

# Predicción y Evaluación de la Estabilidad Transitoria en Tiempo Real Utilizando Mediciones Sincrofásiales

D. Echeverría†      D. Colomé‡

†Centro Nacional de Control de Energía – CENACE

‡Universidad Nacional de San Juan – U.N.S.J.

**Resumen**— En los actuales mercados eléctricos la incertidumbre para predecir las condiciones operativas del sistema ha creado la necesidad de buscar nuevas opciones rápidas y confiables para evaluar la seguridad dinámica del sistema. La introducción de los sistemas de medición fasorial sincronizada (PMU) ha permitido el desarrollo de una gran cantidad de investigaciones orientadas a la evaluación y control de problemas de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia. El objetivo de este trabajo es presentar una metodología de predicción del comportamiento de los ángulos de rotor de los generadores a partir de mediciones sincrofásiales y su integración con el método de la máquina equivalente para la predicción y evaluación de la estabilidad transitoria en tiempo real. Una vez ocurrida la falla en el sistema, la metodología es capaz de predecir condiciones de operación inestable, además identifica las máquinas críticas, el tiempo a la inestabilidad y determina un margen de estabilidad transitoria. Esta información es muy útil en el diseño de esquemas de control de emergencia. A través de casos de estudio sobre el sistema IEEE de 39 barras y 10 generadores se presentan las bondades y restricciones de la metodología de predicción y evaluación de estabilidad transitoria en tiempo real presentada.

**Palabras clave**— Estabilidad Transitoria, Mediciones PMU, Tiempo Real, Máquina Equivalente.

## 1. INTRODUCCIÓN

Tras la desregulación, los mercados de electricidad cargan la red de forma menos predecible y más aleatoria, en tanto que las decisiones de las empresas generadoras no siempre consideran las limitaciones de la red de transmisión. Además está el crecimiento de la generación distribuida o generación en base a recursos renovables, muchos de los cuales son difíciles de predecir su comportamiento y controlar. Por otro lado, los márgenes de estabilidad se están reduciendo porque se está empujando al sistema

a operar casi al límite, y la estimación de datos operativos se está volviendo una tarea más y más difícil a causa de las áreas geográficas cubiertas cada vez más grandes [1].

El análisis de estabilidad transitoria de un sistema de potencia se realiza principalmente a través de simulaciones fuera de línea. Para una condición de operación específica y una determinada perturbación o una secuencia de perturbaciones, la solución en el dominio del tiempo de las variables de estado del generador, tales como: ángulo de rotor, velocidad y tensión en terminales, son calculadas por métodos de integración paso a paso. Este método de simulación es computacionalmente exigente, por lo que no puede ser aplicado como una herramienta para el análisis de la estabilidad transitoria en tiempo real [2].

Las nuevas tecnologías de monitoreo de la red posibilitan una visión del comportamiento dinámico del sistema de potencia teniendo como principal elemento de medida las Unidades de Medición Sincrofásorial, PMU – Phasor Measurement Unit. Con velocidades de muestreo típicas de 10 a 30 ms las PMU calculan y permiten monitorear los valores de los fasores de tensión y corriente de forma sincronizada en un sistema eléctrico [3].

Este trabajo aborda el problema de evaluación de la estabilidad transitoria en tiempo real utilizando un algoritmo de predicción de ángulos de rotor y el método de la máquina equivalente E-SIME [4] en conjunto con mediciones sincrofásiales (PMU). Se presentan los conceptos básicos del método de predicción y evaluación de la estabilidad transitoria en base a la aplicación del criterio de igualdad de áreas aplicado a una máquina equivalente [4], el cual permite predecir, utilizando mediciones en tiempo real, si máquinas del sistema de potencia perderán o no sincronismo después de que ocurre una falla. Este método provee información de gran importancia en el diseño de medidas de control de emergencia de la estabilidad transitoria, como son el margen de inestabilidad, el tiempo a la inestabilidad e identifica las máquinas críticas.

Este trabajo se organiza de la siguiente manera. En la sección II se presenta una descripción del modelo de sistema de potencia. En la sección III se expone la teoría básica sobre el método de la máquina equivalente para la evaluación de la estabilidad transitoria. La sección IV presenta la metodología a ser usada para la predicción y evaluación de la estabilidad transitoria en tiempo real utilizando PMUs. La sección V muestra los resultados obtenidos en su aplicación a un sistema de potencia de prueba, donde se aprecia la capacidad, ventajas y limitaciones de la metodología presentada. Finalmente, en la sección VI se presentan las conclusiones del trabajo.

## 2. MODELO DEL SISTEMA DE POTENCIA MULTI-MAQUINA

El ángulo del rotor  $\delta_i$  con  $i=1,2,\dots,n$  para cada máquina del sistema de potencia está determinado por la ecuación de oscilación del generador [5]:

$$\frac{d\delta_i(t)}{dt} = \omega_i(t) - \omega_0 \quad (1)$$

$$\frac{d\omega_i(t)}{dt} = \frac{1}{M_i} [P_{mi}(t) - P_{ei}(t)] \quad (2)$$

Donde:  $M$  es el Momento de Inercia;  $P_m$  es la entrada de Potencia mecánica;  $P_e$  es la salida de Potencia eléctrica; y  $\omega$  es la velocidad del rotor del generador.

