

**AUTOMATIZACIÓN DE LA S/E EUGENIO ESPEJO DE LA
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. APLICANDO LA NORMA
IEC 61850**

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

**“AUTOMATIZACIÓN DE LA S/E EUGENIO ESPEJO DE LA
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. APLICANDO LA NORMA
IEC 61850”**

AUTOR: FREDDY SANTIAGO IZA GUAMANTICA

DIRECTOR: ING. DIEGO CARRIÓN

QUITO, ENERO 2013

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Freddy Santiago Iza Guamantica, declaro bajo juramento, que el trabajo aquí descrito, es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

.....

Freddy Santiago Iza Guamantica

Ing. Diego Carrión

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos del informe de tesis, así como el funcionamiento de la Automatización de la S/E Eugenio Espejo de la Empresa Eléctrica Quito S.A. aplicando la norma IEC 61850 realizada por el señor: Iza Guamantica Freddy Santiago, previa la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, Enero del 2013

Ing. Diego Carrión

DIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi gratitud a Dios, quien creó el cielo y las estrellas y me ha dado todo lo bueno y perfecto.

Agradezco a mi bella esposa y a mi familia por el constante apoyo que me brindaron para culminar el presente trabajo.

A los funcionarios de la Empresa Eléctrica Quito S.A., Ing. Manuel Otorongo, Director de Proyectos Especiales; Ing. Oswaldo Merizalde, Jefe de Departamento de Subestaciones y Líneas de subtransmisión; Ing. Freddy Rivera, Sr. Marco Insuasti y demás personal por toda la colaboración prestada para el desarrollo del presente proyecto.

Al director del presente proyecto, Ing. Diego Carrión, por su apoyo, su acertada guía y cordial atención.

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico a mi querida esposa Nelly, por haberme brindado todo su apoyo, comprensión y confianza, con quien comparto mis logros, los cuales son también tuyos e inspirados en ti.

A mis padres quienes sin escatimar esfuerzo alguno sacrificaron gran parte de su vida para educarme y dejarme esta gran herencia.

ÍNDICE GENERAL

Índice de contenidos	i
Índice de figuras	vii
Índice de tablas	xiii
Título de Tema	xvi
Planteamiento del Problema	xvi
Justificación	xvii
Alcances	xviii
Objetivo general	xix
Objetivos específicos	xix
Hipótesis	xx
Esquema de contenidos	xx
Resumen	xxiii

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPITULO 1. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CONVENCIONAL

1.1.	REDES ELÉCTRICAS DE POTENCIA	1
1.1.1.	Generación Eléctrica	2
1.1.2.	Transmisión Eléctrica	2
1.1.3.	Distribución Eléctrica	2
1.2.	TIPOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	3
1.2.1	Su nivel de potencia y nivel de tensión	3
1.2.1.1.	Subestaciones Elevadoras	3
1.2.1.2.	Subestaciones Reductoras	3
1.2.1.3.	Subestaciones de switcheo	4
1.2.2.	Por el tipo de aislamiento	4
1.2.2.1.	Aisladas en aire AIS (Air Insulated Switchyard)	4
1.2.2.2.	Aisladas en Gas GIS (Gas Insulated Switchyard)	5
1.2.2.3.	Híbridas	5
1.3.	ELEMENTOS PRIMARIOS DE UNA SUBESTACIÓN	5
1.3.1.	Interruptores Automáticos	5
1.3.1.1.	Tipos de interruptores automáticos	6
1.3.1.1.1.	Interruptores en aceite	7
1.3.1.1.2.	Interruptor de aire comprimido	7
1.3.1.1.3.	Interruptor en SF6	8
1.3.1.1.4.	Interruptor en vacío	9

1.3.2.	Seccionadores	9
1.3.2.1.	Seccionador de puesta a tierra	10
1.3.3.	Transformador de Potencia	10
1.3.3.1.	Partes constitutivas de un transformador	11
1.3.3.2.	Sistemas de enfriamiento	12
1.3.3.3.	Cambiadores de derivaciones (taps)	13
1.3.4.	Transformadores de medida y protección	13
1.3.4.1.	Transformadores de corriente (TC)	14
1.3.4.2.	Transformadores de potencial (TP)	16
1.3.5.	Pararrayos	17
1.3.6.	Capacitores	17
1.3.7.	Reactores serie y paralelo	17
1.4.	CONFIGURACIÓN DE BARRAS EN UNA SUBESTACIÓN	18
1.4.1.	Barra simple	18
1.4.2.	Barra simple seccionada	19
1.4.3.	Barra doble (principal y transferencia)	20
1.4.4.	Interruptor y medio	20
1.5.	UNIDADES DE PROCESO	21
1.5.1.	RTU	22
1.5.2.	GATEWAY	22
1.5.3.	IED	23
1.5.4.	PLC	23
1.5.5.	Sistema Automatizado de Subestaciones – SAS	24
1.6.	ELEMENTOS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS	24
1.6.1.	PROTECCIONES ELÉCTRICAS PRINCIPALES	25
1.6.1.1.	Protección de sobrecorriente	26
1.6.1.2.	Protección diferencial	26
1.6.1.3.	Protección de sobrevoltaje	27
1.6.1.4.	Protección de bajo voltaje	27
1.6.1.5.	Protección de distancia	27
1.6.1.6.	Protección de frecuencia	27
1.7.	SISTEMAS DE COMUNICACIÓN	28
1.7.1.	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN	28
1.7.1.1.	IEC 60870-5-101	29
1.7.1.2.	IEC 60870-5-104	29
1.7.1.3.	IEC 60870-6	29
1.7.1.4.	IEC 61970	29
1.7.1.5.	IEC 60870-5-103	30
1.7.1.6.	IEC 61850	30

1.7.1.7.	DNP 3.0	30
1.7.2.	SISTEMAS ABIERTOS	30

CAPITULO 2. FUNCIONES DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EUGENIO ESPEJO

2.1.	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN EUGENIO ESPEJO	32
2.2.	EQUIPOS DE ALTA Y MEDIA TENSIÓN Y BARRAJE DE LA SUBESTACIÓN EUGENIO ESPEJO	33
2.2.1.	Barra de 138 kV	34
2.2.2.	Barra de 23 kV	35
2.2.3.	Equipos de patio de 138 kV	36
2.2.3.1.	Disyuntores	37
2.2.3.2.	Seccionadores	38
2.2.3.3.	Pararrayos	39
2.2.3.4.	Divisor Capacitivo de Potencial (DCP)	40
2.2.3.5.	Transformadores de Potencial (TP)	41
2.2.3.6.	Transformadores de Corriente (TC)	42
2.2.3.7.	Transformadores de Potencia	43
2.2.4.	Equipos de patio de 23 kV	46
2.2.4.1.	Disyuntores	46
2.2.4.2.	Seccionadores	48
2.2.4.3.	Banco de Capacitores	49
2.2.5.	Cuarto de Control	50
2.2.5.1.	Relés de Protección	50
2.2.6.	Tableros de medida y control	55
2.3.	FUNCIONES DE AUTOMATIZACIÓN	56
2.3.1.	Funciones de monitoreo y control	57
2.3.2.	Funciones de protección	58
2.3.3.	Funciones de medición	58
2.3.4.	Funciones de comunicación	60
2.3.4.1.	Niveles de control jerárquico	60
2.3.4.1.1.	Nivel de proceso	61
2.3.4.1.2.	Nivel de bahía	61
2.3.4.1.3.	Nivel de Estación	61
2.3.4.1.4.	Nivel de Centro de Control	62
2.3.5.	Dispositivos Electrónicos Inteligentes	62

CAPITULO 3: ESPECIFICACIÓN DE LA NORMA IEC 61850 PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

3.1.	CONCEPTOS BÁSICOS DE LA NORMA IEC 61850	63
3.1.1.	Partes de la Norma IEC 61850	63
3.1.2.	Arquitectura del protocolo IEC 61850	68
3.1.3.	Modelado del protocolo IEC 61850	69
3.1.3.1.	Dispositivo Físico (Physical Device PD)	70
3.1.3.2.	Dispositivo Lógico (Logical Device LD)	70
3.1.3.3.	Nodo Lógico (Logical Node LN)	71
3.1.3.4.	Objetos de datos (Data Objects DO)	71
3.1.3.5.	Atributos (Attributes)	71
3.1.4.	Descripción de Nodos Lógicos	72
3.1.4.1.	Atributos asociados a los Nodos Lógicos	73
3.1.5.	Clases de Datos Comunes (CDC)	75
3.1.5.1.	Información de datos de estado	75
3.1.5.2.	Información de medidas	76
3.1.5.3.	Información de estados controlables	76
3.1.5.4.	Ajuste de estados	77
3.1.5.5.	Ajustes analógicos	77
3.1.5.6.	Información de descripción	78
3.1.5.7.	Restricciones Funcionales - Functional Constraints (FC)	78
3.2.	ARQUITECTURAS BÁSICAS DE LA NORMA IEC 61850	80
3.2.1.	Arquitectura Estrella	81
3.2.2.	Arquitectura en Anillo	82
3.2.3.	Arquitectura de bus de estación y proceso	83
3.3.	LENGUAJE DE CONFIGURACIÓN DE SUBESTACIÓN SCL	83
3.3.1.	Tipos de archivos de configuración	84
3.3.1.1.	Archivos ICD	85
3.3.1.2.	Archivos SSD	86
3.3.1.3.	Archivos SCD	86
3.3.1.4.	Archivos CID	86
3.4.	PROCESO DE INGENIERÍA SCL	86
3.4.1.	Diseño y especificación	88
3.4.2.	Configuración de sistema y equipos	90
3.4.3.	Parametrización del dispositivo	91
3.4.4.	Diagnósticos y pruebas	91

3.4.5.	Documentación	92
3.4.6.	Puesta en servicio y operación	92
	EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE INGENIERÍA PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES	
3.5.		93
3.5.1.	SIPROTEC 4 - IED SIEMENS	93
3.5.1.1.	Campo de aplicación	94
3.5.1.2.	Lógica programable	94
3.5.1.3.	Protección de la línea	95
3.5.1.4.	Protección de transformadores	95
3.5.1.5.	Mando	95
3.5.1.6.	Funciones de protección	96
3.5.1.7.	Funciones de protección flexibles	96
3.5.1.8.	Valores medidos de servicio	96
3.5.1.9.	Perturbografía hasta 5/20 segundos	96
3.5.1.10.	Sincronización de tiempo	97
3.5.2.	Propiedades de un equipo SIPROTEC 4	97
3.5.3.	DIGSI	100
3.5.4.	IEC BROWSER	102
	INGENIERÍA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EUGENIO ESPEJO DE LA EEQ	
3.6.		104
3.6.1.	Especificación de las bahías a ser automatizadas	104
3.6.1.1.	Líneas de Transmisión de 138 kV	105
3.6.1.2.	Transformadores 138/23 kV	107
3.6.1.3.	Alimentaciones en 23 kV	109
3.6.1.4.	Alimentadores primarios y Banco de capacitores - 23 kV	111
3.6.2.	Configuración de los IEDs	112
3.6.2.1.	Creación del proyecto	113
3.6.2.2.	Configuración de las funciones de protección	115
3.6.2.3.	Configuración de entradas y salidas binarias	119
3.6.2.4.	Configuración de pantallas de monitoreo y control Línea Eugenio Espejo – Selva Alegre	125
3.6.2.5.	Configuración de lógicas de control e interbloqueos - Línea Eugenio Espejo – Selva Alegre	127
3.6.2.6.	Configuración de la Estación IEC 61850	132
3.6.2.7.	Archivo de configuración SCD de la S/E Eugenio Espejo	136
3.6.3.	Concentrador de Datos – Gateway de Subestación	141
3.6.3.1.	Descripción del Gateway	141
3.6.3.2.	Configuración del Gateway SIGRES	143
3.6.4.	Arquitectura de comunicaciones implementada	147
3.6.4.1.	Switches de comunicación	148

3.6.4.2.	Tarjeta de comunicaciones de IEDs Siemens	148
3.6.4.3.	Direccionamiento de equipos	149
3.6.5.	Implementación del sistema de automatización	150
3.6.5.1.	Pruebas previas de IEDs	150
3.6.5.2.	Instalación de equipos	151
3.6.5.3.	Puesta en servicio y pruebas de funcionamiento	152

CAPÍTULO 4

4.1.	PRUEBAS DE LOS DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES	157
4.1.1.	Pruebas previas IEDs Líneas en 138 Kv	157
4.1.2.	Pruebas previas IEDs Alimentaciones 23 kV	158
4.1.3.	Pruebas previas IEDs Alimentadores primarios 23 kV	159
4.1.4.	Pruebas previas IEDs Transformadores 138/23 kV	160
4.1.5.	Pruebas de Implementación de IEDs Líneas en 138 kV	161
4.1.6.	Pruebas de Implementación de IEDs Alimentaciones 23 kV	162
4.1.7.	Pruebas de Implementación de IEDs Primarios 23 kV.	163
4.1.8.	Pruebas de Implementación de IEDs Transformadores	164
4.1.9.	Operación remota de los IEDs	165
4.2.	COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EUGENIO ESPEJO	167
4.3.	JUSTIFICACIÓN DE LA INVERSIÓN	168
4.4.	MEJORAMIENTO DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD	170
	Conclusiones	173
	Recomendaciones	175
	Bibliografía	176

ANEXOS:

Anexo 1. Codificación ANSI para protecciones eléctricas.	1
Anexo 2. Diagramas de configuración del proyecto en el software DIGSI.	1
Anexo 3. Diagramas de Control y Protección de IEDs de la subestación Eugenio Espejo.	1
Anexo 4. Hojas de datos de Switches RUGGEDCOM.	1

Anexo 5. Diagrama de ubicación de tableros e IEDs de la subestación Eugenio Espejo.	1
--------------------------------------------------------------------------------------------	---

Anexo 6. Protocolo de pruebas realizadas en la subestación Eugenio Espejo.	1
-----------------------------------------------------------------------------------	---

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Esquema de un Sistema Eléctrico de Potencia	1
Figura 1.2. Esquema de una subestación eléctrica de distribución	4
Figura 1.3. Diseños dominantes de interruptores de potencia	7
Figura 1.4. Secuencia operativa de un interruptor de gas SF6	9
Figura 1.5. Partes de un transformador de potencia	12
Figura 1.6. TC de núcleo toroidal	15
Figura 1.7. Configuración Barra Simple	19
Figura 1.8. Configuración Barra Simple seccionada	19
Figura 1.9. Configuración Barra Doble (principal y transferencia)	20
Figura 1.10. Configuración Interruptor y medio	21
Figura 2.1. Diagrama Unifilar Subestación Eugenio Espejo	33
Figura 2.2. Bahía de Línea 138 kV a Santa Rosa 2 – S/E Eugenio Espejo	34
Figura 2.3. Bahía de Línea 138 kV a Selva Alegre – S/E Eugenio Espejo	34
Figura 2.4. Barra 138 kV - Subestación Eugenio Espejo	35
Figura 2.5. Barra 23 kV - Subestación Eugenio Espejo	35
Figura 2.6. Disyuntor 52-1 (138kV) Subestación Eugenio Espejo	37
Figura 2.7. Seccionadores 89-11 y 89-21 (138kV) S/E Eugenio Espejo	38
Figura 2.8. Pararrayos (138kV) Subestación Eugenio Espejo	39
Figura 2.9. Divisor Capacitivo (138kV) Subestación Eugenio Espejo	41
Figura 2.10. Transformador de Potencial – Barra 138kV. S/E Eugenio Espejo	42

Figura 2.11. Transformador de Corriente – 138kV. Subestación Eugenio Espejo	43
Figura 2.12. Transformador de Potencia T1 – 138/23kV – 33 MVA. S/E E. Espejo	43
Figura 2.13. Transformador de Potencia T2 - S/E Eugenio Espejo	44
Figura 2.14. Disyuntor 152-D (23kV) Subestación Eugenio Espejo	47
Figura 2.15. Seccionador 189-11 (horizontal) y seccionador 189-12 (vertical) Alimentación 1 en 23 kV- S/E E. Espejo	48
Figura 2.16. Banco de Capacitores 1 - S/E E. Espejo	49
Figura 2.17. Cuarto de Control – S/E Eugenio Espejo	50
Figura 2.18. Protección 67 – L/T Selva Alegre – 138 kV - S/E Eugenio Espejo	51
Figura 2.19. Relé de sincronismo – 138 kV - S/E Eugenio Espejo	51
Figura 2.20. Protección Falla de Breaker 50BF, 62BF, 86BF – L/T Selva Alegre - S/E Eugenio Espejo	51
Figura 2.21. Relé Numérico Sobrecorriente y Diferencial de T1 con protocolo de comunicación IEC 103 - S/E Eugenio Espejo	52
Figura 2.22. Protección Diferencial de Transformador – T2 - S/E Eugenio Espejo	52
Figura 2.23. Protección Sobrecorriente Alimentación 1 (23 kV) – S/E Eugenio Espejo	53
Figura 2.24. Relé de Disparo (94), Baja Frecuencia (81-1 y 81-2) y Mínima Tensión (27) Alimentación 1 (23 kV) – S/E Eugenio Espejo	53
Figura 2.25. Protección 50/51 – Alimentador primario E- S/E Eugenio Espejo	54
Figura 2.26. Relé de disparo (94) y Renganche (79) – Alimentador primario E- S/E Eugenio Espejo	54
Figura 2.27. Tablero de medición – L/T Selva Alegre - S/E E. Espejo	55
Figura 2.28. Tablero de control – L/T Selva Alegre - S/E E. Espejo	56
Figura 2.29. Diagrama de Niveles jerárquico de control	61
Figura 3.1. Estructura del estándar IEC 61850	68

Figura 3.2. Modelado de la norma IEC 61850	70
Figura 3.3. Jerarquía del modelo de datos de la norma IEC 61850	71
Figura 3.4. Arquitectura de un sistema moderno de control y protección	80
Figura 3.5. Arquitectura en estrella a nivel de estación	81
Figura 3.6. Arquitectura en anillo a nivel de estación	82
Figura 3.7. Arquitectura en nivel de proceso y estación	83
Figura 3.8. Diagrama de proceso de ingeniería en intercambio de datos SCL	88
Figura 3.9. Diagrama Funcional de un equipo SIPROTEC	97
Figura 3.10. Ventana de propiedades generales de equipo SIPROTEC	98
Figura 3.11. Ventana de propiedades MLFB de equipo SIPROTEC	98
Figura 3.12. Ventana de propiedades de comunicación de equipo SIPROTEC	99
Figura 3.13. Ventana de propiedades Administración de instalación	99
Figura 3.14. Ventana de propiedades – parámetros de comunicación	100
Figura 3.15. Inicio del programa Digsig 4	100
Figura 3.16. Ventana IEC Browser	103
Figura 3.17. Diagrama Unifilar – S/E Eugenio Espejo	105
Figura 3.18. Ventana de creación de Nuevo Proyecto	113
Figura 3.19. Ventana Proyecto S/E Eugenio Espejo	113
Figura 3.20. Ventana de propiedades de IED 7SJ645	114
Figura 3.21. Ventana de propiedades de IED 7SJ622	114
Figura 3.22. Ventana de propiedades de IED 7UM621	115
Figura 3.23. Funciones de protección de las líneas en 138 kV	116
Figura 3.24. Funciones de protección de alimentaciones en 23 kV	116
Figura 3.25. Funciones de protección de alimentadores primarios en 23 kV	117
Figura 3.26. Funciones de protección de los bancos de capacitores en 23 kV	118
Figura 3.27. Funciones de protección transformadores de potencia	119

Figura 3.28. Ventana del signal Matrix del IED para la línea E. Espejo – S. Alegre	120
Figura 3.29. Propiedades para el disyuntor 52-1 - L/T E. Espejo – S. Alegre	121
Figura 3.30. Propiedades para el enclavamiento del 52-1 - L/T E Espejo – S. Alegre	121
Figura 3.31. Propiedades para el seccionador 89-01 - L/T E Espejo – S. Alegre	122
Figura 3.32. Grupos de Condiciones Externas y Alarmas en el Matrix Configuration	122
Figura 3.33. Grupos de Interbloqueos, Salida Disparos en el Matrix Configuration	123
Figura 3.34. Asignación de protecciones en el Matrix Configuration	123
Figura 3.35. Edición del diagrama unifilar de control para la línea E Espejo – Selva Alegre	126
Figura 3.36. Vista preliminar de la pantalla de control para la línea E Espejo – Selva Alegre	126
Figura 3.37. Diagrama lógico de operación de cierre del disyuntor 52-1	128
Figura 3.38. Diagrama lógico de operación de apertura del disyuntor 52-1	128
Figura 3.39. Diagrama en CFC para lógica de operación del disyuntor 52-1	129
Figura 3.40. Diagrama lógico de operación de apertura del seccionador 89-11	129
Figura 3.41. Diagrama lógico de operación de cierre del seccionador 89-11	130
Figura 3.42. Diagrama de bloques para la lógica de operación del seccionador 89-11	130
Figura 3.43. Diagrama lógico de operación de disparo del disyuntor 52-1	131
Figura 3.44. Diagrama lógico de interbloqueo del disyuntor 52-1	132

Figura 3.45. Carpeta con elementos IEC 61850	132
Figura 3.46. Ventana de propiedades Estación 61850	133
Figura 3.47. Ventana de Red de la Estación 61850	133
Figura 3.48. Ventana de configuración Estación 61850 - Reportes	134
Figura 3.49. Ventana de orígenes y vinculaciones - Estación 61850	135
Figura 3.51. Exportar Estación 61850	136
Figura 3.52. Archivo SCD en un editor XML	137
Figura 3.53. Archivo SCD – Secciones privadas, encabezado y subestación	138
Figura 3.54. Archivo SCD – Comunicaciones	139
Figura 3.55. Archivo SCD – Direcciones de comunicación	139
Figura 3.56. Archivo SCD – IED	140
Figura 3.57. Archivo SCD – Dispositivos Lógicos	141
Figura 3.58. Gateway SIGRES, marca Eliop	141
Figura 3.59. Ruta de libros – Configurador 61850	143
Figura 3.60. Selección de equipo – Configurador 61850	144
Figura 3.61. Activación de protocolos – Configurador 61850	144
Figura 3.62. Alta de equipos – Configurador 61850	145
Figura 3.63. Configuración arquitectura jerárquica – Configurador 61850	145
Figura 3.64. Ingreso de señales – Archivo Config_inicio.xls	146
Figura 3.65. Archivos de configuración – Configurador 61850	147
Figura 3.66. Arquitectura de Comunicaciones – S/E Eugenio Espejo	148
Figura 3.67. Conectores ST y LC – Módulo EN-100	149
Figura 3.68. Pruebas previas de IEDs con caja de pruebas	150
Figura 3.69. Red provisional de fibra óptica	151
Figura 3.70. Tablero antiguo (izq.). Tablero nuevo de IED L/T Sta. Rosa) (der)	151
Figura 3.71. Mímico IED – Selección de Disyuntor	153
Figura 3.72. Mímico IED – Envío de comando de cierre a Disyuntor	153
Figura 3.73. Mímico IED – Selección de Disyuntor	154
Figura 3.74. Mímico IED – Envío de comando de apertura a	154

Disyuntor	
Figura 3.75. Pantalla de Entradas digitales – TS5 – L/T E. Espejo – Selva Alegre	155
Figura 3.76. Pantalla de Entradas analógicas – TS5 – L/T E. Espejo – Selva Alegre	156
Figura 3.77. Pantalla de Entradas analógicas – TS5 – L/T E. Espejo – Selva Alegre	156
Figura 4.1. Atributos del estado del disyuntor 52-2	161
Figura 4.2. Atributos valor de corriente de la Línea E. Espejo – Sta. Rosa 2	162
Figura 4.3. Atributos la protección 67N de la Línea E. Espejo – Santa Rosa	162
Figura 4.4. Atributos del estado del disyuntor 152-1	163
Figura 4.5. Atributos del valor de corriente de la Alimentación 1	163
Figura 4.6. Atributos la protección 50N de la Línea E. Espejo – Santa Rosa	163
Figura 4.7. Atributos del estado del disyuntor 152-1	164
Figura 4.8. Atributos del valor de corriente de la Alimentación 1	164
Figura 4.9. Atributos la protección 50N de la Línea E. Espejo – Santa Rosa	164
Figura 4.10. Corriente del bobinado de alta tensión del Transformador 2	165
Figura 4.11. Corriente del bobinado de media tensión del Transformador 2	165
Figura 4.12. Pantalla principal del acceso web de IED Siemens – Alimentación 1 en 23 kV de la S/E Eugenio Espejo	166

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Equivalencias en las funciones en los transformadores de medida	14
Tabla 1.2. Equivalencias en las funciones en los transformadores de medida	16
Tabla 2.1. Equipos de patio de 138 kV – Subestación Eugenio Espejo – EEQ	36
Tabla 2.2. Características del Disyuntor 52-1 y 52-2	37
Tabla 2.3. Características de los pararrayos (138 kV) S/E Eugenio Espejo	38
Tabla 2.4. Características de los pararrayos (138 kV) S/E Eugenio Espejo	39
Tabla 2.5. Características de los DCPs (138 kV) Subestación Eugenio Espejo	40
Tabla 2.6. Características de los TPs (138 kV) Subestación Eugenio Espejo	41
Tabla 2.7. Características de los TCs (138 kV) S/E Eugenio Espejo	42
Tabla 2.8. Características de Transformador T1 - S/E Eugenio Espejo	44
Tabla 2.9. Características de Transformador T2 - S/E Eugenio Espejo	45
Tabla 2.10. Equipos del patio de 23 kV de la Subestación Eugenio Espejo	46
Tabla 2.11. Características del Disyuntor 152-2 (23 kV) - S/E Eugenio Espejo	47
Tabla 2.12. Características del Disyuntor 152-2 (23 kV) - S/E Eugenio Espejo	47
Tabla 2.13. Características del Seccionadores de 23 kV - S/E E. Espejo	48
Tabla 2.14. Características de una unidad de Capacitor - S/E E. Espejo	49
Tabla 2.15. Protecciones de líneas y barra en 138 kV - S/E Eugenio Espejo	50
Tabla 2.16. Protecciones de Transformadores 138/23 kV - S/E E. Espejo	52
Tabla 2.17. Protecciones de Alimentación 1 y 2 en 23 kV - S/E E. Espejo	53
Tabla 2.18. Protecciones de Alimentadores Primarios – 23 kV - S/E E. Espejo	54

Tabla 2.19 Protecciones de Banco de Capacitores – 23 kV - S/E E. Espejo	55
Tabla 3.1. Estructura de comunicación UCA 2.0	69
Tabla 3.2. Grupos de Nodos Lógicos de la norma IEC 61850 Ed.1	72
Tabla 3.3. Atributos de Nodos Lógicos de la norma IEC 61850	73
Tabla 3.4. CDC. Información de estados	76
Tabla 3.5. CDC. Información de medidas	76
Tabla 3.6. CDC. Especificaciones para control	77
Tabla 3.7. CDC. Especificaciones para control	77
Tabla 3.8. CDC. Ajustes analógicos	77
Tabla 3.9. CDC. Información de descripción	78
Tabla 3.10. Restricciones Funcionales	79
Tabla 3.11. Entradas digitales. Línea Eugenio Espejo – Selva Alegre	105
Tabla 3.12. Entradas digitales. Línea Eugenio Espejo – Santa Rosa 2	106
Tabla 3.13. Entradas analógicas para las líneas en 138 kV	106
Tabla 3.14. Entradas digitales de protección – Líneas de 138 kV	107
Tabla 3.15. Entradas digitales de protección – Transformadores 138/23 kV	107
Tabla 3.16. Medidas analógicas – Transformadores 138/23 kV	108
Tabla 3.17. Entradas digitales. Alimentación 1	109
Tabla 3.18. Entradas digitales. Alimentación 1	109
Tabla 3.19. Medidas analógicas – Alimentaciones en 23 kV	110
Tabla 3.20. Señales digitales de protección – Alimentaciones en 23 kV	110
Tabla 3.21. Entradas digitales. Alimentadores	111
Tabla 3.22. Señales digitales de protección – Alimentadores en 23 kV	111
Tabla 3.23. Medidas analógicas – Alimentadores en 23 kV	112
Tabla 3.24. Atributos de los Nodos Lógicos de señales digitales – L/T E. Espejo – Selva Alegre	124
Tabla 3.25. Atributos de Nodos Lógicos de señales analógicas – L/T E. Espejo – Selva Alegre	125
Tabla 3.26. Direccionamiento IP de los equipos de la S/E E. Espejo	149

Tabla 3.27. Teclas de operación IED 7SJ65 - S/E E. Espejo	152
Tabla 4.1. Datos analógicos de pruebas de IEDs de Líneas en 138 kV	158
Tabla 4.2. Datos analógicos de pruebas de IEDs Alimentaciones en 23 kV	158
Tabla 4.3. Datos analógicos de pruebas de IEDs Alimentadores 23 kV	159
Tabla 4.4. Datos analógicos de pruebas de IEDs Alimentadores 23 kV	160
Tabla 4.5. Costos asumidos por la Empresa Eléctrica Quito S.A. para la automatización de la subestación Eugenio Espejo	167
Tabla 4.6. Aproximación de valores individuales del presupuesto asignado para la automatización de subestaciones	168
Tabla 4.7. Costo actual de automatización de la subestación Eugenio Espejo	169
Tabla 4.8. Índices de Calidad de Servicio de los alimentadores primarios de la S/E Eugenio Espejo a Diciembre 2011	171
Tabla 4.9. Índices de Calidad de Servicio de los alimentadores primarios de la S/E Eugenio Espejo a Diciembre 2012	172

TITULO DEL TEMA.

“AUTOMATIZACIÓN DE LA S/E EUGENIO ESPEJO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. APLICANDO EL NORMA IEC 61850”

ANTECEDENTES.

La subestación Eugenio Espejo de la Empresa Eléctrica Quito S.A. está ubicada al sur de la ciudad de Quito, en la ciudadela Marta Roldós. La subestación dispone de dos líneas en 138 kV, dos transformadores de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, dos alimentaciones en 22,8 kV, cuatro alimentadores primarios y dos bancos de condensadores de 4,5 MVAR, La demanda actual de la subestación es de 33 MVA aproximadamente.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La subestación Eugenio Espejo de la EEQ S.A. posee dispositivos eléctricos que son operados en campo de forma electromecánica y manual en la subestación, tales como disyuntores y seccionadores.

Los relés de protección son de tipo electrónicos los cuales entregan información visual de su operación en caso de falla. El operador tiene que verificar y reconocer manualmente las señalizaciones de los relés.

