

Estudio de factibilidad para la medición del ángulo de estabilidad en el centro de control del sistema eléctrico del Valle del Cauca a nivel de 220 kV

BRYAN ZÚÑIGA*
GLADYS CAICEDO**
FABIÁN DÍAZ***



Resumen

En este artículo se presenta el análisis de factibilidad para medir el ángulo de estabilidad en el sistema eléctrico del Valle del Cauca. Usando algoritmos de ubicación óptima se encontró la mejor posición para ubicar la medición fasorial, así como el nodo de referencia. Además, de acuerdo con la norma IEEE Std. C37 118 – 2005, se determinó el equipo adecuado para la medición, a la vez que se establecieron los requerimientos de *hardware* y *software*.

Palabras clave: medición fasorial, PMU, ubicación óptima, Valle del Cauca.

Abstract

In this paper, we present a feasibility analysis to measure the angle of stability in the electrical system of Valle del Cauca. We found the best po-

(*) Operación CLD, Empresa de Energía del Pacífico S. A., Yumbo - Valle, Colombia. Correo electrónico: bzuniga@epsa.com.co.

(**) Grupo de Investigación en Alta Tensión, Universidad del Valle, Cali-Colombia. Correo electrónico: nayiver.gladys.caicedo@correounivalle.edu.co.

(***) Oficina de Protecciones y Telecontrol, Empresa de Energía del Pacífico S. A., Yumbo - Valle, Colombia. Correo electrónico: fdiaz@epsa.com.co.

Fecha de recepción: 27/07/2013 • Fecha de aceptación: 30/09/2013.

sition for placing the phasor measurement and the reference node using algorithms optimal location. Further according to IEEE Std. C37 118-2005, we established the equipment for measurement, as well as, his requirements to hardware and software.

Keywords: phasor measurement, PMU, optimal placement, Valle del Cauca.

1. Introducción

La energía eléctrica se ha convertido en la base fundamental del desarrollo de la sociedad. La estructura que nos permite hacer uso de dicha energía, es conocida como sistema eléctrico de potencia. Sin embargo, este sistema está sometido a muchos disturbios que comprometen su integridad.

En Colombia, luego del apagón ocurrido en el año 2007, se evidenció la necesidad de implementar un esquema de seguridad para el sistema eléctrico, que pueda ir más allá de los sistemas de protección comunes. Un esquema que no solo sea correctivo, sino predictivo (León & Gómez, 2010). Además, dado el crecimiento de la red eléctrica, se requiere controlar tanto la frecuencia y el voltaje, así como limitar el ángulo δ en algunos nodos importantes del sistema, en tanto que este es reflejo de su estabilidad (Caicedo, 2012).

Actualmente, el Valle del Cauca no cuenta con este tipo de esquemas; por lo tanto, es necesario implementar la infraestructura requerida.

2. Metodología utilizada

Este estudio analiza la factibilidad de la implementación de la medición fasorial en el sistema eléctrico del Valle del Cauca, con base en los equipos de protección instalados actualmente en el sistema. Por tal razón, se plantea la siguiente metodología de análisis:

- Definición del esquema eléctrico para la medición.
- Ubicación óptima de unidades de medición fasorial.
- Selección del nodo de referencia.
- Selección del equipo adecuado para medición.

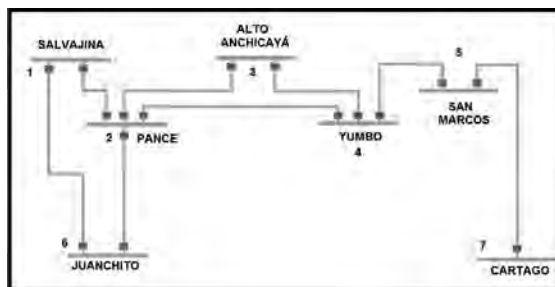
- Requerimientos de *hardware* y de *software*.

