

Recibido 27 Septiembre 2018, aceptado 4 Diciembre 2018, fecha de publicación 16 Diciembre 2018

ISSN 2448-7775

Protección Contra Pérdida de Sincronismo en Generadores Basada en el Comportamiento Dinámico del Voltaje en Terminales

EDGAR GÓMEZ¹, MANUEL ANDRADE¹

¹Doctorado en Ingeniería Eléctrica, Universidad Autónoma de Nuevo León, San Nicolás de los Garza, Nuevo León, México.
edgar.gomezdz@uanl.edu.mx

RESUMEN En este artículo se presenta un nuevo método para la detección y protección contra pérdida de sincronismo (OOS) basado en el análisis de la sensibilidad de los eigenvalores y el análisis de la componente principal. Se analiza el comportamiento de la componente principal de la matriz de sensibilidad, construida a partir de la matriz de covarianza de las mediciones de los ángulos de voltaje en terminales de la máquina síncrona. Mediante este comportamiento se determina la dinámica del ángulo del rotor de la máquina, con la cual se establece un criterio para la evaluación de la pérdida de sincronismo, mediante el establecimiento de un umbral. El desempeño de la metodología propuesta se evalúa con el sistema de prueba de 39 nodos de la IEEE. Los resultados de las pruebas realizadas confirman la validez de la metodología propuesta.

PALABRAS CLAVE Sincronismo, componente principal, eigenvalores, eigenvectores, umbral.

I. INTRODUCCIÓN

El objetivo principal de un sistema eléctrico de potencia es ofrecer un servicio de energía confiable, para lo cual debe de cumplir principalmente con dos requerimientos. El primero es mantener funcionando en paralelo todos los generadores de la red y que estos a su vez puedan satisfacer la demanda de carga. El segundo requerimiento es mantener la integridad de la red, es decir, mantener el servicio de energía constante. Es por ello por lo que el estudio de la estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) siempre ha sido una prioridad [1].

Cuando el SEP es alterado por la presencia de perturbaciones, surgen desequilibrios entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico de salida de los generadores, los cuales provocan cambios en la potencia generada o consumida. Para compensar estos cambios, las máquinas, por acción propia, responden a estos cambios, por lo cual tienden a desacelerar o acelerarse tratando de encontrar un punto de equilibrio estable. Después del disturbio, si las máquinas del sistema no son capaces de encontrar un punto de equilibrio estable, puede ocurrir una inestabilidad de ángulo, debido a la pérdida de sincronismo ya sea de un generador con respecto al resto o entre grupos de generadores [2].

La estabilidad de ángulo hace referencia a la capacidad que tiene un SEP de mantener el sincronismo después de que ocurre

una perturbación en el mismo. Debido a esto, los rotores de las máquinas tienden a oscilar provocando que la potencia de salida varíe de acuerdo con estas oscilaciones, convirtiéndose esto en un factor fundamental del problema de estabilidad [3]. Si el sistema es estable, todas las máquinas síncronas interconectadas deberían permanecer en sincronismo; es decir, todas deberían seguir funcionando en paralelo y a la misma velocidad eléctrica [4]. Cuando se presenta una condición de OOS, los vectores de voltaje del sistema y de la máquina se desplazan uno tras otro a la frecuencia de deslizamiento, produciendo una corriente pulsante, que dependiendo de la ubicación del centro eléctrico del sistema será su magnitud, la cual puede llegar a tener una magnitud pico mayor a la generada por una falla trifásica en terminales de la máquina. Una máquina síncrona fuera de sincronismo debe de aislarse rápidamente del resto del sistema para evitar daños en la máquina, la turbina o el transformador, así como buscar funcionamiento estable del resto del sistema [5].

Se han propuesto varios métodos para la detección y protección contra OOS. Un análisis de la literatura revela que estos métodos se pueden dividir básicamente en cinco grupos. El primer grupo consiste en el análisis y monitoreo de la impedancia de oscilación [6]. Dentro de este, se encuentra el esquema de protección 78. Este esquema utiliza un relé de distancia con *blindings* en el plano de impedancia y un