Los equipos de medición son analógicos los cuales son verificables en el sitio, el operador registra valores de voltajes, corrientes, potencias activa y reactiva en una bitácora, las cuales en varias ocasiones han sido registradas con errores.

Todos los datos antes mencionados son reportados por el operador vía radio al centro de control.

El personal de diseño y construcción de subestaciones posee diagramas y planos desactualizados, con cambios no verificados en campo que son utilizados en la operación y mantenimiento de la subestación.

Frente a los inconvenientes antes enunciados se plantea la siguiente pregunta: ¿Se podrá optimizar la adquisición de datos, el monitoreo y control de modo que permitan la interoperabilidad y alta funcionalidad de los equipos de la subestación así como el fácil mantenimiento y escalamiento futuro? Para resolver esta interrogante se propone el desarrollo del proyecto “Automatización de la S/E Eugenio Espejo de la EEQ S.A. aplicando la norma IEC 61850”.

JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.

Los conocimientos adquiridos en el campo de Alta Tensión permitirán realizar la selección de equipos a automatizarse tanto a niveles de 138kV, 46 kV y 23 kV. A través de los dispositivos electrónicos inteligentes será posible realizar el control de los elementos de campo, tales como disyuntores y seccionadores; de igual manera será posible realizar el monitoreo de medidas analógicas de voltajes, corrientes y potencias de cada bahía. En cuanto a la protección de Sistemas Eléctricos de Potencia será necesario aplicar dichos conocimientos para la configuración de éstos en los dispositivos electrónicos inteligentes. Las protecciones serán para las líneas de transmisión, transformadores y alimentadores.

Se aplicará conocimientos de redes y comunicaciones para establecer la comunicación entre los equipos de la subestación, también se empleará las habilidades para configurar un interfaz hombre máquina. La aplicación de estándares internacionales cubrirán las necesidades actuales que contemplan estabilidad y seguridad eléctrica, monitoreo y diagnóstico en tiempo real de la

red eléctrica para la identificación preventiva y correctiva de errores, llevar registros estadísticos que mejoren la eficiencia del sistema.

Con este proyecto se logrará disminuir costos operacionales de disponibilidad y movilización de personal que tenga que atender la subestación, así como los costos de mantenimiento correctivo.

Se reducirán también los índices de frecuencia de interrupción (FMIK) y tiempo de interrupción (TTIK) del servicio eléctrico que implican costos de energía no suministrada los mismos que a su vez permitirán tener un suministro continuo de energía limpia con calidad de servicio técnico que fortalecerán el aparato productivo y mejorarán la calidad de vida de los habitantes.

ALCANCES.

El proyecto que automatizará la S/E Eugenio Espejo aplicando la norma IEC 61850 consta de los siguientes aspectos:

- Elaboración y actualización de planos eléctricos de la subestación.
- Determinación de los equipos de la subestación que pueden ser automatizados.
- Determinación de las señales analógicas y digitales de los elementos de la subestación que se van a monitorear y controlar.
- Programación de los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) provistos por la EEQ S.A.
- Selección y remplazo de los relés antiguos por dispositivos electrónicos inteligentes.
- Configuración del Concentrador de datos e Interfaz Hombre-Máquina a través del software y aplicaciones propias del proveedor del equipo.
- Selección e implantación de una arquitectura de comunicaciones en la subestación.

- Supervisión de trabajos en sitio tales como cableados eléctricos y de comunicaciones.
- Elaboración de diagramas unifilares que contengan los nodos lógicos que contempla la norma IEC 61850.
- Realización de un protocolo de pruebas.

OBJETIVOS.

General

Automatizar la S/E Eugenio Espejo de la Empresa Eléctrica Quito S.A. aplicando la norma internacional IEC 61850.

Específicos

- Configurar los dispositivos electrónicos inteligentes y elaborar los archivos de configuración en la norma IEC 61850.
- Configurar las señales digitales de entradas y salidas así como las señales de entradas analógicas en el concentrador de datos.
- Remplazar en la subestación los relés antiguos por dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) capaces de soportar la norma IEC 61850.
- Elaborar diagramas unifilares de la subestación que contengan los nodos lógicos que contempla la norma IEC 61850 y protocolo de pruebas.

HIPÓTESIS.

Al final el presente trabajo la EEQ S.A. dispondrá de una subestación automatizada mediante la aplicación de la arquitectura, requisitos de comunicación y modelos de datos definidos en la norma IEC 61850.

ESQUEMA DE CONTENIDOS.

Capítulo I

Subestación Eléctrica Convencional

- 1.1. Redes Eléctrica de Potencia
- 1.2. Tipos de Subestaciones
- 1.3. Elemento Primarios de una Subestación
- 1.4. Configuración de Barras en una Subestación
- 1.5. Unidades de Procesos
- 1.6. Elementos de Protección Eléctrica
- 1.7. Sistemas de Comunicación

Capítulo II

Funciones de Automatización de la Subestación Eugenio Espejo

- 2.1. Descripción de Elementos de la Subestación Eugenio Espejo

2.2. Equipos de Alta y Media Tensión; y Barraje de la Subestación Eugenio Espejo

2.3. Funciones de Automatización Requeridas

2.4. Niveles de Estructura y Arquitectura.

Capítulo III

Especificaciones de la Norma IEC 61850 para la Automatización de Subestaciones

3.1. Conceptos básicos de la Norma IEC 61850

3.2. Arquitecturas Básicas de Comunicaciones

3.3. Lenguaje de Configuración de Subestación SCL

3.4. Proceso de Ingeniería SCL

3.5. Equipos y Herramientas de Ingeniería para la Automatización de Subestaciones

3.6. Ingeniería de Automatización de la Subestación Eugenio Espejo de la EEQ

Capítulo IV

Pruebas de Equipos de Automatización de la Subestación Eugenio Espejo

4.1. Pruebas de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes

4.2. Costos de Implementación de la Automatización de la Subestación

Eugenio Espejo

4.3. Justificación de la Inversión

4.4. Mejoramiento de los Índices de Calidad de Energía

RESUMEN

La tendencia en el campo de la Ingeniería Eléctrica, como en la mayoría de los campos técnicos es obtener sistemas inteligentes que sean capaces de auto-administrarse en gran proporción. El desarrollo tecnológico permite este designio con el uso de hardware y software adecuados.

Las necesidades actuales contemplan estabilidad y seguridad eléctrica, monitoreo y diagnóstico en tiempo real de la red eléctrica para la identificación preventiva y correctiva de errores, llevar registros estadísticos que mejoren la eficiencia del sistema y disminuyan costos operacionales. Es por esto que se vuelve prioritaria la automatización de las subestaciones.

A lo largo de la historia podemos ver a distintos fabricantes utilizando protocolos desarrollados por el propio fabricante para la comunicación entre sus equipos, con los que implementaban sus sistemas de control y protección, lo cual creó dificultades en la integración de los equipos de distintas marcas, por la incompatibilidad entre ellos.

El presente proyecto destaca las ventajas de usar el estándar internacional IEC 61850 para la automatización de subestaciones, que en su primera versión, permite la comunicación entre equipos de control, protección y medición dentro de la subestaciones alcanzando una interoperabilidad entre distintos fabricantes.

La norma IEC 61850 ha sido creada para perdurar en el tiempo, la segunda versión de la norma, permite la integración de otros entes de los sistemas

eléctricos, en los cuales, a parte de las subestaciones eléctricas se incluye a las generadoras.

El uso de dispositivos inteligentes (IEDs) hace posible una fácil configuración de las protecciones de las distintas bahías, se logra disminuir el cableado eléctrico para control y se puede realizar una arquitectura libre, dependiendo de los componentes del sistema, y todo esto puede ser realizado a través de una red de comunicaciones LAN logrando una alta confiabilidad.

Debido a estos importantes cambios en los procesos de automatización de subestaciones como consecuencia de la introducción de la norma IEC 61850, ha surgido la motivación de implementar estas bondades en un proyecto real, para lo cual la Empresa Eléctrica Quito designó a la subestación Eugenio Espejo para su automatización utilizando la norma IEC 61850, la cual muestra el fácil manejo de las herramientas de configuración y compara los beneficios que la automatización trae con ella; beneficios tanto económicos, técnicos y sociales.

CAPITULO 1

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CONVENCIONAL

Las subestaciones son nodos en la red eléctrica de potencia. Constituyen una parte fundamental de un Sistema Eléctrico de Potencia en su función de conectar las líneas de Transmisión por el lado de entrada y las líneas de Subtransmisión o Distribución por el lado de salida, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento. [1]

1.1. REDES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

Una red eléctrica de potencia está compuesta por subsistemas de generación, transmisión y distribución para llevar energía eléctrica a los consumidores industriales, comerciales y residenciales.

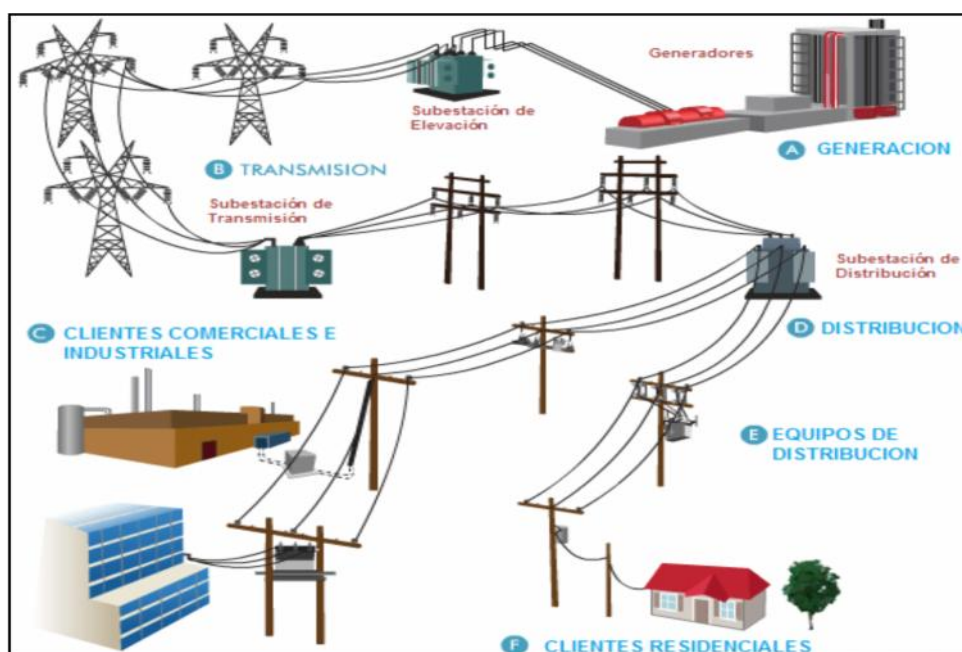


Figura 1.1. Esquema de un Sistema Eléctrico de Potencia¹

¹ Página Web de Empresa Eléctrica ONCOR. www.oncor.com/EN/Pages/Transmission.aspx

1.1.1. Generación Eléctrica

Consiste en convertir energía no eléctrica en eléctrica. Es el primer proceso en la entrega de electricidad a los consumidores.

Comprende las centrales generadoras cuyas tensiones de generación oscilan entre 3 y 23 kV y la potencia de una central puede variar entre valores menores a 100 MVA hasta 1000 MVA o más. (Fig. 1.1-A). [2]

1.1.2. Transmisión Eléctrica

Es la transferencia masiva de energía eléctrica entre la central eléctrica y una subestación cerca de una zona poblada.

Comprende subestaciones elevadoras, líneas de transmisión y subestaciones reductoras.

Las líneas de transmisión trabajan en valores de tensión entre 220 a 400 kV. (Fig. 1.1-B)

1.1.3. Distribución Eléctrica

El subsistema de distribución se extiende en todas direcciones a través de los circuitos llamados alimentadores. Estos alimentadores llevan electricidad a todos los que viven dentro del área de servicio de la compañía eléctrica. Una vez que la tensión se ha reducido en la subestación, la electricidad está lista para ser transportado a los hogares y las empresas.

Consta de líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, redes de distribución en media tensión (llamadas primario) (Fig. 1.1-D), bancos de

transformación y las redes de distribución en baja tensión (llamadas secundario).

En la actualidad las redes eléctricas buscan la integración con las redes de tecnología de la información y comunicaciones para optimizar los recursos con el fin de obtener una energía limpia, sustentable y de calidad. [3]

1.2. TIPOS DE SUBESTACIONES.

Las subestaciones eléctricas se pueden clasificar por:

1.2.1. Su nivel de potencia y nivel de tensión

1.2.1.1. Subestaciones Elevadoras

Permiten el aumento de la tensión generada con el fin de reducir la corriente y por lo tanto el diámetro de los conductores y las pérdidas en el sistema. Generalmente las generadoras entregan un voltaje máximo de 13,8 kV, el cual, a través de la subestación elevadora se obtienen valores entre 46 kV y 230 kV. Este proceso se realiza para facilitar el transporte de la energía.

1.2.1.2. Subestaciones Reductoras

Su función es reducir los valores de tensión de transmisión a valores de reparto en las aéreas industriales de los grandes centros de consumo, así como para las subestaciones de distribución del propio sistema eléctrico. Estos valores pueden estar entre los 138 kV y 46 kV. Por lo general estas subestaciones realizan la misión de interconexión entre distintas líneas de transmisión, con la intención de formar anillos en áreas de consumo importante y asegurar la continuidad en el servicio ante la presencia de falla en alguna de estas subestaciones.

Subestaciones de distribución, son también reductoras, transforman los valores de tensión de las líneas de subtransmisión a valores en media tensión entre 6,3 kV y 23 kV. (Fig. 1.2).

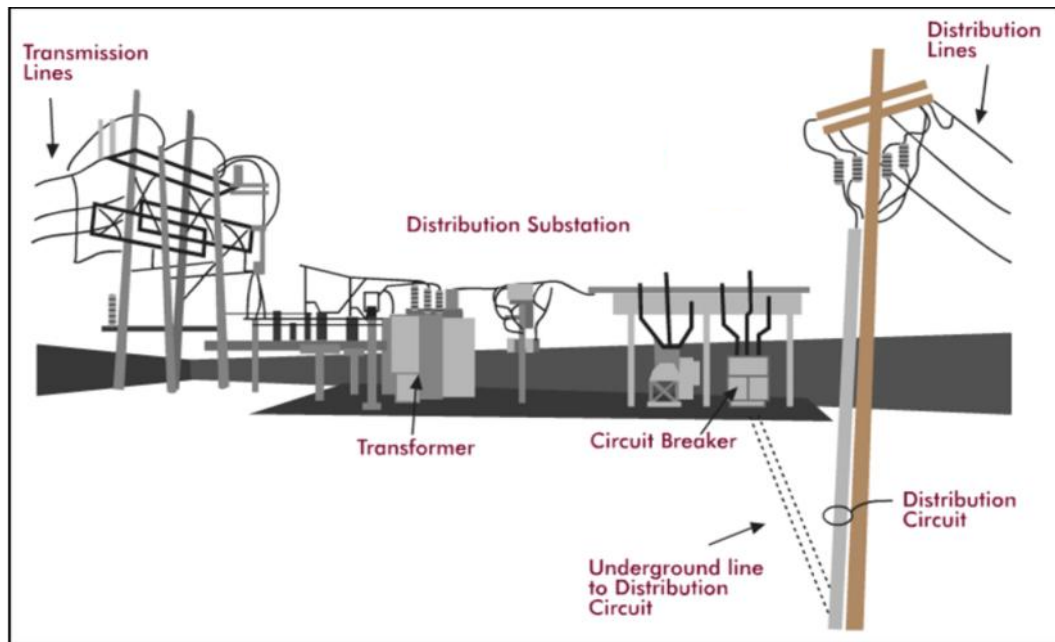


Figura 1.2. Esquema de una subestación eléctrica de distribución².

1.2.1.3. Subestaciones de switcheo.

En estas subestaciones no existen transformadores de potencia, debido a que no es necesario cambiar el nivel de tensión, solamente se hacen operaciones de conexión y desconexión. [4]

1.2.2. Por el tipo de aislamiento

1.2.2.1. Aisladas en aire AIS (Air Insulated Switchyard)

Todos sus equipos se encuentran instalados a la intemperie porque posee equipos cuyo medio de aislamiento es el aire, el mismo que se puede ver afectado por la contaminación.

²Página Web de Empresa Eléctrica ONCOR. www.oncor.com/tech_reliable/pathwaytopower.aspx

1.2.2.2. Aisladas en Gas GIS (Gas Insulated Switchyard)

Son subestaciones construidas en forma modular y compacta cuyo medio aislante es un gas.

El gas utilizado en estas subestaciones es el hexafluoruro de azufre (SF₆), por no ser tóxico, es muy estable y no es inflamable, además de ser inodoro e incoloro a condiciones normales de presión y temperatura.

Cabe destacar que lo más importante de una subestación GIS son sus dimensiones reducidas que están entre el 3 y 12 % de lo que corresponde a una AIS, bajo costo de mantenimiento y se adapta las normas de protección al medio ambiente

1.2.2.3. Híbridas

En este tipo de subestaciones es la combinación de las dos anteriores, existen elementos que están aislados en aire y en SF₆. Los equipos aislados en aire pueden ser conexiones a líneas aéreas de alta tensión, transformadores. En cambio los equipos aislados en gas pueden ser barras de media tensión, bahías de alimentadores, etc. El diseño se basa en la conveniencia, las condiciones locales disponibles, superficie disponible y el costo. [5]

1.3. ELEMENTOS PRIMARIOS DE UNA SUBESTACIÓN. [4]

1.3.1. Interruptores Automáticos.

Los interruptores son vitales para el funcionamiento seguro de una red eléctrica. Son equipos capaces de establecer, mantener e interrumpir la intensidad de la corriente de servicio en condiciones normales o de vacío, además de interrumpir automáticamente en condiciones de intensidades de

corriente anormalmente elevadas, tales como las corrientes de falla cortocircuito.

El interruptor automático debe ser capaz de disipar la energía producida por el arco sin que se dañe el equipo y de restablecer inmediatamente la rigidez dieléctrica del medio comprendido entre los contactos.

1.3.1.1. Tipos de interruptores automáticos

“A lo largo de los años, los interruptores han incorporado varios medios diferentes para disipar esta energía, como agua, aceite, gases inertes y aire comprimido. El intenso calor del arco se puede dispersar mediante la aplicación de un gas a alta presión o mediante el flujo gaseoso causado por la vaporización del medio interno, que se produce como resultado de la formación del arco.

El cuerpo del interruptor también es decisivo para la eficacia del dispositivo. Se puede utilizar para dirigir el flujo de gases calientes y ya se han adoptado varios métodos diferentes para mejorar la disipación térmica, entre ellos el uso de materiales semidestructibles.”³

En la figura 1.3 se muestra los diferentes tipos de interruptores utilizados en el último siglo hasta la fecha por la compañía ABB.

³ FRITZ PINNEKAMP, Revista ABB 1, El Interruptor, 2007, p 76.

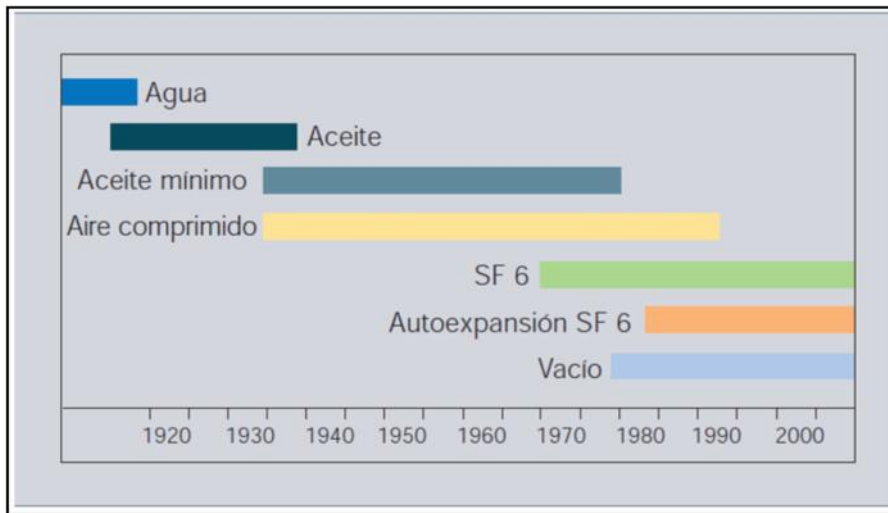


Figura 1.3. Diseños dominantes de interruptores de potencia⁴.

1.3.1.1.1. Interruptores en aceite

Sus contactos están sumergidos en una cuba o depósito de aceite aislante que tienen la propiedad de enfriar los contactos del interruptor. Su riesgo está en la inflamabilidad del aceite y su gran mantenimiento.

“Cuando la corriente forma un arco en el aceite, el medio se vaporiza y se forma una burbuja alrededor del arco. Este gas a alta presión, que es hidrógeno en casi un 80 por ciento, inhibe la ionización y se desplaza por los canales que rodean el arco. Esto aumenta la convección en el aceite, que ayuda a refrigerar los residuos del arco cuando la corriente está próxima a cero.”⁵

1.3.1.1.2. Interruptor de aire comprimido

Estos interruptores poseen una fuente externa que lanza una gran cantidad de aire comprimido sobre la zona en la que se produce el arco eléctrico. La

⁴ FRITZ PINNEKAMP, Revista ABB 1, El Interruptor, 2007, p 76.

⁵ Ídem.

expulsión de aire se realiza por el empuje de un pistón, movido por los propios contactos del interruptor en la maniobra de apertura.

El aire seco y limpio enfría el arco en uno o dos semiciclos. La presión de operación es constante y está entre los 1,5 y 3 MPa, siendo estos valores altos de presión.

1.3.1.1.3. Interruptor en SF6

“El SF6 es un gas inerte con excelentes propiedades aislantes, incluso a una presión relativamente baja (es decir, 0,5 MPa). Esta baja presión es crucial, ya que el SF6 se licuaría con altas presiones y no podría interaccionar con el arco.

El contacto móvil está conectado a una boquilla y un cilindro que constituye el pistón que comprime el gas SF6 cuando se mueve el contacto.

Cuando se forma el arco, el gas frío SF6, desde la parte inferior comprimida dinámicamente, puede interaccionar con el arco en un flujo axial y difundir su energía.”⁶

El principio del interruptor de SF6 se muestra en figura 1.4.

⁶ FRITZ PINNEKAMP, Revista ABB 1, El Interruptor, 2007, p 77.

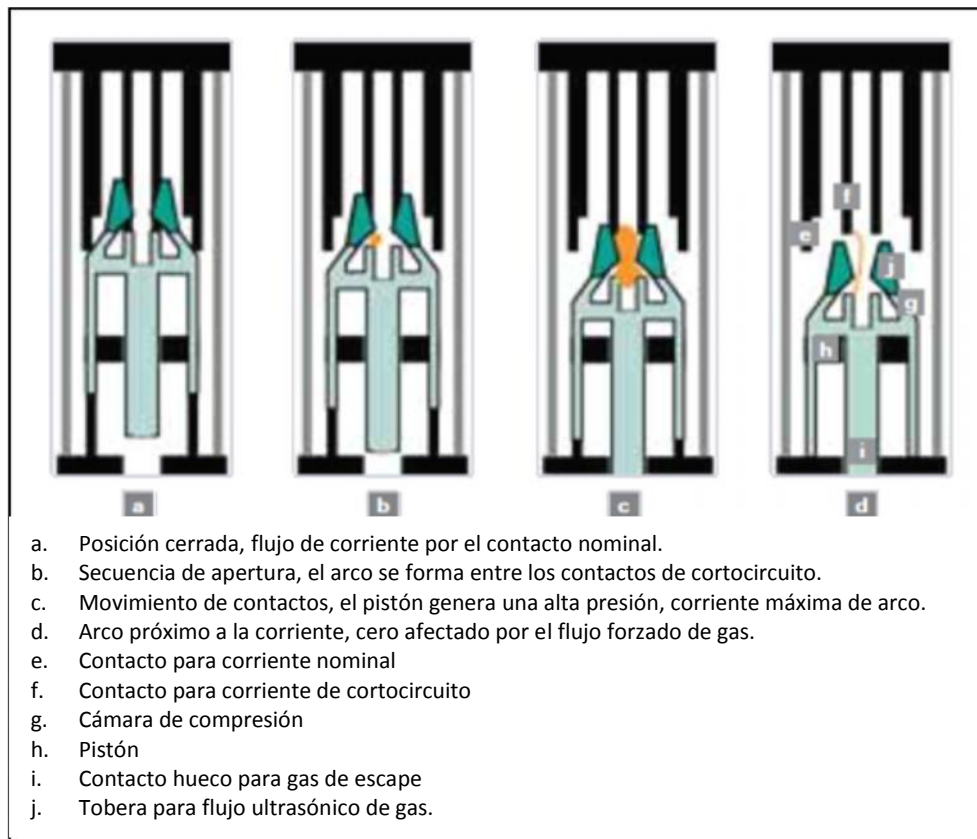


Figura 1.4. Secuencia operativa de un interruptor de gas SF6⁷.

1.3.1.1.4. Interruptor en vacío

Los interruptores al vacío utilizan como medio de extinción un vacío de hasta 10^{-5} Torr, en el cual no se puede generar un plasma debido a la ausencia de los átomos que se requieren para la ionización. [6]

1.3.2. Seccionadores.

Los seccionadores son elementos se maniobra cuya misión es abrir visiblemente un circuito para realizar trabajos de mantenimiento o reparación. No están diseñados para interrumpir corrientes de cortocircuito, pero si deben soportar los efectos térmicos y mecánicos producidos por estas corrientes. Su operación se debe realizar sin carga.

⁷ FRITZ PINNEKAMP, Revista ABB 1, El Interruptor, 2007, p 77.

Los seccionadores pueden ser clasificados por su constitución en monopolar o tripolares.

Por su accionamiento se puede mencionar los más utilizados:

- Seccionadores de cuchillas giratorias
- Seccionadores de cuchillas deslizantes
- Seccionadores de columnas giratorias
- Seccionadores de pantógrafo

1.3.2.1. Seccionador de puesta a tierra

Como su nombre lo indica, son seccionadores para realizar una conexión a tierra y cortocircuitar elementos no energizados de la subestación.

Pueden soportar el paso de la corriente por pocos segundos en condiciones anormales, por ejemplo en un cortocircuito.

1.3.3. Transformador de Potencia. [7]

El transformador de potencia es el equipo más importante en una subestación. Se encarga de transferir energía del lado primario al lado secundario manteniendo el flujo de potencia y la frecuencia. Esta transferencia lo realiza con el principio de inducción magnética, por lo que sus circuitos eléctricos se encuentran enlazados magnéticamente y aislados eléctricamente.

Es el equipo más grande, pesado, complejo y más costoso del resto de equipos de una subestación eléctrica.

Las bobinas de los transformadores de potencia son sumergidas en aceite mineral y son fabricados con potencias desde 500 kVA.

1.3.3.1. Partes constitutivas de un transformador

Las principales partes de un transformador son:

Núcleo de circuito magnético

Bobinados de alto y bajo voltaje

Válvula de drenaje

Válvula de carga de aceite

Protección Buchholz

Tanque

Aceite

Indicadores de temperatura, presión y nivel de aceite

Cambiador de derivaciones (taps)

Bushings

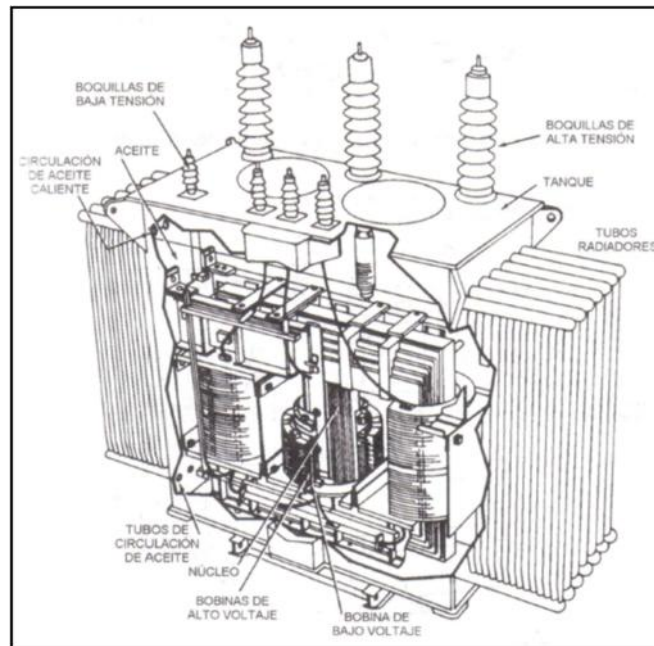


Figura 1.5. Partes de un transformador de potencia⁸.

1.3.3.2. Sistemas de enfriamiento.

TIPO OA Sumergido en aceite, con enfriamiento natural. Este es el enfriamiento más comúnmente usado y el que frecuentemente resulta el más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones. En estos transformadores, el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas, corrugadas o bien previstas de enfriadores tubulares o radiadores separables.

TIPO OA/FA Sumergido en aceite con enfriamiento propio y con enfriamiento de aire forzado. Este tipo de transformadores es básicamente una unidad OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento y por lo tanto, aumentar los kVA de salida.

⁸ Iluminación y Alta Tensión – FIME- UANL. <http://gama.fime.uanl.mx/~omezapro/EquipoElectrico.pdf>

TIPO OA/FOA/FOA Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento de aceite forzado-aire forzado, con enfriamiento aceite forzado-aire forzado.

TIPO OW Sumergidos en aceite, con enfriamiento por agua. Este tipo de transformador está equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque, el agua de enfriamiento circula en el interior de los tubos y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente

TIPO FOW Sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada.

1.3.3.3. Cambiadores de derivaciones (taps).

Los transformadores poseen equipos cambiadores de taps que permiten realizar cambios en la relación de voltaje. Por lo general el devanado de alto voltaje es el que se construye con derivaciones.

Cuando se cambia de un paso a otro, el equipo tiene una forma de cambiar la relación de vueltas del transformador y por ende el voltaje del mismo.

Existen dos tipos de transformadores con cambiadores, los sin carga (NLTC) y los bajo carga (OLTC), estos últimos son los más rápidos en responder ante perturbaciones o a cambios permanentes de voltajes.

Su operación puede ser manual o automática.

