



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

DOCTORADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

MENCIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA

**SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DE
ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE
POTENCIA EN TIEMPO REAL UTILIZANDO
TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN
SINCROFASORIAL**

**TRABAJO DE TESIS PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA

DIRECTOR: CARLOS FABIÁN GALLARDO QUINGATUÑA

CODIRECTOR: JAIME CRISTÓBAL CEPEDA CAMPAÑA

Quito, noviembre 2021



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

DOCTORADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

MENCIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA

**SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DE
ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE
POTENCIA EN TIEMPO REAL UTILIZANDO
TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN
SINCROFASORIAL**

JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA

Director: Prof. Dr. Carlos Fabián Gallardo Quingatuña (PhD)

Codirector: Dr.-Ing. Jaime Cristóbal Cepeda Campaña

Tribunal de Defensa:

PhD. Takaaki Ohishi
Universidad Estatal de Campinas (UNICAMP), Brasil
PhD. Marcelo Elizondo
Power System Researcher at Pacific Northwest
National Laboratory, Seattle, Washington, Estados
Unidos
PhD. Claudio Cañizares
Universidad de Waterloo, Canadá
Dr. Marcelo Pozo
Escuela Politécnica Nacional, Ecuador
Dr. Ing. Gabriel Salazar
Escuela Politécnica Nacional, Ecuador
PhD. Jesús Játiva
Escuela Politécnica Nacional, Ecuador

Catalogación:

220 páginas; 21 x 15 cm

Línea de Investigación: Redes inteligentes y operación de
sistemas eléctricos.

Departamento de Energía Eléctrica

Primera Edición. Fecha de Catalogación: noviembre 2021

**SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DE
ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE
POTENCIA EN TIEMPO REAL UTILIZANDO
TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN
SINCROFASORIAL**

JOSÉ ANTONIO OSCULLO LALA

Tesis de Doctorado

Programa de Doctorado en Ingeniería Eléctrica

Mención: Sistemas de Potencia

ISBN:

eISBN:

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, 2021

La reproducción total o parcial de este libro en forma idéntica o modificada, impresa o digital, no autorizada por los editores, viola derechos reservados.

Cualquier utilización debe ser previamente solicitada.

© 2021 by Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

versión aprobada para la defensa

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por José Antonio Oscullo Lala, bajo nuestra supervisión.

Prof. Dr. Carlos Fabián Gallardo Quingatuña (PhD)
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Dr.-Ing. Jaime Cristóbal Cepeda Campaña
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

versión aprobada para la defensa

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo José Antonio Oscullo Lala declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado, posgrado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

José Antonio Oscullo Lala

DEDICATORIA

A Dios y a la Virgencita del Quinche por llenarme de bendiciones día tras día, que me han permitido llegar a este instante de mi vida.

A mi amada esposa Lore, por su amor y soportar esas largas horas de alejamiento que hicieron llevadera la realización de este trabajo, muchas gracias por su apoyo incondicional.

Y a mi atesorada hija Kimberly que siempre estuvo a mi lado y me brindó todo su apoyo incondicionalmente.

Gracias a todos las personas y colegas que tuve el privilegio de conocer y a más de brindarme su amistad me animaron y ayudaron para la culminación de esta investigación, para todos ellos mi eterna gratitud, aprecio, consideración y respeto.

AGRADECIMIENTO

Doy gracias a Dios y a la Virgen del Quinche, por ser mi guía, cuidar mis pasos y brindarme la fortaleza en el diario vivir, que me ha permitido desarrollar esta tesis, misma que es el resultado de cinco años de esfuerzo y dedicación, no solo mía, sino también de varias personas y de la Escuela Politécnica Nacional, a las cuales quisiera expresar mi más profundo agradecimiento.

En primer lugar, deseo agradecer al PhD. Carlos Gallardo. Durante mis estudios de doctorado, quien siempre me brindó su apoyo tanto académica como personalmente.

En segundo lugar, al Dr.-Ing. Jaime Cepeda por su asesoramiento y valiosa colaboración la misma que contribuyó a la elaboración de la presente investigación, gracias a sus valiosos consejos me han permitido desarrollar y reforzar varias habilidades personales y profesionales.

También me gustaría agradecer al PhD. Horacio Silva Saravia (Universidad de Tennessee), PhD. Samundra Gurung (Universidad de Tecnología King Mongkut's) y MSc. -Ing. Hermógenes Flores (CENACE), por su ayuda y disposición de compartir su experiencia técnica y

profesional al brindarme un valioso apoyo en el desarrollo y conceptualización de algunos puntos de la tesis.

Quiero agradecer a la Escuela Politécnica Nacional, institución que ha brindado mis estudios de doctorado durante los cinco años de investigación. Sin su apoyo financiero desinteresado, este proyecto de investigación no se hubiera podido realizar.

Sobre todo, quiero agradecer a mi amada esposa Lore, mi atesorada hija Kimberly “*princesita*”, y mi compañero de juegos Chopy †, por su confianza, largas noches de desvelo y apoyo incondicional para lograr culminar con éxito este trabajo.

versión aprobada para la defensa

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	i
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO	iv
ÍNDICE DE CONTENIDO	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
ÍNDICE DE ACRÓNIMOS.....	xiv
RESUMEN	xv
ABSTRACT.....	xvii
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Estado del Arte	1
1.2 Hipótesis	18
1.3 Objetivo General y Objetivos Específicos	19
1.3.1 Objetivo General	19
1.3.2 Objetivos Específicos.....	19
1.4 Alcance	20
1.5 Principales Contribuciones.....	25
1.6 Motivación y Justificación.....	26
1.6.1 Motivación.....	26
1.6.2 Justificación	28
1.7 Esquema del Documento.....	30
2. METODOLOGÍA.....	33

3. MEJORA DE LA IDENTIFICACIÓN MODAL EN SEÑALES DE SINCROFASORES	38
3.1 Introducción	38
3.2 Antecedentes	43
3.2.1 Identificación Modal en el Sistema de Medición de Área Amplia	43
3.2.2 Evaluación de las Oscilaciones con WAProtector	44
3.3 Análisis Tendencial de Datos	48
3.4 Preprocesamiento de la Información	51
3.5 Propuesta de Procesamiento	52
3.6 Aplicación al SNI	57
3.7 Técnicas de Identificación Modal	66
3.7.3.1 Funciones modales intrínsecas	78
3.7.3.2 Estimación del número de modos K	79
3.7.3.3 Adaptación de la técnica VMD	80
4. SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DEL PSS MEDIANTE LÓGICA FUZZY UTILIZANDO ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO	90
4.1 Introducción	90
4.2 Antecedentes	93
4.2.1 Oscilaciones de Baja Frecuencia y PSS	93
4.2.2 Análisis Modal de Sistemas Eléctricos de Potencia	99
4.2.3 Método de Residuo	102
4.2.4 Lógica Fuzzy en la sintonización de PSS	109
4.2.5 Control de Modo Deslizante (SMC)	112
4.2.5.1 Modelación del control SMC	114
4.3.1 Algoritmo utilizado para Localización y Ajuste de Parámetros del PSS	127

5. SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DEL PSS UTILIZANDO UNA ESTRATEGIA DE MÁQUINA DE APRENDIZAJE.	129
5.1 Introducción	129
5.2 Control del Amortiguamiento Adaptativo basado en CART	133
5.2.1 Construcción de Subespacios.....	133
5.2.2 CART como Esquema de Control Adaptable.....	134
5.3 Modelo de las Incertidumbres del Sistema de Potencia y Conjunto de Datos	139
5.3.1 Modelación del PSS.....	139
5.3.2 Modelo Probabilístico del Escenario Operativo.....	142
5.3.3 Selección de Datos	143
5.4 Esquema de control adaptativo del amortiguamiento con PSS.	143
5.5 Técnicas de sintonización existentes.....	147
5.5.1 PSS Multibanda	147
5.5.2 Neurona Generalizada.....	151
5.5.3 Realimentación de estados y redes neuronales	158
6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	162
6.1 Resultados.....	162
6.1.1 Sistema De Prueba.....	163
6.1.1.1 Características	163
6.1.1.2 Simulaciones del sistema de prueba	165
6.1.1.3 Análisis de las Simulaciones con CART	170
6.1.1.4 Comparación de los Métodos de Sintonización de PSS.	179
6.1.2 Sistema Eléctrico Ecuatoriano	183
6.1.2.1 Características	183
6.1.2.2 Simulaciones del SNI.....	185

6.1.2.3 Análisis de las Simulaciones con CART.	192
6.1.2.4 Análisis de las Sintonizaciones de las Distintas Técnicas.	195
6.2 Discusión	200
6.3 Trabajos Futuros	201
7. CONCLUSIONES.....	202
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	206
9. ANEXOS	221
ANEXO A.....	A1
ANEXO B.....	B1
ANEXO C.....	C1

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama de bloques del sistema inteligente.....	6
Figura 1.2 Esquema de la Estrategia propuesta.	22
Figura 1.3 Esquema de la Metodología propuesta.....	23
Figura 3.1 Identificación modal del evento oscilatorio registrado en WAProtector.....	47
Figura 3.2 Determinación de la tendencia mediante una ventana de tiempo móvil.....	54
Figura 3.3 Metodología para la determinación de la tendencia..	57
Figura 3.4 Agrupamiento de los modos oscilatorios del evento.	59
Figura 3.5 Resultados de la herramienta de Identificación Modal del sistema WAProtector.	60
Figura 3.6 Comparación de Métodos de Extracción de la Tendencia.	62
Figura 3.7 Tendencia de la Frecuencia del modo oscilatorio del Identificador Modal del sistema WAMS.	64
Figura 3.8 Tendencia de la Amplitud del modo oscilatorio del Identificador Modal del sistema WAMS.	65
Figura 3.9 WAProtector G ₁ Red de Prueba – 1s.....	68

Figura 3.10 WAProtector G_1 Red de Prueba – 3s.....	69
Figura 3.11 WAProtector G_1 Red de Prueba – 5s.....	69
Figura 3.12 WAProtector G_1 Red de Prueba – 6s.....	70
Figura 3.13 WAProtector G_1 Red de Prueba – 9s.....	70
Figura 3.14 Esquematación del identificador modal mediante un A-VMD adaptativo.....	82
Figura 3.15 Señal de potencia de la línea BC.....	84
Figura 3.16 IMF de la señal ambiental.....	86
Figura 3.17 Señal de potencia de la U_1 Daule Peripa.....	88
Figura 3.18 IMF de la señal ambiental.....	89
Figura 4.1 Esquema de Control.....	92
Figura 4.2 Función del PSS en base a [44].....	96
Figura 4.3 Estructura convencional del PSS.....	97
Figura 4.4 Efecto de desplazamiento del Modo Oscilatorio considerando el residuo.....	103
Figura 4.5 Esquema de cálculo del Residuo.....	107
Figura 4.6 Sistema Difuso.....	110
Figura 4.7 Tipos de funciones de membresía.....	111
Figura 4.8 Reglas de lógica fuzzy para la potencia de generación.....	112
Figura 4.9 Principio del Control de Modo Deslizante.....	113
Figura 4.10 Integrador de la librería DSL de PowerFactory... ..	119
Figura 4.11 Ecuaciones en el dominio del tiempo del Integrador de la librería DSL de PowerFactory.....	120
Figura 4.12 Diagrama de Bloques del Control SMC.....	122
Figura 4.13 Interfaz de programación del SMC.....	123
Figura 4.14 Código DSL de las condiciones iniciales del modelo Figura 4.12.....	124
Figura 4.15 Metodología para ubicación y sintonización de PSS.....	128
Figura 5.1 Construcción de subespacios considerando las condiciones operativas.....	134
Figura 5.2 Estructura típica del CART.....	136
Figura 5.3 Clasificación en dos subespacios.....	137
Figura 5.4 Modelo de PSS.....	140
Figura 5.5 Función de transferencia del filtro Washout.....	141
Figura 5.6 Función de transferencia del compensador.....	142
Figura 5.7 Propuesta para la sintonización adaptativa de PSS.....	146

Figura 5.8	Propuesta para el esquema de control adaptativo de PSS.....	147
Figura 5.9	Esquema general del PSS multibanda.....	148
Figura 5.10	Estructura del PSS multibanda.....	149
Figura 5.11	Modelo de la neurona generalizada.....	152
Figura 5.12	Diagrama esquemático del Identificador GN [31].....	155
Figura 5.13	Diagrama esquemático del Controlador GN [32].....	157
Figura 5.14	Realimentación de estados para el PSS.....	160
Figura 5.15	Estructura de la ANN.....	161
Figura 6.1	Sistema New York-New England de 65 Barras.....	164
Figura 6.2	Magnitud de los residuos de los modos de oscilación del sistema del escenario P19.....	166
Figura 6.3	Modos de oscilación del sistema de prueba para PSS1A y PSS SMC.....	167
Figura 6.4	Función de Pertenencia para el Parámetro K_{pss} del sistema de prueba.....	168
Figura 6.5	Respuesta Dinámica del Generador en el escenario de apertura de línea del sistema de prueba.....	169
Figura 6.6	Razón de Clasificación vs. Tamaño del árbol para el sistema de prueba.....	175
Figura 6.7	Clasificación de los subespacios con el CART del sistema de prueba.....	176
Figura 6.8	Respuesta en el tiempo en el caso de tres subespacios adyacentes del sistema de prueba.....	177
Figura 6.9	Respuesta en el tiempo en el caso de dos subespacios adyacentes del sistema de prueba.....	178
Figura 6.10	Respuesta en el tiempo en el caso de adaptación de PSS en cada subespacio del sistema de prueba.....	179
Figura 6.11	Modos de oscilación del sistema de prueba para el caso multiescenario.....	180
Figura 6.12	Respuesta dinámica del sistema de prueba con las metodologías propuestas para la falla trifásica en la línea BC.....	181
Figura 6.13	Respuesta dinámica del sistema de prueba con las metodologías propuestas para la desconexión de la línea BC.....	182
Figura 6.14	Respuesta dinámica del sistema de prueba con las metodologías propuestas para un incremento de torque en el generador B_{3G} de 0.4pu.....	182

Figura 6.15 Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI).	184
Figura 6.16 Frecuencia y razón de amortiguamiento del modo 1 del escenario P19 en el sistema WAMS.	186
Figura 6.17 Residuos de los modos de oscilación del SNI. ...	188
Figura 6.18 Modos de oscilación del SNI para las técnicas PSS1A y PSS SMC.	189
Figura 6.19 Función de Pertenencia para el Parámetro K_{pss} del SNI.	190
Figura 6.20 Respuesta Dinámica del generador del SNI ante la falla trifásica.	191
Figura 6.21 Razón de Clasificación vs. Tamaño del árbol para el SNI.	193
Figura 6.22 Clasificación de los subespacios con el CART para el SNI.	194
Figura 6.23 Respuesta en el tiempo en el caso de dos subespacios adyacentes del SNI.	195
Figura 6.24 Modos de oscilación de SNI para el caso multiescenario.	196
Figura 6.25 Respuesta dinámica del SNI con las metodologías para la falla trifásica de la interconexión con Colombia.	198
Figura 6.26 Respuesta dinámica del SNI con las metodologías para la desconexión de un circuito línea Santa Rosa-Totoras. .	198
Figura 6.27 Respuesta dinámica del SNI con las metodologías para la desconexión de la interconexión con Colombia.	199
Figura 6.28 Respuesta en el tiempo de adaptación de PSS de CCS.	200

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Algoritmo de determinación de tendencia.	56
Tabla 3.2 Estadística Descriptiva del Modo Dominante Seleccionado.	58
Tabla 3.3 Coeficiente de Determinación R^2	61
Tabla 3.4 Parámetro λ de los Filtros de Tendencia.	63
Tabla 3.5 Frecuencia de los modos del sistema de prueba.	71

Tabla 3.6 Amortiguamiento de los modos del sistema de prueba.	71
Tabla 3.7 Parámetros estimados de la oscilación para el sistema matemático	83
Tabla 3.8 Parámetros estimados de la oscilación para el sistema New York-New England. Señal Oscilatoria	85
Tabla 3.9 Parámetros estimados de la oscilación para el sistema New York-New England. Señal ambiental	86
Tabla 3.10 Parámetros estimados de la oscilación para el SNI. Señal Oscilatoria	88
Tabla 3.11 Parámetros estimados de la oscilación para el SNI. Señal ambiental	89
Tabla 5.1 Parámetros generales de los PSSs Multibanda.	150
Tabla 6.1 Modos de oscilación del sistema de prueba sin PSS.	165
Tabla 6.2 Parámetros de los PSS por escenario del sistema de prueba.	166
Tabla 6.3 Parámetros de los PSS de sistema de prueba Multiescenario	168
Tabla 6.4 Modos de oscilación sin PSS.	171
Tabla 6.5 Modos de oscilación con PSS del sistema de prueba.	172
Tabla 6.6 Selección de señales en base a residuo del sistema de prueba.	174
Tabla 6.7 Matriz de confusión de los subespacios del sistema de prueba.	176
Tabla 6.8 Parámetros de los PSSs Multibanda del sistema de prueba.	180
Tabla 6.9 Determinación de Zonas del SNI.	185
Tabla 6.10 Modos de oscilación del Sistema Nacional Interconectado sin PSS.	186
Tabla 6.11 Modos de oscilación del SNI.	187
Tabla 6.12 Parámetros de los PSS por escenario del SNI.	189
Tabla 6.13 Parámetros de los PSS para el SNI Multiescenario.	191
Tabla 6.14 Matriz de confusión de los subespacios para el SNI	194
Tabla 6.15 Parámetros de los PSSs Multibanda del SNI.	197

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

A, B, C, D	Matrices del análisis modal de sistemas eléctricos
AC	Corriente alterna
A_i	Amplitud del modo de oscilación
AVR	Regulador Automático de voltaje
CART	Árbol de decisión de clasificación y regresión
DT	Árbol de decisión
DSL	DIGSILENT Simulation Language de PowerFactory
f_i	Frecuencia del modo de oscilación
K _{pss} , K _c , K _p	Ganancias en el PSS
NaN	Datos faltantes
PMU	Unidad de medición fasorial
POD	Amortiguador de oscilaciones de potencia
PSS	Estabilizador de sistema de potencia
R_i	Residuo
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SMC	Control de modo deslizante
SNI	Sistema Nacional Interconectado del Ecuador
SSS	Estabilidad de pequeña señal
$T_w, T_{w1}, T_1 \dots T_{12}$	Constantes de tiempo del PSS
V	Voltaje
WAMS	Sistema de Monitoreo de Área Amplia
ζ_i	Razón de amortiguamiento del modo de oscilación
θ	Ángulo del residuo
VMD	Método de descomposición variacional

RESUMEN

La operación de los sistemas eléctricos modernos presenta condiciones de funcionamiento complejas y factores de incertidumbre cada vez más predominantes debido a la presencia de diversas fuentes de generación, cargas variables y flexibles.

Actualmente los sistemas operan cercanos a los límites de sus elementos, situación que puede conllevar a la presencia de oscilaciones de baja frecuencia, las que generalmente son amortiguadas por el estabilizador del sistema de potencia convencional (PSS) el cual presenta un ajuste estático (fijo), que puede no proporcionar suficiente amortiguamiento para todos los escenarios operativos.

Dadas estas condiciones operativas los operadores se pueden ver obligados a limitar el despacho y las transferencias de bloques de energía de una zona a otra del sistema, para garantizar la continuidad del servicio con criterios de seguridad. Estas restricciones operativas le permiten reaccionar oportunamente ante eventos, y garantizar un despacho con seguridad; no obstante, suelen estar relacionadas con una desoptimización del despacho. En tal sentido, con el propósito de maximizar los beneficios económicos es imprescindible implementar equipos de control que detecten y amortigüen las oscilaciones de forma que se adapten a cada condición operativa (sintonización adaptativa de PSS). Esto permitirá garantizar la seguridad operativa sin necesidad de restricciones costosas.

Gracias a que actualmente un sistema de potencia cuenta, en su mayoría, con sistemas de monitoreo de la red, tanto para condiciones de estado estacionario como dinámico, resulta interesante suministrar información local y global del evento al controlador. La característica de monitoreo del sistema con una alta tasa de actualización permite observar los eventos en tiempo real por medio del sistema de medición de área amplia (WAMS) que procesa los sincrofasores de voltaje y corriente de puntos estratégicos del

sistema, obtenidos por las unidades de medición fasorial (PMU). Estas señales permiten rastrear la dinámica en tiempo real, por lo que se convierten en una fuente valiosa de información dinámica. Todo esto determina la necesidad de un adecuado proceso de las señales usadas por el PSS para mejorar la estabilidad del sistema.

A partir de lo mencionado, esta tesis presenta una novedosa metodología que parte de los datos de la caracterización oscilatoria de los modos electromecánicos dada por el punto de operación del SER, los cuales adecuadamente procesados a través de criterios de identificación modal de sistemas procesados con minería de datos permiten determinar subespacios operativos en los que se garantiza un nivel seguro de la estabilidad de pequeña señal a través de la sintonización de los PSS, así afrontar la necesidad de tener una amplia banda de frecuencias del elemento de control dadas por el funcionamiento del sistema.

La principal contribución de la tesis es el desarrollo de un esquema adaptativo de ajuste de parámetros de PSS, considerando el punto de operación del sistema obtenido mediante mediciones de PMU del sistema WAMS. Por medio del cual se pueda establecer la estrategia de control de amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia del sistema de potencia.

PALABRAS CLAVE: Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia, Procesos Estocásticos, WAMS, Control adaptativo de oscilaciones, Estabilidad de sistemas de potencia, Estabilidad de pequeña señal.

ABSTRACT

The operation of modern electrical systems presents complex operating conditions and increasingly prevalent uncertainty factors due to the presence of various generation sources and variable and flexible loads.

Nowday operating point and a system operation close to the limits of the elements, characterize the operation of an electrical power system. Situation that can promote low frequency oscillations, which are generally damped by the stabilizer of the conventional power system (PSS) which presents a static (fixed) setting, which may not provide enough damping for all operating scenarios.

Given these operating conditions, Independent System Operators may be forced to limit dispatch and transfers of energy blocks from one area of system to another. Consequently, it guarantees the continuity of service with security criteria. These operational restrictions allow system react adequacy for events, and guarantee a safe dispatch. However, this situation can lead not optimization of resources energy. In this sense, in order to maximize economic benefits, it is essential to implement control equipment that detects and dampens oscillations in a way that adapts to each operating condition (adaptive tuning of PSS). This will ensure operational safety without it needs for costly restrictions.

Thanks to the fact that currently a power system has almost network monitoring systems for both steady state and dynamic conditions, it is interesting to supply local and global information on event to controller. The system's monitoring characteristic with a high update rate allows observing events in real time through wide area measurement system (WAMS) that they process voltage and current synchrophasors of strategic points of system, these obtained by units of phasor measurement (PMU). These signals allow dynamics to be tracked in real time, thus becoming a valuable

source of dynamic information. All this determines to need for an adequate processing of signals used by PSS to improve the stability of the system.

Based on the aforementioned, this thesis presents a novel methodology that starts from data of the oscillatory characterization of electromechanical modes given by operating point of power grid, which are adequately processed through identification criteria of systems processed with mining of data allow determining operative subspaces in which a safe level of small signal stability is guaranteed through tuning of PSS, thus addressing it needs to have a wide frequency band of control element given by operation of system.

The main contribution of thesis is development of an adaptive scheme for adjusting the parameters of PSS considering the operating point of system obtained by measurements of PMU of WAMS. Through which to establish the damping control strategy of low frequency oscillations of power system.

KEYWORDS: Operation of Power System, Stochastic Process, WAMS, Adaptive Oscillation Control, Power System Stability, Small-Signal Stability.

1. INTRODUCCIÓN

Debido a la ubicación remota de las centrales de generación con respecto a los centros de consumo (principalmente en sistemas hidrotérmicos), gran parte de un sistema eléctrico de potencia (SEP) está constituido por líneas de transmisión largas que determinan condiciones de funcionamiento complejas. Esto junto con factores de incertidumbre causados por la aleatoriedad del consumo por la presencia de cargas variables y flexibles o la misma disponibilidad de generación (unit commitment) provoca una variación del punto de operación de manera estocástica [1].

Esta situación puede conllevar a que el SEP sea operado cerca de sus límites de capacidad y ante cualquier perturbación/evento se afecte la estabilidad de la operación, con una elevada probabilidad de ocurrencia de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia poco amortiguadas. La consecuencia es una mayor restricción de los límites de transferencia de potencia [2].

1.1 Estado del Arte

El control de la estabilidad del sistema de potencia involucra una respuesta adecuada de todos los elementos de dicho sistema a través de la actuación de las protecciones y/o de los equipos de control. Esta característica conlleva un elevado número de variables y de restricciones dadas por las respuestas dinámicas del conjunto de dispositivos distribuidos en la red eléctrica, su condición de operación, nivel y tipo de perturbación, incluso con presencia de elevadas no linealidades. Por lo tanto, que el sistema cuente con adecuados elementos de control para el amortiguamiento de las oscilaciones, garantiza la operación

del SEP ante perturbaciones de pequeña y gran magnitud [3].

Las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia pobremente amortiguadas o inestables que se presentan en el sistema son una fuente de problemas operativos y su presencia limita la capacidad de transferencia de potencia entre áreas del sistema y/o impide la interconexión entre dos sistemas. Asimismo, la aparición de estas oscilaciones en tiempo real puede causar la actuación del sistema de protecciones con una consecuente reducción de transmisión de potencia.

Si las oscilaciones no son amortiguadas adecuadamente, puede ocurrir inestabilidad y hasta llevar al colapso del sistema. Esta situación hace necesario analizar el fenómeno de estabilidad oscilatoria del SEP y de esta forma mejorar la seguridad operativa. Para esto, es fundamental un adecuado ajuste de los elementos de control que permiten amortiguar este tipo de oscilaciones, siendo los estabilizadores del sistema de potencia (PSS) el elemento de control más usado para ejecutar esta actividad.

No obstante, para cumplir su cometido, los PSS deben ser adecuadamente sintonizados, tarea que, de acuerdo a la literatura especializada, se realiza a través del desplazamiento de los valores propios de la matriz de estado, que constituyen los modos de oscilación con frecuencia compleja que junto a su parte real determina el nivel de oscilación del sistema y/o el mejoramiento del amortiguamiento de los modos de oscilación que afecten la estabilidad oscilatoria (compensación de fase). Este es un problema complejo que se analiza mediante varias técnicas que permiten obtener una solución para mejorar la

estabilidad del sistema, las cuales, de forma convencional se enfocan en definir un conjunto de parámetros fijo del PSS, que no necesariamente se adaptan a todos los posibles estados operativos.

Por lo tanto, la sintonización de PSS se realiza por medio de diferentes técnicas a través de la identificación de los parámetros del sistema y el análisis de los modos de oscilación en la red. Entre las técnicas de análisis utilizadas se encuentran [4]:

- Lugar geométrico de las raíces
- Respuesta en frecuencia
- Análisis Modal**
- Pruebas de campo
- Sintonización en Sistemas Multifin
- Inteligencia Computacional**

Para la utilización de las diferentes técnicas, el punto de partida es la modelación del generador, sus sistemas de control y los elementos de red.

Para la técnica del lugar geométrico de las raíces se obtienen las raíces del sistema y mediante los criterios de Lyapunov se analizan y se compensan estas raíces, hasta lograr la sintonización requerida que se adecúe al sistema en estudio. La ventaja de esta metodología se centra en que es una técnica fácil de realizar y su desventaja es que realiza una sintonización localizada, no tiene en cuenta el sistema global [4], [5].

La técnica de respuesta en frecuencia se centra en construir y analizar los diagramas de Bode y Nyquist, y a partir de éstos, realizar una apropiada compensación de fase. De forma similar a la anterior, su ventaja se centra en que es

una técnica fácil de realizar y su desventaja es que realiza una sintonización localizada, no tiene en cuenta el sistema global [5].

La técnica del análisis modal utiliza los valores propios, vectores propios izquierdos y derechos, factores de participación del sistema linealizado y/o residuos a fin de determinar los modos de oscilación del sistema, información necesaria para la ubicación de los PSS. Esta técnica permite obtener la información completa y detallada de los modos de oscilación, al determinar los valores propios, factores de participación y residuos lo cual permite un conocimiento del modo de oscilación, su razón de amortiguamiento y la participación de todos los elementos que están interactuando en la operación, luego de ocurrido un evento de pequeña señal en el SEP, permitiendo de esta manera realizar una ubicación adecuada del PSS.

Su ventaja radica en que se trata de una técnica fácil de aplicar cuando se conoce los modelos de la red en su totalidad, mientras que su desventaja es que esta técnica, permite determinar la ubicación de PSS. Sin embargo, se requiere aplicar otra técnica adicional para sintonizar los PSS [4], como podría ser el planteamiento de un problema de optimización basado en la razón de amortiguamiento [3], [6].

En el caso de la técnica de pruebas en campo, se deben realizar un banco de pruebas en sitio directamente al generador, obteniéndose toda la información de la respuesta que el generador inyecta a la red. La ventaja se centra en obtener la información completa del aporte del generador a la red eléctrica directamente, y su desventaja es que con esta técnica se corre el riesgo de afectar a la

estabilidad del sistema si se presentara una mala sintonización del PSS [4].

Para el caso en el que las pruebas sean realizadas sin un apropiado protocolo y sin una previa determinación teórica de los parámetros, a través, por ejemplo de la aplicación de las técnicas antes descritas, no se dispone de un banco de parámetros, sino que se cuenta con los parámetros iniciales dados por el fabricante. Por tanto, lo apropiado en este caso, es que las pruebas de campo sean realizadas luego de aplicar otra metodología de sintonización que entregue los parámetros esperados (con los cuales se realizarán las pruebas), para eventualmente realizar ajustes pequeños durante éstas.

El problema oscilatorio se relaciona directamente con la sintonización de los sistemas de control de los generadores (reguladores automáticos de voltaje, PSS e incluso reguladores de velocidad para el caso de modos de control).

Cuando el PSS no proporciona un adecuado amortiguamiento, puede resultar en un comportamiento oscilatorio de forma contraria, mientras si el PSS proporciona un excesivo amortiguamiento podría causar un mal funcionamiento durante los transitorios del sistema, ya que podría afectar la función del regulador de voltaje, en especial para la estabilidad transitoria del sistema. El principal objetivo de sintonización de PSS, es asegurar que su actuación se dé sobre el mayor rango de frecuencia posible y que su desempeño sea el apropiado ante pequeñas y grandes perturbaciones. Sus constantes de tiempo deben fijarse para compensar el retardo de fase producido por el sistema [2].

En la actualidad se han incursionado en nuevas metodologías que aplican algoritmos de inteligencia computacional, con el objetivo de simular y/o extraer información del comportamiento de un sistema complejo, mediante la cual se parte de una solución aleatoria o de escenarios de simulación (patrones) no necesariamente factibles, a través de los cuales se busca identificar los parámetros a fin de que el sistema cuente con una sintonización de los PSS que garantice una adecuada estabilidad oscilatoria. Por medio de la inteligencia computacional se calculan salidas en función de las entradas aplicadas. El procedimiento de ajuste de parámetros es un proceso de optimización para adaptarse a un modelo alternativo (sistema inteligente siguiendo los paradigmas de Inteligencia computacional) para un sistema dado como se presenta en la Figura 1.1 [7].

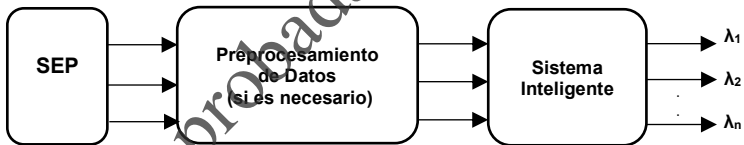


Figura 1.1 Diagrama de bloques del sistema inteligente

Algunos métodos de Inteligencia computacional que podrían ser aplicables en la tarea de evaluación de la estabilidad oscilatoria y sintonización de PSS son [7], [8]:

- Algoritmos genéticos
- Algoritmos bioinspirados
- Algoritmos Fuzzy
- Algoritmo MVMO(Mean-Variance Mapping Optimization)

En el caso de la evaluación de la estabilidad oscilatoria por algoritmos heurísticos de optimización pueden ser usados para optimizar funciones objetivo apropiadamente estructuradas para mejorar el nivel de amortiguamiento. Si bien estos métodos son capaces de adaptarse a múltiples escenarios, la mayoría siguen dependiendo completamente del modelo del sistema (simulaciones fuera de línea). En cada caso, los análisis se han centrado en la presentación de los resultados para la mejor convergencia del algoritmo utilizado, no se ha incluido un análisis detallado para cada uno de los parámetros optimizados, así como no se ha incluido el uso de controles adicionales mediante los cuales se incrementan la robustez del PSS con lo que se mejore el desempeño, con una adecuada coordinación.

Adicionalmente, el uso de señales remotas que sirvan de señales de entrada a los PSS no han sido muy analizadas y aplicadas a sistemas de gran tamaño [9].

Matemáticamente, la solución unificada de ubicación óptima y sintonización coordinada de PSS se presenta compleja en el caso de los sistemas de potencia multimáquina con condiciones operativas variables. Muchos enfoques e índices basados en factores de participación, residuos, torque de amortiguamiento, o coeficientes de sensibilidad se han desarrollado para sugerir los lugares adecuados para implementar PSS considerando un escenario operativo [9], [10].

Asimismo, varios métodos también se han planteado para lograr la sintonización coordinada de PSS [7], entre los cuales se han sugerido algunos enfoques basados en sistemas de lógica difusa, redes neuronales artificiales, H^∞ o algoritmos heurísticos [8]. Sin embargo, el problema de

identificar la ubicación y calibración de PSS en un enfoque integral se presenta de manera aplicativa a un sistema real en [11], en el cual se considera para cada generador el modelo convencional de PSS y su parametrización se la realiza a través del algoritmo MVMO, analizando la respuesta del sistema para la estabilidad transitoria ante un cortocircuito en una de las líneas de transmisión del sistema. El modelo de optimización heurística modifica, en cada iteración, los parámetros a ser ingresados en los PSS hasta determinar los parámetros óptimos, para el nivel de amortiguamiento deseado.

En general, se analiza con un modelo de PSS que no cuenta con señales externas ni elementos de control adicionales que permitan adecuar aún mejor el desempeño, es decir, no se permite adaptarse a las condiciones de operación del SEP constituyéndose en un estudio fuera de línea a fin de adecuar las variables del sistema.

El uso de la tecnología de medición sincrofasorial permite monitorear el comportamiento dinámico del SEP, a través de sincrofasores obtenidos de la señal sinusoidal de voltaje y corriente AC de las barras del sistema. Con esta ventaja se ha abierto una nueva opción de evaluación de la estabilidad oscilatoria en tiempo real, gracias a la característica de monitoreo de la PMU.

Como las PMU permiten obtener una visión en tiempo real de lo que sucede en la red, por su alta tasa de actualización de las mediciones (de al menos un ciclo) y relativamente bajos tiempos de retardo (de unos 200 ms) es posible usarlas para monitorear los comportamientos oscilatorio en tiempo real. A este respecto, PMU adecuadamente ubicadas en el sistema, más algoritmos avanzados de

procesamiento digital de señales, permiten disponer de mediciones distribuidas en el SEP, a través de una estructura denominada sistema de monitoreo de área extendida (o amplia), que son capaces de brindar información sobre el comportamiento oscilatorio real del sistema, luego de ocurrida una perturbación.

El uso de señales obtenidas de las PMU para sintonizar el control del amortiguamiento de oscilaciones (POD), se presenta en [12], en donde se utiliza el sistema de prueba de [2] y uno académico, mediante los cuales se analizan las oscilaciones presentadas en la interconexión entre las áreas que predominantemente presenta oscilaciones interárea del sistema. El proceso de sintonización del PSS se realiza mediante la aplicación de un algoritmo de optimización de partículas (PSO); donde se analiza el efecto del uso de señales obtenidas por la modelación del sistema y el escenario con señales obtenidas de la información de las PMU. De esta forma se muestra la factibilidad del procesamiento de las señales de la PMU para analizar la estabilidad oscilatoria.

Así, mediante el análisis y monitoreo de la respuesta del sistema obtenido a través de los datos del sistema WAMS, es posible establecer un modelo parametrizado que encaje con los datos registrados, esto se constituye en un ajuste de curvas con lo que es posible determinar los parámetros de la misma y mediante un adecuado procesamiento de estos parámetros poder sintonizar los elementos de control.

Como se presenta en [13] el método Prony establece una combinación lineal de funciones exponenciales que describe el modelo matemático de la curva de datos analizada en un intervalo de tiempo, siendo un método

relativamente rápido y que se ajusta a la curva, pero es grandemente afectado cuando la curva de datos tiene un alto componente de ruido. La transformada de Fourier (FFT) permite analizar datos que presenten ruido, lo cual le hace más robusto y preciso, sin embargo, no permite identificar completamente los modos de oscilación cuando éstos son muy cercanos debido a que se basa en la estacionalidad de la onda analizada.

La particularidad de las oscilaciones del sistema eléctrico es que son no estacionarias, dinámicas y no lineales, lo que orienta a la aplicación de métodos no lineales para determinar los parámetros y analizar las oscilaciones tales como la transformada de Hilbert-Huang (HHT), que al descomponer la oscilación en varias componentes hace que se requiera mayor tiempo de procesamiento, presentando inestabilidad de convergencia en los datos de borde de la ventana de datos de la curva analizada. Otra técnica de descomposición de señales es la transformada de Wavelet en la cual se utiliza una función base; estas dos últimas técnicas han mostrado su eficiencia para establecer ventanas de tiempo para investigar las características específicas de las oscilaciones en dicho intervalo donde es posible considerar puntos de operación estacionarios y lineales para aplicar métodos como FFT [14], [15].

Recientes investigaciones presentan que el uso de varios métodos aplicados a diferentes tipos de respuestas dinámicas puede ser capturadas por las PMU para la identificación de los modos de oscilación que permitan la inspección de la operación y control del sistema de potencia. En [15] se presenta una comparación entre los siete métodos comúnmente utilizados como son: análisis Prony,

FFT, Transformada de Stockwell, distribución de Wigner-Ville, estimación de los parámetros de la señal por invariancia rotacional (ESPRIT), HHT y el método de la matriz Pencil las cuales estiman similares modos de oscilación para la señal aleatoria obtenida de la PMU.

Las PMU adecuadamente localizadas en el sistema eléctrico, hacen posible monitorear en tiempo real la operación del sistema eléctrico que se centraliza mediante el sistema WAMS el cual permite procesar esta información, a través de aplicaciones de software comercial para determinar el nivel de estabilidad oscilatoria del sistema, como es el caso del programa comercial WAProtector. Por medio de esta información, permite identificar posibles estados de oscilación en tiempo real y su consecuente aporte a la toma de decisiones a nivel operativo, y por otra parte permite adquirir un conocimiento a través de análisis post mortem mediante un tratamiento estadístico adecuado.

En [16] y [17] se muestra la capacidad del uso de herramientas de identificación modal para la obtención de la frecuencia y amortiguamiento (debido a que estos valores indican el nivel de estabilidad oscilatoria) de los modos de oscilación con la información del WAMS y la capacidad de almacenarlos en una base de datos para su posterior análisis estadístico, sin presentar el uso de los mismos para elementos de control del SEP.

En [14] y [18] se presentan métodos adicionales para determinar la frecuencia y la razón de amortiguamiento de los modos de oscilación contenidos en las variables monitoreadas por las PMU. En [18] los métodos presentados analizan el subespacio de estados de un sistema obtenidos a través del modelo autoregresivo

multivariable (MAR) el mismo que se ajusta a través de las características de los modelos autorregresivos con su respectivo intervalo de confianza.

Existe una amplia literatura especializada para la identificación de modos de oscilación a partir de mediciones en sistemas de potencia. Así, en [19] presenta diferentes técnicas como el análisis Prony a través de aplicaciones prácticas para determinar los modos críticos del sistema usando mediciones y determinándose que es factible su uso para el caso de perturbaciones significativas. Sin embargo, en el caso de perturbaciones relativamente pequeñas para su adecuada amortiguación es un tema que ha sido de investigación en los últimos años en [20], [21], [22] y [23]. En estas publicaciones, varios métodos diferentes para la estimación del amortiguamiento bajo las condiciones ambientales del sistema de potencia han sido presentados, mostrando su aplicabilidad.

En la operación normal del sistema se presenta oscilaciones que son excitadas por una multitud de fuentes, mismas que representan la operación cuasi-estacionaria del sistema al presentarse fluctuaciones a las cuales se las denomina "ambientales" [24]. La principal fuente de excitación en las condiciones ambientales proviene del efecto combinado de cargas variables, transitorios menores, cambios menores de la generación, eventos o fallas menores, las mismas que pueden considerarse como excitación ambiental de las oscilaciones electromecánicas. Estas señales, contienen información valiosa que caracteriza el funcionamiento del sistema y se pueden utilizar para una alerta temprana de la oscilación. Sin embargo, las señales ambientales se camuflan fácilmente mediante el ruido ambiental, por lo que

la forma de extraer la información contenida en este tipo de señal que caracteriza la operación cuasi-estacionaria del sistema a partir de estas señales es un problema que continua actualmente en investigación [25].

Hoy en día, las técnicas para determinar los modos de oscilación de sistemas de potencia se clasifican principalmente en técnicas fuera de línea basadas en modelos matemáticos y técnicas basadas en mediciones de señales [26]. La primera técnica tiene problemas como la incertidumbre del modo de operación de la red eléctrica y la maldición de la dimensionalidad en el proceso de cálculo. Estas características dificultan la aplicación de esta técnica para el caso de las señales del monitoreo en línea. Mientras que la segunda técnica se caracteriza por el uso de mediciones de las señales monitoreadas en línea. La adquisición de mediciones no está restringida por el tamaño del sistema. A través de la identificación y análisis de la señal de salida del sistema, se pueden obtener información de la dinámica del mismo contenida en la señal. En los últimos años, el sistema de WAMS se ha aplicado ampliamente a los sistemas de energía, lo que proporciona las señales base para las técnicas de análisis de señales [27]. Como es el caso de la técnica de descomposición variacional (VMD) para el caso de la parte ambiental y oscilatoria de señal de potencia de un generador de sistema de potencia presentado en [23] ha mostrado resultados prometedores.

Como se ha mencionado, existe una gran cantidad de algoritmos de identificación modal propuestos en la literatura y cada uno de ellos tienen sus ventajas y desventajas. No obstante, un aspecto crucial que resalta en

la mayoría de ellos es la posibilidad de crear frecuencias ficticias en la señal analizada, ya sea en la frecuencia o en el amortiguamiento. Por lo tanto, es necesario analizar un aspecto fundamental en una aplicación en tiempo real de este tipo de algoritmos ya que requieren de un adecuado análisis tendencial, mismo que debe ser apropiadamente diseñado. No obstante, si este análisis no es realizado los resultados crudos de la estimación modal podrían entregar información errada del comportamiento oscilatorio del sistema en tiempo real. Este aspecto no ha sido analizado en la literatura.

Con respecto a la adaptabilidad de los PSS, se ha concebido previamente la aplicación de la técnica de control adaptativo, la cual es adecuada para rastrear el funcionamiento en diferentes condiciones, ante cambios en el sistema. Bajo este concepto, contar con un estabilizador adaptativo; donde un algoritmo de identificación debe rastrear las condiciones reales de operación del sistema mediante las cuales se ajusten sus parámetros en línea, de acuerdo con el entorno en que funciona ya que permite incrementar la eficiencia en el desempeño del controlador.

Los controladores adaptativos presentan un reto para su diseño y son susceptibles a presentar particularidades como la no convergencia de parámetros y la inestabilidad numérica, así como el tiempo de respuesta del controlador ya que se torna en un factor importante a considerar para el oportuno amortiguamiento de las oscilaciones del PSS.

Como el PSS es el elemento de control de más bajo costo mismo que permite amortiguar las oscilaciones electromecánicas, es interesante considerar su sintonización adaptativa. Así, en [28] se propone el diseño

del PSS basado en el modelo de referencia de control adaptativo (MRAC) que utiliza el algoritmo de gradiente descendente y analiza la energía del SEP por medio del método de Lyapunov, posteriormente compara su respuesta con un PSS convencional, pero el mismo se lo aplica únicamente a la simulación de un sistema de máquina-barra infinita.

Ahora, en [29] se propone una estrategia donde se utilizan datos de las WAMS con el propósito de sintonizar los parámetros del PSS para un escenario en un punto de operación y un modo particular. De esta forma se minimiza la parte real del modo de oscilación más representativo, pero considera que la WAMS posee un conjunto de datos adecuadamente estructurados, en [17] ha demostrado que no es así, sino que los identificadores modales presentan datos con errores de estimación, debido a la existencia natural de valores atípicos o datos faltantes (NaN).

De la revisión bibliográfica se determina que existen propuestas del uso de redes neurales artificiales (ANN) y reglas fuzzy para muchas aplicaciones industriales diferentes. Sin embargo, en [30] analizan el modelo de la neurona de uso común a la cual se la modifica para obtener un modelo de neurona generalizada (GN) utilizando operadores de agregación por medio de las cuales se busca superar los problemas como la gran cantidad de neuronas y capas requeridas para la aproximación de funciones complejas, que no solo afectan el tiempo de entrenamiento sino también las capacidades tolerantes a fallas de la red neuronal artificial [31].

El modelo de neurona generalizada se estructura a través de una función de agregación y su transformación a través

de un filtro que se aplica en la adaptabilidad de PSS con resultados interesantes [32].

Debido a que la sintonización de un PSS depende de la operación del SEP, la mayor parte de los análisis consideran para la determinación de los parámetros, el análisis modal (linealización de la ecuación de oscilación); adicionalmente, si se considera el modelo máquina barra infinita y demás modelos basados en esta característica, las simplificaciones del sistema hacen que los sistemas reales requieran la sintonización de los parámetros de una forma más flexible.

El análisis bibliográfico ha permitido identificar diferentes metodologías para la ubicación y sintonización del PSS en un sistema de potencia en base a diferentes criterios. Sin embargo, ninguno de ellos permite realizar una sintonización adaptativa robusta con información del monitoreo de las condiciones oscilatorias reales del sistema de potencia.

A este respecto, con un adecuado procesamiento de la información del sistema, es posible concebir la estructuración de metodologías de sintonización de PSS que se adapten al estado operativo (a manera de un controlador adaptativo), con lo cual se mejoraría su desempeño ante situaciones no concebidas en los escenarios usados en la sintonización convencional que presenta un ajuste estático o fijo. Así, a través del monitoreo de la estabilidad oscilatoria en tiempo real mediante la aplicación de algún algoritmo de identificación modal a las señales sincrofatorias obtenidas de las PMU adecuadamente ubicadas en el SEP, es posible conocer el estatus actual de estabilidad oscilatoria y posteriormente

definir los mejores parámetros de los PSS para dicha condición.

De acuerdo con lo revisado en la bibliografía los siguientes puntos presentan problemas aún no resueltos y en los que se requiere de investigación:

- ☑ Existe la necesidad de evaluar la estabilidad oscilatoria en tiempo real solventando los errores derivados del proceso de estimación del algoritmo de identificación modal que se presentan en sistemas de potencia reales debido a la presencia de valores atípicos y datos NaN; los cuales pueden llevar a que la estimación modal identifique frecuencia y/o amortiguamiento que no corresponden a los modos críticos del evento.
- ☑ El problema de la sintonización de los PSS corresponde a la selección de sus parámetros, a través de los cuales se alcance un correcto desempeño y a su vez sean robustos ante diferentes perturbaciones que acontezcan para distintas condiciones de operación. Esto significa que es necesario idear métodos para coordinar en forma eficiente y robusta la acción de los controles con la finalidad de obtener el mayor impacto sobre la dinámica del sistema de potencia que sea capaz de adaptarse a las condiciones operativas presentes.
- ☑ La visión de un sistema que determine una sintonización de los PSS mediante la información obtenida en tiempo real para poder garantizar un apropiado amortiguamiento de las oscilaciones de un SEP ante cualquier evento es un tema que está siendo recientemente analizado y requiere de mayor investigación.

- ☑ Acoplar adecuadamente los diversos métodos y herramientas de ingeniería que permitan amortiguar las oscilaciones producidas por las perturbaciones en los elementos electromecánicos, al analizar una gran cantidad de información en tiempo real y los errores de estimación de los modos de oscilación críticos.

Estos estudios presentan complejidad y el uso de elevados recursos que deben ser adecuadamente administrados para su utilización en las acciones de control (como la actuación de los PSS), para mejorar la respuesta de estabilidad del sistema. A este respecto, está abierta la posibilidad de investigaciones que permitan diseñar metodologías o aplicar herramientas de respuesta rápida (como las técnicas de inteligencia computacional) que permitan superar estas limitaciones.

Por lo indicado, es importante el desarrollo de la presente investigación, la que permitirá establecer mecanismos para mejorar la respuesta dinámica a través de una adaptabilidad de los PSS a la operación del sistema.

1.2 Hipótesis

La hipótesis de la investigación, es que, el procesamiento de información en tiempo real, proveniente de PMU y procesada en el sistema WAMS, es decir, el uso de tecnología sincronizada de medición fasorial, establece la posibilidad de ofrecer a los PSS la flexibilidad de adaptarse rápidamente al punto de operación y con ello lograr que el SEP amortigüe apropiadamente las oscilaciones de baja frecuencia y así reducir el riesgo de inestabilidad.

Para lograr esto, se debe diseñar una metodología integral que permita, de forma automática y coordinada, definir los mejores parámetros de los PSS del sistema que mejor se adapten a la dinámica existente en el sistema.

1.3 Objetivo General y Objetivos Específicos

1.3.1 Objetivo General

El objetivo central de este trabajo es desarrollar una metodología que permita sintonizar estabilizadores de sistema de potencia, PSS, de forma adaptativa a las condiciones operativas del sistema de potencia, utilizando criterios de control robusto e inteligencia computacional, a fin de amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia a partir de mediciones sincrofasoriales.

1.3.2 Objetivos Específicos

Lo planteado en el objetivo general se logra, a través del desarrollo de los siguientes cinco puntos:

1. Determinar el valor tendencial de las variables modales del algoritmo de identificación modal de WAProtector para caracterizar las oscilaciones de baja frecuencia obtenidas de las PMU de un sistema eléctrico, mediante el análisis de su desempeño en un sistema WAMS implementado en un sistema de potencia real.
2. Proponer una metodología para ubicar los generadores cuyos PSS permitan mejorar la estabilidad del sistema,

a través de la identificación de los modos de oscilación poco o negativamente amortiguados en tiempo real, a partir del resultado de la identificación modal.

3. Analizar y proponer un esquema que utilice las señales de entrada locales y remotas, a fin de que los modos críticos sean observables y controlables mediante los PSS de algunos generadores para alcanzar de manera efectiva amortiguar las oscilaciones del sistema eléctrico de forma adaptativa a partir de la caracterización de las condiciones operativas del SEP.
4. Aplicar un criterio de máquinas de aprendizaje para la selección de parámetros sintonizados de PSS que permitan, de manera adaptativa, amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia ante la presencia de modos de oscilación poco o negativamente amortiguados.
5. Aplicar una metodología de inteligencia computacional que permita determinar los parámetros óptimos del PSS, en las distintas condiciones operativas, con lo cual mejorar el desempeño dinámico del sistema.