Las ecuaciones (1) y (2) son discretizadas usando la regla trapezoidal. Por lo tanto, las velocidades y ángulos de rotor de los generadores para cada instante de tiempo ( $tk$ ) están definidas por las siguientes ecuaciones [6]:

$$\Delta t = t_k - t_{k-1} \quad (3)$$

$$\Delta\omega_i(t_k) = \frac{P_{mi}(t_k) - P_{ei}(t_k)}{M_i} \cdot \Delta t \quad (4)$$

$$\omega_i(t_k) = \omega_i(t_{k-1}) + \Delta\omega_i(t_k) \quad (5)$$

$$\delta_i(t_k) = \delta_i(t_{k-1}) + \frac{1}{2} \cdot [\omega_i(t_{k-1}) + \omega_i(t_k)] \cdot \Delta t \quad (6)$$

Los valores de los ángulos para cada instante  $tk$  son calculados a partir de las mediciones de voltaje y corriente en magnitud y fase proporcionadas por los dispositivos PMU, ubicados en las barras de alto voltaje del sistema de potencia. Este cálculo es necesario dado que los dispositivos PMU no proporcionan información directamente utilizable para el análisis de estabilidad transitoria [7], ya que miden variables eléctricas (voltaje y corriente), mientras que las cantidades necesarias para la evaluación de la estabilidad transitoria son las variables mecánicas: ángulos de rotor y velocidades de las máquinas. En

este trabajo se utiliza la ecuación (7) propuesta en [8], para calcular directamente los ángulos de rotor.

$$\delta = \tan^{-1} \left( \frac{(X_q + X_e)I \cos \phi}{V_t + (X_q + X_e)I \sin \phi} \right) \quad (7)$$

Donde la corriente en los terminales  $I$ , el voltaje en terminales  $V_t$ , y el ángulo de voltaje  $\phi$ , son señales disponibles desde los dispositivos PMU.  $X_e$  constituye la reactancia entre los terminales de la máquina y el punto de la red donde el PMU está instalado, mientras que  $X_q$  es la reactancia de eje de cuadratura de la máquina.

Se ha utilizado un intervalo de muestreo de  $\Delta t=20ms$ , el cual es posible gracias a la tecnología actual de los dispositivos PMU para un sistema con frecuencia nominal de 50 Hz [9].

## 3. MÉTODO DE LA MÁQUINA EQUIVALENTE

A continuación se describe el método de la máquina equivalente, el cual es un esquema de cálculo investigado en la Universidad de Liege, Bélgica, denominado SIME (Single Machine Equivalent) [10], que combina la simulación en el dominio del tiempo con el Criterio de Igualdad de Áreas, logrando un algoritmo robusto y confiable que aprovecha la flexibilidad del modelado del comportamiento del sistema en el dominio del tiempo con la velocidad de cálculo y la riqueza de información que brindan los métodos directos.

### A. El Modelo equivalente OMIB

El método de la máquina equivalente tiene sus orígenes en el criterio de igualdad de áreas extendido, y está basado en las dos proposiciones siguientes [11]:

**Proposición 1:** Sin importar la complejidad del sistema de potencia, el mecanismo de pérdida de sincronismo será originado por la separación irrevocable de sus máquinas sincrónicas en dos grupos: uno compuesto por las “máquinas críticas” (CMs), las cuales son responsables de la pérdida de sincronismo, y el otro de las “máquinas no-críticas” (NMs). Por lo tanto, la estabilidad transitoria de un sistema de potencia puede deducirse de un sistema máquina barra infinita OMIB (One Machine Infinite Bus) que se construya de manera apropiada.

**Proposición 2:** Las propiedades de estabilidad del sistema OMIB pueden deducirse del Criterio de Igualdad de Áreas (EAC) construido para este OMIB.

Este método considera la variación de los parámetros de las máquinas en el tiempo, es decir, incluye la dinámica

del equivalente OMIB y es considerado un método “híbrido” de evaluación de la estabilidad transitoria debido a que combina simulaciones en el dominio del tiempo para conocer el comportamiento del sistema y el criterio de áreas iguales para evaluar la estabilidad del sistema. La ventaja principal de utilizar el método de la máquina equivalente es que permite calcular un margen de estabilidad, y además conocer las máquinas responsables de la pérdida de sincronismo.

El método de la máquina equivalente utiliza la configuración post-falla del sistema para conocer los dos grupos de máquinas mencionados en la proposición 1. Mediante un ordenamiento decreciente de las magnitudes de los ángulos de rotor de las máquinas del sistema, identifica aquéllas que tienen la mayor separación angular como las máquinas críticas (CMs) y el resto de las máquinas como no críticas (NMs). Estos dos grupos de máquinas se consideran como candidatos para formar el OMIB, y el procedimiento se repite hasta que el OMIB presenta condiciones de inestabilidad y es entonces que dicho equivalente se considera como el OMIB crítico.

El subíndice “C” identifica a las máquinas críticas y el subíndice “N” a las máquinas no críticas. Los parámetros del OMIB se calculan de la siguiente manera:

Los ángulos y velocidades angulares de los dos grupos de máquinas se calculan mediante [11]:

$$\delta_c(t) \triangleq \frac{1}{M_c} \sum_{k \in C} M_k \delta_k(t) \quad (8)$$

$$\delta_N(t) = \frac{1}{M_N} \sum_{j \in N} M_j \delta_j(t) \quad (9)$$

$$\omega_c(t) = \frac{1}{M_c} \sum_{k \in C} M_k \omega_k(t) \quad (10)$$

$$\omega_N(t) = \frac{1}{M_N} \sum_{j \in N} M_j \omega_j(t) \quad (11)$$

Donde:

$$M_c = \sum_{k \in C} M_k ; M_N = \sum_{j \in N} M_j \quad (12)$$

El ángulo y la velocidad de rotor del equivalente OMIB se determinan con (13) y (14).

$$\delta(t) \triangleq \delta_c(t) - \delta_N(t) \quad (13)$$

$$\omega(t) = \omega_c(t) - \omega_N(t) \quad (14)$$

Las potencias mecánica y eléctrica del equivalente OMIB se definen con (15) y (16).

