



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Mecánica Eléctrica



Universidad
de Huelva

Universidad de Huelva
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Térmica

ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NORMATIVO IEC 61850 PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN GUATEMALA

Javier Estuardo Reyes Limatú

Asesorado por el Ing. Salvador Pérez Litrán

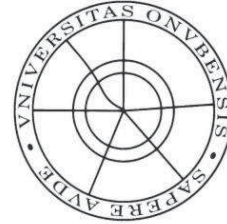
Guatemala, junio de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIVERSIDAD DE HUELVA



Universidad
de Huelva

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NORMATIVO IEC 61850 PARA LA
AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JAVIER ESTUARDO REYES LIMATÚ

ASESORADO POR EL ING. SALVADOR PÉREZ LITRÁN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA JUNIO DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NOMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Ramos
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Víctor Manuel Ruiz Hernández
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NORMATIVO IEC 61850 PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha febrero de 2012.


Javier Estuardo Reyes Limatú

Destinatario:

Ingeniero
Romeo Neftalí López Orozco
Coordinador Área Electrotecnia
Escuela de Mecánica Eléctrica

Asunto: Escrito de aprobación

Fecha: La Rábida 13 de Abril de 2013

Estimado Sr.Coordinador,

Le informo que he tenido a bien revisar el Trabajo de Graduación titulado "ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NORMATIVO IEC 61850 PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN GUATEMALA," desarrollado por el estudiante *Javier Estuardo Reyes Limatú*. Una vez que el trabajo estuvo finalizado y habiéndolo encontrado satisfactorio en su contenido y resultados, fue autorizado para ser presentado ante un Tribunal formado a tal efecto, el cual procedió a su evaluación, obteniendo una calificación final de *sobresaliente*. Tanto el Autor como el Asesor, somos responsables del desarrollo y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, reciba un cordial saludo,



Fdo. Salvador Pérez Litrán
Profesor Titular de Universidad
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Térmica



Ref. EIME 37.2013
Guatemala, 28 de MAYO 2013.

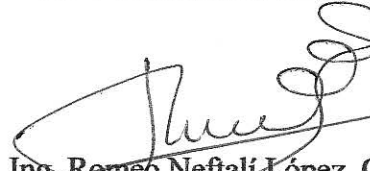
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
“ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NORMATIVO IEC
61850 PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS EN GUATEMALA”, del estudiante Javier
Estuardo Reyes Limatú que cumple con los requisitos establecidos para
tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Romeo Nefalí López Orozco
Coordinador Área Electrotécnica



SRO



REF. EIME 37. 2013.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; JAVIER ESTUARDO REYES LIMATÚ titulado: “ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NORMATIVO IEC 61850 PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN GUATEMALA”, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 6 DE JUNIO 2,013.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 387.2013.

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NORMATIVO IEC 61850 PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario **Javier Estuardo Reyes Limatú**, como parte de la política de Internacionalización y el Programa de Intercambio de Movilidad Académica de la Facultad de Ingeniería, con la Universidad de Huelva-España, por tanto autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 7 de junio de 2013.



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Mis padres	Por el apoyo brindado para la culminación de mi carrera y a lo largo de mi vida.
Mis hermanos	Por todo el apoyo, los consejos y experiencias que me han brindado a lo largo de mi vida.
Mis primos	Por el cariño, apoyo y consejos a lo largo de mi vida y los momentos de ocio que compartimos juntos.
Amigos	Por todos los momentos de estudio y momentos de ocio, importantes durante cada día de vida en la máxima casa de estudios.
Mis abuelos	Por su cariño y consejos que ayudaron a formarme como persona.
Mis tíos	Por su atención y consejos brindados a lo largo de mi vida.

AGRADECIMIENTOS A:

Mis profesores

Por brindarme el conocimiento necesario para realizar este documento.

Mi universidad

Por brindarme el establecimiento para adquirir los conocimientos que me hacen el ingeniero que soy hoy.

Universidad de Huelva

Por la oportunidad brindada para la investigación de dicho trabajo de graduación.

Salvador Pérez

Por su apoyo y asesoría para la redacción de este documento.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
GLOSARIO.....	XIII
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
1. ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	
EN GUATEMALA.....	1
1.1. Marco legal del subsector eléctrico.....	3
1.1.1. Principios de la Ley General de electricidad.....	5
1.1.2. Mercado Eléctrico Regional (MER).....	5
1.1.2.1. Tratado Marco del MER.....	6
1.1.2.2. Entes regionales.....	8
1.1.2.2.1. Comisión de interconexión eléctrica regional (CRIE).....	8
1.1.2.2.2. Ente operador regional (EOR).....	8
1.1.2.2.3. Empresa propietaria de la red.....	8
1.2. Estructura del sector eléctrico.....	9
1.2.1. Ministerio de energía y minas (MEM).....	8
1.2.2. Comisión nacional de energía eléctrica (CNEE).....	9
1.2.3. Administrador del mercado mayorista (AMM).....	10
1.2.3.1. Programación de la operación.....	11
1.2.3.2. Supervisión de la operación en tiempo real.....	11
1.2.3.3. Administrador de las transacciones.....	11
1.3. Demanda de electricidad.....	12

1.3.1. Evolución Histórica.....	12
1.3.2. Curva de carga.....	13
1.4. Indicadores para el subsector eléctrico.....	14
1.4.1. Precio de oportunidad de la energía.....	14
1.4.2. Demanda firme y oferta firme eficiente.....	16
1.5. Funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI).....	18
1.6. Niveles de Tensión en Guatemala.....	19
1.7. Sistema de Transmisión en Guatemala.....	20
1.7.1. Sistema de Transmisión actual.....	20
1.7.2. Plan de expansión del sistema de transporte 2008-2018 (PET).....	23
2. INTRODUCCIÓN A IEC 61850.....	31
2.1. Desarrollo de la norma IEC 61850.....	31
2.2. Objetivos de la norma IEC 61850.....	33
2.3. Estructura de la norma IEC 61850.....	35
2.3.1. Parte 1. Introducción y resumen.....	37
2.3.2. Parte 2. Terminología.....	37
2.3.3. Parte 3. Requisitos generales.....	37
2.3.4. Parte 4. Gestión de sistemas y proyectos.....	37
2.3.5. Parte 5. Requisitos de las comunicaciones.....	38
2.3.6. Parte 6. Lenguaje de configuración de subestación.....	39
2.3.7. Parte 7. Estructura básica de comunicación.....	40
2.3.7.1. Parte 7-1. Modelos y principios.....	40
2.3.7.2. Parte 7.2. Servicios de comunicación abstractos.....	41
2.3.7.2.1. ACSI para comunicaciones.....	42
2.3.7.2.2. ACSI para distribución.....	42
2.3.7.3. Parte 7-3. Clases de datos comunes.....	43
2.3.7.4. Parte 7-4. Clases de nodos lógicos y datos.....	43

2.3.8.	Parte 8. Aplicación para el bus de estación.....	45
2.3.8.1.	Parte 8-1. Mapeo de MMS.....	45
2.3.9.	Parte 9. Aplicación para el bus de proceso.....	46
2.3.9.1.	Parte 9-1. Valores muestreados sobre puerto serie...	46
2.3.9.2.	Parte 9-2. Valores muestreados sobre IEEE 802.3....	47
2.3.10.	Parte 10. Pruebas de conformidad.....	49
2.4.	Beneficios y ventajas de la norma IEC 61850.....	50
2.4.1.	Beneficios del normativo IEC 61850.....	51
2.4.1.1.	Independencia de tecnología actual.....	51
2.4.1.2.	Asignación libre de funciones.....	51
2.4.1.3.	Sistema de mantenimiento a largo plazo.....	52
2.4.1.4.	Conexión punto por punto (peer to peer).....	53
2.4.1.5.	Intercambio de datos de alta velocidad.....	53
2.4.2.	Ventajas de la norma IEC 61850.....	54
2.5.	Características de la norma IEC 61850.....	54
3.	NORMA IEC 61850.....	59
3.1.	Subestación eléctrica.....	59
3.2.	Sistema de automatización de subestaciones.....	60
3.2.1.	Niveles en la subestación.....	60
3.2.1.1.	Nivel de Proceso.....	60
3.2.1.1.1.	Terminales cableadas.....	62
3.2.1.1.2.	Unidades remotas de entradas y salidas..	63
3.2.1.2.	Nivel de bahía.....	64
3.2.1.2.1.	Control del nivel de bahía.....	65
3.2.1.2.2.	Protección del nivel de bahía.....	65
3.2.1.2.3.	Monitoreo del nivel de bahía.....	66
3.2.1.2.4.	Interface hombre-máquina en el nivel de bahía.....	66

3.2.1.3. Nivel de estación.....	68
3.2.1.3.1. Interface hombre-máquina.....	69
3.2.1.3.2. Control local y automatización de nivel estación.....	70
3.2.1.3.3. Bases de datos y archivos de la Subestación.....	70
3.2.1.3.4. Acceso a los datos de proceso.....	71
3.2.1.3.5. Sincronización de tiempo.....	71
3.2.1.3.6. Monitoreo y control remoto.....	73
3.2.1.3.6.1. Gateway de comunicación... .	73
3.2.1.3.6.2. Funciones de control Remoto	74
3.2.1.3.6.3. Funciones de monitoreo.....	74
3.2.1.3.7. Intercambio de datos entre los niveles de estación y bahía.....	75
3.2.2. Interfaces lógicas.....	76
3.2.3. Funciones del SAS.....	78
3.2.3.1. Funciones de monitoreo y supervisión.....	78
3.2.3.2. Funciones de control.....	79
3.2.3.3. Funciones de protección y seguridad.....	80
3.2.3.4. Funciones de apoyo automáticas.....	81
3.2.3.5. Funciones de configuración y manto. del sistema... .	81
3.2.3.5.1. Adaptación y configuración.....	82
3.2.3.5.2. Aplicaciones de software de mantenimiento y mejora.....	83
3.2.3.6. Funciones de comunicación.....	84
3.2.3.6.1. Intercambio de datos dentro de la Subestación.....	84
3.2.3.6.2. Intercambio de datos con sistemas Externos.....	85

3.2.3.7. Funciones relacionadas con la operación de redes...	86
3.2.3.7.1. Control, supervisión y adquisición	
De datos.....	86
3.2.3.7.2. Software de aplicación de energía.....	86
3.2.4. Nodos lógicos.....	87
3.2.4.1. Asignación de nodos lógicos.....	92
3.2.4.2. Descomposición de funciones en LNs.....	93
3.2.4.3. Atributos asociados a los nodos lógicos.....	94
3.3. Modelado de la información del SAS.....	96
3.3.1. Clases genéricas de datos.....	96
3.3.2. Dispositivo lógico.....	97
3.4. Modelo de servicios abstractos de comunicación.....	100
3.4.1. ACSI (<i>Abstract Communication Service Interface</i>).....	100
3.4.2. GSE (<i>Generic Substation Event</i>).....	102
3.4.3. TSV (<i>Transmission of Sampled Values</i>).....	103
3.5. Mapping a un sistema de comunicaciones.....	104
3.5.1. Comunicación vertical.....	108
3.5.2. Comunicación horizontal.....	110
3.5.3. Valores analógicos en el bus de estación.....	111
4. ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NORMATIVO.....	113
4.1. Implementación del normativo.....	114
4.1.1. Análisis a nivel estación.....	114
4.1.2. Análisis a nivel bahía y proceso.....	115
4.1.2.1. Reemplazo solamente de un IED.....	115
4.1.2.2. Modernización de bahías o equipos de patio.....	116
4.2. Arquitecturas de comunicación.....	117
4.2.1. Arquitectura en cascada o bus.....	119
4.2.2. Arquitectura en anillos.....	120

4.2.2.1. Configuración en anillo centralizado.....	121
4.2.2.2. Configuración en anillo descentralizado.....	122
4.2.2.3. Segmentación por niveles de tensión.....	123
4.2.2.4. Grandes sistemas con grandes anillos.....	124
4.2.3. Arquitectura en estrella.....	125
4.3. Medios de transmisión.....	127
4.3.1. Medios de transmisión guiados.....	128
4.3.1.1. Pares trenzados.....	128
4.3.1.2. Cable coaxial.....	129
4.3.1.3. Fibra óptica.....	130
4.3.1.3.1. Modo simple (monomodo).....	132
4.3.1.3.2. Multimodo.....	133
4.4. Sistemas de comunicación entre subestaciones.....	134
4.4.1. Sistema de onda portadora.....	135
4.4.2. Sistema de fibra óptica.....	136
4.4.3. Enlaces vía radio.....	136
4.5. Protocolos de comunicación en subestaciones.....	136
4.5.1. Protocolos maestro-esclavo.....	138
4.5.1.1. Protocolo Modbus.....	139
4.5.1.2. Protocolo IEC 60870-5.....	140
4.5.1.2.1. Protocolo IEC 60870-5-101.....	142
4.5.1.2.1.1. Capa de enlace de transmisión balanceada.....	142
4.5.1.2.1.2. Capa de enlace de transmi- sión desbalanceada.....	143
4.5.1.2.2. Protocolo IEC 60870-5-103.....	143
4.5.1.2.3. Protocolo IEC 60870-5-104.....	144
4.5.1.3. Protocolo SPA.....	144
4.5.1.4. Protocolo DNP 3.0.....	145

4.5.1.5. Protocolo UCA 2.0.....	147
4.5.2. Protocolo DTM (<i>Time Division Multiplex Media Access</i>).....	148
4.5.3. TOKEN PASSING.....	148
4.5.3.1. Protocolo Profibus.....	149
4.5.4. Protocolo CSMA/CD Media Access.....	150
4.5.4.1. Protocolo Ethernet (TCP/IP).....	151
4.5.5. Protocolo CSMA/CD/PS.....	153
4.5.5.1. Comunicación vertical.....	154
4.5.5.2. Comunicación horizontal.....	154
4.6. Switches de comunicación.....	155
4.6.1. Características de los switches.....	157
4.6.1.1. Full Duplex.....	157
4.6.1.2. IEEE 802.1p.....	157
4.6.1.3. IEEE 802.1q.....	158
4.6.1.4. Spanning Tree Protocol.....	158
4.6.1.5. Rapid Spanning Tree Protocol.....	160
4.6.1.6. RSTP-IEEE 1D-2004.....	161
4.7. Sistema Integrado de protección y control (SIPCO).....	161
4.8. Sistema de protección y control.....	162
4.8.1. Sistema de protección.....	163
4.8.1.1. Funcionamiento del sistema de protección.....	164
4.8.1.2. Funcionamiento de protecciones.....	167
4.8.1.3. Equipos de protección.....	168
4.8.1.4. Funciones de protección.....	171
4.8.1.4.1. Protección de sobreintensidad.....	171
4.8.1.4.2. Protección de sobreintensidad direccional	173
4.8.1.4.3. Protección de distancia.....	174
4.8.1.4.4. Protección diferencial.....	176
4.8.1.4.5. Protección de barras.....	177

4.8.1.4.5.1. Corriente diferencial con alta impedancia.....	177
4.8.1.4.5.2. Diferencia porcentual.....	178
4.8.1.4.6. Protección de transformadores.....	179
4.8.1.4.7. Protección de máxima y mínima tensión...	180
4.8.1.4.8. Protección de fallo de interruptor.....	180
4.8.1.4.9. Reenganche.....	181
4.8.2. Sistema de control.....	181
4.8.2.1. Estructura general del sistema de control.....	181
4.8.2.2. Sistema de control digital.....	182
CONCLUSIONES.....	185
RECOMENDACIONES.....	187
BIBLIOGRAFÍA.....	189
ANEXO I.....	193

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Esquema del marco legal del subsector eléctrico.....	4
2.	Esquema del MER.....	6
3.	Estructura del subsector eléctrico.....	12
4.	Gráfico de consumo de energía eléctrica.....	13
5.	Curva de carga del 03 de agosto del 2011.....	15
6.	Precio de oportunidad de la energía.....	15
7.	Distribución de la demanda firme 2011-2012.....	17
8.	Distribución de la oferta firme eficiente 2011-2012.....	18
9.	Distribución en el SIN.....	21
10.	Sistema de transporte al año 2011.....	22
11.	Obras del PET 2008-2018.....	25
12.	Proyecto integral: Escuintla.....	26
13.	Proyecto integral: Antigua-Amatitlán-Villa Nueva.....	26
14.	Proyecto integral: Ciudad de Guatemala.....	27
15.	Esquema del desarrollo del normativo IEC 61850.....	33
16.	Estructura del normativo IEC 61850.....	36
17.	Esquema de Interfaz.....	49
18.	Asignación libre de funciones.....	52
19.	Control y protección de bahía por medio de equipos primarios Inteligentes.....	62
20.	Cubículos de protección y control de bahía.....	65
21.	Control de nivel bahía por medio de LCD.....	67
22.	Control independiente del nivel de bahía.....	68

23. Sincronización de tiempo por medio del bus interno.....	73
24. Niveles de una subestación.....	77
25. Topología de la automatización de un SAS.....	78
26. Enlaces entre los nodos lógicos.....	88
27. Posibilidades de posicionamiento de LNs en IEDs.....	89
28. Modelado de datos abstractos.....	91
29. Descomposición de funciones en LNs.....	84
30. Estructura de modelo de datos.....	98
31. Modelado conceptual.....	99
32. Métodos de comunicación ACSI.....	101
33. ACSI Mappings.....	104
34. Estructura de comunicación convencional en SE.....	105
35. Estructura de comunicaciones LAN en subestaciones.....	106
36. Estructura de comunicaciones IEC 61850 en subestaciones.....	107
37. Comunicación vertical.....	109
38. Comunicación horizontal.....	110
39. Migración a nivel estación.....	115
40. Migración a nivel bahía y procesos.....	116
41. Arquitectura en cascada (Bus).....	119
42. Arquitectura en anillo.....	120
43. Arquitectura en anillo centralizado.....	122
44. Arquitectura en anillo descentralizado.....	123
45. Arquitectura en anillo de segmentación por niveles.....	124
46. Arquitectura en anillos (Grandes sistemas).....	125
47. Arquitectura en estrella.....	126
48. Pares trenzados.....	129
49. Cable coaxial.....	130
50. Fibra óptica.....	131
51. Tipos de cable de fibra óptica.....	134

52. Sistema de onda portadora.....	135
53. Protocolos de comunicación en el mundo.....	137
54. Protocolo Maestro-Eslavo.....	139
55. TOKEN PASSING.....	149
56. CSMA/CD Media Access.....	151
57. Protocolo Ethernet.....	152
58. Protocolo CSMA/CD/PS.....	154
59. Zonas de protección de un sistema eléctrico.....	165
60. Relé de protección y control integrado.....	168
61. Diagrama de bloques de un relé de protección.....	169
62. Característica de disparo de la protección.....	172
63. Protección de sobreintensidad con característica de tiempo Independiente.....	173
64. Principio de operación de una protección de sobreintensidad Direccional.....	174
65. Principio de protección de distancia direccional.....	175
66. Principio de operación de una protección diferencial.....	176
67. Esquema de protección diferencial de alta impedancia.....	178
68. Esquema de protección diferencial porcentual.....	178
69. Estructura de los sistemas de control.....	183

TABLAS

I.	Demanda firme 2011-2012.....	16
II.	Oferta firme eficiente 2011-2012 por tecnología.....	17
III.	Agentes transportistas.....	20
IV.	Kilómetros de líneas de transmisión.....	21
V.	Obras de licitación abierta PET-1-2009.....	24
VI.	Proyectos con acceso a la capacidad de transporte.....	28
VII.	Indicadores de nodos lógicos.....	90
VIII.	Definición de CDC Measured Values.....	97
IX.	Arquitecturas de comunicación.....	118
X.	Comparación de protocolos.....	138
XI.	Características de los protocolos.....	138

GLOSARIO

AMM	Administrador del mercado mayorista.
Bahía	Campo o módulo en el que se encuentran el conjunto de equipos necesarios para conectar un circuito al sistema de barrajes colectores.
Barrajes colectores	Elemento físico de un patio de conexiones que representa el nodo del sistema, es decir, el punto de conexión en donde se unen eléctricamente todos los circuitos que hacen parte de un determinado patio de conexiones.
Central geotérmica	Central de generación de energía eléctrica que aprovecha el calor interno de la tierra, para esto es necesario que se den elevadas temperaturas a poca profundidad. Es energía renovable y produce pocos residuos.
Central hidroeléctrica	Centrales de generación de energía eléctrica que aprovecha la energía potencial gravitacional que posee la masa de agua de un cauce natural en virtud de un desnivel.
CNEE	Comisión Nacional de energía eléctrica.

Comunicación hardware Comunicación por medio de conexiones de entradas y salidas eléctricas.

DEOCSA Distribuidora de electricidad de occidente, S.A.

DEORSA Distribuidora de electricidad de oriente, S.A.

EEGSA Empresa eléctrica de Guatemala, S.A.

EPRI El instituto de investigación de potencia eléctrica se encarga de llevar a cabo investigaciones relacionadas a la generación, transporte y distribución de la electricidad para el beneficio de los usuarios.

Equipos de patio Equipos eléctricos que se encuentran en el campo o bahía de una subestación eléctrica.

ETCEE Empresa de transporte y control de energía eléctrica.

GWh Giga watt por hora, consumo de energía

HMI *Human-Machine Interface.*

IEC La comisión internacional de electrotecnia es la organización líder en el mundo en preparar y publicar normas de tecnología eléctrica y electrónica.

IED *Intelligent Electronic Device.*

INDE Instituto nacional de electrificación.

Ingenio	Ingenio o ingenio azucarero, haciendas con instalaciones para procesar caña de azúcar, y de la cual se aprovecha el desecho como combustible para generar electricidad.
Interruptor	Los interruptores o disyuntores son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de conducir e interrumpir corrientes tanto condiciones normales como de corto circuito.
LAN	Una red de área local es la interconexión de una o varios ordenadores y periféricos.
MEM	Ministerio de energía y minas.
MER	Mercador eléctrico regional.
MMS	Estándar desarrollado específicamente para aplicaciones industriales que sirve para el intercambio de datos en ambientes de producción.
Modo	Es la combinación de una modulación de la señal, de un modificador de la modulación y de la codificación de la señal.
Motor de combustión	Tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química de un combustible que arde dentro de la cámara de combustión.

Nodo	En informática un nodo es un punto de intersección o unión entre varios elementos que confluyen en el mismo lugar.
PET	Plan de expansión del sistema de transporte.
PIB	Producto interno bruto.
POE	Precio de oportunidad de la energía.
RECSA	Redes eléctricas de Centroamérica, S.A.
SAS	Sistema de automatización de subestaciones.
Seccionador	Dispositivos usados para conectar y desconectar diversas partes o secciones de una instalación eléctrica para efectuar maniobras de operación o trabajos de mantenimiento.
SIEPAC	Sistema de interconexión eléctrica de los países de américa central.
Sistema eléctrico de potencia	Es un sistema de suministro eléctrico cuyos niveles de tensión dependen de cada país, en Guatemala funcionan a niveles superiores a los 69 kV.
SNI	Sistema nacional interconectado.

CT	Transformadores de corriente de media, en los que en condiciones normales de operación la corriente secundaria es proporcional a la primaria pero ligeramente desfasada, lo cual se busca medir fielmente.
PT	Transformadores de tensión en los que en condiciones normales de operación la tensión secundaria es proporcional a la primaria pero ligeramente desfasada, lo cual se busca medir fielmente.
Transformador de potencia	Máquina cuya función es cambiar los valores de tensión y corriente, su operación depende de la aplicación que se necesite, ya sea como elevadores o reductores.
TRELEC	Transportista eléctrica de Centroamérica.
TREO	Transportista eléctrica de occidente.
Turbina de gas	Turbo máquina motora que transforma la energía de un flujo de gas en energía mecánica, estas son turbo máquinas térmicas utilizadas en ciclos de potencia y refrigeración.
Turbina de vapor	Turbo máquina motora que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido

de trabajo y el rodete de la turbina.

**Unidad de medida
fiscal**

Unidades de medida eléctricas que se utilizan para llevar un registro del consumo de energía consumida y así poder incluirlo en una factura fiscal.

WAN

Una red de área amplia es un tipo de red de ordenadores capaz de cubrir distancias muy grandes de comunicación.

RESUMEN

En el presente trabajo de graduación se analiza el normativo IEC 61850 para automatizar subestaciones en Guatemala bajo dicho normativo. En el primer capítulo se analiza el estado actual del sistema eléctrico en Guatemala, en donde se encuentra actualmente ampliando la infraestructura del sistema eléctrico con proyectos a futuro, por lo que es necesario que la comunicación entre cada subestación sea más rápida y con un tiempo de acción de falla aceptablemente mayor, así como tecnologías de medición, protección y control en las subestaciones que permitan la obtención y el tratamiento de la información de las mediciones eléctricas y el control de la calidad del despacho de la energía, para el envío de datos a las entidades reguladoras pertinentes.

El normativo IEC 61850 como se describe en el capítulo 2; da a lo largo de sus apartados una serie de requisitos generales de calidad, ingeniería, condiciones ambientales, servicios auxiliares, entre otros; con las que cada sistema de automatización de subestaciones debe contar para lograr la interoperabilidad con la que tanto se habla en dicho normativo. IEC 61850 desarrolla un modelo de datos que recoge toda la información que puede ser necesaria en un sistema de automatización de una instalación eléctrica, de modo que todos los dispositivos electrónicos inteligentes que cumplen con la norma organicen su información según el mismo modelo de datos.

En el capítulo 3 se encuentra el estudio de los sistemas que trata el normativo; los cuales son sistemas de automatización de subestaciones eléctricas, por lo mismo, los elementos a modelar para el control y supervisión, son los componentes típicos que se pueden encontrar dentro de una

subestación eléctrica, así como del equipo necesario para las comunicaciones dentro de la misma. Al modelar dichos elementos, para facilitar el proceso de ingeniería, deben separarse en distintos bloques eléctricos llamados campos o bahías, aunque por motivos de funcionalidad o fabricación, éstos pueden ser controlados conjuntamente.

Según estudios se ha encontrado que existen más de 4000 sistemas de automatización de subestaciones instalados por todo el mundo actualmente, esto es una prueba de la aceptación de dichos sistemas y de los beneficios con los que los usuarios y la industria mundial cuentan. La implementación del normativo IEC 61850 la cual estudiamos en el capítulo 4, reduce los costos del sistema ya que ofrece mayor capacidad y flexibilidad, reduce los ajustes y configuración, aumenta la interoperabilidad, disminuye el esfuerzo y error y reduce los costos de instalación, además permite a los sistemas de automatización superar las deficiencias de interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes y el cableado excesivo en los SAS en sus tres niveles de operación que describe la norma.

La comunicación entre los niveles de bahía, estación y proceso se puede hacer de forma vertical u horizontal, permitiendo esto un mejor control de la información en cada nivel de operación, para esto se debe seleccionar la mejor arquitectura de comunicación con los switches que se adapten al sistema. Además como previamente hemos mencionado, el SAS debe llevar a cabo una serie de funciones de protección, control y supervisión; y para esto el normativo estandariza cuál es la estructura que deben seguir las diferentes funciones de dicho SAS que a su vez están compuestas por nodos lógicos. El normativo lo que propone es representar todas las funciones y equipos utilizados en el sistema por medio de nodos lógicos, y así, de esta forma toda la información de las subestaciones quedaría estructurada.

OBJETIVOS

General

Analizar a detalle los requerimientos que dicta el normativo IEC 61850 para la automatización de una subestación eléctrica y así estudiar la situación actual y futura en el sistema eléctrico de Guatemala para definir los beneficios y factibilidad de implementar dicho normativo.

Específicos

1. Analizar la situación actual del sistema eléctrico de Guatemala y sus proyectos a futuro para obtener una perspectiva de cómo se puede migrar al protocolo IEC 61850.
2. Determinar los requisitos necesarios que dicta la norma para la instalación de los equipos pertinentes o cambiarlos existentes por otros que sean compatibles con el normativo IEC 61850.
3. Dar a conocer mediante la investigación y análisis del normativo los beneficios y ventajas de contar con un SAS trabajando bajo el protocolo IEC 61850.
4. Integrar los conocimientos desarrollados de sistemas eléctricos con conceptos de informática y comunicaciones para implementar el normativo como sea necesario.

INTRODUCCIÓN

El objetivo primordial del trabajo es analizar el normativo IEC 61850 titulado “Redes de comunicación y sistemas en las subestaciones”, y para visualizar a grandes rasgos la factibilidad de implementar dicho normativo en Guatemala para la automatización de subestaciones eléctricas. A lo largo del trabajo se habla de todas las herramientas que la norma IEC 61850 brinda para implementar el protocolo de comunicación en un sistema de automatización de subestaciones, así como también define ciertos criterios y requisitos que se deben cumplir para la implementación de dicho normativo en cualquier proyecto nuevo que se quiera desarrollar o alguna que se quiera migrar a éste.

Habiendo mencionado que pueden desarrollarse tanto proyectos nuevos, como migraciones de sistemas existentes a IEC 61850 cabe destacar que el sistema eléctrico de Guatemala ha ido expandiéndose en los últimos años a lo largo de todo el territorio nacional, con la construcción de nuevas centrales de generación y subestaciones. Además se han desarrollado proyectos de mercado eléctrico regional en donde se comercia la energía eléctrica con distintos países de la región; el SIEPAC y el proyecto Guatemala-México. También está en desarrollo el plan de expansión del sistema de transporte, esto hace que cada vez más el sistema eléctrico del país sea más robusto y al mismo tiempo las necesidades de protección y tiempos de respuesta en caso de fallas sea un punto que hay que tomar muy en cuenta para el correcto funcionamiento de todo el sistema.

Además en Guatemala no se cuenta con un normativo que dé una directriz para la forma de comunicación entre subestaciones y en las subestaciones mismas, que pueda ofrecer los beneficios y ventajas de IEC 61850; por esto se presenta la opción de implementar este normativo, que brinda interoperabilidad en el sistema, eliminando así el problema que presenta la comunicación entre dispositivos de distintos fabricantes. En el mundo existen ya muchos sistemas que funcionan a base de IEC 61850, pero ninguno se ha convertido en una muestra real de interoperabilidad entre dispositivos de distintos proveedores, y esto para Guatemala presentaría una ventaja, ya que no hay necesidad de cambiar de proveedores del equipo instalado en la subestación, sino que, bastaría con cambiar el equipo existente a uno que sea compatible con IEC 61850.

IEC 61850 basa las redes de comunicación de los sistemas de automatización de subestaciones eléctricas, en switches Ethernet para conectar los distintos niveles en los que se divide dicho sistema, a pesar de ello el normativo mantiene la interoperabilidad de las unidades IEDs en distintos sistemas de arquitectura. La elección de la arquitectura esta principalmente determinada por requisitos de costes, funcionamiento y fiabilidad. IEC no limita o define criterios para la elección de alguna arquitectura u otra, pero es indispensable hacer un estudio para elegir la que mejor se adapte a cada sistema, la ventaja de esto radica en que cada empresa eléctrica posee su propia configuración de subestaciones y con esto su propia arquitectura.

1. ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN GUATEMALA

El sistema eléctrico de potencia en Guatemala, se describe mediante la capacidad instalada en plantas de generación, la infraestructura de transmisión y transformación, la generación de electricidad, la distribución homogénea de la carga y datos estadísticos de consumo de energía y usuarios servidos.

El marco regulatorio en el que se sustenta el subsector eléctrico de Guatemala está basado en un modelo de mercado competitivo de costos, que permite el acceso al Sistema Nacional Interconectado (SNI) a cualquier persona individual o jurídica que así lo desee cumpliendo con los requisitos legales establecidos en la ley general de electricidad y sus reglamentos, estableciendo un sistema equilibrado de precios de oferta y demanda para crear así las condiciones necesarias para la competencia. Las tarifas son fijadas por el ente regulador cuando se da la existencia de monopolios naturales, distribuidor o transportista.

El sistema eléctrico de Guatemala está compuesto por tres componentes: Generación (oferta eléctrica), Transporte y Distribución (demanda de energía). El sistema de generación está conformado por: centrales hidroeléctricas, turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna y centrales geotérmicas. El sistema de transporte está conformado por el Sistema principal y el Sistema secundario. Estando el sistema principal compartido por los generadores y las interconexiones a otros países, y operando básicamente en tres niveles de tensión: 230, 138 y 69 kV. El sistema secundario es el medio de interconexión de un generador a la red principal.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución (líneas, subestaciones y las redes de distribución) que opera en tensiones menores a 34.5 kV. Las principales empresas distribuidoras, coordinadas por la Asociación del Mercado Mayorista (AMM), son: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA), Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. (DEOCSA), Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. (DEORSA) y empresas eléctricas municipales.

En el subsector eléctrico guatemalteco se distinguen cinco participantes: Generadores, Transportistas, Distribuidores, Comercializadores y Grandes usuarios.

- Un generador es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.
- El transportista es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.
- El distribuidor es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
- Un comercializador es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.
- Un gran usuario es aquel cuya demanda de potencia excede el límite estipulado en el reglamento de la ley general de electricidad (100 kW de demanda máxima).

La generación se lleva a cabo en un contexto libre y competitivo conformado por un mercado de oportunidad o de corto plazo, que se basa en el despacho de energía a costo marginal y por un mercado a término o de largo plazo, en donde se pactan libremente las condiciones en lo que se refiere a plazo, el precio, la cantidad de potencia y de energía eléctrica a contratar; las actividades de transmisión y distribución son reguladas por las normas que emite el ente regulador del sistema, en este caso la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

El administrador del mercado mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre participantes del mercado mayorista de electricidad, que asegura la competencia en un mercado libre, con reglas claras que promuevan la inversión en el sistema eléctrico, y que vela por el mantenimiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Guatemala. Más adelante en uno de los apartados se ampliará la información del AMM.

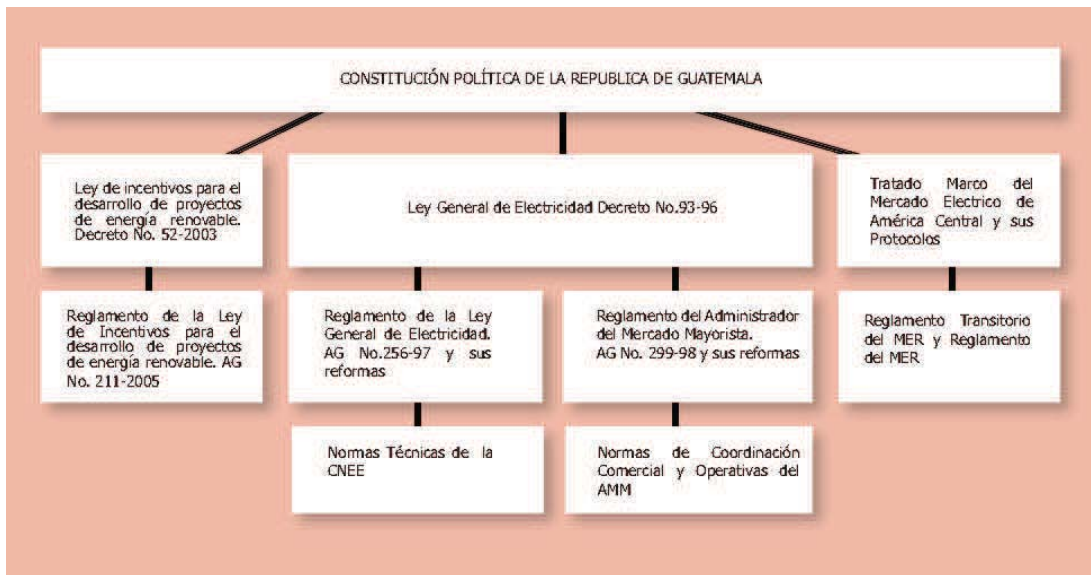
1.1. Marco legal del subsector eléctrico

El marco legal con el cual se rige el subsector eléctrico se basa en lo siguiente:

- Constitución política de la República de Guatemala.
- Ley General de electricidad, Decreto No. 93-96.
- Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable, Decreto No. 52-2003.
- Tratado Marco del Mercado eléctrico de América Central y sus protocolos.

- Reglamento de la Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable, AG. 211-2005.
- Reglamento de la ley general de electricidad, acuerdo gubernativo No. 256-97 y sus reformas.
- Normas técnicas emitidas por la comisión nacional de energía eléctrica.
- Normas de coordinación comercial y operativa del administrador del mercado mayorista.
- Normas de coordinación comercial y operativa del administrador del mercado mayorista.
- Reglamento transitorio del Mercado Eléctrico Regional (MER) y reglamento del MER.

Figura 1. Esquema del marco legal del subsector eléctrico



Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica, Perspectiva de los planes de expansión 2012,

1.1.1. Principios de la Ley general de electricidad

La ley general de electricidad, es la ley fundamental en materia de electricidad en Guatemala la cual establece los siguientes principios:

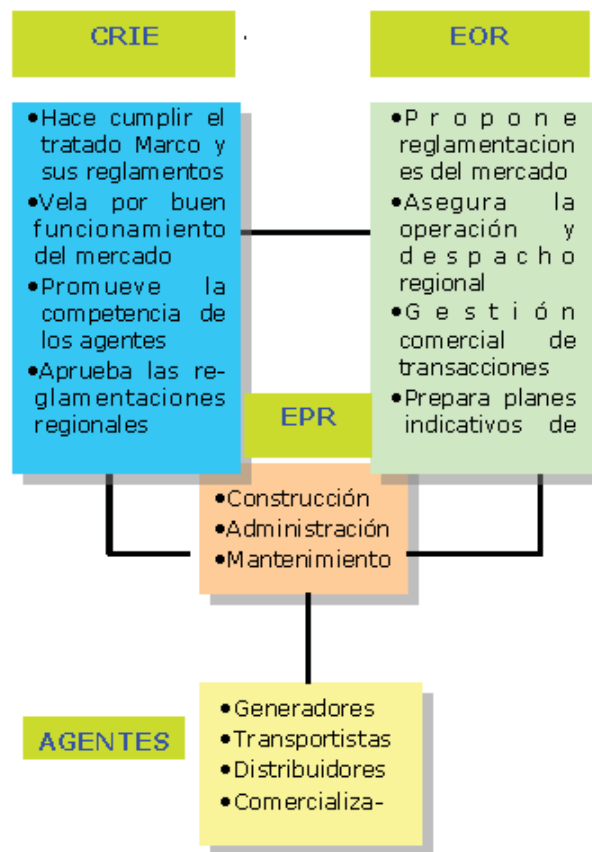
- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución política de la República de Guatemala y las leyes del país. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del estado, se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio, cuando la potencia de la central exceda de 5 MW.
- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público.
- El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetas a regulación en los términos de la ley.

1.1.2. Mercado Eléctrico Regional (MER)

El MER es la actividad permanente del comercio de la electricidad, intercambio de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional, así como otros tipos de contratos de mediano y largo

plazo. Este mercado debe evolucionar gradualmente basándose en la infraestructura tanto nacional como la regional.

Figura 2. Esquema del MER



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas energéticas del subsector eléctrico, p.37

El sistema jurídico del Mercado Eléctrico Regional está conformado por un conjunto de normas que son:

- Tratado marco del mercado eléctrico de América Central.
- Primer protocolo al tratado.
- Reglamento transitorio del MER.

- Reglamento del MER.
- Segundo protocolo al tratado.

Todas las actividades dentro del Mercado Eléctrico Regional la realizan los agentes, que pueden ser empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución, comercialización de electricidad y grandes usuarios, la estructura del MER puede observarse en la Figura 2.

1.1.2.1. Tratado Marco del MER

El 30 de diciembre de 1996 se acordó entre los gobiernos centroamericanos de las Repúblicas de Guatemala, Honduras, Nicaragua, EL Salvador, Costa Rica y Panamá el tratado marco de del Mercado Eléctrico de América Central, con los principios de competencia, gradualidad y reciprocidad.

Entre los fines que persigue el tratado marco del MER está establecer los derechos y obligaciones de los participantes; establecer condiciones para el crecimiento del MER y así abastecer de forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social. Persigue además incentivar la participación del sector privado e impulsar la infraestructura necesaria para el desarrollo del MER; crear las condiciones necesarias de calidad, seguridad y confiabilidad en el suministro de energía, establecer reglas justas sin discriminar y propiciar el desarrollo de la región.

1.1.2.2. Entes Regionales

1.1.2.2.1. Comisión de Interconexión Eléctrica Regional (CRIE)

Entidad encargada de la regulación del MER, vigila y controla el mercado eléctrico regional, velando por el cumplimiento de todos los puntos del tratado marco, sus protocolos y reglamento, procurando el desarrollo y consolidación del MER, procurando la transparencia y su buen funcionamiento y finalmente promoviendo la sana competencia entre los agentes participantes.

1.1.2.2.2. Ente Operador Regional (EOR)

Es el organismo encargado de operar el MER, asegurando que la operación y el despacho regional de energía sean realizados con criterio económico, seguridad, calidad, y confiabilidad. Al mismo tiempo lleva a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes participantes, formula el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional. Y finalmente, apoya los procesos de evolución del MER.

1.1.2.2.3. Empresa Propietaria de la Red

Es la entidad encargada de diseñar, financiar, desarrollar, construir y mantener un primer Sistema de Interconexión eléctrica para los países de América Central (SIEPAC). También gestiona la infraestructura del SIEPAC con competitividad, seguridad, confiabilidad, calidad, en armonía con el medio ambiente y con criterios de responsabilidad social. Contribuye a la consolidación del mercado eléctrico regional, atiende las necesidades futuras

de la región mediante el crecimiento continuo de su capacidad de transmisión y apoya la formación de la red mesoamericana de fibras ópticas.

1.2. Estructura del sector eléctrico

1.2.1. Ministerio de energía y minas (MEM)

Es el órgano del estado responsable de elaborar y coordinar políticas energéticas, planes del estado y programas indicativos relativos al sector eléctrico. Encargado de velar que el proceso de autorización de instalación de centrales y prestación del servicio de transporte y distribución se realice conforme a la ley. Así mismo, le concierne atender lo que se refiere al régimen jurídico de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía; los hidrocarburos y la explotación minera.

1.2.2. Comisión nacional de energía eléctrica (CNEE)

Ente regulador del subsector eléctrico responsable de velar por el cumplimiento de la ley general de electricidad y sus reglamentos con funciones de planificación; licitando nueva generación y ampliando el sistema de transporte para satisfacer las necesidades del sistema nacional interconectado. Crea condiciones de acuerdo a lo establecido en la ley para que cualquier persona individual o jurídica pueda desarrollar las actividades de generación, transmisión, distribución, o comercialización; fortaleciendo estas actividades con la emisión de normas técnicas y medidas disciplinarias, así como definir las tarifas y la metodología de cálculo. Vela por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y sus concesionarios, protege los derechos de los usuarios, previene conductas atentatorias contra la libre competencia.

