



**XX SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE

**GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE  
POTÊNCIA - GPC**

**INTEGRACIÓN DE REMOTAS IEC61850 EN PRUEBA PILOTO DE SUBESTACIÓN  
MULTIFABRICANTE**

**Aitor Arzuaga Munsuri (\*)  
USysCom\_ZIV**

**Julio Domínguez Cruz  
Unión Fenosa**

**Jose Miguel Arzuaga Canals  
USysCom\_ZIV**

**RESUMO**

Este artículo presenta la experiencia llevada a cabo por Unión Fenosa en la subestación piloto IEC61850 Alcalá II. En dicho piloto se ha optado por una estrategia de implementación multifabricante, seleccionando IEDs de diversos proveedores. Además, se han introducido unas pequeñas microrremotas 61850 que interactúan directamente con la aparatama de las posiciones de la subestación y permiten aprovechar la funcionalidad ofrecida por la norma IEC61850 para separar los elementos funcionales contenidos en la subestación (entre el nivel de aparatama y el nivel de posición). Por último se ofrecen unas recomendaciones para la empresa eléctrica que se encuentre ante el reto de lanzar un sistema IEC61850 y que pretenda verificar la interoperabilidad entre IEDs de distintos fabricantes.

**PALAVRAS-CHAVE**

Piloto – IEC61850 – Remota – Merging Unit

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Actualmente existen muchas instalaciones que siguen la nueva norma IEC61850 para la automatización de subestaciones. Es un estándar que ha supuesto una revolución en diversos aspectos, como el de la arquitectura de la subestación o la comunicación entre dispositivos lógicos.

El estándar IEC61850 en principio garantiza la interoperabilidad de los equipos inteligentes (IED) que cumplan dicho estándar, de forma que puedan operar en una misma instalación equipos de diferentes fabricantes. Sin embargo, hasta el momento la gran mayoría de las instalaciones efectuadas son monofabricante, de forma que no se ha verificado la interoperabilidad de las soluciones de los distintos proveedores.

En este sentido, Unión Fenosa ha llevado a cabo un proyecto piloto de subestación 61850 multifabricante en Alcalá de Henares (Madrid, España), uno de los primeros realizados en este respecto en la industria [1]. Dentro de este proyecto, se han utilizado distintos tipos de fabricantes (de IEDs de protección y control, switches Ethernet, sincronizadores NTP...), así como un nuevo tipo de unidades remotas especiales (RTUs) con interfaz de comunicación IEC61850. Las remotas gobiernan directamente la apertura y cierre de los interruptores, y supervisan el estado de los seccionadores de cada posición en la subestación. Además, permiten reportar al interfaz humano (HMI) del sistema, el estado de diversas señales del sistema (estado de diversos elementos, transformadores, muelles...).

Dichas remotas realizan la función de Merging Unit (MU) digital. Por una parte interactúan con el HMI y generan reports. Por otra, deben escuchar los mensajes GOOSE de las diferentes IEDs de protección y control para decidir sobre la apertura y cierre de cada interruptor. Además generan sus propios mensajes GOOSE con la información asociada a los elementos controlados, que es utilizada por los IEDs de la misma posición y

(\*) Endereço Ator Responsável, n° 000 – sala X 00 - Bloco X – CEP 99.999-999 Cidade, Sigla Estado, – Brasil  
Tel: (+55 XX) XXXX-XXXX – Fax: (+55 XX) XXXX-XXXX – Email: nononono@nonono.non.br

el resto de posiciones en la subestación.

Hasta ahora típicamente las órdenes de apertura y cierre de interruptores venían dadas por los propios IEDs de protección y control. En este caso, las órdenes viajan en formato GOOSE por la red Ethernet, y son las RTUs las que físicamente generan las señales de apertura y cierre. Por tanto realizan una función que puede asociarse con las Mus digitales. En este punto se ha analizado la velocidad de apertura/cierre en el sistema, para compararla con soluciones previas a la IEC61850, con elementos cableados.

Otro hecho novedoso en esta aplicación de subestación IEC61850 de Unión Fenosa radica en la demostración de la interoperabilidad. En este caso las RTUs interactúan con hasta 4 IEDs de protección y control de diferentes fabricantes. En el proceso de lograr dicha operatividad ha sido necesario tener en cuenta diversos factores de diseño y configuración, para lograr que las distintas implementaciones sean interoperables en una misma instalación.