A continuación se describe cada uno de los puntos de la metodología.

3. Definición del sistema eléctrico para medición

Teniendo en cuenta que el impacto sobre la variación de las señales eléctricas en un sistema de potencia es mayor según el nivel de tensión, se define el nivel de 220 kV como el más apropiado para realizar medición fasorial en el sistema del Valle del Cauca. En la Figura 1 se representan los nodos y su interconexión.

Figura 1. Sistema eléctrico del Valle del Cauca a nivel de 220 kV



Fuente: elaboración propia.

4. Ubicación óptima de unidades de medición fasorial

Una vez definido el sistema de estudio, resulta indispensable determinar la ubicación de las unidades de medición fasorial. No obstante, para la ubicación de las unidades se debe tener la observabilidad completa de la región establecida, y, además, maximizar la redundancia. Esto se debe lograr usando la menor cantidad de equipos.

A continuación se definen los siguientes conceptos:

- Observabilidad:** hace referencia a la capacidad que tienen los centros de control para visualizar el sistema eléctrico, a través de un equipo de medida ubicado en un nodo determinado. Este concepto se emplea para establecer la mejor ubicación de los elementos de medición y es usado en los estudios de estimación de estado (Nuqui, 2001).

- b) **Grado de observabilidad:** está dado como la relación entre la cantidad de barras observables sobre el total de barras del sistema:

$$G_{OBS} = \frac{\text{"barras_observables"}}{\text{"total_barras"}} \quad (1)$$

- c) **La redundancia en una medición:** es la repetición de información que permite tener un respaldo de la medición, o mediciones adicionales, y evitar pérdida de datos cuando uno de los elementos de medida ha fallado.

Ahora bien, para determinar los nodos adecuados del sistema eléctrico del Valle del Cauca, en los cuales se debe instalar la medición fasorial, se aplican métodos de ubicación óptima. En los apartados siguientes se presentan los métodos de ubicación óptima para unidades de medición fasorial.

4. 1 Algoritmos de ubicación óptima de unidades de medición fasorial

En este trabajo se usaron tres métodos de ubicación óptima, con el objetivo de comparar y definir resultados.

4. 1. 1 Inteligencia de enjambre: este método se basa en la forma como las abejas realizan la transmisión de información sobre la ubicación de las fuentes de alimento, la cual es analizada dependiendo de la rentabilidad ofrecida por cada fuente (Campos & Arias, 2010).

El vector solución $h(x)$ representa la observabilidad y redundancia para un sistema, al ubicar unidades de medición fasorial en nodos determinados. Matemáticamente $h(x)$ se expresa como:

$$h(x) = A \cdot X^T \quad (2)$$

Donde:

A = matriz de conectividad

X = vector de posición

$$A = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$X = [X_1, X_2, X_3, \dots, X_n] \quad (4)$$

Este método plantea una forma de analizar los resultados obtenidos, comparando la observabilidad y redundancia. Por ejemplo, en la Ecuación 5 se muestra un vector solución $h(x)$ para un sistema hipotético:

$$h(X) = [1 \quad 2 \quad 2 \quad 1 \quad 0 \quad 2 \quad 1] \quad (5)$$

El análisis nos permite determinar que para las componentes con valor de 2, la barra asociada es observada por dos PMU's. En cambio, la barra asociada a una componente con valor de 0 no puede ser observada por ninguna PMU instalada.

En general, una solución óptima debe permitir observabilidad para todas las barras, es decir que su vector solución no debe tener ningún valor igual a 0. Así mismo, se debe garantizar la redundancia utilizando la menor cantidad de PMU.

4. 1. 2 Programación entera: este método se basa en una programación lineal y está diseñado para encontrar el costo mínimo de instalación de unidades de medición fasorial (Su & Abur, 2005). Para este caso, el problema está definido como:

$$\min \sum_i^n w_i \cdot x_i \quad (6)$$

Sujeto a: $f(X) \geq \hat{i}$

Donde:

w_i : costo de la PMU instalado en el bus i .