1.2.3. Administrador del mercado mayorista (AMM)

Es una entidad privada sin fines de lucro, encargada de realizar el despacho o programación de la operación, la coordinación del sistema nacional interconectado (SIN), dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, el pos-despacho y la administración de las transacciones comerciales del mercado mayorista. Su objetivo es asegurar el correcto funcionamiento del SIN y de las interconexiones y sus funciones son:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

Además de las funciones anteriores, el AMM realiza otras importantes actividades de planificación, supervisión de diseño e implementación de sistemas.

1.2.3.1. Programación de la operación

El AMM es responsable de planificar anualmente la forma en que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema, tratando de optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles. La programación anual es revisada y ajustada semanal y diariamente.

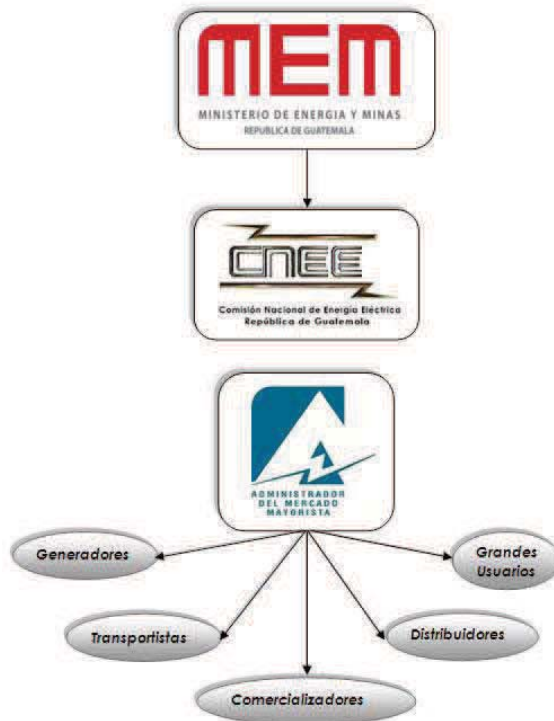
1.2.3.2. Supervisión de la operación en tiempo real

El AMM debe vigilar el comportamiento de la demanda y la operación del parque generador, así como del sistema de transporte. Asimismo, debe mantener la seguridad del suministro verificando constantemente las variables eléctricas del sistema y respetando las limitaciones de equipos e instalaciones asociadas.

1.2.3.3. Administración de las transacciones

El AMM debe cuantificar los intercambios de potencia y energía entre los participantes y valorizarlos utilizando el precio de oportunidad de la energía y el precio de referencia de la potencia. Para ello el AMM debe diseñar e implementar un sistema de medición que permita conocer en forma horaria la energía y potencia producida y/o consumida. Además, administrará los fondos que surgen de las transacciones entre los agentes que operan en el mercado mayorista.

Figura 3. Estructura del subsector eléctrico



Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de mediano plazo, p. 20

1.3. Demanda de Electricidad

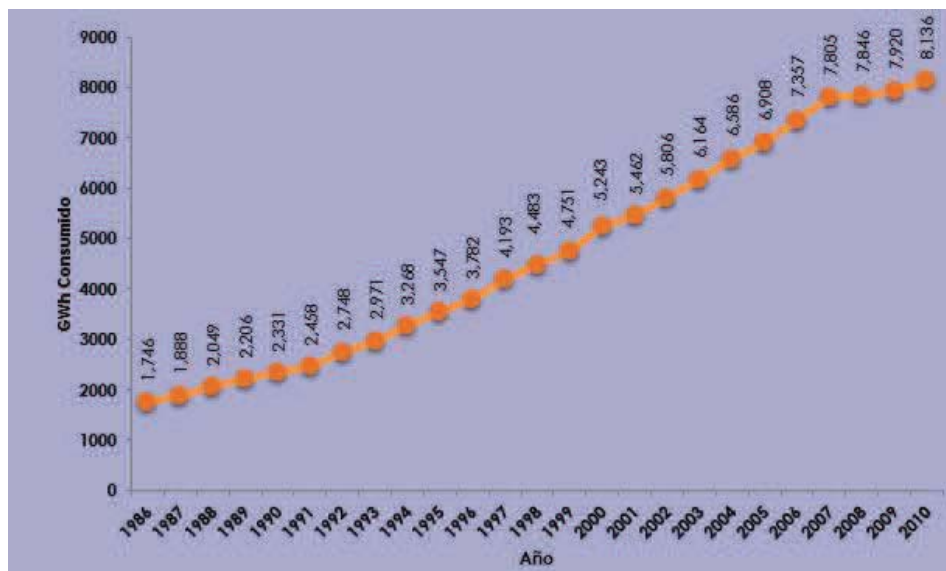
1.3.1. Evolución Histórica

La demanda de energía eléctrica ha tenido un crecimiento sostenido durante el período de 1986-2007 en promedio un 7%, marcándose una disminución de dicho crecimiento durante el período del año 2008 a 2010 en promedio de 0.7% por dos factores: El primero de ellos, la crisis económica mundial iniciada en el año 2008 y segundo por las tormentas tropicales Agatha, Alex y Frank que afectaron Guatemala, así como la erupción del volcán Pacaya, lo que causó un daño en la infraestructura eléctrica de transmisión y

distribución; en la figura 4, podemos observar un gráfico que muestra la variación del consumo de energía eléctrica.

Parte del crecimiento que se ha registrado proviene de los planes de electrificación rural que el Estado de Guatemala ha emprendido a través del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) antes de la emisión de la Ley general de electricidad, lo cual se intensificó con los recursos que resultaron de la desincorporación de las distribuidoras DEORSA, DEOCSA y EEGSA. La variación de la demanda en Guatemala es un indicador directo en el comportamiento del PIB.

Figura 4. **Gráfico de consumo de energía eléctrica**



Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 17

1.3.2. Curva de Carga

La curva de carga de la demanda de un día típico se encuentra dividida en tres períodos:

- El primer período que está entre las 18:00 y las 22:00 horas, se le denomina demanda máxima, siendo durante las horas mencionadas en la cual se consume la máxima potencia.
- El segundo período que está entre las 06:00 y las 18:00 horas, se le denomina demanda media, siendo durante las horas mencionadas en la cual se tiene el máximo consumo de energía; y
- El tercer período es de las 00:00 a las 06:00 y de las 22:00 a las 24:00 horas, se le denomina demanda mínima, siendo durante las horas mencionadas que ocurre el mínimo requerimiento de consumo en el sistema eléctrico nacional.

En la figura 5 puede observarse un gráfico en donde puede apreciarse la forma de consumo típica para el SNI.

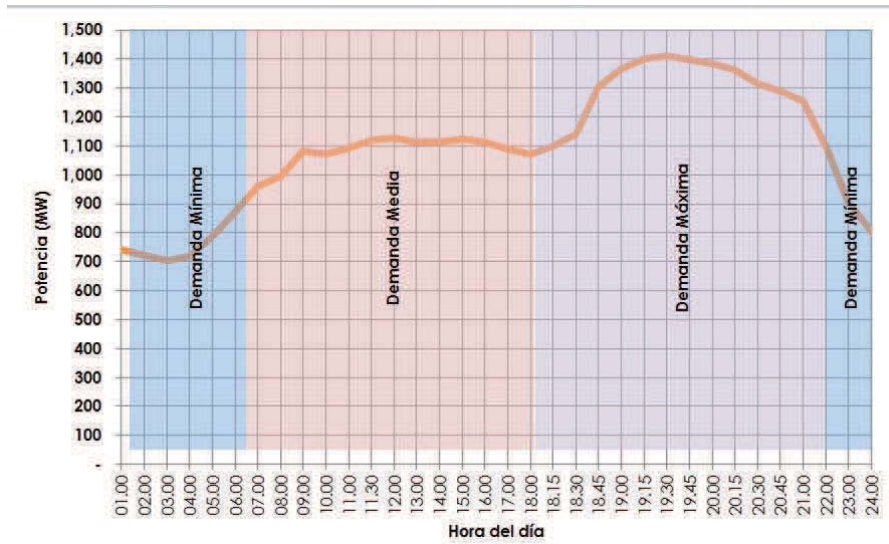
1.4. Indicadores para el subsector eléctrico

1.4.1. Precio de oportunidad de la energía

El precio de oportunidad de la energía (POE) es el indicador de día a día que se establece conforme el despacho económico y lo define el último generador que ha sido despachado económicamente sin restricciones. La figura 6 muestra un gráfico de la variación de éste indicador en el tiempo.

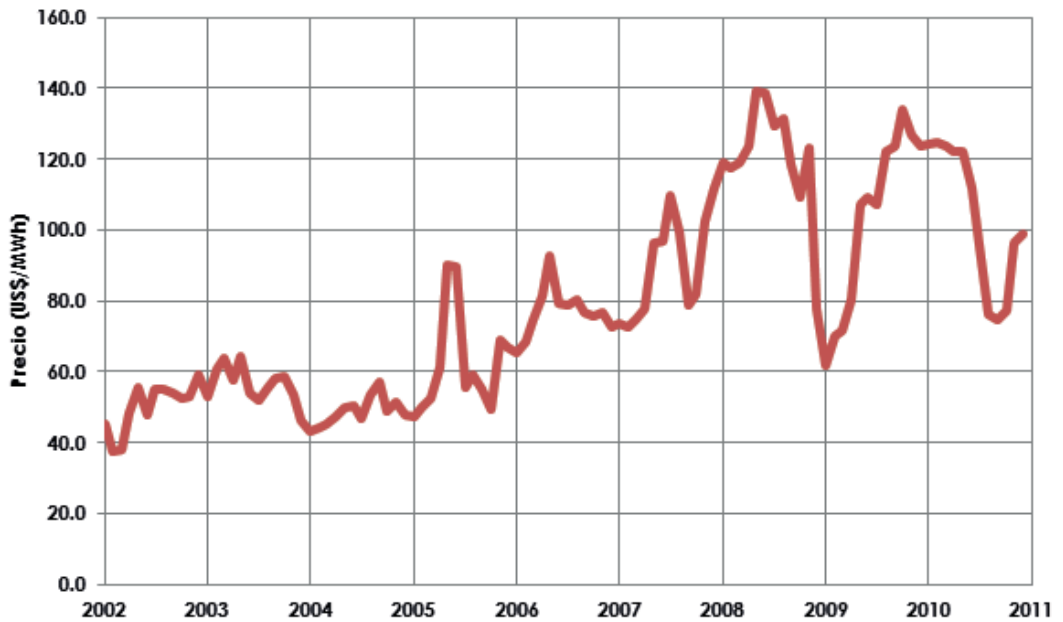
Actualmente la generación de energía a partir de combustibles fósiles dentro de la matriz de la generación es un componente que incide directamente en la definición del POE. El POE da una indicación de corto plazo del comportamiento del mercado eléctrico.

Figura 5. Curva de Carga del 03 de agosto 2011



Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 19

Figura 6. Precio de oportunidad de la energía



Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 25

1.4.2. Demanda firme y Oferta firme eficiente

Demanda firme es la demanda de potencia calculada por el Administrador del mercado mayorista, que debe ser contratada para cada distribuidor o gran usuario por dos años.

Oferta firme eficiente es la cantidad que una central generadora puede comprometer en contratos para cubrir demanda firme, y se calcula en función de su potencia máxima, de su disponibilidad y su eficiencia.

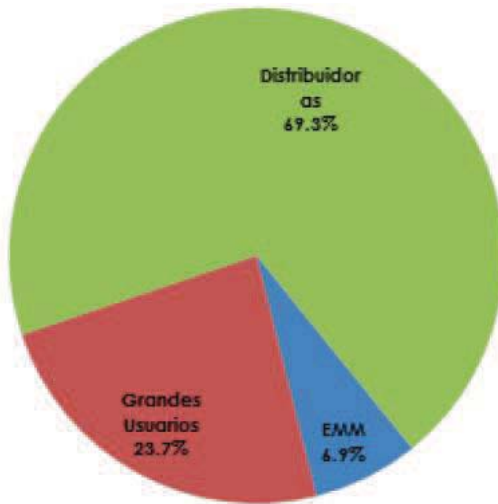
En la tabla I puede observarse que el 69.3% de la demanda firme calculada corresponde a las distribuidoras para el período 2011-2012, en la figura 7 se puede apreciar mediante el gráfico la distribución de la potencia que corresponde a la demanda firme.

Tabla I. **Demanda firme 2011- 2012**

DEMANDA FIRME		
Participantes	MW	%
Empresas Eléctricas Municipales (EMM's)	109.6	6.9%
Grandes Usuarios	374.4	23.7%
Distribuidoras	1094.5	69.3%
Total	1578.5	100.0%

Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 26

Figura 7. **Distribución de la demanda firme 2011- 2012**



Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 26

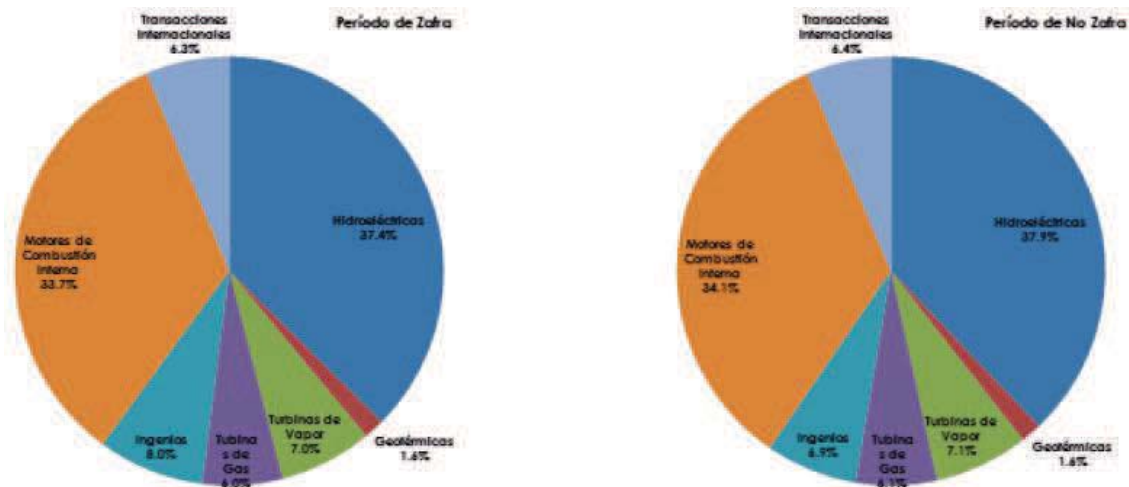
En la tabla II se describe la oferta firme eficiente por tipo de tecnología de generación para el período 2011-2012 y en la figura 8 se puede apreciar mediante el gráfico la distribución de la potencia que corresponde a la oferta firme eficiente.

Tabla II. **Oferta firme eficiente 2011- 2012 por tecnología**

TECNOLOGÍA	ZAFRA ¹⁰	NO ZAFRA
Hidroeléctricas	704.88	704.88
Geotérmicas	29.21	29.21
Turbinas de Vapor	132.50	132.50
Turbinas de Gas	113.48	113.48
Ingenios	151.10	128.68
Motores de Combustión Interna	634.22	634.22
Transacciones Internacionales	118.61	118.61
Total	1884.00	1861.58

Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 27

Figura 8. Distribución de la oferta firme eficiente 2011- 2012



Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 28

1.5. Funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado

Todo proceso de generación, transformación y distribución de la energía eléctrica se resumen en el denominado Sistema Nacional Interconectado (SINI) el cual está compuesto por todas las plantas generadoras, líneas de transmisión y subestaciones de todos los participantes del mercado eléctrico.

El centro de control de la operación del SINI está constituido en las oficinas del administrador del mercado mayorista AMM por lo que en la subestación Guatemala-Sur (GUATESUR) ubicada en San José, Villa Nueva, solo queda el control del sistema de transporte, quedando la parte propia de la generación de energía en las oficinas centrales del INDE ubicadas en zona 9 de Guatemala, aunque prácticamente el AMM ya hace todas las funciones en su totalidad. Desde este centro de control es posible coordinar el funcionamiento de todo el sistema de acuerdo con la evolución de la carga a lo largo del día. Además se puede conocer el estado de la red por medio de un complejo sistema de

comunicaciones vía microondas en tiempo real, en caso de contingencias o irregularidades en la red.

Hace algunos años el AMM gestionó la implementación de un sistema de comunicaciones llamado *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA), con el cual el proceso de control de red se vuelve más eficiente y eficaz. El sistema de transporte está constituido a su vez por la interconexión de líneas de transmisión en tensiones de 69, 138 y 230 KV. El troncal principal consiste en un conjunto de líneas de transmisión de 230 KV que corre a casi todo lo largo y ancho del país, partiendo de la central hidroeléctrica de Chixoy en Alta Verapaz, hasta la subestación Guatemala-Norte ubicada en zona 18 de Guatemala donde conforma una configuración en anillo entre las subestaciones Guatemala-Este ubicada en la aldea Don Justo en el km 18.5 Carretera a El Salvador y Guatemala-Sur; a la cual llega otra línea de transmisión en 230 KV que parte del parque térmico ubicado en la finca Mauricio en Escuintla, éste troncal puedes observarse en la figura 10 donde se observa un esquema del sistema de transporte en Guatemala.

1.6. Niveles de Tensión en Guatemala

Según el reglamento de la ley general de electricidad se establecen ciertas definiciones que se suman a aquellas contenidas en la ley general de electricidad.

- **Alta Tensión:** Nivel de tensión superior a sesenta mil (60000) voltios.
- **Media tensión:** Nivel de tensión superior a mil (1000) voltios, y menor o igual a sesenta mil (60000) voltios.
- **Baja tensión:** Nivel de tensión igual o inferior a mil (1000) voltios.

1.7. Sistema de transmisión en Guatemala

1.7.1. Sistema de transmisión actual

El sistema de transmisión en Guatemala comprende todas aquellas instalaciones en alta tensión que se encuentran entre los puntos de recepción del distribuidor o los grandes usuarios y los puntos de entrega de los generadores y se divide en un sistema principal y sistemas secundarios.

En Guatemala existen 5 agentes transportistas que prestan el servicio de transporte de energía eléctrica, los cuales son:

- Empresa de transporte y control de energía eléctrica (ETCEE)
- Transportista eléctrica de Centroamérica (TRELEC)
- Duke Energy International Transmisión Guatemala Limitada (DUKE)
- Redes eléctricas de Centroamérica (RECSA)
- Transportista eléctrica de occidente (TREO)

Tabla III. Agentes Transportistas

No.	NOMBRE	PAGINA WEB
1	EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INDE (ETCEE) 7a, AVENIDA 2-29, ZONA 9, EDIFICIO LA TORRE, SÓTANO 2 TEL: (502) 2334-5711 AL 19 EXT: 2330 Y 2340 FAX: (502) 2334-5779 gerenciaetcee@inde.gob.gt	www.inde.gob.gt
2	TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA S.A. (TRELEC) 2a. AVENIDA 9-27 ZONA 1 TEL: (502) 2230-0659 FAX: (502) 2420-4009 jgarcia@trelec.net mazurdia@trelec.net	
3	DUKE ENERGY INTERNATIONAL TRANSMISION GUATEMALA, LTDA	
4	REDES ELÉCTRICAS DE CENTROAMERICA S.A. (RECSA) 10a. 14-14 ZONA 14 TEL: (502) 2367-9300 FAX: (502) 2367-9538 reкса@reкса.com.gt	

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista, AMM

El sistema de transmisión en Guatemala cuenta con una infraestructura que permite el abastecimiento de la energía eléctrica desde los principales centros de generación a los centros de consumo, mediante una red de aproximadamente 1003 km, de longitud en tensiones de 138 kV y 230 kV, y una capacidad de transformación en 230 kV de 1445 MVA y 319 MVA en 138 kV. En la tabla IV se presentan los kilómetros de líneas por tensión y propietario.

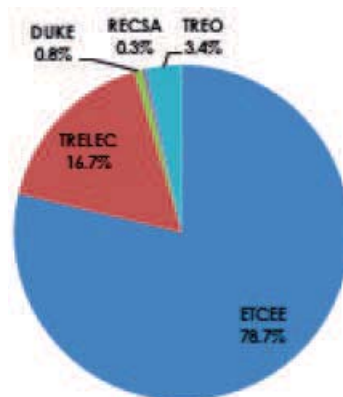
Para el nivel de tensión de 69 kV son cerca de 2725 km de líneas de transmisión que permiten abastecer a los sistemas de distribución y los grandes usuarios, la capacidad de transformación en 69 kV asciende a 760 MVA.

Tabla IV. **Kilómetros de líneas de transmisión**

Agente Transportista	400kV	230 kV	138kV	69kV	Total
ETCEE	71.15	464.14	311.8	2,142.68	2,989.77
TRELEC	-	64.36	-	569.97	634.33
DUKE	-	32	-	-	32.00
RECSA	-	-	-	12.2	12.20
TREO	-	130.71	-	-	130.71
Total	71.15	691.21	311.8	2,724.85	3,799.01

Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 53

Figura 9. **Distribución en el SNI**



Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 53

Figura 10. Sistema de Transporte al año 2011



Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 54

1.7.2. Plan de expansión del sistema de transporte 2008-1018

El plan de expansión del sistema de transporte (PET) tiene como objetivo general satisfacer las necesidades del sistema nacional interconectado en cuanto al transporte de energía eléctrica. Según estudios realizados por la comisión nacional de energía eléctrica se han identificado los puntos críticos en el sistema y se plantearon proyectos nuevos de líneas de transmisión, subestaciones y sus respectivos equipos. El PET constituye un paso más para aumentar la cobertura de electricidad en Guatemala. La figura 10 muestra un mapa donde se indican las obras del plan con el sistema de transmisión existente. Las obras que conforman el PET se encuentran distribuidas en cinco anillos: Metropacífico, Hidráulico, Atlántico, Oriental y Occidental. Parte de los anillos se integraron en siete lotes cuyas obras se encuentran resumidas en la Tabla V.

Según los informes redactados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) en el documento llamado “Perspectivas de los planes de expansión”, los seis lotes fueron sujetos a licitación abierta PET-1-2009, conforme lo establecido en el artículo 54 BIS del reglamento de la ley general de electricidad y la norma técnica para la expansión del sistema de transmisión y se encuentran en construcción, los cuales tienen fecha contractual de inicio de operación comercial en octubre de 2013.

En el mismo documento antes mencionado, la CNEE menciona que el plan de expansión 2008-2018 también ha identificado la necesidad de expansión, readecuación y reforzamiento de las redes del sistema de transporte principal y secundario, que son adicionales a las consideradas en la licitación abierta PET-1-2009, siendo un primer proyecto aprobado por la CNEE

los denominados proyectos integrales, los cuales buscan la ampliación y el desarrollo de los sistemas secundarios de sub-transmisión en la región central de Guatemala.

Tabla V. Obras de licitación abierta PET-1-2009

LOTE	SUBESTACION		LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (230 KV)	
	NUEVAS	AMPLIACIONES	NOMBRE	LONGITUD kms.
A	Lo de Reyes 230 KV Guate Oeste 230/69, 195 MVA Las Cruces 230 KV Palin 230/69 KV, 195 MVA Pacífico 230 KV La Vega II 230 KV	Palin 69 KV	Lo de Reyes - Guate Oeste	19
			Guate Oeste - Las Cruces	13
			Las Cruces - Palin	37
			Palin - Pacífico	22
			LOTE A	91
B	San Juan Ixcay 230 KV Santa Eulalia 230 KV	Covadonga 230 KV Huehuetenango II 230/138 KV, 150 MVA Uspantán 230 KV La Esperanza 230 KV	Covadonga - Uspantán	43
			San Juan de Ixcay - Covadonga	23
			Santa Eulalia - San Juan de Ixcay	27
			Santa Eulalia - Huehuetenango II	84
			Huehuetenango II - Esperanza	34
LOTE B	211			
C	La Ruidosa 230/69 KV, 150 MVA	Panaluja 230 KV La Ruidosa 69 KV	La Ruidosa - Panaluja	102
LOTE C	102			
D	El Estor 230/69 KV, 150 MVA	El Estor 69 KV Tactic 230 KV	Tactic - El Estor	116
			El Estor - La Ruidosa	70
LOTE D	186			
E	El Rancho 230/69 KV, 150 MVA	El Rancho 69 KV Chicoy II 230 KV	Chicoy II - El Rancho	115
LOTE E	115			
F	Sololá 230/69 KV, 150 MVA	Guate Sur 230 KV	GuateSur - Las Cruces	27
			Las cruces - Sololá	62
			Sololá - La Esperanza	51
LOTE F	140			

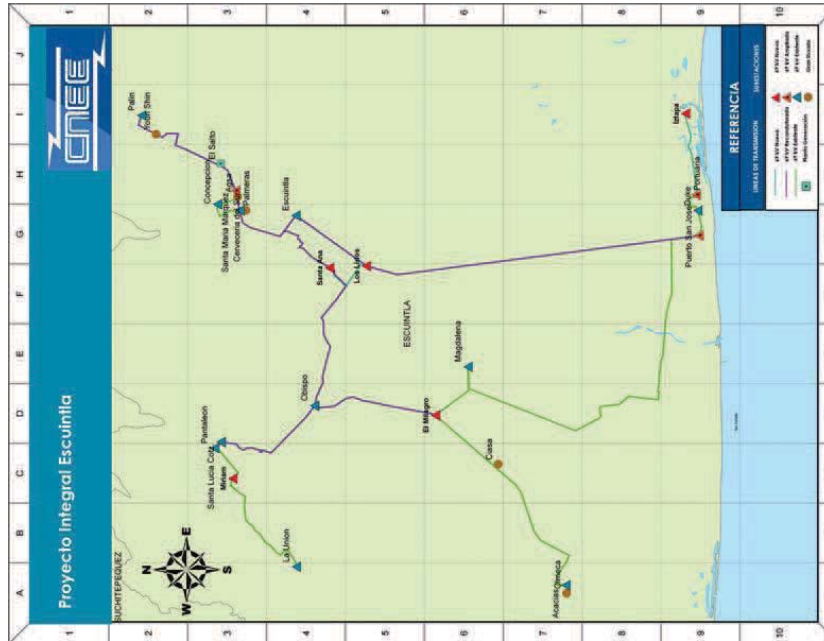
Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 56

Figura 11. Obras del PET 2008-2018



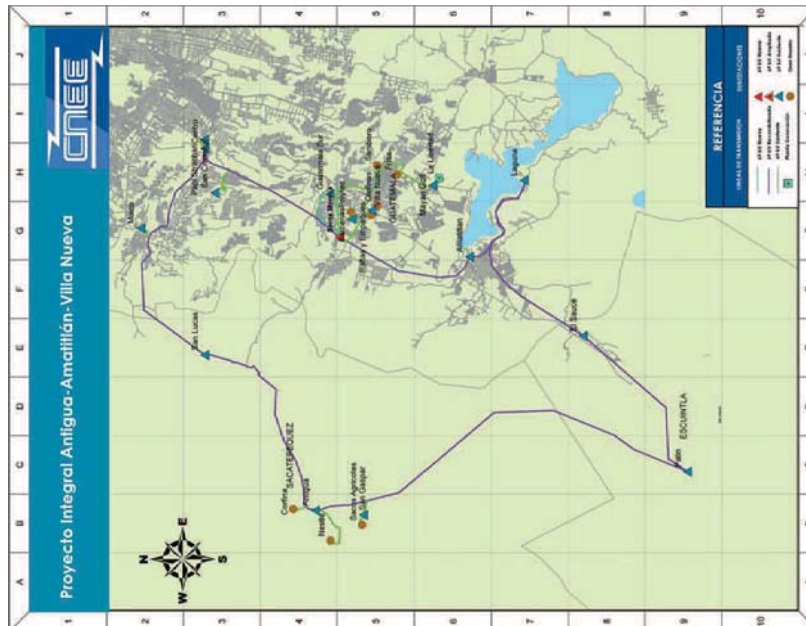
Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 55

Figura 12. Proyecto Integral: Escuintla



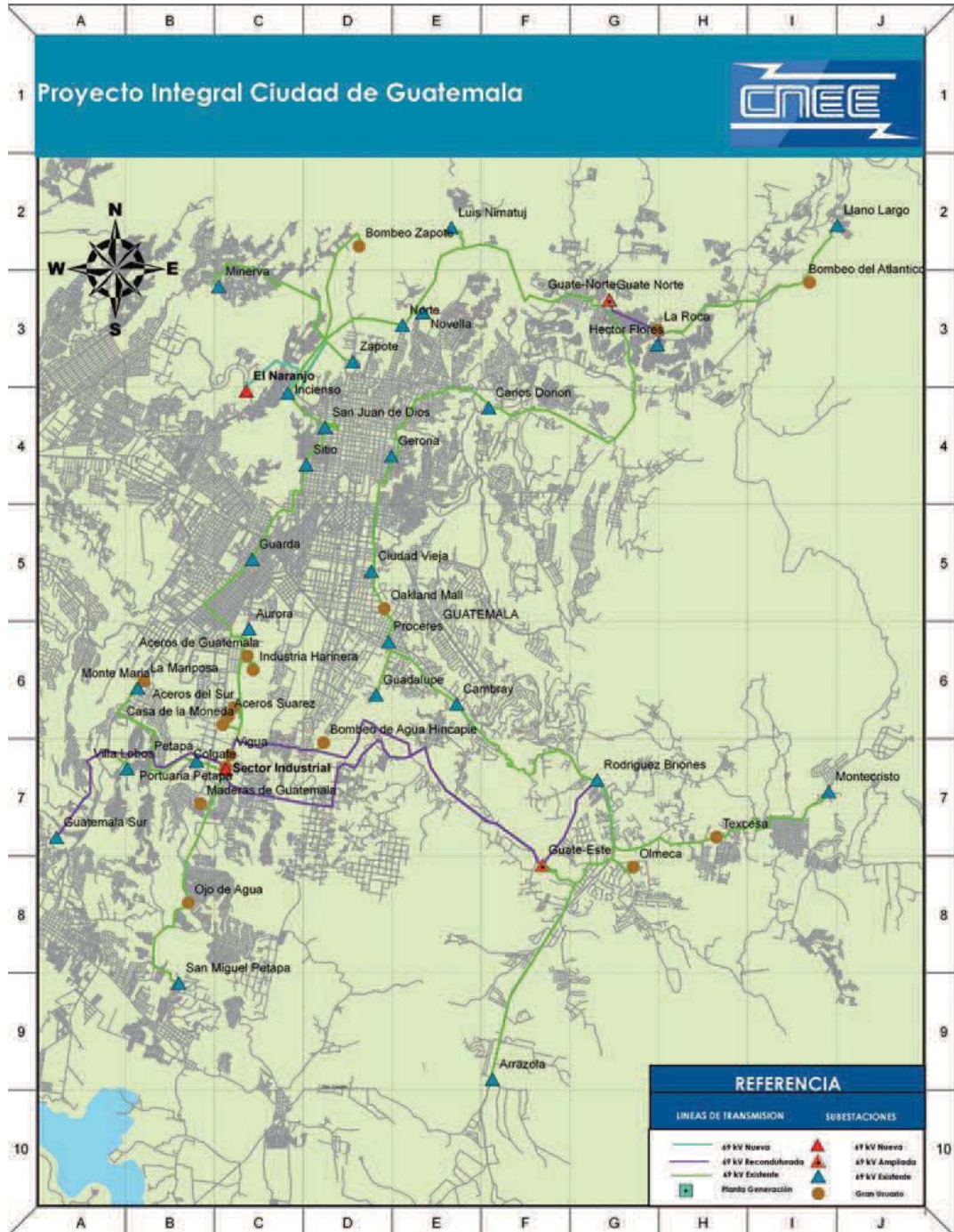
Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 57

Figura 13. Proyecto Integral: Antigua-Amatitlán-Villa Nueva



Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 58

Figura 14. Proyecto Integral: Ciudad de Guatemala



Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p 59.

Adicionalmente, como parte de las obras que están en ejecución del plan de expansión del sistema de transporte 2008-2018, se encuentran en desarrollo las subestaciones:

- Subestación Huehuetenango II, 230 KV.
- Subestación Covadonga, 230 KV.
- Subestación Chixoy II, 230 KV.
- Subestación Uspantán, 230 KV.
- Línea de transmisión de doble circuito Chixoy II-Uspantán, 230 KV.

En la Tabla VI se muestran los proyectos de transmisión que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha aprobado su acceso y ampliación a la capacidad de transporte desde el año 2008.

Tabla VI. Proyectos con acceso a la capacidad de transporte

Proyecto de Transmisión	Resolución	Voltaje
Línea San Marcos- Malacatán	CNEE-02-2008	69
Línea San Juan Ixcay - Barillas	CNEE-03-2008	69
Subestación Cambray 28 MVA y Ciudad Vieja a 28 MVA	CNEE-40-2008	69
Línea Poptún - Santa Elena Petén	CNEE-59-2008	69
Subestación Eléctrica Imperialtex	CNEE-85-2008	400
Sub Bárceñas 28 MVA 69/13.8 KV y dos campos de 13.8	CNEE-97-2008	69
Subestación Eléctrica Polytec	CNEE-98-2008	69
Subestación Rafias y Empaques del Istmo	CNEE-111-2008	69
Línea Estor - Telemán	CNEE-113-2008	69
Subestación Telemán	CNEE-114-2008	69
Subestación Santa Elena Petén 69 /34.5 KV	CNEE-116-2008	69
Línea de Transmisión Quetzaltenango - La Esperanza	CNEE-154-2008	69
Subestación Telemán 69 /13.8 KV	CNEE-187-2008	69
Subestación Tolimán 69 /34.5 KV	CNEE-188-2008	13.8
Subestación Oakland Mall	CNEE-212-2008	69
Cambio del transformador de 100 MVA por uno de 150 MVA en subestación Escuintla 1.	CNEE-30-2009	69
Interconexión Eléctrica Guatemala-México 400 KV	CNEE-69-2009	230
Cambio transformador de 22 MVA por 28 MVA en Subestación Huehuetenango	CNEE-100-2009	230
Cambio de transformador en sub Malacatán de 14 MVA por otro de 28 MVA	CNEE-102-2009	69
Sub Eléctrica Los Almendros de 5 Megavabios	CNEE-113-2009	69
Reconversión de 69 KV a 138 KV de la línea La Esperanza - Pologuá - Huehuetenango.	CNEE-114-2009	69
Sistema Aislado de Santa Elena Petén.	CNEE-127-2009	13.8
Sub Provisional El Sauce de 5/7 MVA 69/13.8 KV	CNEE-153-2009	69
Subestación Usumatán	CNEE-21-2010	69
Reconversión de 69 a 138 KV de la l Río Grande-Chiquimula-Zacapa-Panaluya	CNEE-50-2010	138
Ampliación a la capacidad de transporte en la subestación Arizona	CNEE-121-2010	138
Línea de transmisión de 69 KV Santa Elena-Sayaxché-Chisec	CNEE-122-2010	69
Subestación Santa María Cauqué y su alimentador	CNEE-128-2010	69

Continuación Tabla VI. **Proyectos con acceso a la capacidad de transporte**

Proyecto de Transmisión	Resolución	Voltaje
Subestación Palín y su Alimentador	CNEE-129-2010	34.5
Ampliación de la subestación Santa María Márquez	CNEE-132-2010	69
Planta Las Palmas II	CNEE-186-2010	13.8
Línea Escuintla-Santa María Márquez	CNEE-189-2010	69
Subestación Llano Largo a 14 MVA y un circuito de 13.8 kV	CNEE-227-2010	13.8
Subestación Miriam y su línea	CNEE-231-2010	69
Ampliación de Sub Guate-Sur banco de transformación No.5	CNEE-265-2010	69
Línea Escuintla –Puerto San José 69kV	CNEE-272-2010	69
Subestación eléctrica Los Lirios	CNEE-274-2010	69
Ampliación de Sub Santa María Márquez 3 campos	CNEE-282-2010	230
Subestación Boquerón 230 kV	CNEE-8-2011	13.8
Subestación Nova 69 kV	CNEE-9-2011	69
Subestación El Milagro y su Alimentador	CNEE-46-2011	230
Interconexión para Demanda Temporal de Carga	CNEE-63-2011	69
Interconexión Eléctrica Tableros de Aglomerado, S.A.	CNEE-68-2011	69
Gran Usuario Painsa	CNEE-123-2011	34.5
Subestación Santa Ana	CNEE-124-2011	69
Rotación de transformadores en S/E's San Marcos y Retalhuleu.	CNEE-133-2011	69
Subestación Rodríguez Briones 69/13.8 kV	CNEE-139-2011	69
Subestación en 69 kV rehabilitación Puerto Quetzal	CNEE-142-2011	69
Línea de transmisión 69 kV, Proyecto Escobal	CNEE-154-2011	69
Subestación Metepec	CNEE-159-2011	69
Líneas Guatemala Este-Guadalupe 4 y 5	CNEE-160-2011	69
Línea Granizo Incienso (2do circuito)	CNEE-190-2011	69
Subestación Sector Industrial 69 kV	CNEE-191-2011	69
Línea Granizo-Incienso	CNEE-198-2011	69
EPR Línea de Transmisión SIEPAC	CNEE-200-2011	230

Fuente: Comisión nacional de energía eléctrica. Perspectivas de planes de expansión, p. 60-61.

Entre otros proyectos en los que se ha involucrado al sistema de transmisión guatemalteco, está el SIEPAC (Sistema de Interconexión eléctrica en de los Países de América Central), que consiste en el primer sistema de transmisión eléctrico a nivel regional en 230 kV, que tiene como objetivos principales los de; apoyar la formación y consolidación progresiva del MER y establecer la infraestructura de interconexión eléctrica que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes. Otro de los proyectos en la interconexión Guatemala-México que beneficia al país al aumentar la oferta de energía en el sistema eléctrico. Entre los objetivos está el de apoyar al SIEPAC, fortalecer el sistema eléctrico de transmisión de Guatemala y promover los intercambios de energía entre agentes de México, Guatemala y los otros países del Istmo.

2. INTRODUCCIÓN A LA NORMA IEC 61850

La norma IEC 61850 surge con el objetivo de garantizar la interoperabilidad entre distintos equipos electrónicos inteligentes (IEDs), acrónimo del inglés *Intelligent Electronic Device*, que componen un sistema de automatización de una subestación eléctrica. Para lograr este objetivo, la norma desarrolla un modelo de datos que recoge toda la información que puede ser necesaria en un sistema de automatización de una instalación eléctrica, de modo que todos los IEDs que cumplen con la norma organicen su información según el mismo modelo de datos. La interoperabilidad, sin embargo, no garantiza la intercambiabilidad, lo que significa que las funcionalidades para las que está preparado o fabricado cada dispositivo no están estandarizadas.

2.1. Desarrollo de la norma

El desarrollo de la norma IEC61850 de intercambio de información y datos entre Dispositivos Electrónicos Inteligentes en un sistema de protección y control de subestaciones ha representado un largo camino y un considerable esfuerzo. Hablar de la norma IEC 61850 ya no es una novedad, su aceptación crece y el número de aplicaciones prácticas en servicio que lo utilizan va en aumento. Sin embargo, la mayor parte de ellas son instalaciones en las que todos los equipos proceden del mismo fabricante. Sólo unas pocas se han convertido en una muestra real de interoperabilidad entre dispositivos de diferentes proveedores, demostrando en la práctica la viabilidad y el éxito del proceso de normalización.

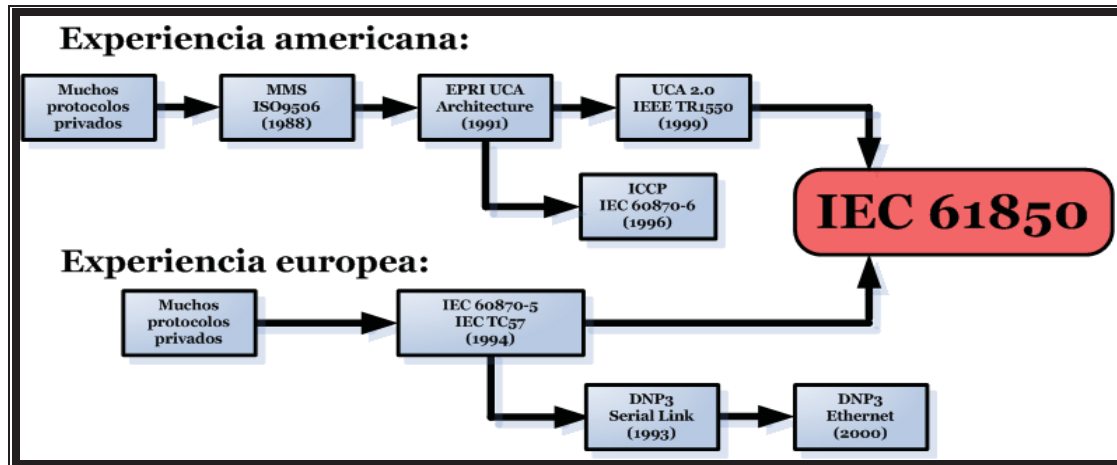
En la década de los años 60's los protocolos de comunicación utilizados eran simples y propios de cada fabricante. Para los años 80's surgen los primeros protocolos que no pertenecían o eran propios de cada fabricante llamados Modbus y DNP (*Distributed Network Protocol*). Para los años 90's la EPRI (*Electric Power Research Institute*) desarrolla UCA (*Universal Communication Architecture*) y la *International Electrotechnical Commission* (IEC) desarrolla IEC 60870-5. Pero la necesidad de un único normativo internacional hace que IEC reúna los trabajos realizados en Europa y América del norte desarrollando así el normativo IEC 61850. En la figura 15 puede visualizarse el desarrollo de la norma a través de las investigaciones tanto europeas como americanas.

En la década de los años 90's la EPRI, a través de su "*Universal Communication Architecture 2*", más conocida como "UCA 2.0", definió los fundamentos de la nueva arquitectura de comunicaciones en subestaciones, que tomada como base por IEC, originó la serie de normativo IEC 61850 "*Communication Network and System in Substations*", basados en el protocolo IP, que implican un nuevo y revolucionario enfoque hacia la integración de todos los niveles del Sistema de Telecontrol, y por tanto de la ingeniería, el mantenimiento y la operación, a través de una LAN (*Local Area Network*) de estación integrada a la WAN (*Wide Area Network*) del Sistema.

IEC 61850 es una parte del Comité Técnico 57 (TC57) de la IEC, arquitectura de referencia para los sistemas eléctricos de potencia. Los modelos abstractos de datos definidos en la norma IEC 61850 se pueden asignar a una serie de protocolos. Las asignaciones actuales de la norma son a MMS (*Manufacturing Message Specification*), OCA, SMV, y luego a los servicios web. Estos protocolos pueden ejecutarse sobre TCP/IP de redes y/o subestación de redes de área local con alta velocidad con

conmutación Ethernet para obtener los tiempos de respuesta necesarios, que suelen estar alrededor de los cuatro milisegundos para los relés de protección.

