

# Metodología para establecer el perfil que define una meta-especificación que aplica a subestaciones de distribución -caso México- basada en la norma IEC-61850

Cuitlahuac Picasso Blanquel<sup>1</sup>, Carlos Chairez Campos<sup>1</sup>, Joaquín García Hernández<sup>1</sup>, Hebert Godínez Enríquez<sup>1</sup>, Francisco C. Poujol Galván<sup>1</sup>, Dionisio A. Suárez Cerda<sup>1</sup>, Andrés Villalobos Romo<sup>2</sup>, Rosa E. Llamas González<sup>2</sup> y Carlos Samitier Otero<sup>3</sup>

Artículo presentado originalmente en el Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, en Puerto Iguazú, Argentina, del 24 al 28 de mayo de 2009, organizado por el Centro de Investigación de Grandes Redes Eléctricas Asociación Civil, Comité Nacional de CIGRÉ en Argentina.

## Resumen

En este artículo se presenta un caso de estudio de automatización de subestaciones eléctricas, de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, en el cual se ha tomado como referencia la norma IEC-61850. El caso de estudio consiste en definir una metaespecificación para los sistemas de protección, control, medición y comunicaciones requeridos por las subestaciones de distribución eléctrica. Para el desarrollo se ha tomado como referencia la experiencia previa obtenida en el desarrollo de un sistema SA legado, la norma IEC61850, así como las experiencias documentadas en [1], [2] y [3]. De esta manera, el resultado obtenido es la metaespecificación, la cual establece la aplicación de los equipos de protección, control y medición bajo los conceptos de interoperabilidad, así como las funciones de automatización de subestaciones aplicados en las redes eléctricas inteligentes (REI's). La metodología puesta en práctica comprende el diseño de la arquitectura del sistema (SAS), la filosofía de operación, la topología de la red de comunicación, el modelado de datos con nodos lógicos que incluye tipos de datos y clases de datos comunes (CDC), transferencia de información, y administración de los archivos .icd, .ssd, .scd y .cid.

### Palabras clave:

Metaespecificación.

SAS: Sistemas de automatización de subestaciones

SA: Automatización de subestaciones

REI: Red Eléctrica Inteligente.

<sup>1</sup> Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)

<sup>2</sup> Comisión Federal de Electricidad (CFE)

<sup>3</sup> Global Networking Engineering (GNE), España



## Introducción

Una de las disyuntivas para la aplicación de la tecnología IEC-61850 son los costos y beneficios que se buscan por diferentes sectores de inversión, responsables de la automatización en sistemas eléctricos de potencia para subestaciones. En este concepto, y en el mayor acuerdo de las compañías eléctricas a nivel mundial, se trabaja en adoptar la tecnología con base en el estándar IEC-61850. Una vez que se ha favorecido la aplicación del estándar por las compañías eléctricas, nos preguntamos cómo integrar los sistemas de automatización de subestaciones; en muchos casos y el más sencillo, con altos costos y beneficios aún no cuantificados y validados, son subestaciones nuevas las cuales al final, presentan huecos que resolver en detalles operativos funcionales y de seguridad. Asimismo, en los prototipos se continúa manteniendo duplicidad con sistemas legados, validando la funcionalidad establecida por el estándar IEC-61850 y éste es un proceso natural comprendido por proveedores y compañías eléctricas.

En cada país se tienen diferentes propuestas que consideran, entre otras propuestas: Migraciones tecnológicas, escalamientos en equipos, aplicaciones parciales de automatización, desarrollo de prototipos, cada caso es una aplicación con riesgo de lo que se quiere dominar. Por otra parte y un enfoque importante de la aplicación del estándar IEC-61850 es la administración tecnológica de los diseños, para que una vez integrada la automatización se cuente con disponibilidad de herramientas para llevar a cabo el soporte y mantenimiento de los equipos de automatización, teniendo en validación el beneficio de la interoperabilidad de equipos.

En cada compañía eléctrica se toma la decisión de cómo aplicar el estándar IEC-61850, y ante algunos puntos de incertidumbre, la integración de los sistemas toma como base fundamental contar con una especificación particular del sistema de automatización. La especificación es fundamental donde se establecen los requerimientos funcionales, diseños, filosofías operativas, arquitectura de la topología de subestación y de las comunicaciones, administración de las variables que conlleva modelo de datos, transferencia de información y sobre todo los mecanismos para documentar los diseños, configuraciones y detalles de cada equipo, para así contar con un dominio tecnológico de los sistemas automatizados y facilitar un escalamiento futuro o su propio mantenimiento.

