kV.

6.1.2.2. Interconexiones internacionales [47]

- En el año 1998 opera el enlace de interconexión con Colombia a través de la línea de transmisión Tulcán (Ecuador) – Ipiales (Colombia) a 138 kV, permitiendo la transferencia de hasta 110MW.
- En el año 2003, ingresó en operación la interconexión con Colombia, a través de la línea de transmisión con doble circuito Pomasqui (Ecuador)-Jamondino (Colombia) a 230 kV, permitiendo la transferencia de hasta 250 MW.
- En el año 2008 ingreso en operación la segunda línea de interconexión de doble circuito, permitiendo una transferencia total de hasta 500 MW. La oferta de energía colombiana permitió en el mercado eléctrico ecuatoriano el precio marginal de la energía, desplazando la operación de generación térmica poco eficiente y de alto costo.
- En el año 2004, ingreso en operación la interconexión con Perú mediante la línea de transmisión Machala (Ecuador) - Zorritos (Colombia) a 230 kV.

6.1.3. DEMANDA DE POTENCIA [52]

La demanda en bornes de generación en cada año se refiere a la sumatoria de las demandas máximas no coincidentes de cada mes, medida a la salida de las centrales de generación del sistema eléctrico ecuatoriano. En las Tablas 6.3 y 6.4, se presenta la demanda para un día laborable y para un día no laborable, respectivamente para el año 2012.

DÍA LABORABLE	BANDAS HORARIAS		POTENCIA [MW]
	DEMANDA MÍNIMA		1864
	DEMANDA MEDIA		2634
	DEMANDA MÁXIMA		3072

Tabla 6-3: Demanda del S.N.I. en bornes de generación para día laborable [52].

DÍA NO LABORABLE	BANDAS HORARIAS		POTENCIA [MW]
	DEMANDA MÍNIMA (03:00)		1904
	DEMANDA MEDIA (12:00)		2350
	DEMANDA MÁXIMA		2705

Tabla 6-4: Demanda del S.N.I. en bornes de generación para día no laborable [52].

6.1.4. EXPORTACIONES[51]

En el 2012 se exportaron 11,52 GWh a través de las interconexiones con Colombia y Perú. A Colombia se exportaron 6,51 GWh y al Perú 5,01 GWh. El mes con mayor exportación de energía fue marzo, con 6,44 GWh. En la Figura 6.2 se muestra la energía exportada para cada mes del año.

Las exportaciones de energía representan el 0,06% respecto a la totalidad de la demanda de energía en este año (2012).

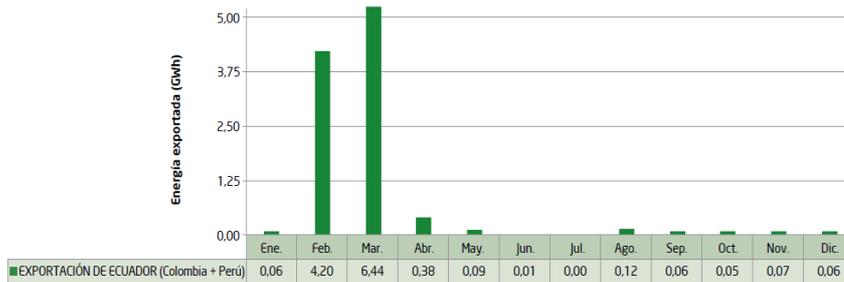


Figura 6.2: Exportaciones de energía (GWh) [51].

6.1.5. PROYECTOS EMBLEMÁTICOS DE GENERACIÓN [48]

Con la puesta en servicio de los 2773 MW, en los nueve proyectos emblemáticos, la nueva potencia con la que contará el país representará más del doble de la demanda máxima actual del Ecuador.

Nombre	Tipo	Ubicación (Provincia)	Inicio de operación	Potencia (MW)	Energía (GWh/Año)
Coca Codo Sinclair	H	Sucumbíos y Napo	ene-16	1500	8743
Toachi-Pilatón	H	Límite de Pichincha, Sto. Domingo y Cotopaxi	abr-15	253	1120
Sopladora	H	Límites de Azua y Morona Santiago	dic-14	487	2800
Quijos	H	Napo	dic-15	50	355
Manduriacu	H	Límites de Pichincha e Imbabura	oct-14	60	341
Minas San Francisco	H	Límite de Azuay y el Oro	dic-15	270	1290
Mazar-Dudas	H	Cañar	feb-14	21	125
Delsitanisagua	H	Zamora Chinchipe	dic-15	115	904
Villonaco	E	Loja	ene-13	16,5	59
TOTAL				2773	15737

Tabla 6-5: Nuevos proyectos de generación en el Ecuador [48].

En el Anexo C, se presenta el diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano para el año 2014.

6.2. EVENTOS REGISTRADOS EN EL S.N.I. [39]

Los eventos son sucesos imprevistos que causa en el sistema la salida de servicio o la disponibilidad con capacidad reducida de instalaciones de transmisión o de campos de conexión.

Los eventos que pueden afectar la operación normal del sistema son los siguientes:

- Desconexión de carga del sistema.
- Desconexión de generación.
- Variación de Carga.
- Cambio en la transferencia de potencia.
- Actuación de protecciones.
- Cortocircuito en una línea
- Disparos de las L/T
- Nuevo estados de equilibrios, etc.

Mediante el uso de los reportes oscilatorios emitidos por la Dirección de Operaciones del CENACE, se selecciona los eventos ocurridos en el S.N.I. y con la ayuda del sistema WAMS y la herramienta WAProtector se extrae las señales que contienen el evento para luego determinar los modos oscilatorios utilizando el análisis Prony. En la Tabla 6.9 se muestran los eventos registrados en el S.N.I. durante el mes de Junio-Julio del 2013 seleccionados para el análisis.

EVENTO	PMU	Ubicación	Fecha	Hora
Disparo la unidad TG U1 Machala Gas CELEC EP-Termogas Gas Machala con 48.50 MW	POMA_JAMO3_230	S/E POMASQUI	2013-06-27	0:05
Disparo de la posición Milagro 1 de 69 kV en la subestación Milagro	MILA_SIDE 138	S/E MILAGRO	2013-07-04	13:42
Disparo de la línea de transmisión Milagro-Babahoyo 138 kV	MILA_SIDE1_138	S/E MILAGRO	2013-07-09	21:11
Disparo de la posición L1 de la subestación Dos Cerritos 69 kV	PASC_MOLI1_230	S/E DOS CERRITOS	2013-07-18	0:11
Disparo de 550 MW de generación en la central Chivor en el Sistema Colombiano.	POMA_JAM3_230	S/E POMASQUI	2013-07-21	20:12

Tabla 6-6: Eventos registrados en el S.N.I. durante el mes de Junio-Julio 2013 [39].

En los diferentes eventos registrados se aplica el análisis Prony antes y después de la ocurrencia del disturbio, para una ventana de tiempo de 4 s con objetivo de

obtener buenos resultados de los modos y determinar el comportamiento de los modos presentes en la señal, ya que ha diferentes tipos de disturbios se excitan diferentes componentes modales.

6.3. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS PRONY A EVENTOS REGISTRADOS EN EL S.N.I.

6.3.1. DISPARO DE LA UNIDAD TÉRMICA (TG U1) MACHALA

Ante el disparo de generación en el S.N.I. las unidades restantes, tienden a frenarse debido al exceso de carga momentánea existente, El sistema responde al evento con cambios en la transferencia de potencia, que oscila hasta alcanzar otro punto de equilibrio entre carga-generación. Estos cambios ocurren permanentemente y en la mayoría de casas son compensados por los sistemas de control.

Se aplica el análisis Prony a la señal de potencia activa registrada en la PMU: POMA_JAMO_230, instalada en la subestación Pomasqui, posición de la línea 3 Pomasqui – Jamondino. En la Figura 6.3 se muestra la ubicación de la PMU.

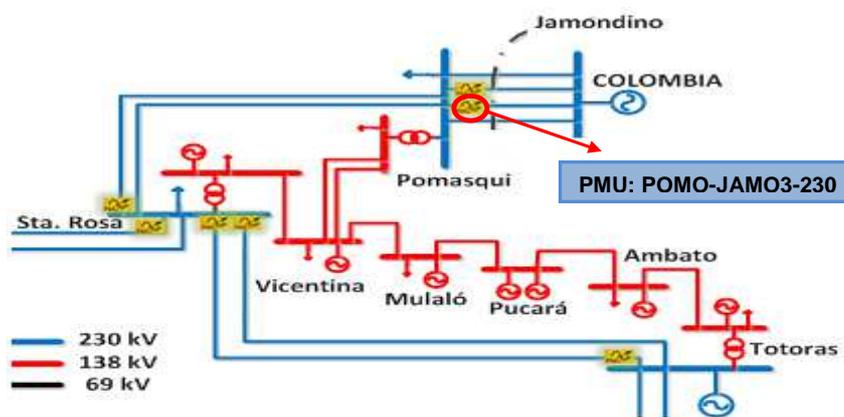


Figura 6.3: Ubicación de la PMU: POMA_JAMO_230 EN EL S.N.I.

Se analiza la señal ante el evento producido por el disparo de la unidad térmica (TG U1) Machalagas, perteneciente a la empresa CELEC EP-Termogas Machala con 48.50 MW, ocurrido el 27 de Junio del 2013 a las 0:05. En la Figura 6.4, se muestra la señal de flujo de potencia activa registrada en la PMU: POMA_JAMO3.

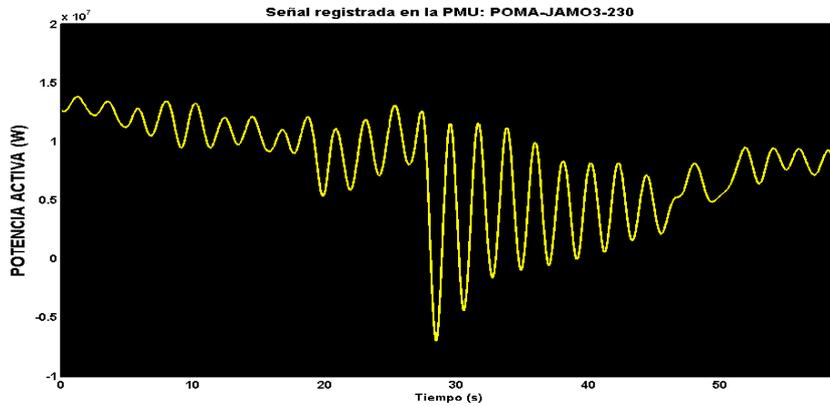


Figura 6.4: Señal de la potencia activa registrada por la PMU: POMA_JAMO3_230.

En la Figura 6.4, el instante $t_0=0$ representa las 0:05:00, en tanto que el instante $t_f=59$ corresponde a las 0:05:59. La Figura 6.5 muestra las ventanas de análisis para la aplicación del método de Prony.

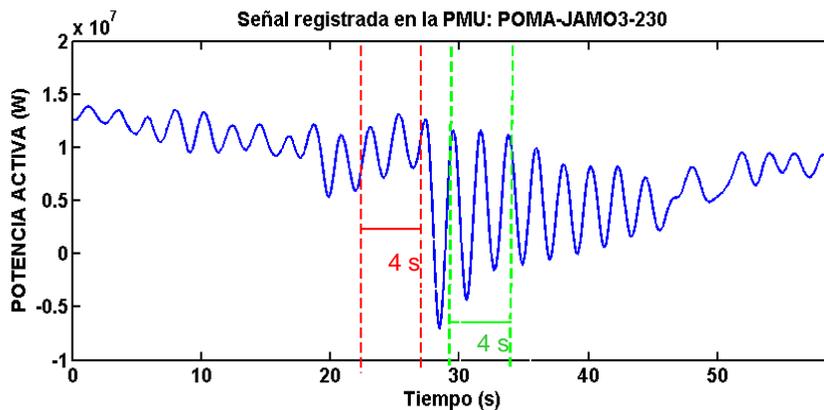


Figura 6.5: Ventanas donde se aplica el análisis Prony.

En las Figuras 6.6 y 6.7 se muestra la longitud de las ventanas de análisis de la señal registrada en la PMU y la señal reconstruida mediante el análisis Prony.

6.3.1.1. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (0:05:23-0:05:27)

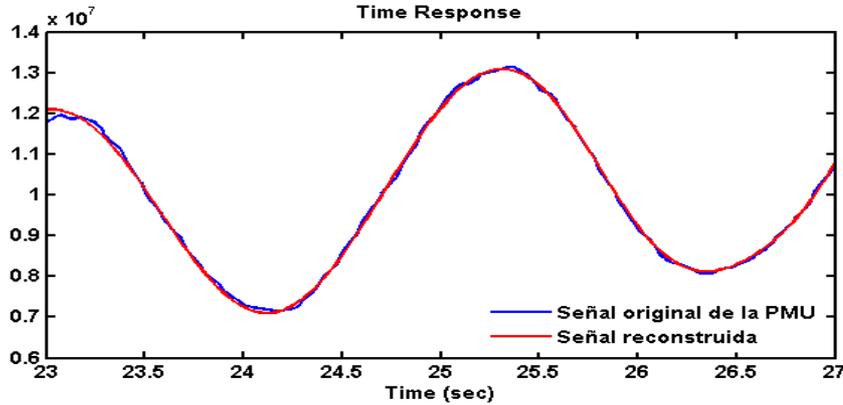


Figura 6.6: Análisis Prony. Ventana antes del evento, 4 s de análisis (0:05:23 - 0:05:27).

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,44849	0,5483	3,96113
02	0,95878	-1,0033	0,01083

Tabla 6-7: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (0:05:23 - 0:05:27).

