

Monitoreo de las oscilaciones de baja frecuencia del Sistema Nacional Interconectado a partir de los registros en tiempo real

J. C. Cepeda

A. B. De La Torre

Centro Nacional de Control de Energía, CENACE

Resumen— La determinación de los modos oscilatorios, en tiempo real, brinda al operador una alerta temprana en caso de presentarse riesgo de inestabilidad oscilatoria en el sistema de potencia. Con el desarrollo de la tecnología de medición sincrofasorial, nuevos algoritmos de identificación modal han sido perfeccionados con el objetivo de aplicarlos en tiempo real. Actualmente, CENACE dispone de un sistema de monitoreo de área extendida (WAMS), administrado por la aplicación WAProtector, la cual dispone de un algoritmo propietario de identificación modal. Esta aplicación brinda al operador la posibilidad de monitorear oscilaciones del Sistema Nacional Interconectado (SNI) en tiempo real y adicionalmente entrega información valiosa que permite caracterizar al SNI a través de adecuados análisis post-operativos. Este artículo presenta un marco conceptual del problema de estabilidad oscilatoria, así como una descripción del objetivo de la identificación modal. Adicionalmente, se describe una propuesta metodológica que, a través de análisis estadístico de los modos oscilatorios, permite procesar la información obtenida de WAProtector con el objetivo de caracterizar los modos críticos existentes en el SNI. Asimismo, se resalta la versatilidad de las herramientas gráficas de WAProtector para analizar eventos oscilatorios que se presentan en tiempo real.

Palabras clave— Estabilidad oscilatoria, PMU, WAMS, identificación modal.

Abstract— The real-time identification of oscillatory modes gives the operator early warning in the event of an oscillation instability risk in the power system occurs. With the development of synchrophasor measurement technology, new modal identification algorithms have been perfected for real-time application. CENACE currently has a wide area monitoring system (WAMS) that is managed by the WAProtector application, which uses a modal identification proprietary algorithm. This application gives the operator the possibility of monitoring oscillations in the National Interconnected System (SNI) in real time and also provides valuable information to characterize the SNI through adequate post-operative analysis.

This paper presents a conceptual framework of the oscillation instability problem, as well as a description of the modal identification objective. In addition, a methodological proposal that allows WAProtector information to be processed in order to characterize the critical modes that exist in the SNI is described. This approach is based on a statistical analysis of oscillation modes. In the same manner, the versatility of WAProtector graphic tools to analyse oscillation events that occur in real time, is highlighted throughout the article.

Index Terms— Oscillatory Stability, PMU, WAMS, Modal Identification.

1. INTRODUCCIÓN

La operación moderna de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se encuentra atravesando varios retos asociados a las crecientes complejidades e incertidumbres en la planificación y gestión operativa. Bajos estas condiciones, el SEP es más susceptible a atravesar condiciones de estrés en las cuales, la ocurrencia de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia, con poco amortiguamiento, podrían conducir a una situación de vulnerabilidad que eventualmente provoque un colapso del sistema [1]. En este contexto, varias estrategias operativas han sido consideradas con el objetivo de mejorar la seguridad oscilatoria del sistema, tales como el re-despacho de generación [2], o el manejo de congestión mediante la transferencia de flujos entre vínculos (a través, de por ejemplo, dispositivos FACTS) [3], [4]. Otras soluciones consideran el cálculo de flujo óptimo de potencia con restricciones de seguridad oscilatoria [5], o el adecuado ajuste de estabilizadores del sistema de potencia (PSS) [4], [6]. Sin embargo, todas estas soluciones se basan en estudios fuera de línea, los cuales podrían ignorar ciertas condiciones críticas que eventualmente lleven al sistema a eventos en cascada y subsecuentes colapsos. Por lo tanto, se presenta la necesidad de poseer una herramienta de evaluación, en tiempo real, de los modos oscilatorios críticos, de manera que el operador tenga información suficiente para decidir acciones sobre el SEP cuando se presenten oscilaciones que puedan ser perjudiciales para la estabilidad del sistema [7].

En la actualidad, modernas tecnologías tales como los medidores sincrofásicos (*PMU – Phasor Measurement Unit*) y los sistemas de monitoreo de área extendida (*WAMS – Wide Area Measurement System*) ofrecen una novedosa estructura que facilita el diseño de mecanismos capaces de evaluar la estabilidad oscilatoria del sistema en tiempo real [7]. En tiempo real, oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia pueden ser identificadas a través del procesamiento de señales eléctricas, obteniendo sus modos de oscilación y su amortiguamiento, con métodos de identificación modal [7]. Actualmente, la Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), como organismo operador del Sistema Nacional Interconectado (SNI), dispone de un sistema WAMS, y de una aplicación de identificación modal en tiempo real (a través del software WAProtector de ELPROS).

La aplicación WAProtector posee un algoritmo propietario que entrega resultados de la composición modal de señales de potencia activa. Estos datos requieren de un adecuado procesamiento con el objetivo de obtener información valiosa del comportamiento oscilatorio del sistema que permita caracterizarlo adecuadamente.

La caracterización oscilatoria del SNI servirá como base de referencia para la estructuración de acciones de control preventivo (despacho programado de generación o calibración de PSSs), así como acciones de control correctivo (re-despacho de unidades de respuesta rápida o modificaciones topológicas), que permitirán mejorar la seguridad operativa del SEP.