Por otra parte, no perdiendo de vista las tendencias tecnológicas de las subestaciones en su integración hacia las Redes Eléctricas Inteligentes (REI). La tecnología de automatización en IEC-61850 colabora potencialmente hacia las REI's, considerando componentes con interoperabilidad e interconectividad, y en esta tecnología se asocian modelos UML y XML, que facilitan la armonización de datos importantes para establecer modelos semánticos de variables e información, que sirve para ser enviada o suscrita con otros sistemas e integrar las REI's.

## Descripción de la metodología para lograr la meta-especificación que aplica a subestaciones de distribución

La metodología establecida en este trabajo toma como base los sistemas legados y el entendimiento del estándar IEC-61850, estos conceptos cubren funciones de protección, control, medición, diseño de la arquitectura SAS, diagramas eléctricos unifilares, filosofía de operación, arquitecturas de comunicación, la lista de señales y datos para su modelado con nodos lógicos, clases de datos comunes (CDC), transferencia de información, valores de desempeño y disponibilidad, protocolos de comunicación hacia un nivel superior, condiciones de operación como temperatura, normativa para establecer nombres de campos y el manejo de los archivos .icd, .ssd, .scd y .cid.

Figura 1. Metodología adoptada para establecer una meta-especificación.



## Desarrollo de la meta-especificación caso México

### Definición de los arreglos topológicos que aplican de la subestación

La definición del arreglo de topología de la subestación es importante para establecer los requerimientos en la automatización de una subestación. En CFE distribución se utilizan cinco tipos de arreglos, los cuales han sido definidos con base en las características técnicas operativas de la red de distribución de la CFE y son los que cuentan con altos índices en confiabilidad y seguridad para la red eléctrica. Los arreglos topológicos son: tipo "H", Barra Principal, Barra Principal y Transferencia, Anillo, y una subestación con cualquiera de los cuatro arreglos indicados en SF<sub>6</sub>.

### Nodos lógicos propuestos para los arreglos topológicos mencionados

Los nodos lógicos propuestos de acuerdo al estándar IEC-61850 para los arreglos topológicos típicamente empelados, se definen con base en las funciones de protección que se utilizan, esto es, si se utilizan por ejemplo, dos IEDs de protección para la protección de líneas de transmisión, tanto cortas como largas, también se utilizan dos IEDs de protección con los nodos lógicos respectivos, para su protección. Con base en este criterio, la cantidad de IEDs de protección que se utilizan cuando se define un sistema automatizado con IEC-61850, para una subestación en particular es la misma, lo cual indica que la definición de los nodos lógicos para las funciones de protección es similar con un sistema legado. Con este criterio de referencia se establecen los nodos lógicos obligatorios que se requiera para cada una de las bahías que integran una subestación. Así se muestra un ejemplo de nodos lógicos que se utilizan de acuerdo a las funciones de protección para cada una de las bahías, los cuales se indican en las siguientes tablas.

Tabla 1. Nodos lógicos para líneas de transmisión.

Esquema o equipo primario	Dispositivo de protección	Nodos lógicos	
Lineas ≤10 kM (línea corta)	IED1	PLDF	(RBRF),(RREC), (PTUV), (PTOV), (RSYN), (PFRQ),(RFLO)
	IED2	PDOC/PDEF	
	IED3	MMXU, MMTR, MHAI	
Lineas >10 kM (línea larga)	IED1	PDIS	RBRF, RREC, PTUV, PTOV, RSYN, PFRQ, RFLO
	IED2	PDOC/PDEF	
	IED3	MMXU, MMTR, MHAI	

Tabla 2. Nodos lógicos para bancos de transformación.

Esquema o equipo primario	Dispositivo de protección	Nodos lógicos
Transformador de potencia	IED1	PTOC, RBRF, PFRQ
	IED2	PTDF
	IED3	PTOC, PFRQ
	IED4	MMXU

Tabla 3. Nodos lógicos para alimentadores de distribución.

Esquema o equipo primario	Dispositivo de protección	Nodos lógicos
Alimentador	IED1	PIOC/PTOC, RREC, PFRQ, PTUV, PDOC, RFLO
	IED2	MMXU, MMTR, MHAI

Tabla 4. Nodos lógicos para banco de capacitores.

