

G. J. Araque

R. Barba

Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE

Resumen-- Debido a que las líneas de transmisión cada vez se encuentran trabajando cerca de sus capacidades máximas por lo que un incremento en la diferencia angular entre los dos puntos de las líneas de transmisión podría generar problemas de inestabilidad en el Sistema Eléctrico de Potencia.

Tratar de supervisar – en tiempo real – los ángulos relativos de fase de todas las tensiones e intensidades de la red en el pasado no era posible debido a la falta de capacidad de procesamiento y a las grandes dificultades propias de la recolección, coordinación y sincronización de los datos de la red, pero las nuevas tecnologías han dado un vuelco radical a esta situación.

Las nuevas tecnologías de mediciones conlleva al uso de Unidades de Medición Fasorial conocidos comúnmente como PMU que mediante la aplicación de una tecnología generalizada en el campo de los satélites ofrece nuevas posibilidades para la supervisión, protección, análisis y control de los sistemas eléctricos de potencia.

Actualmente en el Centro de Control del CENACE para poder realizar supervisión de la diferencia angular entre dos puntos del Sistema Nacional Interconectado - SNI se lo puede realizar solamente mediante el uso del estimador de estado que calcula el valor estimado del ángulo de los diferentes puntos del SNI mostrando los resultados en forma tabular, debido a que el sistema de mediciones que se dispone actualmente en el SNI no permite realizar una supervisión del ángulo en los diferentes puntos de SNI en tiempo – real, es por ello que mediante el uso de nuevas tecnologías de medición se dispondría una medición en tiempo – real de los fasores de los diferentes puntos del SNI y con ello poder apreciar no solamente en forma numérica si no también en forma gráfica el ángulo y de esa manera mejorar la calidad de supervisión y poder prevenir en el futuro problemas de inestabilidad causadas por el

incremento de la diferencia angular.

Palabras Clave-- PMU; Unidad de Medición Fasorial; Fasores; Diferencia angular.

1. INTRODUCCIÓN

El Centro de Control del CENACE tiene que enfrentarse con problemas cada vez más complejos en una situación de constante evolución, entre estas cuestiones hay dos que destacan especialmente: la previsión de que las líneas de transmisión funcionarán cada vez más cerca de su capacidad máxima y la necesidad cada vez mayor de una supervisión mejor y más precisa del Sistema Nacional Interconectado.

Es por ello que cuando dos sistemas eléctricos interdependientes se interconectan existe el riesgo que un problema en la interconexión ocasione una pérdida total o considerable de carga en el Sistema Nacional Interconectado, lo mismo podría suceder si una línea de transmisión tuviera un problema produciendo el disparo de la misma y uno de esos problemas que se podrían producir es el ocasionado por un incremento en la diferencia angular entre los dos puntos de la línea de transmisión o de la interconexión, es por ello que es necesario implantar sistemas de mediciones que permitan calcular los ángulos de fase y con ello poder realizar una supervisión en tiempo – real del sistema eléctrico de potencia

En la actualidad los equipos de mediciones que nos permite calcular los ángulos en los diferentes puntos del SNI son las Unidades de Medición Fasorial conocidas como PMU.

Este artículo que recoge partes fundamentales de documentos de la red – internet que tratan de temas fundamentales sobre las unidades de medición fasorial y su aplicación a la operación de sistemas eléctricos de potencia, y pretende introducir el concepto de Supervisión del sistema eléctrico ecuatoriano sobre la base de la información proporcionada por los sistemas de Unidades de medición fasorial - PMU.

Los temas que se desprendan de este artículo, apli-

cables a la operación del sistema ecuatoriano, deberán tratarse con la seriedad del caso de tal manera de agilizar el proceso de mejoramiento de la operación y la optimización en la utilización de las instalaciones eléctricas, en base a la tecnología fasorial.