Este trabajo presenta una propuesta metodológica que permite caracterizar el comportamiento oscilatorio del SNI, basada principalmente en el análisis estadístico de los modos oscilatorios pobremente amortiguados.

2. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

2.1. Estabilidad Oscilatoria

Al producirse variaciones de carga o generación en sistemas de potencia, los generadores tratan de encontrar nuevos estados de operación estable, produciéndose oscilaciones de potencia y frecuencia ocasionadas por los intercambios de energía eléctrica entre dichas unidades. Las oscilaciones son caracterizadas mediante los denominados modos de oscilación que pueden clasificarse, en forma general, en los siguientes [8]:

Los modos locales se asocian con oscilaciones entre rotores de un grupo de generadores cercanos unos a otros. Estas oscilaciones presentan frecuencias en el rango de 0,7 a 2,0 Hz. Los modos inter-área, por el contrario, son causados por interacciones entre

grandes grupos de generadores oscilando entre ellos. Estos modos presentan rangos de frecuencia entre 0,1 a 0,7 Hz. Existen dos tipos de modos oscilatorios adicionales, causados por controladores de diferentes tipos de componentes (llamados modos de control), o por oscilaciones que ocurren en los sistemas rotacionales de los sistemas turbina-generador de las unidades generadoras (denominados modos torsionales). Este tipo de oscilaciones presentan un rango de frecuencias asociadas bastante amplio.

Dentro de los modos de control existen unos de muy baja frecuencia (0,01 Hz – 0,1 Hz) que aparecen en sistemas con alta penetración hidráulica y que están asociados a la inadecuada sintonización de los controladores de velocidad de las unidades de generación hidráulicas. Este tipo de modo de control se ha detectado en el sistema ecuatoriano.

El análisis modal [8] es la herramienta más utilizada para analizar las oscilaciones en un SEP. Consiste en la determinación de los modos de oscilación y el análisis de sus correspondientes frecuencias modales complejas (es decir, de los valores propios de cada modo: $\sigma_i \pm j\omega_i$). La estabilidad oscilatoria se cumple cuando todos los modos presentan un amortiguamiento positivo. La frecuencia y el amortiguamiento de la oscilación pueden determinarse a partir del valor propio de la siguiente manera:

$$f_i = \frac{\omega_i}{2\pi} \quad (1)$$

$$\zeta_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}} \quad (2)$$

Donde f_i y ζ_i son la frecuencia de oscilación y la razón de amortiguamiento del i -ésimo modo, respectivamente.

El análisis modal se basa en la modelación matemática completa del SEP, lo que involucra altos tiempos de cómputo para grandes sistemas. Esto constituye una limitación para aplicarlo en tiempo real [7]. Con el objetivo de superar esta limitante, se han estructurado diferentes propuestas para evaluar las oscilaciones en tiempo real. Un enfoque utiliza modelos y herramientas computacionales inteligentes (como redes neuronales artificiales) para estimar el riesgo oscilatorio del SEP [6], mientras que una alternativa, con mayor robustez por sus facilidades de aplicación propone el uso de mediciones sincrofásicas y su consiguiente procesamiento a través de algoritmos de identificación modal [7].

2.2. Sistema de medición sincrofásorial

Las unidades de medición sincrofásorial (PMUs) son dispositivos que permiten estimar sincrofasores (fasores

que tienen como referencia angular a una onda coseno de frecuencia nominal, sincronizada con el tiempo UTC -Universal Time Coordinated) de las ondas sinusoidales de corriente y voltaje AC, en diferentes nodos de un SEP [9]. Para calcular un sincrofasor la PMU utiliza un algoritmo de estimación fasorial. Estos algoritmos utilizan un número N de muestras en el tiempo para efectuar la estimación del fasor. El algoritmo más comúnmente utilizado es la transformada discreta de Fourier [9]. La alta precisión, velocidad de respuesta y sincronización de tiempo hacen de las PMUs equipos apropiados para el monitoreo global en estado estable y dinámico, así como para aplicaciones en protección y control, como parte básica de un sistema de monitoreo de área extendida [10].

2.3. Algoritmos de identificación modal

Las oscilaciones pueden ser identificadas en señales eléctricas (medidas mediante PMUs adecuadamente distribuidas en el SEP), después de haberse producido una perturbación. Estas señales eléctricas se pueden descomponer en sus modos de oscilación utilizando técnicas de identificación modal, lo que es quizás la opción más apropiada para estimar rápidamente los parámetros asociados a los modos críticos del sistema, permitiendo tener una imagen clara del amortiguamiento real del sistema. En este sentido, se ha llevado a cabo un importante desarrollo de diferentes tipos de estimadores modales, que se pueden agrupar en métodos *Ringdown* (lineales), los llamados medidores de modo, y los métodos de análisis no lineal o no estacionario [1].

Los métodos *Ringdown* (como por ejemplo, el análisis Prony [7]) se basan en la suposición de que la señal bajo análisis puede ser representada por una suma de sinusoides amortiguadas. Ese tipo de señal puede ser registrada después de una gran perturbación (por ejemplo, añadir o eliminar grandes cargas, disparo de generadores, o cortocircuitos graves). Por el contrario, los medidores de modo están diseñados principalmente para datos “ambientales”, que resultan de pequeñas variaciones aleatorias del sistema alrededor de estados de equilibrio. Los medidores de modo se subdividen en métodos paramétricos y no paramétricos, procesamiento de bloques, y recursivos. Por otra parte, los métodos de análisis no lineal o no estacionarios, tales como, por ejemplo, la transformada Hilbert-Huang o transformada wavelet continua (CWT) [1], [7], [11], o incluso otros algoritmos desarrollados para este propósito, como el algoritmo propietario de WAProtector, pueden ser empleados para el seguimiento continuo de los atributos variables en el tiempo de los parámetros modales. Esta característica, los vuelve más robustos para su aplicación en tiempo real.

