

# Subestaciones Eléctricas: Comparativa de Tecnologías

**Esmeralda Plancarte**  
Student Member, IEEE  
*TecNM – Campus Acapulco.*  
Av. Instituto Tecnológico s/n Crucero del Cayaco  
39905, Acapulco, México  
plancarte.me16her@gmail.com

**Luis Ivan Ruiz Flores**  
IEEE Senior Member  
*IEEE Morelos Section Chair*  
Cuernavaca, Morelos  
62080, México.  
liruiz@ieee.org

**Resumen** — En este artículo, se presentan las comparaciones de los sistemas de aislamiento para subestaciones eléctricas, enfocado a las tecnologías aisladas en gas (GIS). Actualmente existen diversas marcas y reconocidas empresas fabrican este tipo de equipos eléctricos primarios integrando elementos de control y protección con tecnología de punta; sin embargo, la necesidad de colocar subestaciones en la Industria requiere de comparar factores como el costo y el mantenimiento a largo plazo. Lo anterior, ya que el auge de los sistemas eléctricos de manera global está apuntalando la seguridad del personal y las instalaciones eléctricas en los sistemas eléctricos. En este artículo, se dan a conocer las características más importantes de fabricación, que utilizan empresas manufactureras de Subestaciones Eléctricas, aunque no son las únicas a nivel mundial; se ponderan, en una tabla parámetros y factores que permitirían contribuir al conocimiento técnico del tema de alta tensión, así como aportar a la comunidad eléctrica que toma decisiones en diseño e implementación dentro de sus instalaciones.

**Palabras clave**— Aislamiento, Alta Tensión, Automatización, GIS, Protecciones, Protocolo de comunicación, SF6, Subestaciones Compactas, Subestaciones Híbridas.

## I. NOMENCLATURA

|     |   |
|-----|---|
| AIS | Subestación Aislada en Aire                 |
| DEI | Dispositivo Electrónico Inteligente         |
| GIS | Subestaciones Aisladas en Gas               |
| IEC | Comisión Electrotécnica Internacional       |
| PtD | Prevención a través del Diseño              |
| SAS | Sistemas de Automatización en Subestaciones |
| SEP | Sistema Eléctrico de Potencia               |
| SF6 | Hexafluoruro de Azufre                      |
| TSO | Operadores del Sistema de Transmisión       |

## II. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, en el mundo se habla de las nuevas tecnologías en subestaciones eléctricas y su impacto en la operación automatizada dentro del sistema eléctrico de potencia (SEP). La mayoría de los sistemas de energía se conectan con subestaciones eléctricas sincronizadas con la Acometida o el Suministrador de Energía, en algunos países se les denomina **Operadores del Sistema de Transmisión** o conocidos como TSO, por sus siglas en inglés *Transmission Systems Operators*.

Hoy en día, se busca la agilidad de operación en las subestaciones eléctricas, principalmente para evitar lo que se denomina “*Shutdown*” o conocido como paros de planta de energía. Lo anterior, derivado a que pueden afectar a la red eléctrica pública por alguna distorsión interna del consumidor o usuario final.

También, se buscan que las subestaciones eléctricas se encuentren con tecnologías que les permitan el monitoreo en Tiempo Real de parámetros eléctricos, tales como: tensión eléctrica, corriente eléctrica, armónicos, etc.

En este artículo, se presentará una comparación de tecnologías con base en el aislamiento o utilización de 2 (dos) tipos de implementación en campo: a) subestaciones compactas aisladas en Gas con SF6 y b) subestaciones híbridas.

La finalidad de este artículo, es mostrar las ventajas y desventajas de ambas tecnologías; sin embargo, los clientes finales pueden optar por seleccionar la subestación eléctrica que le permita inclusive sincronizar parámetros eléctricos con los Organismos Locales denominados Entes Reguladores de Energía, toda vez que hoy en día la Acometida del Cliente o Usuario Final deberá cumplir con el **Código de Red** dependiendo el país. La información contenida del presente artículo busca coadyuvar a la formación técnica de instalaciones con regímenes de modernización o reconfiguración eléctrica.

## III. ANTECEDENTES

Actualmente, existen sistemas de energía que tienen una operación de más de 3 décadas; es decir, que requiere de un proceso de modernización eléctrica y un reemplazo de los equipos eléctricos primarios, tales como: interruptores de

potencia, relevadores de protección, dispositivos electrónicos inteligentes (DEI's), transformadores de potencia, etc.

Dicha modernización eléctrica, requiere de buscar la implementación de una filosofía conocida como PtD por sus siglas en inglés (*Prevention through Design*) o que en español es la **Prevención a través del Diseño**, toda vez que la seguridad eléctrica se debe enfocar en primera instancia a la vida humana y en consecuencia a la conservación óptima de las instalaciones eléctricas.

En diversas empresas de Generación, Distribución, Industria, Comerciales, Centros de Datos, etc., cuenta con una subestación principal que permite recibir la alimentación de energía de los TSO's. Entonces, es necesario migrar las subestaciones eléctricas con base a la tecnología reciente y utilizando los estándares internacionales.

#### IV. TECNOLOGÍA DE SUBESTACIONES COMPACTAS AISLADAS EN GAS SF6

La Tecnología de Subestaciones Eléctricas Compactas, se enfoca en beneficios para los clientes o los usuarios finales que buscan un periodo de vida útil de más de 30 años en operación, espacio compacto de instalación, bajo mantenimiento eléctrico, entre otros beneficios.

Normalmente, las instalaciones eléctricas que utilizan este tipo de subestaciones, también, se enfocan en:

- Larga vida útil
- Alta confiabilidad
- Encapsulación segura
- Eficiencia económica
- Alta confiabilidad
- Operación confiable incluyendo en condiciones ambientales extremas
- Bajo costo de mantenimiento
- Seguridad operacional
- Entre otros

Todos los requisitos que en la actualidad se especifican habitualmente para tableros modernos y avanzados en términos de rendimiento y confiabilidad son solicitados para la optimización del funcionamiento y operación, teniendo de efecto colateral un menor mantenimiento, larga vida útil y el bajo costo operativo.

