

Identificación de Generadores Coherentes en Tiempo Real utilizando Mediciones Sincrofatorias (PMU)

N. Granda

G. Colomé

Universidad de San Juan

Resumen-- El presente trabajo aborda el problema de la identificación de generadores coherentes utilizando mediciones sincrofatorias (PMU). Se presenta el problema de evaluación de coherencia entre generadores y se describen las principales metodologías utilizadas para su estudio. Debido a que los grupos de generadores coherentes varían en el tiempo en función del estado de operación del sistema, se propone una nueva metodología para su identificación en tiempo real. En base a casos de estudio se evalúa el desempeño de la metodología propuesta frente a otras técnicas de la bibliografía y sobre este análisis se determina que su capacidad de adaptación a los datos la convierten en una opción atractiva para su aplicación en ambientes en tiempo real, así como en la caracterización del sistema basada en simulaciones.

Palabras clave-- Evaluación de coherencia – Algoritmo Recursivo de Agrupamiento – Minería de datos – PMU – Tiempo Real.

1. INTRODUCCIÓN

La evaluación de coherencia entre generadores, tiene por objetivo definir los grupos de generadores que oscilan juntos frente a un disturbio. El problema ha sido abordado desde varias perspectivas siendo el método de coherencia lenta uno de los más utilizados en estudios realizados fuera de línea para determinar el conjunto de generadores coherentes [1]. Sin embargo, durante la operación en tiempo real, las condiciones del sistema cambian (patrón de carga/despacho de generación, topología de la red, tipo, lugar y tiempo de despeje de la falla) y pueden modificar el patrón de coherencia dinámica entre generadores. La exactitud y velocidad de muestreo de las Unidades de Medición Sincrofatorial Phasor Measurement Unit - PMU configuran el recurso tecnológico perfecto para desarrollar una metodología capaz de determinar posibles cambios en la composición de los conjuntos de generadores coherentes durante la operación en tiempo real. No obstante, los clásicos sistemas de medición PMU miden variables eléctricas de voltaje, corriente y frecuencia, mientras que las variables necesarias para el análisis de coherencia son ángulos de rotor. El presente trabajo propone el uso conjunto de ángulos

de voltaje, frecuencia y variación de frecuencia en barras terminales de los generadores como variables de análisis, para solucionar éste inconveniente.

Con el advenimiento de las PMU se sabe que, en los centro de control, el volumen de las bases de datos correspondientes a las mediciones que se reciben en tiempo real se ha incrementado en varios órdenes. Por esta razón este trabajo evalúa la aplicación de técnicas de minería de datos como un paso natural en la evolución del análisis y evaluación del estado dinámico del SEP.

En la sección 2 del trabajo se presenta el problema de identificación de generadores coherentes y se describen las metodologías usualmente aplicadas para su análisis. La sección 3 presenta la metodología propuesta para la evaluación de coherencia basada en un algoritmo recursivo de agrupamiento. En la sección 4 se comparan los resultados de la aplicación de la metodología propuesta con los obtenidos mediante las técnicas descritas en la sección 2. Finalmente en la sección 5 se presentan las conclusiones de este trabajo.

2. IDENTIFICACIÓN DE GENERADORES COHERENTES

Un conjunto de generadores forma un grupo coherente, frente a una perturbación dada, cuando oscilan con la misma velocidad angular y mantienen una relación compleja constante entre sus voltajes terminales durante un cierto intervalo de tiempo :

$$t_0 < t < t_f: \quad (1)$$

$$\frac{\mathbf{E}_i(t)}{\mathbf{E}_j(t)} = \frac{E_i(t)}{E_j(t)} e^{j[\delta_i(t) - \delta_j(t)]} = \kappa$$

$$\omega_i = \omega_j$$

Para propósitos prácticos se considera que la magnitud de voltaje de las barras coherentes es constante y que la diferencia angular entre generadores coherentes se encuentra dentro de una tolerancia especificada (ϵ) [2], condición expresada en (2).

$$\delta_i(t) - \delta_j(t) < \epsilon_\delta \quad (2)$$

$$\omega_i(t) - \omega_j(t) < \epsilon_\omega$$

La coherencia entre generadores tiene carácter transitivo; si la unidad A es coherente con la C, y la B es coherente con la C, entonces A y B son coherentes. Dentro del proceso de evaluación de coherencia se define un generador de referencia dentro de cada grupo, respecto del cual se deben comparar los otros generadores para determinar si pertenecen al grupo.

Existen dos prácticas usuales para determinar la coherencia entre generadores: la primera evalúa sobre el modelo del SEP las propiedades de coherencia entre generadores, independientemente del disturbio; y la segunda analiza, ante un disturbio aplicado al SEP, las curvas de oscilación de los generadores obtenidas por simulación o medición.