6.3.1.2. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (0:05:28-0:05:32)

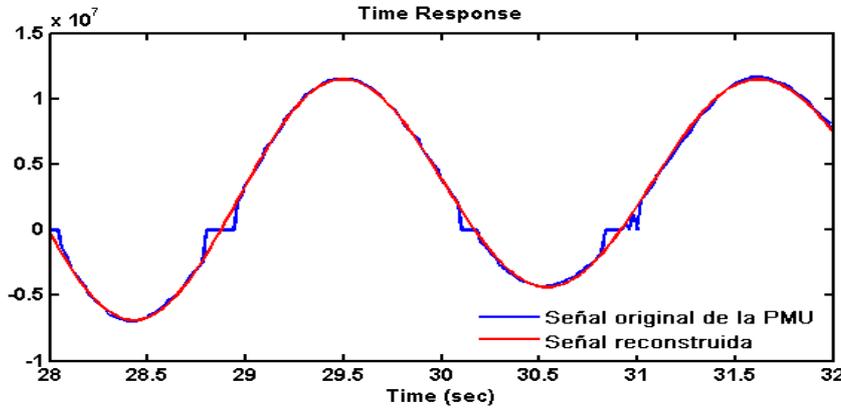


Figura 6.7: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (0:05:28 - 0:05:32).

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,46896	1,7688	37
02	1,03516	2,5557	2

Tabla 6-8: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (0:05:28 - 0:05:32).

En las Tablas 6.7 y 6.8 se observa los modos oscilatorios presentes en la señal analizada dando como resultado un modo Inter área con una frecuencia de ($f=0,44$ Hz $\rightarrow f=0,47$ Hz) respectivamente y un amortiguamiento bajo, además se observa la presencia de un modo local con un amortiguamiento negativo ($\xi = -1,0033$) en la ventana antes de producirse el evento, esto indica que el evento que esta por producirse puede causar inestabilidad oscilatorio en el sistema debido a que se presenta un modo local no amortiguado durante unos segundos.

6.3.2. DISPARO DE LA POSICIÓN MILAGRO 1 EN LA SUBESTACIÓN MILAGRO

Se aplica el análisis Prony a la señal de potencia activa registrada en la PMU: MILA_SIDE_138 instalada en la subestación Milagro, en la posición Milagro-San Idelfonso.

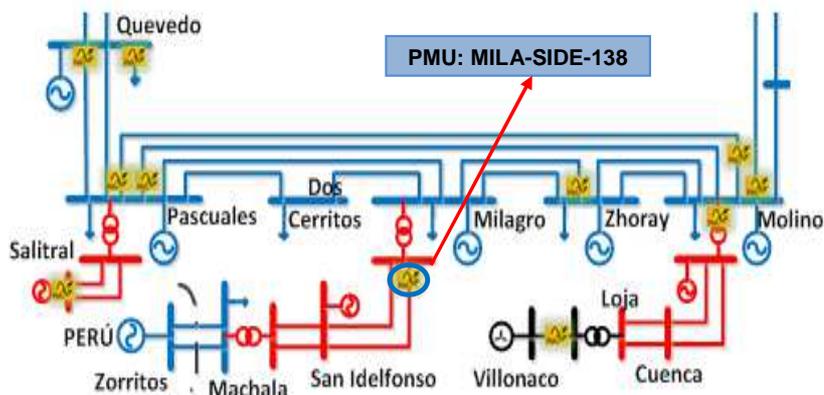


Figura 6.8: Ubicación de la PMU: MILA_SIDE_138 en el S.N.I.

Se analiza el evento producido por el disparo de la posición Milagro 1 en la subestación Milagro, ocurrido el 4 de Julio del 2013 a las 13:42. En la Figura 6.9, se muestra la señal del flujo de la potencia activa registrada en la PMU.

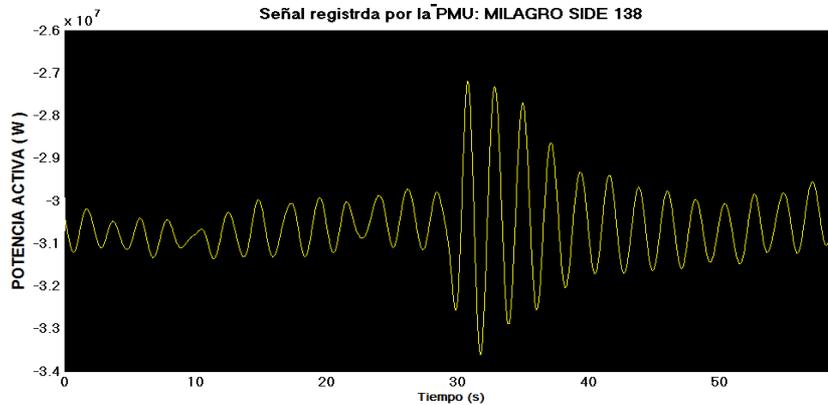


Figura 6.9: Señal de la potencia activa registrada por la PMU: MILAGRO SIDE 138

En la Figura 6.9, el instante $t_0 = 0$ s representa las 13:42:0, en tanto que el instante final $t_f = 59$ s corresponde a las 13:42:59. En la Figura 6.10 se muestra las ventanas de análisis para la aplicación del método Prony.

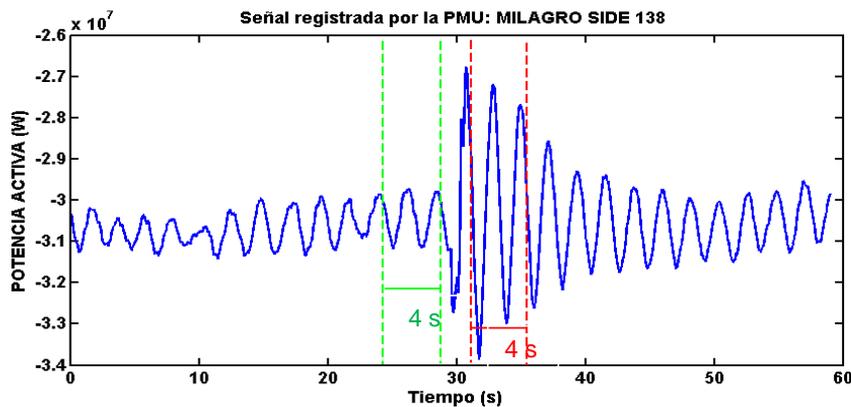


Figura 6.10: Ventanas donde se aplica el análisis de Prony.

En las Figuras 6.11 y 6.12 muestran las ventanas de análisis seleccionadas con la señal original de la PMU y la señal reconstruida mediante el análisis Prony.

6.3.2.1. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (13:42:25-13:42:29)

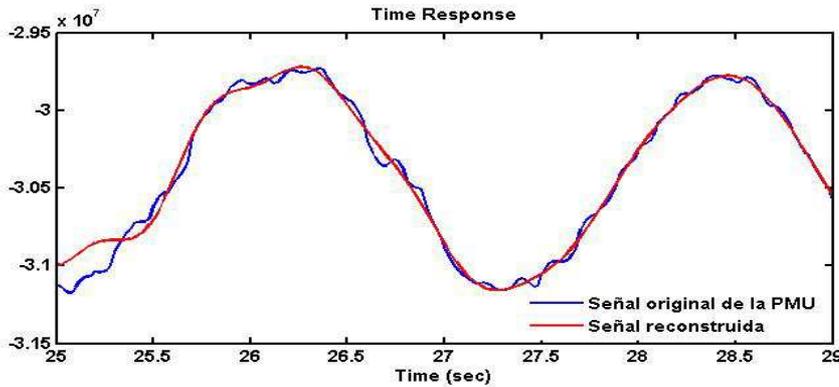


Figura 6.11: Análisis Prony. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (13:42:25 - 13:42:29).

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,446	-1,33	0,252
02	1,082	6,76	0,21
03	1,817	6,09	0,0

Tabla 6-9: Modos oscilatorios. Ventana 4s de análisis (13:42:25 - 13:42:29).

6.3.2.2. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (13:42:30-13:42:34)

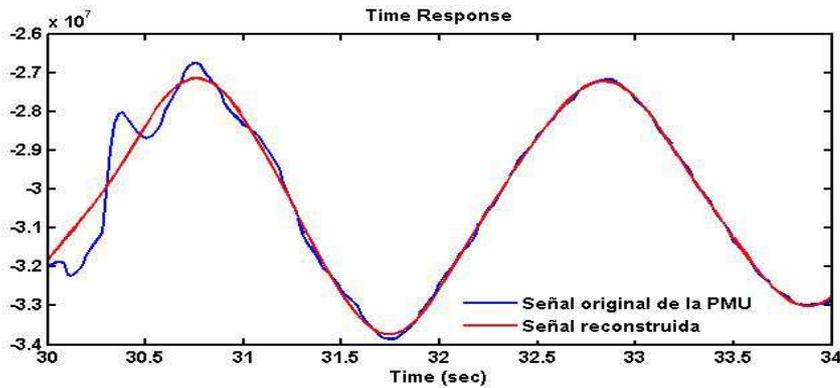


Figura 6.12: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (13:42:30 - 13:42:34).

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,4753	1,618	14,43
02	1,387	0,58	0,6538

Tabla 6-10: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (13:42:30 - 13:42:34).

En la Tabla 6.9 se muestra los resultados de los modos oscilatorios presentes en la señal analizada mediante el análisis Prony, observando un modo Inter-área con amortiguamiento negativo ($\xi = -1,33\%$) en la ventana de análisis segundos antes de ocurrir el evento, la acción inmediata de los sistemas de control y protección contribuye de forma efectiva al amortiguamiento de los modos oscilatorios de baja frecuencia estimados en la señal analizada, en la Tabla 6.10 se observa que el modo Inter-área presenta un amortiguamiento positivo ($\xi = 1,618$) en la ventana de análisis segundos después de la ocurrencia del disturbio, la identificación temprana de los modos oscilatorios de baja frecuencia en el sistema de potencia permite tomar acciones preventivas y correctivas ante la presencia de disturbios inesperados que se presentan continuamente en el S.N.I.

6.3.3. DISPARO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO-BABAHOYO

Se aplica el análisis Prony a la señal de potencia activa registrada en la PMU: MILA_SIDE1_138 instalada en la subestación Milagro, posición Milagro-San Idelfonso.

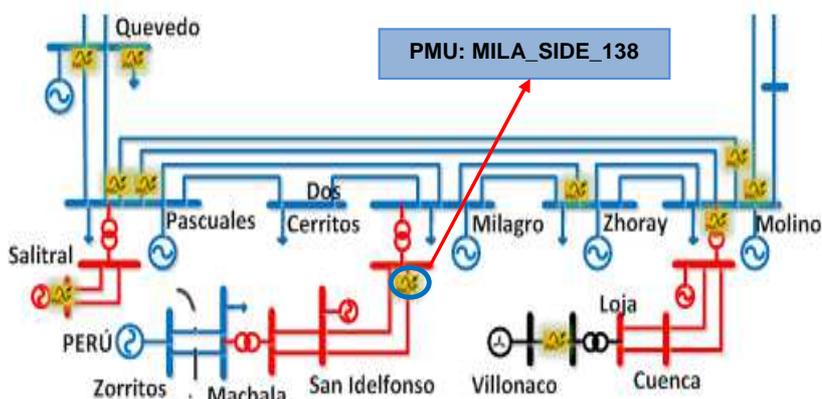


Figura 6.13: Ubicación de la PMU: MILA_SIDE_138 en el S.N.I.

Se realiza el análisis ante el evento producido por el disparo de la línea de transmisión Milagro-Babahoyo de 138 kV, ocurrido el 9 de Julio del 2013 a las 21:11. En la Figura 6.8 se muestra la señal de flujo de potencia activa registrada en la PMU.

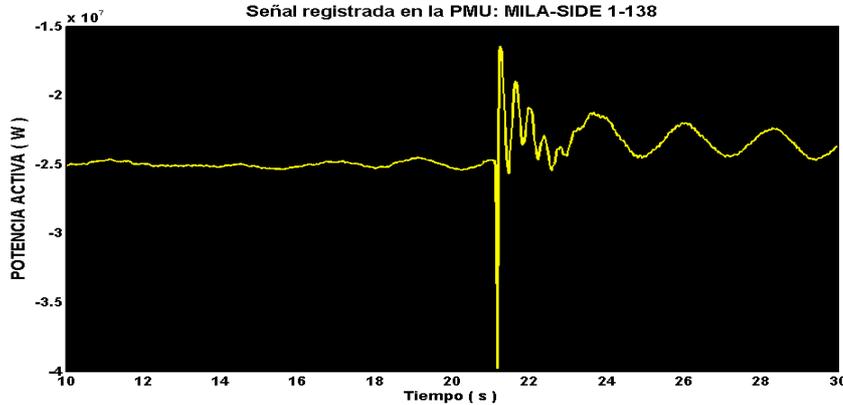


Figura 6.14: Señal de potencia activa registrada en la PMU: MILA_SIDE 1_138.

En la Figura 6.14 el instante $t_0 = 10$ s representa las 21:11:10, en tanto que el instante final $t_f = 30$ s corresponde a las 21:11:30. En la Figura 6.10 se muestra las ventanas de análisis donde se aplica el análisis Prony.

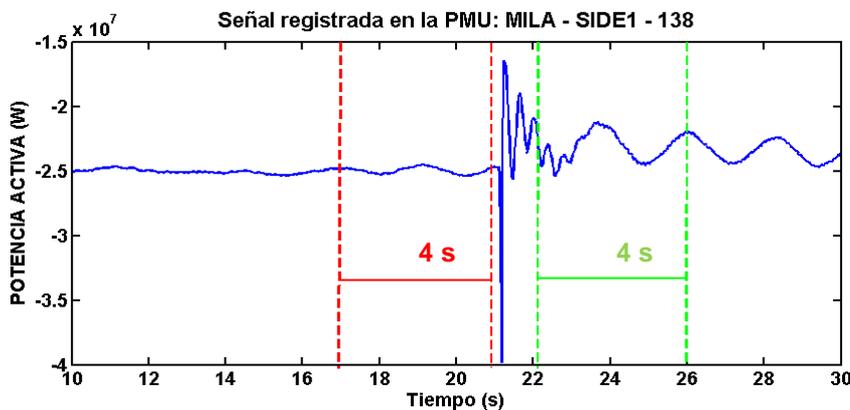


Figura 6.15: Ventanas donde se aplica el análisis de Prony.

