

# **Proceso de Especificación IEC 61850 del Sistema de Supervisión y Control de la Ampliación de la Subestación Margen Derecha de Itaipu Binacional**

**Ladislao Aranda A.<sup>1</sup>, Rodrigo Ramos<sup>1</sup>, José Bogarin Geymayer<sup>1,2</sup>, Horacio Legal<sup>3</sup>**

**1.Itaipu Binacional; 2.Parque Tecnológico Itaipu; 3.Universidad Nacional de Asunción**

**Paraguay**

## **RESUMEN**

El contar con subestaciones de potencia modernas y confiables es crucial para todas las actividades de una sociedad. En la concepción y diseño de una subestación, la comunicación de datos constituye el soporte principal de todo el sistema de automatización de la misma. La tecnología digital ha introducido nuevos conceptos en los sistemas de comunicación de datos en subestaciones, estructurándolos de acuerdo a buenas prácticas utilizadas en ingeniería de software. Se presenta aquí un trabajo realizado en el marco de la primera aplicación en el Paraguay del standard IEC 61850, que conceptualiza la comunicación en una subestación eléctrica de potencia por medio de una aproximación orientada a objetos, con una definición particular de clases, objetos, datos, atributos y métodos. Se presenta el modelado de datos del proyecto de seccionamiento de líneas de transmisión en la Subestación Margen Derecha de Itaipu, describiendo detalladamente el proceso de ingeniería y las herramientas utilizadas. Durante este proceso se han presentado numerosos obstáculos, tanto por falta de entrenamiento multidisciplinar como por falta de una completa asimilación del IEC 61850 por los fabricantes. El presente trabajo establece un precedente como de guía y base de estudio para ulteriores proyectos de ampliación del sistema eléctrico paraguayo.

## **PALABRAS CLAVES**

Redes de comunicaciones, Automatización de subestaciones, Modelado orientado a objeto, Dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), interoperabilidad.

## **1 INTRODUCCIÓN**

El desarrollo y el progreso en cualquier país dependen de la disponibilidad y calidad en la provisión de energía eléctrica. Ante esta realidad, los especialistas del sector eléctrico se encuentran ante el desafío de aprovechar los grandes avances de la tecnología, especialmente en el área digital [2], para garantizar la confiabilidad y calidad del servicio. En este sentido, y considerando la gran variedad de equipos de marcas y características diferentes disponibles en el mercado, es de importancia vital asegurar la compatibilidad de estos equipos entre sí, de manera a minimizar la inversión.

Esto es especialmente evidente en el área de automatización de los sistemas eléctricos, donde en los últimos años ha surgido como marco referencial la norma IEC-61850 [1], internacionalmente reconocida y adoptada, que busca solucionar problemas surgidos debido al uso de diferentes protocolos de comunicación entre los equipos y sistemas de automatización en subestaciones eléctricas. Esta norma está enfocada a la interoperabilidad entre diferentes dispositivos de la subestación, integrando equipos de control y protección de fabricantes diferentes de manera a poder comunicarse e intercambiar datos de manera eficiente.

En términos prácticos, la IEC 61850 representa la comunicación en los sistemas de automatización utilizando una filosofía orientada a objetos, con terminologías, conceptos, modelo de datos y procedimientos similares a los encontrados en Ingeniería de Software [4]. De este modo, es introducido un nuevo paradigma en el proceso de ingeniería de subestaciones.

El presente trabajo tiene como objetivo presentar la aplicación de esta filosofía al sector eléctrico paraguayo, tomando como ejemplo ilustrativo su utilización en el diseño y modelado de datos de un sistema integrado de supervisión, control y protección para el seccionamiento, en la Subestación Margen Derecha, de las 2 líneas de 500kV que unen la subestación GIS de la Central Hidroeléctrica Itaipu con la subestación Furnas. Adicionalmente, se buscará mostrar la pertinencia de un cambio de paradigma en la concepción tradicional de los sistemas de automatización por parte de los profesionales del área de automatización del sector eléctrico paraguayo, con la consiguiente necesidad de capacitación y actualización. Este cambio consiste principalmente en la aplicación de conceptos y terminologías del área de Ingeniería de Software a un área dominada por ingenieros y técnicos en sistemas de potencia eléctrica, quienes poseen poca o nula experiencia en diseño de software de última generación. Por todo esto, se concluye que la tarea sobrepasa ampliamente a la simple aplicación de una norma. Aun más, dicha norma se encuentra aún en proceso de consolidación, por lo que es de esperar que los profesionales del área sean capaces de entender las limitaciones de la misma y sugerir posibles soluciones para su proyecto de interés, lo que resulta en un desafío intelectual aún mayor.