2.1. Métodos Basados en Modelo del SEP

Entre las técnicas basadas en el modelo del SEP se encuentran: coherencia lenta, análisis modal, sincronía, formas normales, distancias eléctricas. Estas técnicas son aplicadas en estudios fuera de línea y la más difundida es la de coherencia lenta. Otros métodos comúnmente usados para agrupar a los generadores es considerando: (i) su distribución geográfica, es decir generadores geográficamente cercanos son agrupados dentro de una misma área eléctrica; y/o (ii) el flujo de potencia por líneas de transmisión sea mínimo, lo que implica que cada área así definida es autosuficiente puesto que el intercambio de potencia con el sistema es mínimo. Estos dos últimos métodos requieren de conocimiento y experiencia respecto de la operación del SEP en estudio.

2.1.1. Método de Coherencia Lenta

Este método surge de la observación que, en un gran SEP sujeto a una perturbación, se forman grupos de máquinas fuertemente conectadas que exhiben una dinámica similar respecto a los modos inter-área de baja frecuencia[3]. El método asume que: los grupos de generadores coherentes son independientes del tamaño de la perturbación y del nivel de detalle usado para modelar las unidades de generación, por lo que se puede usar el modelo linealizado del SEP y el modelo clásico del generador.

Se parte de la representación en espacio de estado de las ecuaciones de movimiento del SEP

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \mathbf{M} \cdot \Delta\omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \mathbf{I} \\ -\mathbf{K} & -\mathbf{D} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \end{bmatrix} \quad (3)$$

Dado que el amortiguamiento (D) no afecta significativamente las frecuencias de los modos de oscilación, se lo omite, obteniéndose un modelo de segundo orden:

$$\frac{d^2}{dt^2} \Delta\delta = -\mathbf{M}^{-1} \cdot \mathbf{K} \cdot \Delta\delta \quad (4)$$

$$= \mathbf{A} \cdot \Delta\delta$$

Los vectores propios de $A_{n \times n}$ (n es el número de generadores) son reales y contienen la misma información acerca de la acción de cada generador en los modos del SEP que si se considerara la ecuación (2).

Para encontrar los r grupos de generadores coherentes, el método calcula la matriz U de vectores propios perteneciente a los r valores propios más pequeños de la matriz A . Aplicando eliminación gaussiana con pivoteo completo sobre la matriz U se pueden obtener las r filas más linealmente independientes que definen a los generadores de referencia. Para asignar los generadores restantes a cada grupo se ordena la matriz U de la siguiente manera:

$$U_{n \times r} = \begin{bmatrix} U_r \\ U_{n-r} \end{bmatrix}$$

Y se resuelve para L la siguiente ecuación:

$$U_r^T \cdot L^T = U_{n-r}^T \quad (5)$$

Se usa la matriz $L_{(n-r) \times r}$ para asignar los otros generadores ($n-r$) a los grupos coherentes (r) de acuerdo al mayor valor cada fila de L . El límite superior para el número de áreas coherentes es igual al número de frecuencias naturales menores a aproximadamente 1 Hz., usual límite superior de las oscilaciones inter-área. En el presente trabajo se aplica un método de coherencia lenta [4] que permite agrupar no solamente generadores sino también cargas.

2.2. Métodos Basados en Mediciones

Entre los métodos basados en simulación o mediciones están las técnicas de procesamiento de señales como: Prony, Matriz Pencil, Periodograma de Welch, algoritmo de mínimos cuadrados recursivo robusto, que básicamente se aplican para el análisis de modos oscilatorios. Además han sido aplicadas la transformada de Fourier y de Hilbert-Huang.

Otro tipo de técnicas que también han sido aplicadas a la evaluación de coherencia usando tanto modelos del sistema (evaluación fuera de línea) como mediciones de las variables (evaluación en línea) son las técnicas de minería de datos; cuyo objetivo es encontrar relaciones ocultas y resumir los datos de manera que sean entendibles y valiosos para el usuario. Es así que la coherencia entre generadores es tratada como un problema de búsqueda de patrones entre variables.

2.2.1. Componentes Principales y Agrupamiento Substractivo

La referencia [5] presenta una metodología basada en el análisis de componentes principales (PCA) y agrupamiento substractivo (SC) para determinar el número y composición de los grupos de generadores coherentes. El objetivo del PCA es reducir el espacio de búsqueda al algoritmo SC mediante la agrupación previa de generadores correlacionados. Esta metodología resulta ser más robusta frente a varios métodos de agrupamiento propuestos en la literatura bibliografía [5].

