

Evaluación de Estabilidad de Pequeña Señal mediante Análisis Modal Probabilístico basado en los enfoques de Simulaciones y Señales

Soria C. Mauricio S.¹, Tovar A. Antonio F.¹

¹Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Ecuador

Resumen— La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia debe ser evaluada en todas sus dimensiones, con la finalidad de mantener la integridad del sistema. Este artículo presenta una evaluación de la estabilidad de pequeña señal en un sistema de potencia de dos áreas. Para simular el comportamiento aleatorio del sistema de potencia se generan eventos de carga probabilísticos, con estos datos se realiza la simulación en el dominio del tiempo. Para la evaluación de estabilidad de pequeña señal, se emplean dos metodologías, la primera se realiza utilizando el análisis modal disponible en el software de simulación PowerFactory de DIGSILENT. El otro método empleado es el análisis Prony realizado a partir de la señal muestreada obtenida de la simulación en el dominio del tiempo. Se comparan los resultados obtenidos del análisis modal y del análisis Prony y, se comprueba que las variables de relación de amortiguamiento y frecuencia de amortiguamiento arrojan un error promedio menor al 0.1%, lo cual prueba la validez de ambas metodologías para ser usadas en el análisis de estabilidad oscilatoria. Finalmente, la evaluación de estabilidad de pequeña señal demuestra que existen dos áreas coherentes, cada una con un modo local; además se evidencia la presencia de un modo inter-área. Los modos oscilatorios del sistema tienen amortiguamiento positivo, por lo cual se concluye que el sistema de prueba es oscilatorio con tendencia a la estabilidad ante pequeñas perturbaciones.

Palabras Clave— Análisis modal, estabilidad de pequeña señal, análisis probabilístico, áreas coherentes, oscilaciones inter-área.

I. INTRODUCCIÓN

Debido al incremento de las interconexiones de los sistemas de potencia, los problemas relacionados a las oscilaciones de baja frecuencia han aumentado notablemente, previendo posibles prejuicios para los sistemas eléctricos. Por lo tanto, las mejoras en la estabilidad de pequeña señal, en particular las oscilaciones de amortiguamiento se han convertido en un aspecto importante para robustecer la estabilidad de pequeña señal [1].

El sistema amortigua la mayoría de las oscilaciones, pero si consiguen permanecer oscilaciones no amortiguadas, éstas pueden conducir al colapso del sistema. Por lo tanto, el análisis de las oscilaciones de baja frecuencia es necesaria en el contexto de la operación y control del sistema de potencia. En [2] se trata esta problemática y se presenta un caso de estudio con siete técnicas basadas en el procesamiento de señales y su

aplicación para la estimación de modos oscilatorios en un sistema de potencia se lo lleva a cabo a través de mediciones sincrofásorales. Entre los métodos principales se encuentran la transformada de Fourier, el análisis Prony y la descomposición en valores propios.

El análisis de la estabilidad de ángulo del rotor del sistema eléctrico se diagnostica tanto en fenómenos transitorios muy breves como en fenómenos oscilatorios con una mayor duración, que deben ser evaluados fuera de línea, en línea y en tiempo real. Las oscilaciones de potencia y frecuencia ocasionadas por los intercambios de energía eléctrica son monitoreadas y evaluadas a través de algoritmos inteligentes para encontrar nuevos estados de operación estable desde el punto de vista oscilatorio. Para ello, el uso de mediciones sincrofásorales brinda una observabilidad estática y sobretodo dinámica del sistema de potencia en tiempo real.

Usando mediciones sincrofásorales, en [3] se propone un nuevo enfoque de procesamiento de señales para estimar las propiedades de los modos electromecánicos a partir de señales del sistema. El enfoque propuesto es llamado auto regressive moving averaging-Prony (ARMA-P) seleccionando de forma óptima el orden del modelo. Se determinan la frecuencia y el amortiguamiento de los modos con el modelo ARMA, mientras que se estiman la magnitud y la fase de los modos con el modelo Prony. La precisión obtenida en la estimación de los modos es adecuada, sin embargo no se discute a fondo sobre el rendimiento del algoritmo, especialmente la velocidad de cálculo.