El diseño de tecnologías para subestaciones compactas se ha hecho posible gracias al uso de materiales aislantes tales como el hexafluoruro de azufre (SF6) permitiendo el diseño compacto que ahorra espacio para futuras instalaciones eléctricas, el bajo peso, el funcionamiento prolongado con menor mantenimiento y una larga vida útil de un estimado de 30 años.

El SF6 tiene ventajas de ser un muy buen aislante en los sistemas de distribución en alta tensión (AT), también tiene desventajas cuando se presenta a elevadas temperaturas (más de 204°) se descompone en sustancias tóxicas.

Por otro lado, en este tipo de tecnologías se cuenta con Automatización de la Subestación Compacta mediante protocolos de comunicación que ayudan a su evaluación diagnóstica en el caso de cualquier falla en el sistema eléctrico.

En la **Figura 1**, podremos observar una subestación aislada en gas típica.

##### A. Sistema de la tecnología GIS

La característica más sobresaliente es su estructura compacta hace la práctica para su implementación en espacios reducidos. Los recintos de aluminio garantizan un sistema resistente a la corrosión. Las modernas técnicas de modelados asistidos por computadora y función hicieron posible la optimización de las características dieléctricas y mecánicas de la envolvente. Los conductores están unidos mediante contactos de acoplamiento capaces de absorber los movimientos que se presenten por la expansión térmica.

El hexafluoruro de azufre (SF6) se utiliza como aislante y medio de extinción del arco eléctrico.

La humedad o los productos de descomposición son completamente absorbidos por filtros estáticos en el compartimiento de gas, que se adjuntan al interior de las cubiertas de las aberturas de acceso. Los diafragmas de ruptura evitan la acumulación de una alta presión inadmisibles en el gabinete. Una boquilla desviadora en el diafragma de ruptura asegura que el gas sea expulsado en una dirección definida en el caso de estallar, asegurando así que el personal operativo no esté en peligro, ver en la **Figura 2** la estructura interna de una Subestación GIS Compacta [2].



Figura 1. Subestación compacta (GIS) típica según [1].

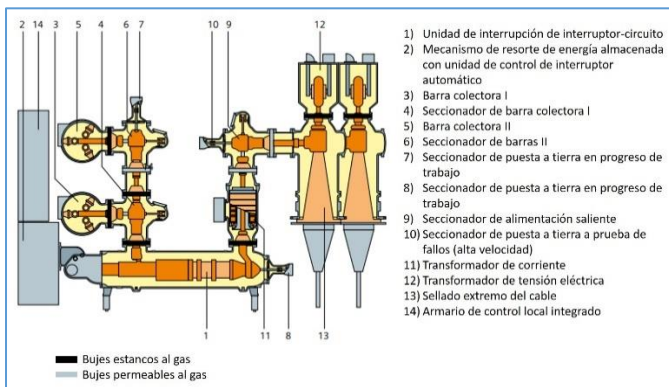


Figura 2. Estructura de una GIS según [2].

## B. Uso del SF6

Una de sus características es su elevada constante dieléctrica por lo cual es empleado como un gas aislante en sistemas de distribución de energía eléctrica.

El uso del gas SF6 es un gas muy eficiente, pero se deben tomar en cuenta las prevenciones y cuidados del personal en su proceso como se menciona en [3]:

- Primeros auxilios
- Medidas de lucha contra incendios y de vertido accidental
- Manipulación y Almacenamiento
- Controles de una explosión y protección personal
- Estabilidad y reactividad
- Información toxicológica e Información ecológica
- Consideraciones para los tratamientos de residuos
- Transporte del material
- Información reglamentaria

Las subestaciones aisladas en gas están equipadas con un mecanismo que soporte altas presiones para garantizar una alta estanqueidad a los gases, mientras su uso sea manejado con las medidas necesarias, la confiabilidad y eficiencia seguirán trabajando correctamente. Esta tecnología mantiene el adecuado uso del SF6, el gas está completamente sellado en y no será consumido. Por lo tanto, no causa problemas en la producción y con el uso adecuado no hay peligro para el medio ambiente.

## V. TECNOLOGÍA CON SUBESTACIONES ELÉCTRICAS HÍBRIDAS

También, conocida como de Tecnologías Mixtas, su implementación es principalmente para remodelaciones y/o expansiones del sistema eléctrico de potencia (SEP). Dado que los factores de espacio, tiempo y economía, las soluciones son el uso de estas tecnologías tanto aisladas en aire (AIS) como aisladas en gas (GIS).

La posible aplicación de módulos híbridos compactos en subestaciones, se tiene en cuenta los diseños más comunes y actualizados, aplicados en subestaciones de transmisión. Por lo que se hace un análisis que identifica las consideraciones que se deben tener en cuenta, así como las ventajas en comparación con equipos convencionales según [4], en la **Figura 3** se muestra un esquema de Subestación Híbrida Típica.

Otra característica de las subestaciones híbridas, dado que el espacio y tiempo son los principales factores de costo, los interruptores automáticos, seccionadores, interruptores de puesta a tierra, transformadores, etc., están alojados en gabinetes resistentes a la presión y herméticos a los gases y no requieren espacios adicionales.

Las subestaciones de tecnologías mixtas son [6]:

- Ideales para una expansión en subestaciones y no se tiene el espacio necesario
- Extraordinariamente compactas gracias a la hibridación de las tecnologías IAS y GIS
- Su clara estructura tiene acceso a todos los equipos
- Modelo capaz de adaptarse prácticamente a cualquier concepto de red.



Figura 3. Ejemplo de Subestación Híbrida según [5].

Las innovadoras subestaciones híbridas combinan las tecnologías de aislamiento de gas y aislamiento en aire para hacer que la instalación sea más compacta, minimizar los requisitos de mantenimiento y maximizar la disponibilidad y confiabilidad [7].

## VI. COMPARATIVA DE TECNOLOGÍA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS GIS E HÍBRIDAS

Las Subestaciones aisladas en gas (GIS) y las subestaciones híbridas cuentan cada una con ciertas ventajas individuales para su rendimiento durante la instalación al sistema eléctrico de potencia. Por ejemplo, las de *Tecnologías Compactas en gas SF6*, otorgan la facilidad de migración de subestaciones antiguas o con tendencias de modernización. Por otro lado, también las Subestaciones Híbridas tienden a combinar el uso de polímeros en las conexiones de alta tensión y conectados a terminales que están aisladas en gas, con la diferencia que en condiciones de un sismo se pueden minimizar el escape del gas acorde al estándar; es decir, el contar con una *Tecnología Compacta en Gas* en su Totalidad si bien es de menor mantenimiento, se tendrá que vigilar periódicamente el nivel de gas en el medio extintor.



