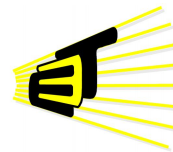


MODELADO Y SIMULACIÓN DE SUBESTACIONES: ANÁLISIS
INDIRECTO DE LAS VARIABLES ELÉCTRICAS EN ESTADO
ESTABLE Y TRANSITORIO

FABIÁN ANDRÉS ACEVEDO CARDOZO
LAURA CAMILA CALDERÓN SOTO
JUAN CAMILO GONZÁLEZ CASTILLO



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2013

MODELADO Y SIMULACIÓN DE SUBESTACIONES:
ANÁLISIS INDIRECTO DE LAS VARIABLES ELÉCTRICAS
EN ESTADO ESTABLE Y TRANSITORIO

FABIÁN ANDRÉS ACEVEDO CARDOZO
LAURA CAMILA CALDERÓN SOTO
JUAN CAMILO GONZÁLEZ CASTILLO

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director
HERMANN RAÚL VARGAS TORRES
Doctor Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2013

*A mis padres José y Esperanza, por el apoyo y sacrificio durante
estos años de estudio. Los quiero mucho.*

A mis hermanos Nicolás y Silvana.

*A mi familia, todos de alguna u otra forma contribuyeron
a mi formación profesional.*

Fabián

“... Never again is what you swore the time before ...”

*A mi madre Fanny y a mi abuela Emma por su amor,
paciencia y gran apoyo durante toda mi vida.*

A mi familia y amigos por creer en mí.

Juan Camilo

“Despegar es opcional, aterrizar es obligatorio”

A Dios, mis padres y mi hermana, que son el soporte de mi vida.

Igualmente dedico mi trabajo a la memoria del científico

*Nikola Tesla, por recordarme lo importante que es creer en sí mismo,
afrontar las adversidades y hacer lo que deseas con pasión en pro de la humanidad.*

Laura Camila

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director, el profesor Hermann Vargas, por su buena disposición y acompañamiento durante el desarrollo de este trabajo de grado.

A los ingenieros desarrolladores de la librería *OpenIEC61850*, especialmente a Michael Zillgith del Fraunhofer ISE, por atender desinteresadamente nuestras inquietudes.

Al ingeniero Iván Serna por sus aportes durante la etapa de simulación.

A *ASE Systems Inc.*, por otorgarnos la licencia del software *Visual SCL* para la etapa de modelado.

A los Profesores de la *E³T*, por todo el conocimiento transmitido durante estos años.

A nuestros amigos, por los momentos que ya sabemos.

Los autores

“No creo que haya alguna emoción más intensa para un inventor que ver alguna de sus creaciones funcionando. Esa emoción hace que uno se olvide de comer, de dormir, de todo” (Nikola Tesla)

Índice general

INTRODUCCIÓN	23
1. GENERALIDADES	27
1.1. Equipos primarios localizados en las subestaciones (transmisión y distribución)	27
1.2. El papel que juega el sistema de automatización de subestaciones en el control del sistema de potencia	28
1.2.1. Funciones locales en las subestaciones	29
1.3. Funciones de automatización de subestaciones	30
1.3.1. Conexión de proceso	30
1.3.2. Funciones operativas	31
1.3.3. Funciones de supervisión y monitorización	31
1.3.4. Funciones de control	32
1.3.5. Principales funciones de protección	33
2. EL ESTÁNDAR IEC 61850	35
2.1. Modelos de información del sistema de automatización de subestaciones . .	36
2.1.1. Aplicaciones modeladas mediante nodos lógicos	39
2.1.2. Los modelos de información presentados a través de una estructura jerárquica	40
2.2. Los servicios para el intercambio de la información	43
2.3. Mapeo de servicios hacia protocolos de comunicación concretos	44

3. MODELADO DE SUBESTACIONES SIGUIENDO EL ESTÁNDAR IEC 61850	46
3.1. Modelo de Subestación	48
3.2. Modelo de Producto (IED)	49
3.3. El modelo del sistema de comunicaciones	49
3.4. Modelado de la subestación propuesta	51
4. SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA PROPUESTO: ANÁLISIS DE ESTADO ESTABLE Y TRANSITORIO	63
4.1. Simulación y análisis en estado estable	63
4.1.1. Parámetros de los elementos del sistema para la simulación en estado estable	64
4.1.2. Simulación en estado estable: flujo de potencia y fallas	66
4.2. Simulación y análisis en estado transitorio	69
4.2.1. Parámetros de los elementos del sistema para la simulación en estado transitorio	70
4.2.2. Simulación en estado transitorio: Fallas trifásicas sólidas	71
4.2.2.1. Falla trifásica sólida en la barra 3	72
4.2.2.2. Falla trifásica sólida en la barra 4	76
4.2.2.3. Falla trifásica sólida despejada en la barra 3	80
5. IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN UN MODELO DE COMUNICACIÓN CLIENTE-SERVIDOR	81
5.1. Funcionamiento de la librería <i>OpenIEC61850</i>	82
5.2. Implementación del servidor a la subestación propuesta	82
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	91
6.1. Observaciones y conclusiones	91
6.2. Recomendaciones	92
BIBLIOGRAFÍA	93

A. TIPOS DE NODOS LÓGICOS INSTANCIABLES	95
B. MANUAL DE USUARIO DE LA LIBRERÍA <i>OpenIEC61850</i>	98
B.1. Funcionamiento de la librería <i>OpenIec61850</i> usando el intérprete de comandos	99
B.1.1. Funcionamiento del servidor	99
B.1.2. Funcionamiento del cliente	100
B.2. Funcionamiento de la librería <i>OpenIec61850</i> usando Eclipse	103

Índice de figuras

1.1. Control jerárquico de un sistema de potencia.	29
1.2. Interfaz de proceso de una subestación.	30
1.3. Principales funciones de protección y su ubicación dentro de una subestación.	34
2.1. Enfoque conceptual de los modelos de información.	37
2.2. Esquema de un dispositivo lógico.	38
2.3. Nodos lógicos definidos en el estándar IEC 61850.	39
2.4. Clasificación de datos por categorías propuesto por IEC 61850.	41
2.5. Modelo de información propuesto por IEC 61850.	42
2.6. Los servicios propuestos por IEC 61850.	43
2.7. Mapeo de las comunicaciones propuesto por IEC 61850.	45
3.1. Sistema de potencia propuesto.	51
3.2. Subestación propuesta.	52
3.3. Diagrama UML de la estructura del esquema SCL	54
3.4. Configuración del elemento <i>Header</i>	54
3.5. Descripción del elemento <i>Substation</i>	56
3.6. Dispositivos lógicos modelados.	58
3.7. Descripción del elemento <i>Communication</i>	59
3.8. Plantilla de datos para el nodo lógico XSWI.	60
3.9. Atributos para el dato Pos contenidos dentro de la CDC DPC	61
3.10. Datos contenidos en el nodo lógico XSWI del dispositivo lógico CTBH.	61
3.11. Atributos del dato Pos del LN XSWI contenido en el LD CTBH.	62

4.1.	Parámetros por kilómetro de las líneas de transmisión	64
4.2.	Esquema del sistema de potencia en PowerWorld.	66
4.3.	Esquema de la simulación en estado transitorio.	70
4.4.	Corriente de falla en la barra 3.	72
4.5.	Corriente en la carga 1 debido a la falla en la barra 3.	73
4.6.	Corriente en la carga 2 debido a la falla en la barra 3	74
4.7.	Tensión en la carga 2 debido a la falla en la barra 3.	75
4.8.	Corriente de falla en la barra 4.	76
4.9.	Corriente en la carga 2 debido a la falla en la barra 4	77
4.10.	Corriente en la carga 1 debido a la falla en la barra 4.	78
4.11.	Tensión en la carga 1 debido a la falla en la barra 4.	79
4.12.	Tensión y corriente en la carga 2 debido al despeje de la falla en la barra 3.	80
5.1.	Concepto de DAType.	83
5.2.	BasicTypes	84
5.3.	Ejemplo de un dato.	85
5.4.	Instrucciones agregadas para crear DATypes.	85
5.5.	Instrucciones Agregadas para crear una lista de DATypes.	86
5.6.	Asignación de valores a los DATypes creados.	87
5.7.	Envío de datos desde el servidor.	87
5.8.	Server enviando el modelo de la subestación.	88
5.9.	Servidor enviando los valores de lso atributos.	88
5.10.	Cliente leyendo los atributos enviados por el server.	89
5.11.	Montaje de los laptops.	90
A.1.	Tipos de nodos lógicos creados.	96
A.2.	Tipos de datos creados para el modelado de la subestación.	97
B.1.	Edición del archivo “runSampleServer.bat”.	99
B.2.	Ejemplo del servidor en ejecución.	100
B.3.	Interfaz gráfica del ejemplo de cliente.	101

B.4. Interfaz gráfica del cliente conectado al servidor.	102
B.5. Consulta de datos de proceso usando la interfaz <i>ClientGUI</i>	103
B.6. Variables de entorno de JDK.	104
B.7. Editar la variable del sistema.	105
B.8. Ventana de diálogo para importar proyectos a Eclipse.	105
B.9. Ventana para importar proyectos a Eclipse desde un directorio.	106
B.10. Ventana para especificar el directorio raíz del proyecto.	107
B.11. Ventana para seleccionar los proyectos de la librería.	108
B.12. Explorador de proyectos de Eclipse.	109
B.13. Ejecutar el servidor de <i>OpenIEC61850</i> en Eclipse.	110
B.14. Servidor <i>OpenIEC61850</i> ejecutandose en Eclipse.	110
B.15. Archivo “SampleServer.launch”.	111

Índice de tablas

3.1. Nodos logicos empleados para el modelado.	57
4.1. Parámetros de las líneas de transmisión utilizados en PowerWorld.	65
4.2. Parámetros de los transformadores.	65
4.3. Parámetros de los generadores.	65
4.4. Parámetros de las cargas.	66
4.5. Resultados del flujo de carga.	67
4.6. Corriente de falla en la barra “BUS3”.	67
4.7. Tensiones del sistema debido a la falla en la barra “BUS3”.	68
4.8. Corriente de falla en la barra “BUS4”.	68
4.9. Tensiones del sistema debido a la falla en la barra “BUS4”.	69

Glosario y abreviaturas

- ACSI (Abstract Communication Service Interface). Interfaz abstracta que describe la comunicación entre un cliente y un servidor remoto para la recuperación y acceso de datos en tiempo real, control de dispositivos, reporte y almacenamiento de eventos, entre otros.
- ATP (Alternative Transient Program) .
- CT (Transformador de Corriente).
- EPRI (Electric Power Research Institute).
- GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event). Multiemisión de datos de alta velocidad, que comúnmente contiene información binaria.
- HMI (Interfaz Hombre Máquina).
- IEC (International Electronic Commission).
- IED (Intelligent Electronic Device). Es cualquier dispositivo con uno o más procesadores con la capacidad de enviar y recibir datos hacia una fuente externa. Además de realizar funciones de control, protección, monitoreo y comunicación.
- IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers).
- Interoperabilidad. Es la habilidad de que dos o más IED's del mismo o diferente fabricante, puedan intercambiar información y emplearla para la correcta operación.
- ISO (Organización Internacional de Normalización).
- LD (Logical Device). Agrupación de varios nodos lógicos. Se implementan en dispositivos físicos.

- LGPL (GNU Lesser General Public License). Es una licencia de software creada por la Free Software Foundation que pretende garantizar la libertad de compartir y modificar el software cubierto por ella, asegurando que el software es libre para todos sus usuarios.
- LN (Logical Node). Resultado de descomponer las funciones de la aplicación en entidades más pequeñas, las cuales son empleadas para el intercambio de información.
- MMS (Multimedia Messaging system). Estándar de mensajería que permite comunicarse con el IED desde la red LAN. Utiliza el stack OSI (7capas) para realizar la comunicación.
- OSI (Open System Interconnection). Marco de referencia para la definición de arquitecturas en la interconexión de los sistemas de comunicaciones.
- PC (Computador Personal).
- PT (Transformador de Potencial).
- Red LAN (Local Area Network). Red de comunicaciones que típicamente cubre el área de un edificio o pequeña fábrica.
- SAS (Sistema de Automatización de Subestaciones).
- SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Software para supervisar procesos industriales a distancia. Facilita la retroalimentación en tiempo real con los dispositivos de campo (sensores y actuadores). Provee de toda la información que se genera en el proceso productivo (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.) y permite su gestión e intervención.
- SCL (Substation Configuration description Language). Lenguaje empleado para la descripción de la configuración de los IEDs presentes en las subestaciones eléctricas.
- SCSM (Specific Communication Service Mapping). Procedimiento normalizado que provee el mapeo concreto de los servicios ACSI en un protocolo determinado.
- TCP/IP Protocolos de red en los que se basa Internet, Protocolo de Control de Transmisión TCP y Protocolo de Internet IP. Sirve para enlazar computadoras que utilizan diferentes sistemas operativos.

- XML (eXtensible Markup Language). Lenguaje de etiquetado utilizado para almacenar datos en forma legible.

Resumen

TÍTULO: MODELADO Y SIMULACIÓN DE SUBESTACIONES: ANÁLISIS INDIRECTO DE LAS VARIABLES ELÉCTRICAS EN ESTADO ESTABLE Y TRANSITORIO*

AUTORES: FABIÁN ACEVEDO CARDOZO, CAMILA CALDERÓN SOTO, JUAN GONZÁLEZ CASTILLO**

PALABRAS CLAVES: Alternative Transients Program, automatización de subestaciones, IEC 61850, PowerWorld.

DESCRIPCIÓN:

Los protocolos de comunicación propietarios empleados por los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) en los sistemas de automatización de subestaciones (SAS) hacían costosa e ineficiente la integración de dispositivos de diversos fabricantes a dicho sistema. Debido a las necesidades de la industria de crear un protocolo de comunicación estándar que soporte la interoperabilidad entre IEDs de distintos fabricantes, el comité técnico 57 del IEC y el EPRI desarrollaron conjuntamente un estándar para los sistemas y redes de comunicación en las subestaciones, el IEC 61850.

Este trabajo de grado se basa en el modelado de una subestación eléctrica siguiendo el estándar IEC 61850, el cual permite consultar remotamente el valor de las variables eléctricas de la subestación. Para ello se implementó el protocolo dentro de un modelo de comunicación cliente-servidor.

Adicionalmente, los datos de proceso de la subestación fueron obtenidos a través de la simulación de un sistema de potencia en estado estable y transitorio. Los eventos transitorios del sistema de potencia fueron provocados por fallas trifásicas sólidas, y los resultados obtenidos fueron analizados y contrastados.

*Proyecto de grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director Dr. Hermann Raúl Vargas Torres.

Abstract

TITLE: MODELING AND SIMULATION OF SUBSTATIONS: INDIRECT ANALYSIS OF ELECTRICAL VARIABLES IN STEADY AND TRANSIENT STATE .*

AUTHORS: FABIÁN ACEVEDO CARDOZO, CAMILA CALDERÓN SOTO, JUAN GONZÁLEZ CASTILLO**

KEY WORDS: Alternative Transients Program, Substation Automation System, IEC 61850, PowerWorld..

DESCRIPTION:

The owner communication protocols used by intelligent electronic devices (IEDs) in substations automation systems (SAS) made inefficient and expensive the integration of devices produced by different manufacturers to the system. Due to the industrial requirements of making a standard communication protocol that supports the interoperability between IEDs of different manufacturers, the technical committee 57 of the IEC and EPRI developed jointly a standard to the systems and communication networks in the substations, the IEC 61850.

This thesis degree is based on modeling of an electrical substation following the standard IEC 61850, which allows remotely get monitor the values of the electrical variables in the substation. To carry out was implemented the protocol inside a client-server communication model.

Additionally, process data of the substation were taken through the power system simulation in steady and transitory state. The transitory events of the power system were caused by three-phase faults and the results were analyzed and contrasted.

*Degree Project

**Faculty of physical and mechanical engineering. School of Electrical Engineering. Director Dr. Hermann Raúl Vargas Torres.

INTRODUCCIÓN

La implementación de sistemas de automatización en las subestaciones es una inversión de alto costo que tienen que asumir las compañías eléctricas. Uno de los principales objetivos de la automatización de subestaciones es la gestión eficiente de sistema de potencia mediante el control de la relación producción-consumo. Actualmente, los protocolos de comunicación entre los dispositivos electrónicos que conforman el SAS son privativos (propios de cada fabricante), lo cual acarrea varios inconvenientes para dicho sistema. Uno de estos es la interoperabilidad de los IEDs, esto significa que dispositivos de distintos fabricantes que cumplen las mismas funciones dentro del SAS no pueden operar dentro del mismo, lo cual obliga a las compañías a tener que usar dispositivos de un único fabricante para cualquier reemplazo de los mismos. En algunos casos, se usan costosos convertidores de protocolo para garantizar la interoperabilidad de los IEDs (R. E. Mackiewicz, 2006). Otro inconveniente y quizá el más importante es la implementación de nuevas funciones de automatización debido a ampliaciones de la subestación, esto implica de nuevo un alto costo en el SAS.

Para hacer frente a estos problemas el EPRI investigaba la posibilidad de crear un estándar para sistemas de comunicación en subestaciones, por otro lado y de manera independiente, el comité técnico 57 de la IEC trabajaba en pro del mismo objetivo. Finalmente en 1997 decidieron unir esfuerzos y el resultado de su trabajo fue el estándar IEC 61850 para las redes y sistemas de comunicación en las subestaciones.

El estándar IEC 61850 permite mediante un modelo orientado a objetos, describir los dispositivos presentes en el SAS, sus funciones, interfaces de comunicación entre ellos para llevar a cabo las diversas tareas de automatización. En este trabajo de grado se modelará una subestacion eléctrica siguiendo el estándar IEC 61850, el cual brinda unas ventajas para la comunicación de los dispositivos dentro de la subestación, las cuales serán aprovechadas para acceder a las variables eléctricas en los barrajes de un sistema de

potencia (subestaciones) desde un PC (gestor del sistema) durante una simulación estado transitorio del sistema de potencia. La simulación será realizada en ATP (Alternative Transient Program) y el estado de las variables se podrá consultar a través de la interfaz gráfica *clientGUI* de la librería *OpenIEC61850*.

Formulación y declaración del problema

La gran cantidad existente de protocolos de comunicación propietarios desarrollados por cada fabricante para el equipo secundario en las subestaciones condujeron a ciertos inconvenientes que afectaban al SAS. La no interoperabilidad de los dispositivos de distintos fabricantes hacen que las empresas del sector tengan que ligarse a un solo fabricante de dispositivos, inclusive, cuando se expande la capacidad de la subestación y se necesitan implementar nuevas funciones de automatización, los problemas de comunicación de dispositivos vuelven a aparecer. El mismo caso se presenta cuando las subestaciones se modernizan o cuando se requiere un reemplazo de algún dispositivo. Según (R. E. Mackiewicz, 2006), las experiencias de la industria han demostrado la necesidad y la oportunidad de desarrollar protocolos estándar de comunicación, los cuales soportarían la interoperabilidad de IEDs de distintos fabricantes. Además el estándar de comunicación debe garantizar, entre otras cosas, las siguientes características:

- Todo el perfil de comunicación se base en estándares de comunicación existentes IEC / IEEE / ISO / OSI. Los protocolos usados sean abiertos y apoyen dispositivos autodescriptivos. Además debe ser posible agregar nuevas funcionalidades.
- El estándar se basa en objetos de datos relacionados con las necesidades de la industria de la energía eléctrica.
- La sintaxis y la semántica de comunicación se basan en el uso de los objetos de datos comunes relacionados con el sistema de potencia.
- El estándar de comunicación debe considerar las implicaciones de la subestación al ser un nodo en la red eléctrica, es decir, que el SAS es uno de los elementos en el sistema de control de potencia general.

Para alcanzar las metas planteadas anteriormente fue desarrollado el estándar IEC 61850 para las redes y sistemas de comunicación en las subestaciones. Cabe resaltar que el

estándar no solo define el protocolo general de comunicación sino que proporciona toda una arquitectura de comunicación dentro de la subestación basada en el modelado de objetos, datos, servicios, entre otros.

Objetivos

Objetivo general

Modelar y simular una subestación eléctrica en estado estable y transitorio.

Objetivos específicos

- Se modelará y simulará el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia en estado estable y transitorio, teniendo acceso a las variables eléctricas en los barrajes (subestaciones).
- La subestación será modelada por un PC siguiendo el estándar IEC 61850.
- Se utilizará la herramienta gráfica *ClientGUI* de la librería *OpenIEC61850* encargada de recoger lo propuesto en los objetivos anteriores.

Organización del documento

El documento está conformado por seis capítulos y dos apéndices.

En el capítulo 2 se hace un breve resumen de los equipos ubicados en las subestaciones y se tratan algunos aspectos de los sistemas de automatización de subestaciones.

En el capítulo 3 se presenta el estándar IEC 61850, los principios y modelos para la estructura de comunicaciones en las subestaciones eléctricas.

En el capítulo 4 se profundiza en el modelado de subestaciones eléctricas propuesto por el estándar IEC 61850 y se describe el proceso utilizado para el modelamiento de la subestación propuesta en este trabajo de grado.

En el capítulo 5 se describen las simulaciones realizadas en estado estable y transitorio para el sistema de potencia, así como el análisis de los resultados.

En el capítulo 6 se presenta la librería *OpenIEC61850* encargada de implementar el protocolo de comunicaciones, y la forma en que esta fue utilizada para tener acceso remoto a las variables eléctricas de la subestación modelada.

En el apéndice A se presentan todos los tipos de nodos lógicos creados para el modelamiento de la subestación propuesta, así como todos los tipos de datos contenidos en estos últimos.

En el apéndice B se elaboró una guía de usuario para el uso de la librería *OpenIEC61850*.

Capítulo 1

GENERALIDADES

1.1. Equipos primarios localizados en las subestaciones (transmisión y distribución)

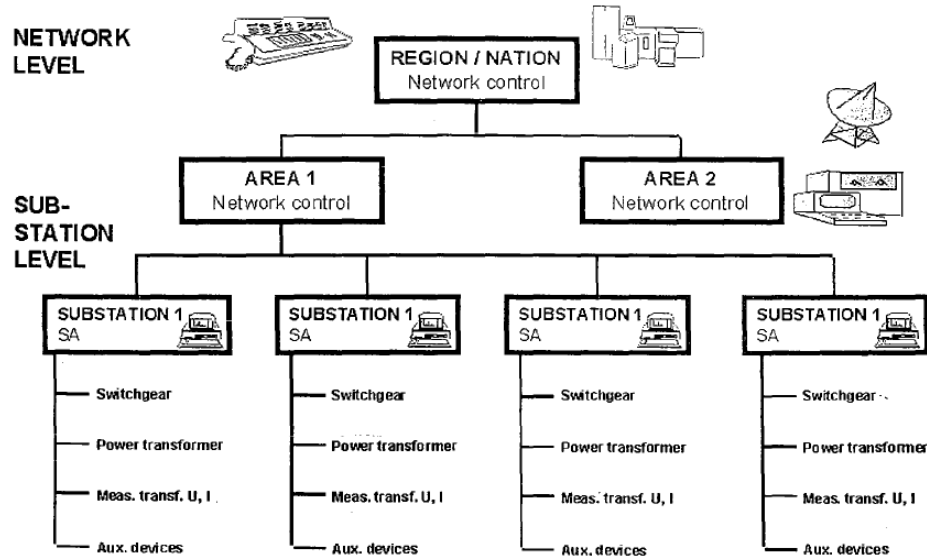
- Seccionador: dispositivo mecánico de conmutación el cual proporciona una distancia de aislamiento cuando está abierto. Es capaz de abrir o cerrar un circuito siempre y cuando la corriente a interrumpir sea de un valor insignificante; o que la maniobra, de apertura o cerrado, no implique un cambio significativo de voltaje en los terminales o polos del dispositivo.
- Interruptor: dispositivo mecánico de conmutación capaz de conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales de carga, además tiene la capacidad conducir e interrumpir corrientes bajo condiciones anormales, por ejemplo, un corto circuito; también conocido como disyuntor.
- Seccionador de puesta a tierra: dispositivo mecánico de conmutación para circuitos de puesta a tierra y corto circuito, es capaz de conducir corriente en condiciones anormales bajo un período de tiempo especificado, por ejemplo, un corto circuito.
- Transformador de potencial: elemento que proporciona una conexión segura entre los circuitos de alta tensión, al reducir notablemente su tensión en el secundario y aislarlo galvánicamente del primario. Es empleado para medir altas tensiones en las subestaciones a través de su devanado secundario, también se emplea para proveer las señales de tensión a los relés encargados de las protecciones del sistema.

- Transformador de corriente: elemento que transforma las altas corrientes de las subestaciones que circulan por su devanado primario, a valores manejables para equipos de medición y protección; a su vez brinda aislamiento galvánico entre los circuitos de alta y de baja tensión.
- Transformador de potencia: máquina eléctrica cuyo propósito es transferir la energía eléctrica entre sistemas de distintos niveles de tensión.
- Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS): dispositivo empleado para proteger los equipos importantes presentes en la subestación (especialmente los transformadores) contra sobretensiones provenientes de descargas atmosféricas y de algunas maniobras.

1.2. El papel que juega el sistema de automatización de subestaciones en el control del sistema de potencia

La gestión del sistema de potencia es un sistema de control jerárquico de múltiples niveles. En el nivel más alto suele estar, por ejemplo, el Centro Nacional de Despacho (CND), el cual gestiona todo el Sistema Interconectado Nacional. Subordinado al CND se encuentran en el siguiente nivel los Centros de Control Regional, los cuales gestionan el sistema en algunas regiones, y finalmente el nivel de control más bajo es el Sistema de Automatización de Subestaciones, el cual proporciona acceso directo a las variables del sistema de potencia. El sistema de control jerárquico se muestra en la figura 1.1.

Figura 1.1: Control jerárquico de un sistema de potencia.
Fuente: (Substation Automation Handbook, 2003)



Diversas funciones de control del sistema de potencia se llevan a cabo en los distintos niveles jerárquicos. Desde el punto de vista de la subestación, todas las funciones desempeñadas dentro de la misma se llaman *funciones locales* y las funciones llevadas a cabo en niveles superiores se llaman *funciones remotas*.

1.2.1. Funciones locales en las subestaciones

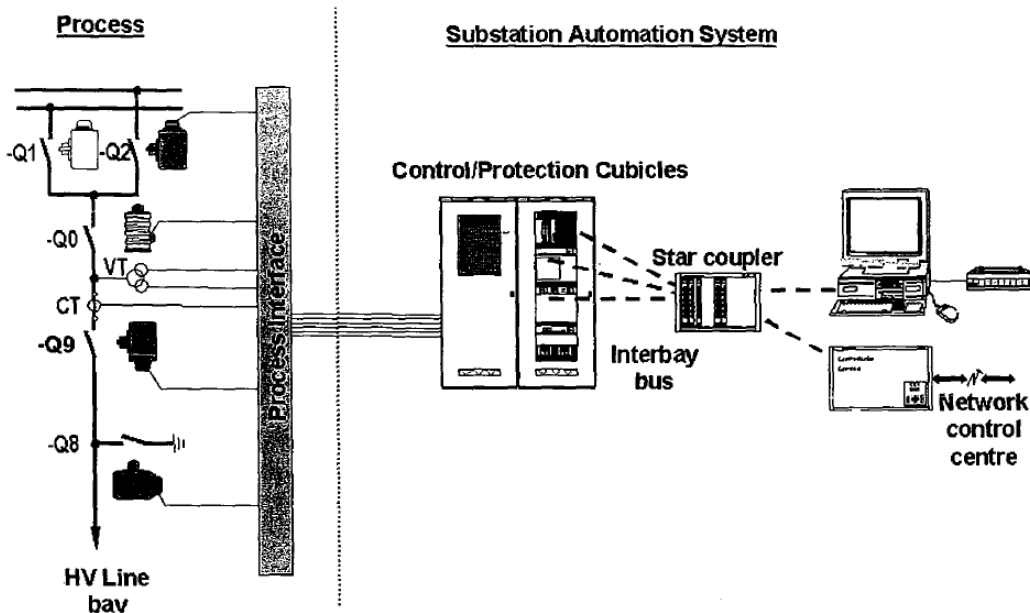
Las dos funciones locales más importantes dentro de la subestación son la adquisición de datos mediante los transformadores de instrumentación (PTs, CTs y otros sensores) y los cambios en los dispositivos de conmutación mediante comandos, por ejemplo, la apertura de un interruptor. Los valores de la frecuencia del sistema, la potencia reactiva y la potencia activa se pueden medir directamente desde el equipo primario o fuera de él. El operador que gestiona el sistema de potencia tiene la tarea de adquirir datos como tensión, corriente, flujo de carga y el estado de todas las cargas conectadas al sistema, esta tarea es llamada Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA). Muchos de los datos provenientes de SCADA se utilizan para llevar a cabo funciones locales de automatización y además controlar el flujo de potencia en los nodos del sistema de potencia (subestaciones).