Existen otros métodos de estimación de estado como el filtro de Kalman en análisis continuos o discretos siendo la más usada la versión discreta predictor-corrector. En este contexto, en [4] se realiza una estimación de estado utilizando un método de estimación óptimo basado en el filtro de Kalman a través de una regresión dinámica armónica (DHR). Para evaluar la eficacia del método se aplica DHR a los datos de unidades de medición sincrofásorial (PMU). Se compara el método con análisis Prony y Fourier obteniendo valores similares.

Se han utilizado también métodos no lineales para la estimación de estado donde se evalúan los modos y mediante una optimización se captura la dinámica de la señal analizada. Un método de optimización no lineal de mínimos cuadrados

conocido como el método de proyección variable es presentado en [5] para contrastar los métodos lineales tradicionalmente utilizados como el análisis Prony. Se demuestra el uso de la proyección variable de múltiples señales para estimar el contenido modal al minimizar el error de mínimos cuadrados, obteniendo un menor error en la estimación modal al ser comparado con métodos lineales.

Sin embargo, en cuanto a algoritmos de identificación modal, el método lineal de análisis Prony es el más común y el más estudiado en la estimación de estado de los sistemas eléctricos de potencia como se presenta en [6]. En este reciente trabajo, se desarrolla un estimador de correlación como etapa de pre procesamiento de datos para tratar el ruido y valores atípicos en las mediciones fasoriales provenientes de PMUs. Se utiliza el método de análisis Prony multicanal para la estimación modal. Se comparan los resultados obtenidos al aplicar la etapa de pre procesamiento obteniendo una estimación modal más precisa a pesar de un consumo de tiempo computacional mayor.

En un enfoque similar, en [7] se utiliza el análisis Prony para evaluar la presencia de los modos oscilatorios que se estudian en la respuesta transitoria de la velocidad de los generadores después de ocurrida una falla trifásica en una de las barras del sistema. En este estudio se realiza una comparación de los modos oscilatorios ante diferentes niveles de penetración de generación fotovoltaica.

Un análisis comparativo entre dos métodos de identificación modal se estudia en [8]. La identificación modal a través del análisis Prony y un método basado en la transformada de Hilbert. El primero se basa en la representación de señales en el dominio de la frecuencia, mientras que el segundo utiliza datos en el dominio del tiempo que se procesan previamente mediante una descomposición empírica modal. En los resultados se aprecia una correcta identificación de los modos por ambos métodos. En cuanto a la diferenciación de los modos, el análisis Prony se muestra superior. Por otro lado, la transformación de Hilbert se puede usar para identificar si se han producido cambios en la frecuencia o cuál es la nueva frecuencia.

En la actualidad el uso de estos y otros métodos de identificación modal basados en señales o mediciones se usan ampliamente junto con los datos provenientes de PMUs en tiempo real. En este artículo se presenta una comparación entre un método de análisis modal basado en simulación utilizando PowerFactory de DIgSILENT y el método de identificación modal Prony basado en señales. Se utiliza un sistema de potencia de dos áreas con cuatro generadores, introducido en [9]. La aplicación de la metodología propuesta permite evidenciar la robustez de los métodos propuestos para el análisis modal.

II. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE PRUEBA

Para el análisis de estabilidad de pequeña señal, se usa el sistema de potencia presentado en [9], el sistema consta de cuatro generadores y se utiliza para el estudio de oscilaciones inter-área.

Se aprecia en la Fig. 1 que el sistema posee un doble enlace por el cual se alimentan las cargas, y que a su vez, puede presentar problemas de estabilidad desde el punto de vista oscilatorio. Esta posible inestabilidad oscilatoria debe ser

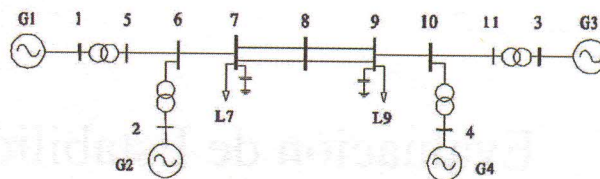


Fig. 1. Modelo de prueba de dos áreas [9].

estudiada, para tomar acciones preventivas en la seguridad del sistema eléctrico.

