

UNIVERSIDAD RICARDO PALMA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRÓNICA



**Automatización de una Subestación Eléctrica
utilizando el Protocolo IEC 61850 y el IEC 61850 para el
envío de Datos**

TESIS PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERÍA ELECTRÓNICA

MARCO ANTONIO, TOSCANO PALACIOS

LIMA – PERÚ

2010

*“A mis padres y a Johanna, por ser la
inspiración para lograr mis objetivos”*

ABSTRACT

This thesis report, focuses on the automation process of Electrical Substations, with the main objective of integration into SCADA systems for electrical equipment responsible for the operation within substations, these devices have different communication protocols, after concentration information substation SCADA system, the next step to realize is sending data to the regulatory body that is in a remote location away from the substation, this is achieved using communication protocols designed for this function. All this process requires an optimization for the response times to any event that may happen in the substations and with this an optimization in operation of generation, distribution and transformation of electrical energy.

PALABRAS CLAVES

A continuación se presentan las palabras claves que son utilizadas en el proyecto de tesis:

- Automatización, transferir tareas de producción, realizadas habitualmente por operadores humanos a un conjunto de elementos tecnológicos.
- Autonomía, capacidad de operatividad propia de los dispositivos electrónicos.
- Circuito, red eléctrica que contiene al menos una trayectoria cerrada, en las Subestaciones Eléctricas también son consideradas como los tableros eléctricos en los que se conectan e instalan los IED's o RTU's.
- Confiabilidad, porcentaje de aseguramiento que el sistema es confiable.
- DNP 3.0, Distributed Network Protocol (Protocolo de red distribuido).
- Enclavamiento, protección lógica, utilizada en las subestaciones eléctricas para la apertura o cierre de interruptores o seccionadores.
- HMI, Human Machine Interface (interfaz hombre-máquina).
- ICCP, Inter Control Center Protocol (Protocolo para la comunicación entre Centros de Control).
- IEC 61850, protocolo de comunicaciones, estandarizado por el International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional).
- IED, Intelligent Electronic Device (Dispositivo electrónico inteligente).
- Integración, recopilar la data de los IED's y RTU's en el sistema SCADA local.
- Interoperabilidad, que dos o más IED's puedan intercambiar valores y funciones operativas entre ellos.
- Lenguaje SCL, lenguaje de programación de IED's que usan el protocolo IEC 61850.
- MODBUS, protocolo de comunicaciones basado en la arquitectura maestro/esclavo.
- Periodicidad, es el intervalo de tiempo en el cual serán intercambiados los puntos.

- Protecciones, evitan la destrucción de dispositivos interconectados.
- Protocolo, método establecido para el intercambio de datos entre equipos electrónicos.
- Relé, IED que cumple diversas funciones dentro de la Subestación Eléctrica.
- RTU, Remote Terminal Unit (Unidad terminal remota).
- SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition (supervisión, control y adquisición de data).
- Siemens, empresa transnacional del sector de Automatización.
- Sisco, empresa transnacional desarrolladora de software
- Subestación Eléctrica, conjunto de instalaciones de una red de suministro eléctrico que se encarga de la distribución y transformación de energía eléctrica en una red.
- Survalent, empresa transnacional del sector SCADA.
- Unifilar, representación gráfica de la subestación eléctrica.

PROBLEMAS DE INVESTIGACIÓN

La integración de IED's y RTU's en una Subestación Eléctrica nos induce primero a saber elegir correctamente el protocolo de comunicación que mejor se ajuste a nuestras necesidades y realidades, es por ello que en la actualidad el protocolo IEC 61850 es aquel que cumple con las mejores características, así como también el que impone un mejor tratamiento y envío de la data con exactitud y precisión.

El protocolo IEC 61850 es un protocolo diseñado en la actualidad para la comunicación de equipos IED's y RTU's en el nivel de Automatización inferior al del SCADA, es por eso nuestra problemática lograr que la integración de estos equipos pueda ser transmitida a un punto intermedio recolector de información, es decir el SCADA HMI local.

Una vez lograda la integración local de la Subestación Eléctrica, el siguiente paso es el proceso de transferencia de protocolos (IEC 61850 a IEC 60870), para así lograr el envío de la información hacia cualquier punto externo.

Tanto el protocolo IEC 61850 como el protocolo IEC 60870 utilizan la misma funcionalidad de comunicación maestro esclavo (pregunta respuesta), el mismo formato de datos y principalmente la utilización de los mismos recursos hace difícil usarlos en un mismo Sistema SCADA, por lo tanto es nuestro objetivo lograr que ambos protocolos puedan ser utilizados en conjunto en un mismo Sistema SCADA.

Finalmente, el lograr enviar los datos hacia el ente regulador, de tal forma que pueda obtener la información de las incidencias y eventos sucedidos en la Subestación Eléctrica, teniendo la mayor precisión de la incidencia y el menor tiempo de retardo de la data.

OBJETIVOS

General

- Automatizar una Subestación Eléctrica mediante el uso de los protocolos IEC 61850 e IEC 61850-2, debido a que en la actualidad son los nuevos estándares en la automatización del sector eléctrico.

Específicos

- Lograr la integración de IED's y RTU's de una Subestación Eléctrica, usando el protocolo IEC 61850 para concentrar toda la información en un Sistema SCADA HMI local.
- Realizar la transferencia de información del protocolo IEC 61850 al protocolo IEC 61850-2, sin perder la integridad de la data y con el menor retardo de tiempo posible.
- Lograr el envío de la información almacenada en el Sistema SCADA HMI local, hacia un punto remoto mediante el uso del protocolo IEC 61850-2.
- Demostrar que tanto el protocolo IEC 61850 y el protocolo IEC 61850-2 pueden trabajar conjuntamente en un mismo Sistema SCADA, sin afectar el correcto funcionamiento de cada uno.

HIPOTESIS

La necesidad de lograr una automatización más completa de una Subestación Eléctrica nos lleva a considerar con suma importancia cada uno de los procesos y equipos que circulan sobre esta, desde los IED's y RTU's hasta los sistemas SCADA locales y remotos.

La integración a los sistemas SCADA de las Subestaciones Eléctricas, no es posible sin la utilización de protocolos de comunicación, de los cuales tenemos a, el protocolo IEC 61850 y el protocolo ICCP ambos con diferentes características.

Se plantea una integración a un sistema SCADA local concentrando la información de los IED's y RTU's de la Subestación Eléctrica, y posteriormente el envío de datos hacia otro sistema SCADA remoto, todo esto considerando tiempos de respuesta aceptables.

Todo esto permitirá tener una mejor solución de automatización y con esto una optimización en la operación de la generación, distribución y transformación de la energía eléctrica.

METODOLOGIA

Se utilizará el método de investigación aplicada, porque aplicaremos los conocimientos ya adquiridos durante el tiempo de estudios realizados, con el cual demostraremos y probaremos un sistema autónomo que nos pueda resolver cada problema o situación que se presenten sin necesidad de nuestra intervención.

Como es sabido, antes de realizar cualquier proceso de automatización es necesario conocer los equipos que se encuentren en la Subestación Eléctrica, los estándares que se tienen que cumplir y el conocimiento de la configuración de cada uno de estos equipos. De esta manera, la información acerca de los protocolos IEC 61850 e ICCP se encuentra disponible y está personalizada de acuerdo al fabricante del equipo que posea estos protocolos.

Además existen documentos del organismo regulador del Sistema Interconectado Nacional, en la cual se encuentran los mínimos requerimientos que deben cumplirse para lograr el envío de datos utilizando el protocolo ICCP.

Luego, con el levantamiento de la información realizada, continua el proceso de integración uno por uno de todos los equipos, formando así una red interna IEC 61850 de la Subestación Eléctrica.

Con el conocimiento teórico y técnico del problema, es posible proceder a la implementación, lo cual significa tener conocimiento de programación y configuración de cada equipo elegido y del sistema SCADA HMI a implementar. Para este caso, se optó por elegir el Software SCADA SURVALENT, para el procesamiento de la información de cada equipo, desarrollo de la base de datos de la Subestación Eléctrica y los componentes necesarios para el envío de los datos ICCP, contando con el conocimiento detallado de las herramientas que posee este software SCADA.

TABLA DE CONTENIDOS

Capítulo 1: INTRODUCCIÓN.....	12
Capítulo 2: AUTOMATIZACIÓN ACTUAL DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	15
2.1 Introducción.....	15
2.2 Automatización de Subestaciones	15
2.2.1 Niveles de Automatización.....	16
2.2.2 Sistemas SCADA	18
2.2.3 Integración de IED's y RTU's.....	19
2.2.4 Medios de Comunicación	19
2.2.5 Necesidad de Comunicación SCADA – SCADA	20
2.3 Protocolos de Automatización.....	20
2.3.1 Protocolos Proprietarios.....	22
2.3.2 Protocolos Abiertos	22
2.3.3 Proyección del uso de los protocolos	23
Capítulo 3: NUEVAS TENDENCIAS EN LA AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	24
3.1 Proyección de la Automatización en una Subestación Eléctrica.....	24
3.2 Nuevos protocolos y herramientas	26
3.3 Nuevos enlaces de comunicación	27
3.4 Proyección de una automatización completa, robusta y segura	28
Capítulo 4: PROTOCOLO IEC 61850.....	30
4.1 Introducción.....	30
4.2 Características.....	31
4.2.1 Interoperabilidad de Equipos.....	31
4.2.2 Configuración de Equipos	32
4.2.3 Red LAN	32
4.2.4 Lenguaje SCL.....	33
4.3 Integración de IED's y RTU's mediante el uso del protocolo IEC 61850.....	34
4.4 Implementación del protocolo IEC 61850 en una Subestación Eléctrica en un Sistema SCADA.....	36

CAPÍTULO 5: PROTOCOLO ICCP	38
5.1 Introducción.....	38
5.2 Características del protocolo ICCP.....	39
5.3 Implementación de la transferencia de datos SCADA – SCADA mediante el protocolo ICCP	41
5.4 Seguridad en los enlaces ICCP	43
CAPITULO 6: AUTOMATIZACIÓN USANDO EL PROTOCOLO IEC 61850 Y ENVÍO DE DATOS USANDO EL PROTOCOLO ICCP.....	44
6.1 Integración de los relés SIPROTEC utilizando el protocolo IEC 61850	52
6.1.1 Configuración IEC 61850 software DIGSI	54
6.1.2 Arquitectura de la Red LAN IEC 61850	59
6.1.3 Sistema SCADA	61
6.1.4 La Solución IEC 61850 – OPC	63
6.1.5 Configuración IEC 61850 - OPC software AXS4 MMS	64
6.1.6 Configuración del SCADA.....	67
6.2 Integración ICCP del Sistema SCADA	78
6.2.1 Configuración del Sistema SCADA ICCP	79
6.3 Pruebas de Integración IEC 61850 e ICCP	82
CAPITULO 7: RESULTADOS	84
7.1 Resultados de las Pruebas Realizadas	84

Capítulo 1: INTRODUCCIÓN

El continuo desarrollo y evolución del hombre se ve enfocado en los avances e innovación de los diversos aspectos de la vida diaria, uno se pregunta hasta qué punto puede llegar esta evolución, si existirá algún día el tope final a nuestro desarrollo; en esta constante evolución está incluida el desarrollo de nuestros principales servicios básicos como lo son la energía eléctrica, el agua potable, el servicio de gas y el servicio de telefonía e internet; estos servicios que poseemos son desarrollados por el hombre a través de la creación y utilización de equipos y máquinas; es quizá el principal servicio el de la energía eléctrica, que es brindada a la mayoría de personas, energía eléctrica que es generada de diversos tipos; como lo son: hidráulicamente, térmicamente, eólicamente, etc. y una vez generada es transmitida a las diversas Subestaciones Eléctricas, que posteriormente subdividen y transforman la energía eléctrica para que finalmente pueda ser distribuida a cada uno de nuestros hogares.

En todo el proceso de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, encontramos diversos equipos eléctricos que en su mayoría son denominados IED (Intelligent Electronic Device) y RTU (Remote Terminal Unit), sabemos que para el mejor desempeño de estos equipos las empresas eléctricas cuentan con sistemas de monitoreo y control en tiempo real, sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) que son desarrollados sobre plataformas como Windows y Linux.

Para la integración de IED's y RTU's a los sistemas SCADA, existen diversos protocolos de comunicación que pueden ser propietarios y exclusivos para cada una de las marcas de equipos (por ejemplo empresas como Siemens, ABB, GE, etc.), o pueden ser libres o abiertos, como lo son por ejemplo el protocolo Modbus, DNP 3.0, IEC 60870-5-101, y el cada vez más usado protocolo IEC 61850.

El avance tecnológico de los equipos que controlan la correcta operación en las Subestaciones Eléctricas viene enfocado al uso de nuevas tecnologías; y, es nuestro interés lograr la completa automatización de IED's y RTU's de una Subestación Eléctrica, usando los diversos protocolos que existen, por lo que debemos conocer la lógica de operatividad de cada uno de los protocolos, conocer las principales características y reforzar las debilidades si es que las posee.

Es el protocolo IEC 61850 (International Electrotechnical Commission), en la actualidad un estándar en la industria eléctrica, su principal característica es la interoperabilidad entre equipos, pero también es un protocolo diseñado para un nivel inferior al de los sistemas SCADA, es decir que aun no está desarrollado para la integración de equipos mediante el protocolo IEC 61850 al sistema SCADA [EPRI Project Manager, 2004]

Una vez lograda la integración total de la Subestación, se debe concretar el envío de la información necesaria a cualquier punto remoto, en nuestro caso el organismo regulador o cualquier otro sistema que requiera la información. Para ello se plantea el uso del protocolo ICCP (Inter Control Center Protocol), el cual posee las características necesarias para el intercambio de información, cumpliendo las normas de seguridad en la transferencia de datos.

Por lo tanto, el presente trabajo, aborda la investigación de la implementación de la automatización de una Subestación Eléctrica usando el protocolo IEC 61850 como estándar en la comunicación interna de equipos, concentrando la información en un Sistema SCADA, para luego lograr el envío externo de datos usando el protocolo ICCP, teniendo en cuenta la poca compatibilidad de ambos protocolos.

Para un mejor entendimiento de lo realizado en este trabajo, se divide en siete capítulos, cubriendo desde los conceptos fundamentales de la automatización de la Subestación Eléctrica, hasta los resultados obtenidos luego de la realización de una automatización completa en una Subestación Eléctrica con el uso de los protocolos IEC 61850 e ICCP.

El Primer Capítulo se encarga de la introducción al trabajo realizado, así como una breve síntesis del mismo.

En el Segundo Capítulo se describen los conceptos básicos de la automatización eléctrica, lo relacionado a la automatización actual de una Subestación Eléctrica, se describe cada uno de los elementos involucrados, la metodología, la integración a sistemas SCADA y los protocolos utilizados en la actualidad.

El Capítulo 3 se encarga de mostrarnos las nuevas tendencias a las que va dirigida la automatización de Subestaciones Eléctricas, el uso de nuevas herramientas y protocolos; así como la proyección de la automatización.

El Capítulo 4 está referido al protocolo IEC 61850, la definición del protocolo con sus características, además de la integración e implementación de Sistemas SCADA.

El Capítulo 5 se encarga de la descripción del protocolo IEC 61850, las características y la implementación en sistemas SCADA.

El Capítulo 6 está referido a la automatización de Subestaciones Eléctricas con el uso de ambos protocolos, IEC 61850 e IEC 60870-5-104; además, en este capítulo se describen las pruebas realizadas.

El Capítulo 7 contiene los resultados de la integración e implementación del sistema SCADA utilizando los protocolos IEC 61850 e IEC 60870-5-104. Dichos resultados son mostrados técnicamente.

Finalmente se presentan los puntos de sugerencia y conclusiones del estudio de investigación desarrollado.

Capítulo 2: AUTOMATIZACIÓN ACTUAL DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

2.1 Introducción

Actualmente el proceso de automatización de las subestaciones eléctricas, es un proceso enfocado principalmente a la correcta operación y funcionalidad de los equipos que conforman la subestación eléctrica, como se sabe en la actualidad las Subestaciones poseen equipos que en su mayoría tienen una antigüedad entre 10 y 20 años, por lo que la integración en un sistema SCADA de estos equipos se ve obstaculizada por la antigüedad de estos.

No obstante, la automatización de las Subestaciones Eléctricas en la actualidad se viene dando de modo tal que los equipos son integrados a sistemas SCADA HMI (Human Machine Interface), a través de diversos protocolos, dependiendo del fabricante de cada uno de los equipos, es por eso que se ven integraciones de sistemas SCADA con la integración de equipos de una marca, otras integraciones con equipos de diferente marca, o incluso se ven integraciones mixtas en las cuales se integran a un mismo sistema SCADA diferentes equipos de distintos fabricantes, esto se logra por la utilización de protocolos libres (abiertos).

2.2 Automatización de Subestaciones

Los procesos de transformación y protección eléctrica, que se dan en las Subestaciones Eléctricas, vienen siendo controlados por equipos diseñados para cada una de las funciones necesarias de cada implementación, es la finalidad de todo ingeniero de control y automatización, lograr integrar estos equipos en sistemas robustos y confiables que puedan trabajar sin detenerse (on-line) las 24 horas del día; para de esta manera resguardar una correcta operación de todo el sistema, monitoreando y almacenando la

información importante ante la ocurrencia de cualquier evento o incidencia. Este es el proceso de automatización de Subestaciones Eléctricas, el cual en diferentes países viene siendo normado y requerido pues al estar automatizada la Subestación, se pueden implementar Sistemas SCADA que a su vez puedan comunicarse con otros Sistemas SCADA y lograr la transferencia de información de uno a otro lado, de manera automática.

La automatización de Subestaciones Eléctricas se encuentra siempre en constante evolución y el objetivo es lograr una integración total de cada uno de los equipos y principalmente lograr la interoperabilidad entre todos los equipos, para que de esta manera las acciones puedan ser realizadas en el menor tiempo posible y con la precisión necesaria.

2.2.1 Niveles de Automatización

Siguiendo los modelos de los sistemas de control de Subestaciones Eléctricas, desde el punto de vista del control y automatización, está por lo general dividida en 4 niveles de automatización, considerado el nivel 0 como el inferior y el 3 como el superior. [Siemens, 2009].

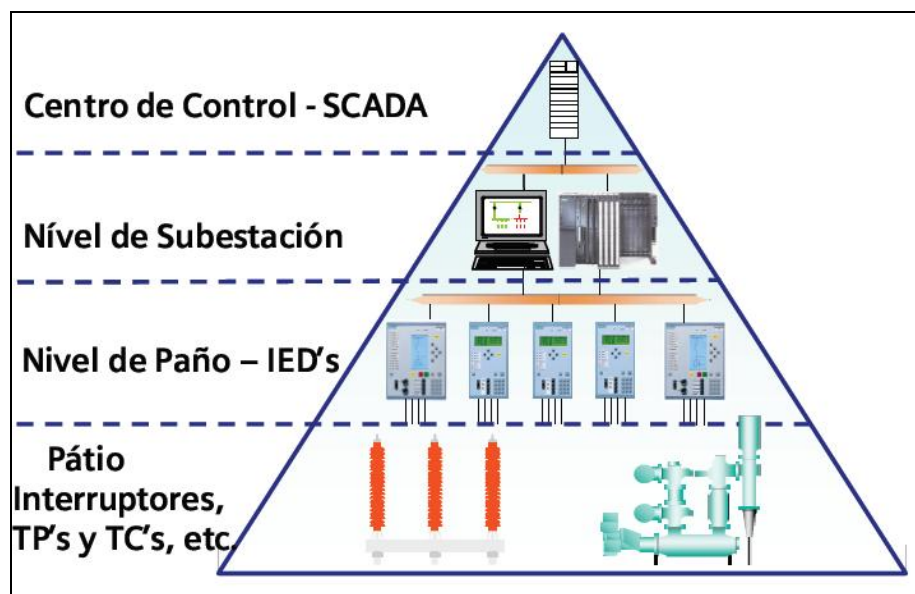


Figura 2.1 - Niveles de la Automatización [Siemens, 2009]

El primer nivel (nivel 0), es el nivel de Patio en el cual se encuentran los equipos de campo, como lo son interruptores y seccionadores, estos equipos por lo general poseen el mando del control en cada uno de ellos.

El control de la operación de este nivel se puede realizar desde cada uno de los equipos o desde los circuitos de cada una de las celdas, de acuerdo a la lógica de control y enclavamientos que posea cada circuito.

El segundo nivel (nivel 1), es el nivel de Paño - IED's, está conformado por equipos especializados en controlar y proteger la operación de los equipos de campo. En este nivel se poseen equipos con características diversas incluso con funciones de integración de varias IED's en una sola.