## **2 SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES**

La automatización y control de subestaciones y sistemas de potencia en general ha sido el área del sector eléctrico más influenciada por la revolución tecnológica de los siglos XX y XXI. Desde los primeros dispositivos (medidores, relés, temporizadores, paneles, etc.), constituidos por componentes electromecánicos (primeras décadas del siglo XX), pasando por los dispositivos de estado sólido (mediados del siglo XX) hasta llegar al estado del arte actual, con dispositivos microprocesados inteligentes, denominados IEDs [2], los sistemas de automatización han adquirido una flexibilidad y una funcionalidad sólo limitada por factores presupuestarios, no tecnológicos.

Debido a la exigencia de un suministro cada vez más confiable y con mayor calidad, que nace de un mercado de consumo cada vez más sofisticado, las subestaciones modernas necesitan monitorear, proteger y controlar una gran cantidad de magnitudes y aspectos operativos. Para esto, es necesaria la inclusión de diversos IEDs que realizan una o más de las funciones básicas de supervisión (monitoreo), protección y control. Debido a que gran parte de estas funciones se ejecutan de manera distribuida, estos dispositivos necesitan realizar intercambio de informaciones y comandos a través de una red de datos. Así, una subestación debe contar con una red con patrón industrial dedicada exclusivamente a este fin. Dicha red de datos se caracteriza por contar con 3 niveles identificados de acuerdo al tipo de función ejecutada por el IED:

- **Nivel de Subestación:** constituido por las estaciones de trabajo que realizan el monitoreo y control general de la instalación (SCADA), y la estación de ingeniería, donde se modifican los ajustes y configuraciones de todos los IEDs del sistema.
- **Nivel de Vano:** este nivel se refiere a los conjuntos de dispositivos de potencia que realizan funciones fuertemente dependientes entre sí, como, por ejemplo, un transformador de potencia con sus dispositivos asociados: llaves seccionadoras, interruptores, instrumentos de medición, etc. Normalmente el nivel de vano cuenta con un IED encargado del control de dicho vano y un conjunto de IEDs de protección del mismo.
- **Nivel de proceso:** Los equipos asociados a este nivel tienen la finalidad de adquirir los datos analógicos, tales como tensión, corriente, temperatura, y los datos digitales tales como estados de equipos, alarmas, etc. También se encuentran los equipos que llevarán a cabo los comandos generados en el nivel de control superior. Para la realización de las funciones requeridas a este nivel se utilizan IEDs, sensores y actuadores que pueden poseer o no cierto grado de inteligencia y lógicas incorporadas.

Los niveles así descritos están ilustrados en la figura 2.1., ya en un contexto referido a la norma IEC 61850:

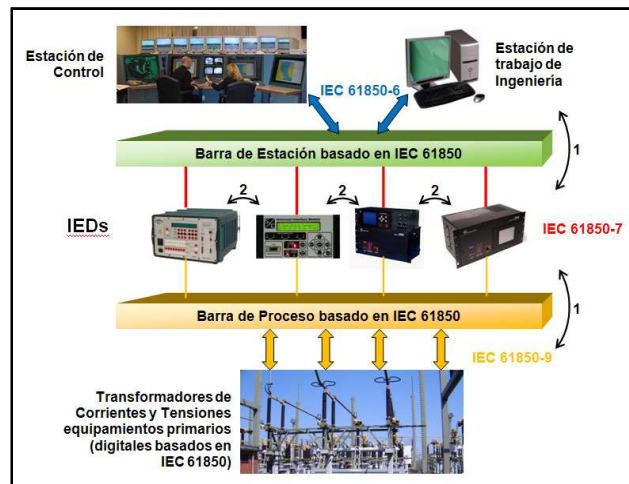


Figura 2.1: niveles funcionales en una subestación

En la siguiente sección, se dará una breve explicación sobre la forma en que esta estructuración lógica es utilizada para concebir un sistema de comunicaciones de una manera orientada a objeto, que es lo propuesto por la IEC 61850.