2. GENERALIDADES

La información disponible, a través del sistema de manejo de energía Network Manager, para la supervisión del sistema eléctrico ecuatoriano se actualiza cada 4 segundos, sobre la base de esta disponibilidad de información, la operación preventiva del sistema se sustenta en los siguientes pilares:

- Supervisión de los límites máximos de transferencia en vínculos de transmisión.
- Supervisión de las magnitudes de generación de cada uno de las unidades generadoras del sistema.
- Supervisión de la magnitud de la reserva para la regulación de la frecuencia.
- Y en ciertos casos la violación de cortes que pondrían en riesgo la estabilidad del sistema de ocurrir una determinada contingencia.

Bajo este escenario, sobre el cual el personal de Operadores de la Sala de Control del CENACE realiza su proceso, es imposible la determinación oportuna de la evolución de los estados de riesgo, con referencia a la separación angular paulatina, en una cierta área del sistema.

Básicamente la identificación de un fenómeno de tales características, en base a la información con las características indicadas, se lo puede realizar únicamente ex post, bajo un análisis pormenorizado posoperativo; tornándose el proceso de supervisión en tiempo real del sistema de potencia netamente correctivo.

Por otro lado, la simplificación de las dificultades propias de las ecuaciones diferenciales con largas expresiones como $A \sin(\omega t + \varphi)$, típicas de las ondas sinusoidales de la corriente alterna y variables en el tiempo ha supuesto pasar las ecuaciones referidas al eje temporal usual a otro sistema de coordenadas. Así, la corriente alterna que recibimos en nuestras casas, representada por la curva de la izquierda de la Fig. 1, puede expresarse también con el diagrama de la derecha de la misma Figura.

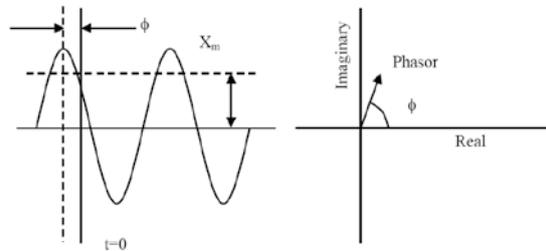


Figura 1: Representación del fasor de una onda sinusoidal

A esta representación se la denomina fasorial, en la cual un fasor se lo define como: la longitud del radio representa la amplitud, en este caso de la tensión, la componente vertical tiene el valor $A \sin(\omega t + \varphi)$ en la curva sinusoidal de la corriente alterna, el ángulo φ , es el ángulo de desplazamiento del fasor, con referencia a un punto de ángulo 0.

El uso de la notación de fasores no solo trae consigo una importante simplificación matemática; también reduce las necesidades de sistemas electrónicos y de capacidad de procesamiento, esta simplificación hace posible la supervisión PMU global de la red.

3. TECNOLOGÍA FASORIAL

El uso de fasores ha conllevado al término conocido como Tecnología Fasorial, que es considerada una de las más importantes tecnologías de medición de los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad, debido a su única habilidad para mostrar datos análogos de voltaje y corriente sincronizados con un GPS y calcular el correspondiente fasor para cualquier punto de la red eléctrica (R).

La diferencia del ángulo de fase entre dos grupos de mediciones fasoriales es independiente de la referencia. Típicamente, una de las mediciones fasoriales es escogida como "referencia". La diferencia entre los otros ángulos de fase y esta referencia es calculada y referida como el ángulo de fase relativa, como se puede observar en la Fig. 2.

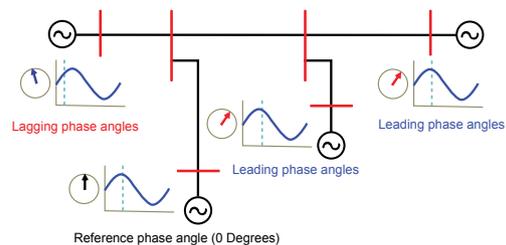


Figura 2: Ángulo de fase relativo con respecto a un ángulo de referencia común

Es importante determinar la diferencia angular entre dos puntos ya que si va aumentando el ángulo entre esos dos puntos implica una mayor tensión estática ejercida entre dichos puntos por lo que conllevaría a tener inestabilidad (R).