1.3. Funciones de automatización de subestaciones

1.3.1. Conexión de proceso

El sistema de automatización y control de una subestación necesita datos de entrada del proceso y datos de salida para el control del mismo. La interfaz de proceso es la conexión entre los equipos de patio y el SAS para el control de la subestación. Un esquema general de la conexión de proceso se muestra en la figura 1.2.

Figura 1.2: Interfaz de proceso de una subestación.
Fuente: (Substation Automation Handbook, 2003)



Las entradas más importantes del proceso son las corrientes, las tensiones de los distintos equipos de patio, la posición de los dispositivos de conmutación y de los cambia tomas de los transformadores. Las salidas hacia el proceso más importantes son el control de los equipos de corte y seccionamiento, y de los cambia tomas de los transformadores. A continuación se describen brevemente estos conceptos.

- Corrientes y tensiones de los equipos de patio: se transmiten al SAS a través de los transformadores de instrumentación (PTs y CTs). La tensión nominal secundaria puede ser de 100 V, 110V o 200V de acuerdo con la tendencia europea, y de 115V, 120V o 230V de acuerdo con la tendencia americana. La corriente nominal secundaria

se puede seleccionar de 1A o de 5A (la norma IEC 60044-1 contempla también la posibilidad de 2A).

- Posiciones de los dispositivos de conmutación: existen contactos auxiliares acoplados a los contactos principales de los dispositivos de conmutación, con la ayuda del banco de baterías de la subestación, estos contactos auxiliares entregan información binaria del estado de los dispositivos de conmutación al SAS. El estado de un switch se indica normalmente mediante dos “bits”, uno para la posición “cerrado” y otro para la posición “abierto”. Cuando el bit de posición “cerrado” está alto indica que el dispositivo está cerrado, y cuando el bit de la posición “abierto” está alto indica que el dispositivo está abierto. Esta forma de representar el estado de un switch sirve para dispositivos cuyo tiempo de conmutación es relativamente largo, por ejemplo, un seccionador. Así, si un seccionador se encuentra en pleno movimiento, ambos bits estarán bajos, indicando este estado intermedio o de transición.
- Control de los dispositivos de conmutación: se controlan mediante comandos de salida hacia el proceso a través de relés, estos comandos son señales binarias las cuales hacen actuar directamente las bobinas de disparo de los relés.

1.3.2. Funciones operativas

Las funciones operativas son todas aquellas funciones que permiten a un operador controlar directamente la subestación. Son funciones típicas de SCADA: supervisión, control y adquisición de datos. Algunas funciones de adquisición de datos de ciertas subestaciones contienen ciertos atributos los cuales necesariamente no están dentro del sistema estándar industrial SCADA.

1.3.3. Funciones de supervisión y monitorización

Son funciones cuyos propósitos principales son:

- Mostrar el estado de los procesos, por ejemplo, el estado de los equipos de patio y del propio sistema de control.
- Informar acerca de posibles eventos peligrosos.

- Almacenar información para evaluaciones posteriores del desempeño de la subestación o para futuros análisis de fallas si estas llegaran a ocurrir.

Todas estas funciones excepto los registros de fallas o perturbaciones son funciones estándar de SCADA. Las funciones típicas de monitorización son:

- Gestión de eventos.
- Gestión de alarmas.
- Archivo y almacenamiento de datos.
- Grabación y recuperación de datos de perturbación y de fallas.
- Gestión de registros.

1.3.4. Funciones de control

Las funciones de control se emplean en el diario operar de la subestación. Dichas funciones se desempeñan vía HMI (interfaz humano máquina, por ejemplo, un teclado o un display), que están alojadas localmente en la subestación o incluso en una bahía, o remotamente en un centro de control. La HMI presenta al operador el estado de los procesos en la subestación y lo habilita para controlar los procesos. Las funciones de supervisión y monitorización se diferencian principalmente de las de control porque en las dos primeras se adquieren datos para el análisis del desempeño de la subestación, mientras que en las funciones de control se inician acciones directas sobre los procesos. Las funciones de control se usan ya sea para dirigir el flujo de potencia durante la operación normal de la subestación o para sacar a mantenimiento algún equipo primario. Las funciones de control habilitan a un operador o a una función automática para controlar dispositivos de conmutación, transformadores y cualquier equipo auxiliar en la subestación, por ejemplo:

- Abrir o cerrar un disyuntor o un seccionador.
- Aumentar o disminuir la posición de un tap de un transformador.

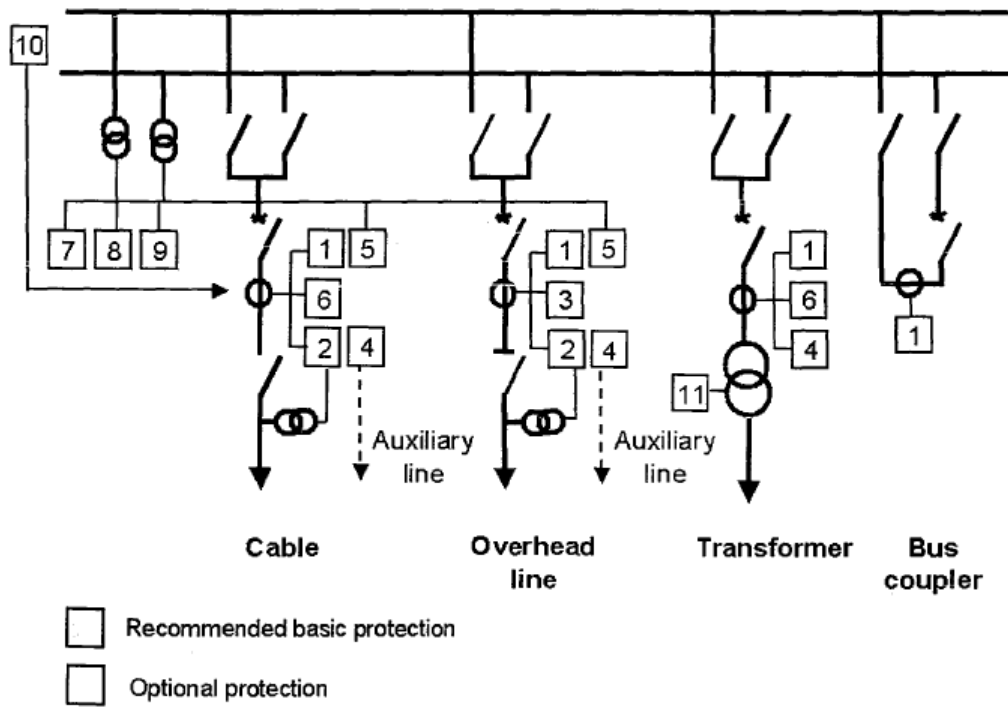
1.3.5. Principales funciones de protección

En general, dentro de una subestación las funciones de protección se emplean para proteger una línea, un generador o un transformador, por lo tanto, las funciones de protección están dedicadas a los objetos a proteger, aunque a veces una protección como la de sobrecorriente pueda ser empleada para distintos objetos.

La filosofía de protección de las subestaciones se basa en proteger principalmente las líneas, transformadores y barrajes. Los dispositivos de protección se enumeran a continuación y su ubicación se muestra en la figura 1.3.

1. Protección de sobre corriente.
2. Protección de distancia.
3. Relé de recierre automático.
4. Protección diferencial.
5. Protección direccional de falla a tierra.
6. Protección de sobrecarga.
7. Relé de frecuencia.
8. Relé de tensión.
9. Relé de indicación de falla a tierra.
10. Sistema de protección de barras.
11. Relé Buchholz y monitorización de las temperaturas.

Figura 1.3: Principales funciones de protección y su ubicación dentro de una subestación.
 Fuente: (Substation Automation Handbook, 2003)



Capítulo 2

EL ESTÁNDAR IEC 61850

La gran cantidad existente de protocolos de comunicación propietarios desarrollados por cada fabricante para el equipo secundario en las subestaciones condujeron a ciertos inconvenientes que afectaban al SAS. La incapacidad de interoperabilidad de los dispositivos de distintos fabricantes hacen que las empresas del sector tengan que depender de un solo fabricante de dispositivos, inclusive, cuando se expande la capacidad de la subestación y sea necesario implementar nuevas funciones de automatización, los problemas de comunicación de dispositivos vuelven a aparecer. El mismo caso se presenta cuando se modernizan las subestaciones y cuando se requiere un reemplazo de algún dispositivo.

Según la visión de la norma IEC 61850, las experiencias de la industria han demostrado la necesidad y la oportunidad de desarrollar protocolos estándar de comunicación, los cuales soportarían la interoperabilidad de IEDs de distintos fabricantes. Además, el estándar de comunicación debe garantizar, entre otras cosas, las siguientes características:

- Todo el perfil de comunicación debe estar basado en estándares de comunicación existentes IEC/IEEE/ISO/OSI.
- Los protocolos usados deben ser abiertos y deben apoyar dispositivos autodescriptivos. Además debe ser posible agregar nuevas funcionalidades.
- El estándar se debe basar en objetos de datos relacionados con las necesidades de la industria de la energía eléctrica.
- La sintaxis y la semántica de comunicación se debe basar en el uso de los objetos de datos comunes relacionados con el sistema de potencia.

2.1 Modelos de información del sistema de automatización de subestaciones**36**

- El estándar de comunicación debe considerar las implicaciones de la subestación de ser un nodo en la red eléctrica, es decir, que el SAS es uno de los elementos en el sistema de control de potencia general.

Para hacer frente a estos problemas el EPRI investigaba la posibilidad de crear un estándar para sistemas de comunicación en subestaciones, por otro lado y de manera independiente, el comité técnico 57 de la IEC trabajaba en pro del mismo objetivo. Finalmente en 1997 decidieron unir esfuerzos y el resultado de su trabajo fue el estándar IEC 61850 para las redes y sistemas de comunicación en las subestaciones presentado en el año 2003.

Cabe resaltar que el estándar no solo define el protocolo general de comunicación sino que proporciona toda una arquitectura de comunicación dentro de la subestación basada en el modelado de objetos, datos, servicios, entre otros. (R. E. Mackiewicz, 2006)

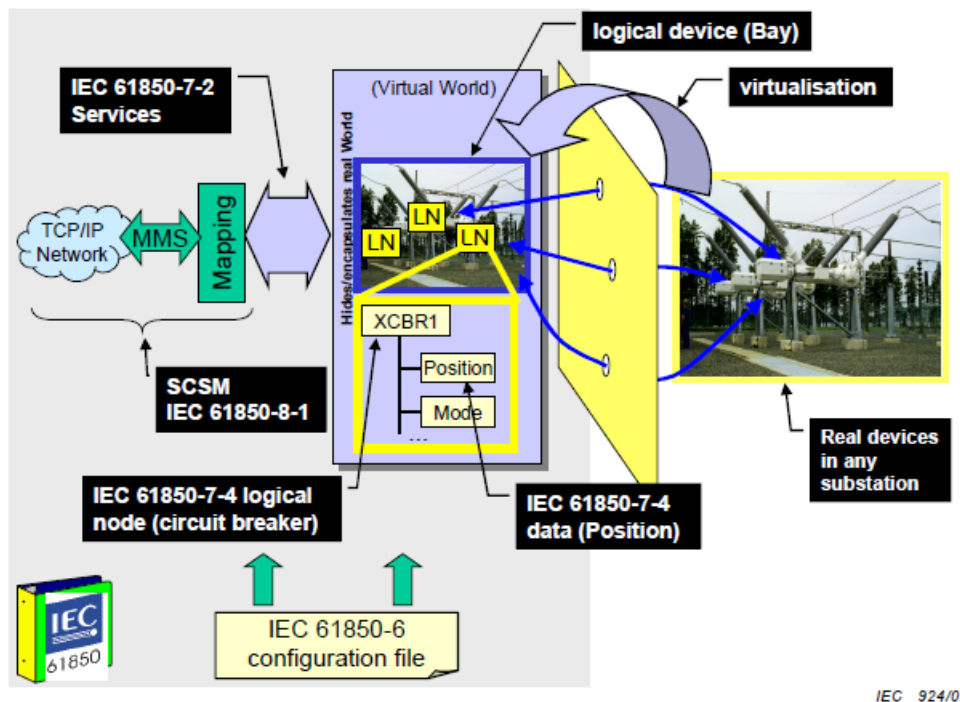
2.1. Modelos de información del sistema de automatización de subestaciones

Los mecanismos de intercambio de información se basan primordialmente en modelos de información bien estructurados, los modelos de información y los métodos de modelado son la principal característica del estándar IEC 61850. El estándar IEC 61850 emplea el enfoque representado en la figura 2.1 para modelar la información común encontrada en los dispositivos de las subestaciones. Toda la información disponible para intercambio entre dispositivos de automatización se define en el estándar. El modelo proporciona para el SAS una imagen del “mundo análogo” (los procesos llevados a cabo dentro de la subestación y sus equipos de patio).

2.1 Modelos de información del sistema de automatización de subestaciones 37

Figura 2.1: Enfoque conceptual de los modelos de información.

Fuente: (J. Zhang, C. A. Gunter, 2011)



El estándar emplea el concepto de virtualización, el cual proporciona una visión de los aspectos relevantes de un dispositivo real (ej. interruptor) que son de interés para el intercambio de información entre los dispositivos de automatización (IEDs).

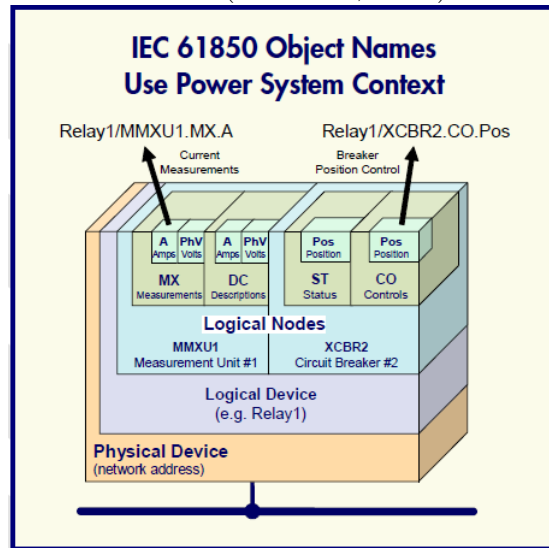
Como se describe en la norma IEC 61850, el enfoque del estándar es descomponer las funciones de la aplicación en entidades más pequeñas, las cuales se emplean para el intercambio de la información, esas entidades se denominan *nodos lógicos* (abreviados LN por sus siglas en inglés). Por ejemplo, una representación virtual de un interruptor es descrita por el nodo lógico **XCBR** (ver figura 2.1). Una agrupación de varios nodos lógicos constituye un *dispositivo lógico* (abreviados LD por sus siglas en inglés) el cual podría representar una unidad de bahía.

De esta manera se pueden crear dispositivos lógicos como el que se muestra en la figura 2.2. Dicha figura muestra la estructura de un *relé lógico* mediante el agrupamiento de los nodos lógicos **MMXU1** (unidad de medida 1) y **XCBR2** (interruptor 2), el cual toma como datos las medidas de los transformadores de potencial y de corriente, y, el estado del interruptor. El dispositivo lógico estará alojado en un dispositivo físico el cual tiene una

2.1 Modelos de información del sistema de automatización de subestaciones 38

dirección dentro de la red de comunicaciones de la subestación.

Figura 2.2: Esquema de un dispositivo lógico.
Fuente:(Sisco Inc, 2008)



Un dispositivo lógico siempre se implementa en un dispositivo físico (IED), por lo tanto estos no son distribuidos.

De acuerdo con su funcionalidad, un nodo lógico contiene una lista de datos, y cada dato, una lista de atributos dedicados. Por ejemplo, el nodo lógico **XCBR** contiene el dato “**Pos**”, el cual representa la posición del interruptor, y este último contiene el atributo “**stVal**”, el cual indica el valor actual de la posición del interruptor (abierto, cerrado, estado de transición o, dañado).

Los datos tienen una estructura y una semántica bien definida (dentro del contexto de un SAS), la información representada por los datos y sus atributos se intercambia mediante servicios de acuerdo con reglas bien definidas y con criterios de desempeño que se describen en la sección 5 de la norma IEC 61850. Los servicios se implementan por un medio de comunicación específico y concreto (SCSM, por ejemplo, usando MMS, TCP/IP y Ethernet entre otros). Los nodos lógicos y los datos contenidos en un dispositivo lógico son cruciales para la descripción y el intercambio de la información, para el SAS y para la interoperabilidad entre los diversos IEDs.

Los dispositivos lógicos, los nodos lógicos y los datos que contienen se deben configurar. La razón principal de la configuración es seleccionar los nodos lógicos apropiados y sus datos

2.1 Modelos de información del sistema de automatización de subestaciones

(los cuales se encuentran normalizados) y asignar los valores específicos en las distintas instancias, por ejemplo, referencias concretas entre instancias de los nodos lógicos (sus datos), los mecanismos de intercambio, y los valores iniciales para los datos del proceso.

2.1.1. Aplicaciones modeladas mediante nodos lógicos

La figura 2.3 muestra todos los grupos de nodos lógicos definidos en la norma IEC 61850. Alrededor de 90 nodos lógicos cubren las aplicaciones más comunes y los equipos presentes en las subestaciones. Uno de los principales objetivos es la definición de modelos de información para las protecciones eléctricas y aplicaciones de las mismas (se definen cerca de 38 nodos lógicos). La gran cantidad de nodos lógicos para protección se derivan de los distintos tipos de protecciones que se han desarrollado a lo largo de la historia y su alta importancia para la operación segura y confiable del sistema de potencia. La importancia de la definición de modelos de información para funciones de monitorización está en aumento.

Figura 2.3: Nodos lógicos definidos en el estándar IEC 61850.
Fuente:(Germán Pugliese - ABB, 2005)

Logical node groups	Number of logical nodes
System logical nodes	3
Protection functions	28
Protection related functions	10
Supervisory control	5
Generic references	3
Interfacing and archiving	4
Automatic control	4
Metering and measurement	8
Sensors and monitoring	4
Switchgear	2
Instrument transformer	2
Power transformer	4
Further power system equipment	15
Total number of logical nodes	92

Para una descripción detallada de todos los nodos lógicos y sus funciones se puede consultar el estándar IEC 61850, sección 5.

2.1 Modelos de información del sistema de automatización de subestaciones40

2.1.2. Los modelos de información presentados a través de una estructura jerárquica

La semántica de los nodos lógicos se representa mediante sus datos y los atributos de los mismos. Los nodos lógicos pueden contener pocos datos, pero podrían llegar a contener hasta 30 de ellos. Los datos contienen pocos atributos o incluso hasta más de 20. En general los nodos lógicos podrían contener más de 100 puntos individuales de información (Data Attributes) organizados en una estructura jerárquica (ver figura 2.4).

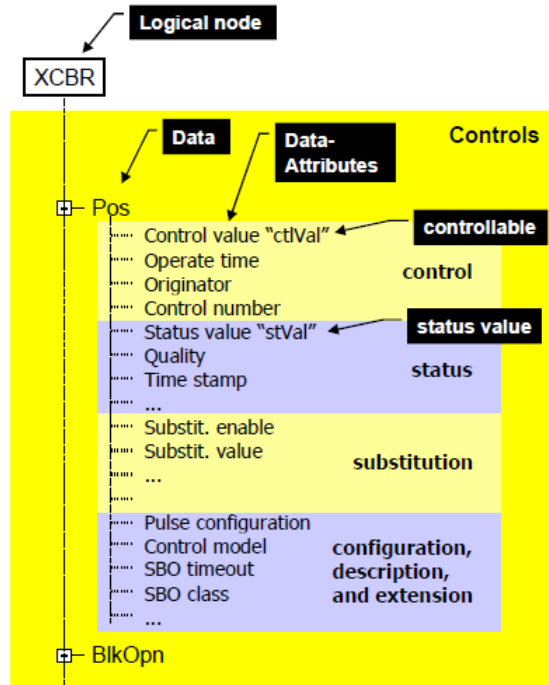
Como se mencionó al comienzo de este capítulo, la semántica adjunta a los datos es una característica del estándar IEC 61850. Dicha semántica proporciona información clara y precisa de lo que realmente significan los datos. El número promedio de datos específicos proporcionados por los nodos lógicos definidos en la norma IEC 61850 es aproximadamente 20.

Cada dato (por ejemplo, la posición de un interruptor) comprende varios detalles (los atributos de los datos). La posición de un interruptor (llamada “**Pos**”) se define en el nodo lógico **XCBR** (ver figura 2.4). Aquí la posición se define como un dato, y la categoría de dicho dato dentro del nodo lógico es “Controls”, esto quiere decir que la posición puede ser controlada mediante un servicio de control.

2.1 Modelos de información del sistema de automatización de subestaciones 41

Figura 2.4: Clasificación de datos por categorías propuesto por IEC 61850.

Fuente: (J. Zhang, C. A. Gunter, 2011)



Como se puede ver en la figura 2.4, los datos se componen de sus atributos y estos también están categorizados (control, status, substitution y configuration, description and extension). Por ejemplo, el dato **Pos** tiene aproximadamente 20 atributos. El atributo **Pos.ctIVal** representa la información controlable (que se puede configurar ON u OFF). El atributo **Pos.stVal** representa la posición del interruptor (que podría ser abierto, cerrado, estado intermedio y dañado).

La información de la posición que representa el dato **Pos** que se muestra en la figura 2.4 tiene muchos atributos que también se pueden encontrar en aplicaciones (otros nodos lógicos) que tienen que ver con conmutación de dispositivos, por ejemplo, seccionadores. La principal característica del dato **Pos** es su atributo **stVal**, el cual representa cuatro estados: abierto, cerrado, intermedio y dañado. Esos cuatro estados (representados usualmente con dos bits) comúnmente se conocen como "información de doble punto". El conjunto completo de atributos definidos para el dato **Pos** se denomina "clase de dato común" (CDC, por sus siglas en inglés). El nombre de la clase de dato común de la información de doble punto es **DPC** (controllable double point).

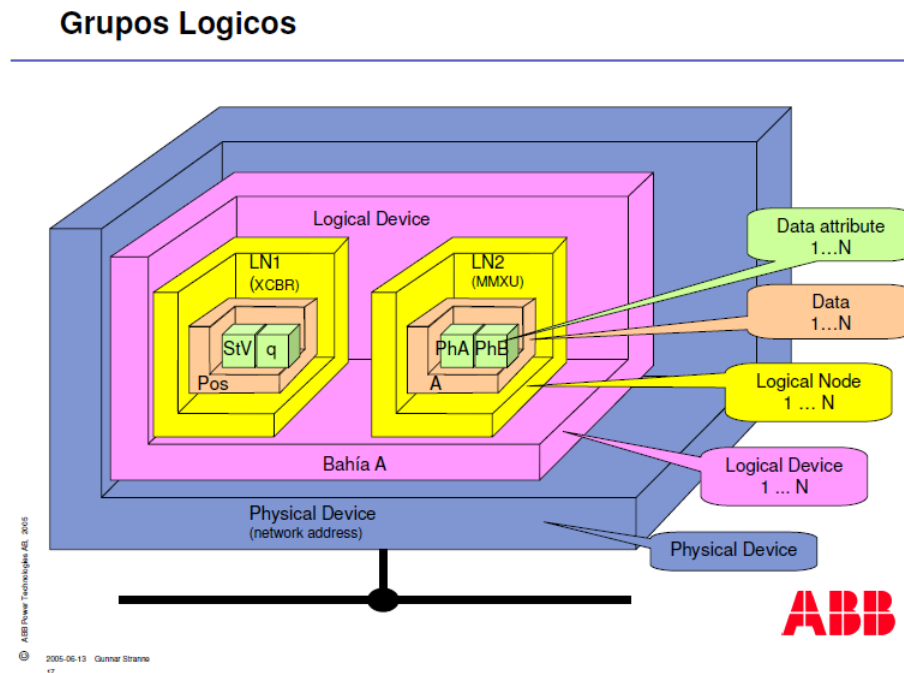
2.1 Modelos de información del sistema de automatización de subestaciones

Las CDC proporcionan un medio útil de reducir el tamaño de las definiciones de los datos. Para la definición de un dato no es necesario listar todos sus atributos, simplemente basta con hacer referencia a su CDC respectiva. Las CDC son muy útiles para dar consistencia a las definiciones de los atributos de los datos. Por ejemplo, para un cambio en la posición de un interruptor solo debe hacerse en un único lugar, en la clase de dato común **DPC** sobre el atributo **ctVal**.

El estándar IEC 61850 define CDC para un amplio rango de aplicaciones bien conocidas y se clasifican dentro siete grupos. Para información más detallada sobre las CDCs se puede consultar la norma IEC 61850, sección 3.

La figura 2.5 resume el modelo de información propuesto por el estándar IEC 61850.

Figura 2.5: Modelo de información propuesto por IEC 61850.
Fuente: (Germán Pugliese - ABB, 2005)

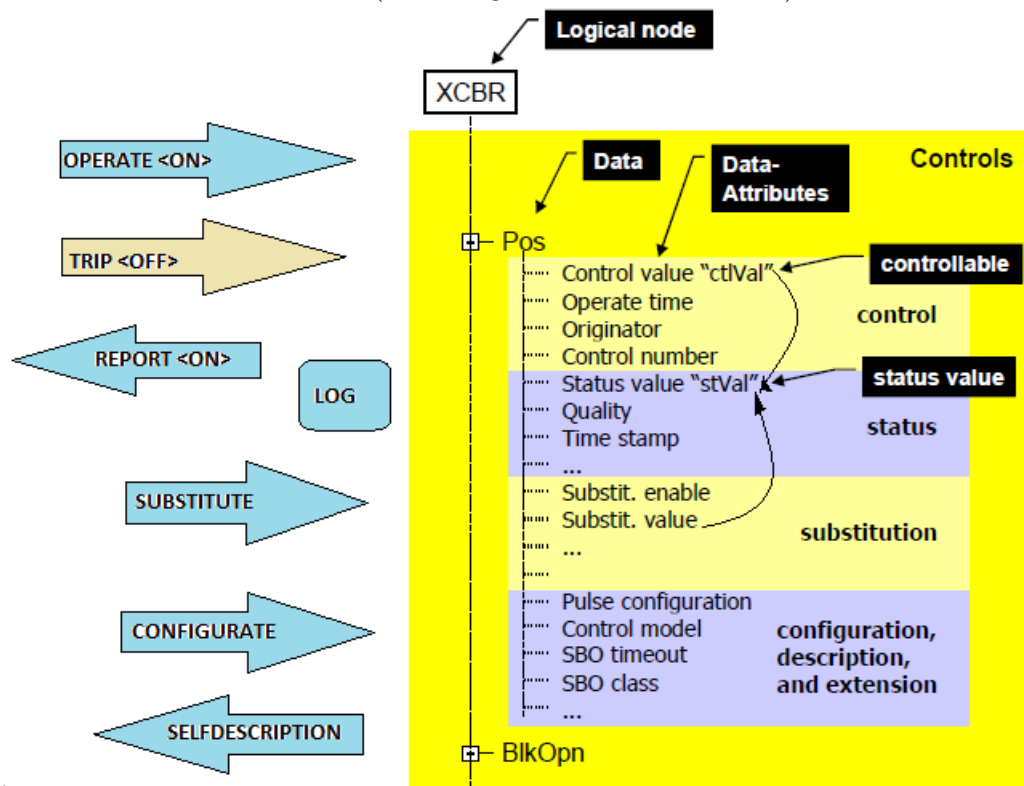


2.2. Los servicios para el intercambio de la información

Los nodos lógicos, datos y atributos se definen principalmente para especificar la información requerida para la ejecución de una aplicación, y para el intercambio de información entre IEDs. La información intercambiada se define mediante servicios. La figura 2.6 muestra los distintos servicios que operan sobre los modelos de información.