En las Figuras 6.16 y 6.17 se muestran las ventanas de análisis con la señal original de la PMU y la señal reconstruida utilizando el análisis Prony.

6.3.3.1. Ventana antes del evento, 4 s de análisis (21:11:17-21:11:21)

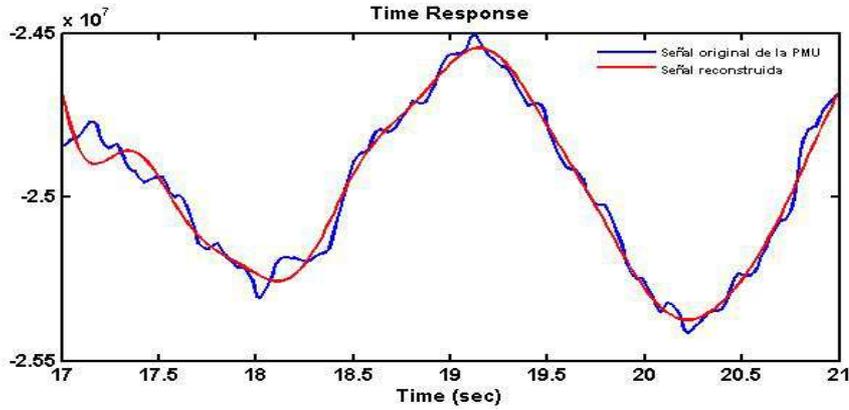


Figura 6.16: Análisis Prony. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (21:11:17 - 21:11:21)

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,4478	-4,49	0,0328
02	1,5974	7,781	0,01

Tabla 6-11: Modos oscilatorios. Ventana 4s de análisis (21:11:17 - 21:11:21)

6.3.3.2. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (21:11:22 - 21:11:26)

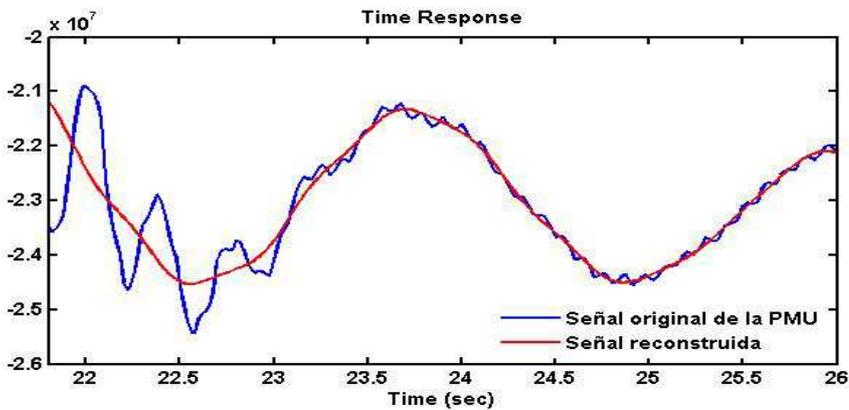


Figura 6.17: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (21:11:22- 21:11:26)

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,4375	4.589	31
02	2,3030	4,054	0,1

Tabla 6-12: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (21:11:22- 21:11:26)

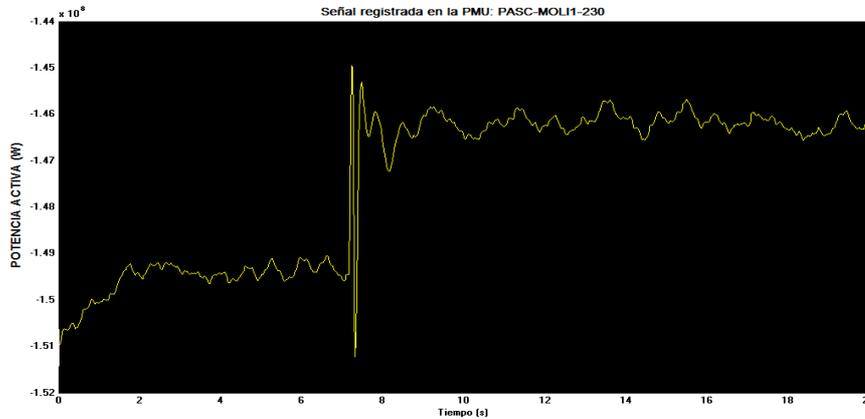


Figura 6.19: Señal de potencia activa registrada en la PMU: PASC_MOLI1_230.

En la Figura 6.19, el instante $t_0 = 0$ s representa las 0:10:50, en tanto que el instante final $t_f = 20$ s corresponde a las 0:11:10. En la Figura 6.20 se muestra las ventanas de análisis para la aplicación del método de Prony.

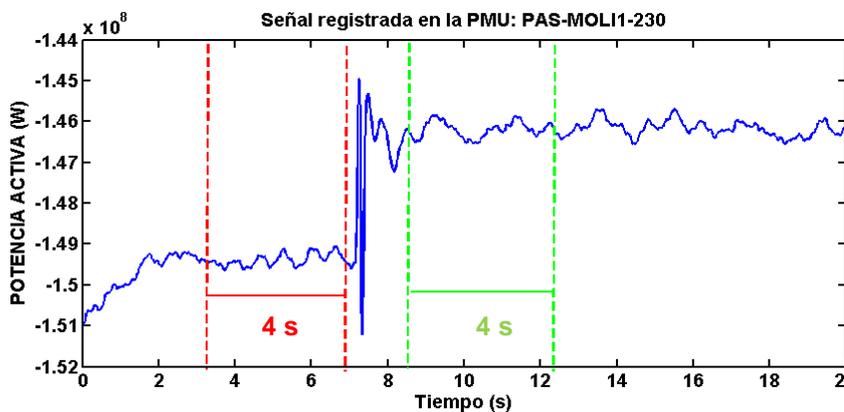


Figura 6.20: Ventanas donde se aplica el análisis de Prony.

En las Figuras 6.21 y 6.22 se muestra la longitud de las ventanas de análisis de la señal registrada en la PMU y la señal reconstruida utilizando el análisis de Prony.

6.3.4.1. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (0:10:53 - 0:10:57)

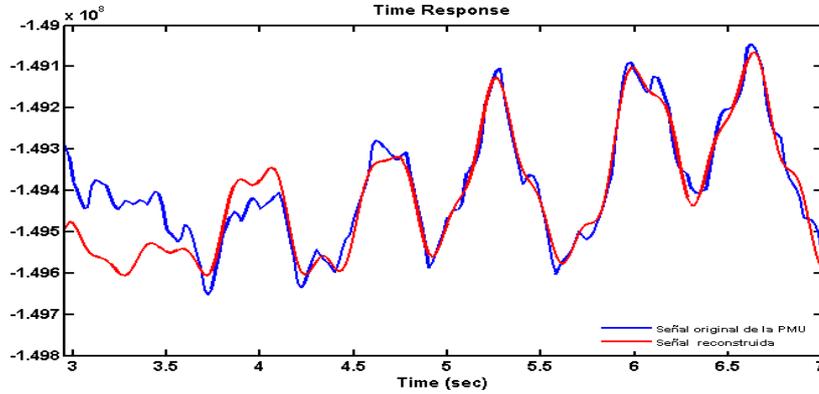


Figura 6.21: Análisis Prony. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (0:10:53 - 0:10:57).

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,8414	-6,901	0,0103
02	1,4762	-2,914	0,0353
03	1,8342	6,333	0,9297

Tabla 6-13: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (0:10:53 - 0:10:57).

6.3.4.2. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (0:10:58 - 0:11:02)

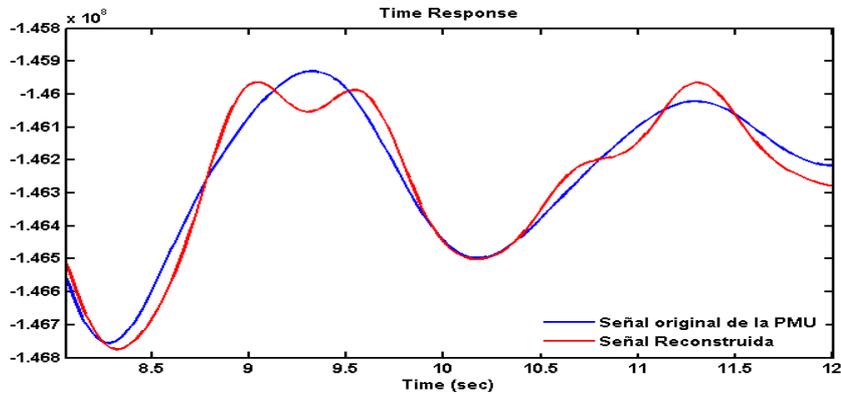


Figura 6.22: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (0:10:58 - 0:11:02).

Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,5109	9,459	5,488
02	1,2018	3,642	1,091
03	1,7665	2,631	0,512

Tabla 6-14: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (0:10:58 - 0:11:02).

Al aplicar el análisis de Prony se observa en la Tabla 6.13 la presencia de modos con amortiguamiento negativo ($\zeta = -6,901\%$ y $\zeta = -2,914\%$), estos modos indican que el sistema es inestable en la ventana de tiempo seleccionada es decir segundos antes de la ocurrencia del evento, en la ventana de tiempo tomada para el análisis segundos después de haber ocurrido el evento se presentan modos bien amortiguados ($\zeta = 9,459\%$ y $\zeta = 3,642\%$) como se observa en la Tabla 6.14, el adecuado amortiguamiento de las oscilaciones es posible debido a la acción oportuna de los sistemas de control y elementos de protección del sistema. La identificación del modo es dependiente del tipo de disturbio que se esté analizando, por lo que a diferentes tipos de disturbio excitaran diferentes componentes modales

6.3.5. DISPARO DE 550 MW DE GENERACIÓN EN LA CENTRAL CHIVOR EN EL SISTEMA COLOMBIANO.

Al presentarse un disturbio en los sistemas ecuatoriano o colombiano, este afecta directamente a los dos sistemas de potencia, tal es el caso que al perder generación en el sistema colombiano, el efecto general es una baja de frecuencia sobre el valor nominal de 60 Hz, debido al desbalance entre carga - generación como se puede observar en la Figura 6.14, este desbalance produce la actuación instantánea de todos los generadores del sistema que tratan de encontrar nuevos estados de operación estable, produciendo oscilaciones de potencia ocasionadas por los intercambios de energía entre las máquinas.

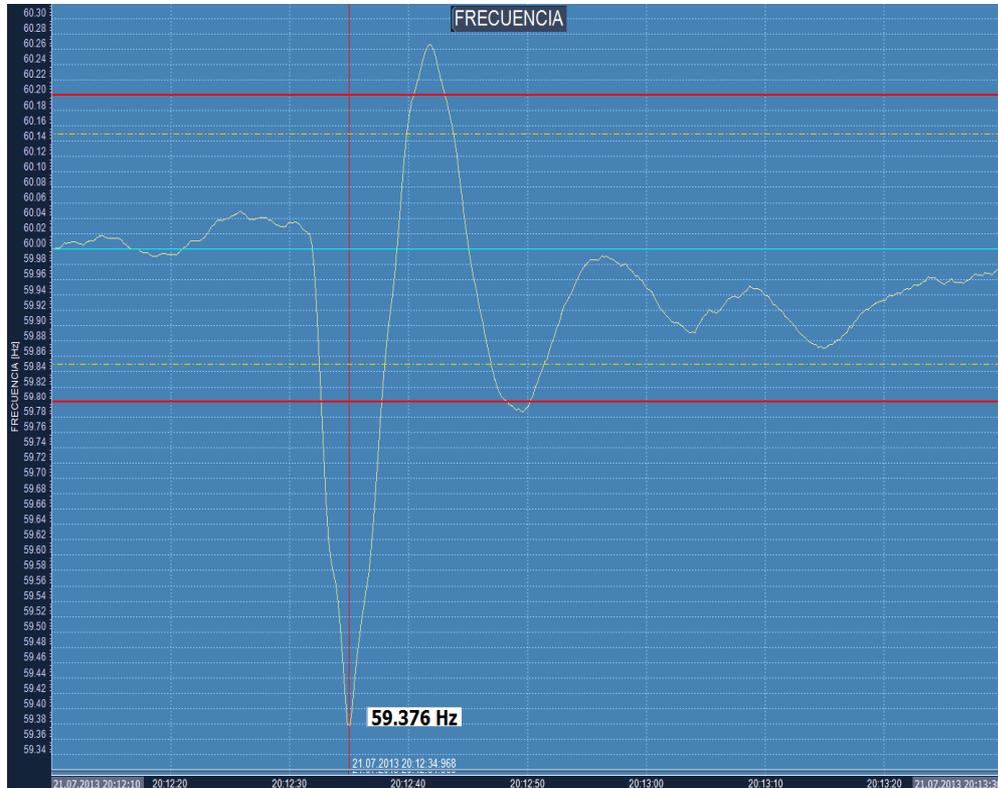


Figura 6.23: Frecuencia registrada durante el evento en la PMU: POMA_JAM3_230 [39].

Las oscilaciones generadas por causa del evento pueden traer problemas de estabilidad oscilatoria, por lo cual es indispensable conocer los modos poco amortiguados y de baja frecuencia que pueden volver al sistema inestable.

Para determinar los modos poco amortiguados se aplica el análisis Prony a la señal de potencia activa registrada en la PMU: POMA_JAM3_230 instalada en la S/E Pomasqui.