X: vector variable de decisión binaria, cuyas entradas se definen como:

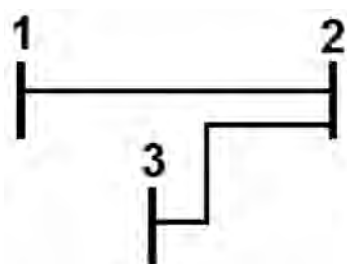
$$x_i = \begin{cases} 1 & \text{Si la barra } i \text{ tiene una PMU instalada} \\ 0 & \text{Si la barra } i \text{ no tiene una PMU instalada} \end{cases}$$

$f(X)$: es una función vectorial que se construye según la interconexión de los nodos, con la cual se crean las restricciones del sistema.

\hat{i} : vector unitario que garantiza la existencia de, al menos, una PMU instalada en nodos interconectados.

Esta solución está restringida a la función $f(x)$, que representa la interconexión de los nodos. Por ejemplo, para el sistema de la Figura 2, se plantea el sistema de ecuaciones mostrado en la Ecuación 7.

Figura 2. Sistema de potencia ejemplo de 3 barras



Fuente: elaboración propia.

$$f(x) = \begin{cases} f_1 = x_1 + x_2 & \geq 1 \\ f_2 = x_1 + x_2 + x_3 & \geq 1 \\ f_3 = x_2 + x_3 & \geq 1 \end{cases} \quad (7)$$

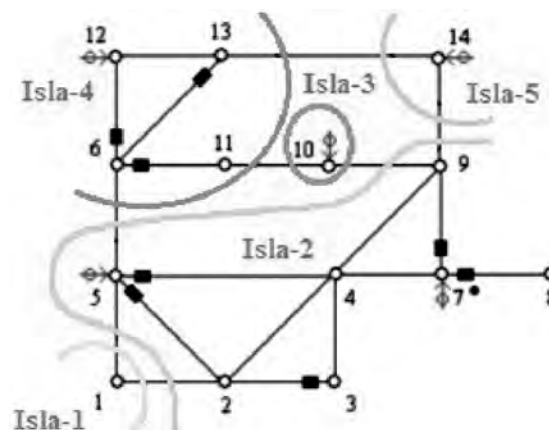
Resolviendo este sistema de ecuaciones, se encuentra una solución adecuada que garantiza la observabilidad en todos los nodos.

4. 1. 3 Algoritmo basado en la topología: este método encuentra los lugares estratégicos para ubicar PMU, mediante la fusión de las islas observables y de sus nodos frontera (Monticelli & Wu, 1985). A continuación se definen los siguientes conceptos:

- a) **Isla observable:** sección del sistema de potencia, en el cual se conoce, a través de sus nodos, el ángulo de estabilidad.
- b) **Fusión de islas:** proceso mediante el cual se unen dos islas observables, formando una isla más grande y observable completamente.
- c) **Nodo frontera:** son los encargados de contribuir en el proceso de fusión entre las islas, ya que, al ubicar PMU's en estas posiciones, intersectan las islas observables.

En la Figura 3 se muestra un sistema IEEE de 14 nodos, dividido en 5 islas observables. Usando el método para este sistema, se busca fusionar las islas al instalar PMU's en lugares estratégicos que hagan completamente observable la red.

Figura 3. Sistema de islas observables IEEE - 14 nodos



Fuente: elaboración propia.

Solucionando el sistema de la Figura 3, se determina que la instalación de una PMU en el nodo 9 (nodo frontera), permite fusionar las islas 2, 3 y 5. Un análisis posterior resolverá el resto del sistema.