### 3 LA NORMA IEC61850

Como se ha mencionado en la sección 1, la norma IEC 61850, como patrón internacional, tiene como uno de sus objetivos fomentar la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes, definida ésta como la capacidad de dos o más dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), provenientes de diferentes fabricantes, de intercambiar informaciones y usar dichas informaciones para la realización de sus tareas. De este modo, la inversión en equipos de automatización se encuentra de alguna manera protegida ante eventuales ampliaciones y actualizaciones [5].

Otro punto que caracteriza a la norma es el énfasis en la libre asignación lógica de funciones, esto es, las funciones pueden estar integradas todas en un solo IED o distribuidas en diferentes IEDs. Las comunicaciones de los IEDs pueden ser: verticales (entre IEDs y la estación de trabajo) y/o horizontales (entre IEDs), permitiendo la adopción de distintas filosofías de automatización. Además de lo expresado anteriormente, la norma separa apropiadamente los conceptos de aplicación (modelado de datos) y comunicación (interfaces físicas), permitiendo que las funcionalidades puedan ser definidas y mantenidas independientemente del desarrollo tecnológico de los dispositivos de red, lo que contribuye grandemente al “blindaje” y adecuación automática de las instalaciones ante nuevas tecnologías en IEDs [6].

El modelo de datos establecido en la norma se basa en la tecnología orientada a objetos [4] y en la normalización de los diferentes componentes de campo, donde los dispositivos reales son sustituidos por “objetos” que intercambian informaciones para la implementación de las funciones de automatización. A

esto se llama “virtualización” [6] de los componentes de una subestación, y está esquematizada en la Figura 3.1. El modelo virtualizado de un dispositivo se refiere a un dispositivo físico (Physical Device – PD) que se encuentra conectado a la red de datos y posee una dirección en la misma. Dentro del PD se definen uno o más dispositivos Lógicos (Logical Device – LD). Cada LD contiene uno o más Nodos Lógicos (Logical Node – LN). Un LN es una agrupación funcional de datos y representa la más pequeña parte de una función de automatización capaz de intercambiar datos. Un LN es un objeto definido por sus datos (con sus correspondientes atributos) y métodos. Cada IED debe ser descrito por medio de un código escrito en lenguaje SCL (una versión especializada de XML), que es el lenguaje adoptado por la norma para describir la configuración física, funcional y lógica de la subestación y los IEDs asociados a la misma, tanto en las herramientas de configuración particulares de cada fabricante, como en los programas “integradores”, utilizados por los proyectistas de subestaciones.

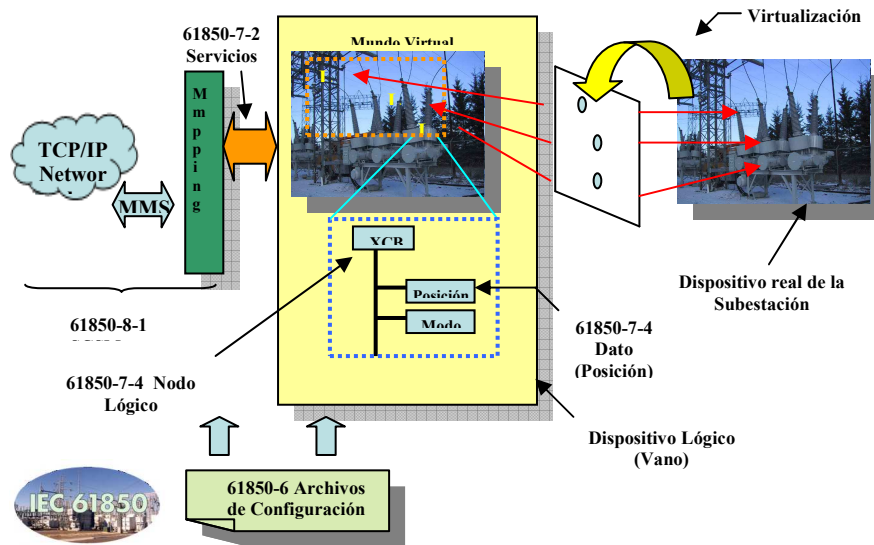


Figura 3.1: virtualización de un interruptor de corriente

Como ejemplo ilustrativo, la Figura 3.1 modela a un interruptor de corriente por medio del nodo lógico XCBR (LN). Este nodo lógico (objeto) posee como dato a **pos**, del tipo “stval” (status value) que representa a su vez la posición del dispositivo, que puede tener asignado los valores **off**, **on**, **intermedio**, que son de este modo los posibles atributos del dato. Los nombres y la interpretación de la semántica de los LN, datos y atributos están definidos por la norma. En la figura 3.2 se muestra como ejemplo la estructura del nodo lógico XCBR.