temporizador [7]. El segundo grupo corresponde a los métodos basados en el criterio de la función de energía [8-9]. Las metodologías propuestas utilizan el concepto de energía potencial del sistema y evalúan la función energética del sistema del tipo Lyapunov para calcular la región de estabilidad. Un tercer grupo es el basado en el criterio de áreas iguales (EAC) [10]. En [11] utilizan el concepto de EAC, pero modificado en el dominio del tiempo para un esquema de protección contra OOS. La metodología de protección propuesta utiliza la curva tiempo-potencia, y aplicando EAC se determina la estabilidad del sistema. Por otro lado, también se ha propuesto metodologías basadas en el análisis cualitativo del sistema. Dentro de este cuarto grupo, en [12], se propone una técnica de protección contra pérdida de sincronismo que utiliza la representación del plano de estados de la velocidad del generador y del ángulo de potencia. Por último, se encuentra el grupo donde se combinan otras técnicas para la evaluación y detección de pérdida de sincronismo. En [13] utilizan una red neuronal de propagación hacia atrás y en [14] proponen la aplicación de lógica difusa utilizando un interfaz difuso basado en una red adaptativa ANFIS para la detección de OOS.

La mayoría de las técnicas propuestas dependen del conocimiento del estado de operación y parámetros del sistema para realizar un modelado previo. Asimismo, algunas técnicas requieren de un enorme esfuerzo computacional, debido a la solución de las ecuaciones diferenciales algebraicas que representan al sistema, por lo que imposibilitan su aplicación en tiempo real. Por otro lado, aquellas técnicas que son aplicadas en tiempo real detectan la pérdida de sincronismo, hasta el momento en el que ocurre.

Este artículo presenta un algoritmo para la protección contra OOS basado en el análisis de la sensibilidad de los eigenvalores y el análisis de la componente principal (PCA). Se analiza el comportamiento de la componente principal de la matriz de sensibilidad, construida a partir de la matriz de covarianza de las mediciones de los ángulos de voltaje en terminales de la máquina síncrona. Mediante este comportamiento se determina la dinámica del ángulo interno del rotor de la máquina, con la cual se establece un criterio para la evaluación de la pérdida de sincronismo, mediante el establecimiento de un umbral. Este algoritmo tiene la capacidad de ser utilizado para aplicaciones en línea. La efectividad del algoritmo propuesto se ha evaluado para el sistema de 39 buses de la IEEE, simulado en el software DIGSILENT PowerFactory.

El resto del artículo está organizado de la siguiente manera: La Sección II presenta las bases de las técnicas aplicadas en el algoritmo; La Sección III presenta el desarrollo de la metodología propuesta; Las pruebas y resultados de la simulación del algoritmo se presentan en la Sección IV. Finalmente, en la sección V se presentan las conclusiones.

II. TEORÍA BÁSICA

A. SENSIBILIDAD DE LOS EIGENVALORES

La solución de las ecuaciones del modelo del sistema se rige por los eigenvalores del sistema, los cuales están relacionados algebraicamente con los parámetros del sistema. Cualquier variación en los parámetros del modelo producirá cambios en el

comportamiento de los eigenvalores, los cuales dependen de la sensibilidad del eigenvalor con respecto a dichos parámetros [15]. El problema de eigenvalores asociado a una matriz \mathbf{A} , está definido por:

$$\mathbf{A}\boldsymbol{\varphi}_i = \lambda_i\boldsymbol{\varphi}_i \quad (1)$$

$$\boldsymbol{\psi}_i\mathbf{A} = \lambda_i\boldsymbol{\psi}_i \quad (2)$$

donde λ_i son los eigenvalores, $\boldsymbol{\varphi}_i$ y $\boldsymbol{\psi}_i$ los eigenvectores derechos e izquierdos, respectivamente [16]. Un cambio diferencial en los elementos de \mathbf{A} genera directamente un cambio en los eigenvalores. Derivando (1) parcialmente con respecto al elemento kj -ésimo de \mathbf{A} , sabiendo que $\boldsymbol{\psi}_i\boldsymbol{\varphi}_i = \mathbf{1}$ y $\boldsymbol{\psi}_i(\mathbf{A} - \lambda_i\mathbf{I}) = \mathbf{0}$, se obtiene:

$$\boldsymbol{\psi}_i \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial a_{kj}} \boldsymbol{\varphi}_i = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \quad (3)$$

Todos los elementos de $\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial a_{kj}}$ son cero, excepto los elementos de la k -ésima fila y la j -ésima columna, que son iguales a 1, entonces (3) puede escribirse como:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \boldsymbol{\psi}_{ik}\boldsymbol{\varphi}_{ji} \quad (4)$$

De acuerdo con (3), se observa que la sensibilidad del eigenvalor λ_i con respecto al elemento a_{kj} de \mathbf{A} , es igual al producto del elemento $\boldsymbol{\psi}_{ik}$ del eigenvalor izquierdo y el elemento $\boldsymbol{\varphi}_{ji}$ del eigenvalor derecho [3].