Los parámetros del sistema de potencia y las condiciones iniciales de operación utilizadas en el análisis se presentan en las Tabla I y II respectivamente.

TABLA I
PARÁMETROS DEL MODELO DE PRUEBA

$S_{base} = 900MVA, K_{V_{base}} = 20kV$				
$X_d = 1.8$	$X_d = 1.8$	$X_l = 0.2$	$X'_d = 0.3$	$X'_q = 0.55$
$X'_d = 0.25$	$X'_q = 0.25$	$R_a = 0.0025$	$T'_{d0} = 8.0s$	$T'_{q0} = 0.4s$
$T'_{d0} = 0.03s$	$T'_{q0} = 0.05s$	$A_{sat} = 0.015$	$B_{sat} = 9.6$	$\Psi_{TI} = 0.9$
$H = 6.5 (G1, G2)$	$H = 6.5 (G3, G4)$		$K_D = 0$	
$r = 0.0001pu/km$	$X_l = 0.001pu/km$		$b_c = 0.00175pu/km$	

TABLA II
CONDICIONES INICIALES DE OPERACIÓN

Área 1 entrega 400MW de potencia al área 2			
G1	$P = 700MW$	$Q = 185MVAr$	$E_t = 1.03 \angle 20.2^\circ$
G2	$P = 700MW$	$Q = 235MVAr$	$E_t = 1.01 \angle 10.5^\circ$
G3	$P = 719MW$	$Q = 176MVAr$	$E_t = 1.03 \angle -6.8^\circ$
G4	$P = 700MW$	$Q = 202MVAr$	$E_t = 1.03 \angle 20.2^\circ$
Bus 7	$P_L = 967MW$	$Q_L = 100MVAr$	$Q_C = 200MVAr$
Bus 8	$P_L = 967MW$	$Q_L = 100MVAr$	$Q_C = 350MVAr$

El modelo es ingresado con sus parámetros al software de simulación PowerFactory de DIgSILENT.

A. Implementación de los Controladores del Modelo

Para mejorar la estabilidad del sistema de potencia, se ingresan los controladores correspondientes al Regulador Automático de Voltaje (AVR) y al Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS) en las cuatro unidades de generación. Se emplean estos controladores debido a que el retraso y adelanto en fase se ve influenciado por los mismos.

La sintonización del PSS y los rendimientos dinámicos asociados del sistema eléctrico se ven afectados por los sistemas de excitación, la reducción de la ganancia transitoria (TGR) del AVR o la compensación en serie del sistema de transmisión [10].

Se ha realizado una sintonización previa de los controladores utilizando el software PowerFactory mediante el mejoramiento de la respuesta en el tiempo. Estos se implementarán en las unidades de generación e influenciarán en la identificación de los modos oscilatorios del sistema de potencia.

Se estructura el controlador del AVR en lazo cerrado para que el sistema presente una respuesta estable en el largo plazo (Fig. 2). Por otra parte, la velocidad de los generadores figura como la variable de estado empleada para realizar el control con el PSS (Fig. 3).

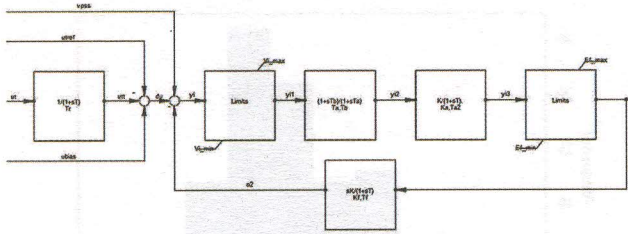


Fig. 2. Diagrama de bloques del AVR.

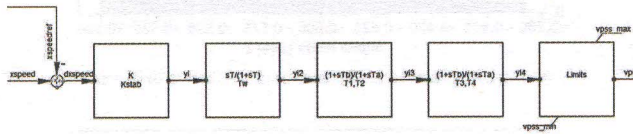


Fig. 3. Diagrama de bloques del PSS.