La aplicación de estas herramientas es de especial relevancia en la operación del sistema eléctrico, con el fin de permitir a los operadores del sistema estar al tanto de los potenciales problemas de estabilidad oscilatoria. Esto puesto que la razón de amortiguamiento asociada a los modos dominantes del sistema puede variar significativamente dependiendo de diferentes factores, tales como la robustez de la red, el punto de operación de los generadores, condiciones de carga y las transferencias de energía asociadas a la congestión de la red [6]. Por lo tanto, la evaluación continua del amortiguamiento del sistema debe ser realizada con el fin de alertar aquellas condiciones de operación que podrían conllevar riesgos de estabilidad oscilatoria.

3. EVALUACIÓN DE OSCILACIONES CON WAPROTECTOR

WAProtector permite monitorear, en tiempo real, la composición modal de las señales de potencia activa registradas por cada una de las PMUs, a través de la aplicación de un algoritmo propietario de estimación modal. Esto con el objetivo de brindar al operador señales de alerta temprana que le permitan visualizar la ocurrencia de condiciones vulnerables para el sistema por inestabilidad oscilatoria.

La Fig. 1 presenta los resultados de la aplicación de estabilidad oscilatoria de WAProtector para la señal de potencia activa registrada en la PMU instalada en la S/E Quevedo luego del disparo de la L/T Quevedo - San Gregorio de 230 kV ocurrido el 19 de abril de 2013 a las 18:56. Luego de este evento se registraron oscilaciones de potencia de gran amplitud entre las 18:56:54 y las 19:15:38, período en el cual estuvo desconectada la L/T.

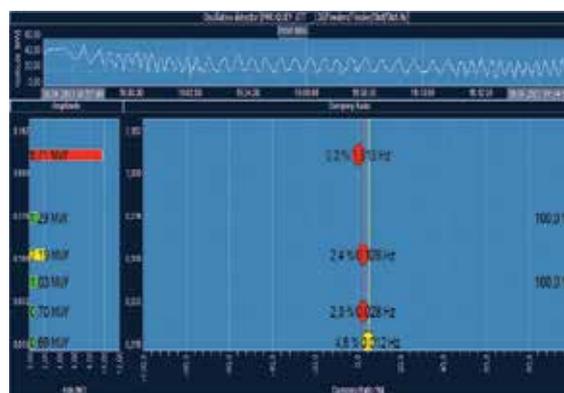


Figura 1: Evento Oscilatorio registrado por WAProtector

Utilizando la aplicación de identificación modal se determinan los modos oscilatorios inmersos en la señal de potencia activa durante el periodo del evento, observándose la aparición de un modo local con una frecuencia de 1,918 Hz, un

amortiguamiento de 0.3% y una gran amplitud, del orden de 9,71 MW, el cual se resalta con rojo en la Fig. 1. Por tanto, este evento causó un fenómeno oscilatorio sostenido que fue alertado a los operadores a través del sistema WAMS.

Adicionalmente, WAProtector permite realizar el cálculo promedio horario de los modos oscilatorios dominantes en amplitud, de acuerdo a su rango de frecuencia. El presente artículo presenta un análisis estadístico de la información obtenida a partir de estos datos, con el objetivo de caracterizar el comportamiento oscilatorio del SNI, el cual se presenta en las siguientes subsecciones.

3.1. Lineamientos básicos para el análisis de estabilidad oscilatoria

WAProtector permite recuperar información de la frecuencia, el amortiguamiento y la amplitud de los modos oscilatorios en cada una de las PMUs. Esta información se procesa mediante herramientas que recopilan y organizan los datos por cada PMU y en cada hora.

Con el objetivo de realizar un análisis sistémico de los modos oscilatorios en cada hora, éste debe contemplar a todas las áreas coherentes del sistema (puesto que en cada área coherente pueden presentarse modos particulares). Por tanto, es necesario analizar la información oscilatoria en todas las PMUs que se disponen en el sistema, en primera instancia; o en su defecto, determinar aquellas PMUs que brindan información redundante (es decir que están ubicadas en la misma área coherente) y analizar únicamente las que permiten observar modos diferentes. Esta información permitirá evaluar adecuadamente el comportamiento oscilatorio global del sistema.

Del total de la información, se analizan únicamente los modos que presenten un amortiguamiento inferior al límite que establezca el estudio correspondiente. Sobre la base de este criterio, se ha usado como referencia aquellos modos que presentan valores inferiores al 5% (límite de alerta) y al 3% (límite de alarma). Así, se identifican y se resumen los modos cuyo amortiguamiento es inferior 3% o 5%, la hora en la que ocurrieron estas oscilaciones y la PMU que permitió su observación.

De estos modos, se resaltan como referencia, aquellos cuyas amplitudes son de más de 1 MW (los valores de amplitud correspondientes para cada modo de oscilación se determinan posteriormente a

través de un análisis estadístico, como se presenta más adelante). Es posible ahora identificar, según el rango de frecuencias, los modos poco amortiguados que mayormente se presentan, dónde son observables y en qué periodos de demanda se presentan como dominantes.