B. ANÁLISIS DE COMPONENTE PRINCIPAL

El análisis de componente principal (PCA) es una técnica utilizada para reducir la dimensionalidad de un gran conjunto de datos a otro conjunto de menor tamaño. El cual es representativo del conjunto original. Se basa en el hecho de que, entre un gran número de variables puede existir redundancia entre ellas, es decir, que estén correlacionadas entre sí. Debido a esto, puede ser posible reducir las variables observadas en un número menor de variables [17].

Técnicamente, este método explica los datos originales en función de un conjunto relativamente pequeño de variables sintéticas llamadas componentes principales, que explican la mayor parte de la varianza del conjunto de datos original. Una componente principal se define como la combinación lineal de las variables originales x_i y se expresa como:

$$z_1 = \alpha_{11}x_1 + \alpha_{12}x_2 + \dots + \alpha_{1p}x_p = \mathbf{X}\mathbf{u}_1 \quad \square\square\square$$

donde $\mathbf{u}_1 = (\alpha_{11}, \alpha_{12}, \dots, \alpha_{1p})^T$ representa al vector columna de las ponderaciones de las variables. La componente principal z_1 se determina de tal manera que la varianza total de los puntos resultantes sea lo más grande posible [17].

De manera general, las componentes principales de un conjunto de datos pueden ser obtenidas mediante:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{U}'[\mathbf{x} - \bar{\mathbf{x}}] \quad (6)$$

donde \mathbf{x} y $\bar{\mathbf{x}}$ son vectores de $p \times 1$ correspondientes al número de las variables originales y sus promedios, respectivamente. \mathbf{U}' representa el conjunto de eigenvectores de la matriz de covarianza.

De manera gráfica, el método de PCA consiste en encontrar un nuevo grupo de ejes que representen a los datos originales, conservando la mayor cantidad de información posible. A partir de un conjunto de datos (x,y) , dibujado en un plano de dos dimensiones, PCA encuentra la dirección donde se encuentra la mayor varianza de los datos originales, a partir de lo cual establece un nuevo eje. A este nuevo eje se le conoce como componente principal \mathbf{z}_1 . Posteriormente se añade otro eje ortogonal al primero, el cual representa la segunda mayor varianza de los datos originales conocido como segunda componente principal \mathbf{z}_2 , y así sucesivamente según sea el caso del número de componentes principales. La representación gráfica de las dos componentes principales se muestra en la Figura 1.

III. ALGORITMO PROPUESTO

El algoritmo de protección contra OOS propuesto está implementado en tres etapas: la primera consiste en la adquisición de datos; la segunda consiste en el procesamiento de los datos; mientras que la última consiste en la evaluación de los resultados.

A. ETAPA 1

Esta primera etapa consiste en el procesamiento de las señales de entrada. Estas señales provienen de la medición del ángulo del voltaje trifásico en terminales de la máquina $(\delta_a, \delta_b, \delta_c)$, obtenidas de las unidades de medición fasorial (PMU). Se asume que la dinámica del ángulo del fasor de voltaje es representativa de la dinámica del ángulo interno de la máquina [18].

Una vez que se tiene la lectura de las mediciones, se utiliza una ventana de datos móvil de 32 muestras por ciclo, con una frecuencia de muestreo de 64 Hz, para almacenar los datos en la matriz \mathbf{A} :

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \delta_{1a} & \delta_{1b} & \delta_{1c} \\ \delta_{2a} & \delta_{2b} & \delta_{2c} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \delta_{32a} & \delta_{32b} & \delta_{32c} \end{bmatrix} \quad (7)$$

donde a, b y c , corresponden a las tres fases del sistema.

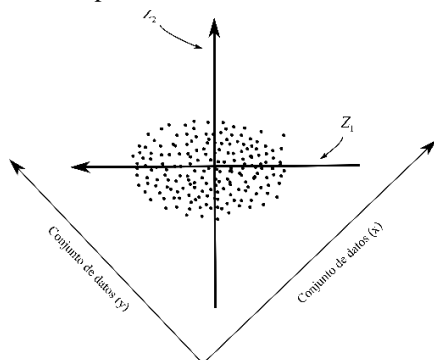


Fig. 1. Proyección del conjunto de datos originales de dos dimensiones en PCA.

B. ETAPA 2

Debido a que se requiere que el algoritmo sea lo más rápido posible, conviene analizar una matriz de datos de menor tamaño que represente confiablemente a los datos. Es por ello por lo que se propone utilizar la matriz de covarianza.