En este nivel el control de la operación es dada desde el propio IED o desde los tableros en los cuales se encuentre instalado el IED, en dichos tableros se poseen pulsadores, botones y relés auxiliares que en conjunto realizan las funciones de control, enclavamientos, regulación, protección y medición de las señales de campo.

El tercer nivel (nivel 2), es el nivel de Subestación, en el cual desde un Sistema SCADA HMI, se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de toda la Subestación, en este nivel se cuenta con un desarrollo de ingeniería para la integración de todos los IED's en un solo sistema SCADA HMI.

En este nivel el control de la operación se realiza desde el Software SCADA implementado y el control y la seguridad de las maniobras a efectuarse es resguardada bajo el control de cada uno de los operadores y supervisores del Sistema SCADA.

Desde este nivel se puede obtener la información general de cada uno de los IED's, información como: [Siemens, 2009]

- Estado de los equipos de campo (interruptores y seccionadores)
- Valores analógicos de medición (tensiones, corrientes y más)
- Niveles de aceite y gas.
- Consumo de energía
- Etc.

El cuarto nivel (nivel 3), es el nivel de Centro de Control – SCADA, en este nivel se concentra la información de los Sistemas SCADA HMI implementados en el tercer nivel, en este nivel es primordial el medio de comunicación establecido entre el Centro de Control SCADA con los Sistemas SCADA HMI de cada Subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada desde este nivel.

Este nivel es el principal y más importante pues, si la integración de todos los niveles inferiores fue desarrollado correctamente, con el desarrollo de este nivel simplemente ya no sería necesaria la utilización de personal supervisor en cada Subestación, bastaría contar con una cuadrilla especial que pueda ser utilizada ante cualquier contingencia, por todo lo demás, desde el Centro de Control SCADA, se puede desarrollar, supervisar, controlar y adquirir la información importante, todo esto de manera directa “on-line”.

Hoy en día, entre cada uno de los niveles de automatización, se utilizan selectores de control, que nos sirven para habilitar o deshabilitar el control inmediato de los equipos desde el próximo nivel superior, de esta manera se pueden realizar maniobras de mantenimiento con mayor seguridad.

2.2.2 Sistemas SCADA

Los Sistemas SCADA son sistemas implementados para el control, supervisión y adquisición de data de los equipos de campo, es la implementación de estos sistemas el punto final de la automatización, pues con la ayuda de software SCADA se puede integrar cada uno de los dispositivos (IED's).

La principal funcionalidad de los Sistemas SCADA es brindar a los operadores una herramienta fácil y amigable diseñada sobre plataformas conocidas como Windows o Linux, desde el cual puedan ayudar a desempeñar mejor las labores de los operadores y lograr almacenar la información de las medidas, maniobras o incidencias de un largo periodo de tiempo.

2.23 Integración de IED's y RTU's

El proceso de integración de dispositivos, consiste en la configuración de estos, luego en la implementación de protocolos de comunicación y finalmente la configuración de los Sistemas SCADA en los cuales serán integrados los IED's y RTU's.

Al estar en su mayoría los dispositivos dentro de la Subestación, la integración viene a ser mucho más sencilla y menos costosa, pues los requerimientos son menores; solamente, es muy importante conocer las funciones de comunicación de cada uno de los dispositivos y saber diseñar correctamente la arquitectura de la Integración al Sistema SCADA, teniendo en cuenta la redundancia de datos y los protocolos de comunicación a utilizar.

2.2.4 Medios de Comunicación

Tal y como se mencionó antes, es muy importante la correcta utilización de los medios de comunicación. Al momento de realizar la implementación de los niveles 2 y 3 del Sistema de Control se debe conocer cuál es la necesidad del Sistema SCADA, conocer el ancho de banda necesario, las características de la zona en la cual está ubicada la Subestación, las tecnologías que se amoldan mejor a nuestra integración, y principalmente el capital con el que contamos para contratar, comprar e implantar un buen medio de comunicación.

En la implementación de Sistemas SCADA y Centros de Control los medios de comunicación son diversos y libres a la elección del cliente. Los medios de comunicación más utilizados son: [ABB, 2009]

- Fibra Óptica (monomodo o multimodo, dependiendo de la distancia)
- Enlaces de Radio UHF.
- Enlaces UTP/STP

- Internet ADSL
- Tecnología GPRS
- Onda Portadora

2.2.5 Necesidad de Comunicación SCADA – SCADA

La comunicación entre Sistemas SCADA es en la actualidad una de las principales necesidades entre empresas eléctricas, pues el intercambio de información es siempre favorable, de esta manera ante el suceso de un evento o incidencia, se puede abarcar con mayor detalle el rango que fue afectado, contando con la información no solo de nuestro Sistema SCADA sino también con la información de otro Sistema SCADA.

Actualmente en nuestro país la comunicación SCADA – SCADA, viene siendo muy desarrollada, debido a la norma regulatoria del estado, que obliga a las empresas eléctricas a enviar la información necesaria que el Organismo Coordinador solicite (COES, Comité Organizador de la Energía del Sistema) para que posteriormente sea enviada al Organismo Supervisor de la Energía (OSINERGMIN), con la finalidad de que esta haga cumplir las expectativas y objetivos planificados.

En la comunicación SCADA – SCADA, existen gran cantidad de protocolos de comunicación, como lo son: Modbus, DNP 3.0, etc.; pero existe un protocolo en especial, diseñado para la implementación de esta solicitud, es el protocolo ICCP (Inter Control Center Protocol), en capítulos posteriores se tocará a mas profundidad todo lo referente a este protocolo.

2.3 Protocolos de Automatización

Son protocolos diseñados exclusivamente para la transmisión de datos de equipos de control y automatización, existen gran cantidad de protocolos de diferentes fabricantes con características y desventajas diversas. Pero es la pieza restante para lograr la

integración de Sistemas SCADA. Una vez configurado los equipos, configurado el Software SCADA y elegido el medio de comunicación, lo único que nos faltaría por escoger es el protocolo adecuado que cumpla la exigencia y presupuesto de nuestra integración.

Tomando en cuenta los 4 niveles de automatización, se presenta la siguiente tabla, en la cual tenemos los 6 protocolos con más uso en el mundo. [Siemens, 2009].

	IEC 60870- 5-103	Profibus	DNP	Modbus	LON	IEC 61850
Nivel 3 (Centro de Control)	-	-	Sí	-	-	Sí (Futuro)
Nivel 2 (SE)	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Nivel 1 (Paño)	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Nivel 0 (Pátio)	No	No	No	No	No	Sí

Tabla 2.1 – Protocolos de Automatización [Siemens, 2009]

Cabe resaltar que en la actualidad el protocolo IEC 61850 aun no cuenta con la característica de poder ser utilizado en la integración de Sistemas SCADA, pues su diseño de comunicación no cuenta con la función de concentrar la información en un solo maestro.

Se observa que en el Nivel 0 por lo general se realiza el cableado de patio a los módulos de entrada digitales y analógicos de los IED's (Nivel 1), por lo cual no es necesaria la utilización de un protocolo de comunicación; no obstante en este nivel, el protocolo IEC 61850, es el único que está diseñado para la comunicación de equipos de patio.

Como se puede observar en el cuadro anterior, el protocolo DNP se presenta en los tres últimos niveles de automatización (niveles 1,2 y 3), y es en la actualidad uno de los pocos protocolos que pueden realizar la comunicación desde los IED's hasta los centros de control SCADA, usando siempre el mismo protocolo DNP.

El protocolo IEC 61850 es el único protocolo que a futuro abarca los 4 niveles de automatización, en la actualidad el protocolo IEC 61850 aun no está implementado para trabajar en el nivel 3, es por eso que como parte de mi investigación, me he enfocado en concretar la integración del protocolo IEC 61850 al nivel 3, utilizando las diversas herramientas de automatización.

2.3.1 Protocolos Proprietarios

Los protocolos son denominados propietarios porque son diseñados exclusivamente para operar con determinadas marcas de equipos, por ejemplo tenemos el caso de protocolos propietarios de las marcas: SIEMENS, ABB, GE, Allen Bradley, etc. La desventaja de los protocolos propietarios es que se obliga a los usuarios a utilizar una misma marca en los diferentes equipos eléctricos. La tendencia a futuro es lograr estandarizar los protocolos con la finalidad de brindar al cliente diferentes soluciones de diversas marcas.

2.3.2 Protocolos Abiertos

Los protocolos son denominados abiertos o libres, debido a que están diseñados para operar indistintamente cual fuera la marca del equipo a integrar. Por ejemplo son protocolos abiertos los protocolos: Modbus, DNP 3.0, OPC, IEC, etc. Existen diversas variaciones de un mismo protocolo abierto que los fabricantes de equipos pueden realizar en cada uno de sus productos, pero es en si la forma de operación y el cumplimiento de estos estándares lo que hacen que los protocolos abiertos sean muy utilizados en la actualidad. Dos de los protocolos abiertos que abarcaremos en nuestra

investigación son: el protocolo ICCP, diseñado exclusivamente para el intercambio de información entre centros de control, y el protocolo IEC 61850, diseñado para el proceso de automatización de una Subestación.

2.3.3 Proyección del uso de los protocolos

La proyección de la utilización de los protocolos de automatización para los procesos de control e integración de equipos eléctricos viene siendo enfocada principalmente al uso de estándares robustos que puedan realizar la integración de los productos de diversos fabricantes, ante esta problemática surge el protocolo IEC 61850 como nuevo estándar de las comunicaciones en los procesos eléctricos. Este protocolo viene siendo implantado en diversas centrales eléctricas y subestaciones eléctricas de todo el planeta.

Se proyecta que en un futuro muy cercano podamos contar cada vez más con menos protocolos de automatización, algunos de ellos serán complementados y mejorados, con lo cual el costo de los equipos bajaría y el costo de los proyectos de automatización de centrales y subestaciones eléctricas vendría a ser más cómodo.

Capítulo 3: NUEVAS TENDENCIAS EN LA AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

3.1 Proyección de la Automatización en una Subestación Eléctrica

El proceso de automatización de una Subestación Eléctrica, viene siendo enfocado directamente al avance tecnológico de los dispositivos que se encargan de la operación de la Subestación Eléctrica, es por eso que la proyección de este proceso de automatización está apuntando a la utilización de sistemas automatizados con funciones específicas de concentración y transmisión de datos, con estos dispositivos se está logrando la reducción del cableado de señales de los equipos de patio hacia cada una de las celdas.

En las siguientes figuras se puede observar esta proyección a futuro a la cual apunta la automatización de la Subestación Eléctrica, es importante tener en cuenta que en esta proyección se ve la necesidad de contar con protocolos de comunicación diseñados para cumplir con estas funciones.

A continuación en la figura 3.1, se muestra el diagrama de la arquitectura del proceso de automatización actual de una Subestación Eléctrica, en el cual se observa la gran cantidad de señales cableadas de los equipos de campo hacia los IED's; además, se observa que todos los IED's concentran su información en un solo dispositivo (RTU), y es recién este dispositivo quien envía la información hacia el SCADA HMI.

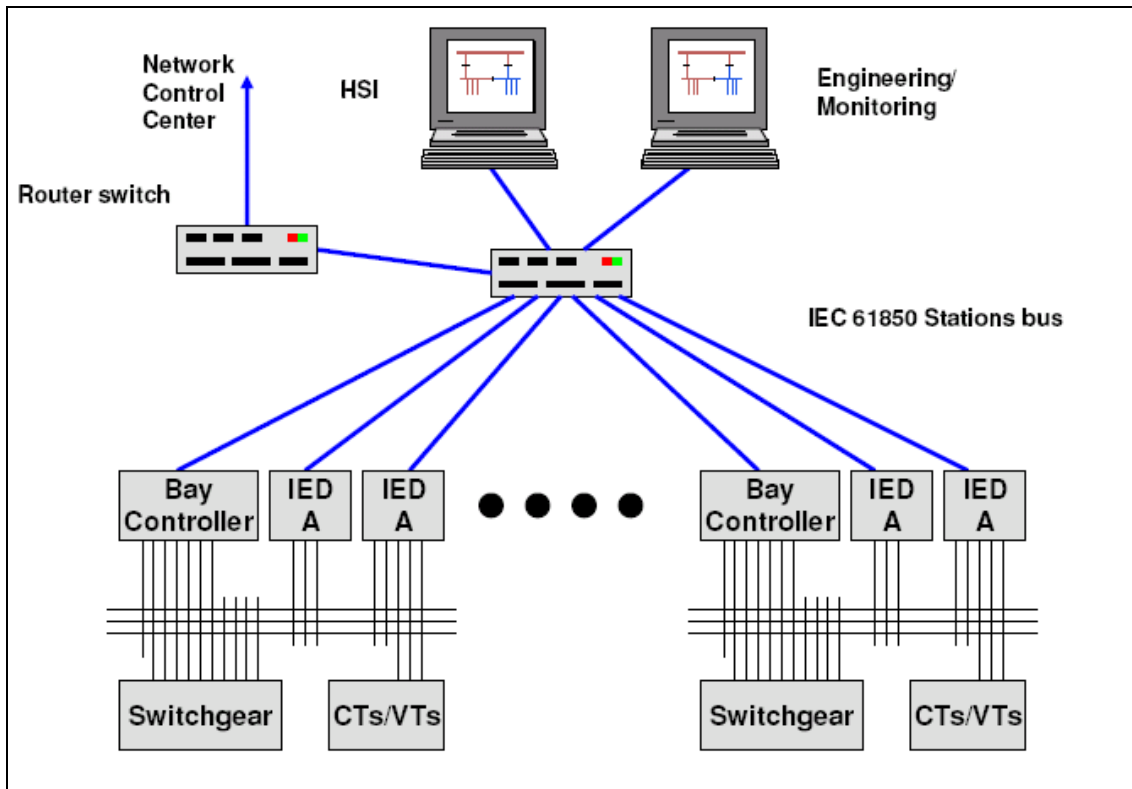


Figura 3.1 – Automatización Actual de la Subestación Eléctrica [ABB, 2009]

En la figura 3.2, se muestra el diagrama de la arquitectura del proceso de automatización de una Subestación Eléctrica proyectada a futuro, en el cual se observa la utilización de dispositivos de concentración de cables, entre los equipos de campo y los IED's; además, se observa que los IED's concentran su información en más de un dispositivo (RTU), y con la utilización de switch's, las RTU's conforman una red redundante en anillo, finalmente en los switch's se concreta la conexión hacia el SCADA HMI.

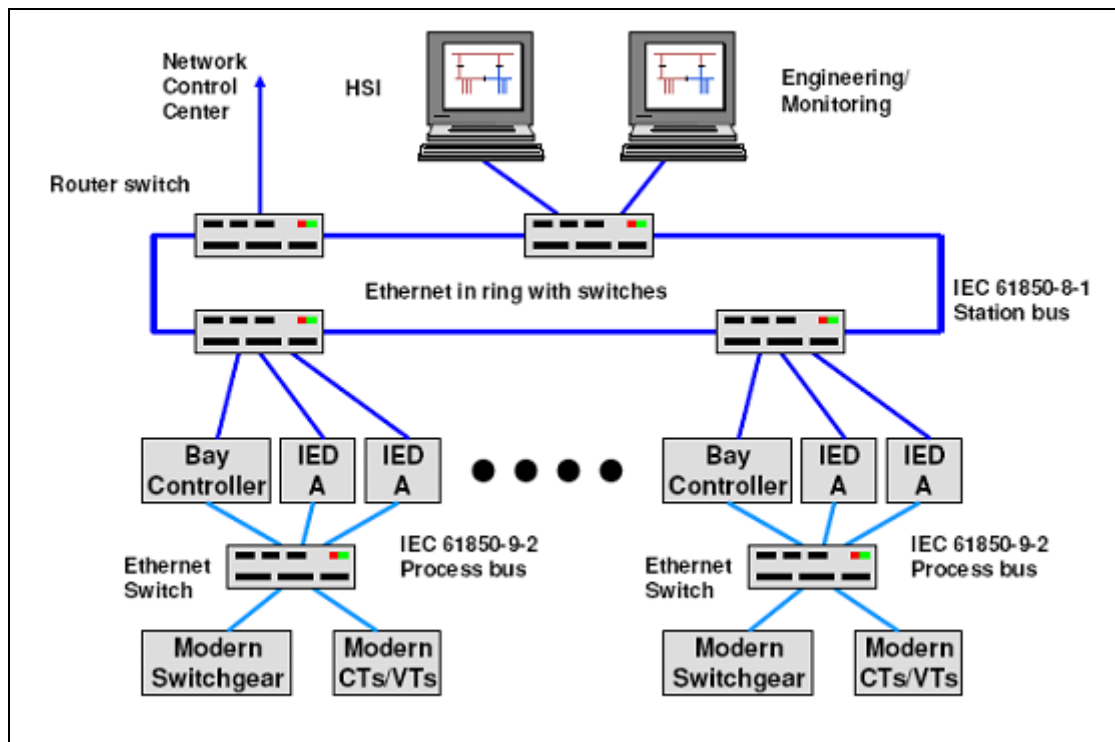


Figura 3.2 – Automatización Proyectada de la Subestación Eléctrica [ABB, 2009]

3.2 Nuevos protocolos y herramientas

Como se vio anteriormente la proyección del proceso de automatización de la Subestación Eléctrica, viene enfocado al nuevo equipamiento y a las nuevas estructuraciones del cableado de señales, se vio la importancia de contar con protocolos especiales diseñados para cumplir con estas funciones fundamentales para los procesos de automatización.

Es por ello que en la actualidad el protocolo IEC 61850 perfila en convertirse en el principal protocolo que pueda cumplir con las exigencias de los nuevos procesos de automatización de la Subestación Eléctrica, por tal razón está diseñado para trabajar especialmente desde el equipo recolector de datos de los equipos de patio, hasta las RTU's e IED's. [Praxis Profile, 2007]

Existen protocolos que hasta la fecha no se han proyectado para la evolución de los procesos de automatización de las Subestaciones Eléctricas, pero sin embargo debido a

la gran demanda de estos en la actualidad no pueden ser dejados de lado para las proyecciones a futuro, pues existen actualizaciones de versiones y mejoras constantes de estos protocolos. Nos referimos a los protocolos DNP 3.0 y el protocolo que viene a ser considerado como el hermano del protocolo DNP 3.0, pero en su versión europea, denominado protocolo IEC 60870.

En la siguiente figura 3.3, se muestra la mayor predominancia de la utilización de los protocolos DNP 3.0 e IEC 60870 en los procesos de automatización de Subestaciones Eléctricas en el mundo. [Siemens, 2009].



Figura 3.3 – Predominancia de los protocolos DNP 3.0 e IEC 60870

3.3 Nuevos enlaces de comunicación

Los procesos de automatización y la implementación de centros de control y supervisión, no serían posibles de concretar sin la utilización de los diversos medios de comunicación. Para la proyección de los procesos de automatización de las Subestaciones Eléctricas, podemos encontrar quizás 2 medios de comunicación que cada vez más se posicionan con más fuerza, pues en la actualidad ofrecen mejores

ventajas y beneficios, estos son; los enlaces de comunicación con fibra óptica y los enlaces de comunicación satelital.

Los enlaces de comunicación con fibra óptica, son utilizados cada vez más con mayor frecuencia y a futuro sea quizás el medio predominante en estos procesos de automatización, entre sus principales características mencionamos; el amplio ancho de banda que brinda, las altas velocidades de TX/RX de datos, y el costo que puede considerarse aceptable y de buena proyección (teniendo en cuenta que en la actualidad el costo del metro de fibra cuesta aproximadamente \$ 1.00 y hace 5 años atrás el costo era de \$ 5.00). [Telmex Perú, 2010]

Es importante mencionar que debido a la utilización de los enlaces de fibra óptica de manera compartida, se realizan procesos de automatización de Subestaciones Eléctricas en convenio con empresas de telecomunicaciones que brindan este servicio, obteniendo a través de la creación de nuevas líneas de transmisión eléctrica la utilización de los cables de guarda como tubería en la cual puede viajar la fibra óptica.

Por otro lado, los enlaces de comunicación satelital, también son muy utilizados en los procesos de automatización de Subestaciones Eléctricas, para el envío de datos hacia un sistema centralizado de control y supervisión. Estos son utilizados como solución secundaria y de respaldo a los enlaces de fibra óptica, pues cuentan con las siguientes características: amplio ancho de banda y altas velocidades de TX/RX que ofrecen la solución de integración de Subestaciones Eléctricas, considerando que estas Subestaciones son alejadas y de difícil acceso. Hay que tener en cuenta que a diferencia de los enlaces de fibra óptica, en las cuales los enlaces pueden ser de propiedad de la empresa eléctrica, en los enlaces de comunicación satelital, el enlace debe ser adquirido alquilando el servicio a las empresas operadores que brindan este servicio.