Figura 2.6: Los servicios propuestos por IEC 61850.

Fuente: (J. Zhang, C. A. Gunter, 2011)



El servicio "operate" manipula los atributos de control de la posición de un interruptor. Los servicios "report" informan a otros dispositivos que la posición de interruptor ha cambiado. El servicio "substitution" obliga a un atributo específico a tomar cierto valor independiente del proceso. Las categorías de los servicios se encuentran en la norma IEC 61850 y se resumen de la siguiente manera:

- Dispositivos de control (servicio operar o mediante el disparo de señales multicast).

- Intercambio de información de status mediante conexiones peer-to-peer rápidas y confiables (disparo o bloqueo de funciones o dispositivos).
- Informe de cualquier conjunto de atributos de datos y de eventos generados en la subestación (de manera cíclica o por un evento ocurrido).
- Registro y recuperación de cualquier conjunto de atributos de datos (de manera cíclica o por un evento ocurrido).
- Sustitución.
- Manejo y configuración de los parámetros de agrupaciones de atributos.
- Transmisión de señales (valores muestreados) desde sensores.
- Sincronización de tiempo.
- Transferencia de archivos.
- Configuración online.
- Auto descripción de dispositivos.

2.3. Mapeo de servicios hacia protocolos de comunicación concretos

Los servicios definidos en la norma IEC 61850 y resumidos anteriormente se denominan *servicios abstractos*, abstractos significa que únicamente esos aspectos que son requeridos para describir las acciones requeridas desde el receptor (de la comunicación) están definidas en la norma IEC 61850. Los servicios se basan en requerimientos funcionales. La semántica de los modelos de servicios con sus atributos y la semántica de los servicios que operan en estos atributos (incluyendo los parámetros que se realizan con las peticiones y respuestas de servicio) se definen en la norma IEC 61850.

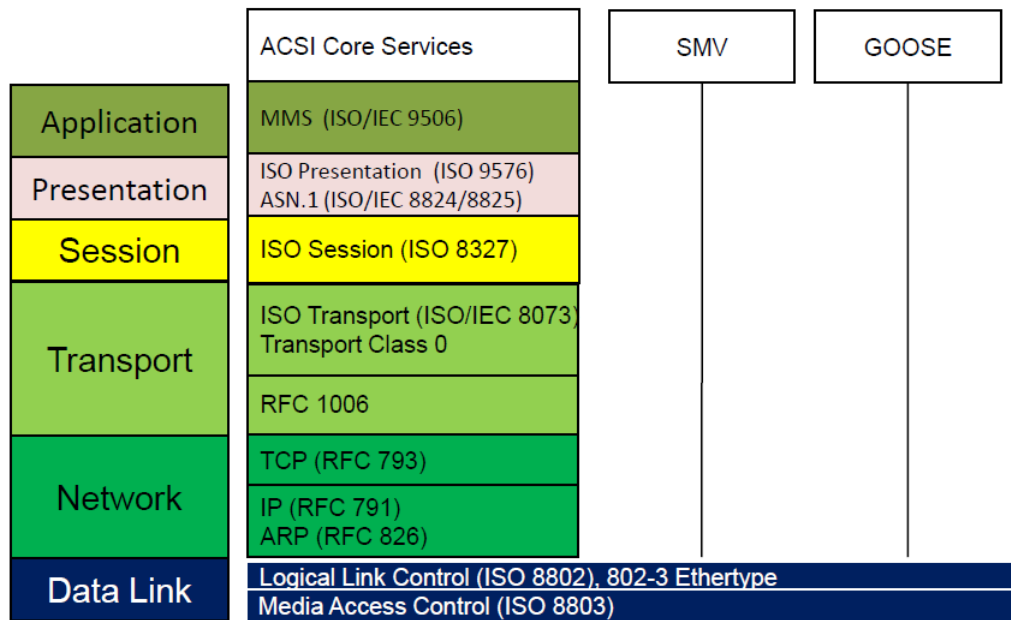
La sintáxis específica (formato) y, especialmente, la codificación de los mensajes que llevan los parámetros de servicio de un servicio y cómo éstos pasan a través de una red se definen en un servicio de comunicación de mapeo específico (SCSM). MMS (ISO 9506) se emplea

para dicho propósito, junto con TCP/IP y Ethernet. La sección 8 de la norma IEC 61850 se encarga de proporcionar información detallada sobre cómo crear e intercambiar mensajes que implementan servicios abstractos definidos en la norma IEC 61850.

La transmisión de señales (valores muestreados) provenientes de sensores y equipos modernos (PTs y CTs de salida digital) y los mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events), que contienen las señales de disparo para los relés, se montan directamente sobre la capa de enlace de datos (Ethernet). El estándar IEC 61850 proporciona información detallada para este tipo de comunicaciones.

La figura 2.7 representa la pila de protocolos usados para la comunicación y la parte del estándar donde se encuentra la información detallada.

Figura 2.7: Mapeo de las comunicaciones propuesto por IEC 61850.
 Fuente: (J. Zhang, C. A. Gunter, 2011)



Capítulo 3

MODELADO DE SUBESTACIONES SIGUIENDO EL ESTÁNDAR IEC 61850

El estándar IEC 61850 especifica un formato de archivo para describir las configuraciones de comunicación entre los IEDs y los parámetros de los mismos, las configuraciones del sistema de comunicación, las funciones desempeñadas por los equipos primarios (de patio), y las relaciones entre ellos.

El propósito principal de este formato de archivo es el intercambio de las descripciones de las capacidades de los IEDs y de la descripción del SAS, lo mismo que entre las herramientas de diseño del IED y la herramienta de diseño del SAS de diferentes fabricantes en una forma compatible.

El lenguaje definido se denomina “Lenguaje de descripción de la Configuración de Subestaciones” (SCL, por sus siglas en inglés) y se basa en XML (Extensible Markup Language version 1.0). (A. Apostolov, 2010) proporciona una descripción detallada de SCL.

SCL describe dentro de su alcance completo un modelo de:

- La estructura del sistema primario: cuáles equipos de patio se emplean y cómo estos se conectan.
- El sistema de comunicación: cómo los IEDs están conectados a las subredes y redes, y a través de cuáles puntos de acceso.
- La comunicación a nivel de aplicación: cómo los datos se agrupan en conjuntos para

su envío, cómo los IEDs lanzan los mensajes y qué servicio elijen para ello, y cuáles datos de entrada provenientes de otros IEDs son necesarios.

- IEDs: los dispositivos lógicos configurados en los IEDs, las clases y tipos de nodos lógicos pertenecientes a cada LD, los datos enviados en los informes, las asociaciones preconfiguradas disponibles y cuáles datos se deben registrar.
- Las definiciones de los tipos de nodos lógicos instanciables: los datos obligatorios y opcionales. Los tipos de nodos lógicos y datos se definen como plantillas.
- Las relaciones entre las instancias de los nodos lógicos con sus IED anfitriones y con los equipos primarios.

El modelado consta de tres partes básicas:

1. Modelo de subestación: esta parte describe los equipos de patio desde un punto de vista funcional, su conexión en un diagrama unifilar (topología) y la designación de equipos y funciones.
2. Modelo de producto: abarca todos los objetos relacionados con el sistema de automatización, tales como IEDs e implementaciones de nodos lógicos.
3. Modelo de comunicación: contiene tipos de objetos relacionados con la comunicación tales como subredes y puntos de acceso. Además, describe las conexiones de comunicación entre los IED como una base para las rutas de comunicación entre los nodos lógicos como clientes y servidores.

Adicionalmente la sección de la plantilla de tipo de datos permite de una manera “orientada a tipos” (es decir, reutilizable), la especificación de los datos y atributos que realmente existen en un IED. Un tipo de nodo lógico se especifica como una plantilla de la cual se pueden crear instancias de los datos de un nodo lógico. El elemento Header sirve para identificar un archivo de configuración SCL y su versión. Un diagrama de SCL se muestra en la figura 3.3.

A continuación se explica con un poco más de detalle las partes descritas anteriormente.

3.1. Modelo de Subestación

El modelo de subestación está basado jerárquicamente en la estructura funcional de la subestación. Las referencias de los objetos presentes en la subestación se deben designar teniendo en cuenta su jerarquía dentro de la misma. El propósito de este modelo es relacionar un nodo lógico y su función, a una parte o a algún equipo de la subestación; además de derivar una designación funcional para el nodo lógico desde la estructura de la subestación.

Los siguientes objetos pertenecientes a la estructura funcional de la subestación (en orden jerárquico) se emplean dentro de SCL (A. Apostolov, 2010):

- *Substation*: objeto que identifica toda la subestación.
- *VoltageLevel*: una parte de la subestación conectada eléctricamente a un mismo nivel de tensión.
- *Bay*: una parte de la subestación que desempeña cierta función y que está conectada eléctricamente a un mismo nivel de tensión.
- *Equipment*: un aparato dentro de la subestación, por ejemplo, un interruptor, un seccionador, un transformador de instrumentación etc. El diagrama unifilar muestra las conexiones entre los equipos primarios, por lo tanto, los equipos primarios deben tener en sus terminales referencias hacia los puntos de la subestación (*ConnectivityNode*) a la cual se encuentran conectados.
- *SubEquipment*: es una parte de un equipo primario, que puede ser monofásica o trifásica (los devanados de un transformador de potencia).
- *ConnectivityNode*: es el nodo que conecta eléctricamente diferentes equipos primarios. Un ejemplo son los nodos dentro de las bahías y las barras que conectan varias bahías dentro de un mismo nivel de tensión.
- *Terminal*: es un punto de conexión eléctrica de un equipo primario, un *Terminal* se conecta a un *ConnectivityNode*.

3.2. Modelo de Producto (IED)

Producto hace referencia al hardware o software que implementan las funciones presentes en una subestación. El alcance de SCL desde el punto de vista del producto solo cubre los dispositivos hardware (llamados IEDs) que forman el SAS, por lo tanto el modelo se restringe a ellos únicamente.

El modelado de dispositivos primarios como productos está fuera del alcance de SCL, solo se modela su parte funcional mediante la estructura de subestación para propósito de nomenclatura.

El modelo de producto también es jerárquico y está conformado por los siguientes objetos (en orden jerárquico):

- *IED*: un dispositivo de automatización de subestaciones que desempeña funciones a través de nodos lógicos y se comunica mediante sistemas de comunicación con otros IEDs dentro el SAS.
- *Server*: es una entidad de comunicación dentro de un IED según la norma IEC 61850. Permite el acceso a través del sistema de comunicación y es el único punto de acceso a los datos de los dispositivos lógicos y los nodos lógicos contenidos en el servidor.
- *LDevice*: es un dispositivo lógico que está contenido en un servidor de un IED.
- *LNode*: es la implementación de un nodo lógico contenido en dispositivo lógico de un IED de acuerdo al estándar IEC 61850. Los LN contienen datos que pueden ser solicitados por otros LN. Además, estos pueden necesitar datos contenidos en otros LN para desempeñar su función. Los datos solicitados (por el LN cliente) se determinan por la función que implementan, y por lo tanto se configuran mediante la herramienta de configuración de IEDs por el ingeniero encargado de diseño del SAS.
- *DO*: son los datos contenidos en los nodos lógicos.

3.3. El modelo del sistema de comunicaciones

El modelo de comunicaciones en contraste con los anteriores no es un modelo jerárquico. Este modela lógicamente las posibles conexiones entre IEDs en subredes (y a través de ellas)

mediante puntos de acceso. A este nivel de descripción, una subred es vista únicamente como un nodo de conexión entre puntos de acceso, no como una estructura física. Un dispositivo lógico o un cliente de un IED se conecta a la subred mediante un punto de acceso, el cual puede ser un puerto físico o una dirección lógica (server) del IED. Los nodos lógicos clientes usan el atributo de dirección del punto de acceso para construir asociaciones con los servidores de otros IEDs, y de esta forma acceder a los nodos lógicos contenidos en los dispositivos lógicos de esos IEDs.

Aunque las subredes únicamente modelan (de manera lógica) las posibles conexiones, una correlación con la estructura física se puede construir con la denominación adecuada de subredes y los puntos de acceso, y por la relación de los puntos de acceso a (uno o más) puntos de conexión físicos.

Los objetos que conforman el modelo del sistema de comunicación son los siguientes:

- *Subnetwork*: es un nodo de conexión para la comunicación directa (capa de enlace) entre puntos de acceso. Todos los puntos de acceso conectados a la subred pueden comunicarse con otros de la misma subred con el mismo protocolo. Hay que recordar que aquí las subredes se emplean como un concepto lógico. Varias subredes lógicas con diferentes protocolos en las capas más altas se podrían emplear sobre el mismo bus físico para permitir la mezcla de distintos protocolos (de alto nivel) sobre la(s) misma(s) capa(s) física(s).
- *Access point*: es un punto de acceso de comunicación de un dispositivo lógico de un IED hacia la subred, hay a lo sumo una conexión entre un dispositivo lógico y una subred en este nivel de modelado lógico; más sin embargo, un punto de acceso puede servir a varios dispositivos lógicos, y los nodos lógicos contenidos pueden, como clientes, utilizar varios puntos de acceso para conectarse a diferentes subredes. Por lo general, un nodo lógico controlador de interruptor (**CSWI**) puede obtener datos como cliente de un bus de proceso, y proporcionar datos como un servidor al bus inter-bahía. En la terminología del estándar IEC 61850, un punto de acceso puede ser utilizado por un servidor, un cliente, o por ambos. Además, el mismo punto de acceso (lógico) puede soportar diferentes puertos de acceso físico, por ejemplo, una conexión Ethernet y una conexión PPP serial al mismo nivel superior (TCP/IP) del punto de acceso y al mismo servidor.
- *Router*: normalmente los clientes conectados a una subred solo tienen acceso a los

servidores conectados en esa subred. El enrutador extiende el acceso a los servidores conectados a otras subredes a otro punto de acceso de ese IED el cual cumple la función de router.

- *Clock*: un reloj maestro en una subred, que se utiliza para sincronizar los relojes internos de todos los otros IEDs conectados a dicha subred.

3.4. Modelado de la subestación propuesta

El diagrama unifilar del sistema de potencia propuesto que se muestra en la figura 3.1 es un sistema de cuatro barras, dos de ellas conectadas a generadores. Las otras dos barras (P, Q) tienen conectada a cada una de ellas una carga estática. De las cuatro subestaciones presentes en el sistema, se modeló únicamente la que está conectada a uno de los generadores, y su diagrama unifilar se muestra en la figura 3.2. Las subestaciones de carga no se modelaron debido a que contienen únicamente equipos de corte y seccionamiento, que también se encuentran en las subestaciones de generación.

Figura 3.1: Sistema de potencia propuesto.

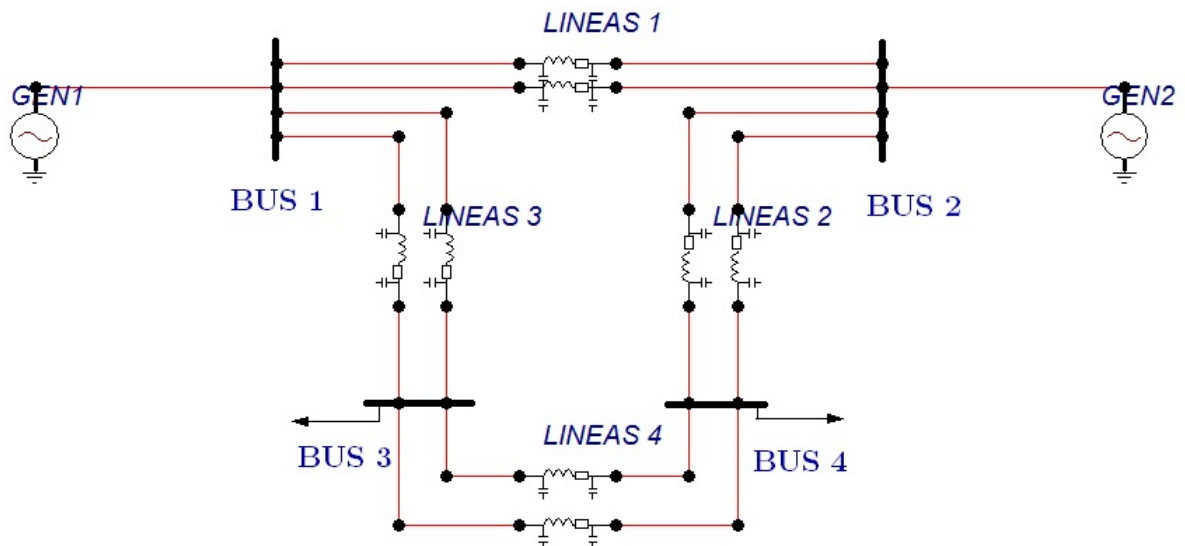
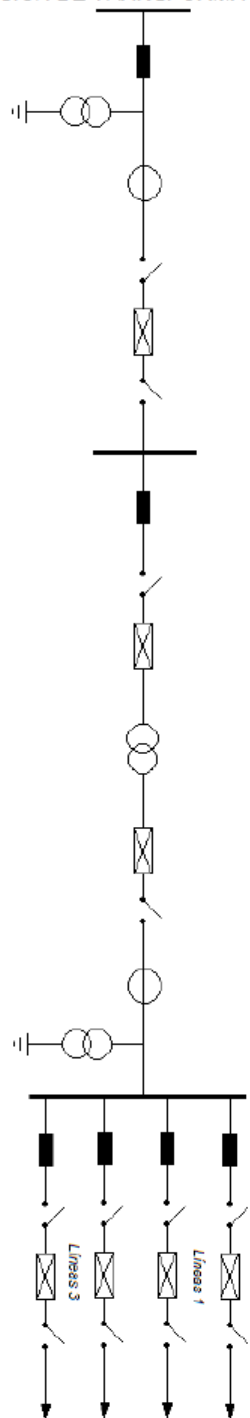




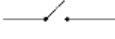


Figura 3.2: Subestación propuesta.
SUBESTACION DE TRANSFORMACION (GEN1)



Convenciones

- | | | | | | |
|---|---------------------------|---|--|---|----------------------------|
|  | Transformador de potencia |  | Protección instantánea de sobrecorriente |  | Transformador de potencial |
|  | Interruptor automático |  | Transformador de corriente | | |
|  | Seccionador | | | | |

Para el modelado de la subestación propuesta se utilizó la herramienta *Visual SCL* de la empresa *ASE Systems Inc.* La licencia de evaluación se puede descargar en <http://www.ase-systems.com/iec-61850/contact-scl.asp>.

Visual SCL es una herramienta gráfica que permite la creación, edición y visualización de archivos SCL especificados en el estándar IEC 61850 sin necesidad de conocimientos avanzados de la sintaxis XML subyacente. Esto permite al usuario concentrarse en el proceso de diseño en lugar de la sintaxis XML. (Manual de usuario Visual SCL, 2006)

Visual SCL incluye herramientas de edición de gráficos de alto nivel de la subestación, IED, y los modelos de comunicación, así como la historia de encabezado y editores de plantillas de datos. Además, *Visual SCL* ayuda a orientar de manera fácil y eficiente el proceso de visualización, creación y modificación de IEDs y plantillas de datos. *Visual SCL* es capaz de leer y editar todos los archivos SCL definidos en la norma IEC 61850.

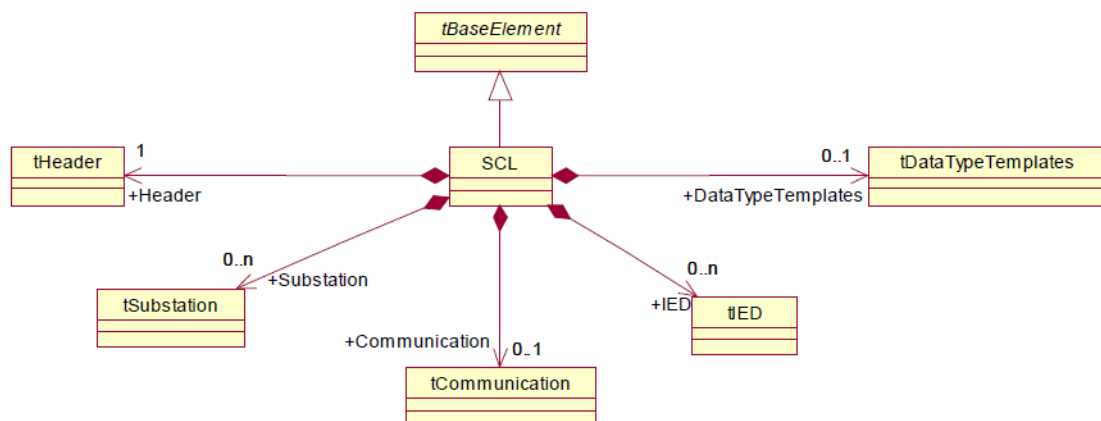
SCL propone los siguientes tipos de archivos (con sus respectivas extensiones) para la descripción del SAS (A. Apostolov, 2010):

- System Specification Description (*.SSD file extension).
- Substation Configuration Description (*.SCD file extension).
- IED Capability Description (*.ICD file extension).
- Configured IED Files (*.CID file extension).

Cada uno de ellos fue desarrollado por la IEC con base en las distintas maneras y etapas del diseño de un sistema de automatización de subestaciones. Para el desarrollo de este proyecto de grado se requiere el archivo de extensión *.ICD, el cual describe las capacidades (funciones) de un IED. Este archivo se carga en los IEDs, los cuales se encargan de interpretarlos y así quedar “programados” para desempeñar las diversas tareas del SAS.

Como se mencionó anteriormente los archivos SCL se describen mediante un esquema XML (XML Schema), (J. Zhang, C. A. Gunter, 2011) proporciona un diagrama UML de la estructura del esquema SCL, dicho diagrama se muestra en la figura 3.3:

Figura 3.3: Diagrama UML de la estructura del esquema SCL
 Fuente: (J. Zhang, C. A. Gunter, 2011)

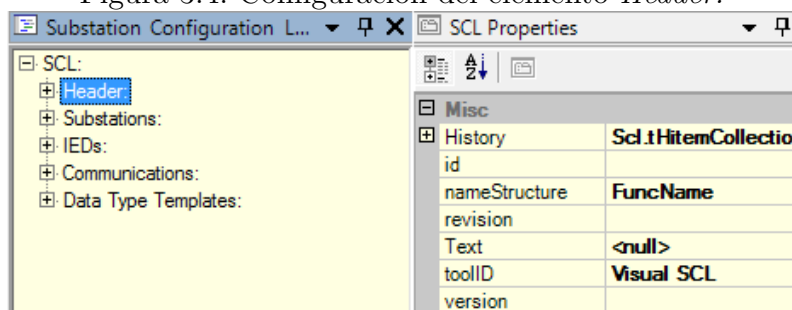


IEC 198/04

Los elementos *tSubstation*, *tCommunication* y *tIED* describen los modelos mostrados anteriormente y descritos en las secciones 3.1, 3.2 y 3.3. El elemento *tHeader* sirve para identificar un archivo de configuración SCL, su versión, y para especificar las opciones para la asignación de nombres a las señales. El elemento *tDataTypeTemplates* describe todos los tipos de nodos lógicos instanciables creados por el usuario en forma de plantillas. Cuando todos los elementos están totalmente descritos, todo el diseño de SAS está completo.

El proceso de modelado con *Visual SCL* comienza con la descripción del elemento *Header*, los atributos de este elemento se establecieron de la manera en que *Visual SCL* los configura por defecto (ver figura 3.4).

Figura 3.4: Configuración del elemento *Header*.

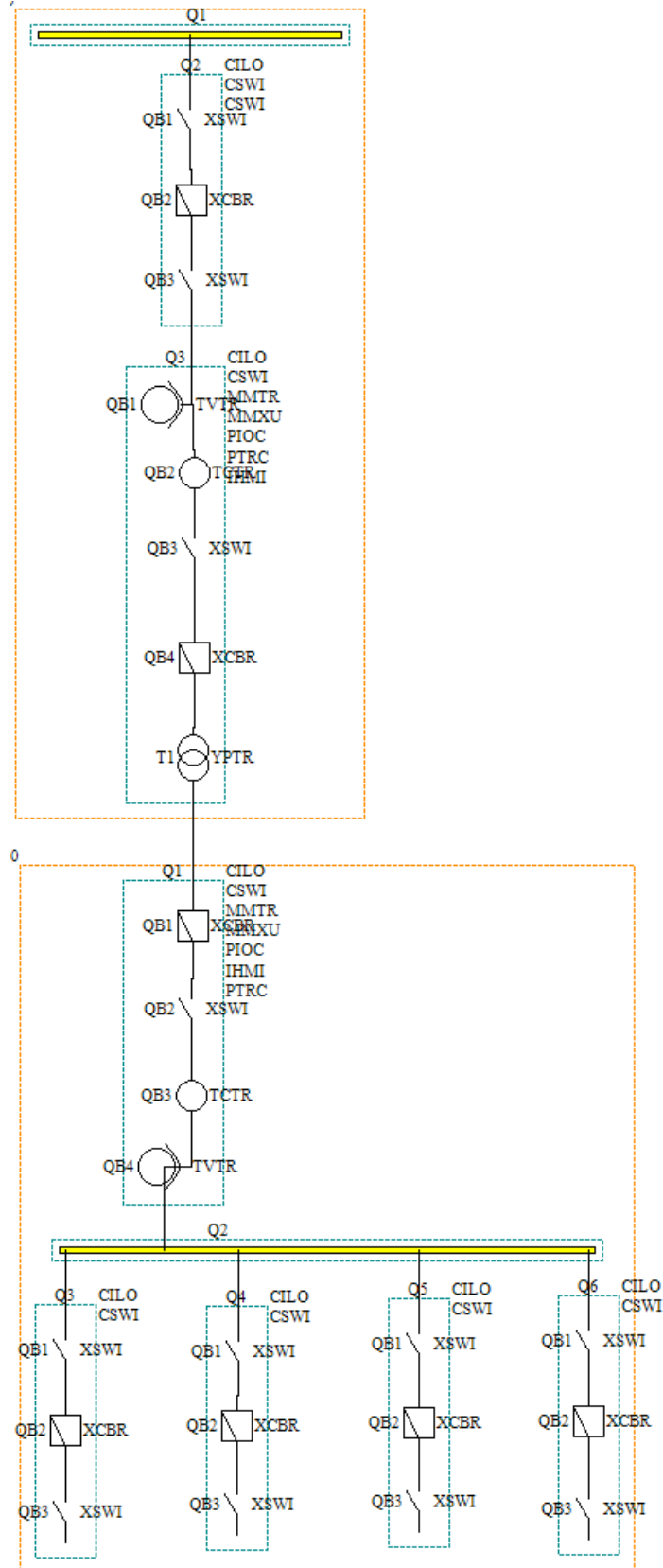


La descripción del elemento *Substation* se hizo a través de las herramientas gráficas pro-

porcionadas por *Visual SCL*. Estas permiten la construcción del diagrama unifilar de la subestación a modelar. Posteriormente se adjuntaron los nodos lógicos en los distintos niveles de la subestación (proceso, bahía y estación). La figura 3.5 muestra el resultado final del elemento *Substation*. En ella se pueden apreciar, fuera de los cuadros azules, los nodos lógicos ubicados a nivel de bahía. Los nodos lógicos ubicados en los equipos primarios se observan a la derecha de los mismos.