Figura 4. Comparativa de tecnologías en subestaciones (GIS e Híbridas) según [8].

En la **Figura 4**, se presentan algunas características de ambas tecnologías (Compactas en Gas SF6 versus Híbridas). Se recomienda que para su implementación al sistema eléctrico se consideren los siguientes puntos, para que el servicio de trabajo de la subestación sea una buena experiencia:

- Concepto, planificación, ingeniería
- Ejecución del proyecto, incluida la gestión del proyecto y la fabricación de todos los componentes clave
- Puesta en servicio
- Operación
- Mantenimiento, renovaciones, actualizaciones, desmantelamiento de equipos antiguos
- Financiación

Las industrias en sus proyectos de subestaciones eléctricas buscan la solución más confiable y completa que se basen en su alto grado de flexibilidad, desarrollo continuo y la actualización constante de nuevas las tecnologías [6].

Las subestaciones desempeñan un papel importante en la generación de energía, tener una capacidad que satisfaga las necesidades, así como también tenga un rango de seguridad alto para la instalación eléctrica y personal, hace la migración a estas tecnologías una buena opción.

## VII. USO DE DEI'S EN SUBESTACIONES

Para el funcionamiento de un sistema eléctrico sea eficaz se deben considerar la adecuada selección de complementes en el equipo de la subestación, tales como; aparamentos, transformadores, sistema de comunicación, sistemas de control, protecciones y monitoreo de condición.

Actualmente, solo existen pocas empresas generadoras de DEI para implementarlas a sistemas eléctricos de potencia en sistemas aislados en gas (GIS). Los sistemas de automatización en subestaciones en estas tecnologías están empezando a causar interés debido a su confiabilidad, la eficiencia de sus características y su impacto no perjudicial para el medio ambiente.

La aparición de los Dispositivos Electrónico Inteligente da la confiabilidad a la modernización de las subestaciones eléctricas a ser sistematizadas, las características generales más destacadas serían:

- Su alta velocidad de comunicación.
- Basados en estándares.
- La Interoperabilidad entre múltiples equipos con diferentes proveedores.
- Soporte para datos de muestras de tensión y corriente.
- Soporte para transferencia de datos.
- Soporte de configuración/autoconfiguración

En la subestación inteligente, los procesos de recolección de datos, procesamiento lógico, proceso de disparo y mensajes entre múltiples dispositivos son invisibles. Se desarrolla un simulador de dispositivos basado en IEC 61850 para subestación inteligente para simular los comportamientos de los dispositivos y equipos que operan en este mismo. Los dispositivos utilizan la información de configuración en Descripción de la Configuración del Sistema SCD por sus

siglas en inglés (*System Configuration Description*) para configurar los parámetros operativos de cada dispositivo. El sistema de simulación se ha aplicado a la formación práctica, ha reducido los costes de formación y ha mejorado la eficiencia de la formación [9].

Los equipos DEI's requeridos para integrar el esquema de protección, medición y control del proyecto de repotenciación deberán contar con componentes de alta calidad y con tecnología de punta, de tal modo que se minimicen los costos e intervenciones por concepto de mantenimiento. Las características específicas mínimas requeridas de los Dispositivo Electrónico Inteligente (DEI) se listan en seguida según [10]:

- Los DEI's deben tener funciones de autodiagnóstico y generar una alarma en caso de falla en su operación.
- Deberá ser de diseño modular para facilitar la actualización por software o reparación por reemplazo de módulos o tarjetas electrónicas.
- El DEI no deberá realizar ninguna acción de control o disparo ante contingencia del propio DEI o bien falla de su alimentación eléctrica (125 VCD). El relevador deberá contar con fuente de alimentación redundante.
- La interface frontal del relevador deberá incluir un display, teclado e indicadores tipo LED de su estado de operación, así mismo con un menú que permita asociar una función de protección al diagrama eléctrico.
- Los puertos de comunicaciones del relevador deberán ser suministrado con todos los accesorios requeridos para conexión de fibra óptica multimodo o monomodo según se requiera.
- La comunicación entre DEI's deberá ser de acuerdo con el estándar IEC 61850 y podrá utilizar cualquier protocolo abierto. Estas comunicaciones soportarán las funciones de protección y control dentro de la subestación utilizando mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), GSSE (Generic Substation State Event) y todos los relacionados al modelo de datos del IEC 61850.
- Cumplir con lo indicado en el IEC 61850-8-1, sincronización de estampa de tiempo bajo red LAN utilizando Simple Network Time Protocol (SNTP) versión 4 para IPv4, IPv6 y OSI (RFC2030- Request For Comments). El reloj del relevador deberá ser capaz de ser sincronizado con una señal de GPS de acuerdo con IEEE 1588 [11].
- Capacidad para almacenar hasta 64 oscilografías y con 64 muestras por ciclo mínima (i.e. por medio de archivos de oscilografías, eventos (1024) en milisegundos, análisis de falla, entre otras características funcionales propias de cada equipo). Así mismo se deberá contar con la capacidad para editar, en línea o fuera de línea. La memoria no volátil del relevador deberá almacenar hasta 16 canales análogos con muestras de hasta una muestra por ciclo. La información debe ser registrada en archivos para realizar un análisis de las tendencias a través del CPS.
- Los DEI deberán cumplir con la señalado en apéndice C de la norma de referencia de NRF-041-CFE-2007, [12], que indica que en tanto no exista una norma mexicana que incorporen las

pruebas tecnológicas pueden aplicarse de manera supletoria los métodos de prueba.

Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI) tienen que cumplir con requerimientos específicos mínimos para pruebas con base a normas específicas antes de su implementación, dicho esto, también se dependerá de la ubicación geográfica de la subestación eléctrica, por lo que se tomaran en cuenta las normas del país, si este no tiene normas específicas para la implementación de DEI's sólo se priorizaran las normas europeas.

