



# Universidad de Cuenca

## Facultad de Ingeniería

### Maestría en Telemática

---

## EL PROTOCOLO IEC 61850 EN LA AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES

---

---

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN  
DEL TÍTULO DE MAGISTER EN TELEMÁTICA

---

**Autor :**

*Ing. Alba Carmita Fernández Aviles*

**Director :**

*Ing. Michael Cabrera, Msc, MBA*

---

Cuenca - Ecuador

2015

El logo de la Universidad de Cuenca, que consiste en un círculo azul con un triángulo rojo y un triángulo azul que se cruzan en el centro.





# Resumen

Esta tesis realiza una síntesis del estándar *International Electrotechnical Commission (IEC) 61850*, segunda edición, con la finalidad de conocer más detalladamente los aspectos de la norma en virtud de que hoy en día se ha convertido en el eje de la automatización de las subestaciones al establecer un modelo, que es utilizado tanto por fabricantes como por Empresas Eléctricas en sus procesos de modernización y automatización de las subestaciones. Se describe la evolución de la automatización en las subestaciones de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., detallando la implementación de un *Substation Automation Systems (SAS)* basado en *IEC 61850*. Se presenta el sistema de gestión de la distribución que se está implementando en el país con miras hacia una red eléctrica inteligente basada en la automatización de subestaciones y en la automatización de la distribución. Finalmente se explica los pasos y criterios involucrados en la implementación del estándar en 4 bahías de la subestación 04 (Parque Industrial), como parte del mantenimiento correctivo realizado en esta subestación.

**Palabras claves :** *IEC 61850, SAS, Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA), Advanced Distribution Management System (ADMS).*





## Abstract

In the first part, the thesis summarizes the standard [IEC 61850](#), second edition, in order to find out in more detail its aspects. Its importance resides that today this standard has become the pillar of automation of substations. It has established a model that is used by both manufactures and electrical companies in their processes of modernization and automation of substations.

In continuation, the thesis describes the evolution of automation in substations of the Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., detailing the implementation of [SAS](#) based on [IEC 61850](#). In addition, it presents the distribution management system that is being implemented in the country with a view to a smart grid based on the substation and distribution automation. Finally it details the steps and criteria involved in the implementation of the standard in 4 bays of the substation 04 (Parque Industrial) as part of corrective maintenance performed on this substation.

**Keywords :** [IEC 61850](#), [SAS](#), [SCADA](#), [ADMS](#).





# Índice general

Resumen	I
Abstract	III
Índice general	V
Cláusulas	IX
Dedicatoria	XV
Agradecimientos	XVII
Índice de figuras	XIX
Índice de cuadros	XXIII
Abreviaciones y acrónimos	XXV
Glosario	XXXIII
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Antecedentes . . . . .	1
1.1.1. Realidad mundial . . . . .	4
1.1.2. Realidad nacional . . . . .	5
1.2. Determinación del problema y justificación del proyecto . . . . .	7
1.3. Objetivos . . . . .	7
1.4. Alcance del trabajo . . . . .	8

<b>2. El estándar IEC 61850</b>	<b>11</b>
2.1. Antecedentes y estructura del protocolo IEC 61850 . . . . .	11
2.2. Partes 1, 2, 3 y 4 del estándar IEC 61850 . . . . .	13
2.3. Parte 5 del estándar IEC 61850: Requerimientos de comunicación para funciones y modelos de dispositivos . . . . .	16
2.3.1. Funciones de automatización . . . . .	17
2.3.2. Clasificación de las funciones . . . . .	19
2.3.3. Descripción y requerimientos de las funciones . . . . .	20
2.3.4. Descripción, requerimientos y rendimiento del sistema . . . . .	22
2.3.5. Requerimientos del sistema de comunicaciones . . . . .	27
2.3.6. Requerimientos adicionales para el modelado de datos . . . . .	28
2.4. Parte 6 del estándar IEC 61850-6: Lenguaje de descripción de configuración para la comunicación en subestaciones eléctricas relacionado con <i>Intelligent Electronic Device (IED)</i> s. . . . .	29
2.4.1. Uso de <i>Substation Configuration Description Language (SCL)</i> en el proceso de ingeniería . . . . .	30
2.4.2. Intercambio de datos entre proyectos . . . . .	31
2.4.3. Modelo de objetos SCL . . . . .	32
2.4.4. Tipos de archivo SCL . . . . .	35
2.4.5. Lenguaje SCL . . . . .	36
2.4.6. Sintaxis de SCL . . . . .	38
2.5. Parte 7 del estándar IEC 61850: Estructura básica de comunicaciones - Principios y Modelos . . . . .	43
2.5.1. Visión general . . . . .	43
2.5.2. Datos y servicios . . . . .	47
2.5.3. Modelamiento . . . . .	50
2.6. Partes 8-1 y 9-2 del estándar IEC 61850 . . . . .	55
2.7. IEC 61850-10.- Pruebas de conformidad (aceptación) . . . . .	60
2.7.1. Aspectos a ser considerados . . . . .	60
2.7.2. Pruebas de conformidad relacionado a dispositivos . . . . .	64
<b>3. Automatización del sistema eléctrico de la CENTROSUR</b>	<b>67</b>
3.1. Visión general de las instalaciones eléctricas de la CENTROSUR . . . . .	67

3.1.1.	Datos generales del sistema eléctrico . . . . .	68
3.2.	Subestaciones Eléctricas . . . . .	70
3.2.1.	Sistemas de control . . . . .	71
3.2.2.	Protecciones . . . . .	71
3.2.3.	Protocolos de Comunicación . . . . .	72
3.2.4.	Características de las subestaciones . . . . .	74
3.2.5.	Funciones de la subestación . . . . .	77
3.2.5.1.	Categorización de las funciones . . . . .	78
3.2.6.	Niveles de operación . . . . .	80
3.3.	Automatización . . . . .	81
3.3.1.	Sistema <b>SCADA</b> . . . . .	81
3.3.2.	Subestaciones modernas: <b>SAS</b> con <b>IEC 61850</b> . . . . .	85
3.3.2.1.	Arquitectura de las subestaciones modernas . . . . .	87
3.3.2.2.	Comunicación y protocolos en las subestaciones modernas . . . . .	91
3.3.2.3.	Niveles de operación en las subestaciones modernas . . . . .	94
3.3.2.4.	Herramientas de software . . . . .	94
<b>4.</b>	<b>IEC 61850: Un componente de una arquitectura integrada</b> . . . . .	<b>97</b>
4.1.	Introducción . . . . .	97
4.2.	Descripción del sistema . . . . .	98
4.3.	Arquitectura del sistema . . . . .	100
4.3.1.	Componentes del sistema . . . . .	100
4.3.2.	Arquitectura de software de alto nivel . . . . .	101
4.3.3.	Flujo de Información . . . . .	103
4.3.4.	Arquitectura física del sistema . . . . .	104
4.3.5.	Centros de control . . . . .	106
4.3.6.	Comunicaciones . . . . .	108
4.4.	Concentradores de datos de subestaciones . . . . .	109
4.4.1.	Arquitectura de subestaciones . . . . .	110
<b>5.</b>	<b>Implementación de la norma <b>IEC 61850</b></b> . . . . .	<b>111</b>
5.1.	Antecedentes . . . . .	111

5.2.	Descripción de la subestación 04 (Parque Industrial) . . . . .	112
5.2.1.	Equipos de patio . . . . .	114
5.2.2.	Equipos de control, protección y medida . . . . .	115
5.2.3.	Equipo de estación . . . . .	115
5.3.	Implementación de la norma IEC 61850 . . . . .	119
5.3.1.	Diagrama Unifilar con identificación de sus elementos . . .	119
5.3.2.	Determinar las funciones . . . . .	120
5.3.3.	Modelamiento de las funciones en los IEDs . . . . .	124
5.3.4.	Configuración de servicios en los IEDs . . . . .	130
5.3.4.1.	Data Sets . . . . .	131
5.3.4.2.	Reportes de bloques de control . . . . .	132
5.3.5.	Configuración cliente-servidor . . . . .	134
5.3.6.	Configuración de la comunicación . . . . .	138
5.3.7.	Configuración final . . . . .	142
5.3.8.	Pruebas . . . . .	144
5.4.	Archivos SCL . . . . .	147
<b>6.</b>	<b>Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>153</b>
6.1.	Conclusiones . . . . .	153
6.2.	Recomendaciones . . . . .	155
<b>A.</b>	<b>Características de los equipos de patio de la SE 04 de la CEN- TROSUR</b>	<b>159</b>
A.1.	Nivel de 69 kV . . . . .	161
A.2.	Nivel de 22 kV . . . . .	163
A.3.	Servicios Generales . . . . .	164
<b>B.</b>	<b>Archivo XML de la configuración IEC 61850 de la SE 04 de la CENTROSUR</b>	<b>165</b>
B.1.	Archivo scl.xml configurado en la <i>Remote Terminal Unit</i> (RTU) de la subestación 04. . . . .	167
	<b>Bibliografía</b>	<b>197</b>



# Cláusulas





*Alba Carmita Fernández Avilés*, autora de la tesis "El protocolo IEC 61850 en la automatización de subestaciones", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Magister en Telemática . El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autora.

Cuenca, 6 de noviembre de 2015

Alba Carmita Fernández Avilés

C.I: 0102195260





Universidad de Cuenca  
Clausula de propiedad intelectual

---

Alba Carmita Fernández Avilés autora de la tesis "El protocolo IEC 61850 en la automatización de subestaciones", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autora.

Cuenca, 6 de noviembre de 2015



Alba Carmita Fernández Avilés

C.I: 0102195260





# Dedicatoria

Todo el esfuerzo realizado para culminar ésta Maestría le dedico a mi familia: a mis padres Cesario(+) y Victoria por sembrar en mi el valor del esfuerzo y superación; a mi esposo Manuel Leopoldo por su cariño; a mis hijos Paul Andrés, Sebastián Alonso y Manuel Alejandro por quienes lucharía para alcanzar cualquier meta; a Juan Manuel y Alba Victoria, mis nietos, por llenar mi hogar de risas e inocencia; y, a Greta y Lucía por acompañarme en esta etapa de mi vida.

**Alba**





# Agradecimientos

Mi agradecimiento a la Universidad de Cuenca y a la Facultad de Ingeniería por crear este espacio de formación de especialistas en Telemática; al Ing Diego Ponce, Director de Postgrados de la Facultad de Ingeniería; a la Empresa Eléctrica Regional Centrosur por permitirme desarrollar este trabajo; al Ing Michael Cabrera por su tiempo dedicado a la dirección de ésta tesis; al Ing Sebastián Villavicencio, mi hijo, por su ayuda y apoyo incondicional en la culminación de este trabajo; y, a toda mi familia por estar junto a mi, brindándome cariño y buenas energías para poder llegar a la meta que me he propuesto.

**Alba Fernández Avilés**





# Índice de figuras

2.1. Estructura del protocolo IEC 61850 [19] . . . . .	12
2.2. Modelamiento de datos en IEC 61850 [19] . . . . .	15
2.3. Niveles e interfaces lógicas en un SAS [23] . . . . .	17
2.4. Nodos Lógicos de dispositivos físicos [23] . . . . .	22
2.5. Uso de SCL para el intercambio de datos [24] . . . . .	31
2.6. Modelo de objetos de SCL [24] . . . . .	34
2.7. Diagrama <i>Unified Modelling Language</i> (UML) para SCL [24] . . .	37
2.8. Ejemplo de nombres de un modelo de objetos [24] . . . . .	39
2.9. Diagrama UML para una sección de subestación [24] . . . . .	40
2.10. Estructura de un IED y puntos de acceso [24] . . . . .	40
2.11. UML para el esquema base de un IED [24] . . . . .	41
2.12. UML para el esquema de comunicaciones [24] . . . . .	42
2.13. UML para tipo de datos [24] . . . . .	42
2.14. Ejemplo de topología para la automatización de una subestación [25] . . . . .	43
2.15. Método de modelamiento conceptual [25] . . . . .	44
2.16. Información categorizada de un <i>Logical node</i> (LN) [25] . . . . .	46
2.17. Ejemplo de datos [25] . . . . .	46
2.18. Servicios [25] . . . . .	49
2.19. Ejemplo del mapeo de comunicaciones [25] . . . . .	50
2.20. Dispositivos lógicos y <i>Logical Node Zero (0)</i> (LLN0)/ <i>Logical Node PHysical Device</i> (LPHD) [25] . . . . .	52
2.21. Métodos de comunicación <i>Abstract Communication Service Inter- fac</i> (ACSI) [25] . . . . .	52



2.22. Virtualización y servicios <a href="#">ACSI</a> [25] . . . . .	53
2.23. Jerarquía de componentes desde diferentes puntos de vista [25] . .	53
2.24. Relación de la clase de datos [25] . . . . .	54
2.25. Perfiles de comunicación [29] . . . . .	57
2.26. Referencia del modelo <i>Open System Interconnection</i> (OSI) . . . .	57
3.1. Comunicaciones del sistema <a href="#">SCADA</a> via radio ( <i>Ultra High Frequency</i> (UHF)) . . . . .	83
3.2. Arquitectura del sistema <a href="#">SCADA</a> implementado en el año 2006 . .	84
3.3. Arquitectura de comunicaciones del <a href="#">SAS</a> . . . . .	92
4.1. Componentes del sistema <a href="#">ADMS</a> [34] . . . . .	100
4.2. Módulos de aplicación [34] . . . . .	102
4.3. Arquitectura de alto nivel (basado en [34]) . . . . .	103
4.4. Flujo de datos [34] . . . . .	104
4.5. Arquitectura del sistema <a href="#">ADMS</a> desde el punto de vista de entornos (basado en [33]) . . . . .	105
4.6. Arquitectura de los centros de control [33] . . . . .	107
4.7. Centro de Control Regional de <a href="#">CENTROSUR</a> [33] . . . . .	108
4.8. Arquitectura general de comunicaciones [33] . . . . .	108
4.9. Comunicación en una subestación [33] . . . . .	110
5.1. Diagrama unifilar de la SE 04 [6] . . . . .	113
5.2. Red RS-485 de la SE 04 con la <a href="#">RTU</a> Elitel 4000 [6] . . . . .	117
5.3. Componentes del CD Saitel . . . . .	118
5.4. Identificación segun <a href="#">IEC</a> 81346 . . . . .	120
5.5. Unifilar de la subestación 04 basado en <a href="#">IEC</a> 81346 . . . . .	121
5.6. Configuración de <a href="#">IEDs</a> con <i>Protection and Control IED Manager</i> ( <a href="#">PCM</a> )600 [3] . . . . .	128
5.7. Configuración del sistema [3] . . . . .	129
5.8. Configuración de la subestación para los 4 alimentadores con <a href="#">IEC</a> 61850 . . . . .	129
5.9. Data sets configurado en el <i>Logical Device</i> (LD)0/LLN0 de cada <a href="#">IED</a> 132	
5.10. Reportes de bloques de control <i>Buffered Report Control Block</i> (BRCB)134	



5.11. Arquitectura cliente-servidor . . . . .	134
5.12. Creación de IED cliente . . . . .	136
5.13. Suscripción de reportes al IED cliente . . . . .	136
5.14. Referencia a un dato IEC 61850 . . . . .	139
5.15. Red de la SE 04 con la RTU Saitel . . . . .	140
5.16. Configuración de comunicaciones:IEDs servidores . . . . .	141
5.17. Configuración de comunicaciones: IED cliente (MTU) . . . . .	141
5.18. Configuración del IED en el contexto de la subestación [3]. . . . .	143
5.19. Red <i>Wide Area Network</i> (WAN) de la CENTROSUR [6] . . . . .	144
5.20. Mapeo de señales IEC 61850 a IEC 60870-5-104 . . . . .	144
5.21. Señales del alimentador 0421 mapeadas al SCADA . . . . .	146
5.22. Estructura de un archivo SCL [3] . . . . .	148
5.23. Secciones del archivo SCL . . . . .	148
5.24. Archivo SCL: sección de subestación . . . . .	149
5.25. Archivo SCL: sección de comunicaciones . . . . .	150
5.26. Organización de un IED . . . . .	151
5.27. Archivo SCL, sección de IEDs . . . . .	151
5.28. Archivo SCL, sección de plantillas de <i>Data Objects</i> (DO) . . . . .	152





# Índice de cuadros

2.1. Clases de sincronización de tiempo para IEDs [23] . . . . .	23
2.2. Clases para tiempos de transferencia [23] . . . . .	24
2.3. Clases para integridad de datos [23] . . . . .	26
2.4. Clases de seguridad [23] . . . . .	26
2.5. Clases de dependencia [23] . . . . .	27
2.6. Listado de grupos LN [25] . . . . .	45
2.7. Clase de datos común: <i>Single Point Status</i> (SPS) [26] . . . . .	48
2.8. Objetos <i>Manufacturing Message Specification</i> (MMS) y servicios en uso dentro de <i>Specific Communication Service Mapping</i> (SCSM) [29] . . . . .	56
2.9. Servicios que requieren perfil de comunicación cliente-servidor [29]	59
2.10. Servicios que requieren de <i>Generic Substation Event</i> (GSE) y perfil de comunicación <i>Generic Object Oriented Substation Event</i> (GOO- SE) [29] . . . . .	59
3.1. Subestaciones de la CENTROSUR . . . . .	68
5.1. Características generales de la SE 04 . . . . .	114
5.2. Tableros existentes en la casa de control . . . . .	116
5.3. Funciones generales de las diferentes bahías de la subestación . . .	123
5.4. Funciones específicas de los alimentadores configurado en cada IED	127
5.5. Direccionamiento <i>Internet Protocol</i> (IP) asignado a los dispositivos de la subestación . . . . .	142





# Abreviaciones y Acrónimos

**ABB** *Asea Brown Boveri.* 4, 84, 88, 119, 120, 127–129

**ACSI** *Abstract Communication Service Interfac.* 17, 53–55, 58, 63, 67, 142, 151, 159

**ACT** *Application Configuration Tool.* 129

**ADMS** *Advanced Distribution Management System.* 8, 9, 87, 101–104, 107, 109, 116, 119, 160

**AM/FM/GIS** *Automatic Mapping / Facility Management/Geographic Information System.* 86

**ANSI** *American National Standards Institute.* 123, 129–131

**ASCII** *American Standard Code for Information Interchange.* 106

**AT** *Alta tensión.* 72, 116

**AVL** *Automatic Vehicle Location.* 105

**BD** *Base de Datos.* 96

**BRCB** *Buffered Report Control Block.* 136–139

**CD** *Concentrador de Datos.* 81, 114, 123

**CDC** *Common Data Class.* 15, 17, 49, 56, 137, 159

**CDN** *Centros de Datos nacionales.* 109



- CET** *Communication Engineering Tool.* 98
- CID** *Configured IED Description.* 38, 98, 129, 131, 132, 146
- CIM** *Common Information Model.* 6, 106, 160
- CIS** *Customer Information System.* 105
- CSMA/CD** *Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection.* 94
- DA** *Data Attribute.* 44, 50, 151, 153
- DMS** *Distribution Management System.* 7, 8, 86, 101, 103–105, 111
- DMZ** *Demilitarized subsystem.* 108, 109
- DNP3** *Distributed Network Protocol, version 3.* 4, 8, 9, 75, 85, 86, 89, 110, 113, 116, 119–122, 142, 147
- DO** *Data Objects.* 16, 35, 36, 41, 43, 44, 151, 153, 154, 156
- DSCADA** *Distribution SCADA.* 105
- DTT** *Data Type Template.* 154
- DUT** *Device Under Test.* 63, 67
- EPA** *Enhanced Performance Architecture.* 75
- EPRI** *Electric Power Research Institute.* 5
- ESB** *Enterprise Service Bus.* 106
- FAT** *Factory Acceptance Test.* 62, 63, 66, 67, 148, 149
- FC** *Functional Constraints.* 49, 50, 135
- GIS** *Geographic Information System.* 102, 105, 107
- GOOSE** *Generic Object Oriented Substation Event.* 17, 52, 61, 134, 135, 138–141, 143, 153, 154, 159–161



- GPS** *Global Positioning System*. 24, 103, 122
- GSE** *Generic Substation Event*. 43, 53, 61, 134, 141, 143, 152
- GSSE** *Generic Substation Status Event*. 17, 61, 143
- GUI** *Graphical User Interface*. 104
- HTML** *HyperText Markup Language*. 106
- I/O** *Input/Output*. 45, 47, 67, 89
- ICCP** *Inter-Control Center Communications Protocol*. 5, 102, 105
- ICD** *IED Capability Description*. 32, 37, 40, 64, 98, 128, 129, 131, 132, 152
- IEC** *International Electrotechnical Commission*. 4–11, 13–15, 17, 18, 30–33, 40, 45, 49–52, 56–58, 60–64, 66, 75, 76, 78, 86–90, 92–98, 101, 102, 110, 113, 115, 116, 118–120, 122–125, 127–129, 132–134, 137–139, 141–143, 146–149, 151, 159–161
- IED** *Intelligent Electronic Device*. 4, 8, 9, 16, 18–20, 22, 23, 25, 29–38, 40–43, 56, 63, 67, 74, 76, 78, 80–93, 95–98, 109, 113–116, 118–122, 124, 125, 127–129, 131, 132, 134–147, 149, 151–156, 159–161
- IEEE** *Institute of Electrical and Electronics Engineers*. 5, 15, 94, 95
- IET** *Integrated engineering tool*. 98, 129, 131, 132, 138, 139, 156
- IHM** *Interface Human Machine*. 21–23, 83, 84, 90, 96
- IID** *Instantiated IED Description*. 32, 37, 64
- IP** *Internet Protocol*. 4, 13, 18, 86, 87, 93, 94, 142–146, 152
- ISO** *International Organization for Standardization*. 15, 57, 62, 63, 96, 142
- LAN** *Local Area Network*. 4, 21, 86, 89, 93–95, 114, 143, 161
- LD** *Logical Device*. 36, 40, 53, 55, 132, 134–136, 153, 159



- LLNO** *Logical Node Zero (0)*. [23](#), [53](#), [54](#), [134–136](#), [140](#), [153](#)
- LN** *Logical node*. [16](#), [17](#), [22–24](#), [31](#), [36](#), [37](#), [40–43](#), [46–49](#), [52](#), [53](#), [55](#), [56](#), [128–132](#), [134](#), [135](#), [138](#), [139](#), [151](#), [153](#), [154](#), [159](#)
- LPHD** *Logical Node PHysical Device*. [23](#), [53](#), [54](#), [153](#)
- MEER** *Ministerio de Electricidad y Energía Renovable*. [8](#), [101](#)
- MICS** *Model Implementation Conformance Statement*. [64](#)
- MMS** *Manufacturing Message Specification*. [5](#), [51](#), [57](#), [58](#), [62](#), [96](#), [142](#), [143](#), [151](#)
- MPLS** *Multiprotocol Label Switching*. [93](#)
- MT** *Media tensión*. [72](#), [116](#)
- MWM** *Mobile Workforce Management*. [101](#)
- ODBC** *Open DataBase Connectivity*. [91](#)
- OFDM** *Orthogonal Frequency Division Multiplexing*. [93](#)
- OMS** *Outage Management System*. [7](#), [8](#), [101](#), [103–105](#)
- OPC** *Object Linking and Embedding for Process Control*. [89](#), [97](#), [98](#)
- OPGW** *Optical Ground Wire*. [84](#)
- OSI** *Open System Interconnection*. [15](#), [58](#), [59](#), [75](#), [94](#)
- OTS** *Operator Training Simulator*. [108](#), [111](#)
- PCM** *Protection and Control IED Manager*. [98](#), [129](#), [131](#), [132](#), [138](#), [139](#), [145](#), [146](#), [155](#), [156](#)
- PFD** *Probability to Fail on Demand*. [29](#)
- PICOM** *Piece of Information for Communication*. [21](#), [22](#)
- PICS** *Protocol Implementation Conformance Statement*. [64](#)



- PIXIT** *Protocol Implementation eXtra Information for Testing statement.* 64
- PUAS** *Power Utility Automation Systems.* 15, 16, 18
- QA** *Quality Assurance.* 102, 103
- QADS** *Quality Assurance and Development System.* 108
- RCB** *Report Control Block.* 136
- RTU** *Remote Terminal Unit.* 5, 8, 9, 81, 84, 86, 102, 109–111, 115, 116, 118, 119, 121, 123, 139, 143, 144, 146, 147, 149, 156, 173
- SAS** *Substation Automation Systems.* 6, 18, 19, 24, 32, 46, 78, 87–90, 94–96, 116, 119, 125, 159–161
- SAT** *Site Acceptance Test.* 62, 63, 66, 67, 148
- SBO** *Select Before Operate.* 134
- SCADA** *Supervisory Control And Data Acquisition.* 3–5, 7–9, 13, 29, 53, 76, 81–86, 88, 90, 93, 95, 96, 101, 102, 104, 109–112, 146, 147, 149, 150
- SCD** *System Configuration Description.* 32, 37, 98, 129, 131, 132, 134, 139, 146, 154
- SCIL** *Supervisory Control Implementation Language.* 97, 130
- SCL** *Substation Configuration Description Language.* 31–40, 67, 97, 98, 129, 132, 140, 141, 151–156
- SCL Tool** *System Configuration Tools.* 139, 145, 156
- SCSM** *Specific Communication Service Mapping.* 51, 57, 58, 62, 67
- SED** *System Exchange Description.* 34, 38
- SGI** *Sistema de Gestión de la Información.* 103
- SIGDE** *Sistema de Gestión de la Distribución Eléctrica.* 8, 101



- SMV** *Sampled Measured Values.* [43](#), [52](#), [53](#)
- SNI** *Sistema Nacional Interconectado.* [70](#)
- SNMP** *Simple Network Management Protocol.* [95](#)
- SNTP** *Simple Network Time Protocol.* [57](#), [95](#), [122](#)
- SOA** *Service Oriented Architecture.* [106](#)
- SoE** *Sequence of Events.* [50](#), [80](#)
- SPS** *Single Point Status.* [49](#), [50](#)
- SSD** *System Specification Description.* [37](#)
- SV** *Sampled Values.* [17](#), [49](#), [50](#), [62](#)
- TASE.2** *Telecontrol Application Service Element 2.* [5](#), [102](#)
- TC** . [21](#), [30](#), [45](#), [80](#), [116](#), [160](#), [161](#)
- TCP** *Transmission Control Protocol.* [4](#), [13](#), [36](#), [86](#), [87](#), [94](#), [142](#), [143](#)
- TICS** *Declaración de conformidad de asuntos técnicos.* [65](#)
- TP** *Transformer Potential.* [21](#), [45](#), [80](#), [116](#), [160](#), [161](#)
- UCA** *Utility Communication Architecture.* [5](#)
- UCA1** *Utility Communication Architecture version 1.* [5](#)
- UCA2** *Utility Communication Architecture version 2.* [5](#)
- UHF** *Ultra High Frequency.* [84](#), [85](#)
- UML** *Unified Modelling Language.* [35](#), [39](#), [41–44](#)
- URCB** *Unbuffered Report Control Block.* [136](#)
- UTC** *Coordinated Universal Time.* [24](#)



**WAN** *Wide Area Network.* [21](#), [79](#), [87](#), [89](#), [113](#), [122](#), [147](#), [148](#)

**WCF** *Windows Communication Foundation.* [106](#)

**WS-I** *Web Services Interoperability.* [106](#)

**XML** *Extensible Markup Languaje.* [31](#), [38](#), [97](#), [106](#), [129](#), [159](#)





# Glosario

**CENTROSUR** Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.. [8–11](#), [69–71](#), [76](#), [84](#), [87](#), [88](#), [93](#), [111](#), [112](#), [116](#), [123](#), [125](#), [147](#), [148](#), [159](#)

**MODBUS** Protocolo de comunicación serial desarrollado por MODICON (ahora Schneider Electric). [4](#), [8](#), [9](#)

**SPA BUS** Protocolo de comunicación serial desarrollado por ABB. [4](#)





# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Antecedentes

Las subestaciones eléctricas forman parte de las redes eléctricas cuyo objetivo es cambiar los niveles de tensión y están constituidas básicamente por un conjunto de equipos primarios como transformadores, interruptores, seccionadores, pararrayos, reguladores, capacitores, etc; y equipos de medición, control y protecciones.

Al presentarse fallas en las redes eléctricas los equipos de protección actúan aislando la falla, estos equipos generalmente se encuentran instalados en las subestaciones de manera que la falla sea aislada en éste punto y no se propague afectando áreas mas grandes y en algunos casos de mayor complicación operativa como es el caso del segmento de generación.

Por tanto, al ser las subestaciones eléctricas, puntos críticos, requerían de personal operativo en forma permanente que supervisen, controlen y lleven registros de datos de los diferentes equipos allí instalados, con la finalidad de reducir los tiempos de respuesta ante una contingencia.

Con el afán de reducir los tiempos de interrupción, por los años 60 se desarrollaron los primeros sistemas de supervisión, control y adquisición de datos o *Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)*, que permitieron centralizar la operación de los equipos de subestaciones de una Empresa, en los Centros de Control; eliminando en forma gradual a los operadores de las subestaciones



conforme se iba ganando confiabilidad en estos sistemas.

En la década de los 80 se difundieron los sistemas **SCADA** con arquitecturas cerradas y protocolos propios de cada fabricante. En [8] se detalla la historia de estos sistemas.

La evolución de estos sistemas fue de la mano con la nueva generación de equipos de protección y control, al incluir el microprocesador, denominados *Intelligent Electronic Device (IED)*, con capacidades de comunicación y con protocolos propietarios muy utilizados como son:

- **SPA BUS**: protocolo de comunicación serial creado por *Asea Brown Boveri (ABB)*
- **MODBUS**: protocolo de comunicación serial maestro - esclavo orientado a la industria y utilizado en subestaciones, creado por Modicon (ahora Schneider Electric).
- *Distributed Network Protocol, version 3 (DNP3)*: protocolo industrial creado por Westronic. Inc (fabricante) utilizado para conectar **IED** y estaciones controladoras como un sistema **SCADA** y adoptado por otros fabricantes, ampliamente usado en Estados Unidos [9].

Protocolos estandarizados utilizados en este contexto en Europa creados por *International Electrotechnical Commission (IEC)* que se dedica a normalización en los campos eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas, son:

- **IEC 60870-5-101** protocolo de transmisión especializado en tareas de tele-control, utilizado para comunicar **IED** con sistemas **SCADA**.
- **IEC 60870-5-103** protocolo de transmisión, permite la interoperabilidad entre **IEDs** y dispositivos de control en una subestación.
- **IEC 60870-5-104** protocolo de transmisión, es una extensión del **IEC 60870-5-101** que utiliza *Transmission Control Protocol (TCP)/IP* para conectarse a una red de área local *Local Area Network (LAN)*.



Tanto 101 como 104 son utilizados para enlazar las sistemas **SCADA** con los concentradores de datos o unidades terminales remotas *Remote Terminal Unit (RTU)* ubicados en las subestaciones.

Las arquitecturas cerradas y protocolos propietarios utilizados en subestaciones y centros de control obligaban a las empresas a depender de un único proveedor limitando su mantenimiento y expansión.

Ante este problema organismos relacionados con el sector eléctrico empezaron a trabajar en la creación de estándares que regulen a fabricantes y empresas eléctricas, así tenemos los siguientes avances:

- El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica *Electric Power Research Institute (EPRI)*, en el año 1990 emprendió el proyecto *Utility Communication Architecture (UCA)* con la finalidad de desarrollar un estándar que facilite la automatización de las subestaciones permitiendo la integración y la interoperabilidad mediante una arquitectura abierta para que sea adoptado tanto por fabricantes como por Empresas Eléctricas [32]. Hubieron proyectos pilotos con *Utility Communication Architecture version 1 (UCA1)* [17] que llevó al desarrollo de *Utility Communication Architecture version 2 (UCA2)* que incluyó *Manufacturing Message Specification (MMS)* que es un estándar internacional para el intercambio de datos en tiempo real.
- **IEC 60870-6** *Telecontrol Application Service Element 2 (TASE.2) Inter-Control Center Communications Protocol (ICCP)* para la conexión abierta entre centros de control es una norma basada en **UCA1**.

Como resultado de 10 años de trabajo con *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)/EPRI* en el proyecto **UCA** y con el grupo de trabajo “Substation Control and Protection Interfaces” del comité técnico 57 de **IEC**, se llegó a un acuerdo para generar en conjunto una norma de aceptación mundial, la cual la denominaron **IEC 61850** Redes de Comunicaciones y Sistemas en las Subestaciones (**IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substations**).

Las partes principales del **IEC 61850** fueron publicadas desde el año 2002 al 2005, con un alcance inicial de estandarización de las comunicaciones en los



sistemas de automatización de las subestaciones **SAS**, enfocadas a la protección, control y monitoreo.

A partir del año 2009 el estándar ha sido actualizado y ampliado para incluir medición (estadísticas y datos históricos) y calidad de la energía.

También se han agregado nuevas partes a ser aplicadas fuera del dominio de la subestación como son:

- Modelamiento de plantas hidroeléctricas
- Modelamiento de turbinas de viento
- Comunicación entre subestaciones
- Comunicación desde subestaciones al Centro de Control

**IEC 61850** está trabajando para incluir su aplicabilidad en la automatización de alimentadores, así como en la armonización con el modelo **IEC Common Information Model (CIM)** dentro de sus objetivos como soporte a las redes inteligentes (*Smart Grid*).

Debido a su amplio alcance, el nombre del estándar **IEC 61850** es ahora Redes de comunicaciones y sistemas para la automatización de las Empresas de Energía (**IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation**).

### 1.1.1. Realidad mundial

La tendencia mundial del uso eficiente de la energía, conservación del medio ambiente, servicio eficiente y de calidad, así como el desarrollo de las tecnologías de información y de los sistemas de comunicación han impulsado que en estos últimos años las empresas eléctricas estén realizando importantes inversiones en la modernización de sus sistemas con miras hacia las redes eléctricas inteligentes [35], con el objetivo de minimizar la frecuencia de fallas y el tiempo de interrupción con sistemas que permitan la restauración del servicio aislando la falla en el menor tiempo posible, permitiendo de esta manera llegar al cliente con un servicio de calidad.



La red eléctrica inteligente es un concepto amplio que involucra: generación, transmisión, sistemas de control y medición, protocolos de comunicación, redes de distribución y sistemas de gestión de los recursos energéticos, por lo que existen normativas, tecnologías y sistemas aplicables a cada área de la industria eléctrica.

Dentro de las normativas se puede citar:

- IEC 61850 para redes y sistemas de comunicación en subestaciones.
- IEC 61968 para integración de aplicaciones e interfaces de sistemas para gestión de la distribución como son los sistemas *SCADA*, *Distribution Management System (DMS)* y *Outage Management System (OMS)*.
- IEC 62056 para medición de electricidad-intercambio de datos para lectura de medidores, tarifas y control de carga.
- IEC 62058 para equipo de medición de electricidad.
- IEC 62325 para las comunicaciones del mercado energético, etc.

En cuanto al IEC 61850 [18], publicado a finales de 2004, aplicable a la automatización de subestaciones, es un estándar que en un inicio fue estudiado en diferentes aspectos [16] [15] para luego ser adaptado tanto por fabricantes como por empresas eléctricas en proyectos considerados como piloto o en laboratorio lo que permitió adquirir el conocimiento para luego ser extendido en nuevas subestaciones y en la modernización de las existentes.

Actualmente existen muchas experiencias en la implementación del estándar IEC 61850 para la automatización de las subestaciones, por ejemplo en Estados Unidos [12], en South Africa en la subestación Eskon [4], en Colombia según [14] hasta el año 2013 existieron 13 sistemas eléctricos con IEC 61850, que incluye subestaciones y centrales hidráulicas convirtiéndose en el modelo a seguir en el resto del país., además indica que según la investigación realizada más de 400 subestaciones a nivel mundial cuentan ya con IEC 61850.

### 1.1.2. Realidad nacional

Actualmente, un 30 por ciento de las Empresas Distribuidoras a nivel del país cuentan únicamente con un sistema de supervisión, control y adquisición de datos



**SCADA** y en la mayoría de ellas con tecnologías obsoletas, sin tener experiencia en el manejo de sistemas de gestión de la distribución **DMS**, gestión de reclamos **OMS** entre otras utilizadas a nivel mundial.

Ante esta realidad, el *Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)*, dentro de sus políticas, estableció como uno de los objetivos rectores el fortalecimiento de las empresas eléctricas del país para incrementar su eficiencia y eficacia mediante la implantación de un modelo de gestión que privilegie la homologación de procesos, procedimientos, estructuras y tecnología, aprovechando las mejores prácticas de cada una de las distribuidoras a nivel nacional, de empresas de reconocimiento internacional y del recurso humano del país.

En este contexto se lleva adelante el proyecto denominado *Sistema de Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE)* con la finalidad de fortalecer la gestión tecnológica mediante la implantación de tecnología de información para construir un sistema único a nivel nacional y fortalecer la gestión técnica de las Empresas de Distribución, mediante la homologación de los procesos y procedimientos de: planificación de la expansión de la red, diseño, construcción, operación y mantenimiento.

Como parte de este proyecto se encuentra en ejecución el Suministro e implantación del sistema **ADMS**, que permitirá a todas las Empresas del País, trabajar con un modelo de información común, procesos, procedimientos, sistemas y tecnologías homologadas.

En el año 1996 la **CENTROSUR** implementó un sistema **SCADA** (del proveedor Eliop), que le permitió supervisar y controlar las subestaciones ubicadas en las provincias de Azuay y Cañar; este sistema utilizaba un protocolo propietario GESTEL para la comunicación entre el puesto central y las **RTU** ubicadas en cada subestación, y dentro de la subestación las señales fueron llevadas a través de cable de cobre desde las borneras hasta la **RTU** en forma individual.

En el año 2005 la **CENTROSUR** compró un nuevo sistema **SCADA-DMS** (Eliop fue el proveedor ganador del concurso) utilizado hasta la fecha, el mismo que utiliza protocolo **IEC 60870-5-101** para comunicarse con las **RTUs** de las subestaciones y, en éstas se realizaron el cambio de los relés electromecánicos por dispositivos electrónicos inteligentes, **IEDs**, los mismos que soportan los protocolos **DNP3** y **MODBUS**, comunicándose con las **RTUs** con **DNP3** formado una red



serial RS-485. Tanto estos **IEDs** como las **RTUs** no soportan **IEC 61850**.

Con la implementación del sistema nacional **ADMS** se cambiaron las **RTUs** que soportan además de **DNP3**, **MODBUS**, etc, el **IEC 61850** de tal manera que permitan la nueva filosofía de automatización de la subestación.

## 1.2. Determinación del problema y justificación del proyecto

Históricamente cada fabricante ha desarrollado los sistemas de control y protección con sus propios protocolos, diseñando soluciones propietarias en las subestaciones lo que en muchas ocasiones a obligado a las Empresas Eléctricas a mantener un único fabricante por problemas de integración e interoperabilidad.

El protocolo IEC 61850 es un estándar internacional que luego de su publicación, a finales de 2004, tanto fabricantes como Empresas Eléctricas a nivel mundial han adoptado como solución a los problemas de integración e interoperabilidad en una subestación, permitiendo su expansión, automatización de funciones, seguridad, disponibilidad, flexibilidad, simplicidad y mantenimiento.

Con los antecedentes indicados se requiere solventar los siguientes problemas presentes en las subestaciones de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, en adelante **CENTROSUR**, y en la integración con el sistema **SCADA**:

- Integración e interoperabilidad entre **IEDs** de la subestación.
- Comunicación de los nuevos **IEDs** a los concentradores de datos mediante IEC 61850.
- Desconocimiento del estándar **IEC 61850**: su modelo y protocolos utilizados en la comunicación dentro de la subestación.

## 1.3. Objetivos

Realizar un estudio del estándar **IEC 61850** para su implementación en una subestación de la **CENTROSUR** y desarrollar una guía para una potencial implementación del estándar en las subestaciones restantes.



Como objetivos específicos se pretende:

- Estudiar el estándar IEC 61850 para definir las partes aplicables a las subestaciones de CENTROSUR.
- Construir el modelo de los diferentes dispositivos de una subestación y de su comunicación mediante la definición de objetos y servicios aplicables en los diversos niveles definidos en la subestación.
- Elaborar una guía con recomendaciones a tener en cuenta en la implementación del estándar en el resto de subestaciones de la CENTROSUR, y pueda lograr la integración e interoperabilidad de las subestaciones sin estar atado a un fabricante específico.

Como objetivos intangibles se tiene:

- La imagen de la CENTROSUR como una empresa a la vanguardia de la tecnología.
- Subestaciones simples con la reducción de cableado y con bajos tiempos de respuesta en la operación.
- Tecnológicamente capacitados para la automatización de subestaciones.

## 1.4. Alcance del trabajo

El presente trabajo realiza un estudio de la norma IEC 61850 que de acuerdo al estado del arte se ha convertido en el estándar para la automatización de las subestaciones, describe la evolución de la automatización en las subestaciones de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur y con miras hacia una red eléctrica inteligente describe el nuevo sistema de gestión de la distribución que se está implementando a nivel nacional, siendo IEC 61850 un componente clave para la automatización. Por último se resume la implementación del estándar en una subestación en proceso de modernización. Por lo tanto el desarrollo incluye 6 capítulos:



1. Capítulo 1, presenta los antecedentes y el planteamiento del problema, los objetivos y alcance.
2. Capítulo 2, describe el marco teórico en que se basa este trabajo, es decir una descripción del estándar [IEC 61850](#).
3. Capítulo 3, desarrolla la evolución de la automatización, a la par con la tecnología, de los sistemas eléctricos de la [CENTROSUR](#).
4. Capítulo 4, explica la tecnología que se está implementando a nivel nacional para la operación en tiempo real, considerando a [IEC 61850](#) un componente clave en la automatización hacia las redes eléctricas inteligentes.
5. Capítulo 5, presenta en forma resumida la implementación de [IEC 61850](#) en 4 bahías de la SE 04.
6. Capítulo 6, conclusiones y recomendaciones.



---

UNIVERSIDAD DE CUENCA  
*desde 1867*

---



## Capítulo 2

# El estándar IEC 61850

### 2.1. Antecedentes y estructura del protocolo IEC 61850

Los sistemas de comunicación constituyen la columna vertebral para los sistemas de tiempo real **SCADA** que permiten la supervisión, control y adquisición de datos en forma remota. Estos sistemas históricamente han evolucionado de acuerdo a los avances tecnológicos de los sistemas de comunicación. Tecnologías como Ethernet, **TCP/IP**, redes de área amplia de alta velocidad, alto rendimiento y el bajo costo de las computadoras han permitido capacidades inimaginables en la comunicación dentro de una subestación y desde ésta a un centro de control.

En una subestación existen equipos de diferentes fabricantes que deben interactuar para cumplir con su funcionalidad por lo que históricamente se han tenido que desarrollar interfaces generalmente complejas, de alto costo y difícil mantenimiento, problema que se soluciona al utilizar un estándar común tanto en las subestaciones como por los fabricantes de equipos. Con este propósito se ha desarrollado el protocolo **IEC 61850**, el mismo que está descrito en varias partes relacionadas entre sí y cada parte abarca un tema específico.

En la figura 2.1 se presenta un esquema general de las partes del protocolo **IEC 61850**, aplicado a las subestaciones eléctricas.

Además el estándar incluye otras partes aplicables en la automatización de sistemas de empresas eléctricas como son:

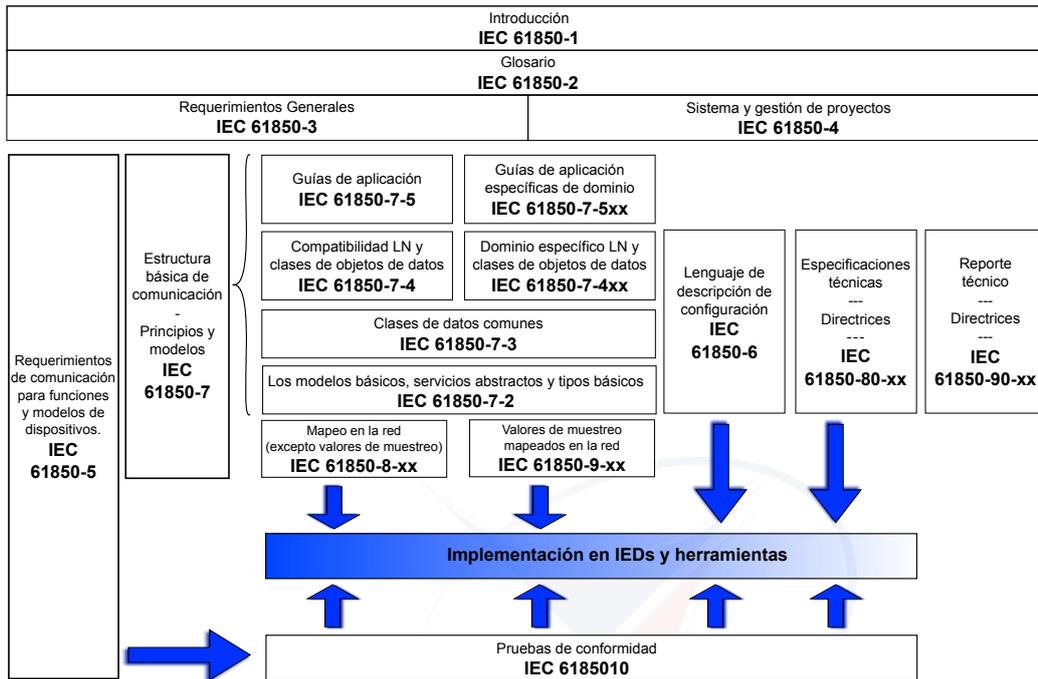


Figura 2.1: Estructura del protocolo IEC 61850 [19]

- IEC 61850-7-410.- Plantas hidroeléctricas - Comunicación para monitoreo y control.
- IEC 61850-7-420.- Estructura de comunicación básica - Nodos lógicos para recursos de energía distribuída.
- IEC 61850-7-5.- Conceptos de modelamiento.
- IEC 61850-7-500.- Uso de nodos lógicos para modelar funciones de un sistema de automatización de subestaciones.
- IEC 61850-7-510.- Uso de nodos lógicos para modelar funciones de una planta hidroeléctrica.
- IEC 61850-7-520.- Uso de nodos lógicos para modelar funciones de recursos de energía distribuída.



- [IEC 61850-80-1](#).- Guía para el intercambio de información desde un modelo de datos basado en *Common Data Class (CDC)* usando [IEC 60870-5-101/104](#).
- [IEC 61850-90-1](#).- Uso de [IEC 61850](#) para la comunicación entre subestaciones.
- [IEC 61850-90-2](#).- Uso de [IEC 61850](#) para la comunicación entre subestaciones y Centros de Control.
- [IEC 61850-90-3](#).- Uso de [61850](#) para condiciones de monitoreo.
- [IEC 61850-90-4](#).- Guía para ingeniería de redes - reporte técnico.
- [IEC 61850-90-5](#).- Uso de [61850](#) para la transmisión de información de synchrophasor para [IEEE C37.118](#).

En este capítulo se presenta en forma resumida el contenido, fundamentos y relaciones de las diferentes partes del estándar aplicado a la automatización de las subestaciones.

## 2.2. Partes 1, 2, 3 y 4 del estándar [IEC 61850](#)

1. La parte 1 del estándar, [IEC 61850-1](#) Introducción y Visión general, presenta el alcance de aplicabilidad de la norma en los Sistemas de Automatización de las Empresas Eléctricas *Power Utility Automation Systems (PUAS)* . El objetivo de la norma es desarrollar un estándar de comunicación que satisfaga los requerimientos funcionales y de rendimiento de los [PUAS](#), además de soportar los desarrollos tecnológicos del futuro; asegurando las siguientes características:
  - El perfil de comunicaciones está basado en los estándares de comunicación: [IEC/IEEE/International Organization for Standardization \(ISO\)/OSI](#).
  - Los protocolos utilizados son de arquitectura abierta y soportan dispositivos auto-descriptivos permitiendo agregar nuevas funcionalidades.



- Está basado en objetos de datos relacionados a la necesidad de la Empresa.
- La sintáxis y semántica de la comunicación está basada en el uso de objetos de datos comunes relacionados al sistema de energía.
- Los servicios de las comunicaciones pueden ser mapeados a diferentes protocolos dependiendo del estado del arte.
- El estándar de comunicación considera a la subestación como un nodo dentro de la malla de energía.
- La topología completa del sistema eléctrico, la información que requiere y genera y la información que fluye entre los IEDs se especifica utilizando un lenguaje de máquina entendible.

La estandarización se realiza utilizando tres métodos:

- a) Descomposición funcional, utilizado para representar la relación lógica entre los componentes de una función distribuida, a través de *Logical node (LN)*, que describen las funciones, subfunciones y las interfaces funcionales. Es decir que las funciones pueden ser divididas en módulos (llamados nodos lógicos) ejecutados en IEDs diferentes pero comunicados entre si (función distribuída). Las funciones de los PUAS son el control, supervisión, protección y monitoreo del equipo primario y de la red. Otras funciones están relacionadas con el propio sistema como es el caso de la supervisión de las comunicaciones.
- b) Modelamiento del flujo de datos, utilizado para entender las interfaces de comunicación.
- c) Modelamiento de la información, utilizado para definir la sintaxis y semántica abstracta para el intercambio de información, mediante clases de objetos de datos con atributos y servicios y sus relaciones. En la figura 2.2 se presenta el esquema de modelamiento de información que incluye la descomposición del dispositivo físico en dispositivos lógicos y la de los dispositivos lógicos en nodos lógicos, DO y atributos.

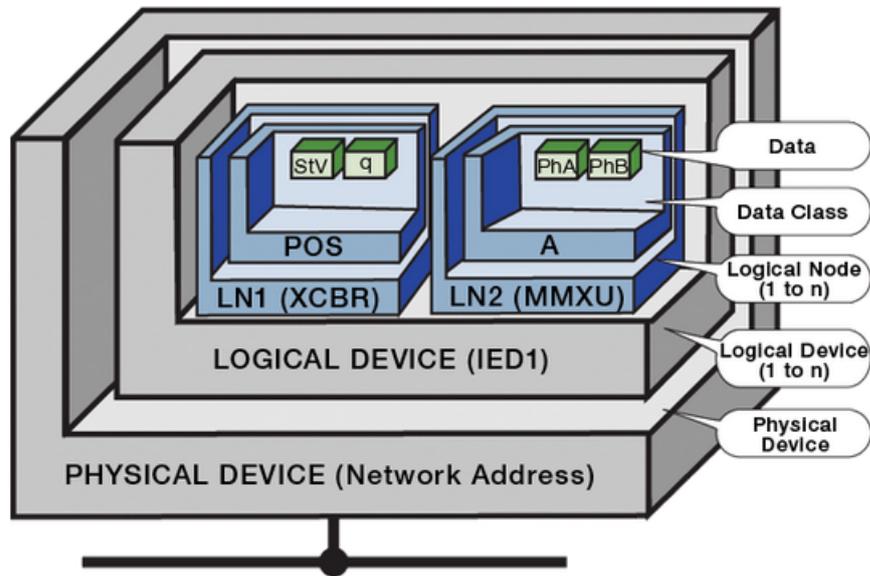


Figura 2.2: Modelamiento de datos en IEC 61850 [19]

Los nodos lógicos **LN** proporcionan información categorizada en 5 grupos: información común, de estado, de configuración, de valores medidos y de control.

Los nombres de los atributos de datos están estandarizados y tienen una semántica específica en el contexto de la serie IEC 61850. La semántica de los **LN**s es representada por los objetos de datos y sus atributos. Los atributos tienen tipos y estructuras predefinidas llamadas clases de datos común **CDC**, clasificadas en información de: estado, medida, control digital, control analógico, configuración digital, configuración analógica y descripción.