Esquema o equipo primario	Dispositivo de protección	Nodos lógicos
Bco. de capacitores A.T.	IED1	PIOC/PTOC, PTOV, RBRF, PHIZ, PTUVMXU
Bco. de capacitores M.T.	IED1	PTOV, MMXU

Tabla 5. Nodos lógicos para protección de barras.

Esquema o equipo primario	Dispositivo de protección	Nodos lógicos
Barras	IED1	PBDF

### Clases de datos comunes (Common Data Class CDC) propuestos para su uso

Las clases de datos comunes (CDC), de acuerdo al estándar IEC-61850, se utilizan para estructurar la información de una manera lógica, esto es, el estatus de información dentro de los nodos lógicos de las funciones de protección de un IED. Los CDC indican dentro de su estructura informática, los atributos, tipo de atributos, el estatus y si el atributo es mandatorio u opcional. Es importante indicar que cuando los atributos de un CDC deben ser para el sistema automatizado obligatorios, éstos deben definirse como mandatorio en cada uno de los CDC. Los CDC que se utilizan de acuerdo a los requerimientos de una subestación de distribución son: SPS, DPS, INS, ACT, ACD, SEC, BCR, MV, CMV, SAV, WYE, DEL, HVM, HWYE, HDEL, SPC, DPC, INC, BSC, ISC, APC, SPG, ING, ASG, CURVE, DPL, LPL, CSD.

En forma de ejemplo, la tabla 6 muestra el CDC ACT Class (*Protection Activation Information*).

Tabla 6. CDC ACT Class (*Protection Activation Information*).

ACT Class (Protection Activation Information)					
Attribute Name	Attribute Type	FC	TrgOp	Value/Value Range	M / O / C
DataName	Heredado del Data Class (IEC-6158 7-2)				
DataAttribute					
Status					
general	BOOLEAN	ST	dchg		M
phsA	BOOLEAN	ST	dchg		M
phsB	BOOLEAN	ST	dchg		M
phsC	BOOLEAN	ST	dchg		M
neut	BOOLEAN	ST	dchg		M
q	Quality	ST	qchg		M
t	TimeStamp	ST			M
Configuration, description and extension					
operTm	TimeStamp	CF			M
dU	UNICODE STRING255	DC			M
Services					
Service model of IEC-6158 7-2	Service	Service applies to Attr with FC		Remark	
Data model	SetDataValues GetDataValues GetDataDefinition	DC, CF, SV ALL ALL			
Data set model	GetDataSetValues SetDataSetValues	ALL DC, CF, SV			
Reporting model	Report	ALL		Tal como se especifica en el data set que es usado para definir en contenido del reporte	

### Intercambio de información entre los nodos lógicos implementados para la SE

El intercambio de información para el SAS se realiza de acuerdo a los requerimientos para las funciones de protección, control y medición, que se envían entre los diferentes nodos lógicos involucrados, definidos en la configuración de una subestación de distribución.

En el siguiente ejemplo se muestran por bahía, el nodo lógico fuente y los nodos lógicos de destino, el tipo de PICOM, por ejemplo (*Trip command, Start indication, etc.*), el tipo/modo de operación por ejemplo (Comando Espontáneo, Evento Espontáneo, etc.), ID

del PICOM (de acuerdo a tablas B.1, B.2, B.3 y B.4 de IEC 61850-5), Tipo de mensaje (de acuerdo a tablas B.5 y B.6 de IEC-61850-5), y Tipo de comunicación (de acuerdo a tablas B.5 y B.6 de IEC-61850-5, y tabla 1 de IEC-61850-1). Esta última columna muestra el protocolo MMS o GOOSE que se debe implementar en cada intercambio de información entre nodos lógicos. La implementación de servicios de Control, Protección, Automatismos, Reporting y Transferencia de Archivos para un SAS se debe realizar de acuerdo al ejemplo mostrado.

Tabla 7. Ejemplo de intercambio de información.