$$P_m(t) = M \left( \frac{1}{M_c} \sum_{k \in C} P_{mk}(t) - \frac{1}{M_N} \sum_{j \in N} P_{mj}(t) \right) \quad (15)$$

$$P_e(t) = M \left( \frac{1}{M_c} \sum_{k \in C} P_{ek}(t) - \frac{1}{M_N} \sum_{j \in N} P_{ej}(t) \right) \quad (16)$$

Donde M denota el coeficiente de inercia del equivalente OMIB, el cual es calculado con (17).

$$M = \frac{M_c M_N}{M_c + M_N} \quad (17)$$

Finalmente la potencia de aceleración  $P_a$  del equivalente OMIB viene dada por (18).

$$P_a(t) = P_m(t) - P_e(t) \quad (18)$$

### B. Criterio de Igualdad de Áreas EAC

El EAC se basa en el concepto de energía. La evaluación de la estabilidad transitoria se hace mediante el criterio de áreas iguales que establece que la estabilidad de un sistema en condiciones post-falla se puede evaluar con el margen de estabilidad definido como el exceso del área de desaceleración  $A_{dec}$  (que representa la energía potencial máxima que el sistema puede disipar en su estado post-falla) con respecto al área de aceleración  $A_{acc}$  (que representa la energía cinética del sistema almacenada durante la falla) de la curva  $P-\delta$  del equivalente OMIB y que se expresa con la ecuación (19) [11]:

$$\eta = A_{dec} - A_{acc} \quad (19)$$

### C. Condiciones de la trayectoria inestable del OMIB

Un caso inestable corresponde a  $\eta < 0$  ( $\eta$  margen inestable), es decir,  $A_{dec} < A_{acc}$ . Como se muestra en la Figura 1 (a), la curva de  $P_e$  corta la curva de  $P_m$ , donde la potencia de aceleración  $P_a$  pasa por cero y continúa aumentando dado que la energía acelerante supera a la desacelerante. Desde un punto de vista físico,  $P_a = 0$  toma lugar en  $\delta = \delta_u$  y marca la pérdida de sincronismo del OMIB. Una trayectoria OMIB inestable alcanza el ángulo inestable  $\delta_u$  al tiempo  $t_u$ , tan pronto como:

$$P_a(t_u) = 0, \quad \dot{P}_a(t_u) = \left. \frac{dP_a}{dt} \right|_{t=t_u} > 0 \quad (20)$$

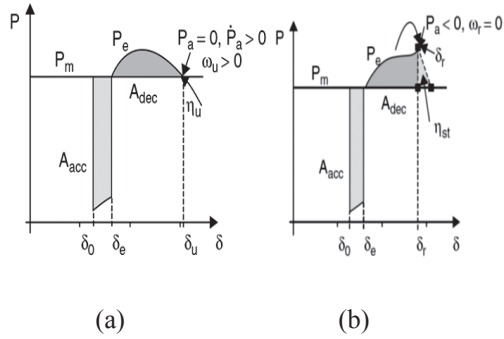


Figura 1: Curva  $Pa-\delta$  del equivalente OMIB.  
(a) Caso inestable (b) Caso estable

#### D. Condiciones de la trayectoria estable del OMIB

Un caso estable corresponde a  $\eta > 0$  ( $\eta_{st}$  margen estable), es decir,  $A_{dec} > A_{acc}$ . Como se muestra en la Figura 1 (b), en este caso la energía cinética adquirida es menor que la energía potencial máxima: la  $P_e$  detiene su trayectoria en  $\delta = \delta_r$ , antes de cruzar la  $P_m$ . Dicho de otra manera, en  $\delta = \delta_r$ ,  $\omega = 0$  con  $P_a < 0$ , el ángulo  $\delta$  deja de incrementar su valor y entonces decrece. Una trayectoria OMIB estable alcanza el ángulo de retorno  $\delta_r$  ( $\delta_r < \delta_u$ ) en el tiempo  $t_r$ , tan pronto como:

$$\omega(t_r) = 0, \quad \text{con } P_a(t_r) < 0 \quad (21)$$

De este modo, el tiempo de cálculo está definido por el tiempo que tarde el equivalente OMIB en alcanzar el ángulo de retorno  $\delta_r$  (que indica que el sistema es estable) o el ángulo  $\delta_u$  (que indica que el sistema será inestable).

Las condiciones (20) y (21) son criterios de parada del algoritmo completamente objetivos para la evaluación de estabilidad transitoria, en oposición a los criterios pragmáticos que se aplican cuando se evalúa la estabilidad observando la evolución de los ángulos ante contingencias obtenidos por simulación [10].

#### 4. PREDICCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA

El término predicción de la estabilidad transitoria significa el monitoreo progresivo de las variables del sistema de potencia después de una contingencia para determinar si las oscilaciones transitorias derivadas de la alteración del disturbio son estables o no [12].

El objetivo de esta predicción es determinar acciones de control de emergencia adecuadas, tales como: separación en islas, deslastre de cargas, conexión de resistores dinámicos, actuación de válvulas de accionamiento rápido (fast valving), o control de los terminales HVDC, en caso de se detecte una situación de inestabilidad. Dado que el horizonte de tiempo asociado con los fenómenos de inestabilidad transitoria es del orden de un segundo, la predicción de la condición de estabilidad transitoria tiene que ser extremadamente rápida, con el fin de asegurar suficiente tiempo para decidir y ejercer una acción correctiva.