Este análisis permite identificar aquellos modos que evidencian amortiguamientos bajos e incluso negativos, y que podría eventualmente conllevar a problemas de estabilidad del sistema, además de determinar la influencia en la excitación de estos modos de ciertas centrales hidráulicas, térmicas y estados operativos.

Una vez determinados los modos oscilatorios más críticos, se procede a realizar un análisis más detallado de éstos, en las horas en las que las oscilaciones hayan sido determinadas. Por tanto, se requiere una búsqueda más exhaustiva, usando las aplicaciones gráficas de WAProtector, que permita encontrar un evento que dispare una oscilación, incluso cuando esta oscilación no sea de magnitud considerable. Resulta apropiado, además, determinar las centrales cuya desconexión dispara cierto tipo de oscilaciones en el sistema.

3.2. Análisis de estabilidad oscilatoria para la semana del 12 al 18 de agosto 2013

Con propósitos ilustrativos, se presenta el análisis estadístico de la información correspondiente al período del 12 al 18 de agosto de 2013. Del total de información, se analizan únicamente los modos que presentan un amortiguamiento horario promedio inferior al 5%, el cual se considera como el límite permitido de amortiguamiento para las oscilaciones que se presentan en el sistema nacional interconectado.

Dentro de estos modos poco amortiguados se han determinado modos de control (0.01 – 0.1 Hz y mayores a 4 Hz), modos inter-área (0.1 – 0.7 Hz) y modos locales (0.7 Hz – 2.0 Hz).

3.2.1 Modos de control de muy baja frecuencia

Se ha determinado, en el período de análisis, la existencia de modos de control poco amortiguados, ubicados en el rango de frecuencias entre 0.011 Hz y 0.099 Hz. Cabe destacar la presencia de diez modos que presentaron amortiguamientos negativos (resaltados con contorno rojo en la Fig. 2), indicando posibles riesgos de estabilidad oscilatoria en el sistema.

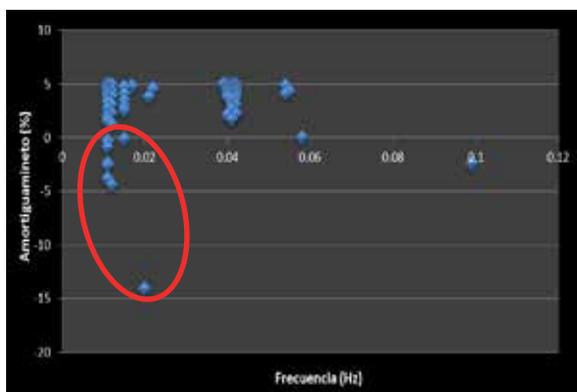


Figura 2: Modos de control con amortiguamiento inferior al 5%

Adicionalmente, se realiza un análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos de control poco amortiguados durante el período de análisis. Los resultados arrojan que en el 48.54 % de los casos la amplitud es mayor a 2.84 MW y que la mayor amplitud fue de 6.84 MW.

La Fig. 3 presenta el histograma de las amplitudes correspondientes a los modos de control en el período de análisis.

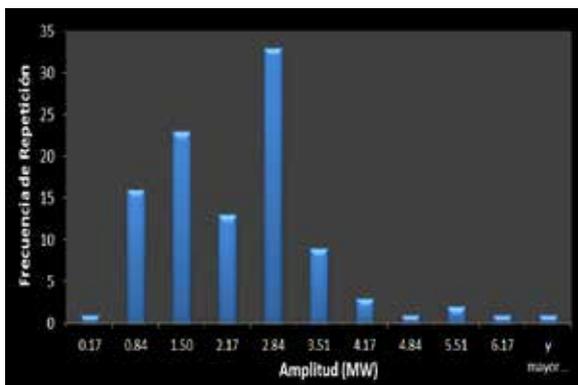


Figura 3: Histograma de amplitudes de los modos de control poco amortiguados.

La Tabla 1 presenta un resumen de los modos cuyo amortiguamiento fue inferior al valor crítico de 3%, la fecha y hora en la que ocurrieron estas oscilaciones, así como la PMU que permitió su observación. Es factible apreciar que estos modos de control se presentan especialmente en horas de demanda media, pero están presentes también en demanda máxima y mínima.

Tabla 1: Modos de control con amortiguamiento inferior al 3%

PMU	HORA	FECHA	MODO OSCILATORIO		
			Frec. (Hz)	Amp. (MW)	Amor. (%)
SROS_TOTO2_230	10:00	15/08/2013	0.011	1.32	1.89
MOLI_AT1_138	12:00	15/08/2013	0.041	4.52	1.75
MOLI_TOTO_230	10:00	13/08/2013	0.041	2.72	1.71
MOLI_TOTO_230	18:00	15/08/2013	0.011	1.76	1.6
ZHOR_MILA2_230	3:00	14/08/2013	0.012	0.54	1.22
SROS_SDOM1_230	19:00	18/08/2013	0.015	2.46	-0.1
MOLI_AT1_138	18:00	15/08/2013	0.011	2.21	-0.26
MOLI_PASCI_230	23:00	14/08/2013	0.011	0.72	-0.38
MOLI_AT1_138	10:00	14/08/2013	0.011	2.24	-0.89
PASC_MOL12_230	18:00	16/08/2013	0.011	0.49	-2.36
MOLI_TOTO_230	3:00	12/08/2013	0.099	0.51	-2.45
MOLI_PASCI_230	18:00	16/08/2013	0.011	0.52	-2.58
PASC_MOL11_230	18:00	16/08/2013	0.011	0.39	-3.81
QUEV_ATT_138	19:00	12/08/2013	0.012	0.17	-4.43
SROS_POMA1_230	10:00	16/08/2013	0.02	1.48	-14.06

3.2.2 Modos de control de alta frecuencia

En la Fig. 4 se observan modos oscilatorios en el rango de frecuencia 5.79 Hz – 5.87 Hz, particularmente en la zona de Quevedo, se estima que estos modos están asociados con modos de control producidos por la generación de la zona, lo cual se encuentra bajo análisis.