Una vez formada la matriz de mediciones a partir de la más reciente ventana deslizante se obtiene la matriz de covarianza \mathbf{S} , la cual es cuadrada, de orden 3 y simétrica, ya que $s_{ij} = s_{ji}$:

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} s_{11}^2 & s_{12} & s_{13} \\ s_{21} & s_{22}^2 & s_{23} \\ s_{31} & s_{32} & s_{33}^2 \end{bmatrix} \quad (8)$$

El siguiente paso del algoritmo consiste en obtener la sensibilidad del eigenvalor dominante λ_d con respecto a los elementos de la matriz \mathbf{S} , esto para conocer la velocidad de cambio de las señales de entrada:

$$w_{kj} = \frac{\partial \lambda_d}{\partial s_{kj}} = \psi_{dk} \phi_{jd} \quad j, k \in 1, 2, 3 \quad (9)$$

donde d es la posición del eigenvalor dominante. Se realiza respecto a este, ya que el eigenvalor dominante indica la mayor varianza en dirección al eigenvector dominante [19]. Con esto se obtiene la matriz de sensibilidad \mathbf{W} :

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} w_{11} & w_{12} & w_{13} \\ w_{21} & w_{22} & w_{23} \\ w_{31} & w_{32} & w_{33} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Con el objetivo de obtener la mayor información sintetizada sobre la variabilidad de la matriz de sensibilidad, se aplicó el método de PCA. Debido a que los datos están en las mismas unidades, además, las escalas son similares y por tanto sus varianzas no difieren demasiado, para el cálculo de PCA se usó de nuevo la matriz de covarianza. Con (6) se obtuvieron las componentes principales con respecto al eigenvector dominante \mathbf{U}_d de la matriz de covarianza, obteniendo el vector columna:

$$\mathbf{z}_d = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ z_3 \end{bmatrix} \quad (11)$$

La información de entrada se ha reducido a únicamente tres componentes. Las tres componentes obtenidas contienen información sobre la dinámica del ángulo de voltajes. Para sensibilizar el algoritmo y que no responda a cualquier disturbio pequeño, se eligió la componente de menor tamaño z_m , la cual representa la variabilidad crítica.

C. ETAPA 3

Esta última etapa del algoritmo corresponde al criterio de operación de la protección. El criterio de protección contra pérdida de sincronismo se basa únicamente en el análisis del comportamiento de z_m . El proceso seguido en esta etapa se representa en el diagrama de estados mostrado en la Fig. 2.

Para poder dar inicio a esta etapa, primero se realiza una lectura del valor de z_m en estado estable, esto para tener un valor de referencia. En estado estable, el valor de z_m asociado a la máquina bajo análisis permanece constante, por lo que es necesario, en primer lugar, evaluar el incremento entre la lectura actual y el valor anterior (Δz_m): si no hay ninguna perturbación, este valor debe ser cero (estado **O**). Si Δz_m deja de ser cero, indica que hay una perturbación por lo que se pasa al estado **D**. Mientras el disturbio evoluciona, el valor de z_m tenderá a cero. Si esta permanece en cero, la máquina mantendrá el sincronismo, representando únicamente una oscilación estable, por lo que se pasa al estado **Es**. Para poder discriminar entre una oscilación estable y una condición de OOS fue necesario determinar un umbral para el valor de z_m :

$$U = -0.3815 \quad (12)$$

Si z_m deja de ser igual a cero, pero es mayor o igual al umbral establecido (U), el sistema permanece en sincronismo. Si z_m es diferente de cero y se encuentra debajo de U , se tendrá una pérdida de sincronismo (estado **In**) y se manda la apertura de interruptores para la desconexión de la máquina.

Se determinó un tiempo de 300 ms para evaluar el valor de z_m una vez que este deja de ser cero. A partir de que z_m sea diferente de cero, se inicia un temporizador y si, dentro del tiempo establecido, z_m es mayor que el umbral, la máquina permanecerá en sincronismo. Aún si después de este tiempo z_m alcanza un valor menor a U , la máquina permanecerá en sincronismo. De lo contrario, si z_m sobrepasa el umbral antes de este tiempo, el sistema perderá el sincronismo.

Aun cuando se está operando en el estado **Es**, se continúa evaluando Δz_m , ya que la máquina puede sufrir un cambio y establecerse en otro punto de operación ya sea estable o inestable. Se continúa evaluando este incremento hasta que sea igual a cero y z_m sea diferente de cero, lo cual indica que la máquina está operando en un punto estable. Si después del disturbio no hubo cambio en el sistema z_m volverá al valor original, de lo contrario tomará un nuevo valor, siendo este el nuevo valor a comparar para empezar de nuevo el análisis.