La inestabilidad y el colapso de voltaje son casi siempre provocados por grandes perturbaciones, en un escenario que puede contemplar:

- Bajos voltajes iniciales,
- Aumento importante de la carga,
- Funcionamiento próximo del límite de la capacidad de transporte de potencia,
- Generación alejada eléctricamente de los puntos de consumo, e.
- Insuficiencia de medios de compensación de potencia reactiva.

Estas situaciones llevan a un aumento de las pérdidas de potencia en la red, a un aumento de las relaciones de transformación de los transformadores con cambiadores automáticos de Taps (LTC - Loaded Transformer Changer) y a alcanzar los límites de producción de potencia reactiva por parte de los generadores o los compensadores sincrónicos del sistema.

El uso de PMUs permitiría prevenir algunos casos de inestabilidad, que podrían conllevar a un corte de energía total o parcial.

4. RED FASORIAL

La forma más simple para tener una red fasorial consiste de dos nodos: un medidor de fasores conectado en un nodo que se comunica con un concentrador de datos fasoriales en un segundo nodo.

Una red fasorial contempla los siguientes elementos;

- La generación de las mediciones,
- Sincronización de las mediciones
- La transmisión de la información,
- La recopilación o concentración, y procesamiento de la información.
- Interface Hombre – Máquina.

1.1. Unidades de Medición Fasorial

Son unidades de medición de diferentes parámetros eléctricos con una periodicidad en el orden de los microsegundos, miden las variables de voltaje trifásico en una subestación y las intensidades de corriente en las líneas, transformadores y cargas conectadas a la subestación.

A partir de estas muestras de datos, se calculan las

tensiones e intensidades de secuencia positiva y se marcan en el tiempo, mediante un GPS, asignándoseles permanentemente el microsegundo exacto en que se ha hecho la medición de los fasores. El dispositivo prepara un mensaje con la marca de tiempo y los datos del fasor en un formato definido en la norma IEEE 1344, de modo que puede transmitirse a un lugar distante a través de cualquier enlace de comunicaciones que se encuentre disponible. Los datos de secuencia positiva de los fasores de todas las subestaciones previstas de dichos dispositivos se centralizan en un lugar apropiado utilizando un concentrador de datos o se intercambian

Entre unidades locales para realizar las aplicaciones de protección/control

1.2. Sistema Posicionamiento Global

El sistema de posicionamiento global de satélites - GPS, consta de 24 satélites situados en seis órbitas, a unos 16.000 Km de altura sobre la superficie de nuestro planeta. Es decir, están situados aproximadamente a la mitad de la altura que correspondería a una órbita Geostacionaria.

El posicionamiento del plano orbital y la posición de los satélites en las órbitas es tal que en un instante dado se pueden ver al menos cuatro satélites desde cualquier punto de la superficie de la Tierra frecuentemente son visibles más de seis satélites. El canal de uso civil del sistema GPS transmite las coordenadas posicionales de los satélites desde los que es posible determinar la ubicación de una estación receptora en tierra. Además, los satélites transmiten una señal de un impulso por segundo, junto con un identificador de la señal que puede ser interpretado por los receptores de la estación terrestre. La transmisión, de uso civil, de la señal de tiempo tiene una precisión de 1 microsegundo pero en la práctica a menudo se considera que es mucho más precisa.

El impulso de tiempo tiene una importancia fundamental para la aplicación de las unidades PMU. El método normal es la sincronización de fase de un reloj de muestreo para este impulso, el instante de muestreo será el número del impulso, dentro de un intervalo de un segundo, identificado por la etiqueta de tiempo del GPS. El formato exacto del etiquetado de tiempo se define en la norma IEEE 1344. Es importante mencionar que el sector de la energía utiliza actualmente un estándar de tiempo, conocido como estándar IRIG-B, para los registradores digitales de fallos con etiquetado de tiempo y para otros sistemas de supervisión de eventos en las subestaciones. No obstante, con los receptores según estándar IRIG-B la precisión de la

sincronización es del orden de 1 milisegundo, lo cual no es suficiente para obtener mediciones precisas del sistema de distribución de energía (una tolerancia de 1 milisegundo corresponde a una incertidumbre de aproximadamente 20°).