3.4 Proyección de una automatización completa, robusta y segura

Con la proyección del proceso de automatización de las Subestaciones Eléctricas, teniendo en cuenta la proyección en la utilización de los protocolos de comunicación,

así como la proyección de los enlaces de comunicación, es importante considerar que la proyección general de este proceso es concretar la automatización total y completa de toda la Subestación Eléctrica, con todos los equipos que operan y supervisan su funcionamiento. Para lograr esto apunta a concretar lo siguiente:

- Total Autonomía de la Subestación Eléctrica.
- Índices de confiabilidad anual cercanos al 100 %
- Mejor calidad de la información.
- Mayor precisión y almacenamiento de información de los eventos ocurridos.
- Mayor seguridad en la TX/RX de datos.
- Evolución constante de los equipos que controlan la operación de la Subestación Eléctrica.

Son estos parámetros considerados a raíz de la experiencia obtenida luego de la realización de diversos proyectos de automatización de Subestaciones Eléctricas, y son estos parámetros a los que apunta llegar el proceso de automatización de las Subestaciones Eléctricas; los cuales, cada vez están más próximos de concretarse.

Capítulo 4: PROTOCOLO IEC 61850

4.1 Introducción

El protocolo IEC 61850 es considerado el estándar para la automatización de equipos de Subestaciones Eléctricas de diversos fabricantes; fue diseñado como el único protocolo que ofrece una completa solución de comunicación para Subestaciones Eléctricas y la principal característica que ofrece es la interoperabilidad entre los equipos. Este protocolo fue creado luego de la colaboración y cooperación de los principales fabricantes de equipos para las Subestaciones Eléctricas con lo cual fue formado el “IEC 61850 Community” (Grupo de fabricantes que colaboran con el desarrollo del protocolo IEC 61850). En la actualidad se vienen realizando investigaciones para la constante evolución de este protocolo. [EPRI Project Manager, 2004]

En la siguiente figura 4.1, observamos la estructura del protocolo IEC 61850, en la cual podemos observar las partes del protocolo con las características más relevantes de cada parte.

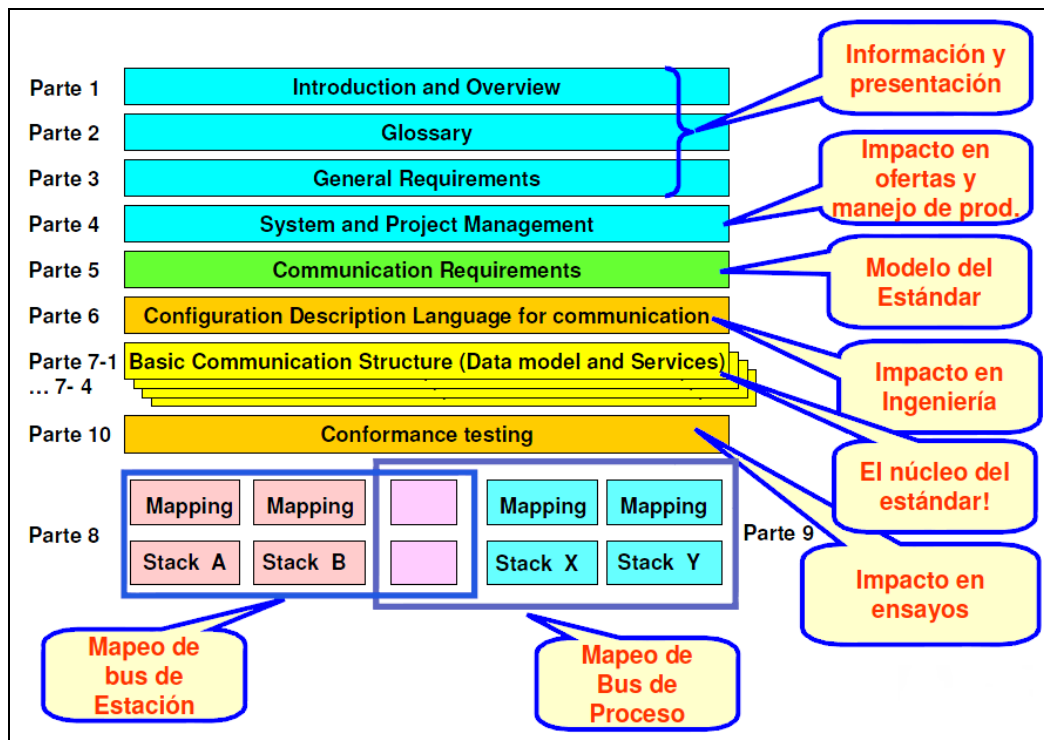


Figura 4.1 – Estructura del protocolo IEC 61850 [ABB, 2009]

4.2 Características

Las principales características del protocolo IEC 61850 son descritas a continuación:
[Praxis Profiline, 2007]

4.2.1 Interoperabilidad de Equipos

Ofrece la capacidad de que diferentes dispositivos de diferentes fabricantes puedan intercambiar información en tiempo real, logrando así la operación y toma de decisiones entre los mismos dispositivos, hay que tener muy en cuenta que la funcionalidad de los diferentes dispositivos no es necesariamente la misma.

Es muy importante destacar que interoperabilidad no significa intercambiabilidad de datos, pero si es un requisito para conseguirla.

4.2.2 Configuración de Equipos

Ofrece una configuración de equipos, rápida y sencilla en la cual se presenta la asignación de protecciones y funciones de manera ordenada y de muy fácil uso, denominándolo de esta manera de “Libre Configuración”.

- En este punto se pueden mencionar las siguientes características:
- Especifica un ampliable modelo de datos y servicios
- No bloquea futuros desarrollos de funciones.
- Respalda la Libre Asignación de Funciones a Dispositivos, no especifica funciones de control o protección.

Todo tipo de asignaciones se pueden desarrollar usando el estándar IEC 61850, ya que las funciones se dividen en pequeñas partes de comunicación denominados Nodos lógicos (Logical Nodes), estos nodos son objetos que incluyen datos y sus servicios relativos. Cuando se asignan estos nodos lógicos a diferentes equipos, las características de comunicación relativas también se asignarán de forma automática.

4.2.3 Red LAN

El protocolo IEC 61850 es uno de los primeros que ofrece una solución completa incluyendo también el uso de la implementación de una Red LAN a nivel de Subestaciones, dándole así mayor facilidad y orden a la distribución de cables de cobre. Esta red LAN está apuntando a futuro a la utilización de enlaces de fibra óptica, desde el nivel 0 hasta el nivel 3.

En este punto se pueden mencionar las siguientes características:

- Usa Ethernet y TCP/IP para la comunicación.

- Entrega un amplio rango de características convencionales de comunicación.
- Es abierto para futuros nuevos conceptos de comunicaciones

4.2.4 Lenguaje SCL

El lenguaje de comunicación SCL (Substation Configuration Language), es un lenguaje de descripción para la comunicación de IED's en la Subestación Eléctrica. Es un lenguaje basado en formatos XML que provee una formal descripción de los IED's.

Con este lenguaje de comunicación toda la información intercambiada en la red de comunicación de las subestaciones se puede describir y preservar para su utilización en cualquier etapa del ciclo de vida del sistema.

El estándar requiere que los dispositivos a integrar provean un archivo SCL con la descripción de sus capacidades, por tal razón es muy importante que este archivo pueda ser leído por otros dispositivos.

En este punto se pueden mencionar las siguientes características:

- Entrega un lenguaje descriptivo de configuración en la subestación (SCL).
- Es abierto a las diferentes filosofías de sistemas.
- Respalda una comprensiva y consistente definición de sistemas e ingeniería.

En la siguiente figura 4.2, se muestra la imagen de la configuración del SCL de un relé, generalmente para la realización de estas configuraciones se cuenta con software propietarios de la misma marca del relé a integrar.

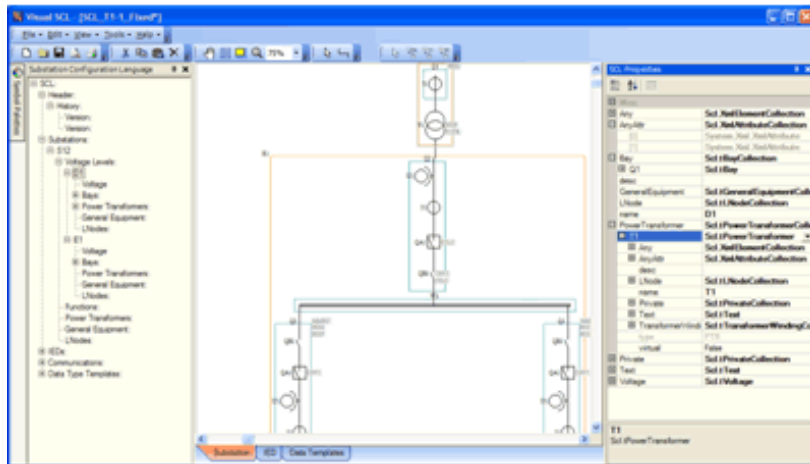


Figura 4.2 – Configuración SCL

4.3 Integración de IED's y RTU's mediante el uso del protocolo IEC 61850

La integración de IED's y RTU's utilizando el protocolo IEC 61850, implica en primer lugar contar con el estándar de este protocolo en cada uno de los dispositivos, considerando que todos los dispositivos que cuenten con este estándar son en su mayoría dispositivos nuevos.

Para la integración de IED's y RTU's hay que tener en cuenta una red LAN (local area network) en la cual están involucrados todos los dispositivos a ser integrados, por lo que se necesita de un switch diseñado para trabajar con el protocolo IEC 61850, para que de esta manera se pueda interpretar la información que los dispositivos intercambian.

En la figura 4.3, se observa uno de los principios de la integración de los equipos en la red LAN, en la que un IED al ser parte de la red LAN, tiene la posibilidad de que otros IED's puedan acceder a la información que este posea y de la misma manera entre todos los IED's de la LAN.

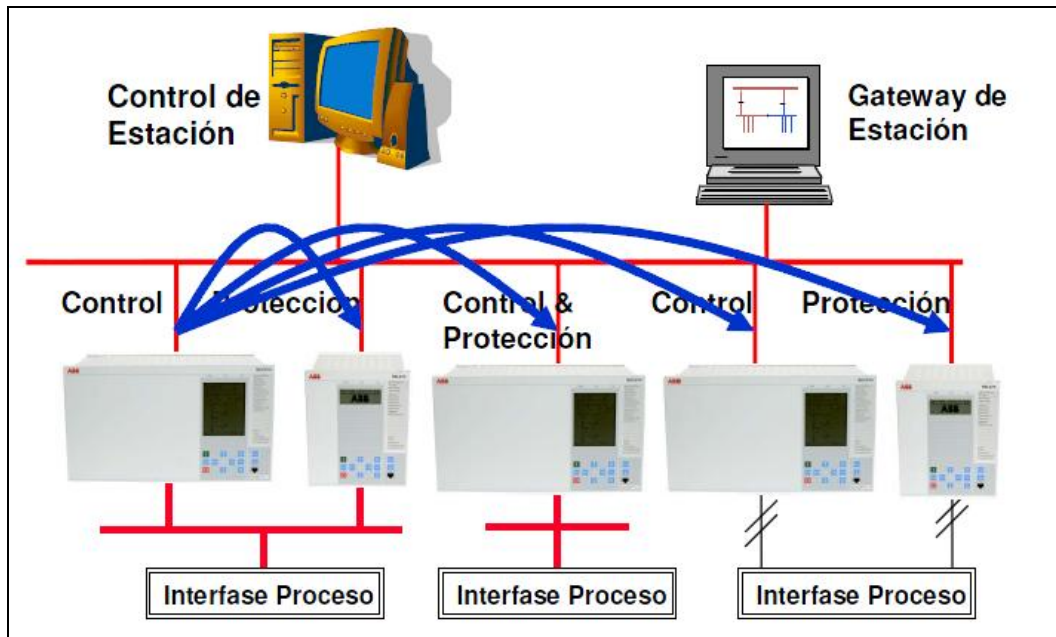


Figura 4.3 – Arquitectura IEC 61850, integración de dispositivos [ABB, 2009]

Hay que tener en cuenta el conocimiento del funcionamiento del protocolo IEC 61850, conocer cómo trabajar con él y de qué manera vamos a desarrollar nuestra libre arquitectura de dispositivos.

Es importante tener en consideración la implementación del proceso de ingeniería con SCL, especificando, modelando y dividiendo los datos en grupos lógicos, datos con los que cuentan nuestros dispositivos, configurando los nodos lógicos y asignando las funciones que le correspondan.

En la figura 4.4, se presenta la representación del agrupamiento de los nodos lógicos, así como también la representación literal de estos nodos, para luego proceder con la configuración del SCL.

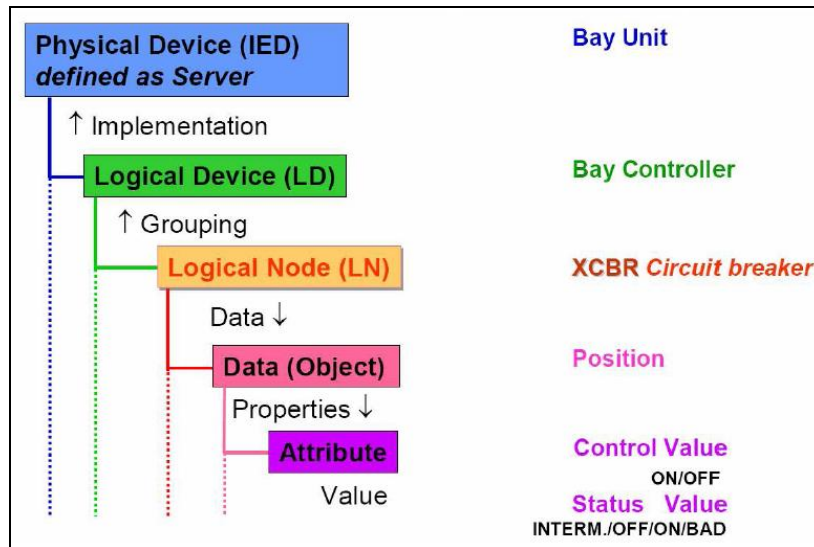


Figura 4.4 – SCL nodos lógicos [ABB, 2009]

Finalmente, realizamos la conexión de cada dispositivo a la red diseñada y configurada a criterio propio, luego de realizadas las pruebas correspondientes podemos ver el funcionamiento de los dispositivos y la interoperabilidad entre ellos.

4.4 Implementación del protocolo IEC 61850 en una Subestación Eléctrica en un Sistema SCADA

Ya configurado el protocolo y la red IEC 61850, en todos los dispositivos, lo que se necesita es contar con la posibilidad de integrar estos dispositivos a un sistema SCADA siempre y cuando se utilice el protocolo IEC61850.

Como conocemos y hemos visto, el diseño del protocolo IEC 61850 está realizado para trabajar solamente en el nivel de Subestación, no para una integración al SCADA, es por eso el objetivo de nuestra investigación lograr la integración del protocolo IEC 61850 a los sistemas SCADA, utilizando las herramientas y configuraciones de los sistemas de automatización.

En los siguientes capítulos se desarrollará y mostrará los resultados obtenidos de la investigación.

CAPÍTULO 5: PROTOCOLO ICCP

5.1 Introducción

El protocolo ICCP (Inter Control Center Protocol), es un protocolo diseñado para la transferencia de datos entre centros de control en tiempo real (on-line), es considerado también como un protocolo abierto.

El protocolo ICCP especifica la utilización de MMS (Manufacturing Messages Specification) que define la nomenclatura, listado y direccionamiento de las variables y la interpretación de los mensajes [Cisco, 2009].

El protocolo ICCP está basado en los conceptos de cliente servidor, es quizás uno de los principales objetivos lograr la implementación de la interoperabilidad de software de diferentes proveedores.

En la figura 5.1, se observa el funcionamiento del protocolo ICCP, con el ejemplo de dos centros de control SCADA (A y B), que intercambian información de cada una de sus subestaciones (D y C).

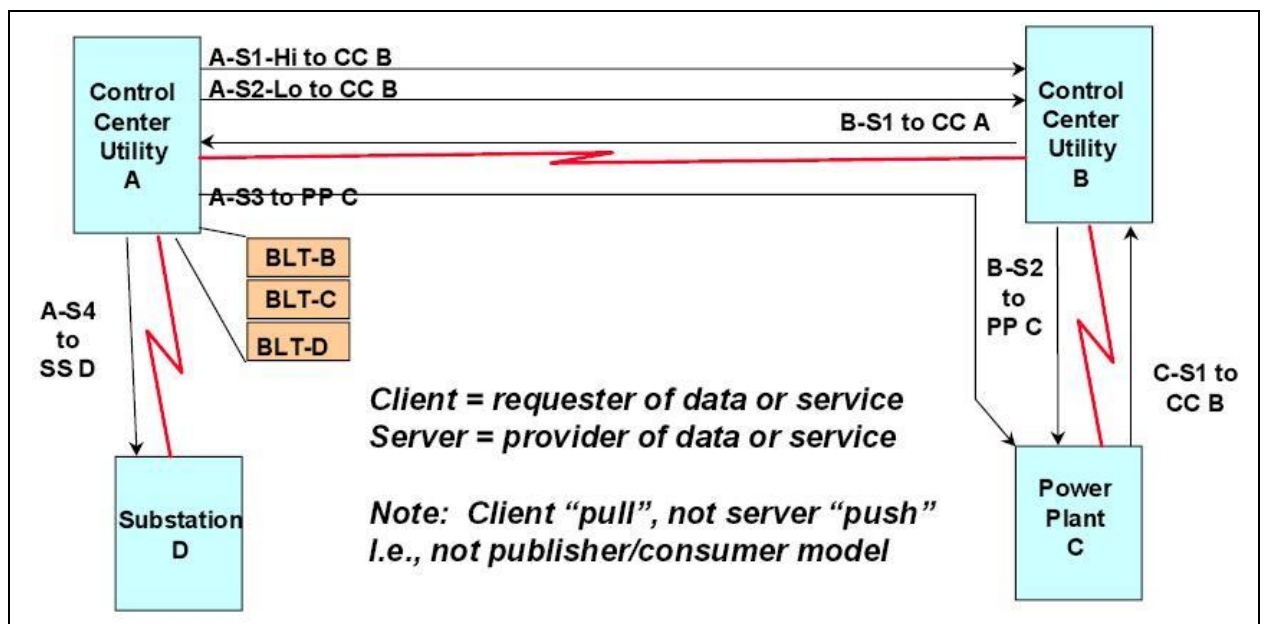


Figura 5.1 - Funcionamiento Protocolo ICCP [Cisco, 2009]

En nuestro país, este protocolo viene siendo cada vez más utilizado en aplicaciones eléctricas, pues existen normas que establecen el ICCP como protocolo de integración para el intercambio de información en tiempo real entre organismos Supervisores y las empresas eléctricas.

Para la implementación de este protocolo se necesita:

- Implementación de un medio de comunicación robusto.
- Definición de nodos y configuración del cliente y servidor.
- Definición de variables a ser transmitidas o recibidas.

5.2 Características del protocolo ICCP

Entre las principales características que podemos nombrar de este protocolo tenemos:
[Sisco, 2009]

- La utilización de MMS (Manufacturing Messages Specification), que es un estándar internacional para la transferencia de datos para procesos en tiempo real.
- Basado en los conceptos de cliente – servidor (esclavo – maestro).
- Utiliza tablas bilaterales en las cuales se definen las características necesarias para la transferencia de datos entre la maestra y la esclava, en resumen estas tablas brindan todos los permisos necesarios para su funcionamiento.
- El protocolo ICCP utiliza objetos para la conexión entre dos instancias ICCP, para la selección de datos y la transferencia del conjunto de datos.
- El protocolo ICCP es un protocolo diseñado para ser modular, utiliza bloques que representa una función o conjunto de funciones, lo que quiere decir es que los centros de control deben definir cuáles son los bloques que se necesitan.
Entre los bloques más utilizados encontramos:

Bloque 1, es el bloque básico, permite intercambiar los datos de:

- Estados digitales.
- Mediciones analógicas.
- Códigos de calidad.
- Estampas de tiempo.
- Eventos de equipos de protección.

Bloque 2, corresponde al reporte por excepción de cada uno de los datos. En este bloque se pueden definir los puntos que serán reportados cuando ocurra algún cambio de estado o si sobrepasan los límites de banda muerta de los puntos analógicos.

Bloque 3, corresponde al reporte por excepción de un bloque de datos.