XCBR Class				
DATA NAME	COMMON DATA CLASS	DESCRIPTION	T	MANDATORY/OPTIONAL
LNName	Secure	Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
DATA				
Common Logical Node Information				
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class		Mandatory
Loc	SPS	Local operation (local means without substation automation communication, hardwired direct control)		Mandatory
EE Health	INS	External equipment health		Optional
EE Name	DPL	External equipment name plate		Optional
OpCnt	INS	Operation counter		Mandatory
Controls				
Pos	DPC	Switch position		Mandatory
BlkOpn	SPC	Block opening		Mandatory
BlkCls	SPC	Block closing		Mandatory
ChaMotEna	SPC	Charger motor enabled		Optional
Metered Values				
SumSwARs	BCR	Sum of Switched Amperes, resetable		Optional
Status Information				
CBOPCap	INS	Circuit breaker operating capability		Mandatory
POWCap	INS	Point on Wave switching capability		Optional
MaxOpCap	INS	Circuit breaker operating capability when fully charged		Optional

Figura 3.2 – Estructura del nodo lógico XCBR [1]

De este modo, las informaciones que estarán disponibles en la red están perfectamente definidas de acuerdo a las funciones (nodos lógicos) que las generarán o utilizarán. El acceso y la transferencia de datos estandarizados según IEC 61850 se realiza por medio de los servicios definidos por ella. Estos servicios permiten la lectura de valores/atributos de los nodos lógicos, escritura de atributos referidos a configuraciones, la ejecución de acciones de control de un dispositivo al modificar los atributos de control del nodo lógico asociado al mismo, transmisión de archivos, transmisión de valores analógicos muestreados, entre muchas otras acciones. De acuerdo a las características y requisitos de la acción y de los datos asociados a la misma, se utiliza alguno de los siguientes servicios:

**MMS (Manufacturing Message Specification):** este estándar es utilizado para la transferencia de información en tiempo real relacionada con supervisión y monitoreo. Da especial énfasis a la integridad del mensaje transmitido y a la confirmación de la recepción del mismo. Es utilizado para reportes de estado de dispositivos y comandos no críticos en tiempo.

**GOOSE (Generis Object Oriented Substation Event):** utilizado para mensajes críticos en tiempo, como por ejemplo, disparos de protecciones, comandos de control, etc. Estos mensajes son generados en trenes de múltiples envíos, dirigidos a toda la red (multicasting), donde cada IED puede acceder a los mismos.

**SMV (Sampled Measured Values):** estos mensajes son los encargados de disponibilizar los valores muestreados de corrientes y tensiones obtenidos por los dispositivos de medición. El volumen de información transmitido es importante, siendo los clientes principales los IEDs de protección.

#### **4 PROCESO DE INGENIERÍA IEC 61850: PROYECTO DE SECCIONAMIENTO SEMD**

En la actualidad, Itaipu transmite la energía eléctrica generada en 50 Hz a través de 4 líneas de transmisión, 2 directamente conectadas a la Subestación Margen Derecha (SEMD). Las otras dos líneas están directamente conectadas a la subestación Furnas, en Foz de Iguazu, Brasil. De manera a completar la topología originalmente diseñada para el sistema de transmisión de Itaipu, será implementado el seccionamiento de dichas líneas en un punto intermedio, ubicado en la SEMD. Para esto, es necesaria una importante ampliación en la infraestructura de la misma, tanto en dispositivos primarios de potencia como al sistema de automatización. El seccionamiento de las líneas de 500 kV (líneas L3/L11 y L4/L12) en la SEMD constará dos vanos de líneas en configuración interruptor y medio, más un vano de acoplamiento de barras. Para una definición de la arquitectura de la red de automatización a ser implementada, se han utilizado los siguientes criterios:

- Una estación central independiente, con redundancia de sistemas de protección, supervisión y control y arquitectura expansible y reutilizable para el plan de actualización tecnológica de toda la SEMD.
- Comunicaciones vía gateway con el Sistema de Control Computacional (SCC) existente en la SEMD, y a través del mismo, al sistema SCADA. En cualquier determinado momento, cualquier equipo de la subestación debe ser controlado por un único sistema de control (nivel de control inmediato) basado sobre la arquitectura IEC 61850 o el SCC (nivel de control remoto).
- La red a ser utilizada será Ethernet 100 Mbps con topología de tipo mixto formado por una red óptica en anillo (dual) a nivel de estación y una red óptica en estrella a nivel de vano, usando fibra óptica.

De este modo, y como se muestra en la figura 4.1, los 3 niveles de una subestación, como fueron definidos en la sección 2, quedan definidos como sigue:

- Nivel de estación: consta de la estación de supervisión y control, la estación de ingeniería para configuración del sistema, los gateway redundantes y las interfaces con las demás redes y sistemas de la SEMD;
- Nivel de vano: incluye a los IEDs de protección (redundantes) y control de los 2 vanos de línea y el vano de acoplamiento. Se encuentra conectado con el nivel de estación por medio de una red Ethernet en anillo;
- Nivel de proceso: compuesto por los sensores y actuadores asociados a los dispositivos primarios de maniobra y de medición de cada uno de los vanos.

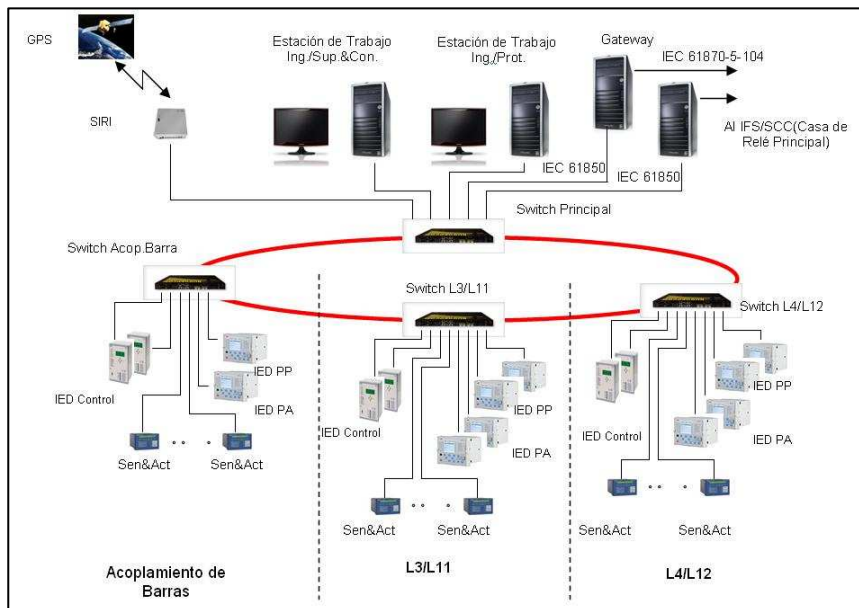


Figura 4.1 – Arquitectura propuesta para el sistema de automatización de la SEMD

Por medio del proceso de virtualización [6] se pueden identificar los aspectos de los componentes reales que son de interés para el intercambio de informaciones con otros componentes. Este proceso de virtualización, como se ha visto anteriormente, está sostenido por el modelado de datos definido por la norma, que permite que exista una fácil y segura comunicación e intercambio de datos entre los diferentes componentes de la subestación. Las funciones características de estos componentes son representadas por nodos lógicos. En caso de no existir un nodo lógico definido por la norma con las características necesarias de acuerdo al proyecto, se usará el nodo lógico GGIO (Generic Goose Input Output), adaptado específicamente para el caso.

Una vez definida la arquitectura referencial del proyecto, se procedió a implementar el proceso de ingeniería IEC61850 propiamente dicha, donde se han generado los archivos SCL necesarios para definir inequívocamente las funcionalidades del sistema de automatización. Para esto, se ha seleccionado a una herramienta de ingeniería de dominio público (Helinks STS), y el proceso se describe a continuación:

- Diseño de la planta física de la subestación: en este proceso se introduce el diagrama unifilar de la subestación. Por defecto, la herramienta asigna los nodos lógicos más comunes a los distintos dispositivos, lo que puede ser modificado a voluntad del usuario. La Figura 4.2 muestra el diagrama unifilar representado en Helinks STS.