4. 2 Aplicación de los métodos de ubicación óptima al sistema del Valle del Cauca

En la Tabla 1 se ilustran los resultados de los tres algoritmos utilizados para obtener la ubicación óptima de medidores en el sistema eléctrico del Valle del Cauca, como se muestra en la Figura 2.

Tabla 1. Aplicación de los métodos de ubicación óptima al sistema eléctrico del Valle del Cauca

Técnica	Cantidad de Nodos con medición fasorial instalada	Posición de los nodos
1 Inteligencia de Enjambre	2	2-5 2-7
2 Programación Entera	2	2-5 2-7
3 Topología	2	2-5

Fuente: Zúñiga (2013).

En la columna dos de la Tabla 1, se indica la cantidad de nodos que requieren medición fasorial, según el método de ubicación óptima empleado. Este desarrollo representa un análisis ideal, sin tener en cuenta alguna medición instalada en el sistema. Si existen equipos instalados, se deben reubicar de acuerdo con su posición óptima. Comparando los resultados de esta

columna, se observa similitud en las soluciones encontradas.

Los resultados de la columna tres entregan una ubicación factible de los PMU's en los nodos 2 y 5 o 2 y 7. Sin embargo, es necesario determinar cuál es la solución óptima. Para esto, la técnica basada en *Inteligencia de enjambre* incorpora un método que permite evaluar la redundancia y el nivel de observabilidad.

En la Tabla 2 se comparan, por medio de la técnica de inteligencia de enjambre, las ubicaciones de los medidores en los diferentes nodos, obtenidas al aplicar las diferentes técnicas. En la columna 2 se presenta el grado de observabilidad (G_Obs), el cual determina la cantidad de nodos del sistema que son observables. Aquí, 0 indica el valor mínimo y 1 el valor máximo.

Para analizar la redundancia, se utilizó también la técnica de inteligencia de enjambre, a fin de realizar un análisis de los valores del vector solución de redundancia (columna cuatro). En la columna seis se ilustran los niveles de redundancia de cada solución y se selecciona la solución que alcanza los mayores niveles de redundancia, usando la menor cantidad de PMU's; en este caso, la solución de ubicación de los nodos 2-5.

Tabla 2. Comparación de la ubicación óptima de PMU'S utilizando el método de enjambre

Posición	G_Obs	Cant. PMU	Vector solución de redundancia	Coeficientes con Redundancia igual a			Nivel de redundancia		
				0	1	2	Min	Med	Max
1	0100100 (2-5)	1 2	1112111	0	6	1	0	6	1
2	0100001 (2-7)	1 2	1111111	0	7	0	0	7	0

Fuente: Zúñiga (2013).

4. 3 Análisis de las diferentes técnicas aplicadas

Analizando las técnicas aplicadas en el sistema eléctrico del Valle del Cauca, para la ubicación óptima de unidades de medición fasorial, se resaltan los siguientes aspectos:

- La técnica de *Programación entera* permite determinar soluciones de ubicación de los PMU'S factibles de implementación.
- La técnica de *Inteligencia de enjambre* evalúa la observabilidad y redundancia de los resultados obtenidos.

Basados en esto, se propone combinar ambos métodos, toda vez que se elimina la evaluación de soluciones aleatorias no factibles planteadas en inteligencia de enjambre y se garantiza la evaluación adecuada de las soluciones obtenidas. Con esto se logra un método de ubicación óptima más rápido y eficiente (Zúñiga, 2013).

5. Selección del nodo de referencia

Existen dos maneras para determinar el nodo de referencia en una medición fasorial (Gómez-Expósito, De la Villa, Abur, Rousseaux, & Gómez-Quiles, 2011):

- Nodos *con* medición fasorial instalada.
- Nodos *sin* medición fasorial instalada.

Para los nodos que no tienen medición fasorial instalada, resulta necesario realizar compensaciones matemáticas, lo que hace el procedimiento más complejo. Por esto, la mejor opción es seleccionar el nodo de referencia, entre los que cuentan con medición de fasores.