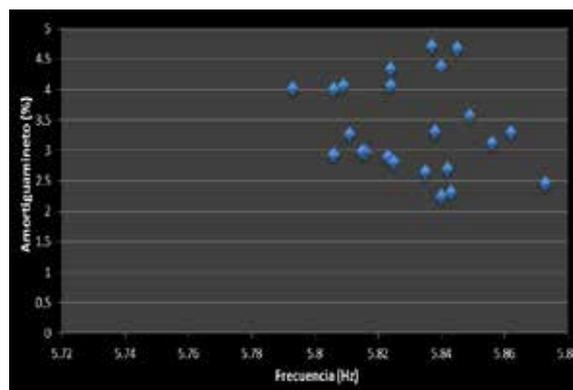


Figura 4: Modos de control de alta frecuencia con amortiguamiento inferior al 5%

La Fig. 5 presenta el histograma obtenido del análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos de control de alta frecuencia poco amortiguados durante el período de análisis. De los

resultados se observa que en el 87.5 % de los casos, la amplitud es mayor a 0.25 MW y que la mayor amplitud fue de 0.35 MW.

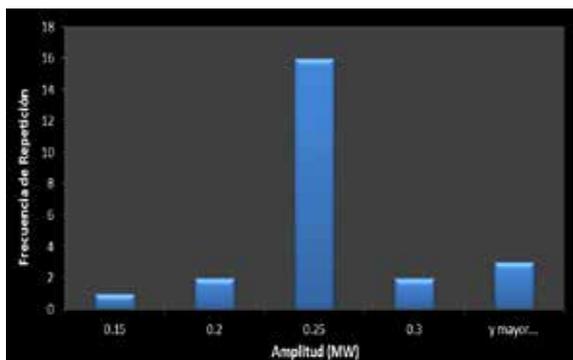


Figura 5: Histograma de amplitudes de los modos de control de “alta frecuencia” poco amortiguados

La Tabla 2, presenta un resumen de los modos cuyo amortiguamiento fue inferior al valor de 3%. Es factible apreciar que estos modo de control de alta frecuencia, se presentan especialmente en horas de demanda media, y son observables solamente en la zona de Quevedo.

Tabla 2: Modos de control de “alta frecuencia” con amortiguamiento inferior al 3 %

PMU	HORA	FECHA	MODO OSCILATORIO		
			Frec. (Hz)	Amp. (MW)	Amor. (%)
QUEV_ATT_138	11:00	14/08/2013	5.815	0.23	2.98
QUEV_ATT_138	12:00	14/08/2013	5.816	0.23	2.97
QUEV_ATT_138	9:00	14/08/2013	5.806	0.21	2.94
QUEV_ATT_138	13:00	13/08/2013	5.806	0.2	2.92
QUEV_ATT_138	15:00	14/08/2013	5.823	0.25	2.89
QUEV_ATT_138	15:00	13/08/2013	5.825	0.22	2.81
QUEV_PASCI_230	12:00	13/08/2013	5.842	0.35	2.69
QUEV_ATT_138	14:00	14/08/2013	5.835	0.25	2.64
QUEV_ATT_138	9:00	13/08/2013	5.873	0.24	2.45
QUEV_ATT_138	13:00	14/08/2013	5.843	0.24	2.31
QUEV_ATT_138	10:00	13/08/2013	5.84	0.25	2.24

3.2.3 Modos inter-área

Se determina la existencia de modos inter-área poco amortiguados en el rango de frecuencia de 0.42 Hz – 0.62 Hz, como se observa en la Fig. 6.

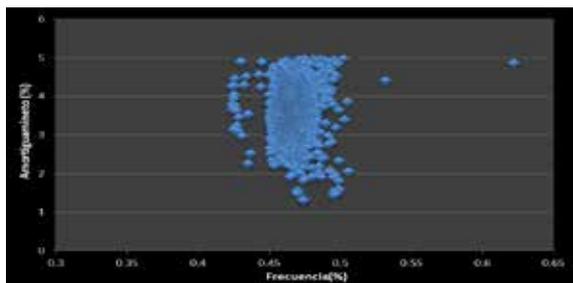


Figura 6: Modos inter-área con amortiguamiento inferior al 5%

La Fig. 7 presenta el histograma obtenido del análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos inter-área poco amortiguados durante el período de análisis. De los resultados se observa que en el 75.05 % de los casos, la amplitud es mayor a 1.34 MW y que la mayor amplitud fue de 5.56 MW.