A partir de m mediciones de ángulo de voltaje ($x=\delta$) o frecuencia ($x=f$) obtenidas durante un periodo de tiempo t , para un total de n muestras ($m \ll n$), se construye la matriz de mediciones $X_{n \times m}$:

$$X_{n \times m} = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1m} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & \dots & x_{nm} \end{bmatrix}$$

Se asume además que cada variable (columna) ha sido pre-procesada de manera que su media es cero. Una descomposición PCA completa reconstruye la matriz X como una suma de m funciones ortogonales de la siguiente forma:

$$X = \begin{bmatrix} t_{1,1} \\ \vdots \\ t_{m,1} \end{bmatrix} w_1 + \begin{bmatrix} t_{1,2} \\ \vdots \\ t_{m,2} \end{bmatrix} w_2 + \dots + \begin{bmatrix} t_{1,m} \\ \vdots \\ t_{m,m} \end{bmatrix} w_m \quad (6)$$

$$X = T \cdot W$$

La matriz W está formada por los vectores propios derechos normalizados ω_m obtenidos de la descomposición espectral de la matriz $X \cdot X'$; y la matriz T está formada por las m componentes principales de X . La relación entre el valor propio λ_i sobre la suma de todos los valores propios de la matriz $X \cdot X'$ da una medida de la varianza total capturada por el vector propio asociado ω_i :

$$VTE_i = \frac{\lambda_i}{\sum_{i=1}^m \lambda_i} \quad (7)$$

Se forma una nueva matriz $U_{m \times i}$ formada por vectores propios asociados a los valores propios λ_i necesarios de manera que se cumpla la siguiente condición:

$$VTE_i(\%) = \frac{\lambda_i}{\sum_{i=1}^m \lambda_i} * 100 \geq 99\% \quad (8)$$

Finalmente, para determinar el número y composición de los grupos de generadores coherentes se aplica el algoritmo SC a la matriz U encontrada.

2.2.2. Pre-procesamiento de los Datos

En el citado artículo, los autores recomiendan como pre-procesamiento el uso de una matriz de similitud con el propósito de refinar los resultados obtenidos. Sobre esta matriz se aplica el método PCA, obteniéndose un mejor patrón de agrupamiento [5].

La metodología se basa en una ventana móvil de ancho fijo, pero no se menciona la forma de definir la duración de la ventana. En el presente trabajo se define una regla simple, basada en las frecuencias de oscilación del SEP, para calcular el ancho de la ventana móvil. Adicionalmente, el método PCA necesita que la cantidad de datos (ancho de la ventana) sea mucho mayor al número de variables ($m \ll n$) para poder definir los grupos correctamente. Finalmente se indica que la identificación mejora si se utiliza solamente los datos obtenidos luego de despejado el disturbio (falla).

3. METODOLOGÍA PROPUESTA

La presente metodología pretende superar algunos de los problemas de las técnicas propuestas, mediante el uso de un algoritmo recursivo de agrupamiento capaz de identificar el número y composición de los grupos de generadores coherentes de forma automática y adaptándose a los datos recibidos en cada instante de tiempo.

Como primer paso, se deben definir las variables a medir y/o calcular de manera que se obtenga el mejor agrupamiento. Con estas variables, las cuales deben ser pre-procesadas para evitar problemas en la etapa de agrupamiento debido a las diferentes escalas y rangos de variación, se forma la matriz de datos a analizar. Finalmente, se aplica el algoritmo recursivo de agrupamiento, obteniendo el número y composición de los grupos de generadores coherentes que pueden variar en el tiempo acorde a las variables de entrada recibidas.

3.1. Variables a Medir

Uno de los problemas relacionados con la identificación de generadores coherentes utilizando PMUs es que las variables usadas para el análisis son: ángulo y velocidad del rotor, sin embargo las

PMU entregan mediciones de magnitud y ángulo de voltaje, y frecuencia en la barra que se encuentran conectadas. En la referencia [5] se muestra que las variables: ángulos de tensión (θ_{bt}), y frecuencia (f_{bt}) en terminales del generador entregan información suficiente para lograr un adecuado agrupamiento de los generadores, consistente con el obtenido con las variables ángulo y velocidad del rotor.

La metodología propuesta usa las variables ángulo de voltaje (θ_{bt}) y frecuencia (f_{bt}), y mediante cálculo se obtiene la variación de frecuencia en el tiempo ($\Delta f/\Delta t$), con el fin de determinar un agrupamiento más consistente. La matriz de datos, que procesa el algoritmo de agrupamiento, está constituida de la siguiente manera:

$$\mathbf{X}_{n \times m} = \begin{bmatrix} \theta_{bt-G1} & f_{bt-G1} & \vdots & \frac{\Delta f_{G1}}{\Delta t} \\ \theta_{bt-G2} & f_{bt-G2} & \cdots & \frac{\Delta f_{G2}}{\Delta t} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \theta_{bt-Gn} & f_{bt-Gn} & \cdots & \frac{\Delta f_{Gn}}{\Delta t} \end{bmatrix}_{t=t_n}$$

Donde n es el número de generadores y m el número de variables. Esta matriz es actualizada con cada ingreso de datos ($t=t_n$), que en el caso de una PMU convencional se realiza a razón de 60 muestras por segundo.