El control de calidad en una subestación eléctrica requiere una indispensable operación de seguridad en cada una de las funciones que realicen los DEI's, evitando las posibilidades de falsa operación, una inadecuada aplicación de sus funciones y operaciones erróneas de telecontroles por interpretaciones inexactas, como también priorizar la seguridad del personal. Por lo tanto, se requiere que el sistema a implementar se cuente con los elementos necesarios de seguridad y verificación a nivel de programación y componentes, se especifican en los siguientes puntos según [13]:

- Pruebas prototipo, los DEI's deben cumplir con las pruebas establecidas que se muestran en la **Figura 5**.
- Pruebas de rutina, son las pruebas funcionales que realiza el fabricante al 100% de los sistemas a entregar.
- Pruebas de aceptación de fábrica, requerimientos mínimos que debe cumplirse para efectuar las pruebas de aceptación:
  - Personal y equipo capacitado para la realización de pruebas y simulaciones de control, protecciones, comunicaciones, mediciones, software, protocolos y pruebas integrales como sistema en fábrica, para la comprobación de la calidad satisfactoria de los equipos.
  - Los equipos de medición deben contar con calibración y trazabilidad vigente.
  - El sistema integrado debe ser aprobado a plena capacidad.

| Prueba                          | Característica                                | Estándar                                     | Requerimientos  |
|---------------------------------|---|--|---|
| Ambiental                       | Temperatura                                   | IEC 60068-2-1 (BAJA)<br>IEC 60068-2-2 (ALTA) | -10 °C 16 h<br>55 °C 16 h   |
|                                 | Temperatura y Humedad                         | IEC 60068-2-30                               | -5 °C a +55 °C<br>Con 95% de humedad relativa (HR)                                |
| Mecánicas                       | Vibración                                     | IEC 60255-21-1                               | 0.5 g @ 10 Hz < F < 150 Hz<br>10 ciclos/sej                                       |
| Compatibilidad Electromagnética | Onda oscilatoria amortiguada                  | IEC 61000-4-12                               | 1 MHz < f < 1.5 MHz<br>2.3 kV < kV < 3.0 kV<br>de cresta de primer ciclo          |
|                                 | Transitorios rápidos                          | IEC 61000-4-4                                | 4 kV a 5 kV<br>5/50 ns  |
|                                 | Inmunidad a campos electromagnéticos radiados | IEC 61000-4-3                                | 10V/m: 80 MHz a 100 MHz<br>AM 80%, 400 Hz   |
|                                 | Interruptores y caídas de tensión             | IEC 61000-4-11                               | Interrupciones 95% / 5 s<br>Caídas 30% / 10 ms<br>60% / 100ms                     |
|                                 | Descargas electromagnéticas                   | IEC 61000-4-2                                | Nivel<br>4.8 kV contacto<br>15 kV aire  |
| Aislamiento                     | Tensión de impulso                            | IEC 60255-5                                  | 5 kV (valor cresta)<br>1.2/50µs. Tres impulso positivo y<br>Tres impulso negativo |

**Figura 5.** Características generales de un Dispositivo Electrónico Inteligente (DEI) según [13].

## VIII. ESTRUCTURA DEL IEC 61850

El estándar IEC 61850 ayuda al modelado, configuración de control y comunicación entre los dispositivos, para que los sistemas de información de distintos fabricantes trabajen de manera eficaz con la capacidad de compartir datos y trabajar intercambiando información. Actualmente el sistema de control de las industrias se basa en un modelo de equipamiento con diferentes marcas. Para ello, su implementación ayuda de manera económica para la selección de materiales y mantenimiento en el sistema eléctrico de potencia (SEP). En la **Figura 6** podremos observar las características

Los objetivos principales del estándar actualmente son los siguientes según [14]:

- Definir técnicamente los métodos de comunicación y especificar sus atributos de calidad.
- Proporcionar pautas para la gestión de proyectos SAS y la ingeniería de redes.
- Dar recomendaciones para las pruebas y la puesta en servicio de SAS.
- Establecer procedimientos de comunicación entre subestaciones.
- Definir métodos de comunicación entre subestaciones e instalaciones de control remoto.
- Proporcionar pautas para el control y seguimiento de áreas amplias.

La implementación de un sistema de protección, medición y control basado en los estándares del IEC 61850 para la industria eléctrica representaría contar con un esquema de protección seguro, confiable y robusto, lo cual logre mayor eficiencia en la operación de sus sistemas eléctricos [9]

El modelo de este dispositivo lógico mencionado permite su enlace con múltiples dispositivos a través de un solo dispositivo que actúa como enlace, con ello representando el estándar de un concentrado de datos. El modelo virtualizado IEC 61850 de un dispositivo, comienza con una vista abstracta del dispositivo y sus objetos que se definen en el inciso B de este capítulo. Como se ha mencionado el modelo es un sistema operativo abierto donde interviene una pila de protocolos que se especifican en la sección IEC 61850-8-1 basada en un Servicio de Mensajes Multimedia (MMS, por sus siglas en inglés *Multimedia Messanging Service*) (ISO8506), TCP/IP (*Transmission Control Protocolo/Internet Protocolo*) y Ethernet [15].

### A. Mapeo de protocolos reales

El modelo de datos de IEC 61850 trabaja con un método estandarizado que permite enlazar a todos lo DEI con estructuras idénticas que están relacionadas a un sistema de energía eléctrica. El MMS admite objetos con nombre complejos y un conjunto extenso de servicios flexibles que admiten la asignación a IEC 61850 de una manera sencilla, en la **Figura 7** se puede observar el enlace de ACSI (*Sistemas de control arquitectónico, Inc.*), SMV (*Standard Minute Value*) y GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) del protocolo IEC 61850 y en la **Figura 8** podemos ver un mapa conceptual del proceso del mapeo con el IEC 61850 en una subestación.