Figura 15. Esquema del desarrollo del normativo IEC 61850



Fuente: <http://www.leonardo-energy.org/espanol/?p=261>

2.2. Objetivos de la Norma IEC 61850

La norma IEC 61850, sin duda despertó el interés de las áreas de protecciones y control de las empresas eléctricas, a partir de su publicación a finales del año 2004. Inicialmente, los especialistas se concentraron en conocer los diversos aspectos de la norma, pero la siguiente etapa, en muchos casos, se caracterizó por la realización de proyectos piloto que permitieran conocer más detalladamente y profundamente los aspectos prácticos de la aplicación de dicha norma en la automatización de subestaciones. En el marco de la implementación práctica de instalación de IEDs, IEC 61850 en subestaciones, se debieron implementar LANs Ethernet, lo que implicó tener que realizar la ingeniería de red, y por tanto de definir la mejor topología a utilizar en cada caso.

Si bien las topologías básicas son ampliamente conocidas, es importante tener en cuenta una serie de consideraciones al seleccionar una, ya que cada empresa eléctrica posee su propia configuración particular de subestaciones, y es importante por un aspecto práctico, considerarlas al definir la topología a utilizar. Es un normativo que ha supuesto una revolución en diversos aspectos, como el de la arquitectura de la subestación o la comunicación entre dispositivos lógicos. El normativo IEC61850 en principio garantiza la interoperabilidad de los equipos inteligentes (IEDs) que cumplan dicho normativo, de forma que puedan operar en una misma instalación equipos de diferentes fabricantes.

La experiencia adquirida dentro de la industria ha demostrado la necesidad de utilizar potentes protocolos de comunicaciones que sean capaces de proveer interoperabilidad entre IEDs de distintos fabricantes. En este contexto, interoperabilidad se refiere a la capacidad para operar en la misma red, mediante el intercambio de datos y procesos por parte de dispositivos de distintos fabricantes. Para ello, la norma trata, a lo largo de sus 10 partes, cuatro aspectos fundamentales:

- Explica los requisitos de los sistemas de comunicaciones y de los equipos.
- Establece un modelo de datos sólido.
- Establece una serie de servicios de comunicación
- Especifica un lenguaje descriptivo para la configuración de subestaciones basado en XML.

El objetivo de la estandarización de la automatización de subestaciones es desarrollar un normativo de comunicación que resuelva exigencias de funcionamiento, apoyando futuros acontecimientos tecnológicos. Para ser

realmente beneficioso, se debe de llegar a un acuerdo general entre fabricantes de IED y usuarios para que estos dispositivos puedan cambiar información libremente. El normativo de comunicación debe soportar las funciones de operación de la subestación. Por lo tanto, el normativo tiene que considerar los requisitos operacionales, aunque el objetivo del normativo no es, ni estandarizar las funciones implicadas en la operación de las subestaciones, ni la asignación dentro de los sistemas de automatización.

El normativo debe asegurar, entre otras, las siguientes características:

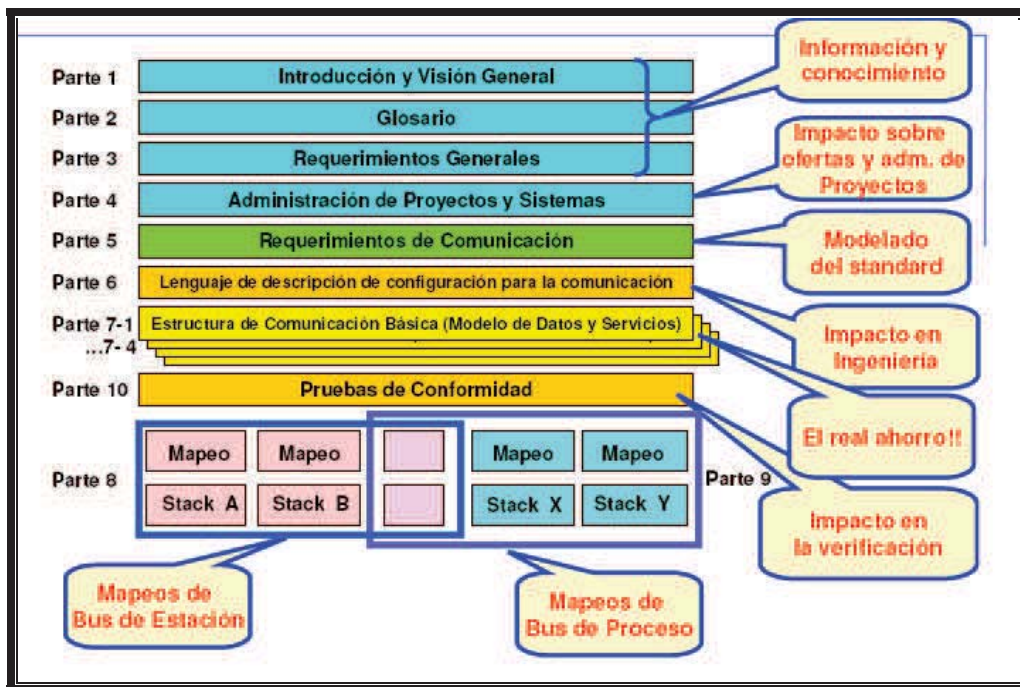
- Que el perfil de comunicación este basado en las normas de comunicación ya existentes IEC/IEEE/ISO/OSI, si están disponibles.
- Que los protocolos utilizados estén abiertos a ser auto-descriptivos y al mismo tiempo soporten dispositivos que lo sean. Además debe ser posible añadir nuevas funcionalidades.
- Que el normativo esté basado en objetos de datos relacionados con las necesidades de la industria de la energía.
- Que la sintaxis de comunicación y la semántica estén basadas en el empleo de objetos de datos comunes relacionados con el sistema de potencia.
- Que el normativo de comunicación considere las implicaciones de la subestación de ser un nodo dentro del sistema de potencia, por ejemplo: el sistema de automatización de subestaciones (SAS) como un elemento en el sistema de control total de energía.

2.3. Estructura de la norma IEC 61850

El normativo IEC 61850 lleva como título: “*Communication networks and systems in substation*” traducido al español como: “Redes de comunicación y sistemas en las subestaciones”. Está formado por un conjunto de documentos

que se estructuran de la forma en que se muestra en la figura 16. El normativo IEC 61850, está constituida por 14 documentos, considerando que se trata de una norma internacional, los títulos de dichos documentos, que se listan a continuación, han sido transcritos en el idioma oficial de la norma, inglés, con su traducción al español, para que no se desvirtúen distintos términos y sea posible correlacionar los acrónimos.

Figura 16. Estructura del normativo IEC 61850



Fuente: <http://es.scribd.com/doc/45654401/IEC-61850-El-estandar-de-integracion-electrica-del-futuro>.

2.3.1. Parte 1: *Introduction and Overview* (Introducción y Resumen)

Ésta parte trata de un informe técnico, el cual es aplicable a los sistemas de automatización de subestaciones (SAS). En él se define la comunicación entre los equipos IEDs, en la subestación, y los requisitos del sistema. En resumen ésta parte se trata de la introducción y descripción del normativo IEC 61850.

2.3.2. Parte 2: *Glossary* (Terminología)

En ella se describe los términos y abreviaciones utilizados en el contexto de los sistemas de automatización de subestaciones (SAS), y que aparecen en las distintas partes del normativo.

2.3.3. Parte 3: *General Requirements* (Requisitos generales)

Las especificaciones de esta parte recogen los requisitos generales de la red de comunicación, centrándose en los requisitos de calidad (Fiabilidad, mantenimiento, disponibilidad, portabilidad y seguridad), condiciones ambientales y servicios auxiliares, así como de recomendaciones sobre la importancia de exigencias específicas de otras normas y datos específicos.

2.3.4. Parte 4: *System and project management* (Gestión de sistemas y proyectos)

Las especificaciones de esta parte se refieren a la gestión del sistema del proyecto con respecto al proceso de ingeniería y sus herramientas de soporte; al ciclo de vida del sistema global y sus IEDs; al aseguramiento de la calidad

comenzando con la etapa de desarrollo y finalizando con la discontinuación y fuera de servicio del equipamiento del SAS y sus IEDs. Se describen los requerimientos del sistema y el proceso de gestión del proyecto y herramientas especiales de soporte para ingeniería y ensayo.

2.3.5. Parte 5: *Communication requirements for functions and device models* (Requisitos de las comunicaciones)

Esta parte del normativo define los requisitos de comunicación para los modelos de las funciones y equipos de las subestaciones. Dependiendo de las filosofías de los fabricantes y clientes, así como de los cambios en las tecnologías, la asignación de funciones a los equipos y a los niveles de control normalmente no es fija. El normativo IEC 61850 permite la asignación libre de funciones. Las especificaciones de esta parte se refieren a los requisitos de comunicación de las funciones, que se realizan en el sistema de automatización de la subestación y en los modelos de los distintos dispositivos. Todas las funciones y sus requisitos de comunicación están identificadas.

La descripción de las funciones no se realiza con fines de estandarizar las mismas, sino para identificar los requisitos de comunicación entre los servicios técnicos y la subestación, y los requisitos de comunicación entre las unidades IEDs dentro de las subestaciones. El objetivo principal es la interoperabilidad en todas las interacciones del sistema. La estandarización de funciones y su implementación está completamente fuera del alcance de esta norma. Por lo tanto, no se puede asumir una única filosofía de asignación de funciones a los dispositivos. Para soportar los requisitos asociados a una libre asignación de funciones, se define una interrupción apropiada de funciones en distintas partes relevantes para la comunicación.

El intercambio de datos y sus requisitos de funcionamiento también se describen en esta parte. Estas definiciones se complementan mediante cálculos de flujos de datos informativos para las configuraciones típicas de las subestaciones. Los equipos IEDs de las subestaciones como son, por ejemplo los equipos de protección, también se pueden encontrar en otros tipos de instalaciones como son las centrales eléctricas. La utilización de esta parte IEC 61850 para tales dispositivos en estas plantas también facilitaría la integración de sistema, pero esto está fuera del alcance del normativo IEC 61850.

Los conceptos más importantes que aparecen en este apartado son: Nodos lógicos, enlaces de comunicación lógica, concepto de PICOM (*Piece of Information for Communication*), nodos lógicos y PICOMs asociados, prestaciones, funciones y escenarios dinámicos (requisitos de flujo de información para diferentes condiciones de operación).

2.3.6. Parte 6: Substation automation system configuration description language (Lenguaje de configuración de subestación SCL)

Esta parte de IEC 61850 especifica el formato de archivo para describir la comunicación relacionada con las configuraciones de los dispositivos IED y sus parámetros; la configuración del sistema de comunicaciones; la estructura (funciones) de la aparamenta así como las relaciones entre ellas. El objetivo principal de este apartado es el intercambio de las descripciones de los IED, y el intercambio de las descripciones del sistema de automatización de la subestación, entre las herramientas de ingeniería de distintos fabricantes de una forma compatible.

El lenguaje que se define en este apartado se llama *Substation Configuration description Language (SCL)*. Se utiliza para describir la configuración de los IEDs y el sistema de comunicación de acuerdo con IEC 61850-5 e IEC 61850-7-x. Esto supone una descripción formal de la relación existente entre el sistema de automatización y la subestación. A nivel de aplicación, se describe la topología de la aparamenta y la relación entre la estructura de la subestación con las funciones SAS (nodos lógicos) configuradas en los IEDs. Este lenguaje de configuración se basa en los lenguajes XML versión 1.0.

Los conceptos más importantes de este apartado de la norma son: Planteamiento del proceso de ingeniería, definición del formato de intercambio de ficheros de parámetros del sistema y de configuración; basado en XML (descripción del unifilar del sistema primario, descripción de la conexión de comunicaciones, capacidad de los equipos) y la asignación del nodo lógico del IED al sistema primario.

2.3.7. Parte 7: *Basic communication structure for substation and feeder equipment* (Estructura de comunicación básica para subestaciones y equipo de alimentación)

2.3.7.1. Parte 7-1: *Principles and models* (Modelos y principios)

Esta parte del normativo introduce los métodos de modelado, los principios de comunicación, y los modelos de la información que se utilizarán en las partes IEC 61850-7-x. El principal objetivo es proporcionar, desde un punto de vista conceptual, la ayuda para entender los conceptos de modelado básicos y métodos de descripción para:

- Los modelos de Información específicos, para los sistemas de automatización de subestaciones.
- Las funciones de los dispositivos usadas, para los objetivos de automatización de subestaciones.
- Los sistemas de comunicación, para proporcionar interoperabilidad dentro de las subestaciones.

Además la parte IEC 61850-7-1 proporciona, de forma detallada, las explicaciones y requisitos necesarios, con relación a las partes IEC 61850-7-4, IEC 61850-7-3, IEC 61850-7-2 e IEC 61850-5. También intenta explicar cómo los servicios abstractos y los modelos de IEC 61850-7-x se mapean en protocolos de comunicación concretos, como se define en la parte IEC 61850-8-1. Los conceptos y modelos proporcionados en esta parte también se pueden aplicar para describir modelos de información y funciones para:

- Intercambio de información desde una subestación a otra subestación.
- Intercambio de información desde una subestación al centro de control.
- Intercambio de información para la automatización distribuida.
- Intercambio de información para las medidas fiscales.
- Intercambio de información entre los sistemas de ingeniería para configuración de dispositivos.

2.3.7.2. Parte 7-2: *Abstract communication service interface* (ACSI) (Servicios de comunicación abstractos)

Este documento forma parte de un conjunto de especificaciones que detalla una arquitectura de comunicación de las subestaciones. En este apartado los principales conceptos que aparecen en la norma IEC 61850 son:

Descripción del interfaz ACSI (*Abstract Communication Service Interface*), especificación de los servicios de comunicación abstractos y el modelo de la estructura de base de datos del equipo.

IEC 81850-7-2 se aplica a la comunicación ACSI tanto en los alimentadores como en las subestaciones. El modelo ACSI proporciona los siguientes interfaces abstractos:

2.3.7.2.1. ACSI para comunicaciones

Es el interfaz abstracto, que se encarga de la descripción de las comunicaciones entre un cliente y un servidor remoto para:

- Acceso de datos en tiempo real y su recuperación.
- El control de los dispositivos.
- Dispositivos auto-descriptivos.
- La transferencia de archivos.

2.3.7.2.2. ACSI para distribución

Es el interfaz abstracto para la distribución de acontecimientos por todo el sistema entre la aplicación en un dispositivo y varias aplicaciones remotas dentro de distintos dispositivos. Este interfaz abstracto se usa para la transmisión de valores medidos.

2.3.7.3. Parte 7-3: *Common data classes* (Clases de datos comunes)

En esta parte se especifica los tipos de atributos y clases de datos comunes relacionadas con las aplicaciones dentro de las subestación. En particular especifica:

- Clases de datos comunes para la información de estado.
- Clases de datos comunes para la información de medidas.
- Clases de datos comunes para la información de estado controlable.
- Clases de datos comunes para los ajustes de estados.
- Clases de datos comunes para ajustes analógicos.
- Tipos de atributo utilizados en estas clases de datos comunes.

Este normativo internacional es aplicable a la descripción de los modelos de dispositivos y funciones, para los equipos de la subestación y los equipos de alimentación.

2.3.7.4. Parte 7-4: *Compatible logical node classes and data classes* (Clases compatibles de nodos lógicos y datos)

Esta parte especifica el modelado de equipos y funciones, relacionados con las aplicaciones existentes dentro de las subestaciones. En particular, especifica los nombres de los nodos lógicos y los nombres de los datos, para la comunicación entre IEDs. Esto incluye la relación entre Nodos Lógicos y Datos. Los nombres de los nodos lógicos y de los datos, definidos en este documento son parte del modelo introducido en el apartado IEC 61850-7-1 y definidos en el

IEC 61850-7-2. Estos nombres se utilizan para construir la jerarquía de los objetos aplicables a las comunicaciones entre los equipos IEDs en la subestación y los equipos de alimentación.

Para evitar extensiones privadas e incompatibles, en este apartado la norma especifica reglas sobre el nombramiento de los nodos lógicos y clases de datos, para los casos múltiples y las extensiones privadas. En el Anexo A de este apartado de la norma se dan todas las reglas necesarias para:

- Selección de datos, no incluidos en nodos lógicos, fuera del sistema de nombre de datos.
- Creación de nuevas clases de nodos lógicos y de nombres de datos.

En el Anexo B, los ejemplos hacen referencia a:

- El uso de los nodos lógicos en situaciones complejas, como puede ser los esquemas de protección de líneas.
- Casos múltiples de nodos lógicos con distintos niveles de funcionalidad.

Esta parte no especifica tutoriales y se recomienda tener una visión general de las partes IEC 80850-5, IEC 80850-7-1, IEC 80850-7-2, IEC 80850-7-3. Tampoco en este apartado de la norma se trata temas relacionados con la implantación.

**2.3.8. Parte 8: *Specific communication service mapping (SCSM)*
(Aplicación para el bus de estación)**

2.3.8.1. Parte 8-1: *Mappings to MMS (ISO/IEC 9506-1 and ISO/IEC 9505-2) and to ISO/IEC 8802-3 (Mapeo a MMS)*

Este documento es parte de un conjunto de especificaciones que detallan la arquitectura de comunicaciones en el entorno de las subestaciones. El mapeado, que propone esta norma, permite el intercambio de información, sobre redes de área local ISO/IEC 8802-3, por lo tanto las comunicaciones no quedan restringidas a redes LAN. Lo que se trate en este apartado es especificar un método para intercambiar datos de tiempo crítico y de tiempo no crítico, a través de redes de área local, mapeando ACSI a MMS y a los marcos ISO/IEC 8802-3.

Los servicios y el protocolo MMS se especifican para operar sobre los perfiles de comunicación ISO y TCP. El empleo de este protocolo MMS permite tener provisiones para soportar tanto arquitecturas centralizadas como distribuidas. Este normativo incluye el intercambio de datos en tiempo real, operaciones de control, y la notificación de informes. Esta parte también especifica el mapeado de los objetos y los servicios ACSI, IEC 61850-7-2 a MMS (ISO 9506) y a los formatos ISO/IEC 8802-3.

La semántica de protocolo se define en la parte IEC 61850-7-2, mientras que la parte 8 del normativo contiene la sintaxis del protocolo, la definición, mapeado a los formatos ISO/IEC 8802-3, y cualquier procedimiento relevante para el empleo de la norma ISO/IEC 8802-3. Este mapeado de ACSI a MMS incluye la definición de cómo los conceptos, objetos, y los servicios del ACSI

deben ser implementados, utilizando conceptos, objetos, y servicios propios de MMS.

Este mapeado permite la interoperabilidad a través de funciones implementadas por diferentes fabricantes. También se incluye en el apartado IEC 61850-8 la definición de un método estandarizado, para usar los servicios de la norma ISO 9506, es decir para implantar intercambio de datos. Para los servicios ACSI, definidos en IEC 61850-7-2, y que no estén mapeados en MMS, esta parte define protocolos adicionales. Además, el normativo describe equipos reales de subestaciones con respecto a sus datos y comportamiento externo, que utilicen un objeto de acercamiento orientado.

Los objetos son abstractos en su naturaleza y pueden ser usados a una amplia variedad de aplicaciones. El empleo de este mapeado va mucho más allá de las aplicaciones propias de los sistemas de comunicaciones de subestación. Con este apartado, se trata de proporcionar mapeados de acuerdo con los servicios y objetos especificados en las partes: IEC 61850-7-2, IEC 61850-7-3, y IEC 61850-7-4.

2.3.9. Parte 9: *Specific communication service mapping (SCSM)* (Aplicación para el bus de proceso)

2.3.9.1. Parte 9-1: *Serial unidirectional multidrop point to point link* (Valores muestreados sobre puerto serie unidireccional punto a punto)

El apartado IEC 61850-9-1 especifica el mapeado de servicios, para la comunicación entre los niveles de bahía y proceso, al mismo tiempo que especifica el mapeado en un puerto serie unidireccional punto a punto de

acuerdo con la norma IEC 60044-8. Concretamente esta parte de la norma define el mapeado para la transmisión de valores muestreados, de acuerdo con la definición dada en IEC 61850-7-2.

Todo esto se aplica a las comunicaciones entre las unidades de medida fiscal de los transformadores de tensión (PT) o intensidad (CT), con salida digital vía una unidad concentradora (*merging unit*), para su utilización con instrumentos electrónicos de medida y de protecciones, y los equipos de bahía como son los relés de protección. En la Figura 17 se muestra un esquema de este interfaz de valores muestreados sobre puerto serie unidireccional punto a punto.

2.3.9.2. Parte 9-2: Mapping on a IEEE 802.3 based process bus (Valores muestreados sobre IEEE 802.3)

En este apartado se recoge la definición del concepto SCSM (*Specific Communication Service Mapping*), para la transmisión de valores muestreados según la especificación IEC 61850-7-2. La intención de este documento es complementar la norma IEC 61850-9-1, para incluir un mapeado completo de los valores de transmisión. Esta parte de la norma se aplica a:

- Transformadores de corriente y tensión (CT, PT).
- Unidades de medida fiscal.
- IEDs, como por ejemplo, unidades de protección.

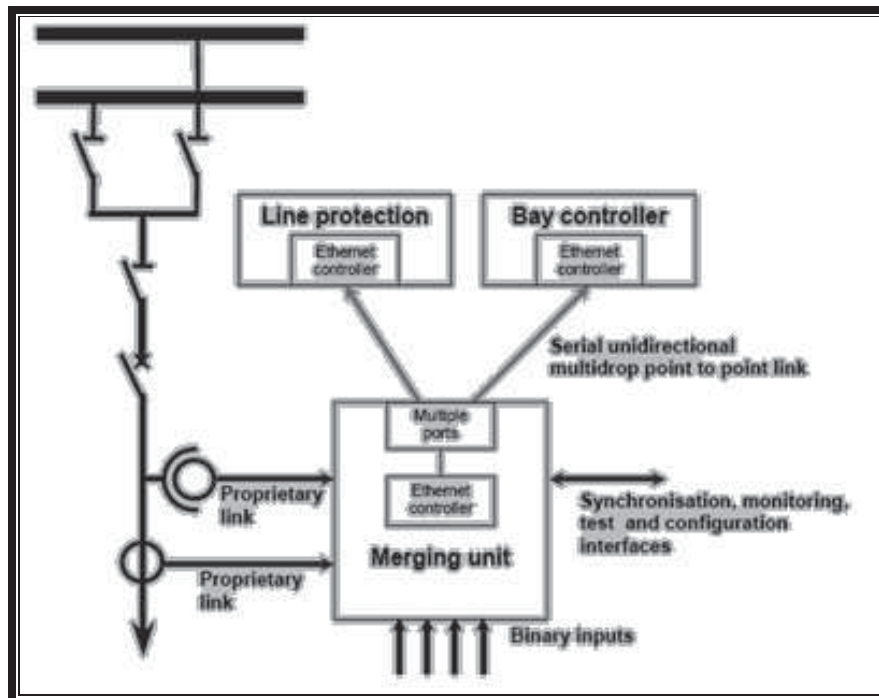
Las estructuras del bus de proceso se pueden organizar de diversas formas, como se describe en el apartado IEC 61850-1. Adicionalmente, para la transmisión de valores muestreados, los cuales están directamente conectados con ISO/IEC 802.3, es necesario una selección de servicios IEC 61850-8-1, para soportar el acceso a los bloques de control. Para los equipos menos

complejos (como por ejemplo, las unidades de medida fiscal) el bloque de control puede ser pre-configurado, en este caso no es necesario implementar los servicios de IEC 61850-8-1 basados en MMS-Stack.

Este documento define el mapeado de las clases de valores muestreados a ISO/IEC 802.3 SCMS, junto a IEC 61850-7 e IEC 61850-6, permiten la interoperabilidad entre los equipos de distintos fabricantes. Este normativo no especifica puestas en práctica, ni tampoco obliga a la implantación de las entidades e interfaces dentro del ordenador del sistema. Este normativo especifica la funcionalidad externamente visible, de puestas en práctica junto con los requisitos de la conformidad para tales funcionalidades. Cada SCSM consiste en tres partes:

- La especificación de la comunicación utilizada.
- El mapeado de las especificaciones IEC 61850-7 sobre los elementos reales, que se están utilizando.
- La implantación de las especificaciones de funcionalidad, que no estén cubiertas por el *stack* usado.

Figura 17. Esquema de interfaz



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y Optimización de una arquitectura IEC 61850
2ª. Parte, Norma IEC 61850. p.38

2.3.10. Parte 10: *Conformance testing* (Pruebas de conformidad)

Este apartado de la norma, pertenece al conjunto de especificaciones que detallan las arquitecturas de comunicación. En este documento se define:

- Los métodos para las pruebas de conformidad de los dispositivos utilizados en los sistemas de automatización de subestaciones.
- Los datos que deben ser medidos dentro de los equipos, de acuerdo con los requisitos definidos en IEC 61850-5.

Con este apartado se pretende especificar las técnicas estandarizadas, para las pruebas de conformidad de la implantación, así como técnicas específicas de medidas, para aplicar cuando se declaren parámetros de funcionamiento. El uso de estas técnicas mejorará: la capacidad del integrador de sistema para integrar IEDs fácilmente, las operaciones correctas de los equipos IED, y el soporte de las aplicaciones requeridas.

2.4. Beneficios y ventajas de la norma IEC 61850

Actualmente existen más de 4000 sistemas de automatización de subestaciones instalados por todo el mundo. Esto es una prueba de la aceptación de estos sistemas y la apreciación de sus beneficios por parte de los usuarios y de la industria mundial. Los usuarios y las industrias han estado buscando durante mucho tiempo un normativo de comunicación global para facilitar sistemas de automatización de subestaciones totalmente integrados y realmente interoperables. Bajo el cuidado de la Comisión Internacional de Electrotecnia (IEC), los representantes tanto de usuarios como de proveedores conjuntamente han elaborado el nuevo normativo IEC 61850 "Redes de Comunicación y Sistemas en Subestaciones", como se ha mencionado anteriormente en otros apartados.

Ganando la aceptación por todo el mundo, IEC 61850 es el primer normativo que considera todas las necesidades de comunicación dentro de subestaciones. Actualmente se están utilizando protocolos propietarios como pueden ser DNP3.0, IEC 80870-5, LON. Sin embargo estas soluciones no cumplen con al menos uno de los siguientes requisitos:

- Negocio global.
- Adaptación a los rápidos cambios de tecnología.

- Alta fiabilidad.
- Utilización de diferentes tecnologías.

Por este motivo era necesaria la aparición del normativo IEC 61850, es decir un normativo que cubre no solamente los requisitos actuales, sino que también soporta las soluciones futuras en la automatización de subestaciones.

2.4.1. Beneficios del normativo IEC 61850

2.4.1.1. Independencia de tecnología actual

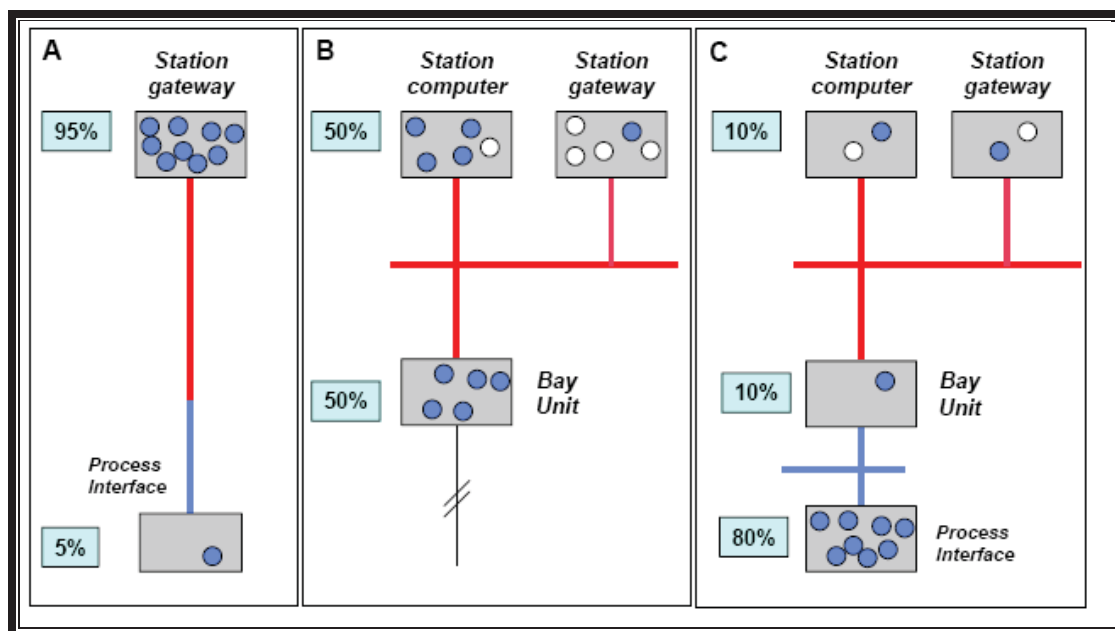
Los cambios en la tecnología de comunicación se describen hoy en día con el modelo de las siete capas ISO/OSI. En el normativo IEC 61850 el dominio de aplicaciones (modelo de objetos, servicios) se desacopla de las comunicaciones. Esto permite al normativo seguir los cambios en las tecnologías de comunicación, es decir actualmente se ha seleccionado MMS/TCP/IP/Ethernet con capa física de óptica, pero en el futuro podría ser de otro tipo. El beneficio de este desacoplamiento es que las investigaciones dentro del campo de las aplicaciones están salvaguardadas. Esto será cierto, siempre y cuando el modelado de objetos y los servicios relativos no cambien, pero el mapeado será adaptado.

2.4.1.2. Asignación libre de funciones

Todo tipo de asignaciones se pueden implantar usando el normativo IEC 61850, ya que las funciones se dividen en pequeñas partes de comunicación denominadas Nodos lógicos, estos nodos son objetos que incluyen datos y sus servicios relativos. Cuando se asignan estos nodos lógicos a diferentes equipos, las características de comunicación relativas también se asignaran de

forma automática. En la figura 18 se muestran tres asignaciones de funciones distintas dependiendo de la estructura del sistema. La distribución de la funcionalidad se representa en %, los puntos azules representan los nodos lógicos.

Figura 18. **Asignación libre de funciones**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y Optimización de una arquitectura IEC 61850
2ª. Parte, Norma IEC 61850. p.21

2.4.1.3. Sistema de mantenimiento a largo plazo

El mantenimiento a largo plazo requiere la posibilidad de ampliar las subestaciones. No es necesariamente posible o requerido utilizar el mismo tipo de equipos en la extensión. El normativo soporta estos requisitos introduciendo un nuevo lenguaje SCL (*Substation Configuration Language*). Con este lenguaje de comunicación toda la información intercambiada en la red de comunicación

de las subestaciones se puede describir. Si toda esta información se guarda durante el ciclo de vida del sistema, cualquier herramienta IEC 61850 en el futuro podrá manejar fácilmente cualquier extensión.

2.4.1.4. Conexión punto por punto (*peer to peer*)

Todos los dispositivos digitales dentro de la subestación se pueden comunicar uno con otro sin mayor cableado de los equipos de bahía; la relación de “maestro-esclavo” ha quedado en la historia. La sola reducción del cableado de cobre interno generará grandes reducciones en los costos fijos de la ingeniería de los esquemas. La comunicación directa de igual a igual puede filtrar comandos de salida que no necesariamente tienen que pasar a un sistema de control, reduciendo con esto sobre costos del proceso.

2.4.1.5. Intercambio de datos de alta velocidad

Enlaces de Ethernet que operan a 10 o 100 Mbit/s intercambian los datos recabados y los comandos entre dispositivos a una velocidad mayor que los protocolos tradicionales de punto a punto o los *fieldbus*. Las estaciones maestras pueden realizar una supervisión controlada con una demora insignificante. La norma IEC 61850 es mucho más que un normativo de comunicación, ya que proporciona una descripción formal del sistema y un modelo de datos comprensivo.

Los beneficios actuales se basan en las características del normativo siguientes: Interoperabilidad, libre configuración y estabilidad a largo plazo. Mientras que las futuras Ventajas están basadas en el extenso y amplio uso de este normativo en el área. El beneficio de la norma no es a nivel de equipos si no que es a nivel de sistema, esto implica que los equipos deberán de

diseñarse de forma que encajen perfectamente en los sistemas IEC 61850 base.

2.4.2. Ventajas del normativo IEC 61850

- Define un protocolo para toda la subestación.
- La arquitectura está abierta a pruebas futuras y facilita futuras extensiones, por lo tanto esta salvaguardada de inversiones.
- Soporta todas las funciones de automatización de subestación que comprenden el control, la protección y la supervisión.
- Es un normativo mundial, es la única solución para interoperabilidad.
- Define los requisitos de calidad (la fiabilidad, la disponibilidad de sistema, la integridad de datos, la seguridad, etc.), condiciones ambientales, y los servicios auxiliares del sistema.
- Especifica los procesos de la ingeniería y sus herramientas, el ciclo de vida de sistema y las exigencias de garantía de calidad y el mantenimiento para el sistema de automatización de subestación.
- La flexibilidad permite la optimización de arquitecturas de sistema (la tecnología escalable).
- Emplea Ethernet y componentes de comunicación.
- Facilita una infraestructura de comunicación común, desde el centro de control a la subestación.

2.5. Características del normativo IEC 61850

Uno de los aspectos más importantes que los usuarios habían estado reclamando en los últimos años era la interoperabilidad de los sistemas. Esto significa la capacidad de dos o más equipos electrónicos inteligentes, de distintos fabricantes para intercambiar información entre ellos, y conseguir de

este modo un funcionamiento y cooperación correcta. Como ya hemos mencionado anteriormente, interoperabilidad no significa intercambiabilidad, pero si se trata de un requisito previo para conseguirla. La Intercambiabilidad sin impactos en el comportamiento del sistema requeriría dispositivos de idéntico funcionamiento. Esto implicaría la estandarización de funciones, las cuales están fuera del alcance de IEC 61850.

La ingeniería y el mantenimiento de un verdadero sistema interoperable requieren que el integrador del sistema sea capaz de manejar los dispositivos, cumpliendo la norma IEC 61850, de distintos fabricantes con sus propiedades correspondientes. Al igual que para cualquier mantenimiento. El requisito principal para una fácil y correcta integración y mantenimiento de sistemas compuesto por dispositivos de distintos fabricantes, necesita una descripción amplia y formal de dicho dispositivos al igual que del sistema completo, por lo menos desde el punto de vista de las comunicaciones. Esto incluye el diagrama unifilar de la subestación y las funciones asignadas al sistema.

Todo esto se proporciona con ayuda del lenguaje de descripción denominado (SCL, *XML-based Substation Configuration description Language*), el cual forma parte de la norma IEC 61850. Por lo tanto no solamente se intercambia información entre en IEDs de distintos proveedores de forma estandarizada, sino que también se intercambia la información relativa a la ingeniería entre las herramientas de los distintos fabricantes e integradores de sistema. La información según SCL se puede almacenar junto a la documentación del sistema y volver a utilizarla en cualquier caso de mantenimiento al igual que en caso de cambio de responsabilidad en el sistema de mantenimiento, siempre y cuando se cumpla el normativo IEC 61850.

La estabilidad a largo plazo, es otro de los grandes problemas existentes. Este nuevo normativo tiene la capacidad de adaptarse al avance en las tecnologías de comunicación al mismo tiempo que a los requisitos de desarrollo del sistema. Las inversiones relacionadas con la automatización de subestaciones se deben de salvaguardar de la obsolescencia de sus sistemas debido al rápido desarrollo que se experimenta en las tecnologías relacionadas. De la experiencia con los PCs sabemos cómo la tecnología queda obsoleta rápidamente, posiblemente en uno o dos años. El tiempo de vida de las subestaciones es mayor, quizá hasta unos 60 años.

Relacionado con este tema el normativo IEC 61850 facilita la conexión de dispositivos nuevos ya implantados en cualquier instante del tiempo de vida del sistema sin la necesidad de realizar una nueva ingeniería del sistema completo. También el normativo permite mejorar el sistema de comunicación a un estado superior, sin cambiar ninguna función y base de datos de la automatización de sistemas y de los sistemas de alto nivel.

Por último, hay que mencionar que junto a la interoperabilidad y la estabilidad a largo plazo, la libre configuración forma los requisitos básicos del nuevo normativo. Dicho normativo deberá tener en cuenta distintas filosofías al mismo tiempo que permitir libertad en la asignación de funciones. Debe funcionar de la misma manera para sistemas centralizados (RTU), como para sistemas descentralizados (SCS). En resumen, las características más importantes o más relevantes del normativo IEC 61850 serán enumeradas a continuación.

- **Interoperabilidad:** El normativo proporciona la interoperabilidad que puede ser garantizado solamente mientras los IEDs tengan conexiones de red simples y los interruptores de Ethernet no estén integrado en los IEDs.
- **Libre configuración:** El normativo soporta distintas filosofías y permite la libre asignación de funciones.
- **Estabilidad a largo plazo:** El normativo funciona sobre una red LAN de conexión óptica o eléctrica (o mixta), es decir, hoy en día Ethernet con velocidad de transmisión de datos de 100 MBit/s, aunque en el apartado 8 de la norma se prevé futuros mapeados que se desarrollan en el mercado.
- **Comunicación vertical (cliente-servidor):** El normativo proporciona la comunicación cliente-servidor, especialmente entre las bahías de las unidades IEDs y el nivel de estación.
- **Comunicación horizontal (bahía-bahía):** El normativo proporciona la comunicación entre distintas bahías, por medio de mensajes GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*).

3. NORMA IEC 61850

La norma IEC 61850 desarrolla un modelo de datos que recoge toda la información que puede ser necesaria en un sistema de automatización de una instalación eléctrica, de modo que todos los IEDs que cumplen con la norma organicen su información según el mismo modelo de datos.

3.1. Subestación Eléctrica

Los sistemas que se tratan en la norma IEC 61850 son sistemas de automatización en las subestaciones eléctricas (SAS); por esto, los diferentes elementos que se deben modelar para su control y supervisión, son los componentes típicos que se pueden encontrar dentro de una subestación eléctrica; como por ejemplo: seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión y transformadores de potencia.

Ya modelados los elementos antes mencionados, es necesaria su separación en distintos bloques eléctricos llamados bahías, teniendo en cuenta que por motivos de funcionalidad o fabricación, los dispositivos pueden ser controlados de manera conjunta. Cabe mencionar que la norma no impone cómo se debe realizar la separación de la subestación en distintos bloques eléctricos, sino que en cada caso se debe analizar cuál es la mejor manera de dividirla.

3.2. Sistema de automatización de subestaciones (SAS)

Un sistema de automatización de subestaciones permite realizar funciones de protección, medición y supervisión, pero con la gran ventaja de que se incluye todo un sistema de comunicaciones entre la subestación, la red de potencia y los niveles jerárquicos de control descritos en el apartado siguiente, con la finalidad de optimizar el manejo de los recursos de capital y reducir los costos de operación y mantenimiento con una mínima intervención de operadores. Para estos fines se incluyen elementos inteligentes que permiten obtener acceso local y remoto al sistema de potencia y con esto poseer la capacidad de realizar funciones manuales, remotas o automáticas y obtener registros de todos los fenómenos que ocurren en el sistema eléctrico.

3.2.1. Niveles en la Subestación

La norma IEC 61850 permite a los sistemas de automatización superar las deficiencias de la interoperabilidad entre distintos fabricantes y el cableado excesivo que representan los SAS. La norma define tres niveles en la subestación: Estación, Campo o proceso y Bahía; como se muestra en la Figura 24.

3.2.1.1. Nivel de proceso

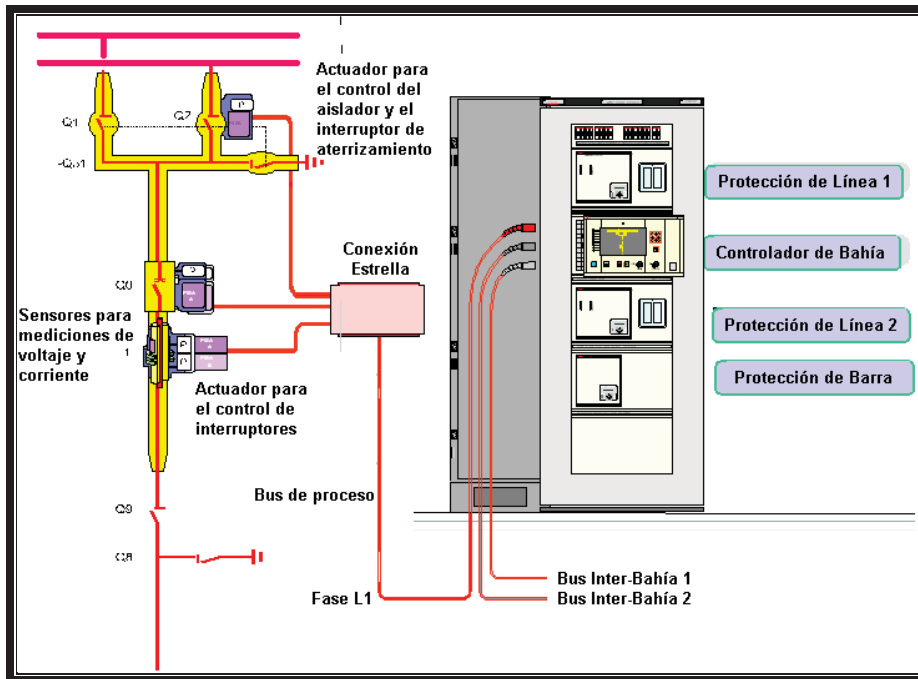
Es el nivel correspondiente a los dispositivos electrónicos IEDs que permiten el acceso a los equipos desde niveles superiores. Un ejemplo de éste nivel podría ser un PLC que controla y gestiona la información de un interruptor.

El nivel de proceso comprende:

- El cableado desde el equipo primario.
- Interruptores auxiliares de indicación de las posiciones de los equipos de patio.
- Las conexiones de CTs y PTs para la medición de tensión y corriente.
- Relés de control electromagnéticos con solenoides asociadas para transferir los comandos de interrupción hacia las operaciones de interrupción mecánicas o hacia los IEDs.
- Los sensores para mediciones no eléctricas como densidad del gas, presión de aceite y gas, temperaturas, vibraciones, etc., entregando señales eléctricas o o señales digitales.
- Enlaces de comunicación serie, si son aplicables.

Las operaciones en este nivel significan manipular directamente los equipos de patio. Con la llegada de nueva tecnología de sensores no convencionales para mediciones de tensión y corriente, es posible conectar sensores eléctricos directamente a los equipos de patio, por lo que la gran cantidad de cableado eléctrico se simplifica en buses seriales, como se muestra en la Figura 19.