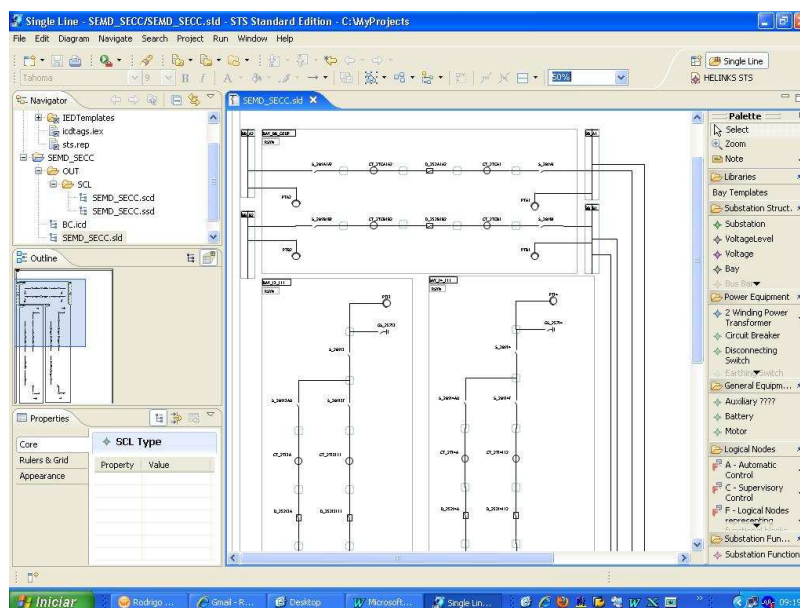


Figura 4.2 – Helinks STS: Diagrama unifilar del proyecto

- **Inclusión de funciones:** en esta etapa, se identifican e incluyen en el sistema los nodos lógicos adicionales necesarios para ejecutar las distintas funciones de automatización. De acuerdo a las particularidades de cada proyecto, tipos y cantidades diferentes de nodos lógicos serán necesarios, exigiendo una perfecta comprensión de la filosofía de orientación a objetos utilizada por la norma. Eventualmente, nuevos nodos lógicos deberán ser definidos e implementados.
- **Inclusión de IEDs:** en esta etapa, se realiza la importación de los códigos SCL de cada uno de los IEDs que serán utilizados, de modo a incluirlos en el archivo principal SCL que describe la subestación. En este estado del proceso la interoperabilidad IEC 61850 es de suma importancia, ya que depende de esa característica la correcta integración entre códigos SCL generados por fabricantes diferentes.
- **Configuración de la comunicación:** consiste en determinar cuales son los conjuntos de datos relevantes a ser transmitidos, así como el vehículo (servicio) que será utilizado. Esta configuración es fuertemente dependiente de las características de los tipos de datos contenidos en los nodos lógicos.

La Figura 4.3 ilustra parcialmente el resultado final obtenido, indicando el mapeo de los nodos lógicos asociados a un interruptor de corriente dado a los IEDs correspondientes. En este caso, los nodos lógicos de control (CSWI) e interclavamiento (CILO) son asignados al IED de control, mientras que el nodo lógico de actuación del interruptor (XCBR) es asignado al IED de proceso. Se incluye también el segmento del archivo SCL que representa dicho mapeo.