La evaluación de la estabilidad transitoria convencional realizada fuera de línea se centra en la determinación del tiempo crítico de despeje (Critical Clearing Time - CCT) en respuesta a una contingencia dada. En el problema de la predicción y evaluación de la estabilidad transitoria en tiempo real, el CCT no es de mucho interés, ya que este es una medida de robustez del sistema para análisis de contingencias fuera de línea comúnmente utilizada para el ajuste de los tiempos mínimos de actuación de los relés de protección. En su lugar, se propone monitorear el progreso del transitorio en tiempo real, a partir de las mediciones PMU predecir el comportamiento de las variables del sistema para la correspondiente evaluación de estabilidad transitoria, la cual es caracterizada por: tiempo a la inestabilidad, márgenes de estabilidad, máquinas críticas, etc. [13].

La metodología para la predicción de ángulos en conjunto con el método de la máquina equivalente presentado en este trabajo, se concentra en el estado de post-falla del sistema. Una vez que ocurre un disturbio y la falla se ha despejado, la metodología tiene como principal objetivo predecir y evaluar la estabilidad transitoria del sistema. Para cumplir con esta tarea, primero se debe predecir el comportamiento del sistema con la anticipación necesaria para poder aplicar a tiempo medidas de control. Para la predicción se utilizan mediciones sincrofásicas de los dispositivos PMU en tiempo real, adquiridas en instantes  $tk$ 's y actualizadas con un periodo muestreo  $\Delta tk$  [4].

El procedimiento para predecir y evaluar la estabilidad transitoria del sistema de potencia se muestra en la Figura 2.

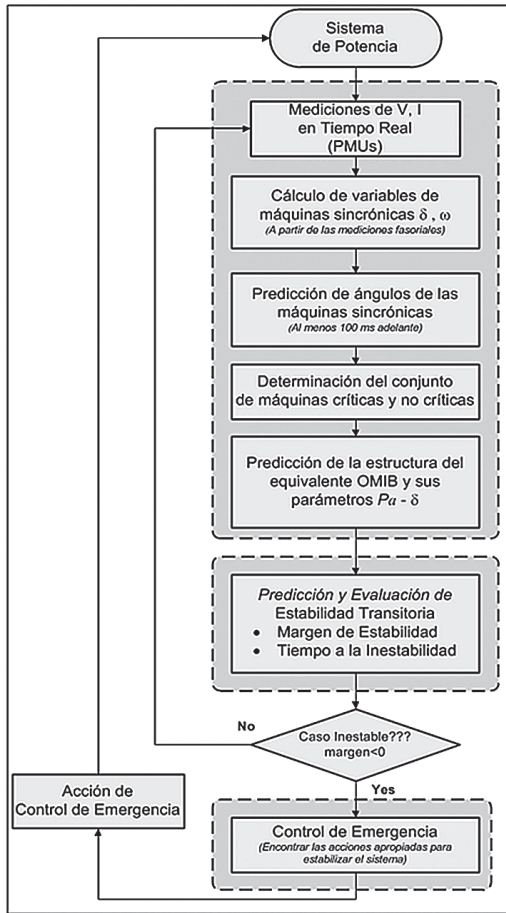


Figura 2: Diagrama de Flujo de la metodología presentada

### A. Predicción de la estructura del Modelo Equivalente OMIB

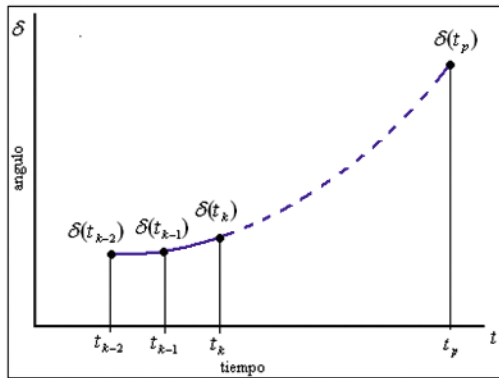


Figura 3: Predicción del ángulo de rotor en el instante  $t_p$

Se adquieren mediciones en los tiempos consecutivos  $t_{k-2\Delta t}$ ,  $t_{k-\Delta t}$  y  $t_k$ , posteriores al despeje de la falla, con el objetivo de predecir los ángulos individuales de las máquinas sincrónicas al menos 100 ms adelante. Ver Figura 3. Esta predicción se realiza utilizando el método de Diferencias Finitas propuesto en [14], el cual a partir de la expansión en series de

Taylor de la ecuación (6) puede predecir el valor del ángulo de rotor para un tiempo  $t_p$  más adelante.

El valor del ángulo  $\delta$  para un tiempo  $t_p$  más adelante conociendo sus valores en  $t_k$ ,  $t_{k-1}$  y  $t_{k-2}$ , viene dado por:

$$\delta_i(t_p) = \delta_i(t_{k-2}) + \beta_1 \cdot (t_p - t_{k-2}) \dots + \beta_2 \cdot (t_p - t_{k-1}) \cdot (t_p - t_{k-2}) \quad (22)$$

Donde:

$$\beta_1 = \frac{\delta_i(t_{k-2}) - \delta_i(t_{k-1})}{t_{k-2} - t_{k-1}}; \beta_0 = \frac{\delta_i(t_{k-1}) - \delta_i(t_k)}{t_{k-1} - t_k} \quad (23)$$

$$\beta_2 = \frac{\beta_1 - \beta_0}{t_{k-2} - t_k} \quad (24)$$

Una vez realizada la predicción de los ángulos de rotor, se ordenan las magnitudes de dichos ángulos de manera decreciente con el objetivo de identificar al grupo de máquinas críticas (CMs) del sistema, que se forma con las máquinas que tienden a perder el sincronismo y que tienen una magnitud de ángulo de rotor que está por arriba de la mayor diferencia angular entre dos máquinas consecutivas. Esta agregación provee el “candidato OMIB” y permite predecir la estructura del modelo equivalente OMIB.