## 2.0 - ARQUITECTURA DE LA SUBESTACIÓN IEC61850 - ALCALÁ II

El proyecto piloto IEC 61850 de Alcalá-II automatiza la parte de 15 KV de dicha subestación, que en su totalidad es de interperie (aislada por aire) y tiene la siguiente estructura:

- 2 líneas de 132 KV,
- 2 transformadores 132-15 KV,
- 2 semibarras de 15 KV unidas por interruptor de acople longitudinal,
- 2 x 4 posiciones de línea de distribución radial ("feeder").

Esto supone 11 posiciones en las barras de 15 KV (acople + 2 posiciones de transformador + 8 posiciones de línea) que están equipadas con IEDs con capacidad IEC 61850. La arquitectura del proyecto se ha diseñado con el objetivo básico de separar el nivel de aparamenta (habitualmente llamado nivel 0) del nivel de bahía (nivel 1). La figura 1 muestra la disposición física de los IED en la subestación.

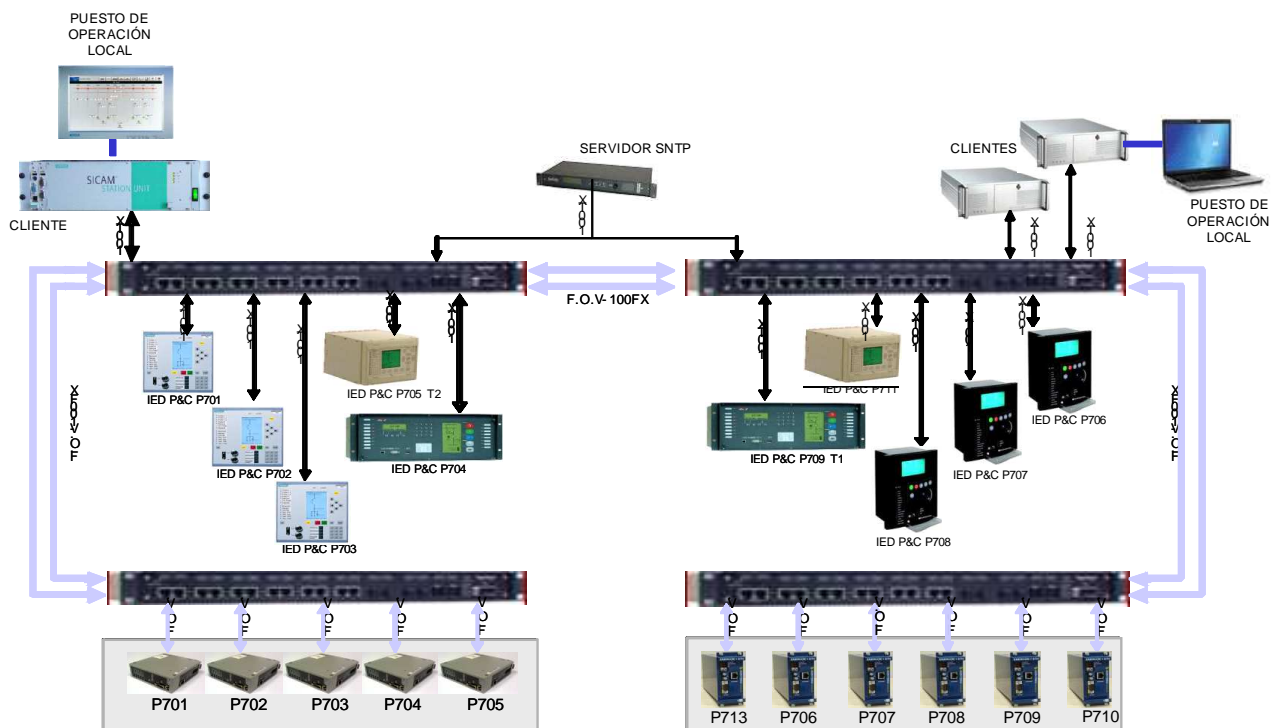


Figura 1. Subestación piloto IEC61850 Alcalá II

Así como hay un IED de protección y control para cada posición, hay también una microrremota que gobierna sus interruptores y seccionadores. Estos equipos han sido suministrados, a partes iguales, por dos fabricantes distintos. Puesto que las microrremotas no tienen capacidad SMV (Sampled Measured Values, parte 9 de IEC 61850), la

información analógica procedente de los transformadores de medida es procesada de manera convencional (es decir, enviada directamente, mediante cableado de cobre, a los IED de protección y control, que la muestrean e interpretan). Este es el único acoplamiento entre la aparatación y el nivel 1 que, por lo demás, están perfectamente segregados, e intercomunicados sólo mediante servicios IEC 61850. Esta arquitectura permite, dado que la subestación es de interperie, evaluar la idoneidad de IEC 61850 como medio de eliminar la mayor cantidad de tendido de cobre entre el edificio de la subestación y el parque de 15 KV.