Funciones de Protección	DEI	Nodo	PICOM	Nodos lógicos	Tipo/Modo	Tipo ID	Tipo	Tipo
		Lógico (fuente)	(datos)	destino	Operación	PICOM (T-B.1)	Mensaje (T-B.5)	Comunicación
Función de comparación direccional 85L	DEI1 (PP)	PPDF	Trip command	XCBR	Comando espontáneo	22	1A	GOOSE
			Start indication	CALH, IHMI, ITCI	Evento Espontáneo	10	3	MMS
			Trip indication	CALH, IHMI, ITCI, RBRF	Evento Espontáneo	10	3	MMS
			Trigger	RDRE, RFLO	Evento Espontáneo	12	1	GOOSE
			fault information (Fases, corrientes de falla, diferencia de ángulos)	IHMI, ITCI, ITMI	Archivo Espontáneo	7	5	MMS
			Settings	IHMI	Archivo Solicitado	24	5	MMS

## Topología de las redes de comunicación

El modelo de la arquitectura del sistema SAS es considerado con base en el estándar IEC-61850: niveles de estación, bahía y proceso. El nivel de la estación constituye el nivel más alto de la arquitectura, incluye al menos dispositivos como: IHM, lugar de trabajo del operador (cuarto de control) e interfaces y equipos para comunicación remota. El nivel de bahía debe estar compuesto por los componentes secundarios del sistema de potencia (IEDs de protección, control, medición, etc.), ubicados típicamente en el cuarto de control de la subestación. El nivel de proceso constituye el nivel más bajo de la arquitectura y debe estar compuesto por los componentes primarios del sistema de potencia (interruptores, cuchillas, TC's, TV's, etc.), ubicados en el patio de la subestación.

El SAS debe proporcionar todas las funciones de control, protección, medición y supervisión requeridas para la operación correcta y segura del equipo primario a ser instalado en la subestación, así como el mantenimiento de los mismos. Además, debe incorporar interfaces de comunicaciones compatibles con el estándar IEC-61850, para la comunicación de la subestación con el centro de control.

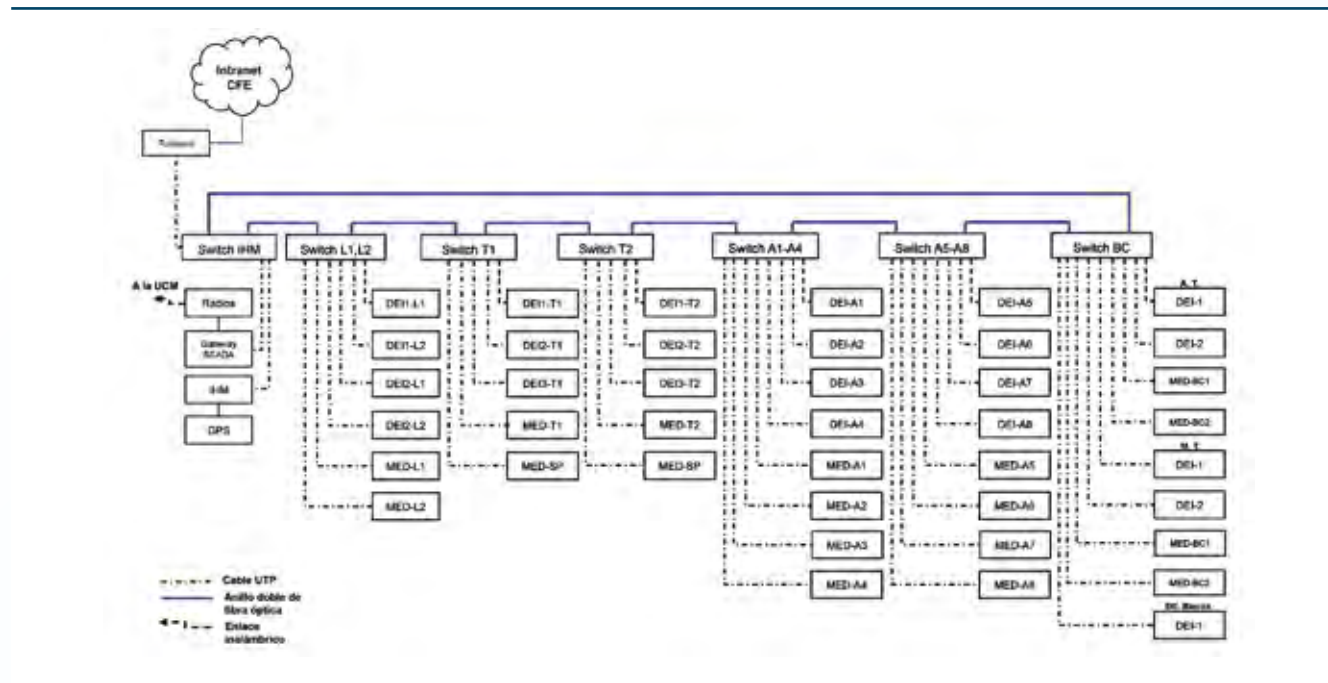
En lo referente a la comunicación dentro de la subestación, la arquitectura SAS propuesta está basada en las siguientes redes LAN (figura 1):