### B. Predicción de la curva $P_a - \delta$ del equivalente OMIB

Se determinan los parámetros del “candidato OMIB”, en particular su potencia de aceleración,  $P_a$ , y su ángulo de rotor,  $\delta$ , utilizando las ecuaciones (8) a (18), para (al menos) tres conjuntos de mediciones sucesivas en los tiempos  $t_{k-2\Delta t}$ ,  $t_{k-\Delta t}$  y  $t_k$ .

Se plantea la ecuación (25) para los tres diferentes tiempos y entonces se resuelve el sistema de ecuaciones resultante para calcular  $a$ ,  $b$  y  $c$  [15].

$$P_a(\delta) = a\delta^2 + b\delta + c \quad (25)$$

### C. Predicción y evaluación de la inestabilidad del sistema

Se resuelve (26) para hallar el ángulo inestable  $\delta_u > \delta(tk)$  del equivalente OMIB y verificar las condiciones de inestabilidad dadas por la ecuación (20) [15].

$$P_l(\delta_u) = a\delta_u^2 + b\delta_u + c = 0 \quad (26)$$

Si no se cumplen las condiciones de inestabilidad se repiten los pasos A y B agregando una nueva medición al conjunto de mediciones.

En caso de cumplirse las condiciones de inestabilidad, el “candidato OMIB”, se convierte en el OMIB definitivo, para lo cual la metodología calcula sucesivamente lo siguiente:

- El ángulo inestable  $\delta_u$ , el cual es solución de la ecuación (26).
- El margen inestable  $\eta$ :

$$\eta = - \int_{\delta_k}^{\delta_u} P_a d\delta - \frac{1}{2} M \omega_k^2 \quad (27)$$

- El tiempo a la inestabilidad  $t_u$ :

$$t_u = t_k + \int_{\delta_k}^{\delta_u} \frac{d\delta}{\sqrt{(2/M) \int_{\delta_k}^{\delta_u} -P_a d\delta + \omega_k^2}} \quad (28)$$

Donde  $\delta_k$  representa el ángulo al tiempo  $\delta(tk)$  y  $\omega_k$  la velocidad al tiempo  $\omega(tk)$ .

En tiempo real los requerimientos de velocidad de cálculo de la metodología deben contemplar un cálculo rápido con tiempos de procesamiento menores a  $t_u$ .

## 5. RESULTADOS

Para mostrar las características de la metodología presentada, se realiza la predicción y evaluación de la estabilidad transitoria del sistema de potencia de prueba New England, de 39 barras y 10 generadores [16], de la Figura 4. Las simulaciones se llevaron a cabo usando el programa PSAT [17] y la metodología presentada fue desarrollada en el software MATLAB [18].

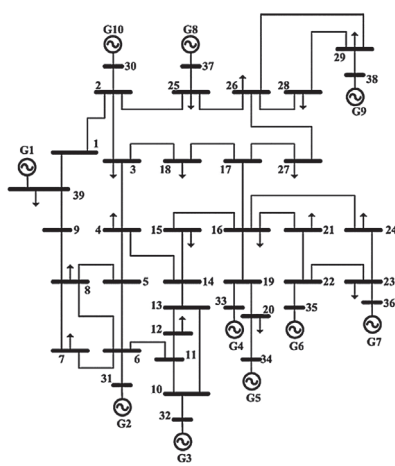


Figura 4: Sistema de prueba New England

Para evaluar los resultados de la metodología presentada, en la parte A se mostrará los resultados utilizando la metodología SIME, la cual se basa en simulaciones en el dominio del tiempo, expuesta en la Sección III; y en la parte B se mostrará los resultados de la metodología propuesta para la evaluación y predicción de la estabilidad transitoria, la cual utiliza las mediciones proporcionadas por las PMUs.

### A. Resultados del método de la máquina equivalente SIME

Se simula una falla trifásica en la Línea 2-25, cercana a la Barra 25. Se simula la falla en  $t=0,1$  s, y en  $t=0,22$  s los interruptores abren la Línea 2-25 resultando el sistema inestable. Se observa en la Figura 5 que el grupo crítico está compuesto por las máquinas 8 y 9, y el sistema pierde estabilidad en  $t_u=652.5$ ms. En la Figura 6 se observa las curvas  $P-\delta$  del equivalente OMIB. El margen inestable del sistema, en este caso es  $\eta=-4.011$  (rad/s<sup>2</sup>), con un ángulo de inestabilidad  $\delta_u=148.02^\circ$ .