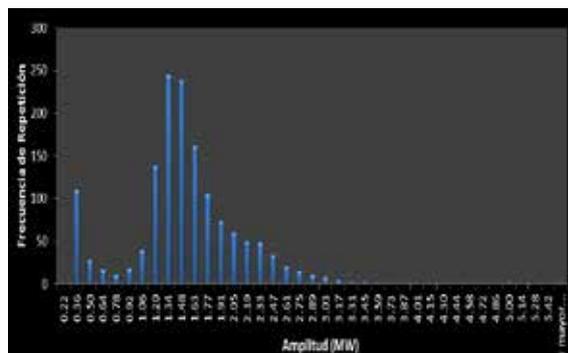


Figura 7: Histograma de amplitudes de los modos inter-área poco amortiguados

La Tabla 3 presenta un resumen de los modos inter-área con valores de amortiguamiento inferiores al 2.1% (menores al 3% existen 264 modos). En esta tabla, se aprecia que el “modo inter-área” se presenta el día 18 de agosto del 2013, en horas de demanda baja y media, y son observables en la zona norte (Pomasqui, Santa Rosa y Totoras), por la presencia de oscilaciones entre el sistema ecuatoriano y el sistema colombiano, además es observable también en Milagro, lo que sugiere una posible partición interna del SNI en dos áreas eléctricas.

Tabla 3: Modos inter-área con amortiguamiento inferior al 2.1%

PMU	HORA	FECHA	MODO OSCILATORIO		
			Frec. (Hz)	Amp. (MW)	Amor. (%)
TOTO_SROS1_230	6:00	18/08/2013	0.496	2.3	1.98
SROS_POMA1_230	8:00	18/08/2013	0.485	4.8	1.98
POMA_JAMO2_230	8:00	18/08/2013	0.485	4.97	1.95
SROS_TOTO2_230	6:00	18/08/2013	0.496	2.19	1.94
MILA_SIDE1_138	5:00	18/08/2013	0.487	0.37	1.91
SROS_TOTO1_230	6:00	18/08/2013	0.496	2.2	1.89
MILA_SIDE1_138	16:00	18/08/2013	0.475	0.38	1.87
SROS_TOTO1_230	9:00	18/08/2013	0.499	2.19	1.59
TOTO_SROS1_230	9:00	18/08/2013	0.499	2.28	1.57
POMA_JAMO3_230	7:00	18/08/2013	0.47	5.51	1.51
POMA_JAMO2_230	7:00	18/08/2013	0.47	5.56	1.48
POMA_JAMO3_230	9:00	18/08/2013	0.496	2.53	1.44
TOTO_SROS1_230	7:00	18/08/2013	0.474	2.61	1.33
SROS_TOTO2_230	7:00	18/08/2013	0.474	2.49	1.31
SROS_TOTO1_230	7:00	18/08/2013	0.474	2.51	1.3

3.2.4 Modos locales

En el período de estudio, se determina la presencia de 21 modos locales poco amortiguados, con una frecuencia de 0.93 a 1.85 Hz, como muestra la Fig. 8.

La Fig. 9 presenta el histograma obtenido del análisis estadístico de las amplitudes que alcanzaron los modos locales poco amortiguados durante el período de análisis. De los resultados se observa que en el 95.23 % de los casos, la amplitud es mayor a 4.08 MW y que la mayor amplitud fue de 15.85 MW.

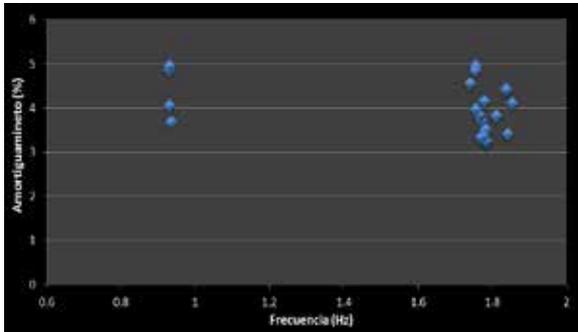


Figura 8 Modos locales detectados

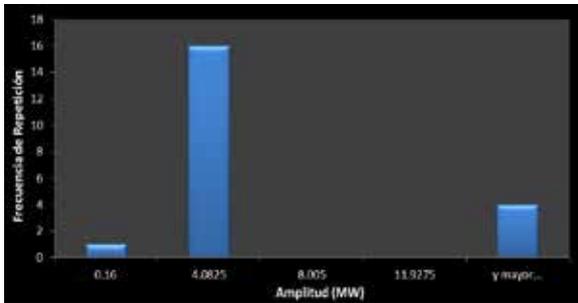


Figura 9: Histograma de amplitudes de los modos locales poco amortiguados

La Tabla 4 presenta un resumen de los modos locales con valores de amortiguamiento inferiores al 5% (no existieron modos con amortiguamiento menor al 3%). En esta tabla, se aprecia que el “modo local” se presenta el día 17 de agosto del 2013, en horas de demanda media, pero están presentes también en demanda baja con amplitudes altas.