La tabla 3.1 contiene una breve descripción de los nodos lógicos empleados durante el proceso de modelado.

Figura 3.5: Descripción del elemento *Substation*.

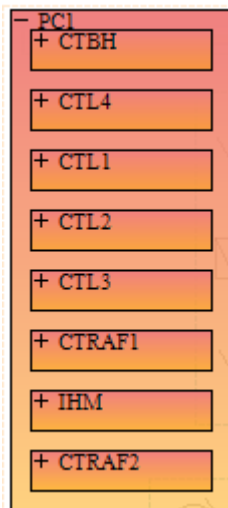


Cuadro 3.1: Nodos logicos empleados para el modelado.

Nodo lógico	Función
CILO	Función de enclavamiento: Enclavamiento a nivel de bahía y/o Enclavamiento a nivel de estación
CSWI	Controlador de equipos de corte y seccionamiento
XSWI	Nodo lógico de equipos de seccionamiento: Cubre todos los dispositivos de conmutación que no son capaces de interrumpir corrientes de carga.
XCBR	Nodo lógico de equipos de corte (Disyuntor): Abarca todos los tipos de interruptores capaces de operar bajo carga y en condiciones de cortocircuito.
MMTR	Medición para propósito comercial
MMXU	Medición para propósito operativo
TVTR	Nodo lógico correspondiente al transformador de tensión: Modela los atributos correspondientes al valor de tensión por fase para cada equipo.
PIOC	Protección de sobrecorriente instantánea: Equivalente a código ANSI 50
PTRC	Acondicionador de la señal de disparo
TCTR	Nodo lógico correspondiente al transformador de corriente: Modela los atributos correspondientes al valor de corriente por fase para cada equipo.
IHMI	Interfaz de usuario: Control local a nivel de bahía Control a nivel de estación Equivalente a los mímicos
YPTR	Nodo correspondiente al transformador de potencia: Conecta los niveles de tensión en diferentes configuraciones delta o estrella dos o tres bobinados

El tercer elemento del modelado corresponde a los IEDs (elemento IED), en este proyecto de grado un PC actúa como IED de una subestación de generación, por lo tanto existe un solo dispositivo físico en la misma. Dentro de cada dispositivo físico se deben establecer los dispositivos lógicos, encargados de desempeñar las tareas de automatización y control. Para la subestación de generación se crearon ocho dispositivos lógicos, los cuales se muestran en la figura 3.6.

Figura 3.6: Dispositivos lógicos modelados.



Cada uno de ellos cumple las siguientes funciones:

- CTBH: controlador de bahía de la línea proveniente desde el generador. Se encarga de alojar los distintos relés para la protección de la línea desde ese lado de la subestación, además alberga los nodos lógicos de los equipos de corte y seccionamiento. Tiene los nodos lógicos CILO, CSWI, XSWI y XCBR.
- CTRAF1: controlador del primario del transformador. Se encarga de alojar la protección de sobrecorriente del devanado primario, de controlar la posición de los equipos de corte y seccionamiento del primario del transformador, también alberga los nodos lógicos de los equipos primarios (transformadores de instrumentación, de potencia y equipos de corte y seccionamiento). Tiene los nodos lógicos CILO, CSWI, IHMI MMXU, PIOC, PTRC, TCTR, TVTR, XSWI, XCBR y YPTR.
- CTRAF2: controlador del secundario del transformador. Se encarga de alojar la protección de sobrecorriente del devanado secundario, de controlar la posición de los equipos de corte y seccionamiento del secundario del transformador, también alberga los nodos lógicos de los equipos primarios (transformadores de instrumentación y equipos de corte y seccionamiento). Tiene los nodos lógicos CILO, CSWI, IHMI MMXU, PIOC, PTRC, TCTR, TVTR, XSWI y XCBR.
- CTL1: controlador de bahía de línea. Se encarga de alojar los distintos relés para la protección de la primera de las cuatro líneas, desde ese lado de la subestación;

además alberga los nodos lógicos de los equipos de corte y seccionamiento. Tiene los nodos lógicos CILO, CSWI, XSWI y XCBR. Los dispositivos lógicos CTL2, CTL3 y CTL4 son idénticos al CTL1.

- IHM: representa la interfaz hombre máquina, contiene el nodo lógico IHMI y se localiza a nivel de bahía y de estación o donde se requiera una interfaz hombre máquina; para el caso particular de la subestación se ubicó un solo IHMI a nivel de bahía dentro de cada nivel de tensión.

Para el elemento *Communication* se estableció un único Access Point (S1) para toda la subestación, al igual que una sola subred (W01). Los demás atributos como dirección IP, máscara de subred y puerta de enlace, entre otros, se pueden ver en la figura 3.7.

Figura 3.7: Descripción del elemento *Communication*.

```
<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<SCL xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema" xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
  xmlns="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL">
  <Header toolID="Visual SCL" nameStructure="FuncName">...</Header>
  <Substation name="SE1">...</Substation>
  <Communication>
    <SubNetwork name="W01">
      <BitRate unit="b/s" multiplier="M">100</BitRate>
      <ConnectedAP iedName="PC1" apName="S1">
        <Address>
          <P xsi:type="tP_IP" type="IP">192.168.0.1</P>
          <P xsi:type="tP_IP-SUBNET" type="IP-SUBNET">255.255.0</P>
          <P xsi:type="tP_IP-GATEWAY" type="IP-GATEWAY">192.168.0.2</P>
        </Address>
      </ConnectedAP>
    </SubNetwork>
  </Communication>
  <IED name="PC1" desc="primer_pc" manufacturer="DELL" configVersion="1">
    <Services>...</Services>
    <AccessPoint name="S1" desc="Unico access point" clock="true">
      <Server desc="PC_1">...</Server>
    </AccessPoint>
  </IED>
  <DataTypeTemplates>...</DataTypeTemplates>
</SCL>
```

En el quinto elemento y quizá el más importante corresponde a la plantilla de datos (*DataTypeTemplates*); allí se describieron todos los tipos de nodos lógicos instanciables que se usaron para el modelamiento del sistema. Esta descripción se basa en la elección de los nodos lógicos, los datos y los atributos de datos que los conforman. A continuación se explica el uso de *Visual SCL* para descripción del nodo lógico **XSWI** (seccionador).

El cuadro de azul de la figura 3.8 muestra todos los datos disponibles (obligatorios y opcionales) y su descripción para el nodo lógico **XSWI**, a su vez, el cuadro rojo muestra

los datos elegidos por el usuario para este nodo lógico de acuerdo con necesidades y características del SAS y de la subestación.

Figura 3.8: Plantilla de datos para el nodo lógico XSWI.

LNode Type Data			
Name	Type	Access Ctl	Tri
Beh	INS		<input type="checkbox"/> Fa
Health	INS		<input type="checkbox"/> Fa
NamPlt	LPL		<input type="checkbox"/> Fa
Loc	SPS		<input type="checkbox"/> Fa
OpCnt	INS		<input type="checkbox"/> Fa
Pos	DPC		<input type="checkbox"/> Fa
BlkOpn	SPC		<input type="checkbox"/> Fa
BlkCls	SPC		<input type="checkbox"/> Fa
SwTyp	INS		<input type="checkbox"/> Fa
SwOpCap	INS		<input type="checkbox"/> Fa

Default Data for this LNode Class			
Name	Type	M/O	Description
Beh	INS	M	Behaviour
Health	INS	M	Health
NamPlt	LPL	M	Name Plate
Loc	SPS	M	Local operation
EEHealth	INS	O	External equipment health
EEName	DPL	O	External equipment name plat
OpCnt	INS	M	Operation counter
Pos	DPC	M	Switch position
BlkOpn	SPC	M	Block opening
BlkCls	SPC	M	Block closing
ChaMotEn	SPC	O	Charger motor enabled
SwTyp	INS	M	Switch type

La segunda columna (Type) en cualquiera de los cuadros hace referencia a la CDC correspondiente a cada dato; se puede observar que el dato Pos se representa mediante la CDC **DPC** (Controllable Double Point), la cual contiene los atributos disponibles (obligatorios y opcionales) para el dato **Pos**. Los atributos de los datos contenidos en las CDCs también se configuran dependiendo de las necesidades y características del SAS y de la subestación. (Ver figura 3.9)

Figura 3.9: Atributos para el dato **Pos** contenidos dentro de la CDC **DPC**.

Data Type (DPC)
Page 2 of 3
Data Type Attributes information.

Data Type Attributes			
Name	Base Type	Type	FC
stVal	Enum	Dbpos	ST
q	Quality		ST
t	Timestamp		ST
ctlModel	Enum	ctlModel	CF

Default Attributes for this Common Data Class				
Name	Base Type	Type	FC	M/O/C
ctlVal	BOOLEAN		CO	AC_CO_M
operTm	Timestamp		CO	AC_CO_0
origin	Struct	Originator	CO	AC_CO_0
origin	Struct	Originator	ST	AC_CO_0
ctlNum	INT8U		CO	AC_CO_0
ctlNum	INT8U		ST	AC_CO_0
stVal	Enum	Dbpos	ST	M
q	Quality		ST	M
t	Timestamp		ST	M
stSeld	BOOLEAN		ST	AC_CO_0
subEna	BOOLEAN		SV	PICS_SUBS
subVal	Enum	Dbpos	SV	PICS_SUBS

Buttons: Cancel, << Back, Next >>, Finish

De esta manera se configuran los tipos de nodos lógicos instanciables requeridos por el SAS, las figuras 3.10 y 3.11 muestran la plantilla para el nodo lógico **XSWI** ubicado en el dispositivo lógico **CTBH** y los atributos del dato **Pos**. Todos los nodos lógicos y atributos de datos creados para la subestación se pueden consultar en el apéndice A.

Figura 3.10: Datos contenidos en el nodo lógico **XSWI** del dispositivo lógico **CTBH**.

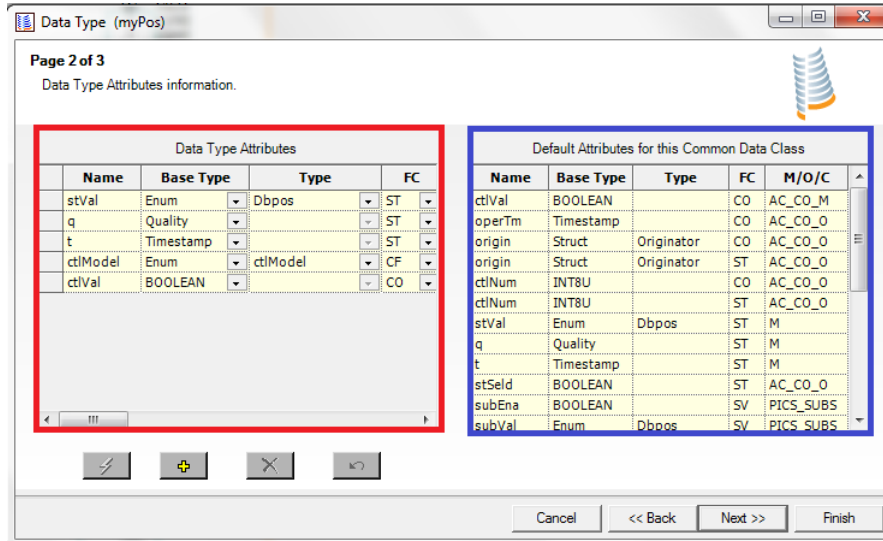
LNode Type (CTBH/XSWI)
Page 2 of 2
LNode Type Data information.

LNode Type Data			
Name	Type	Access Ctl	Tr
Mod	myMod		<input type="checkbox"/> Fa
Beh	myBeh		<input type="checkbox"/> Fa
Health	myHealth		<input type="checkbox"/> Fa
NamPlt	myNamPlt		<input type="checkbox"/> Fa
Loc	myLoc		<input type="checkbox"/> Fa
OpCnt	myOpCnt		<input type="checkbox"/> Fa
Pos	myPos		<input type="checkbox"/> Fa
BlkOpn	myBlkOpn		<input type="checkbox"/> Fa
BlkCls	myBlkCls		<input type="checkbox"/> Fa
SwTyp	mySwTyp		<input type="checkbox"/> Fa
SwOpCap	mySwOpCap		<input type="checkbox"/> Fa

Default Data for this LNode Class			
Name	Type	M/O	Description
Mod	INC	M	Mode
Beh	INS	M	Behaviour
Health	INS	M	Health
NamPlt	LPL	M	Name Plate
Loc	SPS	M	Local operation
EEHealth	INS	O	External equipment health
EEName	DPL	O	External equipment name plat
OpCnt	INS	M	Operation counter
Pos	DPC	M	Switch position
BlkOpn	SPC	M	Block opening
BlkCls	SPC	M	Block closing
ChaMotEn	SPC	O	Charger motor enabled

Buttons: +, X, ↶, Cancel, << Back, Next >>, Finish

Figura 3.11: Atributos del dato **Pos** del LN **XSWI** contenido en el LD CTBH.



Capítulo 4

SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA PROPUESTO: ANÁLISIS DE ESTADO ESTABLE Y TRANSITORIO

Con el objetivo de obtener valores de proceso de la subestación y transmitirlos a través de la red se plantearon dos simulaciones, una en estado estable y otra en estado transitorio; la primera para obtener los valores de estado estable del sistema de potencia debido al flujo de carga, y la segunda para analizar el transitorio electromagnético debido a un evento ocurrido dentro del sistema de potencia.

4.1. Simulación y análisis en estado estable

La simulación en estado estable se llevó a cabo utilizando la herramienta computacional PowerWorld Simulator versión educativa 17. Este simulador está conformado por varios módulos relacionados entre sí a través del entorno del módulo de flujo de potencia.

Para la simulación y análisis en estado estable se usaron los siguientes módulos:

- Módulo de flujo de potencia: Es el módulo principal. En la versión de evaluación o uso educativo se pueden simular sistemas hasta de 12 barras y presenta los resultados en modo texto por medio de tablas o en modo gráfico por medio de una animación en la interfaz principal.

- Módulo de fallas: Este módulo realiza el cálculo de fallas para cualquier ubicación especificada y cualquiera de los 4 tipos clásicos de falla. El análisis de fallas se puede realizar agregando varias fallas y observando los resultados más relevantes o, ejecutar una falla a la vez para tener mayor cantidad de resultados. Los resultados se presentan en modo texto. Para el sistema eléctrico de potencia propuesto solo fueron realizadas fallas trifásicas balanceadas.

El sistema eléctrico de potencia propuesto mostrado en la figura 3.1 consta de cuatro barras, dos de ellas destinadas a generación y las dos restantes destinadas a carga. El sistema agrupa ocho líneas de transmisión a nivel de 230 kV, el grupo de generación está conformado por máquinas síncronas a 13,8 kV y un transformador encargado de elevar dicha tensión al nivel de las líneas de transmisión.

4.1.1. Parámetros de los elementos del sistema para la simulación en estado estable

Los parámetros de las líneas de transmisión se tomaron de (Power System Stability And Control, 1994) y corresponden al nivel de tensión de 230 kV. Dichos parámetros se muestran en la figura 4.1.

Figura 4.1: Parámetros por kilómetro de las líneas de transmisión
Fuente: (Power System Stability And Control, 1994)

Nominal Voltage	230 kV	345 kV	500 kV	765 kV	1.100 kV
R (Ω/km)	0,050	0,037	0,028	0,012	0,005
$x_L = \omega L$ (Ω/km)	0,488	0,367	0,325	0,329	0,292
$b_C = \omega C$ ($\mu\text{s}/\text{km}$)	3,371	4,518	5,200	4,978	5,544
α (nepers/km)	0,000067	0,000066	0,000057	0,000025	0,000012
β (rad/km)	0,00128	0,00129	0,00130	0,00128	0,00127
Z_C (Ω)	380	285	250	257	230
SIL (MW)	140	420	1000	2280	5260
Charging MVA/km $= V_0^2 b_C$	0,18	0,54	1,30	2,92	6,71

Las líneas de transmisión difieren en su longitud, y solo se tuvo en cuenta la resistencia y la reactancia inductiva. Para la simulación en PowerWorld (ver figura 4.2) los parámetros

de las líneas son los mostrados en la tabla 4.1.

Cuadro 4.1: Parámetros de las líneas de transmisión utilizados en PowerWorld.

[MVA] Base	150			R1 [Ω/km]	0,05	X1 [Ω/km]	0,488
Z Base [Ω]	352,6667	Tensión	Longitud	Impedancia por circuito			
	Lineas	[kV]	[km]	R1 [Ω]	X1 [Ω]	R1 [pu]	X1 [pu]
BUS1	BUS2	230	15	0,75	7,32	0,002127	0,020756
BUS1	BUS3	230	50	2,50	24,40	0,007089	0,069187
BUS2	BUS4	230	40	2,00	19,52	0,005671	0,055350
BUS3	BUS4	230	35	1,75	17,08	0,004962	0,048431

Los parámetros de los transformadores y los generadores fueron tomados de archivos de simulación para ATP, los cuales se encontraban en los archivos adjuntos del material audiovisual de (Transitorios Electromagnéticos, 2012).

Los parámetros de los transformadores y generadores se muestran en las tablas 4.2 y 4.3 respectivamente.

Cuadro 4.2: Parámetros de los transformadores.

Fuente: (Transitorios Electromagnéticos, 2012)

[MVA] Base	150						
Transformador	Capacidad [MVA]	Tensión H [kV]	Tensión L [kV]	Conexión H	Conexión L	Z1 [%]	Z1 [pu]
TRAFO1	150	230	13,8	Y - gnd	Y - gnd	6	0,06
TRAFO2	150	230	13,8	Y - gnd	Y - gnd	6	0,06

Cuadro 4.3: Parámetros de los generadores.

Fuente: (Transitorios Electromagnéticos, 2012)

[MVA] Base	150						
Generador	Capacidad [MVA]	Tensión [kV]	max [MW]	max [MVA _r]	min [MVA _r]	X1 [%]	X1 [pu]
GEN1	140	13,8	133	73,75	43,71	9,9148	0,106230
GEN2	140	13,8	133	73,75	43,71	9,9148	0,106230

Los valores de potencia de las cargas fueron elegidos arbitrariamente teniendo en cuenta la capacidad de los generadores, y se muestran en la tabla 4.4.

Cuadro 4.4: Parámetros de las cargas.

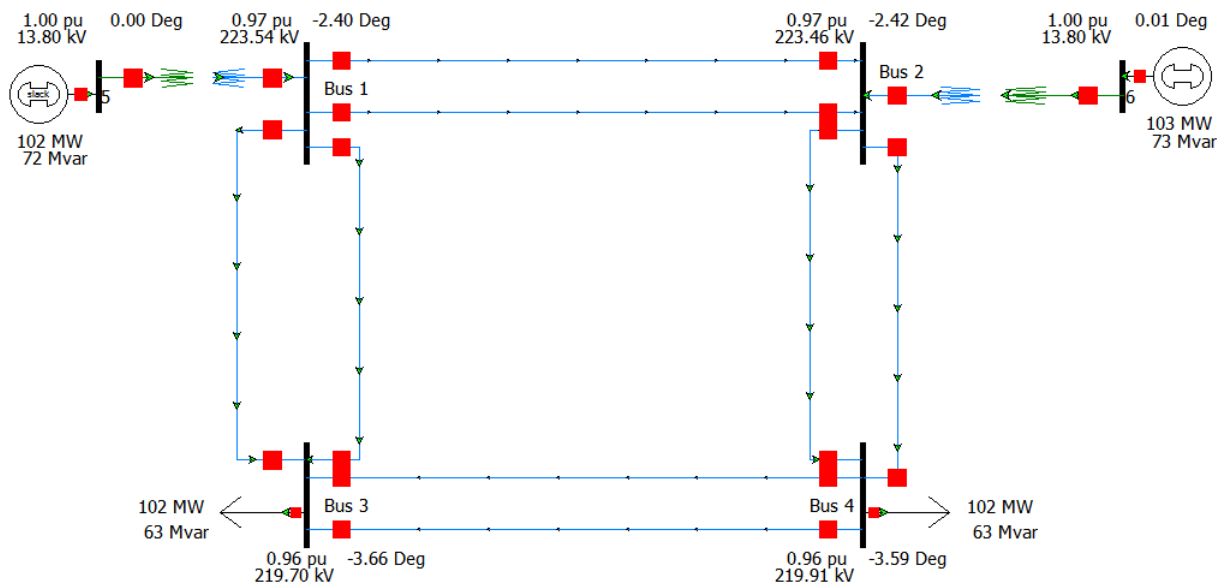
Cargas	Carga [MVA]	Factor de Potencia	Activa [MW]	Reactiva [MVar]	Tensión [kV]
BUS3	120	0,85	102	63,214	230
BUS4	120	0,85	102	63,214	230

4.1.2. Simulación en estado estable: flujo de potencia y fallas

Para realizar la simulación es necesario ingresar los elementos del sistema a PowerWorld, primero las barras, luego las líneas de transmisión y los transformadores, estos últimos hacen la conexión entre las barras; finalmente los generadores y las cargas en las barras correspondientes. Una vez se tiene el diagrama completo se debe elegir la barra slack.

El esquema del sistema de potencia modelado en PowerWorld se muestra en la figura 4.2.

Figura 4.2: Esquema del sistema de potencia en PowerWorld.



Los resultados del flujo de carga se muestran en la tabla 4.5.

Cuadro 4.5: Resultados del flujo de carga.

Barra	Tensión [pu]	Tensión [kV]	ang [deg]	Carga [MW]	Carga [Mvar]	Gen [MW]	Gen [Mvar]
BUS1	0,972	223,545	-2,400				
BUS2	0,972	223,463	-2,420				
BUS3	0,955	219,699	-3,660	102,000	63,210		
BUS4	0,956	219,908	-3,590	102,000	63,210		
GEN1	1,000	13,800	0,000			101,670	72,290
GEN2	1,000	13,800	0,010			103,000	73,240

Para simular fallas en PowerWorld se utilizó el módulo de fallas, en el cual se pueden escoger entre tres perfiles distintos de pre-falla:

- Método IEC-909.
- Método Clásico.
- Flujo de potencia resuelto.

Aprovechando que se tiene el flujo de potencia resuelto para el sistema eléctrico de potencia, se utiliza este perfil de pre-falla. Se simularon dos fallas, estas fallas fueron trifásicas sólidas, debido a los parámetros de los modelos de los elementos del sistema. La primera falla se efectuó en la barra ‘BUS3’ obteniendo los valores de corriente que se muestran en la tabla 4.6.

Cuadro 4.6: Corriente de falla en la barra “BUS3”.

Falla en la barra ‘BUS3’	
Corriente [pu]	10,0880
Corriente [KA]	3,7980
Ang	-85,2300

Para revisar el comportamiento general del sistema cuando ocurre la falla, se calcularon las tensiones que se presentan en las demás barras del sistema. Los resultados se muestran en la tabla 4.7.

Cuadro 4.7: Tensiones del sistema debido a la falla en la barra “BUS3”.

Tensiones en las barras, producto de la falla en el barra 'BUS3' - Tensiones [pu]						
Barra	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C	Ang Fase A	Ang Fase B	Ang Fase C
BUS1	0,2075	0,2075	0,2075	-0,8600	-120,8600	119,1400
BUS2	0,2165	0,2165	0,2165	-0,8900	-120,8900	119,1100
BUS3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BUS4	0,1004	0,1004	0,1004	-1,4000	-121,4000	118,6000
GEN1	0,5126	0,5126	0,5126	2,6800	-117,3200	122,6800
GEN2	0,5186	0,5186	0,5186	2,6800	-117,3200	122,6800

Tensiones en las barras, producto de la falla en el barra 'BUS3' - Tensiones [kV]						
Barra	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C	Ang Fase A	Ang Fase B	Ang Fase C
BUS1	27,5486	27,5486	27,5486	-0,8600	-120,8600	119,1400
BUS2	28,7530	28,7530	28,7530	-0,8900	-120,8900	119,1100
BUS3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BUS4	13,3255	13,3255	13,3255	-1,4000	-121,4000	118,6000
GEN1	4,0850	4,0850	4,0850	2,6800	-117,3200	122,6800
GEN2	4,1332	4,1332	4,1332	2,6800	-117,3200	122,6800

La segunda falla se llevó a cabo en la otra barra de carga, identificada en el diagrama como “BUS4”, el valor de corriente de falla se muestra en la tabla 4.8:

Cuadro 4.8: Corriente de falla en la barra “BUS4”.

Falla en la barra 'BUS4'	
Corriente [pu]	10,2670
Corriente [KA]	3,8660
Ang	-85,2600

De igual manera que con la falla anterior, se calcularon las tensiones en todas las barras, obteniendo los resultados mostrados en la tabla 4.9:

Cuadro 4.9: Tensiones del sistema debido a la falla en la barra "BUS4".

Tensiones en las barras, producto de la falla en el barra 'BUS4' - Tensiones [pu]						
Barra	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C	Ang Fase A	Ang Fase B	Ang Fase C
BUS1	0,2061	0,2061	0,2061	-0,9300	-120,9300	119,0700
BUS2	0,1894	0,1894	0,1894	-0,9100	-120,9100	119,0900
BUS3	0,0842	0,0842	0,0842	-1,5000	-121,5000	118,5000
BUS4	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GEN1	0,5117	0,5117	0,5117	2,6700	-117,3300	122,6700
GEN2	0,5013	0,5013	0,5013	2,8000	-117,2000	122,8000

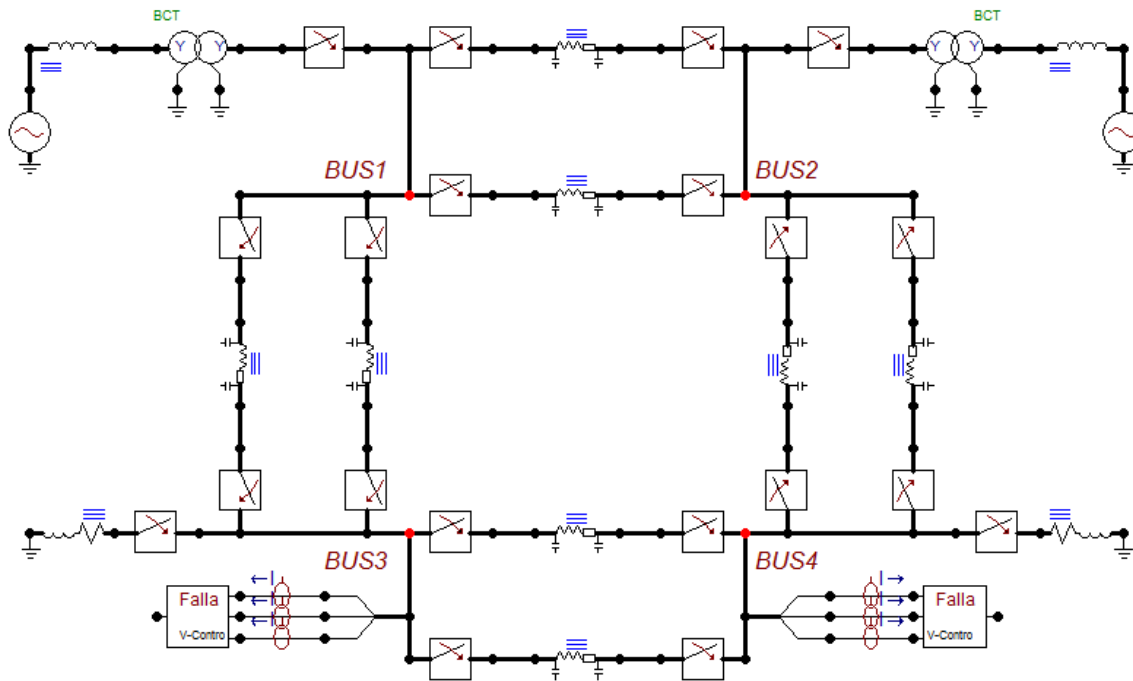
Tensiones en las barras, producto de la falla en el barra 'BUS4' - Tensiones [kV]						
Barra	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C	Ang Fase A	Ang Fase B	Ang Fase C
BUS1	27,3667	27,3667	27,3667	-0,9300	-120,9300	119,0700
BUS2	25,1504	25,1504	25,1504	-0,9100	-120,9100	119,0900
BUS3	11,1822	11,1822	11,1822	-1,5000	-121,5000	118,5000
BUS4	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
GEN1	4,0779	4,0779	4,0779	2,6700	-117,3300	122,6700
GEN2	3,9952	3,9952	3,9952	2,8000	-117,2000	122,8000

4.2. Simulación y análisis en estado transitorio

Para la simulación de sistema de potencia en estado transitorio se utilizó la herramienta computacional ATP (Alternative Transient Program) con el objetivo de analizar los fenómenos del sistema bajo distintos eventos, además de proporcionar los datos de proceso que fueron transmitidos entre las computadoras implementando el protocolo IEC 61850. Los datos de proceso escogidos para la transmisión fueron las tensiones y corrientes en las barras del sistema y las posiciones de los equipos de conmutación, ya que son servicios soportados por la librería.