1.3.4. Transformadores de medida y protección. [8]

Estos transformadores permiten reducir los valores de las señales de tensión y de corriente a niveles muy inferiores del valor nominal y ser conectados a los

equipos de medición y los relés de protección. Existe una separación galvánica brindando seguridad al personal que opera estos equipos.

Estos transformadores se clasifican a su vez en transformadores de tensión y transformadores de corriente cuya función se puede ver en la tabla 1.1.

Tabla 1.1. *Equivalencias en las funciones en los transformadores de medida*⁹.

CONCEPTO	TRANSFORMADOR	
	TENSIÓN	CORRIENTE
Norma IEC/IRAM	60186/2271	60185/2344-1
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga se determina por:	Corriente	Tensión
Causa del error:	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta cuando:	Z_2 disminuye	Z_2 aumenta
Conexión del transformador a la línea:	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario:	En paralelo	En serie

1.3.4.1. Transformadores de corriente (TC).

“Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la

⁹ Módulo 2 – Transformadores de medida. Pág.1 - www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloii.pdf

corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. El primario del transformador, que consta de muy pocas espiras, se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.”¹⁰ Ver figura 1.6

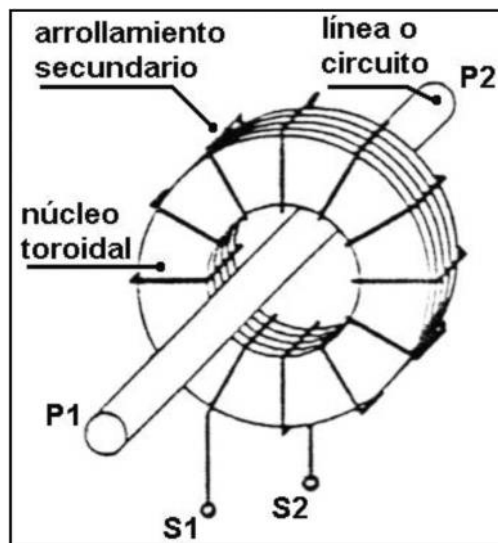


Figura 1.6. TC de núcleo toroidal¹¹.

Los valores de corriente primaria están normalizados en los siguientes valores: 100, 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000 y 4000 A, y los valores de corriente secundaria normalizados pueden ser 1 A o 5 A.

La precisión está normalizada como se describe en la tabla 1.2.

¹⁰ Módulo 2 – Transformadores de medida. Pág.2 - www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/modulooii.pdf

¹¹ Ídem

Tabla 1.2. Equivalencias en las funciones en los transformadores de medida¹²

CLASE	UTILIZACIÓN
0,1	Aparatos para mediciones y calibraciones de laboratorio
0,2 a 0,3	Mediciones de laboratorio y alimentaciones para medidores de kWh de alimentadores de potencia.
0,5 a 0,6	Alimentación para medidores de kWh de facturación en circuitos de distribución e industriales.
1,2	Alimentación a las bobinas de corriente de los aparatos de medición en general, indicadores o registradores y a los relés de las protecciones diferencial, de impedancia y de distancia.
3 a 5	Alimentación a las bobinas de los relés de sobrecorriente

1.3.4.2. Transformadores de potencial (TP).

“Un transformador de tensión es un dispositivo destinado a la alimentación de aparatos de medición y/o protección con tensiones proporcionales a las de la red en el punto en el cual está conectado. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.”¹³

Reduce valores de la línea en el orden de los kilovoltios a tensiones de 115 V generalmente.

¹² Módulo 2 – Transformadores de medida. Pág.9 - www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloii.pdf

¹³ <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloii.pdf>

Existen dos tipos de transformadores de potencial, los inductivos y capacitivos. Los inductivos son los adecuados para un esquema de protección porque responde rápidamente a los cambios de tensión. Los de tipo capacitivo se usan generalmente para realizar teleprotección, porque permite filtrar y sintonizar frecuencias, pero no responde rápidamente a los cambios de tensión.

1.3.5. Pararrayos.

Pararrayos son equipos de protección contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, maniobras u otras causas. En principio su único propósito era limitar las sobretensiones de origen atmosférico, pero su función fue ampliada a protección de sobretensiones de origen interno, por lo que el nombre adecuado para estos dispositivos es descargadores de sobretensión.

Los pararrayos se encuentran conectados entre la línea y la tierra, cuyas características le permiten actuar antes que el valor de sobretensión llegue a los valores de tensión de aislamiento de los elementos protegidos.

1.3.6. Capacitores.

Los bancos de capacitores son usados para corregir el factor de potencia y son una fuente muy importante de soporte de tensión durante los periodos pico, cuando la demanda de electricidad es alta. Esto se realiza inyectando una gran cantidad de reactivos a la línea a través de la conexión de estos capacitores.

1.3.7. Reactores serie y paralelo.

Los reactores son conectados en serie con la línea o el alimentador con usos típicos para reducción de corriente de falla, balance de carga en circuitos paralelos, limitar corrientes de arranque de un banco de capacitores, etc.

Los reactores en paralelo se utilizan para compensar los VARs capacitivos generados por las líneas de transmisión con poca carga o cables subterráneos. Normalmente están conectadas al devanado terciario del transformador, pero también puede ser directamente conectados en sistemas de hasta 115 kV.

1.4. CONFIGURACIÓN DE BARRAS EN UNA SUBESTACIÓN. [9]

Las subestaciones eléctricas deben tener máxima confiabilidad, flexibilidad para la realización de maniobras y asegurar la continuidad de servicio.

Por ello se optan por varios criterios al momento de diseñar una subestación, en donde intervienen la importancia de la subestación en el sistema, el nivel de tensión, el espacio disponible, facilidad de acceso de las líneas de transmisión o distribución y obviamente las condicionantes económicas, las mismas que aumentan con la fiabilidad de la subestación.

A continuación se describen generalmente las principales de configuraciones de barras utilizadas en las subestaciones.

1.4.1. Barra simple

Es la configuración más sencilla y económica. La barra recibe alimentación de una generadora o líneas de transmisión. Cada línea consta de un interruptor y un seccionador. No existe redundancia en barras o interruptores. (Fig. 1.7).

Cuando existe una falla en la barra se pierden todos los circuitos al despejar la falla.

Frente a trabajos de mantenimiento del disyuntor, el circuito afectado queda indisponible.

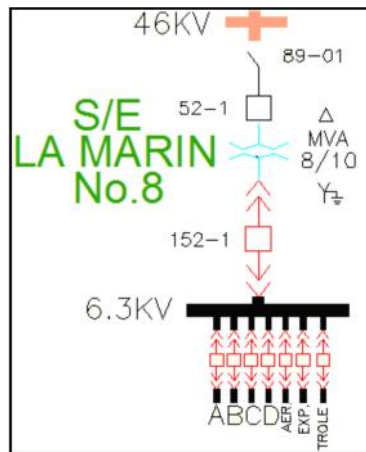


Figura 1.7. Configuración Barra Simple¹⁴.

1.4.2. Barra simple seccionada

Es similar a la configuración anterior con la diferencia que se le agrega un interruptor en la parte media de la barra obteniendo así mayor flexibilidad y continuidad en el servicio de la subestación. Esta configuración se usa generalmente para el acople de los sistemas de subtransmisión y distribución. (Fig. 1.8). En el caso de una falla afectaría al 50 % de su funcionamiento.

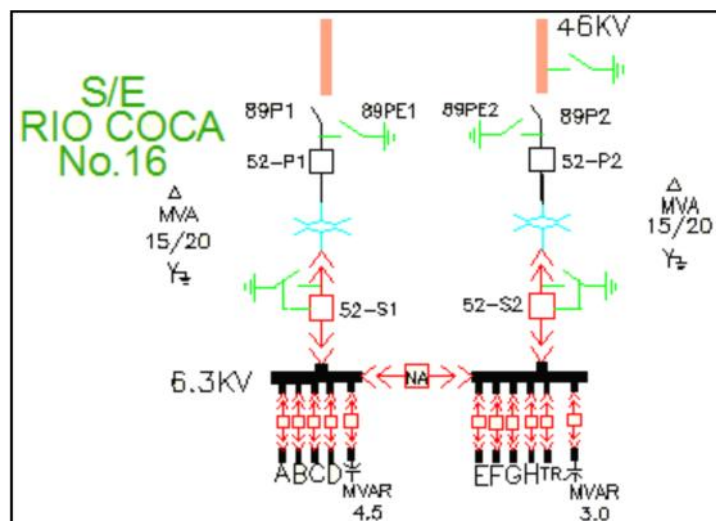


Figura 1.8. Configuración Barra Simple seccionada¹⁵.

¹⁴ Diagrama unifilar de la S/E La Marín de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

¹⁵ Diagrama unifilar de la S/E Río Coca de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

1.4.3. Barra doble (principal y transferencia).

Esta configuración incluye dos barras, uno principal y otro de transferencia, un interruptor y dos seccionadores que conforman la bahía de acoples de barra. La barra principal siempre está energizada y todos los circuitos se alimentan de esta. La barra de transferencia está diseñada para contener a una sola línea en el caso de un mantenimiento. Ver figura 1.9.

Incorpora mayor cantidad de elementos, lo que la hace más costosa y necesita mayor área de instalación. Posee mayor flexibilidad y continuidad de servicio, pero en el caso de una falla en la barra, las protecciones disparan todos los interruptores de todos los circuitos.

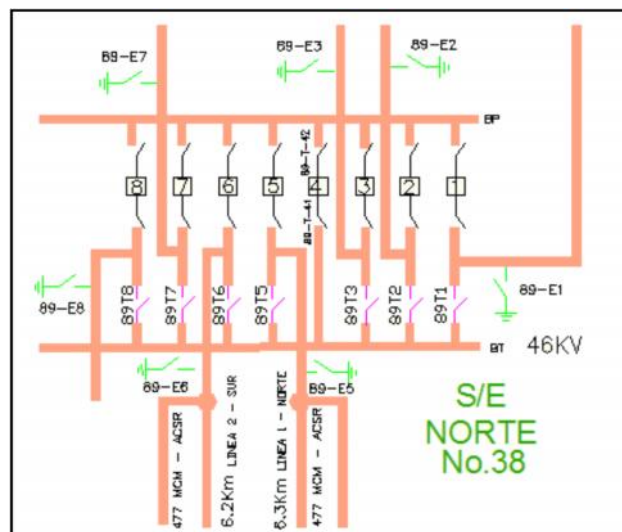


Figura 1.9. Configuración Barra Doble (principal y transferencia)¹⁶

1.4.4. Interruptor y medio.

Esta configuración tiene dos barras principales energizadas e independientes. Las barras están conectadas por tres interruptores que contienen dos circuitos

¹⁶ Diagrama unifilar de la S/E Norte de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

de módulos de comunicaciones para interactuar como cliente – servidor o maestro – esclavo dependiendo del nivel jerárquico en el cual se encuentren.

El uso de terminales remotas (RTU), Gateway de comunicación, Controladores Lógicos Programables y Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) forman parte de un sistema integrado que reúne procesos de control, protección, monitoreo y adquisición de datos de los sistemas eléctricos.

1.5.1. RTU

Históricamente, en cada Subestación, la única interface entre el patio de interruptores y el Sistema de Gestión de Red era una Unidad Terminal Remota (RTU). La RTU era la unidad central que poseía muchas entradas y salidas, casi ninguna función local y la interface de comunicación con el Centro de Control remoto.

Las RTUs en conjunto con el Centro de Control formaban el Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA).

La función de comunicación ha sido imprescindible en la RTU, para lo cual se han creado interfaces de comunicación, que en la actualidad puede ser un módulo adicional para la RTU o un equipo adicional que se describe a continuación.

1.5.2. GATEWAY

Un Gateway es un equipo que reúne hardware y software para la conversión de protocolos manejados dentro y fuera de la subestación, por lo que esta conversión debe ser realizada en ambas direcciones.

Estos equipos reciben adquieren y almacenan información de los relés de protección con capacidad de comunicación y actualmente de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes, con el propósito de ser enviados hacia el Centro de Control.

1.5.3. IED

Estos equipos llamados IED (por sus siglas en inglés Intelligent Electronic Devices) poseen tecnología de microprocesadores que le permite ofrecer amplias funcionalidades de protección, control, monitoreo, medida y comunicación. Tienen la capacidad de generar reportes de falla en tiempos menores a un segundo, listas de eventos y almacenamiento de datos y poseen sus propios interfaces gráficos.

Estos equipos son capaces de acoplarse a un sistema automatizado de subestaciones a través de protocolos de comunicación y sus diseños compactos han reducido los trabajos y costos de cableados.

Generalmente manejan protocolos de comunicación estándar, por lo que se usa el Gateway como interfaz para comunicarse con un Sistema SCADA.

1.5.4. PLC

El controlador lógico programable (PLC) es un equipo que desarrolla funciones específicas dentro de un sistema automatizado. Originalmente solo desarrollaba procesos de automatización industrial, pero dada su versatilidad, facilidad de aplicación y bajo costo respecto a la RTU, ha sido utilizado en proyectos de automatización de subestaciones.

1.5.5. Sistema Automatizado de Subestaciones - SAS

Un Sistema de Automatización de Subestaciones tiene la capacidad de realizar acciones avanzadas de control y monitoreo del sistema eléctrico, al cual se puede acceder de forma local o remota, y las funciones específicas pueden desarrollarse de forma automática y manual por su enlace directo con el patio de maniobras.

Todas las funciones son ejecutables a través del intercambio de información con los equipos antes mencionados y principalmente con los IEDs.

Adquiere y almacena toda la información de los equipos primarios de la subestación.

1.6. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA. [12]

Los sistemas eléctricos de potencia experimentan fallas por lo que las protecciones son instaladas para:

- Detectar la ocurrencia de una falla y aislar el equipo con falla
- Limitar el daño del equipo fallado y minimizar los daños en equipos adyacentes sin falla.
- Limitar los riesgos de daño al personal que trabaja en el sistema.

Las protecciones dentro de un sistema eléctrico deben tener las siguientes cualidades:

- Sensibilidad: La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son.

- **Selectividad:** Una vez que la falla ha sido detectada, la protección debe tener la capacidad distinguir si la falla ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y consecuentemente aislar la misma.
- **Rapidez:** Después de detectar la falla, ésta debe ser despejada lo más rápido posible. Mientras menor sea el tiempo, menor será los efectos y daños en el sistema.
- **Fiabilidad:** Una protección es fiable cuando siempre responde correctamente, es decir, siempre debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación de falla.
- **Economía y simplicidad:** La instalación de una protección debe estar justificada tanto técnica como económicamente.

1.6.1. PROTECCIONES ELÉCTRICAS PRINCIPALES.

La función de la protección por relés es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia cuando este sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar de una forma anormal que pueda originar daño e interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

En el Anexo 1 se presentan las protecciones eléctricas con la codificación de la norma ANSI utilizadas en sistemas eléctricos de potencia.

A continuación se presentan las protecciones más comunes utilizadas en subestaciones.

1.6.1.1. Protección de sobrecorriente [13]

Las fallas más comunes que se presentan en un sistema eléctrico se deben a sobrecorrientes, que son corrientes que aumentan por sobre los valores normales de operación, en especial los debidos a cortocircuitos.

El funcionamiento de una protección de sobrecorriente es simple ya que su operación depende del nivel de corriente mínima de operación (arranque o pick up) y del tiempo de operación.

A continuación se enuncian los códigos ANSI más utilizados para sobrecorrientes en subestaciones de distribución:

- 50: Sobrecorriente Instantánea para fases
- 50N: Sobrecorriente Instantánea para Neutro
- 51: Sobrecorriente temporizado para fases
- 51N: Sobrecorriente temporizado para neutro
- 67: Sobrecorriente direccional para fases
- 67N: Sobrecorriente direccional para neutro

1.6.1.2. Protección diferencial

La protección diferencial supervisa la diferencia vectorial entre dos o más valores, ésta actúa cuando la diferencia supera el valor especificado. Se utiliza para proteger de fallas a internas a los equipos tales como transformadores, barras o líneas. Los códigos ANSI para cada una de ellas son:

- 87T: Diferencial para transformador
- 87B: Diferencial para barra

- 87L: Diferencial para línea

1.6.1.3. Protección de sobrevoltaje

Esta protección responde a un valor de voltaje que supera el valor especificado. El código ANSI para esta protección es el 59.

1.6.1.4. Protección de bajo voltaje

Esta protección responde a un valor de voltaje que está por debajo del valor especificado. El código ANSI para esta protección es el 27.

1.6.1.5. Protección de distancia

Esta protección utiliza información de voltajes y corrientes que a su vez miden la impedancia y reactancia en un punto dado. Son muy utilizados en líneas de transmisión. En este caso, al ser la impedancia de una línea proporcional a su distancia, se lo usa para conocer la impedancia normal hasta cierto punto. Se diseñan para operar con fallas que ocurran entre el punto de ubicación de la protección y un punto dado en la línea, así se discriminan las fallas que ocurran en otras zonas de la línea.

El código ANSI para esta protección es el 21.

1.6.1.6. Protección de frecuencia

Las frecuencias anormales en un sistema eléctrico se deben a desbalances entre la carga y la generación. Si existe mayor potencia de demanda que potencia generada, entonces la frecuencia tiende a descender. En cambio, si la potencia generada es mayor que la demandada, la frecuencia tiende a aumentar.

Los códigos ANSI para esta protección son:

- 81U: Baja frecuencia
- 81O: Sobre frecuencia

1.7. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN. [10]

La comunicación es la columna vertebral de los sistemas de automatización de subestaciones. Permite asociar los sistemas de control, protección y monitoreo dentro de la subestación a través de redes locales, consolidando así un sistema integrado, brindando diversas ventajas comparados con los sistemas convencionales.

Las interconexiones de comunicación pueden usar cobre, fibra óptica, inalámbrica o una combinación de estos y dependen de la complejidad de las funciones que vayan a realizar. En última instancia, toda la información contenida en la red local puede pasar a un nivel superior como centro de operaciones, centro de mantenimiento y otras funciones de la empresa.

1.7.1. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN. [14]

Los dispositivos numéricos de la subestación deben estar intercomunicados y deben seguir estándares de comunicación.

El objetivo de un estándar internacional es permitir la interoperabilidad entre los dispositivos.

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) define interoperabilidad como: “la habilidad de dos o más sistemas o componentes para intercambiar información y utilizar la información intercambiada.”¹⁸

1.7.1.1. IEC 60870-5-101

Es un estándar para el monitoreo de sistemas de potencia, control y comunicaciones asociadas para telecontrol, teleprotección. Su comunicación es a través de una red serial. Este protocolo está dedicado a líneas de comunicación entre SAS o RTUs y Centros de Control.

1.7.1.2. IEC 60870-5-104

La sección 104 del estándar es una extensión al protocolo de transmisión IEC 101 con cambios en el transporte, red, enlace y capas físicas para el acceso completo a la red a través del uso de una interfaz TCP/IP. [15]

1.7.1.3. IEC 60870-6

Equipos de Telecontrol y sistemas para componentes – Parte 6 (TASE.2) Protocolo para centros de control: Este protocolo está diseñado para la comunicación entre los centros de control. Es llamado también ICCP (Protocolo de comunicación entre Centros de Control). Es utilizado en algunos casos para enlaces de comunicación entre Subestaciones y Centros de Control.

1.7.1.4. IEC 61970

El estándar determina aplicaciones de programación de interface para el Sistema de Manejo de Energía: Este estándar define el Modelo de Información Común (CIM) y está diseñado para el modelamiento de redes de información en Sistemas de Manejo de Energía (EMS).

18 IEEE Std 610.12-1990, IEEE Standard Glossary of Software Engineering Terminology, p 42.

1.7.1.5. IEC 60870-5-103

La sección 103 define el estándar de comunicación para permitir la interoperabilidad entre equipos de protección y dispositivos de un sistema de control dentro de la subestación.

1.7.1.6. IEC 61850

Redes de comunicación y Sistemas en Subestaciones: Este es el estándar para todas las tareas de comunicación dentro de la Subestación (control, protección, monitoreo, etc.). Cabe resaltar que los nuevos dispositivos de protección ofrecen preferentemente el estándar más poderoso IEC 61850 en lugar del IEC 60870-5-103.

1.7.1.7. DNP 3.0

(Distributed Network Protocol Versión 3.0), originalmente desarrollado por Westronic Inc. en 1990, actualmente GE Energy Services, documentado y puesto al público en 1993, es un protocolo basado en los estándares de comunicación IEC 870-5 diseñado para la industria en aplicaciones de telecontrol, especialmente enfocado hacia el sector eléctrico por la precisión y calidad de la información que transporta, en labores de adquisición de datos y aplicaciones de control.

1.7.2. SISTEMAS ABIERTOS

Basado en el concepto de interoperabilidad, las comunicaciones deben permitir que los sistemas sean abiertos en los siguientes aspectos:

- Abiertos al libre intercambio de información entre dispositivos de diferentes fabricantes.
- Abiertos a seguir la tecnología de comunicaciones.

- Abiertos a filosofías y alternativas diferentes en la empresa.
- Abiertos a soportar los cambios en la tecnología del sistema.
- Abiertos a las tareas de ingeniería y mantenimiento de la comunicación.

CAPITULO 2

FUNCIONES DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

EUGENIO ESPEJO

2.1. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN EUGENIO ESPEJO

La subestación Eugenio Espejo (codificada como subestación número 59) de la Empresa Eléctrica Quito está ubicada en la calle Emilio Uscátegui y Pedro Castrillo, esquina, en la ciudadela Marta Roldós al sur de la ciudad de Quito.

Actualmente la subestación dispone de dos transformadores de características similares cuya potencia máxima es 33 MVA, 138/23 KV. El primer transformador fue instalado en año de 1998 y el otro en el 2007. La subestación posee cinco alimentadores primarios y dos bancos de condensadores de 4.5 MVAR cada uno. Sus cargas coincidentes a las 19h30, según las lecturas del 14/dic/2011 son: 59-A 193.92 A, 59-B 192.48 A, 59-C 235.68A y 59-D 134.4 A. La demanda de la subestación ajustada al pico del año es 31.36 MVA, sus troncales primarios tienen longitudes menores a 20 Km, con carga alta el primario 59-C, media los primarios 59-A y 59-B, lo que permite concluir que esta subestación no tiene problemas para seguir atendiendo el crecimiento de su demanda eléctrica y transferencias de carga de subestaciones vecinas. Sus primarios no tienen problemas de regulación de voltaje, ya que los transformadores disponen de cambiador de devanados bajo carga (OLTC).

Los equipos como: transformador, disyuntores y cabinas no presentan problemas de reparaciones y mantenimiento, ya que son equipos nuevos, en operación desde el año 2000. A diciembre 2011 el índice de frecuencia de

interrupciones (FMIK) del primario 59-B fue de 7.1, excediendo el 41.2 % del límite establecido por el CONELEC, sin embargo, la calidad del servicio técnico de esta subestación es aceptable, ya que los índices de frecuencia de interrupciones (FMIK) y de tiempo de interrupciones (TTIK) están dentro de los límites regulados por el CONELEC. [16]

2.2. EQUIPOS DE ALTA Y MEDIA TENSIÓN Y BARRAJE DE LA SUBESTACIÓN EUGENIO ESPEJO.

La subestación Eugenio Espejo, a la cual se refiere este trabajo, posee una barra simple a nivel de 138 kV y otra barra simple seccionada a nivel de 23 kV. Ver figura 2.1.

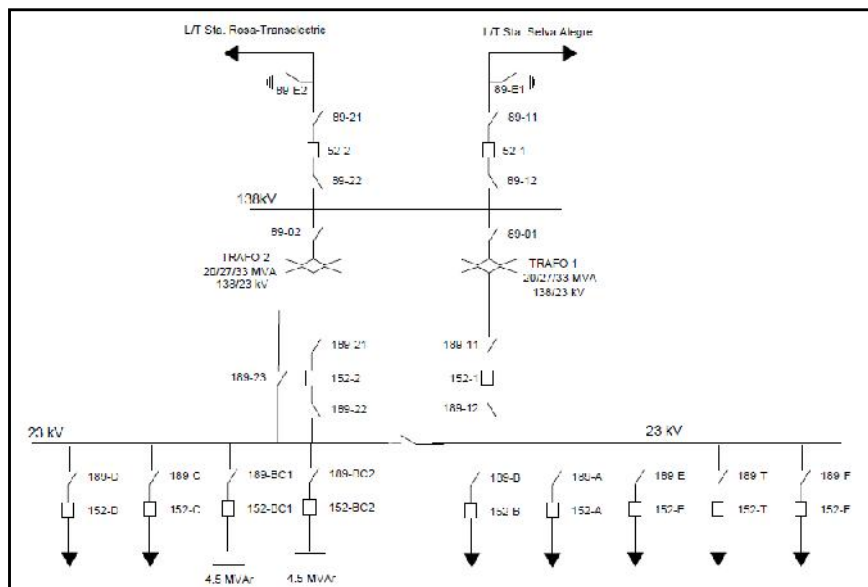


Figura 2.1. Diagrama Unifilar Subestación Eugenio Espejo¹⁹

La subestación Eugenio Espejo es de tipo exterior, cuyo aislamiento es el aire. Fue diseñada y construida cumpliendo las normas IEC y ANSI para la construcción de subestaciones y requerimientos propios de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

¹⁹ Diagrama unifilar S/E Eugenio Espejo de la Empresa Eléctrica Quito S.A. Actualizado Octubre 2012

2.2.1. Barra de 138 kV

La barra de 138 kV recibe dos líneas, una proveniente de la subestación Selva Alegre (ver figura 2.2), con una distancia de 16 km y un límite térmico de 480 A; y otra de la subestación Santa Rosa N°2 (ver figura 2.3) con una distancia de 9 km y un límite térmico de 480 A.



Figura 2.2. Bahía de Línea 138 kV a Santa Rosa 2 – S/E Eugenio Espejo²



Figura 2.3. Bahía de Línea 138 kV a Selva Alegre – S/E Eugenio Espejo³

La barra de 138 kV alimenta a dos transformadores de 33 MVA. Ver figura 2.4.

² Figura propia del autor.

³ Ídem



Figura 2.4. Barra 138 kV - Subestación Eugenio Espejo⁴

De presentarse alguna falla en la barra, ésta se despejaría abriendo los disyuntores de las líneas, lo cual dejaría sin energía toda la subestación.

2.2.2. Barra de 23 kV

Cada transformador alimenta a cada sección de la barra de la cual salen los cinco alimentadores primarios y dos bancos de capacitores. Ver figura 2.5.



Figura 2.5. Barra 23 kV - Subestación Eugenio Espejo⁵

⁴ Figura propia del autor.

⁵ Ídem

Para abrir o cerrar el seccionamiento de barra se tiene que desenergizar la barra.

2.2.3. Equipos de patio de 138 Kv

En la tabla 2.1 se enlistan los equipos de las bahías en 138 kV de la subestación Eugenio Espejo, de los cuales se detallarán sus características y datos de placa.

Tabla 2.1. Equipos de patio de 138 kV – Subestación Eugenio Espejo – EEQ⁶

BAHÍA	EQUIPOS	CANTIDAD	NOMENCLATURA	
LÍNEA SELVA ALEGRE	DISYUNTOR	1	52-1	
	SECCIONADORES	2	89-11	89-12
	SECCIONADORES PUESTA A TIERRA	1	89-E1	
	PARARRAYOS	3		
	DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL	3		
	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	3		
LÍNEA SANTA ROSA 2	DISYUNTOR	1	52-2	
	SECCIONADORES	2	89-21	89-22
	SECCIONADORES PUESTA A TIERRA	1	89-E2	
	PARARRAYOS	3		
	DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL	3		
	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	3		
BARRA 138 kV	SECCIONADORES	2	89-01	89-02
	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	3		
	TRANSFORMADORES DE POTENCIA	2	T1	T2

⁶ Tabla propia del autor.

2.2.3.1. Disyuntores

La subestación posee dos disyuntores aislados en SF6, cuya nomenclatura es 52-1 para la línea a Selva Alegre y 52-2 para la línea a Santa Rosa (ver figura 2.6).

Los disyuntores poseen las características de la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Características del Disyuntor 52-1 y 52-2⁷

CARACTERÍSTICA	
MARCA	AEG
VOLT OPERACIÓN	138 kV
CORRIENTE NOMINAL	2500 A
CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN	31,5 kA
MÁXIMO VOLTAJE DE OPERACIÓN	170 kV
VOLTAJE DISPARO	125 VDC
FRECUENCIA	60 Hz
FASES	3



Figura 2.6. Disyuntor 52-1 (138kV) Subestación Eugenio Espejo⁸

⁷ Tabla propia del autor.

⁸ Figura propia del autor.

2.2.3.2. Seccionadores

En la subestación existen seis seccionadores aisladas en aire. Cada disyuntor posee dos seccionadores adyacentes. Existe también un seccionador adyacente a cada transformador de potencia. Ver figura 2.7.



Figura 2.7. Seccionadores 89-11 y 89-21 (138kV) S/E Eugenio Espejo⁹

Las características de estos de estos seccionadores se encuentran en la tabla 2.3.

Tabla 2.3. Características de los pararrayos (138 kV) S/E Eugenio Espejo.¹⁰

CARACTERÍSTICA	VALOR
MARCA	MEZA
VOLTAJE DE OPERACIÓN	138 kV
CORRIENTE NOMINAL	1600 A
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	20 kA
MÁXIMO VOLTAJE DE OPERACIÓN	170 kV
TIPO	Tripolar
BIL	750 kV
FASES	3

⁹ Figura propia del autor.

¹⁰ Datos de placa de pararrayos.

2.2.3.3. Pararrayos

Existen seis pararrayos ubicados en el pórtico de las entradas de las líneas en 138 kV, las cuales protegen la subestación de sobre voltajes de impulso. Ver figura 2.8.

Los pararrayos tienen las características de la tabla 2.4.

Tabla 2.4. Características de los pararrayos (138 kV) S/E Eugenio Espejo¹¹

MARCA	EMA
VOLTAJE DE OPERACIÓN	138 kV
VOLTAJE DE DISEÑO	120 kV
CUERPOS	Uno
UBICACIÓN	Pórtico de entradas de Santa Rosa 2 y Selva Alegre
AÑO DE FABRICACIÓN	1998



Figura 2.8. Pararrayos (138kV) Subestación Eugenio Espejo¹²

¹¹ Tabla propia del autor.

¹² Figura propia del autor.

2.2.3.4. Divisor Capacitivo de Potencial (DCP)

A la entrada de las líneas existen seis divisores capacitivos. Ver figura 2.9.

Las características de los divisores capacitivos se encuentran en la tabla 2.5.