III. METODOLOGÍA PROPUESTA

Se han empleado dos estrategias para el análisis de estabilidad oscilatoria, la primera consiste en el análisis modal basado en simulaciones, la segunda corresponde a una metodología basada en señales a través del análisis Prony. Para evaluar la mayor cantidad de escenarios posibles, se usan simulaciones de Monte Carlo (MC) en el software de sistemas de potencia PowerFactory, el flujo de las simulaciones y el análisis de datos son controlados y ejecutados mediante algoritmos escritos en lenguaje Python.

Previo al análisis Prony, se realizó la validación del algoritmo de identificación de modos basado en señales, de lo cual se determinó que, el número óptimo de modos para las simulaciones con controladores es de 43 y sin controladores corresponde a 13 modos de oscilación.

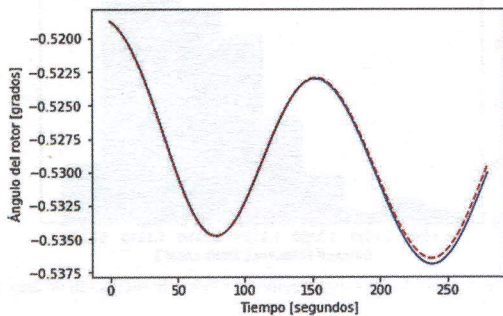


Fig. 4. Análisis Prony del ángulo del rotor del generador 1 con controladores.

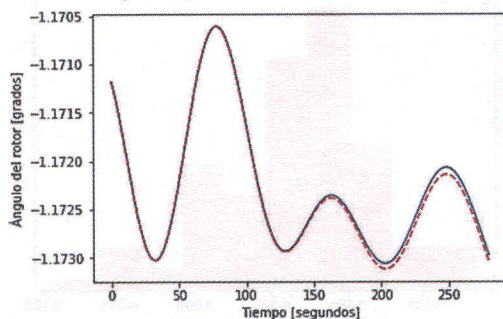


Fig. 5. Análisis Prony del ángulo del rotor del generador 4 con controladores.

En la Fig. 4 se aprecia la evolución del ángulo del rotor del generador 1 que se ubica en el área izquierda (área 1) del sistema de prueba. En la Fig. 5 se presenta de forma similar, el comportamiento del ángulo del rotor del generador 4 que se encuentra en el área derecha (área 2). Ambos comportamientos son comparados a partir de la simulación en el dominio del tiempo y con la señal que se reconstruye del análisis Prony.

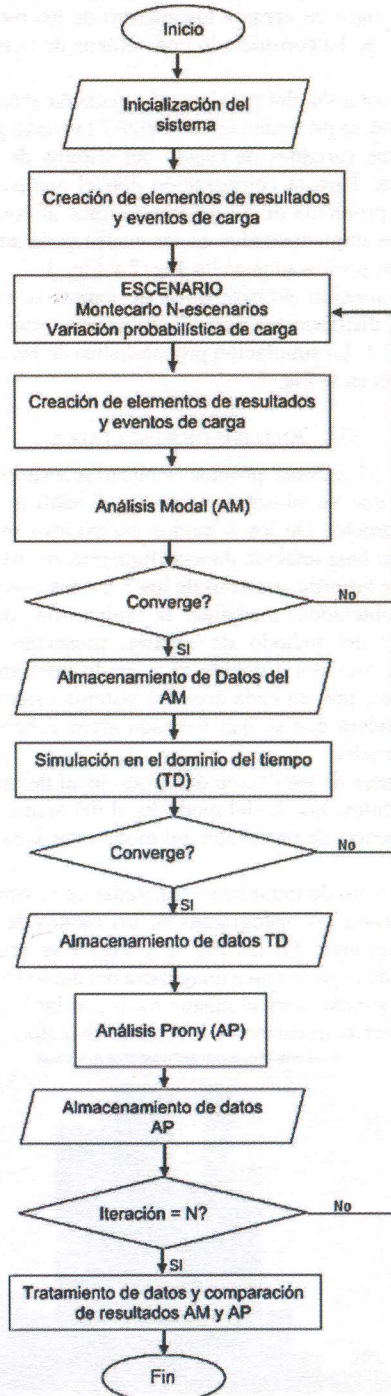


Fig. 6. Diagrama de flujo de la metodología propuesta.