El esquema de la simulación en estado transitorio se muestra en la figura 4.3.

Figura 4.3: Esquema de la simulación en estado transitorio.



4.2.1. Parámetros de los elementos del sistema para la simulación en estado transitorio

Algunos modelos de los elementos que conforman el sistema de potencia fueron distintos a los utilizados en la simulación en estado estable. Debido a que los modelos de máquina síncrona incluidos en la librería de ATP requieren parámetros de diseño muy específicos que no se encuentran en la literatura, el generador fue modelado usando el modelo clásico, una fuente trifásica balanceada en serie con una reactancia.

El modelo utilizado para el transformador de potencia fue el BCTRAN, conectado como una bancada de transformadores monofásicos, este fue escogido debido a la similitud con los parámetros del modelo del transformador de PowerWorld.

Los parámetros requeridos por los modelos de línea de transmisión son los mismos en ambos programas. En ATP se utilizó el modelo LINEPI_3, el cual recibe únicamente valores de secuencia positiva; debido a esto, solo fueron simuladas fallas trifásicas sólidas.

4.2.2. Simulación en estado transitorio: Fallas trifásicas sólidas

Los valores de estado estable obtenidos a partir de la simulación del flujo de carga en PowerWorld, fueron utilizados como valores iniciales para la simulación en estado transitorio; y se emplearon para calcular los valores de las impedancias de las cargas justo en el instante anterior a la falla.

Las fallas trifásicas sólidas fueron realizadas en las barras de carga. Todas las fallas fueron realizadas a los 0,1 segundos con respecto al inicio de la simulación, los resultados para la falla en la barra 3 se muestran en las figuras 4.4 a 4.7 y para la falla en la barra 4 en las figuras 4.8 a 4.11.

Los valores de posfalla obtenidos a partir de PowerWorld fueron contrastados con los obtenidos a través de ATP, y difieren en un error menor al 5% para las tensiones, como para las corrientes.

La figura 4.12 muestra la corriente y la tensión en la carga 2 debido a una falla en la barra 3 despejada a los 0,1 segundos después de ocurrida la falla (200 milisegundos después de iniciar la simulación).

4.2.2.1. Falla trifásica sólida en la barra 3

Figura 4.4: Corriente de falla en la barra 3.

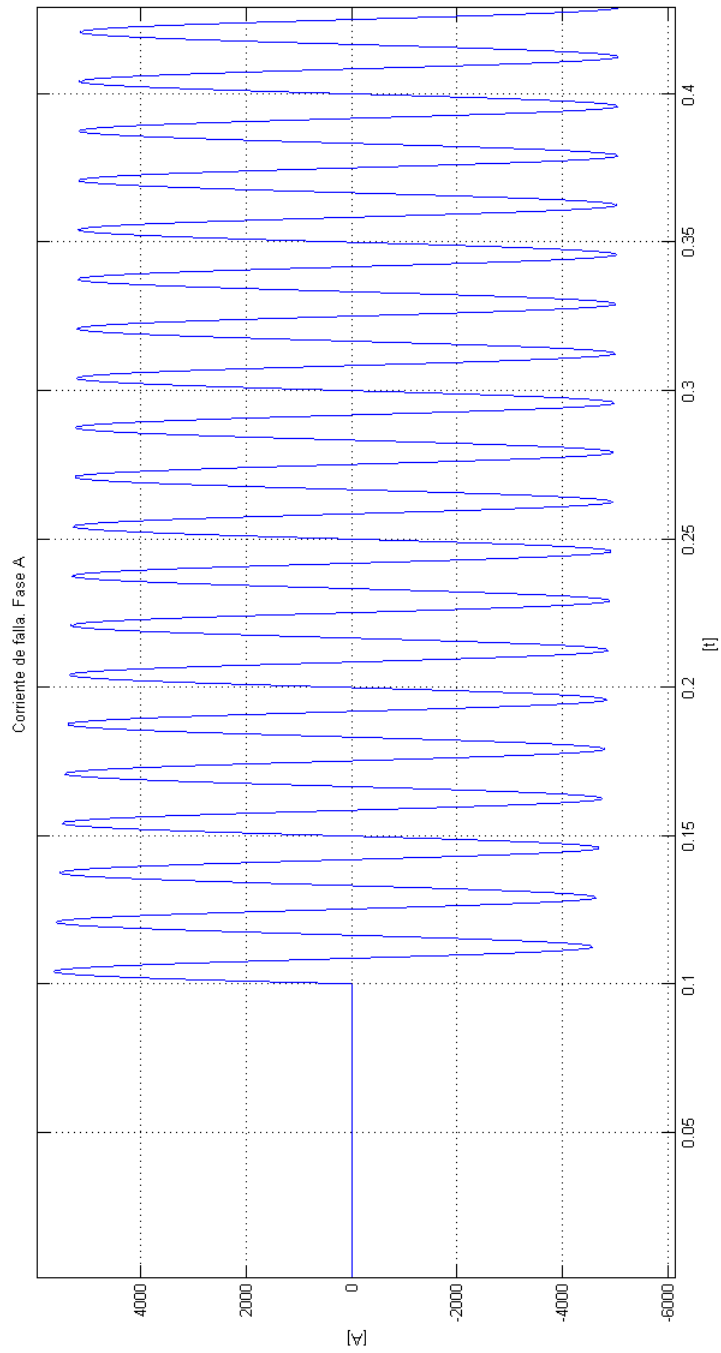


Figura 4.5: Corriente en la carga 1 debido a la falla en la barra 3.

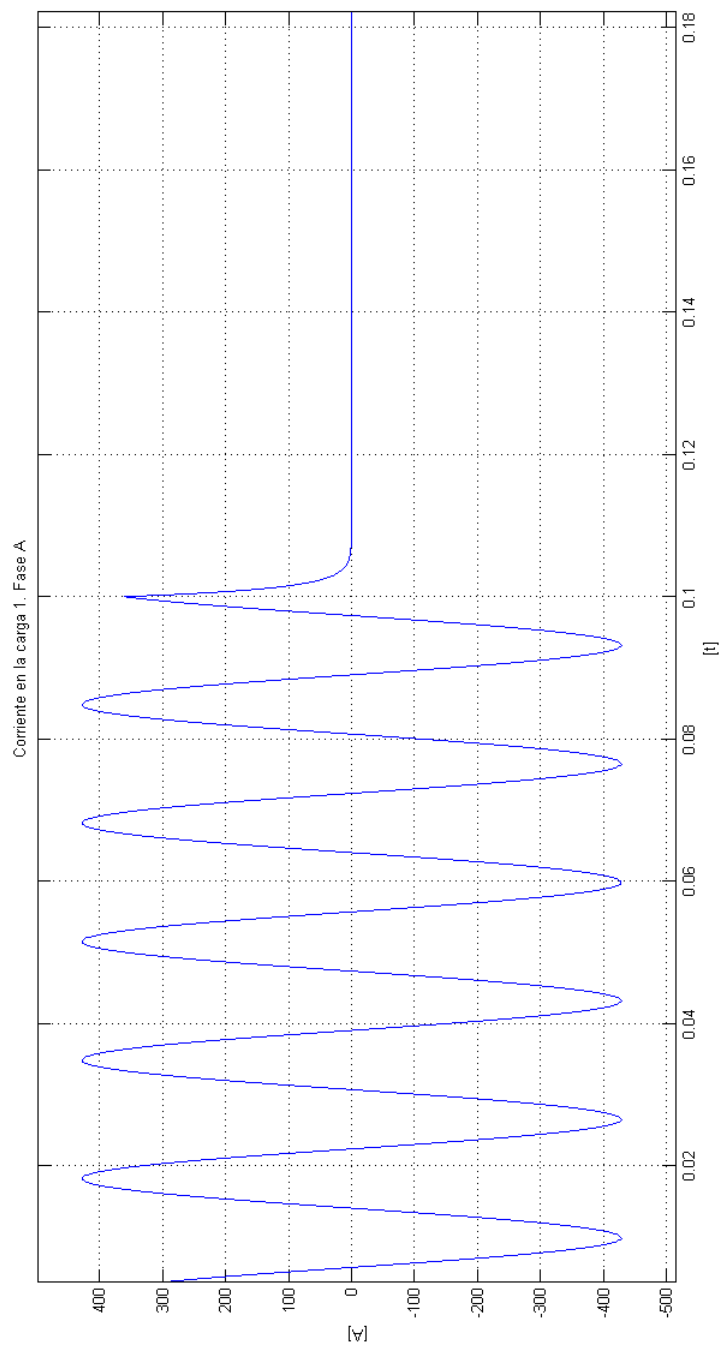


Figura 4.6: Corriente en la carga 2 debido a la falla en la barra 3

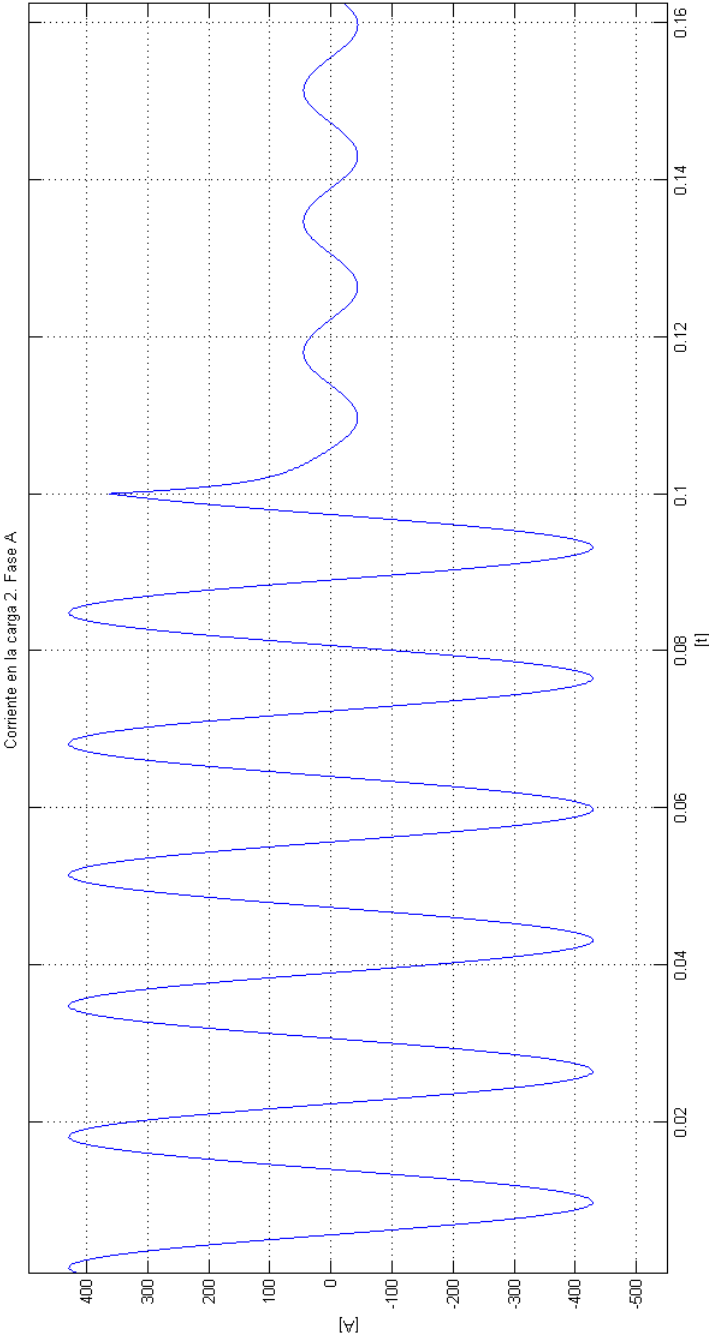
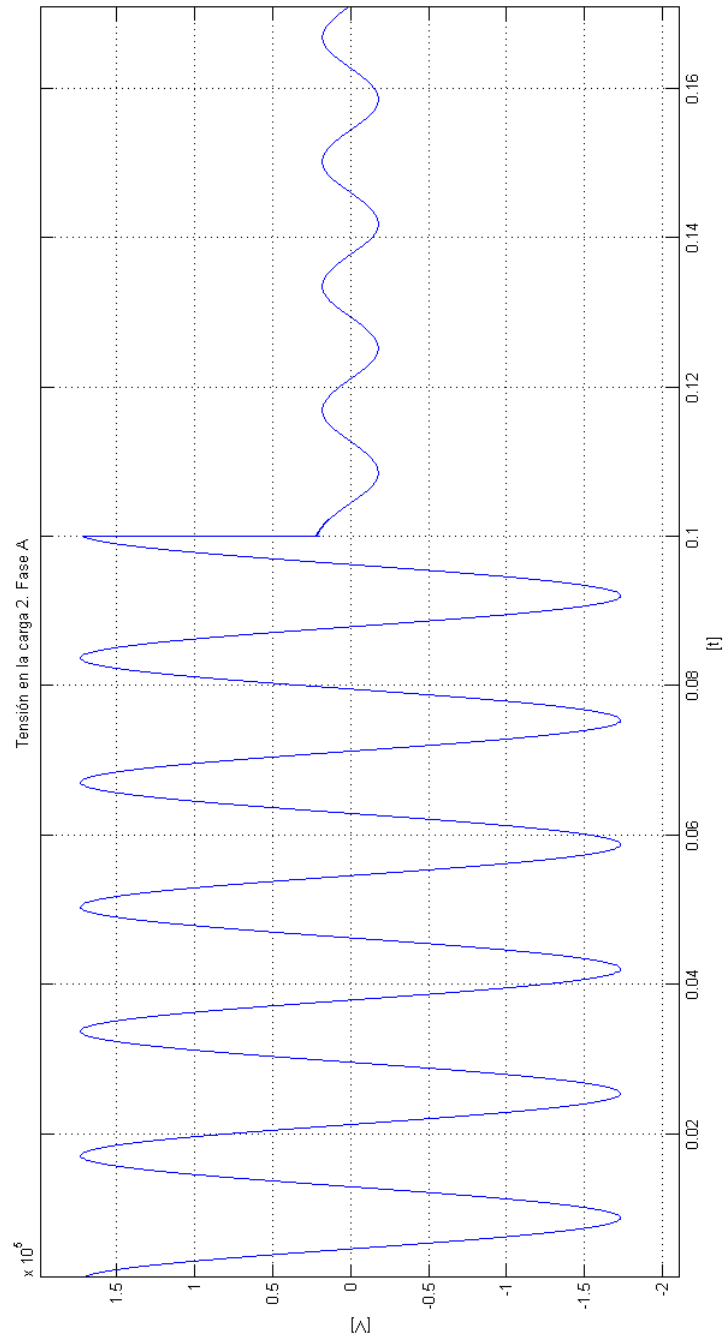


Figura 4.7: Tensión en la carga 2 debido a la falla en la barra 3.



4.2.2.2. Falla trifásica sólida en la barra 4

Figura 4.8: Corriente de falla en la barra 4.

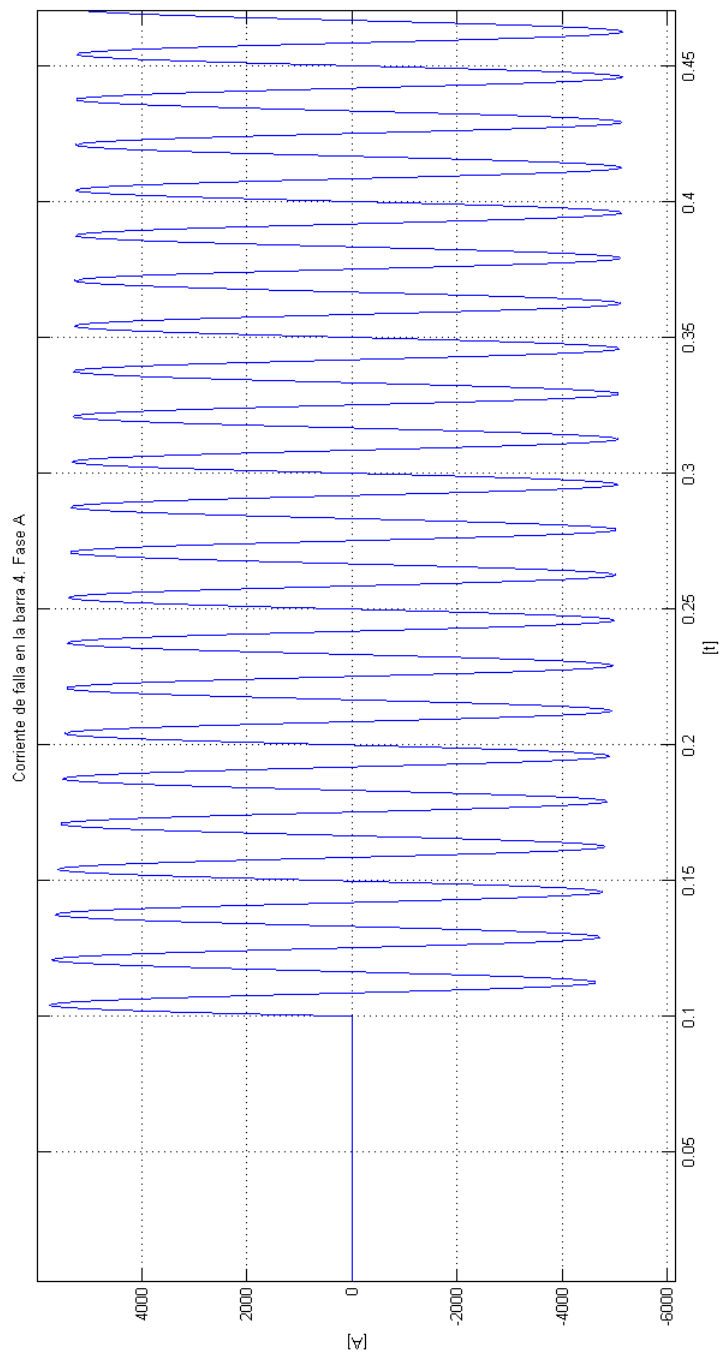


Figura 4.9: Corriente en la carga 2 debido a la falla en la barra 4

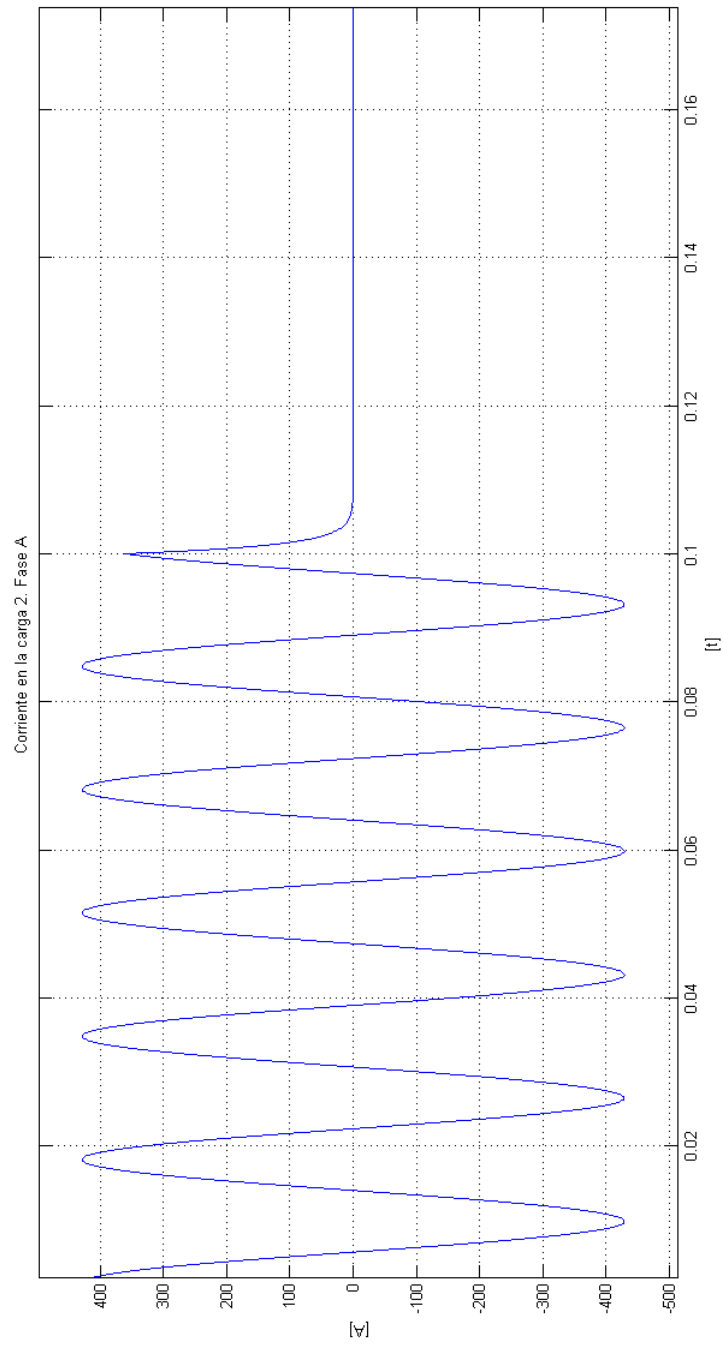


Figura 4.10: Corriente en la carga 1 debido a la falla en la barra 4.