1.4. Alcance

El presente estudio plantea desarrollar una metodología que ubique y determine los parámetros de sintonización de los PSS de forma adaptativa, utilizando información que caracteriza la estabilidad de pequeña señal (SSS) del sistema. Con la finalidad de minimizar el efecto negativo de los modos oscilatorios críticos del sistema. Todo esto es posible con el desarrollo de aplicativos de diferentes

herramientas tecnológicas como: Matlab, Python y PowerFactory.

1.4.1 Estrategia general de adaptabilidad del PSS

La información utilizada a fin de establecer la estrategia de mejora para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia y procesamiento de las mediciones obtenidas de las PMU, como se muestra en la Figura 1.2, comprende:

Las señales de voltaje, frecuencia y potencias registradas por la PMU en la barra frontera del generador. Por medio de procesamiento de datos se detecta los datos defectuosos basado en el análisis tendencial de las variables de las PMU disponibles de preferencia en la barra del generador o la más cercana disponible. Estos datos se los estructura en formato ElmFile el cual soporta PowerFactory.

Adicional, la data obtenida del identificador modal WAProtector se realiza el análisis tendencial, permite obtener la identificación modal de los mismos registros de las mediciones de las PMU.

Con esta información se ejecuta el análisis modal de PowerFactory a fin de comparar los modos de oscilación obtenidos, donde se busca que el error cuadrático medio (MSE) sea el más pequeño posible, en la literatura técnica especializada no se establece un criterio para considerar un valor aceptable de MSE, no obstante, en el presente trabajo se considera adecuado un valor lo más posible cercano a cero.

Mediante aplicativos desarrollados para la ubicación y sintonización de PSS, a través de criterios de control robusto establecidos en la técnica de modos deslizantes y

subespacio de estados, se busca alcanzar un conjunto de parámetros de sintonización para la condición operativa analizada, la cual a través del análisis modal y simulación dinámica del sistema en PowerFactory se busca la validación de la adaptabilidad de la sintonización del PSS.

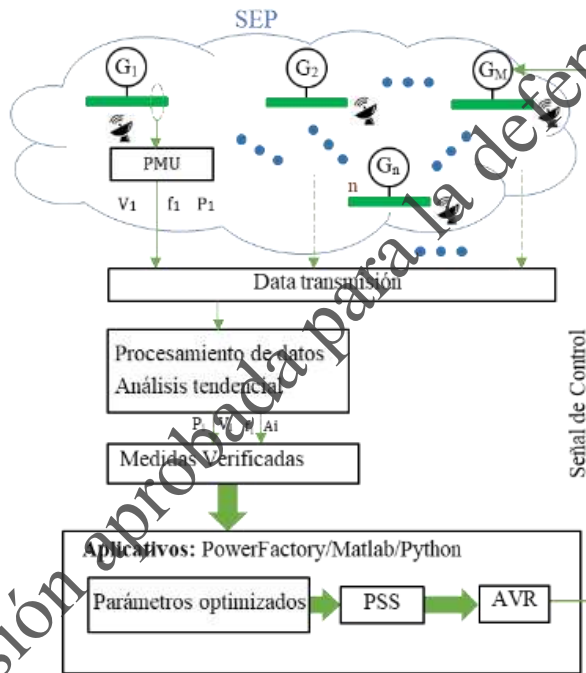


Figura 1.2 Esquema de la Estrategia propuesta.

El conjunto óptimo de parámetros de los PSS obtenidos en esta tesis, pueden ser implementados en pruebas de campo en las facilidades de algunos generadores, mismo que permitirá afinar los métodos desarrollados, así como ratificar su validez. Situación que no es abordada en el presente documento, sino que se lo considera de manera automática

la actualización de los parámetros en PowerFactory, mediante la herramienta de simulación dinámica del sistema.

1.4.2 Esquematación de la metodología

La metodología se desarrollará de la siguiente manera y se presenta en la Figura 1.3:

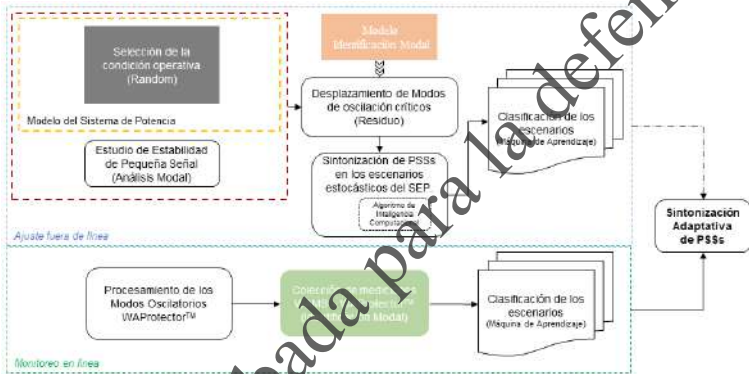


Figura 1.3 Esquema de la Metodología propuesta.

Mediante el análisis modal del SEP, se realiza un estudio detallado de la SSS para la determinación de los modos de oscilación críticos. Por medio de la determinación de los residuos y/o factores de participación se localizan los PSS de los generadores con la mayor observabilidad y controlabilidad sobre los modos oscilatorios. En el caso de contar con las mediciones de la operación del sistema, a través de la caracterización de los parámetros modales del sistema obtenidos por medio de la identificación modal y aplicando el desplazamiento de los modos de oscilación críticos, a través de la técnica de los residuos se determina

la sintonización del PSS. De esta forma, se pretende mejorar el amortiguamiento de cada escenario operativo.

Como resultado se obtiene una base de datos de cada escenario operativo del SEP que contenga: la definición de estados operativos, su correspondiente caracterización oscilatoria, la ubicación y sintonización de los PSS. A continuación, se realizará un afinamiento en la sintonización de los PSS para cumplir con el nivel de amortiguamiento requerido, por medio de un modelo matemático de optimización heurística en cada escenario. El modelo de optimización heurística busca modificar los parámetros de los PSS hasta determinar los parámetros óptimos para el conjunto de PSS en cada escenario operativo.

Con esta información se aplican criterios de minería de datos orientados a herramientas de clasificación de máquinas de aprendizaje que permitan determinar un número de subespacios operativos adecuado para garantizar un nivel de estabilidad de todos los escenarios.

Sobre la base que el sistema WAMS dispone de mediciones sincrofasoriales en barras estratégicamente ubicadas del sistema (que brinden un apropiado criterio de observabilidad dinámica), y a través de aplicaciones comerciales permiten obtener las variables de la identificación modal de la estabilidad oscilatoria (se ha seleccionado el algoritmo propietario de ELPROS disponible en WAProtector), es posible usar estas variables para caracterizar el comportamiento oscilatorio en tiempo real.

No obstante, para su utilización se debe garantizar que dichos resultados sean consistentes y no contengan una

elevada variabilidad, ocasionada por la forma de cálculo del algoritmo de identificación modal ante la variabilidad propia de un sistema altamente dinámico, por lo cual se debe realizar previamente un procesamiento adicional (análisis tendencial) de estos resultados. De esta forma es factible contar con la información necesaria para caracterizar el comportamiento oscilatorio del sistema en tiempo real.

La caracterización de la estabilidad oscilatoria en tiempo real, obtenida mediante WAProtector y luego realizar el procesamiento adicional propuesto en esta tesis, son los datos de entrada para la clasificación de los subespacios operativos con la herramienta de máquinas de aprendizaje. La salida de este algoritmo busca seleccionar el conjunto de parámetros de los PSS que mejor se adapten a la condición operativa del sistema como se presenta en la Figura 1.2.

Cabe mencionar que cada una de las etapas antes mencionadas requiere de la aplicación de técnicas de análisis de datos multivariantes (minería de datos) que permitan caracterizar apropiadamente el comportamiento oscilatorio del sistema tanto en los múltiples escenarios analizados como en la información obtenida en tiempo real.

1.5 Principales Contribuciones

Las principales contribuciones de la investigación son:

- Desarrollo de método adaptativo de ajuste de parámetros de PSS considerando la incertidumbre del punto de operación del sistema.
- Diseño de la estrategia de control de amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia del sistema de

potencia basada en mediciones de PMU del sistema WAMS utilizando un enfoque adaptativo.

- Desarrollo del método de procesamiento de las variables modales del algoritmo de identificación modal de WAProtector que permita eliminar datos incorrectos o faltantes utilizando algoritmos tendenciales, mediante los cuales establecer una adecuada estimación de las variables del estado oscilatorio del sistema.
- Considerar en estudios de estabilidad de pequeña señal, y simulaciones en el dominio del tiempo, las características multimáquinas y multiescenarios de operación en la ubicación y sincronización de forma adaptativa de los PSS.

1.6 Motivación y Justificación

1.6.1 Motivación

En la actualidad, los sistemas eléctricos modernos están experimentando cambios significativos, debido a la factibilidad del monitoreo de los fasores de voltaje y corriente de las diferentes barras del sistema, mediante las cuales es posible observar las condiciones operativas con una tasa de actualización de un ciclo (16.66 ms), situación que permite una mayor observabilidad del sistema.

Este nuevo ambiente de operación del SEP plantea varios desafíos, siendo el resultado principal de estos desafíos maximizar la utilización de los diferentes equipos del sistema, lo que, a su vez está llevado a la operación del sistema más cerca que nunca de su límite de estabilidad.

El enfoque de la máxima utilización de los activos requiere del sistema la implementación de esquemas de protección y control adecuadamente diseñados y bien coordinados que garanticen un funcionamiento seguro y estable del mismo. El diseño de tales esquemas está siendo posible gracias a la introducción de nuevas tecnologías, en especial con un adecuado procesamiento de las señales que monitorean las nuevas tecnologías, en el área de operación y control del sistema de energía.

Desde su origen, la tecnología de medición de fasores ha llamado la atención de los ingenieros de los centros de operación del sistema, pero en los últimos años ha recibido una gran atención, debido a la valiosa información capturada por este tipo de dispositivos que en conjunto conforman el sistema WAMS. Esta situación abre un nuevo camino que permite impulsar el análisis y el control de la estabilidad del sistema, a través del desarrollo de herramientas para diseñar esquemas de control y protección adecuados. Dichos esquemas permitirán mejorar el rendimiento del SEP.

Sobre la base de lo mencionado, específicamente esta investigación busca explotar el uso de esta nueva tecnología, es decir, de las mediciones de los sincrofasores para desarrollar una adecuada sintonización en los PSS que proporcione un amortiguamiento de mejor rendimiento. Dado que los sistemas de energía son altamente no lineales, los PSS sintonizados de forma convencional (con parámetros fijos) no pueden hacer frente a los cambios existentes en las distintas condiciones de operación durante la operación "normal" del sistema y que podrían,

eventualmente, llevar al sistema hacia una operación inestable.

1.6.2 Justificación

En Sudamérica, la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia están constituidos por líneas de transmisión largas debido a la ubicación remota de las centrales de generación con respecto a los centros de consumo a causa de su estructura hidrotérmica. Adicionalmente, el bajo crecimiento en la expansión de corredores de transmisión debido al alto costo de inversión, derecho de vía y restricciones ambientales, ha obligado a que los actuales sistemas de potencia sean operados cerca de sus límites de estabilidad con una alta probabilidad de apareamiento de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia poco amortiguadas cuyas consecuencias implican en muchos casos, la aplicación de límites a la capacidad de transmisión de energía [11].

Las pequeñas perturbaciones que continuamente ocurren en los sistemas eléctricos de potencia se deben a pequeñas variaciones de carga y generación. Dichas perturbaciones originan cambios a nuevos puntos de equilibrio lo que a su vez provoca la interacción de la energía almacenada en las masas rotativas de los generadores con los campos eléctricos de los condensadores y los campos magnéticos de los inductores, lo que se refleja en forma de oscilaciones [6].

Todo sistema eléctrico se encuentra expuesto a presentar oscilaciones poco o no amortiguadas que podrían repercutir en problemas operativos tales como, pérdida de estabilidad

angular, actuación de los sistemas de protección, aumento de la probabilidad de corte de carga, deterioro de la calidad de servicio, disminución de la confiabilidad del sistema; y en ciertos casos, incluso pueden provocar que el sistema evolucione hacia el colapso [2].

Con la ayuda del estudio de estabilidad de pequeña señal se pueden analizar estas oscilaciones llegando a identificar modos de oscilación críticos locales o entre áreas que sean pobremente amortiguados o incluso que presenten amortiguamiento negativo, con respecto a la estabilidad angular [3].

Los sistemas de control de excitación y los PSS son tecnologías fuertemente establecidas y con aplicaciones exitosas alrededor del mundo. El uso correcto de estos sistemas ofrece la posibilidad de mejorar los márgenes de seguridad y alcanzar una operación confiable de la red [2].

Bajo este contexto, este trabajo de tesis propone una metodología de ubicación, sintonización y uso de los PSS de manera adaptativa a las condiciones de operación del sistema de potencia, en la búsqueda de ayudar a solucionar el problema de estabilidad del sistema debido a la presencia de modos con amortiguamiento negativo o pobremente amortiguado.

Esto se lo puede lograr con el desarrollo de aplicativos en forma de programa dentro de la herramienta tecnológica PowerFactory-Python de DIGSILENT, con lo cual se puede realizar el análisis de estabilidad de pequeña señal en el Sistema Nacional Interconectado y cuyos resultados corresponden a los posibles lugares de ubicación de un PSS. Adicionalmente, a través de la aplicación de un

optimizador heurístico, se pueden sintonizar los PSS existentes, así como, inclusive sugerir nuevas centrales donde se pudiese instalar elementos estabilizadores adicionales que minimicen el efecto negativo de los modos locales y entre áreas. Finalmente, mediante el uso de técnicas de aprendizaje automático es posible definir un conjunto factible de parámetros de los PSS que se adapten a las condiciones operativas actuales del sistema de tal manera conseguir un adecuado amortiguamiento de forma adaptativa.

1.7 Esquema del Documento

Esta tesis contiene siete capítulos en base a resultados presentados en publicaciones indexadas revisado por pares durante el periodo de estudio del doctorado.

La organización de la tesis es planteada como sigue:

En el capítulo 1 (Introducción) se expone la motivación, justificación, objetivos y contribuciones de la investigación en el uso de señales de las mediciones sincrofásicas para el control de oscilaciones de baja frecuencia mediante PSS. Adicional se realiza una revisión exhaustiva del estado del arte.

El capítulo 2 (Metodología) proporciona las actividades realizadas para cumplir con los objetivos planteados presenta una panorámica de los problemas no resueltos que busca responder la investigación.

En el capítulo 3 (Mejora de la Identificación Modal en Señales de Sincrofasores) se desarrolla la propuesta para el procesamiento de las principales variables resultantes de

la identificación modal (amplitud, frecuencia y razón de amortiguamiento) que determinan la estabilidad oscilatoria en sistemas de potencia real obtenidas a través del algoritmo de identificación modal del sistema WAMS, buscando solventar los errores propios de estimación del algoritmo. Adicional, se implementa un método de identificación modal a fin de utilizar las señales de las simulaciones considerando un tiempo similar al del sistema WAMS.

En el capítulo 4 (Sintonización adaptativa del PSS mediante lógica fuzzy utilizando la estrategia de control de modos deslizantes) se describe el desarrollo del mecanismo de control adicional de modos deslizantes, que junto al PSS mejora la respuesta del AVR ante las oscilaciones de baja frecuencia, mediante el que se obtenga una salida dinámica y robusta para el punto de operación del sistema a través de la sintonización del PSS observando el nivel de operación del generador seleccionado.

En el capítulo 5 (Sintonización adaptativa del PSS utilizando una estrategia de máquina de aprendizaje), debido a que las reglas fuzzy requieren establecer reglas del observador a priori para alcanzar la sintonización adaptativa del PSS, se propone una metodología de selección adaptativa de parámetros de los PSS mediante máquinas de aprendizaje.

Esta selección se realiza mediante dos etapas. En la primera se determina subespacios del punto de operación analizado en base a una distribución de niveles del consumo con un retardo de tiempo aleatorio estableciéndose un banco de PSS sintonizados. En la segunda a través del método de clasificación óptima y árbol de decisión de regresión (CART) se determinan reglas de clasificación de

los subespacios las mismas que permiten clasificar las mediciones del sistema WAMS y seleccionar los mejores parámetros para los PSS de forma adaptativa.

En el capítulo 6 (Resultados y Discusión) se destaca la efectividad de la sintonización propuesta para el PSS a través de la simulación utilizando PowerFactory y demás programas de ingeniería como Matlab y Python para desarrollar aplicativos que permiten demostrar la validez de las metodologías presentadas en los capítulos anteriores tanto en un sistema de potencia de prueba como en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador (SNI), donde éstos son analizados para presentar el cumplimiento del alcance del estudio. Adicionalmente, se presentan posibles trabajos futuros en base a los resultados obtenidos en la investigación.

En el capítulo 7 (Conclusiones) se destacan las principales aportaciones de la presente investigación.

versión aprobada para la defensa

2. METODOLOGÍA

Para el cumplimiento de los objetivos planteados en la tesis, la metodología utilizada es:

- a. En una primera etapa, se realiza un análisis de fuentes bibliográficas indexadas, para identificar diferentes metodologías para la ubicación y sintonización de los parámetros del PSS en un sistema de potencia.

Si bien, existen propuestas de sintonización adaptativa para los PSS, las mismas consideran que los modos de oscilación corresponden al monitoreo de las condiciones oscilatorias reales del sistema de potencia, es decir, las señales se encuentran adecuadamente procesadas y los PSS activados ya están previamente seleccionados.

A este respecto, la tesis busca la posibilidad de explorar una sintonización adaptativa que permita, a más de la localización del PSS, sintonizar sus parámetros mediante información en tiempo real con metodologías propuestas para el manejo de grandes volúmenes de datos con una alta dimensión para el procesamiento de las variables que caracterizan los modos de oscilación obtenidas de las PMU, considerando las limitaciones del algoritmo de identificación modal WAProtector.

De acuerdo con lo revisado en la bibliografía se requiere de investigación para evaluar la estabilidad oscilatoria en tiempo real solventando los errores propios de estimación de un algoritmo de identificación modal que ocurren en sistemas de potencia reales, como es la variación en la estimación modal (que pueden ser

considerados como errores) ya sea en la frecuencia o en el amortiguamiento.

- b. El problema de la sintonización de PSS se refiere a la selección de sus parámetros para asegurar que éstos tengan un correcto desempeño y sean robustos ante diferentes perturbaciones que ocurran para diferentes condiciones de operación. Por lo indicado, esta investigación en una segunda etapa analiza la aplicabilidad de dos métodos que buscan la adaptabilidad a las condiciones operativas para mejorar la acción de los PSS. Debido a que estos han mostrado ser robustos y eficientes en el control de sistemas físicos y así alcanzar un mejor impacto sobre la dinámica del SEP y con ello adaptarse a las condiciones operativas actuales.

La posibilidad de que en un sistema se realice una sintonización de los PSS mediante la información obtenida en tiempo real para poder garantizar un apropiado amortiguamiento de las oscilaciones de un SEP ante cualquier evento es un tema que está siendo recientemente analizado y requiere de mayor investigación.

- c. En una tercera etapa acoplar adecuadamente los diversos métodos y herramientas de ingeniería que permitan amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia producidas por las perturbaciones en los elementos electromecánicos, al analizar una gran cantidad de información en tiempo real y los errores de estimación, presenta complejidad y el uso de elevados recursos que deben ser adecuadamente procesados para su utilización en las acciones de control (como la actuación

de los PSS), para mejorar la respuesta de estabilidad del sistema.

A este respecto, está abierta la posibilidad de investigaciones que permitan diseñar metodologías o aplicar herramientas de respuesta rápida (como las técnicas de inteligencia computacional y máquinas de aprendizaje) que permitan superar estas limitaciones.

Para llevar adelante cada una de las etapas en conjunto con el análisis de fuentes bibliográficas, se realizó una pasantía en el Operador Nacional de Electricidad CENACE del sistema eléctrico ecuatoriano en el cual fue posible tener acceso a la información del algoritmo de identificación modal WAProtector.

Para determinar la relevancia y viabilidad de los resultados mostrados en esta tesis, se ha realizado publicaciones en revistas indexadas revisadas por pares, lo cual demuestra que los resultados obtenidos se constituyen un aporte al estado del arte del tema de la tesis, siendo las siguientes:

- **J. Oscullo y C. Gallardo.** “Residue Method Evaluation for the Location of PSS with Sliding Mode Control and Fuzzy for Power Electromechanical Oscillation Damping Control”, IEEE Latin America Transactions, Vol. 18, No. 1, 2020. DOI: 10.1109/TLA.2020.9049458

La propuesta del mismo se aplica en el capítulo 4 con los datos obtenidos mediante el identificador modal aplicado a las señales de la simulación al considerar que las PMU se hallan ubicadas en las barras del sistema de prueba.

Para el caso del SNI se considera los datos de la simulación al considerar que las PMU se hallan ubicadas

en las barras del sistema y los datos tendenciales obtenidos del identificador modal WAProtector.

- **J. Oscullo** y C. Gallardo. "Tuning and Location of PSS in Multimachine Power System with State Feedback Control for Electromechanical Oscillation Damping Control", European Journal of Electrical Engineering Vol. 21. No. 6, 2019. DOI: 10.18280/ejee.210603
- **J. Oscullo** y C. Gallardo. "Small Signal Stability Enhancement of a Multimachine Power System using Probabilistic Tuning PSS based in Wide Area Monitoring Data", European Journal of Electrical Engineering Vol.22. No. 1, 2020. DOI: 10.18280/ejee.220101

La sintonización de los PSS presentada por las dos publicaciones se utilizan en el análisis de los resultados del capítulo 6 y criterios probabilísticos del capítulo 5.

- **J. Oscullo** y C. Gallardo. "Adaptive tuning of power system stabilizer using a damping control strategy considering stochastic time delay", IEEE Access, Vol.8, No.1, 2020. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3004067.

En el capítulo 5 se aplica al sistema de prueba al obtener los modos mediante el identificador modal aplicado a las señales de la simulación al considerar que el sistema tiene PMU.

En el caso del SNI se cuenta con los datos de la simulación de las PMU se hallan ubicadas en las barras del sistema y se aplica el identificador modal. Mientras que los datos tendenciales aplicados a los datos del identificador modal WAProtector.

- **J. Oscullo**, J. Cepeda y C. Gallardo. “Trend Analysis of Sample-data based Real-time Oscillations of Ecuador Power System using Non-Stationary Filtering: Feasibility Study”, International Journal of Robotics and Control Systems, Vol. 1, No. 2, 2021.

DOI:10.31763/ijrcs. v1i2.311

El procesamiento planteado de los datos del identificador modal de WAProtector obtenido su tendencia son utilizados para determinar los modos de oscilación y compararlo con modal planteado para la señal y en el caso de la parte oscilatoria se presenta un comparador adicional mediante la matriz Pencin.

- **J. Oscullo**, J. Cepeda. “Sintonización adaptiva del estabilizador de sistema de potencia mediante árboles de decisión y optimización heurística”, Ingeniare Revista de Ingeniería Chilena, (En Revisión)

La sintonización de los PSS presentada se utiliza en el análisis de los resultados del capítulo 6.

- **J. Oscullo**, J. Cepeda y L. Haro. “A residue based computationally efficient method for power system stability”, Ingeniare Revista de Ingeniería Chilena, (En Revisión)

La metodología planteada para la determinación del residuo es utilizada en la selección de los PSS que se activan en el capítulo 4.

3. MEJORA DE LA IDENTIFICACIÓN MODAL EN SEÑALES DE SINCRFASORES

3.1 Introducción

En los últimos años, gracias a la posibilidad de monitorear el comportamiento dinámico de un SEP, por medio del uso de sincrofases obtenidos de la señal sinusoidal de voltaje y corriente AC de las barras del sistema, se ha abierto una nueva opción de evaluación de la estabilidad oscilatoria en tiempo real. Las PMU es la tecnología que permite estimar los sincrofases con una tasa de actualización de entre 10 a 60 fasores por segundo [33]. La información de las PMU en conjunto con las aplicaciones de monitoreo, protección y control conforman el sistema WAMS [34].

El sistema WAMS consiste de distintos componentes como base de datos dinámicas, sistema de comunicación y técnicas de procesamiento de señales, con todo esto es posible visualizar la dinámica de la operación del SEP en tiempo real al monitorear la frecuencia y potencia [35]. Dada la característica de las PMU al permitir la adquisición de datos ha dado lugar a contar con grandes cantidades de datos que permiten un monitoreo y dependiendo de la eficiencia y precisión de las aplicaciones con las que cuente el sistema a una alta tasa de actualización (de al menos un ciclo) y sus bajos tiempos de retardo, viabiliza la estimación de las características de las oscilaciones como son la frecuencia y amortiguamiento de los modos de oscilación presentes en la señal [27], [36], [37].

Como la operación del SEP es cuasi estacionaria, debido a perturbaciones de pequeña magnitud como variaciones de

carga o generación, situación que produce oscilaciones en el ángulo del rotor de los generadores debido al intercambio de energía eléctrica con los diferentes elementos del sistema de potencia. Las oscilaciones se caracterizan por medio de los modos electromecánicos de oscilación clasificados en un rango típico de frecuencia de 0.1Hz a 3Hz [1].

Las señales de las PMU, se obtienen de las barras de generación o carga. Por lo tanto, estas señales se encuentran alejadas de los centros de control del SEP, siendo enviadas al centro de control a través de un sistema de comunicaciones hacia un concentrador de datos fasoriales del sistema de potencia (PDC). El PDC es el dispositivo que permite adquirir, filtrar, procesar y almacenar los datos de los fasores provenientes de las PMU con su correspondiente estampa de tiempo, mediante el cual se puede crear una base de datos de un área o de todo el sistema [36]. Dependiendo de su ubicación desde donde son analizados los datos en los sistemas es posible establecer principalmente dos tipos de arquitectura del sistema WAMS [34], [36], [38]:

- Centralizado, esquema en el que la adquisición de datos de las PMU, la implementación de aplicaciones de análisis y su visualización se realizan en el centro de control. Esta situación que establece la necesidad de una sincronización de tiempos para la obtención de datos de las PMU.
- Descentralizada, arquitectura en la cual se ubican PDC en áreas establecidas del SEP y en cada una de estas se realiza el monitoreo y supervisión de la operación. Este tipo de arquitectura requiere de una adecuada

sincronización de tiempo, tanto para la obtención de los datos como para el intercambio de información entre cada área, mediante la cual es posible contar con una adecuada supervisión del SEP.

- Distribuida, se constituye en un diseño híbrido entre la arquitectura descentralizada y centralizada. Cuenta con un PDC maestro el cual realiza el control centralizado de obtención de datos y de acciones de las aplicaciones del sistema WAMS con cada PDC local del área de interés.

En general, la investigación del uso de la información del sistema WAMS, se ha basado en considerar un comportamiento adecuado de los distintos algoritmos de cálculo y análisis de señales. Así, por ejemplo, se asume una alta precisión de los diferentes algoritmos de procesamiento de las variables de voltaje y corriente de secuencia positiva obtenidas por medio de las PMU, con las cuales se monitorea la operación del sistema tanto en frecuencia, como en potencia activa y potencia reactiva.

Otros algoritmos de análisis de señales permiten detectar y localizar perturbaciones en el sistema como lo planteado en [39], así como determinar modos de oscilación poco amortiguados como se presenta en [40]. Estos estudios parten de la consideración que la información del sistema WAMS se encuentra claramente definida en el período de la perturbación, semejante a las obtenidas en un software de simulación de SEP.

No obstante, las señales registradas en los sistemas reales presentan una variabilidad permanente relacionada con la dinámica propia del sistema de potencia por lo que incluso en los periodos estáticos, el SEP se encuentra en un estado

cuasi-estacionario, por lo que los algoritmos de análisis de señales (incluso aquellos de aplicaciones comerciales) son propensos a errores de estimación.

Actualmente, los centros de control del SEP que cuentan con un sistema WAMS usan software comercial el cual suele incluir aplicaciones para análisis de la operación y estabilidad del sistema. Para el caso del sistema eléctrico ecuatoriano, el operador Nacional de Electricidad CENACE dispone del software WAProtector desarrollado por la empresa ELPROS de Eslovenia, el cual adquiere los datos fasoriales de las PMU y realiza el análisis de los datos en tiempo real disponiendo de las siguientes aplicaciones: [41]

- Estabilidad Estática de ángulo
- Estabilidad de voltaje de corredores de transmisión
- Detección de Islas
- Información de armónicos del sistema
- Estabilidad Oscilatoria**
- Eventos del sistema
- Análisis de información histórica

Mediante las aplicaciones de WAProtector el operador puede realizar análisis especializados, los cuales usan los datos recopilados de cada PMU en una escala de tiempo adecuadamente sincronizada para brindar información valiosa de los diferentes fenómenos que ocurren en el sistema. Una de estas aplicaciones permite monitorear la estabilidad oscilatoria del sistema en tiempo real, cuya función principal es la identificación de los modos de oscilación presentes en la señal analizada, a través de un algoritmo de estimación modal propietario. Al ser un programa comercial los distintos algoritmos de las

aplicaciones únicamente cuentan con un manual de usuario [42].

El resultado de la aplicación del algoritmo de estimación modal de WAProtector constituye las variables características que permiten determinar el nivel de estabilidad oscilatoria, como son: la amplitud (MW), la tasa de amortiguamiento (%) y la frecuencia (Hz) de los modos de oscilación presentes en la señal. Si bien, esta aplicación permite además establecer valores promedios de cada una de resultantes en determinados intervalos de tiempo (4min), estos presentan una alta variabilidad.

En este sentido estas señales promedio no podrían ser utilizadas por otras aplicaciones (como por ejemplo la desarrollada en la presente investigación), debido a la situación de que pueden contener valores atípicos o datos NaN, ya que las PMU como cualquier otro equipo presentan un grado de precisión como lo analizado en [43], así como pueden presentar errores de cómputo relacionados con la dinámica propia del sistema. Esta característica determina la necesidad de establecer un análisis adicional para obtener información confiable del comportamiento oscilatorio, por lo que en el presente trabajo se propone una metodología para calcular el valor tendencial de las variables de salida del algoritmo de identificación modal, la cual se aplica a los resultados del algoritmo WAProtector.

Mediante la aplicación del algoritmo propuesto se puede determinar el status real de estabilidad oscilatoria y disminuir la posibilidad que el operador tome acciones erróneas que podrían afectar la operación normal del sistema.

Con la finalidad de establecer el valor tendencial de una gran cantidad de datos resulta interesante la aplicación del filtro de tendencia ℓ_1 mismo que ha sido aplicado en datos financieros [44], [45], los cuales de forma similar a los datos obtenidos del sistema eléctrico se caracterizan por formar un gran volumen de datos, ya sea monitoreados en tiempo real o almacenados en registros históricos.

El manejo de esta gran cantidad de información disponible en el sistema WAMS, requiere de técnicas de minería de datos para el manejo de grandes volúmenes de datos de alta dimensión, la misma que se relaciona con el manejo y análisis de elevados volúmenes de información que puede ser estructurada o no y con una adecuada velocidad en el procesamiento, lo cual involucra tareas multidisciplinarias que requieren conceptos matemáticos, estadísticos y ciencias de la computación de manera integrada [41], [46].

3.2 Antecedentes

3.2.1 Identificación Modal en el Sistema de Medición de Área Amplia.

Los sistemas eléctricos actuales tienen instaladas varias PMU, las mismas que son controladas por medio de un software que permite el procesamiento de las señales de voltaje y corriente para la determinación de los fasores adecuadamente sincronizados mediante una señal estándar obtenida de GPS. La información de las PMU adecuadamente procesada en las aplicaciones del sistema WAMS ha permitido monitorear los eventos dinámicos en el SEP [47].

La información del sistema WAMS se almacenan en los PDC mediante una estructura espacio-temporal, es decir, series de tiempo de variables de interés adecuadamente distribuidas de acuerdo a la topología de la red eléctrica.

Esta secuencia de datos permite al operador monitorear el estado operativo y los eventos ocurridos en el sistema en un período específico de tiempo, para un elemento o un área del sistema. A las señales obtenidas de las mediciones sincrofasoriales (mediante las cuales se puede calcular otras como la potencia activa) se les puede analizar a través de diferentes técnicas de análisis de señales para determinar sus parámetros modales (amplitud, frecuencia y amortiguamiento), con lo cual determinar el comportamiento oscilatorio del sistema.

Esto permite conocer el comportamiento del sistema a través del análisis de las mediciones sincrofasoriales. En el caso de los sistemas eléctricos de potencia es de suma importancia conocer los parámetros relacionados a sus modos de oscilación, para lo cual se han implementado diversas técnicas de identificación modal, siendo las más utilizadas: análisis prony, filtro de Kalman, transformada de Wavelet, funciones empíricas ortogonales, entre otros [33], [14] o incluso otros algoritmos desarrollados para este propósito, como el algoritmo propietario de WAProtector, los cuales permiten obtener el análisis de los atributos variables en el tiempo de los parámetros modales.

3.2.2 Evaluación de las Oscilaciones con WAProtector

Cuando un sistema eléctrico es sometido a una pequeña perturbación, como un evento de carga o generación, éste

busca alcanzar un nuevo punto de operación estable. Hasta alcanzar el nuevo equilibrio, se presentan oscilaciones de potencia y frecuencia debido al intercambio de energía entre las diferentes unidades de generación a través de la red.

En ambiente de simulación, la técnica de análisis modal es la principal herramienta para análisis de la estabilidad oscilatoria, por medio de la cual se determina la amplitud, el porcentaje de amortiguamiento y la frecuencia de los distintos modos de oscilación que se presentan en el sistema.

Por el contrario, las aplicaciones WAMS utilizan información obtenida de la operación real del sistema y están afectadas por los diferentes transitorios que modifican el pico, caída, variación de frecuencia, componentes DC, entre otros, de las diferentes señales, aunque esta sea la mínima posible. Estas señales reales son utilizadas para determinar los modos de oscilación, a partir de las variables medidas de las PMU, y mediante la aplicación de algoritmos matemáticos que son vulnerables a dichas distorsiones.

WAProtector cuenta con un algoritmo propietario (aplicación comercial) para calcular los modos existentes de las señales eléctricas seleccionadas para el efecto, siendo que por lo general se utiliza la potencia activa registradas por cada una de las PMU, con la finalidad de obtener valores adecuados de los modos de oscilación y no está ajeno a la debilidad antes mencionada por lo que debe ser adecuadamente tratada.

En [48] se analizan algunas de las diferentes fuentes de error por las cuales un conjunto de datos monitoreados por las WAMS puede perder su atributo de consistencia lógica

a través de datos faltantes, estampa de tiempo errónea e identificadores incorrectos, debido a que no es posible asegurar un adecuado mantenimiento y elevada precisión de todos los transformadores de medición de las barras del sistema involucradas durante los transitorios de las perturbaciones en el sistema eléctrico.

Esta situación hace que las PMU cuenten con filtros adicionales y hace que los datos de medición presenten datos NaN o datos atípicos los cuales al ser utilizados en los algoritmos en tiempo real como es el identificador modal de WAProtector, causarán la aparición de variaciones apreciables en el cálculo de los parámetros modales que podrían considerarse como errores propios de la estimación del algoritmo de identificación modal. Esto además se relaciona con las variaciones propias de las señales debidas a la dinámica natural de los sistemas.

A pesar de lo indicado, la data generada por el algoritmo de identificación modal, como son la amplitud, amortiguamiento y frecuencia de los modos de oscilación, contienen información relevante del evento dinámico del sistema cuyo procesamiento permita determinar un valor adecuado de las mismas. En este sentido, esta investigación propone la realización de un análisis tendencial que permita determinar un valor robusto del parámetro modal por medio de un análisis estadístico de corto plazo (no cada 4 min sino en ventanas apropiadas dependiendo de la frecuencia del modo de oscilación), el cual debe ser apropiadamente diseñado. Si este análisis no es realizado, los resultados crudos de la identificación modal podrían entregar información errada del comportamiento oscilatorio del sistema.

La Figura 3.1 muestra la captura de pantalla del sistema WAProtector correspondiente a los resultados de la aplicación de estabilidad oscilatoria (algoritmo de estimación modal propietario) para la señal de potencia activa registrada en una PMU del sistema eléctrico ecuatoriano luego del disparo de una línea de transmisión de 230 kV ocurrido en abril de 2018 en la que se registraron oscilaciones de potencia de gran amplitud [49].



Figura 3.1 Identificación modal del evento oscilatorio registrado en WAProtector.

En la Figura 3.1 se observa que la aplicación de identificación modal permite determinar los modos oscilatorios contenidos en la señal en la ventana del evento, siendo el modo dominante local (resaltado en rojo) que presenta una frecuencia de 1.918 Hz, un amortiguamiento de 0.3% y una amplitud de 9.71 MW. En este caso, el algoritmo realiza una identificación apropiada debido a la alta observabilidad del modo dominante; no obstante, de forma general los errores de estimación antes descritos están permanentemente presentes.

3.3 Análisis Tendencial de Datos

De manera general la determinación de la tendencia de una serie de datos temporal se la realiza a través de regresión lineal y/o algoritmos como suavizado exponencial o promedios móviles. El ajuste lineal, si bien tiene la ventaja de ser fácilmente interpretado, este no puede capturar los cambios en la tendencia de manera rápida y resulta ineficaz para el caso de datos de muy corto plazo. Por lo tanto, los modelos de tendencia no lineales a menudo sufren de sobreajuste lo que hace que no permita representar las variaciones por lo cual tienen poco valor práctico [50].

En [51] se plantea el uso de datos del sistema eléctrico obtenidos a partir de datos de RMU para realizar el pronóstico de una variable del SEP. El estudio presenta las limitaciones para la predicción de los datos sobre la hora mediante el uso de métodos simples de las series de tiempo como el promedio móvil y el análisis de regresión. No obstante, muestra que la determinación de la tendencia permite, de forma efectiva establecer el seguimiento de las variaciones presentes en los datos.

En las series de tiempo donde se presentan variaciones de la tendencia los métodos simples, no adaptativos, para un mejor ajuste requieren establecer el número de segmentos de tendencia de manera a priori (por ejemplo, el modelo de tendencia "*detrend*" de Matlab). Esto muestra la necesidad de contar con modelos de tendencia adaptativos mediante los cuales las tendencias se ajusten de manera rápida a la variabilidad de actualización de la información, característica intrínseca en los grandes volúmenes de datos. Por lo tanto, un modelo de filtrado de tendencias como el presentado en [46] muestra su factibilidad para

analizar la tendencia de un gran volumen de datos, como son los obtenidos del comportamiento de un sistema eléctrico, por medio, de las PMU.

Adicionalmente, el análisis de las tendencias, a través de modelos de filtrado se ha aplicado en áreas de una elevada producción y manejo de información como la financiera y climática en la cual se ha logrado mejorar el análisis y pronóstico. En general cuando se presentan una gran cantidad de datos las fluctuaciones de los mismos no permiten determinar fácilmente las características intrínsecas presentes en la información [50] [52].

La gran cantidad de mediciones del sistema WAMS se hallan sujetas a contener ruido debido a que todo dispositivo de medición introduce su propia dinámica y distorsiones a las mediciones de las variables de interés, característica no deseable para el caso de la estabilidad oscilatoria ya que podría afectar los resultados de la identificación modal [33].

El filtro Hodrick-Prescott es una herramienta matemática utilizada en macroeconomía, específicamente en la teoría del ciclo económico real, para eliminar el componente cíclico de una serie temporal de datos. Mediante este se extrae la tendencia considerando las variaciones de la serie, a través del que se determina intervalos de crecimiento o decrecimiento de la serie, es decir, se obtiene la tendencia estocástica con una condición de suavización [52].

Un área de investigación en economía es la determinación de la tendencia de series de tiempo, en la cual se descompone a la serie como se presenta en (3.1) [53].

$$y_t = x_t + c_t \quad (3.1)$$

donde y_t representa los valores de la serie analizada, x_t corresponde a la tendencia de la serie y c_t es la componente que contiene la parte cíclica y el ruido de la serie de tiempo original siendo t el instante de tiempo para cada valor de la serie [54].

Para determinar el componente de la tendencia x_t , es necesario resolver el problema de optimización de la ecuación (3.2) cumpliendo dos objetivos. Primeramente, la tendencia debe presentar una condición de suavización por lo que se analiza el dato anterior y posterior y seguido de que la componente aleatoria debe ser nula o muy pequeña, por lo que no se considera en la ecuación. En este contexto el parámetro λ_1 es positivo y se denomina coeficiente de suavizado, el cual debe ajustarse de acuerdo con el propósito de la aplicación [44], [53], [54].

$$\min_x \sum_{t=1}^T (y_t - x_t)^2 + \lambda_1 \sum_{t=2}^{T-1} [(x_{t+1} - x_t) - (x_t - x_{t-1})]^2 \quad (3.2)$$

donde T es el tamaño de la muestra y el parámetro λ_1 permite regular el tamaño de $(y_t - x_t)$. El filtro de tendencia ℓ_1 es una variación del filtro de Hodrick-Prescott, donde, se sustituye el segundo término de la ecuación (3.2), a través de la cual se penaliza las variaciones en la tendencia estimada por su norma, como lo establece la ecuación (3.3).

Con esto, el filtro de tendencia ℓ_1 produce estimaciones de la tendencia de forma lineal (no como lo establece el término cuadrático de la ecuación (3.2)) a través de lo cual se busca una forma adaptativa para representar los cambios presentes en la serie de tiempo, mediante el parámetro λ_2 [45].

$$\min_x \sum_{t=1}^T (y_t - x_t)^2 + \lambda_2 \sum_{t=2}^{T-1} |x_{t+1} - 2x_t + x_{t-1}| \quad (3.3)$$

3.4 Preprocesamiento de la Información

El sistema WAMS permite realizar el monitoreo de la operación del SEP en tiempo real, y esta información se almacena en una base de datos, misma que contiene un elevado volumen de datos de diferentes puntos de la red eléctrica.

Los datos son almacenados a medida que llegan, por lo que son altamente susceptibles a las fluctuaciones de la operación del sistema, más cuando estas fluctuaciones son bruscas, generando información que presentan valores que no responden al comportamiento general del conjunto de datos, estos valores se los conoce como atípicos, o en casos extremos datos faltantes, situación que determina la necesidad de llevar adelante la limpieza e integración de datos [33], [55]. Esto se complementa con la presencia de errores propios de la estimación modal relacionados con la variabilidad natural de la señal debida a la naturaleza altamente dinámica del sistema eléctrico de potencia.

El preprocesamiento de los datos se lo realiza a través de técnicas que permiten identificar la presencia de datos anómalos, en el estudio se lo realiza a través de la estadística descriptiva (medidas de tendencia central y de dispersión), a través de las cuales es posible describir el comportamiento de los datos.

Para los datos faltantes (NaN), los mismos son estimados, en el caso del presente estudio se utilizó la interpolación

lineal; ahora para los datos atípicos, estos últimos modifican el comportamiento de la serie de datos.

En la literatura especializada muestra la implementación de algunos métodos que permiten detectar y modificar estos valores en la señal para alcanzar un comportamiento adecuado del patrón de la serie. En el presente estudio se utiliza el análisis estadístico de los cuartiles [55], [56], [57].

3.5 Propuesta de Procesamiento

La identificación de la tendencia ha sido utilizada en el pronóstico de series temporales, como es el caso de estimar el precio en el mercado de acciones, como se lo presenta en [51]. En [58] mediante la extracción de la tendencia de las señales de las PMU como voltaje, la separación angular entre áreas y demanda, se puede determinar la pendiente ante variaciones y así establecer índices de seguridad dinámica del SEP.

El sistema WAMS al monitorear la operación del SEP, obtiene información de las condiciones operativas, estos datos se constituyen en las entradas de otras aplicaciones comerciales, como es el caso del algoritmo de la identificación modal. Esta aplicación realiza un análisis mediante ventanas de tiempo definidas por el usuario (para el caso de WAProtector puede ser como mínimo de 4 minutos) y dado que adicionalmente no se tiene acceso al algoritmo del proceso de identificación modal de las características dinámicas intrínsecas de un evento oscilatorio, por lo general se obtienen variaciones apreciables (incluso falta de datos) con un muestreo elevado de datos. Esta situación determina una gran cantidad de datos, lo cual podría llevar en ocasiones

extremas a no contar con un valor específico de la variable analizada, como por ejemplo la frecuencia, amplitud y porcentaje de amortiguamiento del modo [59], [60].

En la Fig. 3.2, se presenta la señal de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia para un generador (línea sólida) y la línea tendencia (línea punteada) de la ventana seleccionada de un evento registrado en el sistema WAProtector de CENACE, mediante, el cual se muestra la necesidad de alcanzar el equilibrio entre el volumen de datos y la ventana de tiempo [47], [14]. Al considerar el período total del evento no es posible determinar un valor de la variable analizada en un instante de tiempo. Por lo tanto, resulta necesario utilizar para el análisis una ventana de tiempo móvil, mediante la cual sea posible establecer la tendencia (línea punteada) de las variables. En el presente estudio el tiempo de la ventana T_w , se establece en base a la frecuencia y el amortiguamiento del modo analizado como en (3.4), mayor detalle acerca del algoritmo y forma de calcular la ventana puede ser encontrado en [47].

$$T_w = \frac{1}{f_m} * \frac{\zeta_m + 1}{\zeta_c + 1}. \quad (3.4)$$

donde f_m es la frecuencia del modo oscilatorio y ζ_m y ζ_c es el amortiguamiento del modo y el amortiguamiento límite seleccionado por el usuario que para el estudio se consideró 0.07 debido a que es un valor ligeramente superior al establecido como mínimo en el sistema eléctrico ecuatoriano, que es de 0.05.

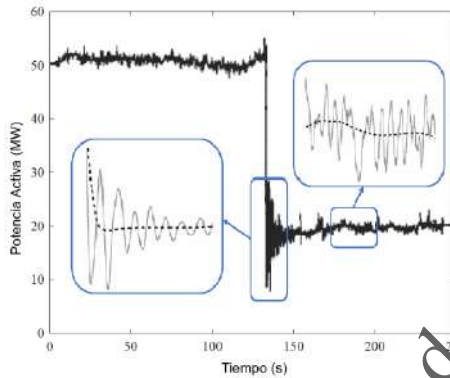


Figura 3.2 Determinación de la tendencia mediante una ventana de tiempo móvil.

Estos parámetros son requeridos para el caso de la identificación modal proporcionada por el sistema WAProtector, donde es interesante establecer un valor a fin de que pueda ser utilizado por otros sistemas para mantener un nivel de seguridad dinámica del sistema adecuado.

En la Fig. 3.3, se muestra el esquema de la metodología planteada que permite determinar la tendencia de las características modales del modo de oscilación de interés (frecuencia (f_i), amplitud (A_i) y razón de amortiguamiento (ζ_i)). La función objetivo de los filtros demandan de un proceso iterativo para determinar la tendencia para lo que se sigue los siguientes pasos:

Paso 1: Agrupar los modos de oscilación en función de la amplitud y frecuencia de la ventana de datos seleccionada mediante la ecuación (3.4) de la base de datos de WAProtector, mediante la herramienta de Matlab.

Paso 2: Estructurar la matriz X de la variable del modo de oscilación en la que la primera columna corresponde al tiempo (t) de cada dato y las siguientes columnas corresponden a la variable seleccionada del modo de oscilación obtenido de la base de datos de WAProtector. Como ejemplo en (3.5) se presenta el caso de la amplitud (A), de manera similar se establece para la razón de amortiguamiento y la frecuencia del modo oscilatorio.

$$\begin{matrix}
 \boxed{\begin{matrix} \text{Matriz de} \\ \text{datos} \\ X \end{matrix}} & = & \boxed{t} & & \boxed{f_1, A_{11}, \zeta_1} & & \boxed{f_2, A_{21}, \zeta_2} & & \dots & & \boxed{f_p, A_{p1}, \zeta_p} \\
 & & & & \begin{matrix} A_{11} \\ A_{21} \\ \vdots \\ A_{n1} \end{matrix} & & \begin{matrix} A_{21} \\ A_{22} \\ \vdots \\ A_{n2} \end{matrix} & & & & \begin{matrix} A_{1p} \\ A_{2p} \\ \vdots \\ A_{np} \end{matrix} \\
 & & & & \underbrace{\hspace{4em}} & & \underbrace{\hspace{4em}} & & & & \underbrace{\hspace{4em}} \\
 & & & & \text{Mode 1} & & \text{Mode 2} & & & & \text{Mode p}
 \end{matrix} \quad (3.5)$$

Paso 3: Realizar el procesamiento de la información. El momento de seleccionar la variable a analizar del modo oscilatorio, en los datos de cada columna se realiza, el paso 2, que corresponde al procesamiento de la información para la extracción de la tendencia de las señales resultantes del algoritmo de identificación modal usado en el aplicativo de estabilidad oscilatoria.

Una vez seleccionada la señal de interés se realiza el preprocesamiento de la información mediante estadística descriptiva, tratamiento de datos NaN y de datos atípicos mediante la función *rmoutliers* de Matlab y/o Python [55], [56], [57]. En esta investigación se considera como dato atípico a los elementos de la serie que se encuentren 1.5 veces por encima del cuartil superior (75%) o por debajo del cuartil inferior (25%). De esta forma, se obtiene una matriz de datos depurada, de la cual se determina la tendencia.

Paso 4: En base a lo establecido en el numeral 3.3 obtener la tendencia por medio de los filtros implementados en Python, a través de las librerías statsmodels y pandas como se observa en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Algoritmo de determinación de tendencia.

Algoritmo	
Dado el conjunto de datos WAProtector	
1	Construir la matriz de datos X , mediante la librería Pandas
2	Procesamiento de los datos NaN y atípicos
3	Seleccionar la ventana mediante la ecuación (3.4)
4	Calcule tendencia a través de librerías statsmodels: <ul style="list-style-type: none"> • Filtro Hodrick-Prescott ecuación (3.2) • Filtro ℓ_1 ecuación (3.3)
5	Seleccione el parámetro λ apropiado.
6	Determine la tendencia.

versión aprobada para la defensa

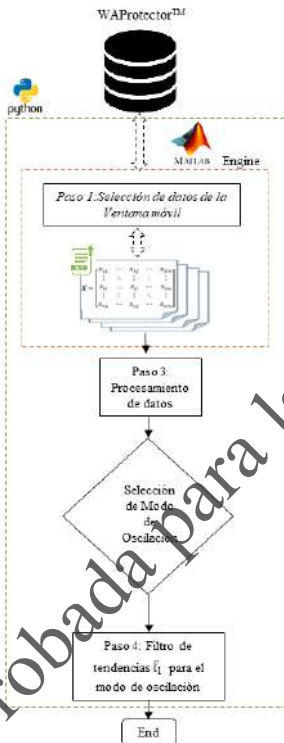


Figura 3.3 Metodología para la determinación de la tendencia.