Según el análisis de ubicación óptima aplicado, se determina factible la instalación de unidades de medición fasorial en los nodos 2 y 5, correspondientes a San Marcos y Pance. Por lo tanto, se define a San Marcos como nodo de referencia, por ser un nodo robusto en el sistema y donde llega la interconexión con el sistema de transmisión nacional. Esta ubicación se observa en la Figura 4.

Figura 4. Sistema de transmisión del Valle del Cauca a nivel de 220 kV con PMU instaladas



Fuente: Zúñiga (2013).

6. Selección del equipo adecuado para la medición

Una vez encontrada la posición óptima de las unidades de medición fasorial, es importante ajustar el modelo a las condiciones del sistema eléctrico del Valle del Cauca. Así, buscando aprovechar los recursos instalados, se analizan los equipos instalados en la red, considerando aquellos que tienen la capacidad de sincronizarse en el tiempo. Se seleccionaron dos equipos para determinar cuál es el más adecuado para la medición.

6.1 Relé de distancia Siprotec 4 7SA522

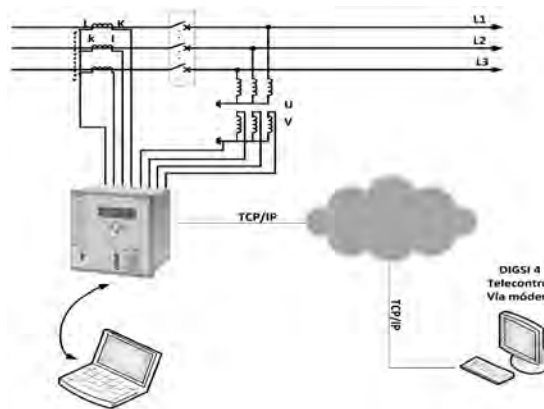
Uno de los equipos instalados es el relé de distancia Siprotec 4 7SA522, que proporciona una protección rápida y selectiva para líneas aéreas en sistemas con configuración en anillo, radial, o cualquier otro, sin importar el nivel de tensión (Zúñiga, 2013).

Tomando señales de corriente y tensión, bajo la plataforma Digsí 4 como *software* de parametrización, el relé desarrolla las siguientes funciones:

- Protección de distancia con 6 sistemas de medición (21/21N).
- Alta resistencia a tierra – Protección con disparo mono o tripolar (50N/51N/67N).
- Protección portadora por hilo piloto (85).
- Localizador de fallas (FL).
- Detección de oscilaciones de potencia/disparo (68/68T).
- Protección de sobrecorriente (50/51/67).
- STUB Protección de sobrecorriente de barras (50 STUB).
- Protección de cierre - bajo falla (50HS).
- Protección de sobre - bajo voltaje (59/27).
- Protección de sobre - baja frecuencia (81 O/U).
- Auto-Recierre (79).
- Chequeo de sincronismo (25).
- Protección de falla del interruptor (50BF).

En la Figura 5 se observa la estructura empleada para un sistema de protección a través del Siprotec.

Figura 5. Ubicación del Siprotec para la protección de una línea



Fuente: elaboración propia.

El otro equipo estudiado para ser instalado como medidor del ángulo δ , es el registrador de fallas Simeas R-PMU. Sus principales características se presentan a continuación.

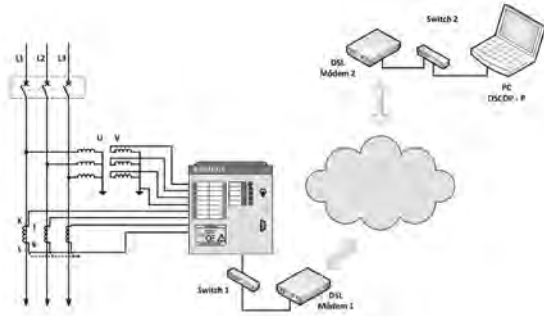
6.2 Registrador de fallas Simeas R-PMU

Con la constante evolución de los equipos de medición y la integración de aparatos digitales para la protección, a los equipos registradores de fallas se han incorporado nuevas funciones que les permiten ser competitivos. Básicamente el Simeas R-PMU cuenta con cuatro funciones principales:

- Registrador de perturbaciones.
- Registrador de aplicación permanente.
- Registrador de eventos.
- Unidad de medición fasorial.