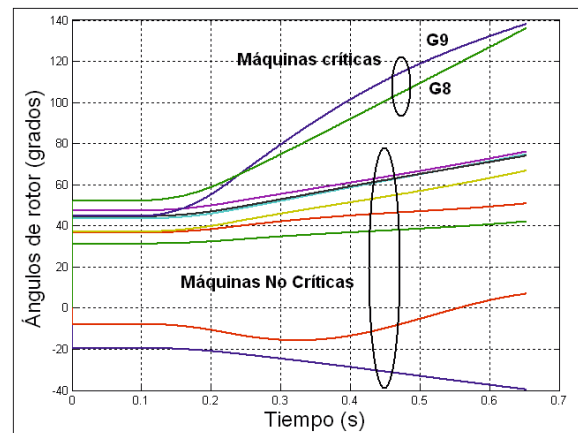


Figura 5: Ángulos de rotor de las máquinas del sistema

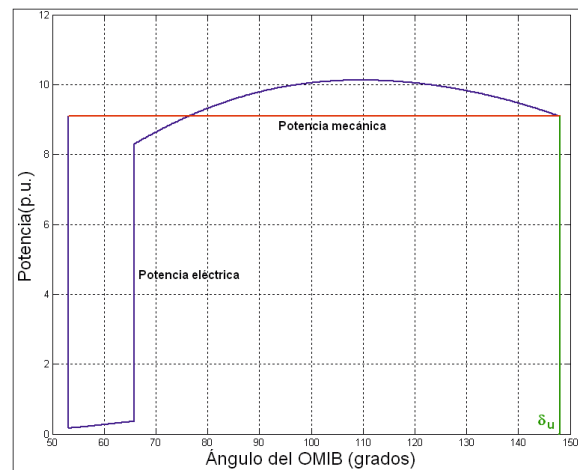


Figura 6: Curvas  $P-\delta$  del equivalente OMIB

## B. Resultados de la evaluación y predicción de la estabilidad utilizando mediciones sincrofásorales

Para tener una comparación entre los resultados del método de la máquina equivalente SIME y la predicción de la inestabilidad utilizando PMUs, se realizará la misma contingencia que en la parte A. El cálculo se inicia una vez despejada la falla y con al menos tres conjuntos de mediciones en los instantes:  $tk-2\Delta t$ ,  $tk-\Delta t$ ,  $tk$ . El valor del periodo de muestreo de las PMU,  $\Delta t$ , es 20 ms [9].

A continuación se presenta los resultados para cada una de las etapas del procedimiento de cálculo descrito:

### 1. Cálculo de los ángulos de rotor:

En la Figura 7, se muestra los resultados de la metodología presentada en [8] para calcular los ángulos de rotor de las máquinas sincrónicas a partir de las mediciones fasoriales de voltaje y corriente proporcionados por los PMU ubicados en las barras de alto voltaje del sistema. Se hace una comparación con resultados obtenidos a partir de la simulación en el dominio del tiempo utilizando el programa PSAT. Se aprecia en la Figura 7, que la metodología utilizada presenta buenos resultados para calcular los ángulos de rotor, ya que los mismos son bastante similares a los ángulos obtenidos mediante simulación en el dominio del tiempo. Además, se observa que los ángulos de rotor calculados conducen al mismo conjunto de máquinas críticas que los ángulos de rotor simulados.

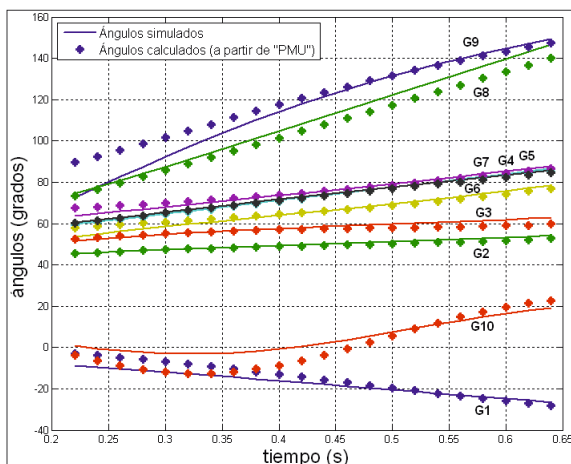


Figura 7: Comparación de ángulos de rotor simulados en el dominio del tiempo y los calculados a partir de mediciones "PMU"

### 2. Predicción de los ángulos de rotor:

Una vez calculados los ángulos de rotor, se procede a realizar la predicción de los ángulos al menos 100 ms adelante, utilizando la metodología propuesta en [14] y las ecuaciones (22), (23) y (24). En la Figura 8, se observa los resultados de esta predicción, donde se aprecia la exactitud de la metodología utilizada.

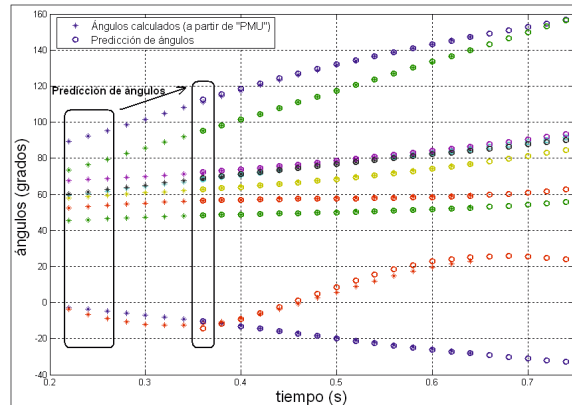


Figura 8: Predicción de los ángulos de rotor calculados a partir de mediciones "PMU"

### 3. Identificación del conjunto de máquinas críticas:

Una vez que los ángulos han sido pronosticados, se ordenan en forma descendente y se determina la mayor separación angular entre dos máquinas consecutivas y se declara a las máquinas cuyos ángulos se ubican sobre esta desviación como el conjunto de "máquinas críticas candidatas", las restantes máquinas constituyen el conjunto de "máquinas no-críticas candidatas". En la Figura 9, se muestra el agrupamiento de las máquinas para este caso, y se observa que la predicción de los ángulos de rotor conduce al mismo conjunto de máquinas críticas que los ángulos calculados.

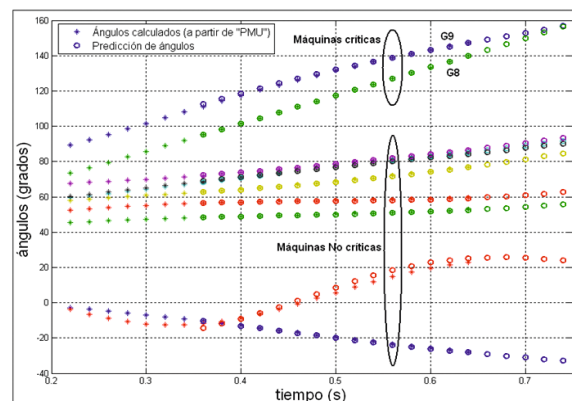


Figura 9: Identificación de las máquinas críticas del sistema

#### 4. Predicción de la curva Pa-δ del OMIB:

Identificadas las “máquinas críticas candidatas” se procede a calcular los parámetros del equivalente “OMIB candidato”, potencia de aceleración  $Pa$  y ángulo  $\delta$  en los tiempos  $tk-2\Delta t$ ,  $tk-\Delta t$  y  $tk$ . Subsecuentemente cada vez que se agrega un nuevo punto al conjunto de mediciones se repite el cálculo, obteniendo varias curvas estimadas  $Pa-\delta$ , presentadas en la Figura 10; las cuales, a medida que incorporamos más puntos de medición, convergen hacia la curva real (línea de punto y trazo roja). Se observa cómo va mejorando la predicción de las curvas  $Pa-\delta$  cuando se incorporan más mediciones.