Además la norma permite crear **LN**s propietarios con clases de datos común desde el nombre del estándar.

Los servicios de comunicación están estandarizados en el conjunto de servicios abstractos de comunicación *Abstract Communication Service Interface (ACSI)* proporcionando 3 tipos de modelos para comunicación: cliente-servidor, publicador-suscriptor (publisher-subscriber) con las clases de control **GOOSE** y *Generic Substation Status Event (GSSE)*; y, muestreo de valores *Sampled Values (SV)* para valores de medida.



2. La parte 2 del estándar, [IEC 61850-2](#) Glosario, presenta la definición de la terminología utilizada en el contexto de la automatización de las subestaciones.
3. La parte 3 del estándar, [IEC 61850-3](#) Requerimientos generales, especifica en forma general los requerimientos de la red de comunicaciones incluyendo calidad (confiabilidad, disponibilidad, mantenimiento, seguridad e integridad de los datos) así como las directrices para las condiciones ambientales (temperatura, humedad, presión, condiciones mecánicas y sísmicas, polución y corrosión) y servicios auxiliares. Además se debe considerar la seguridad de acceso que se puede implementar en un [SAS](#).
4. La parte 4, [IEC 61850-4](#) Gestión de proyectos y sistemas, describe en forma resumida el proceso de ingeniería (requerimientos, diseño, parametrización y funciones), las herramientas de soporte, las especificaciones de los [IEDs](#) e interfaces, el ciclo de vida del sistema considerando la actualización a nuevas versiones y la discontinuación de [IEDs](#) así como el aseguramiento de la calidad desde el desarrollo hasta el fin del sistema de automatización de la empresa. Además incluye las consideraciones a tener en cuenta para la elaboración de la documentación del proyecto con respecto a: hardware (descripción y diagramas de ubicación del equipo en la subestación, diagrama de circuitos, cableado), parametrización de los [IEDs](#) (configuración, diagramas de función, dirección [IP](#), lista de parámetros, versión del software) y configuración del sistema (versión del software, manual de usuario, instrucciones de operación, etc.)

### **2.3. Parte 5 del estándar [IEC 61850](#): Requerimientos de comunicación para funciones y modelos de dispositivos**

Esta parte del estándar define la arquitectura de comunicaciones entre los dispositivos de los [PUAS](#) enfocándose a los [SAS](#) como núcleo de los sistemas de

automatización. Estandariza la comunicación entre IEDs y define los requerimientos del sistema relacionado.

### 2.3.1. Funciones de automatización

Describe las funciones identificando los requerimientos de comunicación entre IEDs dentro de la planta de generación y subestaciones, entre subestaciones y entre subestaciones y centros de operación de mas alto nivel; y, puntos de mantenimiento. Existen funciones para operación, control, protección y monitoreo del sistema que garantizan la confiabilidad y el suministro económico de energía. En la figura 2.3 se esquematiza un ejemplo de los niveles e interfaces lógicas de un SAS.

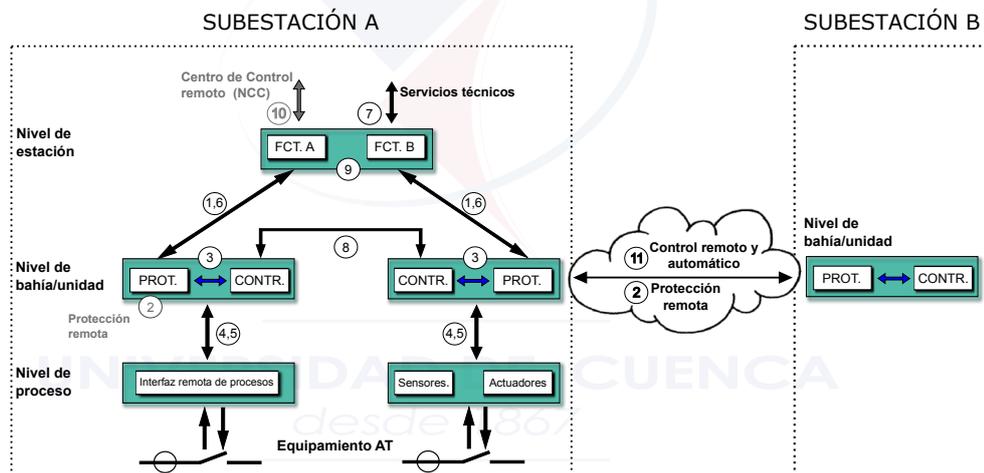


Figura 2.3: Niveles e interfaces lógicas en un SAS [23]

Las funciones están localizadas lógicamente en 3 niveles diferentes: de estación, de bahía y de proceso junto con las interfaces lógicas numeradas de 1 a 11:

1. Intercambio de datos de protección entre el nivel de bahía y estación.
2. Intercambio de datos de protección entre el nivel de bahía y protección remota.
3. Intercambio de datos dentro del nivel de bahía.



4. Intercambio de datos analógicos entre el nivel de proceso y bahía.
5. Intercambio de datos de control entre el nivel de proceso y bahía.
6. Intercambio de datos de control entre el nivel de bahía y estación.
7. Intercambio de datos entre nivel de subestación y la estación remota de ingeniería.
8. Intercambio de datos directo entre bahías especialmente para funciones rápidas como interbloqueos.
9. Intercambio de datos dentro del nivel de estación.
10. Intercambio de datos de control entre la subestación y centros de control remoto.
11. Intercambio de datos de control entre subestaciones (por ejemplo funciones de interbloqueos o automatismos entre subestaciones)

Los dispositivos físicos están instalados en los diferentes niveles funcionales, así:

- A nivel de proceso pueden ser entradas/salidas, sensores, relés conectados al bus de proceso.
- A nivel de bahía pueden ser unidades de control, protección y monitoreo.
- A nivel de estación son computadores con bases de datos, interfaces para comunicación remota, interfaz gráfica para el operador, etc.

El alcance del estándar es suministrar interoperabilidad entre IEDs de diferentes fabricantes, considerando que los dispositivos: deben ser conectados a un bus común con un protocolo común (sintaxis), deben entender la información suministrada por otro dispositivo (semántica) y deben ejecutar un conjunto de funciones (funciones distribuidas). Para lograr la interoperabilidad se deben considerar elementos:



- Estáticos como el medio de comunicaciones, las funciones del sistema de automatización identificando la información a intercambiar, la interacción de las funciones distribuidas descritas por interfaces lógicas que a su vez serán implementadas en interfaces físicas y redes LAN o de área extendida WAN, lo que obliga a que se identifiquen los conectores dependiendo del medio de comunicación.
- Dinámicos como transferencia e intercambio de datos (*Piece of Information for Communication (PICOM)*), tiempos de transferencia máximos entre aplicaciones y para intercambio de datos, calidad e integridad de los datos y seguridad.

### 2.3.2. Clasificación de las funciones

- Funciones para soporte del sistema.- No tienen impacto en los procesos, son ejecutados en forma continua y su meta es que el sistema funcione bien con nodos sincronizados por ejemplo funciones para la gestión de red, sincronización y autochequeo de los dispositivos.
- Funciones para la configuración y mantenimiento del sistema.- Permiten la configuración inicial y cambios de configuración con tiempos de respuesta en el orden de un segundo (tiempo de respuesta humano) por ejemplo identificación de nodo, gestión de software, gestión de configuración, setting, modo prueba, etc.
- Funciones de control u operacionales.- Necesario para la operación normal del sistema, permite a los Operadores el control a través de un *Interface Human Machine (IHM)* ya sea local o remoto, con tiempos de respuesta en el orden de un segundo; por ejemplo: control de acceso, control de equipos, cambio de parámetros, eventos, recuperación de registros, gestión de alarmas, etc.
- Funciones para automatización de procesos por bahía local.- En este caso los datos son obtenidos desde (TC), *Transformer Potential (TP)* de una bahía y en base a esta información los interruptores pueden tomar acción



dentro de la misma bahía, sin intervención de los Operadores. Las funciones de automatización local consisten de un árbol de nodos lógicos LN con su propia funcionalidad al que se tiene acceso a través de su IHM, por ejemplo: funciones de protección, interbloqueos de bahía, medidas y monitoreo de calidad de energía.

- Funciones de automatización de procesos distribuidos.- Hace referencia a la adquisición de datos de más de una bahía pudiendo actuar interruptores de más de una bahía; por ejemplo: interbloqueos de la subestación, chequeo de sincronización distribuida, deslastrado o restauración de carga, control de tensión y potencia reactiva, secuencias de conmutación automática, etc.

### 2.3.3. Descripción y requerimientos de las funciones

Para identificar los requerimientos de comunicación se deben identificar todas las funciones necesarias independientemente de los IEDs a utilizar, las funciones son divididas en piezas centrales representadas por objetos de datos de alto nivel (LN) con los datos a ser intercambiados o *Piece of Information for Communication* (PICOM) entre funciones centrales y entre IEDs. Se tiene tres pasos:

1. Descripción de la función incluyendo los nodos lógicos LNs con sus datos, en general comprende la tarea de la función, criterio de arranque, resultado, interacción con otras funciones, rendimiento de la función (anexo F de [23]).
2. Descripción de los PICOMs incluyendo sus atributos.- Utilizado para definir el intercambio de datos entre dos funciones o subfunciones, incluyendo la identificación de la fuente (envío) y destino (recepción) y los requerimientos de comunicación que se basa en las conexiones punto a punto incluyendo multicast y broadcast. Los atributos de PICOM son: datos referentes al contenido de la información y su identificación según sea necesario para la función (semántica), conexión lógica (fuente - destino), tipo de datos, tiempo de transmisión permisible, integridad de datos y método o causa de transmisión. Existen tres grupos de atributos definidos para propósitos diferentes: para todo tipo de mensaje (nombre, valor, fuente, destino, etiqueta de tiempo, prioridad de transmisión, tiempo), para configuración (valores



para transmisión, atributos para transmisión, precisión, tipo, clase, importancia, integridad de datos) y para flujo de datos (valores para transmisión, atributos para transmisión, formato, longitud y estados de operación).

3. Descripción del nodo lógico.- Establece un modelo de datos para el intercambio de información entre funciones, indica el área de aplicación de acuerdo a su agrupación, cual es su funcionalidad, número de función, símbolo gráfico o alfanumérico, abreviatura o acrónimo y relación entre funciones y LNs. Los nodos lógicos tienen un concepto semántico de alto nivel orientado a objetos de datos y se encuentran dentro de un dispositivo físico como los IEDs, dependiendo de la funcionalidad del IED puede contener varios nodos lógicos. Los nodos lógicos intercambian datos a través de conexiones lógicas por lo que el estándar define la comunicación entre los LNs, a su vez las conexiones lógicas forman parte de una conexión física. El estándar no define las funciones sino la interacción entre los nodos lógicos LN.

La localización de LN depende de la funcionalidad y no está restringido a la estructura de niveles en la subestación. Se cuenta además con nodos genéricos como por ejemplo *Logical Node PHysical Device (LPHD)* que permite modelar datos propios del equipo físico y *Logical Node Zero (0) (LLN0)* para datos comunes de todos los nodos lógicos.

La mayoría de funciones puede ser representada con al menos tres LNs: el LN con los datos de su funcionalidad básica, el LN con los datos de la interfaz de procesos y el LN con los datos del IHM; si no existe un bus de proceso, la interfaz del LN del proceso remoto es localizado en otro dispositivo físico. En el numeral 8.5 de [23] se da un listado de los nodos lógicos incluyendo funcionalidad, descripción, clase, etc. Los LN descritos en esta parte del estándar representan clases en términos de modelamiento con objetos y en una implementación real los LN serán instancias de dichas clases.

En la figura 2.4 se presenta un ejemplo de LNs.

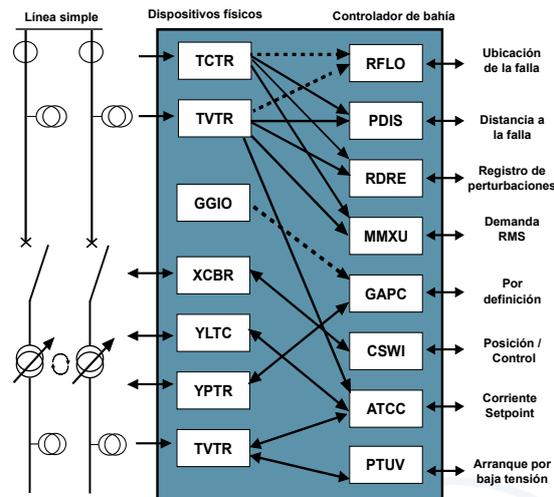


Figura 2.4: Nodos Lógicos de dispositivos físicos [23]

### 2.3.4. Descripción, requerimientos y rendimiento del sistema

En el diseño del sistema se debe especificar la estructura del sistema de comunicaciones y cómo fluyen los datos, qué necesita y qué entrega un LN así como la calidad y criterios de validación para cumplir su función de interoperabilidad. Las necesidades de comunicación entre LN ( en términos de PICOMs) determinan los requerimientos del enlace de comunicaciones en un SAS, que pueden variar uno de otro por su contenido, longitud, tiempo de transferencia permitido y seguridad, y; que dependerá de la actividad en el SAS o en el sistema general. Por lo tanto se debe considerar elementos como:

- La estampa de tiempo: se requiere un modelo y formato de tiempo único aplicado a todos los dispositivos de manera que permitan comparar una secuencia de eventos. Debe estar basado en un estándar de tiempo como *Coordinated Universal Time (UTC)* y obtener su valor de fuentes de tiempo comerciales como los *Global Positioning System (GPS)* .
- Sincronización: dado por un sistema de referencia global como un GPS que sincronizará todos los dispositivos del sistema con una precisión definida y deberá cumplir con las clases de rendimiento del cuadro 2.1.



Clases de sincronización de tiempo	Precisión [us]	Precisión de ángulo de fase para 50Hz [°]	Precisión de ángulo de fase para 60Hz [°]	Precisión de la ubicación de la falla [%]
TL	>10000	>180	>216	n.a
T0	10000	180	216	n.a
T1	1000	18	21.6	7.909
T2	100	1.8	2.2	0.780
T3	25	0.5	0.5	0.195
T4	4	0.1	0.1	0.031
T5	1	0.02	0.02	0.008

Cuadro 2.1: Clases de sincronización de tiempo para IEDs [23]

- Eventos: generados como resultado de un cálculo, por el cambio de una entrada binaria o por cambio de una entrada analógica, deben ser monitoreados y detectados en el intervalo de tiempo dependiendo de la clase de precisión del estampado de tiempo.
- Tiempo de transferencia es el tiempo completo de transmisión del mensaje incluyendo el tiempo de codificación en el transmisor y el tiempo de decodificación en el receptor así,  $t = t_a + t_b + t_c$ , con:
  - $t$  : tiempo de transferencia
  - $t_a$ : tiempo de codificación
  - $t_b$ : tiempo de transferencia a través de la red
  - $t_c$ : tiempo de decodificación.

Dependiendo del enlace (entre IEDs, entre subestaciones, al centro de control, etc),  $t_b$  debe considerar tiempos de procesamiento en switches, routers, repetidoras, retardos en la red de interconexión, etc. Los tiempos de transferencia para control y protección puede variar dependiendo del nivel de tensión y tipo de subestación: distribución o transmisión.

En el cuadro 2.2 se presenta las clases para tiempos de transferencia para control y protección, y; transferencia de datos análogos. Los retardos

aceptables en el tiempo de transferencia depende de las especificaciones funcionales del proyecto.

Clases de tiempo de transferencia	Tiempo de transferencia (ms)	Ejemplos de transferencia
TT0	>1000	Archivos, eventos, log
TT1	1000	Eventos, alarmas
TT2	500	Comandos de operación
TT3	100	Interacciones automáticas lentas
TT4	20	Interacciones automáticas rápidas
TT5	10	Cambios de estado
TT6	3	Bloqueos, trips

Cuadro 2.2: Clases para tiempos de transferencia [23]

Los tipos de mensajes incluido las clases de rendimiento y tiempos de respuesta son los siguientes:

- Tipo 1 para mensajes rápidos (protección):
  - Tipo 1A para “trip” con clases de rendimiento:
    - ◇ P1, con tiempos de transmisión inferiores a un cuarto de ciclo (5ms para 50Hz y 4ms para 60Hz) clase TT6, aplicado a las interfaces 3, 5 y 8 de la figura 2.3.
    - ◇ P2, con tiempos de transmisión inferiores a medio ciclo (10ms para 50hz y 8ms para 60Hz) clase TT5, aplicado a las interfaces 2, 3, 11 de la figura 2.3.
  - Tipo 1B para el otras interacciones, con clase de rendimiento P3, para tiempos de transmisión en el orden de un ciclo (20ms para 50Hz y 17 ms para 60Hz) clase TT4, aplicado a las interfaces 2, 3, 8, y 11 de la figura 2.3



- Tipo 2 para mensajes de velocidad media (automatismos), para valores analógicos y calculados. La clase de rendimiento es P4, con tiempos de transmisión ( $\leq 100\text{ms}$ ) clase TT3, aplicado a las interfaces 2, 3, 8, 9 y 11 de la figura 2.3.
- Tipo 3 para mensajes de velocidad baja (Operador). Las clases de rendimiento son:
  - P5, con tiempos de transmisión que incluye el tiempo medio de respuesta del operador ( $\geq 1\text{s}$ ) clase TT2, aplicado a las interfaces 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 de la figura 2.3.
  - P6, con tiempos de transmisión que incluye el tiempo medio de respuesta del operador ( $\geq 1\text{s}$ ) clase TT1, aplicado a las interfaces 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 de la figura 2.3.
- Tipo 4 para mensajes con muestreo de datos (muestreo). Las clases de rendimiento son:
  - P7 (similar a P1), se requiere retardos aceptables para las funciones de protección que utilizan estos datos, es decir con tiempos de transmisión clase TT6, aplicado a las interfaces 4 y 8 de la figura 2.3.
  - P8 (similar a P2), con tiempos de transmisión clase TT5, aplicado a las interfaces 2, 4 y 8 de la figura 2.3.
- Tipo 5 para funciones de transferencia de archivos. En este caso los tiempos de transmisión no son críticos ( $\leq 10000\text{ ms}$ ), clase TT0, aplicado a las interfaces 1, 4, 5, 6, 7 y 10 de la figura 2.3.
- Tipo 6 para comandos y transferencia de archivos con control de acceso. Está basado en el Tipo 3 pero adicionalmente se tiene la verificación de acceso y/o procedimientos. Las clases de rendimiento son:
  - P10 (similar a P5), son mensajes Tipo 3 - P5 con control de acceso. Con tiempos de transmisión clase TT2, aplicado a las interfaces 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 de la figura 2.3.



- P11 (similar a P6), son mensajes Tipo 3 - P6 con control de acceso. Con tiempos de transmisión clase TT1, aplicado a las interfaces 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 de la figura 2.3.
- P12 (similar a P9), son mensajes Tipo 5 con control de acceso. Con tiempos de transmisión clase TT0, aplicado a las interfaces 1, 4, 5, 6, 7 y 10 de la figura 2.3.

Requerimientos de datos y calidad en la comunicación (que incluye la segunda edición de la norma) considera:

- La integridad de los datos que pueden introducir errores debido al ruido del medio de comunicación y a interferencias electromagnéticas. En el cuadro 2.3 se presenta las clases de integridad relacionadas.

Clases para integridad de datos	Probabilidad de error residual
I1	$10^{-6}$
I2	$10^{-10}$
I3	$10^{-14}$

Cuadro 2.3: Clases para integridad de datos [23]

- Confiabilidad incluye seguridad y dependencia: la seguridad está definida en términos de probabilidad de ejecución de un comando no solicitado y la dependencia en términos de comandos que se pierden o desvanecen y sus clases están dadas en los cuadros 2.4 y 2.5 respectivamente, en donde  $P_{uc}$  es la probabilidad de ejecución de un comando no solicitado y  $P_{mc}$  es la probabilidad de un comando que se pierde o desvanece.

Clase de seguridad: S = 1- $P_{uc}$	$P_{uc}$	Aplicación	
S1	Medio	$10^{-4}$	Esquemas de bloqueo
S2	Alto	$10^{-8}$	Esquemas de inter-disparos

Cuadro 2.4: Clases de seguridad [23]

Clase de dependencia: $D = 1 - P_{mc}$		$P_{mc}$	Aplicación
D1	Bajo	$10^{-2}$	Esquema de inter-disparos
D2	Medio	$10^{-3}$	
D3	Alto	$10^{-4}$	Esquema de permisivo de bajo alcance
D4	Muy Alto	$10^{-5}$	

Cuadro 2.5: Clases de dependencia [23]

- Disponibilidad como la probabilidad de que el sistema esté operativo en el tiempo, depende de la probabilidad de falla de los dispositivos y del tiempo de reparación que a su vez depende del mantenimiento. La probabilidad que un sistema falle está dado por la probabilidad de que un segundo elemento falle antes que el primero sea reparado. Otra noción es la probabilidad de falla en demanda *Probability to Fail on Demand (PFD)*, que es la probabilidad de que un sistema esté en estado no protegido cuando ocurre una falla.

### 2.3.5. Requerimientos del sistema de comunicaciones

Una falla en el sistema de comunicación puede tener los siguientes efectos:

- Inhabilitar parte o todo el control del sistema.
- Inhabilitar la posibilidad de diferenciar el estado del sistema en situaciones de falla y genere la sobre función.
- Pérdida de selectividad. Si se utiliza el sistema de comunicaciones para operar elementos de protección se requiere de elementos redundantes.

En subestaciones se puede considerar la comunicación entre estación y bahía (comunicación vertical) y entre IEDs (comunicación horizontal): la vertical, entre SCADA - nivel de estación - nivel de bahía, sirve para supervisión y control; la horizontal, entre IEDs a nivel de bahía para interbloqueos por ejemplo.



La comunicación a nivel de procesos es crítico para la operación del sistema; así, es crítico el tiempo de transmisión de muestras sincronizadas (por ejemplo valores muestreados de (TC)s). Se debe considerar:

- Necesidad de recuperación de retardos (tiempos dados en la tabla 7 de [23]).
- Necesidad de redundancia de comunicaciones.- Depende de la disponibilidad requerida, en caso de considerarla se debe tener redundancia en los puertos de los IEDs.

### 2.3.6. Requerimientos adicionales para el modelado de datos

Incluye:

- Semántica, para la interoperabilidad el modelo de datos debe describir la semántica para el intercambio de datos desde el punto de vista del usuario.
- Direccionamiento e identificación lógica y física de los objetos del sistema, en el caso lógico la estructura de nombres jerárquico y diccionario de objetos de datos debe ser mediante IEC 81346.
- Auto descripción de todos los dispositivos respecto a las funciones y datos transmisibles, para la interfaz hombre-máquina debe considerar campos de texto en el modelo de los objetos de datos que permitan incluir texto informativo en un lenguaje del Operador.
- Cuestiones administrativas, partes del modelo de datos de los IEDs deben ser recuperados por procedimientos simples que permiten el mantenimiento de la interoperabilidad durante el ciclo de vida del sistema identificando la versión e índices de revisión. El modelo de datos debe dar información para la gestión de activos desde información estática de placa de los equipos hasta la dinámica o condición del activo.



## 2.4. Parte 6 del estándar IEC 61850-6: Lenguaje de descripción de configuración para la comunicación en subestaciones eléctricas relacionado con IEDs.

Esta parte de la norma especifica el lenguaje de descripción de configuración de los IEDs en una subestación *Substation Configuration Description Language (SCL)*, especifica el formato del archivo para describir la comunicación relacionada a la configuración y parámetros de los IEDs, configuraciones de los sistemas de comunicación, estructura del patio de maniobra y la relación entre ellos. El propósito de este formato es el intercambio de información de las configuraciones de IEDs, que son realizadas con herramientas propias de cada fabricante, con el sistema mediante herramientas de ingeniería que permitan la interoperabilidad. El lenguaje de configuración está basado en: *Extensible Markup Language (XML)* versión 1.0

Es decir permite que la descripción de la configuración de los IEDs, sin importar el fabricante, sea comunicada a la aplicación del sistema para la configuración total del sistema permitiendo la interoperabilidad.

SCL debe describir:

- La especificación del sistema con diagramas simples, su equipamiento y la ubicación de LNs para indicar la funcionalidad requerida.
- Preconfiguración de IEDs con un número fijo de LN sin ligar a un proceso específico sino relacionado con una función como parte del proceso general.
- Preconfiguración de IEDs con una semántica preconfigurada para partes del proceso con cierta estructura o para una parte de un proceso ya configurado o sistema de automatización.
- Configuración del proceso completo con todos los IEDs ligados a funciones de procesos individuales y al equipamiento primario, mostrando las conexiones de los puntos de acceso y posibles caminos de acceso en la subred para todos los posibles clientes.



- Igual que el anterior más todas las asociaciones predefinidas y conexiones cliente servidos entre nodos lógicos al nivel de datos, necesarios si un IED no es capaz de construir dinámicamente asociaciones o reportes de conexión.

El alcance de SCL está enfocado en:

- Especificación funcional del SAS.
- Descripción de la capacidad del IED.
- Descripción del sistema automático de la subestación.
- Intercambio de información entre dos proyectos de dos sistemas que necesitan intercambiar datos.
- Intercambio de modificaciones de IED desde la herramienta del IED a la herramienta del sistema.

Para lo cual se debe definir el modelo de objeto para el IED, su comunicación y localización en el patio así como su representación en un archivo de acuerdo al estándar para ser intercambiado por las herramientas de ingeniería.

#### 2.4.1. Uso de SCL en el proceso de ingeniería

En la figura 2.5 se observa el proceso de ingeniería en el que se esquematiza los archivos SCL utilizados. Generalmente se utiliza dos herramientas de configuración con tareas específicas:

- Las herramientas de configuración de IEDs propios de cada fabricante, para que sean compatibles con la norma IEC 61850, deben permitir la configuración y generación de archivos de acuerdo a la norma permitiendo su exportación o importación, así se tienen los archivos: tipo *IED Capability Description (ICD)* que describen las bondades de un IED, tipo *Instantiated IED Description (IID)* que describen las especificaciones para un proyecto; además deben utilizar o importar los archivos *System Configuration Description (SCD)* para configurar las comunicaciones. El configurador es

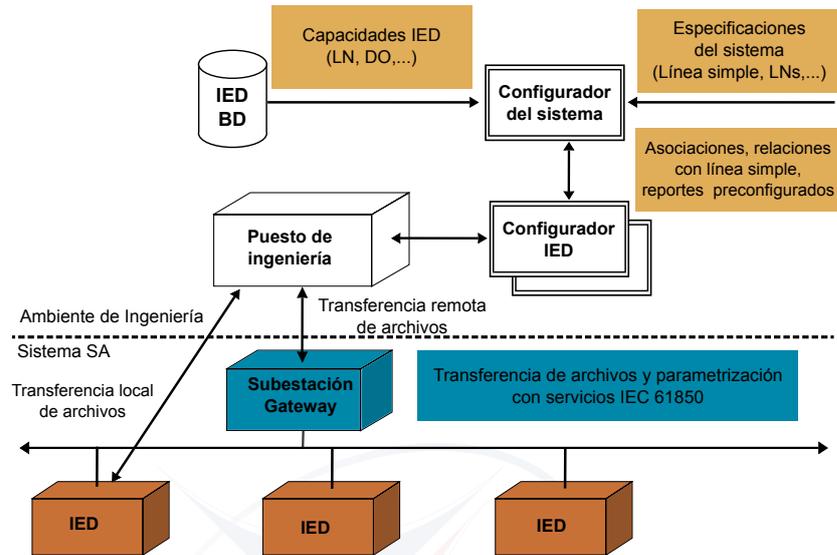


Figura 2.5: Uso de SCL para el intercambio de datos [24]

responsable del modelo de datos del IED y de todos los valores de configuración y no puede cambiar el flujo de datos entre IEDs y la configuración de comunicaciones.

- Las herramientas de configuración del sistema independiente de los IEDs, que permiten importar y exportar archivos de configuración definidos por la norma IEC 61850. Deben importar archivos de configuración de varios IEDs como sea necesario a nivel de ingeniería de sistemas, y generar el archivo de configuración de la subestación, que a su vez retroalimenta al configurador de IEDs para la configuración del IED relacionada al sistema. El configurador del sistema es responsable por el direccionamiento de comunicaciones y el flujo de datos entre IEDs, no puede cambiar el modelo de datos del IED.

#### 2.4.2. Intercambio de datos entre proyectos

Dependiendo de la ingeniería un proyecto puede abarcar varias subestaciones (protección diferencial de línea, interbloqueos) o dentro de una subestación estar dividido en varias partes: alta tensión, media tensión y transformador. Para el



intercambio de datos se debe considerar las siguientes reglas:

- Un **IED** siempre pertenece a un proyecto, y puede ser configurado por personas y herramientas del proyecto propietario. El proyecto propietario tiene derechos de ingeniería totales sobre el **IED**.
- Un proyecto puede transferir a otro proyecto los permisos suficientes (derechos de ingeniería) para actualizar el flujo de datos desde un **IEDs** (**IEDs** check out) para lo cual se debe realizar una descripción de las partes que pueden ser manejadas por otro proyecto y realizar una exportación. Si dentro del proyecto al que pertenece el **IED** se requiere realizar cambios en el flujo de datos los derechos de ingeniería deben ser transferidos nuevamente (**IED** check in).
- Para no perder la referencia de ingeniería sobre las partes de los **IEDs** exportados, se deben exportar como **IEDs** fijos y no puede ser modificado por el proyecto que lo importó y debe ser reexportado sin cambios cuando se transfiere al proyecto propietario.
- Partes necesarias de la subestación y de comunicaciones deben ser exportadas ya sea para agregar enlaces a nodos lógicos o para adicionar direcciones en la subred.

La transferencia de derechos se especifica en el archivo *System Exchange Description* (**SED**) que contiene los derechos de ingeniería transferidos (fijo o flujo de datos) y las bondades del **IED** (número del set de datos y bloques de control permitido a ser modificado por el receptor).

Las partes del **IED** exportado con derechos de flujo de datos deben permanecer congelados para cambios en el proyecto propietario (después de **IED** check-out) hasta que se reciba otro archivo **SED** de transferencia de dominio (**IED** check-in). El archivo de transferencia tiene la misma cabecera de identificación que el archivo original exportado pero con un índice de revisión diferente.

### 2.4.3. Modelo de objetos **SCL**

El lenguaje **SCL** permite describir un modelo que incluye:



- La estructura del sistema primario: su conexión y funciones
- El sistema de comunicación: cómo están conectadas las subredes, redes y puertos de comunicación.
- La comunicación a nivel de aplicación: como se agrupan los datos en sets para envío, cómo envían los IED las órdenes y seleccionan los servicios con datos de entrada desde otros IEDs si es necesario.
- Cada IED: con los dispositivos lógicos, nodos lógicos con clases y pertenencia a los dispositivos lógicos, reportes y datos contenidos, la asociación disponible y los datos de ingreso.
- Definición del tipo de nodo lógico: datos obligados, opcionales (DO) y agregados por el usuario, así como los servicios opcionales.
- La relación entre nodos lógicos de los IEDs y el equipo de patio de la subestación.

Un archivo SCL describe una instancia del modelo de manera serializada y con sintaxis estandarizada. Para el modelamiento se puede utilizar *Unified Modelling Language (UML)*, así en la figura 2.6 se reproduce el modelo de objetos UML simplificado que presenta la norma en la parte 6.

El modelo de objetos tiene tres partes básicas:

1. Subestación: describe el equipo de patio desde el punto de vista funcional, sus conexiones o topología y la designación de equipos y funciones. Está basada en la jerarquía de objetos de la estructura funcional de la subestación, los siguientes objetos son utilizados en SCL: subestación, nivel de tensión, bahía, equipo, subequipo, nodo de conectividad, terminal, función y subfunción. Por ejemplo el transformador de potencia es un equipo que puede ser localizado jerárquicamente bajo la subestación, nivel de tensión o bahía, contiene los bobinados como equipo que tienen relación con los cambiadores de taps.
2. Productos: abrevia todos los objetos relacionados al producto como IEDs y la implementación de nodos lógicos. En el IED se puede modelar:

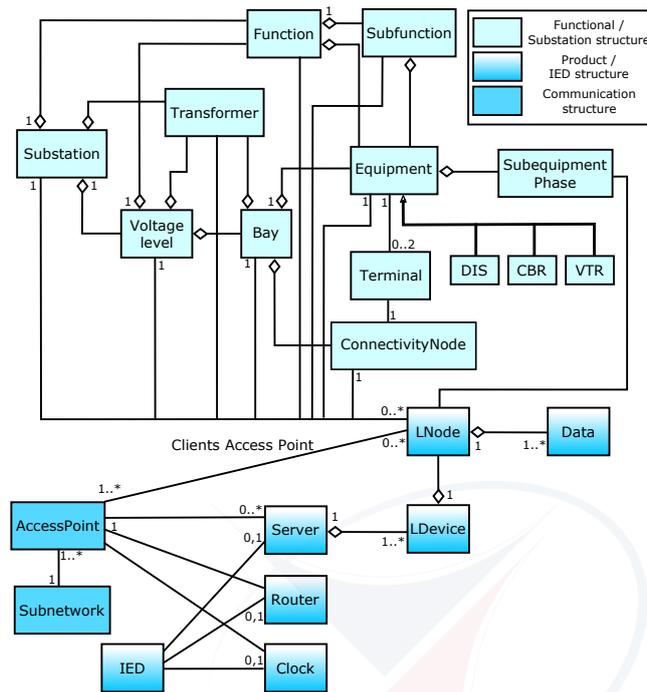


Figura 2.6: Modelo de objetos de SCL [24]

- Servidor: una entidad de comunicación dentro del IED que permite el acceso a los datos de los dispositivos lógicos y nodos lógicos LNs presentes en el servidor.
  - LD contenido en un servidor de un IED.
  - Nodos lógicos (LNs) contenido en un dispositivo lógico de un IED. Contienen datos (DO) para enviar a otros LNs o solicitan datos (DO) a otros LNs para cumplir su función.
  - DO son los datos contenidos en los LNs.
3. Comunicación: contiene los tipos de objetos relacionados con la comunicación como son las subredes y puntos de acceso. Este modelo no es jerárquico y modela las posibles conexiones lógicas entre IEDs y subredes a través de puntos de acceso. Como funciones adicionales el estándar introduce la función de router en un IED que permite conectar dos puntos de acceso diferente a dos subredes diferentes permitiendo a mensajes basados en TCP llegar a IEDs de otra subred, y; la función de reloj para la localización del



reloj master de la subred para la sincronización de todos los IEDs de la subred.

Además puede incluir:

- Modelamiento de redundancia utilizado para seguridad y disponibilidad del sistema en diferentes niveles: IEDs internos no están incluidos en el archivo SCL, a nivel de sistema de comunicaciones puede ser descrito por SCL a nivel de conexiones físicas de los puntos de acceso, y; a nivel de aplicación es modelado en SCL.
- Modelamiento del flujo de datos: conceptualmente el flujo de datos tiene nodos lógicos o servidores (o publicadores) como fuente y nodos lógicos como cliente.

#### 2.4.4. Tipos de archivo SCL

Los archivos SCL son utilizados para intercambiar datos de configuración entre diferentes herramientas (fabricantes diferentes), se tiene al menos 5 propósitos diferentes para intercambio de datos que generan archivos con extensiones diferentes:

1. Extensión .ICD: para intercambio de datos desde el configurador del IED y el configurador del sistema, describe las capacidades funcionales y de ingeniería de un IED.
2. Extensión .IID: para intercambio de datos desde el configurador del IED y el configurador del sistema para un IED configurado específicamente para un proyecto.
3. Extensión *.System Specification Description (SSD)*: para intercambio de datos desde una herramienta de especificación de sistema y el configurador del sistema. Este archivo describe el diagrama de línea simple y las funciones de una subestación y los LNs requeridos.
4. Extensión .SCD: para intercambio de datos desde el configurador del sistema y configuradores de IEDs. Contienen todos los IEDs incluyendo la



configuración de flujo de datos, una sección de configuración de comunicaciones y una sección de descripción de la subestación.

5. Extensión *.Configured IED Description (CID)*: para intercambio de datos desde el configurador de IEDs para el IED. Describe la comunicación de la instancia de un IED en el proyecto, contiene la dirección del IED y su configuración.
6. Extensión *.SED* para intercambio de datos entre configuradores de sistemas de proyectos diferentes.

### 2.4.5. Lenguaje SCL

El lenguaje utilizado para representar las especificaciones está basado en XML, en el anexo A de [24] se presenta la definición completa del esquema XML que debe incluir el archivo SCL incluyendo requerimientos, restricciones y relaciones de los modelos de objetos. La convención de nombres utilizado en un esquema es:

- Los nombres de los tipos de esquema empiezan con t (por ejemplo *tSubstation*).
- La definición de grupos de atributos empiezan con ag (por ejemplo *agAuthorization*)
- Los nombres de atributos empiezan con letra minúscula (por ejemplo *name*)
- Los nombres de elementos empiezan con letra mayúscula (por ejemplo *Substation*)

En la figura 2.7 se presenta cómo está estructurado el esquema SCL de forma general. Los elementos SCL heredan de *tBaseElement*, pueden contener definiciones privadas y texto, además deben contener un elemento cabecera, uno o varios elementos de subestación y de IEDs, una sección de comunicaciones y una para el tipo de datos.

Se pueden realizar cambios y/o agregar nuevas funcionalidades por ejemplo agregar atributos opcionales y/o agregar nuevos elementos, en estos casos se debe tener presente la configuración de los siguientes atributos:

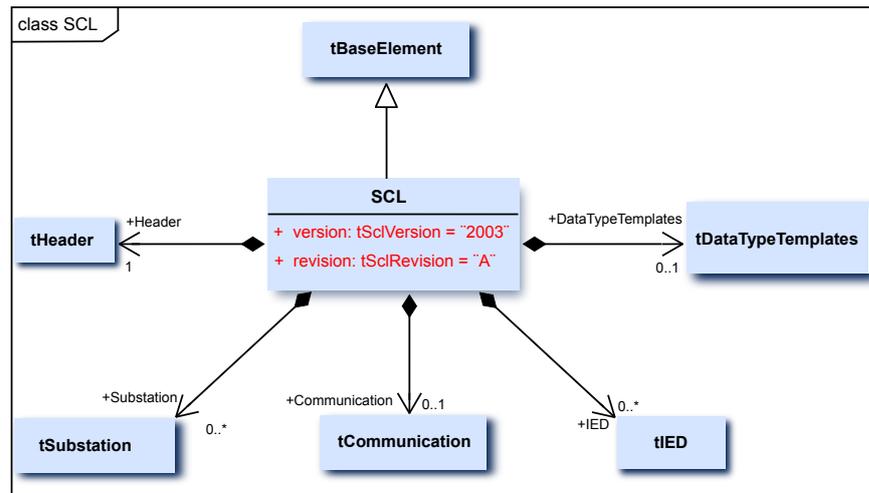


Figura 2.7: Diagrama UML para SCL [24]

- *MustUnderstand* a *true* en nuevos elementos, permite que sea considerado por las herramientas de procesamiento, caso contrario será ignorado.
- *Name space* debe ser diferente al *targetnamespace* del esquema SCL.
- *Versión* indica el año de publicación o liberación (released) de la norma aplicada, para la segunda edición es 2007, es compatible con las versiones anteriores con las excepciones indicadas en el numeral 8.2.3 de [24].
- *Revisión* indica la revisión de la versión (para la primera revisión es A)

El modelo SCL permite dos maneras para la denominación de objetos:

1. Una técnica utilizada en ingeniería que identifica la señal mediante el atributo *name* que contiene una cadena que identifica el objeto finalizando con la palabra *name* por ejemplo *iedName*. Este atributo es una identificación relativa dentro de la jerarquía de objetos.
2. Una referencia textual orientada al usuario mediante el atributo *desc* cuya semántica debe ser relativa en la jerarquía de objetos.

Los atributos *name* y *desc* de cada objeto debe contener una cadena que identifica al objeto dentro del nivel jerárquico de la estructura de objetos de la



subestación y del producto respetando la sintaxis de nombres de IEC 81346. Objetos presentes en más de una estructura jerárquica debe ser identificado por varias referencias, una en cada estructura.

La identificación de señales a ser utilizadas en el sistema de comunicaciones debe considerar:

- Una parte definida para el usuario que identifica el dispositivo lógico LD en el proceso (LDName)
- Una parte relacionada a la función para distinguir varios nodos lógicos LNs de una misma clase dentro de un mismo IED/LD (LN-Prefix).
- El nombre de la clase del LN estandarizado y el número de instancia del LN que permite distinguir varios LNs de la misma clase y prefijos dentro del mismo IED/LD
- Una identificación de la señal dentro del LN que comprende datos y atributos como se definen en IEC 61850-7-3 e IEC 61850-7-4.

En la figura 2.8 se muestra un ejemplo de un IED con LNs para el control de un interruptor QA1 de la bahía Q1 a un nivel de tensión E1, esta nomenclatura está de acuerdo a IEC 81346.

#### 2.4.6. Sintaxis de SCL

El esquema SCL tiene los siguientes elementos:

- Inicia con una cabecera que indentifica el archivo de configuración y su versión, y especifica las opciones para el mapeo de nombres de señales.
- Descripción de la subestación: permite describir la estructura funcional de la subestación identificando los dispositivos primarios y sus conexiones eléctricas. Pudiendo existir más de una sección de este tipo (un sistema con varias subestaciones). A través de los nodos lógicos se define la funcionalidad del sistema de automatización. El atributo *name* es obligatorio y debe ser único, en el caso de utilizarlo como una plantilla dentro del archivo ICD su valor debe ser TEMPLATE. Los LNs pueden estar ligados a cada nivel

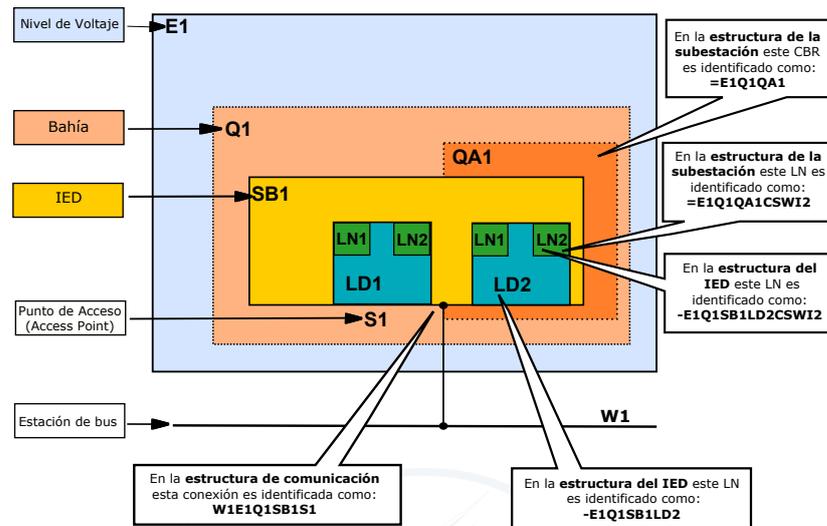


Figura 2.8: Ejemplo de nombres de un modelo de objetos [24]

de la estructura ( por ejemplo: subestación, nivel de tensión, bahía, equipo, función o subfunción) . Los transformadores de potencia (PowerTransformer) pueden ser ligados al nivel de subestación, nivel de tensión y a bahía. Equipos de conducción (Conducting Equipment) puede ser ligados únicamente a nivel de bahía y las instancias de LN de un mismo nivel deben tener identificaciones diferentes. En la figura 2.9 se presenta un diagrama UML de una sección de subestación. Los elementos de una subestación son de tipo tSubstation que es un contenedor de equipos tEquipmentContainer. En la tabla 5 de [24], se presenta los códigos para los tipos de equipos primarios de una subestación.

- Descripción del IED, indica la configuración de los IEDs: puntos de acceso, dispositivos y nodos lógicos instanciados, servicios de comunicación, DO. Por cada IED se debe tener una sección. El atributo name debe ser único en el archivo, en el caso de hacer referencia a su preconfiguración su nombre debe ser TEMPLATE para indicar que no está ligado al proyecto. En la figura 2.10 se esquematiza un ejemplo de un IED conectado a un bus de estación y a un bus de proceso.

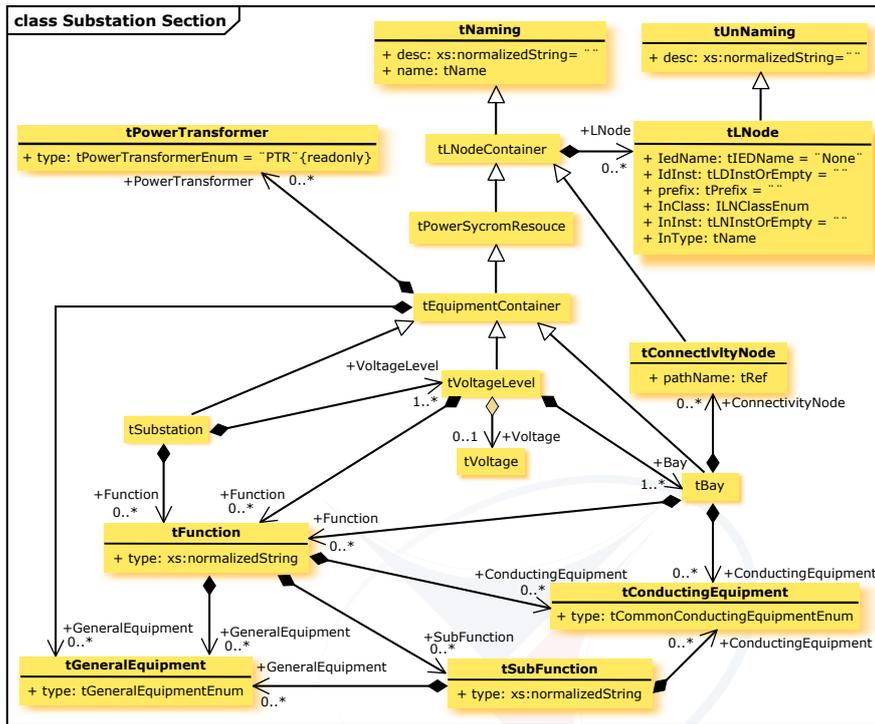


Figura 2.9: Diagrama UML para una sección de subestación [24]

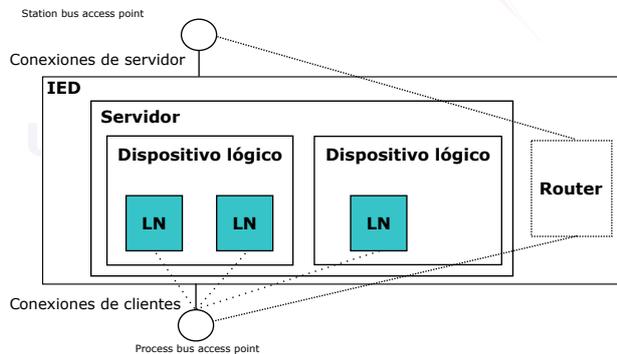


Figura 2.10: Estructura de un IED y puntos de acceso [24]

En la tabla 11 de [24] se da una lista de servicios, configuración de elementos y atributos. En la figura 2.11 se presenta una vista del esquema base de un IED.

- Descripción del sistema de comunicaciones, describe las conexiones entre LNs por medio de buses lógicos y puntos de acceso de los IEDs, describe

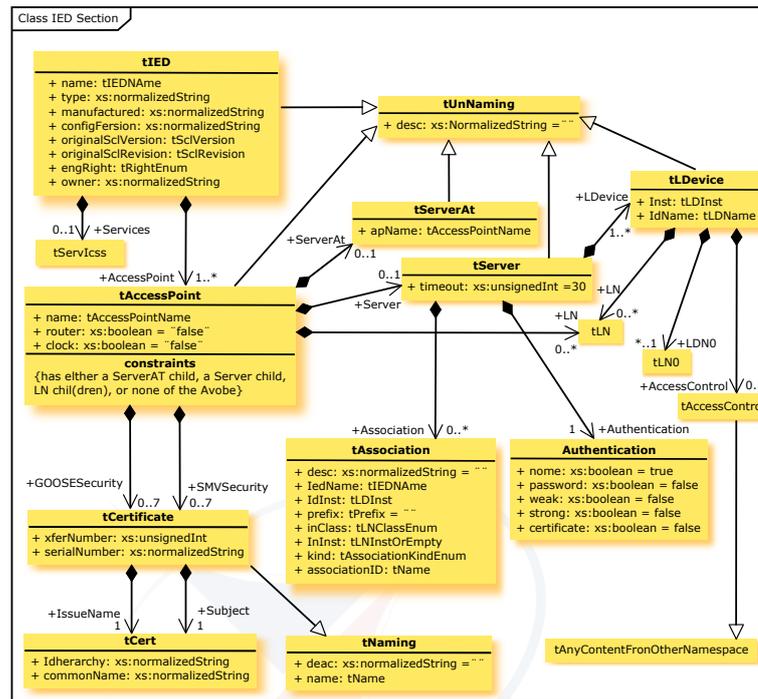


Figura 2.11: UML para el esquema base de un IED [24]

que puntos de acceso del IED están conectados a una subred común. En la figura 2.12 se muestra el diagrama UML para la sección de comunicaciones.

Una subred contiene todos los puntos de acceso que pueden comunicarse con un protocolo de subred sin intervención del router. Diferentes subredes con protocolos diferentes pueden correr en la misma red física de comunicaciones. Permite definir las direcciones para: puntos de acceso, bloques de control GSE, bloques de control *Sampled Measured Values (SMV)*. Además define la conexión física de los puntos de acceso (tipo de conexión: óptico, eléctrico, radio; tipo de conector: RJ45, ST; puerto y cable)

- Plantillas para tipo de datos, define los tipos de nodos lógicos que se puede instanciar, los tipos de nodos lógicos son plantillas de datos que pueden ser instanciados. Es construido desde el DO derivado de la clase DATA. En la figura 2.13 se muestra el diagrama UML para los tipos de datos. En esta sección la norma describe como se define: los nodos lógicos (LNs), los tipos

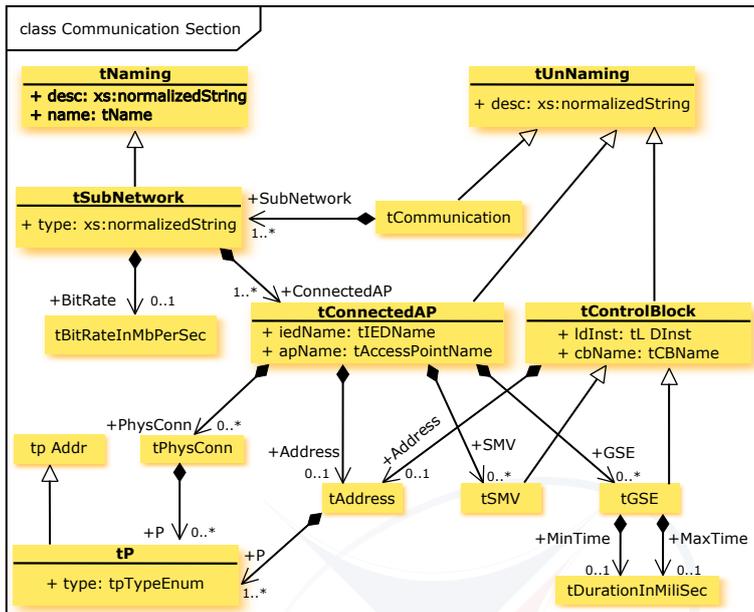


Figura 2.12: UML para el esquema de comunicaciones [24]

de DO, atributos de datos o *Data Attribute (DA)* (incluye tipos, dirección, tipos de estructura y valores)

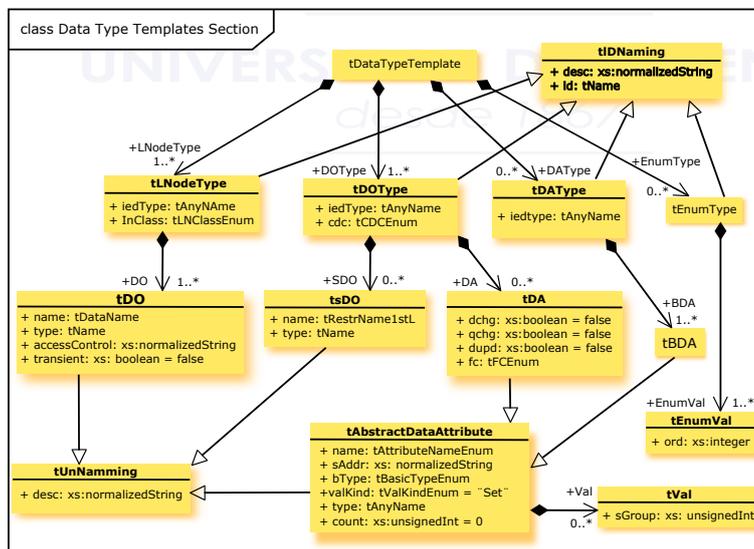


Figura 2.13: UML para tipo de datos [24]

## 2.5. Parte 7 del estándar IEC 61850: Estructura básica de comunicaciones - Principios y Modelos

### 2.5.1. Visión general

Esta parte de la norma introduce los métodos de modelamiento, los principios de comunicación y los modelos de información a ser aplicados en una subestación, en las funciones de los dispositivos y en los sistemas de comunicación.