En la Figura 6 se describe cómo se realiza la medición y transmisión de datos a través del Simeas-RPMU.

Figura 6. Medición y transmisión de datos a través del Simeas-RPMU



Fuente: elaboración propia.

6.3 Comparación de los equipos instalados

Para la selección del equipo más apropiado se usa el estándar IEEE (2005), C37 118 *for Synchrophasors for Power System*, el cual define los criterios de la medición fasorial. Según esta norma, se establecen en la Tabla 3 los criterios para seleccionar un equipo de medición fasorial.

Tabla 3. Criterios de selección de equipos para medir ángulo de estabilidad

Criterios de Selección de Equipos Para Medir Ángulo de Estabilidad	
Criterio de decisión	Características
Sincronización de tiempo	Error de tiempo máximo de $\pm 26 \mu s$ para un sistema de 60 Hz
Reporte de mensajes	Para 60 Hz 10, 12, 15, 20 o 30 reportes por segundo
Vector Total de Error TVT	Establece un error menor o igual a 1%
Formato de los mensajes	IEEE Std. C37 - 118 (No restringe el uso de otros protocolos)

Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 4 se comparan los criterios de selección entre ambos equipos, con el objetivo de determinar el equipo más apropiado para la medición fasorial.

Tabla 4. Evaluación de los criterios para la selección de equipos destinados a medir ángulo de estabilidad

Criterios de Selección de Equipos Para Medir Ángulo de Estabilidad		
Criterio de decisión	SIMEAS R - PMU	SIPROTEC 4 7SA522
Sincronización de tiempo	X	X
Reportes de mensajes	X	-
Vector Total de Error TVT	X	-
Formato de los mensajes	X	-

Fuente: elaboración propia.

Según los criterios evaluados, se establece que el relé Siprotec no cumple con el reporte de mensajes, lo que impide cumplir con todas las características para la medición del ángulo δ .

Por lo contrario, el Simeas R – PMU cumple con todos los requerimientos –como se ilustra en la Tabla 4–, convirtiéndose en el equipo adecuado para realizar la medición fasorial.

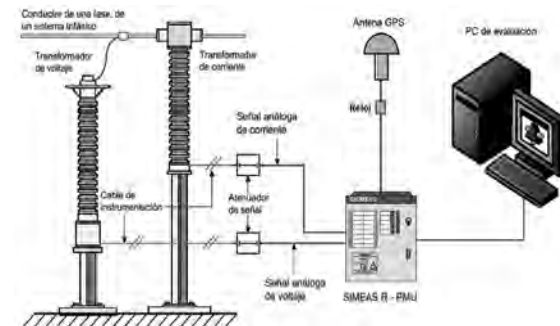
7. Requerimientos de hardware y software

Una vez seleccionado el Simeas R - PMU como el equipo adecuado, se estudian los requerimientos de *hardware* y *software* necesarios para implementar la medición.

7.1 Requerimientos de hardware

Para el *hardware*, en primera instancia, se requiere la instalación del equipo en una subestación, donde se debe realizar el montaje en gabinetes y conectar los transformadores de medida a través del cable de instrumentación y un atenuador de señales, como se ilustra en la Figura 7.

Figura 7. Ubicación del Simeas R-PMU en una subestación



Fuente: elaboración propia.