Cada microrremota gestiona las siguientes señales:

- Entradas físicas: entradas convencionales “doble bit” de señalización de estado de interruptores y seccionadores
- Entradas lógicas: órdenes de disparo y control (apertura y cierre) provenientes de los IED de protección y control, en forma de mensajes GOOSE.
- Salidas físicas: contactos libres de potencial que permiten cerrar dos circuitos alimentados externamente que, a su vez, accionan la apertura y el cierre de los interruptores (los seccionadores sólo se pueden accionar manualmente, mediante timonería).
- Salidas lógicas: mensajes GOOSE (hacia los IED de Protección y Control) y Report Data Sets (hacia los clientes IEC 61850) que contienen la señalización del estado de los interruptores y seccionadores, así como el estado (operativo o no) de la propia microrremota.

Una sencilla lógica, que incluye puertas AND y OR, así como conversión de datos de tipo “bit doble” a tipo “bit simple” y viceversa, determina el estado de las salidas en función del estado de las entradas. Aunque las microrremotas tienen capacidad de proceso suficiente para ejecutar una programación más compleja, se ha optado por mantener la mayor parte de la inteligencia en los IED de protección y control.

La microrremota sólo mantiene comunicación no-IEC 61850 con los dispositivos de aparatación. Por lo que respecta a la comunicación IEC 61850 dentro de la subestación, ésta se clasifica en:

- 1) Comunicación GOOSE vertical: se trata de aquella que tiene lugar entre la microrremota y el IED de protección y control de la misma posición, ya sea entrante (órdenes de disparo y mando) o saliente (señalización).
- 2) Comunicación GOOSE oblicua: es aquella que tiene lugar entre una microrremota y el IED de protección y control de otra posición, y puede ser, también, entrante o saliente. La comunicación oblicua permite desarrollar aplicaciones de protección secundarias o de apoyo: fallo de interruptor y falsa diferencial de barras.
- 3) Comunicación GOOSE horizontal en nivel 1: es aquella que tiene lugar entre dos IED de protección y control (de distintas posiciones). Permite desarrollar aplicaciones tales como arranque de osciloperturbografía de posiciones anejas.
- 4) Envío de Report Data Sets de IED a cliente: permite al cliente obtener información directa del estado de la aparatación, así como de ciertos estados operativos del propio IED, incluyendo las medidas analógicas y los eventos de protección y control.
- 5) Control del cliente sobre un IED: permite al cliente, mediante el acceso a “data objects” controlables de acuerdo con la especificación IEC 61850-7, modificar ciertas condiciones operativas del IED, así como el estado de la aparatación (mando de apertura/cierre) de su posición.

Nótese que las microrremotas no se ven involucradas en todos los tipos, sino sólo en los 1, 2 Y 4. El tipo 5 no es posible para ellas, pues carecen por diseño de “data objects” controlables. Así, el diseño del proyecto piloto contempla que las operaciones de mando de aparatación desde cliente se ejecuten siempre a través del IED de protección y control, que traduce las órdenes procedentes del cliente en órdenes GOOSE dirigidas a la microrremota. Este método presenta la ventaja de que las operaciones de mando pueden ser filtradas por enclavamientos gestionados por los IED de protección y control, como equipos más inteligentes que las microrremotas, si bien debe tenerse en cuenta el inconveniente de que se añade un eslabón y por tanto un elemento falible en la cadena de mando.

Por último, cabe mencionar que la comunicación horizontal en nivel 0 (es decir, entre dos microrremotas) no existe en el proyecto piloto que nos ocupa.