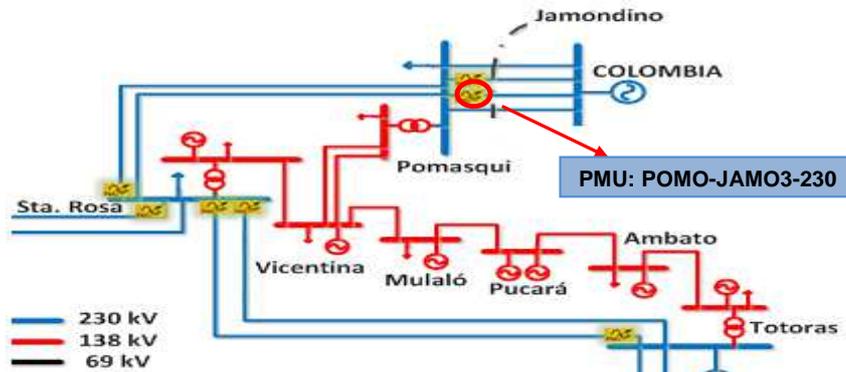


Figura 6.24: Ubicación de la PMU: POMA_JAMO_230 EN EL S.N.I.

Se realiza el análisis de la señal ante del disparo de 550 MW de generación en la central Chivor en el sistema colombiano, ocurrido 21 de agosto del 2013 a las 21:11:31. En la Figura 6.15 se presenta la señal de potencia activa registrada en la PMU.

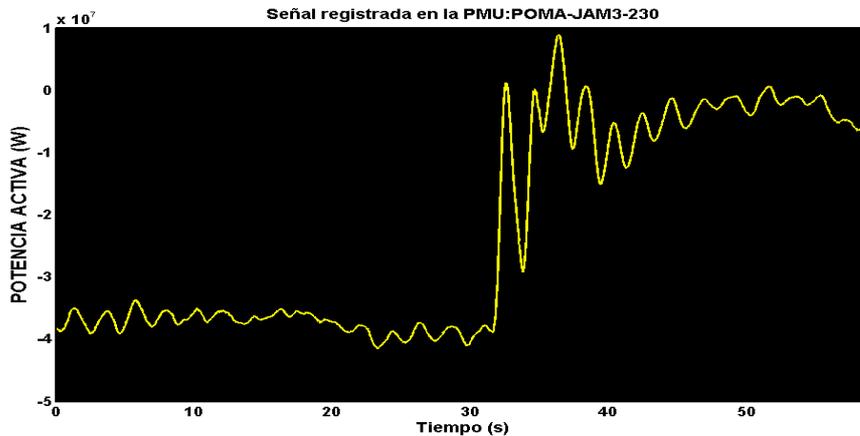


Figura 6.25: Señal de potencia activa registrada en la PMU: POMA_JAM3_230.

En la Figura 6.25, el instante $t_0 = 0$ s representa las 21:11:00, en tanto que el instante final $t_f = 59$ s corresponde a las 21:11:59.

Se analiza el evento en dos ventanas de tiempo con el propósito de identificar el comportamiento de los modos antes y después que ocurre el disturbio. En la

Figura 6.26 se muestra las ventanas de análisis para la aplicación del método Prony.

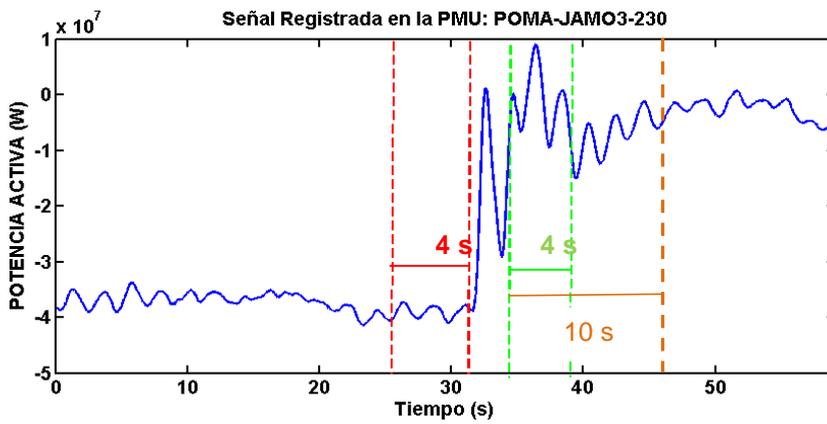


Figura 6.26: Ventanas donde se aplica el análisis de Prony.

En las Figuras 6.27 y 6.28 se muestra la longitud de las ventanas de análisis de la señal registrada en la PMU y la señal reconstruida utilizando el análisis Prony.

6.3.5.1. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (21:11:27- 21:11:31)

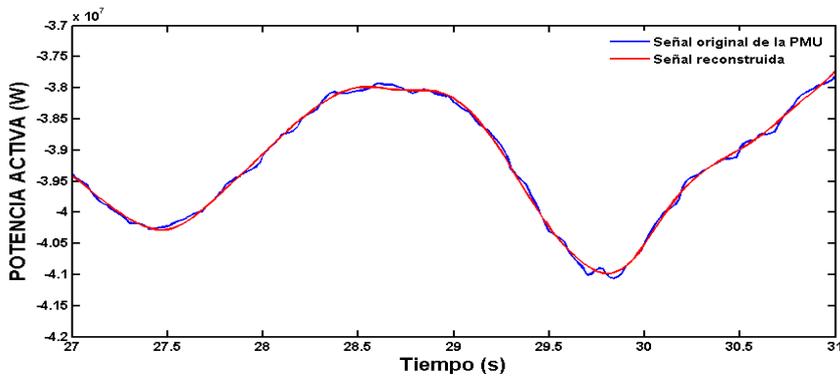


Figura 6.27: Análisis Prony. Ventana antes del disturbio, 4 s de análisis (21:11:27- 21:11:31).

Análisis Prony			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,414	-5,507	0,212
02	1,418	4,104	0,040

Tabla 6-15: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (21:11:27 - 21:11:31).

<i>WAProtector</i>			
<i>Modo</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Amortiguamiento (%)</i>	<i>Amplitud (MW)</i>
01	0,476	-0,8	1.28
02	0,037	9.5	0,93
03	0,012	6.4	1.23

Tabla 6-16 : Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (21:11:27 - 21:11:31).

6.3.5.2. Ventana de análisis 4 s después del evento (21:11:33 - 21:11:37)

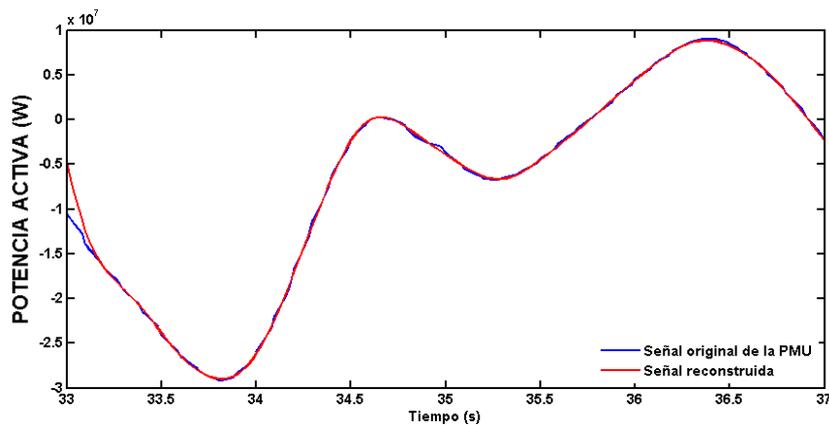


Figura 6.28: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 4 s de análisis (21:11:33 - 21:11:37).

<i>Análisis Prony</i>			
<i>Modo</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Amortiguamiento (%)</i>	<i>Amplitud (MW)</i>
01	0,5469	-2,077	0,3
02	1,7606	3.339	0,1
03	2,2948	2,963	0,1

Tabla 6-17: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (21:11:33 - 21:11:37).

<i>WAProtector</i>			
<i>Modo</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Amortiguamiento (%)</i>	<i>Amplitud (MW)</i>
01	0,476	-0,8	1.28
02	0,037	9.5	0,93
03	0,012	6.4	1.23

Tabla 6-18: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (21:11:27 - 21:11:31).

Ventana antes del disturbio, 10 s de análisis (21:11:33 - 21:11:43)

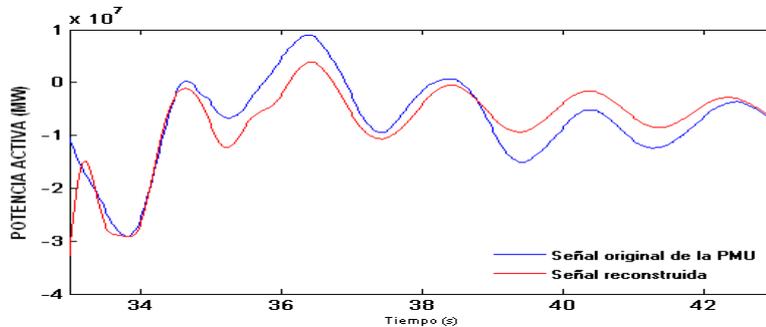


Figura 6-29: Análisis Prony. Ventana después del disturbio, 10 s de análisis (21:11:33 - 21:11:43).

Análisis Prony			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,5071	0.0460	0,3
02	1,5748	0.1256	0,008
03	2,2948	0.0613	0,1

Tabla 6-19: Modos oscilatorios. Ventana 10 s de análisis (21:11:33 - 21:11:43).

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,468	12,2	7,57
02	0,184	10	3,76
03	0,012	6,4	1,28

Tabla 6-20: Modos oscilatorios. Ventana 4 s de análisis (21:11:27 - 21:11:31).

En los resultados obtenidos al aplicar el análisis Prony a la señal seleccionada se puede apreciar un modo Inter-área en todas las ventanas de tiempo analizadas, este modo tiene una frecuencia alrededor de (0,4 Hz – 0,5 Hz) y un amortiguamiento negativo ($\xi = -5,507\%$ - $\xi = -2,007\%$) para las ventanas de tiempo de 4s, esta baja frecuencia y pobre amortiguamiento del modo trae consecuencias en el S.N.I. como:

- Actuación del primer paso de alivio de carga por baja frecuencia.
- Baja frecuencia en el S.N.I.
- La importación de Ecuador a Colombia vario de 150,16 MW a 15,96 MW. Se tenía programado una importación de 152 MW.

Después de tomar las acciones necesarias para mantener el balance el sistema se estabiliza el modo presentando en la ventana de tiempo de 10 s un modo Inter-área amortiguado con un valor positivo ($\xi = 0,046\%$). El valor de los modos oscilatorios ha sido validado mediante el programa (WAProtector) que utiliza CENACE para sus estudios de estabilidad oscilatoria, los resultados de los modos mediante el uso de WAProtector se puede observar en las tablas: 16, 18 y 20.

Los resultados de los modos oscilatorios de baja frecuencia obtenidos mediante el análisis de Prony permiten obtener información del comportamiento dinámico del sistema ante la ocurrencia de diferentes eventos en el SEP.

La similitud de los resultados obtenidos al usar el análisis de Prony con respecto a los obtenidos por el CENACE con el programa WAProtector es semejante, por lo que se puede afirmar la validez del método aplicado para la determinación de modos oscilatorios de baja frecuencia presentes en la señal analizada.

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

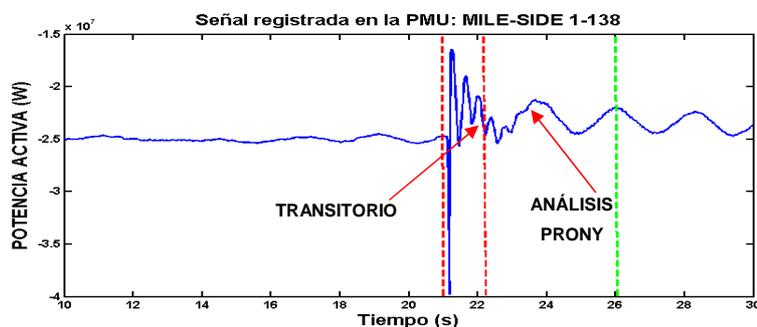
7.1. CONCLUSIONES

Como conclusión general se puede decir que se logra el objetivo del estudio, detectar oscilaciones de baja frecuencia mediante el uso del análisis Prony a partir de mediciones sincrofasoriales obtenidas de los equipos PMU's, los resultados obtenidos han demostrado que el análisis Prony es una herramienta viable y factible para realizar el análisis post-operativo de las señales. Además, la herramienta presenta resultados de frecuencia, amortiguamiento, amplitud y fase semejantes a los obtenidos mediante el análisis usando Power Factory–DigSILENT en el sistema de dos áreas y en WAProtector.

- Al aplicar el análisis Prony a las señales obtenidas del sistema de prueba de dos áreas, se determina que la señal que brinda mayor información y mayor observabilidad de los modos oscilatorios en comparación con el análisis modal simulado en Power Factory–DigSILENT, es la señal de potencia activa, razón por la cual la señal eléctrica de análisis para los diferentes eventos ocurridos en el S.N.I. es la señal de potencia activa del vínculo asociado a la PMU.
- En el sistema de prueba de dos áreas se observa que el AVR presenta lazos de control con ganancias muy altas, estas ganancias se ajustan con el objetivo de mejorar los límites de estabilidad luego de fallas transitorias pero ante pequeñas perturbaciones contribuye de forma negativa al amortiguamiento de oscilaciones dando como resultado un sistema inestable con amortiguamiento negativo ($\xi = -2,57 \%$), mientras que los PSS aporta con amortiguamiento positivo ($\xi = 14,2 \%$) a las oscilaciones que se presentan en el sistema, por lo tanto la combinación de los AVR y

PSS contribuyen de forma efectiva al amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia.

- Al aplicar el análisis Prony a la señal de potencia activa registrada en las PMU's en diferentes ventanas de tiempo se tiene como resultado que las ventanas de análisis de 4 s y 10 s permiten la mayor observabilidad de los modos inmersos en la señal debido a que estas ventanas poseen al menos dos veces el periodo de la señal correspondiente a la frecuencia analizada, para la ventana de 2 s los modos de baja frecuencia no pueden ser detectados debido a que no poseen suficiente información para dar información de los modos oscilatorios, mientras que la ventana analizada donde incluye el transitorio presenta modos altamente inestables debido a las no linealidades presentes durante el disturbio.
- Los resultados obtenidos al aplicar el análisis Prony de los eventos registrados por las PMU's muestran que el método usado permite estimar con precisión los modos de las oscilaciones de baja frecuencia, sin embargo, para estimar los modos oscilatorios mediante el análisis Prony se debe tomar en cuenta varios aspectos como: selección de la señal para el análisis, longitud de la ventana de análisis, evitar tomar ventanas de tiempo cercanas o que contengan el transitorio ya que presentan modos altamente inestables debido a que los transitorios causados por disturbios provocan distorsiones muy fuertes en la señal.