Tabla 4: Modos locales con amortiguamiento inferior al 5%

PMU	HORA	FECHA	MODO OSCILATORIO		
			Frec. (Hz)	Amp. (MW)	Amor. (%)
MILA_SIDE1_138	13:00	17/08/2013	1.776	0.17	3.38
MILA_SIDE1_138	15:00	17/08/2013	1.771	0.19	3.72
MILA_SIDE1_138	12:00	17/08/2013	1.77	0.16	3.33
MOLI_AT1_138	13:00	17/08/2013	1.766	0.93	3.81
ZHOR_MILA2_230	15:00	17/08/2013	1.765	0.73	3.83
ZHOR_MILA2_230	12:00	17/08/2013	1.756	0.6	4.95
MOLI_AT1_138	15:00	17/08/2013	1.756	1.03	3.97
ZHOR_MILA2_230	14:00	17/08/2013	1.754	0.72	4.84
MOLI_AT1_138	14:00	17/08/2013	1.741	1.05	4.54
MOLI_TOTO_230	7:00	17/08/2013	0.935	15.85	3.68
SROS_TOTO2_230	6:00	17/08/2013	0.931	14.72	4.85
TOTO_SROS1_230	7:00	17/08/2013	0.931	15.76	4.05
SROS_TOTO1_230	6:00	17/08/2013	0.93	14.78	4.95

3.2.5 Análisis de resultados

En el período de análisis, se ha determinado que en el SNI existen cuatro tipos de modos oscilatorios poco amortiguados: de control de muy baja frecuencia, de control de alta frecuencia, inter-área y locales. Los modos oscilatorios son dominantes en determinados períodos del día, de la siguiente forma:

Modo de control de muy baja frecuencia: períodos de demanda media.

Modos de control de alta frecuencia: períodos de demanda media.

Modos inter-área: períodos de demanda baja y media.

Modos Locales: períodos de demanda media.

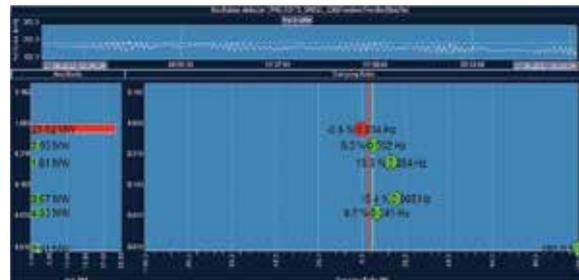


Figura 10: Modos Locales PMU Totoras-Santa Rosa, para el 17-08-2013

Debido a que las PMUs no se encuentran instaladas en las subestaciones de generación, no es posible observar totalmente el comportamiento dinámico de las unidades ubicadas en la zona de influencia de los modos de oscilación. Adicionalmente, ya que el evento presentado en la Fig. 10 se caracterizó por oscilaciones sostenidas por alrededor de 20 min, se ha considerado usar los datos del histórico del EMS con el objetivo de determinar las fuentes de oscilación, puesto que las oscilaciones se debieron registrar al menos a manera de variaciones bruscas en las potencias de generación inyectadas.

La Fig. 11 presenta los datos obtenidos del SCADA correspondientes a las potencias de generación, en por unidad, de las Centrales Agoyán, San Francisco y Paute. Es posible apreciar que las Centrales Agoyán y Paute oscilan entre ellas. La central San Francisco, no participó del evento oscilatorio. En este sentido, el evento oscilatorio local registrado se debió a un modo de la Central Agoyán, excitado luego de la apertura del ATT de Totoras debido al incremento de la impedancia entre Agoyán y el SNI.

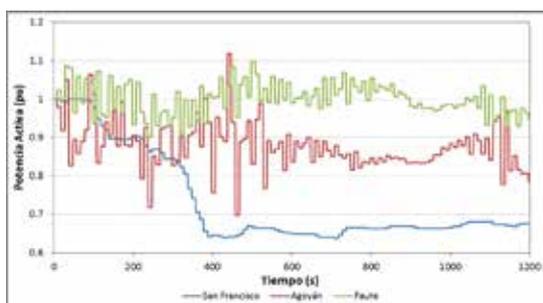


Figura 11: Oscilaciones de potencia de las Centrales Agoyan, San Francisco y Paute para el 17-08-2013 de 5:55 a 6:15

El día 18 de agosto no se programa importación de energía desde el sistema colombiano, pero se exportó 1792 MWh hacia el sistema colombiano por el enlace de 230 kV y Paute operó con 9 máquinas disponibles. Este día se observa que durante el período que se exporta a Colombia, la excitación del modo inter-área presenta oscilaciones sostenidas con amortiguamientos menores al 3% y amplitudes de hasta 5.56 MW. Adicionalmente, el estado operativo del SNI fue 76 % de generación hidráulica, 24 % generación térmica. La Fig. 12 presenta el evento oscilatorio inter-área descrito



Figura 12: Modos Inter-área PMU: Pomasqui-Jamondino 2, para el 18-08-2013

3.3. Parametrización de los límites para las amplitudes de los modos oscilatorios

La información estadística de modos oscilatorios se utiliza, adicionalmente, para determinar los límites de amplitudes que serán utilizados como referencia de alerta temprana (early-warning) para la supervisión en tiempo real. Esta información será usada como entradas de la aplicación de monitoreo en tiempo real como límites de alerta y alarma.

Con la información estadística descrita en el apartado 3.2, se determinan los límites de amplitudes en base a los valores medios (μ), la desviación estándar (σ) y el criterio de que al menos el 50% de los valores analizados deberían quedar incluidos dentro del intervalo de la desviación estándar en torno de la media ($\mu \pm \sigma$), mientras que el 75% de los valores analizados deberían quedar incluidos dentro del intervalo abarcado por el doble de la desviación estándar ($\mu \pm 2\sigma$). Este criterio se conoce como la desigualdad de Chebyshev [12].

Así, se han determinado los siguientes valores como límites de alerta y alarma para la magnitud de las oscilaciones registradas en el SNI, para los modos de control de baja frecuencia, inter-área y locales, los cuales se presentan en la Tabla 5. Para el caso de los modos de control de alta frecuencia, su origen se encuentra actualmente en análisis, por lo que no se ha definido aún los correspondientes límites de seguridad.