En este problema particular se busca identificar los grupos de generadores coherentes formados debido a la presencia de oscilaciones electromecánicas, por eso las variables escogidas son ángulo, frecuencia y variación de frecuencia. Sin embargo la metodología puede aplicarse también a otros problemas como por ejemplo la definición de áreas coherentes en tensión, en cuyo caso las variables a considerar por barra o generador podrían ser las magnitudes de tensión, variación de tensión en el tiempo, potencia reactiva generada, etc.

3.2. Pre-procesamiento de los Datos

Se debe realizar un pre-procesamiento de los datos con el fin de evitar errores en el agrupamiento producidos por la diferencia de escala entre variables. El método propuesto es la normalización de variables, de manera que su valor se encuentre entre 0 y 1, es decir las variables se encuentren dentro de un hipercubo unitario:

$$\mathbf{X}_{nor} = \frac{\mathbf{X}_i - \min(\mathbf{X}_i)}{\max(\mathbf{X}_i) - \min(\mathbf{X}_i)} \quad \forall i = 1, \dots, m \quad (9)$$

Mediante la transformación (9) se logra que las variables se encuentren dentro de rangos comparables. Nótese además que debido a esta transformación los radios de los grupos están normalizados, es decir que un radio $r^i = 1$ implica que el área de influencia del grupo es todo el espacio de datos en la dimensión i .

3.3. Descripción Matemática

El método de agrupamiento se basa en el concepto de Estimación Recursiva de Densidad -RDE y básicamente calcula la densidad de datos alrededor de un punto de manera recursiva. Este procedimiento fue propuesto en [6] y calcula la función de densidad D_t , que mide la capacidad de generalización y representatividad de un dato X_t , de la siguiente manera:

$$D_t(X_t) = \frac{t-1}{(t-1) \cdot \left(\sum_{j=1}^m x_{tj}^2 + 1 \right) + b_t - 2 \cdot \sum_{j=1}^m x_{tj} \cdot c_{tj}} \quad (10)$$

$$D_1(X_1) = 1; \quad t = 2, \dots, n$$

Dónde:

$$b_t = b_{t-1} + \sum_{j=1}^m x_{(t-1)j}^2 \quad b_1 = 0 \quad (11)$$

$$c_{tj} = c_{(t-1)j} + x_{(t-1)j} \quad c_{1j} = 0$$

Datos cuya función de densidad es alta son buenos candidatos para ser centros de grupo. Si un dato es seleccionado como centro de grupo X^{i*} , su densidad $D_t(X^{i*})$ determinada al momento t es mantenida en memoria y actualizada conforme ingresan nuevos datos al algoritmo mediante la siguiente expresión:

$$D_t(X^{i*}) = \frac{t-1}{t-1 + (t-2) \cdot \left(\frac{1}{D_{t-1}(X^{i*})} - 1 \right) + \sum_{j=1}^m (x_{tj} - x_{(t-1)j})^2} \quad (12)$$

$$D_1(X^{i*}) = D_t(X_t); \quad t = 2, \dots, n$$

Las condiciones que aseguran el aumento, disminución o mantenimiento del número de grupos y la actualización de sus respectivos centros son las siguientes:

Condición A

$$D_t(X_t) > \max_{i=1}^R D_t(X_t^{i*}) \vee D_t(X_t) < \max_{i=1}^R D_t(X_t^{i*})$$

Condición B

$$\text{SI } (\exists i, i = [1, R]: \mu_i^j(x_t) > e^{-1}, j = [1, n], t = 2, \dots, n) \\ \text{THEN } (R \leftarrow R - 1)$$

El algoritmo de agrupamiento basado en estas ecuaciones funcionara de acuerdo al diagrama de flujo mostrado en la Fig. 1.

Los radios r^i de cada grupo se calculan de manera recursiva conforme ingresan los datos al algoritmo, asegurando que este se adapte a la distribución de los datos [7]:

$$r_{ij}^i = \alpha \cdot r_{(t-1)j}^i + (1 - \alpha) \cdot v_{ij}^i \quad (13)$$

$$r_{1j}^i = 1; \quad j = 1, \dots, m$$

Donde r_{ij}^i indica el radio del grupo i al tiempo t en la dimensión j . La constante de aprendizaje α regula la compatibilidad de la nueva información respecto de la anterior. Así por ejemplo $\alpha = 1/2$ implica que la nueva información es tan valiosa como la existente y es el valor usado por defecto. El valor v_{ij}^i se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$v_{ij}^i = \sqrt{\frac{1}{S_t^i - 1} \sum_{k=1}^{S_t^i} (X_j^{i*} - x_{kj})^2} \quad (14)$$

$$v_{1j}^i = 1; \quad j = 1, \dots, m$$

Donde v_{ij}^i representa la dispersión de los datos en cada dimensión j dentro del grupo S , respecto del centro X^{i*} del mencionado grupo S . Cada grupo tiene un determinado número de elementos en el instante t , representado por S_t^i . Dado que cada dimensión tiene su propio radio, los grupos a formarse pueden tomar formas elipsoidales adaptándose mejor a la distribución de los datos.