La ventana de tiempo que debe ser analizada para obtener buenos resultados de los modos es la parte final del transitorio.

- Al estimar los modos oscilatorios en las señales de potencia activa ante la ocurrencia de diferentes disturbios registrados en el S.N.I. se tiene como resultado modos con diferentes frecuencias y amortiguamientos, debido a que los valores de cada modo a más de depender del estado del sistema, topología e la red son dependientes del tipo de disturbio que se presente en el sistema de potencia, por lo que a diferentes disturbios se excitan diferentes componentes modales, la identificación temprana de los modos oscilatorios de baja frecuencia en el sistema permite tomar acciones preventivas y correctivas ante la presencia de un disturbio inesperado.
- El disturbio producido al disparar 550 MW de generación en la central Chivor en el sistema colombiano, afecta directamente a los dos sistemas de potencia y al aplicar el análisis Prony a la señal, se observa la presencia de un modo Inter-área con amortiguamiento negativo ($\xi = -2,077$), símbolo de inestabilidad, los modos locales presentan un amortiguamiento bajo, la magnitud del evento no puede mantener el balance entre carga-generación afectando la operación normal del sistema y provocando problemas como: baja frecuencia del S.N.I., actuación del primer paso de alivio de carga, etc.
- La implementación de las WAMS en los sistemas eléctricos de potencia permite monitorear la dinámica del sistema aportando con mayor información a los centros de control y permitiendo a los operadores de la red tomar medidas preventivas ante riesgos de inestabilidad en el sistema, las medidas sincronizadas en el tiempo obtenidas de las PMU's permite observar la dinámica del sistema en estado estable como en estado transitorio ya que la tasa de actualización de datos de las PMU's es de 10-60 muestras por segundo en comparación con el tradicional SCADA cuya tasa de actualización de datos es 1 muestra cada 2 a 5 segundos, estos

datos medidos no responden a cambios rápidos del sistema por lo que no permite la observación dinámica del SEP en tiempo real.

7.2. RECOMENDACIONES

- Para obtener buenos resultados al aplicar el análisis de Prony a una señal es recomendable analizar al menos dos ciclos de la señal de interés como condición necesaria.
- En el S.N.I. se detectó la presencia de oscilaciones locales e Inter-área en todas las señales analizadas, se recomienda tomar acciones de control adecuadas que permitan mejorar la estabilidad del sistema, como puede ser la revisión de los reguladores de voltaje de las unidades de generación, activar o sintonizar los dispositivos PSS que se encuentran instalados en el SEP.
- La ubicación de las PMU's en el sistema de potencia juega un papel muy importante, ya que de esta depende la observabilidad de información que pueda proporcionar a los centros de control para su análisis ante la presencia de un evento o disturbio imprevisto en el sistema.
- Uno de los parámetros que se debe tomar en cuenta al aplicar el análisis de Prony para una buena precisión en los resultados son los valores del SNR que deben ajustarse alrededor de 40dB, para valores menores pueden resultar en errores en la solución del Prony.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Phadke, A.G; Thorp, J.S, Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. 1stEdition. M.A. Pai, University of Illinois at Urbana-Champaign, Urbana. Illinois, Alex Stan Kovic, Northeastern University, Boston, Massachusetts. U.S.A., 2008.
- [2] Campos, M; Arias, M, Ubicación Óptima de Unidades de Medición Fasorial Aplicando Swarm Intelligence, Senior Member, IEEE.
- [3] Página Web:
http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_posicionamiento_globa.
- [4] Araque, G.J; Barba, R, Unidades de Medición Fasorial - PMU. Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE.
Disponible en:
<http://biblioteca.cenace.org.ec/jspui/bitstream/123456789/518/1/06%20Unidades%20de%20Medici%C3%B3n%20Fasorial%20-%20PMU.pdf>
- [5] Hart, David; Uy, David; Gharpure, Vasudev; Novosel, Damir; Karlsson, Daniel; Kaba, Mehmet, Unidades PMU Supervisión de las Redes Eléctricas. Un nuevo enfoque, revista ABB, Enero, 2001.
- [6] Lozano, Carlo; Castro, Ferley; Ramirez, Sindy, Unidades de Medición Fasorial PMU, Noviembre, 2011.
Disponible en:
<http://labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C2/C2-17.pdf>
- [7] JUÁREZ, C; COLOMÉ, D, Tendencias en la Supervisión en Tiempo Real de la Estabilidad de Pequeña Señal de Sistemas de Potencia. Instituto de Energía Eléctrica. Universidad Nacional de San Juan, 24 al 28 de mayo del 2009.

Disponible en:

<http://labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C2/C2-17.pdf>

- [8] Villareal, Camilo; Restrepo, José; López, Gabriel; González, Jorge, Potencialidades de Aplicación de PMU's en Subestaciones Integrando. Las Normas IEC 61850 e IEEE C37.118. Universidad Pontificia Bolivariana, 2012.

Disponible en:

[http://kosmos.upb.edu.co/web/uploads/articulos/\(A\)_Potencialidades_de_aplicacion_de_PMUs_en_subestaciones_integrando_las_normas_IEC_61850_e_IEEE_C37118_IBaKL4_.pdf](http://kosmos.upb.edu.co/web/uploads/articulos/(A)_Potencialidades_de_aplicacion_de_PMUs_en_subestaciones_integrando_las_normas_IEC_61850_e_IEEE_C37118_IBaKL4_.pdf)

- [9] Vega, Marco, Unidad de Medición Fasorial (PMU), su Desarrollo, Aplicaciones y Empleo en América Latina. IE-0502 Proyecto Eléctrico, Universidad de Costa Rica, 2009.
- [10] Ohrn, Marina; Sen, Amitava, Convergencia en la Sala de Control, Integración de Sistemas de Trasmisión Distribución y Gestión de Interrupciones. Revista ABB, 2005.
- [11] Leirbukt, Albert; Scholz, Ernest; Paduraru, Sergiu, El Dominio de la Red Eléctrica, Una mejora continua de la Vigilancia de Zonas Extensas para Conseguir Mayor Estabilidad de la Red. Revista ABB, 2008.
- [12] IEEE Standards Activities Department, "Draft 1.1 - C37.118.-IEEE Standard for Synchrophasor for Power Systems," Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society, 2005.
- [13] Automation-L3-P847PMU-BR-07.08-1848d-GB. Mi COMP847 Phasor Measurement Unit. AREVA T & D, 2008.

- [14] Quintanilla, Rafael, Sistemas de Transporte Inteligentes Medición Sincronizada de Fasores. Red Eléctrica del Futuro y Generación Distribuida, Bilbao, 27-28 de octubre de 2005.
- [15] Velandía, Germán, Análisis de Aplicaciones Relativas a la estabilidad de Sistemas de Potencia Basadas en Unidades de Medición Fasorial. Universidad nacional de Colombia Sede de Bogotá Departamento de Ingeniería Eléctrica Maestría en Ingeniería Eléctrica, Bogotá DC, 2009.
- [16] Cimadevilla, Roberto, Fundamentos de la Medición Sincrofases. XIII ERIAC Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, Puerto Iguazú Argentina, 24 al 28 de mayo de 2009.
- Disponible en:
<http://labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/B5/B5-14.pdf>
- [17] Electric Power Group, Phasor Technology and Real-Time Dynamics Monitoring System (RTDMS). CERTS, 23 febrero 2006.
- [18] Cárdenas, Jorge; Menéndez, David, Extensión del Uso de los Sicrofasores para Facilitar la Integración de las EE.RR en el Sistema Eléctrico. GE imagination at Word, FUTURED, 24 de marzo del 2011.
- [19] Tazarona, N; Rodríguez, J; González, F; Febres, R, Diseño de una Unidad de Medición Sincronizada de Fasores (PMU). II Congreso Venezolano de Redes y Energía Eléctrica, CIGRÉ, Venezuela, junio 2009.
- [20] Borda, Carlos; Díaz, Hernando; Olarde, Andrés, Identificación de Parámetros de Líneas de Transmisión y Transformadores. Universidad Nacional de Colombia, Primera edición, 16 de abril del 2010.
- [21] XM.S.A, Proyecto Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud SIRENA. Seminario Oscilaciones, Julio 13 y 14 del 2010.

- [22] Budhraj, Vikram, Synchrophasor Technology Applications For The Smart Grid and Delivering Value to Customers. Electric Power Group, EEI Dallas, October 11, 2011.
- [23] P, Kundur, Power System Stability and Control. 1st Edition, the EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill Inc., New York NY, U.S.A., 1994.
- [24] Colóme, Delia, Estabilidad de pequeña señal y sintonización de dispositivos PSS, Curso de perfeccionamiento para profesionales de la corporación CENACE, 26 al 30 noviembre del 2012.
- [25] CIGRE Task Force 38.01.07, Analysis and Control of Power System Oscillation, Task Force 07 of Advisory Group 01 of Study Committee 38, Technical Brochure N°. 111. December 1996.
- [26] Prasertwong, K, Understanding low Frequency Oscillation in power systems. *Electric Power System Management, Energy Field of Study, Asian Institute of Technology, Klongluang, P.O.
- [27] Ning, Zhou; Zhenyu, Huang; Francis, Tuffner; Shuanshaung, Jin; Jenglung, Lin; Matthew, Hauer, Oscillation Detection and Analysis. Pacific Northwest National Laboratory. August, 2010.
- [28] Trudnowski, Daniel; Sanchez Juan; Crow, M; Gibbard, M; A. Messina, J, Identification of Electromechanical Modes in Power System. IEEE Task Force Report, Special Publication TP462, June, 2012.
- [29] Arias, Diego, Índice de Detección de Problemas de Estabilidad de Tensión en Base a WAMS. Universidad de Chile, Tesis para optar al grado de Magister en ciencias de la Ingeniería mención Eléctrica, Agosto, 2012.
- [30] Villareal, David, Análisis Modal de Sistemas Eléctricos de Potencia. Escuela Superior de Ingeniería Mecánico y Eléctrica. Maestría en Ingeniería Eléctrica, México, 2008.

[31] Velásquez, Mayra, Análisis en el Dominio Tiempo-Frecuencia de Señales no Lineales y no Estacionarias Utilizando la Transformada Hilbert-Huang y su Aplicación en Mediciones del Fenómeno de Resonancia Subsíncrona. Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Tesis Maestro en Ciencia en Ingeniería Eléctrica, Junio, 2009.

Disponible en:

<http://bibliotecavirtual.dgb.umich.mx:8083/jspui/bitstream/123456789/5055/1/ANALIS~3.PDF>

[32] Estado del arte en Observación del SEP empleando la Tecnología PMU, Universidad Pontificia Bolivariana, Abril 29 del 2010.

[33] Díaz, Oscar, Análisis del Amortiguamiento de Oscilaciones de Baja Frecuencia para un Sistema de Potencia Multimáquina. Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Maestría en Ingeniería Eléctrica, Manizales, 2006.

[34] García, Salvador, Implementación de un Medidor con Microcontrolador para la detección de Oscilaciones de Baja Frecuencia. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Sección de Estudios de Posgrado e Investigaciones, México, Diciembre, 2011.

[35] Trudnowski, D; Pierre, J. Power Electronics and Power Systems, Inter Área Oscillations in Power Systems: A Nolinear and Nonstationary Perspective. M.A.Pai, University of Illinois at Urbana-Champaign, Boston, Massachusetts.

[36] Colóme, Delia, Sistemas de Medición WAMS. Curso de perfeccionamiento para profesionales de la Corporación CENACE, 10 al 12 de abril del 2013.

[37] Villarreal David. Análisis Modal de Sistemas Eléctricos de Potencia, Tesis de Maestría, México, 2008.

- [38] CENACE, Lineamientos teóricos para evaluar el comportamiento oscilatorio en tiempo real, Dirección de Operación de la Corporación CENACE, Información Confidencial.
- [39] CENACE, Reportes Oscilatorios del S.N.I., Dirección de Operación de la Corporación CENACE, información confidencial.
- [40] Página web:
<http://www.gobookenet.net/elpros-waprotector/>
- [41] Página web: <http://www.elpros.si/>
- [42] Cepeda. J, Echeverría. D, Argüello.G, Tecnología de Medición Sincrofasorial en el Desarrollo de una Red de Transmisión Inteligente. Corporación Centro Nacional de Control de Energía – CENACE, Información Confidencial.
- [43] CENACE, Ecuador's Experience Towards a "Smart Grid" Development, Innovations in Protection and Control in Ecuador Power System. March 26-28, 2013.
- [44] CENACE, Echeverría. D, Estabilidad de Pequeña Señal en Sistemas de Potencia Utilizando Mediciones Sincrofasoriales. Septiembre 4, 2012, Información confidencial.
- [45] Johnson, Jeffrey; Trudnowski, Daniel, DSI Tools Ringdown Analysis Tool. Applicable to Ringdown Analysis Tool, Version 3.0.4.
- [46] CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Quito–Ecuador, Diciembre del 2012.
- [47] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, CONELEC, CENACE, CELEC, Plan Maestro de Electrificación 2012-2020.
- [48] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Informe de Rendición de Cuentas, 2012.