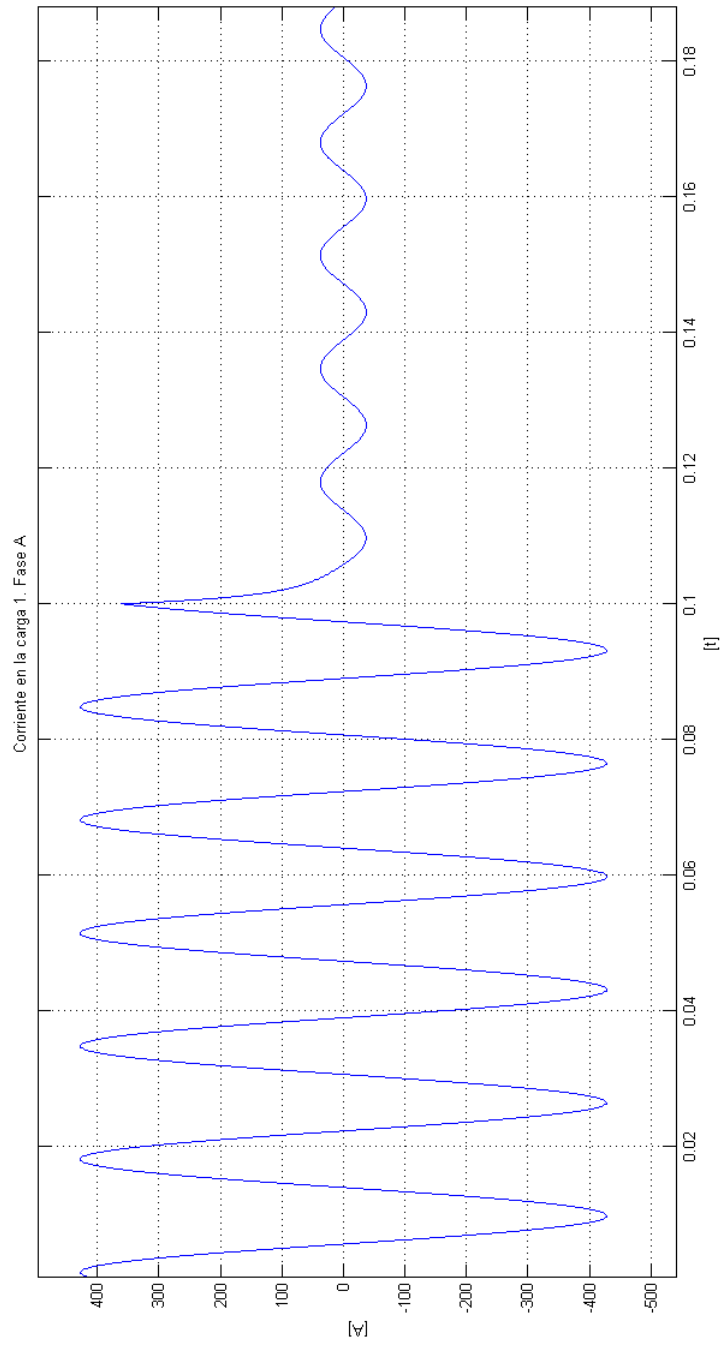
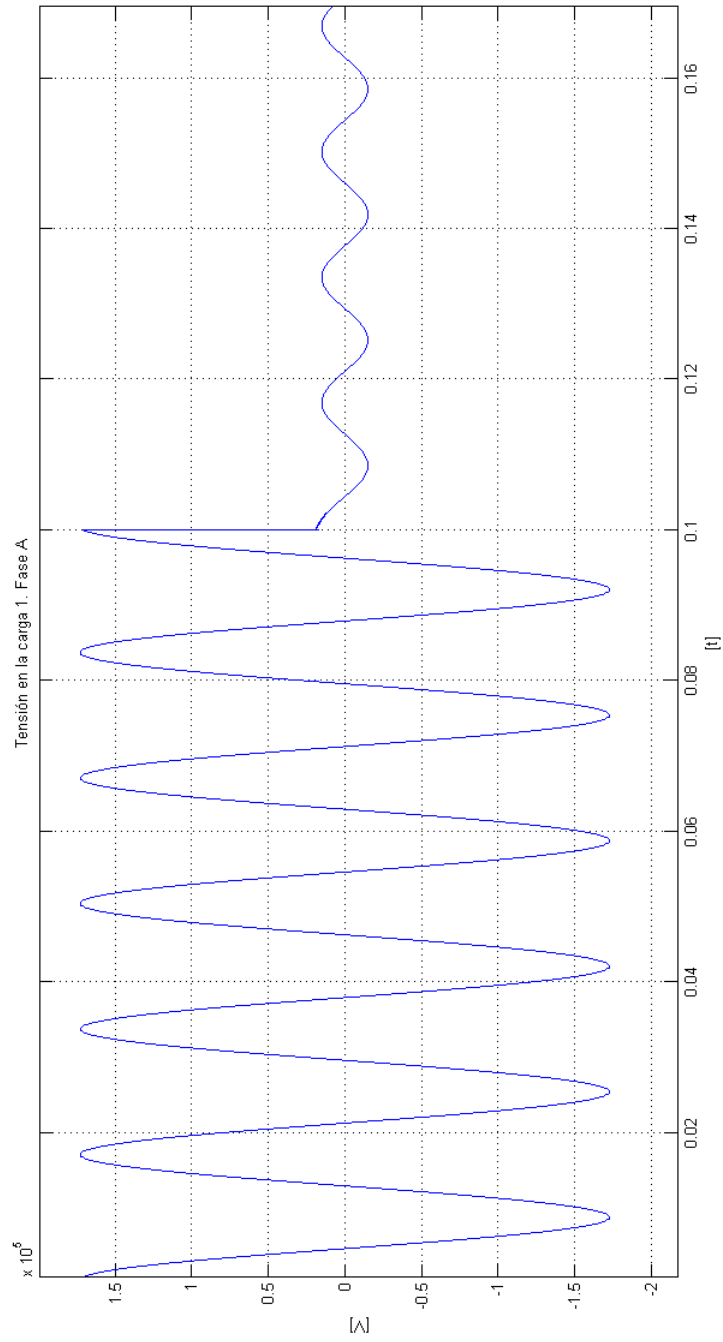
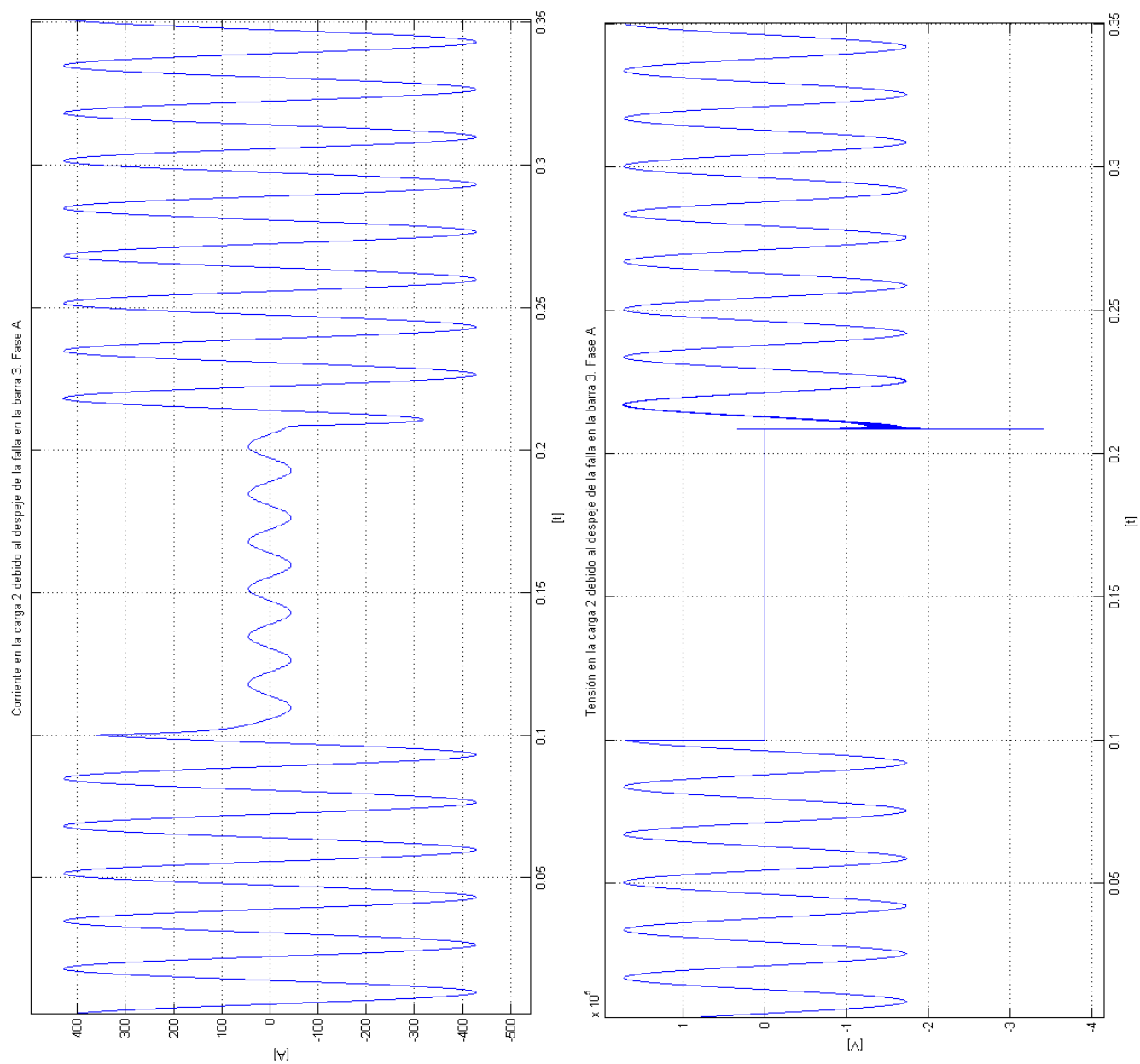


Figura 4.11: Tensión en la carga 1 debido a la falla en la barra 4.



4.2.2.3. Falla trifásica sólida despejada en la barra 3

Figura 4.12: Tensión y corriente en la carga 2 debido al despeje de la falla en la barra 3.



Capítulo 5

IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN UN MODELO DE COMUNICACIÓN CLIENTE-SERVIDOR

Para llevar a cabo la transmisión de los datos entre las dos computadoras implementando el protocolo IEC 61850 se utilizó la librería *OpenIEC61850* la cual es una implementación de código abierto del estándar IEC 61850 bajo la licencia LGPL. La librería está escrita en Java y se compone de un cliente y el servidor MMS. Los servicios ACSE que soporta son los siguientes:

- Servicios de modelo de asociación
- Todos los servicios GetDirectory y GetDataDefinition
- GetDataValues y SetDataValues
- Los modelos servicios para DATA-SETS
- Servicios Report-Control-Block (sólo cliente)
- Control

El desarrollo de *OpenIEC61850* fue iniciado por los institutos *Fraunhofer ISE* y *OFFIS*, y por la empresa *Energy & Meteo Systems GmbH*, como parte del proyecto de investigación *eTelligence* financiado por Ministerio Federal Alemán de Economía y Tecnología.

Actualmente, el proyecto de investigación *OpenIEC61850* es soportado por el instituto *Fraunhofer ISE*. (OpenMuc, 2013)

5.1. Funcionamiento de la librería *OpenIEC61850*

La librería *OpenIEC61850* establece la comunicación entre cliente y servidor implementando el protocolo de comunicación IEC 61850, interpreta el archivo de extensión *.icd (creado por el usuario) para escanear los nodos lógicos con todos sus datos y atributos. La consulta de los datos se hace a través de la interfaz gráfica *ClientGUI*. Para comprender en detalle el funcionamiento de la librería se recomienda al lector consultar el manual de usuario en el apéndice B.

5.2. Implementación del servidor a la subestación propuesta

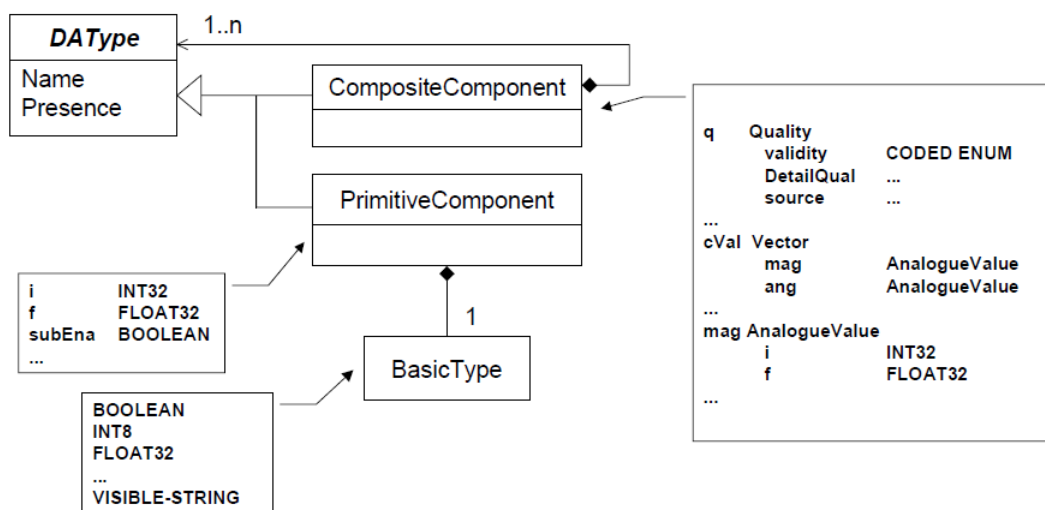
Tal cual como está desarrollada, la librería no permite directamente la escritura de datos (de nivel de proceso de subestación) por parte del usuario, lo cual condujo a modificar y agregar una parte del código fuente para la inserción de los datos de proceso provenientes de la simulación desarrollada en ATP. Las modificaciones se hicieron sobre el archivo "SampleServer.java" del proyecto "openiec61850-sample" de la librería.

Las modificaciones principales al servidor se hicieron sobre la base de la definición de los datos y de sus atributos definidos en el estándar IEC 61850. Un atributo de un dato (**DataType**) es una clase que tiene un nombre, una indicación (presencia) si el atributo es obligatorio u opcional y, **BasicTypes**.

Los **BasicTypes** (por ejemplo, **BOOLEAN** y **INT8**) son usados para construir **PrimitiveComponents** y **CompositeComponents**. Los **PrimitiveComponents** deben tener un nombre, una presencia y un **BasicType** (por ejemplo, Nombre = **i**, Presencia = Mandatory, **BasicType** = **INT32**). Los **CompositeComponents** se construyen por uno o más **PrimitiveComponents** de cada **BasicType** (por ejemplo, Nombre = **mag** de tipo **AnalogueValue** que comprende dos **PrimitiveComponents** **i** (de **INT32**) y **f** (de **FLOAT32**)). Los **CompositeComponents** y **PrimitiveComponents** se emplean para definir las Common Data Class. El concepto de **DataType** se muestra en la figura 5.1.

Figura 5.1: Concepto de DAType.

Fuente: (docs.cntd.ru, 2009)



IEC 399/03

NOTE The attribute *Presence* is not shown in the examples.

Los **BasicTypes** se muestran en la figura 5.2.

La figura 5.3 ilustra como se compone un dato (contenido en un LN) por sus atributos, y como estos últimos se componen por **CompositeComponents** y **PrimitiveComponents** de cada **BasicType**.

Con base en la estructura de los **DATypes** fueron agregadas las líneas encerradas en el rectángulo amarillo que se muestran en la figura 5.4. Estas líneas sirven para crear variables computacionales (atributos o DATypes) a partir del modelado de la subestación (archivo *.icd), ejecutando el método findModelNode de la clase serverModel, e indicando su **BasicType**.

Figura 5.2: BasicTypes

Fuente: (API User Manual - SystemCORP)

IEC61850_DATATYPE_BOOLEAN	1	Data is of type Boolean. If value is equal to 0 then false, otherwise it true
IEC61850_DATATYPE_INT8	2	An integer of 8 bits.
IEC61850_DATATYPE_INT16	3	An integer of 18 bits.
IEC61850_DATATYPE_INT32	4	An integer of 32 bits.
IEC61850_DATATYPE_INT8U	5	An unsigned integer of 8 bits.
IEC61850_DATATYPE_INT16U	6	An unsigned integer of 16 bits.
IEC61850_DATATYPE_INT32U	7	An unsigned integer of 32 bits.
IEC61850_DATATYPE_FLOAT32	8	A IEEE 754 single precision floating point
IEC61850_DATATYPE_FLOAT64	9	A IEEE 754 double precision floating point
IEC61850_DATATYPE_ENUMERATED	10	Ordered set of values. extended allowed
IEC61850_DATATYPE_CODED_ENUM	11	Ordered set of values. Not allowed to be extended
IEC61850_DATATYPE_OCTEL_STRING	12	A String of Octels characters
IEC61850_DATATYPE_VISIBLE_STRING	13	A String of Visible characters
IEC61850_DATATYPE_UNICODE_STRING	14	A String of Unicode characters
IEC61850_DATATYPE_TIMESTAMP	15	TimeStamp type (5.5.3.7.1 of IEC 61850-7-2:2003)
IEC61850_DATATYPE_QUALITY	16	Quality Data type

Figura 5.3: Ejemplo de un dato.

Fuente: (docs.cntd.ru, 2009)

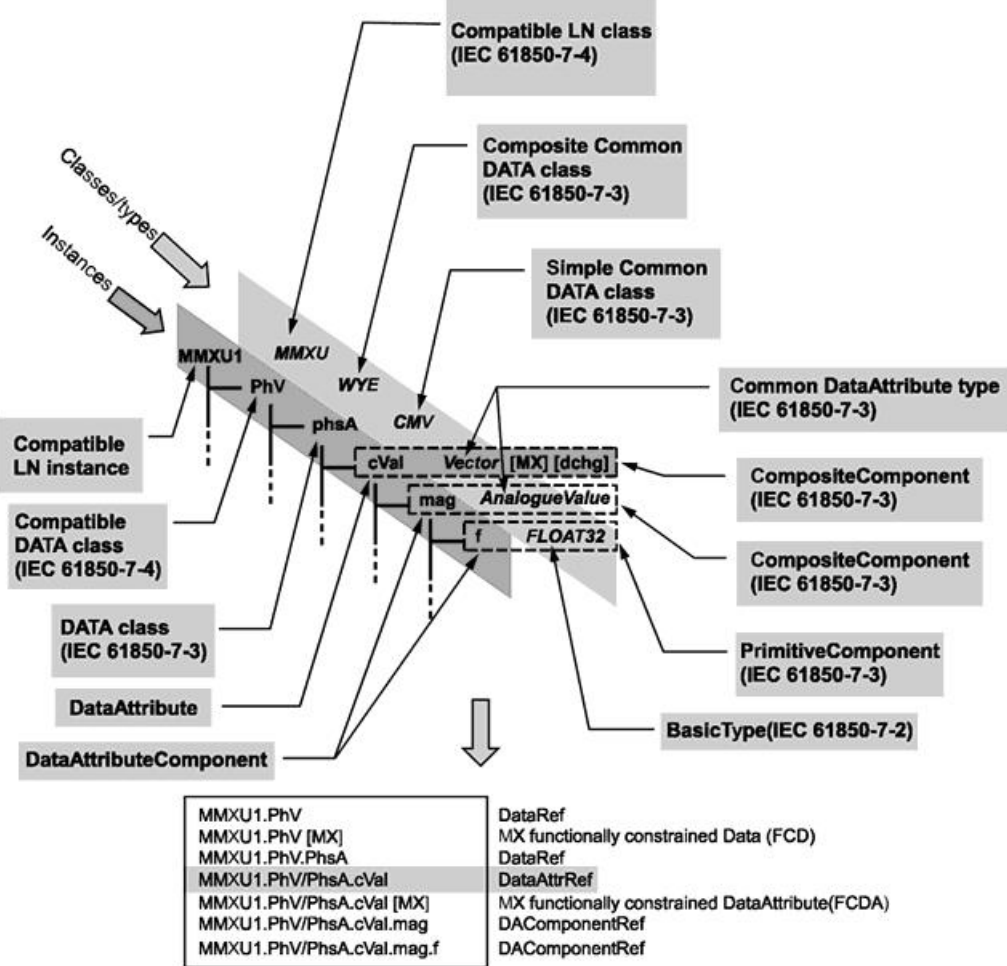


Figura 5.4: Instrucciones agregadas para crear DATypes.

```

ServerModel serverModel = serverSap.getModelCopy();

// create a SampleServer instance that can be passed as a callback object to startListening() and
// setDefaultWriteListener()
SampleServer sampleServer = new SampleServer();

serverSap.startListening(sampleServer, sampleServer);
//Agregar comentario

BdaFloat32 TRAF1MMXU1ApshA = (BdaFloat32) serverModel.findModelNode("PC1CTRAF1/MMXU1.A.phsA.instCVal.mag.f", Fc.MX);
BdaFloat32 TRAF2MMXU1ApshA = (BdaFloat32) serverModel.findModelNode("PC1CTRAF2/MMXU1.A.phsA.instCVal.mag.f", Fc.MX);
BdaFloat32 TRAF1MMXU1PhVpshA = (BdaFloat32) serverModel.findModelNode("PC1CTRAF1/MMXU1.PhV.phsA.instCVal.mag.f", Fc.MX);
BdaFloat32 TRAF2MMXU1PhVpshA = (BdaFloat32) serverModel.findModelNode("PC1CTRAF2/MMXU1.PhV.phsA.instCVal.mag.f", Fc.MX);

BdaQuality TRAF1MMXU1Aq = (BdaQuality) serverModel.findModelNode("PC1CTRAF1/MMXU1.A.phsA.q", Fc.MX);
BdaTimestamp TRAF1MMXU1At = (BdaTimestamp) serverModel.findModelNode("PC1CTRAF1/MMXU1.A.phsA.t", Fc.MX);
    
```

A estos atributos creados se le asignaron los valores provenientes de la simulación en ATP, dicha asignación se explica más adelante.

Los atributos creados fueron los necesarios para construir los datos que representen las tensiones y las corrientes en el primario y el secundario del transformador, en la barra 1 (subestación) del sistema de potencia propuesto. Adicionalmente, se crearon atributos como la calidad q , y la estampa de tiempo t , necesarias en un SAS.

El servidor de *OpenIEC61850* organiza los atributos en una lista antes de transmitirlos al cliente, dicha lista fue organizada con los atributos previamente creados, y se muestra en las líneas encerradas dentro del cuadro en la figura 5.5.

Figura 5.5: Instrucciones Agregadas para crear una lista de DATypes.

```
BdaQuality TRAF1MMXU1Aq = (BdaQuality) serverModel.findModelNode("PC1CTRAF1/MMXU1.A.phsA.q", Fc.MX);
BdaTimestamp TRAF1MMXU1At = (BdaTimestamp) serverModel.findModelNode("PC1CTRAF1/MMXU1.A.phsA.t", Fc.MX);

List<BasicDataAttribute> datosBdas = new ArrayList<BasicDataAttribute>(4);
datosBdas.add(TRAF1MMXU1ApshA);
datosBdas.add(TRAF2MMXU1ApshA);
datosBdas.add(TRAF1MMXU1PhVpshA);
datosBdas.add(TRAF2MMXU1PhVpshA);

datosBdas.add(TRAF1MMXU1Aq);
datosBdas.add(TRAF1MMXU1At);
```

Los datos provenientes de la simulación fueron guardados en un archivo de extensión *.csv (archivos separados por comas), con el objetivo de utilizar la librería *javacsv* para su manipulación dentro de *OpenIEC61850*. *javacsv* es una librería de código abierto para facilitar la lectura y escritura y manipulación de archivos *.csv o de texto plano.

Las líneas dentro de cuadro rojo de la figura 5.6 capturan el archivo *.csv y leen el encabezado del mismo, mientras que las del cuadro violeta, asignan a una variable creada (de tipo flotante. ejm: TRAF1MMXU1ApshAMag) el valor contenido en la columna del archivo *.csv (datos de simulación) correspondiente al nombre del encabezado de dicha columna.

Las líneas agregadas dentro del cuadro verde, asignan a los **DATypes** creados los valores de la simulación a través del método setFloat. Las últimas dos líneas dentro del cuadro verde asignan los valores de los atributos q y t .

Figura 5.6: Asignación de valores a los DATypes creados.

```

datosBdas.add(TRAF1MMXU1Aq);
datosBdas.add(TRAF1MMXU1At);

try {
    CsvReader datos = new CsvReader("C:/Users/fandres/openiec61850/prueba2.csv");
    datos.readHeaders();

    while (datos.readRecord())
    {
        Float TRAF1MMXU1ApshAMag = Float.parseFloat(datos.get("PC1CTRAF1/MMXU1.A.phsA.instCVal.mag.f"));
        Float TRAF2MMXU1ApshAMag = Float.parseFloat(datos.get("PC1CTRAF2/MMXU1.A.phsA.instCVal.mag.f"));
        Float TRAF1MMXU1PhVpshAMag = Float.parseFloat(datos.get("PC1CTRAF1/MMXU1.PhV.phsA.instCVal.mag.f"));
        Float TRAF2MMXU1PhVpshAMag = Float.parseFloat(datos.get("PC1CTRAF2/MMXU1.PhV.phsA.instCVal.mag.f"));
        //Integer TRAF1MMXU1ApshAq = Integer.parseInt(datos.get("PC1TRAF1.MMXU1.A.phsA.q"));

        TRAF1MMXU1ApshA.setFloat(TRAF1MMXU1ApshAMag);
        TRAF2MMXU1ApshA.setFloat(TRAF2MMXU1ApshAMag);
        TRAF1MMXU1PhVpshA.setFloat(TRAF1MMXU1PhVpshAMag);
        TRAF2MMXU1PhVpshA.setFloat(TRAF2MMXU1PhVpshAMag);

        TRAF1MMXU1Aq.setValidity(BdaQuality.Validity.GOOD);

        TRAF1MMXU1At.setCurrentTime();
    }
}

```

Finalmente el servidor envía los datos de la simulación al cliente con una frecuencia de 1 ms. ver figura 5.7.

Figura 5.7: Envío de datos desde el servidor.

```

serverSap.setValues(datosBdas);//enviar datos desde el servidor al cliente

try {
    Thread.sleep(1);// frecuencia de emisión de los datos [ms]
} catch (InterruptedException e) {
}

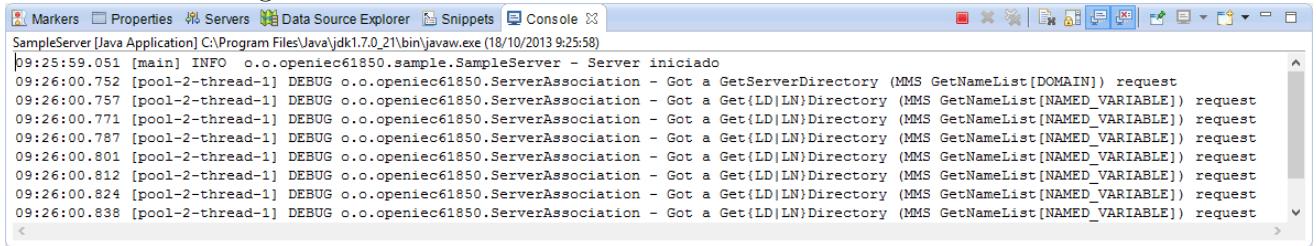
}
datos.close();

```

Las figuras 5.8 a 5.10 muestran la implementación del protocolo IEC 61850 en un modelo de comunicación cliente-servidor, que transmite los datos de proceso (simulación) de la subestación modelada, en una red LAN cableada.

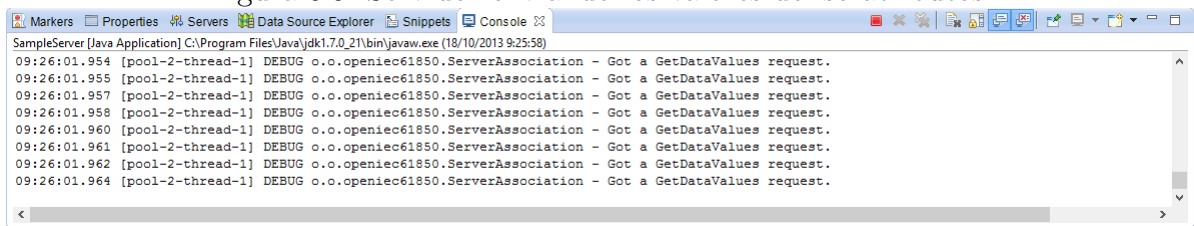
Se puede observar en la figura 5.8 el servidor iniciado, enviando la estructura del modelo jerárquico de la subestación solicitado por el cliente, y en la figura 5.9 resolviendo la solicitud del cliente, que pide los valores de los atributos.

Figura 5.8: Server enviando el modelo de la subestación.



```
SampleServer [Java Application] C:\Program Files\Java\jdk1.7.0_21\bin\javaw.exe (18/10/2013 9:25:58)
09:25:59.051 [main] INFO o.o.openiec61850.sample.SampleServer - Server iniciado
09:26:00.752 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a GetServerDirectory (MMS GetNameList[DOMAIN]) request
09:26:00.757 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a Get{LD|LN}Directory (MMS GetNameList[NAMED_VARIABLE]) request
09:26:00.771 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a Get{LD|LN}Directory (MMS GetNameList[NAMED_VARIABLE]) request
09:26:00.787 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a Get{LD|LN}Directory (MMS GetNameList[NAMED_VARIABLE]) request
09:26:00.801 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a Get{LD|LN}Directory (MMS GetNameList[NAMED_VARIABLE]) request
09:26:00.812 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a Get{LD|LN}Directory (MMS GetNameList[NAMED_VARIABLE]) request
09:26:00.824 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a Get{LD|LN}Directory (MMS GetNameList[NAMED_VARIABLE]) request
09:26:00.838 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a Get{LD|LN}Directory (MMS GetNameList[NAMED_VARIABLE]) request
```

Figura 5.9: Servidor enviando los valores de lso atributos.



```
SampleServer [Java Application] C:\Program Files\Java\jdk1.7.0_21\bin\javaw.exe (18/10/2013 9:25:58)
09:26:01.954 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a GetDataValues request.
09:26:01.955 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a GetDataValues request.
09:26:01.957 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a GetDataValues request.
09:26:01.958 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a GetDataValues request.
09:26:01.960 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a GetDataValues request.
09:26:01.961 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a GetDataValues request.
09:26:01.962 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a GetDataValues request.
09:26:01.964 [pool-2-thread-1] DEBUG o.o.openiec61850.ServerAssociation - Got a GetDataValues request.
```

Las figura 5.10 muestra al cliente leyendo los valores del atributo **instCVal.mag.f, t y q**, enviados desde el servidor en instantes distintos.

El modelo fue implementado en dos laptops usando un switch industrial. Se eligió una red LAN cableada por no depender del medio de transmisión aéreo y disminuir la latencia. En las subestaciones se usa fibra óptica como medio de transimisión. (ver figura 5.11)

Figura 5.10: Cliente leyendo los atributos enviados por el server.