Bloque 4, corresponde a mensajes de información y son utilizados para el intercambio de información más compleja.

Bloque 5, control de dispositivos, lo que realiza es comunicar al servidor la solicitud del cliente para realizar un control de un dispositivo, se caracteriza por ser solo una solicitud de ejecución, no realización del control directamente.

Bloque 6, permite la ejecución remota de un programa, esto se realiza previo acuerdo entre los centros de control y utilizando las propiedades del MMS.

Bloque 7, permite el reporte de eventos, incorpora los eventos de registro y los eventos de condición.

Bloque 8, permite la utilización de objetos adicionales que son requeridos por el usuario.

Bloque 9, relacionado con datos de series de tiempo, pueden ser datos recolectados como información histórica.

5.3 Implementación de la transferencia de datos SCADA – SCADA mediante el protocolo ICCP

Para la implementación de la transferencia de datos entre centros de control (SCADA – SCADA), se deberá tener en cuenta las siguientes pautas.

Verificamos que en cada uno de los Centros de Control, la adquisición de datos se esté realizando correctamente, luego realizar una revisión de los datos necesarios en cada centro de control para que, de esta manera, podamos asegurarnos del buen funcionamiento del sistema ICCP.

Verificamos la conexión entre los centros de control, verificando las velocidades mínimas aceptables para este tipo de transmisión de datos (mínimo 64 kbps).

Creación de la Tabla Bilateral, de esta manera controlamos el acceso a la información y el acceso a cada uno de los objetos de datos.

La tabla bilateral deberá ser aprobada por ambas partes, de esta manera aseguramos que tanto el servidor como el cliente intercambien solamente la misma información que fue definida en la tabla.

En la siguiente tabla, se muestra un ejemplo de una tabla bilateral, en la cual podemos observar los siguientes campos:

- Nombre, es la denominación que se les da a los puntos.
- Periodicidad, es el intervalo de tiempo en el cual serán intercambiados los puntos.
- Permisos, son las opciones que se pueden efectuar de cada punto.
- Formato, es el tipo del formato del punto.

Nombre	Periodicidad	Permisos	Formato
Analog1	10 s	Lectura	valor real
Analog2	10 s	lectura/escritura	valor real con dato de calidad
Analog3	4 s	lectura/escritura	valor real con dato de calidad y estampado de tiempo
Estado1	por excepción	lectura/escritura/ejecución	valor real con dato de calidad y estampado de tiempo
Estado2	60 s	lectura/escritura/ejecución	estampado de tiempo
Estado3	por excepción	Escritura	estampado de tiempo

Tabla 5.1 – Ejemplo de Tabla Bilateral

Se configuran luego los parámetros de sintonización de los enlaces ICCP, como son:

- Nombre de dominio.
- Nombre de la tabla bilateral.
- Direcciones IP de los servidores ICCP.
- TSEL, selector de transporte.
- SSEL, selector de sesión.
- PSEL, selector de presentación.
- AP-title, título del proceso de aplicación.

Finalmente, se realizan las pruebas respectivas de envío y recepción de los datos de la tabla bilateral.

5.4 Seguridad en los enlaces ICCP

Debido a los problemas de hacker presentado en diversos países, las empresas eléctricas son cada vez blancos más comunes a estos ataques, esto debido a que la información se encuentra recopilada en un centro de control (SCADA) y por lo tanto en unos servidores, desde los cuales se pueden leer, escribir y ejecutar los controles de cualquier Subestación Eléctrica que este reportando al SCADA.

El protocolo ICCP permite encriptar los datos para que solamente los dos centros de control enlazados, puedan descifrar esta información, para esto utiliza un esquema de autenticación, mediante firmas digitales (es un método criptográfico que asocia la identidad de una persona o un equipo informático al mensaje o documento) [<http://www.ethicalhacker.net/>].

Hay que considerar también que todos los sistemas SCADA deben estar protegidos ante cualquier amenaza de hackeo, es por eso la recomendación de la implementación de firewalls y mantenimientos de ethical hacking (certificación profesional para la realización de pruebas de hackeo) [<http://www.ethicalhacker.net/>].

CAPITULO 6: AUTOMATIZACIÓN USANDO EL PROTOCOLO IEC 61850 Y ENVÍO DE DATOS USANDO EL PROTOCOLO ICCP

Para la descripción de este proceso se plantea la implementación de la siguiente Subestación Eléctrica al sistema SCADA.

La Subestación San Bernardino ubicada en la ciudad de Popayán ($2^{\circ}26'00.00''$ N, $76^{\circ}37'00.00''$ O), la región del Cauca, en el país de Colombia, es una Subestación que trabaja en 2 niveles de tensión, 115kV y 34.5kV; cuenta con 13 circuitos (tableros), desde los cuales se puede realizar el control de los equipos de patio, así como la lectura de las medidas analógicas. Durante el periodo comprendido entre los meses de octubre 2008 y febrero 2009, se realizaron los trabajos de automatización en la Subestación San Bernardino, durante todo este proceso el autor de este informe de tesis, se encontró en la ciudad de Popayán, Colombia, desarrollando el proyecto en mención; esta participación se sustenta con la presentación de la carta adjunta en el ANEXO A.

Dadas las necesidades de protección de los circuitos eléctricos de la Subestación, se realizaron los cálculos pertinentes en cuanto al dimensionamiento de la Subestación y los niveles de tensión que se emplean (34.5kV y 115kV), con los cuales se diseñó y planteó un sistema de protección compuesta por relés de protección en cada uno de los principales circuitos.

Los cálculos y diseños de la Subestación eléctrica fueron propuestos por la empresa eléctrica dueña de la Subestación, luego del cual, con nuestra colaboración se realizó la selección de los equipos de protección (relés de protección).

Los relés de protección son derivados de los relés de medición, los cuales por su funcionamiento rápido y automático, hacen posible la agrupación e aislado. Los relés de protección deben responder a diversas exigencias, las cuales pueden ser:

- Consumo propio reducido.
- Sensibilidad.
- Capacidad de soportar cortocircuitos sin deformarse.
- Exactitud de los valores de funcionamiento.
- Indicación de los valores de funcionamiento mediante señales ópticas.
- Posibilidad de transmisión de los valores medidos para la indicación a distancia.

El funcionamiento general de los relés de protección es tal que, al sobrepasar o descender por debajo de un valor de la magnitud de acción que ellos vigilan, hace disparar al interruptor de potencia.

Para el Sistema Eléctrico de la Subestación en mención se vio la necesidad de contar con relés de protecciones para de esta manera resguardar la confiabilidad del sistema; es por eso que de acuerdo a las necesidades de la empresa eléctrica, y teniendo en cuenta la función principal de los relés de protección se adquirieron e instalaron los siguientes tipos de relés:

- Relés de Sobreintensidad.
 - Relés de Distancia.
- Relé de Sobreintensidad.

Estos relés son diseñados para que actúen cuando la corriente que circula sobrepasa la corriente nominal, abriendo los circuitos previamente configurados.

Luego de investigar y descartar diversos fabricantes de relés de protección, se realizó la adquisición de los relés de la marca SIEMENS familia SIPROTEC modelo 7SJ62. En la siguiente figura se muestra el relé de protección 7SJ62.

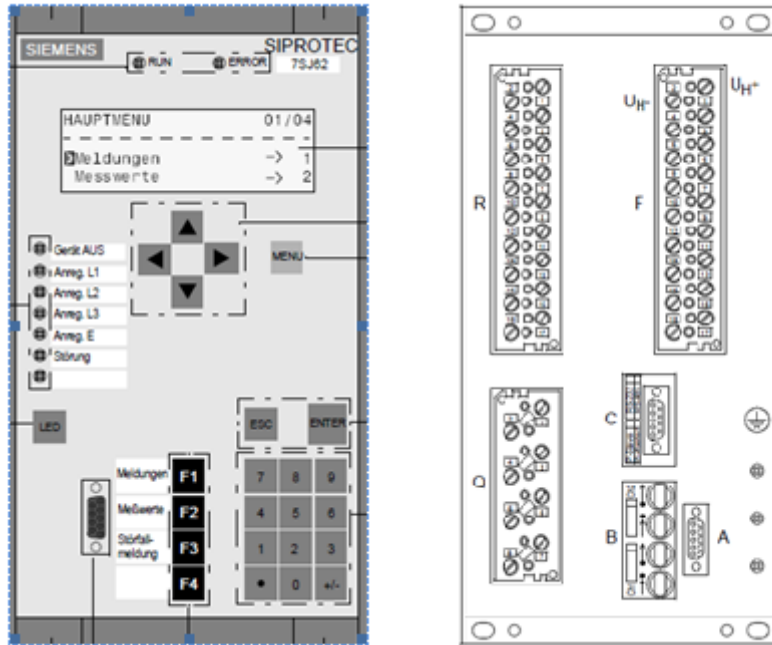


Figura 6.1 – Relé de Protección Siprotec 7SJ62 [Manuales de configuración de los equipos SIPROTEC (SIEMENS)]

La adquisición de relés SIEMENS, fue dado luego de comparar relés de diversas marcas, teniendo en cuenta las características, beneficios, soporte, y precio, en los cuales SIEMENS demostró ser superior.

De acuerdo a los requerimientos, se especificó la compra de los relés de protección con 2 puertos Fast/Ethernet, y el protocolo IEC 61850. En la siguiente figura se muestra el conexionado de las señales eléctricas (señales analógicas y posiciones de los equipos) realizada repitiendo las señales de los tableros de control de cada uno de los circuitos hacia las borneras de entrada de los relés.

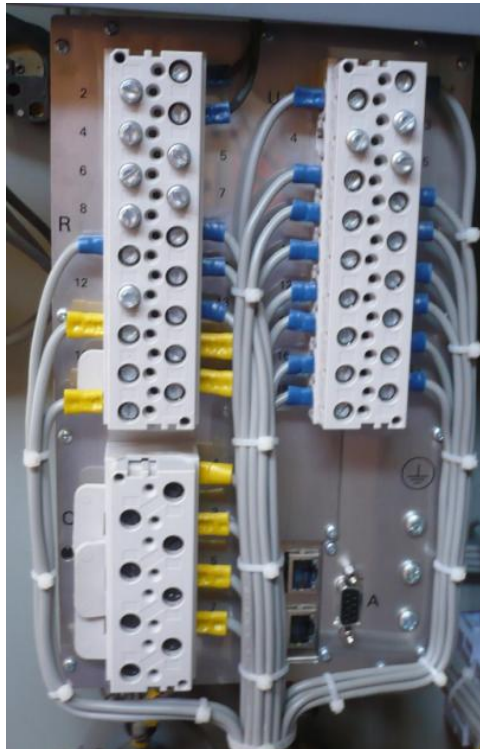


Figura 6.2 – Conexión Relé Siprotec 7SJ62

- Relé de Distancia.

Estos relés son diseñados para que actúen al producirse cortocircuitos en las líneas durante un tiempo, que resulta proporcional a la distancia donde se haya producido dicho defecto. Este tipo de protección es el más generalizado en líneas de media y alta tensión.

Luego de investigar y descartar diversos fabricantes de relés de protección, se realizó la adquisición de los relés de la marca SIEMENS familia SIPROTEC modelo 7SA61. En la siguiente figura se muestra el relé de protección 7SA61.

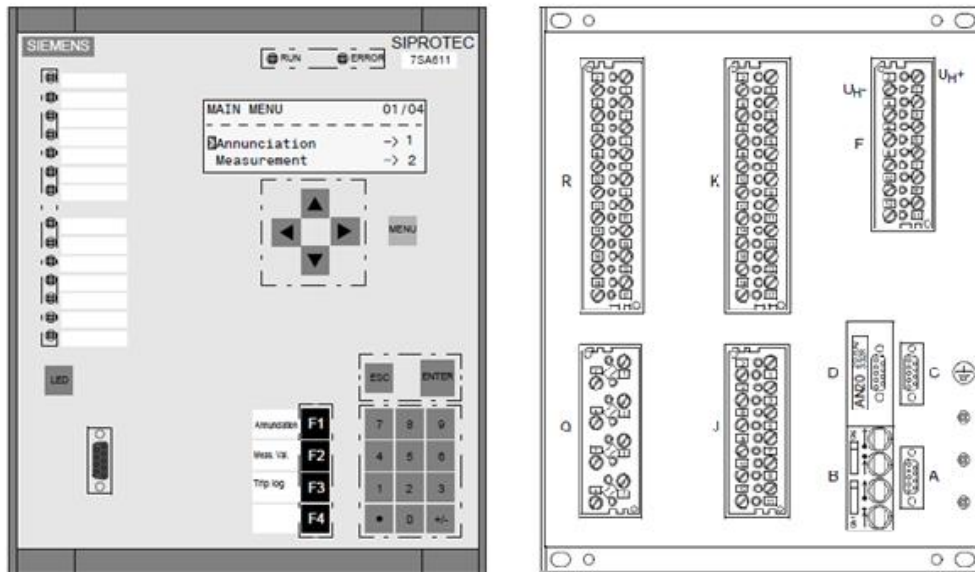


Figura 6.3 – Relé de Protección Siprotec 7SA61 [Manuales de configuración de los equipos SIPROTEC (SIEMENS)]

La adquisición de relés SIEMENS, fue dado luego de comparar relés de diversas marcas, teniendo en cuenta las características, beneficios, soporte, y precio, en los cuales SIEMENS demostró ser superior.

De acuerdo a los requerimientos, se especificó la compra de los relés de protección con 2 puertos Fast/Ethernet, y el protocolo IEC 61850. En la siguiente figura se muestra el conexionado de las señales eléctricas (señales analógicas y posiciones de los equipos) realizada repitiendo las señales de los tableros de control de cada uno de los circuitos hacia las borneras de entrada de los relés.

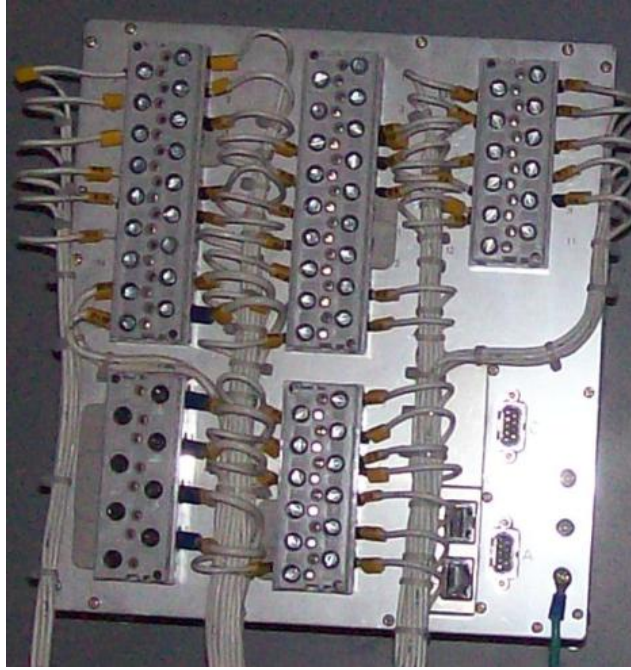


Figura 6.4 – Conexión Relé Siprotec 7SA61

Con los equipos de protección ya seleccionados se configuró la red LAN de la Subestación, optando por una red de tipo estrella centralizando la información en el Servidor SCADA en el cual se configuró el Software SCADA Survalent.

Con la selección de los dispositivos ya realizado, se especificó la adquisición e instalación de 8 relés de protección de la marca SIEMENS modelos 7SA61 (4 relés) y 7SJ62 (4 relés).

La distribución de los relés de protección fue dada solamente para las celdas de llegada a la Subestación, y para su elección se tuvo en cuenta los parámetros del sistema eléctrico con el cumplimiento de las normas IEC (International Electrotechnical Commission), ISO (International Organization for Standardization), ITU-TS (International Telecommunication Union-Telecommunication Standard).

Todos los equipos electrónicos fueron diseñados de acuerdo a los requerimientos estipulados en la Norma IEC 348 “Safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use”. Los circuitos impresos cumplen con los requisitos de la Norma IEC 326 “Printed Boards”.

Todos los equipos electrónicos disponen de medios para conservar su programación en caso de interrupción de la tensión auxiliar. Las tarjetas, una vez equipadas, son preferiblemente barnizadas por inversión con material que no sea propenso a fracturarse y los equipos electrónicos deben cumplir los límites de generación de perturbaciones establecidos en la norma CISPR 11 “Limits and methods of measurement of electromagnetic disturbance characteristics of industrial and medical (ISM) radiofrequency equipment”.

La siguiente figura 6.5, muestra el unifilar de la Subestación en la cual integramos los relés SIPROTEC utilizando el protocolo IEC 61850. Este diagrama fue extraído de la Interfaz Gráfica del sistema SCADA Survalent desarrollado para la Subestación San Bernardino.

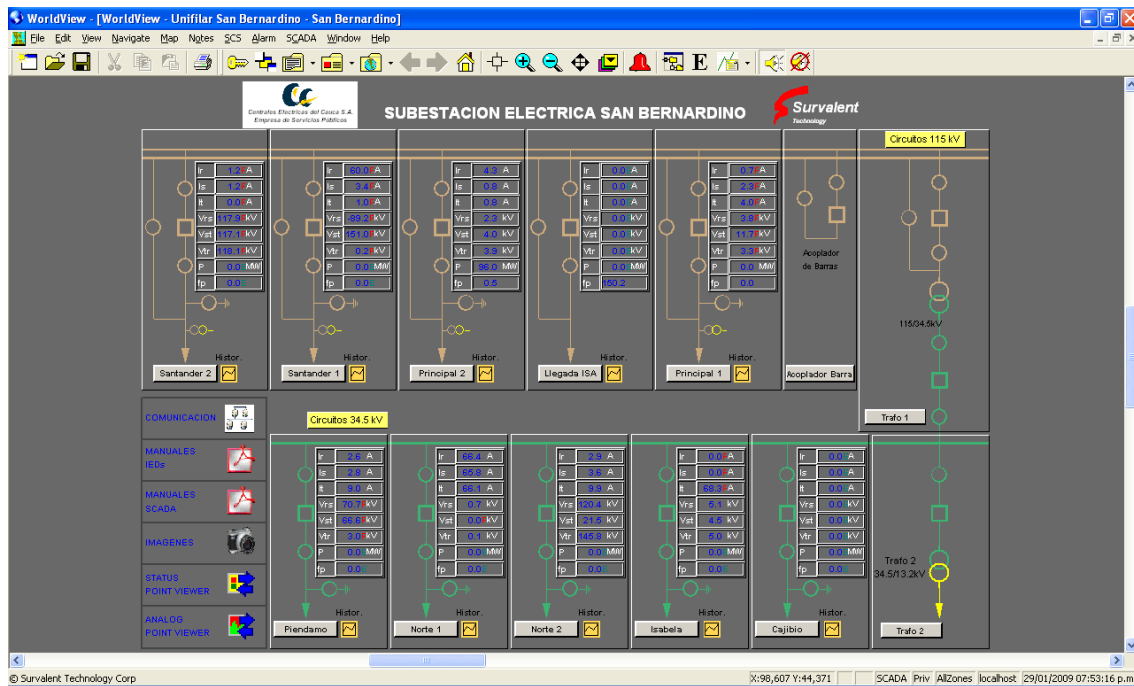


Figura 6.5 – Diagrama Unifilar San Bernardino

Como podemos ver en la figura anterior, se presentan 13 circuitos, en los cuales se encuentran los dispositivos que se encargan de la correcta operación de cada circuito y de toda la subestación, por lo que tenemos:

Los circuitos en 115kV (parte superior de la figura 6.5)

- Santander 2, posee un relé SIPROTEC 7SA61.
- Santander 1, posee un relé SIPROTEC 7SA61.
- Principal 2, posee un relé SIPROTEC 7SA61.
- Principal 1, posee un relé SIPROTEC 7SA61.
- Llegada ISA, no posee relé SIPROTEC.
- Acoplador de barra, no posee relé SIPROTEC.
- Trafo 1, no posee relé SIPROTEC

Los circuitos en 34.5kV (parte inferior de la figura 6.5)

- Piendamó, posee un relé SIPROTEC 7SJ62
- Norte 1, posee un relé SIPROTEC 7SJ62
- Norte 2, posee un relé SIPROTEC 7SJ62
- Isabela, posee un relé SIPROTEC 7SJ62
- Cajibío, no posee relé SIPROTEC.
- Trafo 2, no posee relé SIPROTEC.

Por lo tanto, en la Subestación tenemos en total: 04 relés SIPROTEC 7SA61 y 04 relés SIPROTEC 7SJ62, por lo tanto es nuestra primera meta lograr la integración de estos 08 dispositivos usando el protocolo IEC 61850, y luego enviar la información concentrada hacia el supervisor del sistema, usando el protocolo ICCP.