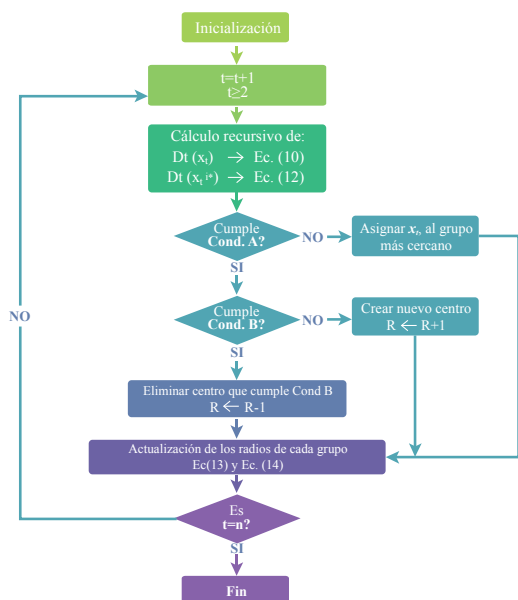


Figura 1: Funcionamiento del Algoritmo de Agrupamiento

4. RESULTADOS

Se utiliza como caso de estudio el sistema New England de 10 generadores y 39 barras [8]. Se aplica el método de coherencia lenta, para obtener los grupos de generadores coherentes basándose en el modelo del sistema, para compararlos con los obtenidos a partir del procesamiento de mediciones.

4.1. Caso Estudio 1

En el sistema en estudio se simula una falla trifásica en la LT 2-25 cerca de la barra 2 a los 0,1 s, la cual es despejada a los 0,2 s con la salida de la LT. El tiempo de simulación es 15 segundos.

La Tabla 1 muestra los agrupamientos de los generadores obtenidos aplicando el método de coherencia lenta (CL) y separando los generadores por áreas geográficas considerando que las líneas de transmisión con mínimo flujo de potencia (MinFlu) son los vínculos de interconexión entre áreas.

Tabla 1: Agrupamiento con métodos CL y MinFlu

MinFlu		CL	
N.G	Grupos	N.G	Grupos
2	{1} - {2,3,4,5,6,7,8,9,10}	2	{1} - {2,3,4,5,6,7,8,9,10}
3	{1} - {2,3,8,10} - {4,5,6,7,9}	3	{1} - {2,3,4,5,6,7,10} - {8,9}
4	{1} - {2,3,8,10} - {4,5,6,7} - {9}	4	{1} - {2,3,10} - {4,5,6,7} - {8,9}

El agrupamiento obtenido con ambos métodos considerando solamente 2 grupos es el mismo. Esto tiene sentido puesto que el generador G1 representa una gran interconexión con otro sistema. Sin embargo al separar el sistema en un mayor número de grupos, el método de coherencia lenta considera los modos naturales de oscilación de los generadores, formando grupos con fuertes interacciones electromecánicas, mientras que cuando se considera solamente el flujo por las LTs, los resultados cambian con cada estado de carga/generación obteniéndose un agrupamiento erróneo.

Como se describió en la sección 2.2.1., el método de las componentes principales junto con agrupamiento subtractivo (PCA-SC) exige definir el ancho de la ventana móvil para su uso. Se analizan a continuación dos alternativas para la definición de la duración de la ventana. Es requisito para la aplicación del método que el número de mediciones sea mucho mayor al número de variables a considerar, imponiendo de esta manera un límite inferior al ancho de la ventana de datos. Si el número de variables es 10, con 30 observaciones

se satisface el requerimiento y el ancho de la ventana de tiempo resulta $30 \cdot (1/60) = 0,5$ segundos. La ventaja de tener ventanas de tiempo pequeñas es el menor tiempo de cálculo. El agrupamiento obtenido utilizando la ventana móvil de 0,5s se muestran en las Figs. 2 y 3.

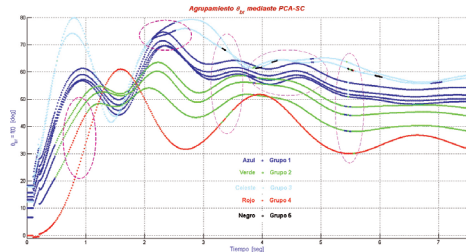


Figura 2: Agrupamiento f_{br} mediante PCA-SA. Ventana 0,5 s.

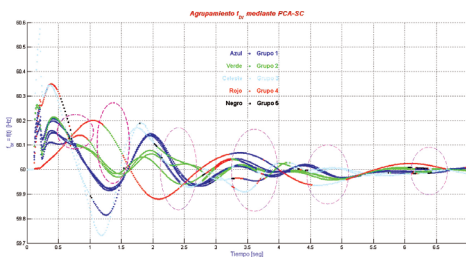


Figura 3: Agrupamiento f_{br} mediante PCA-SA. Ventana 0,5 s.