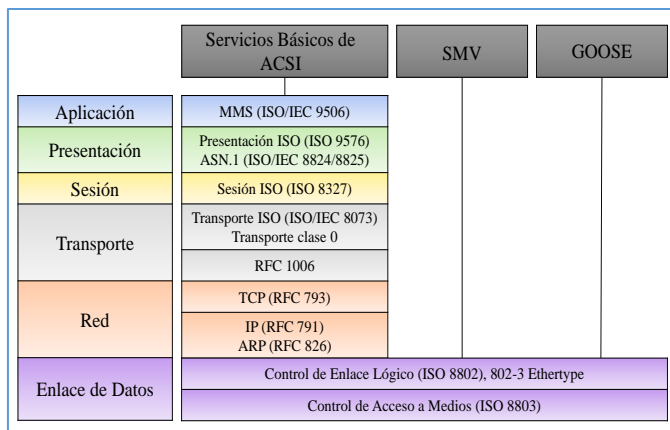


Figura 7. Pila de protocolo IEC 61850, según [16]

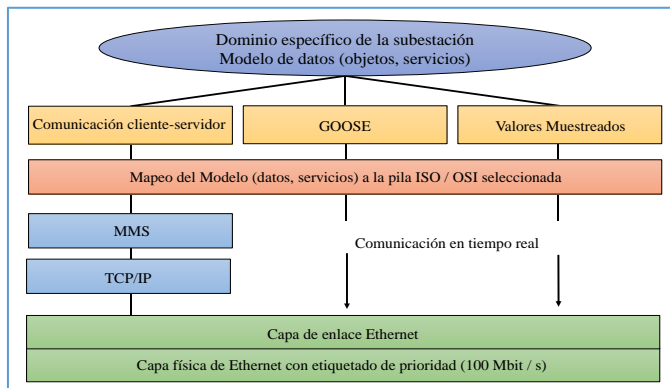


Figura 8. Ejemplo de concepto de valor medido, según [17]

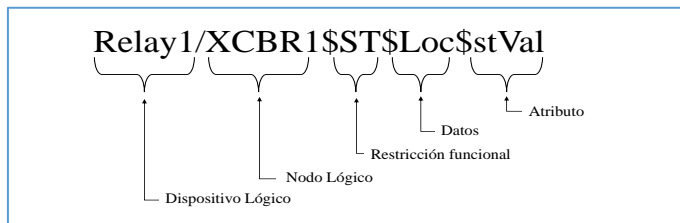


Figura 9. Anatomía de un nombre de objeto IEC 61850-8-1, según [15]

El mapeo de los modelos de objetos y servicios IEC 61850 a MMS se basa en un mapeo de servicios en el que se elige un servicio(s) de Mensajes Multimedia específicos como medio para implementar los diversos servicios de ACSI. Por ejemplo, el modelo de control de ACSI se asigna a los servicios de lectura y escritura de MMS (*Multimedia Messanging Service*). Luego, los diversos modelos de objetos de IEC 61850 se asignan a objetos MMS específicos. Por ejemplo, el objeto de dispositivo lógico IEC 61850 se asigna a un dominio MMS.

Cabe destacar los diversos perfiles: las aplicaciones Sampled Values y GOOSE se asignan directamente a la trama de datos de Ethernet, eliminando así el procesamiento de cualquier capa intermedia; la capa orientada a la conexión MMS puede operar sobre TCP / IP o ISO; el evento de estado de subestación genérico (GSSE, por sus siglas en inglés *Generic Substation State Event*) es la implementación idéntica que el UCA GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) y sobre servicios ISO (*Internacional Organization for Standardization*) opera sin conexión; todos los mapas de datos en Ethernet utilizando el tipo

de datos "Ethertype" en el caso de Sampled Values, GOOSE, TimeSync y TCP / IP o el tipo de datos "802.3" para los mensajes ISO y GSSE [15].

En el proceso de mapeo de los objetos IEC 61850 a MMS, IEC 61850-8-1 especifica un método para transformar la información del modelo en un objeto variable MMS con nombre que da como resultado una referencia para 64 sistemas y redes de comunicación IEC 61850 en subestaciones. Una descripción general de cada elemento de datos del usuario en el modelo, por ejemplo, suponiendo un dispositivo lógico llamado Relay1 que consta de un único nodo lógico de interruptor automático XCBR1 para el cual se desea determinar si el interruptor está en modo de operación local o remoto, su lectura sería como se muestra en la **Figura 9**.

### B. Bus de proceso

La migración a tecnologías de última generación y la implementación de Sistemas Automatización es Subestaciones (SAS), surge la necesidad de una eficiente capacidad de digitalizar datos y consigo transmitir los valores de muestra de la subestación.

El IEC 61850 aborda la la necesidad mediante la definición de servicios de Valores Medidos Muestreados (*Sampled Measured Values*) y la implementación de un Bus de Proceso. La capa de proceso de la subestación eléctrica esta relacionada con la recopilación de información como la correcta interpretación de los valores medidos de tensión, corriente y estado, como los transformadores y transductores conectados al proceso del sistema de energía principal. En la **Figura 10**, se muestra el concepto básico del Bus de Proceso y las señales de fuentes de tensión eléctrica y corriente en Alta Tensión (AT) o Baja Tensión (BT), también la información de estado que se integra en una "Unidad de fusión" (MU, *Merging Unit*). Las Unidades de fusión (MU) en una estación son las encargadas de muestrear las señales a una velocidad sincronizada con los demás equipos de control instalados, lo que hace que los diferentes DEI's puedan ingresar datos de múltiples MU (*Merging Unit*) para alinear y procesar los datos.

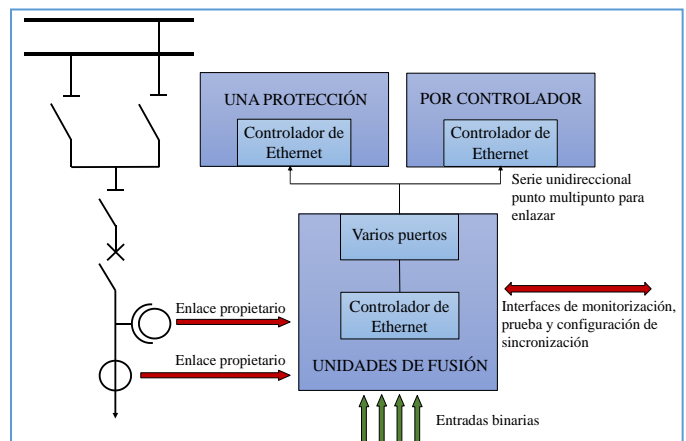


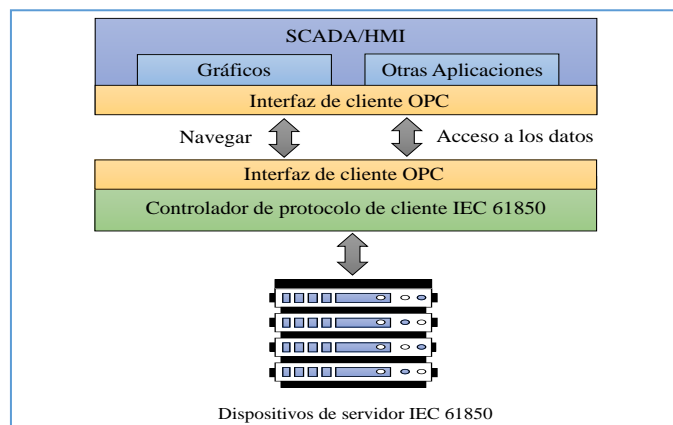
Figura 10. Ejemplo de concepto de valor medido, según [15]