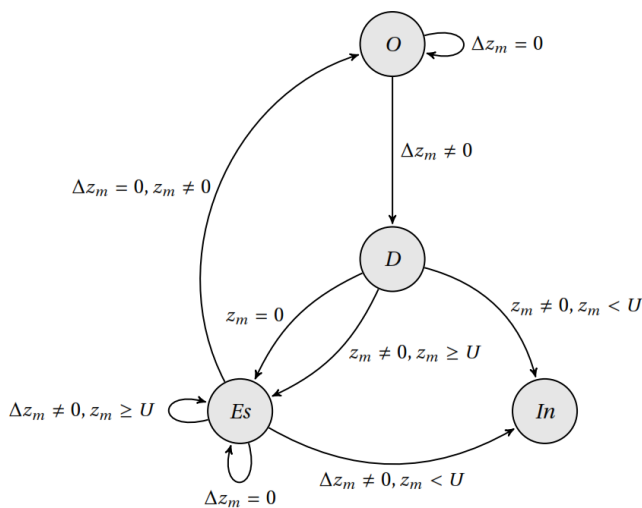


Fig. 2. Diagrama de estados de la Etapa 3.

IV. PRUEBAS Y RESULTADOS

El algoritmo propuesto se probó en el sistema de 39 nodos de la IEEE (Fig. 3), también conocido como sistema de Nueva Inglaterra. Este sistema consta de 39 nodos, 10 generadores síncronos, 19 cargas con impedancia constante, 34 líneas, y 12 transformadores [20]. Los generadores cuentan con control AVR y gobernador. Además, cada máquina cuenta con un estabilizador PSS. El sistema es simulado en DiGSILENT PowerFactory 15.1.

Se realizaron varios casos de simulación, de los cuales en este artículo se presentan los más representativos.

A. CASO 1

En este primer escenario se simuló una falla trifásica en $t = 1$ s en la línea que va del nodo 2 al 3, la cual se liberó por medio de la apertura de interruptores. Se varió el tiempo de liberación de falla para obtener un caso estable y un caso inestable, para el caso estable la falla fue liberada en $t = 1.2$ s y para caso inestable en $t = 1.4$ s. Para ambos escenarios se evaluó el comportamiento del generador 4.

En la Fig. 4 se observa el comportamiento del generador 1 para el caso estable. En (a) se observa que el ángulo del rotor no supera los 100 grados, en (b) se observa que al momento del disturbio z_m se establece en cero y se mantiene mientras la oscilación continua, por lo que el algoritmo únicamente detecta una oscilación estable.

Por otro lado, en la Fig. 5 se muestra el comportamiento para el caso inestable. Se observa en la Fig. 5 (a) que la máquina pierde el sincronismo en $t = 1.71$ s, pero de acuerdo con la Fig. 5 (b), la componente z_m cruza negativamente el umbral en $t = 1.43$ s y dentro de la ventana de los 300 ms, por lo que el algoritmo detecta una pérdida de sincronismo y manda la señal de apertura de interruptores. Es decir, el algoritmo anticipa la detección de pérdida de sincronismo 280 ms antes, correspondiente a un ángulo del rotor de 102.5 grados.

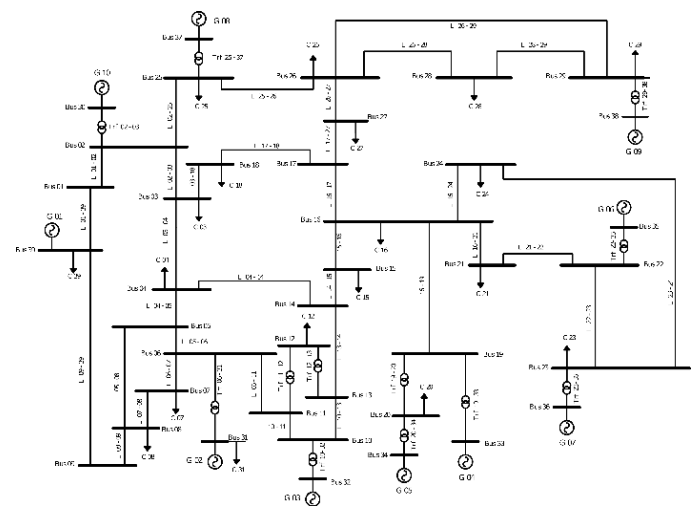


Fig. 3. Sistema de 39 nodos de la IEEE.