- La red de la subestación (*station bus*)
- La red de proceso (*process bus*)

Dichas redes deben ser independientes y estar basadas en la tecnología *Ethernet*. La red de la subestación debe proporcionar la interconexión de todos los IEDs de control, protección y medición, así como la IHM local y otros dispositivos encargados de las comunicaciones dentro y fuera de la subestación. La red de proceso debe proporcionar la conexión de todos los elementos primarios del sistema de potencia de la subestación, a los IEDs correspondientes. La información transportada por esta red son muestras de voltaje, corriente y señales de estado, entre otras. Tanto la red de la subestación como la red de proceso deben ser supervisadas, de tal forma que cualquier degradación o falla de su desempeño debe ser incluida en el manejo de eventos y alarmas de la subestación. Además, dichas redes serán administradas, utilizando el protocolo SNMP.

Ejemplo de tableros para N líneas, N transformadores, N alimentadores, banco de capacitores en alta y media tensión (figura 2).

Figura 2. Ejemplo de arquitectura de comunicaciones con doble anillo.



## Herramientas de software utilizadas para configurar y documentar el proyecto

Para la integración del SAS se considera la descripción del proceso de ingeniería y configuración de los IEDs, a través de un conjunto de archivos utilizados para especificar la configuración en sus diferentes etapas. El Lenguaje de Configuración de Subestación (SCL) se utiliza para describir configuraciones de IED y sistemas de comunicación. El propósito principal de SCL es permitir el intercambio interoperable de los datos de la configuración del sistema de comunicación, entre herramientas de configuración de IEDs y herramientas de configuración de sistema, aun siendo de distintos fabricantes. Por lo tanto, estas herramientas deben apearse al modelo de objetos definido en el lenguaje, para la conformación de los distintos archivos SCL que se definen en la norma. Las herramientas deberán considerar el modelo de objetos definido por la norma para la descripción de IEDs, sus conexiones de comunicación y su asignación a la subestación.

Las herramientas deben ser capaces de reconocer los 4 archivos SCL definidos, que son:

- ICD (Descripción de características de IEDs)
- SSD (Descripción de la especificación de sistema)
- CID (Descripción de configuración de IEDs)
- SCD (Descripción de la configuración de la subestación)

Las herramientas de ingeniería y configuración forman parte integrante del proyecto de una subestación, por lo que se consideran un componente más del sistema. El integrador proporciona el conjunto de herramientas, incluyendo licencias de aplicación y computadoras, así como los archivos de configuración del proyecto.

El diseño de la subestación comienza cuando se dispone de los modelos de todos los IEDs, en consecuencia, un paso previo es la obtención de los archivos tipo icd, que describen las capacidades de los IEDs.

El diseño de ingeniería del proyecto se llevará a cabo mediante una herramienta de ingeniería y documentación. Esta aplicación permitirá que el diseño se realice, combinando tanto los modelos de IED que cumplen la norma IEC-61850, como otros modelos no incluidos en dicha norma. En consecuencia, la herramienta no limitará el alcance del diseño, ni el grado de detalle del mismo, no limitándose a los aspectos contemplados en la norma IEC-61850 y permitiendo, por lo tanto, que la ingeniería cubra todos los aspectos necesarios para obtener una documentación completa y los archivos de configuración de todos los dispositivos del sistema.

Una vez finalizado el diseño, la herramienta de ingeniería y documentación permitirá obtener la documentación del mismo y la configuración de cada uno de los IEDs que forman el proyecto. El integrador debe suministrar una herramienta de cómputo que incluya todas las aplicaciones necesarias para conectarse con los IEDs del proyecto y poder descargar, actualizar y obtener los archivos de configuración operativos. Esta herramienta de configuración permitirá, a partir de los archivos de configuración generados por la herramienta de ingeniería, configurar todos los equipos del proyecto. Asimismo, permitirá la introducción de forma manual y con la ayuda de aplicaciones específicas, de los ajustes de las protecciones y de otros ajustes que puedan ser necesarios, para obtener la funcionalidad descrita en la documentación y en los archivos de configuración generados por la herramienta de ingeniería.

## Descripción de los enlaces y protocolos de comunicación hacia el exterior de la SE

Conocida como comunicación a nivel superior, a la comunicación entre el Servidor de Comunicaciones con el protocolo de comunicación DNP 3.0 Nivel 2 y la Unidad Central Maestra de Operación (UCM), para envío de información y atención a las solicitudes de la misma.