Hoy en día existe la idea de implementación que define la frecuencia de muestreo base de 80 muestras por ciclo del sistema de energía para la protección y monitoreo básicos y una tasa “alta” de 256 muestras aproximadamente por ciclo del sistema de energía para aplicaciones de alta frecuencia como la calidad de la energía y oscilografía de alta resolución.

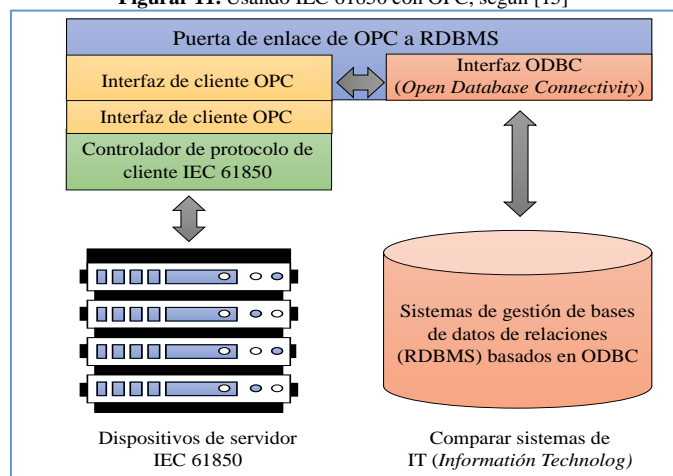
### C. Aplicación de Software

En el mercado de productos de Sistemas de Automatización en Subestaciones (SAS), han surgido una variedad de controles compatibles con el IEC 61850 por sus prometedoras ventajas de innovación.

Los productos tienen la capacidad de admitir el IEC 61850 como también el API (*Application Program Interface*) OPC (*OLE for Process Control*, consulte [18]), la combinación hace una herramienta útil que permite a los usuarios reducir costos para la instalación de SAS al permitir que los productos de diferentes proveedores se conecten entre sí. La OPC Acceso de datos (DA, *Data Access*) es una API que permite que una aplicación de cliente OPC, como una aplicación SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) o de Interfaz Hombre-Maquina (IHM) proporciona una interfaz genérica a datos externos que son independientes de cualquier protocolo específico, que se puede observar en la **Figura 11**. Esto permite desarrollar OPC con una variedad de protocolos incluidos el IEC 61850.



**Figurar 11.** Usando IEC 61850 con OPC, según [15]

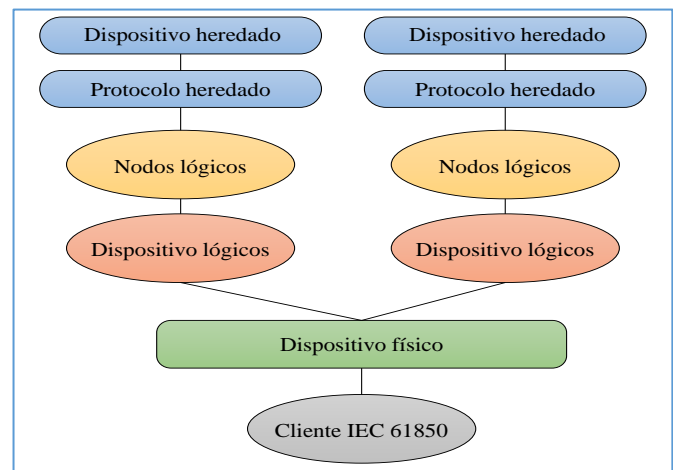


**Figura 12.** OPC habilita la interfaz IEC 61850 para IT (por sus siglas en inglés, *Información Technology*), según [15]

Existen interfaces para diferentes aplicaciones, como RDBMS (por sus siglas en inglés, *Relational Data Base Management Systems*), hojas de cálculo, historidores de datos, sistemas de tendencia, etc., que admiten OPC (*OLE for Process Control*) y brindan una gran variedad de opciones para implementar a los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) con sistemas complejos, estas características de este sistema tienen como ventaja implementarlo a un costo bajo [15]. En la **Figura 12** se puede observar un ejemplo de un sistema complejo.

Los sistemas de energía eléctrica están diseñados para tener una durabilidad de muchos años. Para que una nueva tecnología pueda ser aplicada con éxito en un moderno sistema de energía, debe haber alguna forma de acomodar el uso de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI) heredados y protocolos del pasado. IEC 61850 no es diferente y existen varios métodos para acomodar protocolos heredados en un sistema IEC 61850. El mismo IEC 61850 es adecuada para adaptarse a los protocolos heredados con su modelo de dispositivo lógico. La capacidad de admitir múltiples dispositivos lógicos dentro de un solo dispositivo físico permite que IEC 61850 admita directamente el modelado de un concentrador de datos o una puerta de enlace de múltiples dispositivos de manera inherente sin recurrir a técnicas fuera del alcance del estándar.

La combinación de OPC con IEC 61850 facilita la configuración de los equipos, da la ventaja de evitar pérdida de tiempo y puede llevar a cabo la activación del sistema más rápido, sin mucho esfuerzo y menos errores, da como resultado un menor costo de implementación, en la **Figura 13** podemos observar el trabajo del IEC 61850 como concentrador de datos. Estos dispositivos concentradores de datos compatibles con el IEC 61850 están surgiendo en el mercado en la actualidad para ser desarrollados y/o mejorados, además del uso de concentradores de datos separados, la tecnología OPC (*OLE for Process Control*) ofrece una forma de incorporar la funcionalidad de puerta de enlace simple en un sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés, *Supervisory Control and Data Acquisition*) de la subestación eléctrica [15].