En el esquema de la figura 2.1 se muestra las relaciones entre las partes de la norma, en donde se puede observar la relación entre IEC 61850-7-1, IEC 61850-7-2, IEC 61850-7-3, IEC 61850-7-4, IEC 61850-7-5, IEC 61850-8-x e IEC 61850-9-x utilizados en el modelamiento y mapeo de señales.

En la figura 2.14 se muestra un ejemplo de la topología para la automatización de una subestación que incluye:

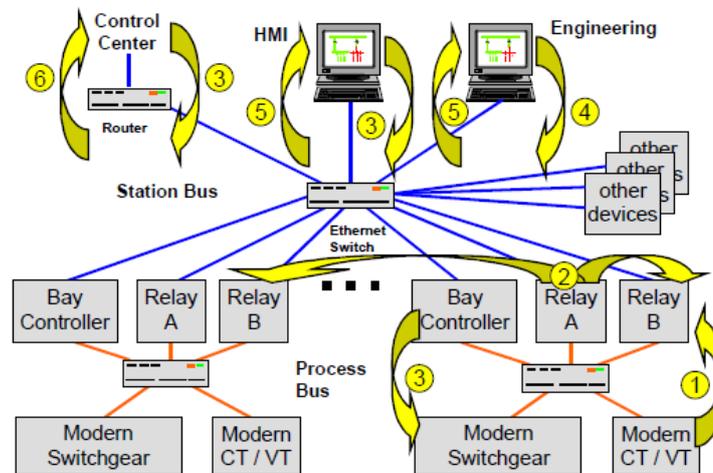


Figura 2.14: Ejemplo de topología para la automatización de una subestación [25]

- Intercambio de valores muestreados desde (TC)s y *Transformer Potential* (TP)s (1)
- Intercambio de datos de *Input/Output* (I/O) para protección y control (2)





Indicador de Grupo	Grupos de Nodos Lógicos
A	Control automático
C	Control supervisorio
D	Recursos de energía distribuída
F	Bloques funcionales
G	Funciones genéricas (I/O)
H	Energía hidráulica
I	Interfaces y archivado
K	Equipo primario mecánico y no eléctrico
L	Nodos lógicos del sistema
M	Medición y medidas
P	Funciones de protección
Q	Detección de eventos relacionados con calidad de energía
R	Funciones relacionadas con protección
S	Supervisión y monitoreo
T	Instrumentos de transformación y sensores
W	Energía eólica
X	Interruptores
Y	Transformadores de potencia y funciones relacionadas
Z	Otros Equipos (Sistema de potencia)

Cuadro 2.6: Listado de grupos LN [25]

Los LNs tienen información categorizada como se muestra en la figura 2.16. Los datos de los nodos lógicos están definidos en [28].

Cada dato contiene atributos, así por ejemplo la posición del interruptor está definido en el nodo lógico XCBBR y está categorizado como **control** y tiene los atributos: *Status value*, *Quality*, *Time stamp*, *Originator*, *Control Number*, etc. y puede ser controlado a través de parámetros de un servicio de control como puede observarse en la figura 2.17. Los atributos de datos tienen un nombre y un tipo, el nombre está estandarizado y es reservado, en el ejemplo el nombre del atributo es *stVal* y el tipo es *double point* que permite representar 4 estados: intermedio, abierto, cerrado y erróneo (*intermediate-state, off, on, bad-state*).

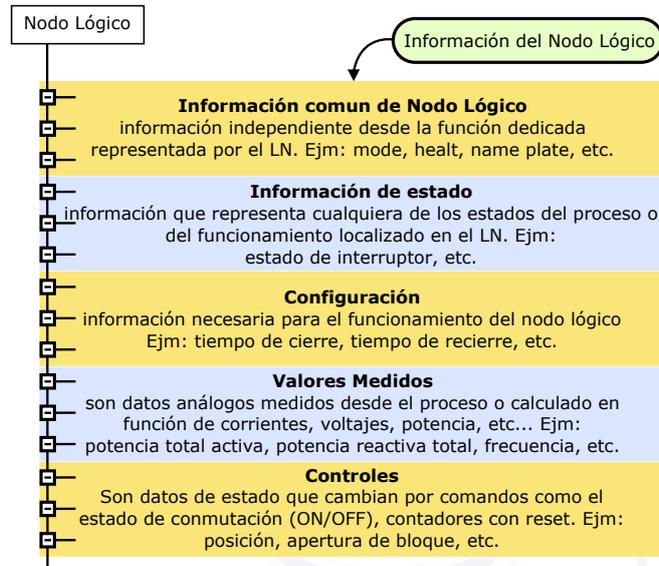


Figura 2.16: Información categorizada de un LN [25]

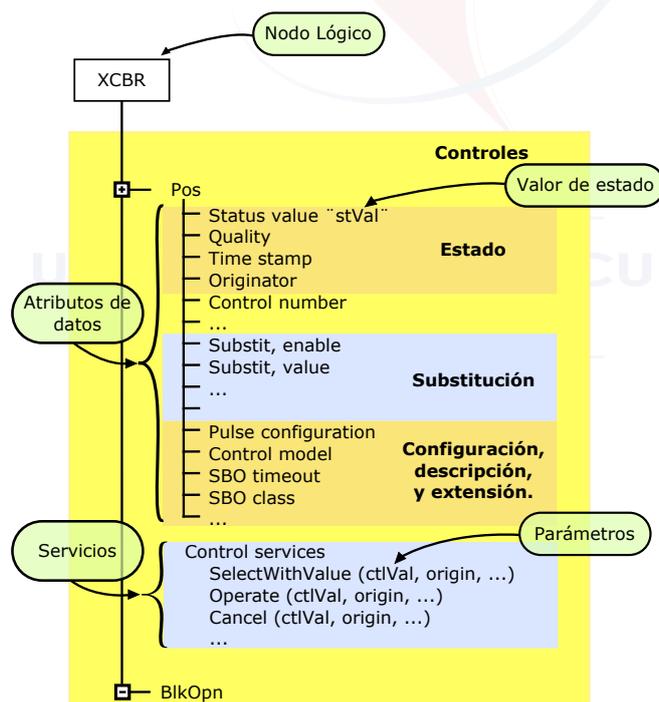


Figura 2.17: Ejemplo de datos [25]



## 2.5.2. Datos y servicios

**CLASE DE DATOS COMÚN.-** IEC 61850-7-3 ([27]) define las clases de datos común **CDC** que permiten representar los datos de los **LN**s, cada **CDC** describe el tipo y estructura de datos, de esta manera no es necesario listar todos los atributos de un dato sino referenciar a una **CDC**. Cada **CDC** tiene un nombre definido y un conjunto de atributos con nombre definido, tipo y propósito específico. Cada atributo individual de una **CDC** pertenece a un conjunto de restricciones funcionales *Functional Constraints* (**FC**) que agrupa a los atributos en categorías.

Por ejemplo para la clase de datos **SPS** se tiene los siguientes valores para la restricción funcional (**FC**): **ST**(Status information) para el atributo *status*, **SV** (Substitution) para el atributo *substitution*, **DC**(Description) para el atributo *description* y **EX**(Extended definition) para el atributo *extension*. A su vez el atributo *status* contiene un valor de estado (stVal), una bandera de calidad (q) y una estampa de tiempo (t), como se indica en el cuadro 2.7 [27].

Las **CDC** están clasificadas en los siguientes grupos:

- Información digital.
- Información de medida.
- Información digital de control.
- Información análoga de control.
- Configuración digital.
- Configuración de análogas.
- Información de descripción.

**SERVICIOS.-** El intercambio de información está definido por medio de **servicios**. En la figura 2.18 se muestra un esquema de servicios: el servicio *operate* manipula el control mediante la especificación dada en los parámetros del servicio en este caso la posición del interruptor, el servicio *report* informa a otro dispositivo



SPS CLASS					
Attribute Name	Attribute Type	FC	TrgOp	Value/Value	M/O/C
DataName	Inherited from GenDataObject Class or from GenSubDataObject Class (see IEC 61850- 7-2)				
DataAttribute					
status					
stVal	BOOLEAN	ST	dchg	TRUE FALSE	M
q	Quality	ST	qchg		M
t	TimeStamp	ST			M
substitution					
subEna	BOOLEAN	SV	dchg		PICS_SUBST
subVal	BOOLEAN	SV	dchg	TRUE FALSE	PICS_SUBST
subQ	Quality	SV	dchg		PICS_SUBST
subID	VISIBLE TRING64	SV	dchg		PICS_SUBST
configuration, description and extension					
d	VISIBLE TRING255	DC		Text	o
dU	UNICODE STRING255	DC			o
cdeNs	VISIBLE TRING255	EX			AC_DLNDA_M
cdeName	VISIBLE TRING255	EX			AC_DLNDA_M
dataNs	VISIBLE TRING255	EX			AC_DLN_M
Services					

Cuadro 2.7: Clase de datos común: SPS [26]

del cambio de posición del interruptor, el servicio *substitute* cambia el valor de un atributo específico independientemente del proceso.

Las categorías de servicios están definidas en [26] y son:

- *Selfdescription* para recuperar la descripción del dispositivo (ver (1) de la figura 2.18).
- *Trip* para intercambio punto a punto (peer to peer), rápido y seguro, de información de estado (ver (2) de la figura 2.18).
- *Report* para informar un conjunto de datos ( DA), eventos cíclicos y expon-táneos o *Sequence of Events (SoE)* (ver (3) de la figura 2.18).
- *Logging* y *retrieving* para etiquetado y recuperación de datos, eventos (ver (4) de la figura 2.18).

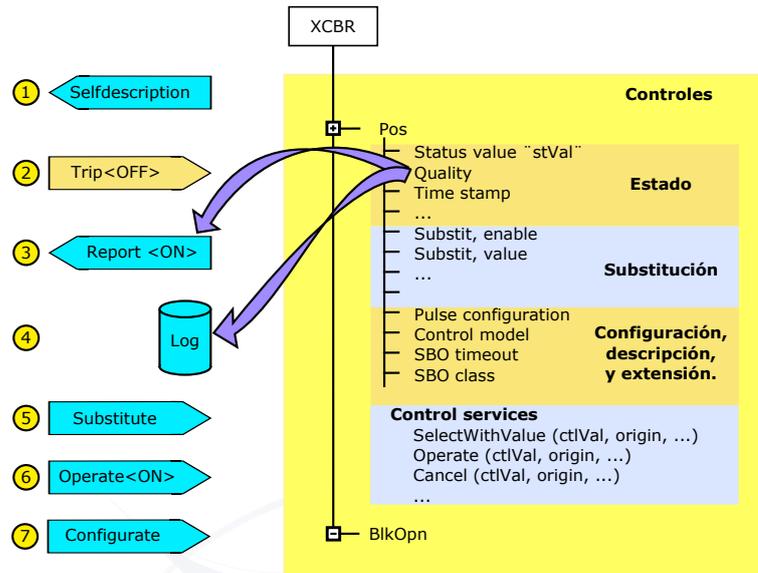


Figura 2.18: Servicios [25]

- *Substitute* para reemplazar valores (ver (5) de la figura 2.18).
- *Setting* para configuración de parámetros.
- *Transmission* para transmisión de valores muestreados desde los sensores.
- *Time synchronisation* para sincronización de tiempo.
- *Transfer file* para transferencia de archivos.
- *Operate* para control de dispositivos (ver (6) de la figura 2.18).
- *Configure* para configuración en línea (ver (7) de la figura 2.18).

La sintaxis y la codificación de los mensajes que llevan los parámetros de los servicios y cómo son transmitidos a través de la red está definido en el mapeo de servicios de comunicación específico *Specific Communication Service Mapping (SCSM)*. Una forma de *SCSM* es utilizando *IEC 61850-8-1* que define el mapeo de servicios para *MMS* a nivel de estación y otra forma es con *IEC 61850-9-2* que define el mapeo para *Ethernet* a nivel de proceso. En la figura 2.19 se presenta un ejemplo de mapeo de comunicaciones.

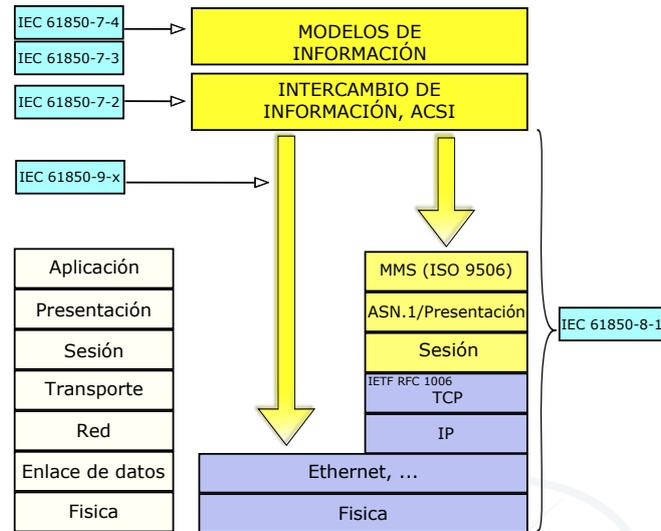


Figura 2.19: Ejemplo del mapeo de comunicaciones [25]

### 2.5.3. Modelamiento

El método general de IEC 61850 es descomponer las funciones del sistema en pequeñas entidades llamados nodos lógicos LNs que contienen datos descompuestos en atributos que serán intercambiados mediante los servicios de acuerdo a reglas bien definidas y con un buen rendimiento. La descomposición requiere modelar:

- Los dispositivos del patio de maniobras
- La entrada de datos
- La salida de información, reportes
- Estadísticas y datos históricos
- Funciones generales del sistema como gestión de tiempo (LN LTIM), supervisión de tiempo (LN LTMS), sincronización, supervisión GOOSE y SMV (LN: LGOS y LSVS), seguimiento de servicios (LN LTRK), etc.

El comportamiento dinámico de los dispositivos reales se refleja a través de la configuración de los atributos, cuyos valores pueden cambiar. El resultado de



los cambios está definido en el estándar, por ejemplo la conmutación de un interruptor de abierto a cerrado hace que su controlador envíe un reporte (valor, calidad, estampa de tiempo) y guarde el evento. El comportamiento puede ser configurado en el controlador mediante herramientas de ingeniería, por ejemplo los reportes pueden ser activados o desactivados en forma remota. La interacción entre dispositivos se realiza mediante el intercambio de datos utilizando los servicios definidos en los LNs.

El proceso de modelamiento consiste en:

1. Definir los LN y datos.
2. Modelar los dispositivos físicos definiendo los LD que llevará cada dispositivo físico. Los LD agrupan LN con características comunes. Para cada dispositivo físico se debe definir el nodo lógico LPHD que puede estar en cualquiera de sus LDs y especifica la información del dispositivo físico; y, los datos comunes a los LDs de un dispositivo físico se pueden representar con el nodo lógico LLN0, ver la figura 2.20.
3. Modelar los servicios de comunicación. Los servicios están definidos utilizando el modelamiento de objetos. La interface de servicios de comunicación ACSI define los servicios de utilidad común para los dispositivos de la subestación, existen dos grupos de servicios de comunicación como se muestra en la figura 2.20 que son: el modelo cliente-servidor con servicios para control u obtención de datos y el modelo punto a punto (peer-to-peer) con servicios GSE utilizado para propósitos de tiempo crítico y SMV para transmisión basado en periodos básicos.

ACSI suministra acceso a los datos de los dispositivos reales mediante una imagen virtual por ejemplo un computador puede solicitar datos o recibir datos en forma espontánea (valores de control). La virtualización representa y describe el comportamiento de los dispositivos. Cualquier dispositivo, controlador, sistema SCADA, sistema de mantenimiento o de ingeniería puede utilizar los servicios ACSI para interoperar con un dispositivo. En la figura 2.22 se esquematiza la virtualización y su uso.

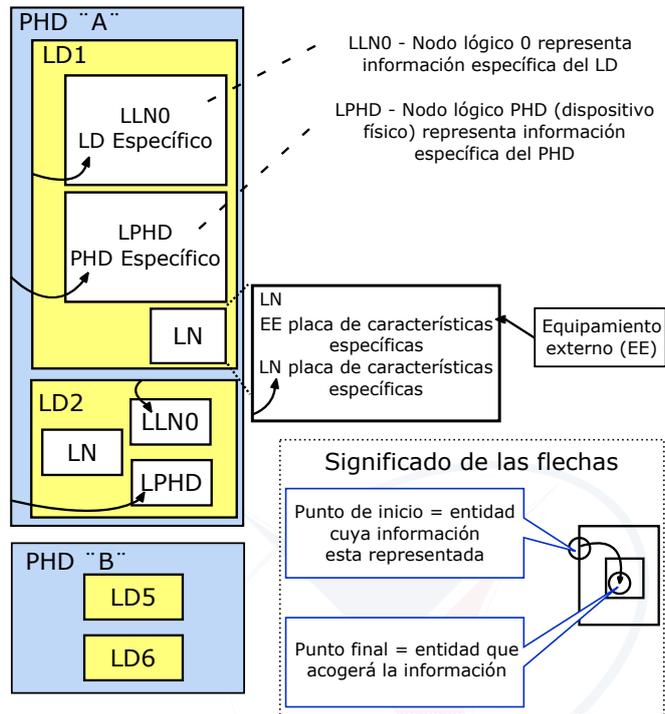


Figura 2.20: Dispositivos lógicos y LLN0/LPHD [25]

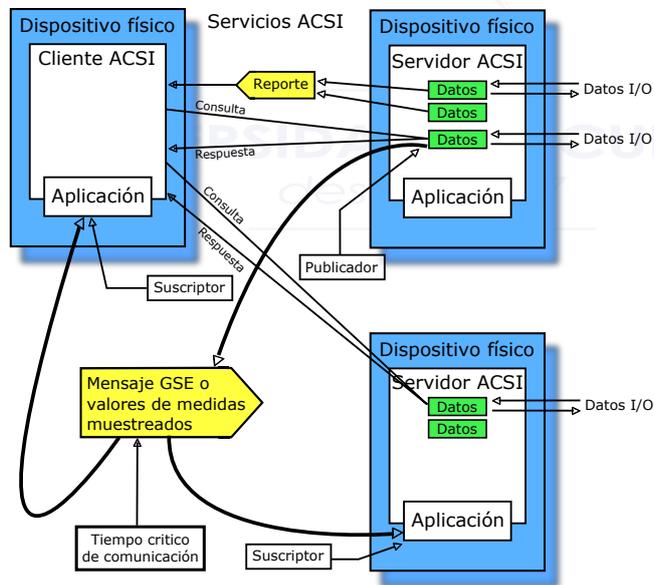


Figura 2.21: Métodos de comunicación ACSI [25]

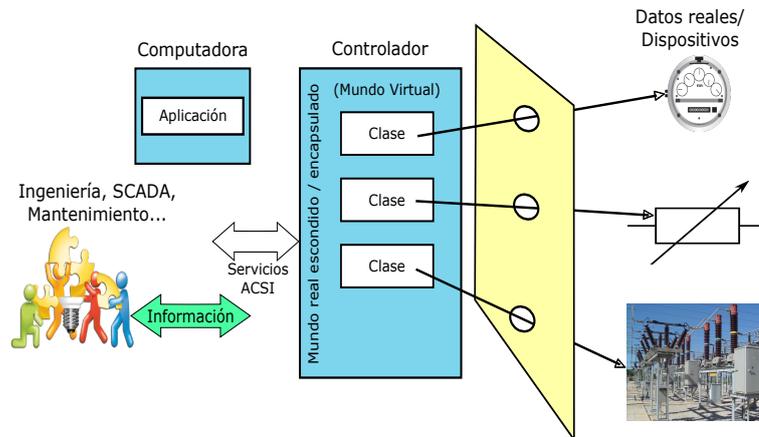


Figura 2.22: Virtualización y servicios ACSI [25]

En la figura 2.23 se presenta un esquema que muestra la relación entre los modelos del dispositivo físico, de la aplicación y de comunicaciones. El dispositivo físico se encuentra en el centro de jerarquía en donde está modelado el servidor permitiendo la interconexión con la red de comunicación y los procesos de entrada/salida para cumplir la funcionalidad de la aplicación, representa el modelo de datos de la aplicación para la red externa. Para un dispositivo real se debe considerar todos los aspectos para su implementación (aplicaciones, vistas, mapeos, relaciones, etc.), cualquier cosa que no esté modelado como servicios, LD, LN, datos, atributos, reportes, etc. no será visible en la red.

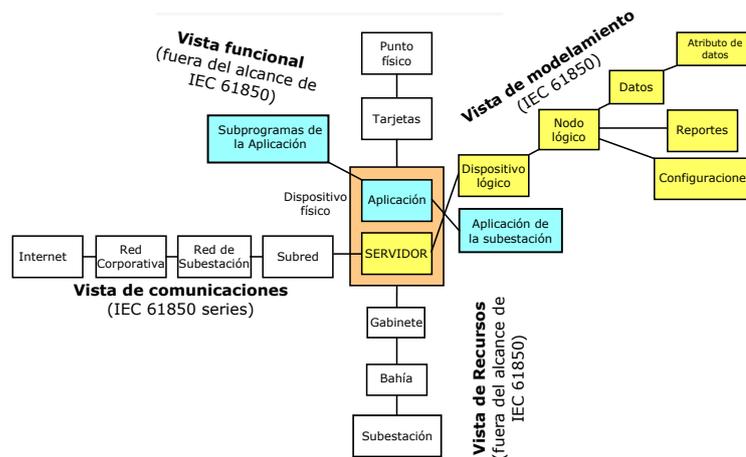


Figura 2.23: Jerarquía de componentes desde diferentes puntos de vista [25]

La relación entre IEC 61850-7-2, IEC 61850-7-3 e IEC 61850-7-4 se muestra en la figura 2.24, en IEC 61850-7-2 se define el modelo jerárquico de las clases de datos, incluyendo servicios y parámetros asociados que son utilizados para definir toda la información de los LN, en este caso la clase de datos define tres atributos de datos y cuatro servicios. La definición de la clase de datos se debe realizar para toda la aplicación de la subestación por lo que se tiene propiedades comunes que están definidas en las clases de datos comunes CDC especificadas en IEC 61850-7-3. En la figura 2.24 se muestra la CDC “ENS” que redefine *DataAttributes* que contiene cuatro atributos: valor de estado *stVal* (status value), calidad *q* (quality), estampa de tiempo *t* (timestamp) y descripción *d* (description). A su vez el valor del atributo dependerá del contexto en el cual la clase es utilizada, en la figura 2.24 la clase “Health” define el nombre *DataName* = **Health** que será utilizado en todas las instancias de esta clase pudiendo su atributo de estado *stVal* contener los valores de 1 = **Ok**, 2 = **Warning** o 3 = **Alarm**.

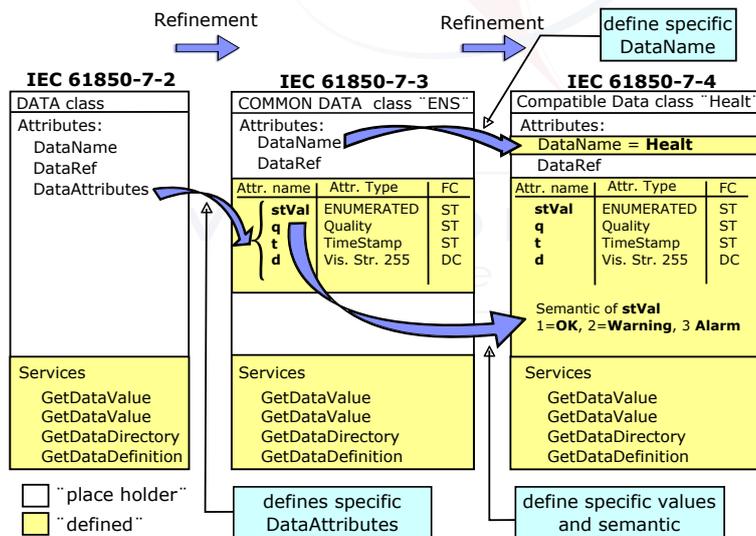


Figura 2.24: Relación de la clase de datos [25]

La parte del IEC 61850-7-4 especifica el modelo de información del dispositivo y las funciones relacionadas con la aplicación de la subestación. Incluye la relación entre LNs y objetos de datos para la comunicación entre IEDs.



## 2.6. Partes 8-1 y 9-2 del estándar IEC 61850

La parte IEC 61850-8-1, SCSM mapeado a MMS y a ISO/IEC 8802-3, tiene como propósito detallar los mecanismos y reglas necesarias para implementar los servicios, objetos y algoritmos especificados en IEC 61850-7-2, IEC 61850-7-3 e IEC 61850-7-4 a protocolos como: MMS, *Simple Network Time Protocol (SNTP)* y otros protocolos de aplicación. Especifica el método para intercambio de datos de tiempo crítico y no crítico a través de la red de área local.

El mapeo a MMS permite la interoperabilidad a través de las funciones implementadas por fabricantes diferentes. En el cuadro 2.8 se muestra los objetos y servicios de MMS que son utilizados para el mapeo con IEC 61850.

OBJETOS MMS	OBJETOS IEC 61850	SERVICIOS MMS EN USO
Application process VDM	Server	<ul style="list-style-type: none"><li>• Initiate.</li><li>• Conclude.</li><li>• Abort.</li><li>• Reject.</li><li>• Cancel.</li><li>• Identify.</li></ul>
Named Variable Objects	Logical Node and Data	<ul style="list-style-type: none"><li>• Read.</li><li>• Write.</li><li>• InformationReport.</li><li>• GetVariableAccessAttribute.</li><li>• GetNameList.</li></ul>
Named Variable List Objects	Data Sets	<ul style="list-style-type: none"><li>• GetNamedVariableListAttributes.</li><li>• GetNamedList.</li><li>• DefineNamedVariableList.</li><li>• DeleteNamedVariableList.</li><li>• Read.</li><li>• Write.</li><li>• InformationReport.</li></ul>



OBJETOS MMS	OBJETOS IEC 61850	SERVICIOS MMS EN USO
Journal Objects	Logs	<ul style="list-style-type: none"><li>• ReadJournal.</li><li>• InitializeJournal.</li><li>• GetNamed.</li></ul>
Domain Objects	Logical Devices	<ul style="list-style-type: none"><li>• GetNameList.</li><li>• GetDomainAttributes.</li><li>• StoreDomainContents.</li></ul>
Files	Files	<ul style="list-style-type: none"><li>• FileOpen.</li><li>• FileRead.</li><li>• ObtainFile.</li><li>• FileClose.</li><li>• FileDirectory.</li><li>• FileDelete.</li></ul>

Cuadro 2.8: Objetos MMS y servicios en uso dentro de SCSM [29]

Los requerimientos de comunicación en las subestaciones se cumplen con los perfiles indicados en la figura 2.25, que esquematiza el mapeo de los diferentes tipos de mensajes y clases de rendimiento especificados en la sección 2.3.4.

El modelo de referencia de interconexión de sistemas abierto OSI define un modelo con funciones de comunicaciones basado en 7 capas, sobre esta pila se describe varios perfiles agrupando en perfiles de aplicación (A-profile) y de transporte (T-profile) como se muestra en la figura 2.26. El perfil A es un conjunto de especificaciones relacionadas a las tres capas superiores del modelo (aplicación, presentación y sesión) y el perfil T es el conjunto de especificaciones relacionadas con las 4 capas inferiores (transporte, red, enlace y físico).

Para el intercambio de información los servicios especificados en [26] pueden ser mapeados dentro de 4 combinaciones diferentes de los perfiles A y T. Estas combinaciones son utilizadas para:

1. Servicios cliente-servidor (ver la figura 2.25 - Core ACSI Services). El perfil

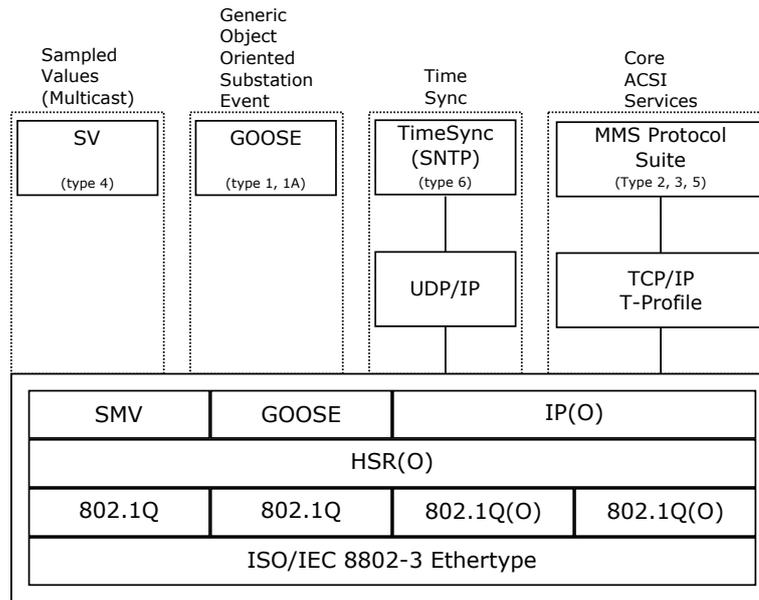


Figura 2.25: Perfiles de comunicación [29]

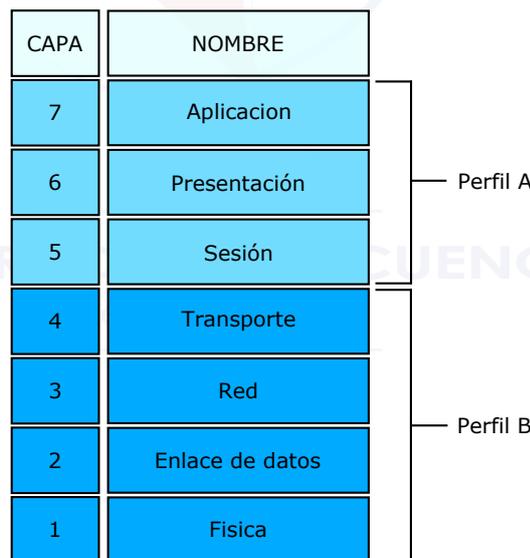


Figura 2.26: Referencia del modelo OSI

de comunicación cliente-servidor es utilizado para implementar y soportar los servicios especificados en [26] que se muestran en el cuadro 2.9.



Modelos IEC 61850-7-2	Servicios IEC 61850-7-2
Server	GetServerDirectory
Association	Associated
	Abort
	Release
Logical Device	GetLogicalDeviceDirectory
Logical Node	GetLogicalNodeDirectory
	GetAllDataValues
Data	GetDataValues
	SetDataValues
	GetDataDirectory
	GetDataDefinition
Data Set	GetDataSetValues
	SetDataSetValues
	CreateDataSetValues
	DeleteDataSetValues
	GetDataSetDirectory
Setting Group Control Block	SelectActiveSG
	SelectEditSG
	SetEditSGValue
	ConfirmEditSGValues
	GetEditSGValue
	GetSGCBValues
Report Control Block	Report
	GetBRCBValues
	SetBRCBValues
	GetURCBValues
	SetURCBValues
LOG Control Block	GetLCBValues
	SetLCBValues
	GetLogStatusValues
	QueryLogByTime



Modelos IEC 61850-7-2	Servicios IEC 61850-7-2
	QueryLogAfter
GOOSE	GetGoCBValues
	SetGoCBValues
GSSE	GetGsCBValues
	SetGsCBValues
Control	Select
	SelectWithValue
	Cancel
	Operate
	CommandTermination
	TimeActivatedOperate
FILE transfer	GetFile
	SetFile
	DeleteFile
	GetFileAttributeValues

Cuadro 2.9: Servicios que requieren perfil de comunicación cliente-servidor [29]

2. Servicios GOOSE/GSE. El perfil de comunicación GSE es utilizado para implementar y soportar los servicios especificados en [26] que se muestran en el cuadro 2.10.

Modelo	Servicios IEC 61850-7-2
Generic Substation Event	GetGoReference
	GetGOOSEElementNumber
	SendGOOSEMessage

Cuadro 2.10: Servicios que requieren de GSE y perfil de comunicación GOOSE [29]

3. Servicios GSSE
4. Tiempo de sincronización, éste perfil de comunicación es utilizado para im-



plementar y soportar los objetos que contienen el atributo tipo *TimeStamp*.

IEC 61850-9-2, especificaciones de mapeo de servicios de comunicación (SCSM)- Muestreo de valores sobre ISO/IEC 8802-3, define el mapeo específico del servicio de comunicaciones SCSM para la transmisión de valores muestreados de acuerdo a la especificación IEC 61850-7-2.

Cada SCSM consiste de tres partes:

- Especificación de la pila de comunicación utilizada.
- Mapeo de la especificación IEC 61850-7 sobre elementos reales de la pila utilizada.
- Implementación de la funcionalidad no cubierta por la pila utilizada.

Se definen dos combinaciones de los perfiles A y T para la transmisión de valores muestreados incluyendo acceso al bloque de control SV asociado, como se especifica en [26], estas combinaciones son:

- Servicios cliente-servidor basado en MMS de acuerdo a IEC 61850-8-1.
- Servicios SV basados en la capa de enlace.

## 2.7. IEC 6850-10.- Pruebas de conformidad (aceptación)

### 2.7.1. Aspectos a ser considerados

En esta parte de la norma se especifica las técnicas estandarizadas para pruebas de conformidad del cliente, servidor, valores muestreados y herramientas de ingeniería.

Las pruebas de conformidad no garantizan el cumplimiento de los requerimientos funcionales y de rendimiento de los sistemas, sin embargo reducen el riesgo de problemas de costos durante la integración de los sistemas, tanto en las pruebas de fábrica *Factory Acceptance Test (FAT)* como en las de sitio *Site Acceptance*



*Test (SAT)*. Las pruebas *FAT* y *SAT* están basadas en requerimientos funcionales del sistema de automatización de la Empresa y son ejecutadas generalmente por el proveedor en presencia del cliente.

Las pruebas de conformidad demuestran la capacidad del dispositivo bajo prueba *Device Under Test (DUT)*, operar con otros *IEDs* de una forma específica de acuerdo a la serie *IEC 61850*.

Para asegurar la calidad durante las pruebas de conformidad se debe tener un sistema de aseguramiento de calidad que vigile y verifique el estado de los componentes. En [22] se da una clasificación general de pruebas de calidad.

En las pruebas de conformidad se debe considerar:

- El problema de ejecutar todas las pruebas puede ser demasiado grande: se puede realizar todos los casos de operación normal pero no todos los casos de falla.
- Es imposible probar todas las configuraciones de *IEDs* de fabricantes diferentes, por lo que se establece una arquitectura de pruebas estandarizada con simuladores.
- Un estándar de comunicación no estandariza las funciones de un equipo de comunicación.
- Dependiendo del rango de definición del estándar, algunas propiedades de los dispositivos pueden ser demostrados a través de información y documentación suministrada con el *DUT*.

Las pruebas de conformidad para comunicación del *DUT* está enfocada en la interoperabilidad usando datos, funciones, modelos de dispositivos y servicios establecidas a nivel de aplicación *ACSI* de acuerdo a *IEC 61850*.

El plan de calidad para las pruebas de conformidad debe cumplir con los requerimientos de *ISO 9001*, debe describir todas las medidas, dependiendo del alcance del trabajo y áreas de distribución; y, debe contener lo siguiente:

- Una descripción completa y detallada de todos los métodos de trabajo.
- Una descripción detallada de todas las tareas a ser ejecutadas, incluyendo: cronogramas, involucrados, materiales y procedimientos.



- Una descripción detallada de la organización, incluyendo asignaciones, tareas y responsabilidades de todos los involucrados durante todas las etapas de las pruebas.
- Un método para manejar desviaciones, cambios y modificaciones durante las pruebas.
- Un procedimiento y descripción de la documentación a ser entregada.
- Un plan de inspección y pruebas:
  - Qué se inspeccionará, probará y registrará.
  - El propósito de la inspecciones y pruebas.
  - Procedimientos y estándares.
  - Resultados esperados.
  - Quién ejecutó las inspecciones, pruebas y registros.

Las pruebas de conformidad deben ser ejecutadas para cada dispositivo bajo prueba para lo cual se debe disponer de:

- Dispositivo preparado para las pruebas.
- Declaración de conformidad de implementación del protocolo *Protocol Implementation Conformance Statement (PICS)*. Sirve para tres propósitos: selección de un adecuado conjunto de pruebas, asegurar que se ejecutan las pruebas apropiadas y proporcionar la base para la revisión de los requerimientos totales de implementación.
- Declaración de información extra para las pruebas de implementación de protocolo *Protocol Implementation eXtra Information for Testing statement (PIXIT)*
- Declaración de conformidad del modelo de implementación *Model Implementation Conformance Statement (MICS)*. Suministra el detalle de los elementos del modelo de objetos de datos soportado por el dispositivo. Es implementado en los archivos *ICD* o *IID* de acuerdo a *IEC 61850-6*.



- *Declaración de conformidad de asuntos técnicos (TICS).*
- Manual de instrucciones detalladas de instalación y operación del dispositivo.

Los requerimientos para las pruebas de conformidad son:

- Estáticos (define los requerimientos totales de la implementación).
- Dinámicos (define los requerimientos que surgen de cierta implementación).

La documentación del reporte de las pruebas de conformidad debe incluir:

- Una lista de todos los documentos que describan o especifiquen cualquier clasificación de pruebas que se ejecutaron, incluyendo: procedimientos de prueba y operación estándar del vendedor, estándares locales, nacionales o internacionales. Los estándares internacionales deben ser citados por número de documento, fecha, cláusula y subcláusula.
- Una lista de equipos de prueba especializados o programas utilizados para las pruebas.
- Nombre y dirección del vendedor. \_\_\_\_\_
- Nombre y dirección del que realiza las pruebas. \_\_\_\_\_
- Nombre del dispositivo probado. \_\_\_\_\_
- Todas las variantes (hardware, firmware, etc.) de los dispositivos probados.
- Nombre y dirección del facilitador de las pruebas.
- Datos del reporte de pruebas.
- Nombre y título del probador.
- Número único de referencia.
- Una lista de los items probados para verificar la conformidad.
- Comentarios y problemas encontrados.



- Para cada ítem probado incluir:
  - Descripción del ítem con el objetivo de la prueba, procedimiento y resultado esperado.
  - Referencia de la parte de IEC 61850, cláusula o subcláusula.
  - Identificador único.
  - Resultado de la prueba: aprobado, inconcluso, no aprobado, no aplicable o no probado.
  - Comparación del resultado de la prueba con el resultado esperado.

### 2.7.2. Pruebas de conformidad relacionado a dispositivos

Las pruebas de comunicación requieren de al menos dos dispositivos comunicándose uno con otro, las pruebas de interoperabilidad de todos los productos posibles no es posible por lo que para las pruebas se debe considerar: dispositivos, configuraciones y escenarios a probar. Los requerimientos para las pruebas son:

- Casos de pruebas que describan que se probará, procedimientos detallados de prueba que describan cómo la persona o sistema realizará la prueba.
- Casos de prueba deben incluir una referencia al párrafo aplicable del documento de referencia.
- Los resultados de las pruebas deben ser reproducibles en el mismo laboratorio o en otro laboratorio.
- Evitar en lo posible pruebas automatizadas con mínima intervención humana .
- Las pruebas deben enfocarse en situaciones que no pueden ser probadas por ejemplo en FAT, o SAT y prevenir riesgos de interoperabilidad:
  - Chequear el comportamiento de un dispositivo con retardos, pérdidas o fuera de orden de paquetes.
  - Configuración, implementación, riesgos de operación.



- Nombres coincidentes, parámetros, configuración o tipo de datos.
  - Excediendo ciertos límites, rangos o fuera de tiempo (timeouts).
  - Situaciones forzadas para probar respuestas negativas.
  - Chequear todos los estados de control.
  - Forzar operaciones de control simultáneos desde múltiples clientes.
- Las pruebas [ACSI](#) se deben enfocar a la capa de aplicación.
  - El dispositivo bajo prueba [DUT](#) es considerado como una caja negra. La [I/O](#) y la interface de comunicación es utilizado para las pruebas.
  - Las pruebas incluyen pruebas de versiones, modelo de datos y archivos de configuración.

La estructura de las pruebas es:

- Documentación y control de versión [\[22\]](#).
- Archivos de configuración [\[24\]](#)
- Modelo de datos [\[27\]](#) y [\[28\]](#)
- Mapeo de modelos [ACSI](#) y servicios [\[26\]](#) ([SCSM](#) aplicable)

En [\[20\]](#) se presenta una serie de tablas para los diferentes casos de pruebas; así para: dispositivo servidor, dispositivo cliente y dispositivo de valores muestreados, para cada caso se tiene pruebas para arquitectura, documentación, configuración, modelo de datos, mapeo [ACSI](#), asociación, dispositivo lógico, nodo lógico, datos, eventos, control, tiempo, sincronización, transferencia de archivos y redundancia de red.

Pruebas de conformidad relacionado con las herramientas de intercambio de archivos [SCL](#), para lo cual se debe definir casos de pruebas que incluyan arquitectura, herramientas de configuración de [IEDs](#) y de configuración del sistema; pruebas de rendimiento y otras pruebas adicionales del sistema, [FAT](#) y [SAT](#).



+



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
*desde 1867*



## Capítulo 3

# Automatización del sistema eléctrico de la CENTROSUR

### 3.1. Visión general de las instalaciones eléctricas de la **CENTROSUR**

En el año de 1.950 nace la Empresa Eléctrica Miraflores S.A., cambiando su nombre por dos ocasiones, hasta que finalmente en 1979 se constituyó la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. Posteriormente en 1999, con el fin de dar cumplimiento a la normativa vigente en el sector eléctrico ecuatoriano, que determina la segmentación de la cadena eléctrica en las actividades de generación, transmisión y distribución, en áreas de negocio independientes, luego de los procesos respectivos de escisión se conformaron dos empresas: la primera “Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.”, que restringió sus actividades a la Distribución y Comercialización de la energía eléctrica; y, la segunda “Electro Generadora del Austro S.A.” dedicada a la actividad de Generación.

La **CENTROSUR**, de acuerdo a lo establecido en su contrato de concesión, tiene una área de cobertura de 30.234 km<sup>2</sup> (incluido la agencia La Troncal) que representa el 11,8% del territorio ecuatoriano, sirve a la región comprendida por las provincias de: Azuay, Cañar (excepto los cantones Azogues y Déleg) y Morona Santiago (excepto los cantones Gualaquiza y Palora).



### 3.1.1. Datos generales del sistema eléctrico

El sistema eléctrico de la **CENTROSUR** está compuesto por un total de 17 subestaciones, en las cuales existen 21 transformadores de potencia, con una capacidad total instalada de 264,5/337,5 MVA (OA/FA). De estas subestaciones, 13 son de distribución, 1 es de seccionamiento y las subestaciones Gualaceo, Limón y Méndez, antes de propiedad de **CENTROSUR**, son puntos de entrega [5]. Las características de estas instalaciones se presentan en el cuadro 3.1.

SUBESTACION	NOMBRE	NIVEL DE TENSION	CAPACIDAD (MVA)		
			OA	FA	FOA
SE 01	Luis Cordero	22/6.3	15	19	19
SE 02	Centenario	22/6.3	15	19	19
SE 03	Monay	69/22	26	36,5	44,5
SE 04	Parque Industrial	69/22	34	44,5	44,5
SE 05	El Arenal	69/22	48	64	64
SE 06	Verdillo	69/22	10	12,5	12,5
SE 07	Ricaurte	69/22	22,5	25	25
SE 08	Turi	69/22	24	32	32
SE 09	Azogues	69/22	10	12,5	12,5
SE 12	El Descanso	69/22	20	22,5	22,5
SE 14	Lentag	69/22	10	12,5	12,5
SE 15	Gualaceo	69/22	0	0	0
SE 18	Cañar	69/22	10	12,5	12,5
SE 21	Macas	69/22	10	12,5	12,5
SE 22	Méndez	69/13.8	0	0	0
SE 23	Limón	69/13.8	0	0	0
SE 50	La Troncal	69/13.8	10	12,5	12,5

Cuadro 3.1: Subestaciones de la CENTROSUR

El sistema eléctrico de la **CENTROSUR** cuenta con varios puntos de recepción y de entrega de energía, mediante sistemas de medición comercial, que son:

- Del *Sistema Nacional Interconectado (SNI)* en las subestaciones Rayoloma y Sinincay, para los sistemas de Azuay y Cañar.
- De la central Hidroabánico y/o Sistema nacional de transmisión (propiedad de TRANSELECTRIC) en las subestaciones 15, 21, 22 y 23.



- De la empresa Electro Generadora del Austro (ELECAUSTRO) a través de las subestaciones: 11 (Saymirín III - IV - V), 12 (El Descanso), 18 (Ocaña), 20 (Saucay) y de la micro central de Gualaceo.

**LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN:** Las subestaciones están interconectadas entre sí por medio de 30 líneas de subtransmisión, en su mayoría a un nivel de tensión de 69 kV. Existen tres anillos en operación: el anillo sur conformado por las subestaciones El Arenal (SE 05), Léntag (SE 14) y Turi (SE 08); el anillo central, conformado por las subestaciones: Cuenca (SNT), Monay (SE 03), Turi (SE 08), El Arenal (SE 05), Sinincay (SNT), P. Industrial (SE 04) y Ricaurte (SE 07); y el anillo norte, por las subestaciones: Sinincay (SNT), Cañar (SE 18), Azogues (SE 09), Azogues2 (SE de la Empresa Eléctrica Azogues), El Descanso (SE 12), Ricaurte (SE 07) y P. Industrial (SE 04). La longitud total de las líneas del sistema de subtransmisión es de 367.53 km. El sistema La Troncal está servido de manera radial desde la Subestación Milagro, a un nivel de tensión de 69kV, a través de un sistema de subtransmisión conformado por líneas con una distancia total de aproximadamente 50.2km. Desde la subestación Cuenca se alimenta a la zona oriental del área de concesión mediante un sistema radial a 138 kV, con una distancia total de 151 km (propiedad de CELEC EP Unidad de Negocio TRANSELECTRIC).

**ALIMENTADORES PRIMARIOS:** el sistema de distribución de media tensión de la **CENTROSUR** cuenta con 64 alimentadores que comprenden 8.495,71 km de línea, repartidos en 43 alimentadores con 6.482,65 km que operan a 22 kV, 12 con 1.962,52 km que operan a 13,8 kV y 9 que suman 50,54 km de línea que operan a 6,3 kV. Además existen alimentadores expresos que sirven a las industrias Cartopel (Alim 0425, 22kV), Graiman (Alim 0426, 22kV) y ERCO (Alim 0461, 69kV).

**TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN:** La **CENTROSUR** tiene instalado en todo su sistema de distribución 18.997 transformadores, conformados en 15.362 Monofásicos y 3.635 Trifásicos, con una potencia de 560.395 kVA, distribuidos en 329.035,50 kVA trifásicos y 231.359,50 kVA monofásicos.

**CLIENTES Y ENERGÍA FACTURADA:** La **CENTROSUR**, posee un registro de 356.060 clientes, con una facturación de 79.163,23 MWh. El sector residencial representa el 87,76 % en el total de clientes y un 38,08 % en la energía total



consumida. Dentro del consumo, también tiene una participación importante el industrial, con un 32,51 %, a pesar de tener únicamente el 1,90 % de los clientes.

### 3.2. Subestaciones Eléctricas

La energía eléctrica generada por distintas fuentes, es transmitida a las subestaciones eléctricas las cuales, en su mayoría, tienen como función transformar el nivel de tensión de transporte al de distribución para llegar a los usuarios finales. Por tanto las subestaciones son nodos cruciales para el servicio eléctrico por lo que es en este punto en donde se debe concentrar los esfuerzos para aislar fallas, supervisar y controlar su equipamiento.

La configuración que puede adoptar una subestación depende del tamaño de la misma, de la potencia, de la frecuencia de cortes de tensión, de la flexibilidad y de la diversidad de maniobras, entre otros.

Una subestación puede tener varias posiciones, como son las de línea de *Alta tensión (AT)*, de transformador, de alimentadores de *Media tensión (MT)* o de barras.

Los principales equipos y elementos que forman parte de las distintas posiciones de una subestación son:

- Interruptores automáticos.
- Seccionadores.
- Transformadores de potencia, de distribución y de servicios auxiliares.
- Autotransformadores de potencia.
- Capacitores, reguladores.
- Cables aéros o subterráneos.
- Réles de control y protección.
- Bobinas de bloqueo, autoválvulas, reactancias, baterías.



### 3.2.1. Sistemas de control

Aproximadamente hace 20 años surgieron los primeros sistemas de control de subestaciones como resultado de dos adelantos tecnológicos: la aparición de los primeros dispositivos digitales, los cuales tienen posibilidades de comunicación, y la difusión masiva de las computadoras personales, que se utilizaron principalmente para aplicaciones industriales. Es a partir de ese momento cuando se inician cambios relevantes en la operación y en la infraestructura de las subestaciones como resultado de los avances tecnológicos, el desarrollo del hardware y del software.

Un Sistema de Control se define como el conjunto de dispositivos o funciones de medida, indicación, registro, señalización, regulación, monitoreo, control manual – automático y control local – remoto, de los equipos y los relés de protección, los cuales verifican, protegen y ayudan a tutelar un Sistema de Potencia, asegurando hasta donde sea posible la continuidad del servicio eléctrico. Éste a su vez, debe satisfacer requerimientos de diseño como facilidad de expansión, automatización de funciones, seguridad, disponibilidad, flexibilidad, simplicidad y mantenimiento.

Puede ser clasificado en dos tipos: sistemas de Control Centralizado y Control Distribuido, el primero se identifica por tener centralizados en un sitio físico, todos los equipos de control, equipos de protección, estaciones de trabajo, equipos de comunicaciones, servicios auxiliares, etc. y aplicación de la antigua técnica de control dedicado (lógica cableada). Por otro lado, el segundo se identifica por ubicar los controladores, protecciones y equipos de comunicaciones muy próximos a los equipos, para reunir las señales de información, emitir comandos y efectuar procesamiento de datos a un controlador central y a una estación de trabajo ubicados en otra locación. En este tipo de control, se aprovechan las bondades de los medios de transmisión de información por redes en fibra óptica, ahorrando significativamente cableado de control.