En la Fig. 6 se presenta el flujo del análisis que se realiza a través de la metodología propuesta. Se han llevado a cabo cien simulaciones de MC tanto para el análisis modal basado en simulaciones, como para la aplicación del análisis Prony de las señales del sistema de potencia.

Para el análisis basado en señales se han considerado las respuestas en el dominio del tiempo de la potencia activa de intercambio entre las áreas y los ángulos de los rotores de los generadores. Se ha considerado una ventana de tiempo de 300 segundos.

Para la resolución del problema de pequeña señal mediante análisis modal, se presentan inicialmente 24 valores propios que consideran las variables de estado del sistema de prueba sin controladores. Para la comparación con el análisis Prony se resuelve un problema de 52 valores propios al considerar los controladores implementados en los cuatro generadores según los diagramas presentados en las Fig. 2 y Fig. 3.

Para la variación probabilística de carga, se emplea una función de distribución normal utilizando una desviación estándar de 0.1. La simulación probabilística de las cargas L7 y L9, se aprecia en la Fig. 7.

IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Entre los 52 valores propios analizados existen 8 modos oscilatorios que se obtienen a través el análisis modal del sistema de prueba. De los 8 modos oscilatorios existentes, 3 presentan una baja relación de amortiguamiento. Al analizar la frecuencia de amortiguamiento de los 3 modos oscilatorios los resultados obtenidos mediante la aplicación del método simulativo y del método de señales, presentan la posible inestabilidad oscilatoria debida a un modo inter-área y a dos modos locales, uno en cada área del sistema eléctrico. Por lo que, se considera que se han formado áreas coherentes en el sistema de prueba.

La frecuencia de oscilación del modo local del área 1 es de 1.11 Hz, mientras que la del modo local del área 2 es de 1.15 Hz. La frecuencia de oscilación del modo inter-área es de 0.61 Hz.

Para el número de iteraciones realizadas en la simulación de MC, se obtienen los histogramas de los modos de oscilación locales e inter-área. En las Fig. 8 y Fig. 9 se presentan los histogramas de la parte real e imaginaria del modo local del área 1. De forma similar, para el mismo modo, en las Fig. 10 y Fig. 11 se presentan la frecuencia y la relación de amortiguamiento.

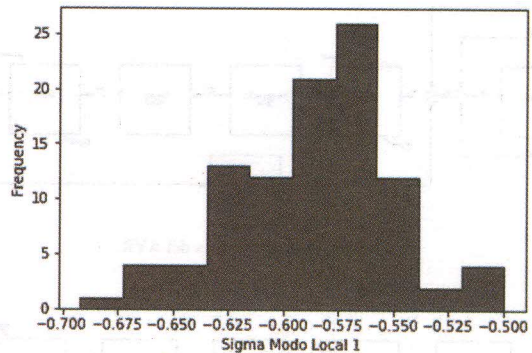
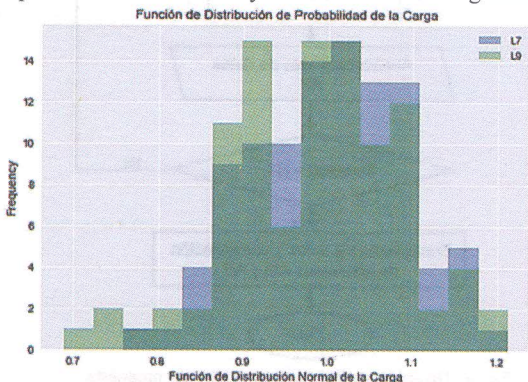


Fig. 8. Sigma o parte real de los modos de oscilación del área 1.

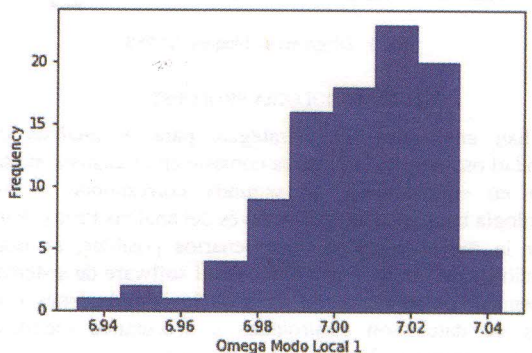


Fig. 9. Frecuencia angular o parte imaginaria de los modos de oscilación del área 1.