3.6 Aplicación al SNI.

La metodología propuesta se aplica al evento del 27 de noviembre de 2018 presentado en el sistema eléctrico ecuatoriano, cuyos datos ha sido obtenidos del software WAProtector del sistema WAMS de CENACE.

Dado que la identificación modal realizada por el algoritmo propietario del sistema WAMS ecuatoriano es realizada por medio de un proceso de optimización, en el software

WAProtector, la identificación modal realizada en cada instante de actualización de los datos entregará resultados muy variables, debido como ya se ha mencionado a varias razones, tales como la existencia de datos atípicos o la variabilidad natural de las señales a causa del comportamiento dinámico del sistema. Por tal razón, la aplicación del algoritmo de análisis tendencial resulta indispensable.

El punto de partida es la caracterización de los diferentes modos oscilatorios, la cual permite contar con datos de la frecuencia, amplitud y porcentaje de amortiguamiento de los modos dominantes.

En la Figura 3.4 se observa el agrupamiento de los datos del modo dominante, seleccionado en función de la mayor amplitud y la frecuencia, siendo la amplitud máxima de 1.36 MW con una frecuencia promedio de 0.99363 Hz, que representa un modo local como se observa en la Tabla 3.2 y presenta menos dispersión comparado con la señal del porcentaje de amortiguamiento.

Tabla 3.2 Estadística Descriptiva del Modo Dominante Seleccionado.

Parámetro	Amortiguamiento (%)	Frecuencia (Hz)
Media	1.78532	0.99365
Mediana	1.53128	0.99043
Moda	3.34454	0.87112
Varianza	6.99116	0.00544
Rango	25.30582	1.35772
Mínimo	-17.22664	0
Máximo	8.07927	1.35773
No. Datos	1052940	1052940

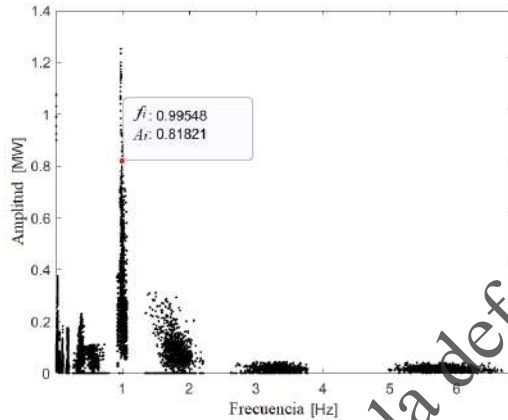


Figura 3.4 Agrupamiento de los modos oscilatorios del evento.

La Figura 3.5 contiene la serie completa de los datos de la amplitud y frecuencia del modo seleccionado (luego de la limpieza de los datos NaN, en el caso analizado representaron 9676 datos aproximadamente el 0.92 %) donde se observa una alta variabilidad como lo presentado en la señal de porcentaje de amortiguamiento y datos atípicos apreciables gráficamente en la señal de frecuencia.

La herramienta de identificación modal del software WAProtector produce valores con bastante variación (resultado de los errores propios de la optimización) como se observa en la Figura 3.5. Esta situación denota la necesidad de considerar el análisis tendencial, ya que, sin este análisis los resultados crudos de la estimación modal podrían entregar información errada del comportamiento oscilatorio del sistema y por lo tanto, no sería posible utilizar estos parámetros del modo de oscilación para alimentar alguna herramienta de análisis (como la de selección adaptativa de parámetros de los PSS que se propone en

esta investigación) debido a que presentan una alta variación.

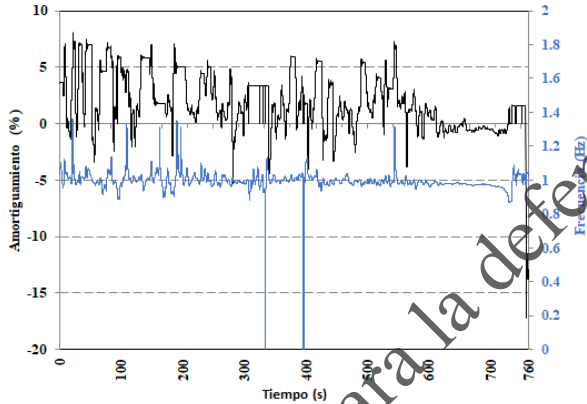


Figura 3.5 Resultados de la herramienta de Identificación Modal del sistema WAProtector.

Dada la tasa de actualización y para establecer una mayor confiabilidad en los datos proporcionados por el sistema WAMS, se requiere de algoritmos que puedan cuantificar con mejor precisión la tendencia de la señal, a fin de que no sea influenciada por cambios de nivel repentinos y ficticios, resultado de errores de cálculo relacionados con la operación normal o al evento oscilatorio presente en el SEP.

La Figura 3.6 muestra gráficamente la tendencia para la señal del porcentaje de amortiguamiento obtenida por medio de la regresión lineal (función *detrend* de Matlab), filtros como media móvil, mediana, Hodrick-Prescott y ℓ_1 .

Los métodos de filtro de media móvil y mediana si bien permiten determinar la tendencia de la señal; sin embargo, estos están sujetos a los datos adyacentes, situación que hace que la tendencia de los datos presente una alta

fluctuación de manera similar a la mostrada por los datos originales. Por otro lado, los filtros Hodrick-Prescott y ℓ_1 permiten extraer la tendencia de la serie considerando los cambios de la señal, mediante lo cual es posible caracterizar adecuadamente la perturbación. Esta situación se puede observar más claramente en la ventana de 2 minutos del evento presentado por 13 minutos en el sistema ecuatoriano en el mes de noviembre de 2018 durante el período de demanda media (11:38 a 11:51).

Para determinar la bondad de cada uno de los métodos, se estableció la comparación del coeficiente de determinación (R^2), debido a que es independiente del valor de los datos de la serie (sean muy grandes o pequeños), este coeficiente se encuentra en el rango $[-\infty, 1]$ [54], [59]. Mientras el coeficiente se encuentre más alejado de 1 el método no se ajusta al modelo de comparación que en el presente caso es la tendencia global de la serie.

En la Tabla 3.3 se presenta, para cada uno de los métodos utilizados el coeficiente R^2 para las señales de porcentaje de amortiguamiento y la frecuencia. La Tabla 3.3 muestra que el coeficiente de determinación R^2 más cercano a 1 corresponde al filtro ℓ_1 para el caso de las dos señales; a continuación, se encuentra el filtro Hodrick-Prescott, mientras que los filtros de media móvil y mediana son los que se hallan más alejados de 1, lo cual comprueba que

Tabla 3.3 Coeficiente de Determinación R^2

Método	Amortiguamiento	Frecuencia
Hodrick-Prescott	0.464	-0.322
ℓ_1	0.553	0.848
Media Móvil	0.084	-617.45
Mediana	0.055	-0.454

mantiene la variabilidad de la serie, situación que se observa en la Figura 3.6.

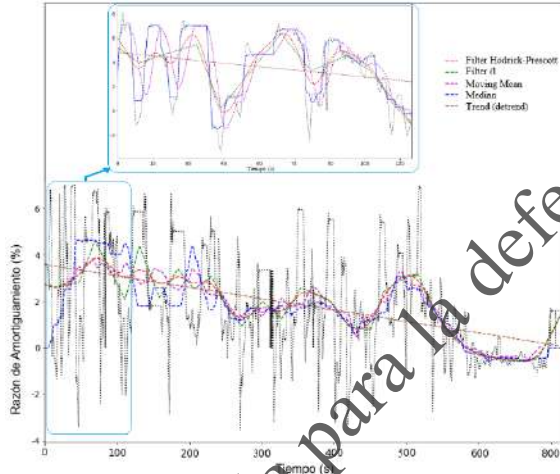


Figura 3.6 Comparación de Métodos de Extracción de la Tendencia.

Para el caso de los filtros Hodrick-Prescott y l_1 , se determina el factor λ denominado “parámetro de suavización”, el cual penaliza la desviación de los datos. Mientras más grande sea λ , el filtro se ajusta hacia la tendencia global de la serie (regresión lineal) y cuando λ sea pequeño y se halle cercano a cero se ajusta a los datos originales.

En [60], [61] se presenta mediante simulaciones y pruebas empíricas la parametrización del factor λ , en las que se establece que este depende del tipo de datos y del tamaño de la ventana. Así, para la determinación de λ , no existe una solución analítica exacta, sino que se busca aquel que represente los cambios en la tendencia del conjunto de datos. Esta situación determina que el valor de λ debe

adaptarse al tamaño de la serie con la finalidad de poder estimar adecuadamente los cambios de la tendencia de los datos.

En [53], [54], [58] se realiza un análisis del factor λ en el cual se determina para el filtro ℓ_1 , en ventanas de tiempo del orden de segundos o inferior a los 4 minutos, que el valor se puede ajustar en aproximadamente 100, mientras que para ventanas superiores a los 4 minutos las referencias determinaron empíricamente que λ se encuentra en los 1200.

Para el caso del filtro Hodrick-Prescott se requiere de un valor elevado para λ que permita determinar la tendencia de la serie, esto debido a la gran cantidad de datos contenidos en la misma y de acuerdo a [52] este filtro se adapta mejor en series de tiempo del tipo financieras, donde si bien hay una elevada cantidad de datos, estos presentan periodicidades semanal, mensual y anual.

De acuerdo a [58], donde se realizaron pruebas para diferentes ventanas de tiempo, para el presente estudio se utilizaron los valores de λ presentados en la Tabla 3.4. El valor de λ que permite obtener la tendencia y observar los cambios de la misma en el conjunto de datos de la variable en estudio, con el mayor coeficiente de determinación R^2 . El tiempo de respuesta de los filtros corresponde a valores inferiores a 1 segundo con lo que es posible obtener la estimación de la tendencia cuasi en tiempo real.

Tabla 3.4 Parámetro λ de los Filtros de Tendencia

Ventana (min)	Método	λ	Tiempo de respuesta (s)
2	Hodrick-Prescott	> 1200	0.1431
	ℓ_1	100	0.1282
13	Hodrick-Prescott	>700	0.9482
	ℓ_1	1200	0.8462

Para el modo de oscilación seleccionado se ha presentado el análisis de diferentes métodos para la determinación de la tendencia sobre el porcentaje de amortiguamiento. En las figuras siguientes se muestra la aplicación del filtro l_1 para las otras variables del modo seleccionado.

En la Fig. 3.7b se muestra la tendencia de la frecuencia y su componente cíclico para una ventana de 1 min, en la cual se determina que corresponde a un modo local ya que su frecuencia en Hz se encuentra entre [0.98-1.01] y en la Fig. 3.7a se presenta los datos del sistema WAMS para la frecuencia del modo.

En la Fig. 3.8b se presenta la amplitud en MW del modo oscilatorio analizado para una ventana de 1 min, donde se observa que, aunque el aplicativo de identificación modal del sistema WAProtector no presente valores respecto a la amplitud en la Fig. 3.8a mediante la metodología propuesta es posible determinar un valor de la tendencia de los datos el cual se mantiene en el rango [0.4-0.9], situación que permitirá utilizar la señal para realizar análisis subsiguientes.

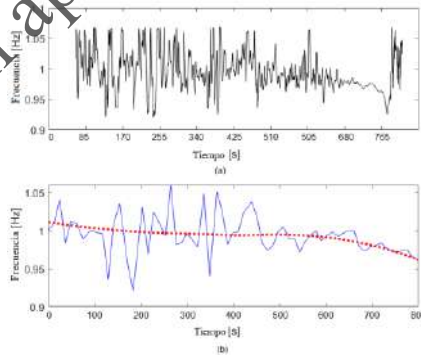


Figura 3.7 Tendencia de la Frecuencia del modo oscilatorio del Identificador Modal del sistema WAMS.

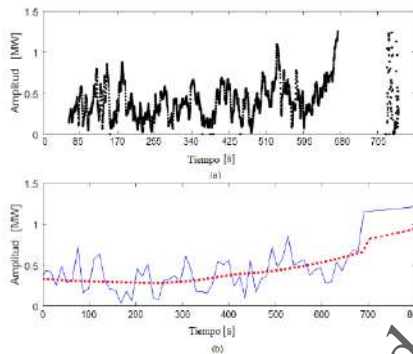


Figura 3.8 Tendencia de la Amplitud del modo oscilatorio del Identificador Modal del sistema WAMS.

Como los actuales sistemas tecnológicos permiten ejecutar la supervisión y monitoreo en tiempo real del SEP, se convierten en la fuente de una gran cantidad de datos que contiene información valiosa, la cual debe ser adecuadamente analizada mediante técnicas de análisis para una gran cantidad de datos. Esto ha llevado al desarrollo de herramientas para determinar las características de la serie de datos de interés como es la tendencia y eliminar posibles datos extremos, o datos faltantes debido a la falta de comunicación entre los elementos del sistema WAMS o a una no adecuada sincronización entre ellos.

El presente estudio utiliza el método de filtrado de tendencias para monitorear los datos de las series de tiempo obtenidas del algoritmo de identificación modal del sistema WAMS que permite la supervisión y monitoreo de la estabilidad oscilatoria. Mediante la tendencia es posible determinar un valor robusto de las variables que caracteriza el modo oscilatorio. Así el uso de filtro de tendencias \hat{f}_1

muestra su aplicabilidad para caracterizar la serie de datos de una variable de interés, y que a menudo es realizada de forma intuitiva.

La determinación y valoración de las tendencias permite que el uso de esa variable, que inicialmente presenta un amplio rango de variabilidad sea posible de ser usada por otras herramientas para el análisis del SEP y, adicionalmente se constituye en una herramienta de conocimiento del operador basadas en un análisis de datos. Se mostró que los datos adecuadamente procesados son posibles de ser usados para otras aplicaciones en tiempo real, por parte de un centro de control. Como la información del sistema WAMS es una secuencia temporal de información “serie de tiempo” mediante la caracterización de la serie permite visualizar a los operadores el estado operativo del sistema en base a las variables eléctricas de entrada analizadas.

3.7 Técnicas de Identificación Modal

3.7.1 Identificación Modal basada en señales de WAProtector

Mediante el uso del simulador digital en tiempo real, mismo que permite formar un sistema de potencia con componentes estáticos como transformadores, líneas de transmisión, compensación paralela y con componentes dinámicos los generadores, controlador AVR, y controlador PSS, a través del cual se puede implementar un simulador dinámico con procesamiento en tiempo real, en el que es posible modelar PMUs virtuales y así establecer la comunicación con el sistema WAMS y con ello utilizar el módulo de identificación modal de WAProtector. [62]

La identificación modal basada en señales de WAProtector, permite determinar la frecuencia, amortiguamiento y amplitud de los modos de oscilación presentes en las señales de potencia y frecuencia, a través de una ventana de análisis. En este sentido, la ventana de análisis se la establece en el intervalo $[t_0, t_f]$, situación que determina que para poder monitorear un modo oscilatorio se requiere que la ventana abarque el periodo de oscilación del mismo.

Ya que los modos que se encuentran en la señal, tienen diferentes frecuencias. Para realizar una adecuada identificación modal, el manual de usuario sugiere que la ventana de tiempo se especifique con al menos una o dos veces el periodo del modo de interés. Así, por ejemplo, si el modo presenta una frecuencia de 4 Hz la ventana mínima deberá ser de 2 segundos. Es necesario mencionar que el aplicativo de identificación modal de WAProtector se constituye en una caja negra para el usuario, debido a cuestiones de propiedad intelectual. En este sentido, es preciso mencionar que no se dispone de un detalle matemático mejorizado del algoritmo que usa WAProtector, puesto que se trata de una patente de propiedad de la empresa ELPROS. Sin embargo, de las aclaraciones emitidas por el fabricante el algoritmo tiene la capacidad de autodefinition de las ventanas y el usuario puede especificar t_f , mientras t_0 se desconoce puesto que este valor es definido automáticamente por el algoritmo en función de sus necesidades.

En vista de lo indicado, a continuación, se muestra un análisis para distintos t_f , para la señal de potencia activa obtenida de la PMU del generador G_1 del sistema de prueba de dos áreas de Kundur, modelado en el simulador de

tiempo real, en el cual se realiza un evento de falla trifásica en la barra B₉. Usando como referencia al sistema de prueba de Kundur, se obtiene la identificación modal de WAProtector para cinco diferentes t_f posterior a la perturbación, correspondientes a 1s, 3s, 5s, 6s, 9s. La Figura 3.9 a Figura 3.13 presentan el cómputo de los modos mediante el aplicativo de identificación modal y la Tabla 3.5 Tabla 3.6 que resume los modos oscilatorios detectados por WAProtector e identificado en PowerFactory de DIgSILENT.

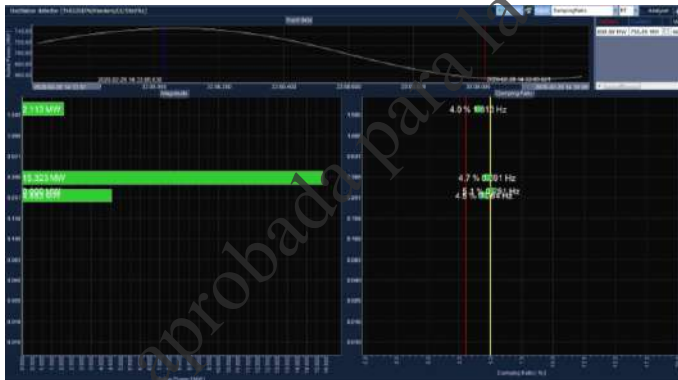


Figura 3.9 WAProtector G₁ Red de Prueba – 1s



Figura 3.10 WAProtector G1 Red de Prueba – 3s

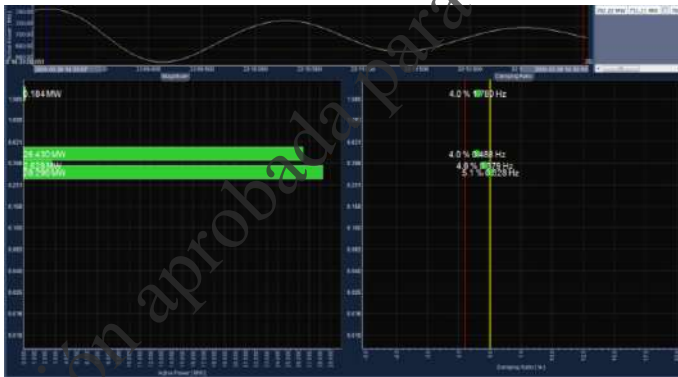


Figura 3.11 WAProtector G1 Red de Prueba – 5s



Figura 3.12 WAProtector G₁ Red de Prueba – 6s



Figura 3.13 WAProtector G₁ Red de Prueba – 9s

En la Tabla 3.5 se presenta los valores característicos obtenidos por WAProtector para las diferentes ventanas y el obtenido mediante PowerFactory.

Tabla 3.5 Valores Característicos del Sistema de prueba.

Modo	WAProtector					PowerFactory
	1s	3s	5s	6s	9s	
1	-6.2+j11.4	-6.1+j11.2	-5.4+j11.2	-5.2+j11.2	-4.6+j11.2	-4.5+j10.9
2	-1.4+j2.5	-1.6+j3.0	-1.7+j3.0	-1.5+j3.0	-1.4+j2.9	-1.4+j3.2
3	-1.02+j1.8	-1.1+j2.0	-1.3+j2.4	-1.3+j2.5	-1.4+j2.8	
4	-1.0+j1.6	-0.8+j1.6	-1.0+j2.1	-1.1+j2.1	-1.2+j2.2	

Al comparar los resultados de la Tabla 3.6 y Tabla 3.7 de los dos aplicativos para el análisis modal del sistema, se observa que los modos detectados presentan similar frecuencia, sin embargo, los amortiguamientos difieren. Esto se debe a que WAProtector muestra resultados de amortiguamiento entre el 3% y el 5% cuando el modo tendría un adecuado amortiguamiento y por tanto no se lo consideraría potencialmente inestable. Mientras que, PowerFactory presenta los parámetros modales de los modos identificados.

Tabla 3.6 Frecuencia de los modos del sistema de prueba.

Modo	WAProtector					PowerFactory
	Frecuencia [Hz]					
	1s	3s	5s	6s	9s	
1	1.81	1.78	1.78	1.78	1.78	1.73
2	0.39	0.48	0.49	0.48	0.47	0.51
3	0.29	0.32	0.38	0.40	0.44	
4	0.26	0.26	0.33	0.34	0.35	

Tabla 3.7 Amortiguamiento de los modos del sistema de prueba.

Modo	WAProtector					PowerFactory
	Amortiguamiento [%]					
	1s	3s	5s	6s	9s	
1	4.8	4.8	4.4	4.2	3.8	3.8
2	5.0	4.6	4.9	4.4	4.2	4.1
3	4.9	4.8	4.9	4.5	4.6	
4	5.1	4.4	4.4	4.7	4.9	

Dado que WAProtector usa un algoritmo de identificación modal propietario el mismo que indica que se realiza una optimización por ventanas basada en conceptos de análisis de señales, por lo que su estimación tiende a una media estadística que dependerá no solo del valor de amortiguamiento instantáneo sino de los valores presentados anteriormente. En este sentido, cuando el amortiguamiento del modo es superior al 5%, WAProtector identificará la tendencia cuya media se encontrara en alrededor del 5%.

3.7.2 Matriz Pencil

Como se presentó en el numeral anterior, la determinación de los valores característicos del algoritmo de identificación modal de WAProtector, mediante el cual se observa que la dinámica del sistema eléctrico depende de las condiciones de funcionamiento, y las características de los elementos del sistema, que por lo general son no lineales, situación que compromete la precisión del modelo matemático.

Sin embargo, es interesante contar con la capacidad de extraer la información modal directamente de la respuesta del sistema ante una perturbación. Por medio de este enfoque, es posible reemplazar el análisis modal del modelo dinámico del sistema real, por un modelo estimado que se deriva de la forma de onda de salida de los elementos del sistema. Por lo general, la respuesta de la dinámica del sistema está compuesta de numerosos modos que deben ser identificados adecuadamente en la simulación del sistema [63]. Se han propuesto varios métodos para extraer la información modal pertinente de respuestas que varían en el tiempo, siendo el método de la matriz Pencil que permite determinar las frecuencias y la razón de

amortiguamiento de la señal analizada que contiene la contingencia, en un tiempo de procesamiento inferior a otros métodos como Prony del orden de pocos segundos, para el caso de un gran volumen de datos [64].

El método de matriz Pencil ajusta los datos de las PMU obtenidos en un tiempo de muestreo uniforme a una suma de funciones exponenciales. La amplitud, la frecuencia y la razón de amortiguamiento son los parámetros que se estiman para ajustarse a los datos analizados. En (3.6) se presenta la representación matemática.

$$y(t) \approx \sum_{i=1}^K D_i e^{\rho_i t} + n(t) \quad 0 \leq t \leq T \quad (3.6)$$

Donde:

- $y(t)$: Datos de la PMU.
- D_i : Amplitud de la componente.
- ρ_i : Modo del sistema ($\sigma_i \pm j\gamma_i$).
- t : tiempo de muestreo de los datos.
- $n(t)$: Ruido de los datos.
- K : Número de modos a ser estimados.
- T : Tiempo total de muestreo.

El algoritmo de la matriz Pencil busca encontrar los mejores D_i y ρ_i para el total de muestras analizadas en el periodo T . Los M datos de la PMU son organizados a través de una matriz Hankel como en (3.7)

$$Y = \begin{bmatrix} y(0) & y(1) & \dots & y(L) \\ y(1) & y(2) & \dots & y(L+1) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y(M-L-1) & y(M-L) & \dots & y(M-1) \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

L se denomina el parámetro de Pencil el cual puede ser seleccionado en el intervalo $[\frac{M}{2}, \frac{M}{3}]$ donde se crean las submatrices Y_1 (3.8) y Y_2 (3.9).

$$Y_1 = \begin{bmatrix} y(0) & y(1) & \dots & y(L-1) \\ y(1) & y(2) & & y(L) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y(M-L-1) & y(M-L) & \dots & y(M-2) \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$Y_2 = \begin{bmatrix} y(1) & y(2) & \dots & y(L) \\ y(2) & y(3) & & y(L+1) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y(M-L) & y(M-L+1) & \dots & y(M-1) \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

De donde se establece que Y_1 se construye eliminando la última columna de Y , mientras que Y_2 se construye eliminando la primera columna de Y .

Trabajando el segundo término de la ecuación (3.6) considerando $z_i = e^{p_i t}$ es posible plantear la sumatoria en forma matricial considerando las matrices (3.10) a (3.14)

$$Z_1 = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 \\ z_1 & z_2 & & z_k \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_1^{M-L-1} & z_2^{M-L-1} & \dots & z_k^{M-L-1} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$Z_2 = \begin{bmatrix} 1 & z_1 & \dots & z_1^{L-1} \\ 1 & z_2 & & z_2^{L-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & z_k & \dots & z_k^{L-1} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$Z_0 = \begin{bmatrix} z_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & z_2 & & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & z_k \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$D = \begin{bmatrix} D_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & D_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & D_k \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} Y_1 &= Z_1 D Z_0 Z_2 \\ Y_2 &= Z_1 D Z_2 \end{aligned} \quad (3.14)$$

En general una matriz Pencil se componen de dos matrices que establecen la relación (3.15) donde I es la matriz identidad [64].

$$\begin{aligned} Y_1 &= \lambda Y_2 \\ Y_1 - \lambda Y_2 &= Z_1 D (Z_0 - \lambda I) Z_2 \end{aligned} \quad (3.15)$$

La raíz del polinomio característico λ de (3.15), si $\lambda = z_i$ la i -ésima fila de $(Z_0 - \lambda I)$ es nula y el rank de $Y_1 - \lambda Y_2$ se reduce en uno, siendo los valores propios λ_i de las matrices Y_1 y Y_2 que representan el conjunto de datos estructurados de la matriz Y . Una vez determinados es posible calcular la amplitud de la componente exponencial de la ecuación (3.6) al resolver la ecuación (3.16)

$$\begin{bmatrix} y(0) \\ y(1) \\ \vdots \\ y(M-1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdots & 1 \\ z_1 & z_2 & \cdots & z_k \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_1^{M-1} & z_2^{M-1} & \cdots & z_k^{M-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} D_1 \\ D_2 \\ \vdots \\ D_k \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

A fin de mostrar la implementación del algoritmo matriz Pencil se presenta a continuación los pasos del algoritmo.

1. Construcción de la matriz Hermitiana Y en base a los datos $y(t)$, mediante la ecuación (3.7).

2. Obtención de las matrices Y_1 y Y_2 de la ecuación (3.8) y (3.9).
3. Obtención de los valores de la matriz Pencil de la ecuación (3.15) en función de las ecuaciones (3.10) a (3.14).
4. Determinación de los z_i .
5. Cálculo de los C_i de la ecuación (3.16).
6. Identificación de los parámetros de los modos de los datos.

3.7.3 Modo de descomposición variacional

El método de descomposición variacional (VMD) es utilizado para realizar la separación de una señal en un grupo finito de componentes denominadas funciones modales intrínsecas (IMF), es diferente al método Descomposición modal empírica (EMD) ya que VMD es esencialmente un banco de filtros Wiener adaptativo lo que permite descomponer efectivamente la señal. Cada componente se caracteriza por ser una función que contiene una frecuencia de los modos de la señal original. VMD es una técnica relativamente nueva siendo propuesta en 2014 por Dragomiretskiy & et. al [65].

La señal original s_0 , en general tiene señales ambientales que contienen componentes oscilatorias de diferentes frecuencias con su respectiva componente de tendencia y señales de ruido producto del proceso de la medición y transmisión que se presenta en (3.6).

$$s_0(t) = \sum_{i=1}^N s_i(t) + R(t) + n_0(t) \quad (3.6)$$

Donde:

$s_0(t)$: Es la medida obtenida del sistema WAMS.

- $s_i(t)$: Es la componente oscilatoria de la i-ésima frecuencia de la señal.
 $R(t)$: Es la componente residual que contiene la tendencia.
 $n_0(t)$: Representa el ruido ambiental y de transmisión presente en el sistema.

La componente oscilatoria de la i-ésima frecuencia de la señal, contiene a cada una de las IMF, como se presenta en (3.7).

$$s_i(t) = \sum_{k=1}^K u_k(t) \quad (3.7)$$

Donde $u_k(t)$ representa la k-ésima IMF de la señal de modo de oscilación inherente como se indica en la ecuación (3.8)

$$u_k(t) = U_k(t) e^{-D_k(t)} \cos(w_k t) \quad (3.8)$$

Siendo $U_k(t)$ la amplitud de la k-ésima componente oscilatoria, D_k es la razón de amortiguamiento de la k-ésima componente oscilatoria y w_k es la frecuencia de la k-ésima componente oscilatoria.

Para el caso de una señal ambiental obtenida de la operación del sistema de potencia, la misma debe someterse a un procesamiento en el cual se determine la tendencia, se depure los datos faltantes y outliers. A esta señal procesada se elimina la tendencia y se aplica la transformada rápida de Fourier (FFT) para determinar el número de frecuencias (K) que se hallan presentes en la señal ambiental. Mediante, el valor K y aplicar la técnica VMD a la señal procesada se determina las IMF [23].

Como la señal obtenida del sistema WAMS, puede considerarse como una señal completa, al monitorear la

operación del sistema va a contener tanto la señal ambiental como las señales con oscilaciones reconocibles, en las que el modelo debe ser capaz de obtener los modos de oscilación existentes en la misma, es posible aplicar la técnica VMD. Por medio de la cual se puede determinar los parámetros de frecuencia, amplitud y amortiguamiento es posible extraerlas de cada componente IMF se las puede obtener por medio del algoritmo Prony.

VMD se caracteriza por un mejor desempeño para determinar los modos de señales no estacionarias ante ruido, aliasing (cuando la frecuencia de dos IMF dominantes están cerca), rápida convergencia y alta robustez comparado al presentado por la técnica EMD, en esta técnica las señales IMF se obtiene de la envolvente, mientras que en la técnica VMD analiza bandas de frecuencias para determinar la frecuencia central de cada IMF de manera similar al tener señales en bandas AM-FM [66].

3.7.3.1 Funciones modales intrínsecas

Dado que la señal $s_i(t)$ se puede descomponer en varias $u_k(t)$ de acuerdo con (3.7), al utilizar la técnica VMD cada una de las funciones tienen una frecuencia central y ancho de banda limitado.

Cada componente modal $u_k(t)$ contiene la frecuencia central w_k . El ancho de banda se estima mediante la suavidad gaussiana H_1 de la señal demodulada, así el problema que debe solucionar la técnica de VMD para determinarlas es el planteado en la ecuación (3.9).

$$\min_{\{u_k\}, \{w_k\}} \left\{ \sum_{k=1}^K \left\| \partial_t \left[\left(\delta(t) + \frac{j}{\pi t} \right) * u_k(t) \right] e^{-jw_k(t)} \right\|^2 \right\} \quad (3.9)$$

$$\text{s. a. } \sum_{k=1}^K u_k = s_i(t)$$

Donde ∂_t representa la derivada parcial de t , $\delta(t)$ es la función impulso unitario.

Para obtener la solución óptima del problema de la técnica VMD (3.9), se realiza por medio de los multiplicadores de Lagrange λ transformándolo en un problema no restringido de la siguiente manera:

$$\mathcal{L}(\{u_k\}, \{w_k\}, \lambda) = \alpha \sum_{k=1}^K \left\| \partial_t \left[\left(\delta(t) + \frac{j}{\pi t} \right) * u_k(t) \right] e^{-jw_k(t)} \right\|^2 + \left\| \sum_{k=1}^K u_k - s_i(t) \right\|^2 + \langle \lambda(t), \sum_{k=1}^K u_k - s_i(t) \rangle \quad (3.10)$$

3.7.3.2 Estimación del número de modos K

Debido a que el valor de K determina el número de modos a ser obtenidos de la señal original, su determinación afecta la precisión del mismo. Sin embargo, en el caso de las señales de WAMS para el análisis de los modos de oscilación para la SSS, se puede establecer un filtro adicional a la señal original para censar las bandas de frecuencia de los modos interárea, locales y los superiores.

Mediante este proceso, se permite la adaptabilidad de la técnica VMD para determinar el valor adecuado de K en la banda de frecuencia analizada.

3.7.3.3 Adaptación de la técnica VMD

A través de la determinación del valor adaptado de K , se determina el número de IMF en cada banda, para cada una se determina la energía lo cual permite filtrar las IMF provenientes del ruido.

Con los dos numerales anteriores es posible estimar el valor de K mediante un ciclo iterativo como se detalla a continuación:

Paso 1: Por medio de FFT, determinar el diagrama de frecuencia de la señal, a fin de estimar K .

Paso 2: Determinar la energía de las IMF de cada banda de frecuencia de acuerdo a los bordes de oscilación (0.2~2Hz). Calcular la energía promedio de cada banda.

Paso 3: Seleccione las IMF que presenten una energía mayor a 3 veces la energía promedio. Si la señal original no presenta oscilaciones contiene la componente de tendencia y ruido, situación que permite la eliminación efectiva de algunas IMF creadas.

Paso 4: Para cada banda se determina el valor de K de acuerdo al número de IMF seleccionadas.

Paso 5: Si la frecuencia de la IMF se encuentra cerca del borde de la banda, regrese la IMF al paso 1 y así determinar la frecuencia dominante.

De acuerdo con el paso 2 la energía de la IMF se determina por medio de (3.11).

$$E_{imf}(i) = \int_0^T |f_{ij}(t_j)|^2 dt \quad (3.11)$$

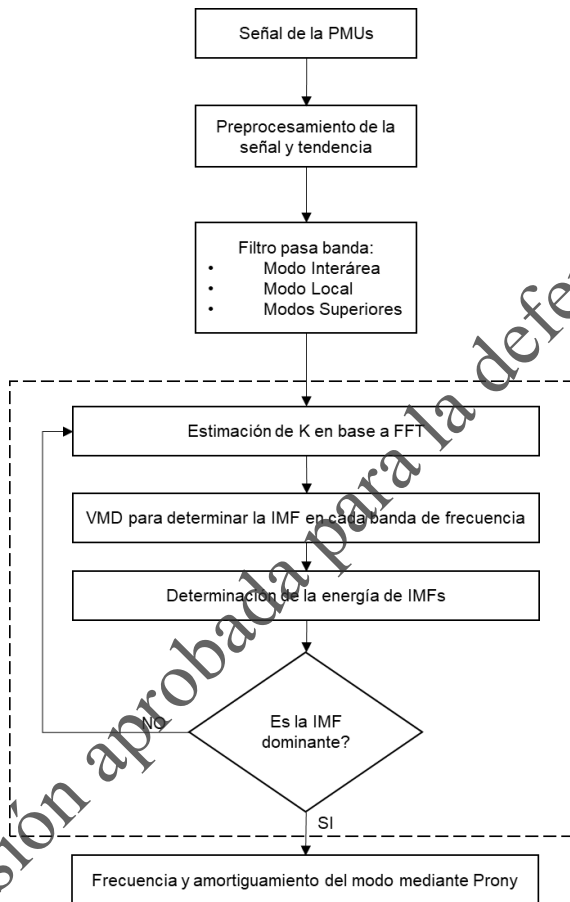
Donde $E_{imf}(i)$ es la energía de la i -ésima IMF, $f_{ij}(t_j)$ representa la i -ésima señal i en el tiempo de muestreo j .

La IMF a ser seleccionada en cada banda corresponde a la de mayor energía y se la conoce como la componente modal dominante. Ya que en cada banda de existir al menos una IMF es necesario determinar su % de participación de la energía total de acuerdo a (3.12).

$$\eta_i = \frac{E_{imf}(i)}{\sum_{i=1}^n E_{imf}(i)} \times 100\% \quad (3.12)$$

Cuando el peso η_i de la energía modal de la i -ésima IMF es mayor que un valor umbral ε se selecciona esta IMF para que represente el modo de oscilación de la banda respectiva y así se establece el nuevo valor de K . Ahora es posible determinar los parámetros característicos de cada IMF mediante el algoritmo de Prony.

En la Figura 3.14 se presenta de manera esquemática la identificación modal aplicada a una señal obtenida del sistema WAMS.



versión aprobada para la defensa

Figura 3.14 Esquemización del identificador modal mediante un A-VMD adaptativo.

3.7.4 Casos de Estudio

La efectividad de los distintos métodos se ilustra por medio de casos para un sistema matemático, un sistema de

potencia académico y una oscilación de sistema de potencia real.

En el caso del sistema matemático planteado en (3.13) se ha utilizado un tiempo de muestreo de 0.01667s para un período de tiempo de 10s. En la Tabla 3.8 se presenta los parámetros modales para el caso de los tres modos de oscilación en cada método planteado.

$$\begin{aligned} S_1 &= 1 * \sin(2\pi t * 1.27) \\ S_2 &= 0.6 * \sin(2\pi t * 2.7) \\ S_3 &= 0.5 * \sin(2\pi t * 0.75) \end{aligned} \quad (3.13)$$

Tabla 3.8 Parámetros estimados de la oscilación para el sistema matemático

	Parámetro	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Señal de Prueba	Frecuencia [Hz]	1.27	2.70	0.75
	Amplitud [MW]	1.0	0.6	0.5
A-VMD-Prony	Frecuencia [Hz]	1.27	2.71	0.75
	error [%]	0	0.37	0
	Amplitud [MW]	1.0	0.595	0.498
	error [%]	0	-0.83	-0.4
Matriz Pencil	Frecuencia [Hz]	1.26	2.65	0.77
	error [%]	-0.79	-1.85	2.67
	Amplitud [MW]	1.011	0.617	0.509
	error [%]	1.1	2.83	1.8

Para probar la efectividad del método A-VMD, mediante el cual es posible determinar los parámetros de los modos de la señal oscilatoria. Ahora consideramos las oscilaciones para el sistema de prueba como el New York-New England, en la Figura 3.15 se presenta la oscilación ante un evento en la línea BC debido al cortocircuito trifásico ocurrido a los 160s y despejado a los 160.1s obtenida por la simulación en

PowerFactory con un tiempo de muestreo de 0.01667s (similar al establecido en la PMU) para un período de tiempo de 480s y con la inclusión de ruido blanco de 10dB. Mediante el análisis modal del software se determina la presencia de los siguientes modos críticos como se presenta en la Tabla 3.8 para el caso de la parte oscilatoria de señal.

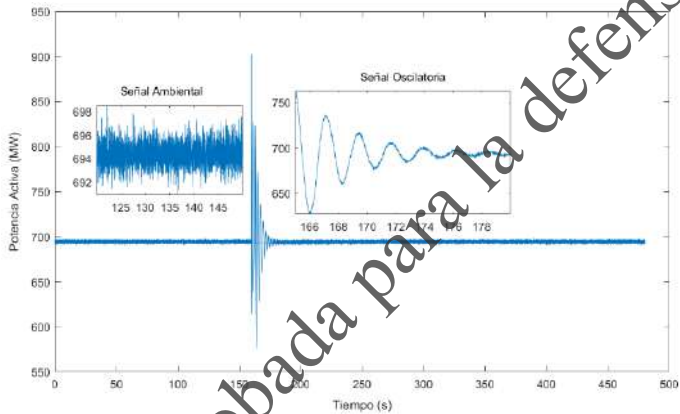


Figura 3.15 Señal de potencia de la línea BC.

En la Figura 3.15 se muestra la señal ambiental 120s-150s y la señal oscilatoria 165s-180s para las cuales se obtiene los parámetros modales mediante la técnica A-VMD. Para el caso de la señal ambiental se caracteriza por tener fluctuaciones de amplitud menor de 10MW a diferencia de la señal oscilatoria que presenta una amplitud de oscilación mayor.

La Tabla 3.9 muestra que, para el caso de señales oscilatorias si bien los tres métodos determinan los modos de oscilación para el sistema, más en términos de identificación modal la técnica A-VMD muestra los mejores resultados, sin embargo, las dos técnicas determinan adecuadamente la frecuencia de los modos de oscilación.

Debido a que la técnica de la Matriz Pencil no puede ser aplicada para señales del tipo ambiental, la técnica A-VMD

Tabla 3.9 Parámetros estimados de la oscilación para el sistema New York-New England. Señal Oscilatoria

Señal	Parámetro	Modo 1	Modo 2	Modo 3
Señal Oscilatoria (PowerFactory)	Frecuencia [Hz]	0.47	0.5	0.86
	Amortiguamiento	-0.038	0.058	0.077
A-VMD-Prony	Frecuencia [Hz]	0.47	0.51	0.86
	error [%]	0	2	0
	Amortiguamiento	-0.039	0.06	0.077
Matriz Pencil	Frecuencia [Hz]	0.46	0.49	0.83
	error [%]	-2.1	-2	-3.5
	Amortiguamiento	-0.0365	0.063	0.076
	error [%]	-3.9	8.6	-1.3

se le aplica a la porción de la señal de la Figura 3.15 correspondiente a la señal ambiental, las señales de los modos extraídos de la señal ambiental se muestran en la Figura 3.16. A través de la evaluación de la energía de cada componente se determina que se presenta dos modos de oscilación, como se observa en la Tabla 3.10.

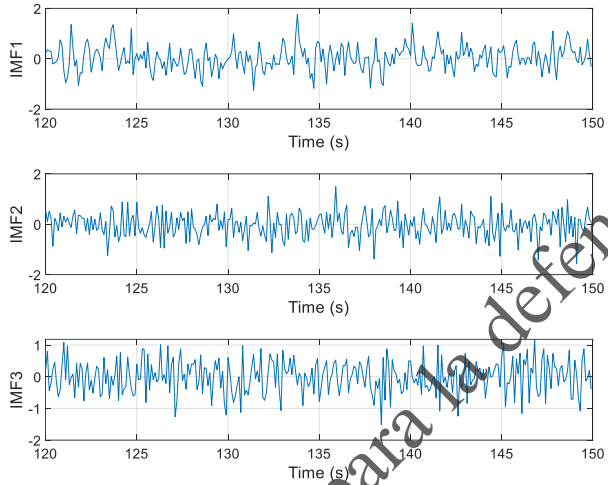


Figura 3.16 IMF de la señal ambiental.

Tabla 3.10 Parámetros estimados de la oscilación para el sistema New York-New England. Señal ambiental

	Parámetro	Modo 1	Modo 2
Señal Oscilatoria (PowerFactor)	Frecuencia [Hz]	0.45	1.51
	Amortiguamiento	0.10	0.11
A-WMD-Prony	Frecuencia [Hz]	0.46	1.49
	error [%]	2.2	-1.3
	Amortiguamiento	0.11	0.12
	error [%]	1.0	1.0

Como se muestra en la Tabla 3.10, las frecuencias de los modos de oscilación dominantes son 0.45 y 1.51Hz, los cuales presentan un amortiguamiento alto. En comparación con los resultados de la Tabla 3.9, presentan un modo semejante a una frecuencia de 0.47Hz de la cual se logra identificar mediante las tres técnicas, sin embargo, a través de la técnica de identificación modal A-VMD permite ubicar este modo para el análisis de la señal ambiental y la señal oscilatoria con desvíos relativamente bajos. De los resultados presentados se muestra que la técnica propuesta es adecuada para el análisis de la parte oscilatoria y ambiental de la señal.

Para el caso de un sistema real, considerando el evento de apertura de los circuitos 1 y 4 de la interconexión con Colombia presentado en el sistema eléctrico ecuatoriano. En la Figura 3.17 en base a las oscilaciones observadas en la unidad 1 de la central Dado-Peripa para un período de tiempo de 350s. La componente ambiental de la señal se analiza en el periodo 80-100s y la señal oscilatoria 120-140s para las cuales se obtiene los parámetros modales mediante la técnica A-VMD. Como el caso anterior de la señal ambiental se caracteriza por tener fluctuaciones de amplitud menor de 10MW a diferencia de la señal oscilatoria que presenta una amplitud de oscilación mayor.

En la Tabla 3.11 muestra que, para el caso de la componente oscilatoria si bien los tres métodos determinan los modos de oscilación para el sistema, más en términos de identificación modal la técnica A-VMD muestra los mejores resultados, sin embargo, las dos técnicas determinan adecuadamente la frecuencia de los modos de oscilación.

Tabla 3.11 Parámetros estimados de la oscilación para el SNI.
Señal Oscilatoria

Señal Oscilatoria	Parámetro	Modo 1	Modo 2	Modo 3
		Frecuencia [Hz]	1.13	1.54
	Amortiguamiento	0.032	0.064	
A-VMD-Prony	Frecuencia [Hz]	1.134	1.51	0.46
	error [%]	0.35	-1.94	
	Amortiguamiento	0.031	0.065	0.017
	error [%]	-3.12	1.56	
Matriz Pencil	Frecuencia [Hz]	1.14	1.58	0.48
	error [%]	0.88	-2.59	
	Amortiguamiento	0.039	0.068	0.018
	error [%]	1.39	6.25	

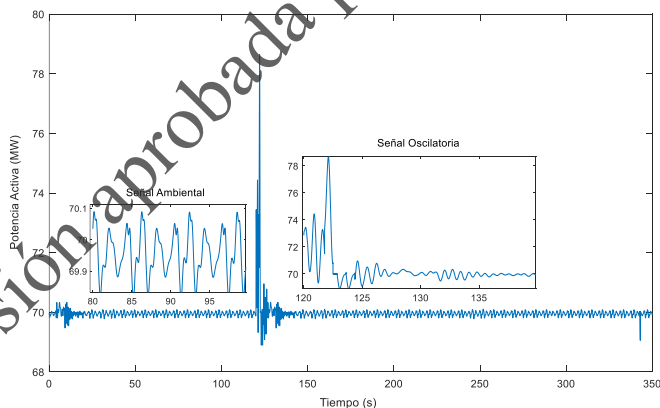


Figura 3.17 Señal de potencia de la U₁ Daule Peripa.

Al igual que el caso anterior para la componente ambiental se aplica la técnica A-VMD, las señales de los modos extraídos de la señal ambiental se muestran en la Figura

3.18, la evaluación de la energía de cada componente determina que se presenta dos modos de oscilación, como se observa en la Tabla 3.12.

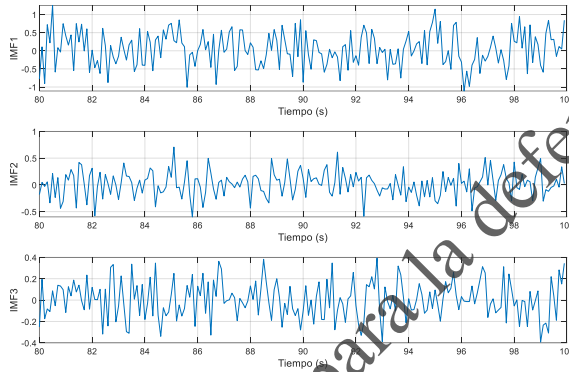


Figura 3.18 IMF de la señal ambiental.

Tabla 3.12 Parámetros estimados de la oscilación para el SNI.
Señal ambiental

Señal Oscilatoria	Parámetro	Modo 1	Modo 2
	A-VMD-Prony	Frecuencia [Hz]	0.45
Amortiguamiento		0.11	0.037
Frecuencia [Hz]		0.46	1.14
error [%]		2.2	0.88
Amortiguamiento		0.12	0.0.35
error [%]		0.09	-5.4

4. SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DEL PSS MEDIANTE LÓGICA FUZZY UTILIZANDO ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO

4.1 Introducción

La SSS en los sistemas eléctricos modernos permite analizar e identificar la presencia de modos de oscilación poco o negativamente amortiguados, estas oscilaciones electromecánicas se presentan debido a la interacción entre los diferentes elementos dinámicos existentes en la red siendo los principales los generadores. Si las oscilaciones no son debidamente amortiguadas luego de un evento particular, esta situación podría llevar a la desconexión de elementos o incluso al colapso del sistema eléctrico de potencia (SEP) [2].

Por lo expuesto las oscilaciones constituyen una gran amenaza para la estabilidad del SEP. Un nivel adecuado de la seguridad de la operación en un moderno sistema eléctrico depende del éxito del control en el amortiguamiento de éstas. Alcanzar la estabilidad en el sistema involucra la respuesta adecuada de todos los elementos de dicho sistema a través de la actuación de las protecciones y/o de los equipos de control.

Los PSS son elementos de control que permiten amortiguar las oscilaciones electromecánicas de pequeña amplitud y baja frecuencia, mediante una señal adicional, la misma que alimenta al AVR, e introduce una componente de torque eléctrico al rotor del generador. Como el rotor está continuamente oscilando debido a la dinámica cuasiestacionaria de la interacción entre la carga y generación, este torque amortigua y contrarresta la

oscilación. Para lo cual es necesario que el PSS se encuentre adecuadamente localizado y sus parámetros debidamente sintonizados. Así, el PSS se constituye en un equipo que busca disminuir la amplitud de las oscilaciones y reducir el tiempo en que el sistema retorne al régimen permanente; lo que permite ampliar en cada instante los límites de la estabilidad del sistema [67].

Mediante el análisis de la estabilidad de pequeña señal, es posible estudiar las oscilaciones excitadas por la perturbación/evento; con la finalidad de determinar aquellos modos de oscilación cuya frecuencia compleja presente una parte real positiva (oscilaciones crecientes) o sean pobremente amortiguados (parte real negativa, pero de pequeña magnitud). Este análisis puede ser realizado, mediante la técnica del análisis modal la cual utiliza los valores propios, vectores propios izquierdos y derechos, factores de participación del sistema linealizado y/o residuos a fin de determinar los modos de oscilación del sistema, temática abordada en investigaciones anteriores sobre la ubicación de los PSS [68], [69], [70].

Para incrementar la robustez en el control de las oscilaciones alcanzadas con el PSS, en esta sección se propone incluir un control de modo deslizante (SMC) y si bien estas técnicas de control han sido utilizadas, resulta interesante su aplicación al sistema de regulación de voltaje de un sistema eléctrico de potencia, donde [la ley de control](#), puede incluirse como una señal adicional al AVR. En la generalidad de las aplicaciones, se ha considerado únicamente la señal del PSS como el mecanismo de control para la estabilidad del sistema [71], [72], [73].

Si bien existen varios trabajos que utilizan algoritmos heurísticos en la sintonización del PSS de manera individual [67], [68], [69], [72]. En [74] esta sintonización se la establece al conjunto AVR-PSS y se la realiza mediante algoritmos genéticos, modificando únicamente las ganancias de cada uno, con la finalidad de ubicar los valores propios del sistema hacia la zona izquierda del plano complejo, con lo cual se maximiza el amortiguamiento de cada valor propio.

Ahora a fin de explorar esta característica de control de la estabilidad de un sistema para el conjunto AVR-PSS, el esquema de control agregado se constituye en una señal adicional, situación que permite ampliar el rango de modos de oscilación observados por los PSS, es decir, realizar una adaptabilidad del PSS a condiciones operativas adicionales.

En la Figura 4.1, se esquematiza el conjunto AVR-PSS utilizado para diferentes puntos de operación del sistema de potencia.

La superficie de control utilizada por el SMC es un polinomio de segundo orden, lo cual permite considerar las características no lineales de las perturbaciones [75], situación observada por medio del voltaje de la barra donde está conectado el generador que tenga activado el conjunto.