### 3.2.2. Protecciones

En la década de los años 60 las protecciones para las líneas eran electromecánicas, tenían un juego de relés, donde cada uno realizaba su función de forma



independiente.

Con el paso del tiempo se desarrollaron los relés estáticos de segunda generación con componentes integrados, que dominaron durante una década el mercado de las protecciones, y fue en la mitad de la década de los años 80 cuando aparecieron los primeros relés digitales a distancia, que en un principio se utilizaron como localizadores de fallas. También se desarrollaron relés digitales de sobrecorriente, frecuencia, etc.

La integración de funciones permitía obtener la información de los voltajes y corrientes en estado estable y durante fallas transitorias. El ingeniero de protección se podía comunicar con el relé mediante línea telefónica desde la oficina hasta la subestación y de ahí al equipo mediante una interfaz y un protocolo que generalmente proporcionaba el fabricante, protocolo “propietario”.

A principios de los años 90 aparecieron las primeras generaciones de relés microprocesados llamados IEDs, este tipo de equipos tiene la función de almacenar los valores de operación o registro de eventos para tipo de fallas, oscilografía, corriente, localización de fallas, reportes de autodiagnóstico y permite cambios de parámetros en forma remota.

### 3.2.3. Protocolos de Comunicación

Los protocolos de comunicaciones describen las reglas básicas que permiten la comunicación entre los diferentes componentes dentro de un Sistema de Control y su aplicabilidad dependerá de las características de la red de comunicaciones utilizada por el sistema de telecontrol: tiempos cortos de reacción en canales de comunicación con reducido ancho de banda, fuertes condiciones ambientales de interferencia electromagnética, configuraciones punto – punto, multi punto – estrella, multi punto – línea compartida y multi punto – anillo.

Los protocolos de acuerdo a su evolución se pueden clasificar en:

- **Sistemas propietarios.-** Históricamente cada fabricante ha desarrollado los sistemas con su protocolo de comunicaciones, en general propietario o adaptado al entorno de subestaciones, ya que consideraron una ventaja competitiva disponer de un sistema de transmisión capaz de hacer que se intercambiaran las señales requeridas entre dispositivos, medios, reglas de transmi-



sión y codificación binaria de las señales. La ventaja competitiva se protege mediante patentes que restringen a los competidores la implementación de las mismas técnicas. Sin embargo, el usuario final se veía comprometido a emplear sólo los componentes proporcionados por el fabricante del sistema propietario. Cuando era necesario ampliar, sólo el fabricante original era capaz de hacerlo.

- **Sistemas abiertos.**- Los problemas que representaban, para los usuarios finales, los sistemas propietarios, empujaron el desarrollo de interfaces eléctricas, convenciones y codificación binaria, que estuvieran disponibles para más de un fabricante. Se formaron grupos de usuarios de ciertas tecnologías, quienes se encargaban de discutir nuevas características y el rumbo que debía tomar la tecnología. Estos grupos no son comparables con los grupos de trabajo que desarrollan normas internacionales y sus procesos de validación de cumplimiento. Mientras que los Grupos de Usuarios cuentan con ciertos laboratorios reconocidos por ellos mismos, los organismos internacionales de normalización cuentan con la participación de distintos países y con una red internacional de laboratorios certificados, fundamentada en las leyes de cada país.

Los Sistemas de Automatización que permiten el intercambio de datos interoperables e implementan especificaciones abiertas o que cuentan con certificados de conformidad con normas internacionales, se les conoce como sistemas abiertos. La norma IEC 61850 establece las características de un *sistema abierto* por definición.

El protocolo DNP3 es ampliamente utilizado en el sector eléctrico. Fue desarrollado por Westronic basado en las primeras versiones de la IEC 60870-5 especificaciones del protocolo de telecontrol estándar. El protocolo se basa en la *Enhanced Performance Architecture (EPA)*, un modelo simplificado del modelo OSI, que incluye la capa de enlace de datos, la capa de aplicación y una pseudo-capas de transporte.

Desde su creación, DNP3 ha ganado una importante aceptación en términos geográficos e industriales y es soportado por un gran número de fabricantes y usuarios en industrias a nivel mundial, es utilizado para comunicaciones entre



equipos inteligentes (**IED**) y estaciones controladoras en componentes de sistemas **SCADA** [1].

Protocolos de comunicación, de estándares abiertos, utilizados en sistemas **SCADA** son **IEC 60870-5-101** e **IEC 60870-5-104**, que proveen interoperabilidad entre sistemas para aplicaciones de telecontrol.

Existen otros protocolos de comunicaciones, tales como **PROFIBUS DP**, **MODBUS**, entre otros, y a pesar de ser ampliamente utilizados en el sector eléctrico, la tendencia a seguir para los nuevos Sistemas de Automatización de Sistemas de Potencia, está basada en la infraestructura de comunicaciones **IEC 61850**.

### 3.2.4. Características de las subestaciones

El objetivo de la **CENTROSUR** es la comercialización y distribución de energía eléctrica por lo que de forma permanente, requiere hacer inversiones en ampliaciones, mantenimientos e implementación de nuevas tecnologías, de tal manera que pueda cumplir con su misión que es suministrar el servicio público de electricidad para satisfacer las necesidades de sus clientes con un producto de calidad, asegurando confiabilidad, disponibilidad y continuidad del servicio eléctrico.

De acuerdo al crecimiento de la población y al incremento de la demanda del servicio eléctrico la **CENTROSUR** ha invertido en la construcción de subestaciones, las mismas que han sido implementadas con el equipo y la tecnología del momento, generalmente ubicadas en áreas estratégicas para poder servir a los clientes con buenos niveles de calidad. Actualmente cuenta con 13 subestaciones de reducción ubicadas cerca de los cantones de su área de concesión, las primeras subestaciones data de los años 1970 y 1980 y la última fue construída y puesta en operación en el año 2012.

Cada nueva ampliación o nueva instalación, se diseña conforme al estado del arte del momento, utilizando los recursos y la experiencia propias de la empresa. A través del tiempo, el estado del arte, las prácticas recomendadas y la experiencia van cambiando por lo que existe una gran brecha entre las instalaciones presentes con respecto a las que se tenían en un inicio, sin embargo estos cambios no han sido homogéneos debido a las dificultades técnicas y económicas para hacer una modernización completa.



La actualización de las instalaciones existentes se realiza cuando existe una falla en el equipo instalado, o por requerimientos de confiabilidad (control y protección), disponibilidad, mantenimiento preventivo, repotenciación o por acceso. En cualquiera de los escenarios, el equipo nuevo cumple con las exigencias de la época desde el punto de vista operacional, tecnológico y ambiental, pero con el problema de que no será explotado a plenitud por las propias limitaciones de la subestación.

Uno de los elementos claves en las subestaciones es el sistema de control y protección cuya función es aislar la falla, mediante la apertura de equipos y evitar que se propague hacia la generación, afectando a una gran población. Una vez aislada la falla se debe restablecer el servicio lo que involucra operar los equipos, estas acciones requieren por tanto la atención permanente de un operador las 24 horas del día, por lo que años atrás en las subestaciones se tenía personal operativo con la finalidad de minimizar los tiempos de interrupción. Con el tiempo éstas subestaciones pasaron a ser desatendidas gracias al desarrollo de la automatización y de los sistemas de comunicación que hoy permiten el control remoto desde un punto centralizado.

Una forma de optimizar los recursos humanos y materiales utilizados, es mediante la automatización de las tareas. Para lograrlo, se requieren de dispositivos inteligentes capaces de ser programados para realizar tareas en respuesta a ciertos estímulos bien identificados, donde no sea necesaria la intervención del ser humano. Los relés de protección, los interruptores de potencia, las cuchillas, entre otros, y un complicado sistema de control a base de cables y dispositivos electromecánicos, constituyen la primera aproximación de este sistema automatizado.

Al igual que los sistemas primarios, los sistemas secundarios han cambiado mucho con los años. Así, los días del funcionamiento manual dieron paso a una forma más avanzada de gestión de la información. El sistema secundario de una subestación moderna se utiliza para:

- Protección y supervisión del sistema primario.
- Acceso local y remoto a los equipos del sistema de alimentación.
- Funciones locales manuales y automáticas.



- Enlaces e interfaz de comunicaciones del sistema secundario.
- Enlaces e interfaz de comunicaciones con los sistemas de gestión de la red.

Todas estas funciones las realiza un sistema de automatización de subestación (**SAS**) que contiene **IEDs** para tareas de control, supervisión, protección y automatización.

Las características habituales de un **IED** son las siguientes:

- Puede usarse para una o más bahías de la subestación.
- Incluye funciones de protección independientes para cada bahía.
- Realiza cálculos a gran velocidad y en tiempo real, activando señales de control.
- Combina control y protección, aunque puede tener funciones independientes de sólo control o sólo protección.
- Puede comunicarse con otros **IEDs**.

Para aumentar la fiabilidad y disponibilidad de un **SAS**, la parte correspondiente a la protección puede duplicarse a fin de ofrecer un sistema redundante. Para una total redundancia, todos los **IED** y sistemas de apoyo (como el de alimentación) deben estar duplicados para garantizar que los dos sistemas puedan trabajar independientemente uno de otro.

El principal obstáculo encontrado en la automatización de las subestaciones eléctricas es lograr que los equipos básicos de protección, control y medición puedan intercambiar información en tiempo real a través de los diversos protocolos de comunicación disponibles en el mercado de las redes industriales. La dificultad está en lograr la integración de estos equipos que, generalmente, provienen de distintos fabricantes. Igual ocurre con los equipos que poseen muchos años de operación, aproximadamente entre 15 a 25 años. Esto hace referencia a las diferentes versiones que se pueden encontrar de un mismo dispositivo dentro de la subestación. Por lo tanto, la complejidad radica en lograr que estos equipos, de diversas versiones y/o de diferentes fabricantes, puedan utilizar el mismo protocolo de comunicación o hablar en el mismo “idioma”. Para superar este problema, se desarrolló la norma para la comunicación en subestaciones, que es **IEC 61850**.



Las subestaciones modernas suelen controlarse a distancia, y la comunicación entre la subestación y el centro de control remoto se realiza mediante una red **WAN**. En la actualidad, los nuevos tendidos aéreos o las conexiones de cables de potencia se equipan con fibra óptica para mantener el sistema de comunicaciones de protección y la **WAN**.

En el futuro, los equipos de las subestaciones estarán aún más integrados y serán más compactos, mientras que las funciones de medición y todas las funciones del secundario se basarán en fibra óptica. Es decir que las conexiones de fibra óptica sustituirá al cobre y al aluminio lo que reducirá las dimensiones de las subestaciones y las hará más respetuosas con el medio ambiente.

### 3.2.5. Funciones de la subestación

Una subestación eléctrica cuenta con las siguientes funciones básicas:

- Protección.
- Control.
- Monitoreo y Supervisión.
- Medición.

Estas funciones son proporcionadas por un sistema compuesto por varios elementos que interactúan entre sí para ejecutarlas. Las funciones de protección deben tener una operación rápida y autónoma, e interactuar directamente con el proceso de operación para detectar y actuar en caso de fallas en los elementos que forman un sistema eléctrico de potencia (líneas de transmisión, barras, transformadores, capacitores, etc), sin que sea necesaria la intervención del operador.

El monitoreo y la supervisión recolecta alarmas y estados, que permite a los operadores obtener un conocimiento continuo y detallado de todos los fenómenos que ocurren en los equipos de la subestación, permitiéndole realizar un diagnóstico de su funcionamiento con el propósito de mantenerlos en condiciones óptimas de operación.



Las nuevas capacidades de comunicación y de procesamiento intrínsecas a los equipos secundarios de reciente tecnología, han abierto la puerta para que se consideren nuevas funciones que antes no eran básicas para el funcionamiento de una subestación, por ejemplo sincronización de tiempo para sistemas que dependen de las comunicaciones para la adquisición de los datos. El equipo que recibe la información debe adjuntar la etiqueta del instante en el cual cada evento fue registrado; a este proceso se le conoce como “estampado de tiempo”, lo que permite el análisis de sucesión de eventos (SoE).

### 3.2.5.1. Categorización de las funciones

De acuerdo a la sección 2.3.1, en una subestación se puede identificar tres niveles, en cada nivel se tiene equipos, funciones y formas de operación como se detalla a continuación: (ver figura 2.3):

- Funciones a nivel de proceso o de nivel 0.- Son ejecutados físicamente por los equipos de patio: *Transformer Potential (TP)*s, *TC*s, selectores local/remoto L/R, actuadores o relés de interruptores, etc. como son las funciones de control de apertura y cierre o mandos directos sobre los mecanismos de operación, también existen funciones de enclavamiento que dependen de lógicas cableadas y dispositivos mecánicos. En este nivel es crítico la comunicación con los equipos de control y protección (*IED*s) para la transmisión de datos: estados de los equipos (abierto/cerrado), mandos (abrir/cerrar), muestreo de valores, etc.
- Funciones a nivel de bahía o de nivel 1.- Son ejecutados por los *IED*s que se encuentran a nivel de bahía por lo que requieren de cableado físico de las señales digitales y analógicas desde y hacia los equipos de patio u otros equipos de la subestación. Se comunica con los equipos del nivel de proceso y con el equipo a nivel de estación (comunicación vertical) así como con los equipos de otras bahías (comunicación horizontal). En este nivel se identifican las siguientes funciones:
  - Procesamiento de las señales digitales de entrada como son los estados de posición de los elementos, de bloqueos, estados de bobinas de



operación, etc. Cada una de estas señales tienen objetivos diferentes y son procesadas en los IEDs según la lógica definida pudiendo generar una condición de alarma y/o evento asociando la estampa de tiempo del momento en que se generan. Es decir que las funciones para este tipo de señales son: identificación de estados, definición de la fecha y hora de ocurrencia; y, validación de señales dobles para definición de posición de equipos de maniobra.

- Procesamiento de mandos (comandos) de acuerdo a la lógica de control programada en el dispositivo se envía, a través de los módulos de salida, mandos a los equipos de patio u otros equipos de la subestación. Las funciones para este tipo de señales son: mandos de apertura o cierre (con la filosofía seleccionar antes de operar), monitoreo de respuesta de mandos (se ejecutó o no) generando la alarma correspondiente con su estampa de tiempo, enclavamientos de operación, es decir que los mandos se ejecutarán cuando el estado del equipo a operar sea válido y cumpla con la lógica de permisos de operación o enclavamientos.
  - Procesamiento de señales analógicas (mediante transductores internos), obtenidas por ejemplo de los transformadores de potencial y de corriente, obteniendo las siguientes variables eléctricas: voltajes fase-fase, corrientes de fase y neutro, frecuencia, potencia activa trifásica, potencia reactiva trifásica, energía activa, energía reactiva, factor de potencia, etc.
  - Selección del modo de operación a través del selector LOCAL/REMO-TO del IED
- Funciones a nivel de estación o de nivel 2.- Están asociadas a los equipos que concentran todas las alarmas, eventos, estados y mediciones existentes de todas las bahías de la subestación. Este equipo puede ser un *Concentrador de Datos (CD)*, una *Remote Terminal Unit (RTU)* (en sistemas convencionales) o un servidor dedicado (en sistemas modernos). Se comunican con los equipos a nivel de bahía y con sistemas externos a la subestación como por ejemplo un sistema *SCADA*. En este caso se tiene las siguientes funciones:



- Comunicar con los equipos de control y protección como **IEDs**.
  - Integrar la información de las distintas protecciones.
  - Procesar la información adquirida, pudiendo implementar lógicas de control, locales o distribuidas utilizando información de estado de otros controladores.
  - Control de **IEDs** en tiempo real que comprende alarmas y eventos, enclavamientos para operación de dispositivos, inhabilidades para ejecución de secuencias y definición de calidad de señales para los objetos de proceso.
  - Adquisición de datos: analógicos como son potencias, tensiones, corrientes, etc; digitales que comprenden estados de los equipos y alarmas. La información recopilada vía comunicaciones desde los **IEDs** es almacenada en bases de datos para su envío al sistema **SCADA**.
- Funciones a nivel del Centro de Control o de nivel 3.- Estas funciones están definidas en el sistema de control superior o maestro, es decir en el sistema **SCADA**. Desde el Centro de Control se interactúa directamente con los equipos de subestación. Las funciones son: mandos de cierre y apertura, visualización de la posición de los selectores, sincronización de tiempo, supervisión de señales de estado y analógicas, comunicaciones, interfaz hombre máquina, redundancia, estampado de tiempo, gestión de alarmas y eventos.

### 3.2.6. Niveles de operación

De acuerdo a la categoría de funciones, se tiene diferentes niveles de operación:

- Nivel 0.- En este nivel el control se realiza directamente desde los equipos de patio, los enclavamientos en este nivel de operación son los más básicos y pueden ser realizados mecánicamente o mediante lógica cableada. En los mecanismos de operación de cada uno de los equipos de patio existe un selector (hardware) con los modos de operación REMOTO/LOCAL. Cuando el selector se encuentra en REMOTO, los comandos hacia el dispositivo podrán ser realizados desde los niveles de operación superior (niveles 1, 2



o 3). En el caso de que la posición del selector sea LOCAL, la operación del dispositivo es habilitada para hacerse en sitio por medio de los pulsadores del mecanismo de operación del equipo y no se tiene la posibilidad de generar mandos desde los niveles de operación superiores.

- Nivel 1.- El nivel de operación 1 permite que los mandos sean ejecutados desde la interfaz de usuario del IED de cada posición (bahía). En este caso en el IED se tiene las opciones: REMOTO y LOCAL. Cuando se coloca en REMOTO, sólo los comandos desde los niveles 2 y 3 son permitidos y cuando se pasa a LOCAL los mandos se ejecutan desde el IED a través de su interfaz de usuario.
- Nivel 2.- La filosofía de operación del nivel 2 corresponde a la operación de los equipos de patio desde la IHM del equipo que cumple con las funciones de este nivel, en este caso existe un selector que permite seleccionar los modos REMOTO Y LOCAL. Cuando está en modo REMOTO los mandos son ejecutados desde el centro de control y cuando está en modo LOCAL se ejecutan desde nivel 2.
- Nivel 3.- Es el nivel más alto de operación, permite controlar la subestación en forma remota para lo cual se requiere que en el nivel 2 se tenga el selector en REMOTO.

### 3.3. Automatización

#### 3.3.1. Sistema SCADA

Por los requerimientos cada vez más exigentes de minimizar los tiempos de interrupción y reducir los costos operativos, por la década de 1980 se desarrollaron los sistemas de automatización SCADA que permiten controlar, supervisar y adquirir datos de forma remota de las subestaciones [8]. La introducción de estos sistemas permitieron que las subestaciones pasen a ser subestaciones desatendidas y se reduzca el tiempo de interrupción de servicio.

En general la funcionalidad básica de la automatización de sistemas eléctricos incluye al equipo de protección del sistema eléctrico, el control del flujo de



potencia, la monitorización del proceso de suministro energético y la supervisión del estado del equipo.

En este contexto, en el año 1996 **CENTROSUR** implementó un sistema **SCADA** para centralizar la supervisión, control y adquisición de datos de las subestaciones, permitiéndole la operación local/remota de los equipos, así como la integración de las funciones de información, supervisión, protección, medición, registro de eventos-fallas, comunicaciones, etc; las cuales permitieron aprovechar los recursos y manejar estadísticas e históricos de los procesos.

La arquitectura del sistema incluía dos servidores (principal y respaldo en hot-standby) utilizados para ejecutar la aplicación, almacenar los históricos o base de datos y como terminales de operación, mediante una **IHM** para la interacción con los operadores.

Se instalaron unidades terminales remotas **RTUs** en cada una de las subestaciones con el objetivo de adquirir las señales de control y medida de los equipos allí instalados y transmitirlo al puesto central o Centro de Control para su procesamiento y toma de decisiones. Las señales de control o señales digitales llegaban a la **RTU** mediante cableado físico por cables de cobre desde las borneras de los equipos y las señales analógicas o de medida eran convertidas a digitales a través de transductores.

La comunicación entre el puesto central y las estaciones remotas fue vía radio en *Ultra High Frequency* (**UHF**), en modo half duplex (Tx-Rx), tipo multipunto, a una velocidad de 1200 bps, mediante un protocolo propietario desarrollado por el proveedor. La tarea fundamental del protocolo de comunicaciones es transportar la información útil desde la subestación hasta el Centro de Control y desde el Centro de Control permitir el control remoto de equipos o parámetros en la subestación. En la figura 3.1 se esquematiza el sistema de comunicación utilizado.

En el año 2005 se cambia los equipos de protección electromecánicos de los alimentadores por dispositivos electrónicos inteligentes (**IEDs**) de la firma **ABB** modelo DPU200R, equipos que además de protección sirven como equipos de medición y control; y, se planifica la implementación de la protección diferencial en el anillo central de 69kV utilizando como medio de comunicación fibra óptica instalado en el cable de guardia *Optical Ground Wire* (**OPGW**) de las líneas involucradas. La protección diferencial fue implementada con **IEDs** de la firma

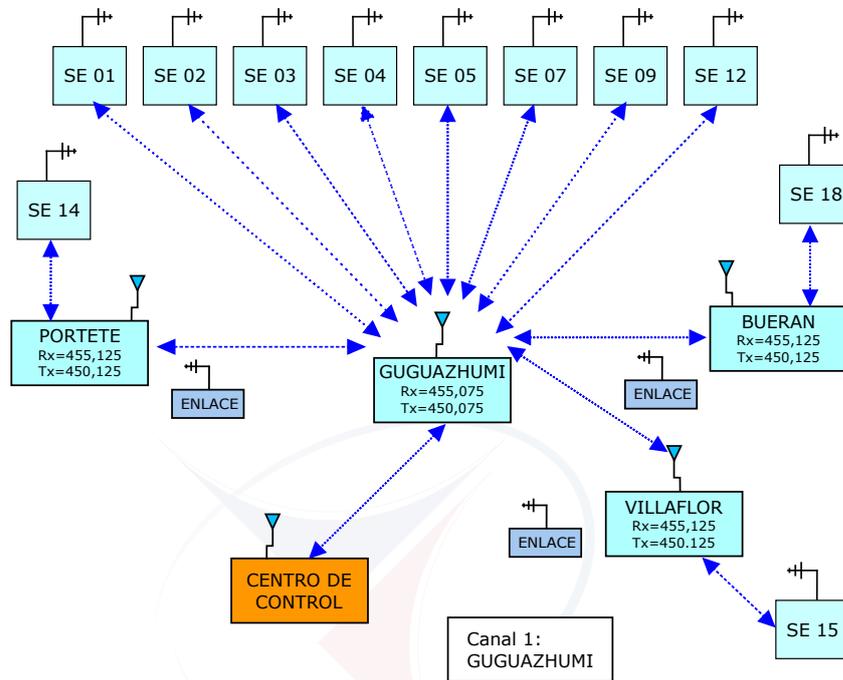


Figura 3.1: Comunicaciones del sistema SCADA via radio (UHF)

SIEMENS modelo SIPROTEC 7SD53.

La utilización de los nuevos dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) introduce mejoras en la confiabilidad y operación de los sistemas, al contar con DNP3 permiten la integración al sistema de automatización SCADA formando redes internas en la subestación.

En el año 2006 se actualiza el sistema SCADA, los objetivos que llevaron al cambio fueron:

- Mejorar la confiabilidad y calidad del servicio de energía eléctrica.
- Implementar nuevas señales, que permitan tener supervisión y control remota, a nivel de secciones de alimentadores primarios de media tensión (señales de reconectores).
- Estar acordes con los avances tecnológicos, de acuerdo al estado del arte.
- Tener información en línea de datos en tiempo real como datos históricos.

- Implementar un **DMS** mediante integración con el sistema de *Automatic Mapping / Facility Management/Geographic Information System (AM/FM/GIS)*.

La arquitectura del sistema consta de dos servidores de aplicación (principal y respaldo en modo hot-standby), dos servidores de base de datos (principal y respaldo en modo hot-standby), estación de trabajo para administración, estación de trabajo para la operación del sistema eléctrico, estación de trabajo para distribución, una red **LAN** exclusiva para el sistema **SCADA** mediante dos switches (principal y respaldo); y, de un router/firewall para interconectar con la red corporativa y redes externas. Se presenta un esquema de la arquitectura en la figura 3.2

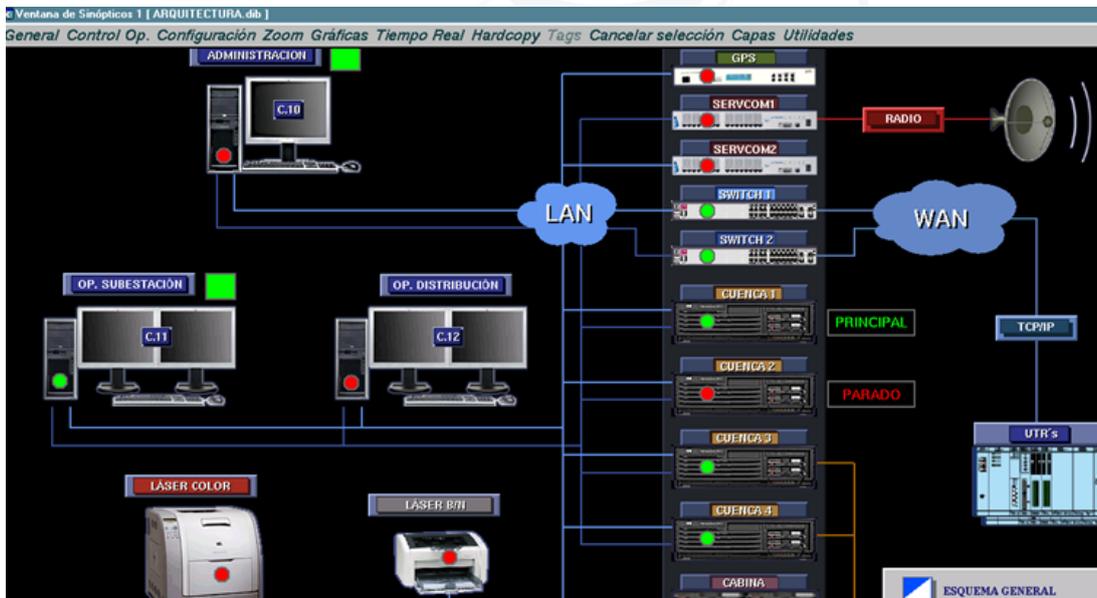


Figura 3.2: Arquitectura del sistema **SCADA** implementado en el año 2006

En cuanto a protocolos, estos son estandarizados y abiertos, ahora el puesto central se comunica con las **RTUs** de subestación mediante **IEC-60870-5-101**. El proyecto no contempló el cambio de **RTUs** de subestación, lo que se cambió fue el firmware de las **RTUs**, de tal manera que comuniquen, aguas abajo, con los nuevos **IEDs** mediante el protocolo estándar **DNP3**. y aguas arriba con el Centro de Control con **IEC 60870-5-101** sobre **TCP/IP**.



El medio de comunicación para llegar desde el puesto central a las subestaciones en un inicio fue con el sistema de radio frecuencia y paulatinamente se fue migrando a una red ethernet **TCP/IP** conforme se implementaba la red **WAN** de la **CENTROSUR** con un backbone de fibra óptica y micro-onda llegando a las subestaciones con tecnologías de última milla.

En los últimos años el sector eléctrico está empeñado en tener un alto grado de automatización en los distintos segmentos de la cadena de producción con la finalidad de cambiar la matriz energética de producción por energía eléctrica lo que implica llegar a los usuarios con un servicio continuo y de calidad.

Es así que en las Empresas Eléctricas de Distribución se está implementando el *Advanced Distribution Management System (ADMS)* que permitirá tener una única plataforma a nivel nacional para la operación y gestión de las redes eléctricas del país.

### 3.3.2. Subestaciones modernas: **SAS** con **IEC 61850**

La **CENTROSUR**, con el objeto de garantizar la continuidad y calidad en el servicio de suministro de energía, en el año 2011 y 2012, implementó un **SAS** basado en **IEC 61850** en tres subestaciones: 08 (Turi), 14 (Lentag) y 18 (Cañar). Los objetivos fueron: alcanzar una mayor confiabilidad en la operación y protección del sistema, contar con un sistema que permita una rápida respuesta ante el aviso y la detección de las fallas, fácil localización de fallas a lo largo de las redes de distribución y la posibilidad de re-configurar el sistema ante la ocurrencia de contingencias en el sistema.

Las directrices básicas y las especificaciones del **SAS** requeridas fueron enmarcadas en disposiciones internacionales aceptadas mundialmente por fabricantes y usuarios en el área de subestaciones, en el estándar **IEC 61850**.

De las tres subestaciones, la subestación 08 es una subestación nueva construida en el año 2012 y las otras dos (14 y 18) son subestaciones existentes donde se encuentran diferentes tipos de tecnologías, a nivel de bahía se tenía **IEDs** con protocolos obsoletos que no permitían la integración, relés de protección monofásicos de tipo electromecánicos, electrónicos trifásicos y digitales multifuncionales con registro de fallas, software de parametrización y equipos de medida con fi-



nes de registro del tipo análogos y otros digitales. Estas diferencias tecnológicas presentan inconvenientes en la operación y en el mantenimiento por la dificultad que representa la integración y la reposición de los elementos que fallan, motivo que llevó a la **CENTROSUR** a la implementación de un **SAS** moderno, con nueva tecnología y de acuerdo al estado del arte del momento.

El alcance del proyecto fue el diseño, suministro e implementación del **SAS**, incluyendo hardware y software para los niveles funcionales 1 y 2, redes de comunicación e integración del **SAS** de estas subestaciones al sistema **SCADA** de la **CENTROSUR**. El equipo (tipos de **IEDs**, servidores, switch y router) y la arquitectura implementada es igual en las tres subestaciones diferenciándose únicamente por el número de posiciones que tiene cada subestación.

Los elementos instalados en estos niveles se detallan a continuación:

- Para el nivel 2 (nivel de estación):
  - Servidor principal y gateway
    - ◇ servidor **ABB** SYS600C para rack 19"3U con procesador Intel Core 2 Duo, 2.2 GHz (T7400), memoria RAM DDR2 2GB, discos duros 1x16GB Silicon drive, 16 puertos RS232, DB9 posteriores, 2 puertos RJ45 10/100/1000 Mbps posteriores + 1 frontal, 4 puertos FO LC 1000 Mbps posteriores.
    - ◇ Monitor de estación: LCD 19", alimentación 100-240 VAC / 50 o 60Hz + 3 Hz /2.0A, 19W.
    - ◇ Sistema operativo Windows XP SP2 professional y sistema MicroSCADA Pro 9.3.
    - ◇ Fuente universal redundante 88-132 VAC / 45-160 VDC
  - Una unidad de almacenamiento de 500 GB en redundancia tipo RAID 1 Buffalo drivestation III o drivestation quattro.
  - Impresora gráfica Dell 3110
  - Tres switches ethernet Ruggedcom RSG2100NC para **IEC** 61850 y ambiente de subestación, puertos para cobre y fibra. Fuente de alimentación redundante 88-300 VDC, 4 puertos ethernet RJ45 10/100 Mbps, 2 puertos FO LC multimodo 1000 Mbps.



- Un router Ruggedcom RX1000 para conectividad del sistema con la red **WAN** y ciberseguridad para ambiente de subestación y puertos cableados en cobre o fibra, fuente de alimentación redundante 88-300 VDC, 4 puertos Ethernet 10/100 Mbps y 4 puertos RS232 vía RJ45.
- Tablero para el sistema de automatización, U1 tipo interior normalizado
- Red área local LAN que integra los **IEDs** y el equipo de estación.
- Software:
  - ◇ sistema MicroSCADA Pro 9.3 (SYS600) con una licencia *Object Linking and Embedding for Process Control (OPC) DA Server*, una licencia para workplace y manejo de mil señales I/O.
  - ◇ Protocolos de comunicación maestros: 1 licencia **IEC 61850-8-1** cliente, 1 licencia **DNP3** serial y una licencia **DNP3 LAN/WAN**.
  - ◇ Protocolos de comunicación esclavos: 1 conexión remota por Gateway COM500i y una licencia **IEC 61850-5-101** esclavo redundante.
- Para el nivel 1 (nivel de bahía)
  - Para posiciones de línea: para control y protección multifuncional, **IEDs RED670** con función de protección diferencial de línea.
  - Para posiciones de transformador: para control y protección multifuncional, **IEDs RET670** con función de protección diferencial de transformador.
  - Para posiciones de alimentadores a 22 kV: para control y protección multifuncional **REF630** con protección de sobrecorrientes.

### 3.3.2.1. Arquitectura de las subestaciones modernas

El **SAS** implementado en las subestaciones está constituido por diferentes equipos y módulos en cada nivel lógico de operación permitiendo al sistema que sea escalable (permite su implementación en un rango amplio de configuraciones y tamaños de subestaciones), expandible (crecer a varias subestaciones) y flexible



(permite cambios de funcionalidad sin modificaciones importantes en la arquitectura, hardware y software). Mediante el sistema se puede monitorear, configurar y controlar todo el proceso de la subestación, cumpliendo con los requerimientos de calidad como son: confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad, seguridad e integridad de los datos.

El sistema tiene funciones descentralizadas, orientadas a manejo de objetos localizados cerca del proceso, y distribuido orientado a bahías.

El acceso al sistema de estación está restringido por validación de autorización a nivel de aplicación con los siguientes privilegios:

- Administrador.- Permite realizar cambios tanto de configuración como de seguridad.
- Operador.- Permite el control u operación del sistema eléctrico correspondiente.
- Visualizador.- Permite monitorear el [SAS](#).

**NIVELES DE JERARQUÍA DEL SISTEMA** El sistema está estructurado en diferentes niveles de jerarquía con funciones específicas en cada nivel, de acuerdo a la norma [IEC 61850](#), y son:

1. Nivel de estación conformado por el servidor de estación en el que está instalado el software de aplicación Micro [SCADA Pro](#), parte de las funciones están asociadas a la [IHM](#) de subestación que permite al operador de subestaciones consultar información y tomar acciones como el control de dispositivos a través de los diagramas unifilares del sistema. Se tiene las siguientes funciones:
  - Control y monitoreo de [IEDs](#) en tiempo real que comprende alarmas y eventos, enclavamientos para operación de dispositivos, inhabilidades para ejecución de secuencias y definición de calidad de señales para los objetos de proceso.
  - Supervisión y control de los equipos de la subestación es decir visualización de estados y generación de mandos, a través de los diagramas



unifilares, en los que se pueden visualizar estados de posición y valores de variables eléctricas, permitiendo realizar: selección de gráficos y uso de cuadros de diálogo para control, ejecución de mandos según la filosofía seleccionar antes de operar, generación de alarmas /eventos asociados a los mandos y violaciones de condiciones establecidas.

- Información histórica.- La información recopilada vía comunicaciones por el sistema desde los IEDs es almacenada en bases de datos para su posterior consulta siendo configurable la información almacenada, la periodicidad de almacenamiento, la cantidad de datos a almacenar y los periodos de archivos. Los formatos de archivos almacenados son compatibles con *Open DataBase Connectivity (ODBC)* por lo que pueden ser exportados a hojas de cálculo excel, a otras bases de datos como MS Access, Oracle, etc. Se tiene las siguientes funciones: tendencias, reportes, cuadros de medida y registro de oscilaciones.
- Administración de alarmas y eventos, las alarmas permiten identificar situaciones anormales que pueden ser corregidas por lo que el sistema cuenta con las siguientes funciones: manejo de prioridades de alarmas, bloqueo de alarmas según el criterio del administrador, filtrado de alarmas, registro histórico de alarmas, información del elemento y las condiciones que generan la alarma y reconocimiento individual o por grupos de alarmas. Las alarmas en el sistema son consideradas como un subconjunto de los eventos ocurridos en el sistema, es por ello que el listado de eventos tiene un concepto más amplio que incluye funciones para auditorías de operación, mediante el registro de las acciones del operador y de las situaciones que generan un evento en el sistema. En el listado de eventos se tiene diferentes estados de las alarmas como son: cuando se generó, en que momento fue reconocida por el operador y el momento en el que se normalizó la condición que generó originalmente la alarma.
- Configuración y mantenimiento.- Construcción y/o modificación de gráficos de proceso, creación, modificación y/o parametrización de variables que pertenecen a la base de datos del sistema, configuración de



los sistemas de comunicación y consulta de archivos logs del sistema para diagnóstico.

- Seguridad del sistema, permite determinar los perfiles de usuario requeridos para desarrollar cierto tipo de actividades en el sistema, garantizando que las personas que desarrollan dichas actividades se encuentren autorizadas para tal efecto y administrar el manejo de perfiles y/o usuarios del sistema. Los perfiles de usuario son los siguientes:
  - Visualización.- Permite supervisar las variables de la subestación sin permitir mandos ni posibilidad para reconocer alarmas y/o eventos.
  - Operación o control.- Permite visualizar la información de la subestación y generar mandos hacia los IEDs, cambiar selectores de nivel de función, manejo y reconocimiento de alarmas y/o eventos.
  - Ingeniería.- Posee los mismos privilegios de perfil de operación, además puede efectuar tareas de configuración y mantenimiento pero no tiene permiso de administración del sistema.
  - Administración del sistema.- Es el usuario con mayores privilegios con el sistema, puede añadir o remover usuarios y realizar tareas para administración del sistema.
- Gestión de los relés de protección, permite la configuración de parámetros de comunicación, configuración lógica de control, parametrización de protecciones, configuración del mímico, configuración de leds de alarmas, configuración de entradas/salidas, ajuste de parámetros de medida, consulta de registros oscilográficos, visualización de eventos, etc.
- Realiza las funciones de gateway para enrutar el flujo de datos entre la estación y el centro de control, realiza conversión de protocolos entre IEC 61850-8-1, utilizado por los IEDs, e IEC 60870-5-101/IEC 60870-5-104 usado por el centro de control (nivel 3).
- Conexión serial con todos los relés numéricos.

2. Nivel de bahía. Comprende las soluciones de protección de bahía (BPS) y



las soluciones de control de bahía (BCS) para los equipos primarios de la subestación. El intercambio de datos a lo largo del nivel de bahía de IED y entre el nivel de bahía y el nivel de estación tiene lugar vía el bus de fibra óptica de estación en concordancia con el estándar IEC 61850-8-1. El uso de fibra óptica garantiza que la comunicación esté libre de interferencias. Según [21] las redes de comunicación Ethernet LAN deben ser integradas utilizando switches industriales, de acuerdo a ello la red ethernet que conforma el bus de estación utiliza tres switches tipo industrial conectados en anillo.

Es posible controlar y monitorear una bahía, cuando se requiera, desde el equipo que se encuentra en este nivel o IEDs. La arquitectura descentralizada asegura que los bloqueos a lo largo de la estación estén disponibles cuando falle el servidor.

Las prioridades de control previenen la iniciación de operaciones simultáneas de cualquier equipo de la subestación desde más de un nivel de control, por ejemplo desde la estación o desde el relé de control. Esta prioridad está presente en el nivel más bajo de control y la operación depende del estado de otras funciones como bloqueos, condiciones de sincronismo, etc.

3. Nivel de proceso. Son las funciones ejecutadas por el equipo de patio y que son llevadas a los IEDs mediante cableado tradicional.

### 3.3.2.2. Comunicación y protocolos en las subestaciones modernas

El Centro de Control supervisa y controla cada subestación de forma remota mediante el sistema SCADA, para lo cual hace uso de la infraestructura de telecomunicaciones propia de la CENTROSUR, que consiste en un anillo metropolitano de fibra óptica con tecnología IP/*Multiprotocol Label Switching* (MPLS), y además enlaces inalámbricos mediante microonda, para la red de transporte, y *Orthogonal Frequency Division Multiplexing* (OFDM)/*Spread Spectrum* para la red de acceso.

Toda la información de eventos digitales registrada en equipo primario, IEDs de protección, servicios auxiliares, etc., es transferida hacia el Centro de Control, en tiempo real y con estampa de tiempo de forma que permite tener su secuencia.

Red de área local o LAN de subestación.- Los diferentes equipos del sistema de automatización de la subestación están interconectados mediante una red de comunicación ethernet basada en el IEEE (*Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection (CSMA/CD)*) y TCP/IP (de acuerdo al modelo OSI), en esta red se encuentra definido dos buses de comunicación: uno para la interconectividad con el servidor del sistema o LAN de estación y otro basado en IEC 61850 dedicado a la comunicación de los equipos a nivel de bahía de la subestación como se muestra en la figura 3.3.

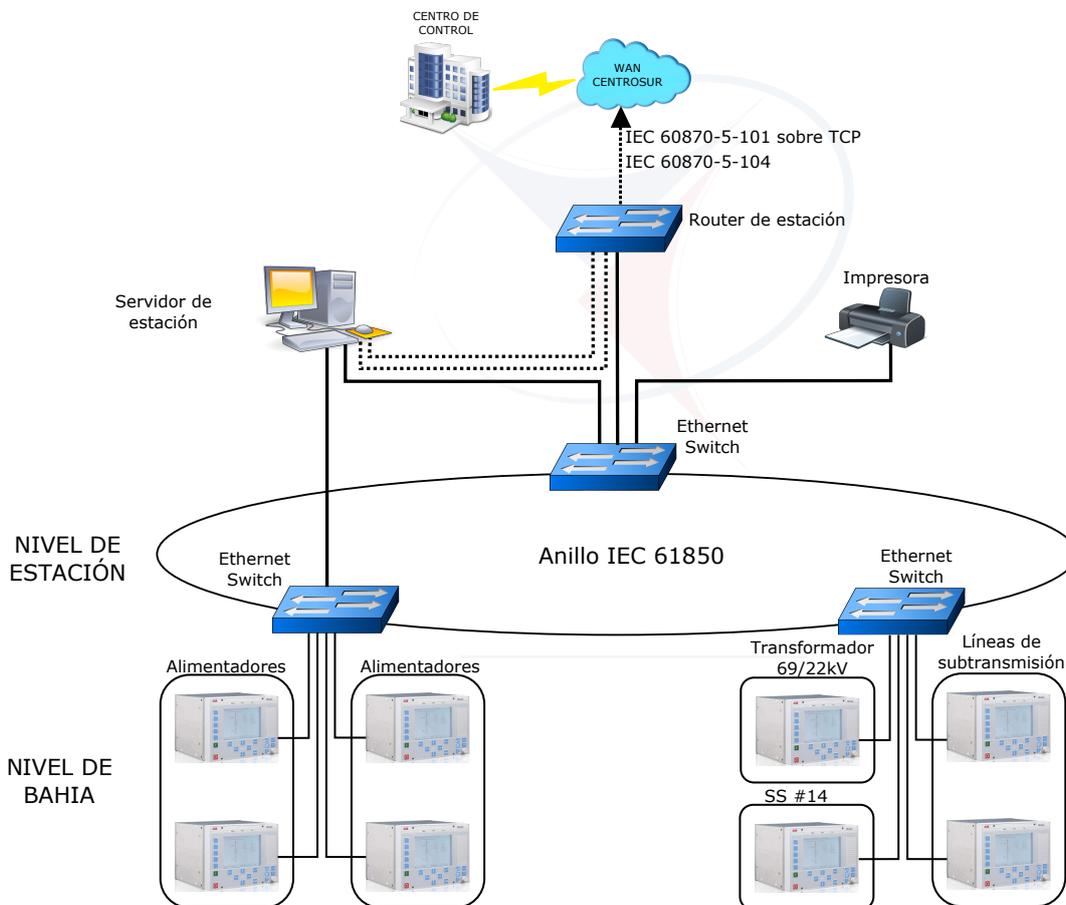


Figura 3.3: Arquitectura de comunicaciones del SAS

La red LAN de estación interconecta el servidor de estación, impresora y está estructurada desde el punto de vista de hardware por tres switches del tipo industrial conectados en anillo, con una velocidad de 10 a 100Mbps, que permite



optimizar el tráfico de comunicaciones de red y aumentar el grado de disponibilidad de la red. Proporciona comunicación local e independiente entre estación - bahía y entre bahía - bahía para el intercambio de datos. El medio físico utilizado para la interconexión de comunicaciones de los equipos que integran la red en su mayoría es fibra óptica.

Las principales características técnicas de los switch son:

- Alta velocidad 100Mbps/1Gbps.
- Diseño para ambientes industriales acorde al estándar [21] para operación en subestaciones eléctricas.
- Temperatura de operación de 85°C sin ventilación.
- Cumplimiento de las normas IEEE 802.3 e IEEE 802.3u.
- Incremento veloz de de Spanning Tree (IEEE 802.1w) para tolerancia a fallas con tiempos rápidos de restauración (<5ms).
- Calidad de servicio/clase de servicio (IEEE 802.1p) para priorización de tráfico para interbloques de software.
- LAN virtual (IEEE 802.1 Q) para segregación de tráfico).
- *Simple Network Management Protocol (SNMP)* para administración de red.
- *SNTP* para sincronización de tiempo en los switches.
- Puertos de fibra óptica de vidrio para largas distancias.
- Puertos de cobre para distancias cortas.
- Fuente de alimentación universal 88-300 Vcc o 85-264 Vca.

La comunicación entre los niveles 0 y 1 (equipos de patio con los IEDs) se realiza por medio de cableado convencional.

PROTOSCOLOS.- La interconexión entre el SAS y el sistema SCADA del Centro de Control es mediante IEC 60870-5-101 (esclavo) para el SCADA antiguo



y mediante IEC 60870-5-104 para el SCADA nuevo de Telvent (descrito en el capítulo 4).

La conexión con los IEDs de la subestación, es mediante IEC 61850-8-1 utilizando el protocolo MMS (MMS ISO 9506-1 e ISO 9506-2).

**SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO.-** La sincronización de tiempo del sistema es realizada por medio de un comando de sincronización intrínseco del protocolo IEC 61870-5-101 (IEC 61870-5-104). El centro de Control por medio de este protocolo envía un comando de sincronización con la estampa de tiempo de su propio reloj, este mensaje es recibido por el sistema SAS de la subestación para sincronizar el servidor de estación, luego de ello el sistema SAS de la subestación retorna el mensaje hacia el Centro de Control con la correspondiente corrección de tiempo, la cual tiene en cuenta el tiempo empleado para transmitir el mensaje desde el Centro de Control más el tiempo de duración del mensaje. Finalmente los dispositivos conectados a las redes son sincronizados a través del servidor de estación que ha sido previamente sincronizado por medio del comando de sincronización del Centro de Control.

### 3.3.2.3. Niveles de operación en las subestaciones modernas

Los niveles de operación son los especificados en la sección 3.2.6, incluyendo en este caso para el nivel 2 la operación desde la IHM de estación, en este caso existe un selector gráfico por software que permite seleccionar los modos REMOTO Y LOCAL. Cuando está en modo REMOTO los mandos son ejecutados desde el centro de control y cuando está en modo LOCAL se ejecutan desde la estación de la subestación.

### 3.3.2.4. Herramientas de software

La ingeniería, a nivel de estación, comprende varias actividades como es el diseño funcional y el diseño de interfaz del usuario.

1. El diseño funcional está relacionado con la definición de la *Base de Datos (BD)* que se compone de objetos de proceso con funciones y aplicaciones distintas (grupo de datos conectados en forma estructural) para lo cual se utiliza el sistema Monitor Pro Graphic Editor.



2. La interfaz de usuario comprende actividades en las que se definen los gráficos y diálogos con el usuario para lo que se utiliza Visual *Supervisory Control Implementation Language (SCIL)*. Permite la implementación del control supervisorio, es un lenguaje de alto nivel diseñado para aplicaciones de ingeniería que permiten realizar secuencias de comandos, cálculos de variables, etc.

El software utilizado para implementar toda la funcionalidad de éstas subestaciones comprende:

1. Sistema Operativo.- El sistema operativo del servidor es Windows XP SP2.
2. Plataforma de software de estación.- Constituido por el sistema operativo y el kernel de MicroSCADA. El kernel de MicroSCADA es un software multiproceso en tiempo real. El MicroSCADA Pro está relacionado con OPC DA Server que permite mapear las señales IEC 61850. A nivel del sistema de subestación las actividades de desarrollo, configuración y mantenimiento se realizan desde el servidor de estación mediante la herramienta MicroSCADA Pro que permite:

- Crear y/o modificar gráficos del proceso.
- Crear, modificar, parametrizar variables que pertenecen a la base de datos.
- Administrar los usuarios del sistema.
- Crear y/o modificar los entornos de operación.
- Configurar los sistemas de comunicación.
- Consultar log del sistema para diagnóstico.

OPC Server es utilizado como parte de MicroSCADA Pro System permite construir y configurar jerárquicamente el modelo estructurado de la subestación. Los datos de configuración son guardados en formato XML (archivo SCL). El OPC server establece comunicación con los IED con IEC 61850 y sus datos son enviados a OPC clients mediante OPC Data Access. Los



datos reportados corresponden a cambios detectados en los dispositivos y los que han sido configurados para el reporte.

Para utilizar **OPC** server, primero se debe construir y configurar el árbol de objetos con *Communication Engineering Tool (CET)*. Los objetos deben ser añadidos en el orden: Computer node (MicroSCADA Pro) o nodo general de comunicación, **IEC 61850 OPC Server**, **IEC 61850 Subnetwork**, **IEC 61850 Device** ( archivos de configuración **IEC 61850** de los **IEDs**) mediante importación.

3. *Protection and Control IED Manager (PCM)600* es una herramienta para configuración de **IEDs** basada en **IEC 61850** [24], permite instanciar los **IEDs** y su funcionalidad es creada utilizando el módulo **ACT** (Application Configuration Tool) de **PCM600**, para cada función se crea un dispositivo lógico y un tipo de nodo lógico junto con el tipo de datos y genera los archivos **SCL** de tipo **.SCD**, **.ICD** o **.CID** que pueden ser exportados.
4. *Integrated engineering tool (IET)600*, de acuerdo a **IEC 61850-6** [24], es una herramienta para configuración del sistema. Permite importar archivos **.SCD**, **.ICD** o **.CID** de cada **IED** (configurados con **PCM 600**), para definir los datasets, bloques de control para reportes y las propiedades para cada reporte. En el archivo **SCL** resultante se crea la funcionalidad de la subestación, define en la sección de subestación el equipo de patio relacionado con los nodos lógicos para cada **IED**.



## Capítulo 4

# IEC 61850: Un componente de una arquitectura integrada

### 4.1. Introducción

Uno de los ejes estratégicos del proyecto denominado **SIGDE**, del **MEER**, es fortalecer la gestión de la operación y planificación operacional del sistema eléctrico de distribución con el fin de mejorar la calidad del servicio técnico, reducir el tiempo total de las interrupciones y su frecuencia, el tiempo de atención de reclamos y mejorar la planificación de la operación.

Por lo que actualmente se está implementando, de acuerdo a los avances tecnológicos y al estado del arte, el sistema **ADMS** a nivel nacional, con la finalidad de tener un modelo y plataforma única que permita homologar los procesos y procedimientos, mejorar la operación y la gestión de la distribución eléctrica. **ADMS** es una solución que integra **SCADA/DMS/OMS-Mobile Workforce Management (MWM)** para permitir un desempeño eficiente en las tareas operativas y analíticas del servicio eléctrico, constituyéndose en uno de los pilares para la construcción de la red inteligente (Smart Grid).