**Figura 13.** Arquitectura del concentrador de datos IEC 61850

## IX. SISTEMAS DE CONTROL DE SUBESTACIONES

La modernización de las subestaciones eléctricas en la automatización se ha comenzado desde los últimos 30 años de los cuales se han instalado estos sistemas en todo el mundo, abriendo paso a una revolución tecnológica en los sistemas de control. El desarrollo y actualización de estándares es actualmente el impulsador de la evolución de los Sistemas de Automatización en Subestaciones (SAS). Inicialmente, la norma IEC 61850 había resuelto la dependencia hacia el proveedor que hacía bloquear los avances en la instalación de SAS digitales durante algunos años. En la **Figura 14** se puede observar cómo está dividida por niveles una SAS.

Las Características clave del sistema de automatización de subestaciones, según [19]

- Automatización flexible
- Editor de lógica programable
- Control en línea
- Mantenimiento predictivo mediante análisis de condiciones operativas
- Algoritmos sofisticados de control y protección integrados
- Permite la integración de sistemas de protección
- Proporciona la capacidad de configuración y recuperación de datos remotos
- Base de datos común
- Diseño habilitado para web
- Automatización de subestaciones IEC 61850

Aplicaciones que debe obtener el sistema de control y monitoreo de subestaciones (SCMS, *Substation Control & Monitoring System*):

- Control automático de tensión eléctrica
- Sincronismo
- Monitorización de la posición del grifo
- Transferencia de carga y autobús
- Reducción de carga
- Algoritmo de control de condensadores
- Modo de mantenimiento de subestación
- Detección de fallas
- Secuencia de registro de eventos

## X. CONCLUSIONES

Hoy en día las Tecnologías utilizadas para Subestaciones Eléctricas están optando por contar con un menor espacio para su instalación; es decir que se enfocan en utilizar tecnología en SF6; sin embargo, con el avance del Tratado de París en utilizar menos gases de efecto invernadero como el SF6 están implementándose desde hace ½ década tecnología híbrida. Lo importante en la decisión del cliente final es que pueda convivir con la Tecnología de los equipos eléctricos ya instalados; es decir que deben poder contar con la capacidad de poder instalar medición de parámetros conforme el Libro de Reglas del Código de Red según el país.

Es importante que los medidores que se instalen en las Subestaciones de Acometida por ejemplo sean del Tipo Clase A y con Homologación de LAPEM por mencionar en México. También, que los DEI's tengan la versatilidad de integrarse con **Tecnología en Tiempo Real**.

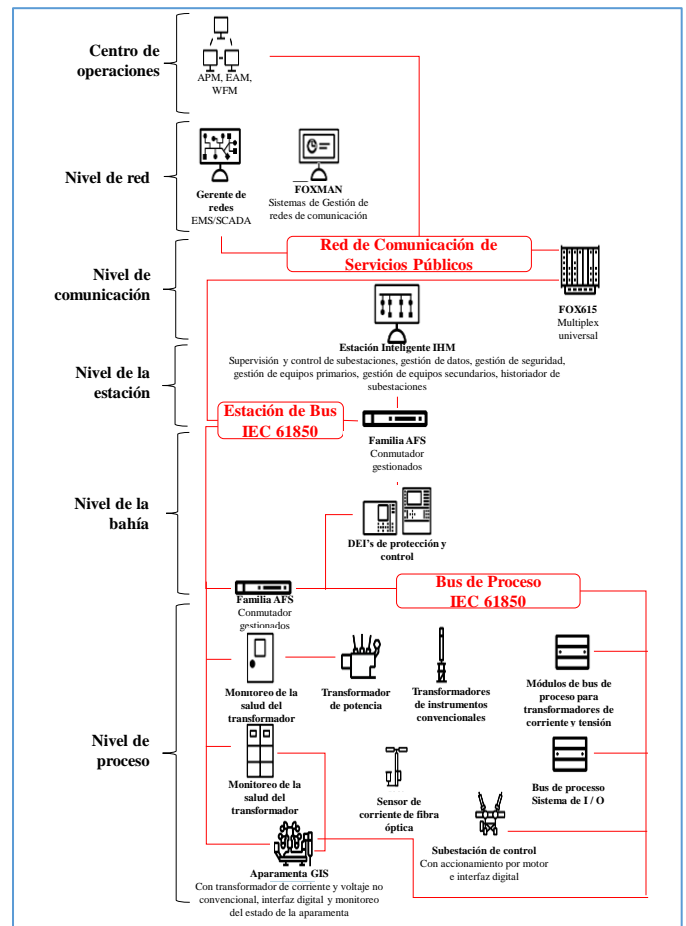
En México y en algunos países de Latinoamérica ya se están implementando los Libros de Reglas para el Cumplimiento del Código de Red; es decir, que las Subestaciones AIS y en SF6 deberán contar con las mediciones y monitoreos en Tiempo Real de los parámetros que son necesarios entregarlos a un Ente Regulador según sea el caso o el país.

Los TSO's en el mundo depende en gran medida que las subestaciones que se encuentran conectadas al Sistema Eléctrico Nacional sean confiables y sus sistemas de control puedan enfocarse en una Tendencia de la Digitalización de los Sistemas Eléctricos.

La idea de este artículo es recalcar que las Subestaciones Eléctricas de cualquier marca deberán acoplarse a el Cumplimiento del Código de Red, así como fue el caso de un protocolo universal o multimarca como es el IEC -61850 que hace 1 década se implementó en el mundo.

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco la Oportunidad del IEE por mi estancia durante el Verano de Investigación 2021 con el Programa Delfin, en especial a la Lic. Rodríguez Directora Académica de esta Institución. Asimismo, al *IEEE Morelos Section* por brindarme la oportunidad de conocer el campo aplicativo de ingeniería eléctrica y la disponibilidad de guiarme en la realización de este artículo técnico.