Adicionalmente a las microrremotas de nivel 0 de las que hemos hablado hasta aquí, se han instalado otras tres microrremotas auxiliares, no reflejadas en el esquema, que recogen señales tales como: disparo de magnetotérmicos de protección de los IEDs y switches, estado de los muelles de los interruptores y “señal de vida” de IEDs de protección y control. Estas señales son captadas convencionalmente (entradas físicas), traducidas a formato IEC 61850 y publicadas por las tres microrremotas auxiliares...

### **3.0 - MICRORRELOTAS IEC61850 CON FUNCIONALIDAD DE “MERGING UNIT” DIGITAL**

Uno de los aspectos más novedosos de la subestación piloto Alcalá II consiste en la introducción de un nuevo tipo de microrremotas IEC61850. Dichas remotas van ubicadas entre los equipos de protección y control (nivel 1 de la subestación) y la aparatación (nivel 0), en concreto actuando sobre los interruptores y seccionadores de las distintas posiciones de línea y transformador. Por tanto realizan una separación funcional en la subestación que le

corresponde a un elemento con funcionalidad de "Merging Unit". A modo de ejemplo, en la figura 2 aparece el diagrama lógico correspondiente a las microrremotas de línea.

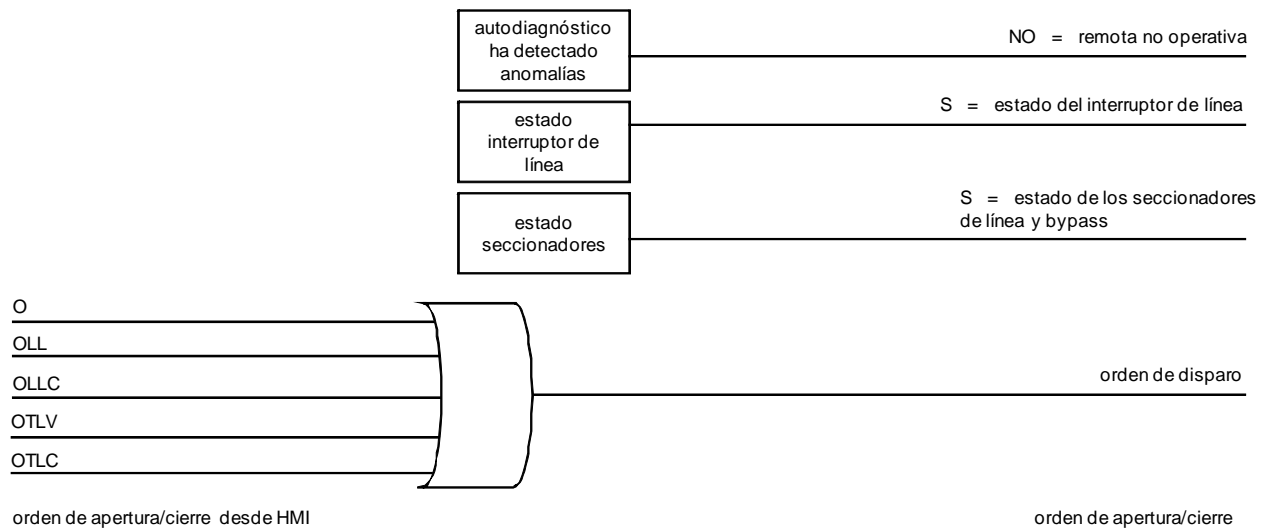


Figura 2.- Diagrama lógico de remota de línea

A la remota de línea llegan los órdenes de disparo (GOOSE) provenientes de la misma posición y de las posiciones adyacentes, así como las consultas desde la consola de la subestación (HMI). Por otra parte, verifica el estado del interruptor y seccionador de su posición, y en función de los órdenes recibidos y las entradas lógicas (GOOSE), actúa físicamente sobre los elementos de la misma posición, modificando también su mensaje GOOSE de salida para notificar el cambio al IED de su misma posición y al resto de la subestación.