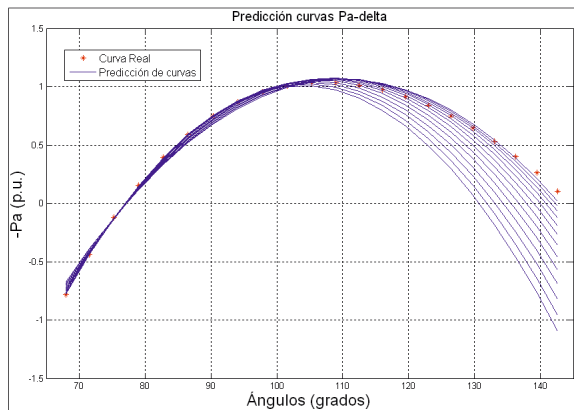


Figura 10: Predicción de las curvas  $Pa-\delta$  del equivalente OMIB

#### 5. Predicción y evaluación de la estabilidad transitoria:

El siguiente paso es predecir la inestabilidad del sistema. Para ello, se resuelve la ecuación (26) que calcula el ángulo  $\delta_u$  y se determina si el OMIB alcanza la condición de inestabilidad presentada en (20). Caso contrario, se repiten los pasos anteriores con un nuevo punto en el conjunto de mediciones.

En la Tabla 1, se muestra el tiempo actual,  $tk$  (instante de tiempo en el que se recibe la medición), el margen de inestabilidad  $\eta$ , y el instante de tiempo en que el sistema será inestable  $tu$ . Se presentan los resultados a partir del momento en que el algoritmo detecta la inestabilidad, en este caso después de los 540 ms. La aplicación del método con los primeros conjuntos de mediciones no provee una correcta predicción de la inestabilidad pues resulta  $\eta > 0$ . Esto debido a que al inicio se cuentan con pocos puntos de medición. Se puede observar que el tiempo en el cual se predice inestabilidad  $tu$ , ante el primer cálculo de margen negativo, es bastante corto: alrededor de 620 ms, lo que en  $tk$  igual a 560 ms deja menos de 60 ms para alguna acción de control. Estos resultados muestran que ante la falla analizada se tiene muy poco tiempo para decidir y realizar acciones de control en tiempo real una

vez identificada la inestabilidad del sistema, por lo cual la determinación y aplicación de estas acciones de control en los centros de control deben ser automáticas.

Tabla 1: Predicción y evaluación de la estabilidad transitoria

tiempo $tk$ (s)	Margen inestable $\eta$	Tiempo en que el sistema será inestable $tu$ (s)
0.540	>0	-
0.560	-1.161	0.620
0.580	-2.323	0.627
0.600	-3.218	0.633
0.620	-3.793	0.638
0.640	-4.015	0.642
<b>Resultados SIME</b>	<b>-4.011</b>	<b>0.653</b>

#### C. Control de emergencia

En la Figura 6, se muestra la aplicación del criterio igualdad de áreas, donde se puede observar que el sistema es inestable ya que el área de aceleración es mayor al área de desaceleración. Diseñar una acción de control apropiada implica aumentar el área de desaceleración del sistema o disminuir el área de aceleración, esto se logra, por ejemplo, con esquemas de protección a nivel del sistema como el disparo de generación [11].

La metodología permite determinar y aplicar acciones de control de emergencia. Para el caso presentado consiste en el disparo de los generadores G8 y G9, que corresponden a las máquinas críticas, en  $t=610$  ms, es decir, 50 ms después de detectada la primera inestabilidad. Se observa en la Figura 11, la evolución de los ángulos de rotor de los generadores con la acción de control de emergencia, la cual es decidida gracias a la alerta de la metodología presentada y salva al sistema de la inestabilidad.

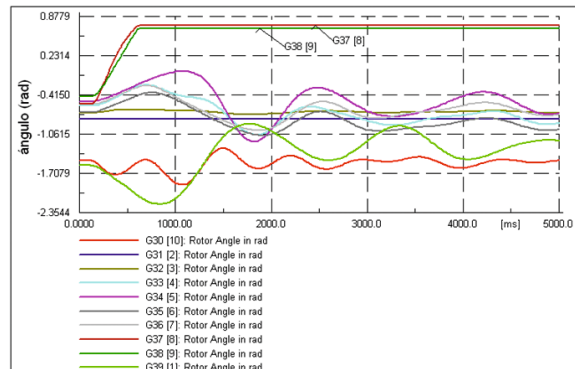


Figura 11: Evolución de los ángulos con control de emergencia Disparo de los generadores 8 y 9 a los 610ms



El caso analizado muestra como la metodología podría ser utilizada para definir esquemas de control de emergencia automáticos para evitar la pérdida de sincronismo de los generadores del sistema de potencia.

## 6. CONCLUSIONES

La metodología para la predicción y evaluación de la estabilidad transitoria, que se presenta en este trabajo, utiliza algoritmos sencillos para caracterizar, en base a mediciones PMU, la estabilidad del sistema de potencia y permitir, gracias a su reducido tiempo de cálculo, la definición y aplicación en tiempo real de acciones de control de emergencia que eviten la pérdida de sincronismo de máquinas del sistema.