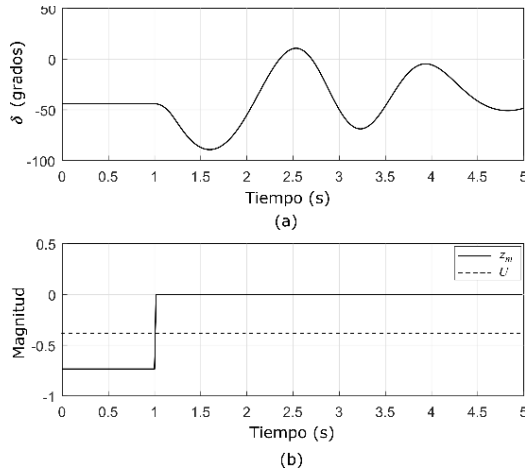


Fig. 4. Comportamiento de generador 1, caso 1-falla trifásica liberada en $t=1.2s$: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

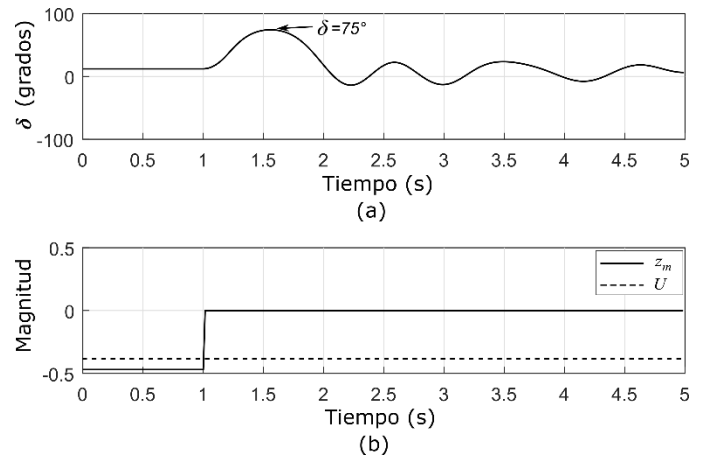


Fig. 6. Comportamiento de generador 4, caso 2-falla trifásica liberada en $t=1.2s$: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

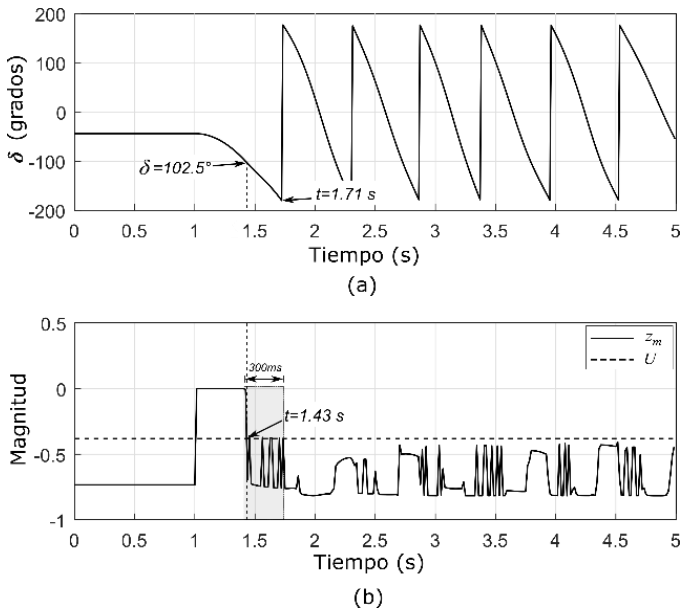


Fig. 5. Comportamiento de generador 1, caso 1-falla trifásica liberada en $t=1.4s$: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