Tabla 2.5. Características de los DCPs (138 kV) Subestación Eugenio Espejo¹³

MARCA	GEC ALSTHOM
TIPO	CAPACITIVO
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	138000/ 3/115
CAPACIDAD	8000 pF
BURDEN	100 VA
CLASE DE PRECISIÓN	-5 +10 %
BIL AT/BT	550 kV
BIL (BUSHINGS)	670 kV
UBICACIÓN	Entradas de líneas de Santa Rosa 2 y Selva Alegre
VOLTAJE PRIMARIO	138000/ 3
VOLTAJE SECUNDARIO	115 - 115/ 3
SISTEMA DE OPERACIÓN	Manual
MARCA	BALTEAU
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	1200:1 - 700:1
CLASE DE PRECISIÓN	0,6 ZZ
BIL AT/BT	2,5/670 kV
UBICACIÓN	Barra de 138 kV
VOLTAJE PRIMARIO	138 kV
VOLTAJE SECUNDARIO	115 V

¹³ Tabla propia del autor.



Figura 2.9. Divisor Capacitivo (138kV) Subestación Eugenio Espejo¹⁴

2.2.3.5. Transformadores de Potencial (TP)

Estos se encuentran ubicados en la barra de 138 kV. Al ser una barra simple, solamente se necesitan tres TPs, uno para cada fase. Ver figura 2.10.

Las características de los transformadores de potencial están en la tabla 2.6.

Tabla 2.6. Características de los TPs (138 kV) Subestación Eugenio Espejo¹⁵

MARCA	BALTEAU
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	1200:1 - 700:1
CLASE DE PRECISIÓN	0,6 ZZ
BIL AT/BT	2,5/670 kV
UBICACIÓN	Barra de 138 kV
VOLTAJE PRIMARIO	138 kV
VOLTAJE SECUNDARIO	115 V

¹⁴ Figura propia del autor.

¹⁵ Tabla propia del autor.



Figura 2.10. Transformador de Potencial – Barra 138kV. S/E Eugenio Espejo¹⁶

2.2.3.6. Transformadores de Corriente (TC)

Existen dos juegos de transformadores de corrientes que corresponden a cada línea que recibe la subestación (ver figura 2.11). Están ubicados aguas abajo de los disyuntores de línea. Las características de los transformadores de corriente se describen en la tabla 2.7.

Tabla 2.7. Características de los TCs (138 kV) S/E Eugenio Espejo¹⁷

CARACTERÍSTICA	VALOR
MARCA	GEC ALSTHOM
TIPO	
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	1200/5 - 600/5 A
BURDEN	100VA
UBICACIÓN	Adyacentes a disyuntores
CLASE DE PRECISIÓN	C400 0,6 B 2,0
BIL	2,5/550 kV
FRECUENCIA	60 Hz
PESO TOTAL	470 kg

¹⁶ Figura propia del autor.

¹⁷ Tabla propia del autor.



Figura 2.11. Transformador de Corriente – 138kV. Subestación Eugenio Espejo¹⁸

2.2.3.7. Transformadores de Potencia

La subestación Eugenio Espejo tiene dos transformadores de potencia:

- Transformador T1. Ver figura 2.12



Figura 2.12. Transformador de Potencia T1 – 138/23kV – 33 MVA. S/E E. Espejo¹⁹

Las características del Transformador 1 se describen en la tabla 2.8.

¹⁸ Figura propia del autor.

¹⁹ Ídem

Tabla 2.8. Características de Transformador T1 - S/E Eugenio Espejo²⁰

MARCA	SIEMENS
POTENCIA	33 MVA
RELACIÓN	138/23 kV
UBICACIÓN	Patio de maniobras
AÑO DE FABRICACIÓN	2006
AÑO DE INSTALACIÓN	2007
TIPO	REDUCTOR
NORMA	ANSI C 57
CAPACIDAD	ONAN/20; ONAF1/27; ONAF2/33 MVA
FASES	3
VOLTAJE PRIMARIO	138 kV
VOLTAJE SECUNDARIO	23 kV
AMPERIOS AT	84/113/138 A
AMPERIOS MT	502/678/828 A
FRECUENCIA	60 Hz
CONEXIÓN	D y n 1
NIVEL DE AISLAMIENTO DEVANADOS	AT/550; MT/150 kV
ELEVACIÓN DE TEMPERATURA	65 °C
PESO TOTAL	62890 kg
CAMBIADOR DE TAPS	CON CARGA EN AT - ABB
MODO DE SERVICIO	CONTINUO

- Transformador T2. Ver figura 2.13



Figura 2.13. Transformador de Potencia T2 - S/E Eugenio Espejo²¹

²⁰ Tabla propia del autor.

²¹ Figura propia del autor.

Las características del Transformador 2 se describen en la tabla 2.9.

Tabla 2.9. Características de Transformador T2 - S/E Eugenio Espejo²²

MARCA	PAUWELS
POTENCIA	27/30/33 MVA
RELACIÓN	138/23 kV
UBICACIÓN	Patio de maniobras
AÑO DE FABRICACIÓN	1996
AÑO DE INSTALACIÓN	1998
TIPO	ORV 20/230
NORMA	ANSI C57
SERIE	95.4.7519
CAPACIDAD	OA/17,8-20; FA1/24-27; FA2/29,5-33 MVA
FASES	3
VOLTAJE PRIMARIO	138 kV
VOLTAJE SECUNDARIO	23 kV
AMPERIOS AT	162 A
AMPERIOS MT	828 A
FRECUENCIA	60 Hz
CONEXIÓN	/Y – N
NIVEL DE AISLAMIENTO DEVANADOS	AT 550kV; MT 150 kV; N 110 kV
NIVEL DE AISLAMIENTO AISLADORES	AT 750kV; MT 200 kV; N 150 kV
ELEVACIÓN DE TEMPERATURA	80 K
PESO TOTAL	53000 kg
CAMBIADOR DE TAPS	CON CARGA EN AT – ABB
MODO DE SERVICIO	Continuo

²² Tabla propia del autor.

2.2.4. Equipos de patio de 23 Kv

El patio de maniobras en 23 kV contiene los elementos de la tabla 2.10.

Tabla 2.10. Equipos del patio de 23 kV de la Subestación E. Espejo²³

BAHÍA	EQUIPOS	CANT	NOMENCLATURA		
Alimentación 1	DISYUNTOR	1	152-1		
	SECCIONADORES	2	189-11	189-12	
Alimentación 2	DISYUNTOR	1	152-2		
	SECCIONADORES	3	189-21	189-22	189-23
Alimentadores Primarios	DISYUNTORES	7	152-A; B; C; D; E; F; TR		
	SECCIONADORES	7	189-A; B; C; D; E; F; TR		
Banco Capacitores 1	DISYUNTOR	1	152-BC1		
	SECCIONADORES	1	189-BC11	189-BC12	
Banco Capacitores 2	DISYUNTOR	1	152-BC2		
	SECCIONADORES	2	189-BC21		
Barra 23 kV	SECCIONADOR	1	189-B23		
	TRAFO DE POTENCIAL	6			
	TRAFO DE CORRIENTE	6			
	TRAFO SERV. AUXILIARES	1			
	FUSIBLES	3			

2.2.4.1. Disyuntores

Para el patio de 23 existen dos tipos de disyuntores, uno aislado en aceite, que corresponden a la alimentación 1 en 23 kV y el resto de disyuntores son aislados en vacío y corresponden a la alimentación 2, alimentadores primarios y bancos de capacitores.

La figura 2.14 muestra el disyuntor 152-E de marca EMA.

²³ Tabla propia del autor.



Figura 2.14. Disyuntor 152-D (23kV) Subestación Eugenio Espejo²⁴

La tabla 2.12 enlista las características del disyuntor 152-2 de alimentación en 23 kV de la subestación Eugenio Espejo.

Tabla 2.12. Características del Disyuntor 152-2 (23 kV) - S/E Eugenio Espejo²⁵

DISYUNTOR 152-2	
CARACTERÍSTICA	
MARCA	EIB
VOLT OPERACIÓN	23 KV
CORRIENTE NOMINAL	1250 A
CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN	25 KA
MÁXIMO VOLTAJE DE OPERACIÓN	36 kV
VOLTAJE DISPARO	125 VDC
FRECUENCIA	60 Hz
NIVEL DE AISLAMIENTO (BIL)	200 kV
MECANISMO DE OPERACIÓN	Manual
PESO TOTAL	285 kg

²⁴ Figura propia del autor.

²⁵ Tabla propia del autor.

2.2.4.2. Seccionadores

En el patio de 23 kV existen seccionadores con las mismas características, las cuales se detallan en la tabla 2.13.

Tabla 2.13. Características del Seccionadores de 23 kV - S/E E. Espejo²⁶

SECCIONADORES	
CARACTERÍSTICA	
MARCA	MESA
VOLTAJE DE OPERACIÓN	23 kV
CORRIENTE NOMINAL	1250 A
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	40 kA
MÁXIMO VOLTAJE DE OPERACIÓN	36 kV
TIPO	Tripolar
BIL	170 kV
FASES	3
SISTEMA DE OPERACIÓN	Manual

En la figura 2.15 se muestran los seccionadores 189-11 y 189-12 de la alimentación 1 en 23 kV.



Figura 2.15. Seccionador 189-11 (horizontal) y seccionador 189-12 (vertical)
Alimentación 1 en 23 kV- S/E E. Espejo²⁷.

²⁶ Tabla propia del autor.

²⁷ Figura propia del autor.

2.2.4.3. Banco de Capacitores

Existen dos bancos de capacitores que entregan potencia reactiva al sistema, regulando así el nivel de voltaje en la barra de 23 kV (ver figura 2.16). Cada banco de capacitores posee 12 unidades con las características que se muestran en la tabla 2.14. La potencia total de los bancos de capacitores es de 4,5 MVar.

Tabla 2.14. Características de una unidad de Capacitor - S/E E. Espejo²⁸

CAPACITOR	
POTENCIA NOMINAL	375 kVAR
VOLTAJE NOMINAL	23 kV
FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz
RESISTENCIA	4 Mohms
CAPACIDAD NOMINAL	22,56 uF
PESO	53 kg
NORMA	IEC 671-1
AÑO DE FABRICACIÓN	1996



Figura 2.16. Banco de Capacitores 1 - S/E E. Espejo²⁹.

²⁸ Tabla propia del autor.

²⁹ Figura propia del autor.

2.2.5. Cuarto de Control

En este lugar se encuentran los tableros de control, protección y medición de los equipos que se encuentran en el patio de maniobras, con las que se puede realizar operaciones remotamente.

Básicamente, los tableros están conformados por relés, medidores, voltímetros, amperímetros, luces indicadoras y alarmas sonoras.



Figura 2.17. Cuarto de Control – S/E Eugenio Espejo³⁰

2.2.5.1. Relés de Protección

Los elementos de protección están ubicados por bahías los cuales se resumen en las siguientes tablas y figuras.

Tabla 2.15. Protecciones de líneas y barra en 138 kV - S/E Eugenio Espejo³¹

BAHÍA	PROTECCIÓN	ANSI	FASES	NEUTRO	FIGURA
LÍNEAS 138 kV	Sobrecorriente Direccional	67	A-B-C	N	2.18
	Protección de Distancia	21	A-B-C	N	
	Sincronismo	25	A-B-C	-	2.19
	Disparo Falla de Breaker	50BF/62BF/86BF			2.20
BARRA 138 kV	Diferencial de Barra	87B	A-B-C	N	
	Relé auxiliar de disparo	86B			

³⁰ Figura propia del autor.

³¹ Tabla propia del autor.



Figura 2.18. Protección 67 – L/T Selva Alegre – 138 kV - S/E Eugenio Espejo³²

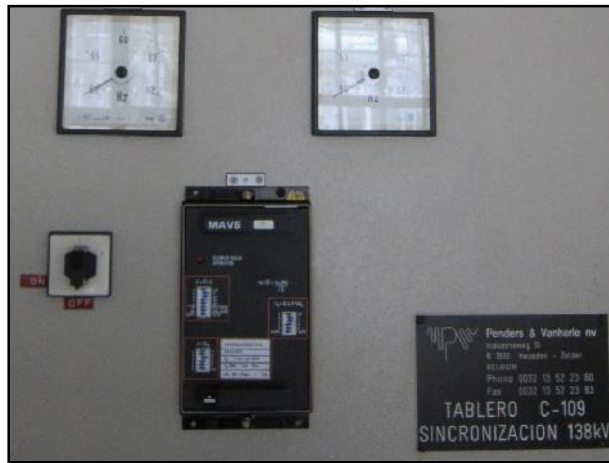


Figura 2.19. Relé de sincronismo – 138 kV - S/E Eugenio Espejo³³



Figura 2.20. Protección Falla de Breaker 50BF, 62BF, 86BF – L/T Selva Alegre - S/E Eugenio Espejo³⁴

³² Figura propia del autor.

³³ Ídem

³⁴ Ídem

Tabla 2.16. Protecciones de Transformadores 138/23 kV - S/E E. Espejo³⁵

BAHÍA	PROTECCIÓN	ANSI	FASES	NEUTRO	FIGURA
TRAFO T1	Diferencial de Transformador	87T	A-B-C	-	2.21
	Sobrecorriente	51		N	
	Relé auxiliar de disparo	86T			
TRAFO T2	Diferencial de Transformador	87T	A-B-C	-	2.22
	Sobrecorriente	51	A-B-C	N	
	Relé auxiliar de disparo	86T			



Figura 2.21. Relé Numérico Sobrecorriente y Diferencial de T1 con protocolo de comunicación IEC 103 - S/E Eugenio Espejo³⁶



Figura 2.22. Protección Diferencial de Transformador – T2 - S/E Eugenio Espejo³⁷

³⁵ Tabla propia del autor.

³⁶ Figura propia del autor.

³⁷ Ídem

Tabla 2.17. Protecciones de Alimentación 1 y 2 en 23 kV - S/E E. Espejo³⁸

BAHÍA	PROTECCIÓN	ANSI	FASES	NEUTRO	FIG.
ALIMENTACIÓN 23 kV (1 y 2)	Sobrecorriente	51	A-B-C	N	2.23
	Mínima Tensión	27	A-B-C		2.24
	Relé de Baja Frecuencia Paso 1	81-1			
	Relé de Baja Frecuencia Paso 2	81-2			
	Relé de Disparo	94	A-B-C		



Figura 2.23. Protección Sobrecorriente Alimentación 1 (23 kV) – S/E Eugenio Espejo³⁹



Figura 2.24. Relé de Disparo (94), Baja Frecuencia (81-1 y 81-2) y Mínima Tensión (27) Alimentación 1 (23 kV) – S/E Eugenio Espejo⁴⁰

³⁸ Tabla propia del autor.

³⁹ Figura propia del autor.

⁴⁰ Ídem

Tabla 2.18. Protecciones de Alimentadores Primarios – 23 kV - S/E E. Espejo⁴¹

BAHÍA	PROTECCIÓN	ANSI	FASES	NEUTRO	FIGURA
ALIMENTADORES PRIMARIOS	Sobrecorriente Instantáneo	50	A-B-C	N	2.25
	Sobrecorriente Temporizado	51	A-B-C	N	
	Renganche	79	A-B-C		2.26
	Relé de Disparo	94	A-B-C		



Figura 2.25. Protección 50/51 – Alimentador primario E- S/E Eugenio Espejo⁴²



Figura 2.26. Relé de disparo (94) y Renganche (79) – Alimentador primario E- S/E Eugenio Espejo⁴³

⁴¹ Tabla propia del autor.

⁴² Figura propia del autor.

⁴³ Ídem

Tabla 2.19 Protecciones de Banco de Capacitores – 23 kV - S/E E. Espejo⁴⁴

BAHÍA	PROTECCIÓN	ANSI	FASES	NEUTRO
BANCO DE CAPACITORES	Sobrecorriente Instantáneo	50	A-B-C	N
	Sobrecorriente Temporizado	51	A-B-C	N
	Relé de Disparo	94	A-B-C	
	Relé de desbalance	60	A-B-C	N

2.2.6. Tableros de medida y control

Los equipos de medida en la mayoría de tableros son de tipo analógico, los cuales monitorean las medidas de potencias activas y reactivas, corrientes y voltajes, adicionalmente tiene medidores de energía para las líneas en 138 kV.

Ver figura 2.27.



Figura 2.27. Tablero de medición – L/T Selva Alegre - S/E E. Espejo⁴⁵

Los tableros de control poseen diagramas unifilares (mímicos) que permiten visualizar las distintas bahías para su operación. Existen switches o botones

⁴⁴ Tabla propia del autor.

⁴⁵ Figura propia del autor.

con su respectiva señalización que permiten operar remotamente los disyuntores. Ver figura 2.28.



Figura 2.28. Tablero de control – L/T Selva Alegre - S/E E. Espejo⁴⁶

2.3. FUNCIONES DE AUTOMATIZACIÓN REQUERIDAS. [18], [19]

Hasta ahora se han descrito las funciones y equipos comunes que contiene una subestación convencional, pero es necesario remplazar algunos de estos elementos con el propósito de definir un sistema de automatización, que permita complementar y mejorar las funciones actuales, obteniendo una alta confiabilidad en la operación del sistema de potencia.

Automatización de Subestaciones significa que la Subestación cuenta con equipos que permiten la comunicación con los equipamientos primarios y usa el procesamiento de datos para supervisión, control, protección y comunicación.

A continuación se enumera las funciones del sistema de automatización que serán descritas en este capítulo:

- Funciones de monitoreo y control

⁴⁶ Figura propia del autor.

- Funciones de protección
- Funciones de medición
- Funciones de comunicación

2.3.1. Funciones de monitoreo y control

Las funciones de monitoreo y control permiten obtener, monitorear y controlar los estados de dispositivos cuyas señales son binarias, por ejemplo el estado de un disyuntor (abierto/cerrado), así como una variedad de equipos de apagado/encendido en general.

Los cambios de estado deben tener un registro y deben ser generados con una estampa de tiempo, los cuales puedan ser almacenados en una base de datos y obtener reportes de los eventos suscitados tanto en condiciones normales de operación, maniobras y en casos de falla.

Una vez que se han conseguido todos los estados necesarios de cada elemento se pueden crear lógicas de control con las condiciones deseadas para la operación de los equipos de patio.

El control se puede realizar de manera local o remota. Para operar de manera local, generalmente se realiza desde un interfaz hombre máquina (HMI) que contenga gráficamente la disposición de los equipos de patio. La operación remota puede ser desde un centro de control.

En sistemas automatizados se puede tener control principalmente de disyuntores, seccionadores, reconectores. Actualmente también se incluye control sobre reguladores de voltaje, cambiadores de devanados de transformadores, operaciones de válvulas entre otros.

Con estas funciones se puede tener un acceso total al control de la subestación, por lo que es importante crear algunos tipos de restricciones a través de niveles jerárquicos de acceso, con la definición de ciertos tipos de usuarios que cubran directamente las responsabilidades propias que tienen al encontrarse en una subestación.

2.3.2. Funciones de protección

Las funciones y esquemas de protección con las que han sido diseñadas y calibradas cada una de las bahías de la subestación se deben mantener. Lo importante en un sistema automatizado es la utilización de dispositivos electrónicos con la capacidad de contener todas las protecciones para cada bahía, con un alto desempeño en el procesamiento de datos.

Estos equipos entregan mayores detalles en casos de falla, se pueden obtener registros y valores de magnitudes de prefalla y falla, oscilografías, arranques de una protección, tiempos de ejecución de un disparo entre otras funcionalidades relacionadas directamente a la protección.

Como se dijo anteriormente, el criterio y filosofía de protecciones se debe conservar, por lo que siempre, en el caso de un a falla, la protección debe actuar directamente sobre el disyuntor y en algunos casos se debe poner una protección de respaldo.

2.3.3. Funciones de medición

Un sistema automatizado recoge varios parámetros que pueden incluir voltajes, corrientes, potencias, etc., de las distintas bahías de una subestación. Medidas de energía son también importantes para los costos de transacciones del mercado eléctrico.

Otras medidas como posiciones de devanados, nivel de aceite, temperatura de un transformador son también llevadas a un sistema automatizado para tener monitoreo de casi todas las variables analógicas que podamos obtener.

Los dispositivos que realizarán la medición reciben las señales analógicas de los transformadores de corriente o potencial y otros transductores. Realizan el proceso de conversión analógica digital y se obtiene el valor de las medidas a través de funciones algorítmicas.

En ocasiones se suele usar a los mismos equipos de protección como equipos de medida, esto puede resultar factible en los casos que estas mediciones sean solamente con fines operativos, más no con fines de medición comercial, porque el dispositivo no tendrá la precisión necesaria para este caso.

Por ello es importante la utilización de medidores o contadores de energía para fines comerciales de energía.

Una vez que se tenga digitalizado el valor de la medida, el dispositivo puede procesarla y a través del uso de software de gestión se pueden calibrar ciertos detalles de las magnitudes.

Como se ha visto hasta ahora, estas medidas vienen a través de un cable de cobre desde los equipos del patio de maniobras hasta los tableros en el cuarto de control. Actualmente existen en el mercado nuevas tecnologías para medición indirecta de los valores analógicos, estos puede ser a través de fibra óptica u otros medios, cuyo resultado simplemente puede ser transmitida a través de un protocolo de comunicación, desde el equipo de patio hasta el dispositivo de medición.

2.3.4. Funciones de comunicación

Toda la base de una automatización está sostenida por las funciones de comunicación.

Las interconexiones de comunicación pueden ser realizadas a través de cable de cobre, fibra óptica, redes inalámbricas o la combinación de éstas.

Las comunicaciones nos permiten realizar el intercambio de información entre los distintos niveles de control.

En el siguiente capítulo se detallará el protocolo de comunicación utilizado para este proyecto, el IEC 61850.

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

2.3.5. Dispositivos Electrónicos Inteligentes

Anteriormente se ha descrito las funciones de un sistema automatizado. Todas estas funciones pueden estar contenidas en los IEDs, con los cuales se pueden realizar tareas de control, supervisión, protección y automatización.

Un IED puede cumplir las siguientes tareas:

Puede usarse para una o más bahías de equipos.

Incluye funciones de protección independientes para cada alimentador.

Realiza cálculos a gran velocidad y en tiempo, las cuales, en su caso pueden activar una señal de disparo.

2.4. Niveles de estructura y arquitectura. [18], [19]

La automatización de subestaciones requiere ser manejada desde cuatro niveles diferentes con el fin de tener un control jerárquico exhaustivo de todos los componentes, tanto de campo como de telecontrol.

Los niveles establecidos son:

- Nivel 0: Proceso
- Nivel 1: Bahía
- Nivel 2: Estación
- Nivel 3: Centro de Control

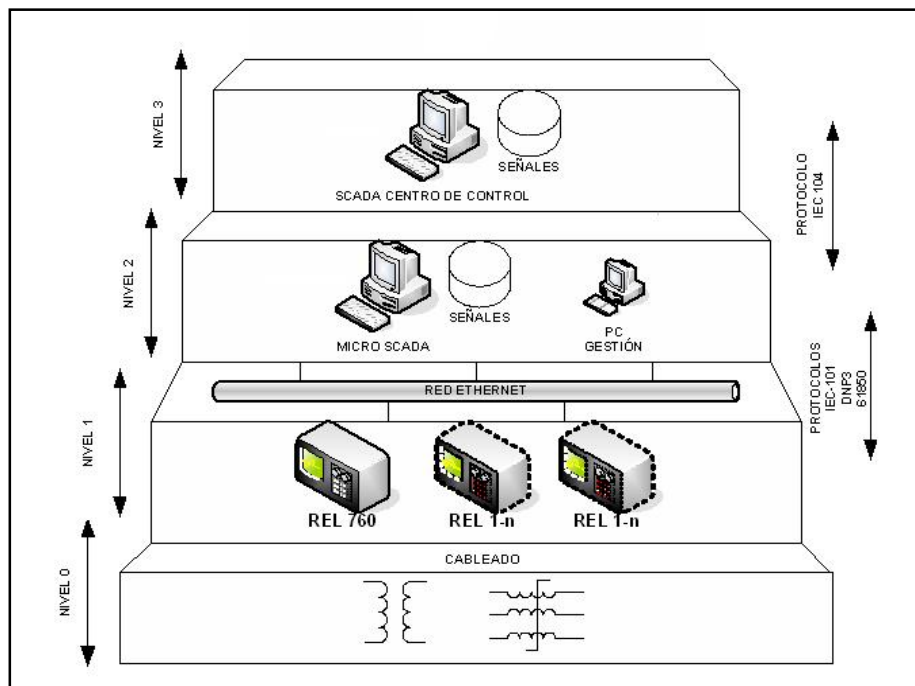


Figura 2.29. Diagrama de Niveles jerárquico de control⁴⁷.

⁴⁷ MicroSCADA Pro SYS 600 9.2, Application Objects. ABB. 2008

2.4.1. Nivel de proceso.

Comprende la manipulación del equipo primario localizado en el patio de maniobras, desde el cual se toman señales para los procesos de control, medida y protección.

2.4.2. Nivel de bahía.

Está compuesto por los elementos utilizados para la administración de una sola bahía. Este es un nivel superior al nivel 0 y permite ejecutar acciones de control local o remoto de acuerdo a las necesidades detectadas en las unidades de procesos. Generalmente los dispositivos en este nivel corresponden a los IEDs.

2.4.3. Nivel de Estación.

Este nivel controla toda la subestación, es jerárquicamente mayor al nivel 0 y nivel 1.

Administra todas las bahías y la red local. Este nivel puede contener los siguientes equipos:

- Concentradores de datos (Gateway – RTU)
- Máquinas de Gestión
- SCADA Local
- Equipos de comunicación a distancia
- GPS
- Interfaz Hombre máquina de la estación

2.4.4. Nivel de Centro de Control.

Corresponde a un centro de control que se encarga de la administración de las subestaciones automatizadas.

CAPITULO 3

ESPECIFICACIÓN DE LA NORMA IEC 61850 PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

3.1. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA NORMA IEC 61850

“IEC 61850 es una norma de comunicaciones para la automatización de subestaciones. Su objetivo principal es permitir la interoperabilidad sin fisuras de dispositivos IED dentro de la subestación. Se divide en diez partes y trata cuatro aspectos principales: un modelo funcional del dominio de aplicación de la automatización subestaciones (parte 5), un modelo de datos para SAS (parte 7), protocolos de comunicaciones y sus servicios (partes 7, 8 y 9) y un lenguaje descriptivo de la configuración de subestaciones (SCL – parte 6), basado en XLM.”⁴⁸

3.1.1. Partes de la Norma IEC 61850. [14]

El estándar IEC 61850 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones está compuesto de las siguientes partes:

IEC 61850-1, Parte 1: Introducción y revisión. Contiene una introducción y revisión breve acerca de la norma, en la que se incluye un poco de historia, avances, conceptos básicos y la estructura del documento. Define también la comunicación entre Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) en la subestación y los requerimientos relacionados del sistema.

IEC 61850-2, Parte 2: Glosario. Se especifica términos utilizados tanto en el área de automatización de subestaciones como en el área de tecnología de la información y comunicación.

⁴⁸ Christian Frei, Tatjana Kostic. Más allá de la primera impresión. Revista ABB 4/2006. Pp 31.

IEC 61850-3, Parte 3: Requerimientos generales. Se describen requerimientos de calidad (fiabilidad, seguridad, mantenimiento), condiciones ambientales y servicios auxiliares. Existen recomendaciones basados en otros estándares y especificaciones.

IEC 61850-4, Parte 4: Manejo del sistema y del proyecto. Se exponen reglas y recomendaciones para la gestión del sistema y el 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.

IEC 61850-5, Parte 5: Requerimientos de comunicación para modelos de funciones y dispositivos. Las especificaciones de esta parte se refieren a los requerimientos de comunicaciones de las funciones realizadas en el SAS y en los modelos de dispositivos. Se identifican todas las funciones conocidas y sus requerimientos de comunicaciones. La descripción de las funciones no se utiliza para estandarizar las funciones, sino para identificar los requerimientos de comunicaciones entre servicios técnicos y la subestación y requerimientos de comunicaciones entre IEDs en la subestación. El objetivo básico es la interoperabilidad para todas las interacciones.

IEC 61850-6, Parte 6: Descripción del lenguaje de configuración para la comunicación en subestaciones eléctricas relacionadas con IEDs. Esta parte especifica un formato de archivo para describir configuraciones vinculadas con comunicaciones y parámetros de IEDs, configuraciones de sistemas de

comunicaciones, estructuras de patios y bahías, y las relaciones entre ellas. El principal propósito de este formato es intercambiar descripciones de capacidad de IEDs, y descripciones de SAS entre herramientas de ingeniería de IED y herramientas de ingeniería de sistemas de diferentes fabricantes en forma compatible.

El lenguaje definido se denomina Lenguaje de descripción de Configuración de Subestación. El IED y el modelo del sistema de comunicaciones en SCL están de acuerdo con IEC 61850-5 e IEC 61850-7-x.

El lenguaje de configuración se basa en el Extensible Markup Language (XML) versión 1.0.

IEC 61850-7-1, Parte 7-1: Estructura de comunicación básica para comunicaciones y equipos alimentadores. Modelos y principios. Este documento de la serie IEC 61850 introduce los métodos de modelado, los principios de comunicaciones, y los modelos de información que son utilizados en las partes de IEC 61850-7-x. El propósito de este documento es proveer, desde un punto de vista conceptual, asistencia para entender los conceptos básicos de modelado y métodos de descripción para modelos específicos de información de subestación para sistemas de automatización de subestación, funciones de dispositivos utilizadas para propósitos de automatización de subestaciones, y sistemas de comunicaciones para proveer interoperabilidad.

IEC 61850-7-2, Parte 7-2: Estructura de comunicación básica para comunicaciones y equipos alimentadores. Interfaz para el servicio de comunicación abstracta (ACSI). Define el ACSI (Abstract Communication Service Interface) en términos de un modelo de clase jerárquico de toda la información que puede ser accedida a través de una red de comunicaciones y

los servicios que operan sobre estas clases de parámetros asociados con cada servicio.

IEC 61850-7-3, Parte 7-3: Estructura de comunicación básica para comunicaciones y equipos alimentadores. Clases de datos comunes. Esta parte de la norma IEC 61850 especifica tipos de atributos comunes y clases de datos comunes relacionadas con aplicaciones en subestaciones.