Es por lo tanto el tema de nuestra investigación la integración de estos relés en un sistema SCADA local mediante el uso del protocolo IEC 61850 y el envío de esta información, mediante el protocolo ICCP, hacia un cliente SCADA ICCP.

En la siguiente figura 6.6, se muestra el diagrama de bloques de la integración a desarrollar en este proyecto de investigación, en el cual se observan los 8 relés a integrar (R) el switch (S) y el SCADA HMI Local que son implementados con el uso del

protocolo IEC 61850, luego se observa el SCADA HMI remoto que recibe la información mediante el uso del protocolo ICCP.

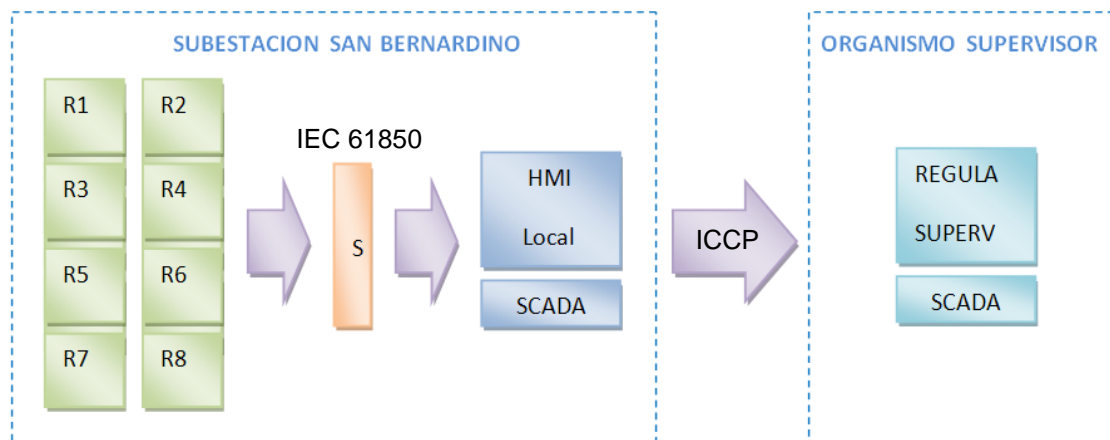


Figura 6.6 – Diagrama de Bloques del Sistema SCADA a implementar

6.1 Integración de los relés SIPROTEC utilizando el protocolo IEC 61850

Para el proceso de integración de los relés, en primer lugar debemos ubicarlos en el diagrama de la Subestación. Para esto, primero ubicamos nuestros relés de los circuitos de 115kV. En la siguiente figura se muestra la imagen que corresponde al relé SIPROTEC 7SA61



Figura 6.7 – Relé SIPROTEC 7SA61

Luego en la figura 6.8, se muestra la ubicación de los relés SIPROTEC 7SA61 en cada uno de los circuitos. (Este diagrama fue extraído de la Interfaz Gráfica del sistema SCADA Survalent desarrollado para la Subestación San Bernardino).

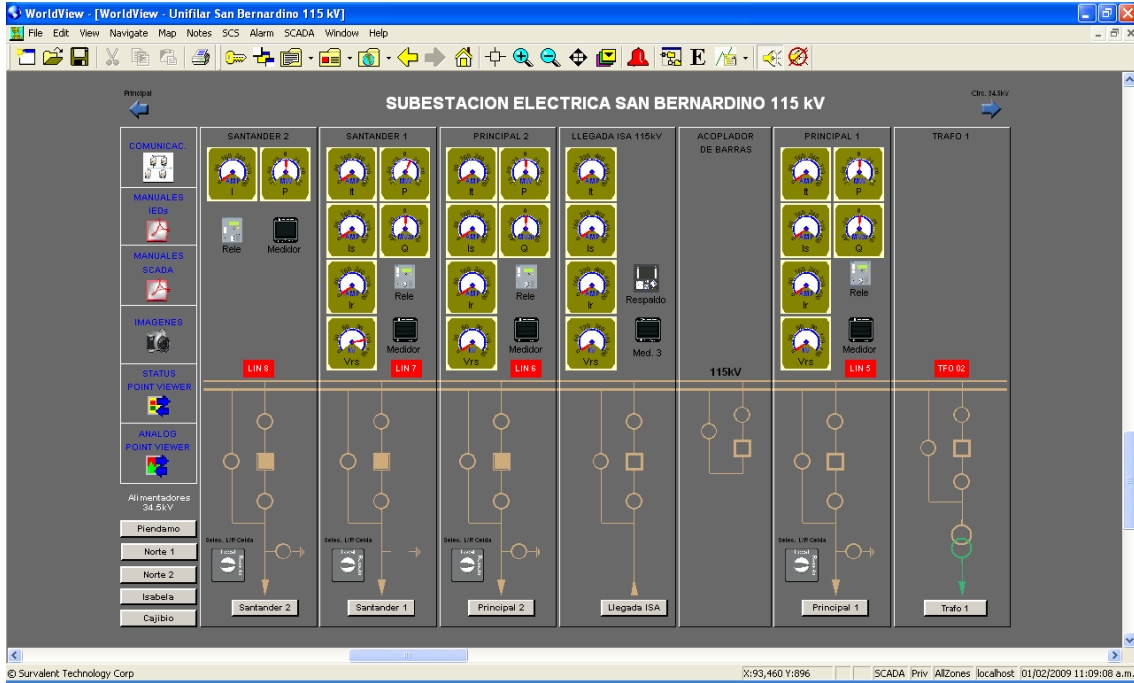


Figura 6.8 – Ubicación de los relé SIPROTEC 7SA61 115kV

Posteriormente, ubicamos los dispositivos de los circuitos de 34.5kV, teniendo en cuenta la siguiente imagen del dispositivo:



Figura 6.9 – Relé SIPROTEC 7SJ62

Luego en la siguiente figura 6.10, se muestra la ubicación de los relés SIPROTEC 7SJ62 en cada uno de los circuitos. (Este diagrama fue extraído de la Interfaz Gráfica del sistema SCADA Survalent desarrollado para la Subestación San Bernardino).

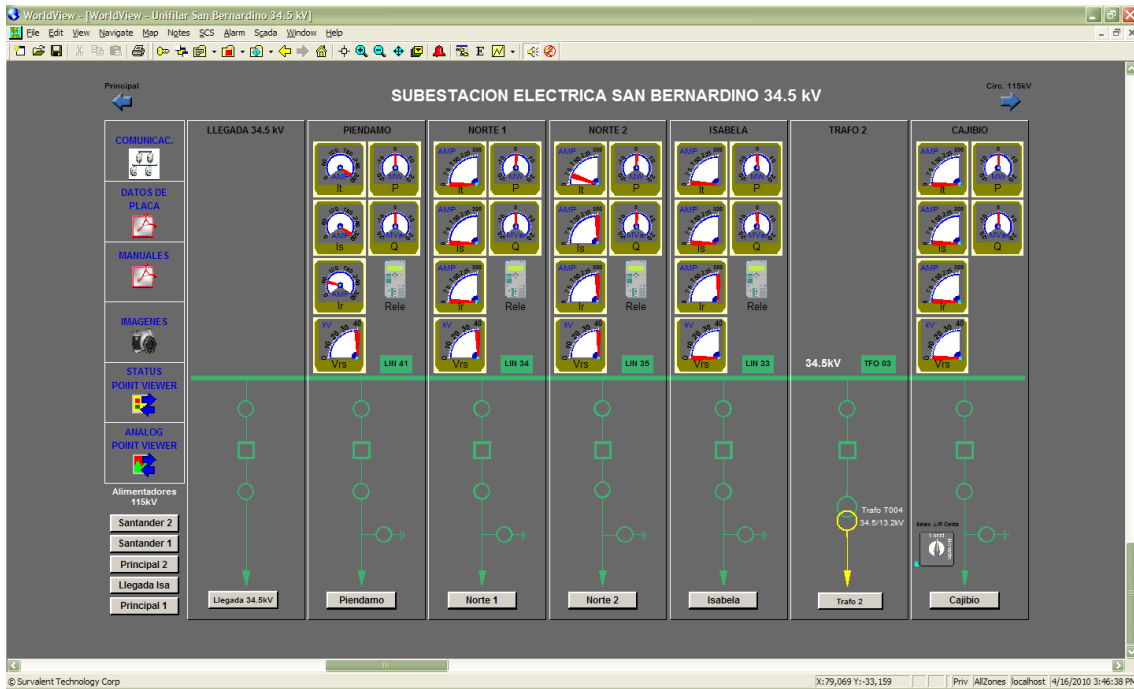


Figura 6.10 – Ubicación de los relé SIPROTEC 7SJ62 34.5kV

Esta ubicación no solamente nos dará una visión lógica de los equipos, sino también nos brindará la ubicación física de los dispositivos. Esto se hace con el fin de poder determinar las distancias que puedan existir para posteriormente realizar el metrado del cable de comunicación.

El siguiente paso es realizar la configuración de los relés, para esto utilizamos el software de configuración de los relés SIPROTEC de SIEMENS DIGSI [<http://www.siemens.com/>]

6.1.1 Configuración IEC 61850 software DIGSI

Se revisaron los manuales correspondientes a la utilización del software DIGSI (software para Windows de configuración de los relés SIPROTEC de SIEMENS), luego del cual se procedió a realizar lo siguiente.

En primer lugar creamos un nuevo proyecto (carpeta donde se guardaron todas las modificaciones que realizamos). En la siguiente figura 6.11 se muestra la imagen de la configuración del DIGSI con la creación de un nuevo proyecto.

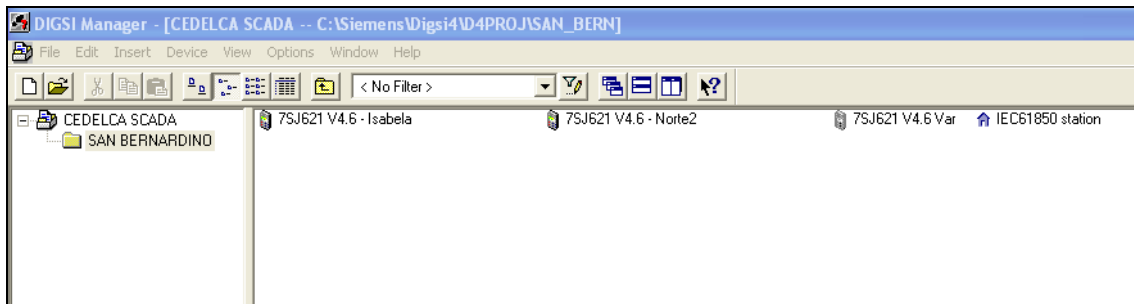


Figura 6.11 – DIGSI Creación de un proyecto nuevo

Luego, procedemos a crear uno a uno los dispositivos, configurando cada dispositivo con las características necesarias para la implementación. Es importante tener en cuenta 2 parámetros fundamentales:

IED Name, es el nombre que colocamos a cada dispositivo y es a partir de ese momento, el nombre por el cual será reconocido en la red IEC 61850.

Dirección IP, es el número que identifica de manera lógica al dispositivo en la red.

En la siguiente figura 6.12, se muestra la configuración (DIGSI) del relé, en donde se coloca la dirección IP completa (con la máscara y puerta de enlace) y el IED Name.

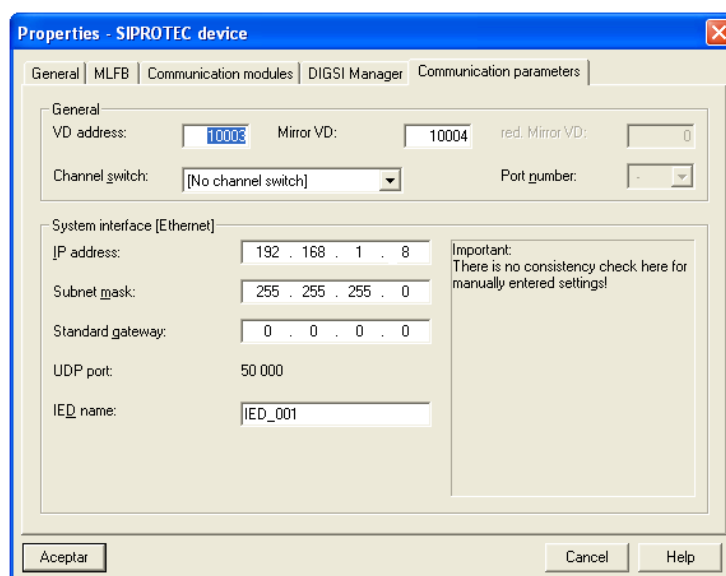


Figura 6.12 – DIGSI, IED Name y dirección IP

Posteriormente, se propone el siguiente direccionamiento IP e IED Name, para los 8 dispositivos a comunicar. La tabla 6.1 muestra las direcciones IP e IED Name asignadas a los relés.

Rele	IP	IED Name
7SA61 Santander 2	192.168.1.8	IED_001
7SA61 Santander 1	192.168.1.7	IED_002
7SA61 Principal 2	192.168.1.6	IED_003
7SA61 Principal 1	192.168.1.5	IED_004
7SJ62 Piendamó	192.168.1.32	IED_005
7SJ62 Norte 1	192.168.1.34	IED_006
7SJ62 Norte 2	192.168.1.35	IED_007
7SJ62 Isabela	192.168.1.33	IED_008

Tabla 6.1 – Relés Direcciones IP e IED Name

Culminando con la configuración básica de los relés tenemos que tener en cuenta la información que vamos a transmitir de cada uno de ellos; por eso, para nuestro proyecto debemos determinar la información que vamos a configurar en cada uno de los relés, por lo tanto para todos los relés se consideró la siguiente información:

- Corrientes de Fase
- Tensiones de Fase
- Tensiones de Línea
- Factor de Potencia

- Potencias
- Energías
- Resistencia
- Inductancia
- Frecuencia
- Funciones de protección como; distancia (21), sobre corriente de fase a tierra (50), sobre corriente temporizado (51), sobre corriente direccional (67), sobre frecuencia (81), sobre tensión (59) y sub tensión (27).
- Estado de los equipos de patio como; interruptor, seccionador de barra, seccionador de línea y seccionador de tierra.

Definidas cuales serán las variables que vamos a necesitar integrar de cada uno de los relés, lo siguiente es configurar los relés con esta información. Para realizar esto utilizamos el software de configuración DIGSI y con la ayuda de la herramienta de “matriz de configuración”, asignamos las variables a cada relé (este proceso puede ser muy largo debido a la delicadeza y precisión que tenemos que tener para configurar cada variable).

En la figura 6.13, se muestra la configuración (DIGSI) de las variables de los relés en “la matriz de configuración”.

Device	Information				Destination																											
	No.	D	L	T	BO	LED														Buffer		C		D		CM						
						11	12	13	14	15	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	E	S	T	C	D	C	D	
P.System Data 1																			*							*						
Osc. Fault Rec.																										*	*	*	*			
P.System Data 2													*													*	*	*	*			
Overcurrent	01721	>BLOCK I>		SP																						*						
	01762	OVC Ph L1 PU		OUT									L														oo					
	01763	OVC Ph L2 PU		OUT										L														oo				
	01764	OVC Ph L3 PU		OUT											L														oo			
	01724	>BLOCK IE>		SP																												
01765	OVC Earth PU		OUT																									oo				
Measur. Superv.										*																*						
Control Device	Breaker			CF_D12																								X	X	X	X	
	Breaker			DP																							oo		X	X	X	
	Disc Swit.			CF_D2		X	X																					X	X	X	X	
	Disc Swit.			DP																									X	X	X	
	EarthSwit			CF_D2		X	X																					X	X	X	X	
EarthSwit			DP																									X	X	X		
Process Data																			*	*						*						
Measurement																										*						
Demand meter																										*						
Min/Max meter																										*						
Set Points(MV)																										*						
Energy																										*						
Statistics																										*						
SetPoint(Stat)																										*						

Figura 6.13 – DIGSI, Matriz de configuración

Finalmente, tenemos que realizar la configuración IEC 61850 para los relés, entonces nos dirigimos nuevamente al software DIGSI y en el proyecto que creamos en un principio, insertamos el objeto IEC 61850 en el cual vamos colocando todos nuestros dispositivos.

En la figura 6.14, se muestra la configuración del objeto IEC 61850 (ícono en forma de casa).

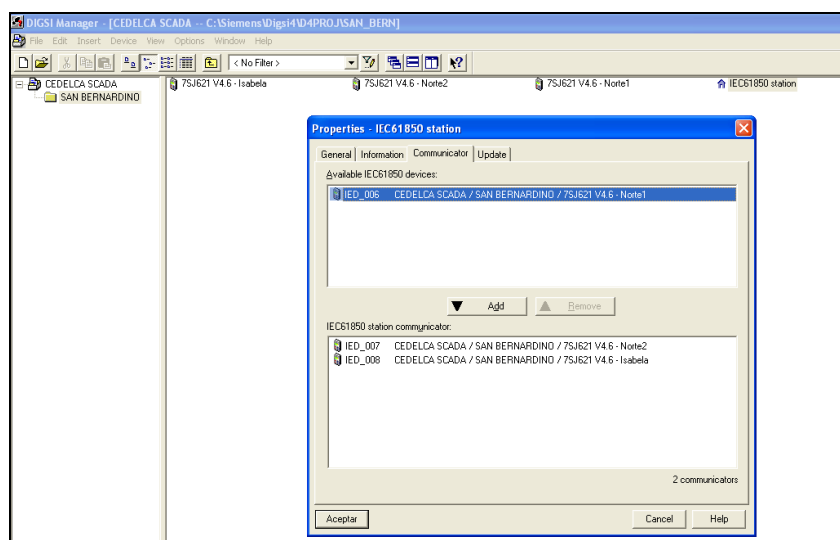


Figura 6.14 – DIGSI, creación del objeto IEC 61850

Configuramos los parámetros de tiempo de respuesta, mensajes GOOSE (mensajes IEC 61850 procedentes de los dispositivos dentro de la red), compilamos y guardamos nuestra configuración.

En la figura 6.15, se muestra la configuración del objeto IEC 61850 con la adición de los dispositivos a la red.

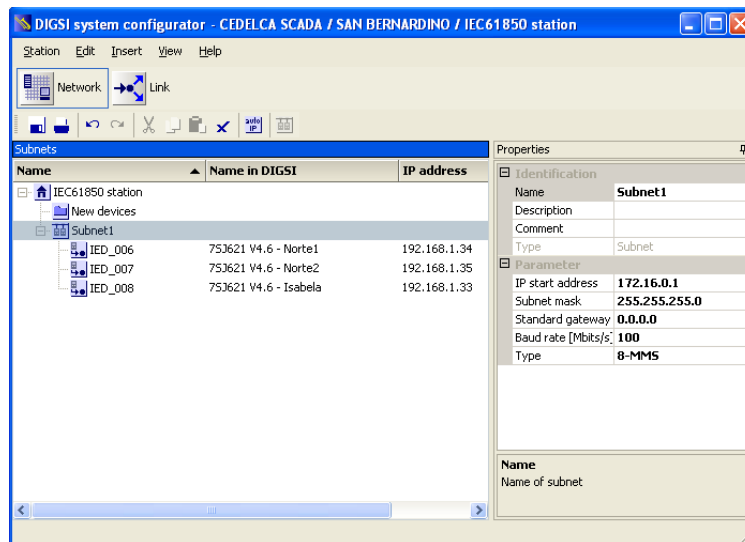


Figura 6.15 – DIGSI, configuración del objeto IEC 61850

Con todo lo realizado dejamos listos los dispositivos para comunicar e intercambiar datos usando el protocolo IEC 61850.

6.1.2 Arquitectura de la Red LAN IEC 61850

Con los dispositivos totalmente configurados y teniendo en cuenta que cada uno de ellos cuenta con un puerto Ethernet 10/100 kbps, y con una lista de direcciones IP e IED Name establecidas, el siguiente paso es definir cuál será la arquitectura a implementar.

Hay que tener en cuenta que el protocolo IEC 61850 no es soportado por cualquier tipo de switch, por lo que hay que considerar un switch que cumpla con el estándar. Es por eso que se eligió el switch RSG2100 de la marca RUGGEDCOM, que es el más

utilizado en el mundo por empresas eléctricas para la implementación de redes LAN utilizando el protocolo IEC 61850. En la figura 6.16, se muestra la imagen del switch.