La transmisión de la información hacia la UCM y la del controlador de comunicaciones en la SE, con los IEDs con protocolo abierto son prioritarias. Actualmente, el uso de protocolos de la norma IEC-61850 sólo es para usarse dentro de la subestación y no se utiliza fuera de la misma. Los diseños todavía dependen de los protocolos SCADA tradicionales y en servicio, tales como DNP3 y algunos otros actualmente en uso.

Por estar limitada la aplicación de la norma IEC-61850 al interior de la subestación, es necesario el uso de una computadora que recolecte los datos de los IEDs vía los protocolos IEC-61850 y convierta estos datos a los protocolos SCADA y proporcionarlos a las distintas consolas SCADA. Por lo tanto, además de actuar como un convertidor de protocolo, la computadora es un concentrador de datos y un cliente/servidor. Para los operadores es transparente el hecho de que los protocolos dentro y fuera de la subestación son diferentes.

Es necesario considerar que debido a que algunos de los nuevos protocolos IEC-61850 son más funcionales y que tienen más características y atributos que no existen en otros protocolos como DNP3, es difícil convertir a simples mensajes DNP3, para llevar a cabo acciones que son más elaboradas en los protocolos IEC 61850. El servidor de IHM debe incluir el servidor de FTP (*File Transfer Protocol*), que permita la configuración de usuarios y privilegios de acceso desde el puesto remoto de ingeniería.

## Funciones de automatización IEC-61850 en REI's

Actualmente se encuentran en elaboración nuevos estándares o adaptaciones en las normativas, para aplicarse a los desarrollos e implementación de las Redes Eléctricas Inteligentes (REI's). En este entorno se hacen propuestas de arquitecturas para el funcionamiento de las REI's, considerando compartir o transferir información entre sistemas de información que actualmente conforman la red eléctrica que incluye la Generación, Transmisión y Distribución de energía.

Asimismo se presenta que los actuales sistemas de información son esquemas distribuidos, establecidos en islas de información y el enfoque de la REI es compartir información en esquemas, por ejemplo, cliente-servidor, o suscriptor-publicador, u otro esquema que permita una interoperabilidad e intercomunicación entre los diferentes sistemas que conforman el sistema eléctrico, por ejemplo, los sistemas de operación alimentando con datos de insumo e información a los sistemas de análisis de disturbios, o bien, a los sistemas de atención a usuarios en tiempo real (*call centers*), o los sistemas de mantenimiento, planeación, o de administración de activos, entre otros.

Con el uso de las nuevas tecnologías de comunicación e información se contribuye a establecer mecanismos de comunicación y enlace para compartir la información y ser procesada, para dar cierto concepto de inteligencia. En las REI's se utilizan los datos de los sistemas que adquieren información de operación en

tiempo real, con el objeto de mejorar los tiempo de respuesta a los cambios que ocurran en la interrupción del suministro, o bien, en los cambios de la demanda de energía, manejo de picos de demanda, o control de cargas para administrar la energía. En esta integración inteligente de sistemas se considera la generación distribuida como un componente importante en las REI's, las cuales podrán coadyuvar para mejorar la calidad del servicio, la confiabilidad del suministro o bien, el futuro de la oferta y la demanda distribuida.

En este contexto, en las funciones de automatización de subestaciones en IEC-61850 se facilita el intercambio de información, considerando que los modelos de datos utilizados son modelos lógicos representado el estado de los equipos y su operación, en un sistema de información con una semántica estandarizada, esto es, permite su incorporación al modelo común de información (CIM por sus siglas en inglés), así como la armonización de datos en lenguajes como UML o XML, los cuales coadyuvan en la interoperabilidad de la información. Entonces, para las funciones de automatización de IEC-61850 en la REI, se requiere lograr la definición de los modelos de datos a compartir con otros sistemas en funciones logradas con la automatización de subestaciones como: Balances de energía, análisis de eventos y oscilografías, monitoreo y filtraje de avalanchas de datos en condiciones de alarma, reconfiguración de cargas, regulación de voltaje, así como monitoreo del comportamiento operativo crítico de los transformadores de potencia.