IEC 61850-7-4, Parte 7-4: Estructura de comunicación básica para comunicaciones y equipos alimentadores. Clases de datos nodos lógicos. Esta parte especifica la información del modelo de dispositivo y funciones relacionadas a las aplicaciones de una subestación. En particular, especifica los nombres de nodos lógicos compatibles y los nombres de los datos para la comunicación entre IEDs. Esto incluye la relación entre nodos lógicos y datos. Para alcanzar interoperabilidad, todos los modelos de datos necesitan una buena definición en cuanto a semántica y sintaxis.

La semántica de los datos es provista por nombres asignados a nodos lógicos y a los datos que ellos contienen, como fueron definidos en esta parte del documento. Las definiciones de nombres de datos y nombres de nodos lógicos compatibles encontrados en esta parte y la semántica asociada son fijas. La sintaxis de las definiciones de tipo de todas las clases de datos son definiciones abstractas provistas por IEC 61850-7-2 e IEC 61850-7-3. [21]

IEC 61850-8-1, Parte 8-1: Mapeo del servicio específico de comunicación (SCSM). Mapeo de MMS (ISO/IEC 9506-1 and ISO/IEC 9506-2) y de ISO/IEC 8802-3. El mapeo permite el intercambio de datos sobre Redes Locales ISO/IEC 8802-3, entre los diversos tipos de equipamiento de una subestación. Algunos de los protocolos utilizados en este documento son de ruteo, por lo

que las comunicaciones no están restringidas a la red de área local. El intercambio de datos permite el monitoreo en tiempo real de datos de control, incluyendo valores medidos, etc. También especifica un método para el intercambio de datos críticos y no críticos en tiempo a través de la red de área local relacionando las tramas ACSI a MMS e ISO/IEC 8802-3. Los servicios y protocolos MMS son especificados para operar sobre los modelos de comunicaciones OSI y TCP completos. También provee soporte para arquitecturas centralizadas y distribuidas.

IEC 61850-9-1, Parte 9-1: Mapeo del servicio específico de comunicación (SCSM). Valores muestreados a través de enlace serial unidireccional, multipunto, punto a punto. Esta parte se aplica a transformadores de medida de tensión y corriente (ECT y EVT) con salida digital vía una unidad concentradora (merging unit), para su utilización con instrumentos electrónicos de medida y de protecciones.

Para salidas digitales el estándar considera conexiones punto a punto desde la unidad concentradora a los instrumentos electrónicos de medida. Esto permite interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes.

IEC 61850-9-2, Parte 9-2: Mapeo del servicio específico de comunicación (SCSM). Valores muestreados a través del ISO/IEC 8802-3. Define el SCSM para valores muestreados sobre ISO/IEC 8802-3. La intención de esta definición es reforzar la IEC 61850-9-1 para incluir el mapeo completo del modelo de valores muestreados. Se aplica a transformadores de corriente y tensión electrónicos (ECT y EVT con salida digital), unidad concentradora, y dispositivos electrónicos inteligentes como por ejemplo: unidades de protección, controladores de bahía y medidores.

IEC 61850-10, Parte 10: Pruebas de conformidad. Se establecen procedimientos de pruebas de conformidad, aseguramiento de calidad, documentación requerida, certificación laboratorios de ensayo, etc. [20]

En la figura 3.1 se muestra un esquema estructural de la norma IEC 61850.

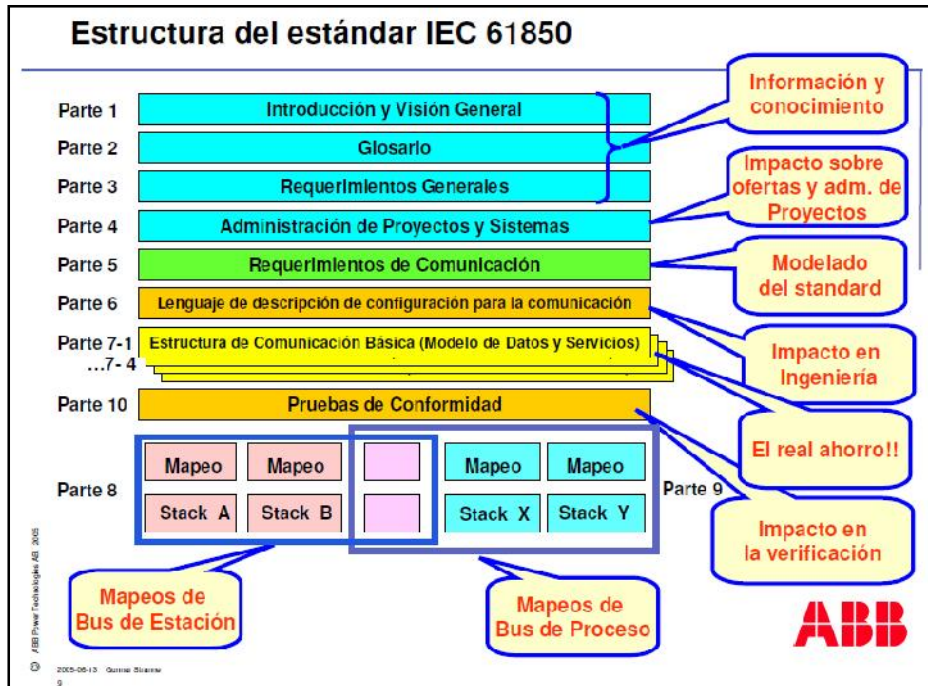


Figura 3.1. Estructura del estándar IEC 61850.⁴⁹

3.1.2. Arquitectura del protocolo IEC 61850. [14]

El perfil de la estructura de comunicación para subestaciones que define la UCA 2.0⁵⁰ se muestra en la tabla 3.1.

⁴⁹ Documento IEC 61850 el nuevo estándar en automatización de subestaciones. ABB. 2005

⁵⁰ UCA (Utility Communications Architecture) . UCA 2.0 es una arquitectura de comunicaciones, impulsada por el EPRI (Electric Power Research Institute), orientada al uso de estándares para el intercambio de información de dispositivos inteligentes entre sí y al interior/exterior de empresas de electricidad, gas y agua.

Tabla 3.1. Estructura de comunicación UCA 2.0⁵¹

Modelo general para subestaciones y equipos de campo - Incluyendo GOOSE		Modelo de Capa Osi
MMS (Manufacturing Messaging Specification)		Datos de usuario
TCP/IP	ISO	Aplicación
Ethernet		Red
		Físico

Esta arquitectura es adoptada por el protocolo IEC 61850, el cual utiliza las capas de nivel físico y nivel de enlace de datos Ethernet, en modo de operación de acceso compartido. El Ethernet proporciona un camino de crecimiento a redes de alta velocidad como 100 MB y 1 GB con 10 GB ya definidos.

Para la capa de nivel de red se usa la interconexión de TCP/IP y la interconexión ISO como opcional. La introducción de estas capas de interconexión permite que los datos de la subestación estén disponibles sobre intranet, WAN e incluso Internet.

En la capa de nivel de aplicación o servicio se utiliza el MMS (Manufacturing Messaging Specification), el cual proporciona una gran variedad de servicios para leer, escribir, definir, y crear objetos de datos. Este perfil permite manipular los objetos lógicos, lo cual lo diferencia de otros perfiles existentes.

3.1.3. Modelado del protocolo IEC 61850. [22]

Desde la óptica de la norma IEC 61850, los dispositivos físicos se han colocado en el centro de la jerarquía de componentes, es así como los dispositivos lógicos, los modelos de aplicación y las comunicaciones, convergen en el servidor contenido en el dispositivo físico. La visión jerárquica, es desde el punto de vista de las comunicaciones: Internet, Red Corporativa, Red de Subestación, Sub Red, y dispositivo físico (servidor).

⁵¹ Tabla propia del autor

Por otra parte, desde el punto de vista del modelo de aplicación, se tiene: atributos de la información, información, nodo lógico, dispositivo lógico y dispositivo físico.

Los nombres estándar y las definiciones semánticas asociadas con los nombres contribuyen esencialmente a la interoperabilidad requerida.

En la Figura 3.2 se representa conceptualmente la estructura del modelo de información definido en la norma IEC 61850.

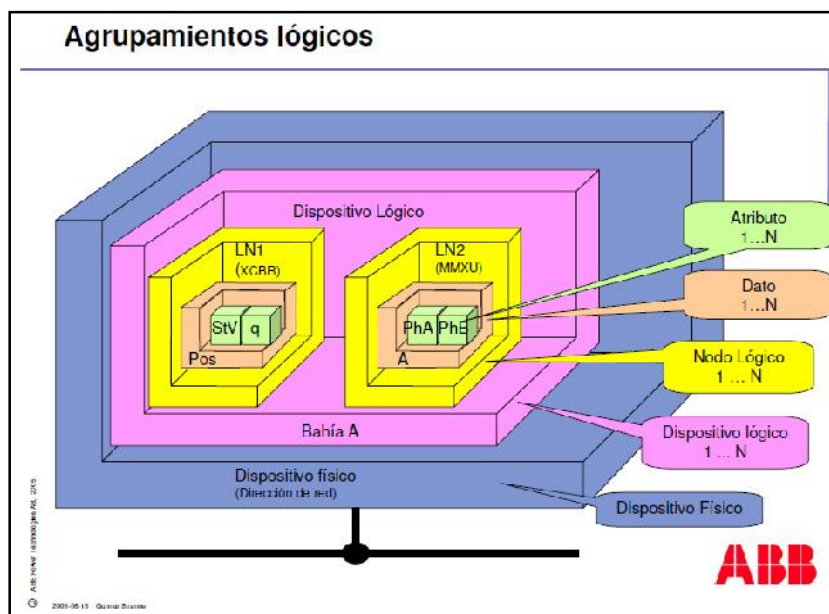


Figura 3.2. Modelado de la norma IEC 61850⁵².

3.1.3.1. Dispositivo Físico (Physical Device PD)

En el contexto de la norma IEC 61850 es equivalente a un dispositivo electrónico inteligente (IED) al cual se puede acceder a través de una dirección de red.

3.1.3.2. Dispositivo Lógico (Logical Device LD)

Es el conjunto de nodos lógicos implementados en un dispositivo electrónico inteligente (IED). Deben estar contenidos en el mismo dispositivo físico.

⁵² Documento “IEC 61850 el nuevo estándar en automatización de subestaciones”. ABB. 2005

3.1.3.3. Nodo Lógico (Logical Node LN)

Es la parte más pequeña de una función que intercambia datos. Un nodo lógico representa la función dentro de un dispositivo físico. Un nodo lógico es un objeto definido por sus datos y métodos.

3.1.3.4. Objetos de datos (Data Objects DO)

Son las distintas partes de los nodos lógicos que representan información más específica, por ejemplo medidas o estados de un elemento.

3.1.3.5. Atributos (Atributtes)

Los atributos están definidos básicamente por el estado o valor, calidad, estampa de tiempo, entre otros, con los que se generó el dato.

En la figura 3.3 se puede observar la jerarquía de cada parte de la estructura del modelo IEC 61850. [23]

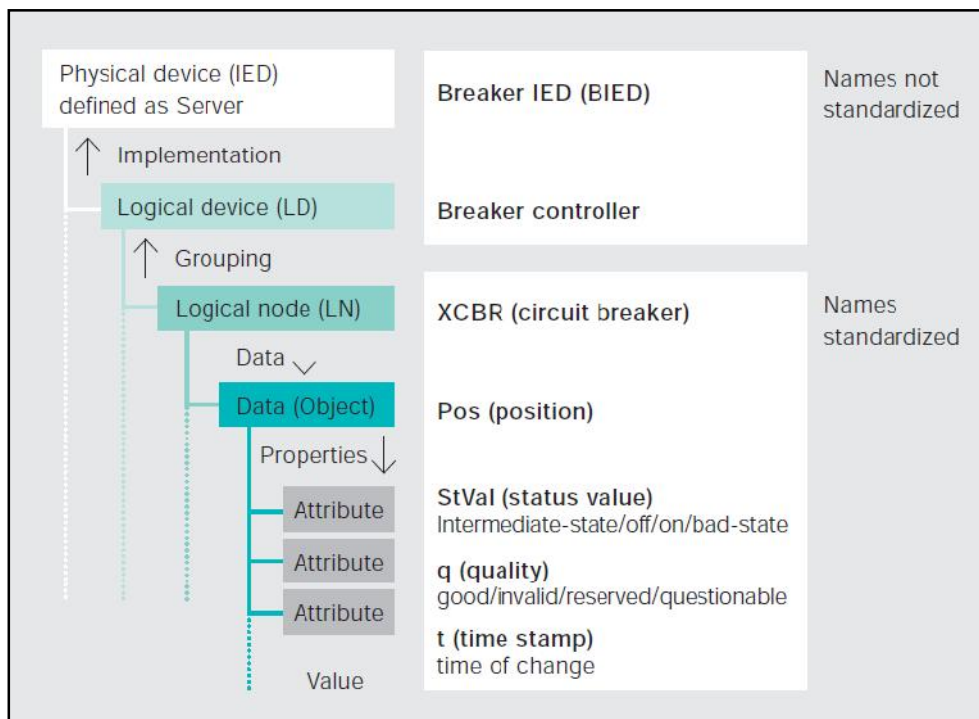


Figura 3.3. Jerarquía del modelo de datos de la norma IEC 61850⁵³.

⁵³ Documento “ABB Review special report. IEC 61850” p. 10.

3.1.4. Descripción de Nodos Lógicos⁵⁴

- Las funciones o equipos utilizados en sistemas de potencia están representados por Nodos Lógicos, LN.
- Cada nodo lógico provee una lista de información con nombres y organización estandarizada.
- Funciones complejas usan un conjunto de nodos lógicos requeridos para representar la función.
- Los servicios permiten el intercambio de información entre nodos lógicos y dispositivos electrónicos inteligentes (IED).
- De ser necesario se pueden crear nuevos nodos lógicos de acuerdo a reglas definidas en el estándar. [24]

La norma contiene 92 nodos lógicos agrupados en 13 grupos como se muestra en la tabla 3.2. [21]

Tabla 3.2. Grupos de Nodos Lógicos de la norma IEC 61850 Ed.1⁵⁵

INDICADOR	GRUPO DE NODOS LÓGICOS		CTD
L	System Logical Node	Nodo lógico de sistema	3
P	Protection Functions	Funciones de protección	28
R	Protection Related Functions	Funciones relacionadas a protección	10
C	Supervisory control	Control supervisorio	5
G	Generic Function Refences	Referencias de funciones genéricas	3
I	Interface and Archiving	Interfaz y archivo	4
A	Automatic control	Control Automático	4
M	Metering and measurement	Medición	8
S	Sensors, Monitoring	Sensores, monitoreo	4
X	Switchgear	Equipo primario	2
T	Instrument Trasnformer	Transformadores de instrumento	2
Y	Power Transformer	Transformador de potencia	4
Z	Further (power system equipment)	Otros	5

⁵⁴ IEC 61850, El estándar de integración eléctrica del futuro. G. Pugliese.2005. p 14.

⁵⁵ Tabla propia del autor.

Ejemplos:

PDIF: Protección diferencial

MMXU: Unidad de medida

XCBR: Interruptor

3.1.4.1. Atributos asociados a los Nodos Lógicos

La norma IEC 61850 define la sintaxis de los atributos asociados a los Nodos lógicos, los cuales se enlistan en la tabla 3.3 y se describen a continuación:

Tabla 3.3. Atributos de Nodos Lógicos de la norma IEC 61850⁵⁶.

NODO LÓGICO	
Nombre Atributo	Tipo Atributo
LNName	ObjectName
LNRef	ObjectReference
Data [1..n]	DATA
DataSet [0..n]	DATA-SET
BufferedReportControlBlock [0..n]	BRCB
UnbufferedReportControlBlock [0..n]	URCB
LogControlBlock [0..n]	LCB
SettingGroupControlBlock [0..1]	SGCB
Log [0..1]	LOG
GOOSEControlBlock [0..n]	GoCB
GSSEControlBlock [0..n]	GsCB
MulticastSampledValueControlBlock [0..n]	MSVCB
UnicastSampledValueControlBlock [0..n]	USVCB

- LNName – Nombre del nodo lógico: Se usa para identificar de forma única el nodo lógico dentro del equipo que pertenece.
- LNRef – Referencia de objeto del nodo lógico. Es la ruta que especifica al equipo lógico en cuestión, la cual tiene la siguiente estructura:

LDName/LNName

⁵⁶ Tabla propia del autor.

- Data [1..n] DataSet [0..n] – Identifican todos los datos que pertenecen al nodo lógico.
- BufferedReportControlBlock [0..n] y UnbufferedReportControlBLOCK [0..n] – Son los bloques de informes los cuales pueden ser con memoria (buffered) o sin memoria (unbuffered). El BRBC usualmente se usa con señales de protección y control mientras que el URBC se utiliza más en datos de medidas analógicas.

Estos informes se envían a partir de eventos, utilizando condiciones previamente definidas, de modo que envía informes solo cuando es necesario, reduciendo el impacto de ancho de banda.

Un RCB monitoriza los datos de un solo DataSet.

- LogControlBlock [0..n] y SettingGroupControlBlock [0..1]

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 DataAttributes con valor definidos. Cada uno de estos grupos contiene un valor para cada DataAttribute.

- Log [0..1] , GOOSEControlBlock [0..n] y GSSEControlBlock [0..n]

Estos tres atributos identifican los LOG, GOCB y GSCB que forman parte de LLN0 (Logical Node Zero). Este nodo lógico representa los datos comunes del equipo lógico.

Se definen dos clases de mensajes:

- GOOSE: (Generic Object Oriented Substation Event) Envía la información del estado que ha cambiado y del resto de DATA-SET.

Permite al receptor del mensaje saber que un estado ha cambiado y el tiempo del último cambio.

- GSSE: Generic Substation Status Event. Mantiene compatibilidad con GSE de UCA.

Solamente envía una lista con información del estado que ha cambiado.

- MulticastSampledValueControlBlock[0..n],
UnicastSampledValueControlBlock [0..n]

Estos atributos identifican los MSVCB y USVCB que forman parte de LLN0. Representan la información relativa al control de los valores analógicos muestreados. [25]

3.1.5. Clases de Datos Comunes (CDC) [14]

Las Clases de Datos Comunes proporcionan una reducción del tamaño de las definiciones de los datos. La definición de datos no necesita una lista de todos los atributos que la forman, sin embargo necesita hacer referencia a su Common Data class.

En el apartado IEC 61850-7-3 la norma define un amplio rango de Common Data Classes para las distintas aplicaciones. Se clasifican en:

3.1.5.1. Información de estado

Existen 9 clases de datos comunes en esta clasificación las cuales se enlistan en la tabla 3.4.

Tabla 3.4. CDC. Información de estados⁵⁷.

Especificaciones de Clases de Datos Comunes para información de estados	
SPS	Single point status (SPS)
DPS	Double point status (DPS)
INS	Integer status (INS)
ENS	Enumerated status (ENS)
ACT	Protection activation information (ACT)
ACD	Directional protection activation information (ACD)
SEC	Security violation counting (SEC)
BCR	Binary counter reading (BCR)
HST	Histogram (HST)

3.1.5.2. Información de medidas.

Existen nueve clases de datos comunes en esta clasificación las cuales se enlistan en la tabla 3.5.

Tabla 3.5. CDC. Información de medidas⁵⁸.

Especificaciones de Clases de Datos Comunes para información de medidas	
MV	Measured value (MV)
CMV	Complex measured value (CMV)
SAV	Sampled value (SAV)
WYE	Phase to ground related measured values of a three phase system (WYE)
DEL	Phase to phase related measured values of a three phase system (DEL)
SEQ	Sequence (SEQ)
HMV	Harmonic Value (HMV)
HMYE	Harmonic value for WYE (HWYE)
HDEL	Harmonic value for DEL (HDEL)

3.1.5.3. Información de estados controlables

Existen 8 clases de datos comunes en esta clasificación las cuales se enlistan en la tabla 3.6.

⁵⁷ Tabla propia del autor.

⁵⁸ Tabla propia del autor.

Tabla 3.6. CDC. Especificaciones para control⁵⁹.

Especificaciones de Clases de Datos Comunes para control	
SPC	Controllable single point (SPC)
DPC	Controllable double point (DPC)
INC	Controllable integer status (INC)
ENC	Controllable enumerated status (ENC)
BSC	Binary controlled step position information (BSC)
ISC	Integer controlled step position information (ISC)
BAC	Binary controlled analog process value (BAC)
APC	Controllable analogue set point information (APC)

3.1.5.4. Ajuste de estados

Existen 6 clases de datos comunes en esta clasificación las cuales se enlistan en la tabla 3.7.

Tabla 3.7. CDC. Especificaciones para control⁶⁰.

Especificaciones de Clases de Datos Comunes para ajuste de estados	
SPG	Single point setting (SPG)
ING	Integer status setting (ING)
ENG	Enumerated status setting (ENG)
ORG	Object reference setting group (ORG)
TSG	Time setting group (TSG)
CUG	Currency setting group (CUG)

3.1.5.5. Ajustes analógicos

Existen 3 clases de datos comunes en esta clasificación las cuales se enlistan en la tabla 3.8.

Tabla 3.8. CDC. Ajustes analógicos⁶¹.

Especificaciones de Clases de Datos Comunes para ajustes analógicos	
ASG	Analogue setting (ASG)
CURVE	Setting curve (CURVE)
CSG	Curve shape setting (CSG)

⁵⁹ Tabla propia del autor.

⁶⁰ Ídem.

⁶¹ Ídem.

3.1.5.6. Información de descripción

Existen 3 clases de datos comunes en esta clasificación las cuales se enlistan en la tabla 3.9.

Tabla 3.9. CDC. Información de descripción⁶².

Especificaciones de Clases de Datos Comunes - Información de descripción	
DPL	Device name plate (DPL)
LPL	Logical node name plate (LPL)
CSD	Curve shape description (CSD)

Dentro de todos los CDCs definidos típicamente los datos se agrupan según el número de estados que representan, éstos pueden ser:

- Cuatro estados que se representa utilizando dos bits, Double point (DP). Dentro de este grupo se pueden encontrar datos de este tipo en los CDC de estado (DPS, Double point status), e información controlable (DPC, Controllable double point). Sumando un total de 33 atributos.
- Dos estados que se representa usando un bit, Single point (SP). A este tipo corresponde los SPS (Single point status), SPC (Controllable single point), SPG (Single point setting).

3.1.5.7. Restricciones Funcionales - Functional Constraints (FC)

De un punto de vista de aplicación, los DataAttributes se clasifican según su utilización específica; por ejemplo, algunos atributos son usados con el objetivo de controlar, otros atributos indican medidas o grupos de ajuste, etc.

Los functional constraints (FC) son una propiedad del DataAttribute que caracteriza estos atributos.

⁶² Tabla propia del autor.

Los functional constraints (FC) se pueden utilizar tanto en la definición de DATOS (contenido en nodos lógicos) como en algunos bloques de control (por ejemplo, BRCB).

Tabla 3.10. Restricciones Funcionales⁶³.

	Semántica	Servicios permitidos
ST	Status information	DataAttribute podrá representar a una información de estado, cuyo valor puede ser leído, sustituido, reportado y registrado, pero no ser escrito.
MX	Measurands	DataAttribute podrá representar a una información de medida cuyo valor puede ser leído, sustituido, reportado y registrado, pero no ser escrito.
SP	Setpoint	DataAttribute representará la información de un punto de ajuste, cuyo valor puede ser controlado (modelo de control) y leído. Los valores controlados entrarán en vigor inmediatamente.
SV	Substitution	DataAttribute representará un cambio información cuyo valor puede ser escrito para sustituir el valor del atributo.
CF	Configuration	DataAttribute representará a una información de configuración, cuyo valor puede ser escrito y leído. Los valores escritos pueden llegar a ser efectivos inmediatamente o diferido por causas ajenas al alcance de esta norma.
SG	Setting	Dispositivos lógicos que implementan la clase SGCB mantienen múltiples valores agrupados de todos los casos de DataAttributes con restricción funcional SG. Cada grupo contiene un valor para cada DataAttribute con restricción funcional SG, que será el valor activo actual.
DC	Description	DataAttribute podrá representar a una información de descripción, cuyo valor puede ser leído y escrito.
SE	Setting	DataAttribute que puede ser editado por servicios de SGCB.
EX	Extended	DataAttribute representará a una extensión de información proporcionando una referencia a un nombre. Las extensiones se utilizan en conjunción con definiciones ampliadas de LN, datos y DataAttributes. Los valores de los DataAttributes con FC = EX no se puede escribir.

⁶³ Norma IEC 61850-7-3. Ed. 2. CVC

3.2. ARQUITECTURAS BÁSICAS DE COMUNICACIONES [26]

La norma no especifica una arquitectura estricta para la implementación de comunicaciones, ya que esta depende netamente de la topología de la red y la cantidad de equipos que se encuentren dentro de la subestación.

Los sistemas de automatización de subestaciones normalmente se pueden dividir en tres grandes niveles:

- Nivel de estación, que incluye el lugar del operador del nivel de estación (HMI) y la puerta de conexión a un Centro de Control (GW).
- Nivel de Bahía, con sus unidades de protección y control (BU).
- Nivel de proceso.

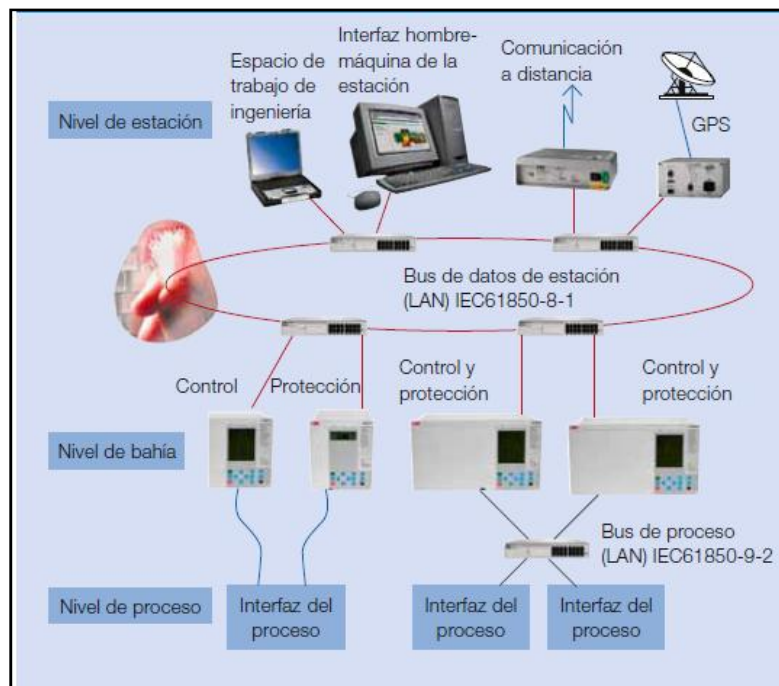


Figura 3.4. Arquitectura de un sistema moderno de control y protección⁶⁴.

Todos estos niveles están conectados por un sistema de comunicación. Estas redes de comunicación, de acuerdo con el estándar IEC61850, se basan en distintos switches de Ethernet. Esto se debe a que la distribución de funciones

⁶⁴ Revista ABB 1/2008. Evolución de las subestaciones. Pág. 37

entre más de una unidad IED, con requisitos de tiempo real adicionales de la conexión del nivel de estación (comunicación vertical) para que la supervisión y operación se pueda utilizar.

3.2.1. Arquitectura Estrella

Un solo switch se encarga de la administración de las comunicaciones tanto horizontal como vertical del resto de equipos, convirtiéndose este en la columna vertebral de la red.

Esta configuración se utiliza en sistemas de automatización básicos en los cuales existen pocas bahías con sus respectivos IEDs.

Los switches Ethernet en esta configuración deben poseer un número alto de puertos.

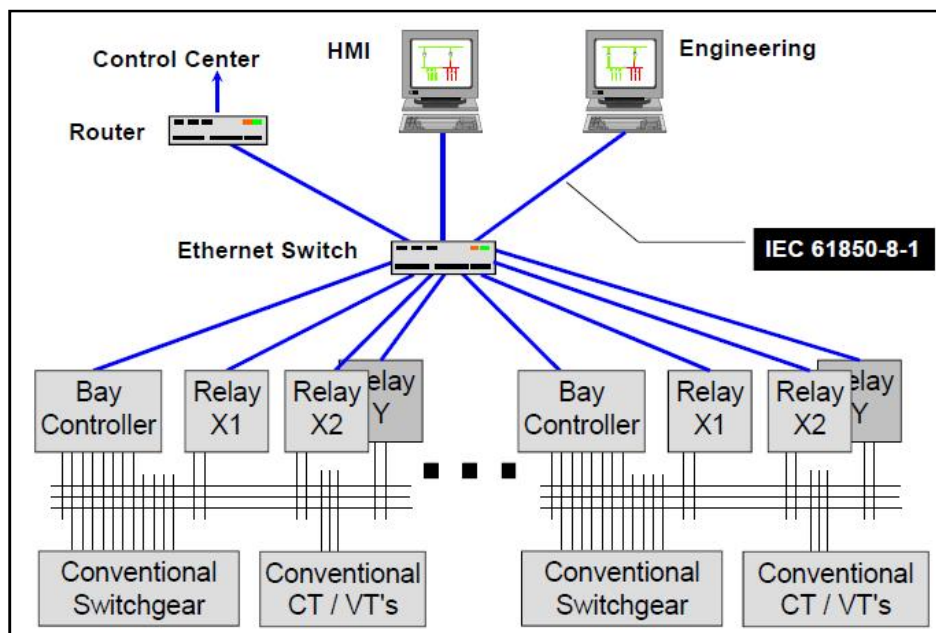


Figura 3.5. Arquitectura en estrella a nivel de estación⁶⁵.

⁶⁵ Marco Janssen – UTInnovation – Presentación IEC 61850

3.2.2. Arquitectura en Anillo

En esta arquitectura cada uno de los switches se conecta a través de uno de sus puertos con el siguiente switch y se debe conectar el primer switch con el último para formar el anillo.

Generalmente estos equipos poseen un algoritmo llamado Spanning Tree Protocol, definido por el estándar IEEE 802.1D. Con este algoritmo, los switches pueden abrir de forma lógica el anillo, formando dos caminos, en el caso de falla de la red.

Por otra parte el estándar IEEE 802.1D presenta una importante desventaja relacionada con el control del tiempo real. Según el tamaño de la red, el tiempo necesario para la re configuración puede ser entre decenas de segundos a minutos.

Para reducir esta desventaja la IEEE desarrolló el estándar Rapid Spanning Tree Protocol (IEEE 802.1w), que permite una segunda configuración de la red.