1.3. Medios de Comunicación

Un factor fundamental a la hora de implementar el sistema es la comunicación de las mediciones con marca de tiempo al concentrador de datos. Mientras que la base de tiempos se distribuye a las unidades PMU mediante una compleja red de satélites, los dispositivos actuales utilizan tecnologías de comunicación telefónica, digital en serie y de Ethernet para establecer la conexión con el concentrador de datos PDC. Entre las diversas tecnologías que se aplican en la infraestructura de comunicaciones se cuentan el cableado directo, las redes de radio que requieran o no licencia, las microondas, los teléfonos público y celular, la radio digital y diversas combinaciones de estas tecnologías (Fig. 3).

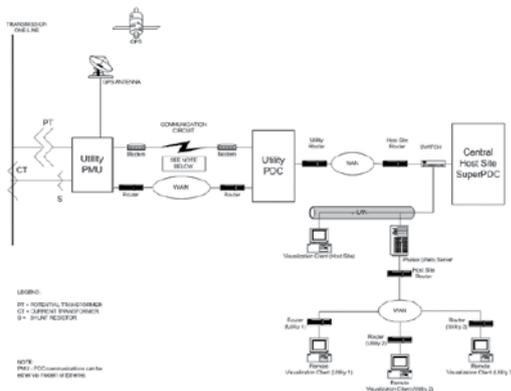


Figura 3: Sistema de comunicaciones típico de un PMU

Los protocolos de comunicaciones utilizados por los PDCs y PMUs es la IEEE C37.118 que fue desarrollado hace pocos años y aprobado en el 2005.

Además, la norma IEEE 1344 define los formatos de archivos de salida suministrados por las unidades PMU de medición de fasores. Se definen dos archivos (Encabezamiento y Configuración) para la configuración y la asistencia a la interpretación de los datos de los fasores, así como el formato del archivo de salida binario en tiempo real, que consta de fasores y de la marca de tiempo e incluye la salida principal de las unidades PMU. La norma ha sido de gran ayuda para garantizar que las futuras aplicaciones de la medición sincronizada de fasores puedan acceder a los datos de fasores suministrados por las unidades PMU de los distintos fabricantes.

1.4. Concentradores de Datos Fasoriales

Los PDCs concentran y correlacionan datos de fasores provenientes de los PMUs con su respectiva bandera de tiempo para crear un sistema extenso de grupos de mediciones, además los PDCs permiten realizar las siguientes funciones adicionales:

- Ejecutar varias revisiones de calidad en los datos de los fasores e insertar apropiadas banderas dentro del flujo de datos correlacionados.
- Revisar alteraciones en las banderas y grabar archivos o datos para realizar análisis.
- Monitorear las mediciones globales del sistema y proporcionar un display.
- Proporciona un número de salidas especializadas que permite tener una interfaz directa para un SCADA o un sistema EMS.

Una computadora personal conectada a la salida de los PDC proporciona al usuario mediante el uso de un respectivo software que permita calcular y presentar: frecuencias, voltajes, corrientes, MW y MVar del sistema eléctrico de potencia como se muestra en la Fig. 4.