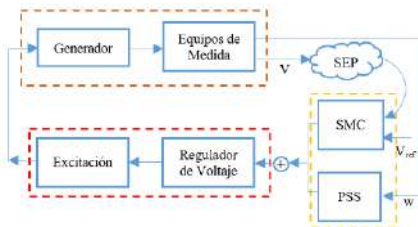


Figura 4.1 Esquema de Control.

Cada despacho permite incluir reglas, a través de lenguaje de lógica fuzzy con las cuales determinar los parámetros de los PSS. La localización y activación óptima del conjunto se determina a través del residuo obtenidos de las matrices de estado del análisis modal. Para cada escenario de operación se determinan los parámetros del PSS, mediante el análisis de los residuos del modo de oscilación con la razón de amortiguamiento de interés y se lo compara con los obtenidos a través de la lógica fuzzy [76], [77].

4.2 Antecedentes

4.2.1 Oscilaciones de Baja Frecuencia y PSS

Mediante el análisis de SSS es posible estudiar las oscilaciones excitadas por la perturbación/evento con la finalidad de determinar aquellos modos de oscilación cuya frecuencia compleja presente una parte real positiva (oscilaciones crecientes) o sean pobremente amortiguados (parte real negativa, pero de pequeña magnitud).

Este comportamiento pobremente amortiguado debe ser corregido a través de una respuesta apropiada del sistema de control de excitación, esto es, el regulador automático de voltaje (AVR), en conjunto con el equipo adicional, denominado PSS. Este conjunto constituye la tecnología aplicada de forma exitosa en sistemas de potencia del mundo para mejorar este comportamiento indeseable. Mediante un desempeño correcto de este tipo de dispositivo es posible mejorar los márgenes de estabilidad oscilatoria y alcanzar una operación segura del sistema ante la ocurrencia de eventos oscilatorios.

Los modos de oscilación, dentro de la estabilidad de ángulo de rotor, son el resultado de las interacciones dinámicas entre los diversos generadores de un sistema, a través de la red de transmisión.

Un amortiguamiento insuficiente de estas oscilaciones electromecánicas, por lo general se puede presentar por una operación característica de los AVR de los generadores al transferir potencia a través de largas líneas de transmisión con conexiones débiles entre las diferentes áreas de un sistema, que por razones propias de su sintonización podrían poner en detrimento el torque de amortiguamiento. Los efectos de estas oscilaciones deben minimizarse porque limitan las transferencias de energía en las líneas de transmisión, reducen la potencia de los generadores y pueden provocar colapsos en el sistema eléctrico [2].

El fenómeno se define principalmente por dos modos de oscilaciones, uno es de naturaleza local, mientras que el otro es de naturaleza global o de área amplia. En la literatura especializada se los clasifica como: [2], [6] y [3]

Modos de oscilaciones locales: Se presentan para el caso en el que algunas máquinas sincrónicas de un área delimitada oscilan unas contra otras, el rango de frecuencia típico es del orden de 1 a 2Hz. Las características de estas oscilaciones son observables por mediciones locales. En la práctica, se pueden desarrollar medidas de control efectivas que son relativamente simples para amortiguar estas oscilaciones. Una medida de control típica es un PSS convencional que proporciona una señal de control suplementaria a los sistemas de excitación de los generadores.

Modos de oscilaciones interárea: Representan las oscilaciones de un grupo de máquinas sincrónicas de una parte del sistema respecto a un grupo de máquinas de otra parte del sistema interconectadas a través de vínculos que tienden a congestionarse, el rango típico de frecuencia es del orden de 0.1 a 1Hz. Estos modos interárea son más bajos en frecuencia, por el hecho de que las inercias combinadas de las máquinas coherentes como las impedancias que conectan estos grupos de máquinas son más altas. Las características de estos modos son complejas y bastante diferentes de las oscilaciones de los modos locales. La eficacia en el amortiguamiento de estos tipos de oscilaciones es limitada porque no son tan observables ni controlables. Las oscilaciones entre áreas son problemas globales causados por las interacciones entre grandes grupos de generadores y pueden tener un efecto generalizado. La ausencia de una visión global de todo el sistema dificulta que el controlador local, que es eficaz para amortiguar las oscilaciones locales, proporcione un amortiguamiento adecuado para las oscilaciones entre áreas.

Para mejorar la operación de los AVR, se incluyen como un control suplementario a los que se les conoce como PSS, los cuales se constituyen en un tipo de control eficiente y económicamente viable para amortiguar las oscilaciones electromecánicas. Dicho dispositivo se instala como parte del sistema de excitación del generador de acuerdo a su diseño puede utilizar como entradas de control: la velocidad del generador local, la frecuencia del sistema o la potencia activa generada, lo que significa que los PSS son controladores locales y descentralizados. La salida del PSS actúa a través del AVR del generador introduciendo una

componente de torque eléctrico en el rotor que está en fase con las desviaciones de velocidad.

En la Figura 4.2 se muestra en el plano complejo para un modo de oscilación local ubicado en el punto a, con su desplazamiento al aplicar un cambio en el torque de amortiguamiento y el torque sincrónico del generador. Mediante la acción del AVR se adiciona un torque de sincronización, pero reduce el torque de amortiguamiento. El modo local se desplazará hacia el punto b, con una parte imaginaria mayor pero una parte real menor. Con ello la acción del PSS provoca trasladar el modo local lejos del eje imaginario ($j\omega$) hacia el punto c, incrementando su amortiguamiento.

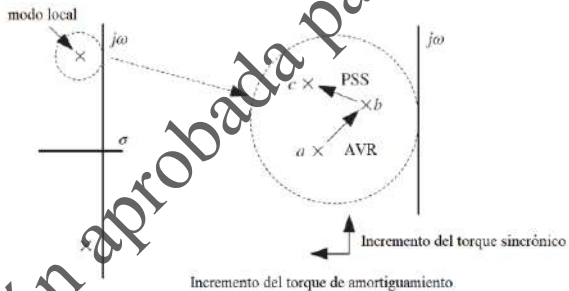


Figura 4.2 Función del PSS en base a [44].

En la Figura 4.3 se presenta un PSS convencional donde su estructura se compone de tres bloques: un bloque de ganancia, un bloque de washout y un bloque de adelanto/atraso de fase. La ganancia (K_{pss}) del bloque determina el valor de amortiguamiento introducida por el PSS. El bloque de washout funciona como un filtro de paso alto cuya frecuencia depende de T_w . El bloque de

compensación de fase de adelanto-retraso proporciona el adelanto de fase requerido para compensar el desfase entre la entrada del excitador y el torque eléctrico del generador, por lo general son dos bloques con sus respectivas constantes de tiempo.

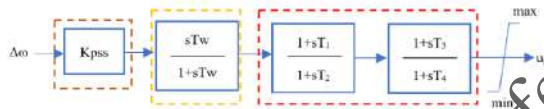


Figura 4.3 Estructura convencional del PSS.

La efectividad de la sintonización de los parámetros del PSS se evalúa examinando si el controlador diseñado mejoró el amortiguamiento de los modos de oscilación, situación que facilita la inclusión de bloques de control adicionales en el mismo, mejorando su respuesta [33]. Una apropiada sintonización del PSS, depende de las características dinámicas del conjunto generador-excitatriz-sistema de potencia, y de la aplicación de una apropiada metodología de sintonización.

Debido a que la sintonización de un PSS depende de la topología y condiciones de operación del SEP, la mayor parte de los métodos consideran, para la determinación de los parámetros, el análisis modal (linealización de la ecuación de oscilación), adicionalmente, si se considera el modelo máquina barra infinita y demás modelos basados en esta característica, las simplificaciones del sistema hacen que los sistemas reales requieran la sintonización de los parámetros de una forma más flexible.

En general, las metodologías clásicas de sintonización de PSS parten de un estado operativo predefinido, para el cual

se identifican los parámetros de manera que se asegure una adecuada actuación del PSS, situación que no garantiza necesariamente una óptima respuesta ante eventos no contemplados. A este respecto, es necesario resaltar que el PSS debería estar sintonizado de tal forma que un amortiguamiento mínimo sea garantizado para todos los estados operativos posibles, aspecto que no todas las metodologías actuales consideran.

El punto de partida de cada técnica de sintonización de los PSS es la modelación del generador, sus sistemas de control y los elementos de red. Para la técnica del lugar geométrico de las raíces se obtienen las raíces del sistema y mediante los criterios de Lyapunov se analizan y se compensan estas raíces, hasta lograr la sintonización requerida que se adecúe al sistema en estudio. La ventaja de esta metodología se centra en que es una técnica fácil de realizar y su desventaja es que realiza una sintonización localizada, no tiene en cuenta el sistema global [78].

La técnica del análisis modal utiliza los valores propios, vectores propios izquierdos y derechos, factores de participación del sistema linealizado o el residuo a fin de determinar los modos de oscilación del sistema, información necesaria para la ubicación de los PSS.

Esta técnica permite obtener la información completa y detallada de los modos de oscilación, al determinar los valores propios, factores de participación y residuos lo cual permite un conocimiento del modo de oscilación, su razón de amortiguamiento y definir la participación de todos los elementos que están interactuando en la operación, luego de ocurrido un evento de pequeña señal en el SEP.

La ventaja de esta técnica radica en que usa el modelo linealizado por lo que permite el uso de métodos de control lineal para diseñar controladores de amortiguamiento de retroalimentación. La desventaja es que, por sí sola, esta técnica es útil para la ubicación de PSS, pero no permite la sintonización en sí de los PSS, más con la información es posible procesarla para aplicar otra técnica para sintonizar los PSS [79]. En general, las investigaciones plantean un problema de optimización basado en la razón de amortiguamiento [8].

4.2.2 Análisis Modal de Sistemas Eléctricos de Potencia

La SSS es una subclase de estabilidad de ángulo del rotor ante la presencia de pequeñas perturbaciones, que obligan al operador del SEP a realizar ajustes, situación que demanda verificar la estabilidad mediante una simulación no lineal en el dominio del tiempo, caracterizada por el análisis de las ecuaciones dinámicas que modelan el sistema. Esta simulación de tiempo no suministra mucha información sobre la estabilidad, que no sea un status de “estable” o “inestable”.

Gracias a la característica de la estabilidad de pequeña señal las ecuaciones que modelan la dinámica del sistema pueden ser linealizadas alrededor del punto de equilibrio, lo cual permite realizar un análisis lineal mediante el cual se puede obtener información adicional de la estabilidad del SEP, como modos de inestabilidad y márgenes de estabilidad. Además, para el diseño de esquemas de control para mejorar el amortiguamiento de los modos oscilatorios se pueden utilizar modelos lineales constituyéndose en una

herramienta de análisis más utilizada para evaluar la estabilidad oscilatoria de pequeña señal del SEP [6] y [3].

El principal interés de SSS es el estudio de los modos de oscilación, los cuales representan la interacción oscilatoria de las partes mecánicas de las máquinas síncronas, es decir, las inercias de la máquina, entre sí a través de la red interconectada. Las frecuencias de estos modos oscilatorios normalmente oscilan entre 0.2Hz a 3Hz. El amortiguamiento en estos modos para los sistemas se halla en el rango del 5% al 10% [3].

De la teoría de control, se conoce que la dinámica de un sistema no lineal depende de los parámetros de los elementos que almacenan y transfieren energía, así como de la magnitud de la perturbación. Esta dinámica, en el caso de los sistemas eléctricos se la representa mediante ecuaciones algebraico diferenciales no lineales. Las oscilaciones presentes en la operación normal del sistema debido a la variación de potencia en los generadores para abastecer el cambio de la demanda, es decir, el sistema presenta un punto de operación cuasiestacionaria situación que permite la linealización de las ecuaciones no lineales alrededor del punto de operación [71] y [80].

La linealización del sistema en un punto de funcionamiento se establece mediante el siguiente sistema de ecuaciones (4.1): [2]

$$\begin{aligned}\Delta \dot{x} &= A. \Delta x + B. \Delta u \\ \Delta y &= C. \Delta x\end{aligned}\tag{4.1}$$

donde el vector de estado del sistema está dado por $x \in \mathbb{R}^n$, el vector de las entradas se considera en $u \in \mathbb{R}^r$, el vector de las salidas es $y \in \mathbb{R}^m$. Las matrices del análisis modal

son $A_{n \times n}$ es la matriz de estado, $B_{n \times r}$ es la matriz de entradas o de controlabilidad, $C_{m \times n}$ es la matriz de salidas o de observabilidad.

La estabilidad de pequeña señal del sistema la determina las raíces de la ecuación característica de la matriz de estado A (4.2), la cual determina los valores propios representados por λ .

$$\det(\lambda I - A) = 0 \quad (4.2)$$

donde los $\lambda_i \in \mathbb{C}$ es el i -ésimo valor propio de la matriz $A_{n \times n}$, mediante los cuales es posible determinar la estabilidad del sistema.

Para que el sistema sea estable, la parte real (σ) de todos los valores propios deben ser negativos, los mismos que representan una medida del amortiguamiento de cada modo de oscilación. Mientras que la parte imaginaria (γ) establece la frecuencia natural del modo de oscilación. Con lo que el factor de amortiguamiento (ζ) del modo de oscilación se determina por medio de la ecuación (4.3) y para un sistema eléctrico se considera suficiente contar con un factor de amortiguamiento mayor o igual al 5% de todos los valores propios del sistema [6].

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \gamma^2}} \quad (4.3)$$

Para determinar los vectores propios del sistema se establece las ecuaciones (4.4) y (4.5):

$$(\lambda_i I - A)v_i = 0 \quad (4.4)$$

$$\psi_i^T (\lambda_i I - A) = 0 \quad (4.5)$$

donde v_i y ψ_i son los vectores propios derecho e izquierdo respectivamente asociados al i -ésimo valor propio λ_i , para su determinación se considera que los parámetros del sistema permanecen constantes y están considerados en la matriz de estado A .

El i -ésimo elemento de v_i mide la actividad y la observabilidad de la variable de estado x_i respecto al i -ésimo modo, mientras que para el caso del i -ésimo elemento de ψ_i mide la contribución y la controlabilidad de la variable de estado en el i -ésimo modo de oscilación [2] y [6].

Para el caso de $\psi_i = 0$ o $v_i = 0$ se constituye en una situación particular, de que el i -ésimo modo de oscilación es no controlable o no observable; lo cual determina que si se realimenta la entrada no tendrá efecto en la salida. Por lo expuesto, los modos de oscilación de interés son aquellos en los cuales sea posible llevar adelante acciones de control.

4.2.3 Método de Residuo

El método del residuo permite determinar la sensibilidad funcional, a través del procesamiento de los vectores propios. De esta forma es posible cuantificar la sensibilidad de un valor propio ante el cambio de un elemento diagonal de la matriz de estado A . El residuo R se obtiene de la manipulación de las matrices B y C del sistema. Además, dado que existen varias posibles entradas/salidas permite establecer el nivel de controlabilidad y observabilidad de cada una de ellas.

El residuo R del k -ésimo valor propio λ_k indica el nivel de sensibilidad entre la variable de entrada u y la variable de salida y del sistema. El residuo $R_k \in \mathbb{C}$ está formado por el

módulo y ángulo en el plano complejo, el ángulo θ da la dirección en el plano y el módulo indica cual modo de oscilación es más sensible a la realimentación de la señal de entrada u y la señal de salida y , constituyéndose en el más efectivo para el amortiguamiento del modo oscilatorio [68] y [69].

Mediante el análisis del ángulo θ se determina si el valor propio del modo de oscilación se ubica en el primer cuadrante del plano complejo, lo que hace necesario determinar el ángulo suplementario que permite realizar la compensación de fase requerida del modo de oscilación analizado $180^\circ - \theta$ y desplazar el valor propio hacia la zona estable; como se muestra en la Figura 4.4.

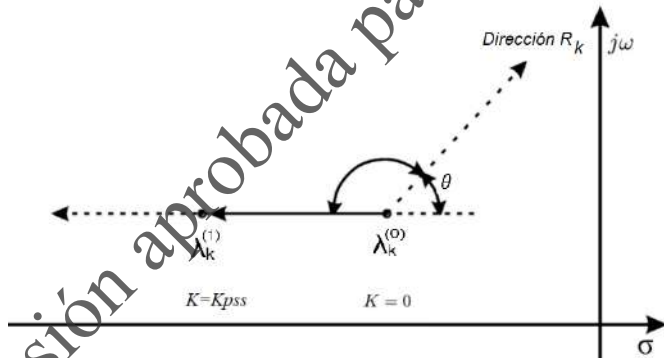


Figura 4.4 Efecto de desplazamiento del Modo Oscilatorio considerando el residuo.

La función de transferencia de lazo abierto en el dominio de Laplace del sistema (4.1), se presenta en la ecuación (4.6): [2]

$$G(s) = \frac{\Delta y}{\Delta u} = C(sI - A)^{-1} \cdot B \quad (4.6)$$

Expresando $G(s)$ mediante fracciones parciales para cada valor propio se obtiene la ecuación (4.7) en función de las matrices C , B y los vectores propios del sistema [2].

$$G(s) = \sum_{k=1}^n \frac{C(i, :).v(:, k) * \psi(k, :).B(:, j)}{(s - \lambda_k)} \quad (4.7)$$

Cada término del numerador de la ecuación (4.7) es el residuo que da una medida de la observabilidad y controlabilidad del modo de oscilación de interés, como lo muestra la ecuación (4.8): [2] y [68]

$$R_{ijk} = C(i, :).v(:, k) * \psi(k, :).B(:, j) \quad (4.8)$$

De (4.8) se establece que el residuo R proporciona una medida de la sensibilidad del valor propio en base a sus respectivos vectores propios para la entrada/salida y así determinar cuál de las entradas al equipo de control es mejor para la retroalimentación del equipo.

Lo indicado abre el campo de uso de señales distribuidas en el sistema, las cuales pueden ser monitoreadas o procesadas en WAMS. Situación que determina en base a la selección entrada/salida las matrices B y C de (4.8) van a presentar múltiples columnas y múltiples filas respectivamente de acuerdo al número de entradas y número de salidas seleccionadas.

Por lo tanto, el residuo R_{ijk} calculado es una matriz donde cada elemento de la matriz corresponde a una entrada y una salida definida por la columna y fila correspondiente. La diagonal de la matriz de residuos del modo k -ésimo representan las variables de control local y los elementos

fuera de diagonal representan la variable de control remoto. La mejor entrada-salida corresponde al máximo módulo del residuo.

4.2.3.1 Cálculo del residuo

En esta tesis la finalidad del residuo es la de cambiar el factor de amortiguamiento del modo crítico de interés, a través del desplazamiento hacia la zona estable del plano complejo de los valores propios, hasta alcanzar una razón de amortiguamiento establecida. En la mayoría de software comercial especializado de ingeniería como PowerFactory, por lo general se proporciona la matriz de estado A , los valores propios y los vectores propios. Mientras que la matriz de entradas B y la matriz de salidas C no se encuentran disponibles.

En [81] y [82] presenta una propuesta de construcción de las matrices B y C en lenguaje DigSILENT Programming Language (DPL) de PowerFactory para calcular la sensibilidad de los valores propios. Pero con las adecuaciones necesarias y el uso de los vectores propios correspondientes, es posible determinar un marco de referencia que permite calcular los residuos del sistema analizado para las entradas de interés, que en este caso son los generadores, debido a que los mismos contienen los PSS.

A continuación, se describe brevemente los pasos requeridos para la determinación del residuo en PowerFactory, sobre la base de lo establecido en [81] :

El primer paso es obtener el sistema de matrices del análisis modal, los valores propios, el vector propio derecho y el

vector propio izquierdo. Debido a que las matrices B y C no son únicas para el sistema como es la característica de la matriz A ya que las mismas dependen de la selección de las entradas y salidas seleccionadas por el usuario. Como segundo paso la matriz B se determina considerando una variación de las variables de estado ante la variación de la potencia activa de las barras seleccionadas Δu_i (columna i de la matriz B) de acuerdo a lo establecido en (4.9).

$$\Delta \dot{x} = A \cdot \Delta x + B_i \cdot \Delta u_i \quad (4.9)$$

Asumiendo que la entrada es una función paso unitaria aplicada a $t=0$ y $\Delta x(t) = 0, \forall t \leq 0$. La solución de (4.9) considerando la fórmula de Euler para un Δt es:

$$B_i \approx \Delta \dot{x}(\Delta t) \approx \frac{\Delta x(\Delta t) - \Delta x(0)}{\Delta t} \quad (4.10)$$

$$B_i = \frac{x(\Delta t) - x(0)}{\Delta t}$$

Ya que $\Delta x = 0$ y $\Delta u_i = 1$ al considerar pequeños $\Delta t = 0.0001s$ el error de (4.10) es mínimo, siguiendo un enfoque de prueba y error, este paso de tiempo se ha elegido después de comparar la respuesta de la representación no lineal completa y el modelo linealizado.

En el tercer paso se forma la matriz C en base a la disponibilidad o no de las variables de los elementos de salida, se define la i -ésima fila de esta matriz con ceros excepto por un término con valor "1" asociado con la existencia del i -ésimo generador.

Con el cálculo de las matrices B , C y los vectores propios en base al adecuado índice del valor propio correspondiente al modo crítico seleccionado, en esta tesis se considera el

criterio de la razón de amortiguamiento del modo de oscilación seleccionado, más otro criterio puede ser implementado por ejemplo la frecuencia. Hasta aquí se cuenta con toda la información que permite aplicar (4.8) para determinar el residuo del modo seleccionado, en la Figura 4.5 se presenta el esquema del proceso de cálculo.

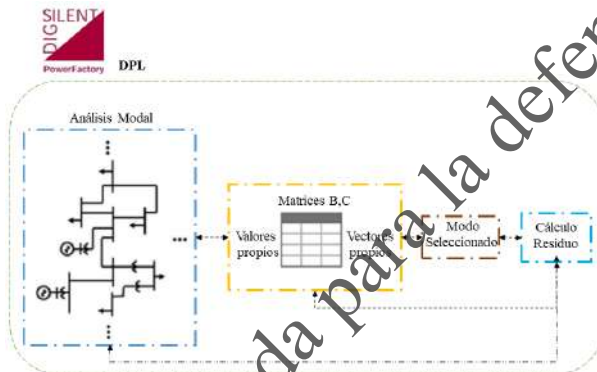


Figura 4.5 Esquema de cálculo del Residuo.

4.2.3.2 Desplazamiento del valor propio por medio del residuo.

La función de transferencia $G(s)$ de la ecuación (4.7) se puede transformar en numerador $N(s)$ y denominador $D(s)$, cuando se considera la alimentación de la salida por medio de una ganancia k a la entrada se tiene la función de transferencia de laso cerrado en (4.11).

$$G(s) = \frac{N(s)}{D(s) + kN(s)} \quad (4.11)$$

Para $k \neq 0$ los polos de $G(s)$ se definen como:

$$D(\lambda_i(k)) + kN(\lambda_i(k))=0$$

$$\lambda_i(0) = \lambda_i \quad (4.12)$$

Obteniendo la derivada de (4.12) al considerar $k \rightarrow 0$ se determina (4.13)

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial k} = - \frac{N(\lambda_i)}{\frac{\partial D}{\partial k}(\lambda_i)} \quad (4.13)$$

Ya que $D(s)$ puede expresarse como $D(s) = \prod_{j=1}^n (s - \lambda_j)$ siendo su derivada.

$$\frac{\partial D(s)}{\partial s} = \sum_{j=1}^n \prod_{j \neq k} (s - \lambda_j) \quad (4.14)$$

Para el caso del i -ésimo modo de oscilación se determina de (4.14) para cuando $k \rightarrow 0$:

$$\frac{\partial D}{\partial k}(\lambda_i) = \prod_{j \neq i} (s - \lambda_j) \quad (4.15)$$

Rescribiendo (4.7) para $k \rightarrow 0$ en función del residuo se tiene $(s - \lambda_i) \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{R_{ijk}}{(s - \lambda_k)} \rightarrow 0$ lo que establece (4.16).

$$(s - \lambda_i) G(s) = R_{ij} + (s - \lambda_i) \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{R_{ijk}}{(s - \lambda_k)} \quad (4.16)$$

$$(s - \lambda_i) G(s) \approx R_{ij}$$

Ahora mientras que cuando $k \rightarrow 0$ de (4.11) se tiene (4.17):

$$(s - \lambda_i) G(s) = \frac{N(s)}{\prod_{j \neq i} (s - \lambda_j)} = \frac{N(\lambda_i)}{\frac{\partial D}{\partial k}(\lambda_i)} \quad (4.17)$$

Procesando (4.16) y (4.17) se determina (4.18):

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial k} \approx -R_{ij} \quad (4.18)$$

Considerando pequeños cambios de k se determina que:
 $\Delta \lambda_i = -R_{ij} * \Delta k$.

4.2.4 Lógica Fuzzy en la sintonización de PSS

4.2.4.1 Antecedentes

Los siguientes conceptos sobre lógica Fuzzy se basan en [32]. La lógica Fuzzy permite transformar el valor de una entrada a una salida parametrizada en función de reglas que determina el grado de pertenencia a una de las reglas establecidas por el usuario. Así, aunque la información disponible contenga ruido, esta técnica permite obtener del comportamiento del sistema interpolaciones entre las condiciones de entrada y salida.

En la Figura 4.6 se observa las diferentes etapas requeridas por la lógica fuzzy. En el fusificador se mapea la variable de entrada para colocarle en la escala de la regla establecida. La regla establecida en base al conocimiento del usuario determina el grado de pertenencia del conjunto de datos para cada regla (conjunto de datos fuzzy), simulando la toma de decisiones humana basada en funciones de membresía y así inferir acciones de control.

Como el conjunto de datos tiene la escala de la regla establecida es necesario convertirlas al rango de valor de

las variables analizadas, proceso denominado defusificación.

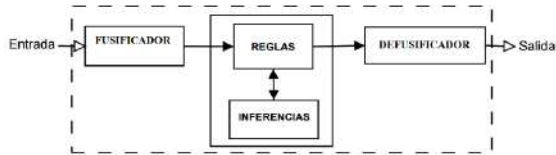


Figura 4.6 Sistema Difuso.

Un conjunto de datos fuzzy definido por la función de membresía permite determinar el grado de pertenencia de cada dato. El eje x de la función de pertenencia muestra los umbrales de la variable analizada y el eje y muestra el valor de pertenencia a los valores lingüísticos definidos en la regla de la variable analizada.

Existen diferentes tipos de la función de membresía las más comúnmente utilizadas son triangulares, trapezoidales o gaussiana entre otras, como se muestra en la Figura 4.7. Las funciones de membresía son elegidas por los usuarios, mediante las cuales se busca representar la experiencia del control de la variable analizada, y pueden ser combinadas para representar el valor lingüístico que permita controlar el problema analizado.

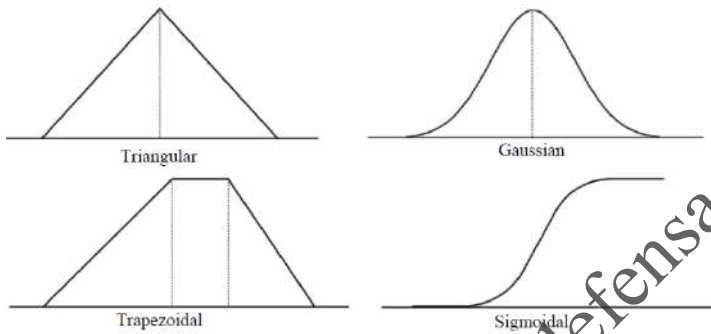


Figura 4.7 Tipos de funciones de membresía.

Existen algunos métodos de defusificación como el de máxima membresía, centroide entre otros. En esta tesis se utiliza el método del centroide, el cual empíricamente ha demostrado acoplarse adecuadamente en la determinación de los parámetros del PSS (K, T_1, T_3). Las constantes de tiempo restantes de los bloques de adelanto-atraso presentadas en la sección 4.3.1.

4.2.4.2 Aplicación a PSS

En base, a la aplicación de una colección de reglas, se busca el ajuste de las oscilaciones, mediante la modificación de los parámetros del PSS, considerando el grado de pertenencia de cada parámetro respecto a cada nivel de potencia, se aplica lógica fuzzy a través de una función de pertenencia triangular, tal como se observa en la Figura 4.8.

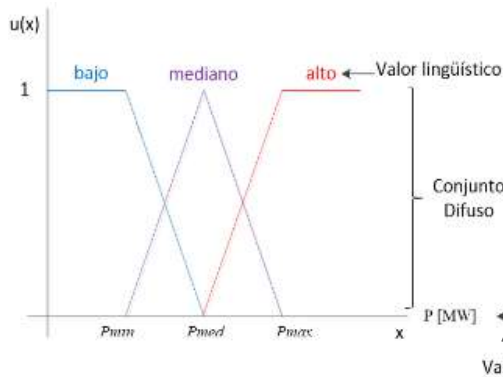


Figura 4.8 Reglas de lógica fuzzy para la potencia de generación.

4.2.5 Control de Modo Deslizante (SMC)

Ya que el PSS se constituye en un bloque de control interno del sistema de excitación del generador (AVR), que utiliza señales estabilizadoras añadido para mejorar el funcionamiento total de la dinámica del sistema, especialmente para el control de oscilaciones electromecánicas. Sin embargo, típicamente los AVR usan controladores PID por lo que resulta interesante probar con el uso de otros controladores como SMC y realimentación de estados, que de acuerdo con la teoría de control se caracterizan por presentar criterios más robustos, como se ha demostrado en los análisis realizados en la investigación, obteniéndose mejores resultados del control de las oscilaciones de baja frecuencia y esta característica puede ser utilizada en los generadores modernos y de esta manera mejorar el esquema de control del conjunto AVR-PSS.

El SMC se lo considera como uno de los métodos de control robusto y no lineal, mediante el cual se busca proporcionar una solución directa para la entrada de control. Su ventaja es la robustez contra perturbaciones externas y variaciones

de parámetros impredecibles, en el documento final se amplió el detalle de la técnica de control para su implementación en PowerFactory de DigSILENT.

Este método de control no lineal requiere definir una superficie deslizante (S) para mantener al sistema sobre la misma [75]. Mediante el cálculo del error $e = y_d - y$ se establece una ley de control que permite llevar al sistema de un estado arbitrario, a través de una trayectoria definida dada por la superficie S hacia el estado deseado, como se presenta en la Figura 4.9.

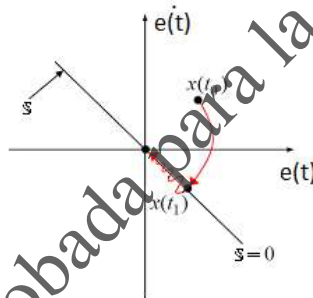


Figura 4.9 Principio del Control de Modo Deslizante.

La superficie S se define en el espacio de estado \mathbb{R}^n por la ecuación (4.19) [75].

$$S = \left\langle \frac{d}{dt} + c \right\rangle^{n-1} \cdot e \quad (4.19)$$

donde n es el orden del sistema y c es una constante real positiva, por lo general para sistemas que presenten variables algebraico diferenciales se utiliza un polinomio de segundo orden a fin de suavizar la respuesta de las derivadas, como se presenta en la ecuación (4.20) [75].

$$S = \ddot{e} + 2\dot{e} + c^2 \cdot e \quad (4.20)$$

4.2.5.1 Modelación del control SMC

En la actualidad el SEP es operado cerca de sus límites de capacidad y ante cualquier perturbación/evento existe la posibilidad de afectar la estabilidad de la operación, con una alta probabilidad de presentarse oscilaciones electromecánicas poco amortiguadas.

Esta situación demanda la inclusión de señales auxiliares a la de los PSS para amortiguar las oscilaciones. Por lo que el presente análisis, estudia la inclusión de una señal adicional al AVR a través del seguimiento del voltaje de barra donde se conecta el generador y el uso de la técnica de control de modos deslizantes, muestra ser una opción para mejorar la respuesta del amortiguamiento del sistema.

Para diseñar el SMC requiere tener acceso a la variable a controlar y su referencia, en el caso del AVR esta variable es el voltaje.

De acuerdo a la ecuación (4.20) la superficie S se selecciona en un polinomio que cuente con las características proporcional (K_p), integral (K_i) y derivativo (K_d) que actúa sobre el error de la variable seleccionada, es decir, la diferencia entre el valor de referencia $y_d(t)$, y la medida de salida $y(t)$ está dado por la ecuación (4.21)

$$e(t) = y_d(t) - y(t) \quad (4.21)$$

Por lo indicado, la superficie S para el presente estudio se plantea como la ecuación (4.22).

$$S = K_i \int e(t) + K_d \dot{e}(t) + K_p e(t) \quad (4.22)$$

El objetivo del control es asegurar que la variable controlada sea igual a su valor de referencia en todo momento, lo que representa que, $e(t)$ y sus derivados deben ser cero. Cuando la superficie \mathcal{S} alcance un valor constante, esta se la debe mantener, para ello tiene que ser cero en todo momento. Bajo esta condición las derivadas de (4.22) también se iguala a cero, como se presenta en (4.23).

$$\dot{\mathcal{S}} = K_i e(t) + K_d \ddot{e}(t) + K_p \dot{e}(t) = 0 \quad (4.23)$$

4.2.5.2 Acción de control proporcional

Para un controlador con acción de control proporcional, la relación entre la salida del controlador $u(t)$ y la señal de error de actuación $e(t)$ es:

$$u(t) = K_p * e(t) \quad (4.24)$$

O, expresado en forma de transformada de Laplace.

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p \quad (4.25)$$

Donde K_p se denomina ganancia proporcional. Cualquiera que sea el mecanismo real y cualquiera que sea la forma del voltaje operativo, el controlador proporcional es esencialmente un amplificador con una ganancia ajustable.

4.2.5.3 Acción de control integral

En un controlador con acción de control integral, la derivada del valor de la salida del controlador $u(t)$ se cambia a un voltaje proporcional a la señal de error de actuación $e(t)$ como lo establece (4.26).

$$\frac{du(t)}{dt} = K_i * e(t) \quad \text{o} \quad u(t) = K_i * \int e(t) \quad (4.26)$$

O, expresado en forma de transformada de Laplace.

$$\frac{U(s)}{E(s)} = \frac{K_i}{s} \quad (4.27)$$

Donde K_i es la ganancia integral ajustable.

4.2.5.4 Acción de control derivativa

La acción de control derivativa, el valor de la salida del controlador $u(t)$ se cambia a un voltaje proporcional a la señal de error de actuación $e(t)$.

$$u(t) = K_d * \frac{de(t)}{dt} \quad (4.28)$$

O, expresado en forma de transformada de Laplace.

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_d * s \quad (4.29)$$

Donde K_d es la ganancia derivativa ajustable.

Así cada término cumple una función específica, como se detalla a continuación:

Término proporcional

- Produce una acción de control inmediata proporcional al valor de la entrada de error.
- Típicamente presenta un dominio significativo en la estabilidad del regulador.

Término integral

- Produce una acción de control que se acumula a una velocidad proporcional al tamaño de la entrada de error.
- Generalmente trabaja acorde con el término proporcional para determinar la estabilidad del regulador.
- Modifica la entrada de error al controlador del regulador para determinar la precisión de estado estacionario del sistema de regulación.

Término derivativo

- Produce una acción de control que es proporcional a la tasa de cambio de la entrada de error.
- Extiende los límites de estabilidad del regulador al permitir incrementar las ganancias integrales y proporcionales mientras se mantiene estable el sistema de control.

4.2.5.5 Modelación matemática de control SMC en DSL

A continuación, se presenta de manera resumida la explicación del lenguaje de simulación de DiGSiLENT (DSL) utilizado para programar modelos dinámicos de sistemas de control que utilizan señales de entrada del sistema eléctrico de potencia simulado y reaccionan cambiando algunas señales, y otros componentes utilizados en sistemas eléctricos de potencia. Al igual que otro lenguaje de simulación o programación, se requiere de una sintaxis especial para la formulación del modelo.

Un modelo creado en DSL es un complemento adicional de la funcionalidad de análisis dinámico de PowerFactory. Ya que este permite en la simulación, considerar las ecuaciones del modelo creado, el cual en conjunto con las

ecuaciones que describen el comportamiento dinámico de los componentes del sistema de potencia, permiten obtener la simulación dinámica integrada de la combinación del sistema de potencia y sus controladores.

Los modelos construidos en DSL pueden ser simples o complejos, sin embargo, se caracterizan por tener dos partes básicas: [83]

- La interfaz.
- El modelo DSL.

La interfaz a la cual se la denomina Composite Model, en esta se define el nombre del modelo, las variables de las señales de entrada y salida, los parámetros del modelo y las variables de estado.

La lista de detalle de cada modelo a la que se denomina, Common Model, basado en las señales definidas en la interfaz, el modelo de DSL incluye:

- Descripciones de los parámetros: nombre y unidad.
- Rangos de parámetros permitidos.
- Condiciones iniciales y funciones que se utilizan para calcular los valores iniciales.
- Las relaciones algebraicas que definen el controlador.

Se puede encontrar más información sobre las características, términos y abreviaciones, funciones, sintaxis, variables, estructura, elementos básicos, definición de código, creación e inicialización de modelos, etc. en [83].

En el lenguaje DSL, las funciones de transferencia en el dominio de Laplace permiten determinar el diagrama de bloques. Estos bloques son a su vez modelados en

PowerFactory, el programa cuenta con bloques predefinidos que tienen programado diferentes funciones, tales como: ganancias, bandas muertas, integradores, constantes, comparadores, selectores, señales, limitadores, funciones matemáticas, etc. Estas funciones/modelos se hallan organizados en librerías, denominadas macros. La utilización de estas macros resulta una ventaja ya que su programación viene por defecto. Las macros presentan variables de entrada, variables de salida, variables de estado, variables internas y parámetros (por ejemplo, K, T, límites). Los parámetros son parte fundamental en un modelo matemático ya que son los que determinan el comportamiento del modelo DSL. En la Figura 4.10 se muestra un ejemplo de una macro de librería, un integrador específicamente, donde el parámetro que caracteriza esta macro es T y la ecuación en el dominio de Laplace es:

$$y_o = y_i \left(\frac{1}{sT} \right) \quad (4.30)$$

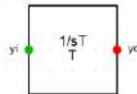


Figura 4.10 Integrador de la librería DSL de PowerFactory.

La misma que en el dominio del tiempo representa un conjunto de ecuaciones diferenciales, donde \dot{x} representa a derivada de x con respecto al tiempo, la cual es una variable de estado, mientras que en DSL se simboliza con $x.$, cómo se observa en la captura de pantalla de las ecuaciones que representan al integrador en la Figura 4.11.

$$\dot{x} = \frac{y_i}{T} \quad (4.31)$$

$$y_o = x \quad (4.32)$$

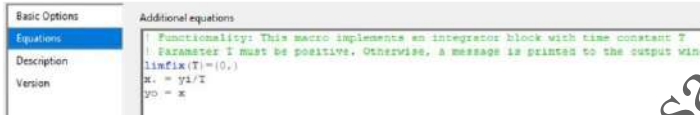


Figura 4.11 Ecuaciones en el dominio del tiempo del Integrador de la librería DSL de PowerFactory.

Considerando las ecuaciones (4.30) a (4.32) se determina:

$$y_i = x * sT \quad (4.33)$$

A partir de las macros se estructura el modelo del regulador mediante diagrama de bloques que contenga las diferentes funciones de transferencia que representan y determinan el comportamiento del modelo considerado. En el caso de que en las librerías no se encuentre una macro que contenga la función deseada, se pueden editar las macros ya existentes o en su defecto programar una macro desde cero.

Para poder modelar en DSL el control SMC se considera la segunda derivada del error de la ecuación (4.21), en el caso del SEP la función de transferencia de la salida $y(t)$ ante una entrada $u(t)$ para un modo oscilatorio se indica en la ecuación (4.34), y corresponde a un sistema de segundo orden [1].

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{K}{s^2 + as + b} \quad (4.34)$$

Considerando en el dominio del tiempo de (4.34) es posible determinar:

$$\ddot{y}(t) + a\dot{y}(t) + by(t) = K * u(t) \quad (4.35)$$

Despejando $\ddot{y}(t)$ de (4.35) y reemplazando en (4.23) se tiene:

$$K_i e(t) + K_p \dot{e}(t) + K_d [\ddot{y}_d(t) + a\dot{y}(t) + by(t) - K * u(t)] = 0 \quad (4.36)$$

Procesando la ecuación (4.21) para determinar el valor de la referencia en función de la segunda derivada, es posible determinar la ecuación (4.36), la cual es modelada en DSL de PowerFactory de acuerdo a la Figura 4.10 en función de (4.37).

$$U_{eq}(t) = \frac{K_i e(t)}{K_d K} + \frac{K_p \dot{e}(t)}{K_d K} + \frac{\ddot{y}_d(t)}{K} + \frac{a\dot{y}(t)}{K} + \frac{by(t)}{K} \quad (4.37)$$

Como la ley de control del SMC se encuentra formada por una acción de control continua denominada U_{eq} , la que es función de la variable de salida $y(t)$ del error $e(t)$ y de sus derivadas, siendo la ganancia K correspondiente al modo oscilante que se está analizando como la presentada en (4.37). Y de la parte de la acción discontinua de llevar $e(t)$ y sus derivadas a cero como la ecuación (4.22), denominada U_d , con lo que se completa la ley de control del SMC siendo:

$$U_{SMC} = \frac{K_i e(t)}{K_d K} + \frac{K_p \dot{e}(t)}{K_d K} + \frac{\ddot{y}_d(t)}{K} + \frac{a\dot{y}(t)}{K} + \frac{by(t)}{K} + \frac{\rho \cdot S}{|S| + \tau} \quad (4.38)$$

En la ecuación (4.38) se observa un término, el mismo que depende de la superficie S , del parámetro ρ este representa una ganancia de ajuste del modo analizado, el parámetro τ es un valor que permite incluir el desplazamiento indeseado, movimiento en zig-zag, de alta frecuencia alrededor de la superficie deseada de control (chattering) para el estudio

corresponde al modo analizado; por lo general debe ser pequeño, todos estos parámetros en conjunto buscan representar la acción característica discontinua denominada U_D del SMC. Mediante la función continua con la finalidad de que las acciones de control sean suavizadas para su aplicación en el sistema y adicionalmente permite reducir el chattering [75].

A la ecuación (4.38) se la puede reducir, como la derivada del valor de referencia $y_d(t)$ es cero. Adicional de la ecuación (4.34) para las condiciones de un sistema de segundo orden el valor de K por lo general alcanza el valor de b.

$$U_{SMC} = \frac{K_i e(t)}{K_d K} + \frac{K_p \dot{e}(t)}{K_d K} + \frac{a \dot{y}(t)}{K} + y_d + \frac{\rho \cdot S}{|S| + \tau} \quad (4.39)$$

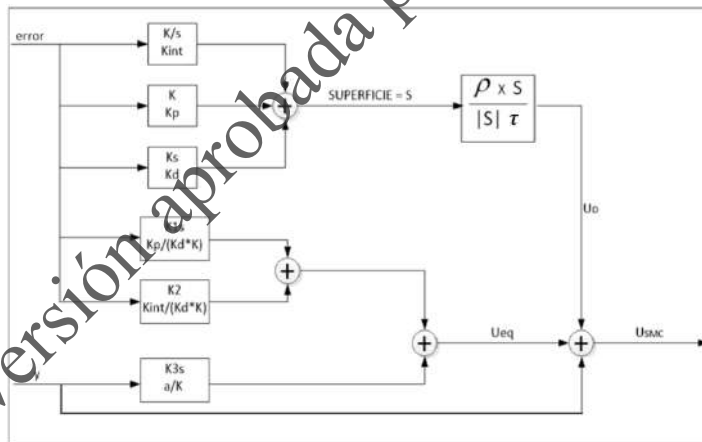


Figura 4.12 Diagrama de Bloques del Control SMC.

En la Figura 4.13 se muestra la interfaz del modelo de control de la Figura 4.12, se observa las variables de

entrada, variables de salida, variables de estado, parámetros corresponden al diagrama de bloques.

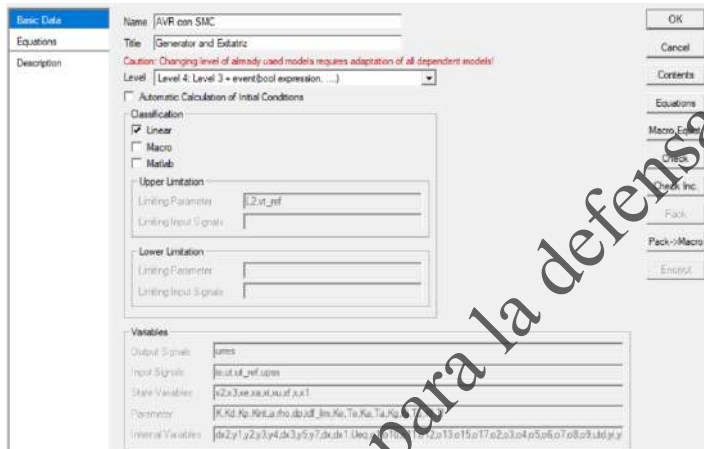


Figura 4.13 Interfaz de programación del SMC.

Debido a las variables de estado que se presentan por el modelo de control a través de las macros requeridas, se hace necesario establecer las condiciones iniciales. Mismas que no vienen definidas por defecto, el proceso de inicialización de las variables del modelo lo debe realizar el usuario y depende claramente de las macros utilizadas.

Las condiciones iniciales del elemento a controlar se determinan a través del flujo de potencia, es por esto, que es importante definir las variables de entrada y de salida del modelo completo. Así para el caso del PSS son señales obtenidas de la unidad de generación mediante simulación o de las señales externas PMU.

La inicialización de las condiciones de un modelo en DSL es importante ya que determina los valores de las variables de

estado para $t=0$. Es decir, el proceso establece que todas las derivadas de las variables de estado son cero debido a que se considera que en ($t=0$) no existe cambio de ninguna variable, con lo que las ecuaciones diferenciales se convierten en un conjunto de ecuaciones algebraicas. Las señales de entrada y de salida del modelo que sean incógnitas, quedan definidas en función de señales o variables que sean conocidas.

Para lograr esto, generalmente se inicializa de derecha a izquierda el modelo, progresivamente desde las señales de salida hasta llegar a las señales de entrada, para este proceso se debe recurrir a las ecuaciones que posee cada macro, es decir, el desarrollo matemático de las funciones de transferencia. En la Figura 4.14 se muestra el código de inicialización del modelo plasmado en la Figura 4.12. La inicialización de variables de estado, de entrada y salida se realiza por medio del comando `inc()`. En el paréntesis se debe colocar la variable a inicializar.

```

1 inc (x1)=0
2 inc (x2)=0
3 inc (x3)=0
4 inc (u)=0
5 inc (y)=(K*uzres/Ka)
6 inc (xa)=K*uzres
7 inc (xu)=uc
8 inc (x)=(K*uzres*dp)/(Ka*zbo-K*uzres)
9 inc (x1)=0
10 inc (x2)=0
11 inc (x3)=ucd
12
13 vardef (Kint)='pu': 'Integral Gain'
14 vardef (Kp)='pu': 'Proportional Gain'
15 vardef (Kd)='pu': 'Derivative Gain'
16 vardef (beta)='pu': 'Gain mode'
17 vardef (tau)='pu': 'Controller Time Constant'
18 vardef (tbo)='pu': 'Tuning parameter reaching mode'
19 vardef (dp)='pu': 'Tuning parameter used to reduce the chattering pu
20

```

Figura 4.14 Código DSL de las condiciones iniciales del modelo Figura 4.12

A continuación de la inicialización, es necesario comprobar que el modelo se halla adecuadamente conectado e inicializado, esto se lo realiza mediante la opción "Check".

4.3 Sintonización de los PSS

La sintonización de los parámetros del PSS (K_{pss} , T_w , T_r) se la realiza con el residuo del modo analizado respectivamente, para el caso del bloque de adelanto-atraso los tiempos son determinados por las ecuaciones (4.40) y (4.41) como lo establece las referencias [12], [68] y [80] donde se analiza la viabilidad de los mismos para el amortiguamiento de las oscilaciones.

$$T_k = \frac{\sqrt{1 + \sin\left(\frac{\pi - \theta_i}{2}\right)}}{\gamma_i \cdot \sqrt{1 - \sin\left(\frac{\pi - \theta_i}{2}\right)}}, k \text{ impar} \quad (4.40)$$

$$T_l = \frac{1 - \sin\left(\frac{\pi - \theta_i}{2}\right)}{1 + \sin\left(\frac{\pi - \theta_i}{2}\right)} \cdot T_k, l \text{ par} \quad (4.41)$$

donde γ_i corresponde a la frecuencia y θ_i es el ángulo del residuo del modo de oscilación de interés. En esta tesis se considera la selección de dos modos de oscilación críticos en base a la menor razón de amortiguamiento y así determinar los tiempos T_1 y T_3 con sus correspondientes tiempos T_2 y T_4 .

La compensación proporcionada depende de la frecuencia central determinada por los tiempos de cada uno de los bloques de compensación de fase de adelanto-atraso que tenga el PSS y de la magnitud de compensación

establecidas por la proporción entre las constantes de tiempo, de los bloques de adelanto-retraso. Como se establece mediante las expresiones señaladas en (4.42) y (4.43) respectivamente y analizadas a más detalle en la referencia [84].

$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{T_k T_l}} \quad (4.42)$$

$$n = \frac{T_k}{T_l} \quad (4.43)$$

La variación del valor propio $\Delta\lambda_i$ se alcanza considerando el desplazamiento en el plano complejo de la parte real del modo de oscilación que permita alcanzar la razón de amortiguamiento deseada (ζ_{sel}) para el modo seleccionado como en (4.44)

$$\|\Delta\lambda_i\| = \|\sigma_i - \sigma_{sel}\|$$

$$\sigma_{sel} = -\frac{\zeta_{sel} * \gamma_i}{\sqrt{1 - \zeta_{sel}^2}} \quad (4.44)$$

Mientras que para determinar la ganancia K_{PSS} como en (4.45), se parte de la variación del valor propio $\Delta\lambda_i$ del modo de oscilación y $|G(s)|$ es el módulo de la función de transferencia del modelo de PSS de la Figura 4.3. Para los casos de análisis se consideró $T_w = 10$.

$$K_{PSS} = \frac{\Delta\lambda_i}{\|R_{ij}\| \cdot \|G(s)\|} \quad (4.45)$$

Debido a que los parámetros del PSS se los obtiene para un punto de operación del sistema, y para considerar los diferentes puntos de operación del SEP, se requiere de una sintonización adecuadamente coordinada. Cuando se presentan las oscilaciones, es necesario poder monitorearlas y que sean accesibles, características de la variable de la potencia activa de los generadores seleccionados mediante el método de residuo de cada uno de los escenarios analizados.

4.3.1 Algoritmo utilizado para Localización y Ajuste de Parámetros del PSS

En esta sección se presenta el algoritmo utilizado que permite ubicar y sintonizar los PSS mediante los criterios indicados anteriormente. La particularidad del presente trabajo es la consideración de la señal de control de modos deslizantes y la estimación coordinada de los parámetros del PSS mediante lógica fuzzy.

En la Figura 4.15, se observa el esquema de la metodología planteada que permite obtener la ubicación y sintonización de los PSS de manera sincrónica entre los dos programas utilizados.