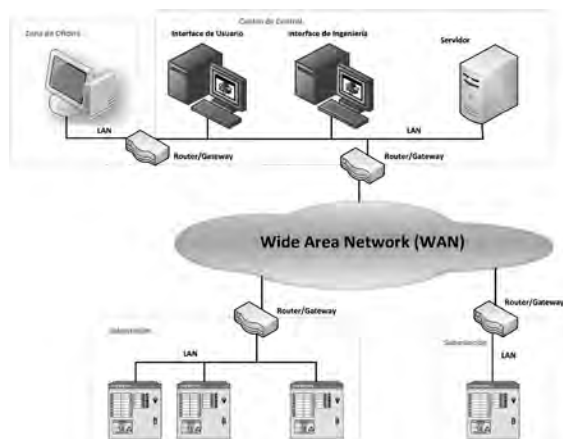
Para determinar el *hardware* apropiado, se resaltan dos aspectos importantes: la comunicación del Simeas R-PMU con el centro de control y la sincronización en el tiempo de las mediciones del PMU.

1) Comunicación (IEEE, 2005). La comunicación y la comparación de datos son dos de las características más importante que poseen las unidades de medición fasorial. Para integrar las funciones del Simeas R - PMU es indispensable comunicar las sucursales a través de una WAN (Wide Area Network). Para ello existen diversas opciones:

- Un canal dedicado por medio de fibra óptica o cobre.
- Si las sucursales se encuentran en un área metropolitana, se puede usar una tecnología inalámbrica como Wimax.
- Mediante redes privadas virtuales (VPN).

Haciendo uso de las opciones de comunicación, se construye una estructura centralizada, como la expuesta en la Figura 8. Esta estructura se basa en la concentración de la información tomada en diferentes puntos de la red y en un único centro de control.

Figura 8. Esquema de conexión para implementar un sistema de medición fasorial



Fuente: Siemens (2009a).

2) Sincronización en el tiempo de la medición fasorial. La sincronización del equipo Simeas RPMU se debe realizar a través del modo GPS/DCF77 (señalización de segundos con fecha, hora UTC), ya que las otras opciones de conexión no cumplen con la precisión requerida (Siemens, 2012).

A continuación se presenta una lista de los elementos requeridos para la sincronización:

- GPS Receiver Hopf 6875: este receptor incluye la antena de GPS y 25 m de cable para la instalación.
- Cable de fibra óptica 6XV8100: 62.5/125 μm , 820 nm de longitud de onda. Para evitar pérdida de información, la longitud máxima es de 1500 m.
- Sync-Transceiver 7KE6000-8AL/K: este dispositivo convierte las señales digitales en señales de voltaje.

- Cable de cobre blindado de dos núcleos (Two-Core Shielded Copper Cable): la longitud máxima es de 10 m.

En la Figura 9 se observa la conexión del equipo PMU con la antena de GPS y los componentes necesarios para implementar la sincronización en el tiempo de las mediciones del Simeas.

Figura 9. Estructura para la sincronización del tiempo en el Simeas R - PMU



Fuente: Siemens (2012).

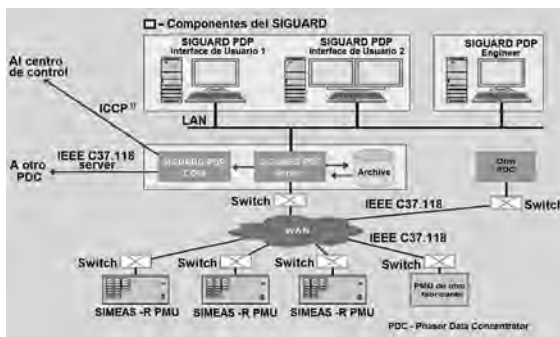
7. 2 Requerimientos de software

Es necesario implementar dos programas de computadora para integrar un esquema de medición de ángulo δ , empleando el Simeas R - PMU:

1. Oscop P: *software* de parametrización del equipo, donde se ajusta la sincronización en el tiempo y se define el modo de funcionamiento (Siemens, 2009b).
2. Siguard PDP: *software* para monitorear el estado reportado por la transmisión de energía en grandes sistemas de potencia. Usando los valores recibidos de las diferentes PMU's, el *software* realiza el análisis del comportamiento del sistema (Siemens, 2009c).