Figura 19. **Control y protección de bahía por medio de equipos primarios inteligentes**



Fuente: RIVADENEIRA ASTUDILLO, Iván Fernando. Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones de transmisión eléctrica. p.30

Con la aceptación de esta tecnología, aparte de los sensores no convencionales, otro tipo de cambios en las arquitecturas serán posibles, desde simples entradas y salidas remotas para reducir el cableado, hasta funciones adicionales incorporadas en los sensores eléctricos, llegando a tener actuadores y sensores inteligentes. A este concepto global se le conoce como equipos de patio inteligentes.

3.2.1.1.1. Terminales cableadas

La manera convencional de intercambiar datos desde y hacia los equipos de patio es usando conexiones cableadas con las terminales y cassetas

terminales, de esta manera se permite distribuir la información de estado y las posiciones de los equipos de patio hacia diferentes locaciones de control. Los equipos del nivel de bahía se conectan a las casetas terminales por medio de cables bajo tierra.

- **Indicadores binarios de posición de equipos de patio:** La manera más común es cablear los contactos libres hacia los terminales de los cubículos de control o protección. El SAS utiliza entonces la energía auxiliar de la batería de la estación para convertir la posición del contacto en una señal eléctrica como una entrada binaria del nivel de bahía.
- **Indicadores analógicos de estado de proceso:** Las salidas de los PTs y los CTs son cableadas a los terminales. Se debe tener precaución de no sobrecargar estas conexiones para evitar que la instrumentación de los transformadores sufra daños.
- **Comandos:** Las terminales son cableadas hacia las bobinas de apertura y cierre de los equipos primarios. La energía necesaria para la operación es proporcionada por medio del cable que va hacia el nivel de bahía desde la batería auxiliar de la estación.

3.2.1.1.2. Unidades remotas de entradas y salidas

Una manera de disminuir el cableado y de aumentar el número de entradas y salidas de los equipos electrónicos es utilizar unidades remotas de entradas y salidas (RIO). Estas pueden estar localizadas cerca de las terminales del nivel de proceso y son conectadas a los equipos del nivel de bahía por medio de buses de proceso seriales. Debido a las severas interferencias electromagnéticas que ocurren cerca de los equipos de patio, el bus de proceso debe consistir únicamente de fibra óptica.

Tecnologías de sensores modernas, en especial para transformadores de tensión y corriente, necesitan de la electrónica para la evaluación de información de los sensores. Esto significa que los equipos electrónicos de los sensores y actuadores se mezclan con los equipos de patio de alta tensión y que únicamente el bus óptico de proceso se mantiene como conexión del proceso.

3.2.1.2. Nivel de bahía

Este nivel está integrado por los IEDs que se encargan de controlar y proteger a los elementos de un determinado bloque eléctrico. Un relé es un ejemplo de este tipo de dispositivos. Las instalaciones del nivel de bahía se encuentran situadas cerca del patio de maniobras, esto puede observarse en la Figura 22.

En el caso de equipos de patio de alta tensión se debe distinguir las subestaciones aisladas con aire (AIS) y las aisladas con Gas (GIS). En una GIS, las instalaciones del nivel de bahía normalmente se albergan en un edificio para protegerse de la lluvia, de las variaciones de temperatura, del viento y del polvo. Los cubículos de control y protección de una GIS se localizan en el edificio junto a los equipos de patio para evitarse el extenso cableado. En el caso de una AIS, estos equipos deben estar instalados en una edificación especialmente construida cerca de la bahía. A pesar del hecho de que los enlaces de comunicación serial sean utilizados entre los lugares de trabajo del operador del nivel de estación y estas edificaciones, todavía existe una gran cantidad de cables entre estos dos lugares.

Figura 20. **Cubículos de protección y control de bahía**



Fuente: RIVADENEIRA ASTUDILLO, Iván Fernando. Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones de transmisión eléctrica. p.26

3.2.1.2.1. Control del nivel de bahía (BCU)

La función de control del nivel bahía permite operar la bahía localmente. Todas las mediciones, alarmas e información de estado relevante relacionadas con la bahía se muestran en un panel de control, y, los comandos de control pueden ser inicializados por medio de éste, que está localizado en el mismo cubículo. Éste HMI puede ser integrado a la unidad de control de bahía (BCU) como un monitor de pantalla táctil o un monitor con botones funcionales.

3.2.1.2.2. Protección del nivel de bahía

Los dispositivos de protección usualmente se localizan en el nivel de bahía, y como los equipos clásicos, líneas, transformadores y generadores están conectados a las bahías, entonces estos dispositivos deben ser aislados de la barra por medio de un interruptor de escape.

Los relés de protección basados en microprocesadores digitales pueden también ser colocados en los cubículos de las bahías. Normalmente el estado

de los relés y algunas alarmas importantes se muestran por medio de luces, que pueden ser LEDs.

Los relés numéricos de protección a menudo poseen un HMI basado en LCD el cual permite revisar los últimos eventos realizados y los parámetros de protección activados. En algunas ocasiones esto se realiza mediante una computadora adicional conectada, empleando un software de parametrización especial.

3.2.1.2.3. Monitoreo del nivel de bahía

La información de estado y las alarmas necesarias para la operación y mantenimiento se muestran en la bahía. Existen funciones de monitoreo adicionales que están localizadas en los cubículos de nivel de bahía pero que no se dedican a la evaluación de este nivel sino en el nivel de estación o niveles superiores.

Para obtener un desempeño y un análisis de fallas más eficientes, es posible instalar en el nivel de bahía grabadores de perturbaciones y eventos con una resolución alta que permanecerán recogiendo datos de diferentes bahías.

3.2.1.2.4. Interface hombre-máquina (HMI) en el nivel de bahía

El HMI del nivel de bahía permite el control local de la bahía y ejecuta todas las acciones de control, lo cual es esencial para aislar la bahía del resto de la subestación, lo que permite realizar labores de mantenimiento en el equipo primario. Los indicadores de alarma muestran las causas de las fallas y el estado de los equipos de protección y control. Adicionalmente se muestran las posiciones actuales de los interruptores y las medidas relacionadas con la

bahía. El panel de control puede estar formado por un panel LCD integrando el dispositivo de control, como puede observarse en la Figura 21 en la que se muestra un control por medio de LCD de la marca ABB, o puede ser un conjunto de LEDs en el caso de los dispositivos de protección.

Figura 21. **Control del nivel de bahía por medio de LCD**

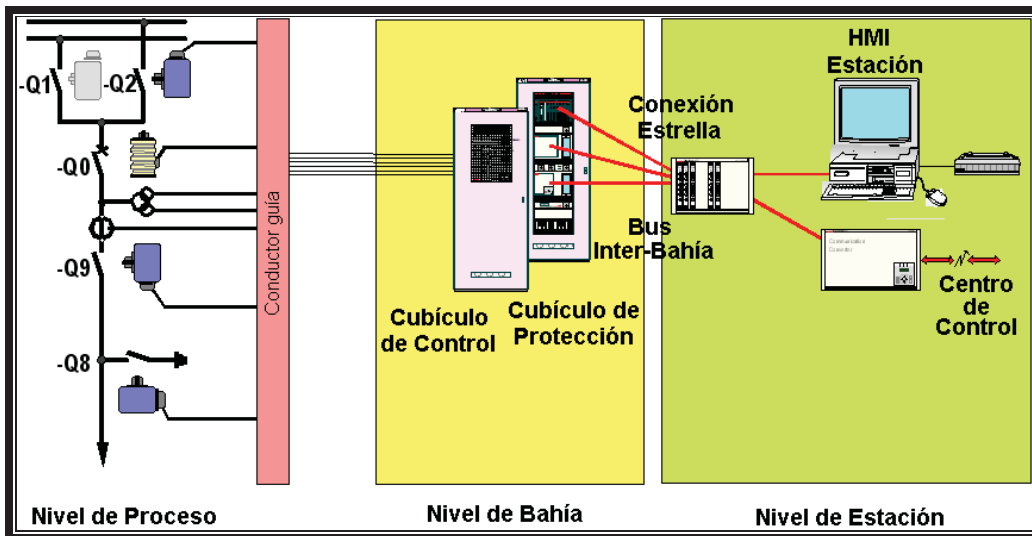


Fuente: RIVADENEIRA ASTUDILLO, Iván Fernando. Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones de transmisión eléctrica. p.28

Para subestaciones de transmisión de alta y extra alta tensión el HMI puede estar situado en un panel de control completamente separado que permita la operación de interbloqueo sobre los interruptores y botones, complementando con LEDs de alarma, instrumentos de medición analógica, o LEDs digitales para mostrar los valores de tensión, corriente, frecuencia y potencia activa y reactiva.

Un panel de control separado tiene la ventaja de que los equipos de patio pueden seguir operando aún si el IED de control está fuera de operación.

Figura 22. Control independiente del nivel de bahía



Fuente: RIVADENEIRA ASTUDILLO, Iván Fernando. Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones de transmisión eléctrica. p.29

3.2.1.3. Nivel de Estación

Corresponde con el puesto de operación local de la subestación, desde el que el operador puede supervisar y gobernar los distintos aparatos. Este nivel puede tratarse de una interfaz hombre-máquina (HMI) o bien de un puesto de trabajo remoto, esta central de operaciones se encuentra localizada normalmente en un cuarto de control, el cual debe tener las protecciones necesarias para evitar interferencias electromagnéticas que ocurren al estar cerca del patio de maniobras. Además todo el hardware, como monitores e impresoras se concentran en este nivel. Este tipo de equipos necesitan de un sistema de aire acondicionado de precisión y un sistema de energía auxiliar UPS.

Las interfaces de comunicación con centros remotos para el control, monitoreo o mantenimiento de la red se encuentran habitualmente localizadas en este nivel. Los equipos del nivel de estación se separa en dos cuartos:

- El cuarto de operación, que provee a los operadores de condiciones confortables de trabajo y de protección contra el ruido, está equipado con un HMI que está compuesto de monitores, teclados, mouse, impresoras y, en algunos casos, de un panel de control.
- El cuarto de equipos de comunicaciones, que alberga las computadoras, impresoras de *back-ups* y equipos de comunicación.

Debido a la miniaturización de la electrónica, la PC que alberga el HMI puede también manejar parte del software operacional y el de comunicaciones, por esta razón a menudo esta PC se coloca en el cuarto de operación. En subestaciones pequeñas y medianas todos estos equipos, incluidos los de comunicación, se encuentran en un mismo cuarto, e inclusive, en un mismo escritorio.

3.2.1.3.1. Interface Hombre-Máquina (HMI)

El HMI sirve para operar y supervisar la subestación. En los SAS modernos, el HMI abarca uno o varios operadores. Cada operador tiene uno, dos o tres monitores, un teclado y un mouse. En algunos casos el operador también posee teclados funcionales, pero esto ha cambiado por la combinación del mouse con botones activos mostrados en el monitor. Los teclados funcionales normalmente se utilizan en ambientes hostiles, cerca de los equipos de patio, (alta humedad y partículas de polvo), donde también es común utilizar las pantallas táctiles, las impresoras de reportes complementan el trabajo.

3.2.1.3.2. Control local y automatización de nivel estación

Dependiendo del tamaño, la complejidad y la confiabilidad requerida, las funciones automáticas del nivel estación pueden residir en un IED separado del nivel de estación con la misma confiabilidad que con los IEDs del nivel bahía. Estas funciones, además, pueden ser implementadas en la computadora del HMI de la estación o en otra computadora de propósito general en el nivel estación.

Si todas las funciones necesarias pueden ser concentradas en una computadora de propósito general, los lugares de trabajo adicionales se convertirán en terminales asociadas a la computadora central. La computadora central de la estación permite el acceso al proceso y guía las funciones automáticas.

3.2.1.3.3. Bases de datos y archivos de la subestación

La gran capacidad de almacenamiento disponible en el nivel de estación, por medio de discos duros y CDs, permite situar todos los datos de las funciones de almacenamiento a este nivel. Así también, todos los datos de ingeniería, configuración de sistema y mantenimiento son almacenados en el nivel de estación. Existen nuevas tecnologías como las bases de datos orientadas a objetos, OPC (OLE para control de procesos) para el acceso de datos del proceso, así como la mejora en el desempeño de las computadoras que tienden a mejorar los actuales procedimientos, resultando en un concepto de almacenamiento de datos orientados a objetos.

3.2.1.3.4. Acceso a los datos de proceso

Todas las funciones de nivel de estación necesitan tener acceso a los datos de proceso. Esto debe ser permitido por las funciones de comunicación, dependiendo de la clase de datos a ser introducidos, así como, del protocolo de comunicación a ser utilizado. En los sistemas SCADA se utiliza una base central de datos de proceso que posee enlaces de comunicación WAN relativamente lentos. Su estado es actualizado regularmente desde el proceso por medio del sistema de comunicación, y la información relacionada al proceso es utilizada por todas las funciones del nivel estación.

Los sistemas de control industrial con LANs de alta velocidad se basan en bases de datos de proceso distribuidos que se localizan en los controladores del nivel de bahía y se ingresa a ellos desde las funciones de nivel estación por medio de la LAN. Los últimos desarrollos en el software armonizan los avances de la estandarización y los interfaces de aplicación de programación (API) con los datos de proceso.

Los OSF (fundación de sistemas abiertos) han sustituido una industria para interfaces estándares de acceso al proceso: OPC/DA (OLE para control de procesos/acceso de datos). Esto cubre los detalles del acceso de datos y puede ofrecer acceso a los datos de procesos basados en comunicación por medio de llamadas de procedimiento remotas. El acceso OPC a datos históricos ofrece el mismo servicio para determinados tipos de datos archivados.

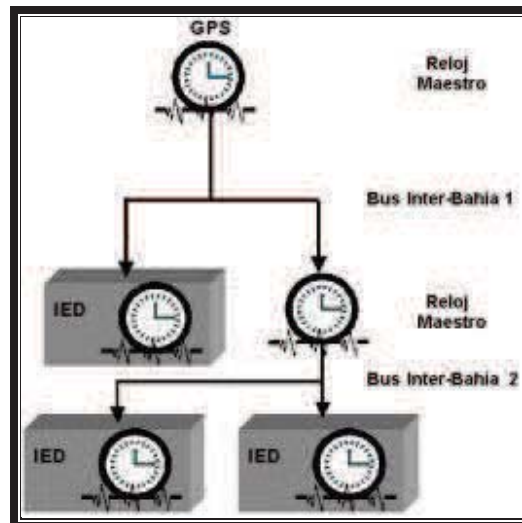
3.2.1.3.5. Sincronización de tiempo

- **Tiempo local:** Muchas funciones necesitan datos con estampado de tiempo, por lo que la sincronización de tiempo es una función de soporte

muy importante del sistema. Se pueden aplicar varios métodos para la distribución y sincronización del tiempo, entre los que se pueden distinguir dos métodos generales:

- **Sincronización de tiempo por medio de pulsos de sincronización separados:** Éste método necesita de un cable de fibra óptica adicional para la distribución del pulso de sincronización que se realiza una vez por segundo o una vez por minuto en todos los IEDs involucrados.
- **Sincronización de tiempo por medio de buses de comunicación:** Un reloj maestro localizado en cada bus de comunicación mantiene el tiempo correcto. Los relojes de todos los IEDs conectados se sincronizan con este reloj maestro. Esto se puede realizar por medio de telegramas de tiempo *broadcasting* desde el reloj maestro o por medio de relojes esclavos que regularmente están solicitando el tiempo correcto.
- **Tiempo Global:** Si es necesaria la sincronización de tiempo entre varias subestaciones, entonces se debe utilizar un reloj maestro común. Este puede estar ubicado entre el centro de control para sincronizar todos los SAS o RTUs conectados. Uno de los métodos que puede ser utilizado es el de usar un reloj maestro vía radio, que puede ser el del sistema satelital GPS o el radio DCF77. Los receptores de tiempo, en las subestaciones, normalmente estarán situados en el nivel de estación.

Figura 23. Sincronización de tiempo por medio del bus interno



Fuente: RIVADENEIRA ASTUDILLO, Iván Fernando. Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones de transmisión eléctrica. p.22

3.2.1.3.6. Monitoreo y control remoto

3.2.1.3.6.1. Gateway de comunicación

El *Gateway* de comunicación es el encargado de dar el acceso y control de datos desde el centro de control. Necesita de una conexión física con el sistema de comunicaciones utilizado por el centro de control, y, de un traductor de protocolos, el cual interpreta los mensajes de acuerdo al protocolo del centro de control y los convierte en acciones para el SAS.

El traductor de protocolos también puede ser un dispositivo dedicado que está conectado al sistema de comunicación de la estación, o puede ser una función de software que esté integrada en alguna computadora del nivel estación. En cualquiera de los casos antes mencionados, el *Gateway* está localizado en el nivel estación, posiblemente en un cuarto de equipos de

comunicación junto a equipos de comunicación relacionados de tele-protección, tele-alarmas y tele-monitoreo.

3.2.1.3.6.2. Funciones de control remoto

Una función de control remoto es utilizada para operar la red eléctrica. El tiempo de respuesta para este tipo de funciones puede estar dentro del orden de los segundos. Desde que el ancho de banda para conexiones remotas (WAN) y las perturbaciones en la comunicación representaron un problema, se generaron protocolos de comunicación dedicados al control, los cuales se optimizaron para la detección de errores y una eficiente codificación, además contienen un procedimiento de “selección antes de operación” para la seguridad en comandos críticos. Este procedimiento de dos pasos junto a la alta redundancia permitían al operador revisar que la selección de un interruptor sea la correcta antes de que se inicialice cualquier comando, y, aseguraba que los comandos fueran transmitidos de una manera segura. Sin embargo, existía una desventaja clara, la carencia de estándares internacionales, hacían que en cada firma de sistemas de control de redes RTUs utilizaran un protocolo propietario.

Las nuevas tecnologías de comunicación junto a los medios de grandes anchos de banda y alta calidad (fibra óptica), virtualmente evitan perturbaciones y en el futuro permitirán el uso de otros protocolos, los cuales se derivan de tecnologías estándares.

3.2.1.3.6.3. Funciones de monitoreo

Las funciones de monitoreo ofrecen un vistazo de la condición actual de los equipos de la subestación, de los equipos del sistema de control y de todos los eventos y perturbaciones que puedan ocurrir en la subestación.

Naturalmente las condiciones de proceso son tomadas por las funciones de control.

Las funciones de monitoreo habitualmente son utilizadas para monitorear las condiciones o para el análisis posterior a cualquier falla. Esto significa que el tiempo de transmisión remota de datos no es crítico y que puede estar dentro del orden de los minutos. Si el costo y el ancho de banda representan un problema, se puede optar por un sistema de comunicaciones *dial-up* para transmitir los datos de monitoreo. Esta es la razón por la que existen enlaces de comunicación dedicados para el monitoreo y se separa este sistema de comunicación de los demás sistemas. Los protocolos utilizados para este propósito se derivan de protocolos comerciales disponibles en las capas, física y enlace; y se complementan con protocolos propietarios para las capas superiores. La aplicación de tecnologías modernas de comunicación conducirán a una fusión entre los protocolos para el control y el monitoreo, como se ha logrado en el estándar IEC 61850.

3.2.1.3.7. Intercambio de datos entre los niveles de estación y bahía

Las funciones de nivel de estación cuentan con la posibilidad de intercambiar datos con las funciones del nivel de bahía, enviando comandos, parámetros de configuración y datos, recuperando datos del estado de proceso, fallas locales y perturbaciones. Dependiendo del fabricante, se han utilizado protocolos basados en maestro/esclavo o multi-punto. Los protocolos basados en maestro/esclavo conducían a estructuras tipo estrella con un maestro central, mientras que los protocolos basados en multi-punto permitían la distribución de funciones entre los dispositivos del nivel de bahía y la distribución de las funciones del nivel de estación a diferentes dispositivos. El

estándar IEC 61850 resume estas prácticas y permite una nueva flexibilidad para los usuarios del sistema de control.

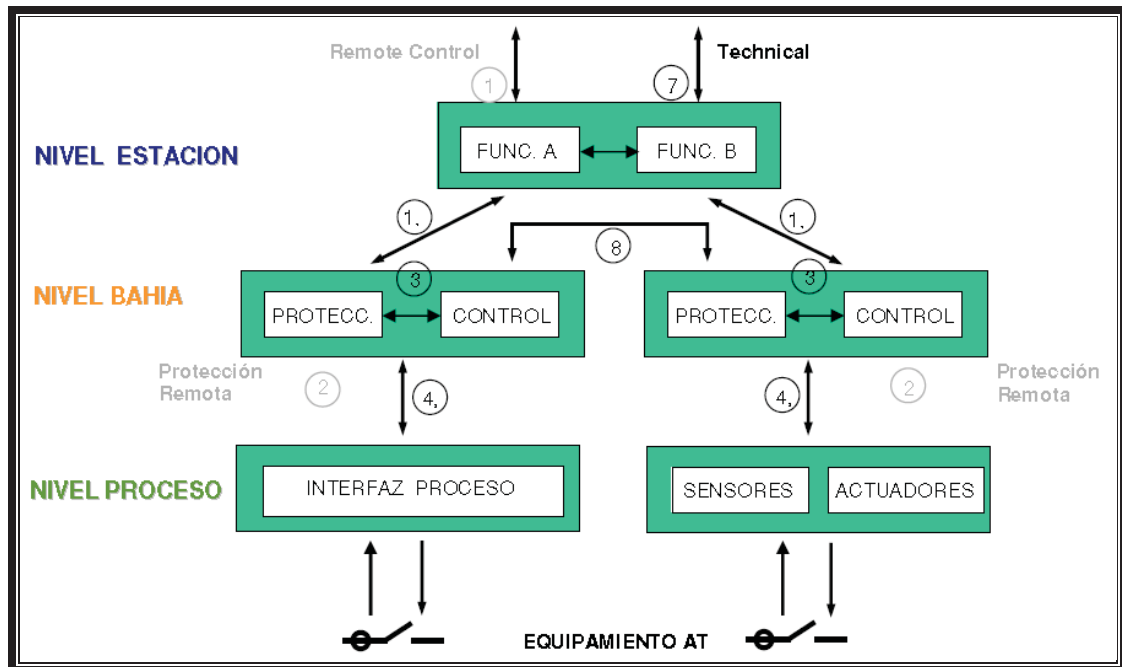
Es imposible implementar una LAN en cada nivel, o bien una única LAN para toda la subestación, pero ésta decisión queda en manos de la ingeniería de cada usuario ya que la norma IEC 61850, como se ha mencionado, no específica ni propone ninguna topología en particular, a continuación en la Figura 24 se muestra la estructura de los distintos niveles de una subestación y algunos de sus elementos que los componen.

3.2.2. Interfaces Lógicas

En la Figura 24 además de los distintos niveles de la subestación se muestran los números que etiquetan las interfaces lógicas entre los dispositivos del SAS. Varias de estas interfaces pueden estar implementadas en un único conector físico y en una LAN única (bus). IEC 61850 propone una configuración con dos buses en el que se reparten las interfaces lógicas presentes en el sistema de comunicación, éstos son llamados bus de estación y bus de proceso.

Estos buses se muestran más adelante en la Figura 25, donde puede observarse la topología de automatización de un SAS, sus distintos niveles de comunicación entre cada uno de los dispositivos o equipos conectados al sistema y ambos buses de las interfaces lógicas.

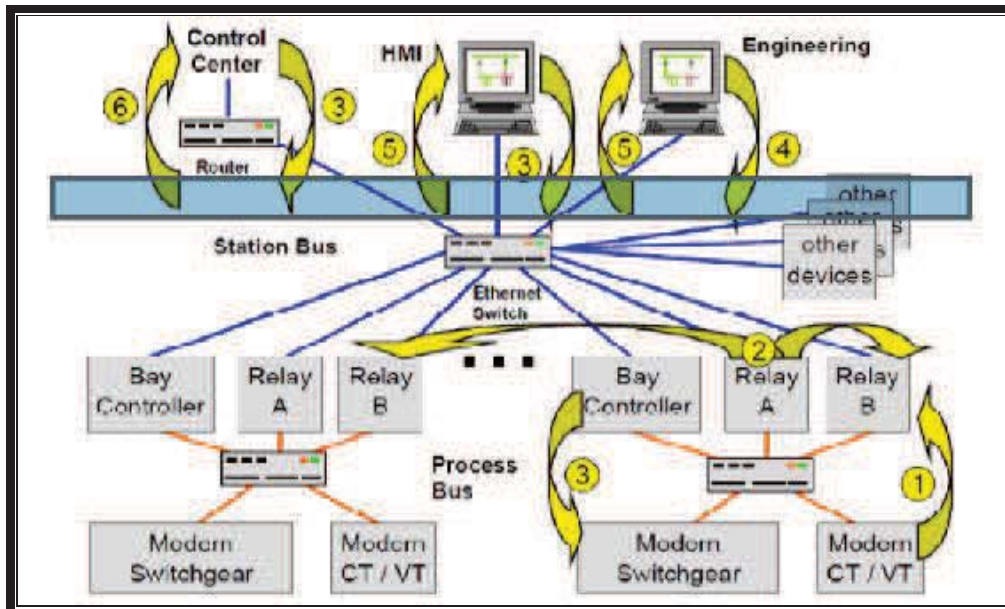
Figura 24. Niveles de una subestación



Fuente: Comité de estudio D2. Sistemas de Información y Telecomunicaciones para sistemas de potencia. p.2

- **Bus de subestación:** Alberga los intercambios de información que comunican los niveles de bahía y subestación o nivel de subestación con un puesto de control remoto.
- **Bus de proceso:** Alberga las interfaces lógicas correspondientes a la relación entre niveles de proceso y bahía.

Figura 25. Topología de la automatización de un SAS con buses



Fuente: ALONZO RIVAS, Eduardo. Diseño de una plataforma de comunicaciones bajo la norma IEC 61850. p.19

3.2.3. Funciones del SAS

El sistema de automatización de la subestación eléctrica debe llevar a cabo una serie de funciones: de protección, control o supervisión. La norma estandariza cual es la estructura que deben seguir las diferentes funciones de un SAS, las cuales deben estar compuestas por Nodos Lógicos.

3.2.3.1. Funciones de monitoreo y supervisión

Los propósitos principales de las funciones de monitoreo y supervisión, se describen a continuación.

- Mostrar el estado del proceso.
- Informar acerca del desarrollo de posibles situaciones peligrosas.
- Archivar datos para una evaluación posterior y del desempeño del proceso, o, para posteriores análisis en caso de que ocurran algunas fallas o incidentes.

Todas estas funciones, son estándar SCADA, las cuales, no son específicas para el control de subestaciones, aunque algunas de sus propiedades, como la de estampado de tiempo con exactitud de 1 ms, son específicas para aplicaciones de sistemas de potencia. Las funciones de monitoreo se describen a continuación.

- Manejo de eventos.
- Manejo de alarmas.
- Almacenamiento de datos.
- Grabar perturbaciones o recuperar datos.
- Diario de manejo.

3.2.3.2. Funciones de control

Las funciones de control son usadas normalmente en la operación del día a día en una subestación. Son ejecutadas por medio de un HMI, que puede estar localizado, localmente, en la subestación o en la bahía, o remotamente, por medio de una red con el centro de control. El HMI presenta al operador el estado del proceso y le habilita el control del proceso. El tiempo de respuesta de las funciones operacionales y la comunicación correlacionada, normalmente es de 1 segundo (escala de tiempo de reacción humana). Esto a menudo se distingue entre las funciones de monitoreo y supervisión, que recuperan datos desde el proceso para el análisis de desempeño, y las funciones de control que

inician acciones en el proceso. Sin embargo, la señalización de monitoreo y estado del proceso, es el prerrequisito para dirigir el control de la subestación.

Los comandos que controlan directamente el proceso pueden provocar severos daños si son utilizados incorrectamente. Es por ello que las funciones de control deben ser protegidas de accesos no autorizados.

3.2.3.3. Funciones de protección y seguridad

Las funciones de protección y seguridad necesitan ser rápidas y autónomas, actúan directamente con el proceso y los datos del proceso sin la necesidad de un operador. Esto significa que deben ser confiables y trabajar con seguridad. Existe un HMI proporcionado para parametrizar, o para habilitar o deshabilitar la función de protección o seguridad. En principio, se pueden distinguir tres clases de funciones de protección y seguridad, que se explican a continuación.

- **Protección:** Este es el nivel activo de seguridad, el cual supervisa el proceso, por posibles situaciones peligrosas y evita estos problemas disparando los circuitos asociados de disyuntores.
- **Interbloqueo:** Es un nivel de seguridad pasivo para todo tipo de comandos. Identifica operaciones peligrosas y bloquea comandos que podrían ser peligrosos.
- **Automáticas:** Son secuencias de acciones ejecutadas automáticamente, después de que un impulso las dispare. También pueden ser disparadas por un operador, o por otra función automática (de protección), o por medio de una condición de supervisión del proceso. En este último caso, normalmente, la condición de supervisión es una parte integral de la función

automática. Cada función automática debe tener su propio chequeo de seguridad, y debe alojarse sobre las funciones de interbloqueo y protección.

3.2.3.4. Funciones de apoyo automáticas

Operan directamente con los datos del proceso y proporcionan los datos necesarios para las decisiones a otras funciones, las cuales actúan directamente en el proceso sin la acción de un operador. En contraste, las funciones de automatización del proceso local utilizan los datos de entrada en todo el patio de maniobras. La funcionalidad del núcleo (sin adquisición de datos o HMI) utiliza datos de diferentes bahías. Aquí existe un HMI para parametrizar, o para habilitar o deshabilitar la función.

3.2.3.5. Funciones de configuración y mantenimiento del sistema

Un sistema de automatización de subestaciones consta, normalmente, de un conjunto de paquetes de software estándar funcionando en un sistema distribuido, un conjunto de datos específicos de configuración de la subestación, parámetros de las funciones y un software específicamente desarrollado.

En un caso ideal, cualquier software es estable, y cualquier adaptación, durante la operación, o modificaciones y extensiones eventuales del sistema, pueden ser realizadas por configuración y parametrización; esto es, por medio de la adaptación de los datos apropiados, los cuales describen el patio de maniobras, el sistema de control, sus funciones y sus conexiones a este ambiente.

Las funciones de configuración y mantenimiento del sistema son un subconjunto de la función de la ingeniería, la cual es necesaria durante la delegación, la operación y mantenimiento del sistema. Normalmente, no solo se provee de información como historiales y cambios, además el rastreo y eliminación de errores, la adaptación y mejoramiento del sistema son un trabajo continuo.

3.2.3.5.1. Adaptación y configuración

La configuración del sistema consta de todos los datos que describen la configuración individual del sistema, excluyendo los datos que normalmente son cambiados o adaptados durante la operación. En algunos casos esto dependerá de la filosofía de operación del usuario, si estos son parámetros operacionales o parámetros de configuración.

Los parámetros de configuración tienen que ser restaurados durante el remplazo del hardware, y son cambiados únicamente si el sistema es modificado o si contiene errores. Por lo tanto, la estructuración de los parámetros de configuración, así como sus almacenamientos físicos a menudo, encajan en la estructura física del sistema de automatización, basada en IEDs, y solo dentro de esta estructura habría funciones relacionadas con subestructuras. Adicionalmente a esta estructura basada en IEDs, existe una descripción de un sistema de configuración, el cual contiene los datos relacionados con la configuración del sistema, manteniendo juntos en el sistema a los IEDs. Las funciones de configuración del sistema permiten almacenar, cargar y modificar los datos de configuración de una forma sistemática y mantener guardada la versión o el historial de revisión.

3.2.3.5.2. Aplicaciones de software de mantenimiento y mejora

Podría suceder que los errores encontrados en un procesador de base de datos ocasionen el remplazo del mismo por una nueva versión, o que un nuevo hardware, que remplace a otro defectuoso, no sea al 100% compatible, lo que provocaría que deba ser instalado un nuevo sistema operativo o nuevos drivers.

A menudo estas modificaciones pueden ser realizadas esforzando al sistema existente, pero la mayoría de remplazos de procesadores de bases de datos requiere de la reinstalación de todos los paquetes correlacionados y especialmente de los datos específicos del sistema. A veces, algunos datos específicos del sistema tienen que ser convertidos a un nuevo formato físico, o también algunos nuevos parámetros de configuración tienen que ser instalados, antes de que el nuevo paquete pueda ejecutar completamente su labor.

- Es importante que las nuevas versiones de un paquete funcional sean compatibles con el resto del software y los datos del sistema.
- Que un backup del proceso (sistemático) y el procedimiento de instalación permitan reinstalar posteriormente, en su totalidad, el software y los datos de configuración del sistema.

Para funciones relacionadas con la aplicación, la estandarización de los formatos de los parámetros y del almacenamiento, en una forma de implementación independiente, puede además, conducir a mejorar la compatibilidad de los desarrollos, en caso de que una nueva versión de software de la aplicación sea instalada.

3.2.3.6. Funciones de comunicación

Las funciones de comunicación sirven de apoyo y son necesarias porque:

- Tanto el sistema de comunicación como su capacidad no son suficientes cuando todas las funciones desean ingresar, individual y directamente, a la misma fuente de datos.
- Dispositivos de diferentes fabricantes o generación de implementación han sido conectados con diferentes protocolos.

3.2.3.6.1. Intercambio de datos dentro de la subestación

El intercambio de datos dentro de una subestación es necesario tanto para sistemas distribuidos, como en la coordinación de objetivos dentro de sistemas redundantes. Una función de comunicación dentro de una subestación permite el intercambio de los datos entre los dispositivos de control, o los dispositivos del nivel estación, por un lado, y los dispositivos de protección por el otro lado. Esta tarea ha llegado a ser mucho más simple desde la existencia del estándar para las conexiones seriales de los dispositivos de protección en un sistema de automatización de subestaciones. Otro uso de las funciones de comunicación es el de integrar dispositivos con protocolos específicos como el DNP3, modbus, etc.

3.2.3.6.2. Intercambio de datos con sistemas externos

El intercambio de datos con sistemas externos es la clásica tarea de las unidades terminales remotas (RTUs), y, el centro de control (típico sistema externo). Esta función de intercambio de datos ha sido asignada a la función *Gateway* de los sistemas modernos de automatización de subestaciones. Ésta función provee de datos binarios y analógicos relacionados con el proceso, así como el estampado de tiempo de los eventos al centro de control. Para esta función el protocolo estándar es el IEC 60870-5-101, el cual es especializado para velocidades bajas, módems no confiables, o conexiones de *Power Line Carrier* (PLC).

Con el desarrollo de las altas velocidades en las redes (fibra óptica) existe un recurso para el protocolo IEC 60870-5-101, el cual es una versión del TCP/IP. En el futuro las nuevas capacidades de ancho de banda de comunicación, en conjunto con el protocolo IEC 60870, podrían crear una función de *Gateway* superflua. Un simple dispositivo de puente, router o firewall (por seguridad) podría ser suficiente para ello entonces. Podría ser tomado en cuenta que, por lo menos para el control, no todo lo que está dentro del nivel más bajo puede ser accesible para todos los niveles más altos.

Este tipo de funciones de comunicación son en estos días, basadas en su mayoría en conexión TCP/IP, debido a que las funciones de mantenimiento no son críticas en el tiempo. Por lo tanto, en este caso, la velocidad baja de las conexiones de módems es aceptable. El estándar IEC 61850, por medio de la estandarización del nivel de aplicación, ayudará con nuevos recursos de manejo y funciones de calidad de energía.

3.2.3.7. Funciones relacionadas con la operación de redes

3.2.3.7.1. Control, supervisión y adquisición de datos (SCADA)

El término SCADA es utilizado para la adquisición de datos básicos, para el control y supervisión de funcionalidades de cualquier sistema de control, y además, es la funcionalidad básica de un sistema de automatización de subestaciones.

En algunos casos el centro de control puede contraerse en un subconjunto de terminales remotas en el mismo SAS. En estos días lo normal es que el SAS sea quien adquiera los datos para el centro de control.

3.2.3.7.2. Software de aplicación de energía (PAS)

El término “Software de aplicación de energía” es utilizado para todas las aplicaciones que sirven de apoyo para la operación de la red de un sistema de energía, bajo condiciones normales de trabajo, y estas aplicaciones funcionan normalmente en el centro de control. El SAS escoge los datos necesarios para las funciones de manejo de energía, como los sistemas de los RTUs al centro de control para manejo de energía (EMS), control de generación automática (AGC), programación de energía, etc.

Por otro lado, cada función central puede ser distribuida a un nivel más bajo, si los dispositivos interconectados de este nivel tienen la suficiente capacidad de comunicación. Esta posibilidad debe ser revisada con mayor detenimiento, debido a la llegada de mayores anchos de banda en WAN.

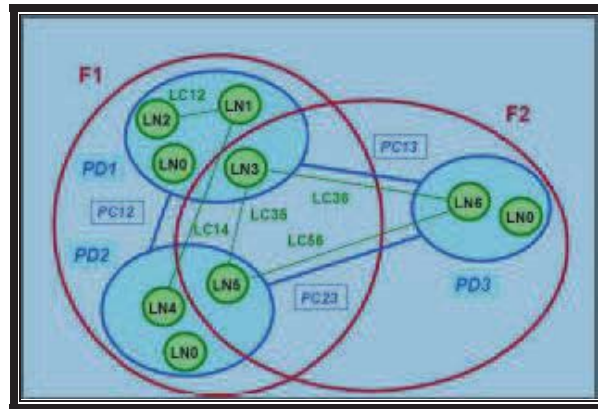
3.2.4. Nodos Lógicos (LNs)

La información dentro del entorno de subestaciones se intercambia entre los equipos que forman los sistemas de automatización de subestaciones, es decir los datos fluyen entre las funciones y sub-funciones de estos equipos. El estándar lo que propone es representar todas las funciones y equipos utilizados en el sistema, por medio de nodos lógicos (LN, *Logical nodes*). De esta forma toda la información de las subestaciones se estructura en unidades atómicas, que son llamadas LNs. Además, también existe la posibilidad de poder incorporar nuevos nodos lógicos en el futuro, siempre y cuando siga las reglas definidas en el estándar.

Para alcanzar los requisitos principales de asignación y distribución libre de funciones, todas las funciones deben descomponerse en nodos lógicos. Para poder intercambiar datos entre los distintos nodos, la norma define las conexiones entre nodos a través de conectores lógicos (LC, *Logical connections*).

En la Figura 26 se muestran los enlaces entre los nodos lógicos. Cada LN se asigna a una función y a un equipo (PD, *Physical Device*), pudiendo existir varias funciones dentro de un mismo equipo. Los equipos se conectan a través de conexiones físicas (PC, *Physical connections*), de forma que un nodo lógico es parte de un equipo físico, y una conexión lógica es parte de una conexión física.

Figura 26. Enlaces entre los nodos lógicos

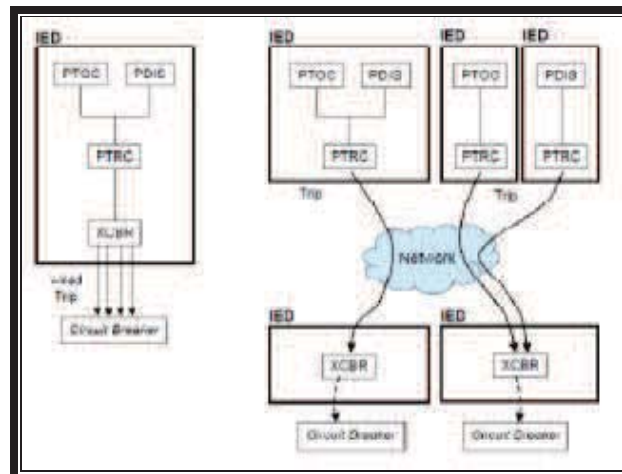


Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 2ª. Parte. p.59

Los nodos lógicos son las unidades lógicas básicas que componen una función que debe realizar el sistema, y se alojan en los IEDs. La norma estandariza las distintas clases de LNs. En general, toda función del SAS va a estar compuesta como mínimo por tres LNs; uno correspondiente a la interfaz hombre máquina (HMI) para el control de la función desde el puesto de operación, un LN central de la función, que da el nombre a la misma, y por último un LN correspondiente al nivel de proceso, responsable de la adquisición de medidas y accionamiento, si procede, de un elemento de protección.

La disposición de los nodos lógicos definidos en la norma dentro de los dispositivos físicos IEDs que componen un SAS concreto es muy flexible, ya que la norma no hace restricciones al respecto. La figura 27 muestra varias posibilidades de implantación de LN (PTOC, PDIS, PTRC, XCBR), dentro de uno o varios IEDs.

Figura 27. Posibilidades de posicionamiento de LNs en IEDs



Fuente: ALONZO RIVAS, Eduardo. Diseño de una plataforma de comunicaciones bajo la norma IEC 61850. p.22

El conjunto de LNs que va alrededor de unos 92, vienen definidos en la parte IEC 61850-7-4. En ella se hace una clasificación según puede observarse en la Tabla VII en 6 grupos principales:

- Nodos lógicos para las funciones de protección.
- Nodos lógicos para el control.
- Equipos físicos.
- Seguridad del sistema y de los equipos.
- Nodos lógicos relacionados con los equipos primarios.
- Nodos lógicos relacionados con los servicios del sistema.

Todos los nombres de los nodos lógicos empiezan con la letra indicadora al grupo al que pertenecen.