**Figura 14.** Niveles de Sistemas de Automatización en Subestaciones, según [20].



## XI. REFERENCIAS

- [1] Catalogue by Chint, “Gas Insulated switchgear (GIS/HGIS) up to 252kV, Compact Gas Insulated switchgear (GIS) up to 145kV”. Chint Electric Co., Ltd. CHINT. N°. 2014-005EN0118.
- [2] Catalogue by Siemens, “Gas insulated switchgear up to 245 kV, 50 kA, 4000 A Type 8DN9”. Siemens AG Energy Sector, 2014.
- [3] “Ficha de datos de seguridad, Hexafluoruro de azufre”. Según la Directiva 2001/58/CE.
- [4] J. Quintana and B. Marín, “Substation switching arrangements using compact hybrid modules,” 2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2015, pp. 129-133, doi: 10.1109/ICRERA.2015.7418514.
- [5] ETW Cloud. “Subestación híbrida PASS ZHW-126” (<https://www.etwinternational.es/product-1-8-2-pass-hybrid-switchgear-33556.html>)
- [6] Siemens Energy, Portfolio, “High-voltage systems for substations”, [Global.siemens-energy.com](http://Global.siemens-energy.com)
- [7] HITACHI ABB, “Hybrid substations” Hybrid substations ([hitachiabb-powergrids.com](http://hitachiabb-powergrids.com))
- [8] Luis Ivan Ruiz F., N. A. Hernandez, I. Salazar C. & Gerardo Rojas, “Modernización de subestaciones eléctricas en la industria petroquímica en México” Copyright IEEE, Trabajo PCIC BR 2012.
- [9] Y. Zheng, R. Dou, X. Liao, X. Tong, M. Geng and J. Wu, “The implement of Multi-IED simulator for intelligent substation,” 2016 35th Chinese Control Conference (CCC), 2016, pp. 9877-9881, doi: 10.1109/ChiCC.2016.7554920.
- [10] Luis Ivan Ruiz F., Javier A. Estrada G., Cuitlahuac Picasso Blanquel, Aaron Castro B., “Automatización de Subestaciones Eléctricas de la industria de refinación en México usando IEC 61850”
- [11] L. Iván Ruiz, a. García t, E. Sosa C. G. Rojas P, I. Salazar C., “Esquema Ideal de un Sistema Eléctrico Típico de una Refinería: Perspectivas de Futuro en México”, Brasil, septiembre 2010, III Petroleum and Chemical Industry Conference (PCIC), Brasil: III PCICBR.
- [12] Norma IEEE 1588 IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems.
- [13] Especificación CFE V6700-55 Marzo 2007 “Sistemas integrados de Control, Protección, Medición y Mantenibilidad para el uso de Subestaciones de Distribución (SISCOPROMM)”.
- [14] John Wiley & Sons, “Historical Evolution of Substation Automation Systems (SASs)”, Ltd. Published 2016.
- [15] Mark Adamiak , Drew Baigent & Ralph Mackiewicz, “IEC 61850 Communication Networks and Systems In Substations: An Overview for Users”, IEC 61850.pdf ([gegridsolutions.com](http://gegridsolutions.com))
- [16] Jianqing Zhan & Carl A. Gunter, “IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations: An Overview of Computer Science”, Presentation, University of Illinois at Urbana-Champaign.
- [17] Klaus-Peter Brand, Marco Janssen, “The specification of iec 61850 based substation automation systems” (Microsoft Word - Janssen Marco.doc [abb.com](http://abb.com)).
- [18] OPC Foundation, The Industrial Interoperability Standard , “What is OPC?” ([opcfoundation.org/about/what-is-opc/](http://opcfoundation.org/about/what-is-opc/)).
- [19] ETAP, “Substation Automation System (SAS)”, Substation Management Software | iSub ([etap.com](http://etap.com))
- [20] Catalogue by ABB, “Substation Automation Systems”, ABB Switzerland Ltd., Power Grids, Grid Automation, 2019.

## BIBLIOGRAFÍA



**María Esmeralda Plancarte Hernández**, nació en Acapulco, Gro., México, el 16 de diciembre de 1999. Es estudiante de Ingeniería Electromecánica en el Instituto Tecnológico de Acapulco. Actualmente cursa el sexto semestre con especialidad en Ahorro de energía. Sus temas de interés son controles eléctricos, sistemas eléctricos de potencia, auditoría energética, instalaciones eléctricas y sistemas fotovoltaicos. Asistió al 3er Congreso Internacional de Innovación Tecnológica y sustentabilidad (CIITyS 2019), en el cual curso un taller de paneles fotovoltaicos. Elaboró un proyecto escrito del título “Instalación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red, para la planta potabilizadora de Papagayo, Cayaco, CAPAMA. Asistió al Modulo I (Selección de conductores eléctricos) y Modulo II (Estudio del cortocircuito) del Diplomado: Elaboración de Proyectos para Instalaciones Eléctricas del Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricista de Ciudad Juárez, Chihuahua, México. Está cursando una estancia en el Verano de la Investigación Científica y Tecnológica de Pacífico (Programa Delfin 2021) en el Instituto Educativo y de Especialidades (IEE). ([plancarte.me16her@gmail.com](mailto:plancarte.me16her@gmail.com))



**Luis Ivan Ruiz Flores** nació en Orizaba, Veracruz, México el 28 de marzo de 1977. Ingeniero Eléctrico por el Instituto Tecnológico de Orizaba en 1999. Maestro en Ingeniería Industrial por la Universidad Autónoma del Estado de Morelos en 2004. Desde agosto de 1999 y hasta julio del año 2016, colaboró en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) como investigador de desarrollo en proyectos relacionados al análisis y diseño de sistemas eléctricos de potencia en plantas industriales. A la fecha, tiene 16 de derechos de autor en las categorías de software y obra literaria. Ha sido autor y coautor en 77 artículos internacionales, expositor en más de 420 conferencias internacionales. Recibió el “Achievement Award 2011” por el MGA de IEEE y su contribución a la promoción del conocimiento a los países latinoamericanos y también recibió el Premio de “Ingeniero Distinguido 2013” por el IEEE Sección Bolivia. Hoy en día, es el Director de Potencia y Energía de ETAP® Latinoamérica. Funge actualmente con el Presidente de IEEE Sección Morelos ([liruiz@ieee.org](mailto:liruiz@ieee.org) & [ivan.ruiz@etap.com](mailto:ivan.ruiz@etap.com)).