## 4.2. Descripción del sistema

El sistema [ADMS](#) se utiliza tanto para la gestión en tiempo real como para las operaciones de planificación de las Empresas Eléctricas de Distribución del País. La solución tiene un modelo estático de datos que se obtiene mediante la interfaz con el sistema [Geographic Information System \(GIS\)](#), y los cambios de datos dinámicos son recibidos desde el sistema [SCADA OASyS DNA](#) que a su vez son recolectados de las subestaciones.

El sistema [ADMS](#) cuenta con los siguientes servicios:

- El servicio de tiempo real es la parte principal para la ejecución de operaciones realizadas por los operadores. Tiene un modelo interno de datos alineado con la red de distribución real. Este sistema responde a las actividades de los operadores y recibe los datos dinámicos a través del [SCADA LOCAL \(OASyS DNA\)](#) de los dispositivos de campo ([RTU](#)), y genera solicitudes internas para realizar diversos cálculos, como el análisis de topología, flujo de carga, la estimación de estado, etc. La comunicación con el CENACE es también gestionada por el componente [SCADA](#) mediante protocolo [IEC 60870-6/TASE.2](#) conocido como [ICCP](#).
- La simulación es un entorno independiente para análisis del tipo ¿qué pasa si?. Opera en paralelo con el servicio de tiempo real con una copia interna del modelo de datos real y permite a los usuarios cambiar el estado del modelo, pero manteniendo sin cambios el modelo de datos del servicio en tiempo real.
- Servicio Modo Estudio, para fines de planificación. Este sistema contiene los modelos de datos de red que pueden ser diferentes del modelo utilizado por el servicio de tiempo real. Con este servicio, los usuarios pueden cambiar los modelos de datos, crear nuevas versiones del modelo y realizar estudios en ellos.
- [Quality Assurance \(QA\)](#) destinado a aceptar los cambios de modelo de datos de la aplicación [GIS](#). Se verifica los cambios del modelo y los aplica a una copia interna del modelo de datos actual, permitiendo que las aplicaciones



**DMS/OMS** operen en paralelo con el modelo de datos sin cambios. De esta manera, se crea una versión nueva del modelo y se puede almacenar en el repositorio de modelo de red situado en el servicio histórico. Luego (en el momento adecuado) la versión del modelo nuevo se puede cargar desde el servicio histórico en el servicio de tiempo real. El proceso de promoción de modelo permite la preparación de una versión nueva previa del modelo para la validación en el sistema **QA** antes de su puesta en producción en el servicio de tiempo real. Además, este proceso de aseguramiento de la calidad reduce al mínimo la posibilidad de incorporar errores en el modelo utilizado en el sistema de producción, y proporciona una conmutación rápida de la versión del modelo.

- *Sistema de Gestión de la Información (SGI)* implementado con el producto PI de OSISoft con una base de datos relacional (SQL Server). Sirve de almacenamiento de muchos grupos de datos: historia del modelo de la red, datos de series de tiempo, valores analógicos y de estado, alarmas y eventos, secuencias de conmutación, carga de datos del modelo, etc. El historiador recopila datos del sistema en tiempo real y posteriormente proporciona datos para otras funciones del sistema. Proporciona información para reportes y tendencias para personal operativo. Además permite la minería y explotación de los datos recolectados.

**Sincronización Horaria.**- Las aplicaciones del sistema **ADMS** que se basan en las funciones de fecha/hora utilizan la hora del sistema definida en el servidor **ADMS** o estación de trabajo donde se ejecuta la aplicación. Tanto los servidores como estaciones de trabajo **ADMS** son miembros de uno de los dominios **ADMS** y por defecto obtienen automáticamente la hora exacta de los controladores de dominio adecuados. Cada uno de los controladores de dominio **ADMS** sincroniza su hora con un servidor de **GPS**.

## 4.3. Arquitectura del sistema

### 4.3.1. Componentes del sistema

La solución [ADMS](#), está compuesto por los siguientes subsistemas como se indica en la figura 4.1:

- Interfaz gráfica de usuario *Graphical User Interface (GUI)* en la capa de presentación.
- Aplicaciones [DMS](#), [OMS](#) y servicios de tiempo real [SCADA](#) en la capa de aplicación.
- Servicios Históricos en la capa de base de datos.

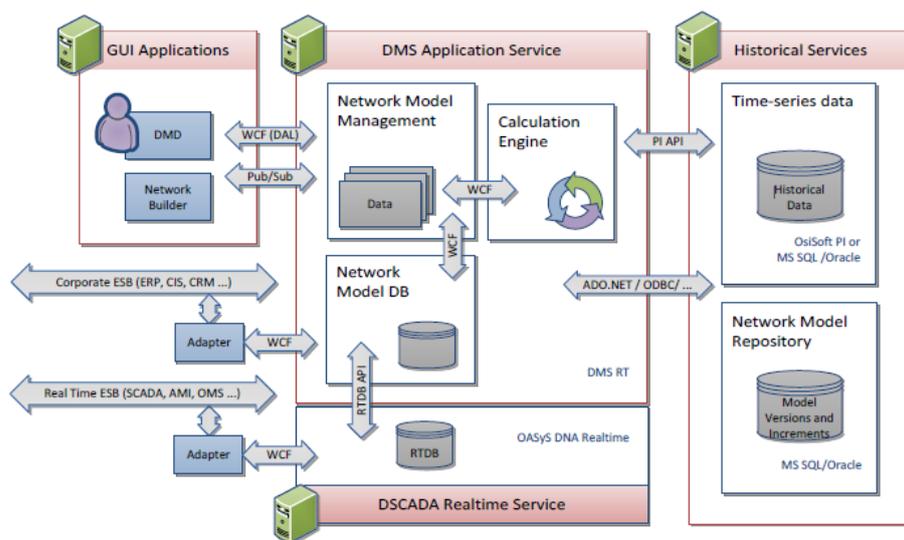


Figura 4.1: Componentes del sistema [ADMS](#) [34]

Las flechas en la figura representan las relaciones de alto nivel entre los principales componentes del sistema o bloques funcionales. Los usuarios se conectan a los servicios de las aplicaciones con el fin de recuperar datos para su presentación, ejecutar mandos, solicitar cálculos, actualizar el modelo de red, así como para supervisar y administrar todo el sistema. Otros usuarios se conectan directamente a los servicios históricos, por ejemplo, para realizar reportes.



Los servicios de aplicación **DMS** se componen de una serie de módulos de software independientes que interactúan entre sí y responden tanto a las solicitudes de los usuarios como a los cambios en equipos de campo. Los históricos consisten en un servidor de base de datos relacional (Microsoft SQL Server 2008) y un servidor de datos de series de tiempo de alta velocidad (PI Server 2010 de OSIsoft) con una capa de abstracción que gestiona el acceso de base de datos y disponibilidad. El componente de servicio histórico basado en PI se utiliza para almacenar todos los cambios de datos dinámicos. Estos datos de series de tiempo pueden ser utilizados para propósito de análisis (trending) y para proporcionar condiciones iniciales del modelo de red en simulaciones. A su vez los subsistemas de aplicación son una pila de módulos de software independientes como se muestra en la figura 4.2, y son:

- Microsoft Windows Server 2008 R2 como sistema operativo que proporciona servicios fundamentales, capacidades y normas.
- Infraestructura OASyS DNA que proporciona componentes de software y servicios comunes a todos los productos de Telvent.
- Funcionalidad *Distribution SCADA (DSCADA)* proporcionada por el OASyS DNA en tiempo real (enviado por los dispositivos de campo a través de diversos protocolos) y servicios OASyS DNA históricos.
- Funcionalidad **DMS** y **OMS** proporcionada por el servicio **DMS** en tiempo real.

#### 4.3.2. Arquitectura de software de alto nivel

La solución está integrada mediante estándares abiertos de la industria con escenarios separados de integración a través de dos tipos de buses como se muestra en la figura 4.3. Un bus de tiempo real utilizado para la integración con los dispositivos de campo y otros Centros de Control mediante **ICCP**, debido a la alta tasa de tráfico de mensajes cortos. El otro es utilizado para la integración con aplicaciones corporativas como *Customer Information System (CIS)*, *GIS*, *Automatic Vehicle Location (AVL)*, etc. con menos tráfico pero con alta granularidad.

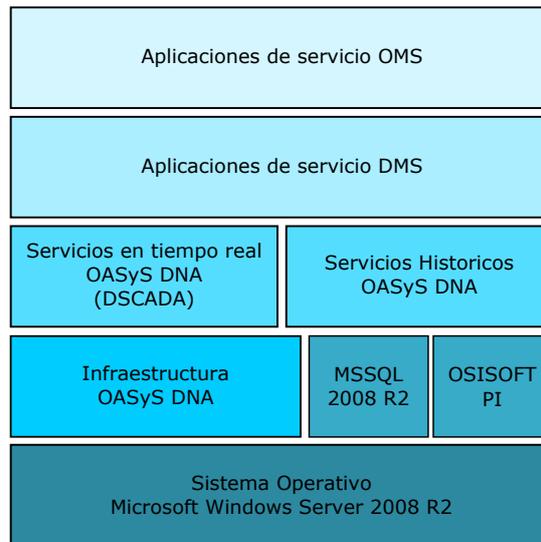


Figura 4.2: Módulos de aplicación [34]

En el núcleo de la solución se tiene cuatro subsistemas que se utilizan para:

- Operación y ejecución de funciones de gestión de la distribución en tiempo real.
- Simulaciones de operación.
- Planificación (expansión, modificación de la red a corto plazo).
- Modelo de importación y pruebas.

Estos sistemas se basan en middleware de *Windows Communication Foundation (WCF)* de Microsoft, y puede ser integrado con una variedad de arquitecturas tipo *Service Oriented Architecture (SOA)*. La tecnología *WCF* es compatible con el formato estándar de la industria *Web Services Interoperability (WS-I)*. Soporta servicios Web e interfaces de colas de mensajes; y, cualquier mecanismo estándar de intercambio de datos: *XML*, *HyperText Markup Language (HTML)*, *American Standard Code for Information Interchange (ASCII)*, etc. Mediante adaptadores apropiados se pueden integrar con aplicaciones externas a través del bus de servicios empresariales *Enterprise Service Bus (ESB)*.

Telvent tiene un adaptador *CIM/XML* que es utilizado para el intercambio de datos con sistemas empresariales. El adaptador que soporta el perfil *CIM* para

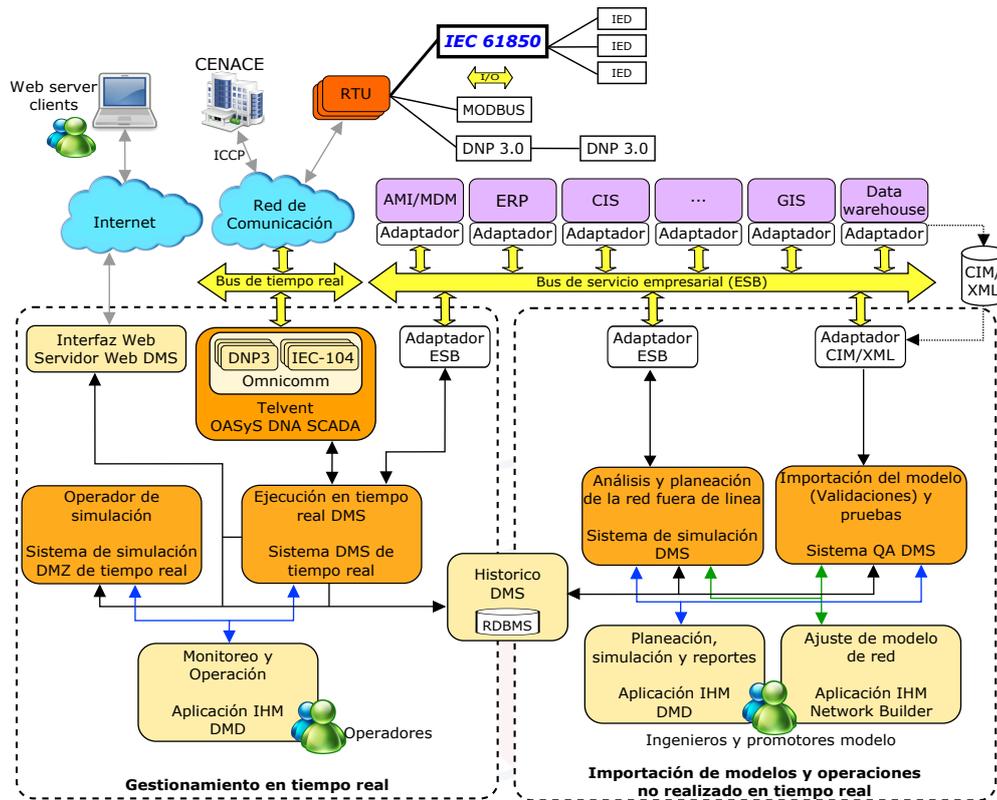


Figura 4.3: Arquitectura de alto nivel (basado en [34])

el sistema **ADMS** se puede adaptar a las necesidades del cliente y el middleware seleccionado.

### 4.3.3. Flujo de Información

El modelo de red es un conjunto de datos que describe completamente la red de distribución de energía permitiendo realizar cálculos y su presentación en **ADMS**. Dentro del **ADMS**, el modelo de red contiene tanto el modelo eléctrico como gráfico de la red de distribución.

La fuente del modelo de red es el **GIS**. Antes que el modelo de red sea importado en **ADMS**, los datos se pasan a la estructura interna de Telvent. Una vez que el modelo de red es definido en **ADMS**, las actualizaciones al modelo se manejan de forma incremental. En la figura 4.4 se representa el proceso de actualización

del modelo de red y el flujo de datos principales.

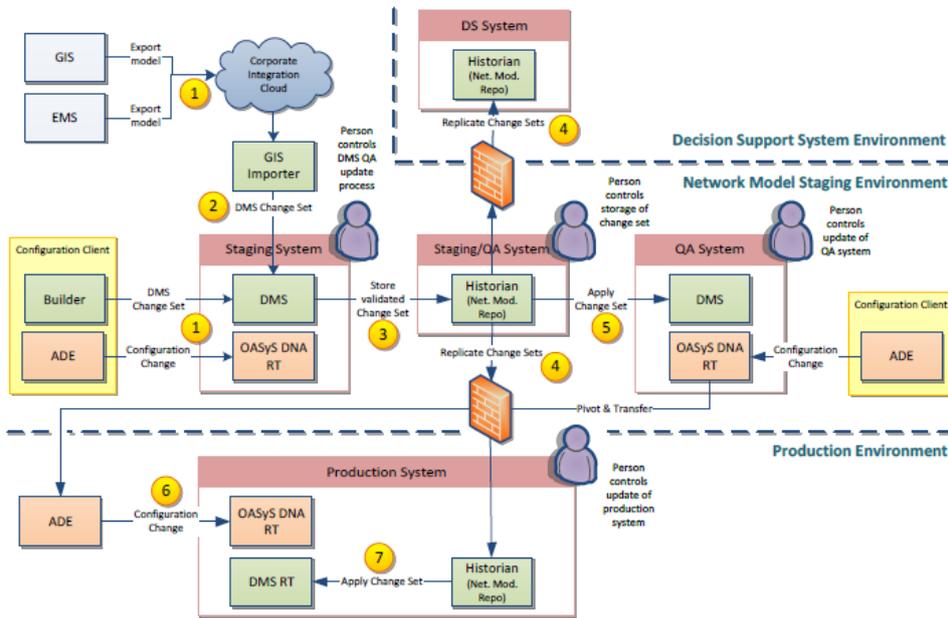


Figura 4.4: Flujo de datos [34]

#### 4.3.4. Arquitectura física del sistema

Para dar los servicios indicados el sistema tiene una arquitectura con los siguientes entornos (figura 4.5):

- Entorno de Producción o Core (para operación en tiempo real).
- Entorno de Acceso Corporativo *Demilitarized subsystem (DMZ)* para consultas del sistema.
- Entorno de Aseguramiento de la Calidad y Pruebas *Quality Assurance and Development System (QADS)* para pruebas y control de calidad. Permite definir nuevas señales en un ambiente de prueba.
- Entorno de Entrenamiento *Operator Training Simulator (OTS)* para capacitación de operadores.

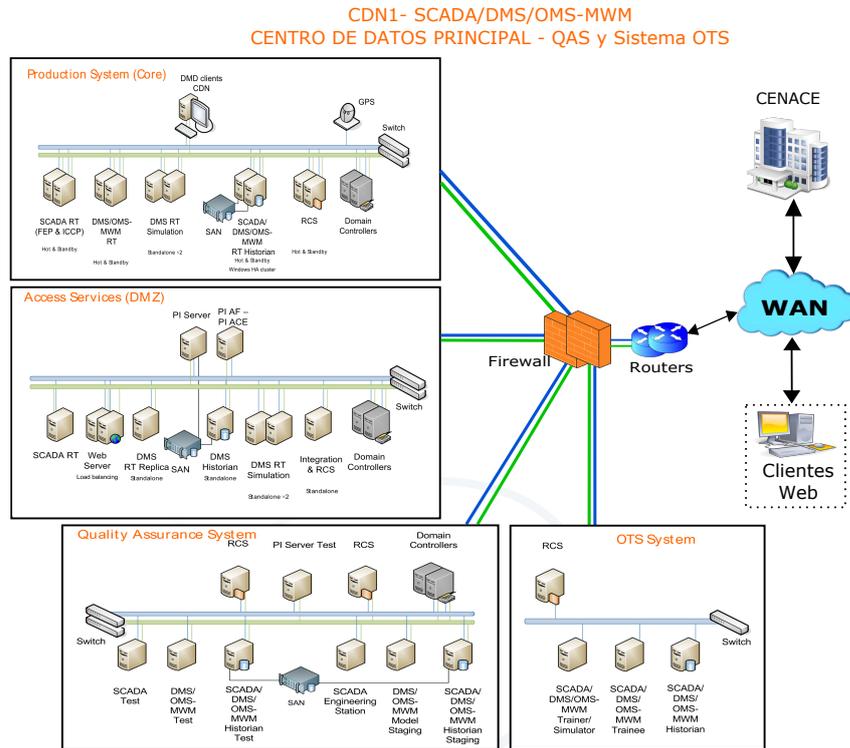


Figura 4.5: Arquitectura del sistema **ADMS** desde el punto de vista de entornos (basado en [33])

Todo el hardware y software del entorno de producción y el entorno **DMZ** se encuentran en los *Centros de Datos nacionales (CDN)*, principal y respaldo, situados en Quito y en Guayaquil. A su vez cada entorno de producción se basa en la utilización de servidores duales HOT/STANDBY de forma que los servicios críticos de esta zona están respaldados por servidores que conmutan automáticamente en caso de detectar un fallo crítico en un servicio o proceso.

En cada distribuidora se tiene servidores que funcionan como front-end en los que se encuentra instalado el **SCADA** OASyS. Estos equipos funcionan como concentrador de datos recolectando toda la información de la distribuidora y sincronizando la base de datos con el centro de datos nacional mediante la funcionalidad de **SCADA** distribuido (Distribusys) que incorpora OASyS de forma nativa. La sincronización entre los distintos **CDN** entre sí, de los **CDN** y los front-end de comunicaciones, de los front-end y las **RTUs** de subestación y de estos últimos con los **IEDs**, se hace de forma nativa en OASyS, garantizando así



la coherencia de la información.

#### 4.3.5. Centros de control

Se distinguen tres tipos de Centros de Control en el Sistema en función de su área de responsabilidad. Cada uno de los Centros de Control tiene una área específica de responsabilidad y hardware dedicado:

- Centro de Control Local: que permite a cada una de las Empresas operar el sistema eléctrico de su área de concesión.
- Centro de Control Regional: el Centro de Control Regional debe abarcar todas las funcionalidades de cada uno de los Centros de Control Local, que se encuentren dentro de su respectiva zona.
- Centro de Control Nacional: permite realizar la operación del sistema eléctrico de todas las Regiones o de manera individual de cualquiera de las Empresas que se encuentran en cada una de las regiones.
- La asignación de zonas de control para cada centro de esta primera fase podría ser la que se ilustra en la figura 4.6, aunque es totalmente configurable y se puede modificar en función de las necesidades.

El Centro Local que pierda comunicación con el Centro de Datos Nacional toma el control de su zona en modo degradado o de contingencia (solo funciones **SCADA**) hasta que se restablezca la comunicación con el Centro Nacional.

Las estaciones de trabajo se encuentran en los Centros Locales pertenecientes a las diferentes Empresas Eléctricas. Desde estas estaciones de trabajo el operador de cada zona tiene acceso al Centro de Datos Nacional que tenga el control.

En el Centro de Control local el **SCADA** LOCAL (OASyS DNA), a través del bus de tiempo real, realiza las tareas de gestión de las comunicaciones con los concentradores de datos o unidades terminales remotas (**RTUs**) de las subestaciones, para la adquisición de datos y el telecontrol, utilizando los protocolos **IEC 60870-5-101**, **IEC 60870-5-104** y/o **DNP3**. A su vez las **RTUs** o concentradores de datos ubicados en las subestaciones se comunican con los IEDs con protocolos **DNP3**, Modbus, **IEC 60870-5-103** y con **IEC 61850**.

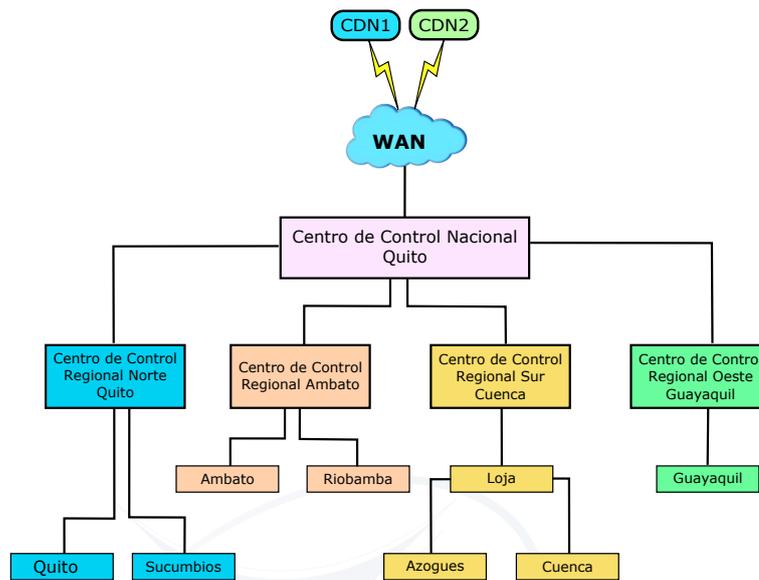


Figura 4.6: Arquitectura de los centros de control [33]

La arquitectura del centro de control de la **CENTROSUR** se muestra en la figura 4.7, el mismo que cuenta con:

- Dos servidores duales HOT/STANDBY que sirven tanto como servidores de aplicación **SCADA** LOCAL y como front-ends FE para la adquisición de datos y control desde/hacia las unidades terminales remotas **RTUs**, ubicadas en cada subestación de su área de concesión. El **SCADA** LOCAL sirve para solventar las tareas de operación en caso de contingencia y pérdida de comunicaciones con los centros de datos nacionales, de modo que los operadores puedan atender la operación local haciendo uso de las funcionalidades **SCADA** definidas y, posteriormente los datos sean sincronizados en forma transparente hacia los Centros de Datos Nacionales.
- Un servidor de control de dominio.
- Puestos para operación.
- Terminal para **DMS** estudio.
- Equipos para entrenamiento **OTS**.

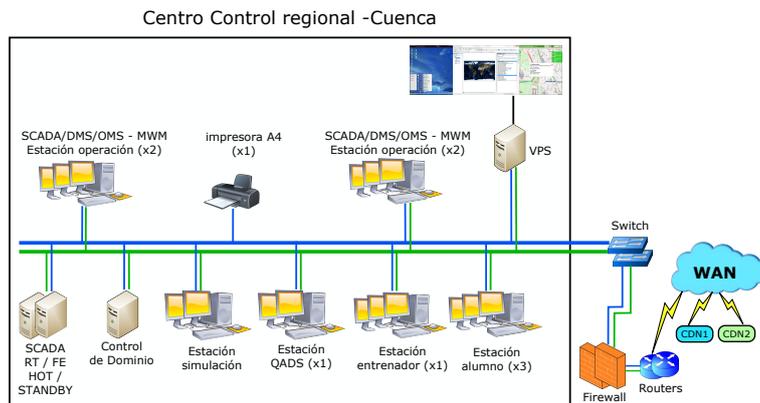


Figura 4.7: Centro de Control Regional de **CENTROSUR** [33]

#### 4.3.6. Comunicaciones

El diagrama con la arquitectura general de comunicaciones del sistema se muestra en la figura 4.8.

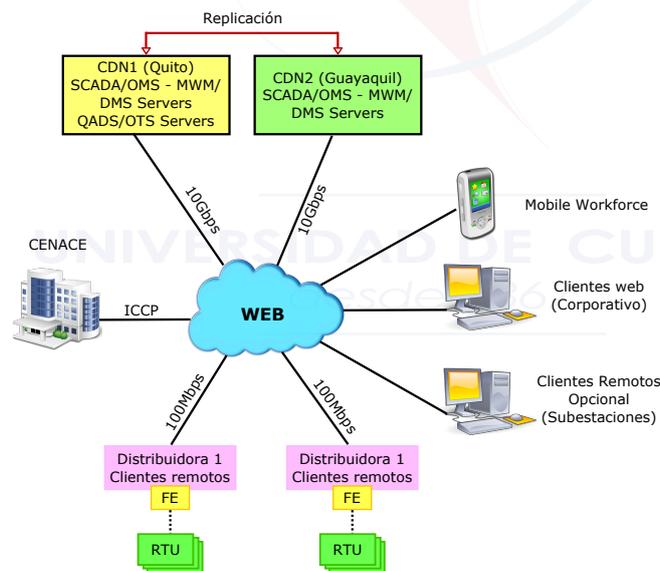


Figura 4.8: Arquitectura general de comunicaciones [33]

El sistema de comunicaciones está formada por un anillo de 10 Gbps que conecta los **SCADAs** nacionales y unidos en estrella a los locales (figura 4.8):

- Principal/Respaldo, entre los Centros de Datos nacionales



- Maestro/SubMaestro(S), entre el Centro de Datos Nacional y Centros Locales. El Centro Local (Front-End) es el responsable de la adquisición de los datos de campo y de replicar esta información al Centro de Datos Nacional.

#### 4.4. Concentradores de datos de subestaciones

La arquitectura de los nuevos concentradores de datos, está basada en SubCAT de Telvent, es un sistema de tecnología digital, de configuración modular, diseñado para llevar a cabo las funciones de control requeridas para las diferentes posiciones de una subestación eléctrica, así como funciones de adquisición de datos de diferentes protocolos y diferentes medios de comunicaciones y dispositivos, y el envío de dicha información a diferentes despachos de telecontrol con diferentes protocolos de comunicaciones. Como funciones de adquisición de datos aguas abajo, integra la información de los IEDs, protecciones y equipos de medición mediante un controlador SubCAT.

La plataforma SubCAT es modular: permite incrementar el número de tarjetas de adquisición, de mando o de comunicaciones, garantizando el crecimiento de una subestación. Tanto la instalación de los módulos de ampliación como la integración de las nuevas señales en las bases de datos y de los gráficos correspondientes, se realiza con el paquete de aplicaciones de configuración que acompaña a la plataforma hardware.

El controlador SubCAT ofrece la capacidad de:

- Comunicar con los equipos de medición y demás IEDs con diferentes protocolos: IEC 60870-5-103, DNP3, Modbus, IEC 61850, integrando los datos de protección, control y medición. En el contexto de IEC 61850 el equipo actúa como un cliente.
- Procesar la información adquirida, pudiendo implementar lógicas de control, locales o distribuidas utilizando información de estado de otros controladores.
- Tiene capacidad para soportar transferencia de información a través de Virtual Pass-Through con los IEDs, permitiendo conectar aplicaciones externas ubicadas en distintos sitios de la red WAN con el IED.

#### 4.4.1. Arquitectura de subestaciones

Por cada concentrador de datos se dispone además de 3 switches y un router, que permite formar la red LAN de subestación como se ilustra en la figura 4.9.

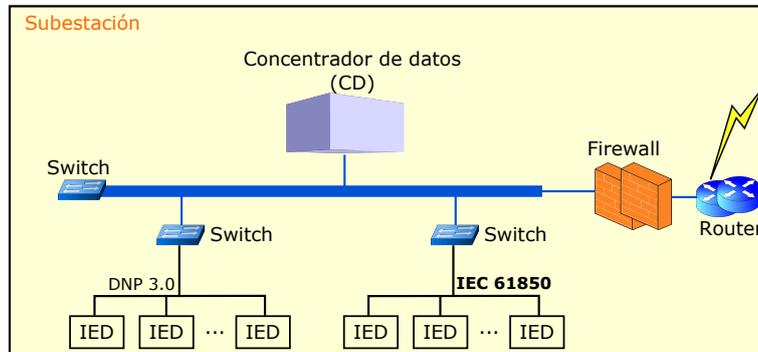


Figura 4.9: Comunicación en una subestación [33]

Además de adquirir todos los datos disponible en la subestación, el CD Sub-CAT, sirve como Gateway de la subestación para el telecontrol desde diferentes Centros de Control. Todos los mandos a IEDs o directos son gestionados por el CD.

## Capítulo 5

# Implementación de la norma IEC 61850

### 5.1. Antecedentes

En una subestación existente la migración a la norma IEC 61850 es una tarea compleja que depende en gran medida del tipo de tecnología y de las expectativas funcionales que se quiere alcanzar. El primer paso es evaluar las capacidades funcionales de los equipos existentes y a partir de este análisis determinar si es posible implementar la norma.

Generalmente el proceso de migración se realiza progresivamente de acuerdo al equipamiento nuevo que se instala en la subestación y que soporten IEC 61850 conviviendo antiguas y nuevas tecnologías.

De acuerdo a las definiciones dadas en la norma IEC 61850, sección 2.3.1, en una subestación se puede identificar tres niveles, en cada nivel se tiene equipos, funciones y formas de operación como se detalla en la sección 3.2.5.1.

Por tanto la actualización de una subestación puede consistir en:

- Reemplazar o instalar nuevos equipos a nivel de Estación (RTUs, servidor de estación)
- Reemplazar o instalar nuevos equipos a nivel de Bahía (IEDs)
- Reemplazar o instalar nuevos equipos a nivel de Proceso (equipo de patio



como **TC**, **TP**, transformadores de potencia, interruptores, etc.)

Técnicamente la migración, a una **SAS** basado en **IEC 61850**, será posible si es que en la subestación se cuenta con un equipo a nivel de estación que soporte **IEC 61850** al igual que a nivel de bahía y/o proceso.

En el proyecto de implementación del **ADMS**, la **CENTROSUR** incluyó el cambio de las **RTUs** Elitel 4000 ( de 8 subestaciones) por **RTUs** Saitel de TEL-VENT que soportan **IEC 61850**.

Además, debido a un cortocircuito que se presentó en la subestación 04 que dañó el transformador de potencia y los **IEDs** de 4 alimentadores (0421, 0422, 0423 y 0424), entre otros equipos, se realizó el cambio del equipo averiado con equipos de nueva tecnología. Por lo que a nivel de bahía de las posiciones de los 4 alimentadores se cuenta con **IEDs** que soportan **IEC 61850** y que fueron integrados, en su momento, a la **RTU** Elitel 4000 con **DNP3**.

Con el cambio de la **RTU**, estas 4 posiciones fueron integrados con **IEC 61850** que será descrito en este capítulo.

## 5.2. Descripción de la subestación 04 (Parque Industrial)

La subestación 04 (Parque Industrial), es una subestación que se encuentra ubicada al norte de la ciudad de Cuenca, en el sector del parque Industrial, es una subestación de reducción de 69kV a 22kV, de barra simple tanto en **AT** como en **MT**. Cuenta con 4 líneas a 69kV: hacia la SE SININCAY, a la SE 07, a la SE 20 (Saucay) y hacia SE 27 (ERCO), conformando el anillo central a 69kV; tiene una capacidad instalada con dos transformadores de potencia de 24/32.5 MVA y de 10/12.5MVA y a nivel de 22kV se tiene una línea a la SE 01 y 7 alimentadores primarios que sirven a los sectores del Parque Industrial, Patamarca, Ochoa León, Ricaurte entre otros sectores. En la figura 5.1 se presenta el diagrama unifilar de la subestación 04.

Es una subestación que reúne las características indicadas en el cuadro 5.1

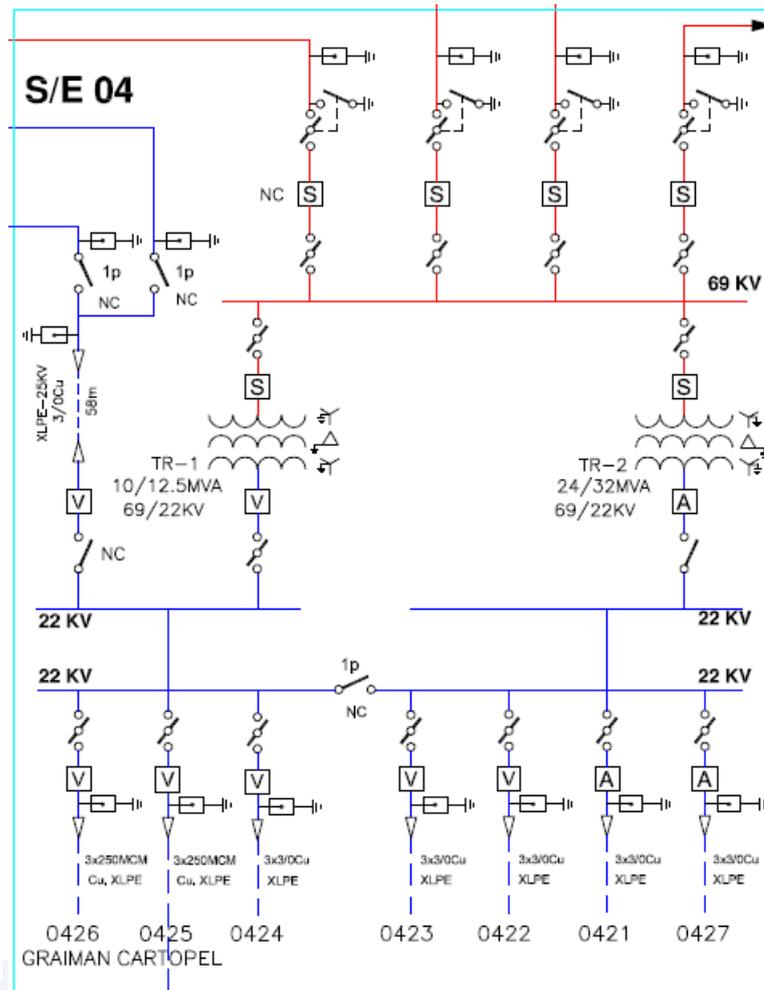


Figura 5.1: Diagrama unifilar de la SE 04 [6]

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA SE 04 (PARQUE INDUSTRIAL)		
<b>CONDICIONES AMBIENTALES</b>	Máxima temperatura ambiente	45 °C
	Mínima temperatura ambiente	0 °C
	Temperatura promedio	30 °C
	Humedad relativa	20 - 93 %
	Humedad relativa promedio	85 %
	Elevación sobre el nivel del mar	3000 m
	Nivel isocerámico máximo	25



CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA SE 04 (PARQUE INDUSTRIAL)		
	Contaminación ambiental	Mediana según IEC
<b>SISTEMA DE 69 kV</b>	Tensión nominal de operación (Fase-Fase)	69 kV
	Tensión máxima de operación (Fase-Fase)	72,5 kV
	Tipo de puesta a tierra	Sólidamente puesto a tierra
	Frecuencia	60 Hz
<b>SISTEMA DE 22 kV</b>	Tensión nominal de operación (Fase-Fase)	22 kV
	Tensión máxima de operación (Fase-Fase)	24,2 kV
	Tipo de puesta a tierra	Sólidamente puesto a tierra
	Frecuencia	60 Hz
<b>SERVICIOS AUXILIARES</b>	a) Corriente alterna	
	Número de fases	3
	Voltaje nominal	220/127 V
	Rango de variación del voltaje	$\pm 10\%$
	Frecuencia	60 Hz
	b) Corriente continua	
	Voltaje nominal	110 V
	Rango de variación del voltaje	$\pm 20\%$

Cuadro 5.1: Características generales de la SE 04

### 5.2.1. Equipos de patio

En cuanto al equipo de patio se reemplazó el transformador de potencia por uno nuevo que cuenta con un IED (SEL) a nivel de proceso, que maneja todas las señales mecánicas y eléctricas del transformador. Desde este IED (ubicado a nivel de proceso) se llevan las señales a la RTU mediante red, evitando el cableado tradicional, el resto de señales de patio son llevadas a la RTU mediante cableado



de cobre.

En el apéndice A se presenta los datos de placa de los equipos de patio instalados a nivel de 69kV y 22kV; así, como de los servicios generales.

### 5.2.2. Equipos de control, protección y medida

La migración en los niveles de Bahía y de Proceso, con la incorporación de equipos que cumplan con el estándar IEC 61850 tienen impacto directo sobre los buses de estación y de proceso utilizados en el SAS.

En la subestacion 04 se realizó el cambio de IEDs a nivel de bahía de cuatro alimentadores 0421, 0422, 0423 y 0424. El cambio fue de IEDs modelo DPU 2000R del fabricante ABB por un nuevo modelo REF 630 del mismo fabricante. Los nuevos IEDs que se implementaron fueron adquiridos bajo la concepción que sea compatible con el bus existente (DNP3) y de acuerdo a la nueva tecnología basados en IEC 61850. Las señales que llegan a estos IEDs, desde el equipo de patio, es a través de cableado tradicional.

Así, en la casa de control se tienen 9 tableros (bastidores), autosoportantes de uso interior, utilizados para albergar los dispositivos de control, protección y medida organizados como se indica en el cuadro 5.2

Cada tablero, además, dependiendo de los elementos de patio que controla cuenta con: relés de disparo y bloqueo, relés de emisión y recepción de disparo directo transferido, relés de supervisión de circuito de disparo, pulsador para reposición de disparo maestro, bloques de prueba, relés auxiliares, borneras, borneras con interrupción, mini-interruptores y elementos auxiliares como selectores, iluminación, cables, etc.

### 5.2.3. Equipo de estación

La migración a nivel de estación, como se indicó en un párrafo anterior, se realizó dentro del proyecto de implementación del sistema ADMS cambiando la RTU Elitel 4000 que no soportaba IEC 61850 por una SAITEL que si lo soporta, con lo cual a nivel de estación se cuenta con un equipo que permite la migración del SAS existente a uno más moderno basado en IEC 61850. La actualización de



Subestación	Tablero	Bahía	Equipo de Protección y Control		Protocolo (esclavo)
			Fabricante	IED(modelo)	
LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN	T_1	Línea SE04 - SE SININCA Y	SIEMENS	7SD53	DNP3
		Línea SE04 - SE 07	SIEMENS	7SD53	DNP3
	T_2	Línea SE04 - SE 20 (SAUCAY)	ABB		N/A
	T_3	Línea SE04 - SE 27 (ERCO)	WESTINHOUSE		N/A
	T_4	Línea SE04 - SE01	CDG		N/A
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	T_5	TR1	ABB	TPU2000R	DNP3
	T_6	TR3	ABB	TPU2000R	DNP3
ALIMENTADORES	T_7	ALIM 0421	ABB	REF 630	IEC 61850
		ALIM 0422	ABB	REF 630	IEC 61850
	T_8	ALIM 0423	ABB	REF 630	IEC 61850
		ALIM 0424	ABB	REF 630	IEC 61850
	T_9	ALIM 0425	ABB	DPU2000R	DNP3
		ALIM 0426	ABB	DPU2000R	DNP3
		ALIM 0427	ABB	DPU2000R	DNP3

Cuadro 5.2: Tableros existentes en la casa de control

esta parte de la subestación representa el punto de inicio para la migración.

En este nivel, antes de la migración el bus de estación manejaba únicamente protocolo **DNP3** serial formando redes RS-485 half duplex desde la Elitel 4000 hasta los **IEDs**, como se muestra en la figura 5.2.

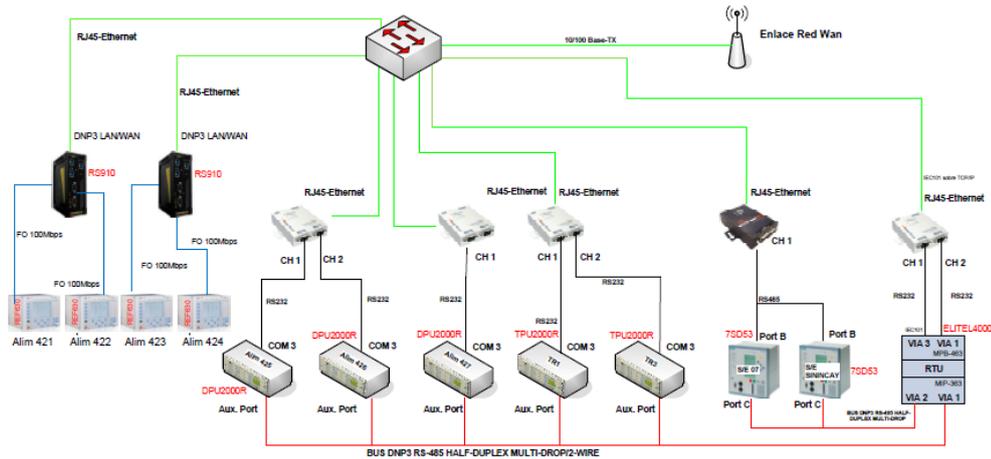


Figura 5.2: Red RS-485 de la SE 04 con la RTU Elitel 4000 [6]

El tablero que alberga la RTU, cuenta con los siguientes elementos como se muestra en la fotografía de la figura 5.3:

- Un módulo backplane como base para la instalación de los módulos de alimentación, procesamiento, comunicaciones y adquisición de señales digitales.
- Tarjeta SM-CPU866 con un procesador 32-bit Micro PowerPC (100MHz), memoria RAM dinámica de 128MB, memoria flash de 16MB, 4 puertos RS-232, 4 puertos ethernet.
- Tarjeta SM-SER con dos bloques de comunicación con 4 canales cada uno.
- Tres tarjetas de entradas digitales SM-DI32 (cada tarjeta permite 32 entradas digitales configurables para estados simples o dobles y/o alarmas).
- Tarjeta de salidas digitales SM-DO32 (permite 32 salidas digitales configurables).

- Tarjeta SM-AI16 para entradas analógicas desde transductores.
- Alimentación 5,4 VDC.
- Reloj de tiempo real con precisión de 7ppm.
- Sincronización con [GPS](#) o [SNTP](#).
- Un backplane que es la base para la instalación de los módulos de alimentación, procesamiento, comunicaciones y adquisición de señales digitales.
- Tres switches industriales para ambiente de subestación, ethernet de GarretCom modelo Magnum 6KL con 4 puertos ethernet y 4 puertos para fibra.
- Un router industrial para ambiente de subestación (firewall) de GarretCom modelo DX940-4RJ-H para conectividad del sistema con redes [WAN](#) y ciberseguridad.
- Protocolo de comunicación [IEC 60870-5-104](#) esclavo (para conexión con el Centro de Control); y, [DNP3](#) e [IEC 61850](#) maestro (para conexión con [IEDs](#) de la subestación)



Figura 5.3: Componentes del CD Saitel



La **RTU** implementada en la SE 04 permite monitorear, configurar y controlar todo el proceso de la subestación, cumpliendo con los requerimientos de calidad como son: confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad, seguridad e integridad de los datos.

El sistema de comunicaciones, equipos e interfases se encuentran dentro de la casa de control de la subestación en un ambiente con condiciones climáticas, mecánicas y eléctricas adecuadas para su funcionamiento.

Además en la casa de control se cuenta con servicios auxiliares, un banco de baterías, para la alimentación de los equipos que forman parte del **CD** en caso de falla del suministro principal.

### 5.3. Implementación de la norma **IEC 61850**

#### 5.3.1. Diagrama Unifilar con identificación de sus elementos

La norma recomienda disponer del diagrama unifilar de la subestación que incluya cada bahía, debidamente identificado los elementos en base a **IEC 81346**, norma que permite identificar cada objeto de forma estructurada de acuerdo a tres puntos de vista diferentes como se indica en la figura 5.4, conocidos como aspectos: basado en la función, basado en el producto o basado en la localización:

- La estructura basada en la función se utiliza para la identificación de objetos y describe el propósito o tarea independiente de su implementación.
- La estructura basada en el producto se utiliza para identificar componentes, unidades ensambladas, partes de un sistema.
- La estructura basada en la localización se utiliza para identificar localidades como sitios, construcciones, pisos, salas, espacios, etc.

Sin embargo, no es mandatorio esta nomenclatura por lo que la nomenclatura utilizada en **CENTROSUR** está basada en la norma *American National Standards Institute (ANSI)* para identificación de los equipos de patio y funciones de protecciones.

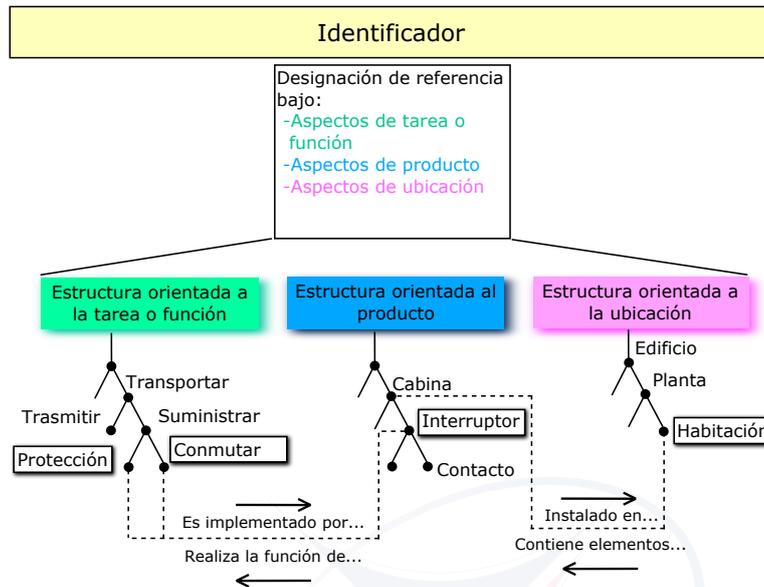


Figura 5.4: Identificación según IEC 81346

Los IEDs basados en la norma IEC 61850, tienen su herramienta de configuración que ayudan en esta tarea y es así que cuando se crea un proyecto, se tiene que empezar a agregar objetos en forma jerárquica, identificando la subestación, nivel de tensión, bahías e IED. La herramienta por omisión coloca una identificación, basada en IEC 81346, pero que puede ser modificado por el usuario por lo que muchas veces existe una mezcla en la identificación de los objetos (personalizado y de acuerdo a IEC 81346 que pone por omisión el software de configuración de los IEDs).

En la figura 5.5 se presenta el diagrama unifilar de la subestación 04 basado en IEC 81346, como sugerencia para la implementación de IEC 61850.

### 5.3.2. Determinar las funciones

La simplificación de los procesos de ingeniería y pruebas se enmarca en: la conceptualización de las funciones requeridas para proteger, controlar y supervisar los diferentes elementos de la instalación, plazos cortos para su implementación y en disminuir el grado de incertidumbre, permitiendo a la vez disminuir los errores que se detectan durante la ejecución de las pruebas y, por ende, disminuir los

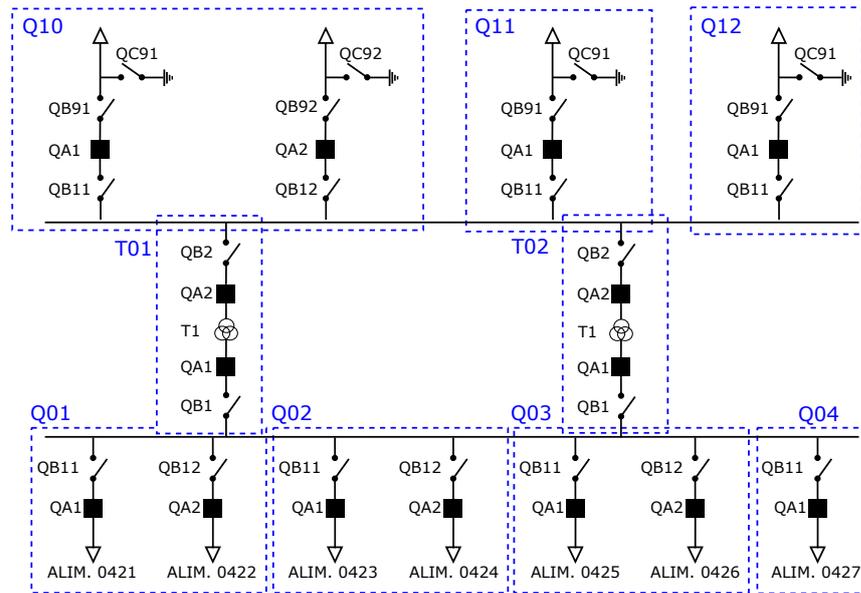


Figura 5.5: Unifilar de la subestación 04 basado en IEC 81346

tiempos de puesta en servicio.

La correcta determinación y delimitación de las funciones a implementar en una instalación específica, permitirá reducir, al mínimo indispensable, la cantidad de señales a supervisar, siendo éste el primer paso para seleccionar adecuadamente los componentes de un SAS. Si se sobredimensionan los requerimientos de las señales a supervisar y éstas deben recopilarse mediante cable de control, el proceso de ingeniería se convierte en una tarea repetitiva, con grandes posibilidades de error, los cuales deben ser detectados y corregidos durante las pruebas de puesta en servicio, impactando directamente en la cantidad de horas-hombre requeridas para su implementación y pruebas.

El primer paso de la especificación se refiere a la funcionalidad requerida de la subestación y por tanto de cada bahía desde el punto de vista de control, protección, monitoreo, medición y comunicación. De acuerdo al numeral 3.2.5.1, en este punto se debe identificar las funciones de nivel 1 que se debe implementar en los IEDs de cada bahía.

De acuerdo a la filosofía de control y protecciones aplicado en las subestaciones de CENTROSUR, en el cuadro 5.3 se muestra las funciones generales identificadas



para las diferentes bahías de la subestación 04.

POSICIONES	Funciones	
	Tipo de función	Descripción
LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Funciones de protecciones	Diferencial, distancia, sobrecorriente direccional de fase y de neutro.
	Funciones relacionadas a protecciones	Disparo y redisparo por falla interruptor, recierre, disparos de fase y de zona, bloqueos de protección diferencial y distancia.
	Control, mandos e interbloqueos	Local/Remoto, estados de interruptores y seccionadores, mandos de apertura y cierre del interruptor y enclavamientos: para apertura y cierre
	Alarmas	Sobre y baja tensión, resorte descargado, fallas en circuito de disparo, alimentación, PTs y comunicación.
	Medidas	Corrientes de fase y neutro, potencias P, Q, factor de potencia, tensiones, frecuencia, distancia a la falla
TRANSFORMADORES DE POTENCIA	Funciones de protecciones	Diferencial, superior instantánea, sobrecorriente instantánea y temporizada de fase y neutro tanto en devanado primario como secundario.
	Funciones relacionadas a protecciones	Disparo y redisparo por falla interruptor, recierre, disparos de fase y de zona.
	Control, mandos e interbloqueos	Local/Remoto, estados de interruptores y seccionadores, mandos de apertura y cierre del interruptor y enclavamientos: para apertura y cierre
	Alarmas	Resorte descargado, fallas en circuito de disparo, alimentación, PTs, comunicación, buchhols, temperatura y nivel de aceite, temperatura de devanados.
	Medidas	Corrientes de fase y neutro, potencias P, Q, factor de potencia, tensiones, frecuencia, distancia a la falla
ALIMENTADORES	Funciones de protecciones	Sobrecorriente instantánea y temporizada de fase y neutro, sobre y baja tensión, sobre y baja frecuencia.
	Funciones relacionadas a protecciones	Disparo y redisparo por falla interruptor, recierre, disparos de fase, bloqueos de protección a tierra (rápida).