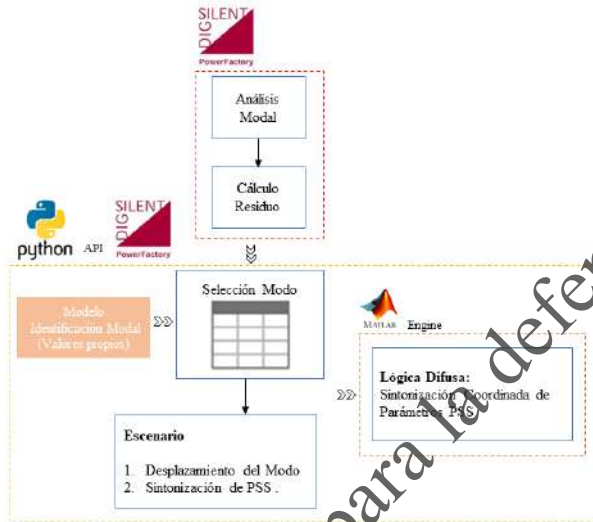


Figura 4.15 Metodología para ubicación y sintonización de PSS.

Finalmente, para determinar el desempeño sobre el amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia en el SEP, se realiza un análisis dinámico considerando un evento en el sistema el cual es obtenido en PowerFactory.

5. SINTONIZACIÓN ADAPTATIVA DEL PSS UTILIZANDO UNA ESTRATEGIA DE MÁQUINA DE APRENDIZAJE.

5.1 Introducción

Los SEP actualmente están constituidos de grandes redes regionales interconectadas con diferentes tipos de cargas flexibles y variables, generalmente distantes de los recursos de generación, como es el caso de los sistemas hidrotérmicos, esta situación operativa determina la presencia de oscilaciones de baja frecuencia en las interconexiones, situación que limita la transferencia de flujo de energía entre ellas.

Por medio del análisis de la SSS se determina la capacidad del SEP para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Dada la operación del sistema existen muchos factores de incertidumbre que afectan la SSS, por ejemplo, la desviación en los parámetros de ajuste de controles por la dinámica de los generadores, cambio de carga, parámetros de red, intercambio de energía entre diferentes áreas del sistema, etc. Por lo tanto, la sintonización convencional de un PSS, al no poder observar estos factores que provocan las oscilaciones de baja frecuencia pueden comprometer el amortiguamiento de las oscilaciones o incluso puede empeorar la estabilidad del sistema [3], [85].

El nivel de SSS se define por el porcentaje de amortiguamiento de los modos de oscilación de baja frecuencia. Además, la forma más efectiva y económica de restringir la oscilación de baja frecuencia es mediante la

instalación de PSS [86], siempre que éste sea sintonizado de la forma más apropiada. En la mayoría de los sistemas, convencionalmente, el PSS utiliza la velocidad del generador como la señal de entrada local, lo que permite una operación razonable para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia, utilizando parámetros fijos, obtenidos para una condición de operación mediante diferentes técnicas [87].

En la actualidad, la instalación de PMU es un requisito para la entrada de nuevas instalaciones del sistema [88]. Mediante el uso de estos dispositivos es posible el monitoreo en tiempo real de la dinámica del sistema, y junto con algoritmos avanzados para procesar las mediciones de varios puntos del sistema eléctrico, es posible evaluar la estabilidad oscilatoria en tiempo real.

Todo esto hace posible determinar el comportamiento oscilatorio después de un evento o perturbación. El sistema WAMS dispone de señales transmitidas a través de canales de comunicación basados en fibra óptica. Estas señales tienen una alta capacidad de observación de los modos de oscilación entre áreas y locales que podrían incluso ser usadas como retroalimentación en los PSS para mejorar significativamente la SSS del sistema de potencia [89].

En base a los factores de incertidumbre existentes, y mencionados anteriormente, el análisis de estabilidad de un SEP se constituye en un problema probabilístico más que determinista, debido a que los factores de las perturbaciones del sistema junto con las condiciones de operación del sistema son estocásticos. [10].

En [90] se presenta un análisis de la SSS considerando la estocasticidad en el retraso de tiempo de las señales de las PMU que alimentan el POD de las unidades de generación eólica o solar, que se parametrizan utilizando un algoritmo de inteligencia de enjambre a través del método probabilístico acumulado.

Ahora en [91] se usa el método del valor esperado (también conocido como modelo de expectativa) de los valores propios del sistema, a través del análisis probabilístico de la variable de retardo de tiempo de la potencia de intercambio obtenida por las PMU, donde se muestra que un ajuste adecuado de la ganancia de PSS permite limitar el efecto del retraso de tiempo con una mejora en la SSS.

En [92] se presenta la aplicación del control predictivo al control de frecuencia entre dos áreas en base al análisis de escenarios, pero si las condiciones de operación cambian en un amplio rango, la robustez del control puede no garantizarse. Por lo tanto, los métodos de control adaptativo, como el método basado en lógica fuzzy [93] y [94], la combinación de modelos linealizados para cada punto de operación del sistema, en cada uno de ellos se diseña un controlador de retroalimentación de estado basado en el observador a priori para alcanzar un objetivo de rendimiento específico [95].

Otro enfoque que se desarrolló con el método de filtro de Kalman y se compara con el árbol de clasificación y regresión de métodos (CART), construye puntos operativos extremos del sistema y establece polígonos para amortiguar las oscilaciones entre áreas mediante FACTS en base a la detección y clasificación de la corriente de las líneas operativas. El CART es una técnica de aprendizaje de árbol

de decisión no paramétrica, que sirve para seleccionar adaptativamente los controladores apropiados, pero en presencia de vértices comunes, se encontró que la precisión de ese método se ve afectada [96], entre otros.

No obstante, a medida que las condiciones de operación cambian considerablemente, la no linealidad de los sistemas eléctricos es más representativa, y las perturbaciones pueden presentar oscilaciones que no son fáciles de interpretar [97]. Esta situación se presenta en una variación aleatoria de la carga, para diseñar un controlador de amortiguamiento adaptativo mediante el seguimiento de la variación, que se puede analizar utilizando métodos de aprendizaje automático, donde se puede utilizar el análisis estadístico para determinar las características de los grandes datos, por medio del uso de la técnica de CART [1]. El problema que analiza escenarios de carga se aborda en [98] para determinar la selección robusta de los parámetros del PSS utilizando la optimización de los sistemas P de tipo neural.

Por lo tanto, el ajuste de los parámetros de los PSS ha sido investigado y en la generalidad de los análisis se considera un escenario operativo particular, debido a la dificultad en la que los parámetros del PSS se adaptan a los cambios en las condiciones una vez que se establecen. Teniendo en cuenta la aleatoriedad de la energía eólica en [90], se presenta un esquema de sintonización de PSS, mediante el establecimiento de una composición de las funciones de distribución acumulativa para el amortiguamiento y el error de frecuencia del modo de interés relacionado con la operación sin PSS que se haya determinado en relación con

el generador de energía eólica y la actividad con PSS convencionales ubicados por el residuo más alto.

Así, mejorar la observabilidad de PSS empleando una señal adicional, a través de la cual sea posible amortiguar la oscilación de baja frecuencia considerando la condición de carga del sistema, permitiendo el uso de la infraestructura existente de los PSS y las mediciones de WAMS del sistema hasta el momento aún no se ha analizado en conjunto. En este documento, se considera la incertidumbre en la carga, que puede deberse a varios factores, como el ciclo de carga económica, demográfica, diaria o estacional. Además, debido a la electrónica del dispositivo, existen cargas flexibles y retardos de tiempo que constituyen un alto riesgo de estabilidad oscilatoria de baja frecuencia.

5.2 Control del Amortiguamiento Adaptativo basado en CART

El CART es un algoritmo de clasificación de máquinas de aprendizaje, obtenido a través de una partición del conjunto de datos en diferentes subespacios basado en variables de interés, permite establecer árboles de clasificación y regresión. Los árboles de clasificación permiten determinar las reglas de partición de cada subespacio, y con los árboles de regresión es posible identificar a cuál subespacio corresponden las variables de interés analizadas.

5.2.1 Construcción de Subespacios

La operación diaria de un sistema eléctrico se halla sujeta a la variación de carga situación que establece variaciones en las condiciones operativas. En la Figura 5.1 se muestra la esquematización de la división en varios subespacios (E_i),

en base a las condiciones operativas para el caso de la simulación mediante la clasificación, pero en el caso de los datos obtenidos de WAMS, el subespacio es determinado por medio de la regresión.

Las variables de nivel de carga, generación permiten establecer un plano en el que se divide los subespacios para múltiples condiciones de operación y en cada uno es posible sintonizar los parámetros de los PSS, por medio del análisis modal al identificar los modos de oscilación críticos. Al contar con las mediciones de las PMU en cada condición operativa se selecciona la frecuencia y la potencia de generación en cada barra mediante las cuales se puede seleccionar el subespacio más adecuado para modificar el conjunto de PSS previamente sintonizados.

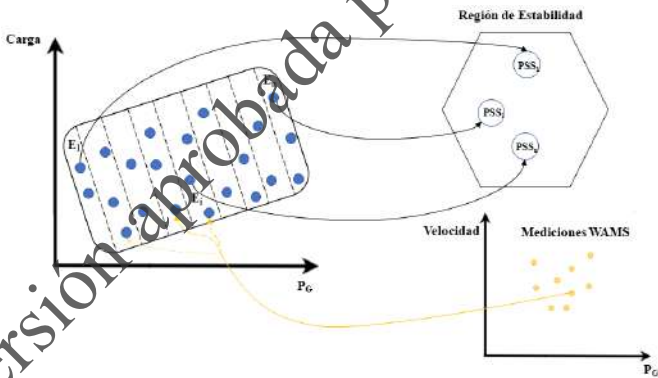


Figura 5.1 Construcción de subespacios considerando las condiciones operativas.

5.2.2 CART como Esquema de Control Adaptable

Las múltiples condiciones de operación de un sistema eléctrico a gran escala, no pueden ser caracterizadas

adecuadamente en el subespacio por una sola medición. Por lo tanto, deben emplearse múltiples mediciones para rastrear la variación del punto operativo del sistema de potencia.

De esta manera, los PSS pueden ser pre-sintonizados fuera de línea mediante múltiples condiciones de operación y se pueden cambiar de forma adaptativa utilizando mediciones en línea. Mientras la carga fluctúa, el punto de operación del sistema se desviará del subespacio inicial moviéndose aleatoriamente a otros subespacios de operación o volverá al subespacio inicial. Así, el CART permite identificar el subespacio de interés para determinar qué conjunto de parámetros de los PSS se conecta en línea. Las mediciones de todos los subespacios de los puntos operativos conforman el conjunto de aprendizaje que son los datos de entrada del CART.

El CART se va construyendo de arriba a abajo y consiste en un nodo raíz, nodos internos y nodos terminales. El nodo raíz y cada nodo interno establecen dos subnodos por medio de una regla de división óptima, en base a un potencial valor de división (s) del atributo (a), donde se selecciona un subconjunto del conjunto de datos de aprendizaje, mientras que un nodo terminal es un nodo puro que no podría dividirse más, como se presenta en la Figura. 5.2.

El proceso de clasificación en el CART comienza desde el nodo raíz superior, y en cada nivel los subconjuntos se dividirán de acuerdo con las reglas de división óptimas. Las reglas de división son de la forma "si-entonces-que". Para el caso de estudio en este documento, cada nodo terminal representa un subespacio de la condición de operación.

Detalles adicionales sobre el algoritmo CART pueden encontrarse en [99], donde se realiza una introducción completa de la teoría general de árboles de decisión.

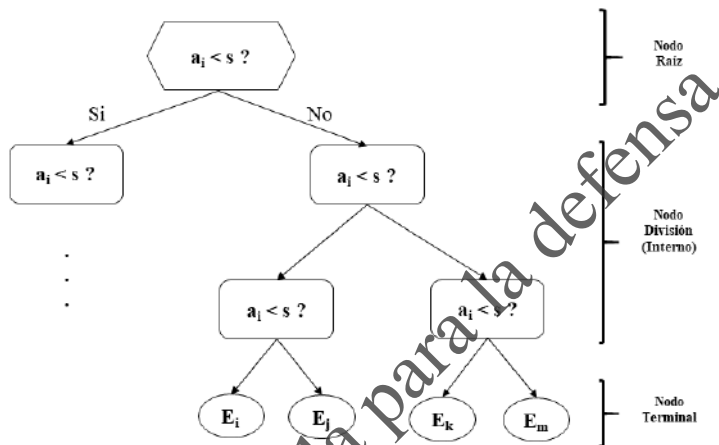


Figura 5.2 Estructura típica del CART.

En el caso de sintonización de los PSS, por lo general se utiliza la velocidad de los generadores como entrada, debido a que en esta variable indirectamente se tiene información sobre el nivel de aporte de potencia, topología y los modos de oscilación del generador respecto al sistema eléctrico. Sin embargo, esta variable por lo general no se encuentra disponible en las PMU, pero sí se halla disponible la frecuencia del bus del generador, que es función del ángulo del bus externo de los generadores por lo que será utilizada en el conjunto de datos de aprendizaje.

Ya que el conjunto de datos de aprendizaje contiene múltiples mediciones (m_i) en cada subespacio, el proceso de clasificación se vuelve complejo. Por lo tanto, para

diferenciar las características de las mediciones en diferentes subespacios, la distancia euclidiana a los hiperplanos se utiliza como parámetro de clasificación para procesar grandes cantidades de datos de medición.

En la Figura 5.3 se presentan, por facilidad para un espacio bidimensional, las medidas de los subespacios a y b en círculos y cuadrados respectivamente; no obstante es similar el análisis para el caso de un espacio de m dimensiones cuando hay m medidas. Mediante una línea de clasificación se distinguen dos grupos de datos (subespacios) y en el caso tridimensional se necesita un plano. Al tener múltiples mediciones, como es el caso del sistema eléctrico, se forma un espacio multidimensional por lo que se utiliza un hiperplano para distinguir los subespacios de los puntos operativos.

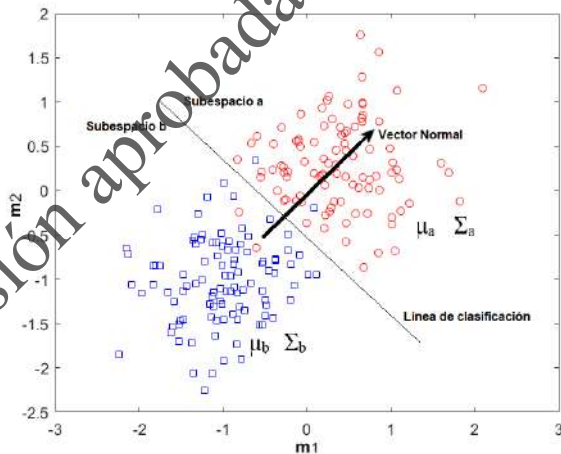


Figura 5.3 Clasificación en dos subespacios.

En cada grupo se puede obtener la media μ y la covarianza Σ de las mediciones de los subespacios a y b,

respectivamente. La división óptima en diferentes clases operativas, utilizando múltiples mediciones, se establece mediante la línea de clasificación, en el que el vector normal W al hiperplano, permite establecer la regla de clasificación de dos clases de datos a través de la relación de la varianza entre las clases a la varianza dentro de las clases como se establece en la ecuación (5.1), al que se le denomina discriminante lineal de Fisher, el cual maximiza la diferencia entre las clases de los datos [100].

$$S = \frac{(W^T(\mu_a - \mu_b))^2}{W^T(\Sigma_a + \Sigma_b)W}, \quad (5.1)$$

Siendo el valor máximo de (5.1) cuando el vector normal W_m es determinado como en (5.2).

$$W_m = \left(\sum_a + \sum_b \right)^{-1} (\mu_a - \mu_b), \quad (5.2)$$

De la misma forma, la línea óptima de clasificación se determina con el máximo vector normal W_m y el punto medio (μ_m) de las medias de cada grupo como en (5.3).

$$\mu_m = \frac{\mu_a + \mu_b}{2}, \quad (5.3)$$

Ahora, es posible determinar la distancia de cualquier punto de operación al hiperplano, para el caso multidimensional el vector normal de un hiperplano también puede calcularse por medio de (5.1). Mediante el vector compuesto por los puntos de operación ϕ respecto a los puntos medios de cada grupo se establece el hiperplano π , como en (5.4).

$$\pi: W \cdot (\phi - \mu_m) = 0 \quad (5.4)$$

El vector distancia de los puntos de los subespacios $\phi_i = (x_i, y_i, z_i, \dots)$ al hiperplano π se puede obtener como en (5.5). Para el caso bidimensional, si $d_i \geq 0$ se identifica que el punto operativo está dentro del subespacio a, caso contrario, el punto está dentro del subespacio b.

$$d_i = \frac{W \cdot (\phi_i - \mu_m)}{\|W\|} \quad (5.5)$$

donde d_i es la variable de entrada para el CART por medio del cual se realiza el proceso de clasificación para determinar las reglas de división de subespacios. Al establecer las reglas, se puede llevar adelante el proceso de regresión, con el cual se logra identificar el subespacio al que pertenece el punto operativo analizado. De esta manera, el algoritmo CART puede rastrear la variación del punto de operación del sistema en los subespacios y así guiar la actualización de los PSS requeridos por las condiciones operativas de manera adaptativa.

5.3 Modelo de las Incertidumbres del Sistema de Potencia y Conjunto de Datos

5.3.1 Modelación del PSS

Para cada subespacio operativo, se determinan los parámetros de sintonización de los PSS adecuadamente coordinados, mediante un algoritmo heurístico para garantizar que el punto operativo del sistema se halle dentro de la región estable. En el estudio se utilizarán los factores de participación para determinar la localización para la activación de los PSS a sintonizar, y así incrementar los límites de la estabilidad de pequeña señal.

La Figura 5.4 muestra el tipo de PSS modelado, en el cual se utiliza la velocidad del generador y la potencia como señales de entrada, aprovechando la facilidad de medirlas, pero al presentarse las oscilaciones cambios elevados e intermitentes en la potencia pueden ser registrados en el PSS y esto crearía una señal de salida no deseada, situación que determina la necesidad de contar con límites para esta situación y alcanzar una adaptabilidad de la respuesta en el PSS ante los cambios de punto de operación del generador.

Las medidas de la operación del sistema de los cuales alimenta la estructura convencional del PSS, de manera similar a lo propuesto en [101], sin considerar el tiempo de retardo proporciona una mejor SSS.

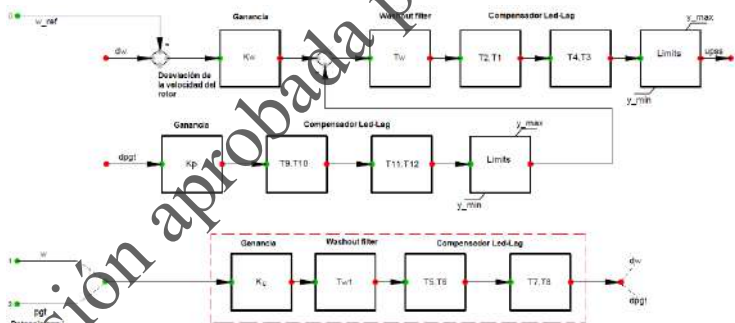


Figura 5.4 Modelo de PSS.

Bloque de Ganancia

La ganancia del estabilizador K_i determina la cantidad de amortiguamiento introducido por la señal censada por el PSS. Idealmente la ganancia debe tener el valor correspondiente al máximo amortiguamiento requerido,

pero generalmente es limitada por otras consideraciones. El objetivo es determinar el valor de ganancia para obtener las mejores condiciones operativas, incrementado el amortiguamiento de los modos oscilatorios poco amortiguados e inestables sin afectar a otros y evitando incrementos en las oscilaciones producidas por perturbaciones transitorias de gran magnitud.

Filtro Washout

El filtro washout es del tipo pasa altos y con la constante de tiempo T_w lo suficientemente alta, permitiendo a señales asociadas con oscilaciones de frecuencia de la parte compleja del modo de oscilación γ_i pasar sin modificación. Este filtro permite al PSS responder solo ante cambios de velocidad sin que estos modifiquen el voltaje en terminales del generador. Desde el punto de vista de las funciones del filtro washout, el valor de T_w no es crítico y puede estar en un rango comprendido entre 1 y 20 segundos. La principal consideración para determinar el valor de T_w es que debe ser lo suficientemente grande para permitir el paso de señales estabilizantes a la frecuencia de interés sin alteraciones, pero lo suficientemente pequeño para evitar cambios indeseables del voltaje del generador, como se muestra en la Figura 5.5.

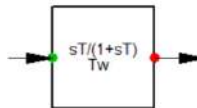


Figura 5.5 Función de transferencia del filtro Washout.

Compensador Led-Lag

El bloque de compensación provee el apropiado adelanto de fase para compensar el atraso entre la entrada de la excitación y el torque eléctrico del generador.

Generalmente el rango de frecuencias de interés es de 0,1Hz a 2,0 Hz, el adelanto de fase debe generar compensación para este rango de frecuencias. La fase que debe ser compensada cambia con las condiciones del sistema, es por eso que se escoge una compensación que brinde características aceptables para las diferentes condiciones de operación. Generalmente una sub compensación es deseable en los PSS, además un incremento significativo del torque de amortiguamiento resulta en un ligero incremento del torque sincronizante.

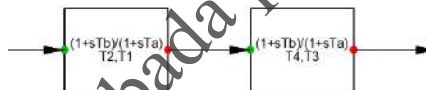


Figura 5.6 Función de transferencia del compensador.

Limitador

Ante posibles efectos negativos ocasionados en la estabilidad del sistema debido a una gran perturbación no debe transferirse a la señal producida por el PSS, se hace necesario el uso de límites con los que se controla el voltaje de la señal de salida del PSS a valores límite muy rápido ante un estado transitorio.

5.3.2 Modelo Probabilístico del Escenario Operativo

El escenario operativo del sistema comienza mediante la selección de la condición de carga, en este estudio se

utilizará una PDF gaussiana, donde la media y desviación estándar son obtenidos de la demanda de cada barra. Respecto a la generación y red eléctrica de manera randómica y discreta se seleccionan una contingencia N-1. Para el caso del estudio se selecciona los dos circuitos paralelos de las líneas de interconexión entre las áreas, para la salida de los generadores se la realiza por medio de la disminución del número disponible de unidades de la central de potencia.

5.3.3 Selección de Datos

El conjunto de datos es seleccionado de la condición operativa y estos pueden ser agrupados de forma matricial, donde n representa el número de subespacios del CART y m el número de medidas obtenidas, ya sea mediante la simulación o de la identificación modal de las oscilaciones obtenidas de las PMU. Al conjunto de datos se determina la d_i a través de (5.5) por medio de la cual se realiza la clasificación a través de los datos de simulación y el uso de estas reglas sirve para determinar la pertenencia de un grupo de datos a un subespacio mediante la regresión obtenida con el algoritmo CART.

5.4 Esquema de control adaptativo del amortiguamiento con PSS.

El esquema de control adaptativo para mantener la SSS de forma adaptativa a las condiciones de operación se presenta en la Figura 5.7 que combina el CART y la sintonización de PSS de un sistema eléctrico a las condiciones de operación. Para lo cual se establece cuatro etapas.

El proceso de sintonización de forma coordinada de los PSS es realizado fuera de línea. En la primera etapa, el espacio operativo del sistema de potencia se divide en diferentes subespacios operativos de acuerdo a la condición de carga. La segunda etapa para cada subespacio, se determina mediante análisis modal o la identificación modal los modos de oscilación críticos (si es una condición de operación viable obtenida mediante un flujo de potencia óptimo) y los residuos a través de los cuales es posible determinar el PSS del generador a ser activado, estos datos son las entradas al modelo de optimización heurística que para el estudio se utiliza el conocido como Mean-Variance Mapping Optimization (MVMO) como se establece en [102], y determinar los parámetros de los PSS para cada subespacio. En la tercera, se construye el modelo de hiperplanos para la clasificación de los subespacios, estableciéndose las reglas de división del CART óptimo.

Mediante el algoritmo heurístico MVMO busca los parámetros de sintonización de los PSS a través del factor de amortiguamiento de los modos de oscilación críticos obtenidos mediante análisis modal de cada PSS seleccionado por medio del residuo en el punto operativo analizado. Así, se obtiene los mejores parámetros de los PSS que adecuadamente parametrizados y activados permiten amortiguar las oscilaciones ante múltiples condiciones operativas, como lo establece [102] mediante la ecuación (5.12).

$$\begin{aligned} \min OF &= |\zeta_{min} - \zeta_{sys}| \\ \zeta_{sys} &= \min_{i=1\dots n} \{ \min_{p=1\dots k} (\zeta_{ip}) \} \end{aligned} \quad (5.12)$$

sujeto a:

$$y_{min} \leq y \leq y_{max}$$

Donde ζ_{min} es la razón mínima de amortiguamiento (Para el estudio se establece como límite 10%), ζ_{sys} es la razón de amortiguamiento mínimo de cada escenario. El vector y contiene la solución del problema de optimización, i.e. los diferentes parámetros del PSS (ganancias y constantes de tiempo).

versión aprobada para la defensa

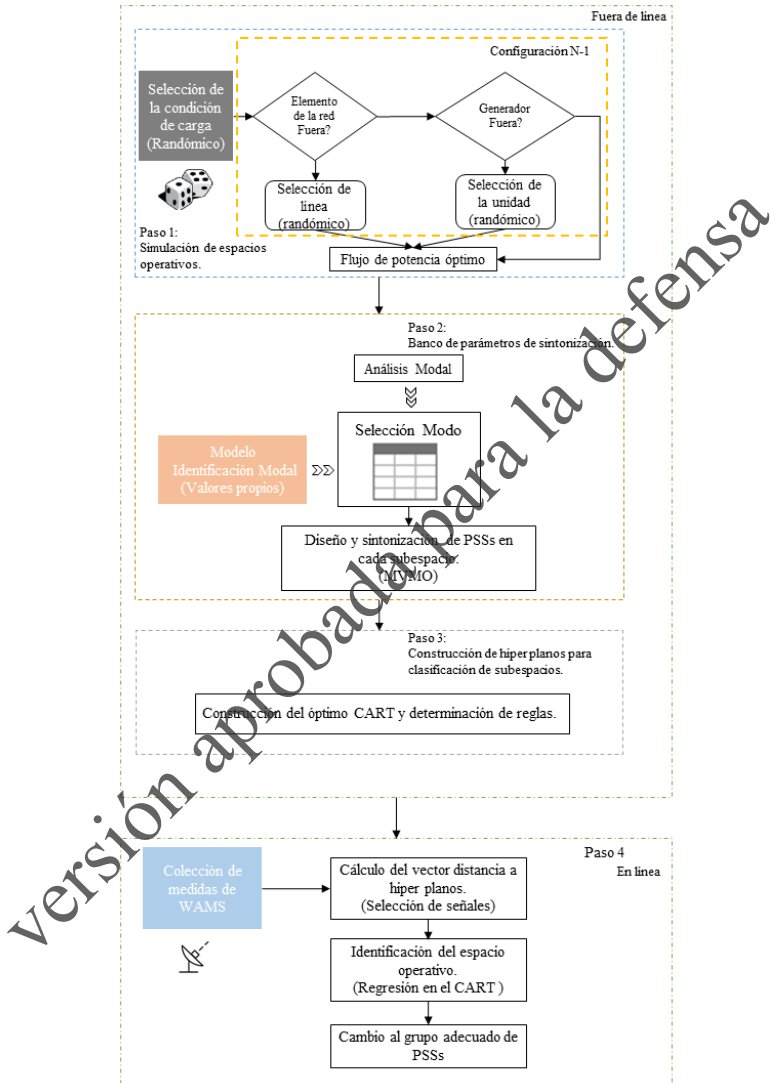


Figura 5.7 Propuesta para la sintonización adaptiva de PSS.

La cuarta etapa es en línea, la información del WAMS sobre la frecuencia de las barras y la potencia de los generadores son escogidas como el conjunto de datos, en el cual se calcula la distancia a los hiperplanos y por medio de las reglas de división del CART a través de la regresión a que nodo terminal del árbol de decisión (subespacio) del punto de operación correspondiente como se presenta en la Figura 5.8.

Así, cambiar apropiadamente los parámetros de los PSS de acuerdo a la salida del CART, ya que el sistema WAMS permite de forma online el envío de comandos remotos usando modulación de señales como lo presentado en la referencia [103]. Situación que no es abordada en el presente documento.

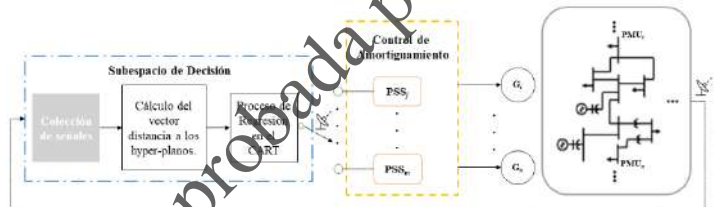


Figura 5.8 Propuesta para el esquema de control adaptativo de PSS.

5.5 Técnicas de sintonización existentes.

5.5.1 PSS Multibanda

Dado los diferentes rangos de frecuencia de los modos de oscilación presentes en un sistema eléctrico, ha motivado el concepto de un PSS multibanda, el mismo que se estructura en tres bandas: baja, media y alta frecuencia de los modos de oscilación. Cada banda tiene la estructura similar a la de un PSS convencional como el presentado en la Figura 4.3.

La salida de cada una de las bandas es sumada y limitada su respuesta, la misma que constituye la salida del PSS. Con todo esto es posible realizar una compensación de fase dentro de un mayor rango frecuencial para diferentes modos críticos, en búsqueda de incrementar el amortiguamiento del sistema, como se esquematiza en la Figura 5.7 [104]. Así, el procedimiento de sintonización de esta clase de PSS se incrementa a fin de alcanzar una amortiguación óptima de las distintas frecuencias.

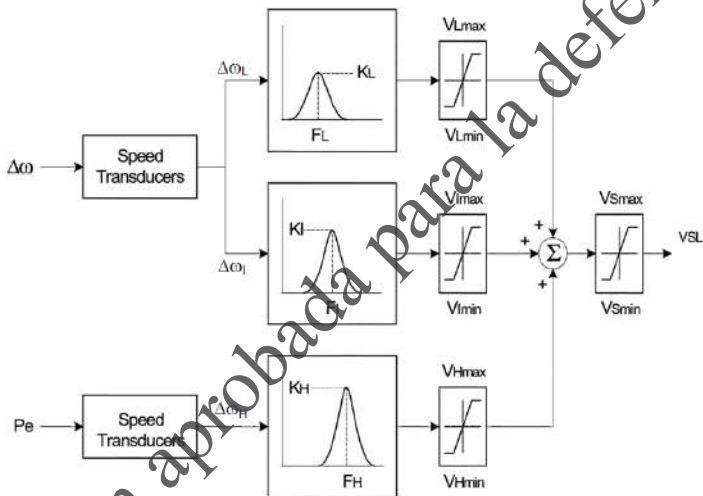


Figura 5.9 Esquema general del PSS multibanda.

En la Figura 5.9 se observa la estructura general del PSS4B, que permite analizar un rango de frecuencia de: baja (L), intermedia (I) y alta (H). En [105] se presenta un conjunto de datos típicos y de ecuaciones para la sintonización del PSS, como ejemplo para el caso de la banda baja se presenta las ecuaciones (5.13) a (5.16) en las cuales se considera el parámetro $R = 1.2$ que muestra ser el de mejor respuesta como lo presenta en [106]:

$$T_{L2} = T_{L7} = \frac{1}{2\pi F_L \sqrt{R}} \quad (5.13)$$

$$T_{L1} = \frac{T_{L2}}{R} \quad (5.14)$$

$$T_{L8} = T_{L7} * R \quad (5.15)$$

$$K_{L1} = K_{L2} = \frac{(R^2 + R)}{R^2 - 2R + 1} \quad (5.16)$$

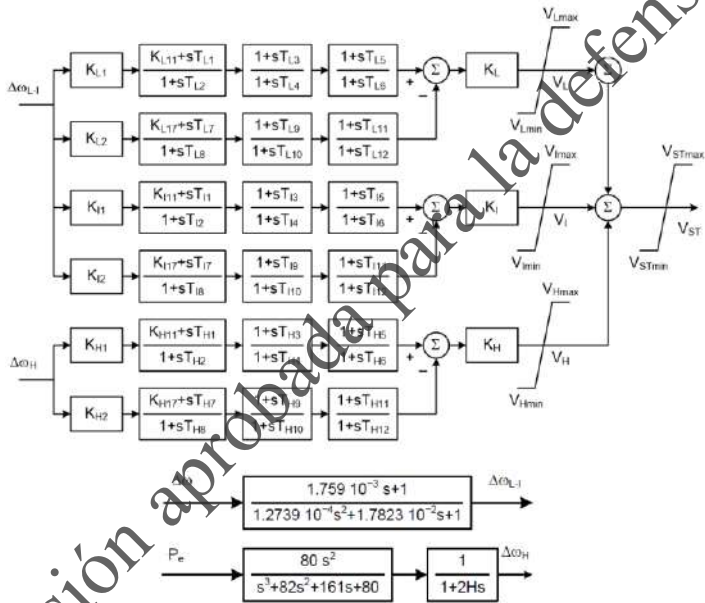


Figura 5.10 Estructura del PSS multibanda.

De la Figura 5.10 se observa que existe una cantidad alta de parámetros a ser determinados, siendo los principales la frecuencia centro de cada banda (F_L, F_I, F_H) calculadas mediante la ecuación 5.13 y ajustar las ganancias respectivas (K_L, K_I, K_H) y considerar sólo un grupo de los bloques de adelanto-atraso de cada banda de acuerdo a lo

analizado en [107] y [108], presentan resultados adecuados en el amortiguamiento de las oscilaciones.

Los PSS Multibanda se considera en esta tesis se encuentran activos en los generadores seleccionados con los métodos propuestos, a fin de comparar la respuesta, los parámetros generales se obtuvieron de [104] y [106] en base a las ecuaciones (5.16), como se presenta en la Tabla 5.1. Los demás parámetros se determinan considerando el amortiguamiento deseado para el sistema, el rango de frecuencia de cada banda de acuerdo a (5.13) a (5.15), en el problema planteado en (5.17) mediante el algoritmo MVMO.

$$\begin{aligned} \min OF &= |\zeta_{min} - \zeta_{sys}| \\ \zeta_{sys} &= \min_{i=1\dots n} \{ \min_{p=1\dots k} (\zeta_{ip}) \} \\ \text{sujeto a:} & \\ & 0.1 \leq K_L \leq 6 \\ & 0.1 \leq K_H \leq 30 \\ & 0.1 \leq K_b \leq 120 \\ & 0.1 \leq T_b \leq 1 \end{aligned} \quad (5.17)$$

Tabla 5.1 Parámetros generales de los PSSs Multibanda.

		Banda Baja	Banda Media	Banda Alta
PSS4B	K_{L1} / K_{L2}	66		
	K_{L11} / K_{L17}	1		
	K_{H1} / K_{H2}		66	
	K_{H11} / K_{H17}		1	
	K_{b1} / K_{b2}			66
	K_{b11} / K_{b17}			1
	VLmin	-0.075		
	Vlmin		-0.600	
	VHmin			-0.600
	VSTmin		-0.150	
	VLmax	0.075		
	Vlmax		0.600	
	VHmax			0.600
	VSTmax		0.150	

5.5.2 Neurona Generalizada

Como se indicó en la sección de introducción existen propuestas del uso de redes neurales artificiales (ANN) y reglas fuzzy para muchas aplicaciones industriales diferentes. Es interesante analizar el modelo de la neurona de uso común a la cual se la modifica para obtener un modelo de neurona generalizada (GN) utilizando operadores de agregación por medio de los cuales se busca superar los problemas como la gran cantidad de neuronas y capas requeridas para la aproximación de funciones complejas, que no solo afectan el tiempo de entrenamiento sino también las capacidades tolerantes a fallas de la red neuronal artificial [30].

5.5.2.1 Modelo de la Neurona Generalizada

Una neurona se estructura a través de una función de agregación y su transformación a través de un filtro. En [109] se demuestra que las ANN son aproximadores de funciones universales cuando se tiene datos de entrada-salida dados.

Las funciones de agregación pueden ser suma o producto en conjunto con la función de umbral sigmoideas y gaussianas las cuales se reparten por medio de pesos. El modelo así tiene flexibilidad tanto a nivel de función de agregación como de umbral para hacer frente a la no linealidad involucrada en el tipo de aplicaciones tratadas, como se muestra en la Figura 5.11.

La neurona generalizada tiene dos funciones de agregación Σ_1 y Π . La función de agregación Σ_1 se ha utilizado con la función característica sigmoidea f_1 mientras que la función de agregación Π se ha utilizado con la función gaussiana f_2 como función característica, y los resultados se los totaliza

a través de Σ_2 que representa una suma ponderada por pesos W , para cada función de agregación.

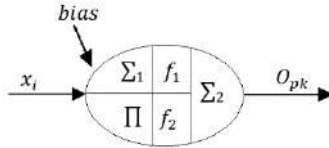


Figura 5.11 Modelo de la neurona generalizada

Los siguientes pasos están involucrados en el entrenamiento de una neurona generalizada, que contemplan dos macroprocesos:

1. Cálculo hacia adelante

Paso 1: La salida de la parte Σ_1 de la neurona generalizada es:

$$o_{\Sigma} = \frac{1}{1 + e^{-\lambda_{\Sigma} \sum W_{\Sigma} x_i + x_{o_{\Sigma}}}} \quad (5.18)$$

Donde λ_{Σ} es el factor de ganancia de la parte Σ

Paso 2: La salida de la parte Π de la neurona generalizada es:

$$o_{\Pi} = e^{-\lambda_{\Pi} (\Pi W_{\Pi} x_i + x_{o_{\Pi}})^2} \quad (5.19)$$

Donde λ_{Π} es el factor de ganancia de la parte Π

Paso 3: La salida final correspondiente a Σ_2 de la neurona es una función de las dos salidas o_{Σ} y o_{Π} con los pesos W y $(1-W)$, respectivamente.

$$o_{pk} = o_{\Pi} * (1 - W) + o_{\Sigma} * W \quad (5.20)$$

2. Cálculo hacia atrás

Paso 4: Después de calcular la salida de la neurona generalizada, al igual que en la ANN, se compara con la salida deseada para encontrar el error. Usando el algoritmo de retropropagación, el GN se entrena para minimizar el error para el i -ésimo conjunto de entradas.

$$e_i = y_i - O_i \quad (5.21)$$

Paso 5: Cálculo inverso para modificar las relaciones entre las funciones de agregación.

a) Peso asociado con la parte del tipo de suma Σ_2 neurona generalizada es:

$$W_k = W_{k-1} + \eta \sum (Y_i - O_i) (O_\Sigma - O_\Pi) X_i + \alpha W_{k-1} \quad (5.22)$$

b) Los pesos asociados con las entradas de la parte Σ_1 de la neurona generalizada de tipo sumatorio son:

$$W_{\Sigma_i}(k) = W_{\Sigma_i}(k-1) + \eta (\sum (Y_i - O_i) W (1 - O_\Sigma) * O_\Sigma X_i + \alpha W_{\Sigma_i}(k-1)) \quad (5.23)$$

c) Los pesos asociados con la entrada de la parte Π de la neurona generalizada:

$$W_{\Pi_i}(k) = W_{\Pi_i}(k-1) + \eta (\sum (Y_i - O_i) (1 - W) (-2W_\Pi x_i * x_{o\Pi}) X_i + \alpha W_{\Pi_i}(k-1)) \quad (5.24)$$

Donde α es el factor de impulso para una mejor convergencia y η es la tasa de aprendizaje. El rango de estos factores es de 0 a 1.

5.5.2.1.1 Ventajas de la GN

A continuación, se resume las principales ventajas del uso de la GN:

- **Menor número de pesos desconocidos**

La dimensión del vector pesos en el caso de una GN es igual al doble del número de entradas más uno, que es muy bajo en comparación con un ANN multicapa.

- **Menos tiempo de formación**

Los pesos se determinan mediante entrenamiento. Por lo tanto, al reducir el número de pesos desconocidos, se puede reducir el tiempo de entrenamiento.

- **Menor número de patrones de entrenamiento**

El número de patrones de entrenamiento necesarios para el entrenamiento de la GN depende del número de pesos desconocidos. El número de patrones de entrenamiento debe ser mayor o igual al número de pesos en la GN. De lo indicado anteriormente la cantidad de patrones de entrenamiento requeridos es menor ya que los pesos también son menores.

- **Tamaño de las capas ocultas**

No se requiere una capa oculta en el caso de la GN como lo muestra en [30] a través de una sola neurona permite resolver problemas complejos.

- **Complejidad de GN**

El modelo de la GN es menos complejo en comparación con los modelos ANN multicapa.

5.5.2.1.2 PSS adaptable en base a GN

La ventaja de GN respecto a las ANN es que no se necesita seleccionar la estructura de ANN y el tipo de neurona,

grandes datos de entrenamiento y gran tiempo de entrenamiento requerido.

Aprovechando estos beneficios de la GN, en [30] se desarrolla un PSS adaptable que consta de un identificador GN y un controlador GN.

El problema de la identificación de la señal de salida incluye la creación de un modelo de identificación parametrizado y ajuste de los parámetros del modelo para optimizar una función de rendimiento basada en el error entre la planta y las salidas del modelo identificadas. En la Figura 5.12 se muestra un diagrama esquemático del identificador GN colocado en paralelo con el sistema.

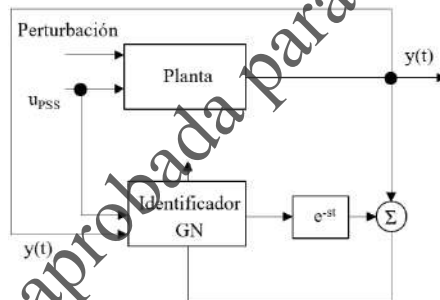


Figura 5.12 Diagrama esquemático del Identificador GN [30]

En la que $X_i = [y(t), u_{PSS}(t)]$ donde $y(t)$ es la salida del sistema y $u_{PSS}(t)$ es la salida del controlador. Para su aplicación como PSS, la salida del sistema es la desviación de la velocidad del generador o la desviación de la potencia de salida del generador. La salida $u_{PSS}(t)$ es una de las entradas en conjunto con la del AVR.

El identificador GN de la señal del sistema busca representar mediante una función no lineal F_i .

$$y_i(t) = F_i(X_i(t), W_i(t)) \quad (5.25)$$

Donde $W_i(t)$ es la matriz de pesos del identificador GN en el instante t .

Ya que la GN es una sola neurona, al igual que la ANN requieren de un entrenamiento en [30] proponen un entrenamiento fuera de línea.

De manera similar a lo planteado en [31] el entrenamiento fuera de línea de la GN para el caso de PSS se realizó con datos adquiridos de estudios de simulación de cada generador. Considerando una amplia gama de condiciones de operación, es decir, potencia de salida que varía de 0.1pu a 1.0pu.

El error entre la salida del sistema y la salida del identificador GN considerando un retardo unitario, es la señal de entrenamiento del identificador GN de acuerdo con:

$$e_i(t) = \frac{1}{2} (y_{GNI}(t) - y(t))^2 \quad (5.26)$$

Donde la señal $y_{GNI}(t)$ de salida del identificador GN se actualiza mediante los pesos de la GN, los que se actualizan en función del gradiente del error, de la tasa de aprendizaje para el identificador GN y el factor de impulso para el identificador GN.

$$\Delta W_i(t) = -\eta_i e_i(t) \frac{\partial e_i(t)}{\partial W_i(t)} + \alpha \Delta W_i(t - T) \quad (5.27)$$

Al igual que en [31] el entrenamiento fuera de línea se realiza con una tasa de aprendizaje de 0.1 y un factor de impulso de 0.4 lo que permite alcanzar un error del identificador GN hacia valores tendientes a 0.1%.

El controlador GN se presenta en el diagrama de la Figura 5.13 en el que utiliza la señal $u_{PSS}(t)$, $y(t)$ y $y_{GNi}(t)$ realimentada a través del algoritmo de aprendizaje. Estas entradas están normalizadas en el rango de 0.1 a 0.9. La salida del controlador GN es la señal de control $u(t)$ en base a la función de control F_c .

$$u(t) = F_c(X_i(t), W_c(t)) \quad (5.28)$$

Donde $W_c(t)$ es la matriz de pesos del controlador en un instante de tiempo. La $u(t)$ se desnormaliza para obtener la acción de control.

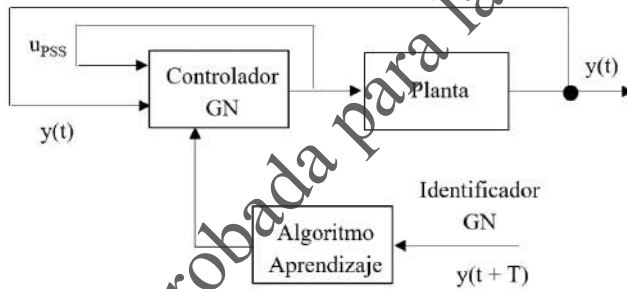


Figura 5.13 Diagrama esquemático del Controlador GN [31]

Un esquema similar al utilizado en el entrenamiento del identificador se aplica en el controlador donde se considera la señal adicional obtenida del identificador modal adelantado en un tiempo T . El entrenamiento se inicia con pequeños pesos aleatorios (± 0.01) y luego se actualiza con la tasa de aprendizaje y el factor de impulso cuyos valores son 0.01 y 0.05 respectivamente. Esto permite al controlador rastrear las variaciones dinámicas del sistema y así proporcionar la mejor acción de control.

5.5.3 Realimentación de estados y redes neuronales

La técnica de control óptimo de realimentación de estado presenta una característica interesante, ya que permite regular la ubicación de los polos de un sistema de acuerdo a una ley de control en función de las variables de estado [110]. Como se indicó en la sección anterior el PSS es una señal adicional al controlador AVR, equipo que recibe señales adicionales por medio de las que detiene de la dinámica del sistema, y así establece el control de las oscilaciones electromecánicas. Sin embargo típicamente se han usado controladores PID por lo que resulta interesante probar con el uso de un controlador establecido a través de la ley de realimentación de estados, que de acuerdo con la teoría de control se caracterizan por ser más robusta y se busca observar si este tipo mejora el control de las oscilaciones de baja frecuencia, debido a la situación de que por medio de la técnica de control óptimo de realimentación de estado permite regular la ubicación de los polos de un sistema de acuerdo a una ley de control en función de las variables de estado del generador, lo cual permitiría aplicar esta característica en los AVR de los generadores modernos y de esta manera mejorar el esquema de control del conjunto AVR-PSS.

Incluir el control de realimentación de estados en el AVR junto con los PSS en el funcionamiento del sistema busca incrementar indirectamente el control de los modos de oscilación por parte del PSS y mejorar la estabilidad del sistema de energía eléctrica.

Las ANN se caracterizan por la capacidad de aprendizaje y adaptación. Por ello, debe ser entrenada antes de ser utilizada en aplicaciones de control. Durante esta etapa se somete la ANN a un conjunto de entrada(s) y salida(s)

previamente conocidas y establecer un modelo entre ellas. Esta característica, hace que las ANN se aplican con éxito para identificar y controlar sistemas no lineales, donde el entrenamiento puede darse en línea. Mediante las ANN puede determinarse los parámetros de sintonización del PSS [111].

5.5.3.1 Realimentación de estados

En general los polos de los modos de oscilación de un sistema de potencia corresponden a un sistema de segundo orden como lo planteado en la ecuación (4.34). Establecer la ley de control con la variable de estado, la velocidad de operación del sistema que corresponde a la señal $u(t)$ permite modificar la respuesta dinámica de un sistema de la señal de salida $x(t)$ que depende de la ubicación de los polos.

$$Ku = \ddot{x} + a\dot{x} + bx \quad (5.29)$$

Para la solución de (5.29) se requiere determinar \dot{x} y \ddot{x} de acuerdo a:

$$x_1 = \dot{x}, \quad x_2 = \ddot{x} = Ku - a\dot{x} - bx \quad (5.30)$$

En base a (5.30) se establece la ley de control.

$$U = K_1x_1 + K_2x_2 \quad (5.31)$$

Para el caso del PSS se tiene acceso a frecuencia de la barra y se determina la desviación de esta respecto a la frecuencia de referencia del sistema, con lo cual $x_1 = V_{err}$ cómo se presenta en la Figura 5.14.

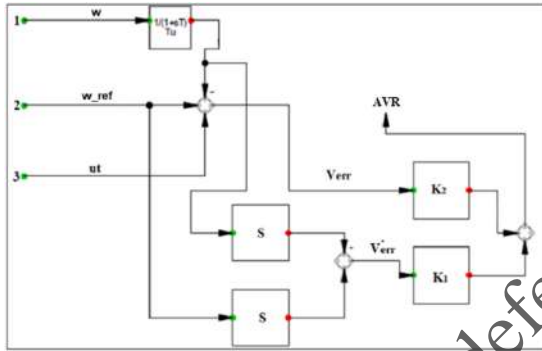


Figura 5.14 Realimentación de estados para el controlador AVR.

5.5.3.2 Red Neuronal

Para la determinación de los parámetros de cada PSS se establece dos ANN independientes. La primera red neuronal permite calcular las constantes de tiempo T_1 , T_2 , y la segunda red neuronal determina el valor de la ganancia del PSS. Para cada red neuronal, se eligió como entradas un conjunto de variables sobre la operación del sistema. Se selecciona la potencia activa y reactiva de cada despacho de generador. En la figura 5.15 se muestra la estructura general de la red neuronal.

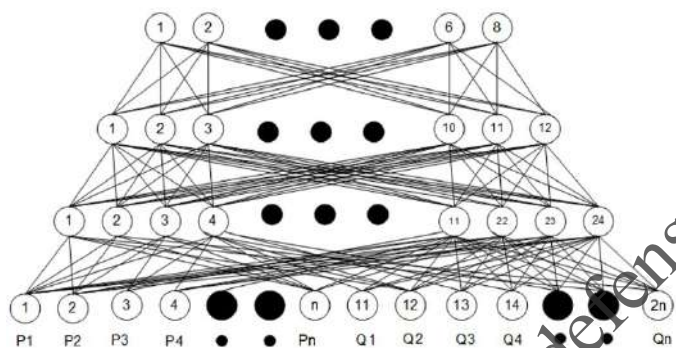


Figura 5.15 Estructura de la ANN.

El algoritmo de aprendizaje utilizado es de retropropagación, siendo este el mecanismo por medio del cual se van adaptando y modificando todos los parámetros de la red, su funcionamiento se basa en el concepto de búsqueda del gradiente descendente para minimizar el error a través del ajuste de los pesos requeridos en la ANN, se utilizó la aplicación ntool de Matlab para el diseño y ejecución de la ANN.

versión aprobada para la defensa

6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A fin de mostrar que el amortiguamiento del sistema puede ser mejorado mediante la sintonización adaptativa de los PSS. Las técnicas explicadas en los capítulos anteriores se los aplica a dos sistemas de potencia, en los que se ha considerado un conjunto de datos de potencia y frecuencia de las barras de generación con una tasa de 60 muestras por segundo obtenida de la simulación de cada sistema, en los que se considera diferentes perturbaciones y distintas condiciones de operación, con lo que se busca representar la información monitoreada del sistema WAMS.