Figura 6.16 – Switch RUGGEDCOM RSG2100

A continuación las principales características del switch RUGGEDCOM RSG2100:

- De gran robustez, diseñado para trabajar en ambientes hostiles (EMI Immunity and environmental compliance).
- Niveles de seguridad para la protección de sus redes.
- Posee el protocolo SNMP (Simple Network Management Protocol), para consultar equipos de diferentes marcas.
- Posee el protocolo SNTP (Simple Network Time Protocol), para el sincronismo de tiempo.
- Posee la posibilidad de configuración de puertos espejos.
- Puede trabajar con el protocolo IEC 61850.

Una vez configurado el switch, queda lista la arquitectura de la red LAN de nuestro sistema en IEC 61850. En la siguiente figura 6.17, se muestra la distribución de los relés, el switch y la computadora en la cual está instalado el software SCADA.

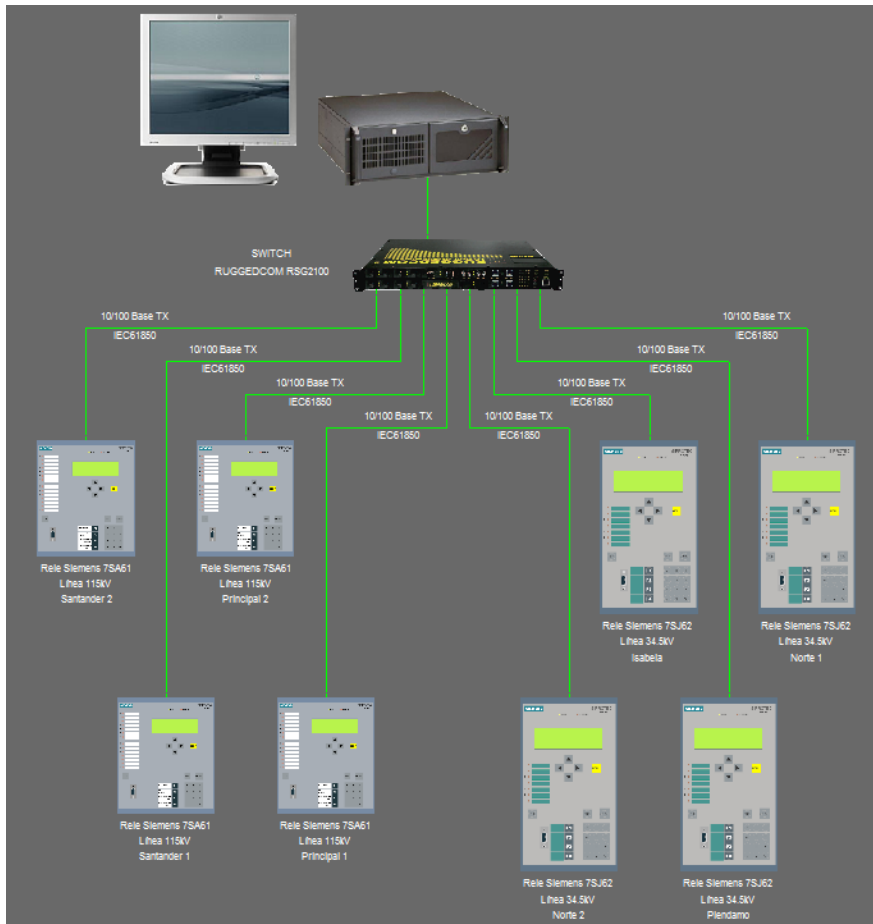


Figura 6.17 – Arquitectura Red LAN IEC 61850

6.1.3 Sistema SCADA

Es tal vez este punto el más importante, pues es el sistema SCADA el encargado de recopilar los datos de los relés y realizar los controles de los equipos de patio. Para la realización de este proyecto se ha utilizado el Software SCADA de la marca Survalent (Software de origen canadiense, con más de 225 clientes a nivel mundial).

En la siguiente figura 6.18, se muestra el símbolo representativo del SCADA Survalent.



Figura 6.18 – SCADA Survalent

El SCADA Survalent está constituido principalmente por 3 módulos que son:

- El SCADA Server (Controla el servicio general del SCADA).
- SCADA Client (Desarrollador de la Base de Datos SCADA).
- WorldView (Interfaz Gráfica).

Como se mencionó anteriormente, es uno de los objetivos de este proyecto de investigación, encontrar la manera de realizar la integración de los dispositivos al SCADA utilizando el protocolo IEC 61850, teniendo en consideración que este protocolo no está diseñado para lograr el envío de datos hacia los sistemas SCADA.

Luego de realizar las investigaciones posibles y realizar las consultas respectivas en diferentes materiales bibliográficos, sobre el funcionamiento del protocolo IEC 61850, se desarrolló la siguiente solución.

6.1.3.1 Protocolo OPC

El protocolo OPC (OLE for Process Control), es también un estándar de comunicación basado en los estándares de Microsoft (COM, DCOM, OLE Automation y ActiveX), que cubre los requerimientos de comunicación industrial entre aplicaciones y dispositivos. [<http://www.opcfoundation.org/>]

A diferencia de los demás protocolos este tiene la característica de intercambiar datos, basado en los nombres de cada punto y no en la dirección de comunicación. Además, es también un protocolo jerárquico (maestro – esclavo).

En los procesos industriales, es muy utilizado por los diferentes software SCADA para recolectar información directa de los PLC (Programmable Logic Controller).

El protocolo OPC es uno de los protocolos que soporta el SCADA Survalent. [<http://www.survalent.com/>]

6.1.4 La Solución IEC 61850 – OPC

Con las investigaciones realizadas se logró concretar la solución para la integración SCADA de los dispositivos utilizando el protocolo IEC 61850. Dicha solución se basa en transformar el protocolo IEC 61850 en el protocolo OPC, y es con este protocolo con el cual se lograría obtener la información en tiempo real de cada uno de los dispositivos de la Subestación Eléctrica.

Esta transformación de protocolo sería posible accediendo al IEC 61850 a través del MMS, luego se realizaría la extracción de los datos y se encapsularía en tramas OPC. Es por lo tanto la utilización de un software la solución más adecuada, dado que a través de la comunicación IP se puede conectar el software a la red IEC 61850. Contando con el software en la PC (Windows) se utilizarían los componentes del sistema operativo.

Realizando las consultas y búsquedas necesarias, se encontró el software AXS4 MMS de la empresa SISCO. Este software posee lo necesario para la transformación del protocolo IEC 61850 a OPC. [<http://www.sisconet.com/>].

En la siguiente figura 6.19, se observa la ventana inicial del software AXS4 MMS de SISCO.

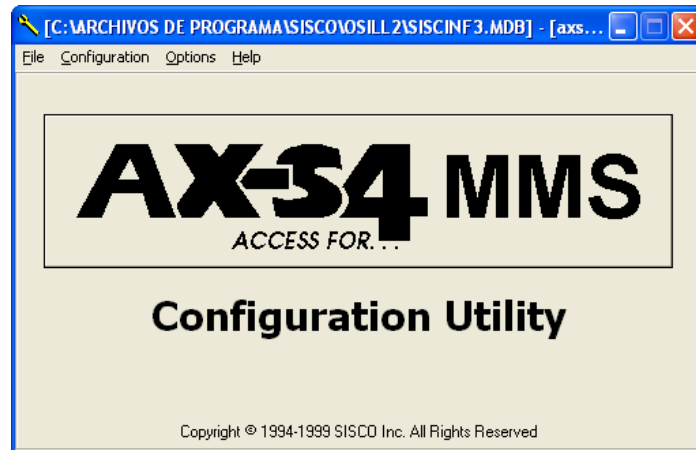


Figura 6.19 – Software SISCO AXS4MMS

6.1.5 Configuración IEC 61850 - OPC software AXS4 MMS

Para la configuración del AXS4 MMS (software que realiza la transformación del protocolo IEC 61850 a OPC), es necesario conocer el funcionamiento de ambos protocolos (IEC 61850 y OPC). Posteriormente se procedió a crear un proyecto en blanco en el cual se fue adicionando uno a uno los dispositivos que son leídos vía IEC 61850. En esta configuración hay que tener en cuenta los 2 principales parámetros de configuración, que realizamos anteriormente en los relés con el software DIGSI (IP e IED Name).

Creamos cada uno de los dispositivos y le asignamos la dirección IP que le corresponde a cada uno. En la siguiente figura 6.20, podemos observar la configuración de IP's realizada en el software AXS4 MMS.

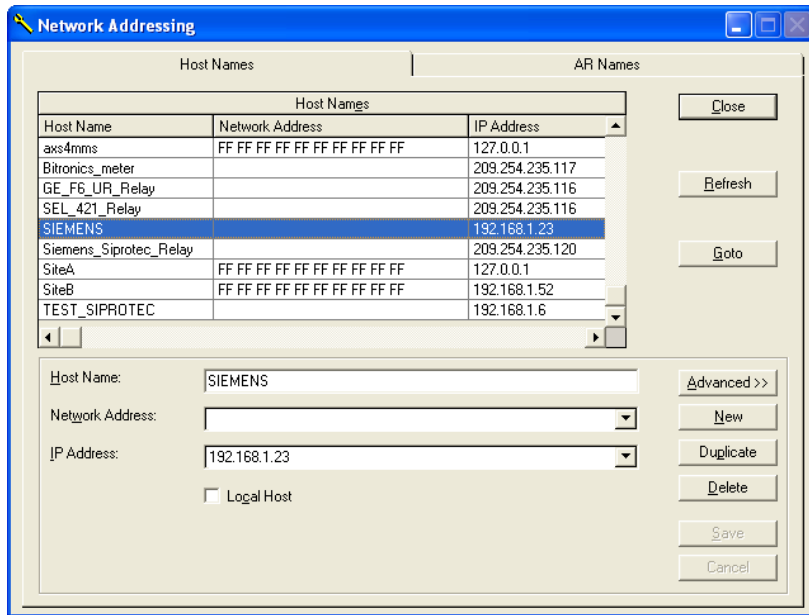


Figura 6.20 – SISCO AXS4MMS adición de dispositivos

Posteriormente se asignó el IED Name (AR Name), en esta opción también se pueden configurar los parámetros de sintonización adicionales. En la siguiente figura 6.21, se observa la configuración de IED Name realizada en el software AXS4 MMS.

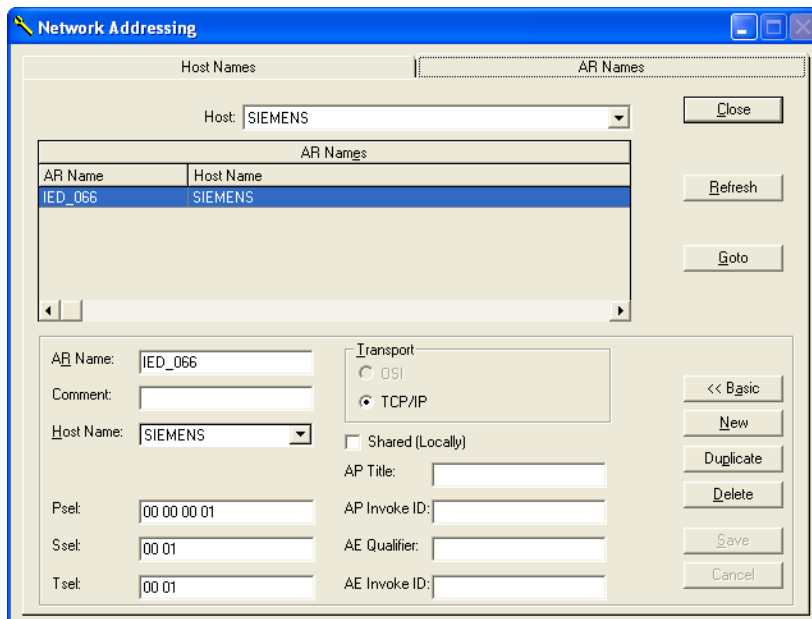


Figura 6.21 – SISCO AXS4MMS configuración IED Name

Posteriormente, se configuró el software ejecutable AXS4 MMS, como un servicio de Windows. Esto es muy importante porque al ser un servicio podrá ser ejecutado por el propio sistema operativo, teniendo como particularidad que se encuentra corriendo en segundo plano.

Una vez que todos los dispositivos fueron configurados, se verificó que físicamente los dispositivos se encuentren correctamente conectados al switch, así como también el Servidor o computador cuente con el software AXS4 MMS corriendo como servicio. Con lo demás comprobado se pudo verificar la adquisición de datos del software AXS4 MMS, para esto se abrió la aplicación AXS4 MMS y se observó la recolección de datos.

En la siguiente figura 6.22, se muestra la ventana del software AXS4 MMS en el cual se observan las características de una variable que llega al servidor usando el protocolo IEC 61850.

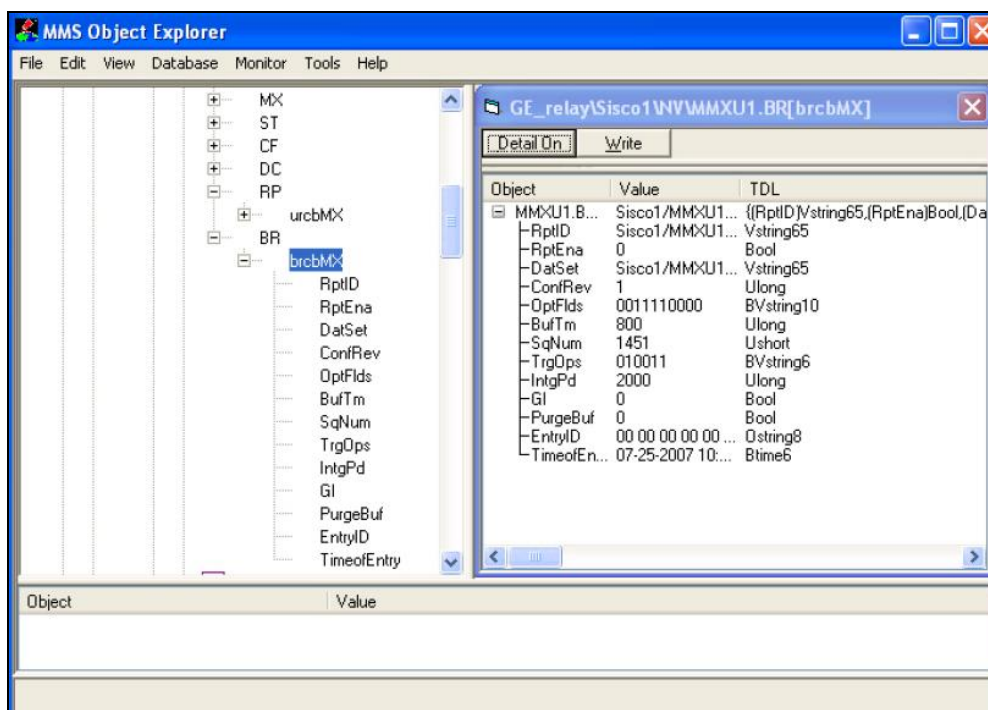


Figura 6.22 – SISCO AXS4MMS lectura de datos

Lo que realizó el AXS4 MMS fue desfragmentar todos los nodos IEC 61850, cada uno de estos nodos fue transformado y renombrado con un nombre OPC.

Por ejemplo, del circuito de Santander 1, del relé SIPROTEC 7SA61, el valor de frecuencia, luego de transformado es leído como:

IED_002:IED_002MEAS/MMXU1\$MX\$Hz\$mag\$f

En este conjunto de palabras, podemos observar en primer lugar el “IED Name” que configuramos al relé del circuito de Santander 1 (IED_002); el campo “MEAS”, corresponde al nodo de Medidas; “MMXU1” y “MX” son nodos que especifican la ubicación del nodo “Hz” de medida, que representa la frecuencia, “mag” de magnitud y “f” que muestra el valor final del punto.

Con el proceso de transformación IEC 61850 – OPC concretado el siguiente paso fue la configuración del SCADA.

6.1.6 Configuración del SCADA

El SCADA Survalent, posee la posibilidad de integrar dispositivos vía el protocolo OPC. Su configuración se realiza sobre su propia base de datos y para su desarrollo se debe tener en cuenta la siguiente lógica de configuración. Ver figura 6.23.

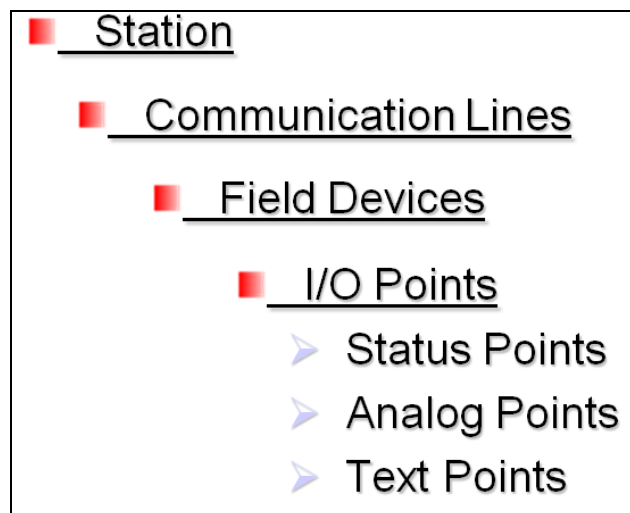


Figura 6.23 – SCADA Survalent, configuración lógica

De la figura anterior podemos entender, que el SCADA Survalent plantea plasmar en la Base de Datos una analogía de la integración física de los dispositivos al sistema SCADA.

Para todas las configuraciones de la Base de Datos del Scada Survalent se utiliza la aplicación cliente Scada Explorer.

Creamos las estaciones, que su función es mantener la información ordenada, pues la estación es la agrupación lógica de señales de estado y analógicas telemedidas. En nuestro proyecto creamos una estación para cada uno de los dispositivos integrados.

En la siguiente figura 6.24, se observa la configuración en el Scada Explorer, de las estaciones en la Base de Datos SCADA Survalent.

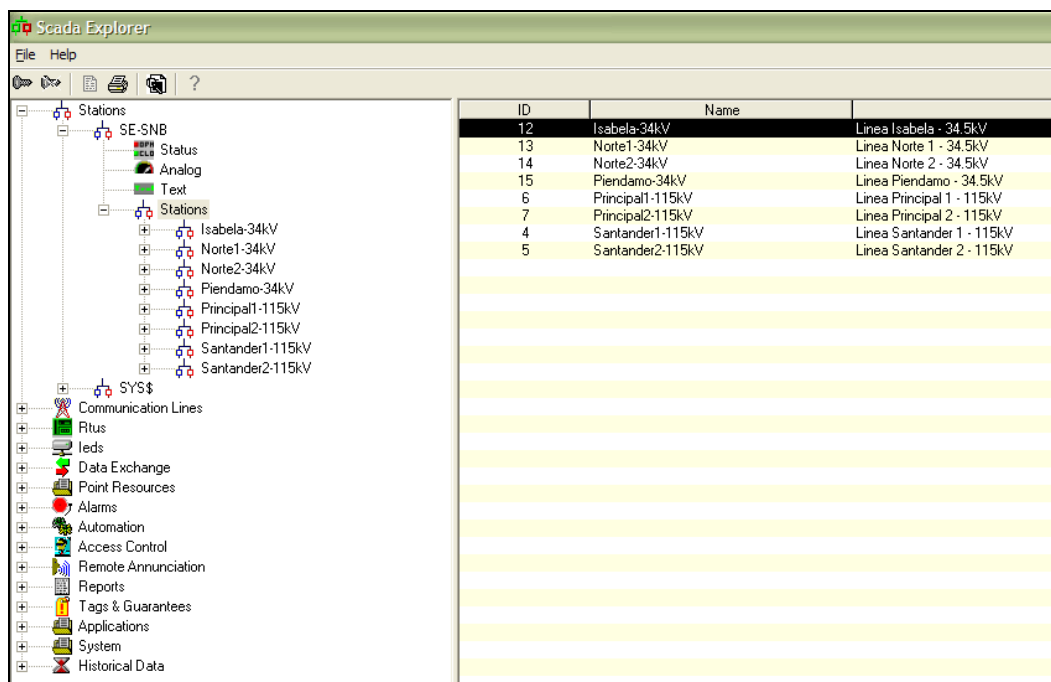
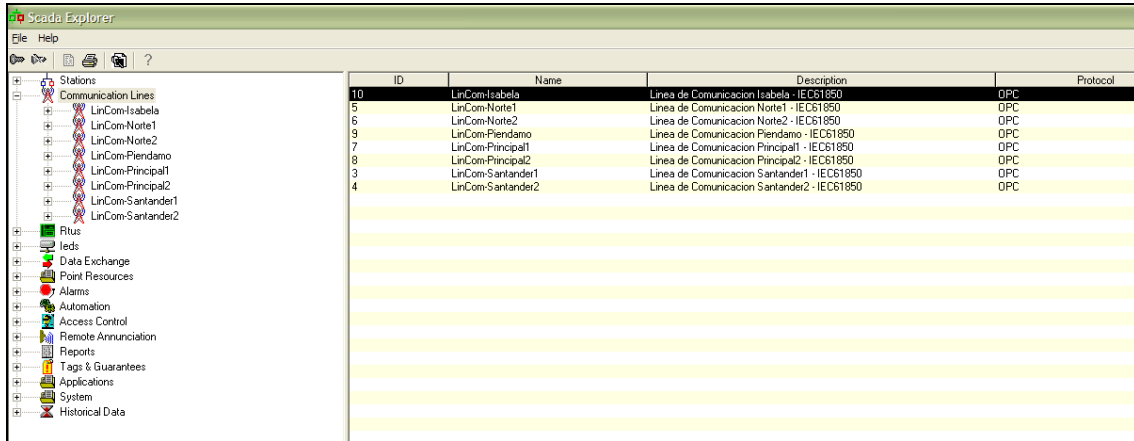


Figura 6.24 – SCADA Survalent, estaciones

Posteriormente creamos la línea de comunicación, que viene a ser la representación lógica del medio de comunicación utilizado. En nuestro caso al tratarse de una red LAN 10/100 Base TX, se configuraron las direcciones IP de los dispositivos, de esta manera se realizó el enlace lógico entre el SCADA y los dispositivos.