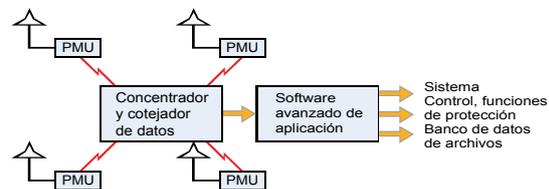


Figura 4: Típica red fasorial

5. APLICACIONES DE LOS PMUs EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Las aplicaciones de los PMUs se las puede clasificar en tres grupos que son:

- Supervisión de sistemas eléctricos de potencia
- Implementación de sistemas de protección avanzados de SEP's
- Esquemas de control avanzado

1.5. Supervisión de sistemas eléctricos de potencia

Uno de los elementos más importantes de los modernos sistemas de gestión de energía que actualmente utilizan los centros de control es la estimación de

estado del sistema eléctrico de potencia a partir de las mediciones en tiempo real. El estado del sistema eléctrico de potencia se define como el conjunto de las tensiones de secuencia positiva, obtenidas en un momento dado, en todas las barras de la red, pero debido a las bajas velocidades y cálculos de exploración, relativamente lentos, la tecnología actual no puede proporcionar información sobre el estado dinámico del sistema eléctrico de potencia.

Las mediciones sincronizadas de fasores abren una posibilidad totalmente nueva para sintetizar el proceso de estimación de estado. La aplicación de esta tecnología eliminará en gran parte el retardo inherente a los sistemas actuales de estimación de estado; los centros de control estarán en condiciones de realizar, en tiempo real, avanzados análisis de los imprevistos estáticos y dinámicos que se producen en sus redes.

1.5.1. Aplicación al sistema eléctrico ecuatoriano

En el sistema ecuatoriano, como ya se mencionó en la parte introductoria, se tienen varios problemas de carácter sistémico, uno de ellos de gran relevancia es la cargabilidad del SNT agravado por la falta de compensación reactiva, de tal manera que sistemáticamente la programación de la operación diaria considera criterios de seguridad que encarecen el costo de la operación y desoptimizan la utilización de las instalaciones eléctricas, con el objetivo de prever potenciales problemas de inestabilidad: Por ejemplo, en las líneas de transmisión: Santa Rosa Totoras, Daule Peripa – Portoviejo y Daule Peripa Quevedo, las transferencias elevadas de potencia han provocado más de una ocasión inestabilidad en la zona, produciéndose oscilaciones en el sistema.

De disponerse de supervisión del sistema, específicamente en estas zonas conflictivas, sobre la base de los PMU's, se podría establecer políticas de operación, que permitan, con un mayor grado de seguridad definir los niveles de transferencia a través de los elementos indicados.

1.6. Protección avanzada de redes

Otro grupo de aplicaciones de la medición sincronizada de fasores se caracteriza por aumentar la eficacia de la protección de los sistemas eléctricos de potencia, es decir, la protección de los sistemas y equipos, y la preparación de esquemas de medidas correctoras. Por ejemplo, la protección tradicional de líneas se basa en realizar mediciones de ciertas magnitudes del sistema en un extremo de la línea para determinar si se ha producido una avería. En el caso de las líneas

críticas, las mediciones se sincronizan mediante algún mecanismo que proporcione esquemas de protección diferencial para la detección de averías. Se considera que la protección diferencial es la forma de protección más fiable. En el futuro, las unidades PMU podrían ser utilizadas para suministrar protección diferencial. Esta solución ofrece además la posibilidad de limitar los daños que un acontecimiento catastrófico podría provocar en el sistema eléctrico de potencia. Por ejemplo, el estado de determinados interruptores y seccionadores, el flujo de energía en líneas eléctricas fundamentales, las tensiones en barras críticas, la potencia de salida de los generadores clave, etc., podrían ser utilizados para formular una estrategia de respuestas acerca de si estos parámetros han de considerarse como modelos 'peligrosos'.

1.6.1. Aplicación al sistema eléctrico ecuatoriano

Nuevamente se toma el ejemplo de la zona Quevedo – Daule Peripa – Portoviejo.

Por ejemplo el estado de los disyuntores y seccionadores en las líneas Daule Peripa Portoviejo (dos circuitos), el flujo de potencia a través de estas líneas, los niveles de voltaje en las barras de 138 kV de la S/E Portoviejo y de la central Daule Peripa, los niveles de generación de las unidades de la central, podrían ser utilizados para formular una estrategia de respuestas automática (esquema de protecciones) ante tendencias de riesgo, evidenciados en el comportamiento de los fasores asociados.