Se calculan las variables mecánicas de velocidad y ángulo de rotor del generador a partir de las mediciones sincrofásicas (PMU) de voltaje y corriente. Información que se utiliza, mediante un nuevo algoritmo basado en Series de Taylor y Diferencias Finitas, para predecir la evolución del ángulo de los generadores y anticipar la identificación de las máquinas críticas y la estructura del equivalente OMIB. Los resultados obtenidos muestran que la predicción es extremadamente rápida y precisa.

Por otro lado, la representación simplificada del sistema de potencia multi-máquina con un equivalente máquina barra infinita OMIB, permite caracterizar el problema de la estabilidad transitoria a través del margen de estabilidad y del tiempo a la inestabilidad, con bajo esfuerzo de cálculo computacional.

Este trabajo presenta los resultados iniciales del desarrollo de una nueva metodología para la predicción, evaluación y mejora de la estabilidad transitoria. Mejora que se logrará con acciones de control correctivo pertinentes para estabilizar el sistema de potencia ante el alerta emitido por la metodología de predicción de inestabilidad presentada.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Ruiz-Vega D., Pavella M., “A Comprehensive Approach to Transient Stability Control: Part I—Near Optimal Preventive Control” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 4, Noviembre 2003.

[2] Leon D., Wang L., Morison K., “Evaluación de la seguridad dinámica en tiempo real – componentes fundamentales”, XIII ERIAC DÉCIMO TERCER ENCUENTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ, Puerto Iguazú, mayo 2009.

[3] Savu C. Savulescu, “Real-time stability assessment in modern Power System Control Centers”, IEEE, A John Wiley & Sons, Inc., Publication, 2009.

[4] Glavic M., Ernst D., Ruiz-Vega D., Wehenkel L., Pavella M., “E-SIME- A Method for Transient Stability Closed-Loop Emergency Control: Achievements and Prospects”, Proceedings of the IREP Symposium, Bulk Power System Dynamics and Control VII, Charleston South Carolina, USA, 2007.

[5] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, New York: McGraw-Hill, USA, 1994.

[6] F. Milano, “Power System Modelling and Scripting”, Berlin: Springer, Germany, 2010.

[7] A. Del Angel, P. Guerst, D. Ernst, M. Glavic, and L. Wehenkel, “Estimation of Rotor Angles of Synchronous Machines Using Artificial Neural Networks and Local PMU-based Quantities”, Neurocomputing, Vol. 70, 2007, pp. 2668–2678.

[8] E. Ghahremani, M. Karrari, M. B. Menhaj, O. P. Malik, “Rotor Angle Estimation of Synchronous Generator from Online Measurement” Universities Power Engineering Conference, 2008, UPEC 2008.

[9] A. Phadke, J. Thorp, “Synchronized Phasor Measurements and Their Applications”, New York: Springer, USA, 2008.

[10] Y. Zhang, L. Wenhenkel, M. Pavella, “SIME: A hybrid approach to fast transient stability assessment and contingency selection”, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 19 No. 3, pp. 195-208, 1997.

[11] M. Pavella, D. Ernst, and D. Ruiz-Vega, “Transient Stability of Power Systems: A Unified Approach to Assessment and Control”, Norwell, Kluwer, 2000.

[12] F. Gomez, “Prediction and Control of Transient Instability Using Wide Area Phasor Measurements”, Thesis submitted to the Faculty of Graduate Studies of The University of Manitoba in partial fulfilment of the requirements of the degree of Doctor of Philosophy, 2011.

[13] Ernst, D., Wehenkel, L., Pavella, M. “What is the likely future of real-time transient stability?”, Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES, 2009.

- [14] D. E. Echeverría, J.L. Rueda, D. G. Colomé, I. Erlich, “Improved method for Real-Time Transient Stability Assessment of Power Systems”, IEEE Power & Energy Society General Meeting, San Diego, California, USA, July 2012.
- [15] D. Ernst, M. Pavella, “Closed-loop transient stability emergency control”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000.
- [16] M. Pai, “Energy Function Analysis for Power System Stability”, Kluwer, Norwell, MA, 1989.
- [17] PSAT, “Power System Analysis Toolbox”, [Online] Available: <http://www.power.uwaterloo.ca/~fmilano/>
- [18] MATLAB, Math Works, Inc., Natick, MA, USA. [www.mathworks.com](http://www.mathworks.com)



Diego E. Echeverría Jurado.- nació en 1982 en la ciudad de Puyo, Ecuador. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. Desde 2008, ha estado realizando sus estudios de Doctorado en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica

(IEE), de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina como parte de una beca de 4 años financiada a través del Programa Regional del Servicio de Intercambio Alemán (DAAD, por sus siglas en alemán). Actualmente trabaja en el Centro Nacional de Control de Energía CENACE del Ecuador en la Dirección de Operaciones. Sus áreas de interés son: Estabilidad de Sistemas de Potencia en Tiempo Real, Sistemas de medición sincrofásorales PMUs y Control de Emergencia de Sistemas de Potencia.



Delia Graciela Colomé.- nació en San Juan, Argentina en 1959. Obtuvo su título de Ingeniera Electrónica en 1985 y de Doctora en Ingeniería en 2009 en la U.N.S.J. Desde 1983 trabaja en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Es profesora en la

carrera ingeniería eléctrica y en su programa de doctorado. Es directora de proyectos de investigación y de tesis doctorales. Sus líneas de investigación comprenden la supervisión, control, modelación y simulación de los sistemas de potencia y el desarrollo de herramientas computacionales para la enseñanza de la ingeniería. Ha trabajado en numerosos convenios de asistencia técnica para empresas del sector eléctrico de Argentina y de Latinoamérica.