Tabla VII. Indicadores nodos lógicos

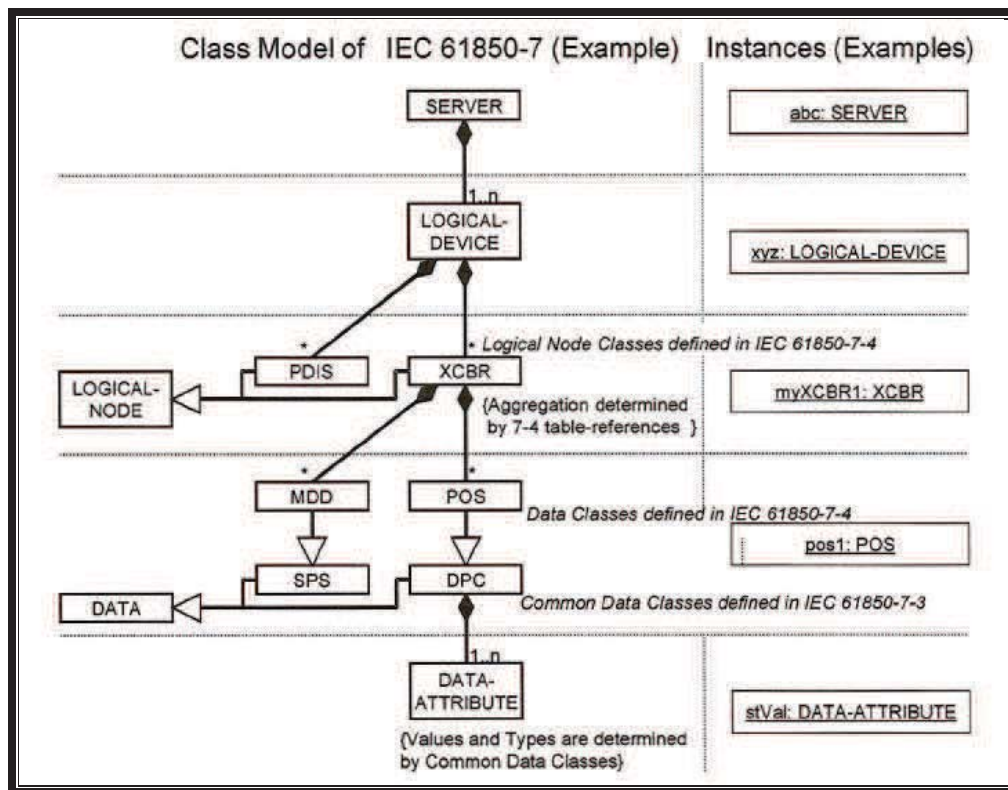
Indicador	Grupo de Nodos Lógicos	Funciones	Cant.
L	Nodos Lógicos del Sistema		3
P	Funciones de Protección	PTOC, PIOC, PDES, PDIF, etc	28
R	Funciones relacionadas con Protecciones	RREC, RSYN, etc	10
C	Control Supervisado	CSWI, CILO, CALH, CPOW	5
G	Funciones Genéricas	GGIO, GAPC, GSAL	3
I	Interfase y Archivo	IHMI, ITCI, IARC, ITMI	4
A	Control Automático	ATCC, ANCR, ARCO, AVCO	4
M	Medidores y Medidas	MMXU, MMTR, MHAL, MSQI	8
S	Sensores y Monitorización	SIMG, SARC, SPDC	4
X	Aparellaje	XCBR, XSWI	2
T	Transformadores de Medida	TC TR, TVTR	2
Y	Transformadores de Potencia	YPTR, YLTC, YEFN, YPSH	4
Z	Otros Equipos	ZBAT, ZGEN, ZMOT, etc	15

Fuente: JUÁREZ MONTOJO, Javier. Dispositivo de control para redes de distribución eléctrica.

Es indispensable también hablar sobre el concepto de *server* o equipo físico, que representa un punto de acceso a la red. Es decir, si un único IED se conecta directamente a la red, al *server* le corresponderá un único LD que represente al IED, pero por el contrario, si varios IEDs comparten el mismo punto de acceso a la red, el *server* contendrá a los diferentes LDs.

Resumiendo lo anteriormente mencionado, la norma establece un modelo orientado a objetos para la virtualización de la realidad. Usando el tipo de notación UML (*Unified Modeling Language*), en la Figura 28 puede observarse un ejemplo de este modelo. Así la clave *server* contendrá varios LNs, que a su vez contendrán diferentes datos con sus correspondientes atributos.

Figura 28. **Modelado de datos abstractos**



Fuente: JUÁREZ MONTOJO, Javier. Dispositivo de control para redes de distribución eléctrica.

3.2.4.1. Asignación de nodos lógicos

Con la norma no se restringe la asignación libre de funciones o LNs a los niveles de estructuras típicos. A continuación se presentan ciertos niveles, así como algunas figuras como ejemplos, con los cuales se demuestra la flexibilidad existente.

- **Nivel de estación:** Dentro de los nodos lógicos que representan el nivel de estación, el indicador más común es **I** (Interface y archivo). Sin embargo otras funciones como las alarmas, control de eventos, control de tensión, están también presentes en este nivel, es decir que también aparecen los prefijos **A** y **C** (Control automático y transformadores de potencia).
- **Nivel de bahía:** Los nodos lógicos representan el control, la medición y funciones de protección en el nivel de bahía (CILO, ATCC, MMXU, CSWI, PDIS, PZSU, etc.). Por lo tanto para combinar los dispositivos de protección y control, los nodos lógicos de protección aparecen en este nivel junto con los de control. En el caso que no tengamos ningún bus de proceso, los LNs del nivel de bahía y los de nivel de proceso aparecerán juntos en un único equipo físico. Los prefijos más comunes del nivel de bahía son **P**, **C** y **A** (funciones de protección, control supervisado y control automático), pero también aparecen otros prefijos, como **X**.
- **Nivel de proceso:** Estos nodos lógicos representan los sistemas de potencia, es decir los sistemas de potencia como lo ve el sistema secundario a través de I/O. Estos nodos lógicos pueden formar parte de alguna funcionalidad simple como supervisión y bloqueo. Los prefijos

más comunes son **X**, **Y** y **Z** (aparellaje, transformadores de potencia y otros equipos)

3.2.4.2. Descomposición de funciones en LNs

Las funciones pueden descomponerse en distintos nodos lógicos como sea necesario, para ello modelaremos un ejemplo de las siguientes funciones:

- Protección de distancia.
- Protección de sobrecorriente.
- Conmutación sincronizada de interruptor.

Como puede observarse en la Figura 29, estas funciones se descomponen en los nodos lógicos que en ella se ve.

Estos LNs a su vez forman parte de una serie de equipos físicos, los cuales se representan con números en la figura, y éstos indican:

1. Ordenador de estación
2. Equipo de conmutación sincronizado.
3. Unidad de protección de distancia, con la función de sobrecorriente integrada.
4. Unidad de control de bahía.
5. Transformador de corriente.
6. Transformador de tensión de bahía.
7. Transformador de tensión.

Las funciones de distancia, sobrecorriente y conmutación se dividen en distintos nodos lógicos. Los LNs no son excluyentes, sino que un mismo nodo

lógico puede formar parte de dos o más funciones diferentes, estos podrían ser los HMI, que están presentes en las tres funciones, mientras que el nodo lógico de transformador de corriente solamente en la protección de distancia y sobrecorriente. Por otra parte, los equipos físicos contienen varios nodos lógicos, de forma que pueden existir varias funciones dentro de un PD.

Figura 29. **Descomposición de funciones en LNs**

Logical Nodes	[-----Functions-----]			[-----Physical Devices-----]
	Synchronised CB switching	Distance protection	Overcurrent protection	
HMI	X	X	X	1
Sy. Switch.	X			2
Dist. Prot.		X		3
O/C Prot.			X	4
Breaker	X	X	X	5
Bay CT		X	X	6
Bay VT	X	X		7
BB VT	X			

Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 2ª. Parte. p.63

3.2.4.3. Atributos asociados a los nodos lógicos

Un nodo lógico es un objeto que se define con una serie de datos y atributos. Los atributos de los nodos lógicos se describen a continuación.

- **Logical node name (LNName):** El atributo LNName es utilizado para identificar inequívocamente el nodo lógico del que se trata, dentro del equipo al que pertenece.
- **Logical node Object Reference (LNRef):** Se trata del único camino para llegar al equipo lógico en cuestión, y tiene la siguiente estructura. Es decir, este atributo identifica el *logical node device* al que pertenece el LN en cuestión.
- **Data, DataSet:** Estos atributos identifican todos los datos que pertenecen al nodo lógico.
- **Buffered Report Control Block (BRCB) y Unbuffered Report Control Block (URCB):** Estos atributos identifican el BRCB y el URCB que contienen el nodo lógico. Ambos atributos representan la información correspondiente a los informes de control, siendo el primer atributo propio de los informes protegidos.
- **Log Control Block (LCB) y Setting Group Control Block (SGCB):** Estos atributos identifican el LCB y el SGCB respectivamente que pertenezcan al nodo lógico en cuestión. El atributo LCB representa la información de control cuyo valor puede ser modificado, mientras que en los dispositivos lógicos, que tengan el atributo SGCB, agruparán múltiples valores de *Data Attributes* utilizando *functional constant* SG. Cada uno de estos grupos contiene un valor para cada *Data Attribute*.
- **LOG, GOOSE Control Block (GOCB) y GSSEC Control Block (GSCB):** Estos tres atributos identifican los LOG, GOCB y GSCB que forman parte del *Logical Node Zero* (LLN0). Este nodo lógico representa

los datos comunes del equipo lógico, mientras que los atributos GOCB y GSCB representan la información acerca del control del servicio GOOSE y control de los eventos generales de la subestación respectivamente.

- **Multicas Sampled Value Control Block (MSVCB) y Unicast Sampled Value Control Block (USVCB):** Estos atributos identifican los MSVCB y USVCB que forman parte del LLN0. Estos atributos representan la información relativa al control de los valores muestreados.

3.3. Modelado de la Información del SAS

IEC 61850 muestra un modelo de información jerarquizado para la representación de un SAS. En él, cada nodo lógico contiene una serie de datos, los cuales se componen a su vez de atributos. De esta forma, se plantea una virtualización de la subestación eléctrica; es decir, que todo lo que hay dentro de la subestación se modelará mediante nodos lógicos.

La Figura 31 muestra este proceso de virtualización, en ella se representa el ejemplo del nodo lógico XCBR1, correspondiente a un elemento de control de un interruptor, que a su vez contiene una serie de datos, en el ejemplo se muestran los datos Pos y Mode correspondientes al nodo lógico XCBR1. Estos tipos de datos, que contienen cada una de las clases genéricas de nodos lógicos están definidos en el apartado 7-4 de la norma como se ha explicado en el capítulo anterior.

3.3.1. Clases genéricas de datos (CDC)

Como se ha mencionado anteriormente, los datos que componen los nodos lógicos tienen, a su vez, distintos atributos asociados. El apartado 7-3 de

la norma define las clases genéricas de datos como estructuras para tipos de datos que comparten la organización y tipos de atributos, aunque tengan distinto significado.

La Tabla VIII presenta la codificación de clases de datos de valores medidos (*Measured Values*), que resultan fundamentales en nuestro estudio. En dicha tabla pueden observarse los distintos atributos que componen la CDC MV.

Tabla VIII. **Definición de CDC *Measured Values***

Common data class MV (IEC 61850-7-3)		Coding in IEC 61850-9-1	Comment
Attribute name	Attribute type		
instMag	AnalogueValue		Not mapped
mag	AnalogueValue		
i t	INT32 FLOATING POINT32	UINT8 -	Sampled analogue values of the universal data set according to IEC 60044-8.
range	ENUMERATED	-	Not mapped, see Note 1
q	Quality		
validity	CODED ENUM	BOOLEAN <0> = valid <1> = questionable, invalid	
dataQual	PACKED LIST	-	Not mapped
source	CODED ENUM	-	Not mapped
test	BOOLEAN	-	Not mapped
operatorBlocked	BOOLEAN	-	Not mapped
t	TimeStamp	-	Not mapped, see Note 2

NOTE 1 According to IEC 61850-7-3, range is an optional attribute and is not required in the sampled value buffer format defined in IEC 61850-7-2.

NOTE 2 According to IEC 61850-7-3, t is a mandatory attribute. However, in the specification of the sampled value buffer format as defined in IEC 61850-7-2, t is not included with the data object values; there is only one sample counter attached that indicates the refresh of the universal data set sampled values as specified in IEC 60044-8.

Fuente: ALONZO RIVAS, Eduardo. Diseño de una plataforma de comunicaciones bajo la norma IEC 61850. p.23

3.3.2. Dispositivo Lógico (LD)

El dispositivo lógico es un concepto necesario para completar el modelo de información del SAS, y se refiere a un elemento de jerarquía inmediatamente

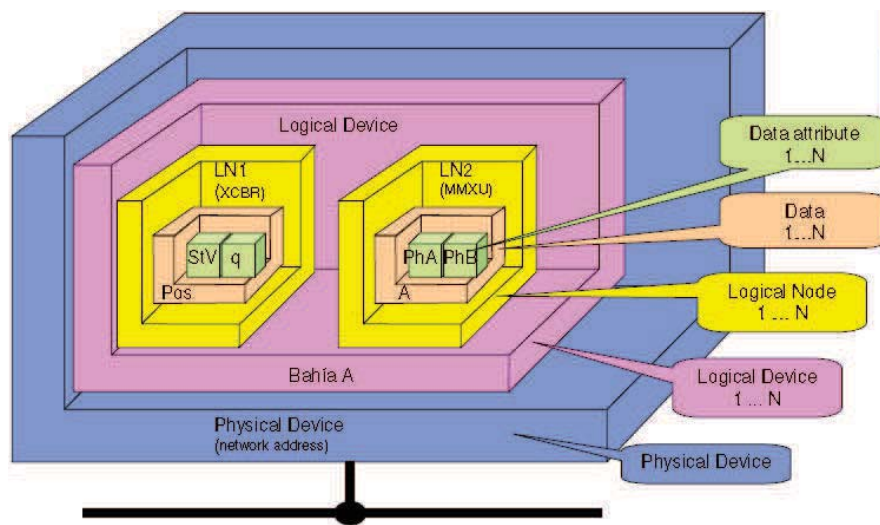
superior al LN. Es decir que un IED alberga distintos LDs, que a su vez contendrán una serie de LNs.

Todos los LDs contienen un mínimo de dos LNs; LLN0, que es el que contiene la información común a todo LD; y LPHD, que contiene la información acerca del equipo físico original del LD.

La necesidad de introducir este concepto parte del modo en que la norma IEC 61850 organiza la información. Si bien en todo SAS existen dispositivos físicos (IEDs) conectados directamente al bus IEC 61850, también es probable la presencia de otros dispositivos cuya información viaje hasta el bus a través de un concentrador, lo que obliga a crear un dispositivo lógico por cada dispositivo físico, con el fin de distinguir a qué equipo pertenece una determinada información.

La Figura 30 muestra el modelo de información jerarquizado de manera esquemática.

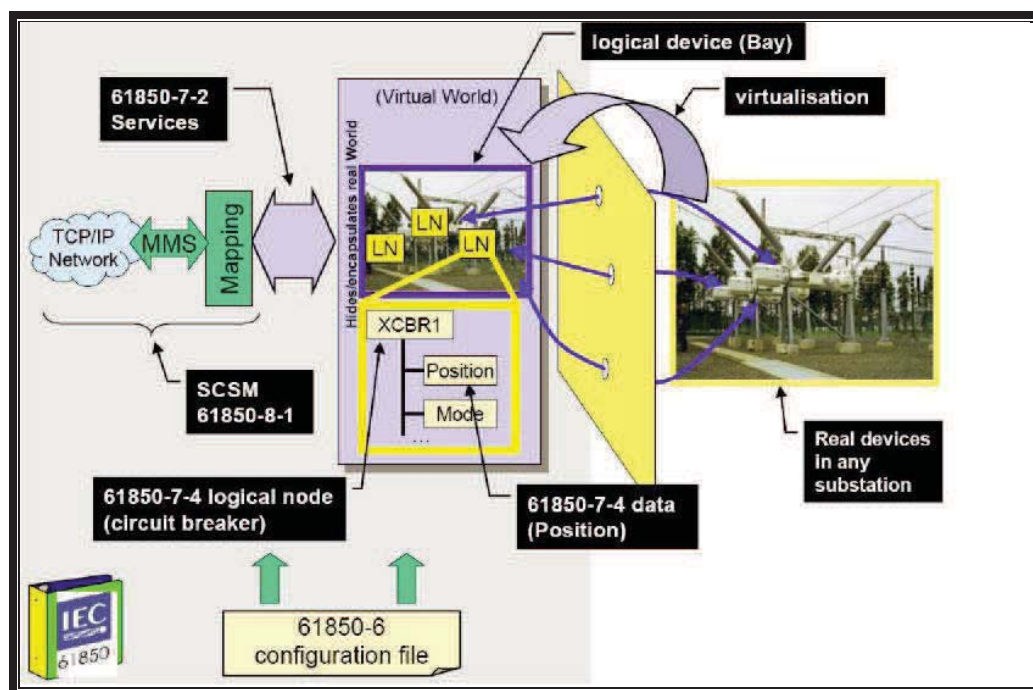
Figura 30. Estructura del modelo de datos



Fuente: FUENTES E, Guillermo. IEC 61850, El nuevo estándar en automatización de subestaciones, ABB. p.17

Como hemos ido explicando en apartados anteriores, todo elemento dentro de una subestación eléctrica va a ser modelado como un nodo lógico (LN). Por ejemplo, la representación virtual de un interruptor de capacidad de corte de carga será un LN de la clase estandarizada XCBR. Varios LNs constituyen un Dispositivo lógico LD y cada LD siempre es implementado dentro de un IED.

Figura 31. **Modelado conceptual**



Fuente: JUÁREZ MONTOJO, Javier. Dispositivo de control para redes de distribución eléctrica. p.17

En la Figura 31 puede observarse como los dispositivos reales son modelados como diferentes LN que forman un LD. Este LD puede ser una representación de una bahía dentro de una subestación en distintos bloques, eléctricos, principalmente por motivos de funcionalidad o relacionados con su fabricación, pero que se controlan de manera conjunta.

Puede observarse que en el ejemplo de la figura, el LN XCBR contiene a su vez una serie de datos (*position, mode, etc.*), que a su vez contienen una serie de atributos. Los datos contienen una estructura y semántica completamente conocida dentro del contexto del SAS. La información representada por estos datos y sus atributos serán intercambiados por una serie de servicios definidos en el ACSI (IEC 61850-7-2).

Este modelo de datos y servicios, son definidos de manera abstracta lo que independiza los objetos del sistema de comunicaciones determinado. Esto hace que sea necesario el *mapping* de estos datos y servicios a un sistema de comunicaciones concreto. No obstante esta naturaleza abstracta permite el *mapping* de cualquier protocolo de comunicaciones. Actualmente la norma sólo especifica este *mapping* sobre una pila de comunicaciones que incluye el protocolo *Manufacturing Message Specification* (MMS) sobre TCP/IP y Ethernet.

3.4. Modelo de servicios abstractos de comunicación

IEC 61850 define una serie de servicios cuyo objetivo es acceder e intercambiar la información dentro del modelo explicado anteriormente. Los servicios son definidos usando una técnica orientada a objetos. Estos servicios son abstractos es decir, su definición está centrada en la descripción de la función de los servicios. Esto hace necesario realizar un *mapping* a un sistema de comunicación determinado para crear mensajes concretos.

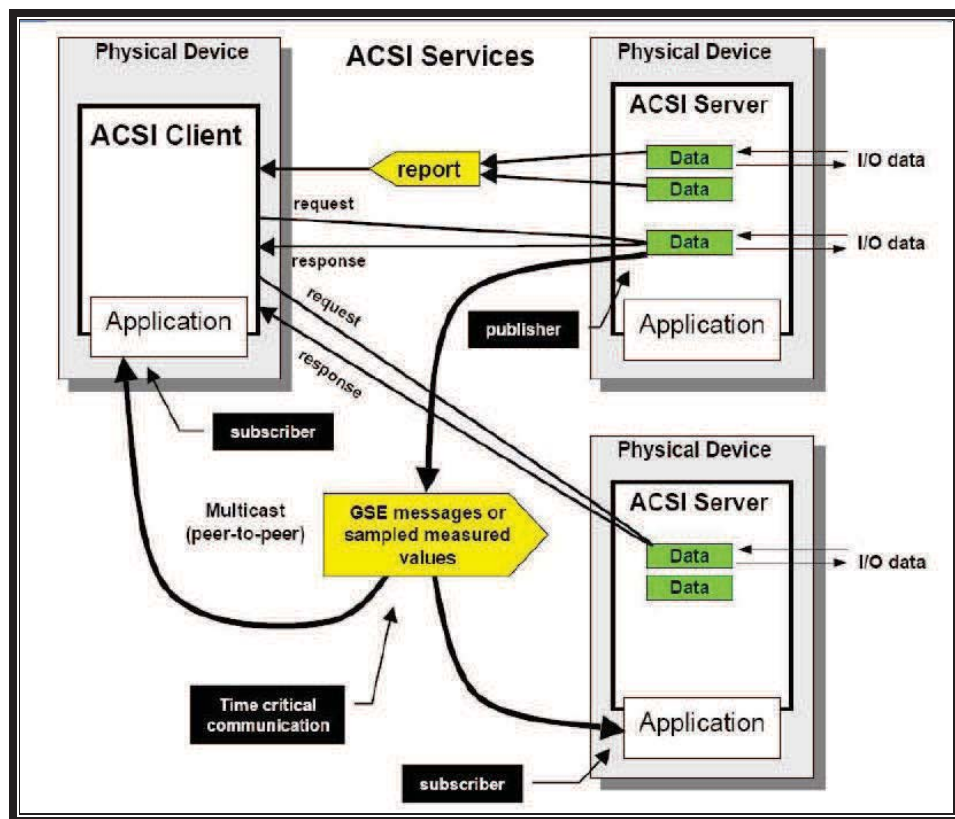
3.4.1. Servicios de comunicación abstractos (ACSI)

Estos servicios son abstractos; es decir, a alto nivel. La obtención de tramas binarias o *Protocol Data Unit* (PDU) precisa la realización de un *mapping*

específico en un sistema de comunicaciones determinado para crear mensajes determinados.

Estos servicios están definidos en lo que se conoce como *Abstract communication service interface* (ACSI). Existen dos grandes grupos de servicios de comunicaciones, un grupo usa el mecanismo cliente/servidor mediante servicios de control o lectura de datos, mientras que el otro, utiliza un modelo de punto a punto con los GSE servicios y con los *sampled values services* para transmisiones periódicas.

Figura 32. **Métodos de comunicación ACSI**



Fuente: JUÁREZ MONTOJO, Javier. Dispositivo de control para redes de distribución eléctrica.

Como se ha mencionado antes, los datos y dispositivos reales son modelados mediante una representación virtual. Esta imagen virtual será accesible a través de los servicios ACSI. Un ordenador debe pedir un servicio y debe recibir la respuesta del dispositivo.

Se definen los Data-Set, como conjuntos de datos que se agrupan con fines relacionados con la generación de mensajes informando sobre algún evento. Esto es, por ejemplo, si se produce algún cambio en un atributo de un dato y éste pertenece a un Data-Set, se generaría un mensaje de evento incluyendo todos los atributos de ese dato que sean de tipo *status*, como pueden ser el nuevo valor, la calidad de la medida o la etiqueta del tiempo de cambio.

Dentro de los tipos de ACSI, se encuentran algunos relacionados con mensajes especiales, los cuales describiremos a continuación. Su existencia responde a la necesidad que tiene el sistema de automatización de enviar determinados mensajes entre distintos IEDs de manera rápida y segura; y requieren un mapping concreto.

3.4.2. *Generic substation event* (Eventos Genéricos de la subestación) (GSE)

El primero de estos servicios especiales es el GSE, que viene a ser el servicio que permite la comunicación de eventos genéricos de la subestación a varios dispositivos IEDs dentro del sistema de manera simultánea, rápida y segura. Está relacionado con todo tipo de acciones automáticas que se deben llevar a cabo dentro del SAS y que requieren del intercambio de información entre distintos dispositivos de la subestación con una importante limitación temporal.

Un GSE que se transmite podría ser el cambio en el valor de posición de un determinado interruptor cuyo estado no sólo interesa al IED que se encarga de controlarlo, sino que afecta a otros IEDs del sistema, los cuales necesitarán conocer los cambios que se produzcan en dicho elemento en el menor tiempo posible para el correcto funcionamiento de un sistema de automatización de una subestación eléctrica.

Para poder proporcionar este servicio, la norma define dos clases que representan dos bloques de control; GoCB, que permite el envío de mensajes GOOSE (*Generic object oriented substation event*), referidos a cualquier tipo de información accesible desde un Data-Set asociado; y GsCB, para el envío de mensajes de tipo GSSE (*Generic state substation event*), que simplemente indican un cambio de alguno de los estados que se incluyen en una lista GsCB.

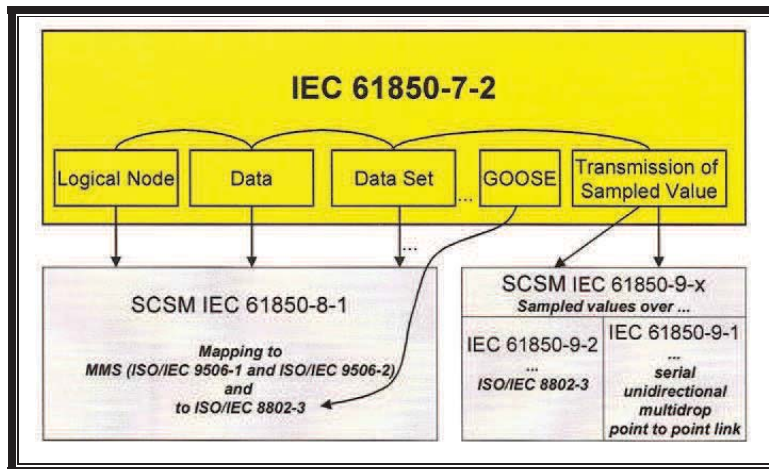
3.4.3. Transmission of sampled values (Trasmisión de valores muestreados) (TSV)

Este servicio permite la transmisión de valores instantáneos de medidas analógicas (SAV), minimizando el tiempo que transcurre desde el muestreo hasta la recepción del mensaje. Para proporcionar este servicio, se definen dos clases que representan bloques de control; MSVCB (*Multicas sampled values control block*), y USVCB (*Unicast sampled values control block*). La diferencia entre ambos bloques de control se encuentra en que si bien MSVCB permite el envío de mensajes TSV a varios IEDs, el bloque USVCB sólo permite el envío a un IED concreto.

3.5. Mapping a un sistema de comunicaciones

El ACSI no especifica mensajes concretos, es decir, que no contiene mensajes codificados que contienen los parámetros de los servicios. En la figura 33 se muestran los diferentes mappings que se definen en la norma.

Figura 33. ACSI Mappings



Fuente: JUÁREZ MONTOJO, Javier. Dispositivo de control para redes de distribución eléctrica.

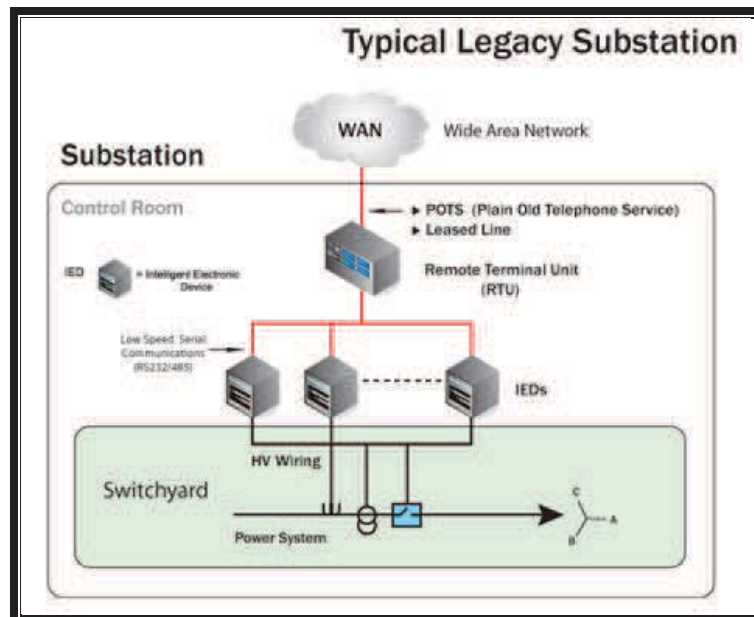
p.31

Todos los servicios, menos los GOOSE y los TSV son mapeados sobre MMS (*Manufacturing Message Specification*), TCP/IP y Ethernet. Este SCSM (*Specific communication service mapping*) define como se implementan los distintos servicios y objetos sobre una pila de comunicaciones determinada. La interoperabilidad que busca la norma hace necesario que todos los dispositivos usen la misma pila, aun así, la naturaleza abstracta del modelo propuesto, hace que este se pueda adaptar según vayan evolucionando las tecnologías de comunicación.

La comunicación entre las unidades IED típicamente se ha realizado a través de un sistema de cableado rígido, entre los dispositivos, y a través de sistemas de comunicación en serie de baja velocidad. La señalización, a menudo se alcanzó conectando las salidas de un IED a las entradas de otro IED. Este sistema por naturaleza es poco flexible y está muy limitado en su alcance de control. Una lógica de control más sofisticada entre las unidades IEDs podría necesitar un gran número de interconexiones entre los IEDs, siendo su implementación muy poco práctica.

En muchas ocasiones, las comunicaciones en serie de baja velocidad, se han ido cambiando a comunicaciones tipo maestro/esclavo, ya que las comunicaciones reales punto a punto entre IEDs no eran factibles de realizar.

Figura 34. Estructura de comunicación convencional en SE

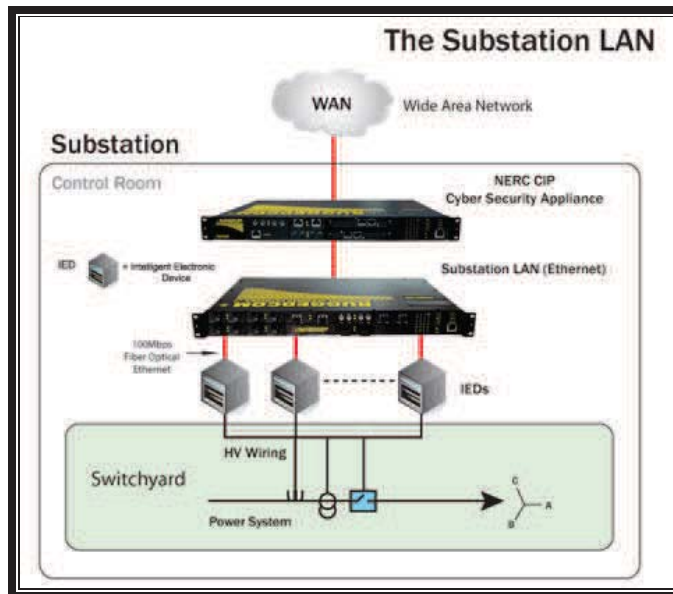


Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 616850. 2ª Parte. p.82

La aparición de Ethernet en las subestaciones basadas en redes LAN (Red de área local), supuso un importante cambio a nivel mundial. Las ventajas principales de la LAN-Ethernet en las subestaciones eléctricas son:

- Comunicaciones punto a punto de alta velocidad entre IEDs.
- Minimizar el cableado entre IEDs.
- Múltiples protocolos sobre la misma red física.
- Acceso fácil y confiable de “Datos sobre IP” mediante el uso de switches Ethernet, convertidores de medio, servidores seriales y routers diseñados con los mismo estándares y normas que los dispositivos críticos de protección eléctrica.

Figura 35. Estructura de comunicaciones LAN en subestaciones



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 616850. 2ª

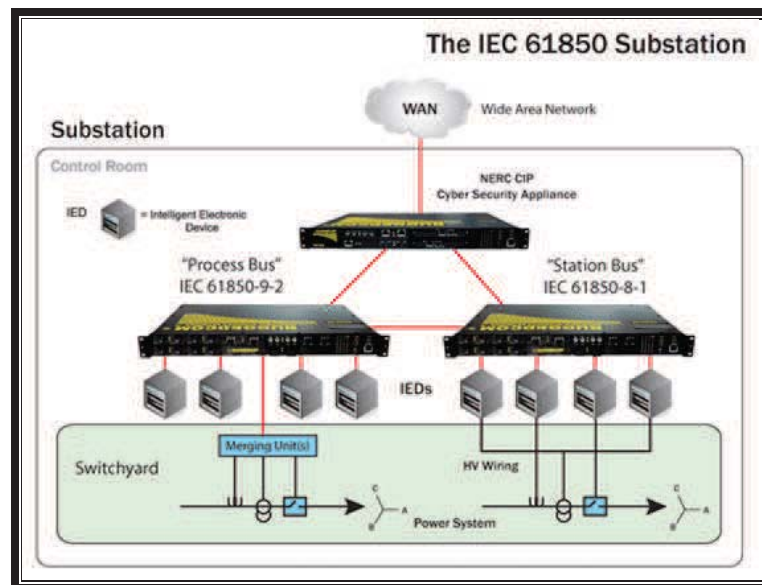
Parte. p.83

La norma IEC 61850 en una subestación eléctrica puede tener dos aplicaciones principales: el bus de estación y el bus de proceso.

El bus de estación es una aplicación donde los relés y RTUs se conectan directamente a una LAN-Ethernet y el bus de proceso se refiere a dispositivos como CT/PT que proporcionan los valores de corriente y tensión directamente sobre la LAN-Ethernet.

Estos equipos deben garantizar que no se pierda la información incluso bajo difíciles condiciones EMI (*Electromagnetic Interference*), características avanzadas de administración Ethernet, y protocolos tolerantes a faltas con velocidades menores a 20 ms, ya que la información de la LAN se utiliza para medir y controlar la operación de la subestación.

Figura 36. Estructura de comunicaciones IEC 61850 en subestaciones



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 2ª

Parte. p.84

La norma IEC 61850 como se ha mencionado en el capítulo anterior dedica las partes 8 y 9 para estudiar los mapeados del bus de estación y de proceso respectivamente, en el apartado 8, la norma se centra en definir un mapeado para el bus de estación:

- Para la capa física se definen dos opciones: eléctrica y óptica. No obstante, a posteriori, tras una serie de pruebas iniciales, se ha definido que siempre que la comunicación saliera de una bahía dicha comunicación sería óptica.
- Para la link layer se define Ethernet, por su extendido uso y elevada inversión actual a nivel mundial.
- Para el resto de capas se definen tres tipos de mensajes y mapeados:
 - MMS/TCP/IP para la comunicación vertical (monitorización, supervisión y órdenes).
 - GOOSE (GSSE) para datos de eventos en tiempo real (comunicación horizontal).
 - Envío periódico (maxtime).
 - Envío inmediato tras cambio con repetición (mintime).
 - SV (*Sampled Values*) para las medidas analógicas.
 - Envío cíclico de medidas.

3.5.1. Comunicación Vertical

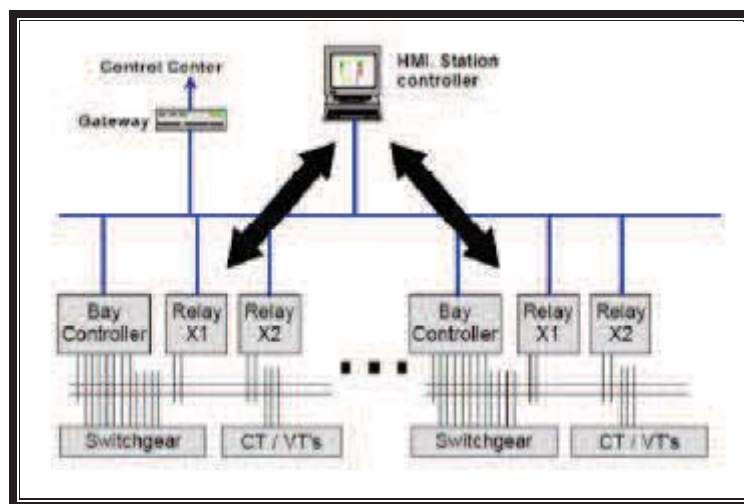
El control y monitorización de las subestaciones, son tareas principales dentro de los sistemas de automatización. Esto comprende:

- Operaciones locales de los equipos de alta tensión y la aparamenta.
- Adquisición de la información de la aparamenta y medidas de los sistemas de potencia.
- Manejo de los eventos y alarmas.

La comunicación de datos de esta aplicación se dirige verticalmente, es decir desde el nivel de control al nivel de bahía (comandos del lugar de operador), o de forma inversa (indicaciones binarias como la posición de los aisladores o interruptores, medidas de transformadores y otros sensores, eventos, alarmas). La comunicación vertical (bahía- estación) se basa en los conceptos cliente/servidor y se utilizan los servicios relativos a los informes, órdenes y transferencia de datos.

Los informes se utilizan principalmente para la comunicación entre los equipos del nivel de bahía y los equipos del nivel de estación. Estos documentos se utilizan primordialmente para el envío de datos de eventos y medidas.

Figura 37. **Comunicación Vertical**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 616850. 2ª

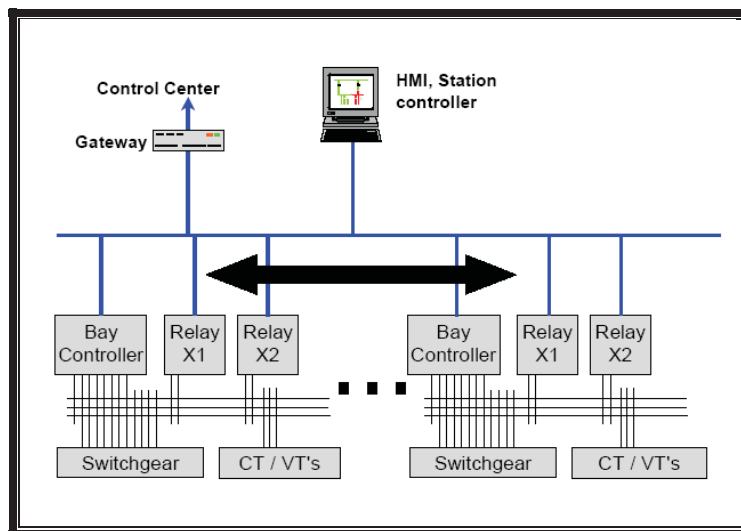
Parte. p.86

Por otra parte las órdenes se utilizan para el control de distintos objetos del sistema. Estos informes no solamente cubren el control de los equipos primarios sino que también se encargan de otro tipo de funciones. Por ejemplo, para el control de los equipos primarios el uso del modelo, seleccionar-antes-ejecutar, es el preferido para asegurar la seguridad de la operación. En cambio para el control de los reajustes de los LEDs el directo satisface los requisitos.

3.5.2. Comunicación Horizontal

Esta comunicación consiente tanto al intercambio de información entre las distintas bahías, como al intercambio de información entre funciones dentro de una misma bahía. En este tipo de comunicación, el tiempo crítico de intercambio de información se puede hacer utilizando cableados de cobre con los contactos y relés auxiliares o bien utilizando comunicación en serie.

Figura 38. **Comunicación Horizontal**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 616850. 2ª

Parte. p.86

El diseñador del sistema y el integrador tiene libertad para escoger la solución más apropiada. Dependiendo de los requisitos de funcionalidad, rendimiento y disponibilidad la comunicación puede ser en serie o hardwire. Actualmente no se puede decir que uno u otro método es mejor que el otro. La decisión final se deberá realizar en cada caso dependiendo de los criterios de decisión mencionados anteriormente.

3.5.3. Valores analógicos en el bus de estación

Continuamente, en el ámbito de las subestaciones, tiene lugar muestreos de alta velocidad de las medidas de tensiones e intensidades, para posteriormente poder distribuir a los distintos usuarios sobre el bus de proceso LAN. Se trata de un proceso de alta velocidad, en el cual solamente se realiza una conversión A/D, y podemos obtener 80 muestras por periodo para las protecciones y 256 muestras por periodo para la calidad de potencia.

El muestreo se puede realizar por medio de modernas unidades CTs/PTs, o bien a través de las unidades Merging Units que realizan conversiones de los sistemas de adquisiciones de datos propietarios a IEC 61850-9-2. Durante los últimos años se han venido desarrollando instrumentos de medida de tensión e intensidad basados en sensores ópticos, para realizar las funciones de protección y medida en redes eléctricas.

4. ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NORMATIVO

El principal objetivo en la operación del sector eléctrico es generar y comercializar energía eléctrica de calidad, de manera eficiente, confiable y segura, logrando así la satisfacción de la población. Los procesos de la automatización en el sector eléctrico son de gran importancia ya que aseguran la confiabilidad y disponibilidad de la red eléctrica, además garantiza la continuidad del servicio.

La necesidad de implementar un sistema de automatización de subestaciones ha cobrado cada vez mayor importancia dado los beneficios que implica su buen funcionamiento. Además en muchos países, el gobierno exige incorporar tecnologías avanzadas en la medición, protección y control en las subestaciones que permitan la obtención y el tratamiento de la información de las mediciones eléctricas y el control de la calidad del suministro, para el envío de datos a entidades reguladoras. Esto implica tener un sistema de comunicaciones adecuado, seguro y confiable; adicionalmente tener un alto grado de automatización en los distintos segmentos del sector eléctrico para lograr dicho control.

Antes de iniciar con una migración de la red de las subestaciones eléctricas a la norma IEC 61850 debe tomarse en cuenta una serie de requisitos generales de calidad, de ingeniería, condiciones ambientales, servicios auxiliares, entre otros, que dicho normativo dicta en sus distintos apartados.

El proceso para lograr implementar la norma IEC 61850 de manera eficiente debe ser dado de manera paulatina, y estará marcado por la

combinación de nuevas y antiguas tecnologías. Desde este punto de vista, los escenarios más interesantes en la migración de un SAS al nuevo protocolo son en los cuales nuevos equipos basados en IEC 61850 se van integrando al sistema ya existente, ya sea en el nivel de proceso, bahía o estación.

4.1. Implementación del Normativo

Para lograr implementar el normativo en las subestaciones se debe cumplir con las condiciones siguientes:

- Reemplazar los dispositivos a nivel Estación.
- Reemplazar total o parcialmente los dispositivos a nivel Bahía.
- Reemplazar total o parcialmente los dispositivos a nivel proceso.

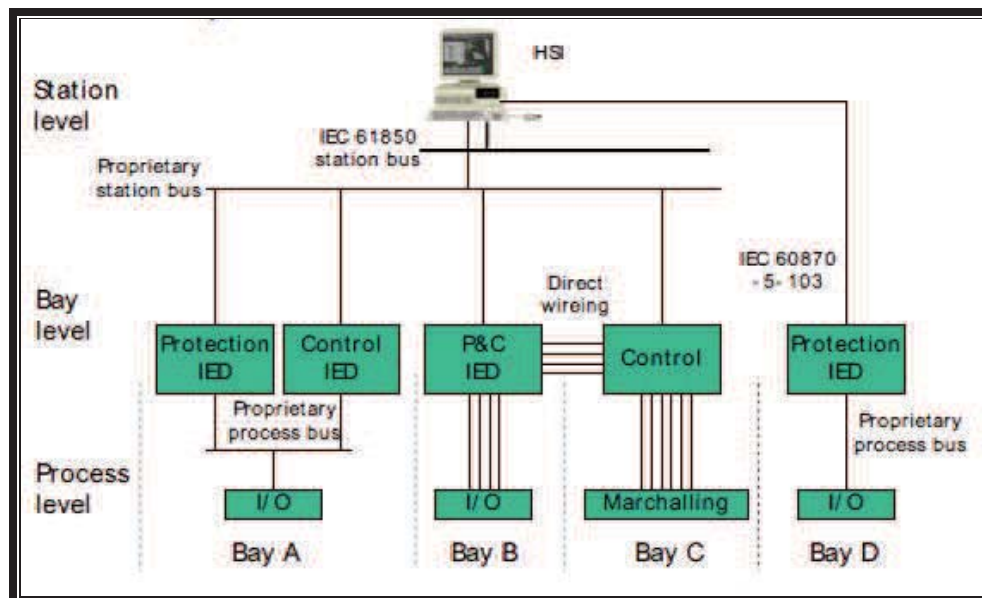
4.1.1. Análisis a Nivel Estación

En este nivel, como se ha visto en el capítulo anterior, se encuentran equipos como estaciones de trabajo y *gateways*, los cuales tienen el menor tiempo de vida entre los diferentes equipos que se pueden encontrar en un SAS. Por ello en este nivel se iniciará con el análisis para empezar el cambio hacia el normativo, ya que actualizando esta parte de la subestación es más factible tener un punto de inicio para dicho cambio del SAS hacia IEC 61850. En la Figura 39 puede observarse esquemáticamente una aproximación de un sistema de automatización de subestaciones implementando la norma, y se ve específicamente el bus de estación basado en IEC 61850.