El Siguard PDP nos permite conformar una red centralizada, donde un centro de control recoge y analiza la información transmitida por las PMU. También permite su evaluación a través de un computador auxiliar. Esta red se observa en la Figura 10 (Siemens, 2009a).

Figura 10. Estructura para el uso del Siguard PDP



Fuente: Siemens (2012).

Implementando las condiciones de *hardware* en términos de comunicación y sincronización, y utilizando las herramientas de *software*, es factible realizar la medición fasorial para el sistema eléctrico del Valle del Cauca. Los requerimientos presentados están basados en elementos que se suministran comercialmente y pueden estar sujetos a variaciones según la disponibilidad del fabricante.

8. Conclusiones

- Se determinó la ubicación óptima de los equipos de medición fasorial –para el sistema eléctrico– a 220 KV del Valle del Cauca, cumpliendo con las condiciones de observabilidad y redundancia. En este sentido, se puede garantizar la solución más económica.

- La combinación del método *Inteligencia de enjambre* y *Programación entera*, ofrecen la solución más eficiente para desarrollar un algoritmo de ubicación óptima.
- El Simeas R- PMU es el equipo instalado en el sistema de transmisión del Valle del Cauca, y el cual resulta más adecuado para realizar la medición fasorial.
- El *software* Siguard PDP ofrece la mejor alternativa para implementar un esquema de seguridad, basado en la medición del ángulo de estabilidad a través del Simeas R-PMU. ●

Referencias

Caicedo, G. (2012). *Conceptos de Estabilidad en Sistemas de Potencia*. Cali, Colombia.

Campos, M. & Arias, M. (2010). Ubicación Óptima de Unidades de Medición Fasorial aplicando Swarm Intelligence. Documento presentado en el Congreso IEEE Latino Americano T&D 2010.

Gómez-Expósito, A., De la Villa, A., Abur, A., Rousseaux, P. & Gómez-Quiles, C. (2011, August). *On the Use of PMUs in Power System State Estimation*. Paper presented at the 17th Power Systems Computation Conference, Stockholm, Sweden.

IEEE. (2005). *C37.118-2005 - IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*.

León, R. & Gómez, J. (2010). *Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud*. Bogotá: Investigación & Desarrollo.

Nuqui, R. (2001). *State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements* (Doctoral dissertation). Virginia Polytechnic Institute and State University. Blacksburg, Virginia.

Siemens. (2004). *Siprotec Distance Protection 7SA522*.

Siemens. (2009a). *Application Description Communication SIMEAS R/SIMEAS R-PMU*.

Siemens. (2009b). *Application Description Time Synchronization SIMEAS R/SIMEAS R-PMU*.

Siemens. (2009c). *Digital Fault Recorder, SIMEAS R-PMU, Manual E50417-H1076-C360-A2*.

Siemens. (2010). *Wide Area Monitoring with Phasor Measurement Data*.

Siemens. (2012). *SIGUARD PDP (Phasor Data Processing)*.

Wu, F. & Monticelli, A. (1985, May). Network Observability: Identification of Observable Islands and Measurement Placement. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS- 104, 5, 1035-1041.

Xu, B. & Abur, A. (2005, October). Optimal Placement Phasor Measurement Units for State Estimation, Final Project Report. *Power Systems Engineering Research Center*, 05-58.

Zúñiga, B. (2013). *Estudio de factibilidad para la medición del ángulo de estabilidad en el centro de control para el sistema eléctrico del Valle del Cauca a nivel de 220 kV* (Tesis de pregrado). Universidad del Valle, Cali, Colombia.