- [49] TRANSELECTRIC, Plan de Expansión de Transmisión Período 2010-2020. Octubre del 2009.
- [50] Johnson, J; Trudnowski, D. DSI Tools Ringdown Analysis Tool (User's Manual), Battelle memorial Institute, 1995-1998.
- [51] CENACE, Características de la Operación del Sistema Nacional Interconectado, S.N.I., informe anual 2012, Información Confidencial.
- [52] CENACE, Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal. Periodo Noviembre 2012-Abril 2013, informe final Noviembre 2012, Información Confidencial.
- [53] Página Web
[Wikipedia.org/ wiki/Toeplitz_matrix](http://Wikipedia.org/wiki/Toeplitz_matrix)

ANEXO A: PARÁMETROS DEL SISTEMA DE DOS ÁREAS

Se presenta los datos correspondientes al sistema de dos áreas. Los datos utilizados para la implementación del sistema fueron obtenidos de [Kundur, 1994].

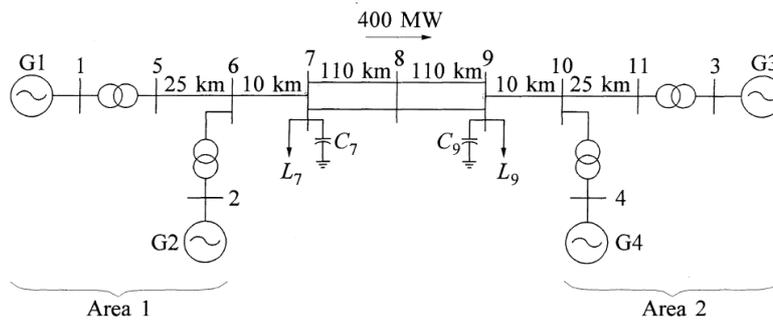


Figura A.1: Diagrama unifilar del sistema de dos áreas [Kundur, 1994].

PARÁMETROS	G1	G2	G3	G4
S(MVA)	900	900	900	900
Voltaje (kV)	20	20	20	20
X_d (pu)	1,8	1,8	1,8	1,8
X_d' (pu)	0,3	0,3	0,3	0,3
X_d'' (pu)	0,25	0,25	0,25	0,25
X_q (pu)	1,7	1,7	1,7	1,7
X_q' (pu)	0,55	0,55	0,55	0,55
X_q'' (pu)	0,25	0,25	0,25	0,25
X_l (pu)	0,3	0,3	0,3	0,3
R_a (pu)	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025
$T'd_0$ (s)	8	8	8	8
$T'q_0$ (s)	0,4	0,4	0,4	0,4
$T''d_0$ (s)	0,03	0,03	0,03	0,03
$T''q_0$ (s)	0,05	0,05	0,05	0,05
ASat	0,015	0,015	0,015	0,015
BSat	9,6	9,6	9,6	9,6
τ	0,9	0,9	0,9	0,9
H	6,5	6,5	6,175	6,175
KD	0	0	0	0

Tabla A.1: Parámetros de las máquinas sincrónicas del sistema de dos áreas [23].

Voltaje (kV)	20/230
S(MVA)	900
X (pu)	0,15

Tabla A.2: Datos de los transformadores del sistema de dos áreas [23].

MODO	PL (MW)	QL (MVA _r)	Qc (MVA _r)
7	967	100	200
9	1767	100	350

Tabla A.3: Datos de las cargas del sistema de dos áreas [23].

Del nodo	Al nodo	Longitud (Km)	r ($\mu\Omega$)	X ($\mu\Omega$)	bc ($\mu\Omega$)
5	6	25	0,0025	0,025	0,04375
6	7	10	0,001	0,01	0,0175
7	8	110	0,011	0,11	0,1925
8	9	110	0,011	0,11	0,1925
9	10	10	0,001	0,01	0,0175
10	11	25	0,0025	0,025	0,04375

Tabla A.4: Datos de las líneas de transmisión del sistema de dos áreas [23].

Parámetro	G1	G2	G3	G4
K_A	200	200	200	200
T_R	0,01	0,01	0,01	0,01
T_B	1	1	1	1
T_C	10	10	10	10

Tabla A.5: Parámetros del AVR incorporados en el sistema de dos áreas [23].

Parámetro	G1	G2	G3	G4
K_A	200	200	200	200
T_R	0,01	0,01	0,01	0,01
K_{STAB}	20	20	20	20
T_W	10	10	10	10
T_1	0,05	0,05	0,05	0,05
T_2	0,02	0,02	0,02	0,02

Tabla A.6: Parámetros de los PSS incorporados en el sistema de dos áreas [23].

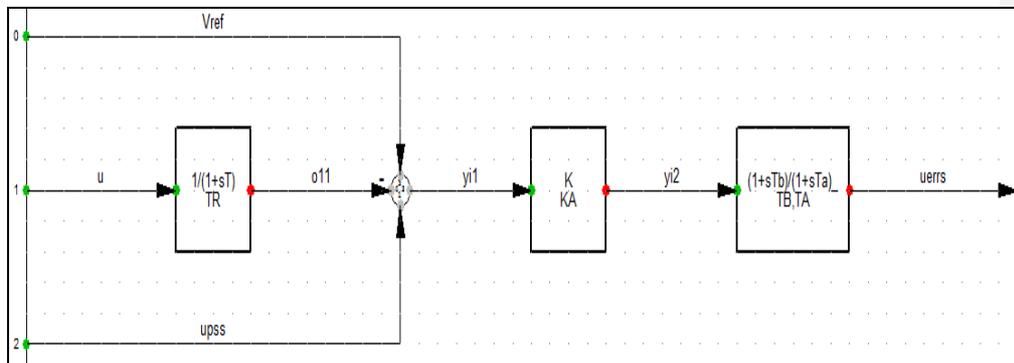


Figura A.2: Modelo del AVR instalado en los generadores del sistema [Kundur, 1994].

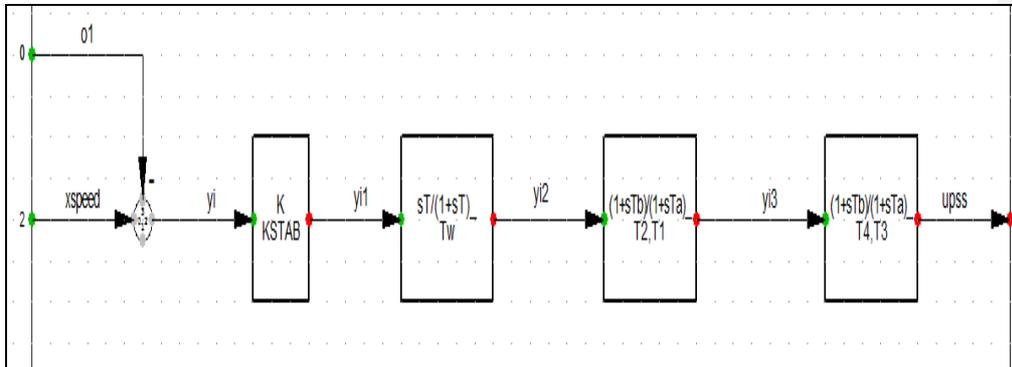


Figura A.3: Modelo del PSS instalado en los generadores del sistema [Kundur, 1994].

ANEXO B: SOFTWARE EMPLEADO PARA EL ANÁLISIS PRONY [45]

El programa DSI Toolboxes [BPA/PNNL] permite realizar el análisis Prony para estimar el contenido modal (frecuencia, amortiguamiento, amplitud y fase) de una respuesta del sistema transitorio.

La herramienta de análisis Ringdown es una interfaz de usuario gráfico (GUI) y consta de dos pantallas

- Una pantalla de configuración para realizar el análisis de Fourier y los datos pre-acondicionados para un análisis de Prony.
- Una pantalla para ver los resultados de un análisis de Prony.

La Figura B.1 muestra la pantalla de configuración con la señal a ser analizada.



Figura B.1: Pantalla de configuración del análisis ToolRingdown.

Esta herramienta permite:

- Seleccionar la ventana de análisis
- Procesar la señal con funciones que eliminan: la tendencia, del valor medio, valor inicial, valor final.
- Filtrar el ruido de la señal con un filtro smooth
- Realizar el análisis Prony, con resultados de frecuencia, amortiguamiento, amplitud y fase, de cada modo identificado.
- Gráfica de la señal original superpuesta a la reconstruida con los modos identificados.
- Brinda el espectro de frecuencia de la señal original y de la señal reconstruida

Los controles más importantes que posee la pantalla se describen a continuación

Initial Time (1): Selecciona el tiempo del punto inicial de la señal seleccionada a utilizar en el análisis de Prony. Esto es en relación con la referencia de tiempo cero y no se permite ser menor que cero.

Data Points (2): Muestra el número de puntos de datos de la señal seleccionada que se utilizara en análisis de Prony.

End Time (3): Selecciona la hora del último punto de la señal seleccionada a utilizar en el análisis de Prony. Esto también relativa a la referencia de tiempo cero y no se le permite ser mayor que el último tiempo de la muestra en la matriz de datos de medición.

Fourier Spectrum Plots (4): Si se selecciona, los gráficos del espectro de Fourier son visibles. Estos muestran el espectro de frecuencia estimada usando una operación de la Transformada Discreta de Fourier (DFT) para cada tiempo de respuesta del gráfico de la señal.

SmoothingFilter (5): Se aplica a todos los datos en el gráfico de la respuesta tiempo, puede servir para reducir los efectos de aliasing. El filtro se aplica a todas las señales de forma simultánea.

Prony Analysis (6): Realiza un análisis de Prony en los datos de las señales seleccionadas. Si la señal correctamente espaciada en el tiempo se ha cargado con éxito, se despliega la pantalla de resultados, la pantalla de resultados se hace visible. La Figura B.2 muestra la pantalla de resultados al aplicar el análisis de Prony a la señal.

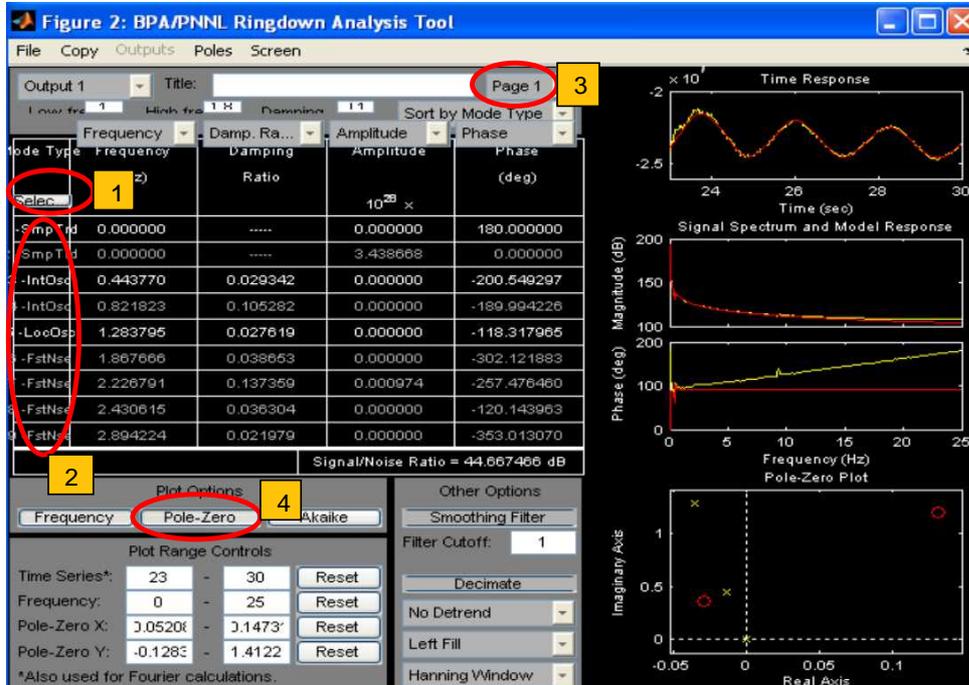


Figura B. 2: Pantalla de resultados

La pantalla de resultados proporciona opciones para la visualización individual o combinada de las respuestas del modo a partir del modelo identificado por el análisis de Prony. Las opciones también están disponibles en la representación de datos de dominio de frecuencia o polos y ceros.

La tabla de los modos muestra los parámetros del modelo identificado por el análisis de Prony.

Selec (1): Selecciona/Deselecciona todos los modos correspondiente a la señal analizada.

Mode Table Column Controls (2): Selecciona que parámetro son mostrados en la columna de la tabla del modo correspondiente.

Mode Table Parameters: Los parámetros de la tabla de modo sirven como controles para seleccionarlas respuestas de modo que se incluyen en el tiempo y gráficos en dominio de la frecuencia. Si se utilizan pulsos de entrada, un término

de alimentación hacia adelante se identifica y también se puede seleccionar para su inclusión. Para seleccionar o anular la selección de un parámetro.

- Mueva el puntero del ratón sobre el texto en la fila para el modo deseado. Haga clic en este texto. El parámetro modo debe cambiar de color y los gráficos debe ser ajustado.
- Haga clic en el objeto de texto de nuevo para anular la selección del modo

Page Control (3): Se muestran los modos de la salida seleccionada en el momento de análisis, cuando hay más modos que la fila de tabla de modo.

Pole-Zero Plot (4): Se muestra un gráfico que muestra los polos y ceros del modelo integrado de los parámetros de la tabla del modo seleccionado. Esto se actualiza a medida que los parámetros se seleccionan o deselecciona.

ANEXO C: DATOS DEL S.N.I.

C.1. PRINCIPALES UNIDADES GENERADORAS DEL PAIS

Hidroeléctricas	Potencia efectiva [MW]	Ubicación
Paute	1075	Azuay
Mazar	160	Cañar-Azuay
San Francisco	216	Tunguragua
Marcel Lamiado	213	Manabí
Pucara	70	Tungurahua
Agoyan	156	Tungurahua
Zaucay	24	Azuay
Jaimirin	14,4	Azuay
Jibimbe	14,4	Bolívar
El Carmen	82	Pichincha
Loreto	21	Napo

Tabla C.0-1: Centrales hidroeléctricas del S.N.I.

Termoeléctricas	Potencia efectiva [MW]	Ubicación
Guangopolo	27,4	Pichincha
Santa Rosa	31	Pichincha
Enrique García	9,6	Guayas
Electroquil	181	Guayas
Termoguayas	129	Guayas
Descanzo	19,2	Cañar-Azuay
Monay	7,2	Azuay
Machala Power	130	Machala

Tabla C.0-2: Centrales de Generación Térmicas.