4.1.2. Análisis a nivel Bahía y Proceso

A diferencia del nivel de estación, la incorporación de equipos que cumplan con el estándar IEC 61850 en el nivel bahía y/o proceso tienen impacto directo sobre los buses de proceso y estación utilizados en el SAS.

Figura 39. Migración a nivel Estación



Fuente: QUINTANA PANDO, María Bena. Migración de una red industrial para subestaciones eléctricas al protocolo IEC 61850. p.22

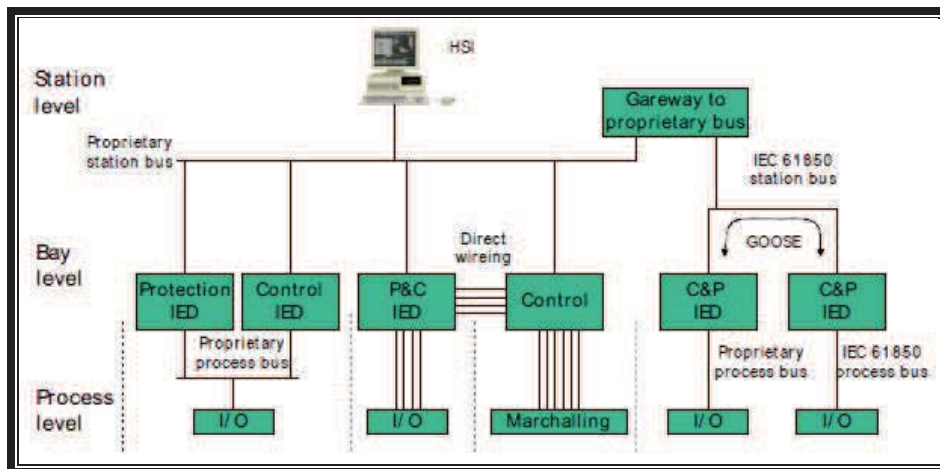
4.1.2.1. Reemplazo solamente de un IED

Si un IED requiere ser reemplazado, es siempre recomendable considerar un IED que posea una interfaz compatible a su bus existente pero también se debe considerar que éste sea compatible con el normativo IEC 61850 para que pueda ser utilizado en una futura integración a un bus de estación basado en IEC 61850. Es por ello, que el reemplazo eventual de IEDs es considerado un punto de partida para empezar el proceso de migración a dicho normativo.

4.1.2.2. Modernización de Bahías o de Equipos de patio

Se debe seleccionar un grupo de IEDs y equipos de patio o equipos primarios, como CTs y PTs inteligentes, ya existentes en el SAS que sean compatibles con el estándar IEC 61850. En este caso, normalmente, se tendrá que incorporar una “*Merging Unit*” (MU), o unidad concentradora, que recibe la información tanto de los transformadores de la línea como de sus entradas binarias y de sincronización y monitorización. Los datos recogidos son enviados por el MU a los distintos IEDs del nivel de bahía. En el caso de realizar una modernización del SAS, se reemplazarán los transformadores de corriente y voltaje convencionales por sensores inteligentes que presenten interfaces compatibles para interactuar con un bus de proceso basado en IEC 61850.

Figura 40. **Migración a nivel de Bahía y de Procesos**



Fuente: QUINTANA PANDO, María Bena. Migración de una red industrial para subestaciones eléctricas al protocolo IEC 61850. p.24

4.2. Arquitecturas de Comunicación

Los sistemas de automatización de subestaciones como se ha visto en apartados anteriores, está dividido en tres niveles; el nivel de estación, el nivel de bahía y el nivel de proceso, y todos estos niveles están conectados por un sistema de comunicación. Estas redes de comunicación según IEC 61850, se basan en distintos switches de Ethernet. Esto se debe a que la distribución de funciones entre más de una unidad IED, con requisitos de tiempo real adicionales de la conexión del nivel de estación (comunicación vertical) para la supervisión y operación puede ser utilizada.

Existen tres arquitecturas de comunicación básicas (cascada, estrella y anillo), que muy frecuentemente se implantan en las subestaciones utilizando *switches* de Ethernet. También es muy normal encontrar híbridos de estas tres arquitecturas, en la Tabla IX se muestran de forma esquemática las principales arquitecturas con algunas ventajas y desventajas que presentan en su implementación.

Los *switches* pueden ser instalados de forma centralizada o no. Utilizar *switches* de forma centralizada es similar a las configuraciones en estrella, mientras que los *switches* descentralizados son similares a la configuración en anillo. También existe la posibilidad de crear distintas configuraciones en anillo con combinaciones de estrella, por ejemplo una estrella redundante de anillos posibilita sistemas grandes con altas necesidades de disponibilidad. Habrá que tener en cuenta que si tenemos más de un switch, entonces estos se conectarán en anillo de fibra óptica.

Tabla IX. **Arquitecturas de comunicación**

Arquitectura	Ventajas	Desventajas
Cascada	Rentabilidad	Retrasos
		No es redundante
Anillo	Rentabilidad similar a la arquitectura en cascada	Todos los switches deben de tener el software RSTP
		Retrasos
Estrella	Disminuye los tiempos	No es redundante

Fuente: Realización propia

El normativo IEC 61850 mantiene la interoperabilidad de las unidades IEDs en distintos sistemas de arquitectura. La elección del sistema de arquitectura se determina principalmente por requisitos de costes, funcionamiento y fiabilidad. Los requerimientos de *Layout* geográfico junto con la compatibilidad EMI (*Electromagnetic Interference*) y la disponibilidad afectan a los sistemas de comunicación en el coste de forma notable, por ello es preferible el vidrio frente al cable, arquitecturas en anillo frente a arquitecturas en estrella. Además, los *switches* Ethernet tienen un tiempo MTFB (*Mean Time Between Failures*) menor que el de los IEDs (aproximadamente 50 años frente a 100 años), por ello se recomienda el uso de las arquitecturas en anillo generalmente.

En la norma IEC 61850 no se define ningún concepto de redundancia, incluso en los casos en los que existen requisitos para la fiabilidad que lo

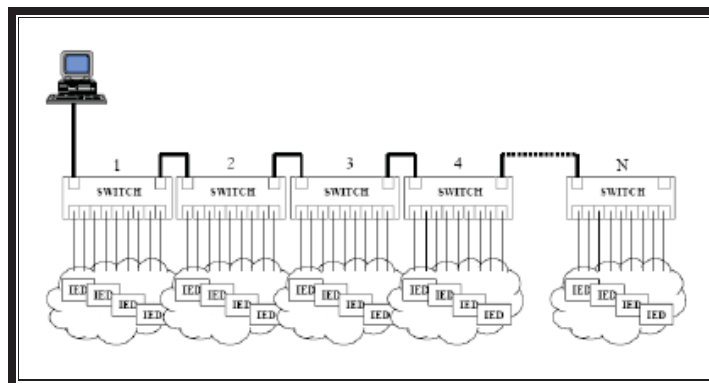
precisan. Así las arquitecturas más críticas en términos de interoperabilidad son las redundantes.

4.2.1. Arquitectura en Cascada (o bus)

En este tipo de arquitecturas cada uno de los *switches* se conecta, a través de uno de sus puertos, con el anterior *switch* o el siguiente. Estos puertos de comunicación, normalmente operan a velocidades mayores que los puertos correspondientes a la conexión con los IEDs.

El máximo número de *switches* que forma la cascada dependerá principalmente de los requisitos referentes al retraso máximo, en el peor de los casos, admitido por el sistema. Por ejemplo, considerando la arquitectura de la Figura 41, en el caso que uno de los IEDs conectado al *switch* No. 1 quiera enviar un mensaje a un IED conectado al *switch* No. 4, este mensaje deberá de soportar un retraso de retransmisión de los *switches* No. 1, 2, 3. Además este mensaje tendrá otro retraso asociado a los procesos internos de los *switches*, que se conoce como el parámetro *Switch Latency*.

Figura 41. **Arquitectura en Cascada (Bus)**



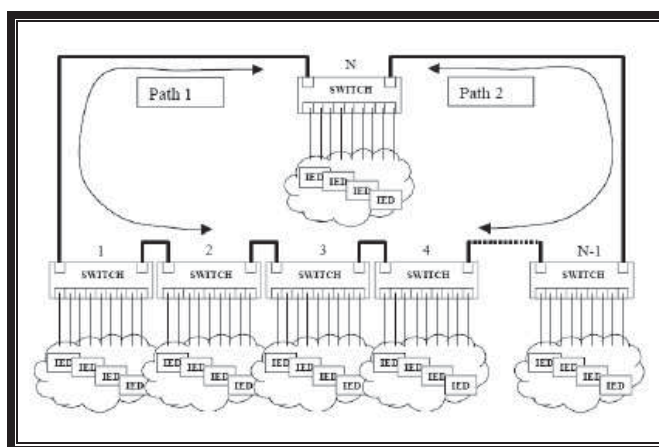
Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 3ª.

Parte, p.4

4.2.2. Arquitectura en Anillo

Esta arquitectura es muy similar a la arquitectura en cascada, excepto que el lazo se cierra entre el *switch* No. 1 y el N. Esto proporciona niveles de redundancia superior si alguna de las conexiones en anillo falla. Sin embargo, para los *switches* de Ethernet, las conexiones en anillo pueden suponer que los mensajes que se están enviando circulen de forma indefinida dentro del lazo y eventualmente reducir el ancho de banda disponible. Por otro lado los “*managed*” *switches* (por ejemplo aquellos con un procesador de dirección interno) poseen un algoritmo llamado *Spanning Tree Protocol*, definido en la norma IEEE 802.1D del cuál hablaremos más adelante. Ésta norma permite que los *switches* detecten los bucles e internamente bloquear la circulación del mensaje dentro del bucle. Como resultado los *switches* pueden abrir de forma lógica, no físicamente el anillo, bloqueando internamente. Esto significa que la arquitectura en anillo es similar a la de en cascada, con la ventaja de que si alguno de los enlaces se rompe, el “*managed*” *switch* reconfigurará la estructura quedando dos caminos distintos.

Figura 42. **Arquitectura en Anillo**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 3ª.

Parte, p.5

Considerando la figura anterior, la cual muestra de forma genérica la estructura en anillo, los *switches* del 1 hasta el N están físicamente conectados en el anillo. Además todos los *switches* soportan el protocolo IEEE 802.1D *Spanning Tree Protocol*. Típicamente la circulación del mensaje seguirá el camino No. 1, de la figura mostrada. Mientras que el *switch* N se encargará de detectar la correcta circulación de los paquetes de mensaje, de forma que previene los bucles indeseados.

Suponiendo un fallo físico dentro del anillo, los *switches* de la red se autoreconfigurarán vía protocolo *Spanning Tree Protocol*, de forma que queden dos caminos: camino No. 1 y el No. 2 (como también se muestra en la Figura 42). Esto permite mantener la comunicación existente entre todos los interruptores que forman la arquitectura en anillo. Sin embargo si la red de comunicación se trata de una arquitectura en cascada, ante un segundo fallo dentro del anillo la arquitectura quedaría dividida en dos segmentos independientes.

Por otra parte el normativo IEEE 802.1D presenta una importante desventaja relacionada con el control de tiempo real. Según el tamaño de la red, el tiempo necesario para la reconfiguración puede ser entre decenas de segundos a minutos. Para reducir esta desventaja la IEEE desarrolló el normativo *Rapid Spanning Tree Protocol* (IEEE 802.1w), que permite una segunda configuración de la red.

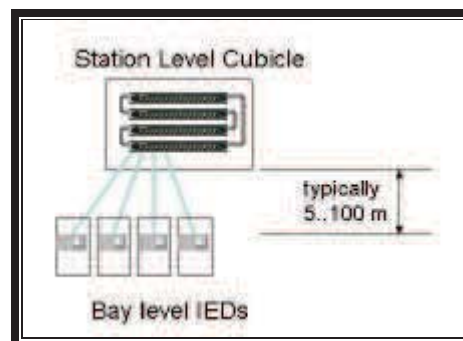
4.2.2.1. Configuración en anillo centralizado (gran estrella)

La configuración en anillo centralizado se utiliza en sistemas de automatización de subestaciones básicos, en los cuales todas las unidades IED

se encuentran en una misma habitación, y además las distancias entre los cubículos de comunicación centralizada y los niveles de bahía son más bien pequeñas. Las características principales de este tipo de configuración son:

- Todas las conexiones utilizan fibra óptica (FO).
- *Switches* de Ethernet de gran tamaño, por ejemplo con 16 puertos de fibra óptica.
- Fuente de alimentación redundante opcional.
- Punto de falla semi-single.

Figura 43. **Arquitectura en Anillo centralizado**



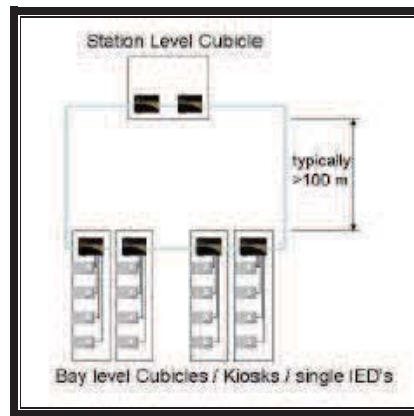
Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 3ª. Parte, p.6

4.2.2.2. Configuración en anillo descentralizado

Esta configuración se utiliza para sistemas de automatización avanzados, en los cuales existe grandes distancias entre el nivel de estación y nivel Bahía y/o grandes distancias entre los cubículos. Además este tipo de configuraciones tiene varias bahías de unidades IED en un mismo cubículo. Las características principales de este tipo de configuración son:

- *Switches* de Ethernet de tamaño pequeño, por ejemplo con 8 puertos de fibra óptica.
- Los *switches* se montan y distribuyen en las bahías y cubículos de la subestación.
- La conexión entre la bahía y el nivel de estación se realiza con cableado eléctrico.
- Sin punto de fallo críticos.

Figura 44. **Arquitectura en Anillo descentralizado**



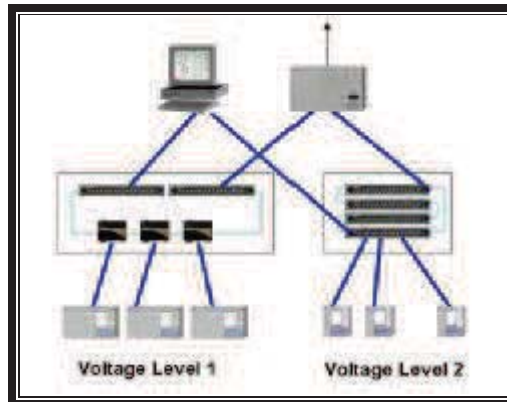
Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 3ª. Parte, p.7

4.2.2.3. Segmentación por niveles de tensión

La configuración de segmentación por niveles se aplica en alta tensión, para completar la separación de las redes de comunicación en distintos niveles de tensión. También este tipo de configuración se utiliza a nivel industrial, para separar varias subestaciones de tamaño pequeño. En todo caso ambas aplicaciones corresponden con sistemas de automatización avanzados. Las características principales de este tipo de configuración son:

- Mejor rendimiento.
- Aumento de la disponibilidad.
- Soporte de hasta tres segmentos distintos.
- Como puede observarse en la Figura 45, no existe ningún punto de fallos críticos en el segmento izquierdo, y un *semi-single* en el segmento derecho.

Figura 45. **Arquitectura en Anillo segmentación por niveles**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 3ª. Parte, p.8.

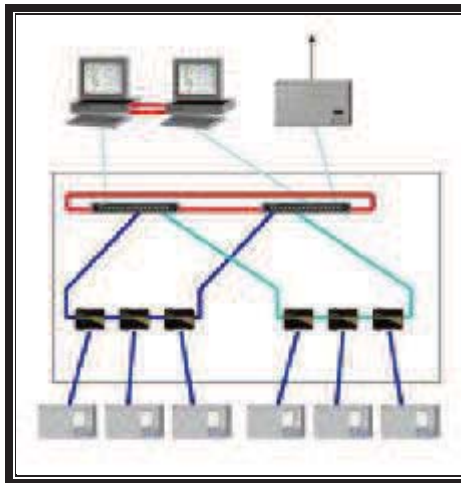
4.2.2.4. Grandes sistemas con varios anillos

Se aplica en grandes subestaciones con comunicación horizontal entre bahías (GOOSE), y con número de *switches* superior a 20. Las características principales de este tipo de configuración son:

- Un mensaje tipo GOOSE (comunicación entre bahías) tarda 100 μ s en pasar un interruptor.
- El objetivo es conseguir que el retraso de los mensajes GOOSE no sea superior a 2 ms.

- Como resultado, si en un anillo existe comunicación horizontal (GOOSE), no debe utilizarse más de 20 *switches*.
- Ningún punto de fallo crítico.

Figura 46. **Arquitectura en Anillo (grandes sistemas)**

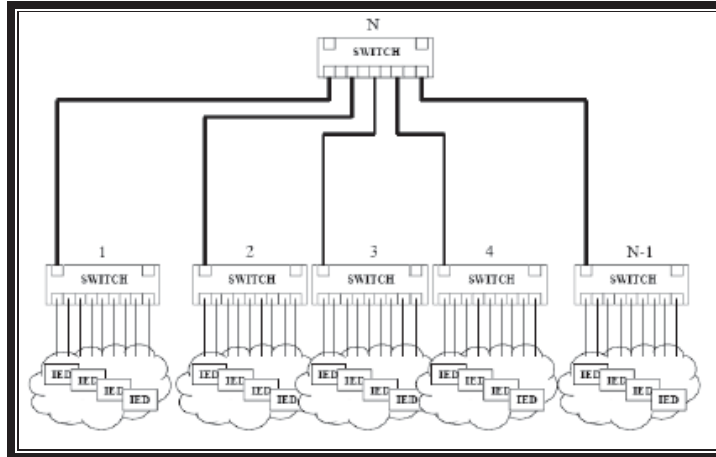


Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 3ª. Parte, p.9

4.2.3. **Arquitectura en estrella**

A continuación en la Figura 47 se muestra una arquitectura típica en estrella.

Figura 47. **Arquitectura en Estrella**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 3ª. Parte, p.10

El interruptor N que se muestra en la figura anterior se trata del “*backbone*” switch, todos los demás interruptores se conectan a él formando la configuración en estrella. Este tipo de arquitecturas ofrecen retrasos menores que los otros tipos de estructuras. Para la comunicación entre el interruptor N y el N-1, solo se requieren dos “saltos” (desde el interruptor 1 al interruptor N, desde el N al interruptor N-1).

Este tipo de configuraciones se utilizan en pequeños sistemas con sistemas de automatización de subestaciones básicos en los cuales se disponga de pocas bahías de IED por compartimiento o cubículo. Las características principales de este tipo de configuración son:

- Todas las conexiones utilizando fibra óptica (FO).
- *Switches* de Ethernet de gran tamaño, por ejemplo con 16 puertos de fibra óptica.
- Fuente de alimentación redundante opcional.
- Un único punto de fallo crítico.

4.3. Medios de Transmisión

A lo largo de capítulos y apartados anteriores hemos hablado de comunicación entre los IEDs, equipos de medición y de las mismas computadoras y equipos de comunicación. Dicha comunicación no puede realizarse sin el medio físico que transmite los datos necesarios para realizar el control, supervisión y los distintos accionamientos que se requieran en el sistema de automatización, para ellos se utilizan los medios de transmisión.

El medio de transmisión constituye el soporte físico a través del cual emisor y receptor pueden comunicarse en un sistema de transmisión de datos. Existen dos tipos de medios: guiados y no guiados. En ambos casos la transmisión se realiza por medio de ondas electromagnéticas. Los medios guiados conducen (guían) las ondas a través de un camino físico, ejemplos de estos medios son el cable coaxial, la fibra óptica y el par trenzado. Los medios no guiados proporcionan un soporte para que las ondas se transmitan, pero no las dirigen, como ejemplo de ellos tenemos el aire y el vacío.

La naturaleza del medio junto con la de la señal que se transmite a través de él constituye los factores determinantes de las características y la calidad de la transmisión. En el caso de los medios guiados es el propio medio el que determina principalmente las limitaciones de la transmisión: velocidad de transmisión de los datos, ancho de banda que puede soportar y espaciado entre repetidores. Sin embargo, al utilizar medios no guiados resulta más determinante en la transmisión el espectro de frecuencia de la señal producida por la antena que el propio medio de transmisión.

4.3.1. Medios de transmisión guiados

4.3.1.1. Pares trenzados

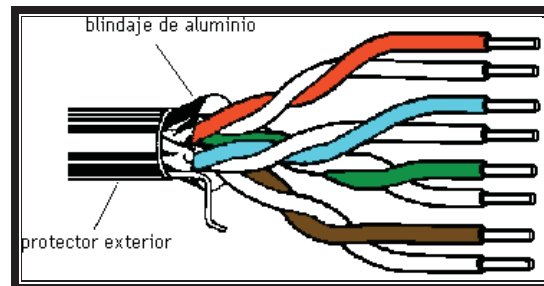
Consiste en dos cables de cobre embutidos en un aislante, entrecruzados en forma de bucle espiral. De forma que cada par de cables constituye un enlace de comunicación aislada. La forma trenzada que presentan los cables se utiliza para reducir la interferencia eléctrica con respecto a los pares cercanos que se encuentran a su alrededor.

Los pares trenzados se pueden utilizar tanto para la transmisión analógica como digital, siendo este tipo de cables el medio más utilizado y económico. En el caso de señales analógicas exige amplificadores cada 5 o 6 km, mientras que en la transmisión de señales digitales requiere repetidores cada 2 o 3 km.

Su uso es básico para redes de comunicación dentro de edificios y redes de telefonía. En la señalización digital, es habitual que los pares trenzados se utilicen para las conexiones al conmutador digital o la central privada (PBX, *Private Exchange Branch*). También se utiliza como medio de transmisión para redes de área local.

Su ancho de banda depende de los cables de cobre y de la distancia que recorren. Comparado con otros medios guiados, el par trenzado permite distancias menores, menos ancho de banda y menos velocidad de transmisión. Este medio se caracteriza por su gran susceptibilidad a las interferencias y al ruido, debido a su fácil acoplamiento con campos magnéticos externos.

Figura 48. Pares trenzados



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 1ª. Parte, p.59

4.3.1.2. Cable coaxial

Al igual que el par trenzado tiene dos conductores, pero está construido de forma diferente para que pueda operar sobre un rango de frecuencias mayor. Consiste en un conductor cilíndrico externo que rodea a un cable conductor interior. El conductor interior se mantiene a lo largo del eje axial mediante una serie de anillos aislantes regularmente espaciados, o bien mediante un material sólido dieléctrico. El conductor exterior se protege con una cubierta o funda.

Comparado con el par trenzado, el cable coaxial se puede usar para cubrir mayores distancias, así como para conectar un número mayor de estaciones en líneas compartidas. Se trata quizá del medio de comunicación más versátil, por lo que cada vez más se está utilizando en aplicaciones como:

- La distribución de televisión.
- La telefonía a larga distancia.
- Los enlaces en computadoras a corta distancia.
- Las redes de área local.

Los cables coaxiales se usan para transmitir tanto señales digitales como analógicas. El cable coaxial presenta mejores respuestas en frecuencia que las del par trenzado permitiendo, por tanto, mayores frecuencias y velocidades de transmisión. Debido al apantallamiento, por construcción, el cable coaxial es mucho menos susceptible tanto a interferencias como a diafonía. Sus principales limitaciones son la atenuación, el ruido térmico y el ruido de intermodulación.

Figura 49. **Cable coaxial**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 1ª. Parte, p.60

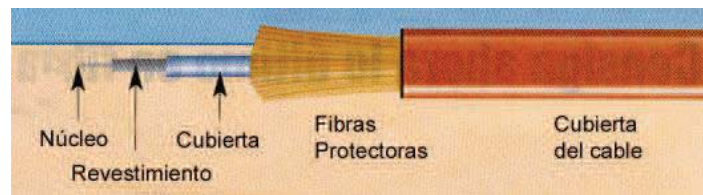
4.3.1.3. Fibra óptica

Un cable de fibra óptica tiene forma cilíndrica y está formado por tres secciones concéntricas.

- **Núcleo:** es la sección más interna, está constituido por una o varias fibras de cristal o plástico, con un diámetro entre 8 y 100 micrómetros.
- **Revestimiento:** rodea a cada fibra, es otro cristal o plástico con propiedades ópticas distintas a las del núcleo. La separación entre el núcleo y el revestimiento actúa como reflector, confinado así el haz de luz, ya que de otra manera escaparía del núcleo.

- **Cubierta:** capa más exterior que envuelve a uno o varios revestimientos. Está hecha de plástico y otros materiales dispuestos en capas para proporcionar protección contra la humedad, la abrasión y otros peligros.

Figura 50. **Fibra óptica**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 1ª. Parte, p.61

Para construir la fibra se pueden usar diversos tipos de cristales y plásticos. Las pérdidas menores se han conseguido con la utilización de fibras de silicio ultra puro fundido. Sin embargo las fibras ultra puras son muy difíciles de fabricar, mientras que las fibras de cristal multicomponente son más económicas y, aunque sufren mayores pérdidas, proporcionan unas prestaciones suficientes. Por otra parte las fibras de plástico tienen todavía un coste menor, pudiendo ser utilizada en enlaces de distancias cortas, en los que sean aceptables pérdidas moderadamente altas.

Las mejoras constantes en las prestaciones a precios cada vez inferiores, junto con sus ventajas inherentes, han contribuido decisivamente para que la fibra sea un medio atractivo en los entornos de red. Las características diferenciales de la fibra óptica frente al cable coaxial y el par trenzado son:

- Mayor capacidad.
- Menor tamaño y peso.
- Menor atenuación.

- Aislamiento electromagnético: estos sistemas no son vulnerables a interferencias, ruido o diafonía. Por la misma razón la fibra no radia energía, produciendo interferencias despreciables con otros equipos que proporcionan, a la vez, un alto grado de privacidad.
- Mayor separación entre repetidores: cuantos menos repetidores haya el coste será menor, además ha haber menos fuentes de error.

Las aplicaciones más básicas de este tipo de transmisión son:

- Transmisiones a larga distancia.
- Transmisiones metropolitanas.
- Redes de área local.

La fibra óptica propaga internamente el haz de luz que transporta la señal codificada de acuerdo con el principio de reflexión total. Este fenómeno se da en cualquier medio transparente que tenga un índice de refracción mayor que el medio que lo contenga. Para transmitir sobre una fibra existen dos formas, de modo simple y multimodo.

4.3.1.3.1. Modo simple (monomodo)

Al reducir el tamaño del núcleo de la fibra a dimensiones de la magnitud de la longitud de onda (entre 8,3 y 10 micrones), éste permite sólo un modo de propagación o ángulo de propagación. Este tipo de propagación, denominada monomodo, proporciona prestaciones superiores debido a la existencia de un único camino posible de un modo de luz, impidiéndose así la distorsión multimodo. Las fibras monomodo se utilizan generalmente en aplicaciones de larga distancia (hasta 400 km máximo) y para transmitir elevadas tasas de información (decenas de Gb/s).

4.3.1.3.2. Multimodo

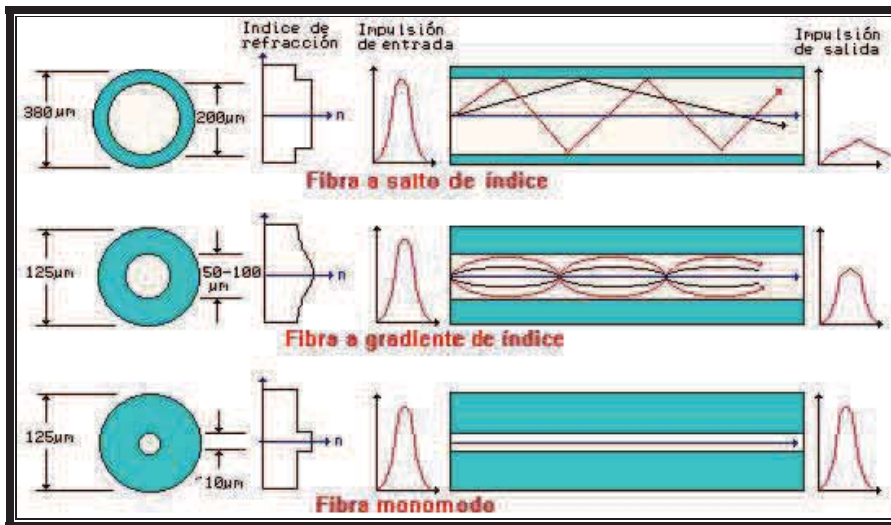
Existen dos tipos para este modo los cuales son multimodo/índice fijo y multimodo/índice gradual.

El primer tipo; multimodo/índice fijo está formado por una fibra que tiene un ancho de banda de 10 a 20 MHz y consiste en un núcleo de fibra rodeado por un revestimiento que tiene un índice de refracción de la luz bajo, la cual causa una atenuación aproximada de 10 dB/km. Los rayos que inciden con ángulos superficiales reflejan y se propagan dentro del núcleo de la fibra, mientras que para otros ángulos de incidencia, los rayos son absorbidos por el material que forma el revestimiento.

En la transmisión multimodo, existen múltiples caminos que verifican la reflexión total, cada uno con diferente longitud y, por tanto, con diferente tiempo de propagación. Esto hace que los elementos de señalización que se transmitan (los pulsos de luz) se dispersen en el tiempo, limitando así la velocidad a la que los datos puedan ser correctamente recibidos. Este tipo de fibra es usado típicamente para distancias cortas, menores de un kilómetro.

El segundo tipo Multimodo/Índice general, en el cual las fibras, al disponer de un índice de refracción superior en la parte central, hacen que los rayos de luz avancen más rápidamente conforme se aleja del eje axial de la fibra. En lugar de describir un ziz-zag, la luz en el núcleo describe curvas helicoidales debido a la variación gradual del índice de refracción, reduciendo así la longitud recorrida. El efecto de tener una mayor velocidad de propagación y una longitud inferior posibilita que la luz periférica llegue al receptor al mismo tiempo que los rayos axiales del núcleo. Las fibras de índice gradual se utilizan frecuentemente en redes de área local.

Figura 51. Tipos de cable de fibra óptica



Fuente: http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/2/2f/Fibra_optica.svg

En los sistemas de fibra óptica se utilizan dos tipos diferentes de fuentes de luz: los diodos LED (*Light Emitting Diode*) y los diodos ILD (*Injection Laser Diode*). Ambos son dispositivos semiconductores que emiten un haz de luz cuando se les aplica una tensión. El LED es menos costoso, opera en un rango mayor de temperaturas y tiene un tiempo de vida media superior. El ILD es más eficaz y puede proporcionar velocidades de transmisión superiores.

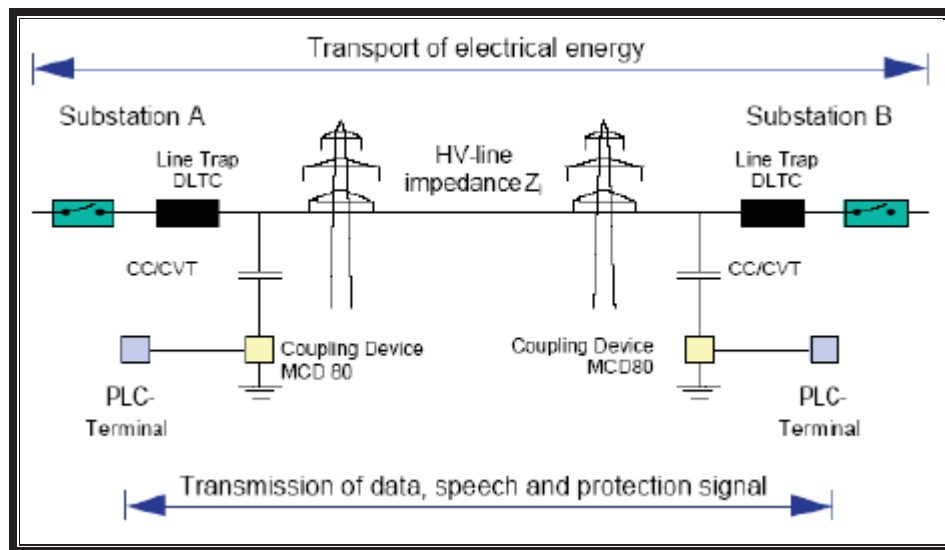
4.4. Sistemas de comunicación entre subestaciones

El sistema de comunicación entre subestaciones es un elemento crítico a la hora de establecer la selectividad de un sistema de protección. Tan importante como el hecho de proteger al sistema, es el saber distinguir que tipo de falla ha sucedido. Para ello es necesario tener información conjunta de los equipos que vigilan el mismo dispositivo. En el caso de líneas es necesario implementar un sistema de comunicación instantánea a larga distancia.

4.4.1. Sistema de onda portadora

Es el sistema de comunicación que utiliza las trampas de onda. Es el conjunto formado por un transformador de tensión, un emisor/receptor de una señal de alta frecuencia y una bobina de bloqueo además de otros dispositivos necesarios como bobinas de drenaje etc.

Figura 52. Sistema de onda portadora



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 1ª. Parte, p.66

Con este equipo lo que se hace es utilizar el conductor normal de potencia para transmitir una señal de información de alta frecuencia, es sensible a las interferencias y aun necesitando implementar la aparamenta es bastante interesante ya que evita el tendido del cable.

4.4.2. Sistema de fibra óptica

La información es transmitida por fibra óptica. Par evitar un tendido adicional, se suele llevar la fibra por el interior del cable de guarda pero tiene el inconveniente de que hay que tener previsto en la línea un cable de guarda con fibra en su interior. Al utilizar la tecnología de la fibra, no existen problemas de interferencias ni afecta a la medida en caso de sobretensiones. Sin embargo puede ser, por el material, sensible a las muy altas temperaturas.

4.4.3. Enlaces vía radio

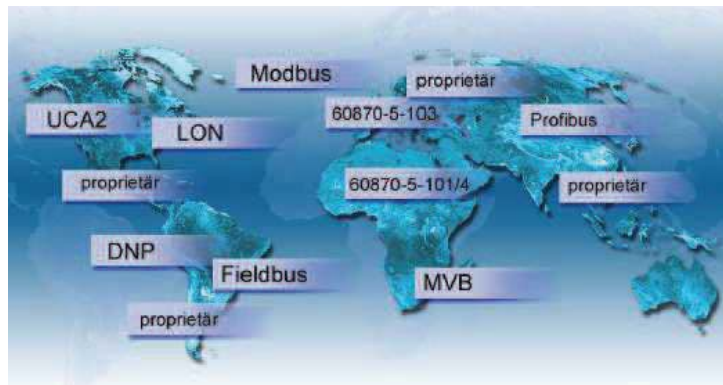
Utilizado antiguamente por aquellas subestaciones que no tenían posibilidad de comunicación por dificultades geográficas o por dificultad en el tendido del cable. Su uso es ahora muy limitado ya que presenta un gran problema de interferencias al ser ondas de radio.

4.5. Protocolos de Comunicación en Subestaciones

Históricamente cada fabricante ha desarrollado los sistemas de control y protección con su protocolo en general propietario o adaptado al entorno de subestaciones. Los clientes han reclamado desde hace años un protocolo estándar, con funciones de control y protección que les permita realizar las funciones de las que disponen ahora.

Existe una gran variedad de protocolos que hoy en día se están utilizando en todo el mundo en el entorno de las subestaciones, como puede observarse en la Figura 53.

Figura 53. **Protocolos de comunicación en el mundo**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 1ª. Parte, p.80

La norma IEC 61850 cumple con los requisitos mínimos para un protocolo en el mundo eléctrico y a su vez permite una de las características que los clientes tanto han reclamado: Interoperabilidad entre equipos de diversos fabricantes.

La norma IEC 61850 se ha creado para ser perdurable en el tiempo, lo que no ocurrió con las conocidas IEC 60870-5, y no fija únicamente el protocolo. Precisamente, al referirse al modelado de los diversos componentes de una subestación, se espera su perdurabilidad en el tiempo. Hasta el nacimiento de la IEC 61850 no existía un estándar que reuniera control y protección. Existían los antiguos IEC 60870-5-101 y 104 para fines de telecontrol y el IEC 61850-5-103 para fines de teleprotección. Los fabricantes de sistemas de control y protección eléctricos desarrollan sus propios protocolos para poder utilizar los avances que la tecnología iba permitiendo. Otros optaron por modificar ligeramente los estándares y adaptarlos a sus sistemas, de nuevo de una forma particular, sin ser reconocido por el comité IEC.

Tabla X. Comparación de protocolos

Protocolo	Tipo	Determinista	Teleprotección	Telecontrol	Peer to peer
Modbus	M-E	si	si	si	no
SPA	M-E	si	si	si	no
IEC 103	M-E	si	si	no	no
IEC101	M-E	si	no	si	no
IEC 104	CSMA/CD	semi	no	si	si
DNP 3.0	M-E	si	si	si	no
LON	CSMA/CD/PS	si	si	si	si
Profibus	Token ring	semi	si	si	si
UCA 2.0	M-E	si	no	si	no
IEC 61850	CSMA/CD	si	si	si	si

Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 1ª. Parte, p.81

Tabla XI. Características de los protocolos

Protocolo	Controlador de comunicación	Velocidad max Mbit/s	Envío de eventos	Sincronización
Modbus	Maestro	0,192	no	no
SPA	Maestro	0,192	si	si
IEC 103	Maestro	0,192	si	si
IEC101	Maestro	0,192	si	si
IEC 104	No hay	100	si	si
DNP 3.0	Maestro	0,192	si	si
LON	No hay	1,28	si	si
Profibus	Token	12	si	si
UCA 2.0	Maestro	100	si	si
IEC 61850	No hay	No hay	si	si

Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 1ª. Parte, p.81

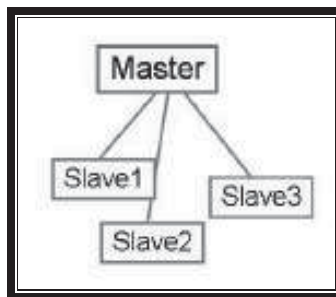
4.5.1. Protocolos maestro-esclavo

El funcionamiento básico de este tipo de protocolos consiste en que, el maestro accede al bus de datos y los esclavos contestan solamente si les pregunta el maestro, sin existir comunicación alguna entre dos esclavos distintos. Las características fundamentales de este tipo de protocolo son:

- No existe comunicación directa entre esclavos.
- Tiempos de respuesta determinista.

- Control de comunicación centralizado.
- Utilizado en cualquier topología.
- Fuerte dependencia del medio físico utilizado en la velocidad de transmisión de datos.
- La transmisión de datos no se basa en el modelo ISO/OSI (*Open System Interconnection*) de las siete capas sino que se basa en modelo EPA (*Enhanced Performance Architecture*). Este modelo lo que hace es simplificar el modelo de las 7 capas en tres capas. Estas capas son el nivel físico, nivel de enlace y nivel de aplicación.

Figura 54. **Protocolo Maestro-Eslavo**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 1ª. Parte, p.82

Existe una gran cantidad de protocolos maestro esclavo, como pueden ser: IEC 60870-5(-101,103), DNP3, etc.

4.5.1.1. Protocolo Modbus

Modbus es un protocolo de comunicaciones situado en el nivel 7 del modelo OSI (véase Anexo I) basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor, diseñado en 1979 por Modicon para su gama de controladores lógicos programables (PLCs).

Modbus es un protocolo de transmisión para sistemas de control y supervisión de procesos (SCADA) con control centralizado, puede comunicarse con una o varias estaciones remotas (RTU) con la finalidad de obtener datos de campo para la supervisión y control de un proceso. Las interfaces de capa física puede estar configurada en: RS-232, RS-422, RS485.

Existen dos variantes con diferentes representaciones numéricas de los datos y de detalles del protocolo ligeramente desiguales:

- Modbus RTU es una representación binaria compacta de los datos.
- Modbus ASCII es una representación legible del protocolo pero menos eficiente.

Ambas implementaciones del protocolo son serie. El formato RTU finaliza la trama con una suma de control de redundancia cíclica (CRC), mientras que el formato ASCII utiliza una suma de control de redundancia longitudinal (LRC). La versión Modbus/TCP es muy semejante al formato RTU, pero estableciendo la transmisión mediante paquetes TCP/IP.

Este tipo de protocolo no permite fechado de eventos lo que lo convierte en un protocolo inadecuado para envío de eventos. Modbus solamente lee estados y medidas, pero no el envío de eventos.

4.5.1.2. Protocolo IEC 60870-5

IEC 60870-5 recoge una serie de protocolos internacionales realizados para los sistemas de potencia de monitorización, control y protección. El perfil de protocolos IEC 60870-5 se detalla a continuación:

- IEC 60870-5-101: *Basic telecontrol tasks*. (Control y telecontrol).
- IEC 60870-5-102: *Transmission of intergrated total*. (Telemedida).
- IEC 60870-5-102: *“Informative Interface” of protection equipment*. (Protección de subestaciones).
- IEC 60870-5-104: *Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles (embedding of 101 into networks like Integrated Services Digital Networks ISDN, Synchronous Digital Hierarchy SDH, Asynchronous Transfer Mode ATM)*. (101 utilizando estándares de facto a nivel de transporte, que lo hacen compatible con redes WAN (*Wide Area Network*) ruteadas).

El desarrollo de estos estándares los llevo a cabo el comité técnico 57 perteneciente al comité técnico de electrotecnia IEC, concretamente del grupo de trabajo No. 3. En 1978 comenzaron la estandarización de protocolos de telecontrol, el resultado de este trabajo se conoce con el nombre de IEC 60870-5, y se compone de los siguientes documentos:

- IEC 60870-5-1 (1990) *Transmission Frame Formats*.
- IEC 60870-5-2 (1992) *Data Link Transmission Service*.
- IEC 60870-5-3 (1992) *General Structure of Application Data*.
- IEC 60870-5-4 (1993) *Definition and Coding of Information Elements*.
- IEC 60870-5-5 (1995) *Basic Application Functions*.
- IEC 60870-5-101 (1995) *Companion standard for basic telecontrol tasks*.
- IEC 60870-5-103 (1996) *Companion standard for the IEC 60870-5-103 protocol*.
- IEC 60870-5-104 (2000) *Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*.