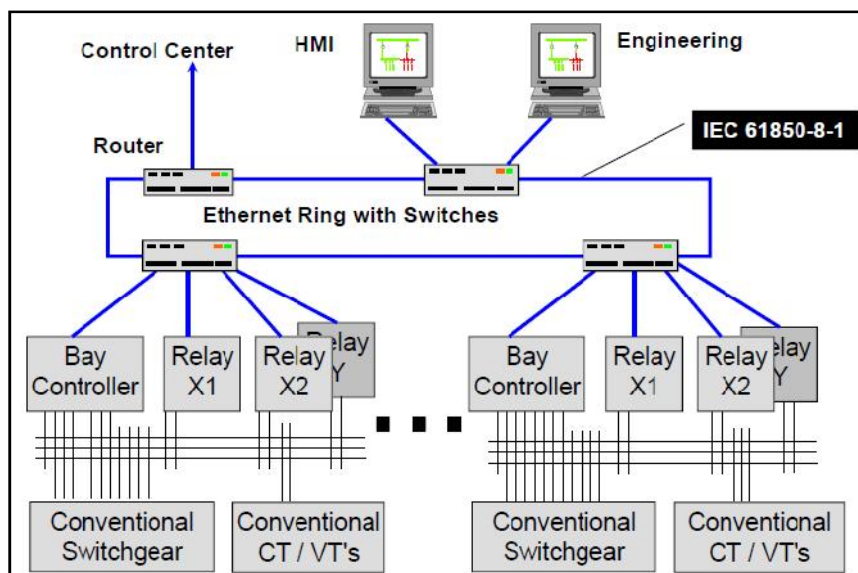


Figura 3.6. Arquitectura en anillo a nivel de estación⁶⁶.

⁶⁶ Marco Janssen – UTInnovation – Presentación IEC 61850

3.2.3. Arquitectura de bus de estación y proceso

Cuando se tienen equipos electrónicos inteligentes en el nivel de proceso, por ejemplo transformadores de instrumento no convencionales, interruptores con IEDs, etc., los cuales tiene capacidad de transmitir su información en el protocolo IEC 61850, se utiliza switches para recopilar esta información, éstas a su vez ingresan al anillo formado por los switches en el nivel de estación.

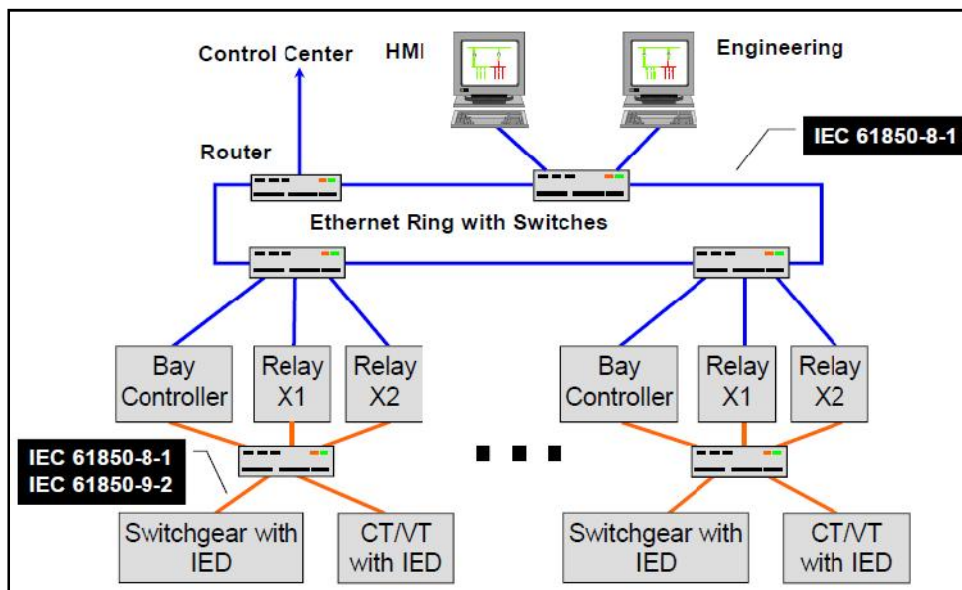


Figura 3.7. Arquitectura en nivel de proceso y estación⁶⁷.

3.3. LENGUAJE DE CONFIGURACIÓN DE SUBESTACIÓN SCL. [14]

SCL es el acrónimo de Substation Configuration Language, lenguaje descriptivo de configuración, que es introducido por la parte 6 de la norma IEC 61850. Se trata de un lenguaje basado en los estándares XML. SCL es básicamente una especificación del sistema acerca de los las distintas conexiones existentes entre los equipos de la subestación en el diagrama unifilar, al mismo tiempo que documenta la asignación de los nodos lógicos a los equipos y unidades que integran el unifilar para definir la funcionalidad,

⁶⁷ Marco Jansen – UTInnovation – Presentación IEC 61850

puntos de acceso y los pasos para el acceso a subredes de todos los posibles clientes.

El objetivo de este lenguaje es lograr el intercambio interoperable de datos de configuración del sistema de comunicación entre una herramienta de configuración del IED y de una herramienta de configuración del sistema de diferentes fabricantes.

Permite realizar una descripción formal de:

- Relaciones entre el sistema de automatización de subestaciones y los elementos del patio de maniobras.
- Relaciones de la estructura de la subestación a las funciones de SAS (nodos lógicos) configurados en los IEDs.

3.3.1. Tipos de archivos de configuración.

SCL archivos se utilizan para intercambiar los datos de configuración entre diferentes herramientas, por el hecho de existir fabricantes diferentes.

Estos intercambios de datos, existentes en el entorno de las subestaciones se puede recoger en los siguientes cuatro puntos:

- El intercambio de datos entre las herramientas de configuración de los IEDs y las herramientas de configuración del sistema.
- El intercambio de datos entre las herramientas de especificaciones del sistema y las herramientas de configuración del sistema.
- El intercambio entre la herramienta de configuración del sistema y la herramienta de configuración de los equipos IEDs.
- El intercambio de datos entre la herramienta de configuración de los IEDs a los equipos IEDs.

Existen por lo menos cinco tipos de archivos SCL para ser distinguido por el intercambio de datos entre las herramientas. Esto se hace por medio de archivos diferente extensiones. Sin embargo, el contenido de cada archivo deberá obedecer las reglas del SCL que se define en la siguiente sección. Cada archivo debe contener una versión y número de revisión para distinguir diferentes versiones del mismo archivo. Esto significa que cada herramienta tiene que mantener la información de versión y el número de revisión del último archivo exportado, o leer de nuevo el último archivo existente para conocer su versión.

3.3.1.1. Archivos ICD

ICD (IED Capability Description), contiene las características de cada dispositivo relacionadas con las funciones de comunicación y el modelo de datos.

Cada archivo .ICD contiene un apartado para la descripción del dispositivo, en la que se recoge:

- Las características relacionadas con el servicio de comunicación, como por ejemplo si los servicios de transferencia de archivos está preparado.
- Las características de configuración del equipo, por ejemplo cuantos bloques de control pueden ser configurados dinámicamente o por medio de un archivo SCD.
- Los datos relacionados con la funcionalidad y los datos en términos de nodos lógicos (LN) y el contenido de los datos (DATA).

3.3.1.2. Archivos SSD

SSD (System Specification Description), contiene las especificaciones departida para la definición del sistema: el esquema unifilar junto a las

funciones que se realizarán en los equipos primarios, en términos de nodos lógicos.

3.3.1.3. Archivos SCD

SCD (System Configuration Description), se trata de un archivo que el integrador del sistema exportará como resultado de las ICDs y las SDDs, el cual contiene la configuración del sistema: todos los IEDs, la configuración de las comunicaciones y la descripción de la subestación.

3.3.1.4. Archivos CID

CID (Configured IED Description), contiene para cada equipo la configuración y todos los datos necesarios para describir la interacción con el resto de equipos del sistema.

Esto significa que un archivo SCL debe contener las siguientes informaciones:

- Descripción de la topología y nombres de Los Equipos de patio.
- Configuración de los IEDs, en términos de los nodos lógicos.
- Relación entre las funciones de los IEDs y los equipos de patio.
- Descripción de la red de comunicaciones.

3.4. PROCESO DE INGENIERÍA SCL.

El proceso de ingeniería y configuración se debe realizar con las herramientas específicas de cada uno de los fabricantes de los IEDs y posteriormente se utilicen herramientas de configuración que traduzcan las capacidades y configuraciones de los IEDs a archivos SCL. De este modo el lenguaje SCL permitirá el intercambio de información entre herramientas de configuración de diferentes fabricantes, al mismo tiempo que asegura la compatibilidad de

diversas versiones anteriores de IEDs y la herramienta de configuración de IEDs.

La ingeniería de los sistemas de automatización de subestaciones comienzan por una parte con la asignación de los dispositivos de funcionamiento a las distintas partes de la subestación, productos o funciones, y por otra parte comienzan con el diseño de la funcionalidad del proceso, donde posteriormente las funciones son asignadas a dispositivos físicos, basándose en las capacidades funcionales de los dispositivos y sus capacidades de configuración.

El alcance del lenguaje de configuración SCL queda restringido a los siguientes objetivos:

- La especificación funcional de los SAS.
- La descripción de las capacidades de los IEDs.
- La descripción de los sistemas de automatización.

Para realizar el diseño del sistema, es necesario estandarizar la ingeniería de comunicación y la descripción de la comunicación del sistema para las herramientas de ingeniería. Esto se alcanza definiendo un modelo para la descripción de las unidades IEDs, sus conexiones de comunicación, y sus asignaciones a los equipos, así como estandarizar la forma por la cual este modelo será representado en un archivo para ser intercambiado entre las distintas herramientas de la ingeniería. [27]

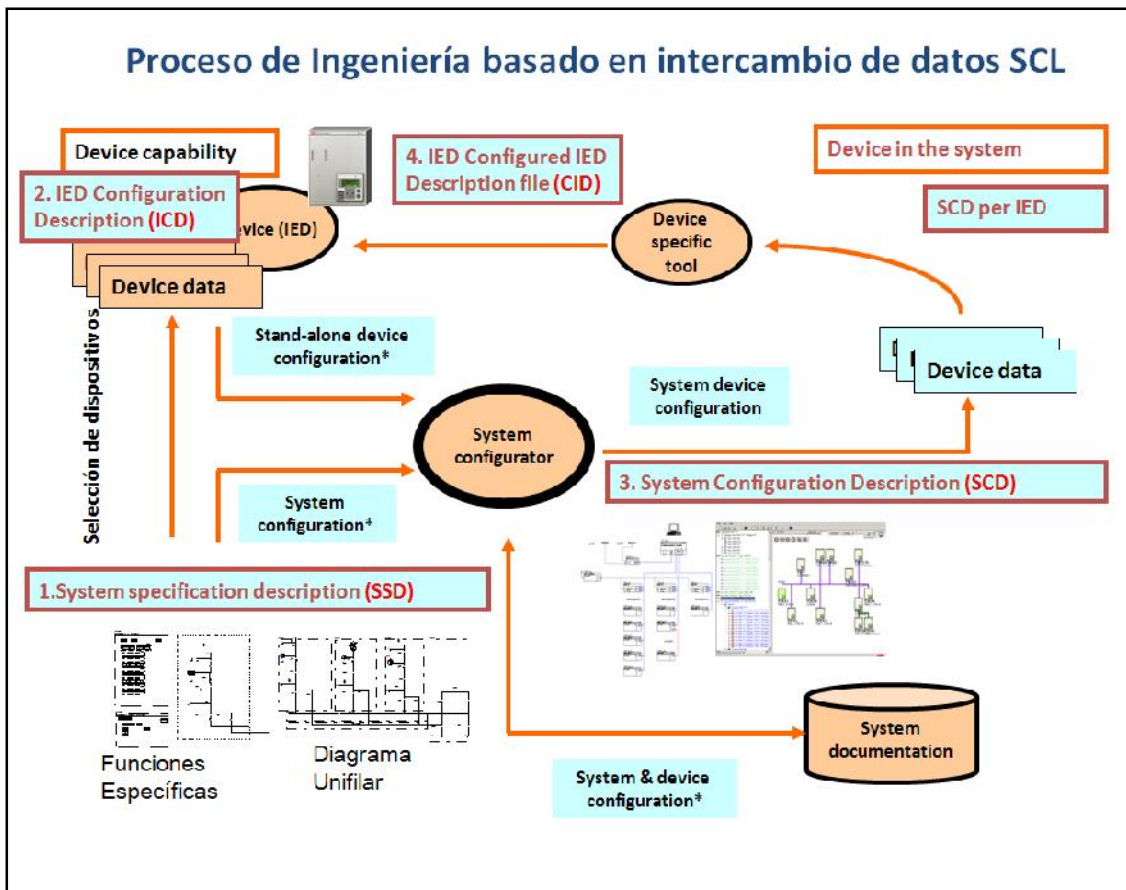


Figura 3.8. Diagrama de proceso de ingeniería en intercambio de datos SCL⁶⁸.

3.4.1. Diseño y especificación.

Las especificaciones técnicas que no sean relevantes para la comunicación siguen siendo en forma de diagramas unifilares, tablas y esquemas lógicos. La especificación del sistema puede llevarse a cabo con una herramienta de sistema específico a fin de crear un archivo de SSD.

Una vez que ya sabemos cuáles son los equipos de los que disponemos, y tras haber asignado las distintas funciones y partes de los equipos de patio, iniciamos la configuración de los mismos.

Todos los datos de especificación directamente aplicables a la comunicación puede ser cubierta por medio de la norma IEC 61850. Por lo tanto, es

⁶⁸ Omicron – Presentación Pruebas de Protecciones y Protocolo IEC 61850

importante seleccionar los dispositivos adecuados que proporcionan una funcionalidad específica y el mapa de los datos específicos de la aplicación a la norma IEC 61850 modelo de datos. El resultado de la especificación de tales dispositivos es la colección de ficheros ICD de acuerdo con los IEDs que se van a utilizar para el control y protección. Para realizar la configuración de los IEDs es necesario tener en cuenta las herramientas específicas de los equipos IEDs, así como sus capacidades por defecto y las capacidades de descripción de archivo.

Como se ha mencionado anteriormente los archivos ICD se obtienen de las herramientas de los fabricantes.

Siemens cuenta con el DIGSI, ABB con el PCM 600, GE con UR Engineering entre los más conocidos.

Beneficios:

- Selección de certificación de conformidad de los IEDs. Con sus pruebas de conformidad estandarizadas, la norma permite la selección de los dispositivos con los certificados de conformidad. Esto asegura un alto grado de interoperabilidad y rendimiento.
- Creación automática de IEDs específicos de los modelos de datos IEC 61850, en forma de archivos ICD. En el caso de especificación del dispositivo, tales herramientas ofrecen la ventaja de crear automáticamente el modelo 61850 de datos. Por ejemplo, en el caso de una herramienta para el control y los dispositivos de protección, cuando se requiere el control de un interruptor, la herramienta automáticamente se asigna a la norma IEC 61850 de dominio mediante la creación de las instancias apropiadas de los objetos de datos. (Nodos lógicos XSWI, CSWI y CILO).

3.4.2. Configuración de sistema y equipos.

La configuración detallada de las funciones de aplicación, tales como protección, control de enclavamiento, y así sucesivamente, están dentro del alcance de la configuración del dispositivo. Con su convención de nomenclatura uniforme, el modelo de datos la norma IEC 61850 permite usar nombres de objetos y señales sin fallas en las herramientas. El filtro orientado a objetos ofrece distintas ventajas en la configuración, sobre todo durante la configuración del Interfaz Hombre Máquina y el Centro de Control.

La configuración del sistema incluye todos los casos de uso para la configuración de las aplicaciones de comunicación. Esta configuración puede ser realizada por la herramienta de configuración del sistema, que está ventajosamente aplicado en la herramienta de configuración del dispositivo. La herramienta configuradora del sistema, importa todos los archivos de la ICD y establece los ajustes básicos de comunicación (por ejemplo, direcciones IP), reportes y las configuraciones GOOSE. De esta manera, se crea un archivo SCD del sistema.

Beneficios:

- Nombres de objetos de datos sin errores. Convenciones de nomenclatura estándar simplifican el mapeo de datos a las aplicaciones HMI y al centro de control.
- Fácil manejo de la comunicación. Ocultar la complejidad a los usuarios simplifica la configuración y hace que sea más fácil centrarse en la propia aplicación.
- Capacidad de la gestión de la calidad. El soporte integrado de las etiquetas de revisión en SCL permite la detección más eficaz de los cambios en los archivos

de configuración. Además, las herramientas proporcionadas validan el modelo IED contra la norma y comprueban su consistencia.

3.4.3. Parametrización del dispositivo.

El archivo SCD se implementa en todos los IEDs participantes. Después de importar el archivo SCD, las herramientas del dispositivo extraen el subconjunto de datos relevantes y descarga los datos de configuración al IED (archivos CID).

Beneficio:

- Un archivo de configuración común para todos los IEDs. No requiere configuración adicional del dispositivo específico de comunicación.

3.4.4. Diagnósticos y pruebas.

Basado en la tecnología Ethernet y en una pila de protocolos estándar, el estándar IEC 61850 ofrece varias ventajas para las pruebas y el diagnóstico.

Beneficios:

- Simulación y análisis de los IED. Con especiales herramientas de pruebas, es posible probar el comportamiento de la comunicación mediante la simulación de tráfico en la red o los telegramas especiales. Estas herramientas-y también el equipo de pruebas para funciones de protección - puede importar archivos de SCD de un manejo más sencillo.

- Proveedores externos de pruebas y herramientas de diagnóstico permiten la capacitación del personal para centrarse en un menor número de herramientas.

Debido a la pila de protocolos estándar de la IEC 61850-8-1, los navegadores de objetos de los vendedores o fabricantes de equipo de prueba de IED se pueden utilizar para todos IEC 61850 compatible con IEDs y para las

herramientas de análisis de tráfico de red que están bien establecidas fuera del dominio de automatización de la subestación.

3.4.5. Documentación

El archivo SCD representa la documentación electrónica de la configuración de la comunicación de un SAS. Este archivo ofrece las siguientes ventajas para fines de documentación:

Beneficios:

- Una representación común de la configuración de comunicación de un sistema completo.
- Creación automática de listas de datos para las pruebas de comunicación.

3.4.6. Puesta en servicio y operación

El modelo de datos normalizado y orientado a la tecnología de la norma IEC 61850, cuando se combina con una herramienta que soporta plantillas orientadas a objetos, abre diversos beneficios para los sistemas actuales y futuros. Además, los modelos globales de IED de datos proporcionan información valiosa para la empresa.

Beneficios:

- Cambios simples y extensiones. Cuando un IED se modifica, los cambios en una plantilla se propagan a todas las instancias de esta plantilla. Las plantillas también pueden permitir la creación de una nueva bahía, incluyendo todos los IEDs necesarios, un método mucho más eficiente que el uso de copiar y pegar.
- Acceso a los datos de mantenimiento. Durante el funcionamiento, es fácil de leer la información necesaria para la gestión de activos, incluyendo las placas

conocidas, cambiando los contadores de operación, las corrientes de conmutación, y así sucesivamente.

En esta etapa es simplemente volver a cargar desde los archivos SCD a cada uno de los IEDs los parámetros individuales, a través del archivo CID que establece el SCL. [28]

3.5. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE INGENIERÍA PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

A continuación se exponen los equipos y herramientas utilizadas para la automatización de la subestación mencionada en este proyecto.

3.5.1. SIPROTEC 4 - IED SIEMENS⁶⁹ [29]

La familia de equipos SIPROTEC® 4 es una serie de equipos innovadores de protección y control de subestaciones con interfaces de comunicación abiertos para operaciones de control y parametrización remotas con interface de servicio diseñado ergonómicamente y funcionalidad altamente flexible.

Los equipos trabajan aplicando principios numéricos de medición. El procesamiento de señales completamente numérico posibilita una alta precisión de medida y consistencia en el tiempo así como la supresión de armónicos y fenómenos transitorios. Las técnicas de filtros digitales y la estabilización dinámica de los valores de medida proporcionan el grado más alto de seguridad en la determinación de las respuestas de las protecciones. Mediante una función integrada de autosupervisión se reconocen y se señalizan rápidamente fallos en el equipo. Con esto, se descarta,

⁶⁹ Protección multifuncional con sistema de mando SIPROTEC 4 7SJ64/6MD63. Sistema de protección. Catálogo SIP 3.1 - 2006

prácticamente por completo, el fallo de una protección durante una perturbación de red.

El usuario puede elegir entre equipos independientes para funciones de protección y control de subestaciones o una solución que integre ambos a nivel de la subestación.

3.5.1.1. Campo de aplicación

Los equipos SIPROTEC 4 son equipos de protección de servicio digital, que cumplen también funciones de mando y supervisión. De este modo se le presta apoyo al usuario en su actividad económica empresarial y se asegura un Suministro fiable de energía eléctrica a los clientes. El mando local se ha diseñado siguiendo aspectos ergonómicos. Debido a su importancia se presentan unas pantallas grandes y bien legibles.

Los equipos SIPROTEC 4 convencen por su diseño uniforme y por un grado de funcionalidad que representa un nuevo nivel de calidad en el sistema de protección y mando.

Mediante el empleo de un potente microcontrolador y la transformación y elaboración digital de los valores medidos se elimina considerablemente la influencia de procesos de compensación de frecuencia superior y de componentes transitorios de corriente continua.

Las funciones de protección valoran la onda base. La protección de sobrecarga valora los valores efectivos.

3.5.1.2. Lógica programable

La funcionalidad lógica integrada le permite al usuario implantar a través de un interface gráfico unas funciones propias para automatizar su celda de

conmutación (bloqueo) o instalación de conmutación y generar mensajes definidos por el usuario.

3.5.1.3. Protección de la línea

Como protección para la línea, en los equipos SIPROTEC 4 se utilizan para redes de alta y media tensión con versión de centro de conexión estrella puesto a tierra con una baja resistencia, aislado o compensado.

3.5.1.4. Protección de transformadores

Como complemento a un equipo de protección diferencial del transformador, los equipos SIPROTEC 4 cumplen todas las funciones de una protección de reserva. La supresión de las irrupciones impide de modo eficaz la excitación debido a las corrientes de irrupción.

La protección diferencial de alta impedancia para fallas a tierra detecta cortocircuitos y fallas de aislamiento en el transformador.

3.5.1.5. Mando

La función demando integrada permite el mando de seccionadores (interruptores eléctricos / motorizados) y de interruptores de potencia a través del panel de mandos integrados, entradas binarias, DIGSI 4 o sistema de control de subestaciones (p.ej. SICAM). Se soportan instalaciones de conmutación con barras colectoras simples y dobles.

El número de elementos a controlar (por lo general de 1 a 5), está limitado únicamente por el número de entradas o salidas existentes.

3.5.1.6. Funciones de protección

Los equipos SIPROTEC 4 se pueden suministrar con numerosas funciones de protección. Unos paquetes de funciones direccionales según la aplicación facilitan la elección al usuario.

3.5.1.7. Funciones de protección flexibles

Ofrece la posibilidad de completar de forma sencilla otros niveles de protección o funciones de protección.

Para ello se combina una lógica de protección estándar con un parámetro seleccionable, como p.ej. la tensión o la potencia. De esta manera se pueden realizar funciones de protección para aplicaciones estándar y también aplicaciones especiales.

3.5.1.8. Valores medidos de servicio

Unos amplios valores medidos de servicio, valores límites y valores de recuento permiten un mejor control del funcionamiento así como una puesta en marcha simplificada.

3.5.1.9. Perturbografía hasta 5/20 segundos

Los valores digitalizados de las corrientes de fase, corriente a tierra, tensión de fase y tensión cero se almacenan en una perturbografía (registro/listado de fallo) que se puede establecer opcionalmente mediante una entrada binaria, cuando se produzca una excitación o solamente cuando se haya efectuado la orden de desconexión.

Se almacenan hasta ocho perturbografías, con una longitud total de hasta 5 ó 20 segundos en el caso del 7SJ64.

3.5.1.10. Sincronización de tiempo

El equipo lleva en su dotación estándar un reloj con una batería útil, que se puede sincronizar mediante una señal de sincronización (DCF77, IRIG B mediante receptor vía satélite), entrada binaria, interface de sistema o sistema de control de subestaciones (p.ej. SICAM). A todos los mensajes se les asigna fecha y hora.

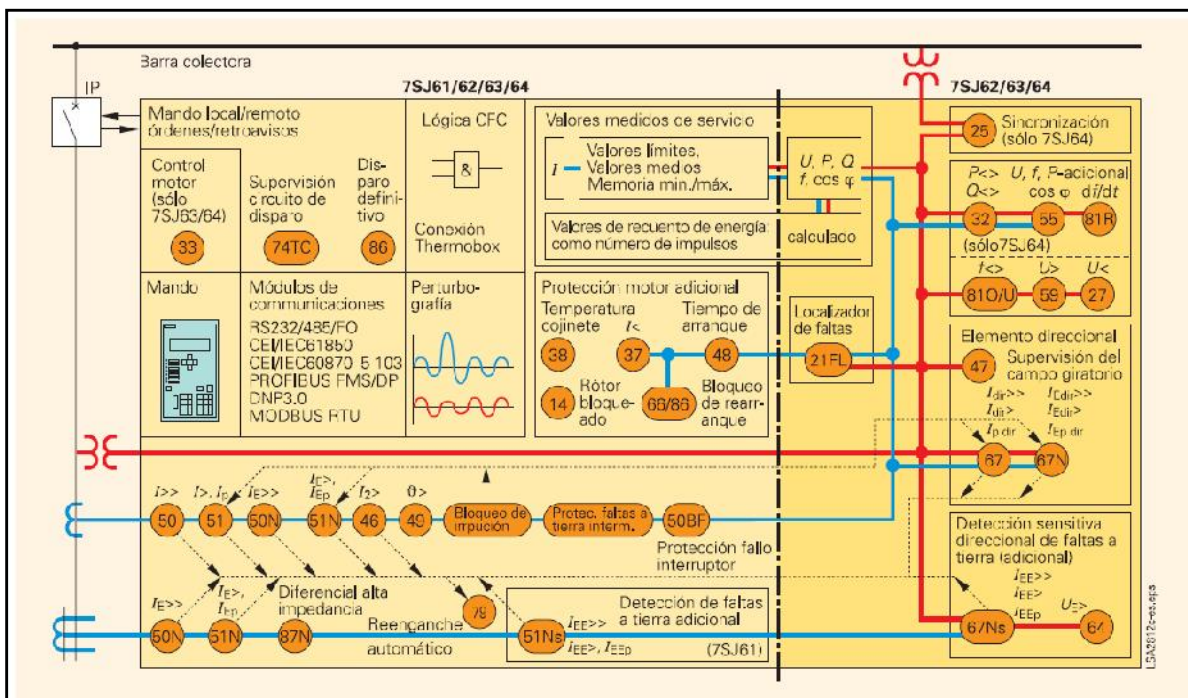


Figura 3.9. Diagrama Funcional de un equipo SIPROTEC⁷⁰

3.5.2. Propiedades de un equipo SIPROTEC 4⁷¹ [30]

Al insertar un equipo en la estructura del proyecto del administrador DIGSI 4 ya se definen algunos parámetros importantes del equipo, como el tipo y la versión, mediante la referencia MLFB del equipo. En el interface de usuario del administrador DIGSI 4 puede ver estas propiedades de objeto del equipo y modificarlas.

⁷⁰ Protección multifuncional con sistema de mando SIPROTEC 4 7SJ64/6MD63. Sistema de protección. Catálogo SIP 3.1 - 2006

⁷¹ SIPROTEC 4, Descripción del Sistema. Edición: 13.04.05. E50417-H1178-C151-A1. Siemens

En la ventana de datos del administrador DIGSI 4, seleccionamos un equipo y abrimos, mediante el menú contextual Propiedades del objeto, el cuadro de diálogo Propiedades - Equipo SIPROTEC 4.

El cuadro de diálogo Propiedades - Equipo SIPROTEC 4 cuenta con las pestañas siguientes:

- General: Se definen las propiedades generales del objeto.

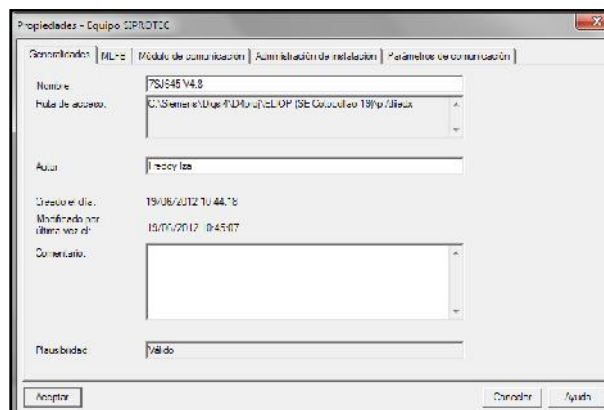


Figura 3.10. Ventana de propiedades generales de equipo SIPROTEC⁷²

- MLFB: La referencia MLFB define el tipo y la versión del equipo donde consta todo el hardware instalado para sus funciones de control, protección, medición y comunicaciones.

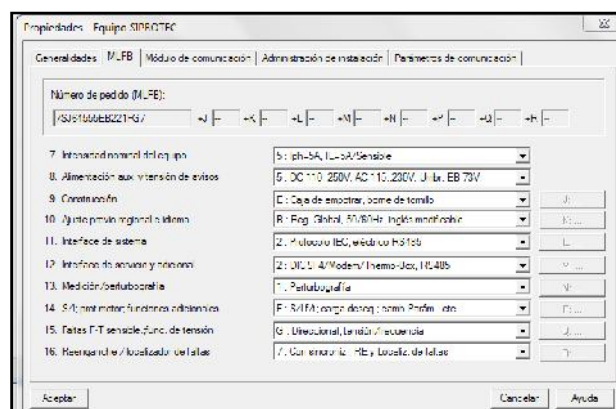


Figura 3.11. Ventana de propiedades MLFB de equipo SIPROTEC⁷³

⁷² Figura propia del autor.

⁷³ Ídem.

- Módulos de comunicación: Ajustes para los módulos de comunicaciones instalados posteriormente o intercambiados y para la comunicación basada en protocolos adicionales, como PROFIBUS DP, DNP 3.0 y MODBUS, así como para la conexión a un bus de proceso (específicos del equipo).