1.7. Esquema de control avanzado

Entre los dispositivos controlables instalados por las compañías eléctricas se encuentran los estabilizadores de sistemas de distribución, los compensadores estáticos de energía reactiva (SVC), los enlaces de CC en AT, los controladores universales de flujo de energía, etc. Estos controladores han sido diseñados para optimizar las funciones de control definidas como objetivo. Por ejemplo, un estabilizador de redes eléctricas puede estar encargado de atenuar las oscilaciones electromecánicas de la red. El objetivo de un controlador SVC puede ser mejorar el perfil de la tensión en determinadas barras críticas de la red. En todos los casos los controladores utilizan como realimentación señales derivadas localmente. Puesto que, frecuentemente, el fenómeno por controlar se define en términos de las variables generales del sistema, los controladores actuales dependen de un modelo matemático del proceso de control, de la dinámica del sistema y de la relación entre las variables locales y el estado del sistema.

Las mediciones sincronizadas de fasores ofrecen una oportunidad única para llevar al controlador las mediciones del vector de estado del sistema, eliminando así el bucle de control de la incertidumbre propia del modelo matemático. Así, el controlador implementado se basa principalmente en la realimentación y menos en los modelos.

1.7.1. Aplicación al sistema eléctrico ecuatoriano

En el sistema ecuatoriano, complementariamente a la instalación de compensadores de potencia reactiva SVC, se podría diseñar sistemas muy ágiles que garantizarían la oportuna respuesta ante problemas de fallas y de inestabilidad de voltaje, llevando como señales de entrada los fasores de las subestaciones críticas del sistema, por ejemplo, un SVC en la S/E Pascuales podría actuar de manera muy oportuna, llevando las mediciones fasoriales de los puntos de mayor impacto en la zona del SVC; o tal vez un SVC asociado a la interconexión con Colombia alimentado por un conjunto de mediciones fasoriales, permitiría optimizar la utilización de la capacidad de la interconexión, con los consecuentes beneficios en la disminución de los costos de la energía y el incremento de las reservas energéticas.

6. IMPLEMENTACIÓN DE PMUs

De las referencias consultadas y de las experiencias indicadas en estas referencias se desprende que la instalación de un PMU es un proceso sencillo, considerando que un fasor de corriente o de voltaje esta presente en cualquiera de las 3 fases. El PMU también mide la frecuencia de la línea desde un fasor específico de voltaje (típicamente se asigna una barra principal del sistema de potencia para realizar dicha medición).

El PMU con un MODEM y otro equipo de soporte se instalan en un rack, también se instala una antena GPS en el techo de la subestación siguiendo las instrucciones del fabricante, el cable de la antena al igual que los TC's y TP's se llevan directamente al PMU.

Además de las conexiones de los TC's y TP's al PMU también se requiere de las siguientes conexiones:

- Conexión de energía, generalmente de un banco de baterías
- Conexión a tierra
- Conexión de la antena GPS
- Conexión del circuito de comunicaciones

Luego de realizadas las conexiones, el PMU se configura y se somete a las pruebas de funcionamiento respectivas, para luego ser conectado al PDC (Phasor Data Concentrator). En la Fig. 5. se muestra la implementación típica de un PMU en una subestación.