Estos protocolos poseen una parte privada en la cual los fabricantes tienen la posibilidad de incluir otras funciones. Esto supone una gran ventaja ya que por ejemplo, se pueden incluir funciones de telecontrol en el protocolo IEC 60870-5-103 que es un protocolo propio para teleprotección de subestaciones. Sin embargo esta parte privada reduce la interoperabilidad entre fabricantes, lo cual supone una importante desventaja.

4.5.1.2.1. Protocolo IEC 60870-5-101

El comité IEC técnico 57 fue el encargado del desarrollo de este normativo titulado *Basic telecontrol tasks*, y se publicó en el año 1995. Como todos los protocolos maestro/esclavo, la clasificación típica de las 7 capas ISO se ve simplificado a las capas 1, 3, 7. Basándose en el modelo EPA.

- Nivel Físico: Se recomienda ITU-T.
- Nivel de enlace: Soporta transmisión tanto balanceada como no balanceada.
- Nivel de aplicación: Las características principales son:
 - No proporciona embalaje de datos, es decir solo mensajes de objetos orientados.
 - Atributos: bloqueado, sustituido, válido.
 - Se pueden utilizar 43 tipos de datos.
 - Transferencia de archivos.

4.5.1.2.1.1. Capa de enlace de transmisión desbalanceada

En este tipo de transmisión solamente el maestro puede transmitir mensajes primarios. Por lo tanto no es necesaria la eliminación de colisiones,

debido a que los equipos esclavos no pueden iniciar un intercambio, o reintentar un mensaje fallido. En el caso en el cual un esclavo responda con NACK, (*request data not available*), el maestro volverá a intentarlo otra vez.

4.5.1.2.1.2. Capa de enlace de transmisión balanceada

En este tipo de transmisión todos los equipos son iguales al nivel de enlace. Existen varias formas para eliminar las colisiones existentes como son:

- Capa física (CSMA/CD).
- Conexión punto a punto (RS232 o RS485 de cuatro cables).
- Se asigna un maestro el cual sondea al resto de los esclavos sobre la red. Esta opción es la que usa el protocolo 101.

4.5.1.2.2. Protocolo IEC 60870-5-103

Este normativo internacional fue desarrollado por el grupo de trabajo 03 perteneciente al Comité Técnico 57 del IEC, publicándose en 1997. El protocolo IEC 60870-103 pertenece a la familia de protocolos 60870-5 y lleva como título *Informative Interface of Bay Protection*. El objetivo principal del IEC 60870-5-103 es proveer al sector eléctrico de un protocolo de comunicación que incluyera las funciones necesarias para el control y la protección de subestaciones eléctricas. La estructura principal de la norma se divide en tres partes principales: Parte pública (en ella se encuentran las funciones de protección), Transferencia de datos de disturbios (DDT, *Disturbance Data Transfer*) y por ultimo servicios generales.

Este protocolo permite comunicaciones punto a punto y comunicaciones punto a multipunto. Además como todos los protocolos maestro/esclavo utiliza el modelo simplificado de tres capas del OSI conocido como EPA.

- **Capa Física:** Puede ser cualquier capa física de sucesión de bits, como RS-232 C, RS485 o transreceptor de fibra.
- **Capa de nivel de enlace de datos:** Sólo permite transmisión no balanceada
- **Capa de aplicación:** Posee las siguientes características:
 - Sincronización de tiempo.
 - Medidas de operaciones.
 - Inicialización.
 - Interrogación general.
 - Control de funciones.

Principalmente se utiliza a nivel de comunicaciones de proceso entre el sistema y las unidades de proceso.

4.5.1.2.3. Protocolo IEC 60870-5-104

El comité IEC técnico 57 desarrolló el normativo IEC 60870-5-104 para el telecontrol de equipos y sistemas. Lleva como título *Network Access for IEC 60870-5-101*, y se publicó en el año 2000. Este protocolo principalmente se utiliza para niveles superiores de comunicación entre los sistemas base y NCC.

4.5.1.3. Protocolo SPA

El funcionamiento propio de este tipo de protocolo es del tipo maestro/esclavo, por lo tanto posee una unidad maestro y varias del tipo

esclavo, en este caso puede haber hasta 255 esclavos. El maestro sondea a los esclavos para adquirir información, que puede ser tanto del tipo de datos como del tipo eventos, para posteriormente enviar (escribir) datos a los esclavos.

Los esclavos poseen los siguientes datos: Ajustes, variables, datos de entrada y salida, comandos (estado, nombre, datos de eventos, reloj).

Una de las necesidades básicas en los sistemas de automatización de subestaciones es la sincronización de todas las unidades. En este aspecto, los protocolos SPA disponen en todas las unidades esclavo de relojes propios a cada unidad, el cual es sincronizado por el maestro una vez por segundo, y permite una resolución de 1 ms, para el tiempo de sincronización. Otra de las características fundamentales de este tipo de protocolos es que puede utilizar 2 buses físicos:

- Bus óptico (plástico o vidrio con núcleo de fibra óptica).
- Bus eléctrico (EIA RS-485), para aplicaciones de protección no relevantes.

Este tipo de protocolo SPA se utiliza para:

- Adquisición de datos (cíclico).
- Control (transferencia de archivos, parámetros).
- Envío de eventos (cíclico).

4.5.1.4. Protocolo DNP 3.0

DNP3 (*Distributed Network Protocol*) se trata de un protocolo maestro/esclavo desarrollado inicialmente en 1993 por GE-Harris Canadá,

basándose en los estándares desarrollados por el grupo de trabajo 03 pertenecientes al comité técnico 57 (IEC). Su objetivo principal es proveer al sector eléctrico de un protocolo de comunicación seguro. Dado su carácter generalista, hoy se utiliza también en sectores afines como distribución de gas y agua.

Se trata de un protocolo de comunicaciones generalista, no propietario y de uso público, cuya funcionalidad permite, no solo comunicar localmente los IEDs de la subestación entre sí o con un SCADA local, sino comunicar la subestación con un despacho de control.

Este protocolo permite comunicaciones punto a punto y a multipunto, además como todos los protocolos maestro/esclavo utiliza el modelo simplificado de tres capas del OSI conocido como EPA.

Al ser un protocolo genérico, de amplia funcionalidad, la variedad disponible de tipos de datos (objetos) y de servicios es muy amplia. Tanto, que diferentes fabricantes pueden optar por transmitir los mismos datos con diferentes objetos, haciendo incompatible la comunicación entre ambos dispositivos. Para evitar este problema de compatibilidad entre fabricantes, y limitar el número de objetos a desarrollar, se establecen tres niveles de compatibilidad caracterizados por permitir un subconjunto de objetos:

- Nivel 1: para comunicar con pequeños IEDs.
- Nivel 2: para comunicar con grandes IEDs o pequeñas RTUs.
- Nivel 3: para comunicar grandes RTUs y concentradores.

El ámbito de influencia de los protocolos DNP 3.0 es propio de Norteamérica, Sudamérica, África y Asia. Actualmente existe un organismo

independiente que se ocupa del mantenimiento y evolución del protocolo, así como de la emisión de certificados de compatibilidad de protocolo a los fabricantes, Se trata de DNP3 *USER GROUP*.

4.5.1.5. Protocolo UCA 2.0

UCA (*Utility Communications Architecture*) nació de la necesidad de estandarizar protocolos de comunicación a gran escala y bajo coste. La versión 2.0 incorpora una familia de protocolos básicos, así como modelos normalizados de objetos propios de subestaciones, autodescritos e independientes del proveedor.

La adquisición de datos en tiempo real y el control de aplicaciones se hacen vía MMS (*Manufacturing Message Specification*) que proveen un formato común de mensajes en la capa de aplicación. El estándar MMS/UCA está basado en normas abiertas y bien conocidas como manera más efectiva de automatizar subestaciones.

Antes de la iniciativa UCA, las compañías han venido adoptando diversas tecnologías de comunicación fuertemente dependiente y optimizada para las plataformas de cada proveedor. Estos sistemas de información diferentes hacían difícil, compleja y cara la integración de productos de diversos fabricantes. El instituto EPRI (*Electric Power Research Institute*) inició un proyecto para promocionar y facilitar la interoperabilidad de productos de distintos proveedores. Las ventajas principales del protocolo UCA 2.0 son:

- Aumenta la versatilidad incluyendo las potencialidades de Internet a todo tipo de servicios, electricidad, gas y agua.

- Provee un marco común para diferentes fabricantes, mejorando la disponibilidad de equipos y disponer de fuentes alternativas.
- La combinación óptima de estándares a distintos niveles, desde el físico hasta el de aplicación, reduce los costes de la integración.
- Las compañías han de realizar desembolsos adicionales por interfaces de comunicación (cajas negras con sus limitaciones) o *gateways* cada vez que necesitan conectar un equipo nuevo a la red o modificar instalaciones existentes.

4.5.2. Protocolo TDM (*Time Division Multiplex Media Access*)

Este tipo de protocolos se basa en que cada uno de los nodos tiene su propio intervalo de tiempo durante el cual pueden enviar sus datos. Las características principales de este tipo de protocolo son:

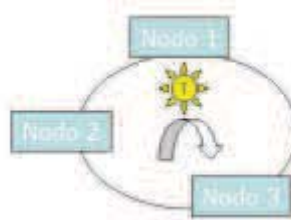
- Comunicación *peer to peer*, es decir cada nodo tiene la posibilidad de comunicarse con otro nodo.
- Tiempos de respuesta determinista.
- Control de comunicación centralizado (administrador del bus).
- Puede ser utilizado en cualquier topología.
- El tiempo de intervención es fijo e independiente de la carga de red.

4.5.3. Protocolo *TOKEN PASSING*

Su funcionamiento consiste básicamente en un testigo que va pasando a través del anillo y por lo tanto cualquier nodo puede cogerlo cuando pase por él, enviar datos y posteriormente pasar el testigo. Las características principales son:

- Tiempos de respuesta semi-determinista. No podemos determinar cuánto tiempo tardará en comunicarse un nodo, e incluso podría bloquear la red. Para ser determinista tendría que tener un bus administrador que controlara los tiempos que un nodo tiene el *token*.
- Control de comunicación descentralizado.
- Puede ser utilizado en cualquier topología.
- Tiempos de espera innecesarios con cargas de red baja.

Figura 55. **TOKEN PASSING**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 1ª. Parte, p.93

4.5.3.1. **Protocolo Profibus**

Es un estándar originado en normas alemanas y europeas DIN 19245/EN 50170. Cumple también con el modelo OSI de 7 niveles y las normas ISO/IEC. Utilizado en aplicaciones de alta velocidad de transmisión de datos entre controladores de I/O y complejas comunicaciones entre PLC. Tal es así que para diferentes tipos de comunicación presenta distintos tipos de soluciones, los cuales satisface con 3 implementaciones separadas y compatibles entre ellas que son: FMS (*Fieldbus message specification*), DP (*Decentralized Periphery*) y PA (*Process Automation*).

Existen tres perfiles de este protocolo:

- Profibus DP (*Decentralized Periphery*). Orientado a sensores/actuadores enlazados a procesadores (PLCs) o terminales.
- Profibus PA (*Process Automation*). Para control de proceso, cumple normas especiales de seguridad para la industria química (IEC 11158-2, seguridad intrínseca).
- Profibus FMS (*Fieldbus Message Specification*). Para comunicación entre células de proceso o equipos de automatización.

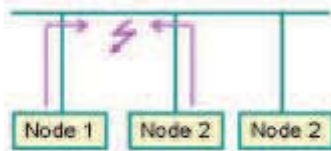
4.5.4. Protocolo CSMA/CD Media Access

CSMA/CD (*Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection*), es decir protocolo de acceso múltiple con detección de portadora y detección de colisiones. La idea básica del funcionamiento de este protocolo consiste en que si un nodo desea comunicarse, comprueba si el bus está libre. Si es así, transmite los datos; de lo contrario, espera a que se libere. Al detectar las colisiones y retransmitir más tarde, estamos viendo la pérdida de cualquier dato.

Las características fundamentales de este tipo de protocolos son:

- Tiempos de respuesta no determinista. No podemos saber cuántas colisiones tienen lugar. Puede existir un nodo que bloquea la red durante grandes periodos de tiempo.
- No existe control de comunicación, no hay administrador del bus.
- Puede ser utilizado en topología bus.
- Derechos de acceso iguales para cada nodo.

Figura 56. **CSMA/CD Media Access**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 1ª. Parte, p.94

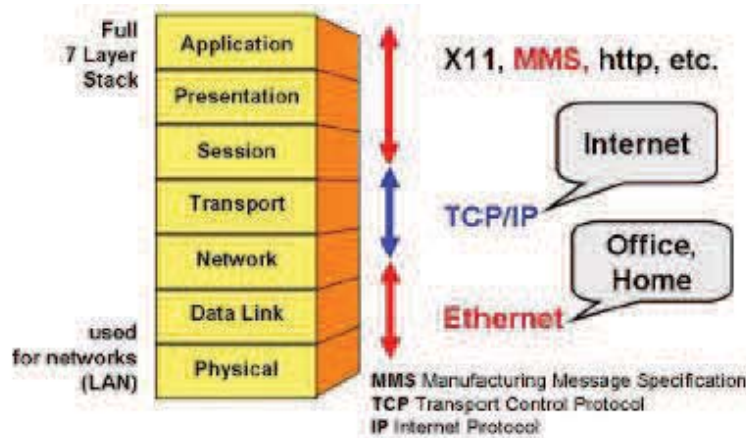
4.5.4.1. Protocolo Ethernet (TCP/IP)

Se trata de un protocolo de transmisión de datos, el cual en los últimos años se ha convertido en la tecnología que domina la tecnología LAN (*Local Area Network*), y en la que más dinero se ha estado invirtiendo.

Desde 1985 se dispone del estándar IEEE. 802.3, el cual dispone de una gran variedad de protocolos estándares para los niveles 1 y 2 del modelo OSI (capa física y capa de enlace de datos).

El protocolo Ethernet sólo se define hasta la capa de transporte (nivel 4 del modelo OSI). Sobre las siguientes capas (TCP/IP) podemos mezclar otros tipos de protocolos como pueden ser: Modbus TCP, IEC 60870-5-104, SPA TCP, http, ftp, etc.

Figura 57. **Protocolo Ethernet**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 1ª. Parte, p.96

El algoritmo que utiliza este tipo de redes Ethernet, como ya se ha mencionado anteriormente, es CSMA/CD. Si una estación necesita transmitir lo primero que tiene que hacer es comprobar que ninguna otra está ya transmitiendo (*Carrier Sense*). El medio de comunicación es un cable, por lo tanto, permite el acceso de múltiples estaciones que pueden transmitir y recibir utilizando el mismo cable (*Multiple Access*).

Para detectar errores se dispone de una estación “que escucha” mientras se están transmitiendo los datos. Las colisiones características de este tipo de protocolos se causan cuando dos nodos/adaptadores intentan transmitir al mismo tiempo un mensaje, estos adaptadores detectan la colisión basándose en diferencias de voltaje, y transmiten una señal de atasco a toda la red para asegurarse que todas las estaciones conectadas a la red sepan que ha existido una colisión. Posteriormente todas las subestaciones estarán un tiempo aleatorio en estado “*backoff*”. El orden de magnitud de los tiempos de transmisión y detección es de microsegundos.

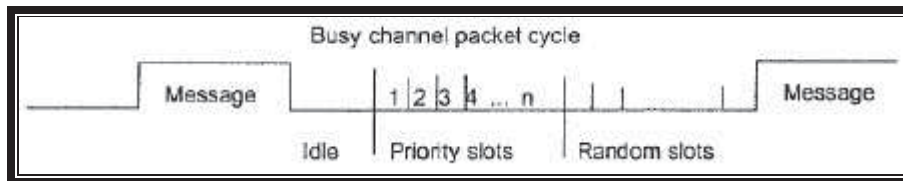
La estructura que utilizan estas redes Ethernet es la arquitectura en estrella, por la cual todos los equipos IED están conectados entre sí, de esta forma cuando un mensaje se transmite, se distribuye al resto de equipos. Este tipo de conexión tiene importantes problemas en el tema de las colisiones, ya que de esta forma todos los mensajes que se transmitan pueden ocasionar algún tipo de colisión. La tecnología CSMA/CD utilizada en los sistemas Ethernet originales hacía imposible el determinismo, pero con la aparición del switch Ethernet las cosas han cambiado. El switch conecta todos los equipos, utilizando estructura en estrella, pero ahora cada paquete que se envía a un switch se almacena y se retransmite al puerto de destino correcto. Si ese puerto está ocupado, el switch espera, por lo que no se producen colisiones ni retransmisiones. El único problema es la espera en cola que puede producirse.

4.5.5. Protocolo CSMA/CD/PS

Los protocolos LON (*Local Operating Network*), poseen dos dominios, cada uno de ellos puede llegar a tener 255 subredes, y cada subred hasta 127 nodos. El mecanismo de acceso que sigue es *Carrier Sense/Collision Detected* con 500/700 mensajes/s. En este caso y a diferencia de los protocolos CSMA/CD se trata de un protocolo determinista al incorporar *priority slots*.

Esto implica que en cada periodo de tiempo podemos distinguir dos partes: La primera que se trata de una parte pública en la que todos los nodos pueden acceder al bus, y la segunda parte en la cual cada nodo dispone de un periodo de tiempo propio para acceder al bus. De esta forma nos estamos asegurando que todos los nodos puedan transmitir información en cada periodo sin tener que esperar tiempos indeterminados. Este protocolo nos garantiza como máximo 20ms de tiempo de retraso, debido a las variables de prioridad de red.

Figura 58. **Protocolo CSMA/CD/PS**



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850. 1ª. Parte, p.98

La topología propia de este protocolo es en estrella, al igual que las redes Ethernet. Típicamente los protocolos LON permiten dos tipos de comunicación, que se explicarán a continuación.

4.5.5.1. Comunicación vertical

Describe la comunicación entre los equipos de monitorización y los equipos de protección y control. Esta comunicación incluye envío de datos de proceso, datos de parámetros, grabación de archivos de configuración y disturbios. Esta comunicación se implementa usando mensajes explícitos. El formato de los eventos y comandos se basa en las definiciones IEC 60870-5-101.

4.5.5.2. Comunicación horizontal

Describe la comunicación entre los equipos de control y protección. Esta comunicación incluye transferencia de datos de enclavamiento y se implementa usando variables de red (NVs).

4.6. *Switches* de comunicación

El normativo IEC 61850 ha seleccionado la tecnología Ethernet como la más adecuada para el establecimiento de la red de comunicaciones que soportará sus funciones de automatización.

El equipo clave en una red Ethernet es el *switch* (conmutador). Un *switch* Ethernet se compone de un determinado número de puertos de comunicaciones a los que se conectan los equipos finales, en nuestro caso IEDs. Los puertos de comunicaciones de un *switch* pueden ser tanto de cobre, usando el conector RJ45, como de fibra óptica, usando los nuevos conectores MT-RJ o LC, que constituyen la evolución natural de los conectores ST o SC, presentando mejores prestaciones y ocupando un menor espacio, lo cual permite disponer de *switches* Ethernet con una gran densidad de puertos de comunicaciones.

La principal función de un *switch* es la de conmutar las tramas Ethernet, a la mayor velocidad posible, entre los distintos puertos Ethernet que le componen. Un *switch* Ethernet, al recibir una trama por uno de sus puertos, y tras comprobar la validez de la misma, decidirá a qué puertos debe enviarla. Esta decisión la realiza consultando su tabla interna de direcciones MAC (*Media Access Control*), en la cual relaciona las direcciones MAC destino con cada uno de sus puertos físicos.

Si esta dirección MAC se encuentra en la tabla de direcciones, el *switch* enviará la trama única y exclusivamente por el puerto al que se encuentra asociado dicha dirección MAC. En el caso que dicha dirección no se encuentre en la tabla de direcciones MAC, el *switch*, enviará la trama Ethernet por todos los puertos del *switch* a excepción del puerto por el que se recibió la trama original.

Es muy importante destacar que esta función de conmutación ha de realizarse a una velocidad tal que se permita a todos los puertos de comunicaciones del *switch* intercambiar las tramas Ethernet sin sufrir ningún tipo de bloqueo, transmitiendo y recibiendo tramas simultáneamente, a la velocidad máxima posible del puerto. Además de esta función básica de conmutación de tramas Ethernet, un *switch* incorpora otras funciones que permiten:

- Establecer redes Ethernet complejas, con redundancias, en las que los elementos redundantes se encuentran en modo back-up, y sólo se activen en el caso que un elemento falle.
- Gestionar los equipos, conocer su estado y mandar alarmas en el caso de que ocurran una serie de eventos programados en los *switches*.
- Establecer una política de prioridades de tráfico atendiendo a la naturaleza del mismo, de forma que mensajes considerados críticos sean entregados en situaciones de congestión de red.
- Compartir una misma infraestructura física de red Ethernet entre los distintos servicios que dicha red puede transportar.
- Uno de los logros más importantes de la norma IEC 61850 es la estandarización del modo de describir la configuración de las subestaciones tanto en protección como en control. Se estandariza un lenguaje y diferentes tipos de ficheros a intercambiar entre las herramientas de especificación y configuración y entre éstas y los propios IEDs. Esta normalización permite, por primera vez, independizar el diseño de las herramientas y el diseño de los IEDs.
- Uno de los efectos más importantes es la posibilidad de que aparezcan, en el mercado de la automatización, fabricantes de software que compitan por suministrar herramientas de ingeniería no ligadas a ningún

fabricante de equipos con el objetivo de darle un mayor valor añadido al usuario.

4.6.1. Características de los *switches*

Los modernos dispositivos (*switches*) que permiten arquitecturas como las mencionadas en apartados anteriores, deben poseer características que se adapten a las necesidades de control en tiempo real en la automatización de subestaciones.

4.6.1.1. Full Dúplex

Full Dúplex, previsto en el estándar IEEE 802.3x, asegura que no existan colisiones en los segmentos de red interconectados por los *switches*. Esta forma de operación permite eliminar el no determinismo propio de las redes Ethernet clásicas.

4.6.1.2. IEEE 802.1p

IEEE 802.1p propone una técnica de señalización que permite la priorización de tráfico en la red a nivel de la capa 2. El estándar ofrece además posibilidad de filtrado de tráfico del tipo multidifusión (*broadcast*), evitando la proliferación de mensajes de este tipo en la red. El etiquetado de los paquetes se realiza con la inclusión de un campo de 3 bits, que permiten agruparlos en distintas clases de tráfico. Aun cuando ha habido recomendaciones por parte de la IEEE, todavía no existen definiciones específicas en cuanto a las clases de tráfico. Si bien la mayoría de los fabricantes coinciden en que 802.1p es el mecanismo para etiquetar prioridades, no existe aún uniformidad de criterios para su implementación.

4.6.1.3. IEEE 802.1q

La utilización del estándar IEEE 802.1q que define la utilización de redes virtuales, permite aislar IEDs con operaciones de tiempo real de otros IEDs menos críticos, como los utilizados para recolección de datos. Podemos considerar la red virtual (VLAN) como una segmentación lógica de una red física, con el objetivo de mejorar su funcionamiento. Originalmente, esta mejora se basaba en la reducción del dominio de colisiones en redes de gran tamaño. En la actualidad, considerando la utilización de *switches* que soportan operación full dúplex ya no existen colisiones, por lo que el propósito de la utilización de VLANs en las redes de subestaciones es, en conjunción con 802.1p el de disminuir los dominios *broadcasting* y conformar redes lógicas con IEDs de similares características en cuanto a exigencias y criticidad.

4.6.1.4. Spanning Tree protocol (Protocolo de árbol) (STP)

Spanning Tree Protocol (STP) IEEE 802.1D, se utiliza para prevenir la formación de anillos que dieran lugar a que un paquete circule indefinidamente en el anillo, haciendo la red inutilizable. El objetivo del STP es cortar los anillos, reduciendo la topología a la de un árbol, que vincula todos los switches eliminando los anillos, por lo que entre dos dispositivos de la red existirá solamente una trayectoria activa a la vez, aunque se mantienen los caminos redundantes como reserva, para activarlos en caso de que el camino inicial falle.

El inconveniente del STP es una lenta reconfiguración o convergencia en caso de falla y tiempos de recuperación elevados (30 s). El funcionamiento del protocolo se basa en el algoritmo denominado SPA (*Spanning Tree Algorithm*), el cual utiliza un intercambio de mensajes de configuración entre “*switches*” denominado *Bridge Protocol Data Unit* (BPDU). Cada *switch* posee un

identificador que determina su prioridad, cuanto menor es el identificador numérico, mayor es la prioridad. El protocolo designa como *switch* raíz al de mayor prioridad, quien reconocerá los caminos de menor coste para cada una de las redes.

Entre todos los *switches* que conectan un segmento de red, se elige al de menor coste para transmitir las tramas hacia la raíz como *switch* designado. En este, el puerto que conecta con el segmento, es el puerto designado y el que ofrece un camino de menor coste hacia la raíz, el puerto raíz. En estado estacionario todos los demás puertos y caminos son bloqueados. Entonces, los roles que pueden tomar los puertos que interconectan una red serán raíz, designado, alternativo y “*backup*”. Los dos últimos son aquellos que pueden proveer conectividad en el caso de una falla. A partir de la primera configuración de la red, realizada a partir del intercambio de mensajes del BPDU, los puertos asociados a la red quedan en los estados correspondientes. Los estados en los que puede estar un puerto son los siguientes:

- **Bloqueo:** En este estado sólo se pueden recibir BPDUs. Las tramas de datos se descartan y no se actualizan las tablas ARP (*Address Resolution Protocol*).
- **Escucha:** A este estado se llega desde bloqueo. En este estado, los switches determinan si existe alguna otra ruta hacia el puente raíz. En el caso que la nueva ruta tenga un coste mayor, se vuelve al estado de bloqueo. Las tramas de datos se descartan y no se actualizan las tablas ARP. Se procesan los BPDU.
- **Aprendizaje:** A este estado se llega desde escucha. Las tramas de datos se descartan pero ya se actualizan las tablas ARP (ya se aprenden las direcciones MAC). Se procesan las BPDU.

- **Envío:** A este estado se llega desde aprendizaje. Las tramas de datos se envían y se actualizan las tablas ARP. Se procesan las BPDU.
- **Desactivado:** A este estado se llega desde cualquier otro. Se produce cuando un administrador deshabilita el puerto o éste falla. No se procesan las BPDU. La debilidad de este protocolo para su utilización en SAS, es su lenta reconfiguración o convergencia en caso de falla y tiempos de recuperación elevados, por lo que se utiliza el protocolo RSTP.

4.6.1.5. Rapid Spanning Tree Protocol (Protocolo de árbol rápido)

Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP) es una variante del anterior que mejora notablemente el tiempo de convergencia y está definido como estándar IEEE 802.1W-2001. RSTP puede considerarse una evolución del anterior, ya que mantiene la terminología y la mayoría de los parámetros son los mismos. La diferencia fundamental radica en la disminución de la cantidad de estados posibles que pueden tomar los puertos asociados a la red. Los estados desactivado, bloqueado y escuchando son reemplazados por un único estado denominado “descartando” y se mantienen los estados de aprendizaje y envío.

Por otro lado se mantienen los cuatro roles que pueden tomar los puertos; raíz, designado, alternativo, y *backup*. En este caso se hace una diferenciación entre los dos últimos, alternativo cuando el *switch* al que pertenece es designado y *backup* para los demás casos. Además se agrega un quinto estado denominado deshabilitado para aquellos puertos que no realicen operaciones para el mantenimiento de la red. Actualmente la última versión del estándar es la RSTP-IEEE 1D-2004, que permite tiempos muy cortos de superación de fallas y reconfiguración, del orden de las decenas de ms por *switch*.

4.6.1.6. RSTP-IEEE 1D-2004

Se han desarrollado otros protocolos basados en el algoritmo RSTP-IEEE 1D-2004, que mejoran notablemente su funcionamiento en los aspectos de tiempos de configuración y convergencia, adecuándolos a los requerimientos de un SAS del orden de los 5 ms para cada *switch* del anillo. Si bien estos protocolos RSTP “mejorados” se están utilizando en aplicaciones prácticas en subestaciones transformadoras, aún no han sido normalizados.

4.7. Sistema integrado de protección y control (SIPCO)

Las subestaciones que se diseñan hoy en día emplean para las funciones de medida, protección y control una serie de elementos basados en tecnología digital, cuya característica fundamental es que se trata de equipos comunicables, capaces de traspasarse señales, medidas y órdenes entre sí a través de una unidad central de subestación (UCS) con la que todos están comunicados y que a su vez es capaz de comunicar esta red inferior con otras redes compuestas por otros equipos (SCADA) o con puestos remotos (puesto central de telemando que supervisa varias instalaciones de la misma compañía). Así mismo es posible en estos sistemas la parametrización de los equipos de protección desde el propio despacho del ingeniero de protecciones.

Un SIPCO consta, principalmente, de una unidad central de subestación (USC) que se comunica mediante una red de fibra óptica (y elementos conversores) y concentradores necesarios con los equipos de protección y control de cada una de las posiciones, de los cuales obtiene todos los datos (medidas, estados, alarmas, etc.) para después ponerlos a disposición de los elementos de monitorización y mando de la instalación (consolas de operación, SCADA, telemando, etc.) y así mismo se encarga de enviar las órdenes

procedentes de estos elementos a los equipos de protección y control para su ejecución.

4.8. Sistema de Protección y Control

El sistema de protección y control tiene su unidad central en la sala de control de la subestación eléctrica, desde la que se examinan el conjunto de equipos de tecnología digital y numérica de los que se compone, estos equipos deben estar debidamente montados y cableados en armarios. Este sistema incluye desde los relés de señalización dispuestos en los propios aparatos eléctricos, hasta los complejos sistemas para la gestión de redes de orden superior.

Para el control y protección de los sistemas eléctricos es necesario disponer de información de su estado, es decir, conocer el valor de la tensión y la intensidad para lo que utilizamos los transformadores de tensión y los transformadores de corriente. Esta información se lleva y utiliza en relés de protección, aparatos de medida, contadores, etc. Si el sistema de protección y control está correctamente diseñado, con márgenes de seguridad económicamente razonables y una estudiada selección de equipos, las incidencias pueden reducirse, aunque siempre existirá la posibilidad de que se produzca una falla en alguna parte de la instalación, lo que se garantizará es que será despejada en el menor tiempo posible.

Dentro de una instalación eléctrica se pueden producir diversos tipos de fallas, que si persisten, pueden ocasionar daños en los equipos eléctricos y electrónicos, inestabilidad en el sistema o daños al personal encargado de la explotación de la instalación. La zona donde se produce la falla debe ser aislada lo más pronto posible con el fin de que no se vean afectadas las demás partes de la instalación.

4.8.1. Sistema de Protección

El sistema de protección es el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de cualquier tipo de fallas mediante el disparo selectivo de los interruptores que permiten aislar la parte del circuito de la red eléctrica donde se haya producido la falla. El número y duración de las interrupciones en el suministro de energía eléctrica junto con el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de unos límites es lo que determina la calidad del servicio. Por lo tanto la calidad del servicio en el suministro y gran parte de la seguridad de todo el sistema dependen del sistema de protección.

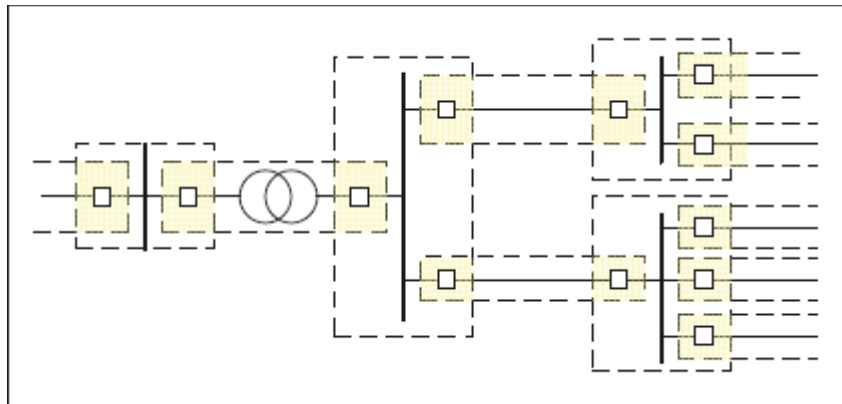
Estos sistemas de protección se instalan en todos los elementos que componen el sistema eléctrico provocando la excitación y/o alarma de un dispositivo de apertura cuando detectan una perturbación, como podría ser la bobina de disparo de un interruptor. También se ocupa tanto de la protección de las personas como de las instalaciones contra los efectos de una perturbación, aislando las fallas tan pronto como sea posible, evitando el deterioro de los materiales y limitando el daño a las instalaciones y los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos en los equipos provocados por cualquier tipo de falla.

Otro de los objetivos principales de un sistema de protección es evitar pérdidas económicas en la explotación de la instalación ya que de por sí, ésta representa una gran inversión y dependiendo de la importancia de la misma dentro de un sistema eléctrico se pueden tener grandes pérdidas económicas tanto para los consumidores como para la empresa responsable de la explotación de la instalación. Finalmente también permiten preservar la estabilidad y continuidad de la red.

4.8.1.1. Funcionamiento del sistema de protección

Para que el sistema de protección sea lo más efectivo posible, todo el sistema eléctrico queda dividido en zonas que puedan ser fácilmente desconectadas de la red en un tiempo muy corto, para que de esta forma se produzca la mínima anomalía posible en la parte del sistema que permanece en servicio. Estas zonas se conocen como zonas de protección. Deben estar dispuestas de forma que exista un solape entre ellas, para evitar que haya áreas no protegidas, son los transformadores de intensidad los que marcan realmente los límites de cada zona de protección.

Figura 59. **Zonas de protección de un sistema eléctrico**



Fuente: BARRANTES PINELA, Lucía Saray. Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. p.95

Las zonas de protección deben tener como mínimo una protección primaria que es el conjunto de protecciones que han de disparar lo más rápido posible. Esta protección se conoce como protección principal. Para que las protecciones funcionen correctamente no se pueden producir fallos en los transformadores de intensidad o tensión, en la alimentación auxiliar de corriente

continua de los circuitos de disparo y control, en el propio relé o en la apertura del interruptor.

Pero como cualquier elemento de la red, estos equipos son susceptibles a fallos y por los graves efectos que puede conllevar que no funcione correctamente la protección principal, se debe proveer a estas zonas de protección de una segunda línea de protección, la cual se denomina protección de respaldo. Esta protección debe esperar la actuación de la protección principal, si ésta despeja la falla, la protección de respaldo se repondrá sin completar su función de disparo y sólo en el caso de que la protección primaria no actúe será la que al cabo de un tiempo disparará los interruptores necesarios para despejar la falla y aislar el elemento del sistema.

Para que el funcionamiento de las dos líneas de protección sea correcto la protección de respaldo debe introducir un retardo para evitar que actúen las dos a la vez, además sus alimentaciones deben ser independientes para que el fallo de una no afecte a la otra. Esto es lo que se llama coordinación de protecciones. En un funcionamiento adecuado de los sistemas de protección se deben cumplir una serie de características básicas de los relés de protección que se explican a continuación.

- **Fiabilidad:** Es la capacidad de actuar correctamente, es decir que actúa cuando debe y que no lo hace cuando no es necesario. La fiabilidad engloba dentro de sí tres conceptos.
 - **Operatividad:** La protección funciona correctamente.
 - **Seguridad:** es la cualidad de no operar ante causas extrañas evitando actuaciones incorrectas, es decir, no actúa cuando no debe.

- **Obediencia:** Es la cualidad que ha de tener una protección para que actúe correctamente cuando sea requerida para actuar, por tanto, la protección actúa cuando debe.

- **Sensibilidad:** Implica que el relé debe actuar eficazmente ante la más mínima condición que se le requiera. Por ejemplo en condiciones de mínima generación circulará por la protección la mínima corriente de falla al producirse un cortocircuito, la protección deberá ser lo suficientemente sensible para despejar esta falla.

- **Selectividad:** Es la capacidad de un relé para que desconecte únicamente la parte de la red que está afectada por la falla, de forma que la parte del circuito que queda falto de suministro sea el mínimo posible. Un equipo que aisle zonas no dañadas del sistema atenta contra la estabilidad del mismo y causa un perjuicio económico innecesario. Esta característica se obtiene mediante un diseño apropiado del sistema de protección, teniendo muy en cuenta conceptos como zona de protección y tiempos de disparo.

- **Rapidez:** Es la capacidad de un relé para que el tiempo entre la aparición de la perturbación y la actuación de las protecciones sea lo más pequeño posible para que las consecuencias de la perturbación sean las mínimas. La rapidez es esencial en la separación del elemento dañado de la red para evitar que se produzcan mayores desperfectos. Se evitan así los daños en las instalaciones y también pérdidas de estabilidad en la red, pero también hay que tener en cuenta que puede disminuir la fiabilidad y elevar el precio de los equipos de protección, por lo que debe ser estimada para cada aplicación.

4.8.1.2. Funcionamiento de protecciones

Como se ha mencionado anteriormente no es posible evitar que se produzcan perturbaciones en los diferentes elementos de la red y cuando esto ocurre es imprescindible aislar la parte del circuito afectada lo antes posible para evitar que los efectos de esta falla sobre el resto del circuito sean graves. Para poder aislar el circuito, primero hay que detectar el defecto, esta es una de las misiones del sistema de protección.

La protección está constantemente tomando información necesaria como intensidad, tensión, frecuencia o una combinación de estas para detectar las fallas. Esta información la reciben de los transformadores de medida que están instalados en los tramos de la instalación a proteger. La protección procesa la información y transmite el resultado a través de sus contactos, al cerrarse actúan sobre una señalización, alarma o cierran el circuito de disparo de uno o varios interruptores para que así se corten los circuitos de energía, aislando de todas las corrientes de alimentación el elemento o la parte de instalación donde se ha producido el defecto.

Por lo tanto las protecciones realizan una doble misión:

- **Analítica:** consiste en proporcionar información de la situación y del tipo de falla para efectuar un posterior análisis y corrección.
- **Operativa:** es la más importante porque consiste en minimizar los daños causados por las perturbaciones, aislando la zona afectada por la falla.

4.8.1.3. Equipos de protección

Los relés de protección tienen por finalidad medir una o más señales de entrada de tensión y/o corriente, con la finalidad de determinar si existe una condición de falla en el sistema y de ser así, activar una o más señales de salida. El relé es un dispositivo basado en un microprocesador, cuyo diseño debe lograr una arquitectura abierta y utilizar protocolos de comunicación de acuerdo a las normas internacionales para evitar restricciones en su integración con otros relés o con sistemas de otros fabricantes.

Figura 60. Relé de protección y control integrado

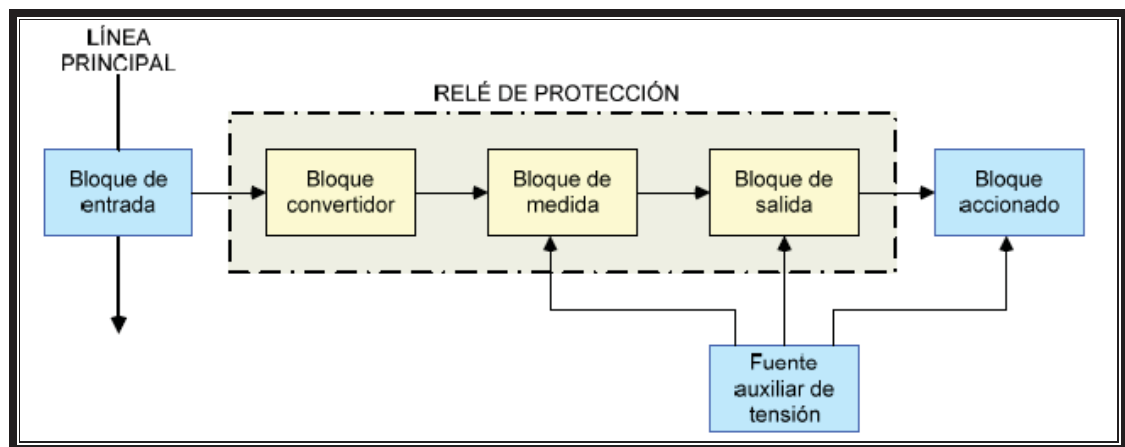


Fuente: BARRANTES PINELA, Lucía Saray. Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. p.99

Cualquier relé de protección como el mostrado en la Figura 60 consta de los siguientes elementos que se observan en la Figura 61 en diagrama de bloques.

Para cumplir con su finalidad, los relés de protección efectúan un procesamiento analógico/digital de las señales de entrada y un cálculo numérico de las mismas en los siguientes bloques de operación.

Figura 61. Diagrama de bloque de un relé de protección



Fuente: BARRANTES PINELA, Lucía Saray. Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. p.99

- **Bloque de entrada:** detecta las señales procedentes de la zona de protección y las convierte en señales que recoge el relé de protección. Suelen ser transformadores de intensidad y de tensión. No forman parte del relé de protección, pero su funcionamiento no sería posible sin ellos.
- **Bloque convertidor:** no todos los relés de protección constan de este bloque que se encarga de adaptar las señales del bloque de entrada para su utilización en el relé.
- **Bloque de medida:** registra y compara los valores de las señales procedentes de los bloques anteriores para compararlos con los valores

con los que se ha configurado el relé y en consecuencia decide en que ocasiones debe actuar el correspondiente dispositivo de protección.

- **Bloque de salida:** amplifica las señales procedentes del bloque de medida y/o las multiplica para enviarlas a distintos lugares. Es el elemento intermediario entre el bloque de protección propiamente dicho y el bloque que realmente se pretende accionar.
- **Bloque accionado:** es generalmente, la bobina de mando del interruptor, que produce la desconexión de este cuando la tensión entre sus extremos es suficiente.
- **Fuente auxiliar de alimentación:** suministra la energía necesaria para las distintas partes de la protección permanentemente.
- **Bloque de protección:** el bloque convertidor, el de medida y el de salida generalmente están englobados en un solo dispositivo, denominado relé de protección.

El relé de protección es un dispositivo discreto y multifuncional que sólo podrá ser utilizado como protección principal para una única zona de protección. La protección de respaldo de esa misma zona será un dispositivo separado de la protección principal. Las funciones de protección incorporadas a cada relé serán las apropiadas para cada zona de protección. Los relés de protección que estén expuestos a una pérdida accidental de la señales de tensión deben poseer una supervisión de estas señales para su bloqueo de operación y alarma.