Los modelos de PSS utilizados corresponden a los que generalmente se hallan presentes en los sistemas eléctricos, uno de simple entrada correspondiente a la velocidad del generador que posee la estructura PSS1A y otro de doble entrada en la que se monitorea la potencia y velocidad del generador con una estructura semejante al PSS2B.

En cada instante de operación se obtiene los valores propios de la oscilación a través del análisis modal o de la identificación modal, de los que se determina la razón de amortiguamiento y frecuencia de los modos de oscilación. Así, determinar el nivel de estabilidad de pequeña señal del sistema.

6.1 Resultados

El primer sistema de prueba corresponde al sistema New York-New England y el segundo sistema a analizar es el sistema eléctrico real ecuatoriano denominado Sistema

Nacional Interconectado (SNI). En cada sistema se considera que todas las barras de generación poseen PMU.

6.1.1 Sistema De Prueba

6.1.1.1 Características

- En la Figura 6.1 se muestra el diagrama unifilar del sistema de prueba New York-New England que consta de tres áreas conformado por 65 barras, 16 generadores, 28 transformadores, 51 líneas de transmisión. Este sistema es generalmente utilizado en estudios de SSS. Las unidades de generación son todas térmicas, excepto los generadores de las barras A_1 , A_2 y A_3 los cuales son hidráulicas, todo esto con la finalidad de considerar la generalidad de las fuentes de producción de los sistemas de potencia. La barra oscilante corresponde a B_{3G} . Los detalles de los generadores, líneas y cargas se obtuvieron de [112] y se presentan en el Anexo A.
- Para este caso en particular se escogió una razón de amortiguamiento objetivo $\geq 10\%$ para asegurar un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones como lo planteado en [85].
- Las constantes de tiempo T_w y T_{w1} se considera de 10s. En cada escenario se realiza el análisis eléctrico para determinar un escenario factible con la finalidad de cumplir los límites de voltaje, cargabilidad de elementos y condiciones operativas que puedan volver inestable al sistema.

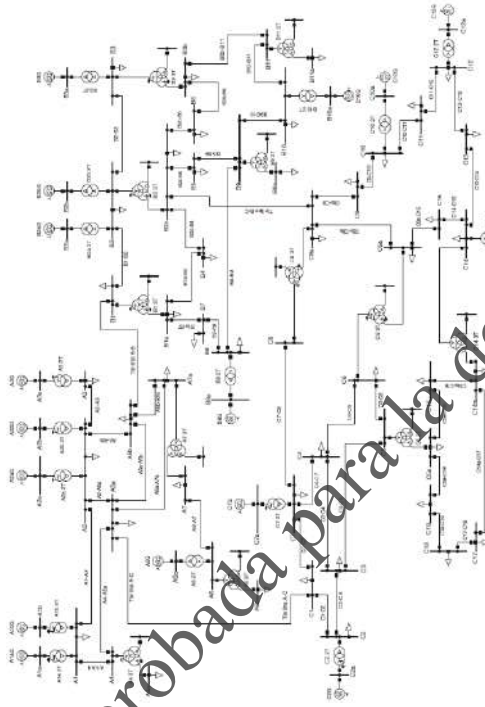


Figura 6.1 Sistema New York-New England de 65 Barras.

- Para la presentación de los resultados se ha determinado realizar las simulaciones para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, representados por los casos de estudio P03, P12 y P19.
- Las centrales que tiene más de una unidad generadora, se consideran como una sola central, y para la modelación en el PowerFactory de DlgSILENT se la realiza a través de zonas.

6.1.1.2 Simulaciones del sistema de prueba

Para determinar la activación óptima de los PSS en el sistema, se la establece a través del análisis de los modos de oscilación que no cumplen con la razón de amortiguamiento objetivo. Y mediante la aplicación de las diferentes técnicas establecer los parámetros del PSS. Así a través de este proceso alcanzar un nivel adecuado de la estabilidad del sistema.

La Tabla 6.1, contiene los modos de oscilación críticos del sistema para el caso sin la activación de los PSS, donde se determina que el sistema presenta modos interárea con frecuencia inferior a 0.866Hz, con razones de amortiguamiento menores a 7.66%.

Tabla 6.1 Modos de oscilación del sistema de prueba sin PSS.

Escenario	Modo	Valor Propio	Frecuencia [Hz]	Amort.
P19	1	$0.109 \pm j2.917$	0.464	-0.0377
	2	$-0.181 \pm j3.117$	0.496	0.0579
	3	$-0.416 \pm j5.412$	0.861	0.0766
P12	1	$0.007 \pm j3.237$	0.529	-0.0021
	2	$-0.114 \pm j3.777$	0.601	0.0301
	3	$-0.409 \pm j5.442$	0.866	0.0749
P03	1	$0.102 \pm j4.129$	0.657	-0.025
	2	$-0.106 \pm j3.243$	0.516	0.033

De cada modo de oscilación se calculan los residuos. En la Figura 6.2, se presenta el módulo de los residuos para los modos de oscilación críticos del escenario P19 de la Tabla 6.1. Cada modo de oscilación en el caso del estudio se ha determinado mediante el análisis modal y la identificación modal de acuerdo a lo establecido en la Tabla 3.8, de manera similar es posible determinar los residuos de los

otros escenarios. Por medio de los más altos residuos se establece cuales generadores activarán los PSS, en el caso del estudio corresponden a A_{1bG}, A_{2bG}, A_{6G}, C_{2G}, C_{7G} y C_{12G}.

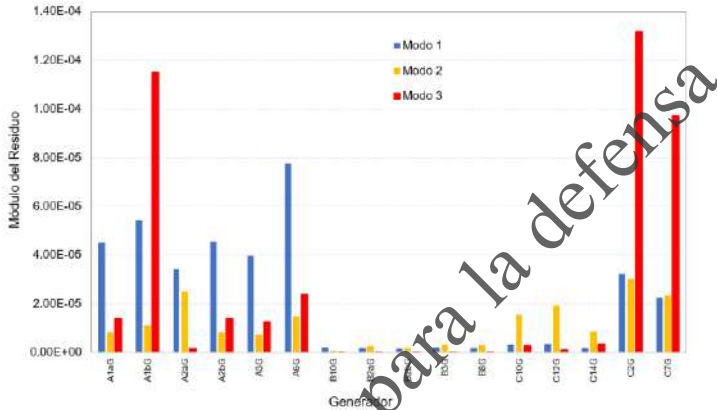


Figura 6.2 Magnitud de los residuos de los modos de oscilación del sistema del escenario P19

Mediante los residuos y las ecuaciones (4.40) a (4.45), se determinan los parámetros de los PSS para el caso de la técnica denominada PSS1A en los respectivos generadores seleccionados, los mismos se muestran en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2 Parámetros de los PSS por escenario del sistema de prueba.

Escenario	Gen	PSS1A				PSS SMC					
		Kpss	T1 [s]	T2 [s]	T3 [s]	T4 [s]	Kpss	T1 [s]	T2 [s]	T3 [s]	T4 [s]
P19	A1aG	99	0.377	0.077	0.369	0.113	80	0.417	0.085	0.083	0.025
	A2bG	147	0.239	0.065	0.331	0.069	76	0.366	0.1	0.138	0.04
	A6G	126.4	0.455	0.098	0.371	0.077	95	0.365	0.079	0.064	0.011
	C2G	120.8	0.444	0.099	0.201	0.091	110	0.328	0.073	0.033	0.007
	C7G	8.44	0.430	0.089	0.484	0.248	11	0.329	0.068	0.077	0.044
	C12G	101.6	0.486	0.103	0.442	0.089	105	0.39	0.083	0.075	0.014
P12	A1aG	149.7	0.171	0.039	0.498	0.100	96	0.349	0.08	0.233	0.136
	A2bG	142.0	0.192	0.040	0.498	0.151	145	0.257	0.054	0.14	0.11
	A6G	133.9	0.499	0.100	0.482	0.097	134	0.511	0.102	0.099	0.019
	C2G	87.01	0.396	0.081	0.439	0.093	90	0.297	0.061	0.068	0.016
P03	C7G	96.1	0.462	0.093	0.448	0.090	101	0.512	0.103	0.1	0.019
	A1aG	47.5	0.485	0.133	0.481	0.148	65	0.376	0.103	0.102	0.031
	A2bG	72.1	0.441	0.093	0.369	0.299	75	0.451	0.095	0.079	0.054
	B10G	119.5	0.385	0.108	0.421	0.089	87	0.287	0.081	0.089	0.021
	C12G	78.2	0.372	0.088	0.363	0.147	85	0.298	0.07	0.068	0.027
C14G	123.5	0.496	0.178	0.438	0.108	110	0.514	0.184	0.162	0.035	

A continuación, en la Figura 6.3 se presentan los modos de oscilación obtenidos de la simulación para el escenario P19, mediante las dos técnicas indicadas. Mientras los modos de oscilación se alejan hacia la izquierda de la línea diagonal punteada que representa la razón de amortiguamiento objetivo, el sistema presentará un mejor nivel de estabilidad. La técnica de los residuos aplicada al PSS1A, es la que hace que se ubique más modos de oscilación sobre la línea de razón de amortiguamiento objetivo y la técnica PSS SMC alcanza una mayor razón de amortiguamiento, dado que los modos de oscilación se ubican más a la izquierda de la línea de razón de amortiguamiento, de acuerdo con la Figura 6.3.

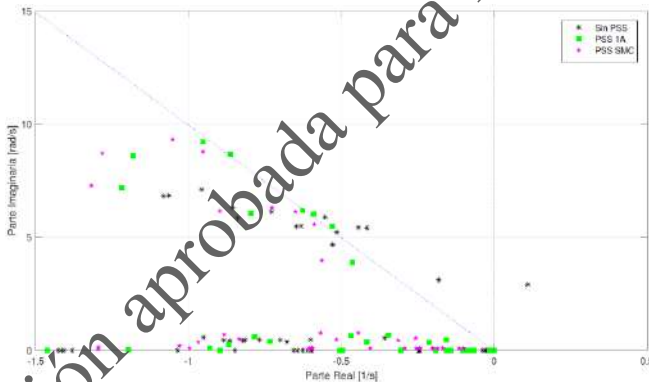


Figura 6.3 Modos de oscilación del sistema de prueba para PSS1A y PSS SMC.

Para cada escenario se han calculado de manera independiente los parámetros de los PSS en las técnicas PSS1A y PSS SMC, de acuerdo a la Tabla 6.2. Como la SSS depende del punto de operación de las unidades de generación, a través de las funciones de pertenencia, se determinan los parámetros del PSS que garantizan un adecuado amortiguamiento en todos los escenarios

posibles. La lógica fuzzy ayuda a obtener de forma coordinada cada uno de los parámetros. La Figura 6.4, muestra el comportamiento del parámetro Kpss respecto a la función de pertenencia, considerando uno de los escenarios. De manera similar se obtienen para los demás parámetros.

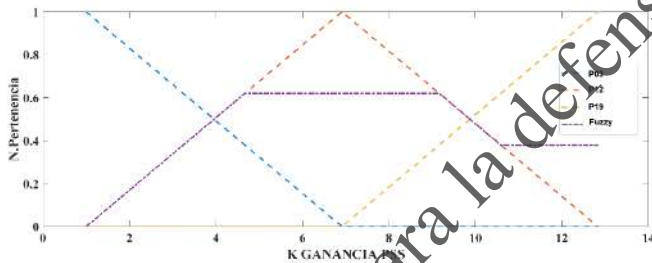


Figura 6.4 Función de Pertenencia para el Parámetro Kpss del sistema de prueba.

Considerando las funciones de pertenencia establecida en la lógica fuzzy para determinar los parámetros K, T₁ y T₃ de los PSS, mientras que para el caso de T₂ y T₄ se consideran los criterios planteados en la sección 4.3.1 para el caso multiescenario mediante el método del centroide se determina los parámetros de sintonización de los PSS como se muestra en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3 Parámetros de los PSS del sistema de prueba Multiescenario.

Escenario	Gen	PSS SMC					PSS 1A				
		Kpss	T1 [s]	T2 [s]	T3 [s]	T4 [s]	Kpss	T1 [s]	T2 [s]	T3 [s]	T4 [s]
Multiescenario	A1aG	148.5	0.151	0.037	0.497	0.103	80.3	0.381	0.089	0.139	0.074
	A2bG	94.7	0.443	0.237	0.307	0.069	98.7	0.358	0.083	0.119	0.068
	A6G	128.9	0.485	0.098	0.478	0.1	114.5	0.438	0.091	0.082	0.015
	B10G	146.9	0.476	0.102	0.446	0.092	87.2	0.287	0.081	0.089	0.021
	C2G	149.9	0.489	0.1	0.484	0.118	100.5	0.313	0.067	0.051	0.012
	C7G	122.9	0.499	0.108	0.455	0.091	56.4	0.421	0.086	0.089	0.032
	C12G	87.1	0.412	0.086	0.141	0.028	85.7	0.298	0.07	0.068	0.027
	C14G	14.9	0.255	0.115	0.395	0.139	110.2	0.514	0.184	0.162	0.035

A continuación, en la Figura 6.5 se observa la respuesta dinámica del sistema, de la potencia activa del generador B_{3G} ante una falla trifásica en la línea BC aplicada en t=0s y despejada en 1s.

Cuando no se considera PSS en el sistema se presentan oscilaciones no amortiguadas (un sistema inestable). Mediante las dos técnicas se alcanza a amortiguar las oscilaciones en aproximadamente 15 s ante los modos críticos presentados en el sistema. La técnica PSS SMC presenta oscilaciones más amortiguadas que la técnica PSS1A al considerar que la localización y activación de los PSS son los determinados mediante los residuos del sistema.

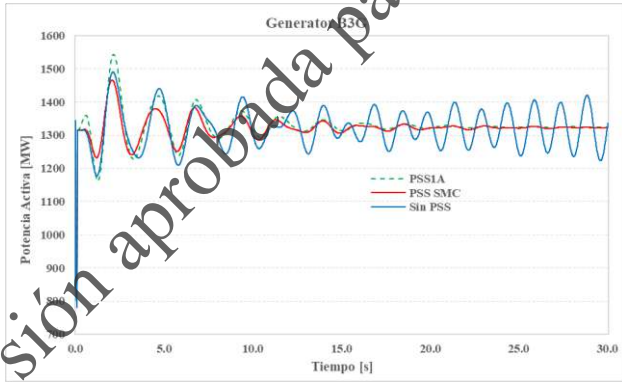


Figura 6.5 Respuesta Dinámica del Generador en el escenario de apertura de línea del sistema de prueba.

De las figuras y tablas anteriores, se aprecia cómo la sintonización propuesta permite alcanzar un buen amortiguamiento del SEP permite alcanzar un buen amortiguamiento del SEP mayor o igual a la razón objetivo del 10% planteada para todos los modos oscilatorios, ante diversas condiciones de operación en las dos técnicas

analizadas y de las dos la que presenta un mejor desempeño es la técnica PSS SMC.

6.1.1.3 Análisis de las Simulaciones con CART

Para las múltiples condiciones operativas establecidas en el estudio, se considera una variación de la carga en un 5%, con una razón de muestreo de las variables de interés de 60 muestras por segundo para cada subespacio.

En cada subespacio a través del análisis modal se determina la razón de amortiguamiento y la frecuencia de los modos de oscilación, donde se observa cómo la variación de las condiciones operativas tiene impacto en los modos de oscilación, como se observa en la Tabla 6.4.

En la Tabla 6.4 se observa que el sistema presenta tres modos críticos para cada subespacio. Los modos críticos están definidos como los valores propios que tienen una razón de amortiguamiento $\leq 10\%$. Siendo el modo 2 en algunos subespacios que se halla en la zona inestable (amortiguamiento negativo). Situación que plantea la necesidad de que el sistema cuente con un mecanismo de actualización de los parámetros de los PSS, a través de la cual se provea suficiente amortiguamiento, para cada una de las condiciones operativas.

Tabla 6.4 Modos de oscilación sin PSS.

Subespacio	Condición de carga (MW)	Modos	1	2	3
1	10296	Amort. (%)	7.661	-0.037	5.579
		freq. (Hz)	0.861	0.464	0.494
2	10811	Amort. (%)	7.775	-0.158	5.541
		freq. (Hz)	0.841	0.674	0.518
3	10910	Amort. (%)	7.837	0.596	7.444
		freq. (Hz)	0.841	0.678	0.529
4	11009	Amort. (%)	7.852	0.468	7.267
		freq. (Hz)	0.842	0.679	0.531
5	11108	Amort. (%)	7.860	0.333	7.075
		freq. (Hz)	0.843	0.679	0.533
6	11207	Amort. (%)	7.863	0.198	6.877
		freq. (Hz)	0.844	0.679	0.534
7	11304	Amort. (%)	7.857	0.069	6.677
		freq. (Hz)	0.844	0.679	0.535
8	11402	Amort. (%)	7.845	-0.053	6.475
		freq. (Hz)	0.845	0.679	0.536
9	11499	Amort. (%)	7.826	-0.166	6.271
		freq. (Hz)	0.846	0.678	0.536
10	11595	Amort. (%)	7.800	-0.267	6.061
		freq. (Hz)	0.846	0.677	0.536

En la Tabla 6.5 se muestra que al aplicar la técnica CART cada subespacio presenta sus modos de oscilación con razón de amortiguamiento sobre el límite planteado.

Tabla 6.5 Modos de oscilación con PSS del sistema de prueba.

Subespacio	Condición de carga (MW)	Modos	1	2	3
1	10296	Amort. (%)	10.705	10.613	10.538
		frec. (Hz)	0.8466	0.4765	0.5263
2	10811	Amort. (%)	10.707	10.708	10.541
		frec. (Hz)	0.8457	0.6746	0.5187
3	10910	Amort. (%)	10.807	10.716	10.444
		frec. (Hz)	0.8415	0.6783	0.5291
4	11009	Amort. (%)	10.802	10.468	10.267
		frec. (Hz)	0.8424	0.6792	0.5318
5	11108	Amort. (%)	10.810	10.333	10.075
		frec. (Hz)	0.8437	0.6791	0.5332
6	11207	Amort. (%)	10.803	10.598	10.877
		frec. (Hz)	0.8446	0.6791	0.5343
7	11304	Amort. (%)	10.807	10.169	10.677
		frec. (Hz)	0.8449	0.6792	0.5351
8	11402	Amort. (%)	10.815	10.064	10.475
		frec. (Hz)	0.8414	0.6792	0.5368
9	11499	Amort. (%)	10.827	10.148	10.271
		frec. (Hz)	0.8413	0.6785	0.5363
10	11595	Amort. (%)	10.800	10.139	10.061
		frec. (Hz)	0.8416	0.6776	0.5362

En la etapa fuera de línea el conjunto de aprendizaje para construir el árbol de clasificación es generado por 1000 simulaciones del sistema de prueba para cada subespacio considerando las contingencias de manera estocástica y para el caso de 10 subespacios se determina una muestra de aprendizaje de 10000 simulaciones para el CART.

El cambio de las condiciones operativas es monitoreado por el CART y como los PSS se sintonizan por el análisis de cada subespacio fuera de línea estos pueden ser cambiados a la condición operativa del subespacio requerido.

Las medidas utilizadas para determinar los subespacios con el CART son la frecuencia de la barra y potencia del generador que presenten el mayor residuo normalizado, por medio de lo que se busca la mayor controlabilidad y observabilidad, para cada modo de oscilación crítico, de acuerdo a lo presentado en la Tabla 6.6. Por lo tanto, las mediciones usadas para formar el CART corresponden a los generadores A_{1ac} , A_{6G} , B_{10G} , C_{2G} , C_{7G} y C_{12G} .

Dado que, para cada subespacio, se consideraron 1000 simulaciones y para el caso de 10 subespacios, se determina una matriz de 10000 filas por 600 columnas producto de las 60 muestras en cada segundo del tiempo de simulación (en el caso analizado es de 10 segundos) por las dos medidas de los cinco generadores seleccionados, situación que determina que cada hiperplano para la clasificación es formado en un espacio 600-dimensional para la formación del CART. En cada grupo de matrices se conforman los hiperplanos de clasificación de acuerdo al algoritmo del CART, y para el caso de la regresión se

determina el subespacio operativo es necesario determinar la distancia a él i -ésimo hiperplano de acuerdo a (5.5).

Tabla 6.6 Selección de señales en base a residuo del sistema de prueba.

Subespacio	Modo 1		Modo 2		Modo 3	
1	C _{2G}	0.8791	B _{10G}	0.7858	A _{6G}	0.8791
	C _{7G}	0.1582	A _{1aG}	0.3505	C _{12G}	0.2610
2	C _{2G}	0.8824	B _{10G}	0.7895	C _{2G}	0.8814
	C _{7G}	0.1567	A _{1aG}	0.3506	C _{12G}	0.2736
3	C _{2G}	0.8867	B _{10G}	0.8394	A _{6G}	0.8794
	C _{7G}	0.1609	A _{1aG}	0.3508	C _{12G}	0.2923
4	C _{2G}	0.8907	B _{10G}	0.8379	C _{2G}	0.8896
	C _{7G}	0.2274	A _{1aG}	0.3508	C _{12G}	0.3055
5	C _{2G}	0.8950	B _{10G}	0.8343	A _{6G}	0.8874
	C _{7G}	0.1573	A _{1aG}	0.3508	C _{12G}	0.3177
6	C _{2G}	0.8994	B _{10G}	0.8282	C _{2G}	0.8902
	C _{7G}	0.1557	A _{1aG}	0.3507	C _{12G}	0.3283
7	C _{2G}	0.9041	B _{10G}	0.8196	C _{2G}	0.8952
	C _{7G}	0.1543	A _{1aG}	0.3508	C _{12G}	0.3371
8	C _{2G}	0.9088	B _{10G}	0.8082	A _{6G}	0.9035
	C _{7G}	0.1536	A _{1aG}	0.3507	C _{12G}	0.3438
9	C _{2G}	0.9137	B _{10G}	0.7940	A _{6G}	0.9086
	C _{7G}	0.1520	A _{1aG}	0.3505	C _{12G}	0.2610
10	C _{2G}	0.9186	B _{10G}	0.7769	A _{6G}	0.9175
	C _{7G}	0.1513	A _{1aG}	0.3503	C _{12G}	0.3508

Por lo que viene el compromiso en el tamaño del árbol de clasificación de tamaño pequeño no permitirá capturar la dinámica del comportamiento del conjunto de datos y uno de tamaño grande puede llevar a un sobre ajuste, lo cual puede provocar una incorrecta identificación de los subespacios [113].

Por lo tanto, la selección de un tamaño adecuado del árbol se basa en la precisión de la clasificación, en la Figura 6.6 se presenta que para el estudio el número óptimo del árbol de decisión es de 10 subespacios que determina el menor desajuste del CART que alcanza 0.0792 lo cual representa

una probabilidad de 92.1% de selección del correcto subespacio.

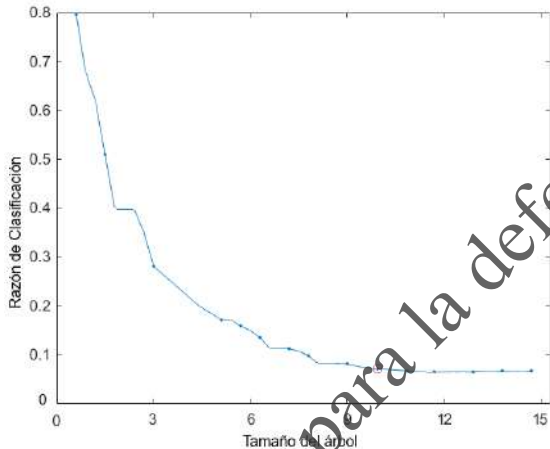


Figura 6.6 Razón de Clasificación Vs. Tamaño del árbol para el sistema de prueba.

La estructura del CART formado para el sistema de prueba en donde se establecen las reglas de división en cada nodo y se determinan 10 nodos terminales que representan los 10 subespacios de operación, la regla de clasificación es la distancia al hiperplano de acuerdo con el parámetro calculado como se lo indicó en la sección 5.2, se presenta en la Figura 6.7.

Al considerar los datos del WAMS para determinar el comportamiento se utiliza el proceso de regresión para lo cual se determina la matriz de confusión, en la Tabla 6.7 considerando para cada subespacio tiene 500 diferentes puntos de operación de los cuales existen 354 casos en los que no son adecuadamente clasificados lo que determina una precisión de 92.9 %, los puntos de desclasificación se

deben principalmente a los puntos de operación de los bordes entre los subespacios.

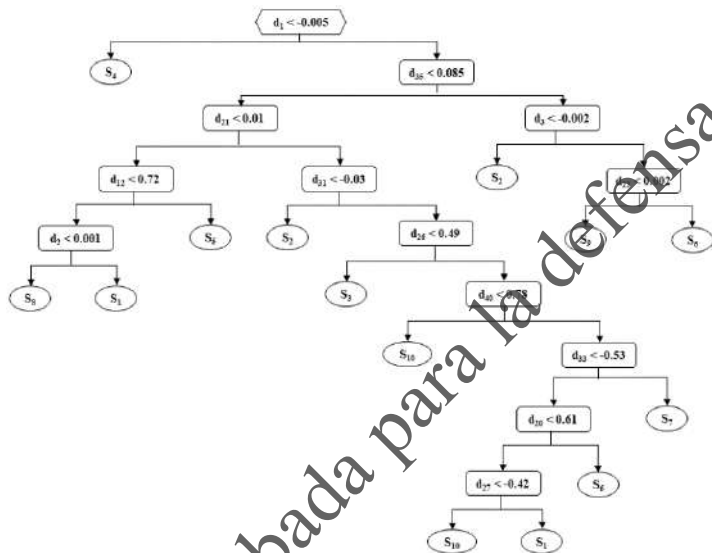


Figura 6.7 Clasificación de los subespacios con el CART del sistema de prueba

Tabla 6.7 Matriz de confusión de los subespacios del sistema de prueba.

Subespacio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
E1	490	24	0	0	0	0	0	0	0	0
E2	20	483	18	0	0	0	0	0	0	0
E3	3	10	481	20	0	0	0	0	0	0
E4	0	3	22	480	32	4	0	0	0	0
E5	0	0	0	24	479	20	0	0	0	0
E6	0	0	0	1	5	476	21	3	0	0
E7	0	0	0	0	0	14	481	10	0	0
E8	0	0	0	0	0	0	12	482	15	16
E9	0	0	0	0	0	0	0	20	489	21
E10	0	0	0	0	0	0	0	0	16	486

Para determinar la robustez de la coordinación de los PSS considerando los bordes de operación de los subespacios

se presenta a continuación la simulación en el dominio del tiempo, considerando la parametrización de los PSS de un subespacio respecto a la del subespacio adyacente, en la Figura 6.8, se observa que la sintonización de los PSS en el subespacio 1 es efectiva utilizando el método propuesto, para la potencia del generador B_{3G}.

Así, el sistema alcanza un amortiguamiento, con un tiempo de respuesta menor para el subespacio respectivo que para el caso de los subespacios adyacentes 2 y 3, en todos los subespacios el sistema presenta amortiguamiento, lo que determina que, aunque exista la posibilidad de clasificación a un subespacio que no corresponda, el sistema puede contar con un nivel adecuado de amortiguamiento para los modos de oscilación críticos.

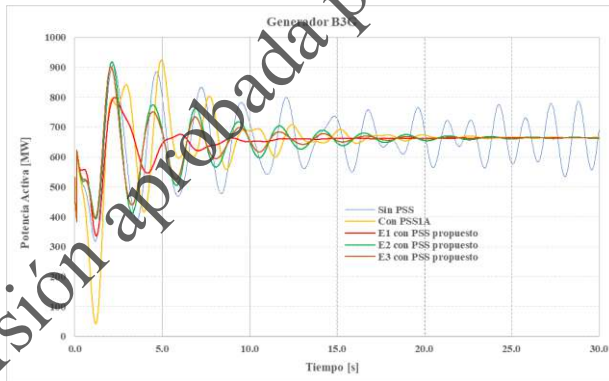


Figura 6.8 Respuesta en el tiempo en el caso de tres subespacios adyacentes del sistema de prueba.

En la Figura 6.9 se presenta el caso de la mayor carga del sistema correspondiente al subespacio 10 y se observa la efectividad del método propuesto, para la potencia de la barra slack, aún se cuenta con amortiguamiento, si bien el

tiempo de respuesta es superior para el subespacio respectivo que para el caso del subespacio adyacente 9, el sistema continúa con amortiguamiento.

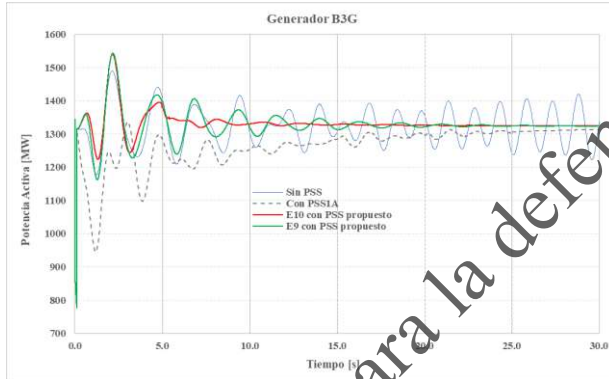


Figura 6.9 Respuesta en el tiempo en el caso de dos subespacios adyacentes del sistema de prueba.

De este modo, el conjunto de parámetros de sintonización de los PSS podría ser cambiados de uno a otro punto de operación adaptivamente sin comprometer el nivel de amortiguamiento del sistema. En la Figura 6.10 se muestra la respuesta dinámica, donde la curva punteada corresponde a la respuesta considerando la sintonización fija de los PSS correspondiente al subespacio 5. Mientras que la curva sólida presenta la respuesta de la selección adaptativa del conjunto de PSS de acuerdo a las condiciones operativas, en la cual se observa una mejor respuesta del amortiguamiento del sistema al considerar el método adaptativo ante las múltiples condiciones operativas.

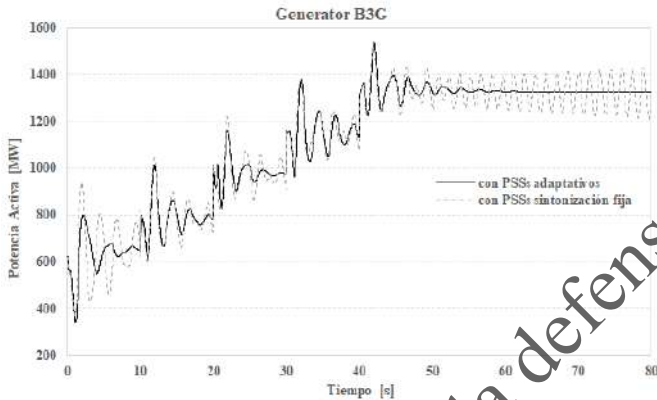


Figura 6.10 Respuesta en el tiempo en el caso de adaptación de PSS en cada subespacio del sistema de prueba.

6.1.1.4 Comparación de los Métodos de Sintonización de PSS.

Con la finalidad de comparar la respuesta dinámica y los modos de oscilación de sistema para cada una de las técnicas de sintonización presentada en los capítulos anteriores. A continuación, en la Figura 6.11 se presentan los modos de oscilación obtenidos de la simulación de la aplicación de las distintas técnicas. Mientras los modos de oscilación se ubiquen hacia la izquierda de la línea diagonal punteada que representa la razón de amortiguamiento objetivo, el sistema presentará un mejor nivel de estabilidad.

Si bien todas las técnicas alcanzan la razón de amortiguamiento objetivo. En el caso de la técnica PSS1A, es la que presenta la mayor cantidad de modos ubicados sobre la línea de razón de amortiguamiento objetivo, mientras que las mejores técnicas son GN y CART permiten alcanzar modos con una razón de amortiguamiento mayor, ya que permiten ubicar la mayoría de los modos del sistema

al lado izquierdo de la razón de amortiguamiento objetivo de acuerdo a observado en la Figura 6.11.

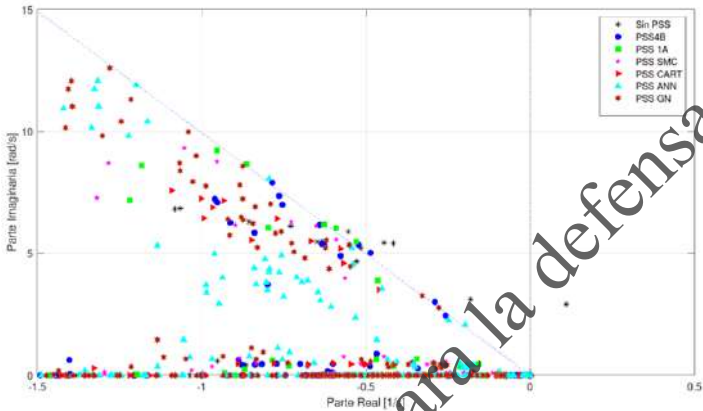


Figura 6.11 Modos de oscilación del sistema de prueba para el caso multiescenario.

Para el caso de la técnica multibanda en la Tabla 6.8 se presenta los parámetros del PSS.

Tabla 6.8 Parámetros de los PSS Multibanda del sistema de prueba.

Escenario		A _{1aG}	A _{2bG}	B _{10G}	C _{2G}	C _{7G}	C _{12G}	C _{14G}
Multiescenario	FL	0.010	0.015	0.013	0.030	0.010	0.012	0.040
	FI	0.103	0.203	0.149	0.119	0.107	0.124	0.184
	FH	1.445	1.683	1.695	2.116	1.355	1.434	1.058
	KL	0.500	2.761	1.328	1.559	0.564	2.345	2.751
	KI	4.779	4.672	3.562	3.175	2.596	3.154	4.986
	KH	30.58	55.11	23.45	18.01	29.07	44.94	26.26
	TL3	0.200	0.200	0.210	0.771	0.264	0.528	0.798
	TL4	0.899	0.811	0.538	0.836	0.900	0.482	0.536
	TL5	0.200	0.200	0.249	0.406	0.208	0.332	0.712
	TL6	0.899	0.832	0.369	0.661	0.899	0.731	0.575
	Tl3	0.070	0.729	0.795	0.076	0.071	0.092	0.379
	Tl4	0.779	0.156	0.097	0.689	0.851	0.206	0.554
	Tl5	0.070	0.507	0.763	0.566	0.070	0.142	0.212
	Tl6	0.748	0.725	0.077	0.554	0.859	0.844	0.682
	TH3	0.397	0.421	0.474	0.103	0.458	0.130	0.391
	TH4	0.375	0.466	0.367	0.209	0.239	0.292	0.071
TH5	0.438	0.429	0.278	0.217	0.365	0.058	0.071	
TH6	0.472	0.109	0.480	0.083	0.412	0.373	0.222	

Para determinar la respuesta dinámica de los PSS sintonizados, se va a considerar tres tipos de falla, aplicado al $t=0s$ y despejada en 1s cuando corresponda.

Para el caso de la falla trifásica de la línea BC en la Figura 6.12 se presenta la respuesta dinámica dada por la variable de potencia del generador B_{3G}, donde se observa que, si bien los PSS adecuadamente sintonizados, el sistema en todos los casos cuenta con amortiguamiento ante las oscilaciones, siendo el de mejor respuesta el PSS GN y CART que consideran características adaptativas que logra que el sistema absorba efectivamente las oscilaciones presentes debido a la perturbación, mientras que las otras técnicas hacen que las oscilaciones se mantengan un tiempo adicional alcanzando un estado de equilibrio en el sistema.

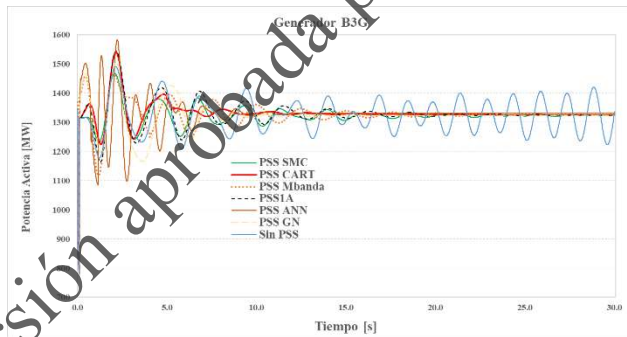


Figura 6.12 Respuesta dinámica del sistema de prueba con las metodologías propuestas para la falla trifásica en la línea BC.

En la Figura 6.13 se presenta la desconexión de la Línea BC en el tiempo $t=0s$, donde se observa que las técnicas adaptables GN y CART permiten alcanzar el amortiguamiento de las oscilaciones y al igual que en el caso anterior, si bien mediante todas las técnicas permiten alcanzar el amortiguamiento de las oscilaciones en tiempos adecuados. Adicional la técnica de PSS SMC presenta un comportamiento similar a la técnica PSS multibanda y ANN.

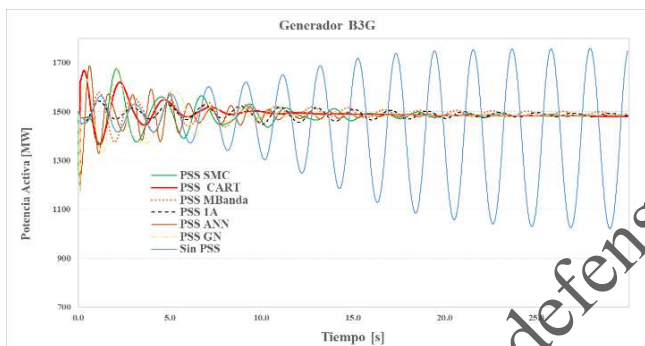


Figura 6.13 Respuesta dinámica del sistema de prueba con las metodologías propuestas para la desconexión de la línea BC.

En la Figura 6.14 considera el caso de un evento sobre el generador, se considera un incremento del torque 0.4pu en el generador B_{3G} donde se observa que la técnica PSS1A y PSS SMC muestra oscilaciones atenuadas, mientras que las otras técnicas actúan adecuadamente siendo las técnicas adaptables GN y CART presentan resultados de amortiguamiento de las oscilaciones.

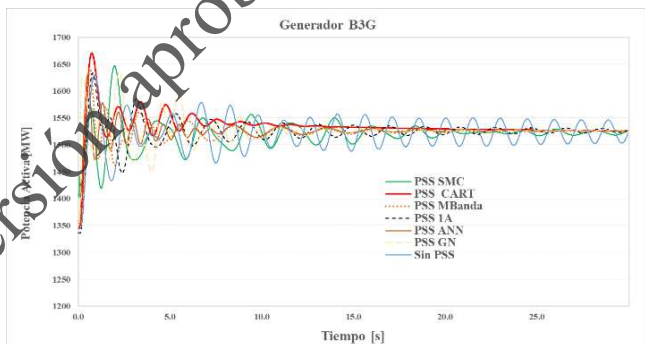


Figura 6.14 Respuesta dinámica del sistema de prueba con las metodologías propuestas para un incremento de torque en el generador B_{3G} de 0.4pu.

6.1.2 Sistema Eléctrico Ecuatoriano

Como un caso adicional las metodologías propuestas se aplican al SNI.

6.1.2.1 Características

- En 2019, la demanda máxima del SNI fue de 24753,2 GWh de las cuales el 88.83% fue producida por centrales hidroeléctricas, 1.46% desde centrales no convencionales (fotovoltaica, eólica y biomasa), 0.02% desde las interconexiones eléctricas internacionales con Colombia y Perú, 9.68% de centrales térmicas de diferentes tecnologías fuel oil, diésel y combustión interna con 123 unidades de generación. La red eléctrica de alta tensión se compone de 610.17 km de 500 kV y 3199 km de 230 kV [114]. En la Figura 6.15 se muestra el diagrama unifilar del SNI.
- Para este caso se escogió una razón de amortiguamiento objetivo $\geq 7\%$ para asegurar un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones de acuerdo a lo utilizado en [114].
- Las constantes de tiempo T_w y T_{w1} se considera de 10s.
- En cada escenario se realiza el análisis eléctrico para determinar un escenario factible con la finalidad de cumplir los límites de voltaje, cargabilidad de elementos y condiciones operativas que puedan volver inestable al sistema.
- Para este caso de igual manera se realiza las simulaciones para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, representados por los casos de estudio

P19, P12 y P03. Para el caso de obtener las múltiples condiciones operativas, se considera una variación de la carga.

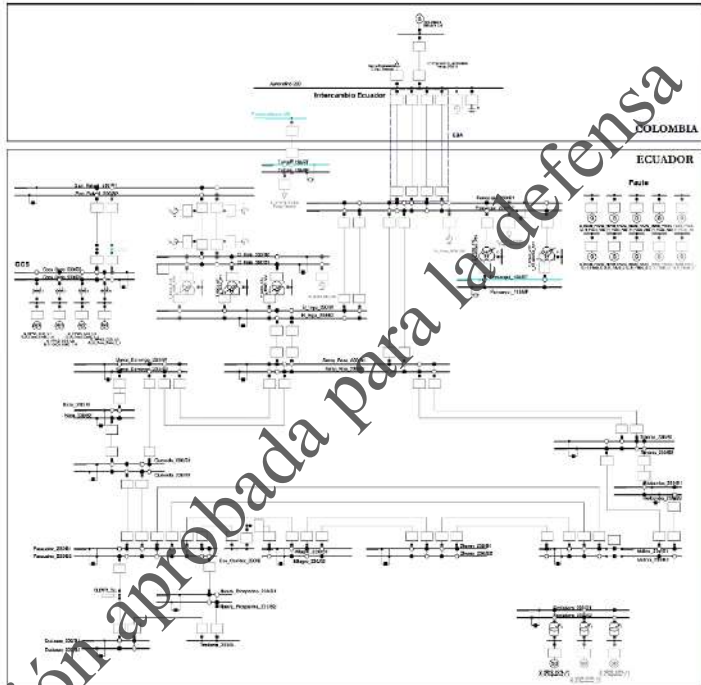


Figura 6.15 Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI).

- El sistema eléctrico colombiano se lo representa con un equivalente dinámico a fin de analizar la respuesta dinámica del sistema eléctrico ecuatoriano.
- Las centrales que tiene más de una unidad generadora, se consideran como una sola central, y para la modelación en el PowerFactory se la realiza a través de zonas. Para el caso del SNI se han encontrado dieciséis

centrales con más de una unidad y han sido especificadas por zonas, tal como se muestra en la [Tabla 6.9](#).

Tabla 6.9 Determinación de Zonas del SNI.

Zona	Potencia [MW]	Unidad
CCS	1500	U1...U8
Paute Fase AB	500	U1...U5
Paute Fase C	600	U6...U10
Mazar	170	U1, U2
Sopladora	487	U1...U3
G. Zevallos	140	TV2, TV3
S. Elena 2	82	U1...U3
Jivino 3	46	U1...U3
Daule Peripa	213	U1...U3
Machala 2	125	U1, U2
Machala	132	U1...U6
Manduriacu	65	U1, U2
Agoyán	154	U1, U2
S. Francisco	224	U1, U2
Minas S. Francisco	270	U1...U3
Delsitanisagua	180	U1, U2

6.1.2.2 Simulaciones del SNI

Al igual que en el caso anterior, la selección de los PSS del SNI se basa en la determinación de los modos de oscilación críticos, mismos que son obtenidos por medio del análisis modal o la identificación modal. Por lo que los modos de oscilación de interés corresponden a los que tengan un nivel de amortiguamiento inferior a la razón de amortiguamiento establecida como se presenta en la [Tabla 6.10](#).

A continuación, en la [Tabla 6.10](#) se presentan los modos de oscilación obtenidos mediante el análisis modal de PowerFactory para el SNI. Donde se determina que el

sistema presenta principalmente modos locales con frecuencia sobre 1Hz y modos de control sobre 2Hz con razones de amortiguamiento inferiores a 6.76%.

Tabla 6.10 Modos de oscilación del Sistema Nacional Interconectado sin PSS.

Escenario	Modo	Valor Propio	Frecuencia [Hz]	Amort.
P19	1	-0.243±j7.282	1.159	0.0334
	2	-0.441±j8.625	1.372	0.0511
	3	-1.07±j18.235	2.902	0.0586
	4	-0.477±j7.206	1.147	0.0661
	5	-0.66±j9.753	1.552	0.0676
P12	1	-0.288±j7.267	1.156	0.0396
	2	-0.472±j8.427	1.341	0.0559
	3	-1.119±j19.792	3.149	0.0564
	4	-0.196±j2.889	0.459	0.0677
P03	1	-0.316±j7.308	1.163	0.0431
	2	-0.466±j8.464	1.347	0.0550
	3	-1.498±j22.266	3.544	0.0671

En la Figura 6.16 de los modos obtenidos del sistema WAMS, se presenta la línea de tendencia para la frecuencia y razón de amortiguamiento del modo 1, alcanzándose un valor de 1.154Hz y 3.49%. Obtenido del análisis de las oscilaciones de la potencia del evento para la central Coca Codo y la interconexión eléctrica con Colombia.

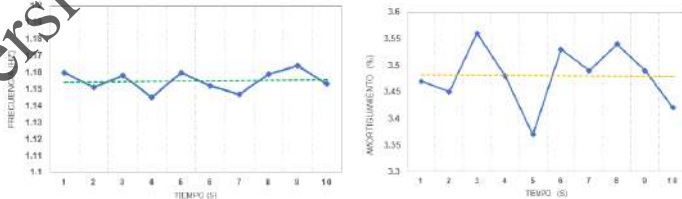


Figura 6.16 Frecuencia y razón de amortiguamiento del modo 1 del escenario P19 en el sistema WAMS.

En la Tabla 6.11 se presenta los modos oscilatorios a través de cada uno de las propuestas presentadas en esta tesis. Por medio del análisis modal no fue posible determinar el modo de oscilación interárea, mientras que la técnica A-VMD-Prony y el identificador modal del sistema WAMS se observa este modo presente debido a la interacción de las dos áreas eléctricas la del sistema colombiano y el SNI.

Tabla 6.11 Modos de oscilación del SNI.

Escenario	MODO	Análisis Modal		A-VMD-Prony		WAMS	
		Frecuencia [Hz]	Amort.	Frecuencia [Hz]	Amort.	Frecuencia [Hz]	Amort.
P19	1	1.159	0.0334	1.132	0.0372	1.154	0.0349
	2	1.372	0.0511	1.385	0.0562	1.369	0.0556
	3	2.902	0.0586	2.927	0.0573	2.910	0.0536
	4	1.147	0.0664	1.142	0.0657	1.160	0.0654
	5	1.552	0.0676	1.513	0.0682	1.568	0.0657
	6			0.453	0.0114	0.499	0.0157

Los residuos de los modos de oscilación de interés, permiten determinar la ubicación y activación de los PSS en la Figura 6.17, se muestra el módulo de los residuos de los modos de oscilación críticos, que se presentan en los escenarios de la Tabla 6.10 por medio de los cuales se determina que los generadores DPER, SOPL, PAUTE, EGZEWALLOS, MACHALA, AGOYAN, SFRANCISCO y CCS presentan los mayores residuos. A través de las ecuaciones (4.40) a (4.45), se determina los parámetros del PSS1A para los generadores seleccionados, como se presenta en la Tabla 6.12.

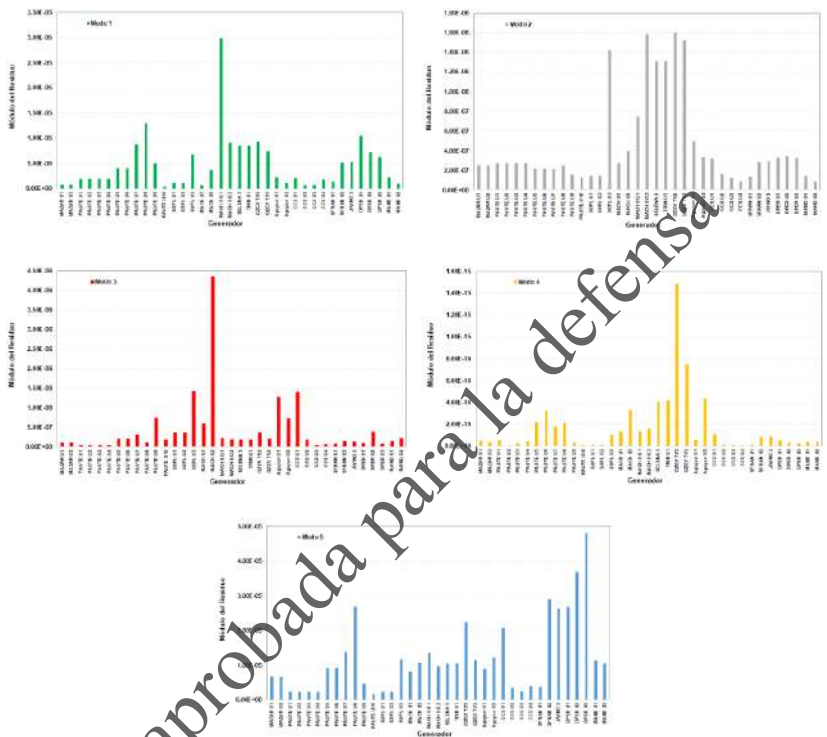


Figura 6.17 Residuos de los modos de oscilación del SNI.

En la Figura 6.18 contiene los modos de oscilación obtenidos mediante las técnicas PSS1A y PSS SMC, donde se observa que la técnica PSS SMC presenta modos con una razón de amortiguamiento mayor que la técnica PSS1A debido a sus modos de oscilación están ubicados más a la izquierda de la línea diagonal punteada que representa la razón de amortiguamiento objetivo para el sistema SNI.

Tabla 6.12 Parámetros de los PSS por escenario del SNI.