POSICIONES	Funciones	
	Tipo de función	Descripción
	Control, mandos e interbloques	Local/Remoto y mandos de apertura y cierre del interruptor, enclavamientos: para apertura y cierre
	Alarmas	Resorte descargado, fallas en circuito de disparo, alimentación, MCB, PTs
	Medidas	Corrientes de fase y neutro, potencias P, Q, factor de potencia, tensiones, frecuencia, distancia a la falla

Cuadro 5.3: Funciones generales de las diferentes bahías de la subestación

En base a las necesidades funcionales se elige el tipo de IED, que para el caso de los 4 alimentadores de la subestación 04 (Parque Industrial), los IEDs seleccionados para el reemplazo fue el modelo REF 630 de ABB que cumple con las funciones requeridas además de ser un relé basado en IEC 61850. Las razones por las cuales los nuevos IEDs deben ser basados en IEC 61850 son: es un estándar utilizado internacionalmente y que de acuerdo al estado del arte permitirá migrar toda la subestación a una subestación automatizada bajo el concepto de IEC 61850, permitiendo integración, interoperabilidad, velocidad, flexibilidad y facilidad de mantenimiento.

Para poder configurar las funciones requeridas en las bahías de los alimentadores seleccionados, las funciones deben ser desglosadas de tal manera de que cada función sea representada por una unidad de información o nodo lógico. Luego los nodos lógicos se agrupan en dispositivos lógicos y estos a su vez en un dispositivo físico (en un IED).

Además en el diseño del sistema, es necesario estandarizar la ingeniería de comunicación y la descripción de la comunicación del sistema mediante las herramientas de ingeniería. Ésto se alcanza definiendo un modelo para la descripción de los IEDs, sus conexiones de comunicación, y sus asignaciones al equipo de patio, así como estandarizar la forma como este modelo será representado en un archivo para ser intercambiado entre las distintas herramientas de ingeniería.



### 5.3.3. Modelamiento de las funciones en los IEDs

La norma ha estandarizado las funciones de los sistemas de automatización utilizando las distintas clases de nodos lógicos definidos en IEC 61850-7-4 [28] y los nombres de las clases de datos en IEC 61850-7-3 [27], de esta forma se puede manejar las funciones de forma estándar, aunque su implantación como tal no están estandarizadas. Sin embargo para detectar que función está realizando un equipo concreto (IED), o qué dato puede ser controlado o monitorizado, la estandarización de la semántica es suficiente.

El estándar describe las clases de los nodos lógicos y los objetos de datos por un lado y las clases de datos común para los atributos de los objetos de datos. Los elementos en estas clases están definidos como:

- Obligatorio (M) por Mandatory
- Opcional (O) por Optional
- Condición (Cxxx) por Conditional Optional

#### **OBJETOS DE DATOS COMUNES EN CADA NODO LÓGICO.-**

El estándar IEC 61850-7-4 [28] describe los LN comunes, los objetos de datos de estos LN pueden ser obligatorios u opcionales, los obligatorios tienen que ser incluidos en cada LN. Los objetos de datos mandatorios que están definidos en [28] son Mode, Behavior, Health y NamePlate.

Además la norma permite añadir definiciones específicas del fabricante con la finalidad de implementar nuevas funcionalidades. El estándar permite adaptar un LN de una clase para implementar la funcionalidad del fabricante, utilizando un tipo existente o agregando un tipo de acuerdo a IEC 61850-6 [24].

En [3] se detalla el estándar IEC 61850 aplicado a la serie REF630 (version 1.2), en el que se describe todos los nodos lógicos disponibles en esta serie de relés de la marca ABB.

Por tanto, en esta etapa se realiza la ingeniería de IEDs. La ingeniería de IEDs es realizada a través de herramientas específicas de cada fabricante. La configuración de cada IED está basado en el archivo que trae desde fábrica (archivo por omisión) o de descripción de las capacidades del IED .ICD.



IEC 61850-6 [24] define diferentes tareas (roles) para las herramientas de software, es así que la marca ABB cuenta, para las series Relion (que incluye al modelo REF 630), con varias herramientas de software, que en el transcurso del tiempo han cambiado su versión: PCM600 definido como herramienta de configuración de los relés de subestaciones bajo IEC 61850 e IET600 como herramienta de ingeniería del sistema de la subestación o de configuración del sistema que permite realizar la ingeniería de señales y el enrutamiento. Estas herramientas permiten configurar las diferentes secciones de un archivo SCL, sin existir una relación directa de una sección con una herramienta específica.

En general, las herramientas de configuración de IEDs traducen las capacidades y la configuración del IED al SCL. El estándar IEC 61850 especifica el SCL basado en XML, el cual permite el intercambio de información entre herramientas de configuración de diferentes fabricantes. Los archivos SCL involucrados pueden ser de tipo .SCD, .ICD o CID (explicados en la sección 2.4.4), que pueden ser exportados a herramientas de configuración de sistema.

PCM600 requiere de librerías o paquetes de conectividad para cada tipo de relé que se configure. Todas las funciones del IED se configuran con el módulo *Application Configuration Tool (ACT)* utilizando nodos lógicos definidos para protecciones, control, medida o nodos lógicos generales para bloques de entrada/-salida. Para cada función se crea por tanto un tipo de nodo lógico junto con el tipo de datos y atributos. En la figura 5.6 se esquematiza la tarea a realizar con herramientas de configuración de IEDs.

Generalmente esta configuración lo realiza el Ingeniero de Protecciones de acuerdo a las funciones requeridas para la bahía correspondiente. En el cuadro 5.4, se muestra los nodos lógicos a través de los cuales se obtienen las funcionalidades requeridas para los alimentadores 0421, 0422, 0423 y 0424. Existiendo lógicas que se configuran en el IED unificando en un único nodo lógico como por ejemplo la función "Disparo fase A" que se obtiene a través del LN SPGGIO4 de tipo GGIO que es un LN genérico para entradas/salidas. Esta alarma se presentará cuando actúe cualquiera de las protecciones en donde esté involucrada la fase A.

Bahía	Nodos lógicos LN para cada función de los alimentadores			
	Tipo	Descripción	ANSI	Nodo Lógico



Bahía	Nodos lógicos LN para cada función de los alimentadores			
	Tipo	Descripción	ANSI	Nodo Lógico
ALIM 0421, 0422, 0423 Y 0424	Funciones de Protecciones	Sobrecorriente instantánea fase	50P	PHIPTOC1
		Sobrecorriente temporizada fase (simple punto)	51P	SPGGIO1
		Sobrecorriente instantánea neutro	50N	EFIPTOC
		Sobrecorriente temporizada neutro	51N	SPGGIO6
		Sobre tensión	59	SPGGIO17
		Baja tensión	27	SPGGIO18
		Sobre frecuencia	81 O	DAPTOF1
		Baja frecuencia	81 U	DAPTUF1
	Funciones relacionadas a Protecciones	Disparo por falla interruptor	50BF	CCBRBRF2
		Redisparo por falla interruptor	50BF	CCBRBRF2
		Recierre en progreso		DARREC1
		Recierre no exitoso		DARREC1
		Recierre operado listo nueva secuencia		DARREC1
		Recierre bloqueado (lokout)		DARREC1
		Recierre habilitado (mini interrup)		VSGGIO2
		Diaparo fase A		SPGGIO4
		Diaparo fase B		SPGGIO2
		Diaparo fase C		SPGGIO3
		Bloqueo protección a tierra (mini interrup)		VSGGIO1
		Bloqueo protección a tierra rápida		SPGGIO13
	Control, Mandos e Interbloques	Local/Remoto nivel 0 del Interruptor de 22kV		SPGGIO9
		Local/Remoto nivel 1 del Interruptor de 22kV		QCCBAY1
		Permiso de apertura disyuntor		SCILO1
Permiso de cierre disyuntor			SCILO1	



Bahía	Nodos lógicos LN para cada función de los alimentadores			
	Tipo	Descripción	ANSI	Nodo Lógico
		Estado del interruptor		GNRLCSWI1
		Estado del seccionador de barra		GNRLCSWI2
	Alarmas	Resorte descargado del int. de 22kV		SPGGIO22
		Falla circuito disparo del int. de 22KV		SPGGIO23
		Falla PTs		SPGGIO5
		Falla alimentación de entradas digitales		SPGGIO16
		Falla en alimentación del cto de disparo		SPGGIO11
		Falla MCB de calefacción equipos de patio		SPGGIO12
		Falla MCB del motor del interruptor		SPGGIO10
		Medidas	Corriente fase A	
	Corriente fase B			CPHMMXU1
	Corriente fase C			CPHMMXU1
	Corriente en el neutro			RESCMMXU1
	Factor de potencia			PWRMMXU1
	Potencia activa trifásica			PWRMMXU1
	Potencia reactiva trifásica			PWRMMXU1
	Distancia a la falla			SCEFRFLO1
	Tensión fase - fase AB			VPPMMXU1
	Tensión fase - fase BC			VPPMMXU1
	Tensión fase - fase CA			VPPMMXU1
Frecuencia			PWRMMXU1	

Cuadro 5.4: Funciones específicas de los alimentadores configurado en cada IED

Una vez configurado el IED con PCM600 se exporta el archivo en cualquiera de los formatos SCD, ICD o CID para que sean recuperados por la herramienta de Configuración del Sistema, en este caso con IET600. Los IEDs deben ser configurados primero con PCM600 antes que el sistema sea configurado con IET600.

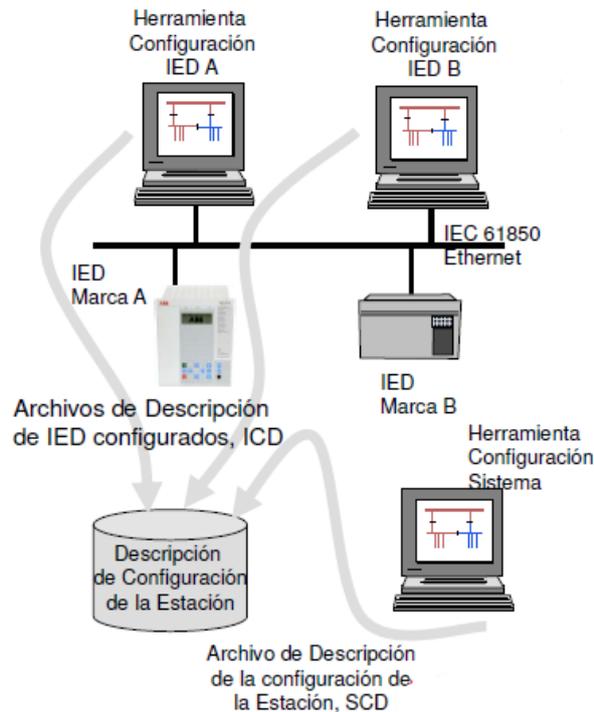


Figura 5.6: Configuración de IEDs con PCM600 [3]

IET600 es una herramienta de ingeniería del sistema para una subestación basada en IEC 61850, que contiene módulos para configurar: la topología de la subestación, la red de comunicación, el flujo de datos, permite importar y exportar datos IEC 61850-SCL para intercambiar con otras herramientas y exportar datos del proyecto para documentación. Permite abrir archivos SCD o importar archivos ICD o CID de los IEDs para unirlos en un archivo SCD, representando la subestación completa o una parte de la subestación por ejemplo por nivel de tensión. En la figura 5.7 se esquematiza la configuración del sistema.

En la figura 5.8 se presenta la configuración general de la subestación para los 4 alimentadores. Los 4 relés tienen la misma configuración en lo que se refiere a LD y LN debido a que las funciones son las mismas para los 4 alimentadores, en la figura 5.8 se observa además los LDs que contiene cada IED y parte de los LN del LD0. Cada LN representa la función requerida de protección, control o medida para el alimentador. Por ejemplo QCCBAY es el nodo lógico de tipo CBAY y es utilizado para controlar el selector local/remoto de nivel 1 de la bahía

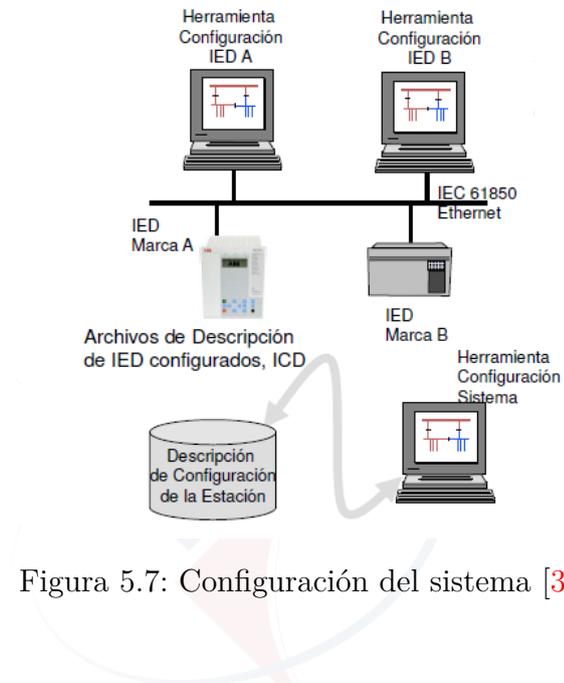


Figura 5.7: Configuración del sistema [3]

del alimentador.

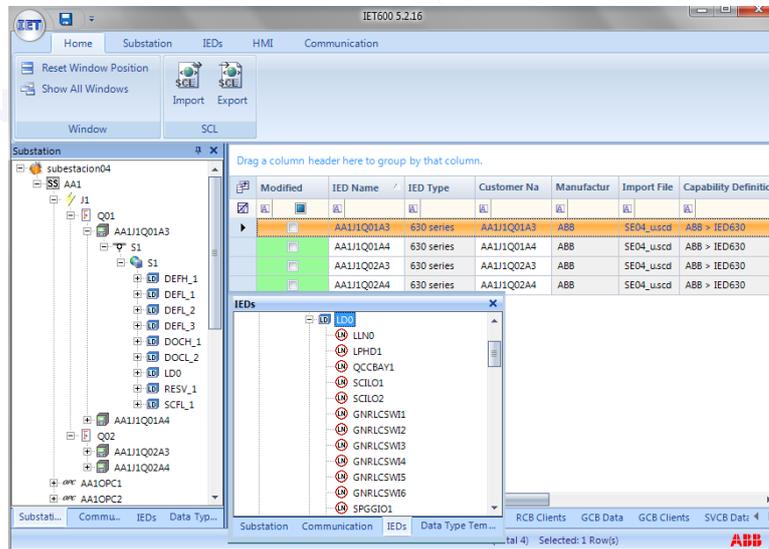


Figura 5.8: Configuración de la subestación para los 4 alimentadores con IEC 61850



### 5.3.4. Configuración de servicios en los IEDs

A nivel de la red de comunicaciones, en sistemas eléctricos, se debe considerar cuáles son los requerimientos y el rendimiento esperado en el sistema, como se especifica en la sección 2.3.4. Así, se puede agrupar los tipos de mensaje en tres grupos: el primero de ellos son los datos de operación (Tipo 2: alarmas, eventos, comandos, valores analógicos); el segundo grupo los datos de procesos (Tipo 1 y Tipo 4: disparos y muestreo de valores) que tienen mayor importancia a nivel eléctrico en base a estos valores o señales se toman las decisiones en el sistema; y, el tercer grupo son los datos de gestión y configuración del sistema (Tipo 3, Tipo 5 y Tipo 6 : transferencia de archivos) para la gestión de dispositivos.

La interacción entre dispositivos se realiza mediante el intercambio de datos utilizando los servicios definidos en los LNs. IEC 61850-7-2 [26] describe los servicios del estándar para el modelo cliente-servidor con servicios para control y obtención de datos y para el modelo punto-a-punto con servicios para eventos genéricos de la subestación GSE utilizado para propósitos de tiempo crítico. IEC 61850-8-1 [29] describe como los servicios son aplicados a las comunicaciones.

Como parte de los servicios, los relés incluyen: *DynAssociation*, *SettingGroups*, *GetDirectory*, *GetDataObjectDefinition*, *DataObjectDirectory*, *GetDataSetValue*, *ConfDataSet*, *ReadWrite*, *ConfReportControl*, *GetCBValues*, *ReportSettings*, entre otros.

Los relés REF 630, soportan los siguientes servicios:

- Data Set, define el conjunto de datos para SCD, que generalmente son creados en el LD0/LLN0.
- Sustitución, soportado por los datos respectivos de acuerdo a IEC 61850-7-4 [28] que tiene atributos de sustitución definidos.
- Configuración de un grupo de bloques de control, localizado en el LD0/LLN0.
- Reportes de bloques de control ya sea buffered o unbuffered.
- Eventos genéricos de subestación (GOOSE).
- Control, de diferentes secuencias de control, soporta el directo con seguridad normal y *Select Before Operate* (SBO) con seguridad mejorada. Bits de



chequeo: interbloqueo, sincronización, son válidos para tipos de LN basados en la clase CSWI.

- Sincronización.
- Transferencia de archivos.

#### 5.3.4.1. Data Sets

Los data sets y los bloques de control permiten la transmisión de información para el monitoreo de las señales. Los data sets son utilizados también por la mensajería GOOSE en la comunicación horizontal (entre IEDs).

Las reglas para la configuración de un data set son:

- Las señales a incluirse pueden ser objetos de datos o atributos de datos que requieren ser monitoreados.
- Únicamente se puede incluir en un data set los atributos de datos de un objeto de datos que tienen la misma FC.
- Se puede incluir objetos de datos con diferente FC, por ejemplo FC =ST y FC = MX
- Se puede incluir un simple atributo de datos con la opción de trigger correspondiente. Por ejemplo se puede incluir el atributo de datos stVAL del objeto de datos Pos con la opción de trigger cuando el dato cambie (dchg data change).

Para el caso de la subestación 04, en cada IED, se configuraron los siguientes data set que agrupan las señales de la siguiente forma:

1. En el nodo lógico LLN0 del dispositivo lógico LD0 se tiene 5 data sets, como se muestra en la figura 5.9 y son:
  - MeasFlt para señales de medidas (potencia activa, reactiva, corrientes, tensiones,etc.).
  - StatIed para señales de estados del interruptor y seccionador.

- StatNrml para señales de protecciones y por falla de interruptor.
  - StatUrg para señales de recierre, L/R y de digitales de entrada/salida.
  - StatUrg-A para señales de entrada/salida relacionadas con alarmas mecánicas del interruptor.
2. En el nodo lógico LLN0 del dispositivo lógico RESV-1, el data set Meas-A para señales de medida de tensión residual.
  3. En el nodo lógico LLN0 del dispositivo lógico SCFL-1, el data set Meas-B para señales de localización de falla.

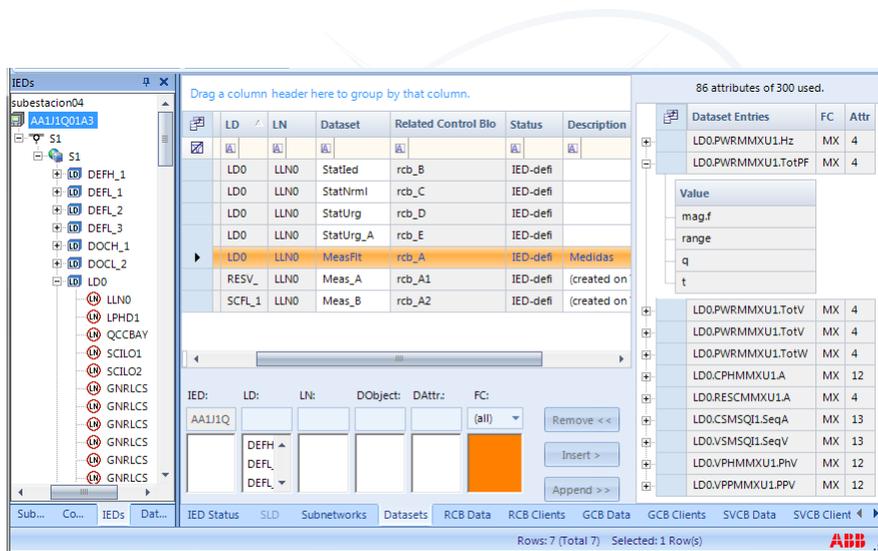


Figura 5.9: Data sets configurado en el LD0/LLN0 de cada IED

### 5.3.4.2. Reportes de bloques de control

Para que las señales configuradas en los data set sean transmitidos a los IEDs clientes se debe configurar los reportes de bloques de control *Report Control Block* (RCB) que a su vez pueden ser configurados con o sin almacenamiento (buffered/unbuffered). Con almacenamiento *Buffered Report Control Block* (BRCB) guarda los eventos durante una interrupción de comunicaciones y sin almacenamiento *Unbuffered Report Control Block* (URCB) no lo guarda.



Un reporte de bloque de control con almacenamiento **BRCB** contiene algunos atributos que pueden ser configurados para asegurar la comunicación entre los **IEDs** clientes y servidores. Así tenemos:

- Tiempo de almacenamiento, indica el tiempo que el reporte podría esperar para enviar al cliente, antes de un nuevo evento.
- Opciones de activación de envío del reporte (disparo o trigger en inglés) que pertenecen a los atributos de datos y está marcado en la columna TrgOP de las tablas de **CDC** de [27], los atributos de datos reconocen las tres opciones de triggers: dchg, qchg y dupd.
  - Cambio del valor del dato (dchg data-change) .- Cuando un valor cambia ya sea digital (binario) o analógico (medidas) se realiza la transmisión.
  - Cambio en la calidad del dato (qchg quality change).- Cualquier cambio en la calidad de los datos producirá la transmisión del reporte.
  - Actualización del dato (dupd data value update).- Esta opción permite definir que la transmisión se realice bajo una condición controlada por la aplicación.
- Periodo de integridad, si se selecciona la integridad en las opciones de triggers, se debe definir un periodo para forzar la transmisión de todos los datos definidos en los data sets.
- Interrogación general, se realiza por solicitud del cliente. En este caso el reporte transmitirá todos los datos de los data sets con valores actualizados. **IEC 61850** define que todos los eventos almacenados en el buffer deben ser transmitidos antes que la interrogación general inicie. Una interrogación general finaliza si llega una nueva interrogación general.
- Vaciado del buffer, es utilizado para limpiar el buffer o eliminar eventos antiguos cuando lo solicite el cliente.

En la figura 5.10 se muestra la configuración de los reportes de bloques de control **BRCB** para el caso de estudio, en este caso se configuró un bloque para cada data set con los atributos que se muestran en la figura.

IED	LD	LN	RCB	Attached Dataset	Buffered	Buffer Time	Enabled Cte	DChg	QChg	DUpd	Cyclic	Cycle Time (ms)	Conf.A
AA111Q01A3	LDO	LLNO	rcb_B	StatIeml	<input checked="" type="checkbox"/>	500	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	0	100
AA111Q01A3	LDO	LLNO	rcb_C	StatIeml	<input checked="" type="checkbox"/>	500	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	0	100
AA111Q01A3	LDO	LLNO	rcb_D	StatUrg	<input checked="" type="checkbox"/>	500	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	0	100
AA111Q01A3	LDO	LLNO	rcb_E	StatUrg_A	<input checked="" type="checkbox"/>	500	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	0	100
AA111Q01A3	LDO	LLNO	rcb_A	MeasRt	<input checked="" type="checkbox"/>	500	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5000	300
AA111Q01A3	RESV_1	LLNO	rcb_A1	Meas_A	<input checked="" type="checkbox"/>	500	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5000	100
AA111Q01A3	SCFL_1	LLNO	rcb_A2	Meas_B	<input checked="" type="checkbox"/>	500	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5000	100

Figura 5.10: Reportes de bloques de control BRCB

Con IET600 y/o PCM 600 (depende de la versión) se puede configurar para cada IED: los data sets, los bloques de control para reporte (unbuffered/buffered), las propiedades de cada bloque de control y la comunicación GOOSE.

### 5.3.5. Configuración cliente-servidor

La arquitectura para el intercambio de información en IEC 61850, se plantea en una estructura cliente - servidor. En este caso en la configuración del sistema se debe considerar dos tipos de IEDs como se muestra en la figura 5.11:

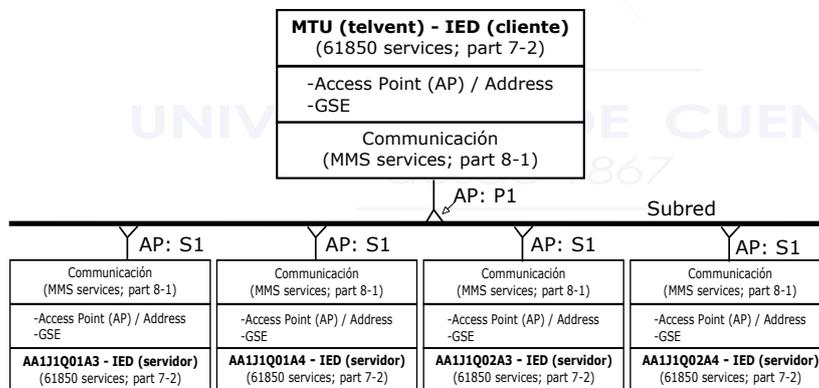


Figura 5.11: Arquitectura cliente-servidor

- IEDs a nivel de estación localizados en este nivel e identificados como IEDs clientes que solicitan o envían información a los IEDs de bahía. Esta funcionalidad es representado por LNs del grupo de información (Information



I) que son ITCI, IHMI e ITMI. Los IEDs clientes son receptores de información (monitoreo) y transmisores de mandos (control). Estos IEDs no tienen objetos de datos son utilizados únicamente para enlazar los bloques de control de reporte BRCBs o leer los datos de los IEDs servidores (o de bahía).

- IEDs a nivel de bahía localizados en este nivel e identificados como IEDs servidores envían y reciben información en forma vertical. Cuando reciben mensajes GOOSE tienen el rol de cliente.

Para la aplicación de la subestación 04 se tiene un IED cliente, configurado en la RTU Saitel de la subestación. La configuración de este IED se realizó con el software suministrado con la RTU, software de configuración del sistema: *System Configuration Tools (SCL Tool)* V1.24 que permite configurar la interacción entre los IEDs servidores y el cliente basado en el estándar IEC 61850.

Para crear el IED cliente en SCL Tool se debe:

1. Crear el área de trabajo y el proyecto
2. Importar el archivo .SCD creado con PCM600 y/o IET600 (botón derecho en el proyecto y seleccionar la opción *Agregar fichero existente*).
3. Generar el archivo de subestación (botón derecho en el proyecto y seleccionar la opción *Generar fichero de subestación*). El asistente solicita el nombre del IED servidor para subCAT (software de configuración de la RTU Saitel) que a su vez es el cliente para los relés REF630. El nombre dado es MTU como se indica en la figura 5.12.

Una vez creado el IED cliente (MTU) se suscriben todos los reportes con los que va a interactuar como se indica en la figura 5.13, se selecciona el BRCB y se agrega al IED cliente (MTU) en el dispositivo lógico LD0, en este caso se agregaron todos los BRCB creados. Un BRCB conoce tanto los eventos a ser transmitidos como a los clientes a quién reportar. IEC 61850-6 [24] describe que en la sección del BRCB se requiere incluir el LN del IED cliente en la opción ReportBlockEnabled.

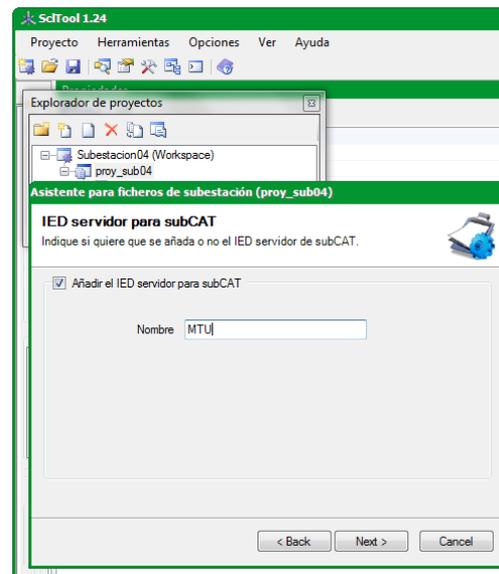


Figura 5.12: Creación de IED cliente

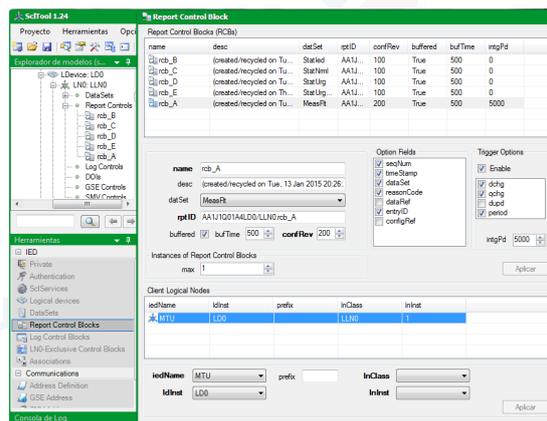


Figura 5.13: Suscripción de reportes al IED cliente

En la estructura **SCL**, en la sección de **IEDs**, dentro del nodo lógico **LLNO** del dispositivo lógico correspondiente, se incluye la descripción del Reporte del Bloque de Control con los data sets.

**BLOQUES DE CONTROL GOOSE (GoCB).**- La clase **GOOSE** es utilizado para distribuir datos entre **IEDs** a nivel de bahía (en dirección horizontal) mediante el uso de servicios multicast. Los mensajes **GOOSE** activan rápidamente la transmisión desde un publicador o editor (publisher) a uno o varios suscriptores (subscribers) o receptores. Son unidireccionales, envían únicamente mensajes



solicitados por un método específico de la aplicación (solicitud - respuesta a nivel de aplicación). La implementación utiliza un esquema específico de retransmisión para alcanzar el nivel apropiado de confiabilidad. Cuando un servidor **GOOSE** genera un `SendGOOSEMessage`, los valores actuales de los data sets son codificados en un mensaje **GOOSE** y transmitidos en multicast. El evento que causa que el servidor invoque a `SendGOOSE` es una aplicación local como se define en IEC 61850-7-2 [26]. Cada actualización puede generar un mensaje con el fin de minimizar el tiempo de procesamiento. Además la confiabilidad se logra retransmitiendo los mismos datos (incrementando gradualmente el tiempo de retransmisión y `SqNum`).

Cada mensaje en la secuencia de retransmisión lleva el parámetro `timeAllowedToLive` que indica al receptor el tiempo máximo de espera para la siguiente retransmisión. Si no se recibe un nuevo mensaje dentro del intervalo de tiempo, el receptor asume que se perdió la asociación. El intervalo utilizado por el publicador o editor **GOOSE** es propio de las características locales. El parámetro `timeAllowedToLive` informa al receptor cuánto tiene que esperar.

En la serie 630, el tiempo de detección es  $1,8 * \text{timeAllowedToLive}$  con posibles retardos de transmisión.

Para enviar un mensaje **GOOSE** se debe definir un `GoCB` y el data set debe contener el atributo de dato simple a ser enviado. El mensaje **GOOSE** es transmitido cuando el atributo de dato cambia. Todos los miembros del data set son copiados en el buffer de envío con sus valores actuales y el mensaje es enviado. Los receptores, que conocen la dirección del mensaje **GOOSE**, reciben el telegrama. El mensaje **GOOSE** incluye un número de secuencia para verificar que todos los mensajes son recibidos. Se debe definir un `GoCB` por cada data set **GOOSE**.

Los **IEDs** que reciben mensajes **GOOSE** deben ser identificados y notificados en el proceso de ingeniería, es decir configurados para que reciban este tipo de mensajes.

Los mensajes **GOOSE** están definidos en la sección de comunicación en el **SCL** en el elemento **GSE**, el nombre del `GoCB` es listado dentro de `ConnectedAP`.

El concepto de mensajes **GOOSE** es utilizado por todas las funciones de aplicación donde dos o más **IEDs** están implicados. Razón por la que no está implementado en la subestación 04, pero en el proceso de actualización y modernización

de la subestación se implementará éste concepto.

### 5.3.6. Configuración de la comunicación

Por muchos años el objetivo ha sido definir una infraestructura de comunicación que permita la integración de los IED de una subestación; una infraestructura que sea independiente del proveedor y que permita la integración de dispositivos de diferentes proveedores. Sobre este objetivo se ha construido IEC 61850.

En los últimos años, DNP3 e IEC 60870-5 fueron protocolos ampliamente utilizados en las subestaciones, como se muestra en la figura 5.2 la red de comunicación basada en protocolo DNP3 de la subestación 04; ahora IEC 61850 representa un nuevo enfoque en las comunicaciones con una arquitectura que incluye un bus de estación y un bus de proceso a la que migrará la subestación en los siguientes años. Actualmente se tiene un sistema híbrido en donde conviven IEC 61850 y DNP3 a nivel de estación y con el tradicional cableado de cobre a nivel de proceso.

La norma IEC 61850 en la parte 7-2 [26] describe el modelo conceptual de los servicios ACSI para el acceso e intercambio de datos; y, en la parte 8-1 [29] y 9-2 [30] cómo los dispositivos son conectados a las redes de comunicaciones y el mapeo de los servicios a MMS. Cada fabricante de dispositivos, que tiene productos basados en IEC 61850 debe enmarcarse en estas especificaciones.

El estándar IEC 61850 es independiente del medio de comunicación y de la transmisión de mensajes, utilizando generalmente un perfil de comunicación basado en: Ethernet como medio, TCP/IP, capa de sesión y presentación de ISO; y, MMS (Manufacturing Message Specification (ISO 9506-1 e ISO 9506-2).

MMS es un estándar internacional (ISO 9506) que permite la transferencia de datos de proceso en tiempo real e información de control y de supervisión entre los dispositivos conectados en red y/o aplicaciones informáticas.

El modelo IEC 61850 de un dispositivo es un modelo virtualizado que tiene una vista abstracta del dispositivo y sus objetos definidos, este modelo abstracto es mapeado a una pila de protocolo específico basado en MMS. En el proceso de mapeo de los objetos, IEC 61850-8-1 [29] especifica un método para transformar el modelo de información en nombres de variables de objetos MMS que resultan

en una única referencia para el dato del modelo. Por ejemplo para determinar si el interruptor del alimentador 0421 está en modo de operación local o remoto se debe leer el objeto haciendo referencia al dispositivo lógico, nodo lógico, objeto de dato y atributo al que pertenece como se muestra en la figura 5.14

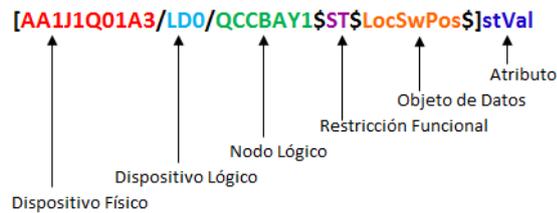


Figura 5.14: Referencia a un dato IEC 61850

MMS permite mapear objetos y servicios IEC61850 a un conjunto de variables simples que son accedidos con números o índices, o servicios de MMS (read/write/report).

El modelo de control de GSE se subdivide en GOOSE y GSSE. GOOSE es un modelo de control en el que cualquier formato de datos (estado, valor) se agrupan en un data set y se transmite dentro de un período de tiempo de 4 milisegundos. Mensajería GOOSE se utiliza sobre todo para la comunicación horizontal, por ejemplo, indicaciones de estado del interruptor entre los relés de protección para fines de enclavamiento. GSSE es una extensión del mecanismo de transferencia de eventos. Sólo los datos de estado pueden ser intercambiados a través GSSE y utiliza una lista de estados (cadena de bits), en vez del data set utilizado en GOOSE. El mensaje GSSE se transmite a través de la pila MMS (pila base sin necesidad de utilizar TCP/IP), lo que requiere más tiempo para la transmisión y el procesamiento en comparación con mensajes GOOSE.

El protocolo se basa en la tecnología LAN donde los dispositivos están enlazados a través de un switch. La principal ventaja del protocolo es que hace que las transmisiones de datos sean rápidas y confiables para eventos y mandos dentro de una subestación. Los dispositivos pueden actuar como maestros o como esclavos.

La comunicación vertical desde los IEDs a la RTU es por tanto bajo MMS con perfil T de TCP/IP. En la figura 5.15 se presenta el nuevo esquema de red configurado en la subestación.

Para que los IEDs puedan comunicar a través de la red se los debe configurar,

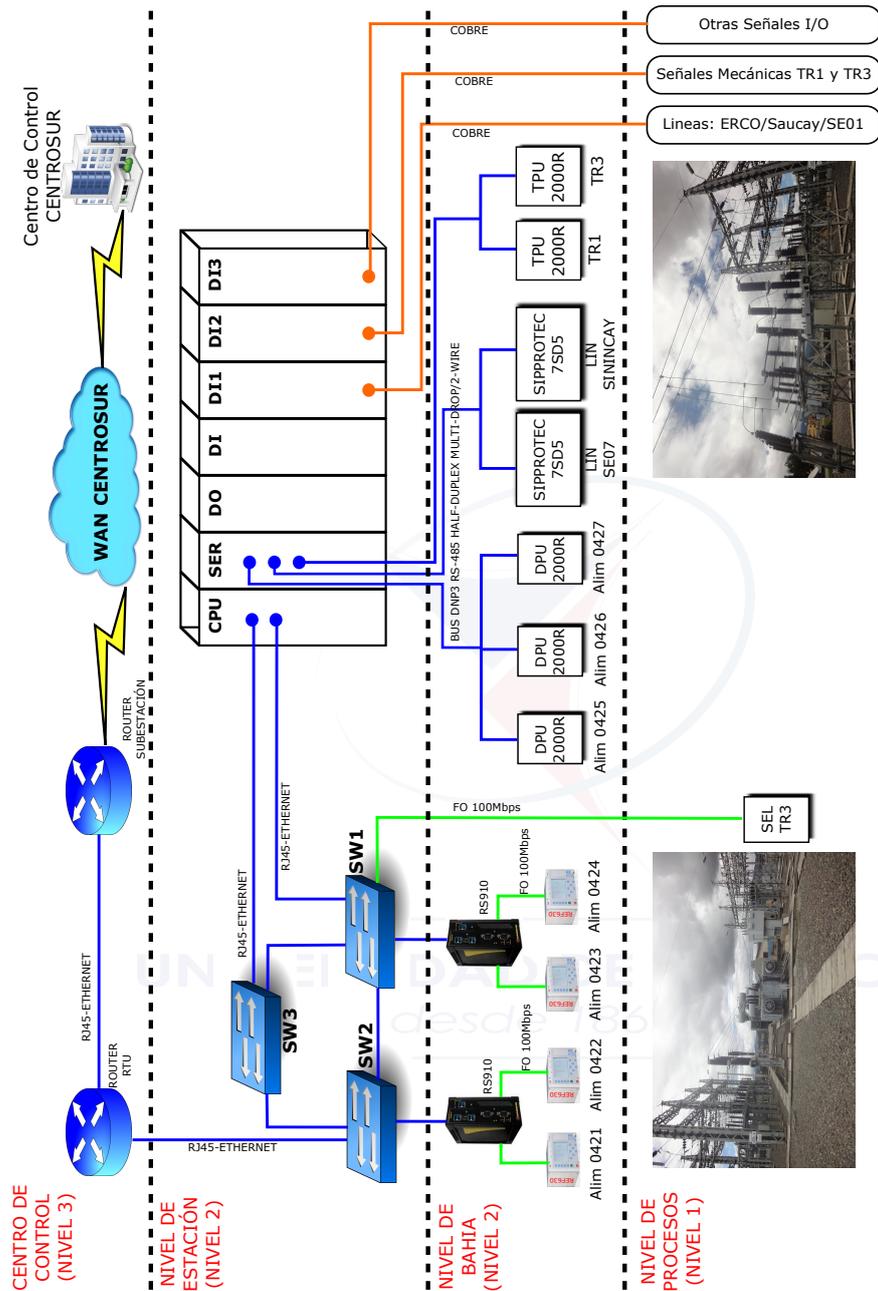


Figura 5.15: Red de la SE 04 con la RTU Saitel

asignado la dirección IP, la máscara de subred y la dirección del gateway de la RTU, como se muestra en la figura 5.16.

La configuración de direccionamiento de los IEDs servidores (relés de la subes-

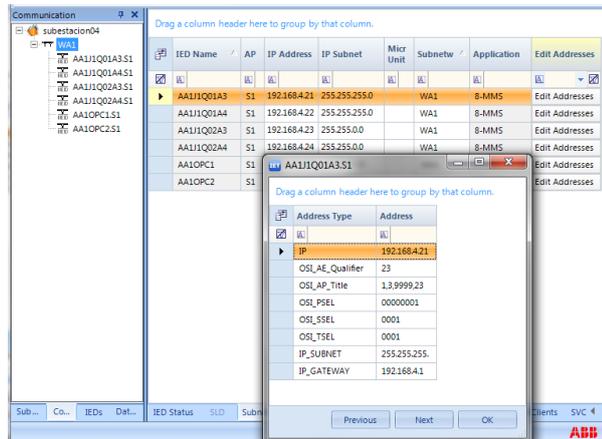


Figura 5.16: Configuración de comunicaciones: IEDs servidores

tación) se realizó con PCM600, mientras que la configuración de direccionamiento del IED cliente (MTU) se realizó con SCL Tool, como se indica en la figura 5.17.

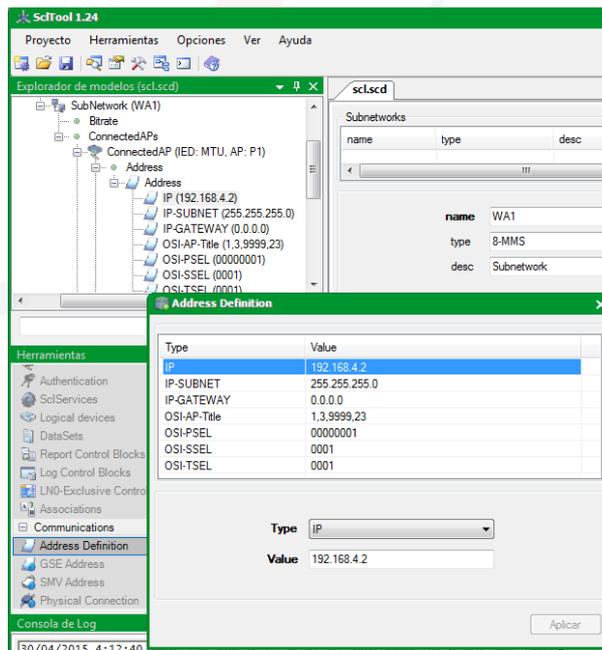


Figura 5.17: Configuración de comunicaciones: IED cliente (MTU)

Se habilitó la funcionalidad de NAT estática en el router de la subestación, en el cuadro 5.5 se presenta el direccionamiento IP y NAT de la subestación.



EQUIPO	IP	MASCARA-SUBRED	NAT
Servidor SCADA 1	172.19.148.171	255.255.255.224	
Servidor SCADA 2	172.19.148.172	255.255.255.224	
Router SUBESTACIÓN	172.19.146.129	255.255.255.224	
Router RTU	172.19.146.131	255.255.255.224	
	192.168.4.1	255.255.255.0	172.19.146.133
RTU (MTU-cliente)	192.168.4.2	255.255.255.0	172.19.146.132
RTU (sw1)	192.168.4.3	255.255.255.0	172.19.146.134
RTU (sw2)	192.168.4.4	255.255.255.0	172.19.146.135
RTU (sw3)	192.168.4.5	255.255.255.0	172.19.146.136
IED -0421	192.168.4.21	255.255.255.0	172.19.146.140
IED -0422	192.168.4.22	255.255.255.0	172.19.146.141
IED -0423	192.168.4.23	255.255.255.0	172.19.146.142
IED -0424	192.168.4.24	255.255.255.0	172.19.146.143
IED-SEL TR3	192.168.4.70	255.255.255.0	172.19.146.145
Reserva	192.168.4.71	255.255.255.0	172.19.146.146
Reserva	192.168.4.72	255.255.255.0	172.19.146.147

Cuadro 5.5: Direccionamiento IP asignado a los dispositivos de la subestación

### 5.3.7. Configuración final

Una vez que se ha concluido con la configuración se tiene el archivo **.SCD** con la funcionalidad de la subestación y para cada relé se puede exportar como archivo **.CID** la configuración correspondiente para que el **PCM600** lo importe y descargue a cada relé la configuración final (ahora en sentido inverso). El archivo **.CID** contiene la parametrización del **IED** en el contexto de la subestación. Esta etapa se esquematiza en la figura 5.18

Hasta aquí se tiene configurado la comunicación desde la **RTU** hasta los **IEDs** integrados con **IEC 61850**, quedando por configurar desde la **RTU** al **SCADA OASYS** para tener la supervisión, control y medición desde el Centro de Control.

Es importante tener en cuenta que a la **RTU** llegan señales de otros **IEDs**

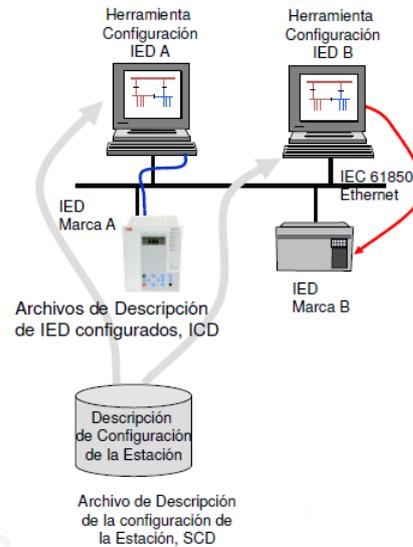


Figura 5.18: Configuración del IED en el contexto de la subestación [3].

con protocolo [DNP3](#) y mediante cableado de cobre señales de adquisición directa como son: señales de estado de interruptores, seccionadores y alarmas como se muestra en la figura [5.15](#).

El protocolo utilizado aguas arriba de la [RTU](#), es decir para llegar al [SCADA OASYS](#) en forma remota es [IEC 60870-5-104](#), mediante la red [WAN](#) de [CENTROSUR](#) como se indica en la figura [5.19](#).

Por tanto todas las señales adquiridas por la [RTU](#), ahora deben ser mapeadas bajo [IEC 60870-5-104](#) para ser enviadas al [SCADA OASYS](#). La aplicación que permite realizar esta tarea es Apps Workbench de Telvent. En la figura [5.20](#) se presenta una vista del mapeo de señales analógicas, del alimentador 0421, de [IEC 61850](#) a [IEC 60870-5-104](#).

En la figura [5.21](#) se presenta una imagen del cuadro final de señales en [IEC 61850](#) que han sido mapeadas a [IEC 60870-5-104](#) y que permitirán la supervisión, control y adquisición de datos del alimentador 0421. La misma configuración tienen los otros 3 alimentadores basados en [IEC 61850](#).

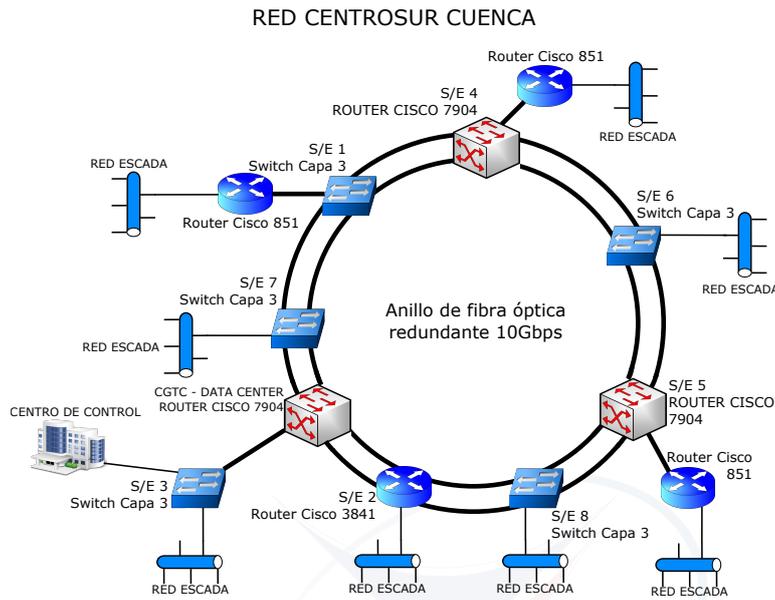


Figura 5.19: Red WAN de la CENTROSUR [6]

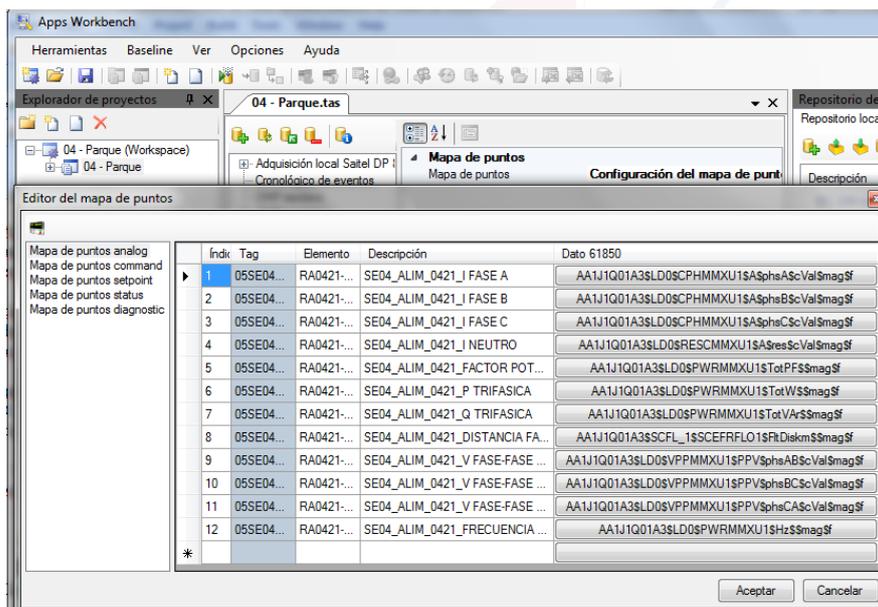


Figura 5.20: Mapeo de señales IEC 61850 a IEC 60870-5-104

### 5.3.8. Pruebas

Las pruebas de conformidad que incluyen las pruebas FAT, que confirman al fabricante la funcionalidad; y, las pruebas SAT que confirman al cliente la



funcionalidad requerida, disminuyen el riesgo de problemas durante el proceso de integración.

Los IEDs deben poseer el certificado de haber aprobado las pruebas FAT con respecto a su funcionalidad basada en IEC 61850.

Antes de que el sistema sea puesto en servicio se realizaron las pruebas correspondiente en base a los protocolos establecidos que permitieron poner en marcha la subestación.

Las pruebas de cableado y operación de los relés de protección se hizo con inyección en el secundario mediante un equipo de pruebas. Las pruebas incluyeron:

- Señales de supervisión: analógicas (medidas), digitales (estados, alarmas, etc) y mandos (apertura y cierre de interruptores, bloqueos, activaciones, etc). La verificación se ha realizado mediante la activación de señales en campo.
- Señales cableadas que son señales digitales de control. La verificación se ha realizado mediante la activación de señales en campo.
- Comunicaciones con IEDs.- Durante la puesta en servicio se ha comunicado con todos los IEDs de la subestación. Una vez que se ha conseguido dicha comunicación, se llevaron a cabo con éxito las pruebas de todas las señales analógicas, digitales y mandos.
- Sincronización de todos los IEDs desde el puesto central
- A nivel de SCADA señales analógicas, digitales y mandos, se refrescaron correctamente en Oasys, y verificación de la configuración a nivel de textos, tags, colores, etc. Se ha comprobado que las apariciones de señales en sinópticos, listado de alarmas, ventanas de control y lista de eventos sea correcta. Se ha comprobado además que la ejecución de mandos desde el SCADA ha sido correcta tanto para las señales cableadas como para los IED, y que los bloqueos derivados de posiciones en local (en IEDs y RTU), han impedido la ejecución de mandos cuando estaban activos.