Las características principales de las microrremotas empleadas son:

- Tamaño compacto, que permite instalarlas en la propia posición, lo más cerca posible de la aparamenta.
- Condiciones de temperatura de operación propias de intemperie (desde -40°C hasta +85°C).
- Equipo de configuración sencilla y bajo coste, con un número reducido de entradas/salidas.
- Microrremota concebida desde su inicio como IEC61850, por tanto optimizada para su aplicación bajo esta norma, y con un tiempo de ciclo de consulta de entradas y salidas muy reducido (aproximadamente 2 milisegundos).
- Rápido tiempo de respuesta entre la recepción de Goose y actuación sobre salidas ó entre cambio de entradas y cambio del mensaje Goose asociado (unidades de milisegundo).
- Posibilidad de realizar operaciones lógicas sencillas sobre las entradas y salidas digitales.
- Interoperabilidad comprobada con todos los IEDs presentes en la subestación, de cuatro fabricantes distintos.
- Interfaz Ethernet de fibra óptica 100Mbps, para su utilización alejada del equipo conmutador de red (switch Ethernet), que reside en la caseta de la subestación.

#### 4.0 - ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA LA INTEGRACIÓN DE EQUIPOS DE DISTINTOS FABRICANTES EN IEC61850

Desde el punto de vista de una compañía de transmisión y distribución eléctrica interesada en obtener el mayor beneficio posible de la norma IEC 61850, es en nuestra opinión indispensable ejecutar experiencias piloto que, como la descrita en el presente documento, integren dispositivos de distintos fabricantes. Es preciso, por encima de todo, huir de las implementaciones propietarias de una norma que es compleja y, todavía, demasiado flexible, por el riesgo evidente de caer en la cautividad de un desarrollo que no controlamos y que ni siquiera nos garantiza la interoperabilidad. El principal beneficio obtenido no será la instalación piloto en sí, sino la creación de un equipo

profesional capaz de centrar la discusión en el terreno práctico y, llegado el momento, proceder a una toma de decisiones informada.

Experiencias como la de Unión Fenosa en Alcalá-II demuestran con toda claridad que la configuración completa de una instalación IEC 61850 heterogénea (incluso si todos los equipos son del mismo fabricante, aunque con mayor motivo si no es así) no es sencilla, lo que implica que tampoco lo serán las labores de ingeniería y mantenimiento asociadas a una hipotética explotación real generalizada [2]. Este hecho, relativamente inesperado, por cuanto el común sentir en el sector parecía sugerir que una norma de intercomunicación arrastraría también a los fabricantes a normalizar y, por tanto, simplificar la configuración, será el problema decisivo que tanto IEC 61850 como los fabricantes de IEDs deberán encarar en el futuro inmediato. Sin embargo, no es menos cierto que, una vez terminado el trabajo de puesta en servicio, el sistema funciona con toda normalidad, y en todo caso con imperfecciones o vulnerabilidades no superiores a las que se presentan en instalaciones convencionales. Así pues, se impone avanzar hacia IEC 61850 gradualmente, conociendo y valorando antes de dar cada nuevo paso los riesgos que se pueden asumir y los que no, así como los beneficios que razonablemente se quiere y se puede obtener.

En la mayoría de los casos, se observa que los IED de protección y control se han adherido a la norma de manera un tanto artificiosa, añadiendo a su software residente capas que le permiten ser vistos desde el exterior como equipos IEC 61850, y a su herramienta de configuración y monitorización un nuevo módulo no siempre bien integrado en el conjunto. Por el contrario, otros equipos más modestos, susceptibles de un diseño “desde la nada”, como es el caso de las microrremotas de las que trata este documento, poseen la funcionalidad IEC 61850 de modo nativo y ofrecen una gestión mucho más amigable. Por otra parte, en bastantes casos los fabricantes de este tipo de equipos están más dispuestos a adecuar su diseño a las necesidades concretas del cliente. Se sigue de esto que el desarrollo a medio plazo de IEC 61850, en subestaciones de intemperie al menos, previsiblemente incluirá este tipo de IED dentro de sus proyectos normalizados antes que los IED de protección y control.

En nuestra opinión, la estrategia que debe seguir una compañía de transmisión y distribución eléctrica para el progresivo despliegue de la norma IEC 61850 consiste en la aplicación cíclica de los siguientes puntos:

- 1) Creación de un equipo profesional con los conocimientos adecuados.
- 2) Ejecución de pruebas prácticas y experiencias piloto, siempre integrando equipos de distintos fabricantes.
- 3) Elaboración de un conjunto de especificaciones que complementen la norma dotándola de mayor rigidez. El objetivo debe ser, fundamentalmente, hacer más sencillas las labores de ingeniería y mantenimiento.
- 4) Diseño de un proyecto tipo o de una nueva fase dentro de un proyecto tipo ya vigente, con justificación técnica y económica, que lleve la implementación de la norma un paso más adelante que el inmediatamente anterior.