Se observa que el agrupamiento presenta errores, siendo más notorio el error cuando se utiliza la matriz de frecuencias. Los generadores cambian de grupo sin un patrón definido a lo largo del tiempo.

La alternativa es definir un ancho de ventana en función de los resultados del análisis modal con el que se analiza la estabilidad de pequeña señal. Con ventanas de dos periodos de la frecuencia de oscilación del modo de interés las técnicas de procesamiento de señales han obtenido buenos resultados. Para el sistema de ejemplo, la frecuencia de oscilación más baja, obtenida a través del análisis modal, es de 0,557 Hz, por lo que el ancho de la ventana es: $(1/0,557) \cdot 2 = 3,59$ segundos $\approx 3,6$ segundos. Los resultados obtenidos se muestran en las Figs. 4 y 5.

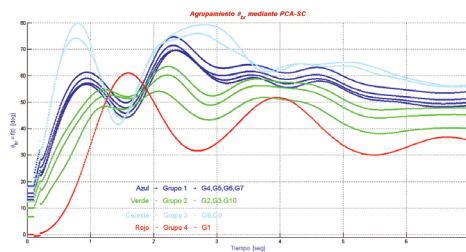


Figura 4: Agrupamiento f_{br} mediante PCA-SA. Ventana 3,6 s.

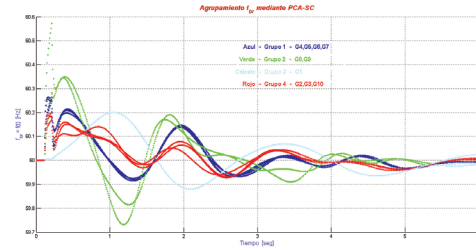


Figura 5: Agrupamiento f_{br} mediante PCA-SA. Ventana 3,6 s.

Los resultados de las Fig. 5 y 6 concuerdan perfectamente con los del método de coherencia lenta considerando 4 grupos. Esta segunda forma de definir el ancho de la ventana requiere de un análisis previo que informe sobre los modos oscilatorios presentes en ese estado de operación.

Al aplicar la metodología propuesta se supera el problema de la definición del ancho de la ventana móvil por parte del usuario. Los resultados del agrupamiento se muestran en las Figs. 6 y 7. El algoritmo define claramente 3 grupos de generadores coherentes: $\{G2, G3, G4, G5, G6, G7, G10\}$, $\{G8, G9\}$, $\{G1\}$ que coinciden con los resultados obtenidos por el método de coherencia lenta para igual número de grupos. Se observa que el algoritmo también presenta ciertas clasificaciones erróneas a lo largo del tiempo, que son luego corregidas por el mismo algoritmo. El agrupamiento logrado para las variables de frecuencia es también de buena calidad.

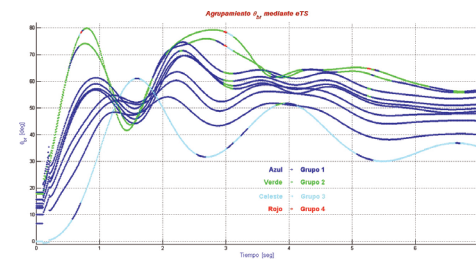


Figura 6: Agrupamiento f_{br} – Metodología Propuesta

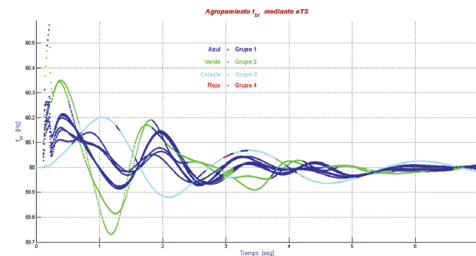


Figura 7: Agrupamiento f_{br} – Metodología Propuesta

4.2. Caso Estudio 2

Con este ejemplo se busca evaluar el desempeño de la metodología propuesta frente a grandes disturbios como son la separación del sistema en islas y el

colapso de una de ellas. Se implementa en el sistema de estudio un Esquema de Alivio de Carga -EAC y un Esquema de Separación Controlada en Islas -ESCI.

Se simula una falla trifásica en la barra 16 a los 0,1s, la cual es despejada a los 0,2 s, con la salida de servicio de la LT 16-19 causando que los generadores G4 y G5 junto con la carga de la barra 20 operen de manera aislada. Luego de 0,1s sale de servicio G5 para evitar el disparo de G4 por sobrevelocidad. Por actuación del ESCI disparan por protección de potencia inversa las LT 3-18 (a 1,38 s) y LT 17-27 (a 2,89 s), y por sobrecarga la LT 14-15 (a 4,59 s), separando al área 2 de las áreas 1 y 3, que permanecen unidas. Luego del disparo de la LT 14-15 se presentan bajos voltajes en el área 2, que se recuperan luego de la actuación del EAC, sin embargo la cantidad de carga desconectada no es suficiente para alcanzar el adecuado balance de potencia en la isla, lo que ocasiona la caída incontrolable de frecuencia y el disparo de G6 y G7 por baja frecuencia, y finalmente el colapso de la isla. La secuencia se muestra en la Fig. 8.