Escenario	Gen	PSSSMC						PSS1A				
		Kpss	T ₁ [s]	T ₂ [s]	T ₃ [s]	T ₄ [s]	Kpss	T ₁ [s]	T ₂ [s]	T ₃ [s]	T ₄ [s]	
P19	PAUTE C	78.8	0.462	0.031	0.981	0.1839	97.5	0.418	0.028	0.861	0.183	
	EGZ TV	31.1	0.621	0.098	0.925	0.0981	60.1	0.506	0.064	0.719	0.069	
	SOPL	98.1	0.610	0.103	0.125	0.0100	130.5	0.748	0.128	0.225	0.072	
	MACH	66.66	0.532	0.041	0.912	0.0769	73.2	0.621	0.056	0.655	0.083	
	MACH II	63.84	0.839	0.096	0.734	0.0500	48.9	1.097	0.126	0.614	0.182	
	CCS	64.22	0.672	0.050	0.300	0.0212	62.1	0.837	0.062	0.768	0.135	
	DPER	66.59	0.659	0.048	0.731	0.271	103.8	0.323	0.023	0.962	0.199	
	SFRA	82.84	0.233	0.019	0.548	0.301	81.1	0.174	0.051	0.949	0.413	
	AGOY	80.26	0.422	0.0301	0.980	0.0915	80.2	0.412	0.045	1.107	0.267	
P12	PAUTE C	64.21	0.382	0.0418	0.646	0.0653	62.1	0.509	0.056	0.171	0.138	
	EGZ TV	87.17	0.604	0.497	0.684	0.0512	82.9	0.546	0.449	1.064	0.243	
	SOPL	90.85	0.323	0.0249	0.992	0.119	66.4	0.417	0.032	1.118	0.368	
	MACH	20.67	0.412	0.0287	0.928	0.100	19.9	0.403	0.028	0.935	0.154	
	MACH II	82.16	0.316	0.0709	0.808	0.062	112.8	0.424	0.095	1.822	0.263	
	CCS	46.82	0.431	0.178	0.503	0.039	43.1	0.538	0.224	0.685	0.112	
	DPER	90.20	0.990	0.0895	0.786	0.222	101.3	0.955	0.087	0.125	0.685	
	SFRA	99.97	0.702	0.0603	0.567	0.0395	75.3	1.021	0.065	0.234	0.023	
	AGOY	94.75	0.625	0.041	0.709	0.0541	67.8	0.983	0.043	0.345	0.035	
P03	PAUTE C	17.89	0.475	0.0392	0.784	0.0528	23.5	0.786	0.039	0.432	0.098	
	SOPL	89.17	0.949	0.155	0.129	0.0199	91.2	0.867	0.982	0.321	0.076	
	MACH II	50.07	0.385	0.0504	0.693	0.0667	45.9	0.456	0.097	0.133	0.045	
	CCS	21.87	0.638	0.0581	0.656	0.0459	32.3	0.891	0.076	0.564	0.053	
	DPER	56.23	0.442	0.0629	0.558	0.0385	62.3	0.553	0.046	0.276	0.085	

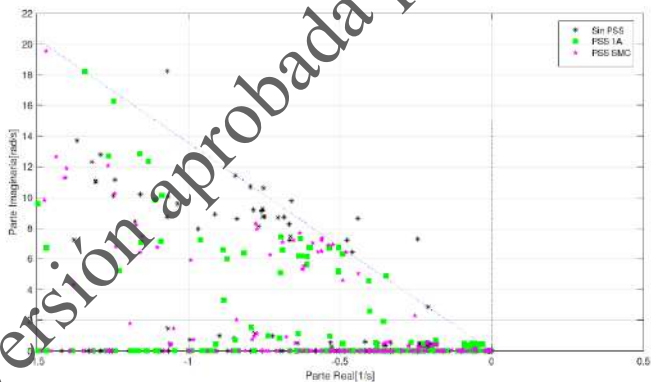


Figura 6.18 Modos de oscilación del SNI para las técnicas PSS1A y PSS SMC.

Como en cada escenario cuenta con los parámetros de los PSS y dado que la SSS depende del punto de operación de los generadores. Mediante las funciones de pertenencia, aplicada a la señal de potencia del generador permite

determinar los parámetros coordinados de los PSS que garanticen un adecuado amortiguamiento en todos los escenarios analizados. La lógica fuzzy mediante reglas del nivel de potencia de las unidades de generación permite establecer los parámetros de los PSS. En la Figura 6.19, muestra la selección del parámetro K_{pss} respecto a la función de pertenencia, considerando uno de los escenarios. De manera similar se obtienen para los demás parámetros.

Considerando las funciones de pertenencia se determinan los diferentes parámetros de los PSS considerando la coordinación de los escenarios, por medio del método del centroide, como se muestra en la Tabla 6.13.

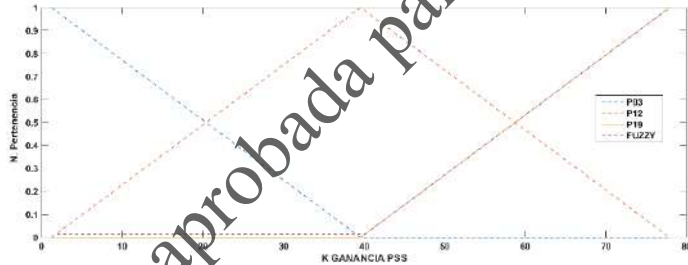


Figura 6.19 Función de Pertenencia para el Parámetro K_{pss} del SNI.

Para verificar la efectividad de la sintonización de los PSS de las unidades de generación del SNI, se analiza contingencias que exciten los modos de oscilación y que expongan a las unidades generadoras a responder ante la perturbación en el dominio del tiempo. La contingencia seleccionada, es el cortocircuito trifásico con apertura de la Interconexión Ecuador-Colombia a 230kV, para los

diferentes escenarios. La falla es aplicada a los $t=0$ s y es removida a un ciclo.

Tabla 6.13 Parámetros de los PSS para el SNI Multiescenario.

Escenario	Gen	PSS SMC				PSS 1A					
		Kpss	T ₁ [s]	T ₂ [s]	T ₃ [s]	T ₄ [s]	Kpss	T ₁ [s]	T ₂ [s]	T ₃ [s]	T ₄ [s]
Multiescenario	PAUTE C	99.66	0.825	0.064	0.881	0.122	53.9	1.082	0.154	0.246	0.088
	EGZ TV	96.6	0.718	0.061	0.179	0.015	100.7	0.586	0.021	0.069	0.015
	SOPL	73.69	0.589	0.043	0.969	0.161	65.5	0.532	0.048	0.166	0.024
	MACH	98.12	0.969	0.065	0.815	0.056	58.2	0.584	0.052	0.163	0.013
	MACH II	33.1	0.821	0.494	0.122	0.028	22.2	0.526	0.331	0.013	0.003
	CCS	37.46	0.572	0.043	0.736	0.074	17.2	0.483	0.094	0.144	0.026
	DPER	82.3	0.850	0.262	0.762	0.111	81.1	0.419	0.213	0.367	0.107
	SFRA	93.02	0.862	0.151	0.993	0.172	68.8	0.948	0.242	0.407	0.043
AGOY	71.4	0.265	0.021	0.789	0.063	52.8	0.634	0.034	0.324	0.016	

En la Figura 6.20, se observa la respuesta dinámica de la potencia activa de la unidad 1 de la central Marcel Laniado de Wind, denominada Daule Peripa (DPER) en el escenario de la apertura de la interconexión.

Sin los PSS el sistema presenta oscilaciones no amortiguadas (e.g. es un sistema inestable). Estas oscilaciones se amortiguan con las dos técnicas PSS1A y PSS SMC siendo la última la que presenta oscilaciones más amortiguadas ante modos oscilatorios críticos.

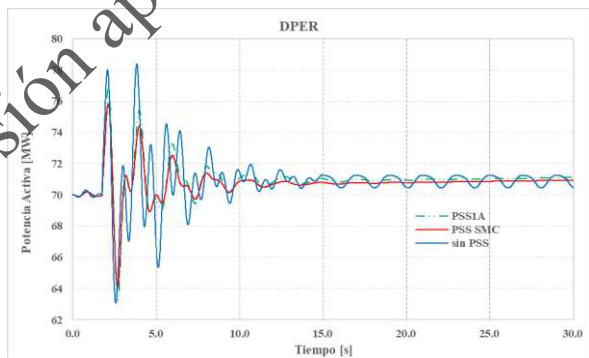


Figura 6.20 Respuesta Dinámica del generador del SNI ante la falla trifásica.

De lo anterior, se determina que la sintonización propuesta a los PSS permite alcanzar el nivel de amortiguamiento mayor o igual al 7% de los modos oscilatorios, para las diferentes condiciones operativas para el caso coordinado de las dos técnicas de PSS. Siendo la técnica PSS SMC la que presenta menor amplitud de las oscilaciones.

6.1.2.3 Análisis de las Simulaciones con CART.

Con la finalidad de comprobar la validez de la metodología propuesta, en el caso de un sistema real el punto de operación cambia la sintonización de los PSS y gracias a que es posible obtener los modos de oscilación del sistema por medio del WAMS o por el análisis de las señales del sistema como lo presentado en la Tabla 6.11.

En la Tabla 6.11 se observa que el sistema presenta seis modos críticos. Estos se determinan como los valores propios que tienen una razón de amortiguamiento $\leq 7\%$. Situación que plantea la necesidad de que el sistema cuente con un mecanismo de actualización de los parámetros de los PSS, a través de la cual se provea suficiente amortiguamiento para cada una de las condiciones operativas.

Para cada una de las centrales del SNI que tienen PSS, se considera el modelo propuesto para la consideración del CART. La Figura 6.21 muestra que el análisis para el SNI, el tamaño óptimo del árbol de decisión corresponde a once subespacios, lo que determina una razón de error de 0.0378, con lo que se alcanza una probabilidad de 96.2% de seleccionar adecuadamente el subespacio.

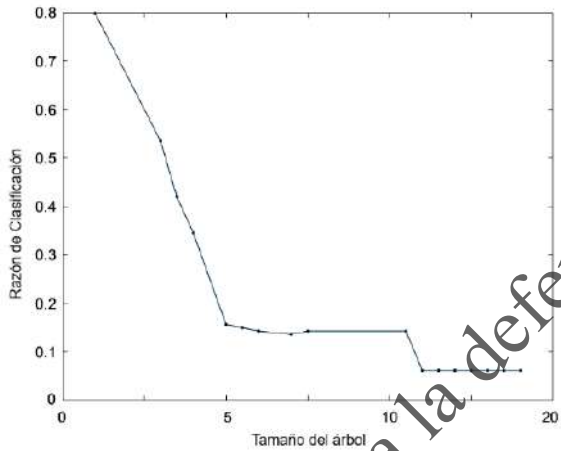


Figura 6.21 Razón de Clasificación vs. Tamaño del árbol para el SNI.

El CART formado para el SNI en donde se determinan las reglas de división para los 11 nodos terminales mediante los cuales se establecen los 10 subespacios de operación en base a lo indicado en el numeral 5.2 y se presenta en la Figura 6.22.

Con los datos del WAMS y utilizando el proceso de regresión es posible determinar la matriz de confusión de la Tabla 6.14, considerando para cada subespacio 200 diferentes puntos de operación y en 74 casos no son adecuadamente clasificados lo que determina una precisión de 96.3%, los puntos de desclasificación se presentan en los límites entre los subespacios.

Tabla 6.14 Matriz de confusión de los subespacios para el SNI

Subespacio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
E1	193	1	0	0	0	0	0	0	0	0
E2	2	195	3	0	0	0	0	0	0	0
E3	5	3	193	3	0	0	0	0	0	0
E4	0	1	4	194	3	0	0	0	0	0
E5	0	0	0	2	190	5	0	0	0	0
E6	0	0	0	1	7	189	4	3	0	0
E7	0	0	0	0	0	4	193	3	0	0
E8	0	0	0	0	0	2	3	192	0	3
E9	0	0	0	0	0	0	0	2	195	4
E10	0	0	0	0	0	0	0	0	2	193

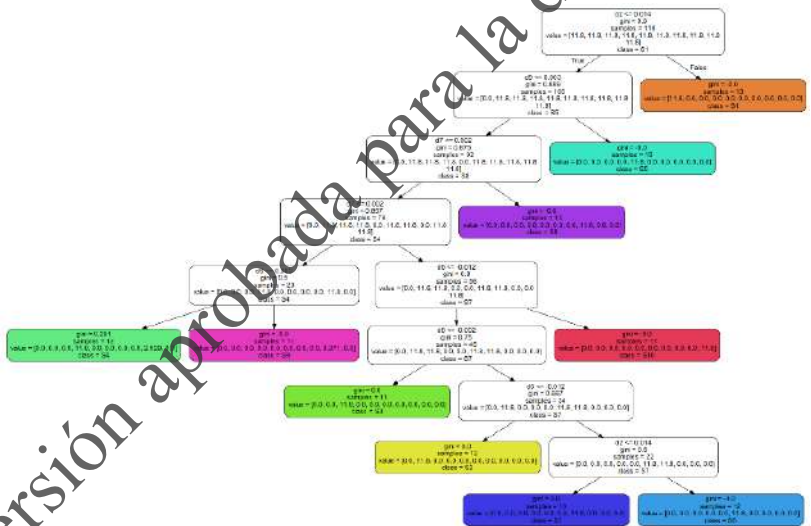


Figura 6.22 Clasificación de los subespacios con el CART para el SNI.

La coordinación de los PSS determina un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones, aún en el borde de operación de los subespacios, la parametrización de los PSS de un subespacio respecto a la del subespacio

adyacente. En la Figura 6.23, se observa que la sintonización de los PSS en el subespacio 10 es efectiva utilizando el método propuesto, para la potencia del generador CCS, se cuenta con amortiguamiento, si bien el tiempo de respuesta es más superior para el subespacio respectivo que para el caso del subespacio adyacentes 9 el sistema aún cuenta con amortiguamiento, lo que determina que aunque exista la posibilidad de clasificación a un subespacio que no corresponda, el sistema puede contar con un nivel adecuado de amortiguamiento para los modos de oscilación críticos.

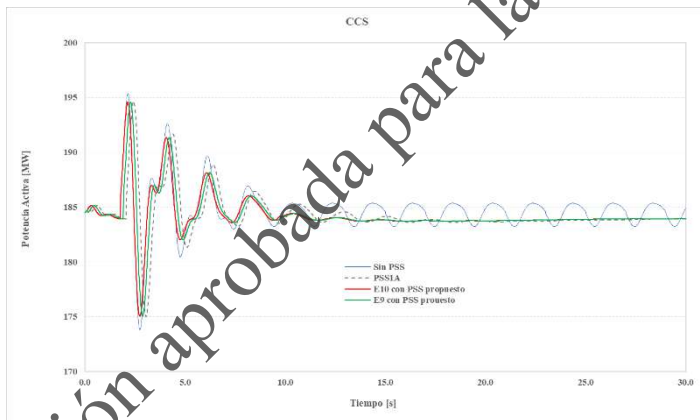


Figura 6.23 Respuesta en el tiempo en el caso de dos subespacios adyacentes del SNI.

6.1.2.4 Análisis de las Sintonizaciones de las Distintas Técnicas.

Al igual que la aplicación anterior a continuación se realiza la comparación de la respuesta dinámica y los modos de oscilación del sistema obtenidos de cada una de las técnicas de sintonización presentada en los capítulos anteriores. A

continuación, en la Figura 6.24 se presentan los modos de oscilación obtenidos de la simulación de la aplicación de las distintas técnicas. Mientras los modos de oscilación se ubiquen hacia la izquierda de la línea diagonal punteada que representa la razón de amortiguamiento objetivo, el sistema presentará un mejor nivel de estabilidad.

De manera similar que el caso anterior las técnicas alcanzan la razón de amortiguamiento objetivo. En el caso de la técnica PSS1A, es la que presenta la mayor cantidad de modos ubicados sobre la línea de razón de amortiguamiento objetivo, mientras que las mejores técnicas son GN y CART permiten alcanzar modos con una razón de amortiguamiento mayor, ya que permiten ubicar la mayoría de los modos del sistema al lado izquierdo de la razón de amortiguamiento objetivo de acuerdo a observado en la Figura 6.24.

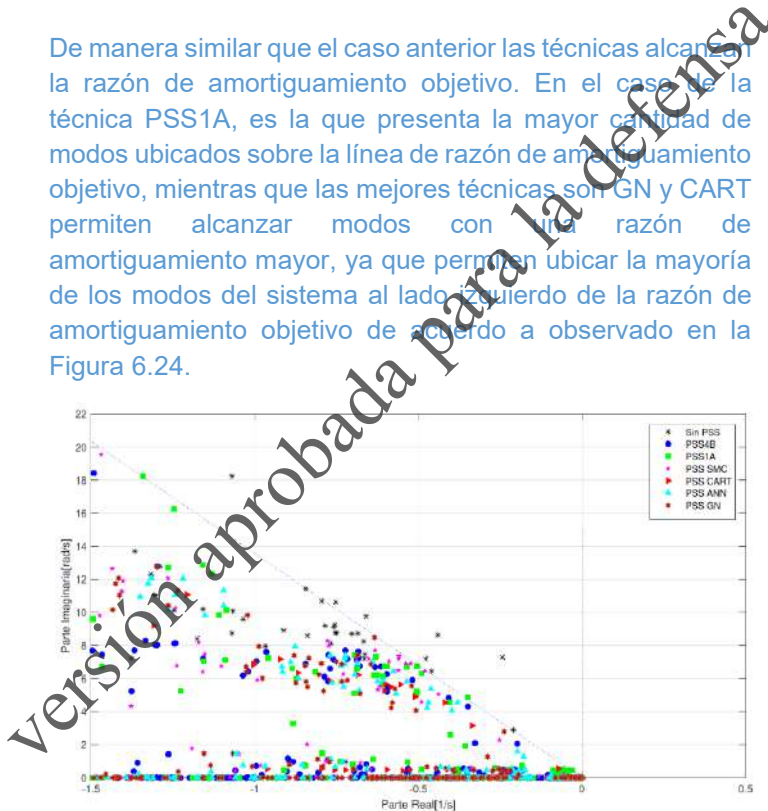


Figura 6.24 Modos de oscilación del SNI para el caso multiescenario.

Para el caso del PSS Multibanda se consideró que estos están implementados en los generadores seleccionados mediante el residuo a fin de poder comparar su respuesta dinámica, los parámetros seleccionados son los presentados en la Tabla 6.15.

Tabla 6.15 Parámetros de los PSS Multibanda del SNI.

Escenario		PAUTE C	SOPL	MACH II	EGZ TV3	AGUY	DPER	SFRAN
Multiescenario	FL	0.012	0.014	0.011	0.012	0.015	0.019	0.014
	FI	0.225	0.151	0.123	0.104	0.144	0.104	0.334
	FH	3.035	1.362	3.467	1.708	1.199	1.323	1.101
	KL	8.97	8.33	9.50	2.87	3.32	9.15	6.62
	KI	24.69	16.33	20.54	18.92	23.52	5.51	8.94
	KH	49.42	43.71	46.95	34.89	28.22	17.87	65.37
	TL3	0.488	0.824	0.855	0.946	0.515	0.714	0.798
	TL4	0.975	0.328	0.789	0.862	0.799	0.654	0.591
	TL5	0.592	0.798	0.725	0.304	0.712	0.182	0.859
	TL6	0.197	0.544	0.334	0.269	0.601	0.938	0.992
	TI3	0.470	0.830	0.676	0.803	0.877	0.713	0.275
	TI4	0.983	0.998	0.177	0.561	0.184	0.656	0.681
	TI5	0.726	0.464	0.385	0.379	0.106	0.449	0.826
	TI6	0.871	0.241	0.517	0.879	0.993	0.922	0.468
	TH3	0.949	0.417	0.657	0.998	0.368	0.382	0.489
	TH4	0.371	0.421	0.851	0.941	0.912	0.153	0.921
	TH5	0.650	0.319	0.889	0.909	0.851	0.531	0.578
	TH6	0.438	0.422	0.80473	0.866	0.104	0.875	0.495

Para determinar la respuesta dinámica de los PSS sintonizados, se va a considerar tres tipos de falla, aplicado al $t=0$ s y despejada en 1s de acuerdo al tipo de falla.

Para el caso de la falla trifásica de la línea de la interconexión con Colombia en la Figura 6.25 se presenta la respuesta dinámica dada por la variable de potencia del generador DPER, donde se observa que, si bien los PSS adecuadamente sintonizados, el sistema en todos los casos cuenta con amortiguamiento ante las oscilaciones, siendo el de mejor respuesta el PSS el de la técnica GN y CART que consideran características adaptativas que logra que el sistema absorba efectivamente las oscilaciones presentes debido a la perturbación, mientras que las otras técnicas

hacen que las oscilaciones se mantengan un tiempo adicional alcanzando un estado de equilibrio en el sistema.

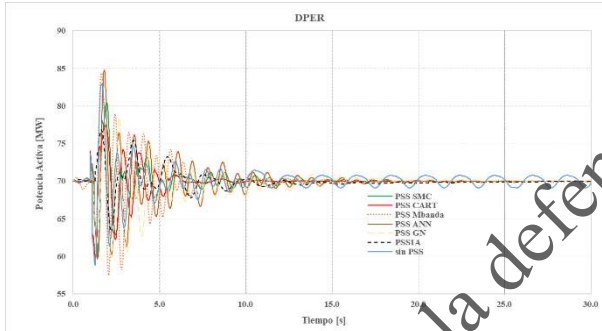


Figura 6.25 Respuesta dinámica del SNI con las metodologías para la falla trifásica de la interconexión con Colombia.

En la Figura 6.26 se presenta la desconexión de un circuito de línea Santa Rosa-Totoras en el tiempo $t=0s$, donde se observa que las técnicas adaptables GC y CART permiten alcanzar el amortiguamiento de las oscilaciones y al igual que en el caso anterior, si bien mediante todas las técnicas permiten alcanzar el amortiguamiento de las oscilaciones en tiempos adecuados. Adicional la técnica de PSS SMC presenta un comportamiento similar a la técnica PSS multibanda y ANN.

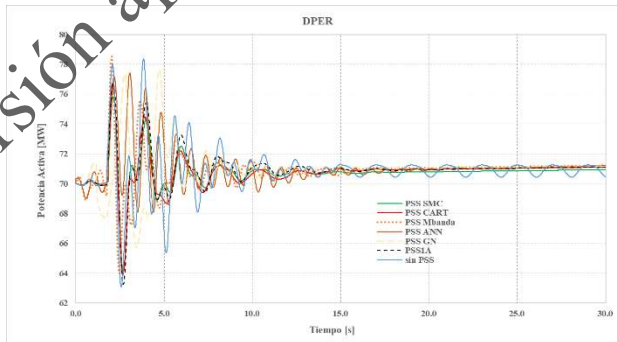


Figura 6.26 Respuesta dinámica del SNI con las metodologías para la desconexión de un circuito línea Santa Rosa-Totoras.

En la Figura 6.27 considera el caso de un evento sobre el generador, se considera un incremento del torque 0.3pu en el generador DPER donde se observa que la técnica PSS1A y PSS SMC muestra oscilaciones atenuadas mientras que las otras técnicas actúan adecuadamente siendo las técnicas adaptables GN y CART presentan resultados de amortiguamiento de las oscilaciones.

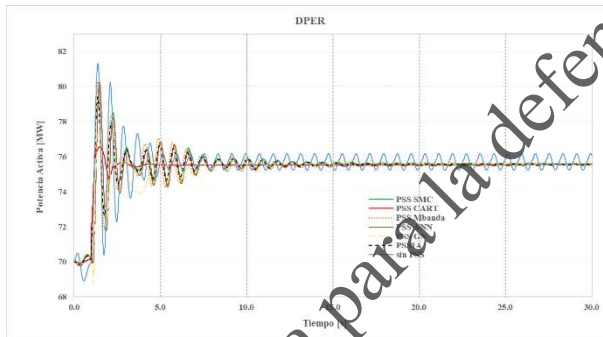


Figura 6.27 Respuesta dinámica del SNI con las metodologías para la desconexión de la interconexión con Colombia.

Adicional, en la Figura 6.28 se presenta la respuesta dinámica de la central Coca Codo Sinclair (CCS) de 1500 MW. La línea punteada muestra la dinámica ante una sintonización fija de los PSS de los parámetros obtenidos en el subespacio 6. Mientras, la curva sólida es considerando la adaptabilidad de la sintonización de los PSS, la cual muestra una mejor respuesta de la central.

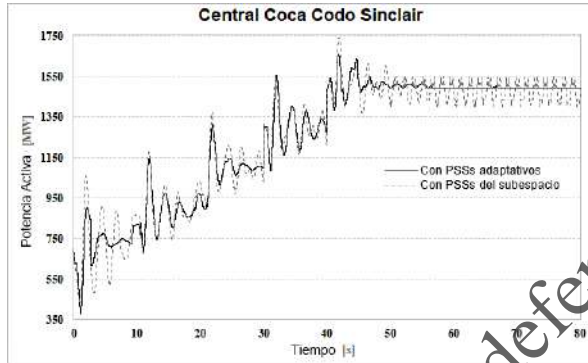


Figura 6.28 Respuesta en el tiempo de adaptación de PSS de CCS.

6.2 Discusión

La operación continua del SEP requiere contar con un adecuado nivel de estabilidad, la misma que convencionalmente se la realiza mediante el análisis modal y con ello calcular la amplitud, frecuencia y valores propios de los modos de oscilación, mediante el procesamiento de estos últimos obtener los residuos de los modos de oscilación críticos con los cuales seleccionar la ubicación y sintonización de los PSS disponibles en el sistema, como se presenta en esta tesis.

En la actualidad es posible monitorear la dinámica del SEP, mediante el uso de tecnología sincronizada de medición fasorial monitoreada en las PMU a través del procesamiento de la información en tiempo real en el sistema WAMS y su uso para mejorar la estabilidad de pequeña señal está siendo motivo de investigación como se establece en la tesis y las referencias [1], [115], [116], [117] y [118]. A través de mediciones adicionales en los PSS de los generadores que presentan la mayor observabilidad y controlabilidad

(obtenida por los residuos) de los modos de oscilación críticos.

En las Figuras 6.12 a 6.14 y 6.25 a 6.27 se observa la efectividad de los diferentes métodos propuestos con PSS adecuadamente sintonizados y localizados de manera óptima en los generadores del sistema, esto resulta en un adecuado amortiguamiento de todos los modos críticos. Mediante los métodos propuestos en la tesis se establece la posibilidad de ofrecer a los PSS la flexibilidad de adaptarse rápidamente ante el nuevo punto de operación como se presenta en las Figuras 6.15 y 6.28 y con ello reducir el incremento de las oscilaciones que lleven a la inestabilidad del sistema y lograr que los elementos de control del SEP como los PSS amortigüen las oscilaciones de baja frecuencia.

Aprovechando los diferentes tipos de PSS existentes en un sistema de potencia, la propuesta metodológica presentada en esta tesis constituye en una alternativa viable y económica ya que se obtiene un similar amortiguamiento para los modos críticos existentes, que se obtuviese a través de un PSS multibanda que representa costos adicionales para adquirir el equipo y su adecuada sintonización por los estudios adicionales que demandan.

6.3 Trabajos Futuros

El desarrollo de los SEP lleva naturalmente a interconectarse a fin de aprovechar las ventajas de recursos de generación disponibles y mejorar la confiabilidad del servicio, pero el control del amortiguamiento de las oscilaciones de pequeña señal dadas por las variaciones del

punto de operación se vuelve uno de los problemas importantes. Así, se requiere de investigaciones para el mejoramiento de los diferentes elementos del control de estas oscilaciones a través de las señales de las PMU mediante el diseño y elaboración de metodologías. Si bien en la tesis se ha utilizado el criterio de la razón de amortiguamiento de los modos como función objetivo de algoritmos heurísticos como lógica fuzzy y MVMO, con el propósito de conseguir que el amortiguamiento mínimo del sistema sea mayor a un límite establecido definido previamente. Algunos otros criterios y algoritmos pueden ser abordados.

Los métodos propuestos requieren que se realice un análisis del sistema mediante lo cual se cuente con un banco de datos y así poder utilizarlos en tiempo real, más queda abierto el área para considerar técnicas de reducción de modelo que permita reducir el esfuerzo computacional asociado al análisis modal y minería de datos.

Como siguiente fase es interesante analizar la implementación de la sintonización adaptativa en un sistema WAMS existentes, por medio del simulador digital en tiempo real (RTDS) para desarrollar y probar estos métodos de sintonización.

7 CONCLUSIONES

Mediante los actuales sistemas tecnológicos es posible llevar adelante la supervisión y monitoreo en tiempo real del SEP. Esta situación lleva consigo un gran volumen de datos que contiene información, la cual debe ser adecuadamente analizada mediante técnicas de minería de datos, lo que ha llevado al desarrollo de herramientas para determinar las

características de la serie de datos de interés como es la tendencia y eliminar posibles datos extremos, o datos faltantes debido a la falta de comunicación entre los elementos del sistema WAMS o a una no adecuada sincronización entre ellos.

En esta tesis se utiliza el método de filtrado de tendencias para monitorear los datos de las series de tiempo obtenidas del optimizador de identificación modal del sistema WAMS que permite la supervisión y monitoreo de la estabilidad oscilatoria. Mediante la tendencia permite determinar el valor de las variables que caracteriza el modo oscilatorio. Así el uso de filtro de tendencias \hat{t}_1 muestra su aplicabilidad para caracterizar la serie de datos de una variable de interés, y que a menudo es realizada de forma intuitiva.

La determinación y valoración de las tendencias permite el uso de esa variable analizada, la cual inicialmente presenta un amplio rango de variabilidad cuando es monitoreada por otras herramientas para el análisis del SEP y constituyéndose en una herramienta de conocimiento del operador basadas en un análisis de datos. Se mostró que los datos adecuadamente procesados son posibles para la aplicación en tiempo real por parte de un centro de control. Como la información del sistema WAMS es una secuencia temporal de información "serie de tiempo" mediante la caracterización de la serie permite visualizar a los operadores el estado operativo del sistema en base a las variables eléctricas de entrada analizadas.

El uso de un control de amortiguamiento considerando la estocasticidad de las condiciones operativas en las mediciones del WAMS como una incertidumbre adicional.

En esta dirección el comportamiento dinámico del sistema puede ser monitoreado y con un adecuado conjunto de parámetros de sintonización de PSS los cuales pueden ser cambiados adaptativamente utilizando la infraestructura existente, logrando que la metodología propuesta pueda ajustarse considerando las incertidumbres que afectan la SSS.

Con las metodologías propuestas para la estabilidad de pequeña señal del sistema eléctrico permitió comprobar que su razón de amortiguamiento alcanzó un valor superior o igual al establecido de todos los modos de oscilación. Estos resultados positivos justifican el estudio realizado y se constituyen en el punto inicial para continuar con el análisis de otros métodos de control más complejos para aplicarlos a los sistemas de energía eléctrica.

Mediante el uso de técnicas de manejo de datos como CART la simulación presentada permiten demostrar la capacidad de mejorar la estabilidad de pequeña señal incrementado la robustez ante las variantes condiciones operativas con lo cual es posible ampliar el rango de operación del sistema. Los resultados muestran que una adecuada ubicación y el cambio de activación de PSS en base a las condiciones operativas permiten una mejor adaptación de la estabilidad del sistema.

En la mayoría de las pruebas, los DT construidos con subespacios proporcionan estimaciones casi precisas. Esto muestra que el método propuesto puede seleccionar correctamente algunas variables por subespacio para reducir la inversión en medición / comunicación y, al mismo tiempo, mantener una buena precisión para la SSS.

Además, para aplicar este método propuesto en sistemas de energía real, es necesario recolectar muestras adecuadas sobre posibles condiciones de operación y escenarios de falla, lo cual es bastante difícil debido a la complejidad de los sistemas reales. Una solución prometedora es aplicar el método propuesto a condiciones de operación típicas y escenarios de fallas críticas.

Las diferentes simulaciones muestran que con la arquitectura de PSS existentes es posible incrementar la amortiguación de los modos de oscilación local y entre áreas, que puede ser con un adecuado procesamiento de las señales de entrada a los PSS o la interacción con el AVR que puede ser ajustada a través de un ajuste.

versión aprobada para la defensa

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Ma, "Wide-Area Adaptive Control," in *Power System Wide-Area Stability Analysis and Control, 1st ed.*, Ed, NJ, USA, Science Press: Wiley, 2018, Chapter 7, pp. 253-339.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: Mc Graw Hill, 1994.
- [3] J. H. Chow and J. Sanchez-Gasca, *Power System Modeling Computation and Control*, New York: Wiley, 2020.
- [4] IEEE, "Tutorial Course Power System Stabilization Via Excitation Control," *IEEE Power and Energy Society*, pp. 1-72, 2007.
- [5] H. Roy Pota, *The Essentials of Power System Dynamics and Control*, Singapore: Springer Nature Singapore, 2018.
- [6] D. Mondal, A. Chakrabarti and A. Sengupta, "Fundamentals Concepts," in *Power System Small Signal Stability and Control, 2nd ed.*, London, United Kingdom, Elsevier Academic Press, 2020, pp. 319-331.
- [7] K. Lee and Z. A. Vale, *Applications of Modern Heuristic Optimization Methods in Power and Energy Systems*, USA, NJ: Wiley IEEE press, 2020.
- [8] J. Cepeda, J. Rueda and I. Erlich, "Probabilistic approach for optimal placement and tuning of power system supplementary damping controllers," *IET Generation, Transmission & Distribution*, pp. 1831-1842, 2014.
- [9] M. Hannan and e. al., "Artificial Intelligent-Based Damping Controller Optimization for the Multi-Machine Power System

A Review," *IEEE Access*, vol. 6, no. 1, pp. 39574-39594, 2018.

- [10] S. Gurung, F. Jurado and e. t. al, "Comparative analysis of probabilistic and deterministic approach to tune the power system stabilizers using the directional bat algorithm to improve system small-signal stability," *Elsevier Electrical Power System Research*, vol. 181, no. 1, pp. 171-181, 2020.
- [11] H. Flores, J. Cepeda and C. Gallardo, "Optimum Location and Tuning of PSS devices considering Multi-machine criteria and a Heuristic Optimization Algorithm," *IEEE/PES/ISGT Latin America*, vol. 1, no. 1, pp. 1-6, 2017.
- [12] T. Chau, Small-Signal Stability Analysis and Wide-Area Damping Control for Complex Power Systems Integrated with Renewable Energy Sources, Sydney, Australia: Thesis PhD Dep of Electrical, Electronic and Computer Engineering of The University of Western Australia, 2019.
- [13] C. Lu, J. Zhang and e. al., "Wide-area Oscillation Identification and Damping Control in Power Systems," *Foundations and Trends in Electric Energy Systems*, vol. 2, no. 2, pp. 133-197, 2018.
- [14] IEEE, "Technical Report Identification of Electromechanical Modes in Power Systems," *IEEE Power and Energy Society*, pp. 1-72, 2012.
- [15] P. Ray, "Power system low frequency oscillation mode estimation using wide area measurement systems," *Engineering Science and Technology (JESTCH)*, vol. 1, no. 1, pp. 598-615, 2016.
- [16] T. Babnik, K. Görner and B. Mahkovec, "Wide Area Monitoring System," in *Monitoring, Control and Protection of*

Interconnected Power Systems, Germany, Berlin, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014, pp. 65-82.

- [17] R. Sellaro, *Avaliação e Comparação de Algoritmos da Classe Matrix Pencil em Sistemas Elétricos de Potência.*, Parana, Brazil: Master dissertation Federal University of Parana, 2019.
- [18] J. Sappanen, *Methods for monitoring electromechanical oscillations in power systems*, Espoo, Finland. PhD dissertation, Department of Electrical Engineering, Aalto University., 2017.
- [19] C. Taylor, D. Erickson y a. et., «Wide Area Stability and Voltage Control System: R&D and Online Demonstration,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 98, n° 5, pp. 892-906, 1995.
- [20] H. Ghasemi y C. Cañizares, «Confidence Intervals Estimation in the Identification of Electromechanical Modes From Ambient Noise,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n° 2, pp. 641-648, 2008.
- [21] H. Ghasemi y C. Cañizares, «On-Line Damping Torque Estimation and Oscillatory Stability Margin Prediction,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 2, pp. 667-674, 2007.
- [22] H. Ghasemi, C. Cañizares y A. Moshref, «Oscillatory Stability Limit Prediction Using Stochastic Subspace Identification,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, n° 2, pp. 736-745, 2006.
- [23] F. Liu, S. Lin y a. et., «Identification of Mode Shapes Based on Ambient Signals and the IA-VMD Method,» *MDPI Applied Sciences*, vol. 11, n° 530, pp. 1-15, 2021.
- [24] T. Wu, V. Venkatasubramanian y a. et., «Parallel Stochastic Subspace Algorithms for Large-Scale Ambient Oscillation

Monitoring,» *IEEE Transaction Smart Grid*, vol. 8, n° 1, pp. 1494-1503, 2017.

- [25] L. Simon, K. Swarup y J. Ravishankar, «Wide area oscillation damping controller for DFIG using WAMS with delay compensation,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, n° 1, pp. 128-137, 2019.
- [26] T. Jian y X. Li, «Estimating electromechanical oscillation modes from synchrophasor measurements in bulk power grids using FSSI,» *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 12, n° 1, pp. 2347-2358, 2018.
- [27] A. Messina, *Data Fusion and Data Mining for Power System Monitoring*, NW, FL: CRC Press Taylor & Francis Group, 2020.
- [28] A. Mohammed, *Design of adaptive power system stabilizer for damping power system oscillations*, Khartoum, Sudan: PhD dissertation, Sudan University of Science and Technology College of Graduate Studies, 2017.
- [29] N. Huynh Tran and A. Yokoyama, "Wide area measurements controller design based on adaptive concept for damping inter area mode," *IEEE Power Systems Computation Conference*, vol. 1, no. 1, pp. 1-7, 2015.
- [30] D. Chaturvedi y O. Malik, «Generalized Neuron-Based Adaptive PSS for Multimachine Environment,» *IEEE Transactions on Power System*, vol. 20, n° 1, pp. 358-366, 2005.
- [31] D. Chaturvedi y O. Malik, «Experimental Studies of a Generalized Neuron Based Adaptive Power System Stabilizer.,» *Soft Computation*, vol. 11, n° 1, p. 149-155, 2007.

- [32] S. Chakraverty, D. Moyi Sahoo and N. Rani Mahato, Concepts of Soft Computing Fuzzy and ANN with Programming, Singapore: Springer, 2019.
- [33] A. Messina, Wide-Area Monitoring of Interconnected Power Systems, IET Power Energy and Series, 2015.
- [34] D. Zhou and e. al., "Distributed Data Analytics Platform for Wide-Area Synchrophasor Measurement Systems," *IEEE Transaction on Smart Grid*, vol. 7, no. 5, pp. 2397-2405, 2016.
- [35] R. Gore and M. Konde, "Analysis of Wide-Area Monitoring System Architectures," in *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Sevilla, 2015.
- [36] N. Zhou and et. al, "An Algorithm for Removing Trends from Power- System Oscillation Data," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008.
- [37] F. Aminifar, M. Fotuhi-Firuzabad, A. Safdarian, A. Davoudi and M. Shahidehpour, "Synchrophasor Measurement Technology in Power Systems: Panorama and State-of-the-Art," *IEEE Open Access*, vol. 2, no. 1, pp. 1607-1628, 2014.
- [38] S. Nabavi, J. Zhang and A. Chakraborty, "Distributed Optimization Algorithms for Wide-Area Oscillation Monitoring in Power Systems Using Interregional PMU-PDC Architectures," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2529-2538, 2015.
- [39] L. Cai, N. Thornhill, S. Kuenzel and B. Pal, "Wide-Area Monitoring of Power Systems Using Principal Component Analysis and k-Nearest Neighbor Analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 5, pp. 4913-4923, 2018.

- [40] H. Haugdal and K. Uhlen, "Mode Shape Estimation using Complex Principal Component Analysis and k-Means Clustering," in *International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics*, 2019.
- [41] P. Verdugo, J. Cepeda and e. al., "Implementation of a Real Phasor Based Vulnerability Assessment and Control Scheme: The Ecuadorian WAMPAC System," in *Dynamic Vulnerability Assessment and Intelligent Control for Sustainable Power Systems, 1st ed.*, New Jersey, USA, IEEE Press-Wiley, 2018, chapter 18, pp. 389-411.
- [42] A. De la Torre, «Diseño de estudios para la inclusión de la plataforma WAProtector en los procesos que lleva a cabo el CENACE,» Corporación CENACE, Quito, 2013.
- [43] K. Martin and K. Chen, "Impact of Phasor Measurement Data Quality in Grid Operations," in *Power System Grid Operation Using Synchrophasor Technology, 1st ed.*, New York, USA, Springer, 2019, Chapter 2, pp. 13-40.
- [44] S. Wold, "Spline functions in data analysis," *Technometrics*, vol. 16, no. 1, pp. 1-11, 1974.
- [45] S. Kim and e. al., "l1 trend filtering," *Siam Review University of Stanford*, vol. 51, no. 2, pp. 339-360, 2009.
- [46] Y. Zhang, T. Huang and E. Bompard, "Big data analytics in smart grids: a review," *Journal Energy Informatics*, vol. 1, no. 8, pp. 1-24, 2018.
- [47] C. Ordoñez and M. Ríos., "Electromechanical Modes Identification Based on Sliding-window Data from a Wide-area Monitoring System," *Journal Electric Power Components and Systems*, vol. 41, no. 13, pp. 1264-1279, 2013.

- [48] A. Phadke and J. Thorp, "Transient Response of Phasor Measurement Units," in *Synchronized Phasor Measurements and their Applications*, 2nd ed., New York, USA, Springer Science, 2014, Chapter 6, pp. 111-130.
- [49] ISO CENACE, "Annual Report 2018," CENACE, [Online]. Available: www.cenace.org.ec. [Accessed 03 February 2019].
- [50] M. Guerrero and J. Corona, "Actualización del Sistema de Indicadores Cíclicos de México," *Revista Internacional de Estadística y Geografía*, vol. 9, no. 3, pp. 29-64, 2018.
- [51] T. Ferryman and e. t. al, "Initial Study on the Predictability of Real Power on the Grid based on PMU Data," in *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, Phoenix, AZ, USA, 2011.
- [52] M. Ouahilal and e. al, "A novel hybrid model based on Hodrick– Prescott filter and support vector regression algorithm for optimizing stock market price prediction," *Springer Journal of Big Data*, vol. 4, no. 31, pp. 1-22, 2017.
- [53] H. Yamada, "Selecting the Tuning Parameter of the ℓ_1 Trend Filter," *Journal Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics*, vol. 20, no. 1, pp. 97-105, 2016.
- [54] H. Yamada, "A New Method for Specifying the Tuning Parameter of ℓ_1 Trend Filtering," *Journal Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics*, vol. 22, no. 4, 2018.
- [55] Y. Zhou, H. Zou, R. Arghandeh, W. Gu and C. Spanos, "Non-parametric outliers' detection in multiple time series a case study: Power grid data analysis," in *Proceedings of the Thirty-Second AAAI Conference on Artificial Intelligence*, 2018.

- [56] H. Wang, M. Bah y M. Hammad, «Progress in Outlier Detection Techniques: A Survey,» *IEEE Access*, vol. 20, nº 1, pp. 97-105, 2019.
- [57] "MATLAB Toolbox Release 2019," [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/matlab/ref/rmoutliers.html>. [Accessed 03 February 2019].
- [58] A. Nadkarni and A. Soman, "Applications of Trend-filtering to Bulk PMU Time-series Data for Wide-area Operator Awareness," *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1-7, 2018.
- [59] A. Percuku and e. al., "Big Data and Time Series use in Short Term Load Forecasting in Power Transmission System," *Journal Procedia Computer Science*, vol. 141, no. 1, pp. 167-174, 2018.
- [60] M. Alves da Silva, J. Freitas and C. De Oliveira, "Calibração do Parâmetro de Suavização do Filtro λ 1 para uma Possível Estratégia de Investimentos," in *Conferencia em engenharia de produção na contemporaneidade*, Brazil, 2019.
- [61] D. Fortunato, W. Santana y J. Bosco, «Filtro Hodrick-Prescott Aplicado à Análise de Sinais Elétricos com Distúrbios de Qualidade de Energia Elétrica,» de *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, Brazil, 2019.
- [62] D. Aguas, Implementación de una plataforma de simulación digital para entrenamiento de operadores ante fenómenos dinámicos, Quito: Tesis de Maestría en Electricidad, Escuela Politécnica Nacional, 2020.
- [63] M. Crow, *Computational Methods for Electric Power Systems* 3th edition, Boca Raton, FL, USA: CRC Press Taylor & Francis Group, 2016.

- [64] A. Almunif, L. Fan and Z. Miao, "A tutorial on data-driven eigenvalue identification: Prony analysis, matrix pencil, and eigensystem realization algorithm," *Wiley International Transaction Electrical Energy System*, vol. 1, no. 1, pp. 1-17, 2019.
- [65] K. Dragomiretskiy and D. Zosso, "Variational Mode Decomposition," *IEEE Transactions on Signal Processing*, vol. 62, no. 3, pp. 531-544, 2014.
- [66] H. Xiao, J. Wei y a. et., «Identification method for power system low-frequency oscillations based on improved VMD and Teager–Kaiser energy operator,» *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 11, n° 16, p. 4096 – 4103, 2017.
- [67] H. Verdejo, L. Vargas and L. Kiemann, "Fine Tuning of PSS Control Parameters Under Sustained Random Perturbations," *EEE Latin America Transactions*, vol. 9, no. 7, pp. 1051-1059, 2011.
- [68] C. Su, W. Hu and J. Fang, "Residue-based coordinated selection and parameter design of multiple power system stabilizers (PSSs)," in *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*, NY, USA, 2013.
- [69] R. Bragason, Damping in the Icelandic Power System, Small Signal Stability Analysis and Solutions, Lund, Sweden: Thesis MSc Dep of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, 2005.
- [70] M. Aboul-Ela, A. Sallam, J. McCalley and A. Fouad, "Damping controller design for power system oscillations using global signals," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 767-773, 1996.
- [71] S. Sankeswari and R. Chile, "Sliding mode control for performance improvement of linear systems," in *Emerging*

Technological Trends (ICETT), International Conference on. IEEE, NY, USA, 2016.

- [72] K. Atabak and e. al., "Comparing the Power system stabilizer based on sliding mode control with the fuzzy power system stabilizer for single machine infinite bus system (SMIB)," *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, vol. 5, no. 1, pp. 16-22, 2012.
- [73] G. Cakir, G. Radman and K. Hatipoglu, "Determination of the best location and performance analysis of STATCOM for damping oscillation," in *Southeastcon Proceedings of IEEE*, 2013.
- [74] E. Viveros, G. Taranto and D. Falcão, "Coordinated tuning of AVR and PSSs by multiobjective genetic algorithms," in *Proceedings of the 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, COPPE/Fed. Universidad de Río de Janeiro, RJ, Brazil, 2005.*
- [75] J. Liu, *Sliding Mode Control*, 1 st ed., London, United Kingdom: Elsevier, 2017.
- [76] A. Khanuddin, *Development of Power System Dynamic for Damping Oscillation*, Malaysia: Thesis MSc. Penerbit Universiti Teknologi Malaysia, 2008.
- [77] R. Sadikovic, G. Andersson and P. Korba, "Damping controller design for power system oscillations," *Article in Intelligent Automation & Soft Computing*, vol. 12, no. 1, pp. 51-62, 2006.
- [78] S. Maity and R. Ramya, "A Comprehensive Review of Damping of Low Frequency Oscillations in Power Systems," *IJITEE*, vol. 8, pp. 133-138, 2019.

- [79] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu and et. al, "Definition and classification of power system stability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, 2004.
- [80] F. Dussaud, An application of modal analysis in electric power systems to study inter-area oscillations, Stockholm, Sweden: Degree Project, In Electric Power System, Second Level, 2015.
- [81] H. Silva-Saravia, Y. Wang and H. Pulgar-Painemal, "Determining Wide-Area Signals and Locations of Regulating Devices to Damp Inter-Area Oscillations Through Eigenvalue Sensitivity Analysis Using DlgSILENT Programming Language," in *Advanced Smart Grid Functionalities Based on PowerFactory*, NY. USA, Springer, 2018, pp. 153-179.
- [82] H. Silva Saravia, Energy-Driven Analysis of Electronically-Interfaced Resources for Improving Power System Dynamic Performance, Tennessee, USA: Thesis PhD dissertation in University of Tennessee., 2019.
- [83] DlgSILENT, «PowerFactory Advanced Tutorial Dynamic Modelling (DSL),» DlgSILENT GmbH, Germany Gomarngen, 2017.
- [84] F. Verdugo and e. al., "Testbed for PSS Tuning Using Synchrophasor Measurements and a Real-Time Digital Simulator," *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America*, vol. 1, no. 1, pp. 1-6, 2017.
- [85] D. Mondal, A. Chakrabarti and A. Sengupta, "Mitigation of Small-Signal Stability Problem Employing Power System Stabilizer," in *Power System Small Signal Stability an Control, 2nd ed.*, London, United Kingdom, Elsevier Academic Press, 2020, Chapter 6, pp. 169-195.

- [86] W. Hu, J. Liang, Y. Jing and F. Wu, "Model of Power System Stabilizer Adapting to Multi-Operating Conditions of Local Power Grid and Parameter Tuning," *MDPI Sustainability*, vol. 10, no. 6, pp. 2089-2107, 2018.
- [87] L. Miotto, P. Bueno de Araujo y e. al., «Coordinated Tuning of the Parameters of PSS and POD Controllers Using Bioinspired Algorithms,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, n° 4, pp. 3845-3857, 2018.
- [88] ARCONEL, "Regulación 03/16," *Regulaciones: Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado*, p. 27, 05 10 2016.
- [89] L. Cheng, G. Chen and e. t. al, "Adaptive Time Delay Compensator (ATDC) Design for Wide-Area Power System Stabilizer," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2957-2966, 2014.
- [90] F. Gurung, F. Jurado and e. al., "Optimized tuning of power oscillation damping controllers using probabilistic approach to enhance small signal stability considering stochastic time delay," *Springer Electrical Engineer*, vol. 10, no. 1, pp. 969-982, 2019.
- [91] X. Zhang, C. Lu, X. Xie and Z. Dong, "Stability Analysis and Controller Design of a Wide-Area Time-Delay System Based on the Expectation Model Method," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 520-529, 2016.
- [92] K. Charles, N. Urasaki and e. t. al, "Robust load frequency control schemes in power system using optimized PID and model predictive controllers," *MDPI Energies*, vol. 11, no. 11, p. 3070, 2018.
- [93] K. Mansari, S. Sukchai and C. Sirisamphanwong, "Fuzzy control for smart PV-battery system management to stabilize

grid voltage of 22 kV distribution system in Thailand," *MDPI Energies*, vol. 11, no. 7, p. 1730, 2018.

- [94] J. Oscullo and C. Gallardo, "Residue Method Evaluation for the Location of PSS with Sliding Mode Control and Fuzzy for Power Electromechanical Oscillation Damping Control," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 1, pp. 24-31, 2020.
- [95] R. Majumder, B. Chaudhuri and B. Pal, "A probabilistic approach to model-based adaptive control for damping of interarea oscillations," *IEEE Transaction Power Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 367-374, 2005.
- [96] T. Wang, A. Pal, J. Thorp and Y. Yang, "Use of polytopic convexity in developing an adaptive interarea oscillation damping scheme," *IEEE Transaction Power Systems*, vol. 32, no. 4, pp. 2509-2520, 2017.
- [97] H. Ye and Y. Liu, "Design of model predictive controllers for adaptive damping of inter-area oscillations," *Elsevier Journal Electrical Power Energy System*, vol. 45, no. 1, pp. 509-518, 2013.
- [98] M. Li and J. Chen, "Designing of power system stabilizer based on neural-like P systems," *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part I: Journal of Systems and Control Engineering*, vol. 1, no. 1, pp. 1-12, 2019.
- [99] E. Bernabeu, J. Thorp and V. Centeno, "Methodology for a security/dependability adaptive protection scheme based on data mining," *IEEE Transaction Power System*, vol. 27, no. 1, pp. 104-111, Feb. 2012.