## Beneficios de contar con una meta-especificación

En compañías eléctricas grandes como el caso de CFE-México, el contar con una meta-especificación que define un perfil de referencia IEC-61850, permite homogeneizar la filosofía de operación de subestaciones de Distribución. Asimismo, la asimilación del conocimiento permite una independencia para resolver problemas técnicos, sin una dependencia fuerte.

Por otro lado, las compañías eléctricas pueden posicionarse en una asimilación y vanguardia de esta tecnología, con el propósito que los fabricantes de IEDs y de otros equipos tomen como referencia operativa y funcional dicha norma IEC-61850, asegurando que se estandarice con base en los requerimientos operativos. Y finalmente, es muy importante evitar inversiones costosas en la adquisición de la tecnología que los fabricantes personalicen, de acuerdo con sus líneas de desarrollo.

## Conclusiones

La elaboración de este tipo de documentos permite alinear la tecnología del estándar IEC-61850, con los requerimientos específicos de compañías eléctricas, concretando los beneficios para lograr los mecanismos de interoperabilidad de equipos, que conlleva a que los ingenieros de diseño, planeación y mantenimiento cuenten con mayor información al momento de hacer más eficientes las redes eléctricas, mejorando los tiempos de interrupción de usuarios, así como la calidad de la energía.

De igual manera, este documento es un punto de partida para lograr determinada independencia tecnológica de los fabricantes, proveedores e integradores.

Finalmente, la compañía eléctrica deberá ser responsable de contar con las herramientas de *software* para administración y para documentar el proceso de integración tecnológica, con base en el estándar IEC-61850.

## Referencias

CIGRÉ Study Committee B5 Copyright © 2006, Guidelines for Specification and Evaluation of Substation Automation Systems Sponsored.

K.P. Brand, T. Maeda, K. Oestrich, P. Riedman, First experiences with customer specification of IEC 61850 based Substation Automation Systems, Paper 203, Cigre SC B5 Colloquium, 2005, Calgary.

K.P. Brand, M. Janssen, The specification of IEC 61850 based Substation Automation Systems. Paper presented at the DistribuTech 2005, Jan 25-27, San Diego.

A. Apostolov, Impact of IEC 61850 on the protection grading and testing process. Paper presented 9th International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2008), Glasgow, UK, 17-20 March 2008, ISBN: 978 0 86341 902 7.

Rahul Tongia, Ph.D. Smart Grids White Paper, Center for Study of Science, Technology and Policy (CSTEP) CAIR Building, Raj Bhavan Circle, High Grounds, Bangalore 560001, India

### CUITLAHUAC PICASSO BLANQUEL [[picasso@iie.org.mx](mailto:picasso@iie.org.mx)]

Ingeniero en Comunicaciones por el Instituto Politécnico Nacional (IPN) México. Cuenta con 25 años de experiencia en el área de automatización. Ingresó al IIE en 1989, a la División de Sistemas de Control, donde se ha desempeñado como desarrollador y líder de proyectos en el área de sistemas SCADA, sistemas de automatización de subestaciones y distribución, así como las nuevas aplicaciones para Redes Eléctricas Inteligentes. Miembro del IEEE y del CIGRÉ. Ha escrito artículos internacionales y nacionales referentes a su área de aplicación, y en lo académico ha impartido la materia de Comunicaciones en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), así como de Sistemas Computacionales en la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (UAEM).

### CARLOS CHÁIREZ CAMPOS [[ccharez@iie.org.mx](mailto:ccharez@iie.org.mx)]

Ingeniero Industrial en Electrónica por el Instituto Tecnológico de la Laguna (ITL) en 1981. Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con Especialidad en Control, por el Centro de Graduados e Investigación del ITL de Torreón, Coahuila en 1991. Ingresó al IIE en 1985. Sus áreas de investigación incluyen la integración de sistemas informáticos y automatización de procesos industriales en tiempo real y en línea, aplicados en centrales de generación eléctrica, así como en el área de distribución, específicamente automatización de subestaciones.