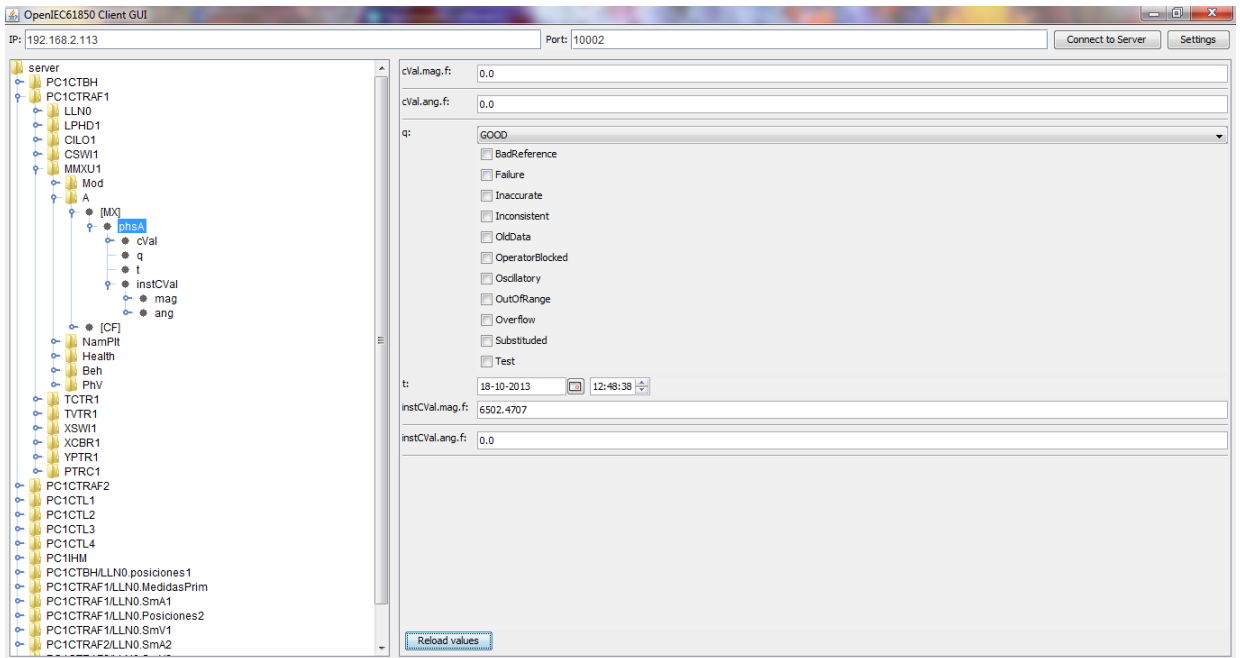
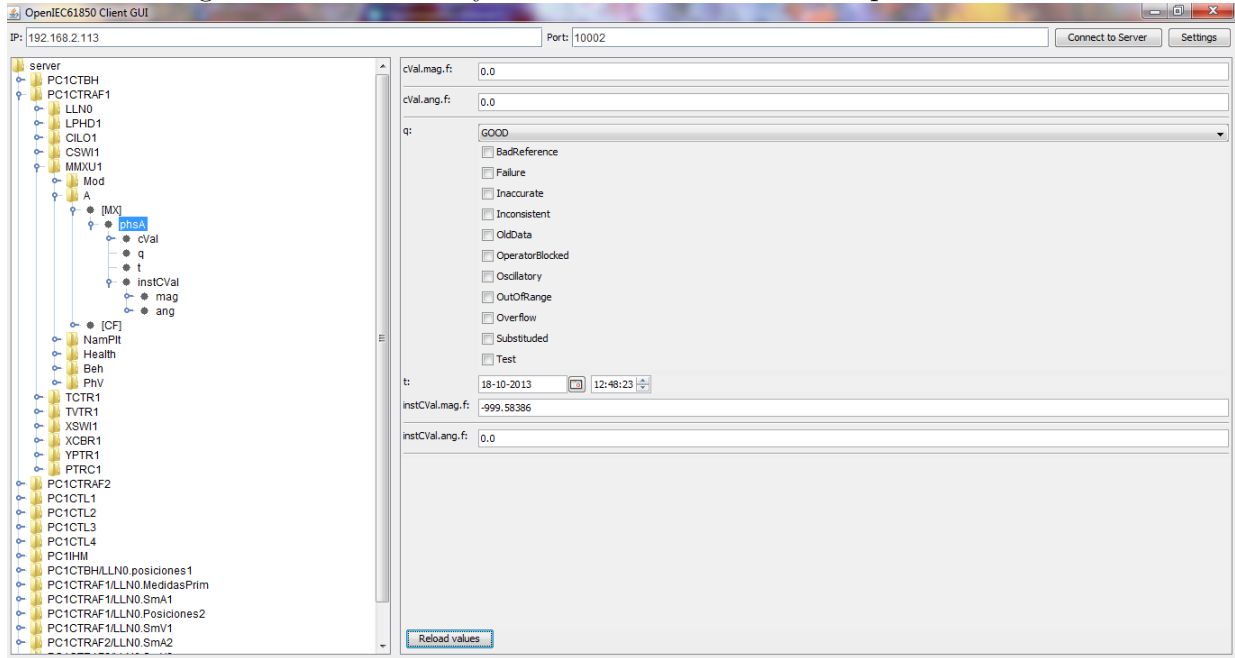


Figura 5.11: Montaje de los laptops.



Capítulo 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Observaciones y conclusiones

Una vez finalizó el desarrollo de esta tesis de grado, se pueden resaltar las siguientes observaciones y conclusiones:

- Se modeló una subestación eléctrica junto con los equipos de corte y seccionamiento, protección de sobrecorriente y medida siguiendo el estándar IEC 61850 usando la herramienta *VisualSCL*.
- Los resultados de las simulaciones para los valores de posfalla del sistema de potencia en estado estable y transitorio fueron contrastados, y se obtuvo un error del 5%, lo cual comprueba la veracidad de los datos obtenidos.
- Se utilizó la librería *OpenIEC61850* para establecer la comunicación entre dos computadoras dentro de un modelo de comunicación cliente-servidor. Adicionalmente se empleó la interfaz gráfica *ClientGUI* para monitorizar las variables eléctricas durante ciertos escenarios de falla del sistema.
- La falta de una herramienta de configuración de IEDs propia de un fabricante, hizo difícil la etapa de modelado, ya que estas poseen características especiales creadas por las empresas del sector para modelar bahías (tanto de líneas como de transformadores), esquemas de protección y control, enclavamientos entre otros.

- Durante el desarrollo de este proyecto de grado se adquirió gran conocimiento acerca de los SAS, la operación de los IEDs y las redes de comunicación en subestaciones.
- La norma propone dejar el control de la subestación a cargo de la red de comunicaciones y no mediante cableado tradicional.

6.2. Recomendaciones

- Se recomienda a la E^3T realizar trabajos de grado en pro de crear una herramienta de entrenamiento para el aprendizaje del estándar IEC 61850, dirigida a los profesionales de la industria.
- Se recomienda desarrollar un trabajo de grado donde subestaciones de distintas configuraciones sean modeladas mediante varios computadores, para tener un acercamiento a un entorno más real.
- El proyecto *OpenMuc Framework* del *Fraunhofer Institute*, desarrolla software relacionado con la comunicación dentro de redes inteligentes (Smart Grids) sin ningún tipo de restricción de uso, ya que todo el software es liberado bajo licencia LGPL. Se recomienda a la E^3T explorar los proyectos de medición inteligente *jDLSM*, *jMBus* y *jSML*, con el objetivo de crear aplicaciones relacionadas con la medición eléctrica inteligente.

Bibliografía

- R. E. Mackiewicz, “Overview of IEC 61850 and Benefits”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- A. Apostolov, “IEC 61850 Substation Configuration Language and Its Impact on the Engineering of Distribution Substation Systems”, 2010
- K-P. Brand, V. Lohmann and W. Wimmer. “Substation Automation Handbook”. Netted Automation GmbH-Information and Communication System, 2003.
- IEC61850: New Approach to Substation Automation, Communications, and Integration. Sisco Inc, 2008.
- Germán Pugliese-ABB, “IEC 61850: El estándar de integración eléctrica del futuro”, 2005.
- J. Zhang, C. A. Gunter, “IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations: An Overview of Computer Science”, *University of Illinois*, 2011
- Manual de usuario de Visual SCL. Applied Systems Engineering Inc., 2010.
- Kundur Prabha, Power System Stability And Control, McGraw-Hill Education (India) Pvt Limited, 1994.
- Angarita I. Alexander. Transitorios Electromagnéticos. Material audiovisual, 2012.
- IEC 61850 Protocol API User Manual - Protocol Integration Stack, *SystemCORP Pty Ltd*, 2009
- Recurso Web, Disponible en <http://docs.cntd.ru/document/1200082216>, [Ultima consulta: Miércoles, 13 de Noviembre de 2013]

OpenIEC61850 - Overview, Disponible en <http://www.openmuc.org/index.php?id=35>,
[Ultima consulta: Jueves, 24 de Octubre de 2013]

Apéndice A

TIPOS DE NODOS LÓGICOS INSTANCIABLES

Los nodos lógicos para el modelado de subestaciones se configuran como plantillas (tipos de nodos lógicos), la idea es utilizar las instancias de los tipos de nodos lógicos donde sea requerido por el diseño. La figura A.1 contiene una lista de todos los tipos de nodos lógicos creados durante el proceso de modelado, así como su descripción.

La Columna **Id** corresponde al identificador del nodo lógico, y por recomendación del estándar se hace concatenando con un slash “/” el nombre del LD donde se aloja el LN, seguido de la clase de nodo lógico. Con el nombre del identificador es muy fácil reconocer donde está ubicado el LN dentro de la subestación.

La columna **class** hace referencia a la clase principal de nodo lógico, cabe recordar que los modelos de información de IEC 61850 son modelos orientados a tipos.

Figura A.1: Tipos de nodos lógicos creados.

Id	Class	Description
CTBH/XSWI	XSWI	SWITCH DE LA BAHIA DE ENTRADA
CTBH/XCBR	XCBR	INTERRUPTOR DE LA BAHIA DE ENTRADA
CTBH/CILO	CILO	INTERLOCKING DE LA BAHIA DE ENTRADA
CTBH/CSWI	CSWI	CONTROLADOR DE EQUIPO DE SWITCHEO DE LA BAHIA DE ENTRADA
CTRAF1/TVTR	TVTR	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL AL LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR
CTRAF1/TCTR	TCTR	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE AL LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR
CTRAF1/XSWI	XSWI	SECCIONADOR DE LA BAHIA DEL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR
CTRAF1/XCBR	XCBR	INTERRUPTOR DE LA BAHIA DEL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR
CTRAF1/YPTR	YPTR	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
CTRAF1/CILO	CILO	INTERLOCKING DE LA BAHIA DEL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR
CTRAF1/CSWI	CSWI	CONTROLADOR DE EQUIPO DE SWITCHEO DE LA BAHIA DEL PRIMARIO DEL TRANSF
CTRAF1/MMXU	MMXU	NODO LOGICO DE MEDIDAS DEL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR
CTRAF1/PIOC	PIOC	PROTECCION INSTANTANEA DE SOBRECORRIENTE DEL PRIMARIO DEL TRANSFORM
CTRAF1/PTRC	PTRC	ACONDICIONADOR DE LA SEÑAL DE DISPARO
IHM/IHMI	IHMI	INTERFAZ HOMBRE MAQUINA
CTRAF2/XCBR	XCBR	INTERRUPTOR DE LA BAHIA DEL SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR
CTRAF2/XSWI	XSWI	SECCIONADOR DE LA BAHIA DEL SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR
CTRAF2/TCTR	TCTR	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE AL LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADOR
CTRAF2/TVTR	TVTR	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL AL LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADOR
CTRAF2/CILO	CILO	INTERLOCKING DE LA BAHIA DEL SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR
CTRAF2/CSWI	CSWI	CONTROLADOR DE EQUIPO DE SWITCHEO DE LA BAHIA DEL SECUNDARIO DEL TRA
CTRAF2/MMXU	MMXU	NODO LOGICO DE MEDIDAS DEL SECUANDARIO DEL TRANSFORMADOR
CTRAF2/PIOC	PIOC	PROTECCION INSTANTANEA DE SOBRECORRIENTE DEL SECUNDARIO DEL TRANSFO
CTRAF2/PTRC	PTRC	ACONDICIONADOR DE LA SEÑAL DE DISPARO
CTBH/LLN0	LLN0	NODO LOGICO CERO
CTL1/CILO	CILO	INTERLOCKING DE LA BAHIA DE LA LINEA DE TRANSMISION 1
CTL1/CSWI	CSWI	CONTROLADOR DE EQUIPO DE SWITCHEO DE LA LINEA DE TRANSMISION 1
CTL1/XCBR	XCBR	INTERRUPTOR DE LA BAHIA DEL SECUNDARIO DE LA LINEA DE TRANSMISION 1
CTL1/XSWI	XSWI	SECCIONADOR DE LA BAHIA DE LA LINEA DE TRANSMISION 1
CTL2/CILO	CILO	INTERLOCKING DE LA BAHIA DE LA LINEA DE TRANSMISION 2
CTL2/CSWI	CSWI	CONTROLADOR DE EQUIPO DE SWITCHEO DE LA LINEA DE TRANSMISION 2
CTL2/XCBR	XCBR	INTERRUPTOR DE LA BAHIA DEL SECUNDARIO DE LA LINEA DE TRANSMISION 2
CTL2/XSWI	XSWI	SECCIONADOR DE LA BAHIA DE LA LINEA DE TRANSMISION 2
CTL3/CILO	CILO	INTERLOCKING DE LA BAHIA DE LA LINEA DE TRANSMISION 3
CTL3/CSWI	CSWI	CONTROLADOR DE EQUIPO DE SWITCHEO DE LA LINEA DE TRANSMISION 3
CTL3/XCBR	XCBR	INTERRUPTOR DE LA BAHIA DEL SECUNDARIO DE LA LINEA DE TRANSMISION 3
CTL3/XSWI	XSWI	SECCIONADOR DE LA BAHIA DE LA LINEA DE TRANSMISION 3
CTL4/CILO	CILO	INTERLOCKING DE LA BAHIA DE LA LINEA DE TRANSMISION 4
CTL4/CSWI	CSWI	CONTROLADOR DE EQUIPO DE SWITCHEO DE LA LINEA DE TRANSMISION 4
CTL4/XCBR	XCBR	INTERRUPTOR DE LA BAHIA DEL SECUNDARIO DE LA LINEA DE TRANSMISION 4
CTL4/XSWI	XSWI	SECCIONADOR DE LA BAHIA DE LA LINEA DE TRANSMISION 4
CTBH/LPHD	LPHD	NODO LOGICO DE SISPOSITIVO FISICO

Al igual que los nodos lógicos, también se pueden crear tipos de datos con el objeto de reutilizarlos en los distintos LN. Por ejemplo, se pueden crear dos tipos de datos **Pos**, **myPos1** y **myPos2**, y en el segundo de ellos no incluir el atributo **q** (quality).

La figura A.2 contiene todos los tipos de datos creados durante el proceso de modelado de la subestación.

Figura A.2: Tipos de datos creados para el modelado de la subestación.

	Id	Common Data Class	Data Element	Data Attribute	IED Type
	myMod	INC			PC1
	myBeh	INS			PC1
	myHealth	INS			PC1
	myNamPlt	LPL			PC1
	myPos	DPC			PC1
	myBlkOpn	SPC			PC1
	myBlkCls	SPC			PC1
	mySwTyp	INS			PC1
	mySwOpCap	INS			PC1
	myLoc	SPS			PC1
	myOpCnt	INS			PC1
	myCBOpCap	INS			PC1
	myA	WYE			PC1
	myphsA	CMV			PC1
	myPos2	DPC			PC1
	myOpOpn	ACT			PC1
	myOpCls	ACT			PC1
	myVol	SAV			PC1
	myAmp	SAV			PC1
	myHiVRtg	ASG			PC1
	myLoVRtg	ASG			PC1
	myOpOvA	SPS			PC1
	myOpOvV	SPS			PC1
	myOpUnV	SPS			PC1
	myOp1	ACT			PC1
	myStrVal1	ASG			PC1
	myOp2	ACT			PC1
	myStrVal2	ASG			PC1
	myTr1	ACT			PC1
	myStr1	ACD			PC1
	myEnaOpn	SPS			PC1
	myEnaCls	SPS			PC1
	myPhyNam	DPL			PC1
	myPhyHealth	INS			PC1
	myProxy	SPS			PC1

La columna **Id** corresponde al identificador de dato, y la columna **Common Data Class** a la CDC al cual pertenece dicho dato.

Apéndice B

MANUAL DE USUARIO DE LA LIBRERÍA *OpenIEC61850*

La librería *OpenIEC61850* es una implementación de código abierto del estándar IEC 61850 bajo la licencia LGPL y está disponible para su descarga en (<http://www.openmuc.org/index.php?id=8#c50>). Este manual fue hecho para la versión 0.16.0, liberada el 3 de Septiembre de 2013.

La librería consta de un cliente y un servidor que utilizan varios de los servicios ACSI descritos en el estándar IEC 61850.

Una vez descargada y extraída, la librería consta de cuatro componentes que se encuentran en el directorio “C:\...\openiec61850\src”, dichos componentes son:

- *openiec61850*: es el código principal de la implementación del servidor y el cliente de la librería *OpenIEC61850* (depende *jositransport*).
- *jositransport*: implementa RFC 1006 y la capa de transporte de servicio del modelo OSI. No es parte de la librería básica, de manera que puede ser utilizado por separado por otros proyectos.
- *openiec61850-sample*: implementa ejemplo de un cliente y de un servidor. Este componente sólo existe para fines de demostración. Allí se muestra cómo crear su propio cliente y/o aplicaciones de servidor que utilizan *OpenIEC61850*.
- *openiec61850-clientgui*: es una interfaz gráfica de usuario para el cliente. Se puede utilizar para conectarse al servidor, navegar en el modelo de dispositivo del servidor además de leer y escribir datos.

Existen dos formas de aprender cómo funcionan el cliente y el servidor. La primera, y la más fácil, es a través del intérprete de comandos (Windows) o a través de consola (GNU/Linux). La segunda es usando el entorno de desarrollo integrado Eclipse (<http://www.eclipse.org/>).

B.1. Funcionamiento de la librería *OpenIec61850* usando el intérprete de comandos

B.1.1. Funcionamiento del servidor

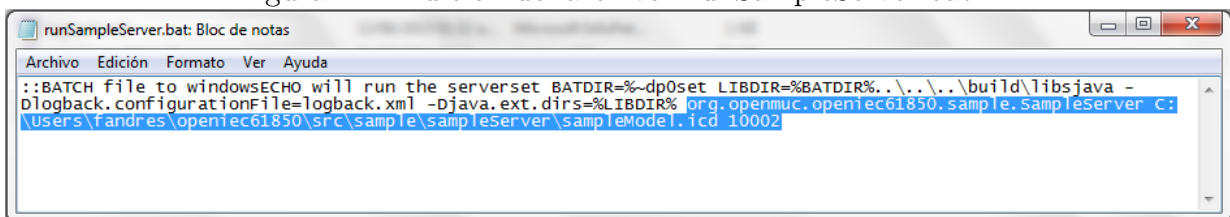
Para aprender el funcionamiento de la librería se debe abrir el directorio C:\...\openiec61850\src\sample\sampleServer, allí se encuentra el archivo “sampleModel.icd”, este archivo contiene el ejemplo de un modelo que describe las capacidades de un IED. Adicionalmente, se encuentra el archivo “runSampleServer.bat”, el cual contiene la implementación de un ejemplo para el servidor.

Antes de ejecutar el ejemplo del servidor se debe editar el archivo “runSample server.bat”, para ello se debe pinchar con el botón derecho sobre dicho archivo y se debe seleccionar la opción “Editar”. Se deben agregar al archivo las siguientes líneas de manera consecutiva, dejando un espacio entre cada una de ellas:

- org.openmuc.openiec61850.sample.SampleServer
- C:\Users\fandres\openiec61850\src\sample\sampleServer\sampleModel.icd
- 10002

De tal manera que el archivo quede editado como se muestra en la figura B.1.

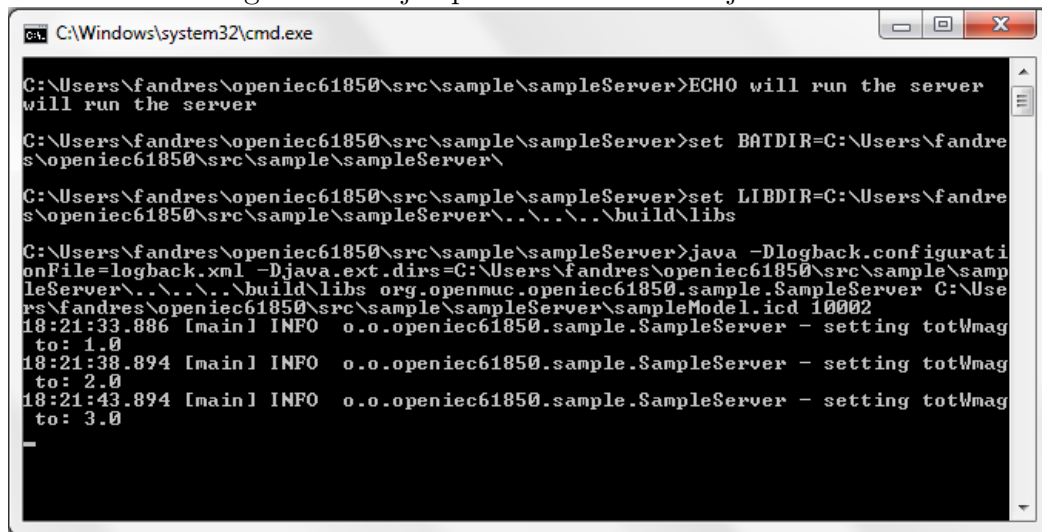
Figura B.1: Edición del archivo “runSampleServer.bat”.



La segunda línea, corresponde a la ruta donde está localizado el archivo de extensión *.icd que el servidor interpreta. Si el usuario tiene un archivo *.icd propio, basta con modificar dicha línea, para ejecutar la librería con un archivo distinto al modelo de ejemplo.

Una vez editado el archivo, se puede ejecutar el ejemplo del servidor, para ello se debe pinchar dos veces sobre el archivo “runSampleServer.bat”. La figura B.2 muestra el ejemplo del servidor en plena ejecución.

Figura B.2: Ejemplo del servidor en ejecución.

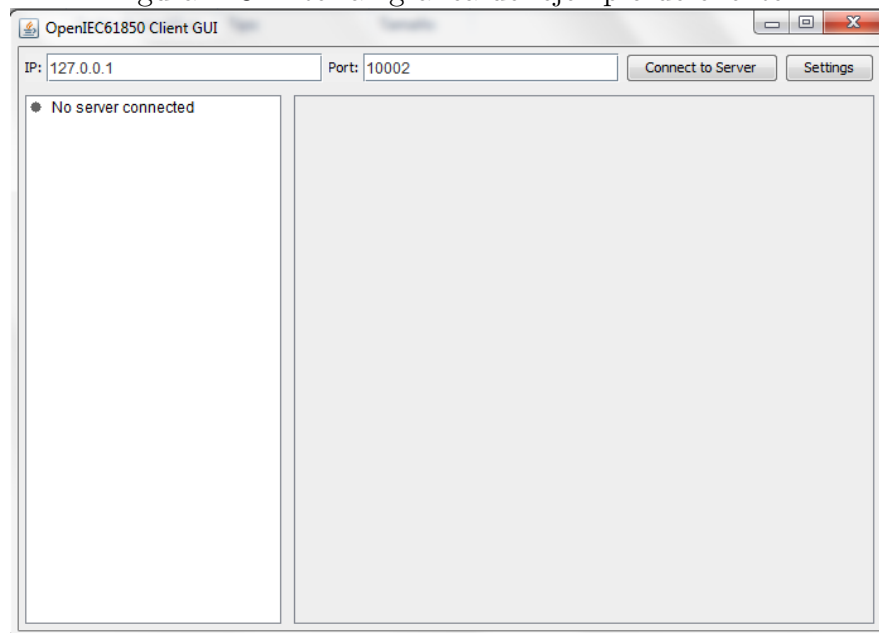


En la figura B.2 se puede observar al servidor reescribiendo el valor del atributo “totWmag” cada 5 segundos.

B.1.2. Funcionamiento del cliente

Para ejecutar el cliente se debe abrir el directorio “C:\...\openiec61850\bin”, allí se encuentra el archivo “openiec61850-clientgui.bat” que contiene la interfaz gráfica *ClientGUI* para el cliente. Para ejecutarla se debe pinchar dos veces sobre dicho archivo, deberá aparecer una ventana como la mostrada en la figura B.3.

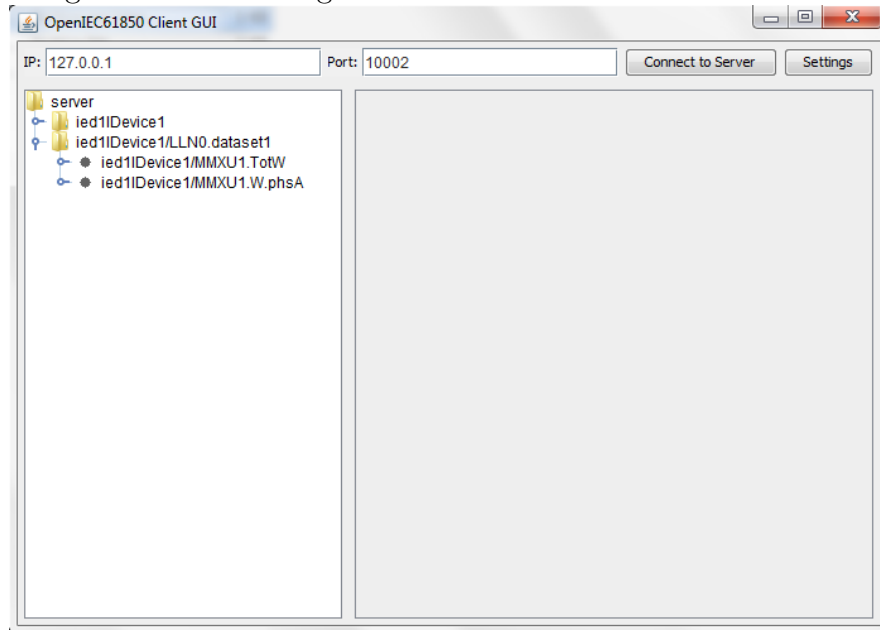
Figura B.3: Interfaz gráfica del ejemplo de cliente.



Una vez se despliega la ventana del cliente se debe escribir la dirección ip del equipo en el cual se está ejecutando el servidor; el número por defecto del puerto es el 10002 y se recomienda no modificarlo.

Después se debe pinchar el botón “Connect to Server”, y la ventana mostrada en la figura B.3 deberá tomar la apariencia mostrada en la figura B.4.

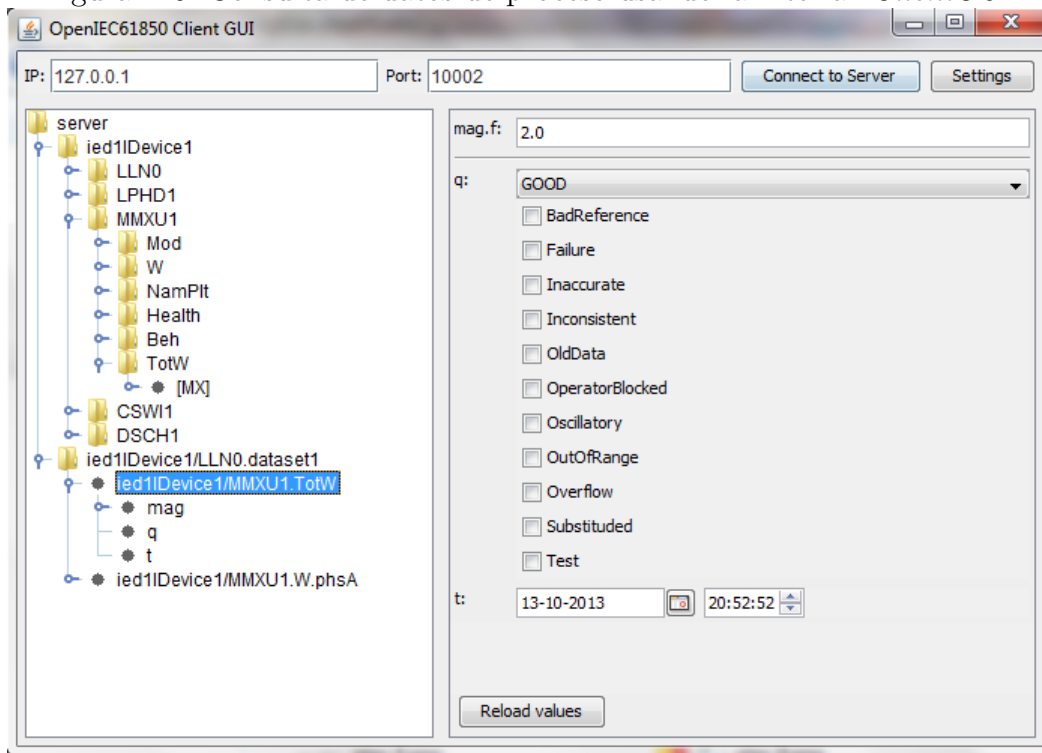
Figura B.4: Interfaz gráfica del cliente conectado al servidor.