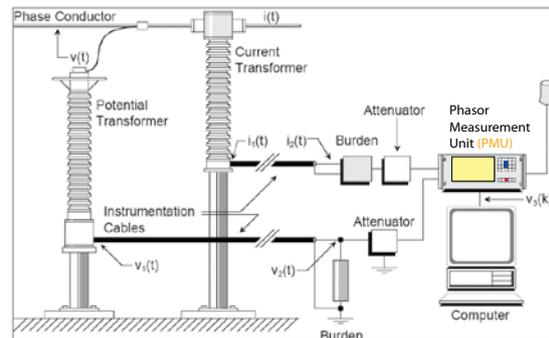


Figura 5: Implementación típica de un PMU en una subestación

7. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES

- La implementación de los sistemas de unidades de medición fasorial permiten cambiar la filosofía de la operación de sistemas eléctricos de potencia, enfatizando el proceso de supervisión y accionar preventivo.
- La calidad y oportunidad de la información disponible a través de estos sistemas, permiten el diseño de políticas operativas de accionar preventivo (como se lo mencionó en el literal anterior), lo cual da un a flexibilidad al programador para maximizar la utilización de las instalaciones eléctricas en un sistema y disminuir la generación de sobrecostos por restricciones en la red.
- Es necesario fortalecer las competencias del grupo de operadores del sistema, para un entendimiento y aprovechamiento óptimo de la tecnología fasorial y de la información que esta brinda.
- Existen sistemas de medición fasorial que prácticamente se convierten en módulos de sistemas de administración de energía - EMS existentes, lo cual facilita el proceso de implementación de estos subsistemas.
- Se podría realizar un análisis costo beneficio de la implementación de estos sistemas, enfrentando los costos de inversión y capacitación versus los costos de optimización de la utilización de la red y de los elementos del sistema de potencia, además de los costos

asociados al aumento de la confiabilidad y seguridad del sistema.

- Es altamente recomendable que CENACE, como Administrador del Sistema eléctrico nacional, encargado de garantizar la seguridad del sistema y de minimizar los costos operativos, emprenda en un proyecto nacional de implementación de un sistema de medición fasorial.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Quintanilla Adánez, “Sistemas de Transporte Inteligentes – Medición Sincronizada de Fasores”, España, 2005
- [2] Krish Narendra, “Role of Phasor Measurement Unit (PMU) in Wide Area Monitoring and Control”, Canada, 2007
- [3] V. Centeno, M. Donolo y J. Depablos, “Software Synchronization of Phasor Measurement Units”, Francia, 2004
- [4] J. Bertsch, C. Carnal, A. Surányi, “Detección de la Inestabilidad en los Sistemas de Potencia y Optimización de la Utilización de Activos con InformIT Wide Area Monitoring PSG 850”, Revista ABB, 2003
- [5] WECC Performance Work Group, “Western Interconnection Phasor Monitoring Network and Visualization”, 2005
- [6] California Energy Commission, “Real – Time Grid Reliability Management”, USA, 2008
- [7] J. Eto, J. Dyer, M. Parashar, “Phasor Applications for Monitoring, Alarming & Control”, Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS), 2006
- [8] D. Hart, D. Uy, V. Gharpure, D. Novosel, D. Karlsson, M. Kaba, “Unidades PMU Supervisión de las redes eléctricas: un nuevo enfoque”, Revista ABB, 2001
- [9] C. Martinez, M. Parashar, J. Dyer, J. Coroas, “Phasor Data Requirements for Real Time Wide-Area Monitoring, Control and Protection Applications”, 2005
- [10] North American Synchro Phasor Initiative (NASPI), “PMU System Testing and Calibration Guide”, 2007
- [11] A. Phadke, J. Thorp, “Synchronized Phasor Measurements and Their Applications”, USA, 2008
- [12] C. Cañizares, “Voltage Collapse and Transient Energy Function Analyses of AC/DC Systems”, 1991



Roberto Barba Barba.- nació en Quito, Ecuador, en 1968. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 1996 y recibió el grado de Magíster en Investigación Operativa de la Escuela Politécnica Nacional en el 2004, actualmente está desarrollando la tesis de grado para la obtención de su título de Magister in Business Administration. Se desempeña como Coordinador del Centro de Operaciones, del Centro Nacional de Control de Energía. Su campo de acción es la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado.



Gustavo J. Araque D.- Nació en Quito, Ecuador el 15 de mayo de 1981. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2008, actualmente trabaja en la Dirección de Operaciones del Centro Nacional de Control de Energía.