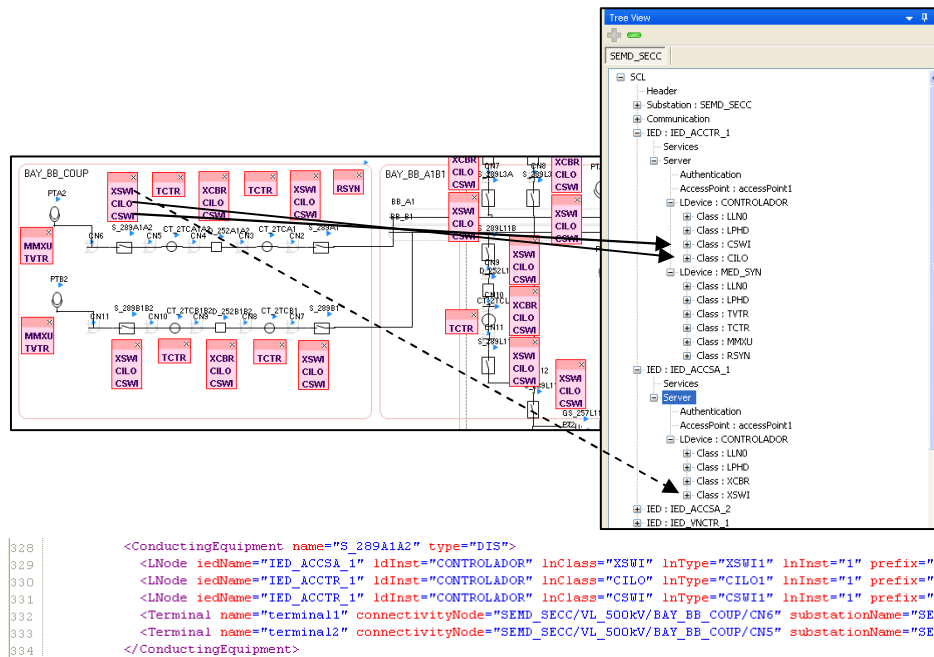


Figura 4.3 – Mapeo de nodos lógicos.

## 5 CONCLUSIONES

La automatización de subestaciones de potencia es un área de importancia crítica en el proceso de garantizar un servicio eléctrico confiable, siendo profundamente influenciada por el gran desarrollo de los dispositivos de protección, control y comunicación acontecido en las últimas décadas. Surge así el desafío de capitalizar, en el sector eléctrico paraguayo, el abanico de posibilidades que ofrecen estas nuevas tecnologías, más aún cuando se tiene en cuenta el importante volumen de obras de ampliación de sistemas de potencia en andamio: nuevos conjuntos transformadores en Itaipu, nueva subestación y línea de 500 kV en Villa Hayes, etc. En estos proyectos, en función de la gran inversión realizada e importancia estratégica de los mismos, es necesaria la aplicación de tecnologías de punta.

En este contexto, la comunicación de datos en los sistemas de automatización en subestaciones de potencia en particular, y en sistemas eléctricos en general, era tradicionalmente realizada usando protocolos de comunicaciones propietarios, ajustados a las características de cada fabricante. Esto se verifica aún en todas las subestaciones del sistema eléctrico paraguayo, con una gran variedad de marcas.

Como es sabido, las obras de expansión de los sistemas de potencia son normalmente realizadas a través de licitaciones, donde el factor principal es el económico, en una gran cantidad de casos. Es así que muchas veces no existe mucha libertad a la hora de escoger los sistemas de automatización de acuerdo a los protocolos de comunicación existentes en la instalación a ser ampliada. En muchas subestaciones se puede observar posiciones (de línea, de transformador, etc.) servidas por dispositivos de fabricantes diferentes, instalados a medida que la subestación fue ampliada, resultando esto en una difícil integración efectiva de las diversas capacidades de los equipos.

Ante esta situación, surge la norma IEC 61850, que busca uniformizar la comunicación de datos en subestaciones, introduciendo para eso un nuevo paradigma en el sector eléctrico, relacionado estrechamente con un modelado orientado a objetos. Esto es, los sistemas de automatización se definen ahora como entidades comunicantes que intercambian datos estructurados bajo una visión orientada a objeto. Además, siendo el sistema de comunicación propuesto por la norma del tipo abierto (no propietario), posibilita que equipos de diferentes fabricantes operen en conjunto, eliminándose el uso de conversores de protocolos, para obtener así reducción en los costos de implantación de los sistemas. La norma contempla también que, en caso de alteración de la tecnología de comunicación, el usuario pueda seguir utilizando sus mismos equipos de protección y control realizando pequeñas modificaciones en el hardware de las interfaces. Con esto se obtiene una mejor relación costo/beneficio de la inversión en el sistema de automatización.

El modelado de datos estandarizado establecido por la norma permite elaborar especificaciones de proyecto mucho más claras y concisas, economizándose con esto tiempo y disminuyendo el porcentaje de error. Además, al identificar con nombres estandarizados a todos los componentes y a sus diversas características, se establece una configuración que es neutra con relación al proveedor del equipo.