Eólica	Potencia efectiva [MW]	Ubicación
Villonaco	16	Loja

Tabla C.3: Centrales de Generación Eólicas.

C.2. PRINCIPALES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 kV

NOMBRE DE LA LÍNEA	VOLTAJE (kV)	Nº DE CIRCUITOS	LONGITUD EN (Km)
Sta. Rosa - Sto. Domingo	230	2	342,0
Sto. Domingo - Quevedo	230	2	353
Quevedo - Pascuales	230	2	353
Milagro - Pascuales	230	1	353
Milagro – Dos cerritos	230	1	353
Dos Cerritos - Pascuales	230	1	353
Molino (Paute) - Milagro	230	2	342
Milagro - Machala	230	2	342
Zhoray - Milagro	230	2	342
Sta. Rosa -Totoras	230	2	342
Molino(Paute) - Totoras	230	1	342
Molino (Paute) - Riobamba	230	1	342
Riobamba - Totoras	230	1	342
Paute - Pascuales	230	2	342
Pascales -Trinitaria	230	1	353
Sta. Rosa - Pomasqui	230	2	340

Pomasqui - Jamondino	230	2	342
Pomasqui –Jamondino	230	2	342
Machala – Frontera Sur	230	2	162

Tabla C.4: Líneas de transmisión de 230kV del S.N.I. [49]

C.3. PRINCIPALES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 138 kV

NOMBRE DE LA LÍNEA	VOLTAJE (kV)	Nº DE CIRCUITOS	LONGITUD EN (Km)
Pucará - Ambato	138	1	27.74
Pucará- Mulaló	138	1	35.00
Mulaló - Vicentina	138	1	74.00
Vicentina -Guangopolo	138	1	7.00
Sta.Rosa-Vicentina	138	1	18.50
Vicentina - Pomasqui	138	2	21.40
Pomasqui - Ibarra	138	2	60.50
Ibarra - Tulcán	138	1	74.48
Tulcán - Frontera	138	1	7.50
Sto. Domingo - Esmeraldas	138	2	154.80
Pascuales - Salitral	138	2	17.40
Trinitaria – Salitral	138	1	12.00
Pascuales - policentro	138	2	15.00
Quevedo - Daule Peripa	138	2	43.20
Daule Peripa- Portoviejo	138	2	91.20
Daule Peripa - Chone	138	1	63.20
Chone - Severino	138	1	22.80
Milagro - Babahoyo	138	1	47.30
Molino - Cuenca	138	2	67.08
Cuenca - Loja	138	1	134.20
Pascuales -Santa.Elena	138	1	105.50
Pascuales - Electroquil	138	1	38.03
Electroquil -Las Juntas	138	1	35.24
Las Juntas - Posorja	138	1	48.87
Milagro -San Idelfonso	138	2	112.78
San Idelfonso - Machala	138	2	21.00
Totoras - Agoyán	138	2	33.00
Totoras-Ambato	138	1	7.00
Tena - F.de Orellana	138	1	142.14
Baños - Puyo	138	1	50.14

Puyo -Tena	138	1	61.90
Cuenca - Limón	138	1	60.77
Loja - Cumbaratza	138	1	54.10

Tabla C.5: Líneas de transmisión a 138 kV [49].

C.4. PRINCIPALES SUBESTACIONES DEL S.N.I. [50]

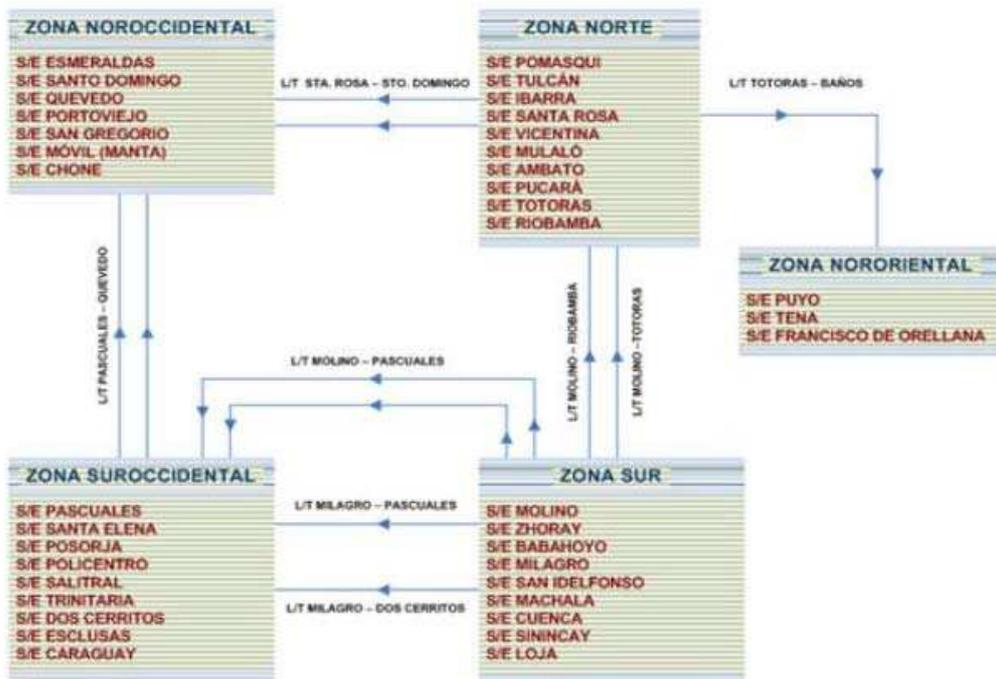


Figura C.6: Subestaciones en el Sistema de Transmisión distribuidas por zonas [50]

C.5. DIAGRAMA UNIFILAR DEL S.N.I.

ANEXO D: EVENTOS REGISTRADOS EN EL S.N.I. USANDO WAProtector

El interfaz gráfico de WAProtector está basado en múltiples ventanas que permite optimizar su capacidad para supervisar y analizar el sistema de potencia. La Figura D.1 muestra algunas de las ventanas de visualización donde se incluye la información del sistema eléctrico que se encuentra disponible para los usuarios.



Figura D.1: Ventana principal de WAProtector.

D1.-ANÁLISIS DE LOS MODOS OSCILATORIOS CON EL USO DE WAProtector [38]

Cabe aclarar que el aplicativo de identificación modal incluido en WAProtector se constituye en una caja negra para el usuario puesto que, por cuestiones de propiedad intelectual, no se dispone de un detalle del funcionamiento de dicho algoritmo.

Sin embargo, de las aclaraciones emitidas por el fabricante, se conoce de este algoritmo lo siguiente:

- El valor t_f de la ventana de análisis es aquel especificado por el usuario, en tanto que se desconoce cuál sea el valor t_0 puesto que el algoritmo lo define automáticamente en función de sus necesidades.
- Como una aclaración complementaria del punto anterior, el algoritmo modifica automáticamente las ventanas de análisis con el objetivo de detectar continuamente en tiempo real los modos oscilatorios que se encuentran en la señal.

A pesar de la capacidad de auto-definición de ventanas del algoritmo, cabe considerar como una premisa el hecho que, como todo algoritmo de identificación modal, la detección de modos de diferentes frecuencias debería estar ligada a ventanas de tiempo de longitud adecuadas [38].

Con el propósito de evaluar la influencia de usar diferentes t_f en la respuesta de WAProtector, se analiza varias ventanas para determinar los modos oscilatorios presentes en la señal de potencia activa registrada en la PMU: QUEV_PASC1_230, instalado en la S/E Quevedo.

t_f antes del disturbio

Se ejecuta la identificación modal de WAProtector para dos t_f diferentes del período pre-contingencia, correspondientes a 2 s y 4 s antes de la contingencia. Las Fig. D1 y D2 presentan el cómputo de los modos a través de la opción gráfica de WAProtector para estos t_f , mientras que las Tablas D1 y D2 muestra el resumen los modos oscilatorios detectados.



Figura D1: WAProtector, ventana de tiempo $t_f = 17:29:29$

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,439	2,7	1,17
02	0,047	-5,2	1,79
03	0,023	7,7	0,87

Tabla D1: WAProtector: Modos oscilatorios para $t_f = 17:29:29$

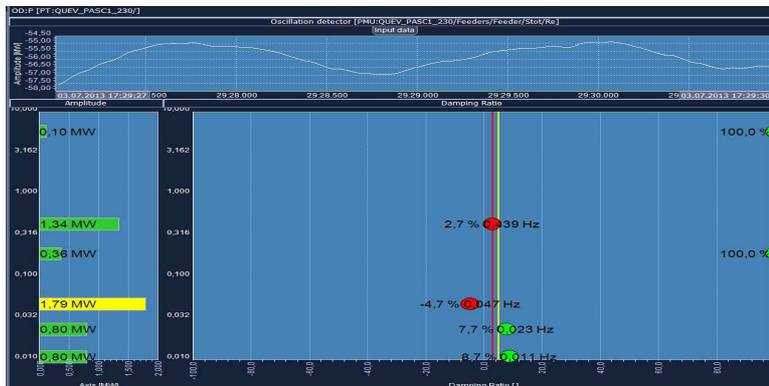


Figura D2: WAProtector: Ventana de tiempo $t_f = 17:29:31$

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,439	2,7	1,34
02	0,047	-4,7	1,79
03	0,023	7,7	0,80

Tabla D2: WAProtector: Modos oscilatorios para $t_f = 17:29:31$.

Se puede apreciar como los modos de control detectados (0,047 Hz y 0,023 Hz) presentan los mismos valores para ambos casos. Esto se debe a que la diferencia de 2 segundos entre ambos casos no interfiere en lo absoluto en el cómputo de estos modos de control puesto que, de acuerdo a la premisa especificada en el presente estudio, ambos modos requerirían de ventanas del orden de las decenas de segundos.

t_f durante el disturbio

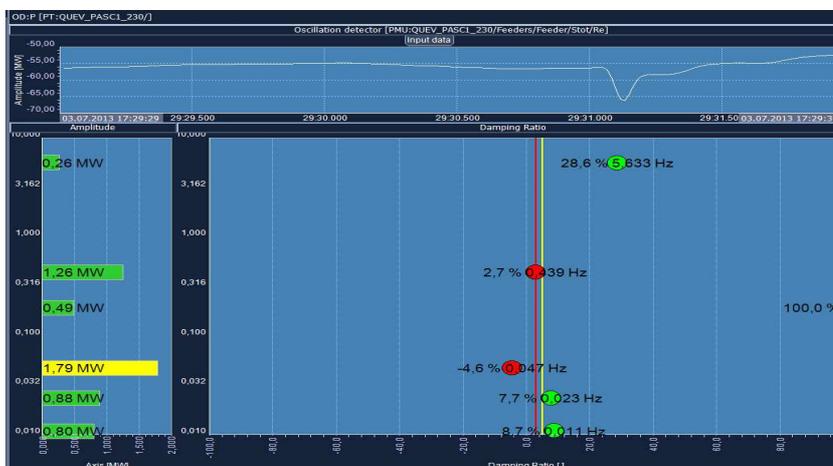


Figura D3: WAProtector: ventana de tiempo $t_f = 17:29:32$

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,439	2,7	1,26
02	0,047	-4,6	1,79
03	0,023	7,7	0,88

Tabla D3: WAProtector: Modos oscilatorios para $t_f = 17:29:32$

t_f después del disturbio

$t_f = 17:29:33$ (1 segundo después del disturbio)

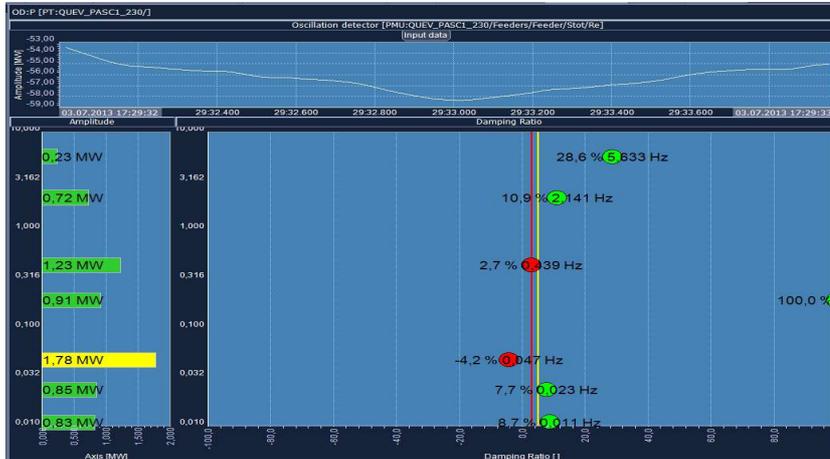


Figura D4: WAProtector: ventana de tiempo $t_f = 17:29:33$

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,439	2,7	1,23
02	0,047	-4,2	1,79
03	0,023	7,7	0,85

Tabla D4: WAProtector: Modos oscilatorios para $t_f = 17:29:33$

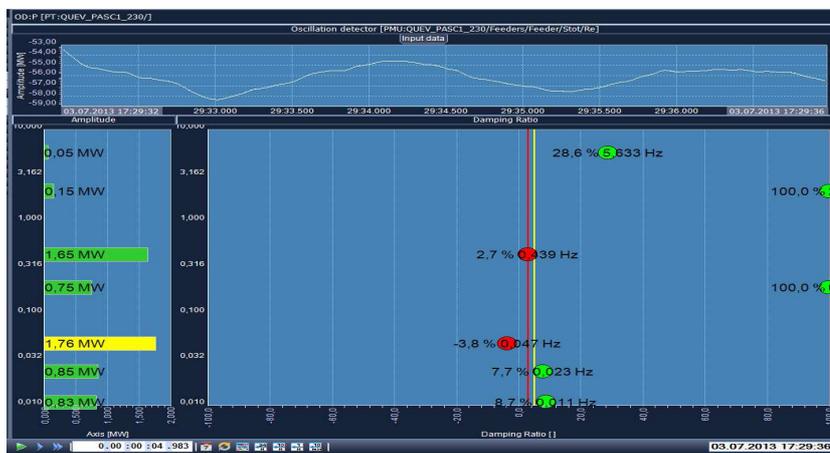


Figura D5: WAProtector: ventana de tiempo $t_f = 17:29:36$

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,439	2,7	1,23
02	0,047	-3,8	1,79
03	0,023	7,7	0,85

Tabla D5: WAProtector: Modos oscilatorios para $t_f = 17:29:36$

Los dos modos de control detectados después del evento son los mismos determinados antes de que se produzca el evento (0,047 Hz y 0,023 Hz). Esto ratifica la premisa de que ambos modos requieren de ventanas del orden de las decenas de segundos para ser adecuadamente estimados.