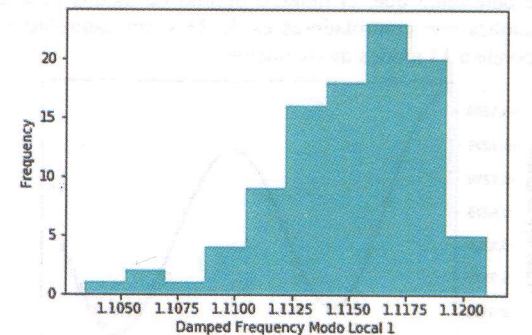


Fig. 10. Frecuencia de amortiguamiento de modos de oscilación de área 1.

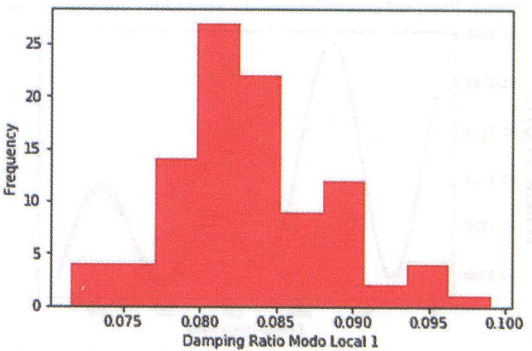


Fig. 11. Relación de amortiguamiento de modos de oscilación del área 1.

Se realiza una comparación de los modos obtenidos tanto con el método simulativo como con el basado en señales. Los resultados demuestran una coherencia entre los métodos empleados y su validez para la aplicación en los análisis de estabilidad de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia.

En la Tabla III se comparan las partes real e imaginaria de los modos oscilatorios. En la Tabla IV se validan la frecuencia de oscilación y la relación de amortiguamiento de los modos oscilatorios.

TABLA III
COMPARACIÓN ANÁLISIS PRONY Y ANÁLISIS MODAL

MODO	σ (AM)	σ (AP)	ω (AM)	ω (AP)
LOCAL 1	-0.58592	-0.55746	7.00612	6.97625
LOCAL 2	-0.59156	-0.57673	7.24881	7.24744
INTER-ÁREA	-0.10167	-0.03027	3.83734	3.83002

AM: Análisis Modal
AP: Análisis Prony

TABLA IV
COMPARACIÓN ANÁLISIS PRONY Y ANÁLISIS MODAL

MODO	f (AM)	f (AP)	ζ (AM)	ζ (AP)
LOCAL 1	1.11506	1.11031	0.08334	0.07966
LOCAL 2	1.15368	1.15347	0.08134	0.07933
INTER-ÁREA	0.61073	0.60957	0.02668	0.00805

AM: Análisis Modal
AP: Análisis Prony

De los métodos empleados se aprecia la mayor diferencia en los valores de la relación de amortiguamiento. Estos valores muestran que el modo de oscilación inter-área es el más crítico, puesto que se amortigua levemente en el transcurso del tiempo.

Del análisis realizado se establecen tres grupos, el primer grupo de los modos de oscilación del área 1, el segundo para el área 2 y finalmente para los modos inter-área, como se presenta en las siguientes figuras.

En la Fig. 12 se aprecian los valores propios para frecuencias angulares positivas de los tres grupos de los modos oscilatorios críticos del sistema.

Se realiza una detección de atípicos de cada grupo de modos oscilatorios. Estos valores atípicos corresponden a escenarios de operación, en los cuales, el sistema de potencia es estresado y presenta comportamientos con un mayor grado de posible inestabilidad. Este análisis se aprecia en las Fig. 13 y Fig. 14.

Dichos escenarios servirán para llevar a cabo análisis posteriores en la operación y control del sistema eléctrico.

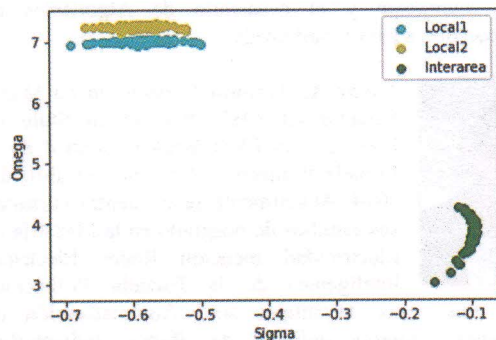


Fig. 12. Valores propios de los modos oscilatorios.