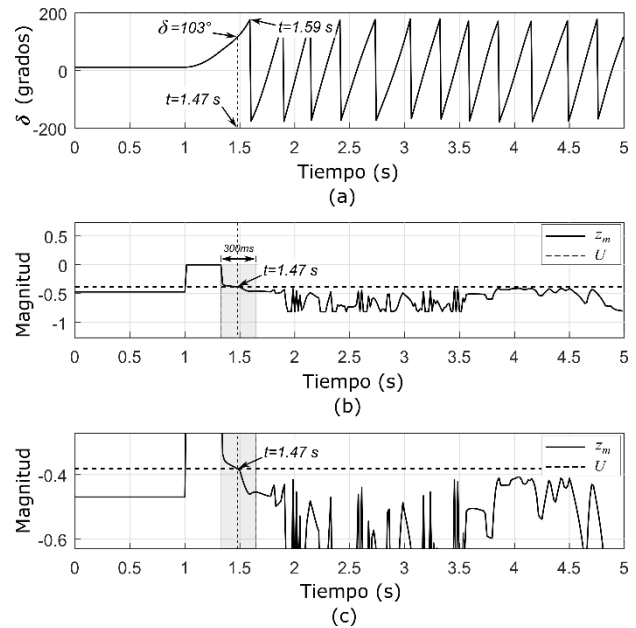


Fig. 7. Comportamiento de generador 4, caso 2-falla trifásica liberada en $t=1.3s$: (a) ángulo del rotor, (b) componente z_m y (c) zoom de (b).

B. CASO 2

El objetivo de este escenario es evaluar el desempeño del algoritmo ante la ocurrencia de fallas trifásicas en los nodos del sistema. Para ello se simuló una falla trifásica en el bus 20 en $t = 1 s$, liberando la falla en $t = 1.2 s$ y liberándola en $t = 1.3 s$.

En la Fig. 6 se observa el comportamiento del generador 4, para el caso estable ante una falla trifásica en el bus. Se observa que la componente z_m al momento del disturbio cambia su valor y se establece en cero y permanece durante la oscilación, por lo cual únicamente se detecta la presencia de una oscilación estable. En la Fig. 7 se presenta el caso inestable, en el cual se observa primeramente que la máquina pierde sincronismo en $t = 1.59 s$, pero el algoritmo detecta la pérdida de sincronismo 120 ms antes, en un ángulo del rotor de 103 grados.

C. CASO 3

En este último caso se evaluó el comportamiento del algoritmo ante la ocurrencia de dos eventos consecutivos. Para ello se considera la simulación del caso 1 donde se presenta una oscilación estable. Posteriormente se simula una falla trifásica no liberada en la línea que va del nodo 3 al nodo 18 en $t = 5 s$, esto último con el objetivo de asegurar una pérdida de sincronismo.

En la Fig. 8 se observa el comportamiento del generador 1 ante la ocurrencia de los eventos descritos. Al momento del primer disturbio en $t = 1 s$ el ángulo interno de la máquina empieza a oscilar, pero no supera ni los 100 grados y con el paso del tiempo se amortigua, hasta este momento z_m permanece en cero, indicando que hay una oscilación estable. Posteriormente

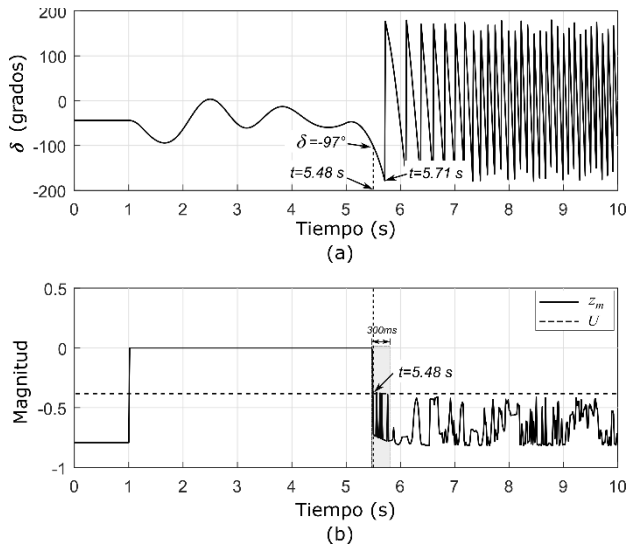


Fig. 8. Comportamiento de generador 1, caso 3: (a) ángulo del rotor y (b) componente z_m .

al momento del segundo disturbio en $t = 5$ s se observa como de nuevo el ángulo del rotor incrementa hasta la pérdida de sincronismo en $t = 5.71$ s, pero z_m cruza negativamente el umbral en $t = 5.48$ s, detectando una pérdida de sincronismo, en un ángulo del rotor equivalente a 97 grados.

V. CONCLUSIONES

En este artículo se presenta un método para la detección y protección contra pérdida de sincronismo basado en el análisis de la sensibilidad de los eigenvalores de la matriz de covarianza formada a partir de las mediciones locales del ángulo de voltaje en terminales del generador. Su efectividad fue probada en el sistema de 39 nodos de la IEEE. El algoritmo propuesto discrimina perfectamente entre una oscilación estable y una condición de pérdida de sincronismo. El análisis demuestra que con este algoritmo no se necesita conocer ni los parámetros del sistema ni el estado de operación del mismo, únicamente con la información obtenida de la medición del voltaje local. Los resultados obtenidos demuestran que el algoritmo puede ser aplicado en tiempo real.