A través de los análisis realizados en el presente documento, se ha verificado que los resultados del algoritmo propietario de identificación modal de WAProtector, también se ven afectados por la longitud de las ventanas de análisis, las cuales dependen de la definición del instante final de análisis (t_f) en este caso.

Se realiza el análisis oscilatorio de los siguientes eventos ocurridos en el S.N.I., con el fin de determinar los modos oscilatorios aplicando la herramienta Análisis Prony y la herramienta instalada en la corporación CENACE (WAProtector) de forma de establecer semejanzas y diferencias de los resultados obtenidos durante el periodo de 1 minuto.

D.2. DISPARO DE LA UNIDAD TG U1 GASMACHALA

La PMU: POMA_JAMO3_230 se encuentra instalada en la subestación Pomasqui, posición de la línea 3 Pomasqui -Jamondino.

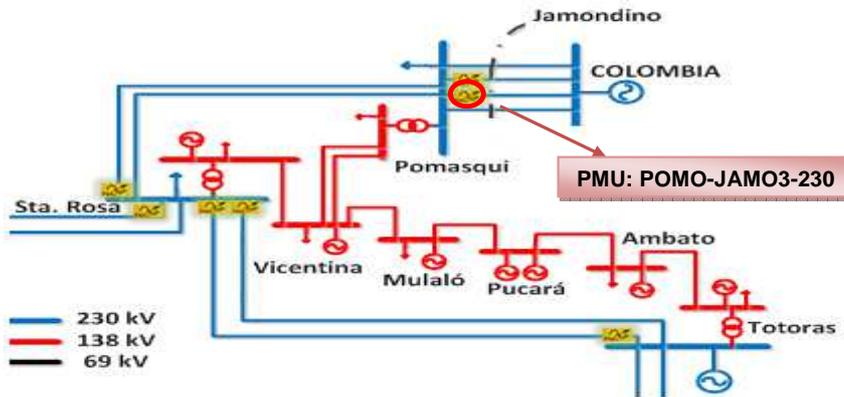


Figura D.6: Ubicación de la PMU: POMA_JAMO_230 en el S.N.I.

Se realiza el análisis oscilatorio ante el evento producido por el disparo de la unidad térmica (TG U1) GASMACHALA, perteneciente a la empresa CELEC EP-Termogas Machala con 48.5 MW, ocurrido el 27 de Junio del 2013a las 0:05. En la Figura D.7 se muestra la señal de flujo de potencia activa registrada en la PMU: POMA_JAMO3.



Figura D.7: Señal de potencia activa, modos oscilatorios en WAProtector.

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,478	4	0,98
02	0,262	12,9	0,74
03	0,103	36,4	0,73

Tabla D.6: Modos oscilatorios, ventana de tiempo ($t_f=00:05:59$).

Análisis Prony			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,468	2	0,41
02	1.445	12,4	0,54

Tabla D.7: Modos oscilatorios, ventana de tiempo (00:05:00-00:05:59).

Al realizar la comparación de los resultados de los modos oscilatorios presentes en la señal analizada se tiene que: los modos inter-área son detectados en las dos herramientas utilizadas mientras que los modos de muy baja frecuencia son únicamente detectados por la herramienta de WAProtector.

D.3.DISPARO DE LA POSICIÓN MILAGRO 1EN LA SUBESTACIÓN MILAGRO

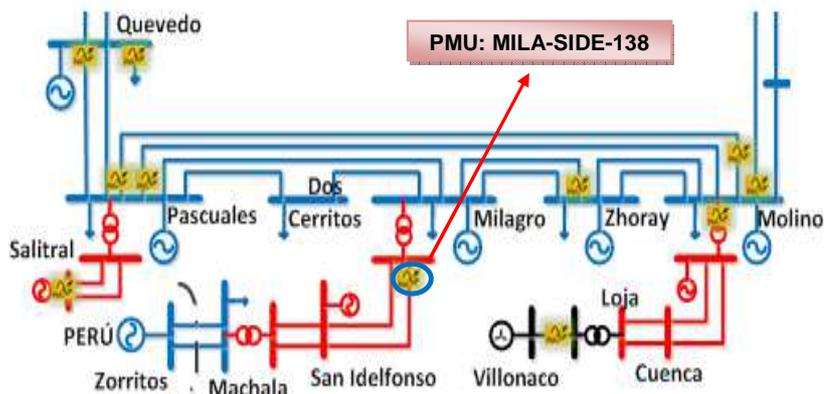


Figura D.8: Ubicación de la PMU: MILA_SIDE_138 en el S.N.I.

Se analiza el evento producido usando el programa de WAProtector ante el disparo de la posición Milagro 1 en la subestación Milagro, ocurrido el 4 de Julio del 2013 a las 13:42. En la Figura D.9 se muestra la señal del flujo de la potencia activa registrada en la PMU: MILA-SIDE-138.



Figura D.9: Señal de potencia activa y modos oscilatorios.

<i>WAProtector</i>			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,455	3,2	4,12
02	0,218	11,8	1,53
03	0,040	8,1	2,16

Tabla D.8: Modos oscilatorios, ventana de tiempo ($t_r=13:42:59$)

<i>Análisis Prony</i>			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,459	1,2	0,09
02	1,237	14,7	0,08

Tabla D.9: Modos oscilatorios, ventana de tiempo (13:42:00-13:42:59)

D.4. DISPARO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MILAGRO - BABAHOYO 138 KV.

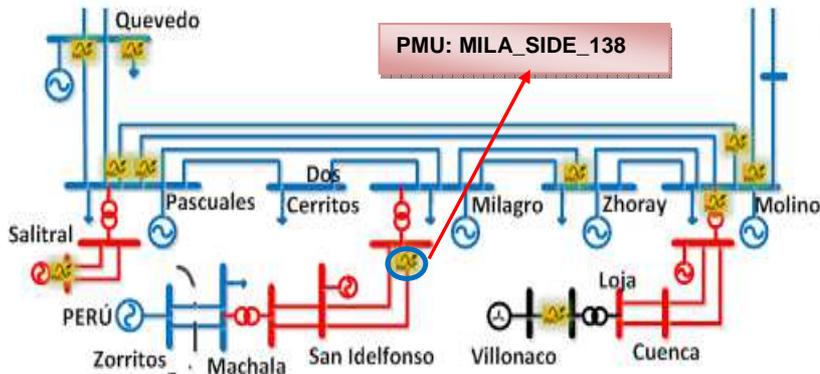


Figura D.10: Ubicación de la PMU: MILA_SIDE_138 en el S.N.I.

Se analiza el evento producido usando el programa de WAProtector el disparo de la línea de transmisión Milagro-Babahoyo de 138 kV ocurrido el 9 de Julio del 2013 a las 21:11. En la Figura D.11 se muestra la señal de flujo de potencia activa registrada en la PMU: MILA_SIDE_138.

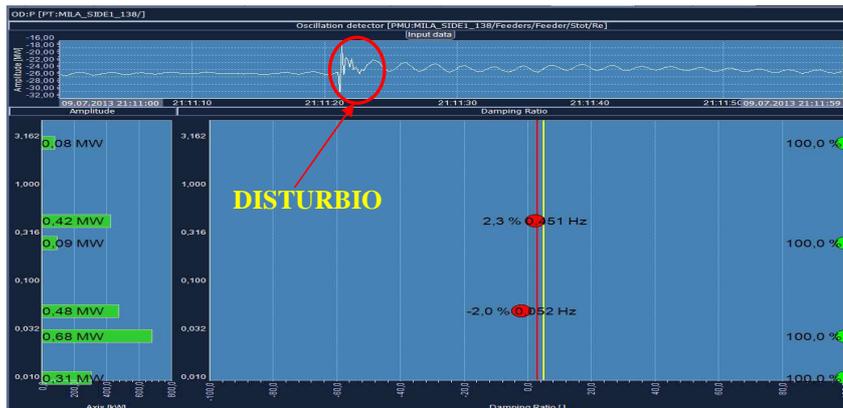


Figura D.11: Señal de potencia activa y modos oscilatorios.

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,451	2,3	0,42
02	0,052	-2,0	0,48

Tabla D.10: Modos oscilatorios, ventana de tiempo ($t_r= 21:11:59$).

Análisis Prony			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,453	4.3	0,61

Tabla D.11: Modos oscilatorios, ventana de tiempo (21:11:00- 21:11:59).

D.5. DISPARO DE LA POSICIÓN L1 DE LA S/E DOS CERRITOS

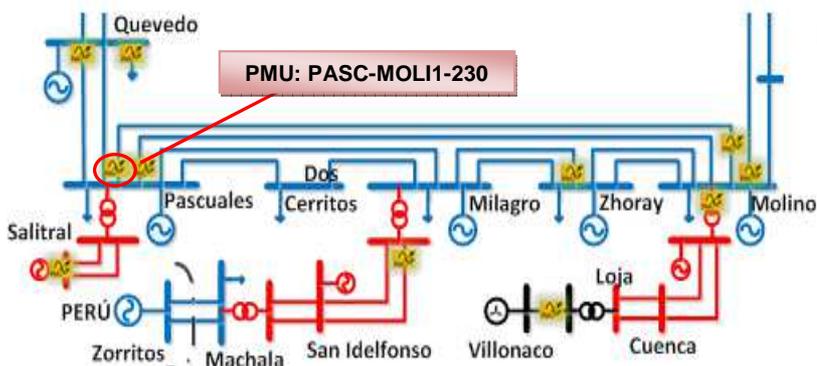


Figura D.12: Ubicación de la PMU: PASC_MOLI1_230 en el S.N.I.

Se analiza el evento producido usando el programa de WAProtector ante el disparo de la posición de la Línea (L1) de la subestación dos Cerritos, ocurrido el 18 de Julio del 2013 a las 0:11. En la Figura D.13, se muestra la señal del flujo de la potencia activa registrada en la PMU: PASC-MOLI1-230.



Figura D.13: Señal de potencia activa y modos oscilatorios.

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	1,725	4,2	0,11
02	0,038	13,9	0,36

Tabla D.12: Modos oscilatorios, ventana de tiempo ($t_i=00:11:57$).

Análisis Prony			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	1.238	3.8	0,3
02	1.018	6.1	0.6

Tabla D.13: Modos oscilatorios, ventana de tiempo (00:10:50- 00:11:57).

D.6. DISPARO DE 550 MW DE GENERACIÓN EN LA CENTRAL CHIVOR EN EL SISTEMA COLOMBIANO.

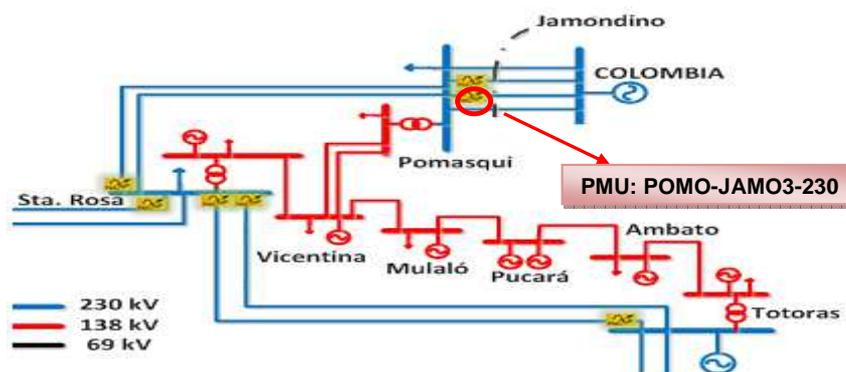


Figura D.14: Ubicación de la PMU: POMA_JAMO_230 EN EL S.N.I.

Se analiza el evento producido usando el programa de WAProtector ante del disparo de 550 MW de generación en la central Chivor en el sistema colombiano, ocurrido 21 de agosto del 2013 a las 21:11:31. En la Figura D.15 se presenta la señal de potencia activa registrada en la PMU.



Figura D.15: Señal de potencia activa y modos oscilatorios.

WAProtector			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,498	6,2	1,38
02	0,037	9,4	9,93
03	0,012	8,8	1,41

Tabla D.14: Modos oscilatorios, ventana de tiempo ($t_f=20:12:59$).

Análisis Prony			
Modo	Frecuencia (Hz)	Amortiguamiento (%)	Amplitud (MW)
01	0,51	4,7	1,35
02	1,753	11,88	5,09

Tabla D.15: Modos oscilatorios, ventana de tiempo (20:12:00 -20:12:59).

Como resultado del análisis oscilatorio de diferentes señales tomadas como muestra se puede concluir que las herramientas permiten determinar los modos oscilatorios de baja frecuencia existente en las señales analizadas, se determinó con gran precisión los modos locales e inter-área dando valores de los modos semejantes entre las dos herramientas, al ser métodos de identificación modal el valor de los modos depende de la longitud de la ventana seleccionada o del t_f seleccionado.

La identificación modal usando WAProtector permite determinar los modos oscilatorios de muy baja frecuencia en el orden de 0.001-0.01, además se puede observar los modos oscilatorios durante los transitorios que ocurren continuamente en el sistema eléctrico de potencia, la información de estos modos permite la observabilidad de la dinámica del sistema en tiempo real.