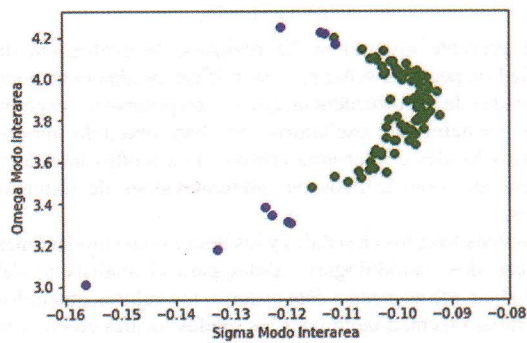


Fig. 13. Detección de atípicos del grupo de modos de oscilación inter-área.

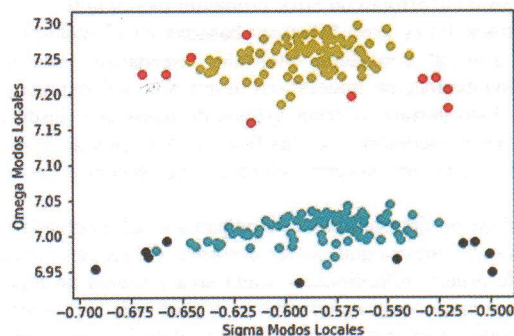


Fig. 14. Detección de atípicos del grupo de modos de oscilación locales.

Finalmente, al efectuar el análisis modal probabilístico del sistema de potencia, se determina que existen modos oscilantes inter-área que tienen menor amortiguamiento que los modos locales, por lo que es más probable que se produzca una inestabilidad oscilatoria inter-área (Fig. 15).

Con relación a este ámbito, se determina que es necesario trabajar en las interconexiones de los sistemas de potencia para mejorar la seguridad oscilatoria de los mismos. Se deben aplicar técnicas de sintonización de PSS para mejorar la respuesta oscilatoria del sistema.

También se pueden emplear los FACTS (Flexible AC Transmission System) para mejorar el amortiguamiento de oscilaciones como se realiza en [11], donde el autor desarrolla un control tanto en la compensación serie y paralelo de un UPFC (Unified Power Flow Controller) para amortiguar oscilaciones inter-área.

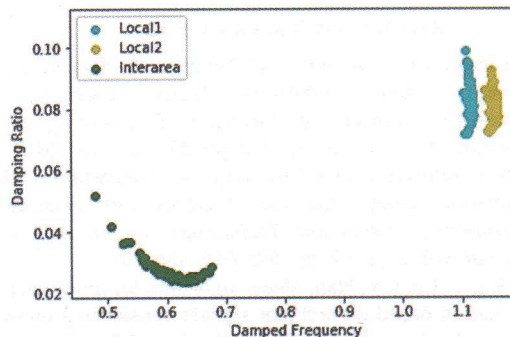


Fig. 15. Análisis modal probabilístico, modos locales y modos inter-área.

V. CONCLUSIONES

En el presente artículo se ha realizado la evaluación de estabilidad de pequeña señal para identificar oscilaciones poco amortiguadas de baja frecuencia, que tienen potencial riesgo de producir inestabilidad oscilatoria. Se han obtenido modos oscilatorios locales e inter-área críticos. Los modos inter-área se evidencian como críticos en interconexiones de sistemas eléctricos.

Los análisis basados en señales y los basados en simulaciones constituyen dos metodologías válidas para el análisis modal probabilístico. De acuerdo a éste criterio, los valores obtenidos en este trabajo técnico tanto para los modos locales como para los modos inter-área son similares y consistentes. Las variables de relación de amortiguamiento y frecuencia de amortiguamiento arrojan un error promedio menor al 0.1%.

Las simulaciones probabilísticas basadas en el método de Monte Carlo, al considerar múltiples escenarios permiten realizar una evaluación integral del desempeño del sistema de potencia. Esto permite obtener grupos de datos que desde el punto de vista oscilatorio, se clasifican en los tipos de modos oscilatorios que un sistema eléctrico de potencia puede presentar.