Bahía		Nodos Lógicos LN para cada función de los alimentadores										DATOS OBTENIDOS DEL RELÉ REFEB30 DEL ALIMENTADOR 0421 (AAU100421)										SCADA									
Tipo	Descripción	ANSI	Modelo (lógico)	Perfil	Clase de M (Descripción de 6150-4)	Señal (de 6150-4)	NO (Data Object)	Clase de FC (Data Object)	OA (Data Attribute)	Descripción SCADA	TAG SCADA																				
Funciones de Protecciones	Subconexión manóval base	SP	SP6001	PH	FTCC (Sobrecorriente)	I41-I100I41LD09HPTCC141STCCSgenera.q1	Op	b.GSPC	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_SOBRECORRIENTE_FASE_INST	SESEGA0421-22-INTA01599-....																				
	Subconexión temporizada base (tiempo fijo)	KIP	SP6002	PH	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09SG01STCCSgenera.q1	Op	b.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_SOBRECORRIENTE_FASE_TEMP	SESEGA0421-22-INTA01618-....																				
	Subconexión instantánea neutro	SN	EPF00C	EF	FTCC (Sobrecorriente)	I41-I100I41LD09EPF00C141STCCSgenera.q1	Op	b.UACT	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_SOBRECORRIENTE_NEUTRO_INST	SESEGA0421-22-INTA01619-....																				
	Sobre tensión	SN	SP6006	SP	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09SP6006STCCSgenera.q1	Ind	b.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_SOBRE TENSION	SESEGA0421-22-INTA01611-....																				
	Baja tensión	ST	SP6008	SP	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09SP6008STCCSgenera.q1	Ind	b.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_BAJA TENSION	SESEGA0421-22-INTA01612-....																				
	Sobre frecuencia	ST	SP6018	DA	PTDF (Sobre frecuencia)	I41-I100I41LD09PTDF141STCCSgenera.q1	Op	b.GACT	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_SOBRE FRECUENCIA	SESEGA0421-22-INTA01613-....																				
	Baja frecuencia	BT	DAPTF1	DA	PTDF (Baja frecuencia)	I41-I100I41LD09DAPTF141STCCSgenera.q1	Op	b.GACT	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_BAJA FRECUENCIA	SESEGA0421-22-INTA01614-....																				
	Disparo por falla interruptor	SBF	CBRBF2	COB	REBF (Falla de interruptor)	I41-I100I41LD09CBRBF2141STCCSgenera.q1	OpEx	b.BACT	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_REDISPARO_SBF	SESEGA0421-22-INTA01615-....																				
	Redisparo por falla interruptor	SBF	CBRBF2	COB	REBF (Falla de interruptor)	I41-I100I41LD09CBRBF2141STCCSgenera.q1	OpEx	b.BACT	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_REDISPARO_SBF	SESEGA0421-22-INTA01615-....																				
	Paciere en progreso	DA	DARREC1	DA	RFEC (Averciame)	I41-I100I41LD09DARREC141STCCSgenera.q1	ProgRec	vt.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_RECIERRE EN PROGRESO	SESEGA0421-22-INTA01616-....																				
Funciones relacionadas a Protecciones	Paciere no exuto	DA	DARREC1	DA	RFEC (Averciame)	I41-I100I41LD09DARREC141STCCSgenera.q1	ProgRec	vt.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_RECIERRE NO EXUTO	SESEGA0421-22-INTA01617-....																				
	Paciere operado (nueva secuencia)	DA	DARREC1	DA	RFEC (Averciame)	I41-I100I41LD09DARREC141STCCSgenera.q1	ProgRec	vt.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_RECIERRE OPERADO	SESEGA0421-22-INTA01618-....																				
	Paciere bloqueado (lockout)	DA	DARREC1	DA	RFEC (Averciame)	I41-I100I41LD09DARREC141STCCSgenera.q1	ProgRec	vt.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_RECIERRE BLOQUEADO	SESEGA0421-22-INTA01619-....																				
	Paciere habilitado (mini interrupt)	VSG002	VSG002	VS	GGIO (Mini selector IO)	I41-I100I41LD09VSG002STCCSgenera.q1	LO	vt.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_RECIERRE BLOQUEADO LOCKOUT	SESEGA0421-22-INTA01620-....																				
	Diaparo base A	SP	SP6004	SP	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09SP6004STCCSgenera.q1	Ind	d.JDPC	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_RECIERRE HABILITADO	SESEGA0421-22-INTA01621-....																				
	Diaparo base B	SP	SP6002	SP	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09SP6002STCCSgenera.q1	Ind	c.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_FALLA FASE A	SESEGA0421-22-INTA01622-....																				
	Diaparo base C	SP	SP6003	SP	GGIO (Mini selector IO)	I41-I100I41LD09SP6003STCCSgenera.q1	Ind	c.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_FALLA FASE B	SESEGA0421-22-INTA01623-....																				
	Bloqueo protección a tierra (mini interrupt)	VSG001	VSG001	VS	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09VSG001STCCSgenera.q1	Ind	d.JDPC	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_FALLA FASE C	SESEGA0421-22-INTA01624-....																				
	Bloqueo protección a tierra rápida	VSG002	VSG002	VS	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09VSG002STCCSgenera.q1	Ind	d.JDPC	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_PROTEC TIERRA RAPID	SESEGA0421-22-INTA01625-....																				
	Local/Remoto nivel 0 del interruptor de 22kV	OCBAY1	OCBAY1	OC	CBAY (Control barra)	I41-I100I41LD09OCBAY141STCCSgenera.q1	Ind	c.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_LR NIVEL 22KV NIVEL 0	SESEGA0421-22-INTA01626-....																				
Control, Medida e Interbloques	Pemiso de apertura de barrido	SCLO1	S	CLLO (control interbloques)	I41-I100I41LD09SCLO141STCCSgenera.q1	LosSwOp	vt.dMS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_LR NIVEL 22KV NIVEL 0	SESEGA0421-22-INTA01627-....																					
	Estado de interruptor	GNRLCSM1	GNRL	CSM1 (control interruptor)	I41-I100I41LD09GNRLCSM141STCCSgenera.q1	EnqOp	a.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_PERMISO APERTUR DIS	SESEGA0421-22-INTA01628-....																					
	Estado de accionador de barra	GNRLCSM2	GNRL	CSM2 (control accionador)	I41-I100I41LD09GNRLCSM241STCCSgenera.q1	EnqOp	a.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_PERMISO CIERRE DIS	SESEGA0421-22-INTA01629-....																					
	Pala circuito disparo del tr. de 22kV	SP6002Z	SP	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09SP6002ZSTCCSgenera.q1	Pos	b.JDPC	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_DIS 22KV	SESEGA0421-22-INTA01630-....																					
	Falla PT3	SP6005	SP	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09SP6005STCCSgenera.q1	Ind	c.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_PESORTE DESB DIS2K	SESEGA0421-22-INTA01631-....																					
	Falla alimentación de entadas digitales	SP6006	SP	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09SP6006STCCSgenera.q1	Ind	c.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_FALLA PT3	SESEGA0421-22-INTA01632-....																					
	Falla en alimentación del zó de disparo	SP6008	SP	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09SP6008STCCSgenera.q1	Ind	c.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_FALLA ALIM ED	SESEGA0421-22-INTA01633-....																					
	Falla MCB de cableación equipos de patio	SP6012	SP	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09SP6012STCCSgenera.q1	Ind	c.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_FALLA ALIM DISA	SESEGA0421-22-INTA01634-....																					
	Falla MCB del motor del interruptor	SP6010	SP	GGIO (Estado IO)	I41-I100I41LD09SP6010STCCSgenera.q1	Ind	c.GSPS	ST genera.q1	SEMA_ALUM_0421_FALLA MCB CALEFAC EQUIPOS PATIO	SESEGA0421-22-INTA01635-....																					
	Corriente base A	CPHMAXU1	CPH	MAXU (Medidas)	I41-I100I41LD09CPHMAXU141STCCSgenera.q1	AspA	a.dVVE	MX v/mag.q1	SEMA_ALUM_0421_I FASE A	SESEGA0421-22-INTA01636-....																					
Alarms	Corriente base B	CPHMAXU1	CPH	MAXU (Medidas)	I41-I100I41LD09CPHMAXU141STCCSgenera.q1	AspB	a.dVVE	MX v/mag.q1	SEMA_ALUM_0421_I FASE B	SESEGA0421-22-INTA01637-....																					
	Corriente en el neutro	RESCMAXU1	RESC	MAXU (Medidas)	I41-I100I41LD09RESCMAXU141STCCSgenera.q1	AspC	a.dVVE	MX v/mag.q1	SEMA_ALUM_0421_I FASE C	SESEGA0421-22-INTA01638-....																					
	Factor de potencia	PWRMAXU1	PWR	MAXU (Medidas)	I41-I100I41LD09PWRMAXU141STCCSgenera.q1	AspC	a.dVVE	MX v/mag.q1	SEMA_ALUM_0421_FACTOR POTENCIA	SESEGA0421-22-INTA01639-....																					
	Potencia activa trifásica	PWRMAXU1	PWR	MAXU (Medidas)	I41-I100I41LD09PWRMAXU141STCCSgenera.q1	TotW	a.dVW	MX mag.q1	SEMA_ALUM_0421_P TRIFASICA	SESEGA0421-22-INTA01640-....																					
	Potencia reactiva trifásica	PWRMAXU1	PWR	MAXU (Medidas)	I41-I100I41LD09PWRMAXU141STCCSgenera.q1	TotVAr	a.dVW	MX mag.q1	SEMA_ALUM_0421_P TRIFASICA	SESEGA0421-22-INTA01641-....																					
	Distancia a la barra	SCEF	SCEF	RELO (Distancia a la barra)	I41-I100I41LD09SCEF141STCCSgenera.q1	Fidom	b.dVW	MX mag.q1	SEMA_ALUM_0421_DISTANCIA FALLA	SESEGA0421-22-INTA01642-....																					
	Tensión base - fase AB	VPPMAXU1	VPP	MAXU (Medidas)	I41-I100I41LD09VPPMAXU141STCCSgenera.q1	PP.dVpAsB	a.dDEL	MX v/mag.q1	SEMA_ALUM_0421_V FASE FASE AB 22KV	SESEGA0421-22-INTA01643-....																					
	Tensión base - fase BC	VPPMAXU1	VPP	MAXU (Medidas)	I41-I100I41LD09VPPMAXU141STCCSgenera.q1	PP.dVpAsC	a.dDEL	MX v/mag.q1	SEMA_ALUM_0421_V FASE FASE BC 22KV	SESEGA0421-22-INTA01644-....																					
	Tensión base - fase CA	VPPMAXU1	VPP	MAXU (Medidas)	I41-I100I41LD09VPPMAXU141STCCSgenera.q1	PP.dVpAsCA	a.dDEL	MX v/mag.q1	SEMA_ALUM_0421_V FASE FASE CA 22KV	SESEGA0421-22-INTA01645-....																					
	Frecuencia	PWRMAXU1	PWR	MAXU (Medidas)	I41-I100I41LD09PWRMAXU141STCCSgenera.q1	Ht	a.dVW	MX mag.q1	SEMA_ALUM_0421_FRECUENCIA 22KV	SESEGA0421-22-INTA01646-....																					
Mandos	Mando sobre el interruptor de 22kV	GNRLCSM1	GNRL	CSM1 (control interruptor)	I41-I100I41LD09GNRLCSM141STCCSgenera.q1	Res	b.JDPC	CO Oper.q1	SEMA_ALUM_0421_Mando Operar 22 KV	SESEGA0421-22-INTA01647-....																					
	Mando sobre protección a tierra	VSG001	VS	GGIO (Mini selector IO)	I41-I100I41LD09VSG001STCCSgenera.q1	UC-350	b.JDPC	CO Canes.q1	SEMA_ALUM_0421_Mando PROTECCIÓN TIERRA	SESEGA0421-22-INTA01648-....																					
	Mando sobre protección a tierra rápida	VSG002	VS	GGIO (Mini selector IO)	I41-I100I41LD09VSG002STCCSgenera.q1	UC-350	b.JDPC	CO Canes.q1	SEMA_ALUM_0421_Mando PROTECCIÓN TIERRA RAPIDA	SESEGA0421-22-INTA01649-....																					
	Mando sobre el recierre	VSG004	VS	GGIO (Mini selector IO)	I41-I100I41LD09VSG004STCCSgenera.q1	UC-350	b.JDPC	CO Canes.q1	SEMA_ALUM_0421_Mando RECIERRE	SESEGA0421-22-INTA01650-....																					
Mando sobre reseteado	VSG004	VS	GGIO (Mini selector IO)	I41-I100I41LD09VSG004STCCSgenera.q1	UC-350	b.JDPC	CO Canes.q1	SEMA_ALUM_0421_Mando RESET LEIS	SESEGA0421-22-INTA01651-....																						

Figura 5.21: Señales del alimentador 0421 mapeadas al SCADA

## 5.4. Archivos SCL

La norma en su parte 6 [24], establece un lenguaje de descripción de configuración de subestaciones denominado SCL que incorpora descripciones formales de las capacidades de los IEDs, de la arquitectura de la subestación, de la estructura de comunicaciones y de la interacción con los equipos de la subestación. Facilita también un proceso de ingeniería estandarizado, proporcionando los medios para intercambiar datos de configuración entre herramientas de ingeniería. El proceso de ingeniería resulta más eficiente y se simplifica el mantenimiento y la ampliación de los sistemas de automatización de subestaciones.

Este lenguaje define un formato capaz de describir la ingeniería de un sistema de automatización de subestaciones, proporcionando una descripción estandarizada de:

- Funcionalidad del sistema de automatización.
- Estructura lógica de la comunicación del sistema.
- Relación entre los equipos y sus funciones con el equipo de patio.

Un archivo SCL contienen 5 secciones: cabecera, subestación, comunicación, IEDs y plantillas de tipos de datos (tipos de LN, de DO y DA). En la figura 5.22 se presenta un esquema de la estructura de un archivo SCL y en la figura 5.22 una imagen con las 5 secciones del archivo scl.xml. Cada sección tiene un propósito como se describe a continuación:

1. La sección de subestación describe la organización del equipo primario incluyendo los nodos lógico utilizados y su relación con el equipo primario. En la figura 5.24 se visualiza esta sección del archivo scl.xml
2. La sección de comunicación describe como la información es enrutada entre los IEDs, es independiente de la estructura de la subestación, del medio físico y del protocolo. El mapeo a un medio físico y protocolo de acuerdo a IEC 61850-8-1, implica mapear los ACSI a MMS. En esta sección se tiene las siguientes partes: subredes, IEDs, puntos de acceso (AP), direccionamiento

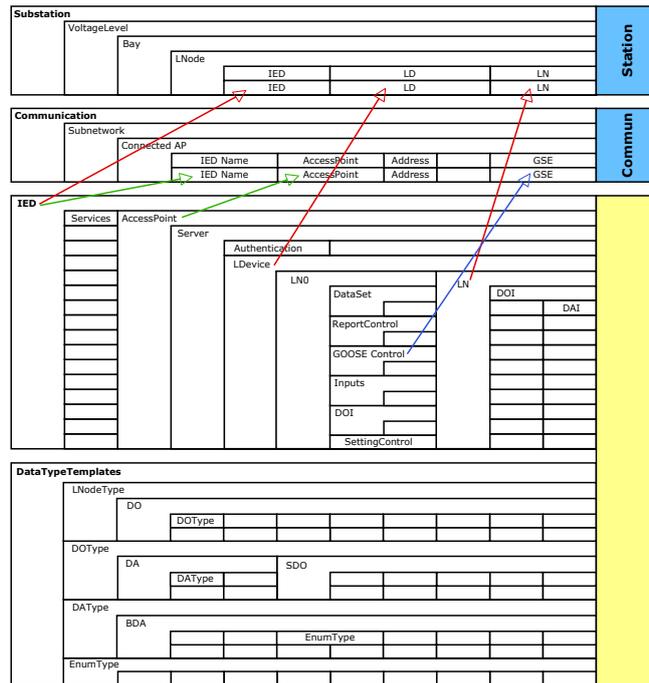


Figura 5.22: Estructura de un archivo SCL [3]

```

1  <?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
2  <SCL xmlns="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL">
3  <Header id="ID" nameStructure="IEDName" />
4  <Substation name="AA1" desc="Substation 4">
16 <Communication>
79 <IED configVersion="1.0" manufacturer="TELVENT" name="MTU" type="subCAT">
110 <IED name="AA1J1Q01A4" desc="AA1J1Q01A4" type="630 series" manufacturer="ABB" configVersion="REF630ver1.2.0.10">
407 <IED name="AA1J1Q02A3" desc="AA1J1Q02A3" type="630 series" manufacturer="ABB" configVersion="REF630ver1.2.0.10">
710 <IED name="AA1J1Q01A3" desc="AA1J1Q01A3" type="630 series" manufacturer="ABB" configVersion="REF630ver1.2.0.10">
1007 <IED name="AA1J1Q02A4" desc="AA1J1Q02A4" type="630 series" manufacturer="ABB" configVersion="REF630ver1.2.0.10">
1304 <DataTypeTemplates>
3045 </SCL>
  
```

Figura 5.23: Secciones del archivo SCL

(incluye dirección IP), enlaces de los mensajes (GSE, GoCBs) direccionados para la transmisión. En la figura 5.11 se muestra la comunicación entre IEDs servidores y clientes y en la figura 5.25 una imagen del archivo scl.xml de esta sección.

3. La sección de IED describe completamente al IED incluyendo las comunicaciones y la ingeniería. Las plantillas de los tipos de datos son parte del IED pero dentro de este esquema (archivos SCL) se encuentra separado en su propia sección. Los archivos ICD incluyen la descripción de los nodos

```
1 <?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
2 <SCL xmlns="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL">
3 <Header id="ID" nameStructure="IEDName" />
4 <Substation name="AA1" desc="Substation 4">
5 <VoltageLevel name="J1" desc="Voltage Level 22kV">
6 <Bay name="Q01" desc="TABLERO +RC01">
7 <LNode iedName="AA1J1Q01A3" ldInst="LD0" lnClass="LLNO" />
8 <LNode iedName="AA1J1Q01A4" ldInst="LD0" lnClass="LLNO" />
9 </Bay>
10 <Bay name="Q02" desc="TABLERO +RC02">
11 <LNode iedName="AA1J1Q02A3" ldInst="LD0" lnClass="LLNO" />
12 <LNode iedName="AA1J1Q02A4" ldInst="LD0" lnClass="LLNO" />
13 </Bay>
14 </VoltageLevel>
15 </Substation>
16 </Communication>
17 <IED configVersion="1.0" manufacturer="TELVENT" name="MTU" type="s
79 <IED configVersion="1.0" manufacturer="TELVENT" name="MTU" type="s
110 <IED name="AA1J1Q01A4" desc="AA1J1Q01A4" type="630 series" manufac
407 <IED name="AA1J1Q02A3" desc="AA1J1Q02A3" type="630 series" manufac
710 <IED name="AA1J1Q01A3" desc="AA1J1Q01A3" type="630 series" manufac
1007 <IED name="AA1J1Q02A4" desc="AA1J1Q02A4" type="630 series" manufac
1304 <DataTypeTemplates>
```

Figura 5.24: Archivo SCL: sección de subestación

lógicos, plantillas de sus tipos de datos y los servicios soportados.

En la figura 5.26 se presenta un esquema con la organización de un IED en LDs, LNs, DOs y DAs con los siguientes elementos:

- El servidor representa la interface de comunicación para la subred.
- Uno o más dispositivos lógicos (LD) son parte del servidor.
- Un conjunto de LN pertenecen a un LD.
- El nodo lógico LLNO es un nodo lógico especial por LD y contiene los sets de datos, bloques de control, entradas (desde mensajes GOOSE). En los IEDs de la serie 630, los sets de datos y bloques de control generalmente son localizados en LD0.
- El LN LPHD es un nodo lógico especial por LD y contiene los objetos de datos que describen el estado de los dispositivos físicos (el IED).
- Cada nodo lógico representa una función y contiene un número de objetos de datos DO.
- Cada DO incluye un número de atributos de datos DA.

Los DOs representan señales de información que pueden ser ruteados a los IEDs a nivel de estación o a otros IEDs de bahía (IEDs clientes o receptores),

```
4 <Substation name="AA1" desc="Substation 4">
16 <Communication>
17 <SubNetwork name="WA1" desc="Subnetwork" type="8-MMS">
18 <ConnectedAP apName="P1" iedName="MTU">
19 <Address>
20 <P type="IP">192.168.4.2</P>
21 <P type="IP-SUBNET">255.255.255.0</P>
22 <P type="IP-GATEWAY">0.0.0.0</P>
23 <P type="OSI-AP-Title">1,3,9999,23</P>
24 <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
25 <P type="OSI-SSEL">0001</P>
26 <P type="OSI-TSEL">0001</P>
27 </Address>
28 </ConnectedAP>
29 <ConnectedAP iedName="AA1J1Q02A3" apName="S1">
30 <Address>
31 <P type="IP">192.168.4.23</P>
32 <P type="OSI-AE-Qualifier">23</P>
33 <P type="OSI-AP-Title">1,3,9999,23</P>
34 <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
35 <P type="OSI-SSEL">0001</P>
36 <P type="OSI-TSEL">0001</P>
37 <P type="IP-SUBNET">255.255.0.0</P>
38 <P type="IP-GATEWAY">192.168.0.1</P>
39 </Address>
40 </ConnectedAP>
41 <ConnectedAP iedName="AA1J1Q01A3" apName="S1">
42 <Address>
43 <P type="IP">192.168.4.21</P>
```

Figura 5.25: Archivo SCL: sección de comunicaciones

mediante comunicación **GOOSE** de acuerdo al diseño de ingeniería. Los servicios de control (mando y monitoreo) están incluidos en los **DO**.

El número de objetos de datos y atributos por **DO** están definidos por el tipo de **LN** utilizado en el **IED**. El contenido del tipo de nodo lógico y **DO** están definido en el *Data Type Template (DTT)* y es único en la sección de definición en el archivo **SCD**. En la figura 5.27 se presenta una parte de la sección de **IEDs**.

4. La sección de plantillas de tipos de datos contiene la descripción de cada tipo de nodo lógico. Cada **IED** tiene su propia definición del tipo de nodo lógico basado en el estándar. En la figura 5.28 se presenta la sección de tipos de objetos de datos **DO**.

La sección de subestación y de comunicaciones permite organizar los **IEDs**

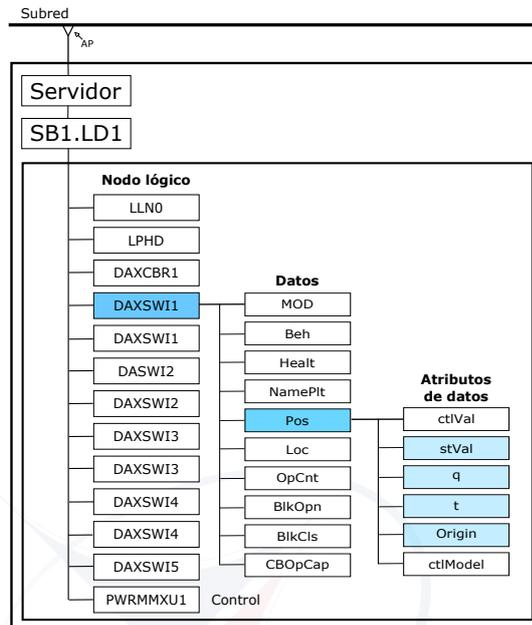


Figura 5.26: Organización de un IED

```
710 <IED name="AA1J1Q01A3" desc="AA1J1Q01A3" type="630 series" manufacturer="ABB" configVersion="REF630ver1.2.0.10">
711 <Services>
726 <AccessPoint name="S1">
727 <Server>
728 <Authentication />
729 <LDevice inst="LD0">
730 <LN0 lnClass="LLNO" inst="" lnType="ABBIED600_LLNO">
731 <DataSet name="StatIed">
739 <DataSet name="StatNrm1">
747 <DataSet name="StatUrg">
770 <DataSet name="StatUrg A">
799 <DataSet name="MeasFit" desc="Medidas">
812 <ReportControl name="rcb A" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:24:11 GMT)" rptID="AA1J1Q01A3LDC
813 <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
814 <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID="true" />
815 <RptEnabled max="1">
816 <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLNO" />
817 </RptEnabled>
818 </ReportControl>
819 <ReportControl name="rcb B" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:24:33 GMT)" rptID="AA1J1Q01A3LDC
826 <ReportControl name="rcb C" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:24:46 GMT)" rptID="AA1J1Q01A3LDC
833 <ReportControl name="rcb D" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:25:12 GMT)" rptID="AA1J1Q01A3LDC
840 <ReportControl name="rcb E" desc="(created/recycled on Thu, 15 Jan 2015 15:24:44 GMT)" rptID="AA1J1Q01A3LDC
847 <SettingControl numOfSSs="4" actSG="1" />
848 </LN0>
849 <LN prefix="DR" lnClass="RDRE" inst="1" lnType="ABBIED600_DRRDRE" />
850 <LN prefix="DA" lnClass="RREC" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_DARREC" />
851 <LN prefix="CV" lnClass="RSOF" inst="1" lnType="ABBIED600_CVRSOF" />
852 <LN prefix="QC" lnClass="CBAY" inst="1" lnType="ABBIED600_QCCBAY" />
853 <LN prefix="CCB" lnClass="RBRF" inst="2" lnType="ABBIED600_CCBRRF" />
854 <LN prefix="SB" lnClass="SBB" inst="1" lnType="ABBIED600_SBB" />
```

Figura 5.27: Archivo SCL, sección de IEDs

dentro de la subestación y establecer la comunicación, toda la estructura funcional de la subestación: relación entre equipos primarios y el establecimiento de la comunicación son tareas que se configuran en los IEDs a través de la herramienta PCM600, la ingeniería de señales y enrutamiento de señales son realizadas por

```
1304 <DataTypeTemplates>
1305 <LNodeType id="ABBIED600_F1MSTA" lnClass="MSTA">
1333 <LNodeType id="ABBIED600_SCEFRFLO" lnClass="RFLO">
1350 <LNodeType id="ABBIED600_FMSTA" lnClass="MSTA">
1378 <LNodeType id="ABBIED600_REV1_SPGGIO" lnClass="GGIO">
1385 <LNodeType id="ABBIED600_REV1_SCILO" lnClass="CILO">
1393 <LNodeType id="ABBIED600_GNRLCSWI" lnClass="CSWI">
1394 <DO name="Mod" type="ABB_a_dINC" />
1395 <DO name="Res" type="ABB_a_dINS" />
1396 <DO name="Health" type="ABB_c_dINS" />
1397 <DO name="NamPlt" type="ABB_a_dLPL" />
1398 <DO name="Res" type="ABB_a_dDPC" />
1399 <DO name="OpOpn" type="ABB_b_dACT" transient="true" />
1400 <DO name="OpCls" type="ABB_b_dACT" transient="true" />
1401 <DO name="BlkCmd" type="ABB_v1_dSPC" />
1402 </LNodeType>
1403 <LNodeType id="ABBIED600_CPHM&XU" lnClass="M&XU">
1410 <LNodeType id="ABBIED600_RESCM&XU" lnClass="M&XU">
1417 <LNodeType id="ABBIED600_PWRM&XU" lnClass="M&XU">
1430 <LNodeType id="ABBIED600_VPPM&XU" lnClass="M&XU">
1437 <LNodeType id="ABBIED600_PHPPTOC" lnClass="PTOC">
1447 <LNodeType id="ABBIED600_DEFL&XU" lnClass="LLNO">
1453 <LNodeType id="ABBIED600_NSPTOC" lnClass="PTOC">
1462 <LNodeType id="ABBIED600_PDNSPTOC" lnClass="PTOC">
1472 <LNodeType id="ABBIED600_ROVPTOV" lnClass="PTOV">
1481 <LNodeType id="ABBIED600_PHBL&XU" lnClass="LLNO">
1487 <LNodeType id="ABBIED600_QCCBAY" lnClass="CBAY">
1498 <LNodeType id="ABBIED600_CCBRRBF" lnClass="RBRF">
1507 <LNodeType id="ABBIED600_D&XSWI" lnClass="XSWI">
```

Figura 5.28: Archivo SCL, sección de plantillas de DO

## IET600.

PCM600 coloca la estructura del IED instanciado, en la sección de subestación en el archivo SCL. En la sección de comunicaciones crea la configuración correspondiente de los IEDs. Para cada función crea un dispositivo y nodo lógico en la sección de IEDs y en la sección de plantillas de tipos de datos la definición del tipo.

IET600 y SCL Tool permite definir en la sección de subestación, para cada IED, los nodos lógicos relacionados con los dispositivos primarios. Los nodos lógicos que no están relacionados con dispositivos primarios son incluidos al nivel de bahía en la sección de subestación.

En el apéndice B se presenta parte del listado del archivo scl.xml configurado en la RTU de la subestación 04.



## Capítulo 6

# Conclusiones y Recomendaciones

### 6.1. Conclusiones

El objetivo de este trabajo fue entender los alcances del estándar IEC 61850, comprender cómo interactúan los componentes de un SAS basado en la norma. Del estudio se determina que por la conceptualización del estándar presenta muchos beneficios su implementación así al tener un modelo virtualizado en LD, LN, ACSI y CDC, permite representar los datos, servicios y comportamiento de un dispositivo físico que pueden ser transmitidos a través de una red bajo la definición de un protocolo específico, contando además con servicios de alta velocidad GOOSE. Todos los nombres de objetos están estandarizados y definidos en el contexto de la subestación, los dispositivos son auto descriptivos y su configuración y la del sistema en general son representados en un lenguaje estandarizado basado en archivos XML. Esta conceptualización permite reducir los costos de instalación al reducir el cableado físico, los costos de transductores al centralizar el muestreo desde patio permitiendo el acceso a cualquier IED, los costos de migración al existir mínima diferencia entre dispositivos de diferentes fabricantes, los costos de ampliación al no requerir reconfiguraciones de dispositivos, los costos de integración al utilizar la misma tecnología de red y los costos de implementación de nuevas funcionalidades puesto que los dispositivos ya están conectados a la red de subestación.

De la implementación de los SAS basado en la norma IEC 61850, en la CEN-



TROSUR, se tiene dos escenarios:

- La primera en la que los sistemas fueron implementados por el proveedor sin una auténtica transmisión de conocimientos que permita realizar el mantenimiento y la ampliación de los mismos de forma autónoma.
- La segunda en la que se tuvo interacción con los actores participantes en el que IEC 61850 coexiste con otros protocolos en la misma red y que impulsará la iniciación de un cambio tecnológico conceptual de la implementación e integración de los SAS.

En ninguno de los escenarios se tiene, a nivel de proceso, la transmisión de señales analógicas en formato de muestras digitales o SMV que permita: disminuir el uso de sistemas de cableado de señales, reducir la capacidad de la carga eléctrica en los circuitos de corriente y tensión conectados a los TCs y TPs y reducir los costos de implementación; y, a nivel de estación la aplicación de mensajería GOOSE que permita la transmisión de datos entre IEDs, como medio de intercambio rápido de información entre protecciones.

Es importante anotar que el estándar es extenso y puede traer complicaciones en la implementación por lo que se requiere de la colaboración estrecha de un equipo de trabajo multidisciplinario que incluya en primer término especialistas en protecciones, control y comunicaciones, además de la participación del proveedor del producto.

Se está trabajando para emplear nuevos sistemas de automatización con soluciones como la descrita en la norma y de acuerdo al estado del arte logrando flexibilidad, interoperabilidad, mejorar tiempos de respuesta y homogeneidad en los sistemas de subestaciones.

La implementación, a nivel nacional, del sistema ADMS basado en un modelo de datos estandarizado IEC 61968 (CIM) y la incorporación de IEC 61850 en las subestaciones permitirá una arquitectura unificada y de integración en todo el sistema de potencia, facilitando la automatización y por tanto constituyéndose en la base para un sistema de energía inteligente y eficiente.



## 6.2. Recomendaciones

Para las nuevas instalaciones en subestaciones se debe tener presente lo siguiente: el nuevo equipo de patio debe incluir procesamiento electrónico como **TCs** y **TPs** inteligentes que permita la integración a nivel de proceso mediante una red **LAN** reduciendo o eliminando el cableado de cobre, con nuevas aplicaciones que permitan la sincronización e interbloques a través de la red, es decir se debe incluir, en las subestaciones, la automatización a nivel de proceso según los lineamientos dados en **IEC 61850-9-2** [30]. Otro concepto que se debe tener presente y se debe incluir en implementaciones futuras es la comunicación horizontal entre **IEDs** es decir la mensajería **GOOSE**.

Además con la finalidad de ahorrar tiempos en la implementación y ganar experiencia es aconsejable realizar pruebas fuera de línea (en un laboratorio) de toda la configuración del sistema: protecciones, virtualización y comunicaciones.

Es importante considerar planes de capacitaciones sobre los diferentes estándares aplicados a las redes eléctricas lo que permitirá realizar integraciones hacia un sistema eléctrico inteligente. Por ejemplo es necesario conocer el estándar **IEC 81346** que codifica el equipo de subestaciones, entre otros, desde diferentes aspectos como el funcional, y es aplicado en **IEC 61850**. De igual manera la capacitación sobre **IEC 61850** que permita conocer los fundamentos de la norma y sobre los dispositivos que lo soportan de forma de poder encarar las configuraciones requeridas en el sistema de las subestaciones, considerando que existen equipos de subestación como es el caso de **IEDs** que tienen incluido el modelo **IEC 61850** en forma nativa y pueden ser integrados sólo bajo este concepto.

Ya sea que la implementación de un **SAS** sea realizado por contratistas o realizado por personal de la empresa se debe tener un registro de toda la documentación del proceso de implementación incluyendo la planificación, construcción y mantenimiento del **SAS**. La documentación debe incluir: manuales, diagramas de conexión y de comunicación, mapeo de datos, etc. lo que facilitará el mantenimiento y la ampliación de las subestaciones.



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
*desde 1867*



# Apéndices

UNIVERSIDAD DE CUENCA  
*desde 1867*





## Apéndices A

# Características de los equipos de patio de la SE 04 de la CENTROSUR

UNIVERSIDAD DE CUENCA  
*desde 1867*



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
*desde 1867*



## A.1. Nivel de 69 kV

Datos de los equipos de patio instalados a nivel de 69 kV de la SE-04 (Parque Industrial)

NIVEL 69 kV							
Interruptores	Ubicación	SE SININCAY	SE 07	SE SAUCAY	SE ERCO	TR1	TR3
	Marca	SIEMENS	SIEMENS	ABB	BBC	SIEMENS	COMPTON GREAVES
	Modelo	3AP1FG	3AP1FG	LTB145D1/B	ELF 72,51b	3AP1FG	120-SFM-32B
	Norma de fabricación	IEC 62271-100	IEC 62271-100	IEC 56	IEC	IEC 62271-100	IEC 62271-100
	Año de fabricación	2009	2009	1997	1980	2002	2012
	Tensión nominal	145 kV	145 kV	69kV	69kV	123 kV	145 kV
	Corriente nominal	3150A	3150A	3150A	1200A	1200 A	1250 A
	Capacidad de interrupción	40kA	40kA	40		31.5 kA	40 kA
	Tensión de operación	69kV	69kV	69kV	69kV	69 kV	69 kV
	Tensión de control	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc
	Tensión de servicios auxiliares c.t	220 V ac	220 V ac	120 V ac	120 V ac	220 V ac	220 V ac
	Medio de extinción de arco	SF6	SF6	SF6	SF6	SF6	SF6
	Medio de aislamiento externo	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana
	Frecuencia	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz
	Nivel de aislamiento (BIL)	275kV	275kV	275kV	275kV	275kV	275kV
Peso Total	1500 Kg	1500 Kg	1360 Kg	316 Kg	1590 Kg	1550 Kg	
Seccionadores de barra	Ubicación	SE SININCAY	SE 07	SE SAUCAY	SE ERCO	TR1	TR3
	Marca	ALPHA	ALPHA	ALPHA	ALPHA	ALPHA	ALPHA
	Modelo	TFDE10065	TFDE10065	TFDE10065	TFDE10065	TFD 1800	TFDE 10065
	Año de fabricación	1979	1979	1979	1979	2003	1979
	Tensión nominal	100 kV	100 kV	100 kV	100 kV	100 kV	100 kV
	Corriente nominal	600 A	600 A	600 A	600 A	2000 A	630 A
	I.nominal de corte (Isc)	50/20 kA	50/20 kA	50/20 kA	50/20 kA		50/20 kA
	Tensión de operación	69 kV	69 kV	69 kV	69 kV	69 kV	69 kV
	Tensión de control	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc
	Medio de aislamiento externo	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana
Fases	3	3	3	3	3	3	
Seccionadores de línea	Ubicación	SE SININCAY	SE 07	SE SAUCAY	SE ERCO		
	Marca	ALPHA	ALPHA	ALPHA	ALPHA		
	Modelo	TFDE10065	TFDE10065	TFDE10065	TFDE10065		
	Año de fabricación	1979	1981	1979	1979		
	Tensión nominal	100kV	100kV	100kV	100kV		
	Corriente nominal	600A	600A	600A	600A		
	I.nominal de corte (Isc)	50/20 kA	50/20 kA	50/20 kA	50/20 kA		
	Tensión de operación	69kV	69kV	69kV	69kV		
	Tensión de control	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc		
	Medio de aislamiento externo	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana		
Fases	3	3	3	3			
Seccionadores de puesta a tierra	Ubicación	SE SININCAY	SE 07	SE SAUCAY	SE ERCO		
	Marca	ALPHA	ALPHA	ALPHA	ALPHA		
	Modelo	TFDE10065	TFDE10065	TFDE10065	TFDE10065		
	Año de fabricación	1979	1981	1979	1979		
	Tensión nominal	100kV	100kV	100kV	100kV		
	Corriente nominal	600A	600A	600A	600A		
	I.nominal de corte (Isc)	50/20 kA	50/20 kA	50/20 kA	50/20 kA		
	Tensión de operación	69kV	69kV	69kV	69kV		
	Tensión de control	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc		
	Medio de aislamiento externo	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana		
Fases	3	3	3	3			
Pararrayos	Ubicación	SE SININCAY	SE 07	SE SAUCAY	SE ERCO		
	Marca	BBC	BBC	BBC	BBC		
	Modelo	HML 75H	HML 75H	HML 75H	HML 75H		
	Año de fabricación	1979	1981	1979	1979		
	Tensión nominal	75kV	75kV	75kV	75kV		
	Corriente nominal	10kA	10kA	10kA	10kA		
	Medio de aislamiento externo	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana		
Fases	3	3	3	3			



<b>Transformadores de corriente (TC)</b>	<b>Ubicación</b>	<b>SE SININCA Y</b>	<b>SE 07</b>	<b>SE SAUCAY</b>	<b>SE ERCO</b>
	Marca	EMIL PFFIFNER	EMIL PFFIFNER	EMIL PFFIFNER	EMIL PFFIFNER
	Modelo	JOF 72	JOF 72	JOF 72	JOF 72
	Año de fabricación	1981	1981	1979	1979
	Corriente nominal primaria	300/600 A	300/600 A	300/600 A	300/600 A
	Corriente nominal secundaria	5/5 A	5/5 A	5/5 A	5/5 A
	BIL al impulso	72,5/140/350 kV	69/140/350 kV	69/140/350 kV	69/140/350 kV
	Corriente nominal térmica	30 kA	30 kA	30 kA	30 kA
	Burden medición	15VA	15VA	15VA	15VA
	Burden protección	30VA	30VA	30VA	30VA
	Clase de precisión	0,5	0,5	0,5	0,5
	Medio de aislamiento interno	Aceite	Aceite	Aceite	Aceite
	Medio de aislamiento externo	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana
	Fases	3	3	3	3
<b>Transformadores de potencial (TP)</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Línea SAUCAY</b>	<b>BARRA</b>		
	Marca	EMIL PFFIFNER	ABB		
	Modelo	EOF72	EMFC72		
	Año de fabricación	1979	1996		
	Tensión nominal primaria	69kV	72kV		
	Tensión nominal secundaria	110V	110V		
	BIL al impulso	69/140/350 kV	140/350 kV		
	Relación de transf actual	69/110	69/110		
	Burden medición	90 VA	90 VA		
	Clase de precisión	0,5	0,5		
	Medio de aislamiento interno	Aceite	Aceite		
	Medio de aislamiento externo	Porcelana	Porcelana		
	Fases	3	3		
<b>Transformadores de potencia</b>	<b>Ubicación</b>	<b>TR1</b>	<b>TR3</b>		
	Marca	ATHRLIER			
	Modelo	TP14500	SF11-32000/69		
	Año de fabricación	1979	2014		
	Potencia	12,5 MVA	24/32MVA		
	Relación	69/22	69/22		
	Año de instalación		2015		
	Norma	IEC 76.1976	ANSI C57		
	Serie	HST15000 -1 - 2	CK140206-1		
	Fases	3	3		
	Tensión primario	69 kV	69kV		
	Tensión secundario	22kV	22kV		
	Tensión terciario	6,3 kV			
	Amperios AT	104,6 A	200.8/267.8		
	Amperios MT	328 A	629.8/839.8		
	Frecuencia	60Hz	60Hz		
	Conexión	YNyn0 d	YNyn0+d5		
	Aislamiento interno (P/S/T)	350/125 kV	350/150/95 kV		
	Aislamiento externo (P/S/T)		550/200/125 kV		
	Peso Total	24800 Kg	50500Kg		
Cambiador de TAPS	5	5			
Enfriamiento	ONAN	ONAN/ONAF			



## A.2. Nivel de 22 kV

Datos de los equipos de patio instalados a nivel de 22 kV de la SE-04 (Parque Industrial)

NIVEL 22 kV												
Ubicación	TR1	TR3	LINEA A SE 01	ALIM 0421	ALIM 0422	ALIM 0423	ALIM 0424	ALIM 0425	ALIM 0426	ALIM 0427		
Marca	SQUARE D	SOUTH WALE	ABB	ABB	ABB	ABB	SQUARE D	SQUARE D	SQUARE D	SQUARE D		
Modelo	VACIO	VACIO	VACIO	VACIO	VACIO	VACIO	VACIO	VACIO	VACIO	VACIO		
Número de serie	18569	99435	97M130VB	1VAL09B127V	1VAL09B129V	1VAL09B124V	17-15963	17-15961	17-15962	18568		
Año de fabricación	2006	1981	1997	2009	2009	2009	2002	2002	2002	2006		
Tensión nominal	38 kV	25 kV	38 kV	38 kV	38 kV	38 kV	38 kV	38 kV	38 kV	38 kV		
Corriente nominal	1200 A	8000 A	1200 A	1200 A	1200 A	1200 A	1200 A	1200 A	1200 A	1200 A		
Capacidad de interrupción	25 kA	11.5 kA	25 kA	25 kA	25 kA	25 kA	25 kA	25 kA	25 kA	25 kA		
Tensión de operación	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV		
Tensión de control	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc		
Tensión de servicios auxiliares c.t	220 V ac	220 V ac	220 V ac	220 V ac	220 V ac	220 V ac	220 V ac	220 V ac	220 V ac	220 V ac		
Medio de extinción de arco	VACIO	ACEITE	VACIO	VACIO	VACIO	VACIO	VACIO	VACIO	VACIO	VACIO		
Medio de aislamiento externo	Polimero	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Polimero	Polimero	Polimero	Polimero		
Frecuencia	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz		
Nivel de aislamiento (BIL) impulso	200 kV	200 kV	200 kV	200 kV	200 kV	200 kV	200 kV	200 kV	200 kV	200 kV		
Peso Total	1227 kg		1000 kg	1000 kg	1000 kg	1000 kg	1227 kg	1227 kg	1227 kg	1227 kg		
Ubicación	TR1	TR3	LINEA A SE 01	ALIM 0421	ALIM 0422	ALIM 0423	ALIM 0424	ALIM 0425	ALIM 0426	ALIM 0427		
Marca	ALPHA	TOSHIBA	TOSHIBA	ALPHA	ALPHA	ALPHA	ALPHA	ALPHA	ALPHA	ALPHA		
Modelo	TFD 2000	KHK-20ISH	KHK-20ISH	TFD 2000	TFD 1800	TFD 1800	TFD 2000	TFD 2000	TFD 2000	TFD 2000		
Año de fabricación	1996	1970	1970	2003	2009	2009	2003	2003	2003	2006		
Tensión nominal	52 kV	23 kV	23 kV	36 kV	36 kV	36 kV	36 kV	36 kV	36 kV	36 kV		
Corriente nominal	2000 A	600 A	600 A	2000 A	2000 A	2000 A	630 A	630 A	630 A	2000 A		
l. nominal de corte (Isc)	40 kA	40 kA	40 kA	20 kA	31.5 kA	31.5 kA	20 kA	20 kA	20 kA	31.5 kA		
Tensión de operación	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV	22 kV		
Tensión de control	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc	130 V dc		
Medio de aislamiento externo	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana	Porcelana		
Fases	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3		
Seccionadores de barra												



### A.3. Servicios Generales

Los servicios generales de los equipos de patio instalados a nivel de 22 kV de la SE-04 (Parque Industrial) son:

SERVICIOS GENERALES		
<b>Rectificador (cargador de baterías)</b>	Marca	NIFE
	Modelo	RI110VB0025ND
	Año de fabricación	1997
	Tensión de alimentación	220 VAC
	Número de fases	3
	Variación de la tensión de alimentación	10%
	Tensión nominal de salida	110 V
	Corriente nominal de salida	25 A
<b>Baterías</b>	Marca	EMISA
	Modelo	LP-80
	Año de fabricación	
	Tipo de batería	ALCALINA
	Tensión Nominal del banco	129,72 VDC
	Capacidad nominal del banco	80 AH
	Número de celdas	92
<b>Servicios Auxiliares de AC</b>	Marca	OTESA
	Modelo	
	Año de fabricación	2003
	Tensión nominal	220 VAC
	Corriente nominal	300 A
	Capacidad protección general	315 A
	N° total de circuitos	26
	N° de circuitos disponibles	5
<b>Servicios Auxiliares de DC</b>	Marca	SIEMENS
	Modelo	
	Año de fabricación	2005
	Tensión nominal	110 VDC
	Corriente nominal	60 A
	N° total de circuitos	31
	N° de circuitos disponibles	4



## Apéndices B

# Archivo XML de la configuración IEC 61850 de la SE 04 de la CENTROSUR

UNIVERSIDAD DE CUENCA  
*desde 1867*



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
*desde 1867*



**B.1. Archivo scl.xml configurado en la [RTU](#) de la subestación 04.**



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
*desde 1867*

```
<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<SCL xmlns="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL">
  <Header id="ID" nameStructure="IEDName" />
  <Substation name="AA1" desc="Substation 4">
    <VoltageLevel name="J1" desc="Voltage Level 22kV">
      <Bay name="Q01" desc="TABLERO +RC01">
        <LNode iedName="AA1J1Q01A3" ldInst="LD0" lnClass="LLN0" />
        <LNode iedName="AA1J1Q01A4" ldInst="LD0" lnClass="LLN0" />
      </Bay>
      <Bay name="Q02" desc="TABLERO +RC02">
        <LNode iedName="AA1J1Q02A3" ldInst="LD0" lnClass="LLN0" />
        <LNode iedName="AA1J1Q02A4" ldInst="LD0" lnClass="LLN0" />
      </Bay>
    </VoltageLevel>
  </Substation>
  <Communication>
    <SubNetwork name="WA1" desc="Subnetwork" type="8-MMS">
      <ConnectedAP apName="P1" iedName="MTU">
        <Address>
          <P type="IP">192.168.4.2</P>
          <P type="IP-SUBNET">255.255.255.0</P>
          <P type="IP-GATEWAY">0.0.0.0</P>
          <P type="OSI-AP-Title">1,3,9999,23</P>
          <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
          <P type="OSI-SSEL">0001</P>
          <P type="OSI-TSEL">0001</P>
        </Address>
      </ConnectedAP>
      <ConnectedAP iedName="AA1J1Q02A3" apName="S1">
        <Address>
          <P type="IP">192.168.4.23</P>
          <P type="OSI-AE-Qualifier">23</P>
          <P type="OSI-AP-Title">1,3,9999,23</P>
          <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
          <P type="OSI-SSEL">0001</P>
          <P type="OSI-TSEL">0001</P>
          <P type="IP-SUBNET">255.255.0.0</P>
          <P type="IP-GATEWAY">192.168.0.1</P>
        </Address>
      </ConnectedAP>
      <ConnectedAP iedName="AA1J1Q01A3" apName="S1">
        <Address>
          <P type="IP">192.168.4.21</P>
          <P type="OSI-AE-Qualifier">23</P>
          <P type="OSI-AP-Title">1,3,9999,23</P>
          <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
          <P type="OSI-SSEL">0001</P>
          <P type="OSI-TSEL">0001</P>
          <P type="IP-SUBNET">255.255.255.0</P>
          <P type="IP-GATEWAY">192.168.4.1</P>
        </Address>
      </ConnectedAP>
      <ConnectedAP iedName="AA1J1Q02A4" apName="S1">
```

```

<Address>
  <P type="IP">192.168.4.24</P>
  <P type="OSI-AE-Qualifier">23</P>
  <P type="OSI-AP-Title">1,3,9999,23</P>
  <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
  <P type="OSI-SSEL">0001</P>
  <P type="OSI-TSEL">0001</P>
  <P type="IP-SUBNET">255.255.0.0</P>
  <P type="IP-GATEWAY">192.168.0.1</P>
</Address>
</ConnectedAP>
<ConnectedAP iedName="AA1J1Q01A4" apName="S1">
  <Address>
    <P type="IP">192.168.4.22</P>
    <P type="OSI-AE-Qualifier">23</P>
    <P type="OSI-AP-Title">1,3,9999,23</P>
    <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
    <P type="OSI-SSEL">0001</P>
    <P type="OSI-TSEL">0001</P>
    <P type="IP-SUBNET">255.255.255.0</P>
    <P type="IP-GATEWAY">192.168.4.1</P>
  </Address>
</ConnectedAP>
</SubNetwork>
</Communication>
<IED configVersion="1.0" manufacturer="TELVENT" name="MTU" type="subCAT">
  <Services>
    <DynAssociation />
    <GetDirectory />
    <GetDataObjectDefinition />
    <DataObjectDirectory />
    <GetDataSetValue />
    <DataSetDirectory />
    <ConfDataSet max="15" maxAttributes="60" />
    <ReadWrite />
    <ConfReportControl max="10" />
    <GetCBValues />
    <ReportSettings bufTime="Dyn" cbName="Fix" datSet="Conf" intgPd="Dyn" optFields="Dyn"
    rptID="Dyn" trgOps="Dyn" />
    <GOOSE max="16" />
    <FileHandling />
    <ConfLNs fixLnInst="true" fixPrefix="true" />
  </Services>
  <AccessPoint name="P1">
    <Server>
      <Authentication none="true" />
      <LDevice desc="Dummy LD, for RCB ClientLN refs" inst="LD0">
        <LN0 desc="General" inst="" lnClass="LLN0" lnType="BCO_CAP/PROT/LLN0" />
        <LN desc="device" inst="1" lnClass="LPHD" lnType="BCO_CAP/PROT/LPHD1" />
      </LDevice>
      <LDevice desc="Dummy LD, no 61850 upstream clients for this project" inst="ALARMS">
        <LN0 desc="General" inst="" lnClass="LLN0" lnType="BCO_CAP/PROT/LLN0" />
        <LN desc="device" inst="1" lnClass="LPHD" lnType="BCO_CAP/PROT/LPHD1" />
      </LDevice>
    </Server>
  </AccessPoint>
</IED>