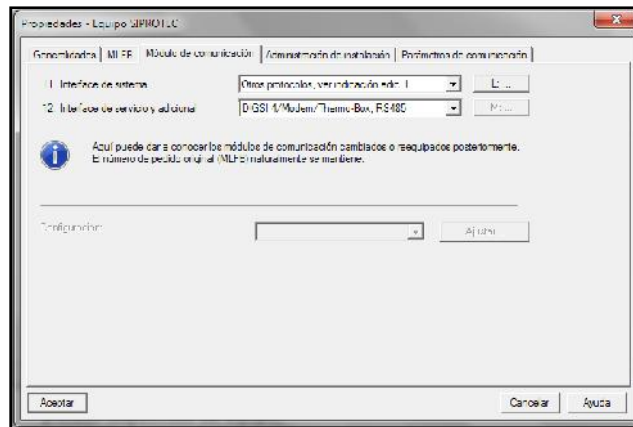


Figura 3.12. Ventana de propiedades de comunicación de equipo SIPROTEC⁷⁴

- Administración de la instalación: Informaciones sobre propiedades complementarias específicas del equipo y posibilidades de selección del idioma de configuración del equipo en el PC.

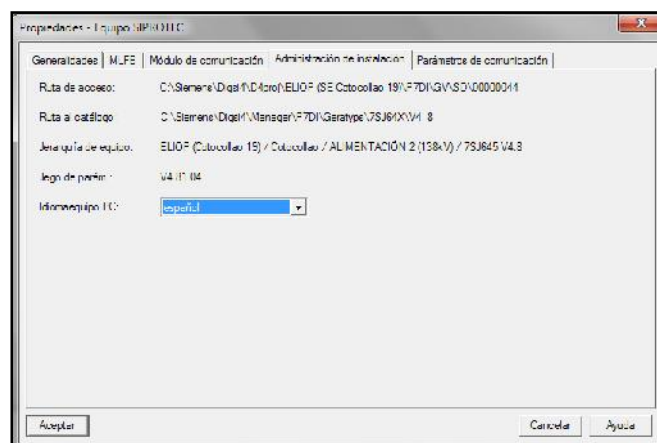


Figura 3.13. Ventana de propiedades Administración de instalación.⁷⁵

⁷⁴ Figura propia del autor.

⁷⁵ Ídem

- Comunicación entre equipos: La comunicación entre equipos está limitada a algunos tipos de equipo SIPROTEC 4.

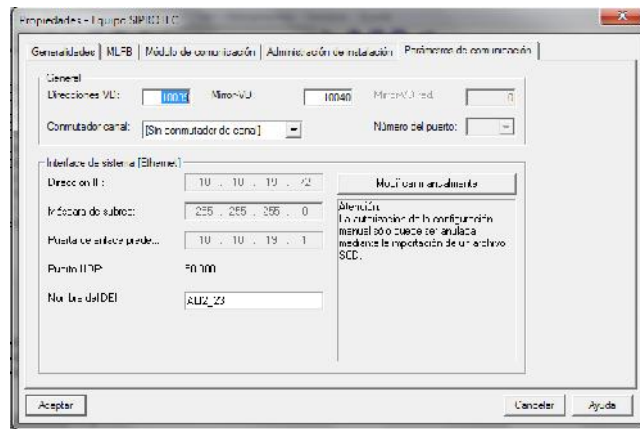


Figura 3.14. Ventana de propiedades – parámetros de comunicación.⁷⁶

3.5.3. DIGSI. [31]

DIGSI es un nombre comercial ya conocido en la actualidad. Lanzado originalmente como un software de MS-DOS, DIGSI, en su tercera versión, se ha desarrollado para convertirse en una herramienta conveniente para configurar los relés de protección numéricos bajo MS Windows.



Figura 3.15. Inicio del programa DIGSI 4⁷⁷

DIGSI 4 ahora es la innovación tecnológica de fácil uso y configuración. Facilita la puesta en funcionamiento de todos los relés de protección SIPROTEC.

⁷⁶ Figura propia del autor.

⁷⁷ Ídem.

Con un PC o equipo portátil, se puede establecer a través de los relés de una de las interfaces y leer y visualizar los datos de falla.

La versión completa DIGSI 4 Professional tiene las siguientes funciones:

- Ajuste de los parámetros y el enrutamiento
- Interfaz hombre-máquina
- Puesta en marcha, control y prueba
- Comunicación a través de una conexión directa, a través de PROFIBUS-FMS u otros sistemas de bus.
- Editor de pantalla - para crear y modificar diagramas predeterminados unifilares aparecerán en la pantalla.
- SIGRA - para visualizar y evaluar los registros de falla.
- DIGSI remoto - para el control remoto de SIPROTEC 4 relés a través de un conexión de módem
- CFC - para la creación de nuevas funcionalidades o para cambiar las condiciones de bloqueo predefinidas
- IEC 61850 Configurator de sistema - para la configuración y parametrización de las estaciones de IEC 61850. Esta herramienta le permite administrar subredes, comunicadores de la red y sus direcciones IP y conectar los elementos de información de los diferentes comunicadores.
- Dispositivo de administración de proyectos con jerarquías de libre configuración para cualquier subestación de energía eléctrica y la topología de la estación.
- Importación y exportación de conjuntos de parámetros.

- El pleno aprovechamiento de la gran flexibilidad del PLC (Controlador Lógico Programable), sin tener conocimientos de programación.
- Modificar las pantallas de diagrama unifilar predeterminados en fábrica con el editor de pantalla - al igual que un editor de imagen convencional.
- Análisis de fallas precisa con SIGRA: visualización de los registros de fallas en las curvas a través del tiempo, diagramas circulares, diagramas vectoriales y gráficos de barras.
- La configuración de entradas y salidas en una matriz claramente estructurada.
- Las pruebas de plausibilidad inteligentes excluye la entrada incorrecta.
- Visualización gráfica de las características y los diagramas de la zona, con manipulación directa de las curvas.
- Acceso protegido por contraseña para los diferentes trabajos, tales como ajuste de parámetros, puesta en marcha y control (personal autorizado).
- Pruebas y funciones de diagnóstico - un apoyo decisivo en la fase de puesta en marcha.
- Comunicación de bus de Campo a través de:

Protocolo IEC 61850

IEC 60870-5-103

PROFIBUS-FMS

3.5.4. IEC BROWSER

IEC Browser es una herramienta de prueba de gran alcance para IEC 61850, que en principio fue desarrollado para IEC SICAM PAS.

El programa PC actúa como un IEC 61850 cliente y, en el modo online, representa todos los objetos de datos de un servidor, por ejemplo un dispositivo IEC 61850 de SIPROTEC 4.

Al igual que con un Navegador de Internet, puede conectarse al IEC 61850 del servidor, que se ejecuta a través del Módulo Ethernet EN 100 de un dispositivo SIPROTEC 4.

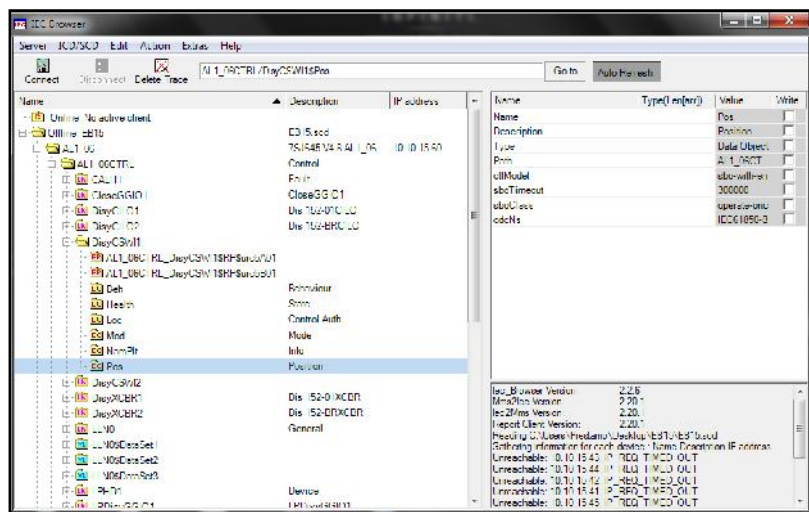


Figura 3.16. Ventana IEC Browser⁷⁸

La ventana de la izquierda muestra los LogicalDevices y DataObjects de un servidor en una estructura de árbol. La ventana de la derecha muestra los valores de los objetos de datos que ha seleccionado en la ventana izquierda.

En primer lugar se debe importar los archivos ICD de los dispositivos individuales de una estación de la norma IEC 61850. Es conveniente realizar la carga de la estación completamente configurada, es decir, sus archivos SCD. Aquí, todas las direcciones IP se almacenan, y haciendo clic en "Conectar" se establece la conexión.

Es fácil encontrar lo que busca: la IEC 61850 objetos de datos están claramente organizados y se muestran en una estructura de árbol, junto con

⁷⁸ Figura propia del autor.

sus descripciones familiares desde el dispositivo contexto. En el modo de Actualización automática, los cambios a la lista de objetos IEC 61850 aparecen de forma inmediata sin activación manual.

Además, es posible configurar dinámico informes que luego son enviados espontáneamente al navegador del dispositivo, si los objetos de datos han cambiado.

Se puede cambiar los objetos de datos controlables utilizando el navegador IEC, esto hace posible que los comandos sean transferidos al dispositivo como una prueba.

3.6. INGENIERÍA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EUGENIO ESPEJO DE LA EEQ

A continuación se expone todo el proceso para la automatización de la subestación Eugenio Espejo utilizando los equipos y herramientas descritos en el ítem anterior.

3.6.1. Especificación de las bahías a ser automatizadas

En la subestación Eugenio Espejo existen dos voltajes de operación que son 138 kV y 23 kV.

En 138 kV existen cuatro bahías que corresponden a dos líneas y dos transformadores de potencia.

En 23 kV tenemos nueve bahías que corresponden a dos alimentaciones, dos bancos de capacitores y cinco alimentadores primarios.

A partir del diagrama unifilar (Figura 3.17) y la inspección de campo de estas bahías, obtenemos las señales que serán ingresados a los IEDs Siemens adquiridos por la EEQ S.A.

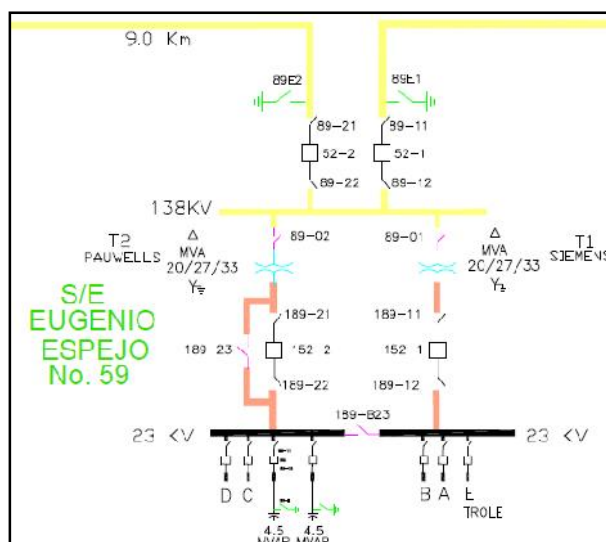


Figura 3.17. Diagrama Unifilar – S/E Eugenio Espejo⁷⁹

3.6.1.1. Líneas de Transmisión de 138 kV

En la tabla 3.11 se encuentran las señales digitales de entrada disponibles de los equipos de la línea Eugenio Espejo – Selva Alegre.

Tabla 3.11. Entradas digitales. Línea Eugenio Espejo – Selva Alegre⁸⁰

NOMBRE SEÑAL	TIPO	ESTADOS			
DISYUNTOR 52-1	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 89-11	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 89-12	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 89-E1	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 89-01	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 89-02	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
LOCAL/REMOTO DISY 52-1	DOBLE	LOCAL	REMOTO	ILEGAL	INDETERMINADO
LOCAL/REMOTO IED 52-1	SIMPLE	LOCAL	REMOTO		
LOCAL/REMOTO SECC 89-11	DOBLE	LOCAL	REMOTO	ILEGAL	INDETERMINADO
BLOQUEO BAJO NIVEL SF6 52-1	SIMPLE	NORMAL	ALARMA		
ALARMA BAJO NIVEL SF6 52-1	SIMPLE	NORMAL	ALARMA		
RESORTE DISY 52-1	DOBLE	CARGADO	DESCARGADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SUP. CIRC. DISPARO DISY 52-1	SIMPLE	NORMAL	ALARMA		

En la tabla 3.12 se encuentran las señales digitales de entrada disponibles de los equipos de la línea Eugenio Espejo – Santa Rosa 2.

⁷⁹ Diagrama unifilar de la S/E Eugenio Espejo de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

⁸⁰ Tabla propia del autor.

Tabla 3.12. Entradas digitales. Línea Eugenio Espejo – Santa Rosa 2⁸¹

NOMBRE SEÑAL	TIPO	ESTADOS			
		ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
DISYUNTOR 52-2	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 89-21	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 89-22	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 89-E2	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 89-01	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 89-02	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
LOCAL/REMOTO DISY 52-2	DOBLE	LOCAL	REMOTO	ILEGAL	INDETERMINADO
LOCAL/REMOTO IED 52-2	SIMPLE	LOCAL	REMOTO		
LOCAL/REMOTO SECC 89-21	DOBLE	LOCAL	REMOTO	ILEGAL	INDETERMINADO
BLOQUEO BAJO NIVEL SF6 52-2	SIMPLE	NORMAL	ALARMA		
ALARMA BAJO NIVEL SF6 52-2	SIMPLE	NORMAL	ALARMA		
RESORTE DISY 52-2	DOBLE	CARGADO	DESCARGADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SUP. CIRC. DISPARO DISY 52-2	SIMPLE	NORMAL	ALARMA		

En la tabla 3.13 se enlistan las señales analógicas de entrada requeridas para el monitoreo de estas variables.

Tabla 3.13. Entradas analógicas para las líneas en 138 kV⁸²

MEDIDA	UNIDADES
POTENCIA APARENTE	MVA
POTENCIA REACTIVA	MVAR
POTENCIA ACTIVA	MW
FACTOR POTENCIA	
CORRIENTE FASE A	A
CORRIENTE FASE B	A
CORRIENTE FASE C	A
CORRIENTE NEUTRO	A
VOLTAJE FASE AN	kV
VOLTAJE FASE BN	kV
VOLTAJE FASE CN	kV
VOLTAJE FASES AB	kV
VOLTAJE FASES BC	kV
VOLTAJE FASES CA	kV

⁸¹ Tabla propia del autor.

⁸² Ídem.

En la tabla 3.14 constan las señales digitales protecciones que serán monitoreadas para el caso de falla en la línea.

Tabla 3.14. Entradas digitales de protección – Líneas de 138 kV⁸³

NOMBRE SEÑAL	TIPO	ESTADOS	
		NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 67A	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 67B	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 67C	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 67N	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 67A TEMPORIZADO	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 67B TEMPORIZADO	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 67C TEMPORIZADO	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 67N TEMPORIZADO	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 67A INSTANTÁNEO	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 67B INSTANTÁNEO	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 67C INSTANTÁNEO	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 67N INSTANTÁNEO	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 21 PRINCIPAL	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 21 RESPALDO	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 50BF	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 86T1	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 86T2	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 86B	SIMPLE	NORMAL	ALARMA

3.6.1.2. Transformadores 138/23 kV

En la tabla 3.15 se encuentran las señales de entradas digitales de protección para los transformadores de 138/23 kV.

Tabla 3.15. Entradas digitales de protección – Transformadores 138/23 kV⁸⁴

PROTECCIÓN	TIPO	ESTADOS	
		NORMAL	ALARMA
DISPARO BUCHHOLZ	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO SOBREPRESIÓN	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
RELÉ FLUJO	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
BAJO NIVEL ACEITE CUBA PRINCIPAL	SIMPLE	NORMAL	ALARMA

⁸³ Tabla propia del autor.

⁸⁴ Ídem.

BAJO NIVEL ACEITE LTC	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO SOBRETENPERATURA ACEITE	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO SOBRETENPERATURA BOBINA	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ALARMA BUCHHOLZ TRAF0	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ALARMA RELÉ FLUJO	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ALARMA SOBREPRESIÓN	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ALARMA SOBRETENPERATURA ACEITE	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ALARMA SOBRETENPERATURA BOBINAS	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 87T FASE A	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 87T FASE B	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 87T FASE C	SIMPLE	NORMAL	ALARMA

En la tabla 3.16 se detallan las medidas que serán monitoreadas del transformador.

Tabla 3.16. Medidas analógicas – Transformadores 138/23 kV⁸⁵

MEDIDAS	UNIDADES
POTENCIA APARENTE	MVA
POTENCIA REACTIVA	MVAR
POTENCIA ACTIVA	MW
FACTOR POTENCIA	
CORRIENTE PRIMARIA FASE A	A
CORRIENTE PRIMARIA FASE B	A
CORRIENTE PRIMARIA FASE C	A
CORRIENTE PRIMARIA NEUTRO	A
CORRIENTE SECUNDARIA FASE A	A
CORRIENTE SECUNDARIA FASE B	A
CORRIENTE SECUNDARIA FASE C	A
CORRIENTE SECUNDARIA NEUTRO	A
CORRIENTE DIFERENCIAL FASE A	A
CORRIENTE DIFERENCIAL FASE B	A
CORRIENTE DIFERENCIAL FASE C	A

⁸⁵ Tabla propia del autor.

3.6.1.3. Alimentaciones en 23 kV

En la tabla 3.17 se encuentran las señales digitales de entrada disponibles de los equipos de la alimentación 1 en 23 kV.

Tabla 3.17. Entradas digitales. Alimentación 1⁸⁶.

NOMBRE SEÑAL	TIPO		ESTADOS		
DISYUNTOR 152-1	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 189-11	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 189-12	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 189-13	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 189-BR	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 89-01	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
LOCAL/REMOTO DISY 152-1	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
LOCAL/REMOTO IED 152-1	SIMPLE	LOCAL	REMOTO		
LOCAL/REMOTO SECC 189-11	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
RESORTE DISY 152-1	DOBLE	CARGADO	DESCARGADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SUP. CIRC. DISPARO DISY 152-1	SIMPLE	NORMAL	ALARMA		

En la siguiente tabla se encuentran las entradas digitales para la bahía correspondiente a la alimentación 2.

Tabla 3.18. Entradas digitales. Alimentación 1.⁸⁷

NOMBRE SEÑAL	TIPO	ESTADOS			
DISYUNTOR 152-2	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 189-21	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 189-22	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 189-23	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 189-BR	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 89-02	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
LOCAL/REMOTO DISY 152-2	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
LOCAL/REMOTO IED 152-2	SIMPLE	LOCAL	REMOTO		
LOCAL/REMOTO SECC 189-21	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
RESORTE DISY 152-2	DOBLE	CARGADO	DESCARGADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SUP. CIRC. DISPARO DISY 152-2	SIMPLE	NORMAL	ALARMA		

⁸⁶ Tabla propia del autor.

⁸⁷ Ídem.

Las medidas a ser monitoreadas por estas bahías se enlistan en la tabla 3.19:

Tabla 3.19. Medidas analógicas – Alimentaciones en 23 kV.⁸⁸

MEDIDA	UNIDADES
POTENCIA APARENTE	MVA
POTENCIA REACTIVA	MVAR
POTENCIA ACTIVA	MW
FACTOR POTENCIA	
CORRIENTE FASE A	A
CORRIENTE FASE B	A
CORRIENTE FASE C	A
CORRIENTE NEUTRO	A
VOLTAJE FASE AN	kV
VOLTAJE FASE BN	kV
VOLTAJE FASE CN	kV
VOLTAJE FASES AB	kV
VOLTAJE FASES BC	kV
VOLTAJE FASES CA	kV

Las señales de protección para las alimentaciones se enlistan en la tabla 3.20.

Tabla 3.20. Señales digitales de protección – Alimentaciones en 23 kV.⁸⁹

NOMBRE SEÑAL	TIPO	ESTADOS	
		NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 51A	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 51B	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 51C	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 51N	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 51 A	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 51 B	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 51 C	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 51 N	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 50 A	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 50 B	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 50 C	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 50 N	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 50BF	SIMPLE	NORMAL	ALARMA

⁸⁸ Tabla propia del autor.

⁸⁹ Ídem.

3.6.1.4. Alimentadores primarios y Banco de capacitores - 23 kV

En la siguiente tabla 3.21 se encuentran las entradas digitales para las bahías correspondientes a los alimentadores primarios y bancos de capacitores.

Tabla 3.21. Entradas digitales. Alimentadores.⁹⁰

NOMBRE SEÑAL	TIPO	ESTADOS			
		ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
DISYUNTOR 152-X	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SECCIONADOR 189-X	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
LOCAL/REMOTO DISY 152-X	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
LOCAL/REMOTO IED 152-X	SIMPLE	LOCAL	REMOTO		
LOCAL/REMOTO SECC 189-X	DOBLE	ABIERTO	CERRADO	ILEGAL	INDETERMINADO
RESORTE DISY 152-X	DOBLE	CARGADO	DESCARGADO	ILEGAL	INDETERMINADO
SUPERV. DISPARO DISY 152-X	SIMPLE	NORMAL	ALARMA		

X: Corresponde a la letra asignada al alimentador primario o banco de capacitores.

Las señales de protecciones para estas bahías se describen en la tabla 3.22.

Tabla 3.22. Señales digitales de protección – Alimentadores en 23 kV.⁹¹

NOMBRE SEÑAL	TIPO	ESTADOS	
		NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 51A	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 51B	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 51C	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 51N	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 27	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
ARRANQUE 81U	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 51 A	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 51 B	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 51 C	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 51 N	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 50 A	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 50 B	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 50 C	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 50 N	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 50BF	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 27	SIMPLE	NORMAL	ALARMA
DISPARO 81U	SIMPLE	NORMAL	ALARMA

⁹⁰ Tabla propia del autor.

⁹¹ Ídem.

Para los bancos de capacitores adicionalmente se configurará la protección de sobrevoltaje (ANSI 59).

En la siguiente tabla se especifica las medidas analógicas para las bahías correspondientes a los alimentadores primarios y bancos de capacitores.

Tabla 3.23. Medidas analógicas – Alimentadores en 23 kV.⁹²

MEDIDA	UNIDADES
POTENCIA APARENTE	MVA
POTENCIA REACTIVA	MVAR
POTENCIA ACTIVA	MW
FACTOR POTENCIA	
CORRIENTE FASE A	A
CORRIENTE FASE B	A
CORRIENTE FASE C	A
CORRIENTE NEUTRO	A
VOLTAJE FASE AN	kV
VOLTAJE FASE BN	kV
VOLTAJE FASE CN	kV
VOLTAJE FASES AB	kV
VOLTAJE FASES BC	kV
VOLTAJE FASES CA	kV

3.6.2. Configuración de los IEDs

En esta sección se explica el proceso de creación de proyecto, inserción de IEDs, parametrización del IED, configuración de la Matriz definiéndose entradas y salidas con sus respectivos nodos lógicos, configuración de la lógica en los CFCs, así como los parámetros de comunicación y sincronización de tiempo.

⁹² Tabla propia del autor.

3.6.2.1. Creación del proyecto.

En el programa DIGSI se crea un nuevo proyecto correspondiente a la subestación Espejo, especificando una ubicación en el computador. Ver figura 3.18.

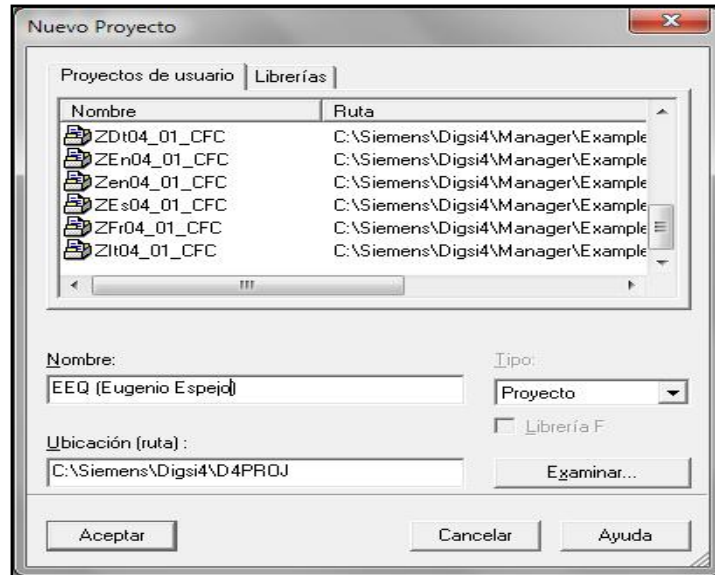


Figura 3.18. Ventana de creación de Nuevo Proyecto.⁹³

En este proyecto se crean las respectivas carpetas y se insertan los MLFB de los IEDs correspondientes a cada bahía. Ver figura 43.

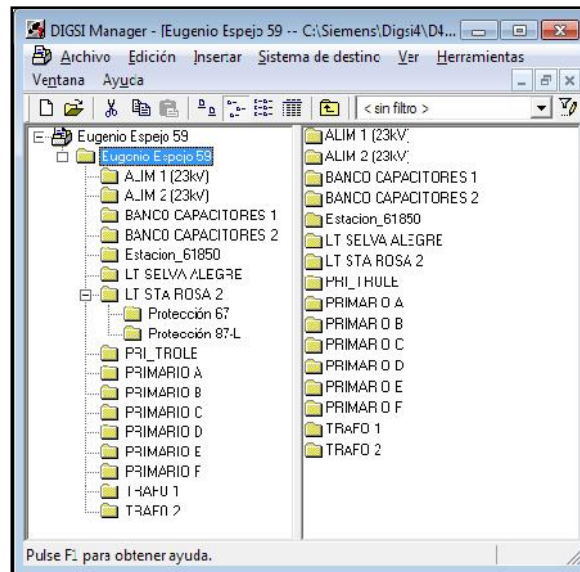


Figura 3.19. Ventana Proyecto S/E Eugenio Espejo.

⁹³ Figura propia del autor.

La Empresa Eléctrica Quito dispone de los siguientes IEDs para la automatización de la subestación Eugenio Espejo:

- Cuatro IEDs con MLFB 7SJ64555EB921FG7 para control y protección de sobrecorriente que serán instalados en las líneas de 138 kV y alimentaciones en 23 kV. Ver figura 3.20.

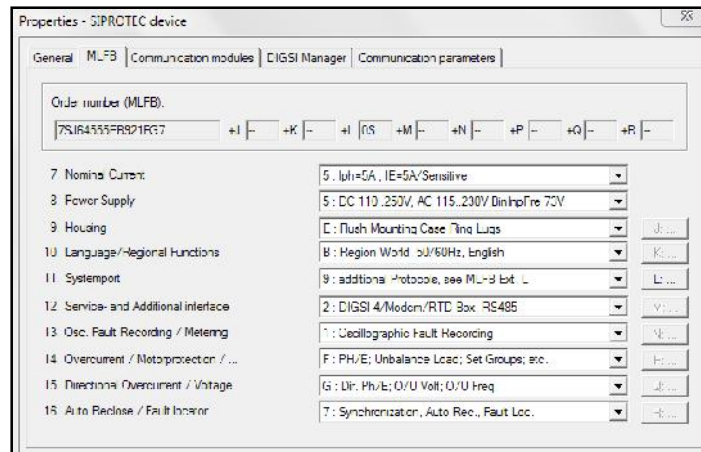


Figura 3.20. Ventana de propiedades de IED 7SJ645.⁹⁴

- Nueve IEDs con MLFB 7SJ62255EB921FE3 para control y protección de sobrepotección para las bahías correspondientes a los alimentadores primarios y banco de capacitores. Ver figura 3.21.

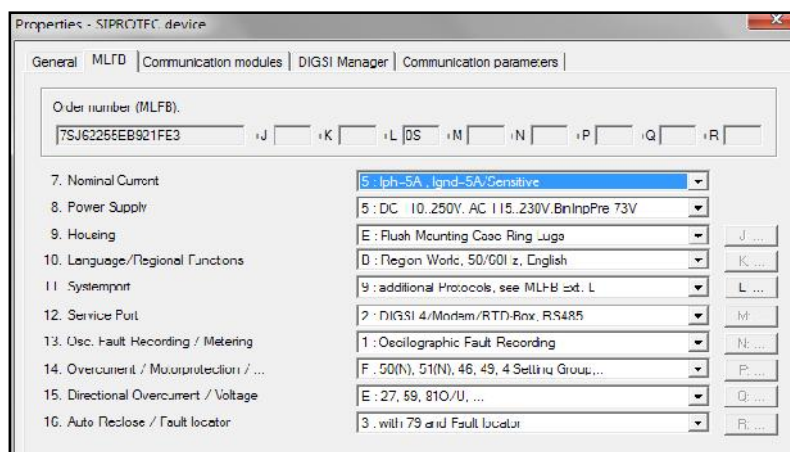


Figura 3.21. Ventana de propiedades de IED 7SJ622⁹⁵

⁹⁴ Figura propia del autor.

⁹⁵ Ídem.

- Dos IEDs con MLFB 7UM62155EB920BA0 para protección diferencial de transformadores de potencia. Ver figura 3.22.

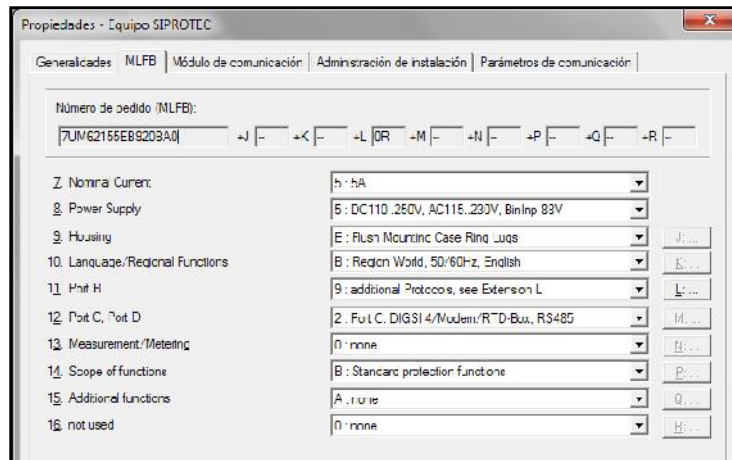


Figura 3.22. Ventana de propiedades de IED 7UM621.⁹⁶

3.6.2.2. Configuración de las funciones de protección.

El personal del área de Sistemas Eléctricos de Potencia de la Empresa Eléctrica Quito tiene predefinida las funciones de protección y ajustes de las bahías de la subestación Eugenio Espejo, por lo que en este proyecto nos limitaremos a activar las protecciones de acuerdo a los parámetros prestablecidos. Para mayor detalle de los ajustes de protección referirse a los grupos de parámetros del anexo 2.