Tabla 5: Límites de amplitud de oscilaciones para el SNI

	CONTROL	INTER-AREA	LOCALES
Alerta (MW)	2.5	1.8	0.4
Alarma (MW)	3.5	2.4	0.6

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con la implementación del sistema WAMS y los análisis post-operativos realizados, ha sido posible identificar el comportamiento dinámico del sistema, determinar zonas coherentes de influencia oscilatoria, máquinas que participan en las oscilaciones, estados operativos que influyen los modos de oscilación y ciertos comportamientos dinámicos que antes no eran visibles con el tradicional sistema SCADA/EMS. Esto marca el inicio del proceso de caracterización del sistema de potencia, lo que permitirá definir los límites reales de alertas y alarmas para los diferentes módulos de detección. Estos análisis conducirán a la determinación de recomendaciones operativas sobre cómo actuar al presentarse ciertos eventos en el SNI, con el objetivo

de mejorar considerablemente los criterios y forma de operar y mejorar así la seguridad en su operación.

Con la disponibilidad actual de PMUs impide observar totalmente el comportamiento de las unidades de generación ubicadas en ciertas zonas de influencia de los modos de oscilación, por lo que se recomienda incluir nuevas PMUs, definiendo su ubicación, sobre la base de los criterios técnicos y los análisis realizados.

Los análisis han permitido observar en la zona de Quevedo, la presencia de modos poco amortiguados de control de alta frecuencia. Para determinar su origen, se está realizando un análisis multi-variante, en base al despacho real diario de las máquinas, de tal manera de determinar patrones que permitan identificar la participación de estas en la excitación de los diferentes modos oscilatorios, con el fin de determinar su origen y sugerir acciones de control adecuadas, como pueden ser la revisión de los reguladores de voltaje de las unidades de las centrales y la activación de PSSs en centrales de generación de la zona. Los resultados se presentarán en trabajos futuros.

Se ha observado que ciertos estados operativos y topológicos, excitan determinados modos oscilatorios, como por ejemplo la exportación a Colombia, los porcentajes de generación hidroeléctrica y térmica, la operación de ciertas máquinas, la apertura de ciertos elementos del SNI, entre otros. Análisis más especializados (como el multi-variante) permitirán identificar estados operativos potencialmente peligrosos y sugerir recomendaciones para la planificación y operación del SNI. Futura investigación es necesaria para llegar a término este objetivo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEEE PES Power System Dynamic Performance Committee (2012). "Identification of Electromechanical Modes in Power Systems".
- [2] Hoballah, A. & Erlich, I. (2012). "Online market-based rescheduling strategy to enhance power system stability", IET Generation, Transmission & Distribution, pp. 30–38.
- [3] Li, Y. & Venkatasubramanian, V. (2004). "Coordination of transmission path transfers", IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1607-1615.
- [4] Rueda J., Guamán W., Cepeda J., Erlich I. & Vargas A. (2013). "Hybrid Approach for Power System Operational Planning with Smart Grid and Small Signal Stability Enhancement Considerations", IEEE Transactions on Smart Grid, March 2013.
- [5] Condren, J. & Gedra, T. W. (2006). "Expected-security-cost optimal power flow with small-signal stability constraints", pp. 1736-1743.
- [6] Teeuwesen, S. P. (2005). "Oscillatory Stability Assessment of Power Systems using Computational Intelligence". Tesis de Doctorado, Universität Duisburg-Essen, Germany.
- [7] Juárez C. & Colomé D. (2009). "Tendencias en la Supervisión en Tiempo Real de la Estabilidad de Pequeña Señal de Sistemas de Potencia", XIII ERIAC, mayo de 2009, Puerto Iguazú, Argentina.
- [8] Kundur P. (1994). "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc.
- [9] Cimadevilla R. (2009). "Fundamentos de la Medición de Sincrofasores". XIII ERIAC, Puerto Iguazú, Argentina.
- [10] Martinez C. Parashar M., Dyer J., & Coroas J. (2005). "Phasor Data Requirements for Real Time Wide-Area Monitoring, Control and Protection Applications", White Paper – Final Draft, for: EIPP – Real Time Task Team.
- [11] Rueda J., Juárez C. & Erlich I. (2012). "Wavelet-based Analysis of Power System Low-Frequency Electromechanical Oscillations," IEEE Transactions on Power Systems, pp. 118 – 133.
- [12] Han J. & Kamber M. (2006). "Data Mining: Concepts and Techniques", second edition, Elsevier, Morgan Kaufmann Publishers.



Jaime Cristóbal Cepeda.- Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005 y el de Doctor en Ingeniería en la Universidad Nacional de San Juan en 2013. Entre 2005 y 2009 trabajó en Schlumberger y en el CONELEC. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad

Nacional de San Juan, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Actualmente, se desempeña como Jefe de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de interés incluyen la evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.



Aharon Bhawan De La Torre.- Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana en 2013, entre 2012 y 2013 trabajó en el Área de Sistemas de Tiempo Real en la Dirección de Sistemas de Información de la Corporación

CENACE, en la implementación del sistema WAMS del S.N.I. Actualmente se desempeña como administrador funcional del sistema WAMS y forma parte del Área de Análisis de la Operación en la Dirección de Operaciones de la Corporación CENACE, encargado del desarrollo y actualización de los procedimientos para la inclusión de la información del sistema WAMS en los procesos del área..