En el presente trabajo, se ha utilizado por primera vez en el sistema paraguayo la norma IEC 61850 para elaborar la especificación del sistema de automatización de una importante obra de transmisión, consistente en la ampliación de la subestación Margen Derecha, completando así la configuración original. Se ha presentado un resumido panorama de la nueva filosofía, así como todo el proceso de ingeniería realizado, utilizando una herramienta específica.

Se han identificado, además, los siguientes efectos de la aplicación de esta norma:

- **Convergencia:** Considerando la naturaleza abierta de este estándar, se abre espacio a la actuación conjunta de varias disciplinas que tradicionalmente trabajaban independientemente, tales como la ingeniería en protecciones, automatización y la ingeniería de software. Esto resulta en una interacción directa por primera vez entre el ingeniero de protección, el ingeniero de sistemas de potencia, y el ingeniero en software, constituyendo esto un gran desafío, especialmente en nuestro medio, tan carente de capacitación en tecnología de punta.

- **Vanguardia tecnológica:** El proyecto presentado aquí es el resultado de la primera aplicación de una nueva filosofía de diseño de subestaciones, lo que ha requerido un gran esfuerzo en capacitación, adquisición de equipos de punta y materiales relacionados.

- **Efecto multiplicador:** se ha conseguido establecer varias líneas de investigación y desarrollo relacionadas con esta tecnología, llevadas adelante en conjunto con Universidades y Centros Tecnológicos de la región.

Paralelamente, se han identificado varias circunstancias que deben ser salvadas en el corto y mediano plazo, de manera a poder obtener el mayor beneficio posible para la región en la implantación de esta tecnología, reduciendo al mínimo la necesidad de mano de obra externa:

- **Necesidad de contar con mano de obra capacitada,** de disciplinas diferentes, capaz de trabajar coordinadamente [4]. Esto es, fomentar la migración de profesionales de software al sector eléctrico y viceversa.

- **Establecer planes de actualización tecnológica concretos para el sector eléctrico nacional.** Los nuevos proyectos de instalaciones en el sistema de potencia paraguayo deben necesariamente contemplar una



adecuación a esta norma. Asimismo, las instalaciones existentes deberán ser adecuadas de manera tal que el sistema funcione armónicamente como un todo, desde el punto de vista de la automatización.

▪ Necesidad de establecer grupos de estudio que colaboren con las entidades reguladoras (en este caso la IEC) en la producción de modificaciones y/o adaptaciones de los documentos componentes de la norma a las necesidades particulares de nuestro sistema.

La Itaipu Binacional, como pionera en la adopción de esta norma, la estableció como patrón en el marco de la necesaria actualización tecnológica prevista para los próximos años. Además, la experiencia adquirida podrá ser transmitida a las otras empresas del sector eléctrico Paraguayo tales como ANDE y Yacyreta, que a mediano plazo necesitarán aplicar la norma al diseño de sus sistemas futuros, considerando que la aplicación de la norma es absolutamente necesaria para estar en sintonía con los avances tecnológicos y garantizar un servicio continuo y de calidad.

## 6 BIBLIOGRAFÍA

[1] TECHNICAL REPORT IEC 61850 “Communication networks and systems in substations”, 2002-2005 ([www.iec.ch](http://www.iec.ch))

[2] K.P.Brand, V.Lohmann, W.Wimmer, “Substation Automation Handbook”, UAC 2003, ISBN 3-85759-951-5, 2003.

[3] B. Kruimer, “Substation Automation – Historical Overview”, IEC Seminar, KEMA, Amsterdam, agosto de 2003.

[4] Klaus-Peter Brand, “The standard IEC 61850 as Prerequisite for Intelligent Applications in Substations”, anales de la 2004 IEEE Power Engineering Society general meeting, p. 2358, ISBN 0-7803-8465-2. Denver, 6-10 Junio 2004.

[5] G. Brunello, “Microprocessor-based relays – an enabler to Scada integration”, Electricity Today, volumen 4, 2003, pp. 10-11.

[6] R. Mackiewicz, “Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation, Anales de la 2006 Power Systems Conference and Exposition, IEEE, Oct. 29-Nov 1, 2006, p. 623-630.