Un ejemplo de progreso gradual mediante aplicación cíclica de los puntos anteriores, ciñéndonos a una solución de intemperie como la representada por el proyecto piloto de Alcalá-II, consistiría en ejecutar los siguientes pasos. Se trata sólo de una exposición orientativa, de modo que cada empresa debe valorar si es esta u otra diferente la planificación que mejor se adecúa a su estrategia general.

- 1) Empleo de IEC 61850 sólo para captación de señales diversas procedentes de microrremotas no controladoras de aparamenta.
- 2) Adición de microrremotas de aparamenta y señalización de estado (comunicaciones de tipo 1, 2, 4 y 5, sólo ascendentes).
- 3) Adición de comunicaciones de tipo 3.
- 4) Adición de las comunicaciones descendentes de tipo 4 y 5, así como el mando local (es decir, ejecutado desde IED de protección y control, mediante GOOSE vertical o comunicación cliente-servidor, si tal equipo tiene capacidades de cliente).
- 5) Adición de las comunicaciones descendentes de tipo 2 (órdenes oblicuas de disparo para aplicaciones transversales).
- 6) Adición de las comunicaciones descendentes de tipo 1 (órdenes verticales de disparo) para todas las posiciones excepto las de transformador. Esto garantiza que, en caso de fallo de las comunicaciones IEC 61850 al

despejar falta en línea, el disparo del interruptor de transformador (lado menor tensión) se ejecutará de modo convencional.

7) Adición de las comunicaciones descendentes de tipo 1, también en posiciones de transformador.

Por último, no hay que olvidar que muchas compañías considerarán que IEC 61850 sólo es económicamente interesante cuando puedan emplearse "Merging Units" e IED de protección y control capaces de procesar SMV (Sampled Measured Values, IEC 61850-9). En cualquier caso, parece lo más conveniente no integrar tales dispositivos sin haber cubierto al menos los cinco primeros pasos anteriores, e introducir primero soluciones punto a punto [3] y sólo después, si procede, las conmutadas [4].

## 5.0 - CONCLUSIONES

A raíz de la experiencia obtenida en el proyecto piloto de subestación multifabricante Alcalá II, se obtiene una primera y clara conclusión: aunque todos los IEDs son conformes a la norma IEC61850, la flexibilidad de la norma hace que cada implementación de la misma en los IEDs tenga particularidades de aplicación, interpretación y configuración. Por tanto para conseguir la interoperabilidad es preciso un trabajo de ingeniería previo, que debe verse complementado con el trabajo de mantenimiento consiguiendo una vez la instalación se encuentre puesta en servicio.

Por otra parte, la aplicación de la norma IEC61850 en las subestaciones posibilita la introducción de un nuevo tipo de dispositivos (microrremotas IEC61850) que no están presentes en una instalación de subestación convencional, pero que dotan de gran flexibilidad a la instalación 61850 a la hora de reportar estados de señales, monitorizar elementos (seccionadores, interruptores...) ejecutar mandos, etc., sin tener que recurrir a la complejidad de un IED de protección y control.

Por último, la realización de una prueba piloto de subestación IEC61850 integrando varios fabricantes tiene la gran ventaja de que permite a la empresa eléctrica escoger una estrategia de implementación más flexible, con una mejor comprensión del alcance de desarrollo de la norma y del estado del arte de los IEDs, la posibilidad de selección de soluciones más generalistas y abiertas, y en general un mejor flujo del conocimiento hacia el personal de la utility, comparado con una solución particular monofabricante.

## 6.0 - REFERENCIAS

- [1] "First IEC61850 Multivendor Project in the USA" *Protection, Automation & Control World*. Otoño 2007.
- [2] Senfter, G. "IEC 61850, Is it worth the Trouble?" *CIREN 2007*. Paper 0839.
- [3] IEC 61850-9-1, "Communication Networks and Systems in Substations. Part 9, Specific Communication Service Mapping (SCSM): Sampled Values over Serial Unidirectional Multidrop Point to Point Link", *IEC*, Mayo 2003.
- [4] IEC 61850-9-2, "Communication Networks and Systems in Substations. Part 9, Specific Communication Service Mapping (SCSM): Sampled Values over ISO/IEC 8802-3", *IEC*, Abril 2004.