Además, es en la línea de comunicación en donde se definió el protocolo utilizado para la integración al SCADA del dispositivo.

En la figura 6.25, se muestra la configuración en el Scada Explorer, de las líneas de comunicación en la Base de Datos SCADA Survalent.



ID	Name	Description	Protocol
10	LinCom-Isabela	Linea de Comunicacion Isabela - IEC61850	OPC
5	LinCom-Norte1	Linea de Comunicacion Norte1 - IEC61850	OPC
6	LinCom-Norte2	Linea de Comunicacion Norte2 - IEC61850	OPC
9	LinCom-Piendamó	Linea de Comunicacion Piendamó - IEC61850	OPC
7	LinCom-Principal1	Linea de Comunicacion Principal1 - IEC61850	OPC
8	LinCom-Principal2	Linea de Comunicacion Principal2 - IEC61850	OPC
3	LinCom-Santander1	Linea de Comunicacion Santander1 - IEC61850	OPC
4	LinCom-Santander2	Linea de Comunicacion Santander2 - IEC61850	OPC

Figura 6.25 – SCADA Survalent, líneas de comunicación

Luego se procedió a la creación de los dispositivos de campo IED's y RTU's, se definió las características de comunicación de los dispositivos, llegando a configurar la dirección de esclavo del dispositivo así como también el nombre del dispositivo (IED Name).

En la figura 6.26, se muestra la configuración en el Scada Explorer, de los IED's en la Base de Datos SCADA Survalent.

ID	Name	Rele Siprotec
1	Isabela-34kV	Rele Siprotec 7SJ62 - Isabela 34.5kV
2	Norte1-34kV	Rele Siprotec 7SJ62 - Norte 1 34.5kV
3	Norte2-34kV	Rele Siprotec 7SJ62 - Norte 2 34.5kV
4	Piendam-34kV	Rele Siprotec 7SJ62 - Piendam 34.5kV
5	Principal1-115kV	Rele Siprotec 7SA61 - Principal 1 115kV
6	Principal2-115kV	Rele Siprotec 7SA61 - Principal 2 115kV
7	Santander1-115kV	Rele Siprotec 7SA61 - Santander 1 115kV
8	Santander2-115kV	Rele Siprotec 7SA61 - Santander 2 115kV

Figura 6.26 – SCADA Survalent, dispositivos IED’s y RTU’s

Luego de creados los dispositivos, se crearon los puntos de estado, analógicos y control; es en cada uno de estos puntos en los cuales se direccionaran los nombres “externos”, para la lectura de datos OPC.

En la figura 6.27, se muestra la configuración en el Scada Explorer, de los puntos analógicos y de estado en la Base de Datos SCADA Survalent.

Stn	Name	Description	A.B.C.D
Isabela-34kV	DEV00106	Estados Interno Rele	1,100.0.0
Isabela-34kV	DEV00206	Funciones de proteccion	2,100.0.0
Isabela-34kV	ETH00106	Modulo Ethernet	6,100.0.0
Isabela-34kV	ETH00206	Puerto Ethernet #1	7,100.0.0
Isabela-34kV	ETH00306	Puerto Ethernet #2	8,100.0.0
Isabela-34kV	F50101	Sobrecorriente Instantanea de Fases 1er Escalon - Pickup	61,100.0.0
Isabela-34kV	F50102	Sobrecorriente Instantanea de Fases 1er Escalon - Trip	62,100.0.0
Isabela-34kV	F501B1	Sobrecorriente Instantanea de Fases 1er Escalon	66,100.0.0
Isabela-34kV	F50201	Sobrecorriente Instantanea de Fases 2do Escalon - Pickup	59,100.0.0
Isabela-34kV	F50202	Sobrecorriente Instantanea de Fases 2do Escalon - Trip	60,100.0.0
Isabela-34kV	F502B1	Sobrecorriente Instantanea de Fases 2do Escalon	65,100.0.0
Isabela-34kV	F505101	Sobrecorriente de Fases - Pickup	51,100.0.0
Isabela-34kV	F505102	Sobrecorriente de Fases - Trip	52,100.0.0
Isabela-34kV	F50BF0101	Falla Interna de Interruptor - Pickup	46,100.0.0
Isabela-34kV	F50BF0102	Falla Interna de Interruptor - Trip	49,100.0.0
Isabela-34kV	F50BF02	Falla de Interruptor - Trip	48,100.0.0
Isabela-34kV	F50BF0201	Falla Externa de Interruptor - Pickup	47,100.0.0
Isabela-34kV	F50BF0202	Falla Externa de Interruptor - Trip	50,100.0.0
Isabela-34kV	F50BF4C	Falla de Interruptor	45,100.0.0
Isabela-34kV	F50BF8L	Falla de Interruptor	44,100.0.0
Isabela-34kV	F50BF0F	Falla de Interruptor	43,100.0.0
Isabela-34kV	F50N101	Sobrecorriente Instantanea de Fase a Tierra 1er Escalon - Pickup	74,100.0.0
Isabela-34kV	F50N102	Sobrecorriente Instantanea de Fase a Tierra 1er Escalon - Trip	75,100.0.0
Isabela-34kV	F50N1B1	Sobrecorriente Instantanea de Fase a Tierra 1er Escalon	79,100.0.0
Isabela-34kV	F50N201	Sobrecorriente Instantanea de Fase a Tierra 2do Escalon - Pickup	72,100.0.0
Isabela-34kV	F50N202	Sobrecorriente Instantanea de Fase a Tierra 2do Escalon - Trip	73,100.0.0
Isabela-34kV	F50N2B1	Sobrecorriente Instantanea de Fase a Tierra 2do Escalon	78,100.0.0
Isabela-34kV	F5101	Sobrecorriente Temporizada de Fases - Pickup	63,100.0.0
Isabela-34kV	F5102	Sobrecorriente Temporizada de Fases - Trip	64,100.0.0
Isabela-34kV	F510B1	Sobrecorriente Temporizada de Fases	67,100.0.0
Isabela-34kV	F510N01	Sobrecorriente Temporizada de Fase a Tierra - Pickup	76,100.0.0

Str	Name	Description	A	B	C
Isabela-34kV	IRN00104	Corriente Fase R	1	200	0
Isabela-34kV	ISN00104	Corriente Fase S	2	200	0
Isabela-34kV	ITN00104	Corriente Fase T	3	200	0
Isabela-34kV	INN00104	Corriente Neutro	4	200	0
Isabela-34kV	I100104	Corriente Secuencia Positiva	5	200	0
Isabela-34kV	I200104	Corriente Secuencia Negativa	6	200	0
Isabela-34kV	I3000104	Corriente Secuencia Zero	7	200	0
Isabela-34kV	VRN00104	Tension Fase R	8	200	0
Isabela-34kV	VSN00104	Tension Fase S	9	200	0
Isabela-34kV	VTN00104	Tension Fase T	10	200	0
Isabela-34kV	VRS00104	Tension Linea RS	11	200	0
Isabela-34kV	VST00104	Tension Linea ST	12	200	0
Isabela-34kV	VTR00104	Tension Linea TR	13	200	0
Isabela-34kV	VON00104	Tension Neutro	14	200	0
Isabela-34kV	V100104	Tension Secuencia Positiva	15	200	0
Isabela-34kV	V200104	Tension Secuencia Negativa	16	200	0
Isabela-34kV	V000104	Tension Secuencia Zero	17	200	0
Isabela-34kV	MVA00104	Potencia Activa	18	200	0
Isabela-34kV	MVR00404	Potencia Reactiva	19	200	0
Isabela-34kV	MVA00404	Potencia Aparente	20	200	0
Isabela-34kV	HZT00104	Frecuencia	21	200	0
Isabela-34kV	FDP00104	Factor de Potencia	22	200	0
Isabela-34kV	MVPR00104	Potencia Activa Fase R	23	200	0
Isabela-34kV	MVSR00104	Potencia Activa Fase S	24	200	0
Isabela-34kV	MVTR00104	Potencia Activa Fase T	25	200	0
Isabela-34kV	MVPR00204	Potencia Reactiva Fase R	26	200	0
Isabela-34kV	MVSR00204	Potencia Reactiva Fase S	27	200	0
Isabela-34kV	MVTR00304	Potencia Reactiva Fase T	28	200	0
Isabela-34kV	FDP00204	Factor de Potencia Fase R	29	200	0
Isabela-34kV	FDP00304	Factor de Potencia Fase S	30	200	0
Isabela-34kV	FDP00404	Factor de Potencia Fase T	31	200	0

Figura 6.27 – SCADA Survalent, puntos SCADA

Con la configuración del SCADA, bastó comprobar que la relación de datos a solicitar al software AXS4 MMS, es la información que el software AXS4 MMS recibe de cada uno de los dispositivos.

Posteriormente al desarrollo de la Base de Datos SCADA, se realizó la creación de la Interfaz Gráfica, la cual es la representación gráfica del sistema SCADA integrado, esta interfaz es generalmente utilizada para una mayor facilidad de la lectura y operación de datos.

Para la realización de nuestro proyecto, se realizó la representación gráfica de cada uno de los circuitos, mostrando la información que fue configurada en la base de datos.

En la siguiente figura 6.28, se muestra la interfaz gráfica desarrollada para el circuito de Norte 1 - 34.5kV.

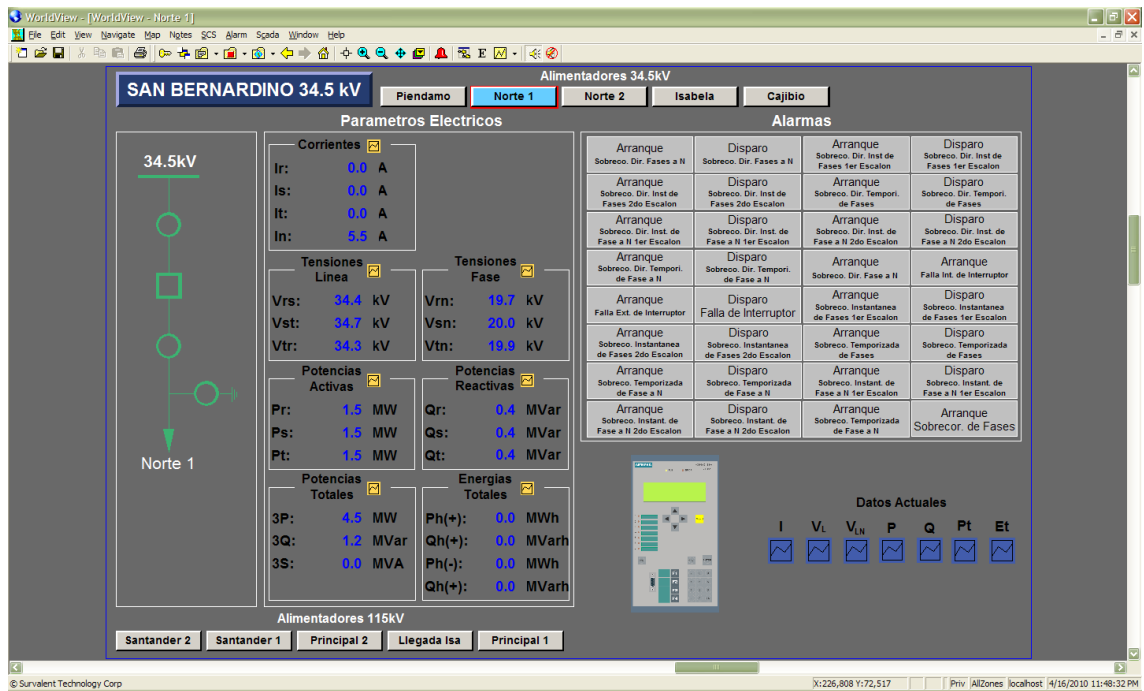


Figura 6.28 – SCADA Survalent, Interfaz Grafica WorldView

Con toda la configuración realizada se procedió a ejecutar las pruebas operativas del sistema, para comprobar el funcionamiento general del sistema SCADA implementado.

- Dimensionamiento del Sistema SCADA

De acuerdo a lo calculado en la cantidad de relés a implementar (8 relés SIEMENS), luego de configuradas las variables en los equipos a integrar al sistema SCADA, se realizó la siguiente distribución de variables:

Para los relés SIEMENS 7SA61 y 7SJ62, se crearon 70 variables de tipo STATUS (binarios), que son agrupados de acuerdo a lo siguiente:

59 variables para las alarmas de protección, que generalmente son de dos tipos, de tipo arranque y de tipo disparo, en las cuales tenemos:

9 protecciones de Fase.

29 protecciones de distancia.

21 protecciones de Sobrecorriente.

2 variables para el estado del Interruptor, se considera 2 variables debido a que el Interruptor muestra 4 estados (00: transito, 01: cerrado, 10: abierto y 11: error).

9 variables para mostrar algunos parámetros de los relés, entre estos parámetros tenemos:

2 Estado de los puertos.

1 Estado del modulo Ethernet.

1 Reinicio de los LED's frontales.

2 Reinicio del relé.

3 Estados del relé.

Todas las variables de estado consideradas son del tipo bool, es decir binarios (0 y 1).

En la siguiente tabla se presenta la relación de variables de estado.

Número	Nombre	Tipo	Descripción
1	IEDStatus	status (bool)	IED Status Point
2	DEV00106	status (bool)	Estatus Interno Rele
3	DEV00206	status (bool)	Funciones de protección
4	RES00106	status (bool)	Reset del Rele
5	RES00206	status (bool)	Reinicio del Rele
6	RES00306	status (bool)	Reset de LEDs frontales
7	ETH00106	status (bool)	Modulo Ethernet

8	ETH00206	status (bool)	Puerto Ethernet #1
9	ETH00306	status (bool)	Puerto Ethernet #2
10	INT00103	status (bool)	Interruptor
11	INT00203	status (bool)	Interruptor
12	PRO00101	status (bool)	Protecciones – Pickup
13	PRO00201	status (bool)	Protecciones Fase R – Pickup
14	PRO00301	status (bool)	Protecciones Fase S – Pickup
15	PRO00401	status (bool)	Protecciones Fase T – Pickup
16	PRO00501	status (bool)	Protecciones Neutro – Pickup
17	PRO00202	status (bool)	Protecciones Fase R – Trip
18	PRO00302	status (bool)	Protecciones Fase S – Trip
19	PRO00402	status (bool)	Protecciones Fase T – Trip
20	PRO00102	status (bool)	Protecciones – Trip
21	F21OF	status (bool)	Distancia
22	F21BL	status (bool)	Distancia
23	F21AC	status (bool)	Distancia
24	F2101	status (bool)	Distancia – Pickup
25	F21R01	status (bool)	Distancia Fase R – Pickup
26	F21S01	status (bool)	Distancia Fase S – Pickup
27	F21T01	status (bool)	Distancia Fase T – Pickup
28	F21N01	status (bool)	Distancia Neutro – Pickup
29	F21RN01	status (bool)	Distancia RN – Pickup
30	F21SN01	status (bool)	Distancia SN – Pickup
31	F21RS01	status (bool)	Distancia RS – Pickup
32	F21RSN01	status (bool)	Distancia RSN – Pickup

33	F21TN01	status (bool)	Distancia TN – Pickup
34	F21TR01	status (bool)	Distancia TR – Pickup
35	F21TRN01	status (bool)	Distancia TRN – Pickup
36	F21ST01	status (bool)	Distancia ST – Pickup
37	F21STN01	status (bool)	Distancia STN – Pickup
38	F21RST01	status (bool)	Distancia RST – Pickup
39	F21RSTN01	status (bool)	Distancia RSTN – Pickup
40	F2102	status (bool)	Distancia – Trip
41	F21RST02	status (bool)	Distancia RST – Trip
42	F21Z1SF02	status (bool)	Distancia Zona 1 Monofásica – Trip
43	F21Z1MF02	status (bool)	Distancia Zona 1 Multifásica – Trip
44	F21Z1BSF02	status (bool)	Distancia Zona 1B Monofásica – Trip
45	F21Z1BMF02	status (bool)	Distancia Zona 1B Multifásica – Trip
46	F21Z202	status (bool)	Distancia Zona 2 – Trip
47	F21Z302	status (bool)	Distancia Zona 3 – Trip
48	F21Z402	status (bool)	Distancia Zona 4 – Trip
49	F21Z502	status (bool)	Distancia Zona 5 – Trip
50	F50HSOF	status (bool)	Sobrecorriente Instantánea de Alta Velocidad
51	F50HSBL	status (bool)	Sobrecorriente Instantánea de Alta Velocidad
52	F50HSAC	status (bool)	Sobrecorriente Instantánea de Alta Velocidad
53	F50HS01	status (bool)	Sobrecorriente Instantánea de Alta Velocidad – Pickup
54	F50HSR01	status (bool)	Sobrecorriente Instantánea de Alta Velocidad Fase R – Pickup
55	F50HSS01	status (bool)	Sobrecorriente Instantánea de Alta Velocidad Fase S – Pickup
56	F50HST01	status (bool)	Sobrecorriente Instantánea de Alta Velocidad Fase T – Pickup
57	F50HSRST01	status (bool)	Sobrecorriente Instantánea de Alta Velocidad RST – Pickup

58	F50N51NOF	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra
59	F50N51NBL	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra
60	F50N51NAC	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra
61	F50N51N01	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra – Pickup
62	F50N101	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra Instantánea 1er Escalón – Pickup
63	F50N201	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra Instantánea 2do Escalón - Pickup
64	F50N301	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra Instantánea 3er Escalón – Pickup
65	F51N01	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra Temporizada – Pickup
66	F50N51N02	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra – Trip
67	F50N102	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra Instantánea 1er Escalón – Trip
68	F50N202	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra Instantánea 2do Escalón – Trip
69	F50N302	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra Instantánea 3er Escalón – Trip
70	F51N02	status (bool)	Sobrecorriente Fase a Tierra Temporizada – Trip

Tabla 6.2 – Relación de variables de estado

Para la consideración de las variables tipo analógicas (25 en total por cada relé a integrar), se tomó en cuenta variables que son agrupadas de la siguiente manera:

6 variables de lectura de las corrientes

10 variables de lectura de las tensiones

3 variables de potencia

1 variable del factor de potencia

1 variable de la frecuencia

4 variables de energía.

A excepción de las variables de energía que son variables de 32 bits unsigned, las demás variables analógicas son variables de 16 bits unsigned.

En la siguiente tabla se presenta la relación de variables analógicas.