REFERENCIAS

- [1] E. Clarke y S. B. Crary, *Stability limitations of long-distance A-C power-transmission systems*. Trans. of the American Institute of Elect. Engineers, 60(12):1051–1059, Diciembre 1941, ISSN 0096-3860.
- [2] *First report of power system stability*. Trans. of the American Institute of Electrical Engineers, 56(2):261–282, Febrero 1937, ISSN 0096-3860.
- [3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, New York, 1994, ISBN 007035958X.
- [4] P. M. Anderson y A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*. IEEE Press; WileyInterscience, Piscataway, N.J., 2 a edición, 2003, ISBN 0471238627.
- [5] A. Kubis, C. Rehtanz, Jiazhu Xu y Yong Li, *About the relationship of line overload cascading and loss of synchronism in electric power systems*. En IEEE Eindhoven PowerTech, páginas 1–6, Junio 2015.
- [6] V.A. Ambekar y S.S. Damhare, *Out of step detection using synchronized swing impedance and resistance measurement*. En 11th

- [7] IET Int. Conf. on Developments in Power Syst. Protection (DPSP 2012), páginas 63–63. IET, 2012.
- [8] D. Reimert, *Protective Relaying for Power Generation Systems*. CRC/Taylor & Francis, Boca Raton, FL, 2003, ISBN 0824707001.
- [9] K. R. Padiyar y S. Krishna, *Online detection of loss of synchronism using energy function criterion*. IEEE Trans. Power Delivery, 21(1):46–55, Enero 2006, ISSN 0885-8977.
- [10] E. Farantatos, R. Huang, G. J. Cokkinides y A. P. Meliopoulos, *A predictive generator out-of-step protection and transient stability monitoring scheme enabled by a distributed dynamic state estimator*. IEEE Trans. Power Delivery, 31(4):1826–1835, Agosto 2016, ISSN 0885-8977.
- [11] V. Centeno, *An adaptive out-of-step relay for power system protection*, IEEE Trans. Power Delivery, 12 (1), 61–71, Junio. 1997, 0885-8977.
- [12] S. Paudyal y R. Gokaraju, *Out-of-step protection for multi-machine power systems using local measurements*. En IEEE Eindhoven PowerTech, páginas 1–6, Junio 2015.
- [13] B. Shrestha, R. Gokaraju y M. Sachdev, *Out-of-step protection using state-plane trajectories analysis*. IEEE Trans. Power Delivery, 28(2):1083–1093, Abril 2013, ISSN 0885-8977.
- [14] A. Y. Abdelaziz, M. R. Irving, M. M. Mansour, A. M. El-Arabaty y A. I. Nosseir, *Adaptive protection strategies for detecting power system out-of-step conditions using neural networks*. IEE Proc. - Generation, Transmission and Distribution, 145(4):387–394, Julio 1998, ISSN 1350-2360.
- [15] W. Rebizant y K. Feser, *Fuzzy logic application to out-of-step protection of generators*. En Proceedings of the 2001 Power Engineering Society Summer Meeting, volumen 2, páginas 927–932, Julio 2001.
- [16] H. Nicholson, *Eigenvalue and state-transition sensitivity of linear systems*. Proc. of the Institution of Electrical Engineers, 114(12):1991–1995, 1967, ISSN 0020-3270.
- [17] S. I. Grossman, *Elementary Linear Algebra*. Wadsworth Pub. Co., Belmont, CA, 3 edición, 1996, ISBN 0534074227.
- [18] F. Reverter, E. Vegas y J. M. Oller, *The Basics of Linear Principal Components Analysis*. En Yaya Keho (editor): *Principal Component Analysis*, capítulo 10. InTech, Rijeka, 2012, ISBN 9789535101956.
- [19] J. Delpoit y J. De La Ree, *Synchronized rotor angle measurement using microprocessors*. En IEEE Power Energy Society General Meeting, páginas 1–5, Julio 2015.
- [20] G. M. Georgiou, K. Voigt y Haiyan Qiao, *Stochastic computation of dominant eigenvalue and the law of total variance*. En Int. Joint Conf. on Neural Networks (IJCNN), páginas 1–4, Julio 2015.
- [21] DIgSILENT PowerFactory, General Load: ElmLod. Technical Reference Documentation, DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Alemania, 2014.