Los relés de protección deben ser capaces de operar recibiendo y/o entregando señales digitales, haciendo una lógica de decisión con ellas, de manera que se optimice su funcionamiento. Tendrán un tiempo total de actuación menor de dos ciclos (22 ms) hasta el envío de las señales de disparo a los interruptores. Se debe evitar la utilización de relés auxiliares porque son causa de retardo de tiempo y posibilidad de falla, es por esto que los relés deben poseer la suficiente cantidad de contactos de salida para operar las bobinas de apertura de los tres polos del interruptor y con suficiente capacidad para operar los circuitos de disparo de los interruptores asociados.

Los relés de protección deben poseer facilidades de comunicación local y remota con capacidades de acceso a todos sus datos, magnitudes de entrada, ajustes y registros de eventos. Una salida RS232 en la parte frontal es necesaria para acceder a la protección por medio de un PC. Los relés deben poseer facilidades de comunicación dedicadas a un sistema de supervisión y control (SCADA), este interfaz permite la visualización por pantalla y el control por teclado.

4.8.1.4. Funciones de protección

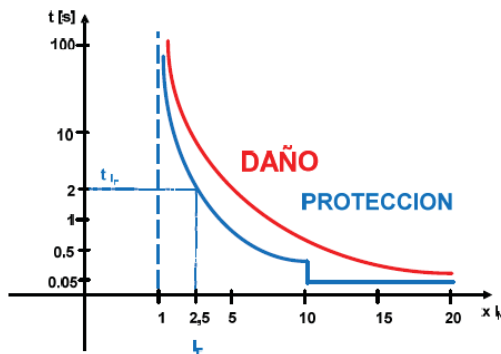
4.8.1.4.1. Protección de sobreintensidad (50/50N/51/51N)

La protección de sobreintensidad se basa en la medida de las intensidades de fases y neutro en una posición del sistema eléctrico, evitando que se alcancen valores que puedan dañar los equipos instalados. Controla la intensidad de paso por el equipo protegido y cuando el valor es superior al ajustado en el relé, se produce el disparo del interruptor, activación de una alarma óptica o acústica, etc. Dado que la mayoría de las fallas que se

producen en el sistema eléctrico van acompañadas de un incremento considerable de la intensidad, esta protección cuenta con un amplio campo de aplicación. Al utilizar sólo la medida de intensidades, los equipos para protección de sobreintensidad son sencillos y económicos.

La misión de la protección de sobreintensidad es impedir que la curva de daño del equipo protegido sea superada, dando orden de disparo al interruptor correspondiente. Esto se consigue dotando a la protección de sobreintensidad de una característica de disparo situada claramente por debajo de la curva de daño tal y como se observa en la Figura 62.

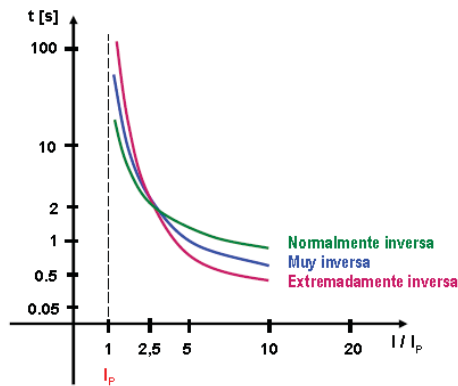
Figura 62. **Característica de disparo de la protección**



Fuente: BARRANTES PINELA, Lucía Saray. Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. p.104

Las protecciones de sobreintensidad se clasifican en función de su característica de disparo en instantáneos y temporizados. Según la norma IEC existen tres tipos de curvas características de los relés con temporización dependiente normalmente inversa, muy inversa y extremadamente inversa, mostradas en la figura siguiente.

Figura 63. **Protección de sobreintensidad con característica de tiempo dependiente**



Fuente: BARRANTES PINELA, Lucía Saray. Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. p.108

4.8.1.4.2. **Protección de sobreintensidad direccional (67/67N)**

La protección de sobreintensidad puede ser utilizada para medir no solamente la magnitud de la intensidad sino también su sentido; es decir, el sentido del flujo de la potencia entregada, para lo cual se toma como referencia la tensión del sistema, conformando una protección de sobreintensidad direccional. Esta protección tiene diversas aplicaciones como protección principal de líneas aéreas y cables, de transformadores de distribución, motores entre otras. También es utilizada como protección de respaldo para transformadores de potencia y generadores grandes y como protección de emergencia para protecciones de distancia y diferenciales de línea.

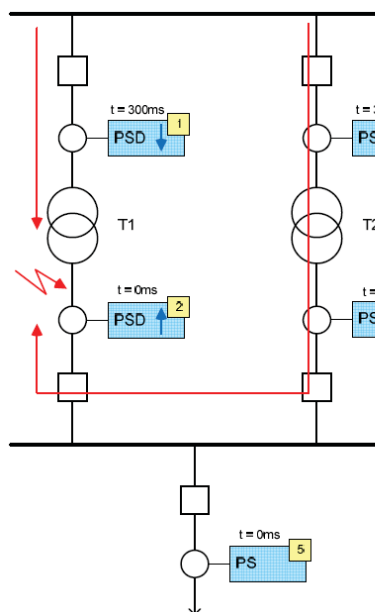
En transformadores de potencia conectados en paralelo y en líneas paralelas alimentadas por un extremo, las protecciones de sobreintensidad necesitan el criterio de direccionalidad para ser selectivas. En estos casos se requiere la medida de las tensiones para determinar la dirección del aporte de

energía a la falla. El disparo queda bloqueado con flujo de intensidad de falla contrario al ajustado, la direccionalidad se representa en los esquemas de protección con una flecha que indica el sentido de flujo de la intensidad que producirá el disparo, esto puede observarse claramente en la Figura 64.

4.8.1.4.3. Protección de distancia (21/21N)

En redes malladas, no es posible obtener la selectividad deseada utilizando protecciones de sobreintensidad direccionales. Si nos situamos en una red mallada sencilla que consiste en dos líneas paralelas alimentadas por los extremos, en caso de falla en una de ellas, las protecciones de sobreintensidad direccionales disparan también los interruptores de la línea sana.

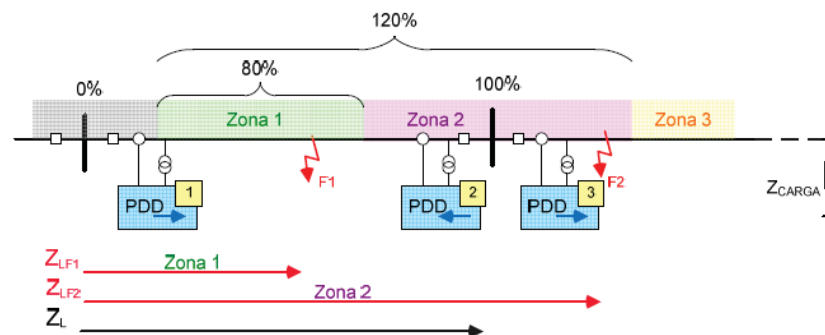
Figura 64. Principio de operación de una protección de sobreintensidad direccional



Fuente: BARRANTES PINELA, Lucía Saray. Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. p.110

Es necesario, por tanto, una función de protección más sofisticada que discrimine entre fallas cercanas y fallas lejanas, aplicando diferentes tiempos de disparo, rápido para fallas cercanas y retardado para fallas lejanas. En la Figura 65 se muestra el principio de funcionamiento de la protección de distancia. La protección de distancia mide la impedancia de falla, es decir, la impedancia de la línea desde la posición de la protección hasta la falla. Esta impedancia es proporcional a la longitud de la línea hasta la falla, cuanto más cerca está la falla, menor es la impedancia de falla. La protección determina la impedancia de falla, mediante la medida de la tensión y corriente de cortocircuito.

Figura 65. **Principio de la protección de distancia direccional**



Fuente: BARRANTES PINELA, Lucía Saray. Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. p.113

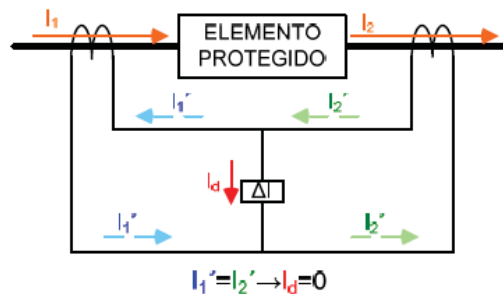
Para obtener la selectividad deseada la protección de distancia no puede ser ajustada para cubrir el total de la línea es por esto que se ajusta una primera zona para cubrir aproximadamente el 80% de la línea, cuando la impedancia medida sea inferior a este valor se considerará falla cercana. La segunda zona cubrirá hasta el 120% de la línea, cuando la impedancia medida se encuentre en esta zona se considerará falla lejana por lo que se seleccionará un tiempo de retardo que permita la coordinación con otras protecciones. Para garantizar la selectividad de la protección, la segunda zona requiere de un

esquema de teleprotección, el cual permite la transmisión de información lógica entre protecciones para su correcto funcionamiento.

4.8.1.4.4. Protección diferencial (87)

El principio de funcionamiento de todas las protecciones diferenciales se basa en la comparación entre la intensidad de entrada y la de salida, en una zona comprendida entre dos transformadores de medida de intensidad, de tal forma que, si la intensidad que entra en la zona protegida no es la misma que la que sale significará que existe una fuga de corriente y por lo tanto algún defecto, por consiguiente circulará una determinada intensidad por el relé provocando el disparo del mismo. Por el contrario cuando la corriente que entra es igual a la que sale, no circulará corriente por el relé y por tanto este no actuará.

Figura 66. Principio de operación de una protección diferencial



Fuente: BARRANTES PINELA, Lucía Saray. Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. p.115

Esta protección es cerrada, es decir que sólo deberá actuar cuando el desequilibrio se encuentra dentro de la zona de protección, aunque se produjera una falta fuera del área protegida el relé vería una corriente cero.

4.8.1.4.5. Protección de barras (87B)

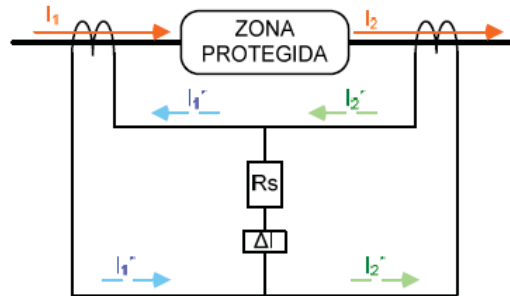
Como se ha descrito anteriormente una de las perturbaciones que se pueden presentar en la red eléctrica y que pueden afectar a las barras de una subestación son los cortocircuitos. Este tipo de falla se produce por contacto entre las fases o contacto a tierra por objetos extraños que ocasionan la falla. Como la falla se produce normalmente en el aire y no en el aislamiento de un equipo, no hay daño físico; pero, como consecuencia de las altas corrientes de cortocircuito, se producen esfuerzos térmicos y mecánicos importantes en todos los equipos de barra.

Si bien los equipos están diseñados para magnitudes de las corrientes que se producen, estas fallas provocan una reducción de la vida útil de los equipos. Con el fin de reducir al máximo todos los efectos negativos derivados de las perturbaciones se procura que el sistema de protección tenga una alta velocidad de operación. La detección se basa en el principio de la corriente diferencial, ya que la sumatoria de todas las corrientes que se conectan a la barra debe ser cero. Para esto existen dos metodologías.

4.8.1.4.5.1. Corriente diferencial con alta impedancia

Se conectan todos los circuitos a una alta impedancia donde se evalúa la tensión. Si la suma de las corrientes es cero no hay tensión en esta impedancia; luego, al producirse una falla interna aparece una corriente diferencial que produce la tensión de operación del relé. Este sistema es preferido por su seguridad frente a fallas externas ya que se calcula para impedir una falsa actuación en este caso.

Figura 67. **Esquema de protección diferencial de alta impedancia**

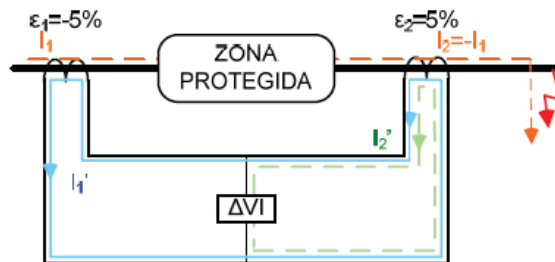


Fuente: BARRANTES PINELA, Lucía Saray. Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. p.117

4.8.1.4.5.2. Diferencial porcentual

Se basa en la primera ley de Kirchhoff, se determina la corriente diferencial como la suma de las corrientes entrantes menos las salientes. Este sistema pierde selectividad ante fallas externas de elevada intensidad que provocan saturación en los transformadores de intensidad, para evitarlo es necesaria una característica de disparo con estabilización.

Figura 68. **Esquema de protección diferencial porcentual**



Fuente: BARRANTES PINELA, Lucía Saray. Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. p.118

Al producirse una falla en barras, se debe efectuar el disparo a todos los interruptores de la barra donde se ha producido la falla de forma instantánea; al mismo tiempo, se debe efectuar el bloqueo de cierre de estos interruptores.

4.8.1.4.6. Protección de transformadores

Esta protección se usa para despejar las diferentes fallas que se pueden dar en un transformador como el contacto entre los bobinados cuando se pierde el aislamiento o se produce algún daño físico del mismo. Las fallas pueden ser en los bobinados, en el cambiador de tomas, en los aisladores pasatapas (bushings), o en el núcleo, también se producen fallas en el armario de los terminales de las conexiones del cableado de control. Como consecuencia de cualquiera de estas fallas se puede producir una propagación de las mismas hasta causar un incendio en el transformador.

Para la detección de las fallas, esta protección utiliza el principio diferencial que permite determinar la diferencia entre las corrientes de entrada y salida del elemento protegido. Para ello se debe medir la corriente de cada fase a la entrada y a la salida del transformador.

Además de la protección diferencial para protección del transformador y de las protecciones mecánicas o propias, en los transformadores de potencia se debe tener protección de respaldo como la protección de sobreintensidad de fases y neutro. Esta puede detectar las fallas en el transformador y al ser una protección abierta, cubre fallas externas al transformador y en ambas direcciones, por lo que resulta una protección complementaria o de respaldo a las protecciones totalmente selectivas como la protección diferencial.

De igual manera la protección de distancia también puede utilizarse para detectar las fallas dentro del transformador. Es una protección que no es totalmente selectiva ya que cubre fallas externas al transformador, por lo que se utiliza como protección de respaldo a la diferencia. Al producirse una falla se debe dar la apertura a los interruptores que conectan el transformador al sistema de potencia al mismo tiempo, se debe bloquear su cierre mediante un relé auxiliar para impedir la reconexión hasta que se verifique la causa de la falla y que el equipo esté en condiciones de ser nuevamente energizado. Se debe identificar la falla y registrar la información de la misma.

4.8.1.4.7. Protección de Máxima (59) y mínima tensión (27)

Cuando se tienen niveles de tensión elevados en el sistema se puede llegar a superar la tensión máxima de servicio para la cual están diseñados los equipos. Las sobretensiones permanentes que soportan los equipos provocan una disminución de su vida útil, por esto es necesario limitar el tiempo de duración de las sobretensiones, considerando que cuanto mayor sea la sobretensión, su duración permisible es menor.

4.8.1.4.8. Protección de fallo de interruptor (50BF)

Cuando un relé de protección detecta una falla o una condición anómala de funcionamiento dará orden de disparo al interruptor, existe el riesgo de que no se produzca la apertura del circuito por falla del interruptor al efectuar dicha maniobra. En esta situación, dada la condición de falla, no debe retrasar la apertura del circuito, por lo que es necesaria una protección para prevenir la falla del interruptor. Cuando la protección da la orden de disparo del interruptor a la vez se inicia el temporizador de fallo de interruptor. Si el interruptor no abre,

una vez transcurrido el tiempo suficiente, se disparan los interruptores necesarios que estén asociados a este circuito.

Esta falla puede producirse por diferentes fallos en el cableado de control, en las bobinas de apertura, en el mecanismo propio del interruptor o dentro del equipo al extinguir el arco eléctrico. El principio de detección se basa en la medición de la corriente que circula por el interruptor, después de una orden de apertura por parte de las protecciones la corriente debe ser cero si la apertura del circuito ha sido correcta.

4.8.1.4.9. Reenganche (79)

Las líneas de transmisión por lo general incorporan la función de reenganche, su función es la de emitir orden de cierre a los interruptores tras actuar las protecciones que deba iniciar la secuencia de reenganche. Habitualmente tras un tiempo de espera la protección ordena el cierre de la línea con un único intento de reenganche.

4.8.2. Sistema de control

4.8.2.1. Estructura general del sistema control

Una subestación de alta tensión está por lo general dividida, desde el punto de vista de control, en tres sectores. El primero, en el ámbito de los equipos primarios (seccionadores, interruptores, transformadores), se denomina nivel de campo. La operación de los interruptores y seccionadores se hace por lo general en el mando del propio equipo. El control a este nivel reside en el propio mando del interruptor y seccionador en la lógica de control implementada en el propio gabinete de mando. Un segundo nivel, se denomina nivel de control

de posición, conformado por elementos intermedios como los son: armarios de agrupamiento, unidades de control de posición y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas al conjunto de la posición, tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de voltaje, protección y medición.

En un nivel superior, nivel de control de subestación en el cual se realizan las tareas de supervisión, maniobra y control del conjunto de toda la subestación incluyendo toda la aparamenta y las posiciones de alta, media y baja tensión. Esto nos define una estructura lógica del sistema de control, con dos niveles jerárquicos superiores desde donde pueden ejecutarse órdenes y supervisar el sistema o parte de este, y un nivel de campo donde se realiza la adquisición de datos fundamentales para la operación y control de la subestación, tales como:

- Estado de los equipos de maniobra.
- Tensiones y corrientes en el sistema.
- Temperatura en los devanados de los transformadores.
- Nivel de aceite en los transformadores.
- Nivel de gas en los interruptores, etc.

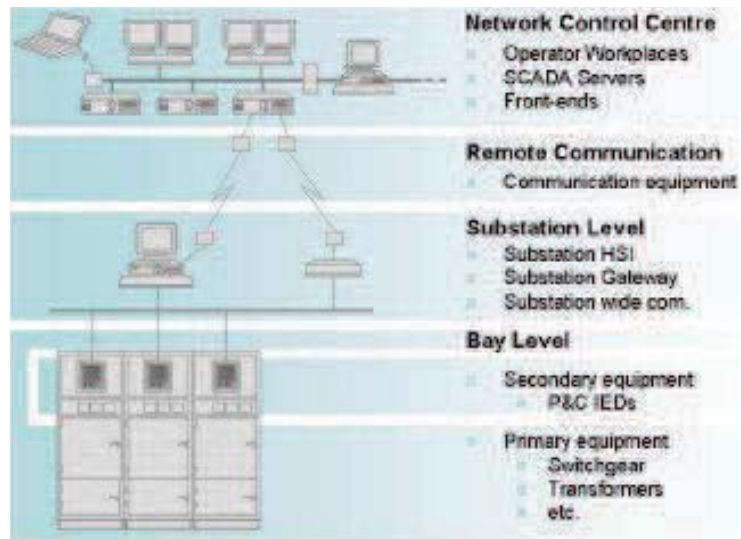
Todos los niveles deben estar interconectados para lograr el intercambio de información.

4.8.2.2. Sistema de control digital

Los sistemas de control digitales han sido concebidos y diseñados para realizar el control, la supervisión y la protección de una subestación y de sus líneas de entrada y salida.

Un sistema de control automatizado para subestaciones eléctricas consiste, siguiendo la estructura general de los sistemas de control de subestaciones mencionada anteriormente, en un nivel campo, un nivel de control de posición, un nivel de control de subestaciones y un medio de comunicación entre ellos.

Figura 69. Estructura de los sistemas de control



Fuente: PÉREZ VILLALÓN, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850.

1ª. Parte, p.36

CONCLUSIONES

1. El sistema eléctrico en Guatemala ha sufrido un incremento importante en su sistema de transporte, desarrollando nuevos proyectos de infraestructura, por lo que la implementación del normativo IEC 61850 se presenta como una buena alternativa, ya que las nuevas instalaciones se pueden diseñar bajo los requisitos de dicho normativo.
2. La división en el sistema de automatización de subestaciones descentraliza la información, por lo que a la entidad encargada de la supervisión y control del despacho y la medición fiscal de la energía consumida, le da la ventaja de utilizar únicamente las variables que le sean de utilidad y de tener la información archivada y con la fiabilidad de obtenerla en tiempo real según lo que IEC 61850 ofrece.
3. Para cada caso, hay que implementar los diferentes IEDs basados en IEC 61850 y es importante definir la mejor topología o arquitectura de red realizando estudios de ingeniería específicos, esto para evitar consecuencias de la implementación de LANs Ethernet en los sistemas de automatización de subestaciones.
4. Implementar el normativo IEC 61850 ofrece muchos beneficios y ventajas, tanto a niveles de comunicación como en la disminución de las conexiones físicas y tal vez lo más interesante, que soporta soluciones futuras en la automatización de subestaciones; por esto es la gran aceptación por parte de la industria eléctrica de dicho normativo.

5. IEC 61850 cuenta con una importante característica de comunicación, ya que ofrece la comunicación tanto horizontal, como la vertical. Esto le permite intercambiar información al sistema, no solamente dentro del mismo nivel de operación, sino que también entre los distintos niveles de la subestación.
6. IEC 61850 ofrece la ventaja de que estandariza la estructura que deben seguir las diferentes funciones para el intercambio de datos entre los equipos que la conforman, esto debido a que los SAS deben llevar a cabo funciones de protección, control y supervisión.
7. El normativo hace que trabajar con los equipos y sus funciones sea más sencillo, ya que propone representarlos en el sistema en unidades lógicas básicas llamadas nodos lógicos, que se encuentran alojadas en los IEDs.
8. La interoperabilidad que ofrece el normativo IEC 61850 se consigue solamente si al migrar hacia él, se cumplen con los requisitos que éste establece, ya que con éste se hace necesario que a nivel estación el equipo sea totalmente compatible, pero en los niveles restantes únicamente deben cumplir con la condición de que al ser reemplazados sean compatibles con ambos buses de comunicación.

RECOMENDACIONES

1. Que la migración al protocolo IEC 61850 se haga paulatinamente, incorporando equipos nuevos para el bus existente pero que sean compatibles con un bus basado en el normativo para futuros cambios del bus de proceso.
2. Cuando se inicie con una migración al protocolo, debe hacerse inicialmente por los equipos del nivel de estación, ya que es en este nivel en donde se encuentran los equipos que tienen el menor tiempo de vida; y ya teniendo actualizada esta parte de la subestación es más factible tener un punto de inicio para la migración.
3. Para lograr implementar el normativos se deben de reemplazar; todos los dispositivos a nivel estación, total o parcialmente los dispositivos a nivel de bahía y total o parcialmente los dispositivos a nivel proceso.
4. Para modernizar bahías se debe seleccionar un grupo de IEDs y equipos de patio o equipos primarios, como CTs y PTs inteligentes ya existentes en el SAS que sean compatibles con el normativos IEC 61850 e incorporar una unidad concentradora que reciba toda la información de los equipos.
5. Cuando se inicie un estudio para hacer una migración hacia el normativo IEC 61850 debe tomarse en cuenta los planes de construcción de nuevas instalaciones, y así diseñarlas desde el inicio con una comunicación basada en dicho normativo.

6. Antes de llevar a cabo una implementación práctica de instalación de IEDs basados en IEC 61850 en subestaciones, debe llevarse a cabo una ingeniería de red para determinar cuál es la mejor topología en cada caso, ya que para esto deben implementarse LANs Ethernet.
7. En Guatemala puede llevarse a cabo un estudio a nivel práctico para implementar protocolos IEC 61850 en las subestaciones existentes y en futuras construcciones, convirtiendo alguna de las existentes en un proyecto piloto y uno de los nuevos proyectos basarlo en el normativo para determinar la factibilidad a largo plazo de dicha implementación.

BIBLIOGRAFÍA

1. CENELEC, *Communication networks and system in substations, Part 3: General requirements*. EN 61850-3. Bruselas. Version en ingles. Marzo 2002.
2. CENELEC, *Communication networks and system in substations, Part 4: System and project management*. EN 61850-4. Bruselas. Version en ingles. Marzo 2002.
3. CENELEC, *Communication networks and system in substations, Part 4: System and project management*. EN 61850-4. Bruselas. Edición 2.0. Version en ingles. Junio 2011.
4. KLAUS, Peter Brand. Lohmann, Volker. Wimmer, Wolfgang. *Substation Automation Handbook*. Alemania. 2003. 394p. ISBN 3-85758-951-5.
5. *Perspectivas de los planes de expansión*. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. Impresión con el apoyo de la Agencia de Cooperación Internacional del Japón. Guatemala. Enero 2012.
6. Guatemala. Ley General de Electricidad. *Diario Oficial*. 21 de noviembre de 1996. 18p.
7. *Perspectivas de mediano plazo (2010-2015) para el suministro de electricidad del sistema eléctrico nacional*. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. Guatemala. 2012.

8. *Estadísticas energéticas del subsector eléctrico*. Ministerio de Energía y Minas, MEM. Guatemala. 2006.
9. ESPAÑA GONZÁLEZ, Héctor Vinicio. “Generación distribuida por medio de energías alternas renovables y su influencia en la evolución del sistema eléctrico secundario de distribución tradicional”. Dirección: Ing. Gustavo Benigno Orozco. Universidad de San Carlos de Guatemala. Guatemala. Noviembre de 2008.
10. QUINTANA PANDO, María Elena. “Migración de una red industrial para subestaciones eléctricas al protocolo IEC 61850”. Dirección: Luis Angelo Velarde Criado. Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima, Perú. Febrero de 2012.
11. *Proceso de planificación y licitaciones de compra de potencia y energía en Guatemala*. URIZAR, Carmen. Presidenta de la CNEE. Guatemala. Junio de 2012.
12. JUÁREZ MONTOJO, Javier. “Dispositivo de control para redes de distribución eléctrica”. Dirección: José Antonio Rodríguez Mondéjar. Universidad Pontificia Comillas. Madrid. Junio de 2009.
13. PÉREZ VILLALÓN, Elena. “Diseño y optimización de una arquitectura IEC 61850”. Dirección: Amaya Lago Moneo. Universidad Pontificia Comillas. Madrid. Junio de 2008.
14. ALONSO RIVAS, Eduardo. “Diseño de una plataforma de comunicaciones bajo la norma IEC 61850”. Dirección: Sadot Alexandres Fernández. Universidad Pontificia Comillas. Madrid. Septiembre 2009.

15. BARRANTES PINELA, Lucía Saray. “Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas”. Dirección: Guillermo Robles Muñoz. Universidad Carlos III de Madrid. Leganés. 14 de abril de 2011.
16. *Substation automation implantation*. Saudi Electricity Company. Arabia Saudi. 2007.
17. *The specification of IEC 61850 bases substation automation system*. Klaus-Peter Brand. ABB Switzerland Ltd.
18. *Nueva arquitectura normalizada en la automatización de subestaciones: serie IEC 61850*. Comité Nacional Paraguayo del CIGRE. Hernandarias. 26 de mayo de 2005.
19. *Automatización de subestaciones: desarrollo de la norma IEC 61850*. ZIV. Disponible en: <http://www.zivpmasc.es>
20. *IEC 61850, el nuevo estándar en automatización de subestaciones*. Guillermo Fuentes. Catálogo ABB. 13 de junio de 2005.

ANEXO 1

Modelo OSI

MODELO OSI

El modelo de interconexión de sistemas abiertos (ISA), OSI por sus siglas en inglés, es el ejemplo típico o patrón de los protocolos de capas. Pero no es en sí mismo un protocolo (o conjunto de protocolos), sino más bien la definición cuidadosa de las capas funcionales para la conformación de todos los protocolos modernos. El objetivo es establecer estándares mundiales de diseño para todos los protocolos de datos de telecomunicaciones con la idea de que todos los equipos que se fabriquen sean compatibles.

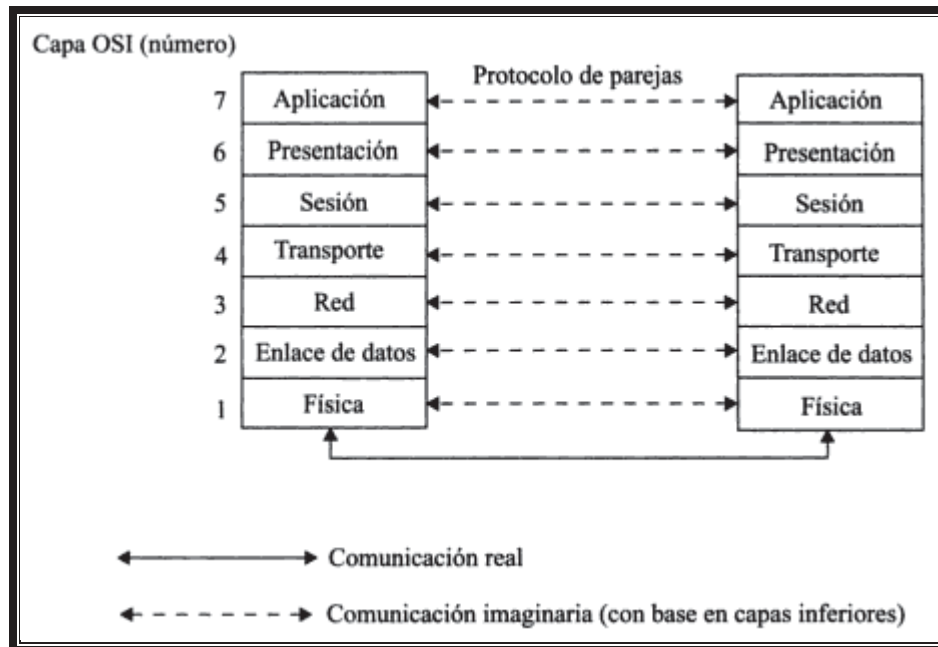
El principio del modelo OSI es el de los protocolos de capas. Mientras las capas interactúan de manera “aparejada” y la interfaz entre la función de una capa y su capa inmediata superior e inferior no se afectan, no es importante la forma como se lleve a cabo la función de esa capa individual. OSI subdivide la función de comunicación de datos en cierto número de subfunciones de capas “aparejadas”, como puede observarse en la Figura 70, en donde se definen en total 7 capas.

Cada capa del modelo OSI se puede considerar como un programa o proceso en una máquina que se comunica con el proceso correspondiente en otra máquina. Las leyes que rigen esta conversación para determinada capa sustituyen el protocolo de esa capa. Un protocolo contiene los siguientes elementos principales:

- **Sintaxis:** Define el formato de los datos y los niveles eléctricos de las señales.

- **Semántica:** Define la información de control para la coordinación y el manejo de errores.
- **Base de tiempo:** Establece la sincronización del receptor y el transmisor para la detección adecuada de los bits. También define el acoplamiento de velocidades y las secuencias de paquetes de datos.

Figura 70. **Modelo de Interconexión de sistemas abiertos (OSI)**



Fuente: HERRERA. Tecnologías y redes de transmisión de datos. Modelo OSI, p.42

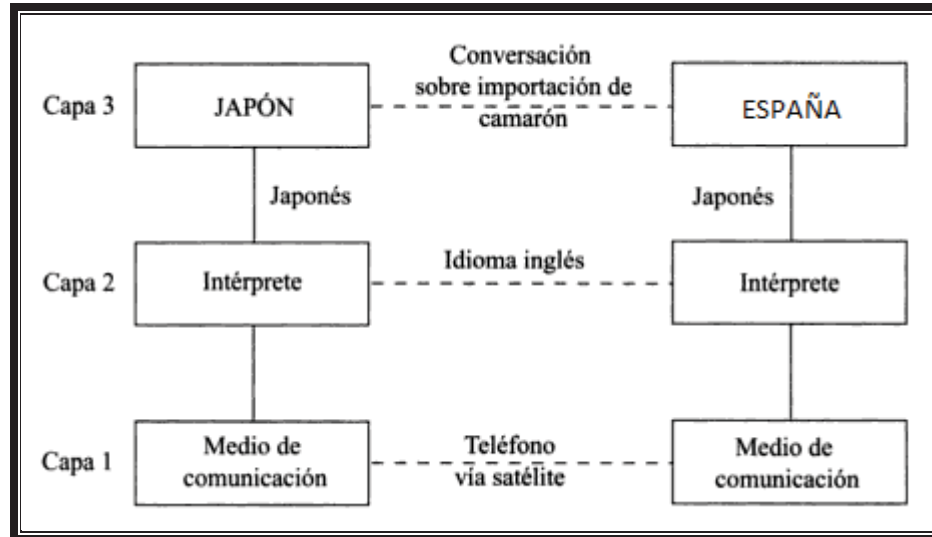
Como ya se estableció, realmente los datos no se transmiten horizontalmente de máquina a máquina en cada capa, sino que se transfieren verticalmente hacia abajo en la computadora transmisora y verticalmente hacia arriba en la computadora receptora. Sólo en la capa 1 hay comunicación real entre máquinas. Por ejemplo, cuando un programa de aplicación que corre en la capa 7 de la computadora A desea enviar un mensaje a la aplicación en la capa 7 de la computadora B, se desarrollan los siguientes pasos: primero, el mensaje pasa de la aplicación (7) a la capa de presentación (6) de la propia

computadora A; segundo, la capa 6 transforma el mensaje agregándole un encabezado que contiene información de control que emplea el protocolo de esta capa y transfiere el mensaje resultante a la capa de sesión (5); tercero, la capa 5 agrega su propio encabezado y pasa el nuevo mensaje a la capa de transporte (4). Este mecanismo de operación se repite en las demás capas.

Para entender mejor la filosofía de operación del modelo OSI, a continuación se presenta una analogía que consiste en la comunicación entre una persona de Japón y otra de España, asistida por intérpretes y utilizando el servicio de comunicación vía satélite. El modelo de operación sería entonces como se observa en la Figura 71. En esta analogía se puede observar que: a) cada individuo considera que su comunicación es horizontal con su corresponsal, aunque en realidad es vertical con su intérprete; b) la comunicación real es vertical no horizontal, excepto en la capa 1; c) los tres protocolos son completamente independientes, es decir:

- Los participantes pueden tratar cualquier otro asunto en su conversación sin que esto afecte a los intérpretes o al medio de enlace.
- Los intérpretes pueden utilizar cualquier otro idioma, por ejemplo francés en lugar de inglés, sin que esto afecte a la capa 1 o 3.
- La empresa de comunicaciones puede suministrar como medio de enlace un cable submarino a base de fibra óptica, sin que los intérpretes o los participantes lo noten.

Figura 71. Analogía común con el módulo OSI



Fuente: HERRERA. Tecnologías y redes de transmisión de datos. Modelo OSI, p.43

La característica de independencia es requisito fundamental para el diseño de redes. Esta característica garantiza que los cambios de diseño producidos por factores tecnológicos en una capa, no afecten las funciones de las otras capas. Antes de analizar las funciones específicas de cada capa de modelo OSI, conviene describir las principales funciones comunes a todas las capas, éstas son:

- **Encapsulado:** el mensaje que una capa n recibe de la capa superior ($n+1$) es simplemente una secuencia de bits de datos. La capa n agrega un encabezado a ese mensaje y lo transfiere a la capa $n-1$. De nuevo, a los bits que recibe, esta capa le agrega su propio encabezado. Esta función se conoce con el nombre de encapsulado.
- **Segmentación:** con el fin de satisfacer sus propios requerimientos, una capa n puede segmentar el mensaje que recibe de la capa $n+1$. Por ejemplo, la capa de red puede segmentar un mensaje de 1000 bytes que

recibe de la capa de transporte en cinco paquetes de 200 bytes cada uno, porque el sistema de comunicación que se utiliza sólo maneja unidades de 200 bytes.

- **Establecimiento de la conexión:** una capa n puede proporcionar a la capa $n+1$ los siguientes tipos de servicio: a) servicio sin conexión y b) servicio orientado a conexión. En el sistema sin conexión, la capa n suministra a la capa $n+1$ las siguientes funciones: i) acepta paquetes de la capa $n+1$ para transmisión y ii) entrega paquetes recibidos a la capa $n+1$. El servicio sin conexión es semejante al servicio postal, pues si se desea transmitir un paquete de datos, simplemente se pone en un “sobre”, se anota la dirección de origen y destino y se envía. Si la capa n transmite los datos sin garantía de entrega, entonces se trata del servicio de datagrama.

Un servicio orientado a conexión es similar al sistema telefónico en relación a que antes de realizar la transferencia de datos se necesita establecer una conexión. El servicio comprende las siguientes fases: a) establecimiento de la conexión, b) empleo de la conexión y c) liberación de la conexión. Por lo que respecta a la entrega de los mensajes, el servicio puede ser confiable cuando se requiere que el receptor emita un mensaje de reconocimiento de cada mensaje que recibe. Cuando se garantiza la entrega del mensaje (servicio de datagrama), no es necesario que el receptor envíe al transmisor el mensaje de reconocimiento por cada mensaje recibido.

- **Control de flujo:** esta función la desarrolla una entidad en la capa n (computadora B) para limitar el régimen de datos que recibe de la entidad

correspondiente en la computadora A. Esto es necesario para que la entidad A no sature al buffer de la entidad correspondiente B.

- **Control de error:** esta función permite a la entidad de la computadora B determinar la presencia de algún error en la secuencia de datos que recibe de la entidad correspondiente A.

Funciones de las capas individuales de OSI

Las funciones de las capas individuales del modelo OSI se definen completamente en los estándares ISO 7498 y en la serie de recomendaciones X-200 del CCITT, y se resumen a continuación:

1. **Capa física (capa 1).** Se encarga del establecimiento y la liberación del enlace físico y de la transmisión de los datos sobre dicho enlace. Especifica los requerimientos eléctricos, mecánicos y de procedimiento para tal fin. La unidad de transmisión de la capa física es el bit.
2. **Capa de enlace de datos (capa 2).** Se encarga de asegurar la confiabilidad de la transmisión entre nodos adyacentes de los datos considerando un canal ruidoso. Entre las principales funciones específicas están: organizar los datos (paquetes) que recibe de la capa superior en tramas, agregar redundancia a la trama para para la detección de errores, regular el tráfico mediante buffer, agregar banderas para indicar comienzo y fin de mensajes, proveer de métodos de acceso al canal, foliar los mensajes que transmite, empaquetar en tramas los bits que recibe de la capa física, asegurar la sincronía entre las computadoras que se comunican, etc. En la capa de enlace de datos, la unidad de transmisión es la trama.

- 3. Capa de red (capa 3).** Es responsable del establecimiento de conexiones a través de una red real determinando la combinación apropiada de enlaces individuales que se necesita (función de enrutamiento) y controlando el flujo de mensajes entre nodos. Sus funciones específicas son: establece rutas de un nodo fuente a un nodo destino para transmitir los paquetes, direcciona los nodos intermedios en las rutas de los paquetes, ensambla los mensajes que recibe de la capa de transporte en paquetes y los desensambla en el otro extremo, realiza control de flujo y de error, reconoce prioridad en los mensajes y los envía con la prioridad asignada y ofrece servicios de interconectividad para enlazar redes por medio de enrutadores. En la capa de red, la unidad de transmisión es el paquete.

- 4. Capa de transporte (capa 4).** Controla la integridad de un extremo al otro del mensaje. Esto significa que al recibir información de la capa de red, la capa 4 verifica que la información esté en el orden adecuado y revisa si existe información duplicada o extraviada. Si la información recibida está en desorden, lo cual es posible en redes grandes cuando se enrutan las tramas, la capa de transporte corrige el problema y transfiere la información a la capa de sesión en donde se le dará un proceso adicional. La capa de transporte es la más alta en términos de comunicaciones. Las capas arriba de esta no consideran los aspectos tecnológicos de la red. Las tres capas superiores se enfocan a aspectos de aplicación de red, mientras que las tres capas inferiores se a la transferencia de mensajes. Por lo tanto, la capa de transporte actúa como la interfaz entre las tres capas inferiores (capas de interactividad u orientadas a comunicaciones) y las tres capas superiores (capas de interoperatividad u orientadas a computación). La capa de transporte suministra a la capa de sesión un servicio de transferencia de mensajes

confiable sin dejarle saber los detalles de la operación de las capas de comunicaciones.

- 5. Capa de sesión (capa 5).** Se encarga de iniciar, mantener y terminar la conexión llamada sesión (diálogo entre dispositivos). Las funciones que realiza son las siguientes: controla el diálogo entre dispositivos, sincronización, transmite la información del usuario en una forma ordenada, reconocimiento de nombres para verificar la autenticidad del usuario, etc.
- 6. Capa de presentación (capa 6).** Se encarga de negociar una técnica mutuamente recordable para la codificación y puntuación de los datos (sintaxis), así como de cualquier conversión que se necesite entre los formatos de código o arreglo de datos para que la capa de aplicación reciba el tipo que reconoce. Las funciones que realiza esta capas son: compresión de datos, encriptado de datos, transformación sintáctica del conjunto de caracteres, formato de desplegado de datos, organización de archivos, etc.
- 7. Capa de aplicación (capa 7).** Se encarga de suministrar servicios de transferencia de datos al usuario, es decir, al programa de aplicación. Proporciona los procedimientos precisos que permiten a los usuarios ejecutar los comandos relativos a sus propias aplicaciones. Estos procesos de aplicación son la fuente y el destino de los datos que se intercambian. Esta capa es la más alta de la jerarquía y funciona como el administrador general de la red. La transferencia de archivos y el acceso remoto a archivos son probablemente sus aplicaciones más comunes.

En la tabla XII a manera de resumen muy breve de la descripción del modelo OSI, se presentan las capas del modelo junto con su función y propósitos principales.

Tabla XII. Descripción breve del modelo OSI

<i>Capa</i>	<i>No.</i>	<i>Función</i>	<i>Propósito</i>
Física	1	Transmisión real de los datos a través de un medio físico	Lograr el intercambio de datos
De enlace de datos	2	Confiabilidad de la transmisión	Conseguir la transferencia útil de datos
De red	3	Enrutamiento de las conexiones a través de la red	Lograr la conexión entre terminales específicas de manera precisa y óptima
De transporte	4	Mantener la integridad entre extremos de los datos	Conseguir la comunicación completa y ordenada
De sesión	5	Controlar el diálogo entre dispositivos	Conseguir diálogos coherentes y con significado
De presentación	6	Codificación y formateo de datos	Conseguir la compatibilidad de sistemas y mayor eficiencia de los canales de comunicación
De aplicación	7	Proporcionar servicios	Actuar como administrador general de la red

Fuente: HERRERA. Tecnologías y redes de transmisión de datos. Modelo OSI, p.47