La evaluación de estabilidad de pequeña señal efectuada en este trabajo, demuestra que existen dos áreas coherentes para el sistema de prueba seleccionado. Cada área presenta un modo local y en la interconexión del sistema se evidencia la presencia de un modo inter-área. Los modos oscilatorios analizados tienen amortiguamiento positivo, por lo que se concluye que el sistema es oscilatorio con tendencia a la estabilidad ante pequeñas perturbaciones. Esta tendencia a la estabilidad oscilatoria se debe a la implementación y sintonización previa de los controladores en cada generador.

En trabajos futuros se espera analizar y cuantificar el amortiguamiento de los modos oscilatorios del sistema con varias técnicas de sintonización de PSS incluyendo varios tipos de reguladores de voltaje en el análisis. Se espera también analizar el efecto de la inclusión de sistemas de compensación o FACTS con la sintonización de POD (Power Oscillation Damper).

AGRADECIMIENTOS

Al Doctor Jaime Cepeda por los conocimientos impartidos en la Maestría en Electricidad mención Redes Eléctricas Inteligentes de la Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] L. Bibaya y C. Liu, «Optimal Tuning and Placement of Power System Stabilizers Based Eigenvalue», *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 3, n.º 2, pp. 273-281, jul. 2016.

[2] P. Ray, «Power system low frequency oscillation mode estimation using wide area measurement systems», *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 20, n.º 2, pp. 598-615, abr. 2017.

[3] C. Wu, C. Lu, y Y. Han, «New algorithm for mode shape estimation based on ambient signals considering model order selection», *EURASIP J. Adv. Signal Process.*, vol. 2013, n.º 1, p. 8, ene. 2013.

[4] A. J. Zavala y A. R. Messina, «A Dynamic Harmonic Regression Approach to Power System Modal Identification and Prediction», *Electric Power Components and Systems*, vol. 42, n.º 13, pp. 1474-1483, oct. 2014.

[5] A. R. Borden y B. C. Lesieutre, «Variable Projection Method for Power System Modal Identification», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, n.º 6, pp. 2613-2620, nov. 2014.

[6] M. Netto y L. Mili, «Robust Data Filtering for Estimating Electromechanical Modes of Oscillation via the Multichannel Prony Method», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n.º 4, pp. 4134-4143, jul. 2018.

[7] S. Eftekharijad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, y J. Loehr, «Small Signal Stability Assessment of Power Systems With Increased Penetration of Photovoltaic Generation: A Case Study», *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, n.º 4, pp. 960-967, oct. 2013.

[8] T. J. Browne, V. Vittal, G. T. Heydt, y A. R. Messina, «A Comparative Assessment of Two Techniques for Modal Identification From Power System Measurements», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n.º 3, pp. 1408-1415, ago. 2008.

[9] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Education, 1994.

[10] K. Bhattacharya, J. Nanda, y M. L. Kothari, «Optimization and performance analysis of conventional power system stabilizers», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 19, n.º 7, pp. 449-458, oct. 1997.

[11] J. Guo, M. L. Crow, y J. Sarangapani, «An Improved UPFC Control for Oscillation Damping», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, n.º 1, pp. 288-296, feb. 2009.



Soria C. Mauricio S. nació en Ambato, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2016. Actualmente, se encuentra cursando sus estudios de Maestría en la Escuela Politécnica Nacional con mención en Redes Eléctricas Inteligentes. Sus campos de investigación están relacionados con el desarrollo de

Medición Inteligente y el desarrollo de Algoritmos en Microprocesadores para Smart Grids.



Tovar A. Antonio F. nació en La Maná, Ecuador en 1987. Recibió su título de Ingeniero en Electrónica y Control de la Escuela Politécnica Nacional en abril del 2014. Actualmente se encuentra cursando sus estudios de posgrado en la Maestría en Electricidad mención Redes Eléctricas Inteligentes de la Escuela Politécnica

Nacional. Sus áreas de interés son: Automatización de Subestaciones, Interoperabilidad de Redes Industriales, Sistemas SCADA, Sistemas OMS, ADMS.