```

```

    </LDevice>
  </Server>
</AccessPoint>
</IED>
<IED name="AA1J1Q01A4" desc="AA1J1Q01A4" type="630 series" manufacturer="ABB" configVersion=
"REF630ver1.2.0.10">
  <Services>
    <DynAssociation />
    <SettingGroups />
    <GetDirectory />
    <GetDataObjectDefinition />
    <DataObjectDirectory />
    <GetDataSetValue />
    <ConfDataSet max="100" maxAttributes="300" />
    <ReadWrite />
    <ConfReportControl max="100" />
    <GetCBValues />
    <ReportSettings datSet="Conf" rptID="Dyn" optFields="Dyn" bufTime="Dyn" trgOps="Dyn"
intgPd="Dyn" />
    <GSESettings datSet="Conf" appID="Conf" />
    <GOOSE max="20" />
  </Services>
  <AccessPoint name="S1">
    <Server>
      <Authentication />
      <LDevice inst="LD0">
        <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_LLN0">
          <DataSet name="StatIed">
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="1" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="2" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="4" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="3" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="5" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="6" doName="Beh" fc="ST" />
          </DataSet>
          <DataSet name="StatUrg">
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="ActRec" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="AROn" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="LO" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="PrgRec" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="RdyRec" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="UnsRec" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="QC" lnClass="CBAY" lnInst="1" doName="LocSwPos" fc="ST"
/>
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="S" lnClass="CILO" lnInst="1" doName="EnaCls" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="S" lnClass="CILO" lnInst="1" doName="EnaOpn" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="1" doName="Pos" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="2" doName="Pos" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="Ind" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="2" doName="Ind" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="3" doName="Ind" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="4" doName="Ind" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="6" doName="Ind" fc="ST" />
          </DataSet>
        </LN0>
      </LDevice>
    </Server>
  </AccessPoint>
</IED>

```

```
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="10" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="11" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="12" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="13" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="9" doName="Ind" fc="ST" />
</DataSet>
<DataSet name="MeasFlt">
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="Hz" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotPF" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotVA" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotVAR" fc="MX" />
  />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotW" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="CPH" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="A" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="RESC" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="A" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="CS" lnClass="MSQI" lnInst="1" doName="SeqA" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="MSQI" lnInst="1" doName="SeqV" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VPH" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VPP" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PPV" fc="MX" />
</DataSet>
<DataSet name="StatNrml">
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="CCB" lnClass="RBRF" lnInst="2" doName="OpEx" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="CCB" lnClass="RBRF" lnInst="2" doName="OpIn" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="PTOF" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="EFI" lnClass="PTOC" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="PTUF" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PHI" lnClass="PTOC" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
</DataSet>
<DataSet name="StatUrg_A">
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="14" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="15" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="16" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="17" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="18" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="19" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="21" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="22" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="7" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="8" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="9" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="5" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="DPCSO" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="2" doName="DPCSO" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="3" doName="DPCSO" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="4" doName="DPCSO" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="20" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="24" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="25" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="26" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="27" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="28" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="5" doName="DPCSO" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="6" doName="DPCSO" fc="ST" />

```

```
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="7" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="8" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="23" doName="Ind" fc="ST" />
</DataSet>
<ReportControl name="rcb_B" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:26:37
GMT)" rptID="AA1J1Q01A4LD0/LLN0.rcb_B" datSet="StatIed" confRev="100" bufTime="500"
buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_C" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:26:46
GMT)" rptID="AA1J1Q01A4LD0/LLN0.rcb_C" datSet="StatNrml" confRev="100" bufTime="500"
buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_D" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:26:56
GMT)" rptID="AA1J1Q01A4LD0/LLN0.rcb_D" datSet="StatUrg" confRev="100" bufTime="500"
buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_E" desc="(created/recycled on Thu, 15 Jan 2015 15:25:23
GMT)" rptID="AA1J1Q01A4LD0/LLN0.rcb_E" datSet="StatUrg_A" confRev="100" bufTime=
"500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_A" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:26:27
GMT)" rptID="AA1J1Q01A4LD0/LLN0.rcb_A" datSet="MeasFlt" confRev="200" intgPd="5000"
bufTime="500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
```

```
</ReportControl>
<SettingControl numOfSGs="4" actSG="1" />
</LN0>
<LN prefix="DR" lnClass="RDRE" inst="1" lnType="ABBIED600_DRRDRE" />
<LN prefix="DA" lnClass="RREC" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_DARREC" />
<LN prefix="CV" lnClass="RSOF" inst="1" lnType="ABBIED600_CVRSOF" />
<LN prefix="QC" lnClass="CBAY" inst="1" lnType="ABBIED600_QCCBAY" />
<LN prefix="CCB" lnClass="RBRF" inst="2" lnType="ABBIED600_CCBRBRF" />
<LN prefix="S" lnClass="SCBR" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_SSCBR" />
<LN prefix="CC" lnClass="RDIF" inst="1" lnType="ABBIED600_CCRDIF" />
<LN prefix="PHL" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PHLPTOC" />
<LN prefix="NS" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_NSPTOC" />
<LN prefix="DA" lnClass="PTOF" inst="1" lnType="ABBIED600_DAPTOF" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTOV" inst="1" lnType="ABBIED600_PHPTOV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTOV" inst="2" lnType="ABBIED600_PHPTOV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTOV" inst="3" lnType="ABBIED600_PHPTOV" />
<LN prefix="DA" lnClass="PTUF" inst="1" lnType="ABBIED600_DAPTOF" />
<LN prefix="SEQ" lnClass="RFUF" inst="1" lnType="ABBIED600_SEQRFUF" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTUV" inst="1" lnType="ABBIED600_PHPTUV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTUV" inst="2" lnType="ABBIED600_PHPTUV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTUV" inst="3" lnType="ABBIED600_PHPTUV" />
<LN prefix="EFL" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_EFLPTOC" />
<LN prefix="DA" lnClass="PFRC" inst="1" lnType="ABBIED600_DAPFRC" />
<LN prefix="DA" lnClass="PFRC" inst="2" lnType="ABBIED600_DAPFRC" />
<LN prefix="ROV" lnClass="PTOV" inst="2" lnType="ABBIED600_ROVPTOV" />
<LN prefix="ROV" lnClass="PTOV" inst="3" lnType="ABBIED600_ROVPTOV" />
<LN prefix="ROV" lnClass="PTOV" inst="1" lnType="ABBIED600_ROVPTOV" />
<LN prefix="NS" lnClass="PTOC" inst="2" lnType="ABBIED600_NSPTOC" />
<LN prefix="S" lnClass="CILO" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_SCILO" />
<LN prefix="DA" lnClass="XCBR" inst="1" lnType="ABBIED600_DAXCBR" />
<LN prefix="S" lnClass="CILO" inst="2" lnType="ABBIED600_REV1_SCILO" />
<LN prefix="PDNS" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PDNSPTOC" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="1" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="2" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="EFI" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_EFIPTOC" />
<LN prefix="EFH" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_EFHPTOC" />
<LN prefix="PHI" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PHIPTOC" />
<LN prefix="PHH" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PHHPTOC" />
<LN prefix="INR" lnClass="PHAR" inst="1" lnType="ABBIED600_INRPHAR" />
<LN prefix="PHH" lnClass="PTOC" inst="2" lnType="ABBIED600_PHHPTOC" />
<LN prefix="TRP" lnClass="PTRC" inst="1" lnType="ABBIED600_TRPPTRC" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="2" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="3" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="4" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="6" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="T1" lnClass="PTTR" inst="1" lnType="ABBIED600_T1PTTR" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="1" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="2" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="4" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="4" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="5" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="10" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
```

```
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="11" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="12" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="13" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="14" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="15" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="16" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="17" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="18" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="19" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="21" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="22" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="7" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="8" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="9" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="PWR" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_PWRMMXU" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="3" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="3" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="5" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="6" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="CPH" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_CPHMMXU" />
<LN prefix="RESC" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_RESCMMXU" />
<LN prefix="CS" lnClass="MSQI" inst="1" lnType="ABBIED600_CSMSQI" />
<LN prefix="VS" lnClass="MSQI" inst="1" lnType="ABBIED600_VSMSQI" />
<LN prefix="VPH" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_VPHMMXU" />
<LN prefix="VPP" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_VPPMMXU" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="23" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="5" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="2" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="3" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="4" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="20" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="24" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="25" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="26" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="27" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="28" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="5" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="6" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="7" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="8" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
</LDevice>
<LDevice inst="DEFL_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DEFL_3">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DOCL_2">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_PHBLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DEFL_2">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
```

```

</LDevice>
<LDevice inst="DOCH_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_PHLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DEFH_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="RESV_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_GNRLN0">
    <DataSet name="Meas_A" desc="(created on Thu, 29 Jan 2015 19:07:56 GMT)">
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
daName="q" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
daName="cVal.mag" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
daName="range" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
daName="t" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
daName="cVal.mag.f" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
daName="q" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
daName="range" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
daName="t" fc="MX" />
    </DataSet>
    <ReportControl name="rcb_A1" desc="(created/recycled on Thu, 29 Jan 2015 19:11:42
GMT)" rptID="AA1J1Q01A4RESV_1/LLN0.rcb_A1" datSet="Meas_A" confRev="100" intgPd=
"5000" bufTime="500" buffered="true">
      <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
      <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
      <RptEnabled max="1">
        <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
      </RptEnabled>
    </ReportControl>
  </LN0>
  <LN prefix="RESV" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_RESVMMXU" />
  <LN prefix="VRES" lnClass="MMXU" inst="2" lnType="ABBIED600_VRESMMXU" />
</LDevice>
<LDevice inst="SCFL_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_RSLN0">
    <DataSet name="Meas_B" desc="(created on Thu, 29 Jan 2015 19:10:17 GMT)">
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F1" lnClass="MSTA" lnInst="1" doName="FltDiskm"
daName="mag.f" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F1" lnClass="MSTA" lnInst="1" doName="FltDiskm"
daName="q" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F1" lnClass="MSTA" lnInst="1" doName="FltDiskm"
daName="t" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltDiskm"
daName="mag.f" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltDiskm"

```

```

    daName="q" fc="MX" />
    <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltDiskm"
    daName="t" fc="MX" />
  </DataSet>
  <ReportControl name="rcb_A2" desc="(created/recycled on Thu, 29 Jan 2015 19:11:56
  GMT)" rptID="AA1J1Q01A4SCFL_1/LLN0.rcb_A2" datSet="Meas_B" confRev="100" intgPd=
  "5000" bufTime="500" buffered="true">
    <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
    <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
    ="true" />
    <RptEnabled max="1">
      <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
    </RptEnabled>
  </ReportControl>
</LN0>
<LN prefix="F1" lnClass="MSTA" inst="1" lnType="ABBIED600_F1MSTA" />
<LN prefix="SCEF" lnClass="RFLO" inst="1" lnType="ABBIED600_SCEFRFLO" />
<LN prefix="F" lnClass="MSTA" inst="2" lnType="ABBIED600_FMSTA" />
</LDevice>
</Server>
</AccessPoint>
</IED>
<IED name="AA1J1Q02A3" desc="AA1J1Q02A3" type="630 series" manufacturer="ABB" configVersion=
"REF630ver1.2.0.10">
  <Services>
    <DynAssociation />
    <SettingGroups />
    <GetDirectory />
    <GetDataObjectDefinition />
    <DataObjectDirectory />
    <GetDataSetValue />
    <ConfDataSet max="100" maxAttributes="300" />
    <ReadWrite />
    <ConfReportControl max="100" />
    <GetCBValues />
    <ReportSettings datSet="Conf" rptID="Dyn" optFields="Dyn" bufTime="Dyn" trgOps="Dyn"
    intgPd="Dyn" />
    <GSESettings datSet="Conf" appID="Conf" />
    <GOOSE max="20" />
  </Services>
  <AccessPoint name="S1">
    <Server>
      <Authentication />
      <LDevice inst="LD0">
        <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_LLN0">
          <DataSet name="StatIed">
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="1" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="2" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="4" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="3" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="5" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="6" doName="Beh" fc="ST" />
          </DataSet>
        </LN0>
      </LDevice>
    </Server>
  </AccessPoint>
</IED>

```

```
<DataSet name="StatNrml">
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="CCB" lnClass="RBRF" lnInst="2" doName="OpEx" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="CCB" lnClass="RBRF" lnInst="2" doName="OpIn" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="PTUF" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="EFI" lnClass="PTOC" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="PTOF" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PHI" lnClass="PTOC" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
</DataSet>
<DataSet name="StatUrg">
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="ActRec" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="AROn" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="LO" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="PrgRec" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="RdyRec" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="UnsRec" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="QC" lnClass="CBAY" lnInst="1" doName="LocSwPos" fc="ST" />
  />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="S" lnClass="CILO" lnInst="1" doName="EnaCls" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="S" lnClass="CILO" lnInst="1" doName="EnaOpn" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="1" doName="Pos" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="2" doName="Pos" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="2" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="3" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="4" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="6" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="10" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="11" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="12" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="13" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="9" doName="Ind" fc="ST" />
</DataSet>
<DataSet name="StatUrg_A">
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="14" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="15" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="16" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="17" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="18" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="19" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="21" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="22" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="7" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="8" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="9" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="23" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="5" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="DPCSO" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="2" doName="DPCSO" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="3" doName="DPCSO" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="4" doName="DPCSO" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="20" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="24" doName="Ind" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="25" doName="Ind" fc="ST" />
</DataSet>
```

```
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="26" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="27" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="28" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="5" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="6" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="7" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="8" doName="DPCSO" fc="ST" />
</DataSet>
<DataSet name="MeasFlt">
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="Hz" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotPF" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotVA" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotVAr" fc="MX" />
  />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotW" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="CPH" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="A" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="RESC" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="A" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="CS" lnClass="MSQI" lnInst="1" doName="SeqA" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="MSQI" lnInst="1" doName="SeqV" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VPH" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV" fc="MX" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="VPP" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PPV" fc="MX" />
</DataSet>
<ReportControl name="rcb_B" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:28:23 GMT)" rptID="AA1J1Q02A3LD0/LLN0.rcb_B" datSet="StatIed" confRev="100" bufTime="500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_C" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:28:32 GMT)" rptID="AA1J1Q02A3LD0/LLN0.rcb_C" datSet="StatNrml" confRev="100" bufTime="500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_D" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:28:42 GMT)" rptID="AA1J1Q02A3LD0/LLN0.rcb_D" datSet="StatUrg" confRev="100" bufTime="500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_E" desc="(created/recycled on Thu, 15 Jan 2015 15:25:48
```

```
GMT)" rptID="AA1J1Q02A3LD0/LLN0.rcb_E" datSet="StatUrg_A" confRev="100" bufTime=
"500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_A" desc="(created/recycled on Wed, 28 Jan 2015 20:56:32
GMT)" rptID="AA1J1Q02A3LD0/LLN0.rcb_A" datSet="MeasFlt" confRev="100" intgPd="5000"
bufTime="500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<SettingControl numOfSGs="4" actSG="1" />
</LN0>
<LN prefix="DR" lnClass="RDRE" inst="1" lnType="ABBIED600_DRRDRE" />
<LN prefix="DA" lnClass="RREC" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_DARREC" />
<LN prefix="CV" lnClass="RSOF" inst="1" lnType="ABBIED600_CVRSOF" />
<LN prefix="QC" lnClass="CBAY" inst="1" lnType="ABBIED600_QCCBAY" />
<LN prefix="CCB" lnClass="RBRF" inst="2" lnType="ABBIED600_CCBRBRF" />
<LN prefix="S" lnClass="SCBR" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_SSCBR" />
<LN prefix="CC" lnClass="RDIF" inst="1" lnType="ABBIED600_CCRDIF" />
<LN prefix="PHL" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PHLPTOC" />
<LN prefix="NS" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_NSPTOC" />
<LN prefix="DA" lnClass="PTOF" inst="1" lnType="ABBIED600_DAPTOF" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTOV" inst="1" lnType="ABBIED600_PHPTOV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTOV" inst="2" lnType="ABBIED600_PHPTOV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTOV" inst="3" lnType="ABBIED600_PHPTOV" />
<LN prefix="DA" lnClass="PTUF" inst="1" lnType="ABBIED600_DAPTOF" />
<LN prefix="SEQ" lnClass="RFUF" inst="1" lnType="ABBIED600_SEQRFUF" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTUV" inst="1" lnType="ABBIED600_PHPTUV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTUV" inst="2" lnType="ABBIED600_PHPTUV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTUV" inst="3" lnType="ABBIED600_PHPTUV" />
<LN prefix="EFL" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_EFLPTOC" />
<LN prefix="DA" lnClass="PFRC" inst="1" lnType="ABBIED600_DAPFRC" />
<LN prefix="DA" lnClass="PFRC" inst="2" lnType="ABBIED600_DAPFRC" />
<LN prefix="ROV" lnClass="PTOV" inst="2" lnType="ABBIED600_ROVPTOV" />
<LN prefix="ROV" lnClass="PTOV" inst="3" lnType="ABBIED600_ROVPTOV" />
<LN prefix="ROV" lnClass="PTOV" inst="1" lnType="ABBIED600_ROVPTOV" />
<LN prefix="NS" lnClass="PTOC" inst="2" lnType="ABBIED600_NSPTOC" />
<LN prefix="S" lnClass="CILO" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_SCILO" />
<LN prefix="DA" lnClass="XCBR" inst="1" lnType="ABBIED600_DAXCBR" />
<LN prefix="S" lnClass="CILO" inst="2" lnType="ABBIED600_REV1_SCILO" />
<LN prefix="PDNS" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PDNSPTOC" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="1" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="2" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="EFI" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_EFIPTOC" />
```

```
<LN prefix="EFH" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_EFHPTOC" />
<LN prefix="PHI" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PHIPTOC" />
<LN prefix="PHH" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PHHPTOC" />
<LN prefix="INR" lnClass="PHAR" inst="1" lnType="ABBIED600_INRPHAR" />
<LN prefix="PHH" lnClass="PTOC" inst="2" lnType="ABBIED600_PHHPTOC" />
<LN prefix="TRP" lnClass="PTRC" inst="1" lnType="ABBIED600_TRPPTRC" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="2" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="3" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="4" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="6" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="T1" lnClass="PTTR" inst="1" lnType="ABBIED600_T1PTTR" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="1" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="2" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="4" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="4" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="5" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="10" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="11" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="12" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="13" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="14" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="15" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="16" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="17" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="18" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="19" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="21" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="22" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="7" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="8" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="9" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="PWR" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_PWRMMXU" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="3" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="3" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="5" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="6" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="CPH" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_CPHMMXU" />
<LN prefix="RESC" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_RESCMMXU" />
<LN prefix="CS" lnClass="MSQI" inst="1" lnType="ABBIED600_CSMSQI" />
<LN prefix="VS" lnClass="MSQI" inst="1" lnType="ABBIED600_VSMSQI" />
<LN prefix="VPH" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_VPHMMXU" />
<LN prefix="VPP" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_VPPMMXU" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="23" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="5" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="2" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="3" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="4" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="20" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="24" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="25" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="26" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
```

```
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="27" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="28" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="5" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="6" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="7" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="8" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
</LDevice>
<LDevice inst="DEFL_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DEFL_3">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DOCL_2">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_PHBLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DEFL_2">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DOCH_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_PHBLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DEFH_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="RESV_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_GNRLLN0">
    <DataSet name="Meas_A" desc="(created on Wed, 28 Jan 2015 20:43:01 GMT)">
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
daName="cVal.mag.f" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
daName="t" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
daName="q" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
daName="range" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
daName="cVal.mag.f" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
daName="q" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
daName="range" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
daName="t" fc="MX" />
    </DataSet>
    <ReportControl name="rcb_A1" desc="(created/recycled on Wed, 28 Jan 2015 20:57:29
GMT)" rptID="AA1J1Q02A3RESV_1/LLN0.rcb_A1" datSet="Meas_A" confRev="100" intgPd=
"5000" bufTime="500" buffered="true">
      <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
      <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
      <RptEnabled max="1">
        <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
      </RptEnabled>
    </ReportControl>
  </LN0>
</LDevice>
```

```

    </RptEnabled>
  </ReportControl>
</LN0>
<LN prefix="RESV" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_RESVMMXU" />
<LN prefix="VRES" lnClass="MMXU" inst="2" lnType="ABBIED600_VRESMMXU" />
</LDevice>
<LDevice inst="SCFL_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_RSLN0">
    <DataSet name="Meas_B" desc="(created on Wed, 28 Jan 2015 20:52:41 GMT)">
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F1" lnClass="MSTA" lnInst="1" doName="FltDiskm"
        daName="t" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F1" lnClass="MSTA" lnInst="1" doName="FltDiskm"
        daName="q" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F1" lnClass="MSTA" lnInst="1" doName="FltDiskm"
        daName="mag.f" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltZ" daName
        ="t" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltZ" daName
        ="q" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltZ" daName
        ="cVal.mag.f" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F" lnClass="MSTA" lnInst="2" doName="FltDiskm"
        daName="t" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F" lnClass="MSTA" lnInst="2" doName="FltDiskm"
        daName="q" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F" lnClass="MSTA" lnInst="2" doName="FltDiskm"
        daName="mag.f" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltDiskm"
        daName="mag" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltDiskm"
        daName="q" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltDiskm"
        daName="t" fc="MX" />
    </DataSet>
    <ReportControl name="rcb_A2" desc="(created/recycled on Wed, 28 Jan 2015 20:58:05
      GMT)" rptID="AA1J1Q02A3SCFL_1/LLN0.rcb_A2" datSet="Meas_B" confRev="200" intgPd=
      "5000" bufTime="500" buffered="true">
      <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
      <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
        ="true" />
      <RptEnabled max="1">
        <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
      </RptEnabled>
    </ReportControl>
  </LN0>
  <LN prefix="F1" lnClass="MSTA" inst="1" lnType="ABBIED600_F1MSTA" />
  <LN prefix="SCEF" lnClass="RFLO" inst="1" lnType="ABBIED600_SCEFRFLO" />
  <LN prefix="F" lnClass="MSTA" inst="2" lnType="ABBIED600_FMSTA" />
</LDevice>
</Server>
</AccessPoint>
</IED>
<IED name="AA1J1Q01A3" desc="AA1J1Q01A3" type="630 series" manufacturer="ABB" configVersion=

```

```

"REF630ver1.2.0.10">
  <Services>
    <DynAssociation />
    <SettingGroups />
    <GetDirectory />
    <GetDataObjectDefinition />
    <DataObjectDirectory />
    <GetDataSetValue />
    <ConfDataSet max="100" maxAttributes="300" />
    <ReadWrite />
    <ConfReportControl max="100" />
    <GetCBValues />
    <ReportSettings datSet="Conf" rptID="Dyn" optFields="Dyn" bufTime="Dyn" trgOps="Dyn"
    intgPd="Dyn" />
    <GSESettings datSet="Conf" appID="Conf" />
    <GOOSE max="20" />
  </Services>
  <AccessPoint name="S1">
    <Server>
      <Authentication />
      <LDevice inst="LD0">
        <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_LLN0">
          <DataSet name="StatIed">
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="1" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="2" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="4" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="3" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="5" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="6" doName="Beh" fc="ST" />
          </DataSet>
          <DataSet name="StatNrml">
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="CCB" lnClass="RBRF" lnInst="2" doName="OpEx" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="CCB" lnClass="RBRF" lnInst="2" doName="OpIn" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="PTUF" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="EFI" lnClass="PTOC" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="PTOF" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="PHI" lnClass="PTOC" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
          </DataSet>
          <DataSet name="StatUrg">
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="ActRec" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="AROn" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="LO" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="PrgRec" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="RdyRec" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="UnsRec" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="QC" lnClass="CBAY" lnInst="1" doName="LocSwPos" fc="ST"
            />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="S" lnClass="CILO" lnInst="1" doName="EnaCls" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="S" lnClass="CILO" lnInst="1" doName="EnaOpn" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="1" doName="Pos" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="2" doName="Pos" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="Ind" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="2" doName="Ind" fc="ST" />
          </DataSet>
        </LN0>
      </LDevice>
    </Server>
  </AccessPoint>
</REF630ver1.2.0.10>

```

```

<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="3" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="4" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="6" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="10" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="11" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="12" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="13" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="9" doName="Ind" fc="ST" />
</DataSet>
<DataSet name="StatUrg_A">
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="14" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="15" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="16" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="17" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="18" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="19" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="21" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="22" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="7" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="8" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="9" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="23" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="5" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="2" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="3" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="4" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="20" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="24" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="25" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="26" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="27" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="28" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="5" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="6" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="7" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="8" doName="DPCSO" fc="ST" />
</DataSet>
<DataSet name="MeasFlt" desc="Medidas">
<FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="Hz" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotPF" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotVA" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotVAr" fc="MX" />
/>
<FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotW" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="CPH" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="A" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="RESC" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="A" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="CS" lnClass="MSQI" lnInst="1" doName="SeqA" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="MSQI" lnInst="1" doName="SeqV" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VPH" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VPP" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PPV" fc="MX" />
</DataSet>
<ReportControl name="rcb_A" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:24:11

```

```
GMT)" rptID="AA1J1Q01A3LD0/LLN0.rcb_A" datSet="MeasFlt" confRev="300" intgPd="5000"
bufTime="500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_B" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:24:33
GMT)" rptID="AA1J1Q01A3LD0/LLN0.rcb_B" datSet="StatIed" confRev="100" bufTime="500"
buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_C" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:24:46
GMT)" rptID="AA1J1Q01A3LD0/LLN0.rcb_C" datSet="StatNrml" confRev="100" bufTime="500"
buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_D" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:25:12
GMT)" rptID="AA1J1Q01A3LD0/LLN0.rcb_D" datSet="StatUrg" confRev="100" bufTime="500"
buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_E" desc="(created/recycled on Thu, 15 Jan 2015 15:24:44
GMT)" rptID="AA1J1Q01A3LD0/LLN0.rcb_E" datSet="StatUrg_A" confRev="100" bufTime=
"500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<SettingControl numOfSGs="4" actSG="1" />
</LN0>
<LN prefix="DR" lnClass="RDRE" inst="1" lnType="ABBIED600_DRRDRE" />
<LN prefix="DA" lnClass="RREC" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_DARREC" />
```

```
<LN prefix="CV" lnClass="RSOF" inst="1" lnType="ABBIED600_CVRSOF" />
<LN prefix="QC" lnClass="CBAY" inst="1" lnType="ABBIED600_QCCBAY" />
<LN prefix="CCB" lnClass="RBRF" inst="2" lnType="ABBIED600_CCBRBRF" />
<LN prefix="S" lnClass="SCBR" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_SSCBR" />
<LN prefix="CC" lnClass="RDIF" inst="1" lnType="ABBIED600_CCRDIF" />
<LN prefix="PHL" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PHLPTOC" />
<LN prefix="NS" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_NSPTOC" />
<LN prefix="DA" lnClass="PTOF" inst="1" lnType="ABBIED600_DAPTOF" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTOV" inst="1" lnType="ABBIED600_PHPTOV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTOV" inst="2" lnType="ABBIED600_PHPTOV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTOV" inst="3" lnType="ABBIED600_PHPTOV" />
<LN prefix="DA" lnClass="PTUF" inst="1" lnType="ABBIED600_DAPTOF" />
<LN prefix="SEQ" lnClass="RFUF" inst="1" lnType="ABBIED600_SEQRFUF" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTUV" inst="1" lnType="ABBIED600_PHPTUV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTUV" inst="2" lnType="ABBIED600_PHPTUV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTUV" inst="3" lnType="ABBIED600_PHPTUV" />
<LN prefix="EFL" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_EFLPTOC" />
<LN prefix="DA" lnClass="PFRC" inst="1" lnType="ABBIED600_DAPFRC" />
<LN prefix="DA" lnClass="PFRC" inst="2" lnType="ABBIED600_DAPFRC" />
<LN prefix="ROV" lnClass="PTOV" inst="2" lnType="ABBIED600_ROVPTOV" />
<LN prefix="ROV" lnClass="PTOV" inst="3" lnType="ABBIED600_ROVPTOV" />
<LN prefix="ROV" lnClass="PTOV" inst="1" lnType="ABBIED600_ROVPTOV" />
<LN prefix="NS" lnClass="PTOC" inst="2" lnType="ABBIED600_NSPTOC" />
<LN prefix="S" lnClass="CILO" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_SCILO" />
<LN prefix="DA" lnClass="XCBR" inst="1" lnType="ABBIED600_DAXCBR" />
<LN prefix="S" lnClass="CILO" inst="2" lnType="ABBIED600_REV1_SCILO" />
<LN prefix="PDNS" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PDNSPTOC" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="1" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="2" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="EFI" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_EFIPTOC" />
<LN prefix="EFH" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_EFHPTOC" />
<LN prefix="PHI" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PHIPTOC" />
<LN prefix="PHH" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PHHPTOC" />
<LN prefix="INR" lnClass="PHAR" inst="1" lnType="ABBIED600_INRPHAR" />
<LN prefix="PHH" lnClass="PTOC" inst="2" lnType="ABBIED600_PHHPTOC" />
<LN prefix="TRP" lnClass="PTRC" inst="1" lnType="ABBIED600_TRPPTRC" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="2" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="3" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="4" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="6" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="T1" lnClass="PTTR" inst="1" lnType="ABBIED600_T1PTTR" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="1" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="2" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="4" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="4" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="5" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="10" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="11" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="12" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="13" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="14" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="15" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
```

```
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="16" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="17" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="18" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="19" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="21" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="22" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="7" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="8" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="9" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="PWR" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_PWRMMXU" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="3" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="3" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="5" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="6" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="CPH" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_CPHMMXU" />
<LN prefix="RESC" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_RESCMMXU" />
<LN prefix="CS" lnClass="MSQI" inst="1" lnType="ABBIED600_CSMSQI" />
<LN prefix="VS" lnClass="MSQI" inst="1" lnType="ABBIED600_VSMSQI" />
<LN prefix="VPH" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_VPHMMXU" />
<LN prefix="VPP" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_VPPMMXU" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="23" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="5" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="2" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="3" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="4" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="20" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="24" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="25" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="26" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="27" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="28" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="5" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="6" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="7" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="8" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
</LDevice>
<LDevice inst="DEFL_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DEFL_3">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DOCL_2">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_PHLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DEFL_2">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DOCH_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_PHLLN0" />
</LDevice>
<LDevice inst="DEFH_1">
```

```

    <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
  </LDevice>
  <LDevice inst="RESV_1">
    <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_GNRLLN0">
      <DataSet name="Meas_A" desc="(created on Thu, 29 Jan 2015 18:56:32 GMT)">
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
          daName="q" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
          daName="cVal.mag.f" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
          daName="cVal.mag.f" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
          daName="range" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
          daName="t" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
          daName="q" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
          daName="range" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
          daName="t" fc="MX" />
      </DataSet>
      <ReportControl name="rcb_A1" desc="(created/recycled on Thu, 29 Jan 2015 19:06:15
        GMT)" rptID="AA1J1Q01A3RESV_1/LLN0.rcb_A1" datSet="Meas_A" confRev="100" intgPd=
        "5000" bufTime="500" buffered="true">
        <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
        <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
          ="true" />
        <RptEnabled max="1">
          <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
        </RptEnabled>
      </ReportControl>
    </LN0>
    <LN prefix="RESV" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_RESVMMXU" />
    <LN prefix="VRES" lnClass="MMXU" inst="2" lnType="ABBIED600_VRESMMXU" />
  </LDevice>
  <LDevice inst="SCFL_1">
    <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_RSLLN0">
      <DataSet name="Meas_B" desc="(created on Thu, 29 Jan 2015 19:00:54 GMT)">
        <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F1" lnClass="MSTA" lnInst="1" doName="FltDiskm"
          daName="q" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F1" lnClass="MSTA" lnInst="1" doName="FltDiskm"
          daName="mag.f" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltDiskm"
          daName="mag.f" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F1" lnClass="MSTA" lnInst="1" doName="FltDiskm"
          daName="t" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltDiskm"
          daName="q" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltDiskm"
          daName="t" fc="MX" />
      </DataSet>
      <ReportControl name="rcb_A2" desc="(created/recycled on Thu, 29 Jan 2015 19:06:34

```

```

GMT)" rptID="AA1J1Q01A3SCFL_1/LLN0.rcb_A2" datSet="Meas_B" confRev="100" intgPd=
"5000" bufTime="500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
</LN0>
<LN prefix="F1" lnClass="MSTA" inst="1" lnType="ABBIED600_F1MSTA" />
<LN prefix="SCEF" lnClass="RFLO" inst="1" lnType="ABBIED600_SCEFRFLO" />
<LN prefix="F" lnClass="MSTA" inst="2" lnType="ABBIED600_FMSTA" />
</LDevice>
</Server>
</AccessPoint>
</IED>
<IED name="AA1J1Q02A4" desc="AA1J1Q02A4" type="630 series" manufacturer="ABB" configVersion=
"REF630ver1.2.0.10">
  <Services>
    <DynAssociation />
    <SettingGroups />
    <GetDirectory />
    <GetDataObjectDefinition />
    <DataObjectDirectory />
    <GetDataSetValue />
    <ConfDataSet max="100" maxAttributes="300" />
    <ReadWrite />
    <ConfReportControl max="100" />
    <GetCBValues />
    <ReportSettings datSet="Conf" rptID="Dyn" optFields="Dyn" bufTime="Dyn" trgOps="Dyn"
intgPd="Dyn" />
    <GSESettings datSet="Conf" appID="Conf" />
    <GOOSE max="20" />
  </Services>
  <AccessPoint name="S1">
    <Server>
      <Authentication />
      <LDevice inst="LD0">
        <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_LLN0">
          <DataSet name="StatIed">
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="1" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="2" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="4" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="3" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="5" doName="Beh" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="6" doName="Beh" fc="ST" />
          </DataSet>
          <DataSet name="StatUrg">
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="ActRec" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="AROn" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="LO" fc="ST" />
            <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="PrgRec" fc="ST" />
          </DataSet>
        </LN0>
      </LDevice>
    </Server>
  </AccessPoint>
</IED>

```

```

<FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="RdyRec" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="RREC" lnInst="1" doName="UnsRec" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="QC" lnClass="CBAY" lnInst="1" doName="LocSwPos" fc="ST"
/>
<FCDA ldInst="LD0" prefix="S" lnClass="CILO" lnInst="1" doName="EnaCls" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="S" lnClass="CILO" lnInst="1" doName="EnaOpn" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="1" doName="Pos" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="GNRL" lnClass="CSWI" lnInst="2" doName="Pos" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="2" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="3" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="4" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="6" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="10" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="11" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="12" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="13" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="9" doName="Ind" fc="ST" />
</DataSet>
<DataSet name="StatUrg_A">
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="14" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="15" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="16" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="17" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="18" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="19" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="21" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="22" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="7" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="8" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="9" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="23" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="5" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="1" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="2" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="3" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="4" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="20" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="24" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="25" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="26" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="27" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="SP" lnClass="GGIO" lnInst="28" doName="Ind" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="5" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="6" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="7" doName="DPCSO" fc="ST" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="GGIO" lnInst="8" doName="DPCSO" fc="ST" />
</DataSet>
<DataSet name="MeasFlt">
<FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="Hz" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotPF" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotVA" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotVAR" fc="MX" />

```

```
</>
<FCDA ldInst="LD0" prefix="PWR" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="TotW" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="CPH" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="A" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="RESC" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="A" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="CS" lnClass="MSQI" lnInst="1" doName="SeqA" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VS" lnClass="MSQI" lnInst="1" doName="SeqV" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VPH" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV" fc="MX" />
<FCDA ldInst="LD0" prefix="VPP" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PPV" fc="MX" />
</DataSet>
<DataSet name="StatNrml">
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="CCB" lnClass="RBRF" lnInst="2" doName="OpEx" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="CCB" lnClass="RBRF" lnInst="2" doName="OpIn" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="EFI" lnClass="PTOC" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="PTOF" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="DA" lnClass="PTUF" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
  <FCDA ldInst="LD0" prefix="PHI" lnClass="PTOC" lnInst="1" doName="Op" fc="ST" />
</DataSet>
<ReportControl name="rcb_B" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:29:35 GMT)" rptID="AA1J1Q02A4LD0/LLN0.rcb_B" datSet="StatIed" confRev="100" bufTime="500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_C" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:29:44 GMT)" rptID="AA1J1Q02A4LD0/LLN0.rcb_C" datSet="StatNrml" confRev="100" bufTime="500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_D" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:29:54 GMT)" rptID="AA1J1Q02A4LD0/LLN0.rcb_D" datSet="StatUrg" confRev="100" bufTime="500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_E" desc="(created/recycled on Thu, 15 Jan 2015 15:26:08 GMT)" rptID="AA1J1Q02A4LD0/LLN0.rcb_E" datSet="StatUrg_A" confRev="100" bufTime="500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID="true" />
</ReportControl>
```

```
<RptEnabled max="1">
  <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
</RptEnabled>
</ReportControl>
<ReportControl name="rcb_A" desc="(created/recycled on Tue, 13 Jan 2015 20:29:26 GMT)" rptID="AA1J1Q02A4LD0/LLN0.rcb_A" datSet="MeasFlt" confRev="200" intgPd="5000" bufTime="500" buffered="true">
  <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
  <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID="true" />
  <RptEnabled max="1">
    <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
  </RptEnabled>
</ReportControl>
<SettingControl numOfSGs="4" actSG="1" />
</LN0>
<LN prefix="DR" lnClass="RDRE" inst="1" lnType="ABBIED600_DRRDRE" />
<LN prefix="DA" lnClass="RREC" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_DARREC" />
<LN prefix="CV" lnClass="RSOF" inst="1" lnType="ABBIED600_CVRSOF" />
<LN prefix="QC" lnClass="CBAY" inst="1" lnType="ABBIED600_QCCBAY" />
<LN prefix="CCB" lnClass="RBRF" inst="2" lnType="ABBIED600_CCBRBRF" />
<LN prefix="S" lnClass="SCBR" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_SSCBR" />
<LN prefix="CC" lnClass="RDIF" inst="1" lnType="ABBIED600_CCRDIF" />
<LN prefix="PHL" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PHLPTOC" />
<LN prefix="NS" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_NSPTOC" />
<LN prefix="DA" lnClass="PTOF" inst="1" lnType="ABBIED600_DAPTOF" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTOV" inst="1" lnType="ABBIED600_PHPTOV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTOV" inst="2" lnType="ABBIED600_PHPTOV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTOV" inst="3" lnType="ABBIED600_PHPTOV" />
<LN prefix="DA" lnClass="PTUF" inst="1" lnType="ABBIED600_DAPTOF" />
<LN prefix="SEQ" lnClass="RFUF" inst="1" lnType="ABBIED600_SEQRFUF" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTUV" inst="1" lnType="ABBIED600_PHPTUV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTUV" inst="2" lnType="ABBIED600_PHPTUV" />
<LN prefix="PH" lnClass="PTUV" inst="3" lnType="ABBIED600_PHPTUV" />
<LN prefix="EFL" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_EFLPTOC" />
<LN prefix="DA" lnClass="PFRC" inst="1" lnType="ABBIED600_DAPFRC" />
<LN prefix="DA" lnClass="PFRC" inst="2" lnType="ABBIED600_DAPFRC" />
<LN prefix="ROV" lnClass="PTOV" inst="2" lnType="ABBIED600_ROVPTOV" />
<LN prefix="ROV" lnClass="PTOV" inst="3" lnType="ABBIED600_ROVPTOV" />
<LN prefix="ROV" lnClass="PTOV" inst="1" lnType="ABBIED600_ROVPTOV" />
<LN prefix="NS" lnClass="PTOC" inst="2" lnType="ABBIED600_NSPTOC" />
<LN prefix="S" lnClass="CILO" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_SCILO" />
<LN prefix="DA" lnClass="XCBR" inst="1" lnType="ABBIED600_DAXCBR" />
<LN prefix="S" lnClass="CILO" inst="2" lnType="ABBIED600_REV1_SCILO" />
<LN prefix="PDNS" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PDNSPTOC" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="1" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="2" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="EFI" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_EFIPTOC" />
<LN prefix="EFH" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_EFHPTOC" />
<LN prefix="PHI" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PHIPTOC" />
<LN prefix="PHH" lnClass="PTOC" inst="1" lnType="ABBIED600_PHHPTOC" />
<LN prefix="INR" lnClass="PHAR" inst="1" lnType="ABBIED600_INRPHAR" />
<LN prefix="PHH" lnClass="PTOC" inst="2" lnType="ABBIED600_PHHPTOC" />
```

```
<LN prefix="TRP" lnClass="PTRC" inst="1" lnType="ABBIED600_TRPPTRC" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="2" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="3" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="4" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="6" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="T1" lnClass="PTTR" inst="1" lnType="ABBIED600_T1PTTR" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="1" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="2" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="4" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="4" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="5" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="10" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="11" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="12" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="13" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="14" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="15" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="16" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="17" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="18" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="19" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="21" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="22" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="7" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="8" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="9" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="PWR" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_PWRMMXU" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="3" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="DA" lnClass="XSWI" inst="3" lnType="ABBIED600_DAXSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="5" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="GNRL" lnClass="CSWI" inst="6" lnType="ABBIED600_GNRLCSWI" />
<LN prefix="CPH" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_CPHMMXU" />
<LN prefix="RESC" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_RESCMMXU" />
<LN prefix="CS" lnClass="MSQI" inst="1" lnType="ABBIED600_CSMSQI" />
<LN prefix="VS" lnClass="MSQI" inst="1" lnType="ABBIED600_VSMSQI" />
<LN prefix="VPH" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_VPHMMXU" />
<LN prefix="VPP" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_VPPMMXU" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="23" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="5" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="1" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="2" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="3" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="4" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="20" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="24" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="25" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="26" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="27" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="SP" lnClass="GGIO" inst="28" lnType="ABBIED600_REV1_SPGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="5" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="6" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
<LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="7" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
```

```

    <LN prefix="VS" lnClass="GGIO" inst="8" lnType="ABBIED600_REV1_VSGGIO" />
  </LDevice>
  <LDevice inst="DEFL_1">
    <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
  </LDevice>
  <LDevice inst="DEFL_3">
    <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
  </LDevice>
  <LDevice inst="DOCL_2">
    <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_PHBLLN0" />
  </LDevice>
  <LDevice inst="DEFL_2">
    <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
  </LDevice>
  <LDevice inst="DOCH_1">
    <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_PHBLLN0" />
  </LDevice>
  <LDevice inst="DEFH_1">
    <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_DEFLLN0" />
  </LDevice>
  <LDevice inst="RESV_1">
    <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_GNRLLN0">
      <DataSet name="Meas_A" desc="(created on Thu, 29 Jan 2015 19:13:20 GMT)">
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
          daName="cVal.mag.f" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
          daName="q" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
          daName="range" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="RESV" lnClass="MMXU" lnInst="1" doName="PhV.res"
          daName="t" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
          daName="cVal.mag.f" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
          daName="q" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
          daName="range" fc="MX" />
        <FCDA ldInst="RESV_1" prefix="VRES" lnClass="MMXU" lnInst="2" doName="PhV.res"
          daName="t" fc="MX" />
      </DataSet>
      <ReportControl name="rcb_A1" desc="(created/recycled on Thu, 29 Jan 2015 19:16:14
        GMT)" rptID="AA1J1Q02A4RESV_1/LLN0.rcb_A1" datSet="Meas_A" confRev="100" intgPd=
        "5000" bufTime="500" buffered="true">
        <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
        <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
          ="true" />
        <RptEnabled max="1">
          <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
        </RptEnabled>
      </ReportControl>
    </LN0>
    <LN prefix="RESV" lnClass="MMXU" inst="1" lnType="ABBIED600_RESVMMXU" />
    <LN prefix="VRES" lnClass="MMXU" inst="2" lnType="ABBIED600_VRESMMXU" />

```

```
</LDevice>
<LDevice inst="SCFL_1">
  <LN0 lnClass="LLN0" inst="" lnType="ABBIED600_RSLN0">
    <DataSet name="Meas_B" desc="(created on Thu, 29 Jan 2015 19:15:03 GMT)">
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F1" lnClass="MSTA" lnInst="1" doName="FltDiskm"
        daName="mag.f" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F1" lnClass="MSTA" lnInst="1" doName="FltDiskm"
        daName="q" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="F1" lnClass="MSTA" lnInst="1" doName="FltDiskm"
        daName="t" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltDiskm"
        daName="mag.f" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltDiskm"
        daName="q" fc="MX" />
      <FCDA ldInst="SCFL_1" prefix="SCEF" lnClass="RFLO" lnInst="1" doName="FltDiskm"
        daName="t" fc="MX" />
    </DataSet>
    <ReportControl name="rcb_A2" desc="(created/recycled on Thu, 29 Jan 2015 19:16:23
      GMT)" rptID="AA1J1Q02A4SCFL_1/LLN0.rcb_A2" datSet="Meas_B" confRev="100" intgPd=
      "5000" bufTime="500" buffered="true">
      <TrgOps dchg="true" qchg="true" period="true" />
      <OptFields reasonCode="true" seqNum="true" dataSet="true" timeStamp="true" entryID
        ="true" />
      <RptEnabled max="1">
        <ClientLN iedName="MTU" ldInst="LD0" lnInst="1" lnClass="LLN0" />
      </RptEnabled>
    </ReportControl>
  </LN0>
  <LN prefix="F1" lnClass="MSTA" inst="1" lnType="ABBIED600_F1MSTA" />
  <LN prefix="SCEF" lnClass="RFLO" inst="1" lnType="ABBIED600_SCEFRFLO" />
  <LN prefix="F" lnClass="MSTA" inst="2" lnType="ABBIED600_FMSTA" />
</LDevice>
</Server>
</AccessPoint>
</IED>
<DataTypeTemplates>
</DataTypeTemplates>
</SCL>
```



UNIVERSIDAD DE CUENCA  
*desde 1867*



## Bibliografía

- [1] IEEE WGC3 1379. Recommended practice for data communications between remote terminal units and intelligent electronic devices in a substation, 2006.
- [2] IEC 81346. Industrial systems, installations and equipment and industrial products-structuring principles and reference designations, 2012.
- [3] ABB. *630 series IEC 61850 Communication Protocol Manual V1.2*.
- [4] T. Bower, G. Topham, A. Dierks, and G. Pretorius. Implementing new generation protective relay schemes based on iec61850 standard for substation communication in the eskom 765kv transmission network. In *Developments in Power System Protection, 2008. DPSP 2008. IET 9th International Conference on*, pages 30–34, 2008.
- [5] CENTROSUR. *Archivos de la CENTROSUR*.
- [6] CENTROSUR. *Unifilares y diagramas de comunicación de las subestaciones de la CENTROSUR*.
- [7] A.KALAM C.R.OZANSOY, A.ZAYEGH. *Communications for substation automation and integration. Phys. Rev. Lett.*, 2002.
- [8] P.E Daniel E. Nordell. *Substation Communication History and Practice. Phys. Rev. Lett.*, 1999.
- [9] David Dolezilek. *SEL Communication and Integration white paper. Phys. Rev. Lett.*, 2002.



- [10] Schneider Electric. *Manual de usuario de SCT (DC003797 - System Configuration Tool - Manual de usuario)*.
- [11] Schneider Electric. *Manual tecnología Saitel DP (Módulos Saitel 2000DP-SP-Rev22)*.
- [12] J. Holbach, J. Rodriguez, C. Wester, D. Baigent, L. Frisk, S. Kunsman, and L. Hossenlopp. Status on the first iec61850 based protection and control, multi-vendor project in the united states. In *Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2007. PSC 2007*, pages 254–277, 2007.
- [13] David Mark Edward Ingram. *Assessment of Precision Timing and Real-Time Data Networks for Digital Substation Automation*. PhD thesis, School of Electrical Engineering and Computer Science, Queensland University of Technology, February 2013.
- [14] Octavio José Salcedo Parra Juan Carlos Carreño Pérez, Danilo Alfonso López Sarmiento. *Criterios y consideraciones metodológicas y tecnológicas a tener en cuenta en el diseño e implementación del protocolo IEC 61850 en la automatización y protección de sistemas de potencia eléctrica*. *Phys. Rev. Lett.*, 2012.
- [15] Tetsuji Maeda Klaus Peter Brand, Peter Rietmann. *Requirements of interoperable distributed functions and architectures in IEC 61850-based SA Systems*. *Phys. Rev. Lett.*, 2006.
- [16] Ralph Mackiewicz. *Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation*. *Phys. Rev. Lett.*, 2006.
- [17] Ashish Kulshrestha Mark Adamiak. *Design and Implementation Of a UCA based Substation Control System*. *Phys. Rev. Lett.*, 2002.
- [18] Ralph Mackiewicz Mark Adamiak, Drew Baigent. *IEC 61850 Communication Networks and Systems In Substations:An Overview for Users*. *Phys. Rev. Lett.*, 2009.



- [19] IEC 61850-1 Communication networks and systems for power utility automation. Part 1: Introduction and overview, 2013.
- [20] IEC 61850-10 Communication networks and systems for power utility automation. Part 10: Conformance testing, 2013.
- [21] IEC 61850-3 Communication networks and systems for power utility automation. Part 3: General requirements, 2013.
- [22] IEC 61850-4 Communication networks and systems for power utility automation. Part 4: System and project management, 2013.
- [23] IEC 61850-5 Communication networks and systems for power utility automation. Part 5: Communication requirements for functions and device models, 2013.
- [24] IEC 61850-6 Communication networks and systems for power utility automation. Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to ieds, 2013.
- [25] IEC 61850-7-1 Communication networks and systems for power utility automation. Part 7-1: Basic communication structure - principles and models, 2013.
- [26] IEC 61850-7-2 Communication networks and systems for power utility automation. Part 7-2: Basic information and communication structure - abstract communication service interface (acsi), 2013.
- [27] IEC 61850-7-3 Communication networks and systems for power utility automation. Part 7-3: Basic communication structure - common data classes, 2013.
- [28] IEC 61850-7-4 Communication networks and systems for power utility automation. Part 7-4: Basic communication structure - compatible logical node classes and data object classes, 2013.



- [29] IEC 61850-8-1 Communication networks and systems for power utility automation. Part 8-1: Specific communication service mapping (scsm) - mapping to mms (iso 9506-1 and iso 9506-2) and to iso/iec 8802-3, 2013.
- [30] IEC 61850-9-2 Communication networks and systems for power utility automation. Part 9-2: Specific communication service mapping (scsm) - sampled values over iso/iec 8802-3, 2013.
- [31] P.Paananen. Specifying configuration of control equipment according to iec-61850. Master's thesis, Royal Institute of Technology and Vattenfall Power Consultant, Agosto 2008.
- [32] John Burger-Chairman; Charles Sufana. *Application Considerations of IEC 61850/UCA 2 for Substation Ethernet Local Area Network. Phys. Rev. Lett.*, 2005.
- [33] TELVENT. *Arquitectura y configuración del sistema.*
- [34] TELVENT. *Telvent ADMS solution.*
- [35] García-Martínez M. Velasco-Ramírez E., Ángeles-Camacho C. *Redes de transmisión inteligente. Beneficios y riesgos. Phys. Rev. Lett.*, 2012.