Número	Nombre	Tipo	Descripción
1	IRN00104	analog (16 bits unsigned)	Corriente Fase R
2	ISN00104	analog (16 bits unsigned)	Corriente Fase S
3	ITN00104	analog (16 bits unsigned)	Corriente Fase T
4	3IO00104	analog (16 bits unsigned)	Corriente Secuencia Zero
5	I100104	analog (16 bits unsigned)	Corriente Secuencia Positiva
6	I200104	analog (16 bits unsigned)	Corriente Secuencia Negativa
7	VRN00104	analog (16 bits unsigned)	Tensión Fase R
8	VSN00104	analog (16 bits unsigned)	Tensión Fase S
9	VTN00104	analog (16 bits unsigned)	Tensión Fase T
10	VRS00104	analog (16 bits unsigned)	Tensión Línea RS
11	VST00104	analog (16 bits unsigned)	Tensión Línea ST
12	VTR00104	analog (16 bits unsigned)	Tensión Línea TR
13	VH00104	analog (16 bits unsigned)	Tensión Homopolar
14	VO00104	analog (16 bits unsigned)	Tensión Secuencia Zero
15	V100104	analog (16 bits unsigned)	Tensión Secuencia Positiva
16	V200104	analog (16 bits unsigned)	Tensión Secuencia Negativa
17	MWG00104	analog (16 bits unsigned)	Potencia Activa
18	MVR00404	analog (16 bits unsigned)	Potencia Reactiva
19	MVA00404	analog (16 bits unsigned)	Potencia Aparente
20	FDP00104	analog (16 bits unsigned)	Factor de Potencia

21	HZT00104	analog (16 bits unsigned)	Frecuencia
22	EAE00104	analog (32 bits unsigned)	Energía Activa Entregada
23	ERE00104	analog (32 bits unsigned)	Energía Reactiva Entregada
24	EAR00104	analog (32 bits unsigned)	Energía Activa Recibida
25	ERR00104	analog (32 bits unsigned)	Energía Reactiva Recibida

Tabla 6.3 – Relación de variables analógicas

Es decir sumando en total la cantidad de variables de estado y variables analógicas, por cada relé se utilizan 95 variables, que multiplicado por la cantidad de relés a integrar, se tiene un total de 760 variables.

Luego de dimensionada la cantidad de variables a integrar de los relés, también debemos considerar 40 variables que son consideradas del tipo pseudopuntos, esto debido a que son variables que no son telemedidas, variables propias del SCADA que servirán para brindar orden y agrupación del sistema, por ejemplo variables para agrupar las variables de los relés por estaciones, y variables para los cálculos de sumas de energías, suma de corrientes, suma de energías, etc.

En total considerando una cierta cantidad de variables de respaldo y la proyección de crecimiento de la Subestación, se consideraron 2000 variables para el sistema SCADA, con lo cual se realiza la cotización del sistema SCADA teniendo en cuenta la cantidad de variables (tags).

6.2 Integración ICCP del Sistema SCADA

Para la integración ICCP del Sistema SCADA, se partió de la integración SCADA ya desarrollada. El SCADA Survalent posee el módulo de comunicación del protocolo

ICCP, es por lo que se realizó una simulación de una entidad cliente que solicita la información del SCADA (Servidor) para que se le brinde vía el protocolo ICCP.

6.2.1 Configuración del Sistema SCADA ICCP

Para la configuración del sistema SCADA ICCP, nos dirigimos a la opción de Data Exchange. En la siguiente figura 6.29, ubicamos la opción Data Exchange en la raíz de opciones del Scada Explorer.

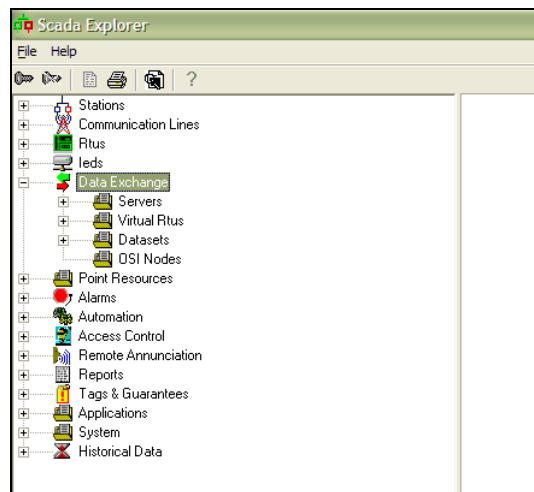


Figura 6.29 – SCADA Survalent, Data Exchange

Dado que el Sistema SCADA realiza la función de servidor de datos, se configuró paso a paso lo siguiente:

- Configuración de Nodos, para la función de Servidor ICCP, se configuró el nodo local y el nodo remoto, considerando los parámetros de transmisión ICCP. En la siguiente figura 6.30, observamos la configuración de nodos en el Scada Explorer; también, se observan la configuración de los parámetros de sintonía.

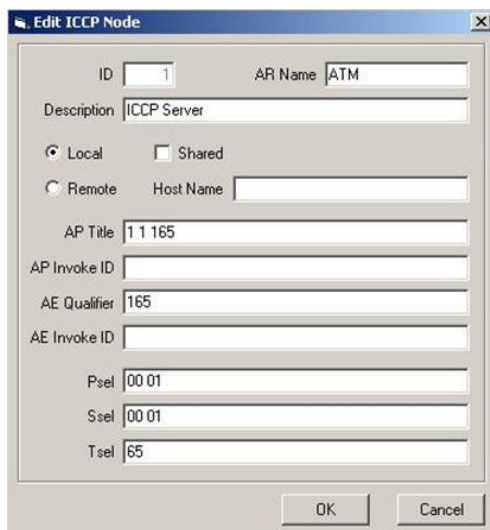


Figura 6.30 – SCADA Survalent, configuración de Nodos

- Configuración del Servidor ICCP, se configuró el nombre de la tabla bilateral, los nodos, la versión del protocolo ICCP (ambos extremos deben poseer la misma versión). En la siguiente figura 6.31, se observa la configuración del servidor ICCP en el Scada Explorer.

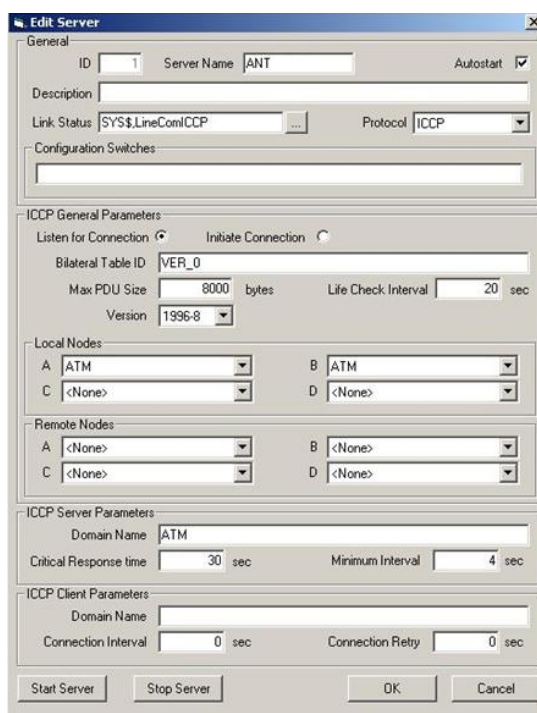


Figura 6.31 – SCADA Survalent, configuración Servidor ICCP

- Configuración de Dataset y RTU Virtual, se configuró ambos campos, en los cuales están los puntos a ser transmitidos. Como se aprecia en la siguiente figura 6.32, se crea primero el dataset, luego con este dato se procede a crear la RTU Virtual haciendo referencia al Servidor ICCP y al dataset.

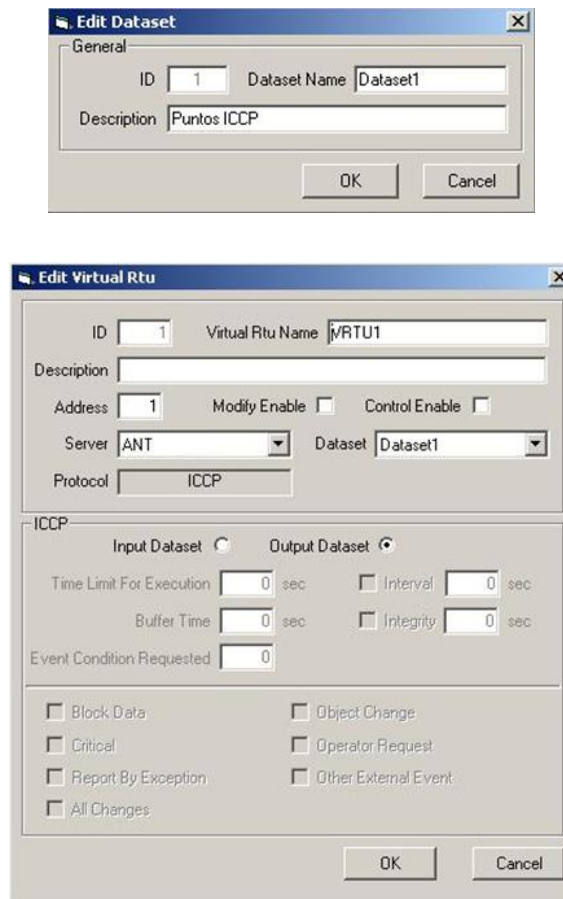


Figura 6.32 – SCADA Survalent, configuración Dataset y Virtual RTU

- Configuración de puntos, uno a uno se configuró que puntos son enviados al cliente ICCP, es en este campo en el que se renombró al punto para que de esta manera se amolde a las necesidades del cliente.

En la figura 6.33, se observa en primer lugar la selección del punto, luego se renombra al punto para que posteriormente sea enviado al cliente ICCP.

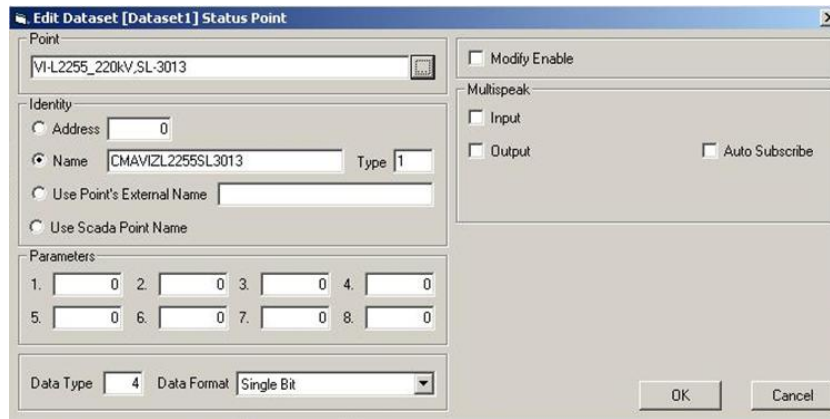


Figura 6.33 – SCADA Survalent, configuración de punto ICCP

Para la implementación de este proyecto, solamente se habilitó al cliente ICCP la posibilidad de leer los valores analógicos y de estado; además tenemos que tener en cuenta que solamente se utilizó el protocolo ICCP de manera simple; es decir, el servidor envía los datos al cliente, y el cliente nunca envía datos al servidor, en otras palabras, no de manera bilateral.

Para el funcionamiento del protocolo ICCP y el protocolo IEC 61850, en un mismo servidor, se utilizó la herramienta AXS4 MMS, como servicio de Windows.

6.3 Pruebas de Integración IEC 61850 e ICCP

Con la configuración de todos los componentes de nuestro sistema SCADA IEC 61850 / ICCP, se procedió a realizar las siguientes pruebas:

- Lectura de datos IEC 61850 utilizando el software AXS4 MMS.
- Transformación del protocolo IEC 61850 a OPC.
- Lectura de datos OPC utilizando el software SCADA Survalent.
- Envío de datos ICCP utilizando el software SCADA Survalent.

- Generación de eventos analógicos.
- Generación de cambios de estado de equipos de patio.

En todas estas pruebas se utilizó la función de estampado de tiempo habilitada, para que de esta manera se calculen los retardos de tiempo en la transmisión de datos, desde que ocurre la maniobra.

CAPITULO 7: RESULTADOS

7.1 Resultados de las Pruebas Realizadas

Luego de realizadas las pruebas se obtuvieron los siguientes resultados:

- Se logró concretar satisfactoriamente la lectura de datos IEC 61850 usando el software AXS4 MMS, observando que a nivel Ethernet y con 8 dispositivos conectados en línea, la saturación del medio de comunicación no se ve afectada, considerando los periodos de muestreo integral de cada dispositivo cada 0,1 segundos.
- Se logró concretar satisfactoriamente la transformación de datos del protocolo IEC 61850 a OPC, observando que la integridad de la data no es afectada. Así mismo se vio que incluso el estampado de tiempo se mantiene luego de la transformación.
- Se logró concretar satisfactoriamente la lectura de datos OPC usando el software SCADA Survalent. La data OPC es leída por el SCADA teniendo en consideración el estampado de tiempo que el protocolo IEC 61850 le asignó.
- Se concretó satisfactoriamente el envío de datos al cliente ICCP, observando que el estampado de tiempo con el que se envían los eventos, es el tiempo que fue asignado por el protocolo IEC 61850.
- Se comprobó la lectura desde el Sistema SCADA de los eventos analógicos generados en cada dispositivo IEC 61850. Así mismo se comprobó que estos eventos son enviados al cliente ICCP, en esta prueba se obtuvieron los siguientes tiempos (segundos).

Evento	tiempo min	tiempo max
Dispositivo IEC 61850 al software AXS4 MMS OPC	0.254	0.656
Del AXS4 MMS OPC al SCADA SURVALENT	0.325	1.058
Del SCADA SURVALENT al Cliente ICCP	0.430	1.210

Tabla 7.1 – Tiempos de retardo eventos analógicos

Como se observa en la tabla 7.1, los tiempos fueron obtenidos restando el tiempo de estampado que el SCADA asigna al evento al momento de llegar al SCADA, con el tiempo de estampa que el IED le puso al evento al momento de producido el evento.

De la misma manera se calculó los tiempos de retardo en el protocolo ICCP, se resto el tiempo de estampado que le pone el sistema SCADA del Cliente ICCP menos el tiempo de estampa que le asigna el SCADA servidor al momento del envío del evento.

Los tiempos obtenidos resultan ser muy óptimos para las integraciones de sistemas SCADA, teniendo en cuenta que en total el tiempo mínimo para el envío de datos al cliente ICCP desde ocurrido el evento analógico es de 1.009 segundos y el tiempo máximo de 2.924 segundos.

Se comprobó la lectura desde el Sistema SCADA ante la generación de cambios de estado de los equipos de patio, así mismo se comprobó que estos eventos son enviados al cliente ICCP, en esta prueba se obtuvieron los siguientes tiempos (segundos).

Evento	tiempo min	tiempo max
Dispositivo IEC 61850 al software AXS4 MMS OPC	0.180	0.453
Del AXS4 MMS OPC al SCADA SURVALENT	0.255	0.689
Del SCADA SURVALENT al Cliente ICCP	0.374	1.043

Figura 7.2 – Tiempos de retardo eventos de estado

De la misma manera que en la prueba anterior los tiempos de respuesta fueron calculados con las diferencias de los estampados de tiempo de los IED's y de los sistemas SCADA.

Del mismo modo los tiempos obtenidos resultan ser muy óptimos para las integraciones de sistemas SCADA, teniendo en cuenta que en total el tiempo mínimo para el envío de datos al cliente ICCP desde ocurrido el evento de estado es de 0.809 segundos y el tiempo máximo de 2.185.

Finalmente se comprobó que con la utilización del software AXS4 MMS como servicio de Windows, se superó el conflicto entre la utilización del protocolo IEC 61850 y el protocolo ICCP en un mismo servidor.

CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

Luego de realizadas las pruebas correspondientes se concluye lo siguiente:

- El protocolo IEC 61850 puede ser integrado a sistemas SCADA utilizando las herramientas de transformación de protocolos, como es el caso del protocolo OPC.
- La integración del protocolo IEC 61850 y el protocolo ICCP pueden trabajar en un mismo servidor, teniendo en cuenta las configuraciones de servicios de Windows.
- Los tiempos de respuesta obtenidos son considerados óptimos para el intercambio de información en tiempo real entre sistemas SCADA.
- El estampado de tiempo que el protocolo IEC 61850 le asigna a los eventos de estado o analógico es perdurable, incluso hasta la transmisión de datos al cliente ICCP.
- El diseño de la arquitectura de la red LAN IEC 61850, te da la facilidad de proyección a futuro para la adición de nuevos dispositivos.
- Solamente algunos switch son diseñados para trabajar con la trama del protocolo IEC 61850.
- La interoperabilidad de los dispositivos IEC 61850 y la integración de estos al sistema SCADA, no son afectados por la operación de cada una de estas integraciones.
- Con la utilización del protocolo IEC 61850 la configuración de los dispositivos es más ordenada y clara.
- En la actualidad el protocolo ICCP, ofrece dos versiones 1996-8 y 2000-8, actualmente en el Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC), se utiliza la versión 1996-8 para la integración ICCP.
- Teniendo en cuenta los tiempos de la transmisión de datos de estado y analógicos, desde el mismo equipo de patio hacia el cliente ICCP, la implementación realizada es una buena alternativa para la implementación de sistemas SCADA.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABB – 2009
“IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substations”
2. Arthur Pereira Neto – Siemens Latinoamérica.
“Redes Ethernet en Subestaciones & La Norma Técnica”
Junio 2006
3. COES SINAC – Resolución Directoral N° 055-2007-EM/DGE
“Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)”
4. EPRI Project Manager - L. van der Zel
“Guidelines for Implementing Substation Automation Using IEC61850, the International Power System Information Modeling Standard”
Publicación: Diciembre 2004
5. Praxis Profiline – Vogel
“IEC 61850 – Global Standards IEC 61850 and IEC 61400’-25 widely accepted new perspectives in utility integration and automation”
Publicación: Abril 2007
6. Praxis Profiline – Vogel
“IEC 61850 - Standardization of electric power delivery systems”
Publicación: Agosto 2008
7. SIEMENS – 2009
“Case study - IEC61850 communications protocol”
8. Stuart A. Boyer
“SCADA Supervisory Control And Data Acquisition 3era Edition”
Publicación: Agosto 2005
9. SURVALENT Technology
“ICCP Scan Task”
Version 2009
10. UTC United Telecom Council & KEMA
“IEC61850”
Publicación: 2006
11. Manuales de configuración de los equipos SIPROTEC (SIEMENS)
12. Manuales de configuración del Sistema SCADA SURVALENT.
13. Manuales de configuración del Software DIGSI (SIEMENS).
14. Manuales de configuración del Software AXS4 MMS (SISCO).

15. Manual de configuración del switch RSG2100 (RUGGEDCOM).

16. Referencias Web:

<http://www.61850.com/>

<http://www.sisconet.com/>

<http://www.siemens.com/entry/es/es/>

<http://www.abb.com/>

<http://www.ge.com/>

<http://www.ruggedcom.com/>

<http://www.survalent.com/>

<http://www.opcfoundation.org/>

<http://www.ethicalhacker.net/>

<http://www.telmex.com.pe/>

RESUMEN

El informe de tesis presentado, se enfoca en el proceso de automatización de las Subestaciones Eléctricas, teniendo como principal objetivo la integración en los sistemas SCADA, de los equipos eléctricos que se encargan de la operación dentro de las subestaciones, estos equipos cuentan con diversos protocolos de comunicación, una vez concentrada la información de la subestación en el sistema SCADA, el siguiente paso a concretar es el envío de datos hacia el organismo regulador, que se encuentra en un punto remoto lejos de las subestaciones, esto se logra utilizando protocolos de comunicación diseñados para esta función. Todo este proceso requiere de una optimización en los tiempos de respuesta ante cualquier evento que pueda suceder en las subestaciones, y con esto una optimización en la operación de la generación, distribución y transformación de la energía eléctrica.

ANEXO A

En el siguiente anexo se presenta la carta emitida por la empresa en la que actualmente laboro, con la cual dan conformidad de mi participación en el proyecto descrito en este informe de tesis.



Lima, 27 de Setiembre del 2010

CPR-359-2010

Señores:
Universidad Ricardo Palma
Av. Benavides 5440 – Santiago de Surco

Atención : **Ing. Oscar Penny Cabrera**
Director de la Escuela de Electrónica

Asunto : **ABSOLUCIÓN DE OBSERVACIONES CONSTANCIA DE TRABAJO**

Referencia : **PROYECTO DE TESIS – "AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC 61850 Y EL IEC 61850 PARA EL ENVÍO DE DATOS"**

Estimado Ingeniero,

En atención a las observaciones presentadas por los jurados evaluadores del proyecto de Tesis de la referencia, y a solicitud de los jurados, se presenta este documento con el cual damos de conocimiento que durante el periodo comprendido entre los meses de octubre 2008 y febrero 2009, se realizaron los trabajos de automatización en la Subestación San Bernardino, durante todo este proceso el bachiller Marco Toscano Palacios, se encontró en la ciudad de Popayán, Colombia, desarrollando el proyecto en mención, con el cargo de Ingeniero de Proyectos Junior.

Sin otro en particular me despido reiterando los sentimientos de mi especial consideración.

Atentamente,

WNL MEDINA P.
Gerente General
PROCETRAPI S.A.C.

Calle Miguel Seminario 320 Of. 602
San Isidro – Lima Perú
Teléfonos : (511) 441-2292
(511) 441-3053
Fax : (511) 441-2925
E-mail : admin@procetradi.com
Url : www.procetradi.com