La figura B.4 muestra el modelo del dispositivo “**ied1Device1**” contenido en el servidor, además de un conjunto de datos llamado “**dataset1**” que se encuentra dentro del nodo lógico cero del dispositivo “**ied1Device1**”. La designación de este conjunto de datos se hace mediante el nombre “**ied1Device1/LLN0.dataset1**”.

Si el usuario quiere usar el cliente para consultar los datos de proceso, debe navegar a través del modelo de dispositivo contenido en el servidor o, a través de algún conjunto de datos (data set) que haya sido creado durante el proceso de modelado de la subestación.

La figura B.5 permite visualizar los valores de los atributos “**TotW**” (que indica la potencia activa total), “**q**” (calidad del valor) y “**t**” (estampa de tiempo), navegando a través del **dataset1**. Si se requiere actualizar cualquiera de estos valores, simplemente basta con pinchar en el botón “Reload values”.

Figura B.5: Consulta de datos de proceso usando la interfaz *ClientGUI*.

B.2. Funcionamiento de la librería *OpenIec61850* usando Eclipse

Los desarrolladores de la librería *OpenIEC61850* utilizan la herramienta de compilación automática Gradle (<http://www.gradle.org/>) en todos sus proyectos.

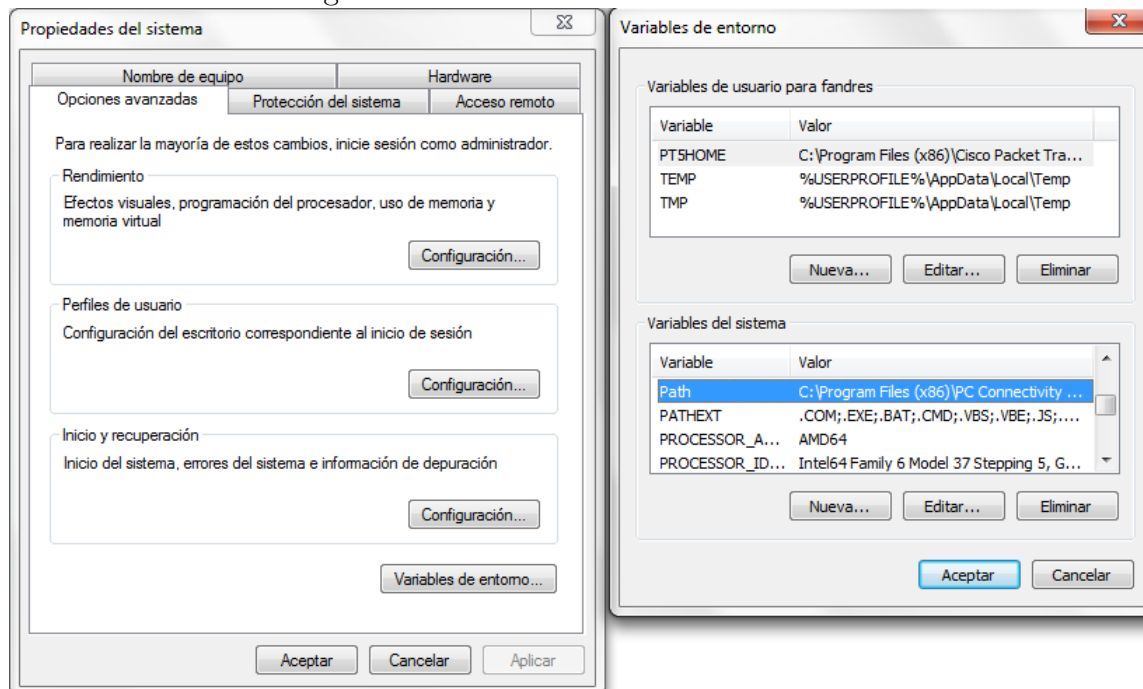
Todas sus distribuciones contienen archivos de creación Gradle completamente funcionales ("build.gradle"). Por lo tanto, si se ha cambiado el código y se requiere reconstruir la librería, se puede hacer fácilmente con Gradle. Además, si desea importar el software en Eclipse, puede crear fácilmente archivos de proyecto Eclipse utilizando Gradle. En el enlace (<http://www.openmuc.org/index.php?id=28>) se pueden encontrar los pasos para la instalación de Gradle.

La librería *OpenIEC61850* está desarrollada en java, por lo tanto requiere tener instalado en el equipo los paquetes de Java Development Kit. JDK es un software que provee herramientas de desarrollo para la creación de programas en Java, su descarga es-

tá disponible en (<http://www.oracle.com/technetwork/es/java/javase/downloads/jdk7-downloads-1880260.html>).

Después de instalar JDK hay que agregar las variables de entorno, para ello se debe abrir el directorio “Panel de control\Sistema y seguridad\Sistema”, y seleccionar la opción “configuración avanzada del sistema”. Debera abrirse una ventana como la mostrada a la izquierda de la figura B.6, allí se debe pinchar sobre la opción “Variables de entorno” y se abrirá una ventana como la mostrada a la derecha de la figura B.6.

Figura B.6: Variables de entorno de JDK.



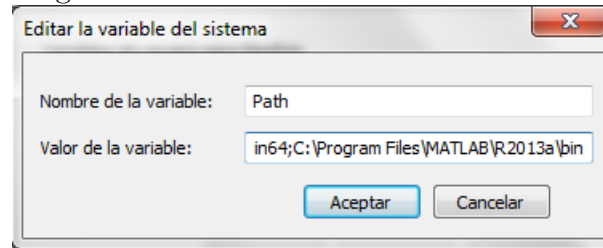
A continuación se debe pinchar dos veces en la variable llamada “Path”, y se debe abrir una ventana como la mostrada en la figura B.7. Al final de la opción “Valor de la variable”, se debe agregar la línea:

- ;C:\Program Files\Java\jdk1.7.0_21\bin

Si el usuario descargó JDK en otro directorio, deberá agregar:

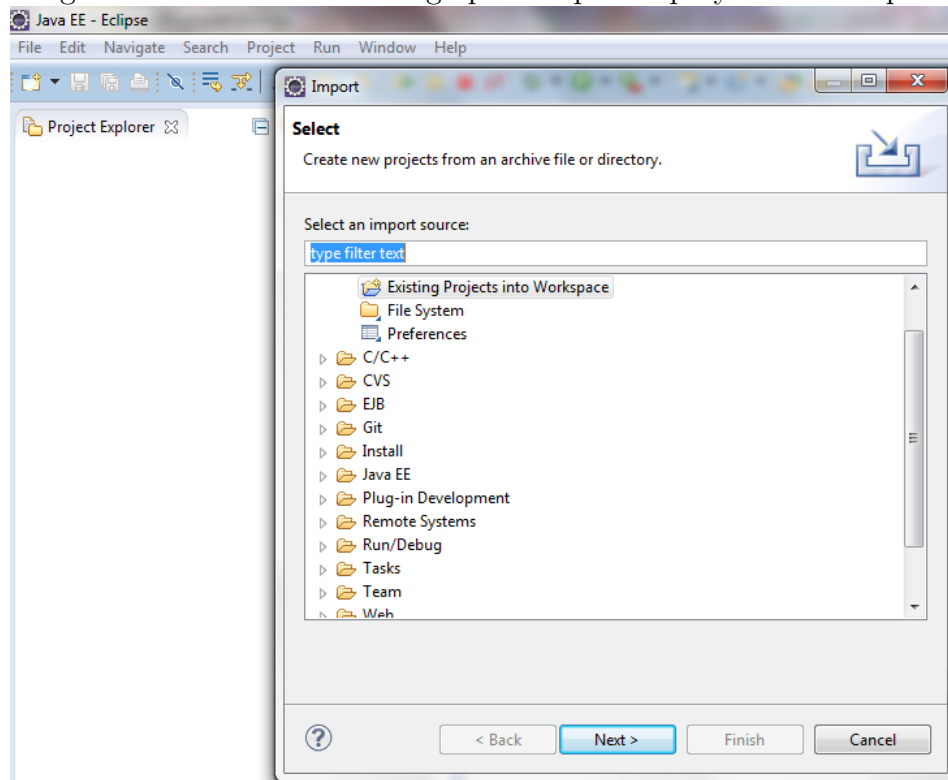
- ;C:\...\Java\jdk1.7.0_21\bin

Figura B.7: Editar la variable del sistema.



Una vez realizados los pasos anteriores, se deben importar los proyectos generados con Gradle a Eclipse. Para ello se debe abrir Eclipse, y en el menú “File”, seleccionamos la casilla “import”. Se deberá abrir una ventana como la mostrada en la figura B.8, se debe seleccionar la opción “Existing Projects into Workspace” y dar click en el botón “Next”.

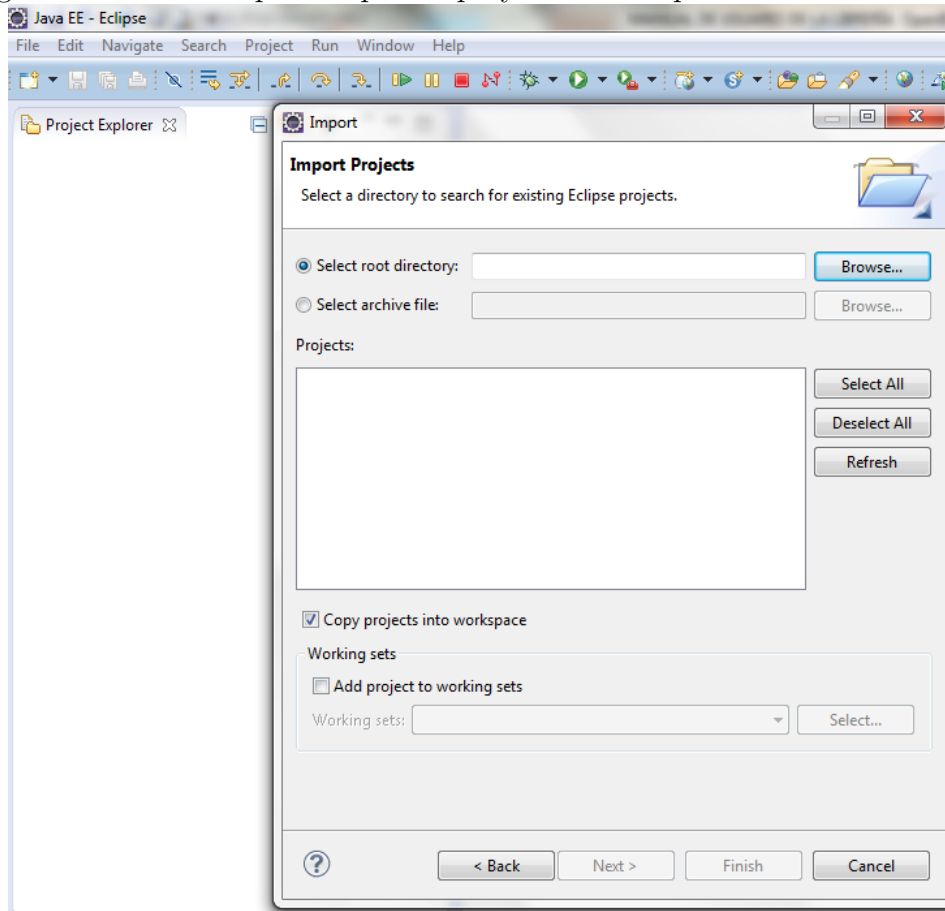
Figura B.8: Ventana de diálogo para importar proyectos a Eclipse.



Una vez hecho esto, se abre una ventana como la mostrada en la figura B.9, se debe marcar la casilla “Copy projects into workspace”, se selecciona la opción “Select root directory” para importar los archivos del proyecto localizados en un directorio. A continuación se

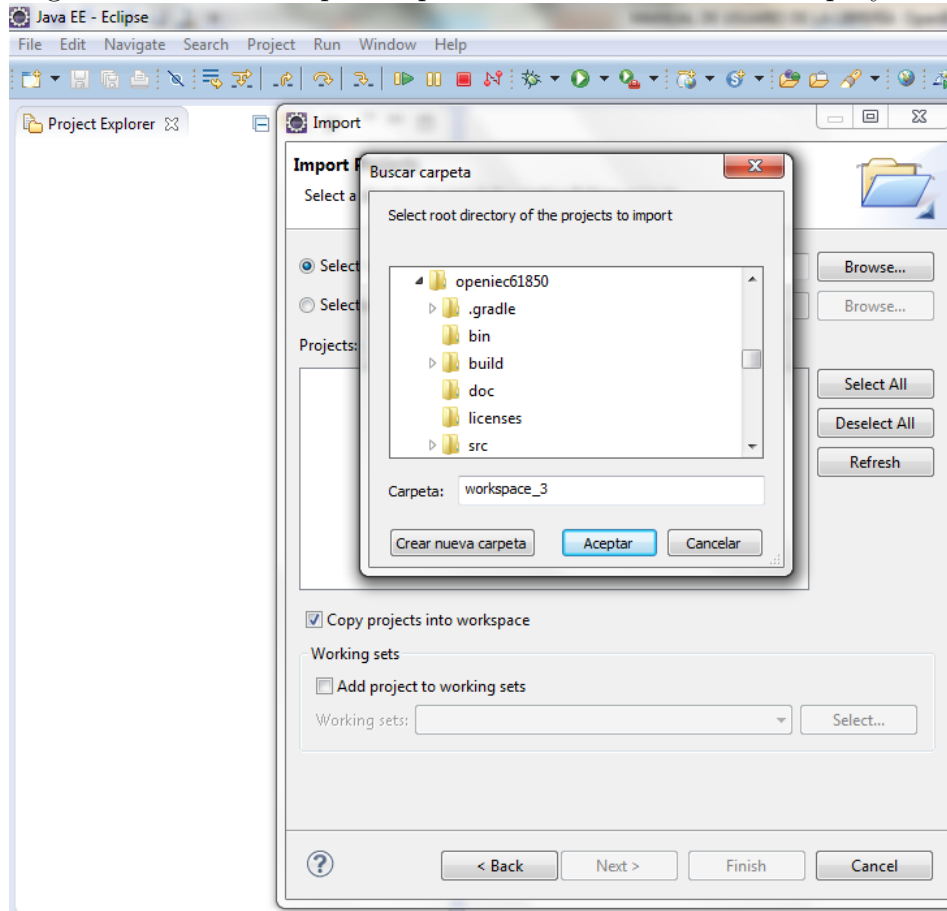
debe pinchar el botón “Browse” para especificar el directorio raíz donde se encuentra la librería ya compilada con Gradle.

Figura B.9: Ventana para importar proyectos a Eclipse desde un directorio.



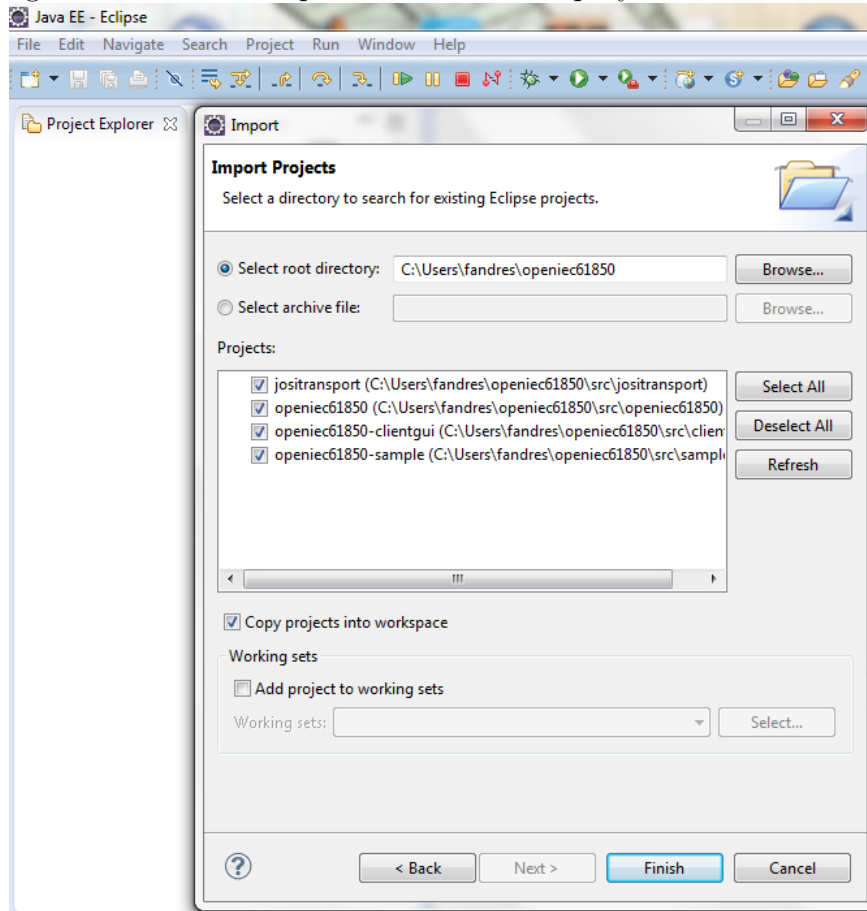
A continuación se selecciona el directorio raíz en el cual se encuentra localizada la librería (C:\...\openiec61850), y se pincha en el botón “Aceptar” que se muestra en la figura B.10.

Figura B.10: Ventana para especificar el directorio raíz del proyecto.



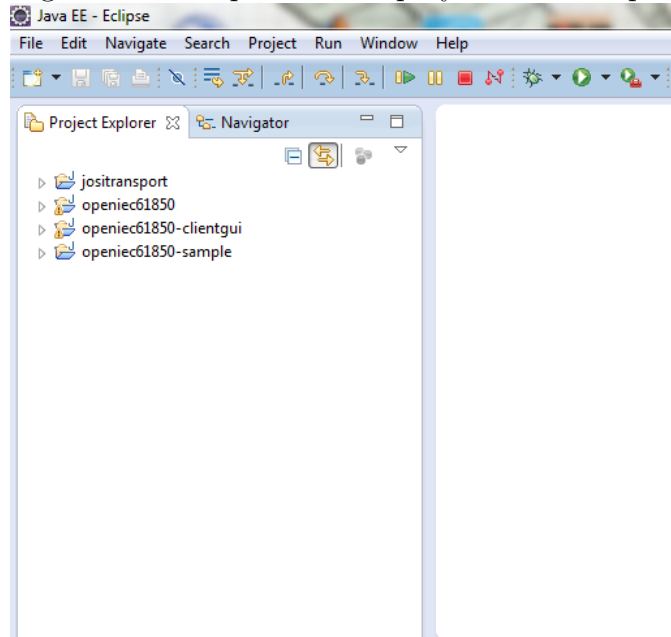
Después de realizar lo descrito anteriormente, deberán aparecer los proyectos contenidos en la librería. Se selecciona cada uno de ellos como se muestra en la figura B.11, y se pincha el botón “Finish”.

Figura B.11: Ventana para seleccionar los proyectos de la librería.

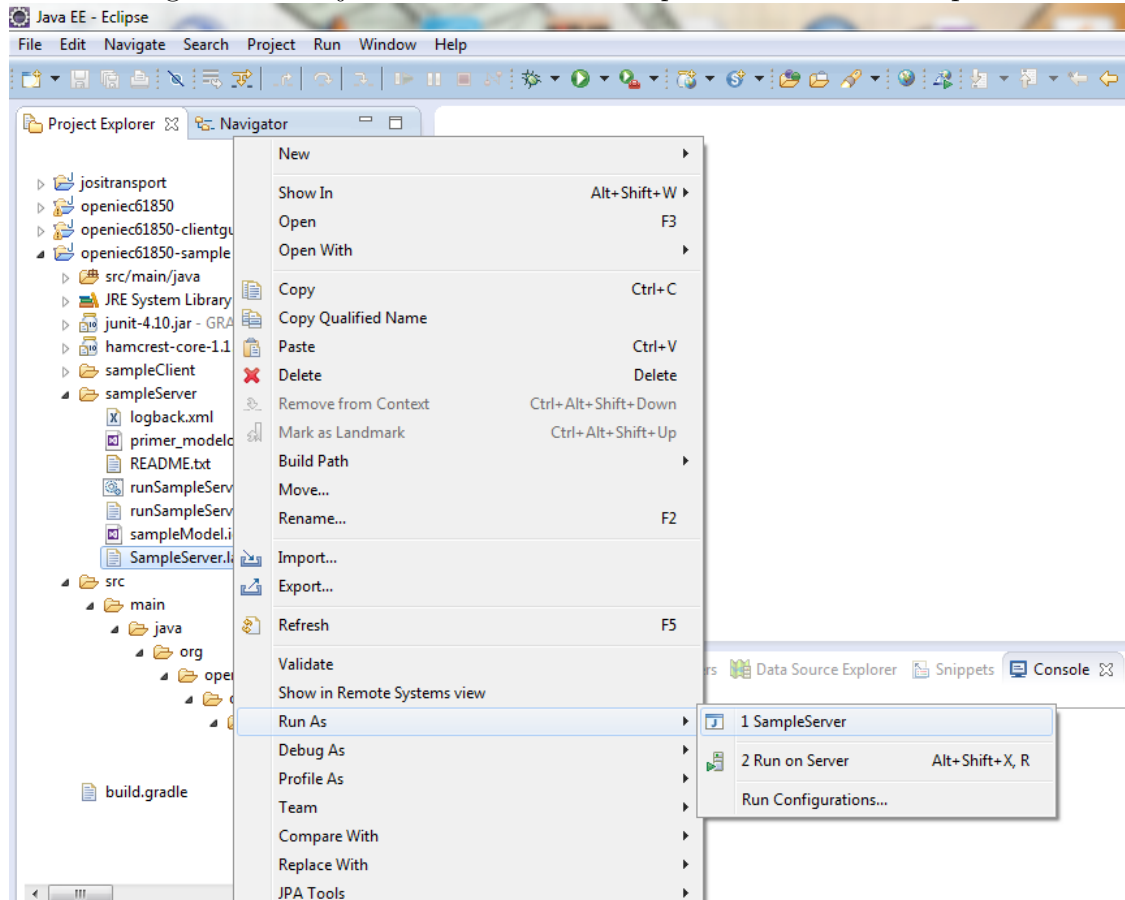


Finalmente cuando la librería está cargada, el explorador de proyectos de Eclipse deberá tener el aspecto mostrado en la figura B.12.

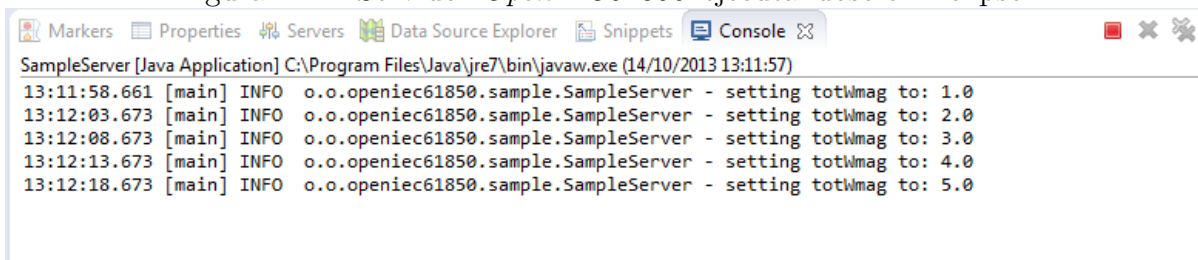
Figura B.12: Explorador de proyectos de Eclipse.



Para ver el servidor en funcionamiento se debe navegar a través del proyecto “openiec61850-sample”, localizar la carpeta donde se encuentra el ejemplo del servidor, y pinchar con el botón derecho en el archivo “SampleServer.launch” y ejecutarlo como SampleServer. (Ver figura B.13)

Figura B.13: Ejecutar el servidor de *OpenIEC61850* en Eclipse.

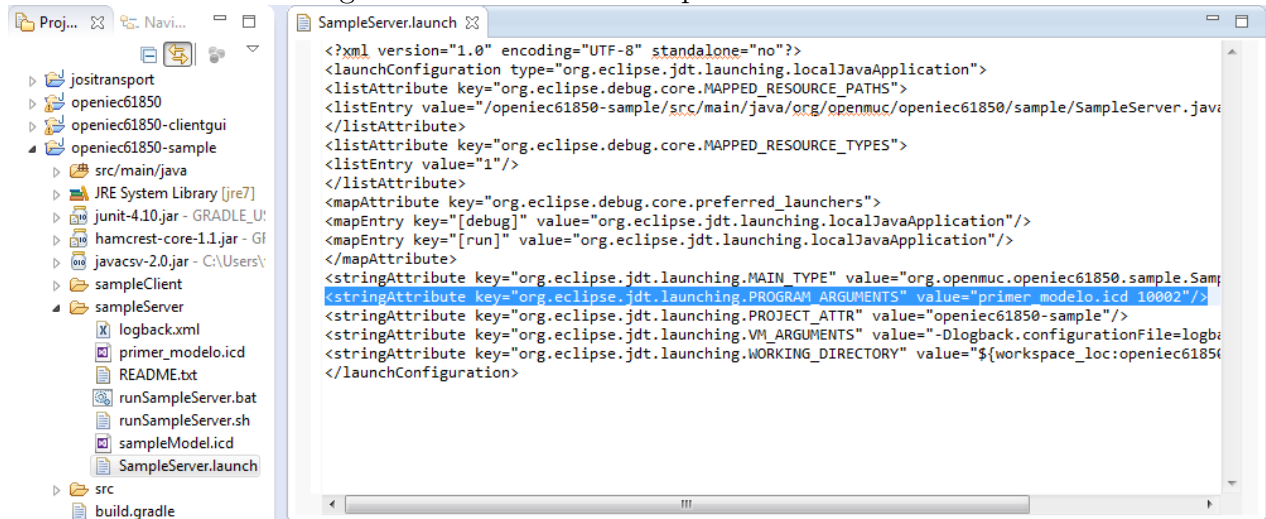
En la figura B.14 se puede observar el servidor ejecutándose en la consola de Eclipse y reescribiendo el valor del atributo “**totWmag**” cada 5 segundos.

Figura B.14: Servidor *OpenIEC61850* ejecutándose en Eclipse.

Finalmente, si el usuario de la librería tiene un archivo *.icd propio y quiere ejecutar el servidor desde eclipse, deberá editar el archivo “SampleServer.launch” contenido en el

proyecto “openiec61850-sample” de la librería. (ver figura B.15)

Figura B.15: Archivo “SampleServer.launch”.



En la línea resaltada con azul de la figura B.15 se debe agregar el nombre del archivo *.icd. Para ejecutar, por ejemplo, un archivo *.icd de nombre “primer modelo”, la línea debe quedar como se muestra a continuación:

- `<stringAttribute key="org.eclipse.jdt.launching.PROGRAM_ARGUMENTS" value="primer_modelo.icd 10002"/>`

Para el ejecutar el cliente es necesario realizar el mismo procedimiento descrito en el numeral B.1.2 de este apéndice.