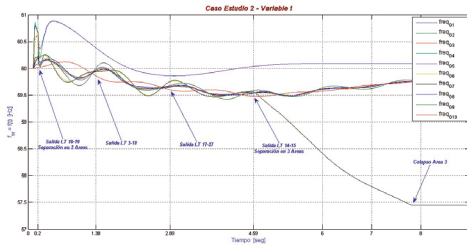


Figura 8: Secuencia de eventos – Variable: Frecuencia

En las Figs. 9 y 10 se muestran el agrupamiento obtenido la metodología PCA-SC, con un ancho de la ventana de tiempo de 3,6 segundos.

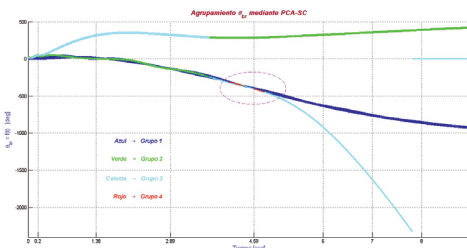


Figura 9: Agrupamiento θ_{br} mediante PCA-SA. Ventana 3,6 s.

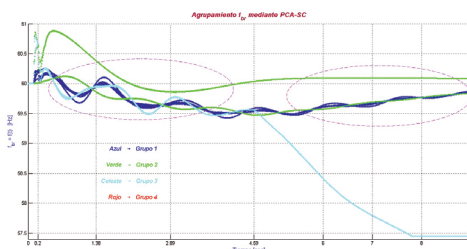


Figura 10: Agrupamiento f_{br} mediante PCA-SA. Ventana 3,6 s.

El método PCA-SC aplicado a los ángulos de voltaje tiene problemas para diferenciar la separación del sistema en islas y por consiguiente los grupos de generadores coherentes. Este problema se hace más evidente cuando se aplica el método a la matriz de frecuencias; el método considera coherentes a generadores que están en diferentes áreas (grupo en color verde).

Cuando se aplica la metodología propuesta los resultados que se obtienen son los mostrados en las Figs. 11 y 12.

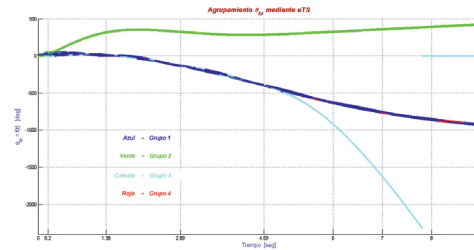


Figura 11: Agrupamiento θ_{br} – Metodología Propuesta

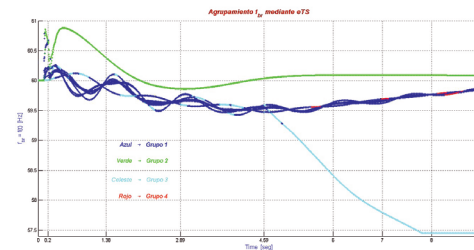


Figura 12: Agrupamiento f_{br} – Metodología Propuesta

El algoritmo inicialmente identifica 2 grupos de generadores coherentes {G4,G5} y al momento en que el sistema se separa en 3 islas, identifica correctamente los 3 grupos de generadores {G4}, {G6,G7}, {G1,G2,G3,G8,G9,G10}, como se puede ver en el zoom de ese instante en la Fig. 13. que muestra el agrupamiento obtenido sobre la variable f_{br} , sin embargo se debe enfatizar que el agrupamiento de las otras dos variables θ_{br} y $\Delta f/\Delta t$ es el mismo, puesto que el algoritmo produce un solo agrupamiento utilizando las tres variables.

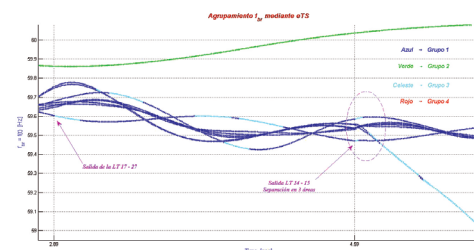


Figura 13: Agrupamiento f_{br} – Metodología Propuesta

El agrupamiento obtenido por el método CL no es válido para este caso, debido a que los cambios

de topología y estado de operación han afectado drásticamente el comportamiento dinámico del sistema.

El algoritmo también identifica correctamente los generadores que se aceleran durante la falla o debido a un disturbio como pérdida de generación. Luego de analizar pocas mediciones durante la aplicación de la falla, el algoritmo divide correctamente las máquinas en grupos coherentes, como se muestra en la Fig. 14. El agrupamiento para las variables f_{br} y $\Delta f/\Delta t$ es el mismo.