**JOAQUÍN GARCÍA HERNÁNDEZ** [jgarciah@iie.org.mx]

Ingeniero en Comunicaciones y Electrónica egresado del Instituto Politécnico Nacional (IPN), México en 1986. Maestro en Ciencias en Electrónica y Telecomunicaciones del Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Baja California (CICESE) en 1990, con especialidad en Redes de Área Local. Doctor en Ingeniería de Sistemas Electrónicos, con especialidad en Redes de Comunicaciones Multimedia de la Universidad de Essex, Inglaterra en 1999. Ha publicado más de 45 artículos en revistas y congresos a nivel nacional e internacional, en las áreas de calidad de servicio (QoS), redes de modo de transmisión asíncrona (ATM), redes de área local (LANs), redes inalámbricas y tecnologías móviles, respectivamente. Ha sido profesor de cátedra durante 10 años en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), campus Cuernavaca. Cuenta con 23 años de experiencia profesional en el IIE, participando como colaborador y Jefe de Proyectos de desarrollo de redes y sistemas de comunicaciones aplicadas al sector eléctrico. Es miembro del Comité de Estudios D2 (Sistemas de Información y Telecomunicaciones) del CIGRÉ-Internacional. Es instructor certificado del programa académico *CISCO Networking Academy (CCNA1)* de la compañía Cisco Systems, Inc. Posee 2 derechos de autor relacionados con el desarrollo de interfaces de comunicación para redes de computadoras.

**HEBERT GODÍNEZ ENRÍQUEZ** [hgodinez@iie.org.mx]

Ingeniero Industrial Electricista egresado del Instituto Tecnológico Regional de Oaxaca en 1985. Ingresó al IIE en 1987, donde se ha desempeñado como Jefe de Proyecto en áreas de pruebas de protecciones eléctricas, principalmente para instalaciones industriales de Petróleos Mexicanos, así como en el análisis de esquemas de protecciones en generadores, transformadores, motores y barras para sistemas auxiliares de plantas de generación. En el área de diseño de sistemas eléctricos, ha trabajado en proyectos de diseño de subestaciones convencionales de 115, 230 y 400 kV para la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En esa misma área, participó en el diseño de un sistema de cómputo de ingeniería básica para subestaciones de 115 y 230 kV para la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación de la misma CFE. En el ámbito industrial ha trabajado en proyectos integrales de diseño de subestaciones industriales para Pemex Refinación, para ambientes peligrosos dentro de áreas de proceso y en sistemas de bombeo. Ha impartido cursos y seminarios de diseño de sistemas eléctricos industriales.

**FRANCISCO CUAUHTÉMOC POUJOL GALVÁN** [fpoujol@iie.org.mx]

Ingeniero Mecánico por la Universidad de Maryland, College Park, Estados Unidos. Especialista en sistema de adquisición de datos para análisis, diagnóstico, monitoreo y control de equipos críticos de alto desempeño en las áreas de generación y distribución eléctrica, así como de exploración y producción petrolera. Ingresó al IIE en 1986. El resultado de sus investigaciones le ha permitido sustentar y registrar varios derechos de autor. En apoyo a la academia ha sido catedrático de las facultades de ciencias, y ciencias químicas de la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (UAEM), así como del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM) campus Cuernavaca. Su convencimiento en las áreas de investigación, le permitió obtener el premio al "Desempeño Extraordinario" del IIE. Ha publicado varios artículos en foros nacionales e internacionales en las áreas de diagnóstico y desarrollo de sistemas de adquisición de datos, así como elaboración de especificaciones para el sector eléctrico.

**DIONISIO ANTONIO SUÁREZ CERDA** [suarez@iie.org.mx]

Ingeniero Electricista por la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Morelia, Michoacán en 1978. Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, especialidad en Control Automático, por el Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional (IPN) en 1980. Doctor en Control de Sistemas por la Universidad de Tecnología de Compiègne, Compiègne, Francia en 1996. Sus áreas de interés son la investigación y el desarrollo tecnológico en el campo del control automático, así como en el de la inteligencia computacional y los métodos numéricos con énfasis en aplicaciones tecnológicas, orientadas al mejoramiento de la operación de centrales generadoras de energía eléctrica, lo que incluye el diagnóstico de fallas en procesos de generación eléctrica. Asimismo, sus intereses profesionales comprenden la formación y la consolidación de investigadores en su especialidad. Es investigador del IIE desde 1985. Ha sido profesor en la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, en la Universidad Autónoma del Estado de Morelos (UAEM), así como en la Universidad Autónoma del Carmen. Ha dirigido diversas tesis de doctorado, maestría y licenciatura. Cuenta con publicaciones en revistas arbitradas, en conferencias internacionales y es coautor de varios libros. Es miembro del Sistema Nacional de Investigadores (SNI) desde 1997.



De izquierda a derecha: Dionisio Antonio Suárez Cerda, Carlos Cháirez Campos, Cuitlahuac Picasso Blanquel, Joaquín García Hernández, Francisco Cuauhtémoc Poujol Galván y Hebert Godínez Enríquez.