- [100] R. Fisher, "The use of multiple measurements in taxonomic problems,," *Wiley Annals of Eugenics*, vol. 7, no. 2, pp. 179-188, Sep. 1936.
- [101] T. Surinkaew y I. Ngamroo, «Inter-area oscillation damping control design considering impact of variable latencies,» *IEEE Transaction Power Systems*, vol. 34, nº 1, pp. 481-493, 2019.
- [102] J. Cepeda, J. Rueda and e. al., "Chapter 12: Mean-Variance Mapping Optimization Algorithm for Power System Applications in DlgSILENT PowerFactory," in *PowerFactory Applications for Power System Analysis*, NY, USA, Springer, 2014, pp. 267-295.
- [103] J. He, C. Lu, X. Wu, P. Li and J. Wu, "Design and experiment of wide area HVDC supplementary damping controller considering time delay in China southern power grid,," *IET Generation Transmission and Distribution*, vol. 3, no. 1, pp. 17-25, Jan. 2009.
- [104] R. Grondin y a. et, «Modeling and closed-loop validation of a new PSS concept, the Multiband PSS,» *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 1, pp. 1804-1809, 2003.
- [105] I.P.E. Society, «IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies,» *IEEE-Std 421.5™*, vol. 1, nº 1, pp. 75-76, 2006.
- [106] A. Shankar. and G. Gurralla, "A Systematic Tuning Approach for Multi-Band Power System Stabilizers (PSS4B)," *IEEE International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, vol. 1, no. 1, pp. 628-633, 2020.

- [107] S. Karthikeyan, Analysis of Frequency Synthesis and Dynamic Performance in Power System Stabilizer, Tamil Nadu: Thesis PhD Annamalai University, 2016.
- [108] W. Peres and e. al, "Gradient based hybrid metaheuristics for robust tuning of power system stabilizers," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 47-72, 2018.
- [109] B. Widrow y M. Lehr, «30 years of adaptive neural networks: perceptrons, madaline, and backpropagation.,» *Proceedings of IEEE*, vol. 78, n° 9, p. 1415–1442, 1990.
- [110] K. Ogata, Ingeniería de Control Moderna, USA NJ: Prentice Hall, 2010.
- [111] H. Jian y O. Malik, «An adaptative power system stabilizer based on recurrent neural network.,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 12, n° 4, pp. 413-418, 1997.
- [112] J. Rueda, J. Cepeda and e. al., "Probabilistic Approach for Risk Evaluation of Oscillatory Stability in Power Systems,," in *PowerFactory Applications for Power System Analysis, 1st ed.*, NY, USA, Springer, 2014, Chapter 11, pp. 249-266.
- [113] Salford, "OART," Salford Systems, 2019. [Online]. Available: www.salfordsystems.com. [Accessed 20 05 2020].
- [114] CENACE, «Informe Anual,» CENACE, Quito, 2019.
- [115] J. Deng, J. Suo and e. al, "Adaptive Damping Control Strategy of Wind Integrated Power System.,," *MDPI Energies*, vol. 1, no. 1, pp. 1-18, 2019.
- [116] M. Bento, "Fixed Low-Order Wide-Area Damping Controller Considering Time Delays and Power System Operation Uncertainties," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 1-9, 2020.

- [117] X. Shi, Y. Cao and e. al, "Data-Driven Wide-Area Model-Free Adaptive Damping Control with Communication Delays for Wind Farm," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 1-9, 2020.
- [118] H. Haes-Alhelou and e. al., *Wide Area Power Systems Stability, Protection, and Security*, Switzerland: Springer, 2021.

versión aprobada para la defensa

9. ANEXOS

ANEXO A

Parámetros del Sistema New York-New England

Los datos del sistema de prueba New York-New England modelado se presentan en las tablas siguientes:

Tabla A.1 Barras de Generación

Bus	Voltaje kV	TIPO	V. [p.u.]	δ . [rad]	P _G [MW]	ρ p.u.	No. Unidades	Tipo
A1a	15.75	PV	1.0		180.	0.9	6	Hidráulico
A1b	15.75	PV	1.0		180.	0.9	6	Hidráulico
A2a	15.75	PV	1.0		180.	0.9	6	Hidráulico
A2b	15.75	PV	1.0		180.	0.9	6	Hidráulico
A3	380	PV	1.0		200.	0.9	2	Hidráulico
A6	220	PV	1.0		220.	0.9	2	Térmico 1
B10	220	PV	1.0		210.	0.9	4	Térmico 2
B2a	15.75	PV	1.0		220.	0.9	5	Térmico 2
B2b	15.75	PV	1.0		220.	0.9	5	Térmico 2
B3	380	SL	1.03	0.0	231.9	0.9	9	Térmico 2
B8	220	PV	1.0		220.	0.9	4	Térmico 1
C10	220	PV	1.0		200.	0.9	6	Térmico 1
C12	220	PV	1.0		200.	0.9	6	Térmico 1
C14	220	PV	1.0		210.	0.9	4	Térmico 1
C2	380	PV	1.0		200.	0.9	5	Térmico 1
C7	380	PV	1.0		200.	0.9	6	Térmico 1

Tabla A.2 Barras de Carga

Bus	Voltaje kV	P MW	Q MVA _r	Bus	Voltaje kV	P MW	Q MVA _r	Bus	Voltaje kV	P MW	Q MVA _r
A1	380	90.	20.	C19	110	15.	2.	A7	220	590.	40.
A2	380	190.	80.	C16	110	20.	3.	A5a	380	200.	80.
B7	220	310.	70.	C18	110	20.	1.	A5b	380	200.	80.
B6	220	420.	20.	C17	110	10.	1.	B2	380	650.	90.
B10	220	420.	10.	A4a	110	190.	80.				
B3	380	540.	80.	C14a	110	40.	4.				
B1	380	620.	40.	C15	220	490.	80.				
B1a	380	85.	20.	C14	220	390.	80.				
B3b	220	340.	50.	C7	380	390.	80.				
B2c	220	490.	60.	C13	220	580.	80.				
B6	220	290.	90.	C10	220	490.	100.				
B5	220	350.	50.	C11	220	390.	80.				
A3	380	190.	80.	C12	220	100.	10.				
B4	220	190.	30.	C2	380	590.	100.				
B9a	110	200.	20.	C4	380	490.	120.				
B11a	110	200.	20.	A6b	110	290.	20.				
C1	380	590.	100.	C3	380	590.	80.				
C8a	220	450.	70.	C5a	110	60.	4.				
C9	220	450.	20.	C6	380	490.	20.				

Tabla A.3 Líneas de transmisión

Bus i	Bus j	Longitud Km	r Ω/km	x Ω/km	C μF/km	Bus i	Bus j	Longitud Km	r Ω/km	x Ω/km	C μF/km
A5b	B1	220	0.0309	0.266	0.0136	B2c	B5	50	0.0395	0.147	0.0248
A5a	C1	200	0.0155	0.133	0.0272	B2c	B6	50	0.0792	0.290	0.0126
A1	A2	100	0.0155	0.136	0.0267	B3b	B11	70	0.0395	0.147	0.0248
A1	A4	50	0.0155	0.136	0.0267	B6	B3b	40	0.0792	0.290	0.0126
A2	A3	100	0.0309	0.266	0.0136	B5	B9	40	0.0395	0.147	0.0248
A2	A5a	100	0.0309	0.266	0.0136	B7	B8	50	0.0792	0.290	0.0126
A2	A5b	100	0.0309	0.266	0.0136	B8	B9	60	0.0792	0.290	0.0126
A4	A5a	100	0.0155	0.136	0.0267	B9	B10	50	0.0792	0.290	0.0126
A5a	A5b	0.1	0	0.01	0	C2	C1	50	0.0309	0.266	0.0136
A5a	A7a	50	0.0309	0.266	0.0136	C1	C7	80	0.0309	0.266	0.0136
A5b	A7a	50	0.0309	0.266	0.0136	C11	C10	30	0.0792	0.290	0.0126
A6	A7	50	0.0792	0.290	0.0126	C11	C12	30	0.0792	0.290	0.0126
B2c	C8a	180	0.0395	0.147	0.0248	C13	C12	40	0.0395	0.147	0.0248
B1	B2	100	0.0309	0.266	0.0136	C14	C13	40	0.0792	0.290	0.0126
B10	B11	40	0.0792	0.290	0.0126	C15	C14	40	0.0395	0.147	0.0248
B1a	B4	40	0.0792	0.290	0.0126	C16	C1a	20	0.192	0.4	0.0085
B1a	B7	40	0.0792	0.290	0.0126	C17	C1a	20	0.192	0.4	0.0085
B2	B3	100	0.0309	0.266	0.0136	C18	C17	20	0.192	0.4	0.0085
B2c	B4	40	0.0792	0.290	0.0126	C19	C18	20	0.192	0.4	0.0085
C2	C3	50	0.0155	0.136	0.0267						
C3	C4	90	0.0309	0.266	0.0136						
C3	C5	70	0.0309	0.266	0.0136						
C4	C6	70	0.0155	0.136	0.0267						
C7	C4	70	0.0155	0.136	0.0267						
C5	C6	80	0.0309	0.266	0.0136						
C5a	C16	30	0.192	0.4	0.0085						
C19	C5a	1	0.096	0.2	0.017						
C15	C6a	40	0.0792	0.290	0.0126						
C8a	C6a	40	0.0792	0.290	0.0126						
C7	C8	80	0.0155	0.136	0.0267						
C8a	C9	40	0.0792	0.290	0.0126						
C9	C10	50	0.0792	0.290	0.0126						

Tabla A.4 Transformadores

Bus i	Bus j	x %	S MVA	Tap p. u
A1	A1a	13.39	235	1
A1	A1b	13.39	235	1
A2	A2a	13.52	235	1
A2	A2b	13.39	235	1
A3	A3a	13.52	235	1
A6	A6a	14.0	235	1
B10	B10a	12.69	240	1
B2	B2a	16.04	240	1
B2	B2b	16.71	250	1
B3	B3a	16.71	250	1
B8	B8a	14	240	1
C10	C10a	14.88	240	1
C12	C12a	14.88	240	1
C14	C14b	14.88	240	1
C2	C2a	13.65	235	1
C7	C7a	13.65	235	1
A4	A4a	18.65	300	1
A6	A6b	11.71	333	1
A7a	A7	9.62	980	1
B1	B1a	9.13	690	1
B11	B11a	12.58	333	1
B2	B2c	8.61	690	1
B3	B3b	8.61	690	1
B9	B9a	12.58	333	1
C14	C14a	11.71	333	1
C5	C5a	15.47	375	1
C6	C6a	8.44	690	1
C8	C8a	9.13	690	1

versión aprobada para la defensa

Tabla A.5 Generadores.

Tipo	S MVA	V kV	fp p. u	x_d p. u	x_q p. u	x_0 p. u	x_2 p. u	H s	$x_{d'}$ p. u	$x_{q'}$ p. u	$x_{d''}$ p. u	$x_{q''}$ p. u	$T_{d'}$ s	$T_{q'}$ s	$T_{d''}$ s	$T_{q''}$ s
Hidráulico	220	15.75	0.95	1.58	0.94	0.1	0.2	6.9	0.43	0.54	0.225	0.27	0.465	0.188	0.12	0.188
Térmico 1	247	15.75	0.98	2.49	2.49	0.1	0.2	7	0.36	0.36	0.24	0.24	0.93	0.2	0.11	0.2
Térmico 2	259	15.75	0.95	1.97	1.97	0.1	0.2	10.5	0.29	0.29	0.2	0.28	0.93	0.189	0.12	0.18

Parámetros del SNI

Los datos del Sistema Nacional Interconectado modelado se presentan en las tablas siguientes:

Tabla A.6 Barras de Generación

Bus	Voltaje kV	TIPO	V. [p.u.]	δ . [rad]	P_G [MW]	fp p. u	No. Unidades	Tipo
BABA U1	13.8	PQ	1.0		21.06	0.9		Hidro
BABAU2	13.8	PQ	1.0		21.06	0.9	1	Hidro
DPER U1	13.8	PV	1.0		71.1	0.9	1	Hidro
DPER U2	13.8	PV	1.0		71.1	0.9	1	Hidro
DPER U3	13.8	PV	1.0		71.1	0.9	1	Hidro
Maza U1	13.8	PQ	1.0		85.	0.9	1	Hidro
Maza U2	13.8	PQ	1.0		85.	0.9	1	Hidro
PAUT U1	13.8	PV	1.0		100.	0.9	1	Hidro
PAUT U10	13.8	SL	1.05	0	100.	0.9	1	Hidro
PAUT U2	13.8	PV	1.0		100.	0.9	1	Hidro
PAUT U3	13.8	PV	1.0		100.	0.9	1	Hidro
PAUT U4	13.8	PV	1.0		100.	0.9	1	Hidro
PAUT U5	13.8	PV	1.0		100.	0.9	1	Hidro
PAUT U6	13.8	PV	1.0		117.	0.9	1	Hidro
PAUT U7	13.8	PV	1.0		117.	0.9	1	Hidro
PAUT U8	13.8	PV	1.0		117.	0.9	1	Hidro
PAUT U9	13.8	PV	1.0		117.	0.9	1	Hidro
PUCA U1	13.8	PV	1.0		38.	0.9	1	Hidro
PUCA U2	13.8	PV	1.0		38.	0.9	1	Hidro
SOPL U1	13.8	PQ	1.0		162.	0.9	1	Hidro
SOPL U2	13.8	PQ	1.0		162.	0.9	1	Hidro
ABAN U1	4.16	PQ	1.0		162.	0.9	1	Hidro
ABAN U2	4.16	PQ	1.0		7.7	0.9	1	Hidro
ABAN U3	4.16	PQ	1.0		7.7	0.9	1	Hidro
ABAN U4	4.16	PQ	1.0		7.7	0.9	1	Hidro
ABAN U5	4.16	PQ	1.0		7.7	0.9	1	Hidro
AGOY U1	13.8	PV	1.0		80	0.9	1	Hidro
AGOY U2	13.8	PV	1.0		80	0.9	1	Hidro
ALAO 1-4	69	PV	1.0		2.6	0.9	4	Hidro
ALAZAN	6.6	PV	1.0		6.3	0.9	1	Hidro
AMBI U1	69	PV	1.0		4.3	0.9	1	Hidro
AMBI U2	69	PQ	1.0		4.3	0.9	1	Hidro
CALOPE 1-2	6.9	PQ	1.0		10.3	0.9	2	Hidro
CCS U1	13.8	PV	1.0		184.5	0.9	1	Hidro
CCS U2	13.8	PV	1.0		184.5	0.9	1	Hidro
CCS U3	13.8	PV	1.0		184.5	0.9	1	Hidro
CCS U4	13.8	PV	1.0		184.5	0.9	1	Hidro
CCS U5	13.8	PV	1.0		184.5	0.9	1	Hidro
CCS U6	13.8	PV	1.0		184.5	0.9	1	Hidro
CCS U7	13.8	PV	1.0		184.5	0.9	1	Hidro
CCS U8	13.8	PV	1.0		184.5	0.9	1	Hidro
CHIL 1-2	2.3	PQ	1.0		0.9	0.9	2	Hidro
CMOR 1-3	69	PQ	1.0		1.8	0.9	3	Hidro
CUB 1-4	4.16	PV	1.0		10	0.9	4	Hidro
GUANG 1-6	6.3	PV	1.0		13.5	0.9	6	Hidro
ILL 1-4	69	PQ	1.0		2.4	0.9	4	Hidro
ASAN TV1	13.8	PQ	1.0		33.2	0.9	1	Térmica

Tabla A.7 Barras de Generación (cont.)

Bus	Voltaje kV	TIPO	V. [p.u.]	δ . [rad]	P _G [MW]	f _p p. u	No. Unidades	Tipo
ESP 1-2	4.16	PQ	1.0		3.23	0.95	2	Hidro
LORE U1	4.16	PQ	1.0		2.16	0.8	1	Hidro
PLAY 1-3	69	PQ	1.0		0.44	0.8	3	Hidro
MAND U1	13.8	PV	1.0		33.3	0.9	1	Hidro
MAND U2	13.8	PV	1.0		33.3	0.9	1	Hidro
NAYO 1-2	6.9	PV	1.0		14.85	0.9	2	Hidro
OCA 1-2	13.8	PV	1.0		26	0.9	2	Hidro
PAPALL 1-2	4.16	PQ	1.0		6.5	0.85	2	Hidro
PASO 1-2	4.16	PQ	1.0		2.25	0.8	2	Hidro
PENI 1-4	69	PQ	1.0		2.4	0.8		Hidro
RBLA	69	PQ	1.0		3	0.9		Hidro
RECU	6.9	PQ	1.0		14.7	0.95	1	Hidro
SUCAY 1-4	4.16	PV	1.0		24	0.8	4	Hidro
SAYM 1-5	2.4	PV	1.0		15.4	0.8	5	Hidro
BART 1-3	13.8	PV	1.0		51	0.9	3	Hidro
SFRA U1	13.8	PV	1.0		113	0.9	1	Hidro
SFRA U2	13.8	PV	1.0		113	0.9	1	Hidro
SIBI 1-2	6.9	PV	1.0		7.3	0.85	2	Hidro
MCAR	69	PQ	1.0		2.9	0.8	1	Hidro
TOPO 1-2	13.8	PV	1.0		28	0.85	2	Hidro
CATA 1-10	69	PV	1.0		6.7	0.9	10	Térmica
ESM II	13.8	PV	1.0		16	0.85	1	Térmica
DAYU 1-2	13.8	PV	1.0		2	0.8	2	Térmica
DESC 1-4	6.3	PQ	1.0		16.2	0.8	4	Térmica
GHER 1-6	13.8	PQ	1.0		30.4	0.8	6	Térmica
GROC 1-8	13.8	PQ	1.0		40	0.8	8	Térmica
GUANG II 1-7	13.8	PQ	1.0		50	0.9	7	Térmica
JARA 1-14	13.8	PV	1.0		34	0.9	14	Térmica
JIV I 1-6	13.8	PV	1.0		2.7	0.85	6	Térmica
JIV II 1-2	13.8	PV	1.0		5.8	0.8	2	Térmica
JIV III 1-4	13.8	PV	1.0		11.3	0.8	4	Térmica
MANTA II 1-2	13.8	PV	1.0		1.7	0.8	2	Térmica
MIRAF 1-6	13.8	PV	1.0		7	0.85	6	Térmica
PAYA 1-2	13.8	PQ	1.0		3.5	0.8	2	Térmica
PROP 1-3	69	PQ	1.0		3.9	0.85	3	Térmica
QUEV	34.5	PQ	1.0		1.7	0.8	1	Térmica
SEL II 1-3	34.5	PQ	1.0		1.7	0.8	3	Térmica
SEL III 1-3	34.5	PQ	1.0		1.7	0.8	3	Térmica
TGUAY 1-7	13.8	PV	1.0		18	0.8	7	Térmica
ASAN U1	13.8	PV	1.0		21.3	0.85	1	Térmica
ASAN U2	13.8	PV	1.0		21.3	0.85	1	Térmica
ASAN U3	13.8	PV	1.0		21.3	0.85	1	Térmica
ASAN U5	13.8	PV	1.0		24	0.85	1	Térmica
ASAN U6	13.8	PV	1.0		25	0.85	1	Térmica
ATIN U1	13.8	PV	1.0		46.5	0.9	1	Térmica
ATIN U2	13.8	PV	1.0		35	0.9	1	Térmica
EGAR	13.8	PV	1.0		139.5	0.9	1	Térmica
EQUI U1-4	13.8	PV	1.0		202	0.9	4	Térmica
MACH I U1	13.8	PV	1.0		74.9	0.85	1	Térmica
MACH I U2	13.8	PV	1.0		74.9	0.85	1	Térmica
MACH II 1-6	13.8	PV	1.0		164	0.8	6	Térmica
MIR TG1	13.8	PV	1.0		20	0.85	1	Térmica
SROS U1	13.8	PV	1.0		25	0.85	1	Térmica
SROS U2	13.8	PV	1.0		25	0.85	1	Térmica
SROS U3	13.8	PV	1.0		25	0.85	1	Térmica
VICT	13.8	PV	1.0		120	0.85	1	Térmica
ESM	13.8	PV	1.0		132.5	0.85	1	Térmica
GZEV 2-3	13.8	PV	1.0		146	0.85	2	Térmica
TRINI	13.8	PV	1.0		133	0.85	1	Térmica

Tabla A.8 Barras de Carga

Bus	Voltaje kV	P MW	Q MVA _r	Bus	Voltaje kV	P MW	Q MVA _r	Bus	Voltaje kV	P MW	Q MVA _r
Amb 69 C1	69	28.67	0.	Bosque	6.3	13.21	0.84	Poli C2	69	48.03	5.29
Amb 69 C2	69	10.07	1.88	Centeno	6.3	11.89	0.	Poli C3	69	27.69	8.60
Amb 69 C3	69	15.21	5.42	Iñaquito	6.3	16.57	3.93	Porto C1	69	20.2	6.78
Baños C1	69	12.42	1.25	Floresta	6.3	9.4	0.	Porto C2	69	28.41	10.87
C. Caste	69	2.34	0.59	Bancos	6.3	8.45	2.47	Porto C3	69	28.27	10.54
Carag C1	69	43.24	8.32	Machachi	23	16.27	1.63	Porto C4	69	12.86	4.09
Carag C2	69	30.05	5.95	Miraflores	6.3	6.04	1.57	Poso C1	69	17.8	5.79
Carag C3	69	33.33	6.59	Cumba C2	46	29.64	6.02	Poso C2	69	13.23	2.95
Chone C1	69	17.63	6.39	Olimpico	6.3	14.66	0.	Puyo C1	69	12.49	0.
Chone C2	69	11.71	3.63	Guerrero	6.3	11.31	0.51	Quev C1	69	29.94	6.82
Tosagua	69	27.82	8.64	S. Antonio	23	7.75	1.73	Quev C2	69	36.33	9.57
Dayuma	13.8	2.13	0.70	S. Rafael	6.3	18.08	1.15	Quín	69	13.57	2.89
Coca	13.8	9.23	3.03	S. Roque	6.3	10.44	0.	Rio C1	69	17.53	2.49
Loreto	13.8	4.6	1.52	Sangolquí	23	14.29	1.28	Rio C2	69	25.95	5.91
Rio C1	69	4.48	0.89	S. Rosa	23	29.02	4.14	Rio C3	69	35.72	7.44
Rio C2	69	3.69	-0.33	Sur	46	31.21	8.61	Rio C4	69	4.72	0.
Azogues	69	11.78	2.26	Tababela	23	27.27	7.18	SDom C1	69	33.04	2.96
Cañar	69	6.2	-0.93	Chongon	69	8.11	2.24	SDom C2	69	64.74	13.81
Desc	22	5.73	-0.36	Mana	69	7.12	2.42	SElen C1	69	7.3	1.04
Gual	22	8.69	0.39	Esme C1	69	29.37	9.65	SElen C2	69	20.06	5.53
Corde	22	3.91	0.18	Esme C2	69	17.44	5.54	SElen C3	69	22.28	6.92
Limon	13.8	1.22	0.36	Esme C3	69	19.23	6.65	SElen C4	69	13.33	4.09
Macas	13.8	7.86	1.33	Refi C1	69	7.87	0.	CT Esm	13.8	7.	0.
Mend	13.8	2.3	0.	Holcim	4.16	22.4	4.43	CT DPER 1	13.8	0.12	0.
P. Indus	22	50.51	12.88	Alpachaca	13.8	19.53	5.54	CT DPER 2	13.8	0.12	0.
Ricaur	69	15.02	5.89	Cota	69	2.62	0.40	CT DPER 3	13.8	0.12	0.
SE2	69	29.01	2.91	Lafarge	69	1.43	0.	CT TRIN	13.8	7.9	0.
SE5	69	44.04	3.95	Otavalo	69	37.8	9.31	CT VIC	13.8	0.46	0.
SE9	69	2.64	0.34	Reto	69	17.33	5.12	CTPAU	138	1	0.
Samb	69	46.31	10.55	Jivino	138	1.97	0.65	CT GM	138	2.37	0.
Recreo 2	69	19.23	6.04	L. Agrio	13.8	15.29	3.83	CT GZEV 2	13.8	3	0.
D. Cerrito	69	34.82	7.07	Loja C1	69	8.	1.58	CT GZEV 3	13.8	3	0.
Sali	69	31.06	9.30	Loja C2	69	17.76	12.30	CT AGOY	13.8	0.22	0.
Coto C1	23	24.78	6.73	Loja C3	69	25.49	3.44	CT ATIN	13.8	0.26	0.
Cristia C1	23	27.14	1.72	Mach C1	69	61.45	25.24	CT EQUI	13.8	2.6	0.
Eplica C1	23	23.54	0.	Mach C2	69	108.03	37.76	CT PUC	13.8	0.12	0.
E. Espejo C1	23	21.18	2.33	Maná C1	69	22.89	9.05	CT VAS	13.8	1.64	0.
Pomasqui C1	23	22.61	2.03	Milag C1	69	21.34	8.43	Sacha	13.8	2.87	0.72
RCoca C1	6.3	12.36	1.93	Milag C2	69	20.51	4.27	Ceibos	69	37.47	0.
Tumbaco C1	46	10.12	1.58	Milag C3	69	41.19	13.39	Sali	69	14.43	4.89
Coto C2	23	24.54	0.	Milag C4	69	5.52	1.43	Chambers	69	31.84	7.10
Cristia C2	23	16.29	3.89	Monte C1	69	38.03	13.42	Garay	69	20.61	6.25
Eplica C2	23	20.78	0.93	Monte C2	69	32.67	10.39	Sali N	69	37.47	8.36
E. Espejo C2	23	12.31	2.37	Monte C3	69	9.29	2.89	Portete	69	29.39	6.12
Pomasqui C2	23	25.67	6.80	Mulalo	69	30.5	8.66	Sali Pros	69	41.78	11.35
RCoca C2	6.3	12.25	0.55	Novacero	138	51.16	14.32	Sali S	69	35.6	7.59
Tumbaco C2	46	16.04	4.02	Baba C1	69	7.3	0.33	Shushu	69	10.	2.92
Adelca	138	25.81	6.47	Baba C2	69	29.08	11.12	Tena	69	5.88	0.
Alangasi	23	13.47	0.	Prospe c1	69	32.5	11.02	Tena N	69	10.25	1.73
Andalucia	6.3	15.04	1.88	Prospe C2	69	57.57	14.43	Toto	69	15.05	1.35
B. Nuevo	69.3	17.96	5.42	Prospe C3	69	36.01	9.488	Baños	69	12.66	1.51
Belisario	6.3	9.11	0.	Cedege	138	61.42	14.29	Montal	69	24.38	1.54
Carolina	6.3	14.59	1.25	Cerve	69	0.05	-0.64	Guasmo	69	26.07	5.69
Chili	23	9.32	0.59	La Toma	69	52.53	17.08	Canals	69	14.67	3.80
Chimba	6.3	12.98	8.32	Daule	69	19.2	7.65	Pradera	69	29.56	4.99
Conoco	23	25.73	5.94	V Guayas	69	24.77	8.05	Univer	69	4.73	3.99
D. Nueva	6.3	10.21	0.	Vergeles	69	23.89	5.44	Gabriel	69	8.38	1.46
D. Vieja	6.3	5.6	0.	Poli C1	69	7.2	1.8	Poma	230	210	0.

Tabla A.9 Líneas de transmisión

Bus i	Bus j	Longitud Km	r Ω/km	x Ω/km	B μS/km	Bus i	Bus j	Longitud Km	r Ω/km	x Ω/km	B μS/km
Panam	Tulcan_138	15.49	0.12	0.51	3.25	Mazar	Zhoray	2	0.06	0.47	3.53
Jam	Pom C1	215.25	0.054	0.49	3.45	Mendez	SBartolo	9	0.05	0.5	3.35
Jam	Pom C2	215.25	0.054	0.49	3.45	Mila	Baba	41.6	0.16	0.48	3.44
Jam	Pom C3	215.25	0.054	0.49	3.45	Mila	Pascales	52.7	0.06	0.47	3.53
Jam	Pom C4	215.25	0.054	0.49	3.45	Molino	Pascales C1	188.4	0.06	0.47	3.53
Agoyan	Baños C1	1.93	0.103	0.48	3.49	Molino	Pascales C2	188.4	0.06	0.47	3.53
Agoyan	Baños C2	1.93	0.103	0.48	3.49	Molino	Rio	157.3	0.06	0.47	3.53
Alan	Inga	8.85	0.16	0.51	3.21	Molino	Toto	200.2	0.06	0.47	3.53
Taday	Alazan	10.04	0.12	0.41	4.05	Molino	Zhoray	15	0.06	0.47	3.59
Amb	Puca	27.74	0.12	0.48	3.40	Mula	Puca	42.2	0.08	0.47	3.50
Amb	Toto	7	0.082	0.47	3.49	Prosp	Pascales	11.72	0.06	0.47	3.53
Azogues	Taday	23.64	0.12	0.41	4.05	Pascales	Poli C1	15.1	0.13	0.49	3.41
Azogues	Desc	11.49	0.14	0.44	3.59	Pascales	Poli C2	15.1	0.13	0.49	3.41
Baba	Quev	43.2	0.059	0.47	3.53	Pascales	Quev C1	44.25	0.06	0.47	3.53
Baba	SDom	62.2	0.059	0.47	3.53	Pascales	Quev C2	44.25	0.06	0.47	3.53
Baba	Sibim	62.9	0.29	0.49	3.00	Pascales	Sali C1	12.9	0.13	0.40	2.23
Baños	Toto C1	31.7	0.10	0.47	3.49	Pascales	Sali C2	12.9	0.13	0.40	2.23
Baños	Toto C2	31.7	0.10	0.47	3.49	Poma	SRosa C1	45.9	0.05	0.50	3.38
Calope	Quev	29.7	0.16	0.48	3.61	Poma	SRosa C2	45.9	0.05	0.50	3.38
Esclusas	Caraguay	5.4	0.07	0.46	3.66	Puyo	Tena	66.5	0.24	0.50	3.26
Catg	Sali	0.5	0.03	0.25	3.38	Quin	SDom	92	0.14	0.48	3.47
Cañar	Ocaña	42	0.12	0.46	3.60	Rio	Toto	42.88	0.06	0.49	3.40
Castellano	Agrio	5	0.05	0.47	3.38	Sacha	Jivino	11.9	0.22	0.48	3.61
Catamayo	Loja	17.17	0.34	0.45	2.23	Sali	Trin	11	0.11	0.47	3.56
Cedege	Pasc	1	0.16	0.48	3.44	SDom	SRosa C1	78.34	0.06	0.49	3.41
Chamber	Trini	9.6	0.13	0.40	3.50	SDom	SRosa C2	78.34	0.06	0.49	3.41
Chongon	Poso	71.82	0.145	0.343	3.53	SFra	Toto C1	46.32	0.07	0.45	3.9
Cono	SRosa	12.71	0.12	0.49	3.36	SFra	Toto C2	46.32	0.07	0.45	3.9
Cono	Vicentina	9.8	0.12	0.49	3.36	SRosa	Toto C1	110.1	0.06	0.49	3.41
Cristian	Poma	6.51	0.12	0.43	3.80	SRosa	Toto C2	110.1	0.06	0.49	3.41
Cuenca	Gualaceo	21.02	0.21	0.44	3.25						
Cuenca	Loja	134.2	0.12	0.49	3.39						
Cuenca	Molino C1	67.08	0.14	0.49	3.36						
Cuenca	Molino C2	67.08	0.14	0.49	3.36						
Cumba	Nayon	2.92	0.18	0.43	3.80						
Cerritos	Pasc	9.89	0.059	0.47	3.53						
DPer	Port C1	91.2	0.14	0.48	3.47						
DPer	Port C2	91.2	0.14	0.48	3.47						
DPer	Quev C1	43.2	0.16	0.50	3.36						
DPer	Quev C2	43.2	0.16	0.50	3.36						
Bosque	RCoca	3.35	0.12	0.43	3.84						
Esclusas	TGuayas	0.2	0.049	0.49	3.39						
Esclusas	Trini	7.3	0.04	0.31	5.36						
Esm	Quin	62.8	0.14	0.48	3.47						
Esm	SDom	154.8	0.14	0.48	3.47						
Groca	Holcim	0.3	0.13	0.40	3.49						
GZevallos	Sali C1	0.35	0.03	0.24	3.53						
GZevallos	Sali C2	0.35	0.03	0.24	3.53						
Ibarra	Poma	60.58	0.12	0.49	3.41						
Ibarra	Tulcan	74.48	0.12	0.49	3.41						
Inga	Poma C1	34.87	0.039	0.36	4.59						
Inga	Poma C2	34.87	0.039	0.36	4.59						
Jaramijo	Monte	7	0.08	0.46	3.63						
Jivino	Lagrio	31.19	0.22	0.48	3.41						
Machala	Idelfonso	21	0.14	0.48	3.48						

Tabla A.10 Transformadores

Bus i	Bus j	x %	S MVA	Tap p. u	Bus i	Bus j	x %	S MVA	Tap p. u
Cristia 138	Cristia 23	11.21	33	1	Pas 46	Pas 4.16	8.1	12.5	1
RCoca 46	RCoca 6.3	13.14	20	1	Pau 138	Pau 13.8	11.4	114	1
Tumb 46	Tumb 23	15.16	33	1	Pau 230	Pau 13.8	14.9	134	1
Aban 69	Aban 4.16	10.5	18	1	Puca 1 138	Puca 13.8	10.2	40	1
Agoy 138	Agoy 13.8	12.22	85	1	Puca 2 138	Puca 13.8	10.2	40	1
Alazan 69	Alazan 6.3	7.5	10	1	Quev 230	Quev 34.5	13.6	156	1
Asan TG 69	AsanTG 13.8	6.9	27.5	1	Sacha 69	Sacha 13.8	8.5	12.5	1
AsanTV 69	AsanTV 13.8	7.3	25	1	Saucay 69	Saucay 4.16	9	10	1
ATin 1 69	ATin 1 13.8	7	33.3	1	Saymi 69	Saymi 4.16	9	10	1
ATin 2 69	ATin 2 13.8	7	27.0	1	SBart 138	SBart 13.8	16	56	1
Baba 230	Baba 13.8	11	51	1	SElen 138	SElen 34.5	13.7	156	1
Calop 69	Calop 6.9	6.8	20.8	1	SFra 230	SFran 13.8	12.5	127	1
CCS 1 500	CCS 1 13.8	14	205	1	Sibim 69	Sibim 6.9	13	18	1
CCS 2 500	CCS 2 13.8	14	205	1	Sopl 1 230	Sopl 1 43.8	12	190	1
CCS 3 500	CCS 3 13.8	14	205	1	Sopl 2 230	Sopl 2 13.8	12	190	1
CCS 4 500	CCS 4 13.8	14	205	1	Sopl 3 230	Sopl 3 13.8	12	190	1
CCS 5 500	CCS 5 13.8	14	205	1	SRos 1 138	SRos 1 13.8	13.1	28	1
CCS 6 500	CCS 6 13.8	14	205	1	SRos 2 138	SRos 2 13.8	13.1	28	1
CCS 7 500	CCS 7 13.8	14	205	1	SRos 3 138	SRos 3 13.8	13.1	28	1
CCS 8 500	CCS 8 13.8	14	205	1	Mach I 138	Mach I 13.8	11.4	93	1
Esm 2 138	Esm 2 13.8	12.5	63	1	Mach II 138	Mach II 13.8	8.4	78	1
Esm 138	Esm 13.8	11.2	160	1	Guang 1 138	Guang 1 6.9	10.5	20	1
Cumba 46	Cumba 4.16	8.1	12.5	1	Guang 2 46	Guang 2 13.8	33	12.8	1
Dayuma 69	Dayuma 13.8	6.7	3.1	1	TGuayas 230	TGuayas 13.8	11.4	114	1
Desc 22	Desc 6.3	12	20	1	Trini 230	Trini 13.8	7	160	1
DPer 1 138	DPer 1 13.8	12.25	85	1	Vic 230	Vic 13.8	15.4	150	1
DPer 2 138	DPer 2 13.8	12.25	85	1	Inga 500	Inga 230	11.6	600	1
DPer 3 138	DPer 3 13.8	12.25	85	1	Poma 230	Poma 13.8	7.75	300	1
EGar 69	EGar 13.8	11.66	114	1	SRosa 230	SRosa 13.8	10.1	375	1
Equil 69	Equil 13.8	14.5	64	1					1
Gher 46	Gher13.8	9.3	16.3	1					1
GRoc 69	GRoc 13.8	11	33	1					1
GZevTV2 69	GZevTV2 13.8	12	86	1					1
GZevTV3 69	GZevTV3 13.8	12	86	1					1
Holcim 69	Holcim 4.16	7.8	20	1					1
Jara 138	Jara 13.8	11.2	50	1					1
Jiv 69	Jiv 13.8	14.8	56	1					1
Agrio 69	Agrio 13.8	7.75	12	1					1
Man 2 69	Man 2 13.8	7	26	1					1
Mand 69	Mand 13.8	8.92	33	1					1
Mand 69	Mand 13.8	8.92	33	1					1
Mazar 230	Mazar 13.8	12	100	1					1
Mazar 230	Mazar 13.8	12	100	1					1
Miraf 69	Miraf 13.8	7.1	12.5	1					1
Nayon 46	Nayon 6.3	23.3	16.5	1					1
Ocaña 1 69	Ocaña 1 13.8	8.5	15	1					1
Ocaña 2 69	Ocaña 2 13.8	8.5	15	1					1

Tabla A.11 Generadores.

Nombre	S MVA	V kV	fp p. u	X _d p. u	X _q p. u	X ₀ p. u	X ₂ p. u	H s	X _d ' p. u	X _q ' p. u	X _d '' p. u	X _q '' p. u	T _d ' s	T _q ' s	T _d '' s	T _q '' s
Hidro Baba	23.4	13.8	0.9	0.97	0.78	0.1	0.2	6.47	0.36		0.29	0.38	1.32		0.025	0.003
Hidro DPer	79	13.8	0.9	0.85	0.56	0.11	0.25	11.8	0.28		0.24	0.31	1.54		0.05	0.04
Hidro Mazar	100	13.8	0.85	1.16	0.9	0.11	0.19	7.3	0.31		0.22	0.2	2.06		0.06	0.018
Hidro Pau AB	111	13.8	0.9	1.09	0.74	0.11	0.19	8	0.35		0.09	0.09	2.26		0.013	0.019
Hidro Pau C	127	13.8	0.92	1.02	0.63	0.15	0.21	6.8	0.28		0.19	0.24	1.91		0.031	0.053
Hidro Sopla	180.5	13.8	0.9	0.95	0.62	0.11	0.01	9.2	0.28		0.25	0.23	2.33		0.071	0.074
Hidro Aban	8.56	4.16	0.9	1.53	0.77	0.1	0.2	1.97	0.27		0.19	0.21	0.40		0.03	0.01
Hidro Agoy	85	13.8	0.94	0.94	0.57	0.16	0.2	6.96	0.24		0.19	0.24	1.82		0.037	0.044
Hidro Calop	10.3	6.9	0.9	1.37	0.76	0.1	0.2	5.9	0.33		0.16	0.23	1.5		0.036	0.034
Hidro CCS	205	13.8	0.9	0.97	0.61	0.11	0.02	8.8	0.28		0.19	0.22	2.31		0.12	0.11
Hidro Cumba	11.1	4.16	0.9	0.86	0.64	0.1	0.2	2.82	0.22		0.15	0.17	2.11		0.02	0.016
Hidro Guang	2.5	6.3	0.8	1.04	0.75	0.18	0.2	5.4	0.26		0.17	0.2	1.5		0.03	0.009
Hidro Mand	37	13.8	0.9	0.91	0.65	0.07	0.18	5.02	0.28		0.19	0.33	1		0.05	0.044
Hidro Nayon	16.5	6.9	0.9	1.08	0.62	0.07	0.2	7.51	0.32		0.23	0.26	2.51		0.024	0.028
Hidro Ocaña	14.5	13.8	0.9	0.99	0.63	0.16	0.2	10	0.28		0.19	0.23	1		0.05	0.05
Hidro Saucay	5	4.16	0.8	1.2	0.7	0.08	0.2	10	0.3		0.2	0.5	1		0.05	0.05
Hidro Saymirin	5	2.4	0.8	1.1	0.61	0.06	0.44	10	0.25		0.17	0.6	1		0.05	0.05
Hidro SBart	19	13.8	0.9	1.5	0.74	0.05	0.17	4.1	0.26		0.18	0.18	0.74		0.03	0.06
Hidro SFran	125.7	13.8	0.9	1.1	0.71	0.09	0.23	8.05	0.28		0.17	0.21	1.99		0.099	0.02
Hidro Sibim	8.55	6.9	0.85	1.74	0.87	0.06	0.18	3	0.28		0.19	0.21	0.47		0.03	0.01
Term Cata	2	69	0.9	1	1	0.1	0.23	9	0.37	0.37	0.23	0.23	1.15	0.54	0.023	0.023
Term Esm II	9.8	13.8	0.85	1.65	1.65	0.1	0.2	8	0.23	0.3	0.12	0.12	0.82	0.18	0.012	0.031
Term Dayum	1.37	13.8	0.8	3.04	1.96	0.02	0.18	8	0.19	0.3	0.14	0.28	0.14	0.54	0.01	0.02
Term Desc	6	6.3	0.8	1.62	0.91	0.18	0.89	10	0.4		0.32	0.8	1		0.05	0.05
Term GHer	6.75	13.8	0.8	1	1	0.1	0.2	12.9	0.38	0.38	0.23	0.23	3.05	0.54	0.02	0.02
Term Guang II	10.1	13.8	0.8	2.16	1.1	0.2	0.22	12.9	0.38	0.37	0.23	0.25	1.44	0.04	0.02	0.03
Term Guang	7.2	6.6	0.8	1.23	0.71	0.1	0.2	12.9	0.4	0.38	0.29	0.27	2.67	0.77	0.028	0.027
Term Jara	9.8	13.8	0.85	1.65	0.85	0.1	0.2	2.52	0.22		0.12	0.12	0.63		0.006	0.004
Term Jiv	3.1	13.8	0.85	1.9	1.1	0.02	0.23	6.3	0.29	0.32	0.18	0.18	0.56	0.28	0.023	0.021
Term Jiv 2	14.2	13.8	0.8	1.56	0.87	0.11	0.18	2.4	0.35	0.38	0.20	0.22	1.44	0.07	0.023	0.039
Term Quev	2.13	34.5	0.8	1.62	1.25	0.07	0.11	10	0.24	0.34	0.14	0.16	0.46	0.49	0.02	0.02
Term SElen	17.5	13.8	0.8	1.42	1.42	0.07	0.11	2.4	0.33	0.77	0.19	0.22	0.81	0.52	0.03	0.03
Term ASan	25	13.8	0.85	1.97	1.97	0.07	0.2	17.8	0.28	0.3	0.15	0.15	0.68	0.27	0.04	0.04
Term ATin	60	13.8	0.9	2.25	2.25	0.09	0.2	3.98	0.22	0.32	0.14	0.14	0.35	0.09	0.02	0.03
Term GPasc	155	13.8	0.9	1.79	1.56	0.1	0.2	5	0.24	0.31	0.19	0.19	0.52	0.11	0.05	0.06
Term SROS	32	13.8	0.8	2.25	2.03	0.09	0.14	15	0.18	0.56	0.13	0.13	0.73	0.16	0.02	0.006
Term Vic	142	13.8	0.85	1.62	1.57	0.09	0.16	4.71	0.21	0.35	0.16	0.16	0.97	0.19	0.034	0.035
Term GZev	85	13.8	0.85	1.59	1.59	0.09	0.15	14	0.25	0.35	0.15	0.15	0.82	0.13	0.02	0.03
Term Esm	156	13.8	0.85	1.96	1.96	0.07	0.16	12.1	0.23	0.26	0.15	0.16	1.11	0.08	0.035	0.037
Term Trini	156	13.8	0.85	2.12	1.88	0.1	0.2	3.03	0.19	0.6	0.11	0.12	0.78	0.16	0.017	0.004

ANEXO B

PARAMETROS DE LOS ALGORITMOS DE SINTONIZACIÓN DE PSS.

A. Neurona Generalizada

Para el caso fuera de línea se consideró inicialmente pesos randómicos con una distribución uniforme $[-0.01, 0.01]$ una tasa de aprendizaje $\eta = 0.1$ y factor de impulso $\alpha = 0.4$ cuando se analiza en línea se considera una tasa de aprendizaje $\eta = 0.01$ y un factor de impulso $\alpha = 0.05$.

B. Redes Neuronales con realimentación de estado

Las capas de las redes neuronales corresponden en la entrada al número de generadores seleccionados para la activación de los PSS y la capa de salida corresponde a las constantes de tiempo a ser determinadas para los PSS, en el caso del PSS1A son dos constantes de tiempo por cada PSS.

versión aprobada para la defensa

ANEXO C

A continuación, se presenta el pedazo de código (snippet) para el cálculo del residuo a través de las matrices B y C construidas en lenguaje DPL de Powerfactory, como se observa en las Figuras C.1 a C.3.

```
! ## Cálculo Residuo ##

double b, real, imag, damp, ar, ai, sumr, sumi, ctrl_m, ctrl_ang, obser_m, obser_ang, res_m,
double res_ang;
int h, error, mode, x, y, colum, row, count, ierr, n, nE, nI, nL, nb, nc, col, rowI, rin;
string file1, file2, file3, EVals, IEV, rEV, archivo;
object B, C, Mindex, MEDamp, Mreal, Mimag, Mctrl_m, Mctrl_ang, Mobser_m,
object Mobser_ang, MResidue_m, MResidue_ang;

file1='EVals.mtl';
file2='IEV.mtl';
file3='rEV.mtl';
EVals=sprintf("%s\\%s", path,file1);
IEV=sprintf("%s\\%s", path,file2);
rEV=sprintf("%s\\%s", path,file3);

! Obtención de las matrices
B=GetCaseCommand('MatrixB.IntMat');
C=GetCaseCommand('Cindex.IntMat');
Mindex=GetCaseCommand('Mindex.m.IntMat');
MEDamp=GetCaseCommand('MEDamp.mtlMat');
Mreal=GetCaseCommand('Mreal.IntMat');
Mimag=GetCaseCommand('Mimag.IntMat');
Mctrl_m=GetCaseCommand('Mctrl_m.IntMat');
Mctrl_ang=GetCaseCommand('Mctrl_ang.IntMat');
Mobser_m=GetCaseCommand('Mobser_m.IntMat');
Mobser_ang=GetCaseCommand('Mobser_ang.IntMat');
MResidue_m=GetCaseCommand('MResidue_m.IntMat');
MResidue_ang=GetCaseCommand('MResidue_ang.IntMat');

! Inicialización de las matrices
Mindex.Init(1,1);
MEDamp.Init(1,1);
Mreal.Init(1,1);
Mimag.Init(1,1);
Mctrl_m.Init(1,1);
Mctrl_ang.Init(1,1);
Mobser_m.Init(1,1);
Mobser_ang.Init(1,1);

colum=1;
ierr=1;
n=1;
```

Figura C.1 Cálculo del residuo en DPL

```

! Determinación del modo de interés
fopen (EVals,'r',0);
while (ierr>-1){
    if (colum=1){
        ierr=fscanf(0,'%d',x);
        colum=2; }
    if (colum=2){
        ierr=fscanf(0,'%d',y);
        colum=3;}
    if (colum=3){
        ierr=fscanf(0,'%d',real);
        colum=4;}
    if (colum=4){
        ierr=fscanf(0,'%d',imag);
        colum=1;}
    if (ierr>-1){
        damp=-real/sqrt(real*real+imag*imag);
        ME damp.Set(n,1,damp); ! Eigenvalue (Damping ratio)
        n=n+1;}}
fclose(0);

! Obtención del índice del modo de interés
nE=ME damp.NRow();
n=1;
for (row=1;row<(nE+1);row=row+1){
    damp=ME damp.Get(row,1);
    if (abs(damp) > 0 .and. abs(damp) < 0.1){
        Mindex.Set(n,1,row);
        n=n+1;}}

! Controlabilidad
nl=Mindex.NRow();
for (rowl=1;rowl<(nl+1);rowl=rowl+1){
    mode=Mindex.Get(rowl,1);
    fopen (IEV,'r',0);
    count=1;
    ierr=1;
    while (ierr>-1){
        if (count=1){
            ierr=fscanf(0,'%d',x);
            count=2;}
        if (count=2){
            ierr=fscanf(0,'%d',y);
            count=3;}
        if (count=3){
            ierr=fscanf(0,'%d',real);
            count=4;}
        if (count=4){
            ierr=fscanf(0,'%d',imag);
            count=1;}
        if (y=mode){
            Mreal.Set(1,x,real); ! Parte real vector propio izquierdo
            Mimag.Set(1,x,imag); ! Parte imaginaria vector propio izquierdo}}
    fclose(0);
}

```

Figura C.2 Cálculo del residuo en DPL (cont....1)


```

nL=Mreal.NCol();
nb=B.NCol();
for (col=1;col<(nb+1);col=col+1){
    sumr=0;    sumi=0;
    for (row=1;row<(nL+1);row=row+1){
        ar=Mreal.Get(1,row);
        ai=Mimag.Get(1,row);
        b=B.Get(row,col);
        sumr=sumr+ar*b;
        sumi=sumi+ai*b;}
    ctrl_m=sqrt((sumr*sumr+sumi*sumi);
    ctrl_ang=atan(sumi/sumr);
    Mctrl_m.Set(rowl,col,ctrl_m);
    Mctrl_ang.Set(rowl,col,ctrl_ang); } }

! Observabilidad
nl=Mindex.NRow();
for (rowl=1;rowl<(nl+1);rowl=rowl+1){
    mode=Mindex.Get(rowl,1)
    fopen (rEV,r',0);
    count=1; ierr=1;

    Similar a controlabilidad ...

    if (y=mode){
        Mreal.Set(1,x,real);
        Mimag.Set(1,x,imag); }
    fclose(0);

    nc=C.NRow();
    for (row=1;row<(nc+1);row=row+1){
        rin=C.Get(row,1);
        ar=Mreal.Get(1,rin);
        ai=Mimag.Get(1,rin);
        obser_m=sqrt(ar*ar+ai*ai);
        obser_ang=atan(ai/ar);
        Mobser_m.Set(rowl,row,obser_m);
        Mobser_ang.Set(rowl,row,obser_ang); } }

! Residuo
nl=Mobser_m.NRow();
nc=Mobser_m.NCol();
for (row=1;row<(nl+1);row=row+1){
    for (col=1;col<(nc+1);col=col+1){
        ar=Mobser_m.Get(row,col);
        ai=Mctrl_m.Get(row,col);
        res_m=ar*ai;
        MResidue_m.Set(row,col,res_m);
        ar=Mobser_ang.Get(row,col);
        ai=Mctrl_ang.Get(row,col);
        res_ang=ar+ai;
        MResidue_ang.Set(row,col,res_ang); } }

```

Figura C.3 Cálculo del residuo en DPL (cont....2)

ORDEN DE EMPASTADO

versión aprobada para la defensa