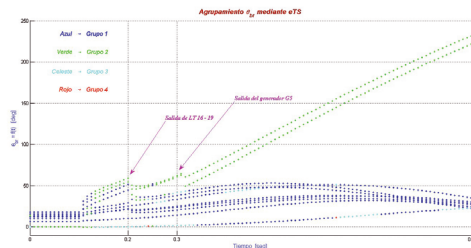


Figura 14: Agrupamiento θ_{br} – Metodología Propuesta

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El método de coherencia lenta, que es ampliamente usado en la identificación de generadores coherentes, no es adecuado si se busca identificar grupos de generadores coherentes cuando el sistema está sujeto a grandes disturbios como pérdida de líneas en cascada y formación de islas, procesos altamente no lineales.

La metodología basada en componentes principales y agrupamiento subtractivo (PCA-SC) es una alternativa bastante robusta para lograr este objetivo; sin embargo presenta inconvenientes al momento de definir los parámetros del algoritmo. Dado que el ancho de la ventana móvil es dependiente de los modos de oscilación a investigar, se vuelve dependiente del sistema y del disturbio. Otro inconveniente es su baja exactitud en el agrupamiento cuando se consideran fenómenos rápidos como fallas.

La metodología propuesta resuelve este problema mediante un algoritmo recursivo de agrupamiento que permite: (i) Determinar de manera automática el número y la composición de los grupos basándose solamente en la distribución de los datos; (ii) Evitar problemas relacionados con la definición de parámetros del algoritmo dependientes de los datos; (iii) Simplificar el agrupamiento de los datos acorde con la última información disponible; (iv) Buena exactitud en el agrupamiento tanto en fenómenos rápidos como lentos. Esta característica de agrupar generadores en cortos periodos de tiempo puede ser empleada en métodos de evaluación de estabilidad transitoria que requieren definir grupos de generadores críticos y no críticos.

A pesar que el algoritmo es capaz de corregir sus errores de agrupamiento es deseable aumentar su exactitud, una posible solución a este problema es el uso de matrices de similaridad calculadas en forma recursiva y la adición de nuevas variables que permitan robustecer el proceso de agrupamiento.

AGRADECIMIENTOS

N. Granda agradece al Servicio Alemán de Intercambio Académico (DAAD) por el apoyo económico durante el desarrollo de la investigación presentada.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Price, W.W.; Hargrave, A.W.; Hurysz, B.J.; Chow, J.H.; Hirsch, P.M.; “Large-scale system testing of a power system dynamic equivalencing program,” IEEE Transactions on Power Systems, vol.13, no.3, pp.768-774, Aug 1998.
- [2] Germond, A. J.; Podmore, R.; “Dynamic Aggregation of Generating Unit Models,” Power IEEE Transactions on Apparatus and Systems, vol.PAS-97, no.4, pp.1060-1069, July 1978.
- [3] J. H. Chow, “New algorithms for slow coherency aggregation of large power systems,” Proc. Institute for Mathematics and Its Applications, pp.95 – 115, 1993.
- [4] Yusof, S.B.; Rogers, G.J.; Alden, R.T.H.; “Slow coherency based network partitioning including load buses,” IEEE Transactions on Power Systems, , vol.8, no.3, pp.1375-1382, Aug 1993.
- [5] Granda, N.; Colomé, G.; “Identificación de Generadores Coherentes Utilizando Mediciones PMU Orientada a la Definición de Esquemas de Separación en Islas,” Proceedings XIV ERIAC CIGRE, Ciudad del Este, Paraguay, 2011.
- [6] Angelov, P.P.; Filev, D.P.; “An approach to online identification of Takagi-Sugeno fuzzy models,” IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B: Cybernetics, vol.34, no.1, pp. 484- 498, Feb. 2004.
- [7] Angelov, P.; Xiaowei Zhou; “Evolving Fuzzy Systems from Data Streams in Real-Time,” International Symposium on Evolving Fuzzy Systems 2006, vol., no., pp.29-35, Sept. 2006.
- [8] M.A. Pai; Energy Function Analysis for Power System Stability, Boston, Kluwer Academic Publishers, 1989.



Nelson Granda Gutiérrez.- Nació en Loja, Ecuador, en 1981. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en 2006. Desde enero de 2006 hasta febrero de 2008 trabajó en el Centro Nacional de Control de

Energía (CENACE) en el Área de Operaciones.

Actualmente se encuentra realizando su trabajo de investigación previo a la obtención de título de PhD en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan (IEE - UNSJ). Sus áreas de interés son análisis y control de sistemas de potencia en tiempo real.



Delia Graciela Colomé.- Nació en San Juan, Argentina en 1959. Obtuvo su título de Ingeniero Electrónico en 1985 y de PhD. en Ingeniería Eléctrica en 2009 en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina.

Desde 1983 trabaja en el Instituto de Energía Eléctrica de esa universidad. 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.