En las líneas de 138kV se activaron las funciones de protección que se muestran en la figura 3.23.

⁹⁶ Figura propia del autor.

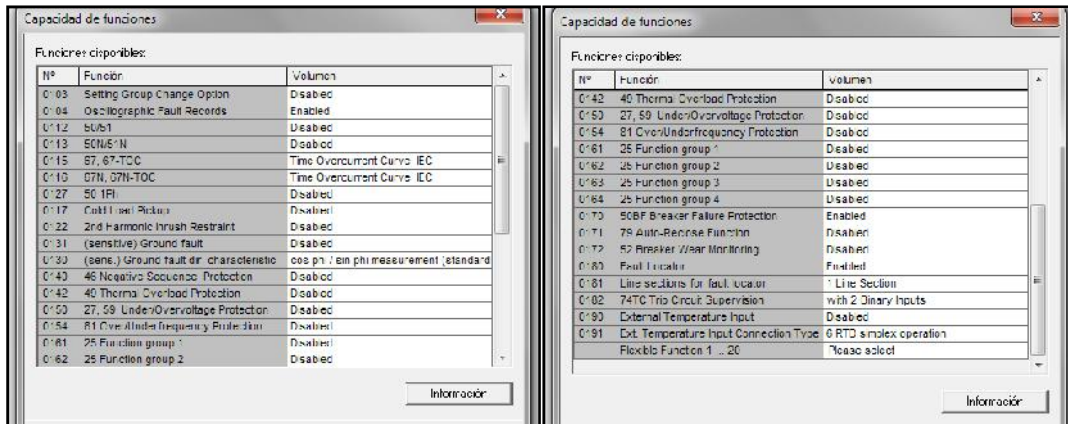


Figura 3.23. Funciones de protección de las líneas en 138 kV.⁹⁷

- Registro Oscilagráfico de fallas.
- Protección 67 Instantánea y temporizada de fase y neutro con curva IEC.
- Protección Falla de Breaker 50BF.
- Localizador de falla.
- Supervisión Circuito de disparo con dos entradas binarias.

Las funciones de protección para las alimentaciones en 23 kV se exponen en la siguiente figura.

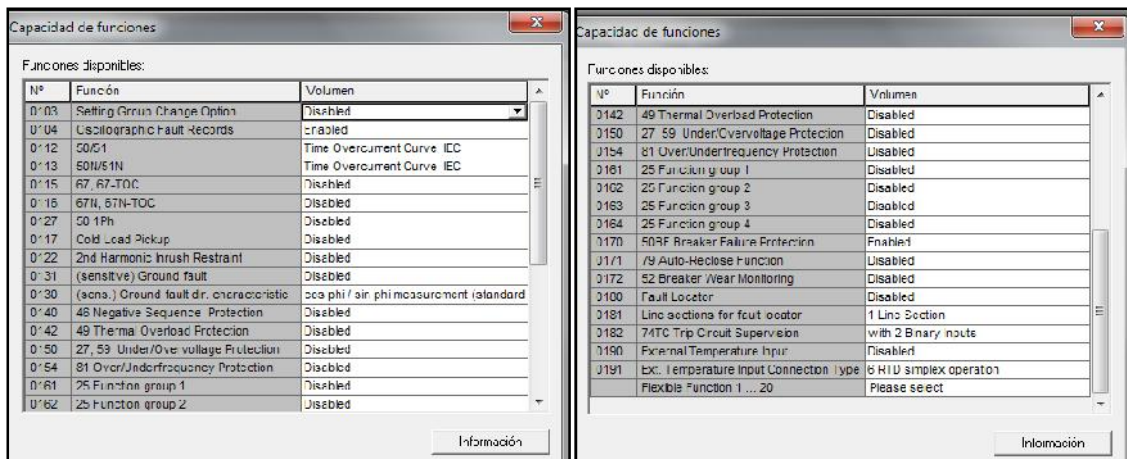


Figura 3.24. Funciones de protección de alimentaciones en 23 kV.⁹⁸

⁹⁷ Figura propia del autor.

⁹⁸ Ídem.

- Registro Oscilagráfico de fallas.
- Protección Sobrecorriente Instantánea de fase y neutro con curva IEC.
- Protección Falla de Breaker 50BF.
- Supervisión Circuito de disparo con dos entradas binarias.

Para los alimentadores primarios se activaron las funciones que se muestran en la figura 3.25.

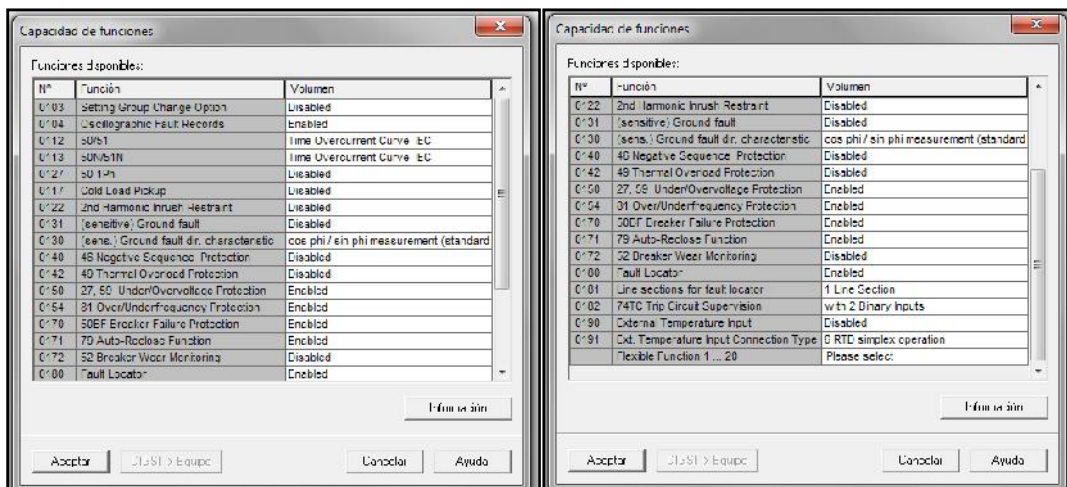


Figura 3.25. Funciones de protección de alimentadores primarios en 23 kV⁹⁹

- Registro Oscilagráfico de fallas.
- Protección Sobrecorriente Instantánea y temporizada de fase y neutro con curva IEC.
- Protección de bajo voltaje
- Protección de baja frecuencia.
- Protección Falla de Breaker 50BF.
- Función de autorecierre.
- Localizador de falla.
- Supervisión Circuito de disparo con dos entradas binarias.

⁹⁹ Figura propia del autor.

Para las bahías de bancos de capacitores se activaron las siguientes funciones:

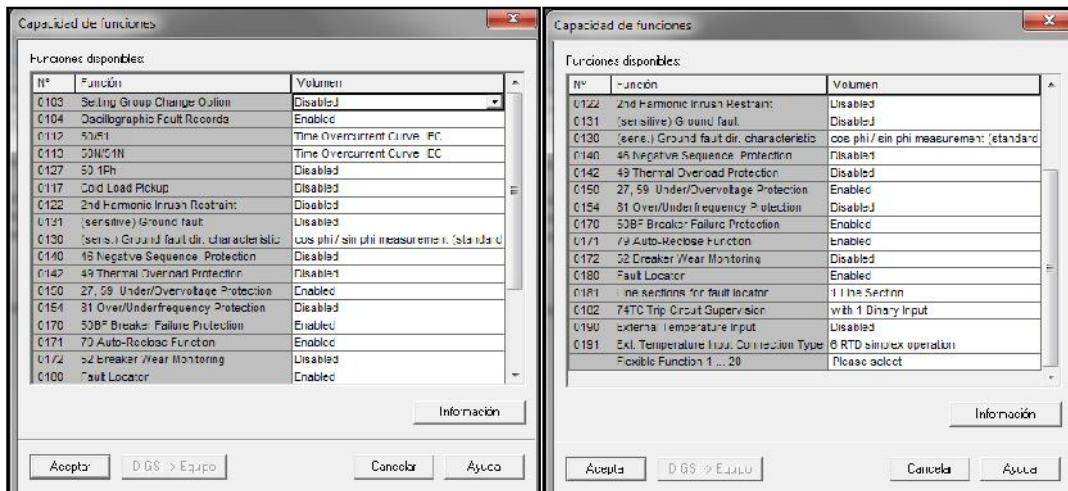


Figura 3.26. Funciones de protección de los bancos de capacitores en 23 kV.¹⁰⁰

- Registro Oscilagráfico de fallas.
- Protección Sobrecorriente Instantánea y temporizada de fase y neutro con curva IEC.
- Protección de sobre y bajo voltaje
- Protección Falla de Breaker 50BF.
- Función de autorecierre.
- Supervisión Circuito de disparo con dos entradas binarias.

Para los transformadores de potencia solo se habilita la protección diferencial 87.

¹⁰⁰ Figura propia del autor.

Funciones disponibles:		
Nº	Función	Volumen
0103	Setting Group Change Option	Disabled
0104	Fault values	Instantaneous values
0112	50/51 Overcurrent Protection I>	Disabled
0113	50/51/67 Overcurrent Protection I>>	Disabled
0114	51V Inverse O/C Time Protection	Disabled
0116	49 Thermal Overload Protection	Disabled
0120	87G/87L Differential Protection	3 phase transformer
0131	32R Reverse Power Protection	Disabled
0132	32F Forward Power Supervision	Disabled
0140	27 Undervoltage Protection	Disabled
0141	59 Overvoltage Protection	Disabled
0142	87 Over/Underfrequency Protection	Disabled
0143	24 Overexcit. Protection (Volt/Hertz)	Disabled
0144	27 Inverse Undervoltage Protection Vp<	Disabled
0150	59N/67GN Stator Ground Fault Prot.	Disabled
0151	50N/51G Sens. Overcurrent Protection	Disabled
0154	50N/51G Sens. Overcurrent Protection B	Disabled

Figura 3.27. Funciones de protección transformadores de potencia.¹⁰¹

3.6.2.3. Configuración de entradas y salidas binarias

De acuerdo a señales indicadas en las tablas 3.11 a la 3.23 se van asignando en la ventana del Configuration Matrix.

Las salidas son utilizadas para abrir y cerrar los equipos de corte y los disparos permiten abrir el disyuntor en caso de falla.

El cableado debe ser realizado de acuerdo a los planos que contienen las conexiones de entradas y salidas para cada IED.

Para ejercicio en este proyecto se describirá la configuración de la línea Eugenio Espejo – Selva Alegre en 138 kV.

La configuración de las otras bahías de la subestación Eugenio Espejo se encuentran en los diagramas de la Matriz del DIGSI en el anexo 2.

I. Configuración de entradas y salidas para Línea Eugenio Espejo – Selva Alegre.

En esta sección se presenta el detalle de la programación del IED de la línea Eugenio Espejo – Selva Alegre, cuyas conexiones del dispositivo se encuentran en el Anexo 3-A.

¹⁰¹ Figura propia del autor.

Los planos de conexión y control de IEDs de todas las bahías de la subestación se encuentran en el resto del Anexo 3.

Siguiendo el plano de conexiones del IED, se van creando las señales de entradas y salidas en la ventana del Signal Matrix (Fig. 3.28), creando los grupos correspondientes a las distintas señales.

Figura 3.28. Ventana del signal Matrix del IED para la línea E. Espejo – S. Alegre.¹⁰²

En un grupo llamado Control Device ingresamos las señales de disyuntores y seccionadores de la línea E. Espejo – S. Alegre.

Para el disyuntor creamos una señal doble de control con retroalimentación para realizar el comando al cual le damos el nombre de “Disy” para identificarlo en el nodo lógico del protocolo IEC 61850.

Esta señal nos proporcionará los XCBR para posición y CSWI para control.

¹⁰² Figura propia del autor.

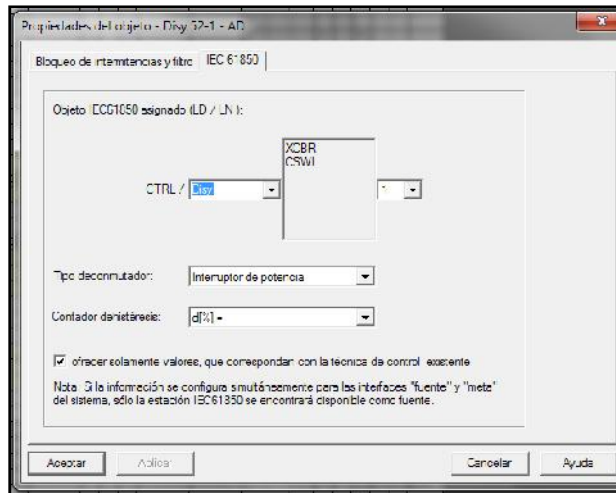


Figura 3.29. Propiedades para el disyuntor 52-1 - L/T E. Espejo – S. Alegre.¹⁰³

El resto de las señales de entradas digitales las creamos como GGIOs.

Creamos un enclavamiento de apertura y cierre para las condiciones de operación del disyuntor.

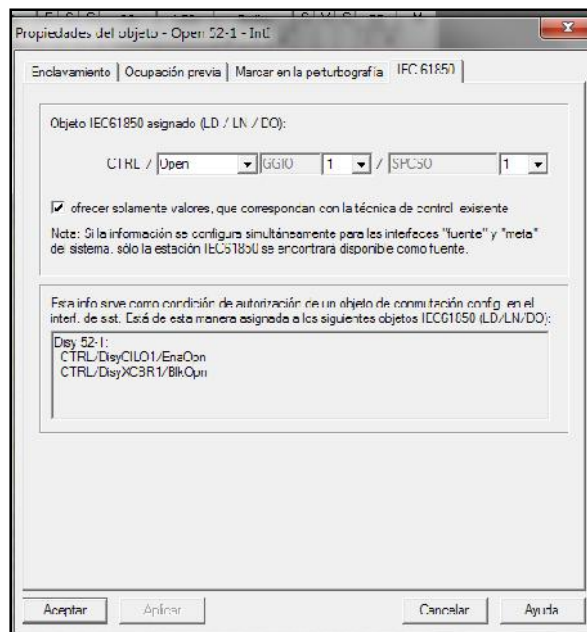


Figura 3.30. Propiedades para el enclavamiento del 52-1 - L/T E Espejo – S. Alegre.¹⁰⁴

Los seccionadores los creamos como señales dobles asignados a un Nodo Lógico de tipo GGIO.

¹⁰³ Figura propia del autor.

¹⁰⁴ Ídem.

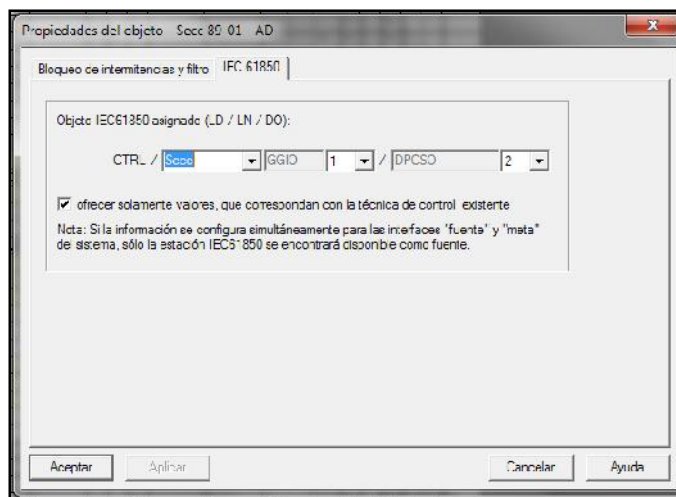


Figura 3.31. Propiedades para el seccionador 89-01 - L/T E Espejo – S. Alegre.¹⁰⁵

De igual manera creamos las señales de Resorte, Bloqueo SF6 y Local/Remoto en un grupo que llamamos condiciones externas y las alarmas en el grupo del mismo nombre. Ver figura 3.32.

Ctrl Authority								*	*										
Control Device								*	*										
Cond Externas	BLK SFE	BLOQUEO BAJO NIVEL SF6 DISY 52-1	Al					N10	ES	X	X								
	RESORTE	Resorte Descargado 52-1	Al					N12	ES	X	X								
	LR 52-1	Local / Remoto 52-1	AC						ES	X	X	X	X						
	LR 89-11	Local / Remoto 89-11	AC						ES	X	X	X	X						
Disparos Extern																			
Interbloques								*	*	*	*								
Salida Disparos								*	*	*	*								
Alarmas	AL BN SFE	Alarma Bajo Nivel SF6 Cisy 52-1	Al					N1	ES	X	X								
	Al 86-T	Alarma Trip 86-T1 si 89-01 close	Al				X	E7	FS										
	AL 00-T2	Alarma Trip 00-T2 si 00-02 close	Al				X	C0	CS										
Process Data								*	*	*	*								

Figura 3.32. Grupos de Condiciones Externas y Alarmas en el Matrix Configuration.¹⁰⁶

¹⁰⁵ Figura propia del autor.

¹⁰⁶ Ídem.

Las salidas digitales se ubican en los grupos de interbloqueos y salidas de disparos. Ver figura 3.33.

Disparos Extern																					
Interbloqueos	INT 89-11	Interbloqueo Secc 3S-11	AI					X	N1	ES											
	INT 89-12	Interbloqueo Secc 3S-12	AI					X	N2	ES											
	INT 52-1	Interbloqueo Disy 52-1	AI					X	N3	ES		X									
	INT 89-E1	Interbloqueo Secc 3S-E1	AI					X	N17	ES											
Salida Disparos	TRIP 52-1	Disparo Disy 52-1	AI					X	N12	ES										X	

Figura 3.33. Grupos de Interbloqueos, Salida Disparos en el Matrix Configuration.¹⁰⁷

En la figura 3.34 se muestran las protecciones configuradas, tanto las propias funciones del IED, como las protecciones externas.

# Settings - Masking I/C (Configuration Matrix) - Eugen o Espejo 59 / Eugen o Espejo 59 / LT SELVA ALEGRE / 7SI645 V4.8 L41_67/7																			
	Información					Origen			Destino										
	Número	Texto en cuadro	Texto en DIGSI	Tipo	EB	F	S	C	SB	LED	Buffer			S	X	C	CC	M	
											P	T	R						
67 Direct O/C	Q26E5	67-T RIP	67- TRIP	AS					G2					E	X	X			
	Q2675	67-TDC TRIP	67-DC TRIP	AS					G1					E	X	X			
	Q26E3	67N-1 TRIP	67N-1 TRIP	AS					G2					E	X				
	Q26E6	67N-TDC TRIP	67N-DC TRIP	AS					G1					E	X				
Measurem.Superv														*	*	*			
74°C TripCirc.	Q68E3	>74TC brk.rel.	>74TC Trip circuit superv.: brk relay	AI						ES									
	Q68E2	>74TC trip rel.	>74TC Trip circuit superv.: trip relay	AI						ES									
	Q68E5	74TC Trip cir.	74TC Failure Trip Circuit	AS					N14	ES					X				
Fault Locator														*	*	*			
50BF BktFailure	Q1471	50BF TRIP	50BF TRIP	AS				N10	G4					E					
CntrlAuthority														*	*	*			
Control Device														*	*	*	*	*	*
Cond Externas										*				*	*	*	*	*	*
Disparos Extern		Trip 21-P	Trip 21-P	AI					G3	ES				X	X				
		Trip 21-R	Trip 21-R	AI					G3	ES				X	X				
		50BF(52-2)	Trip 50BF(52-2)	AI					G5	ES					X				
		50BF(152-1)	Trip 50BF(152-1)	AI					G6	ES						X			
		50BF(152-2)	Trip 50BF(152-2)	AI					G6	ES						X			
		Trip 8E-T1	Trip 8E-T1	AI					G7	ES						X			
		Trip 8E-T2	Trip 8E-T2	AI					G8	ES						X			
		Trip 8E-E	Trip 8E-E	AI					G9	ES						X			

Figura 3.34. Asignación de protecciones en el Matrix Configuration.¹⁰⁸

A continuación se enlistan las señales digitales identificadas con el atributo de los nodos lógicos respectivos, las cuales serán principalmente monitoreadas.

¹⁰⁷ Figura propia del autor.

¹⁰⁸ Ídem

Tabla 3.24. Atributos de los Nodos Lógicos de señales digitales – L/T E. Espejo –

*Selva Alegre.*¹⁰⁹

Atributo de Nodo Lógico	Nombre Señal	Tipo señal
DisyCSW11\$ST\$Pos\$stVal	DISY 52-1	DOBLE
LLN0\$ST\$Loc\$stVal	DISY 52-1, IED LOCAL/REMOTO	SIMPLE
LRDisyGGIO1\$ST\$DPCSO1\$stVal	DISY 52-1, LOCAL/REMOTO	DOBLE
ResortGGIO1\$ST\$SPCSO1\$stVal	DISY 52-1, RESORTE	SIMPLE
A_SF6GGIO1\$ST\$SPCSO1\$stVal	DISY 52-1, ALARMA SF6	SIMPLE
SF6GGIO1\$ST\$SPCSO1\$stVal	DISY 52-1, BLOQUEO SF6	DOBLE
OpenGGIO1\$ST\$SPCSO1\$stVal	DISY 52-1, PERMISO ABRIR	SIMPLE
CloseGGIO1\$ST\$SPCSO1\$stVal	DISY 52-1, PERMISO CERRAR	SIMPLE
SeccCSW11\$ST\$Pos\$stVal	SECC 89-11	DOBLE
LRSeccGGIO1\$ST\$DPCSO1\$stVal	SECC 89-11, LOCAL/REMOTO	DOBLE
SeccGGIO1\$ST\$DPCSO1\$stVal	SECC 89-12	DOBLE
SeccGGIO1\$ST\$DPCSO2\$stVal	SECC 89-01	DOBLE
SeccEGGIO1\$ST\$DPCSO1\$stVal	SECC 89-E1	DOBLE
T_21GGIO1\$ST\$SPCSO1\$stVal	DISY 52-1, DISPARO 21P	SIMPLE
T_21GGIO1\$ST\$SPCSO2\$stVal	DISY 52-1, DISPARO 21R	SIMPLE
MttoGGIO1\$ST\$SPCSO1\$stVal	DISY 52-1, EN MANTENIMIENTO	SIMPLE
TripGGIO1\$ST\$SPCSO1\$stVal	DISY 52-1, DISPARO 67A INST.	SIMPLE
TripGGIO1\$ST\$SPCSO2\$stVal	DISY 52-1, DISPARO 67B INST.	SIMPLE
TripGGIO1\$ST\$SPCSO3\$stVal	DISY 52-1, DISPARO 67C INST.	SIMPLE
TripGGIO1\$ST\$SPCSO4\$stVal	DISY 52-1, DISPARO 67A	SIMPLE
TripGGIO1\$ST\$SPCSO5\$stVal	DISY 52-1, DISPARO 67B	SIMPLE
TripGGIO1\$ST\$SPCSO6\$stVal	DISY 52-1, DISPARO 67C	SIMPLE
PickupGGIO1\$ST\$SPCSO1\$stVal	DISY 52-1, ARRANQUE 67A	SIMPLE
PickupGGIO1\$ST\$SPCSO2\$stVal	DISY 52-1, ARRANQUE 67B	SIMPLE
PickupGGIO1\$ST\$SPCSO3\$stVal	DISY 52-1, ARRANQUE 67C	SIMPLE
PickupGGIO1\$ST\$SPCSO4\$stVal	DISY 52-1, ARRANQUE 67N	SIMPLE
PickupGGIO1\$ST\$SPCSO5\$stVal	DISY 52-1, ARRANQUE 50BF	SIMPLE
PTOC12\$ST\$Op\$general	DISY 52-1, DISPARO 67N INST.	SIMPLE
PTOC4\$ST\$Op\$general	DISY 52-1, DISPARO 67N	SIMPLE
RBRF1\$ST\$OpIn\$general	DISY 52-1, DISPARO 50BF Int	SIMPLE
RBRF1\$ST\$OpEx\$general	DISY 52-1, DISPARO 50BF Ext	SIMPLE
XCBR1\$ST\$CirSpv\$stVal	DISY 52-1, SUP. CIRC. DISPARO	SIMPLE

¹⁰⁹ Tabla propia del autor.

En la tabla 3.25 se muestran las señales analógicas que serán principalmente monitoreadas, identificadas con el atributo del nodo lógico.

Tabla 3.25. Atributos de Nodos Lógicos de señales analógicas – L/T E. Espejo – Selva Alegre.¹¹⁰

Atributo de Nodo Lógico	Nombre Señal
MMXU1\$MX\$TotVA\$mag\$f	DISY 52-1, P. APARENTE
MMXU1\$MX\$TotVAr\$mag\$f	DISY 52-1, P. REACTIVA
MMXU1\$MX\$TotW\$mag\$f	DISY 52-1, P. ACTIVA
MMXU1\$MX\$TotPF\$mag\$f	DISY 52-1, FACTOR POT
MMXU1\$MX\$Hz\$mag\$f	DISY 52-1, FRECUENCIA
MMXU1\$MX\$PPV\$phsAB\$cVal\$mag\$f	DISY 52-1, VOLT FASES AB
MMXU1\$MX\$PPV\$phsBC\$cVal\$mag\$f	DISY 52-1, VOLT FASES BC
MMXU1\$MX\$PPV\$phsCA\$cVal\$mag\$f	DISY 52-1, VOLT FASES CA
MMXU1\$MX\$PhV\$phsA\$cVal\$mag\$f	DISY 52-1, VOLT FASE A
MMXU1\$MX\$PhV\$phsB\$cVal\$mag\$f	DISY 52-1, VOLT FASE B
MMXU1\$MX\$PhV\$phsC\$cVal\$mag\$f	DISY 52-1, VOLT FASE C
MMXU1\$MX\$PhV\$neut\$cVal\$mag\$f	DISY 52-1, VOLT NEUTRO
MMXU1\$MX\$A\$phsA\$cVal\$mag\$f	DISY 52-1, CORR FASE A
MMXU1\$MX\$A\$phsB\$cVal\$mag\$f	DISY 52-1, CORR FASE B
MMXU1\$MX\$A\$phsC\$cVal\$mag\$f	DISY 52-1, CORR FASE C
MMXU1\$MX\$A\$neut\$cVal\$mag\$f	DISY 52-1, CORR NEUTRO

3.6.2.4. Configuración de pantallas de monitoreo y control Línea Eugenio Espejo – Selva Alegre.

Una vez que se han ingresado las señales en el Configuration Matrix, procedemos a dibujar el diagrama unifilar con los elementos de esta bahía.

Existen dos pantallas, una para monitoreo y otra para control, los cuales para motivos de este proyecto son los mismos en cada caso.

Los elementos se van obteniendo desde el menú lateral y colocándolos sobre la pantalla.

¹¹⁰ Tabla propia del autor.

En la figura 3.35 se muestra la pantalla en forma de grilla y en la figura 61 una vista preliminar de cómo se desplegará en el IED.

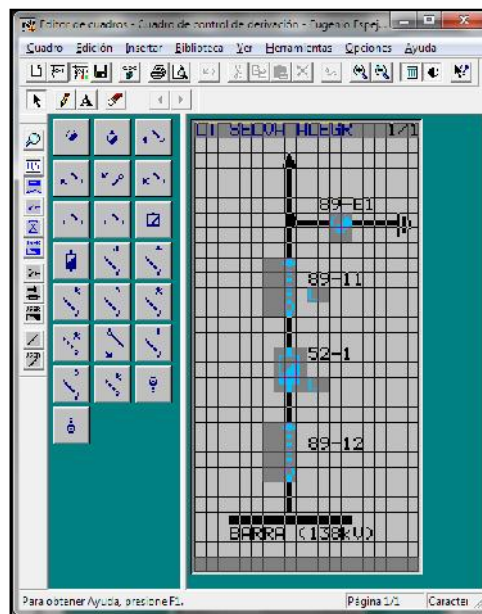


Figura 3.35. Edición del diagrama unifilar de control para la línea E Espejo – Selva Alegre.¹¹¹

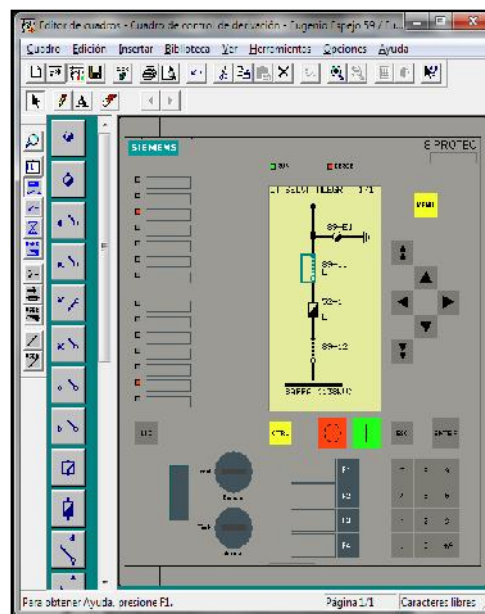


Figura 3.36. Vista preliminar de la pantalla de control para la línea E Espejo – Selva Alegre.¹¹²

¹¹¹ Figura propia del autor.

¹¹² Ídem.

3.6.2.5. Configuración de lógicas de control e interbloqueos - Línea Eugenio Espejo – Selva Alegre

Cada elemento contiene una lógica de operación la cual debe ser programada con el fin de evitar malas operaciones que pongan en riesgo la integridad de las personas y de los equipos de la subestación.

Las lógicas preestablecidas se configuran en el CFC del DIGSI 4.

Las lógicas de operación para las bahías correspondientes a las líneas en 138 kV se programan de manera similar, por lo que esta sección se describe solamente las lógicas de los elementos de la línea Eugenio Espejo – Selva Alegre.

I. Cierre del disyuntor 52-1

Para poder enviar un mando de conexión del disyuntor 52-1 debe cumplir las siguientes condiciones:

- El disyuntor 52-1 debe estar abierto.
- Los seccionadores adyacentes 89-11 y 89-12 deben estar cerrados.
- No debe existir deficiencia en la carga de gas SF6 del disyuntor.
- El disyuntor debe estar en posición de operación remota.
- El resorte del disyuntor debe estar cargado.
- No deben existir protecciones operadas, es decir, debe estar despejada de cualquier tipo en la línea.
- Para realizar el comando de cierre desde el IED. Éste debe estar en posición Local, el cual impedirá un mando remoto desde un SCADA. Y para el caso de un comando desde el SCADA, el IED debe estar en posición Remota, con lo cual se respeta la jerarquía de operación.

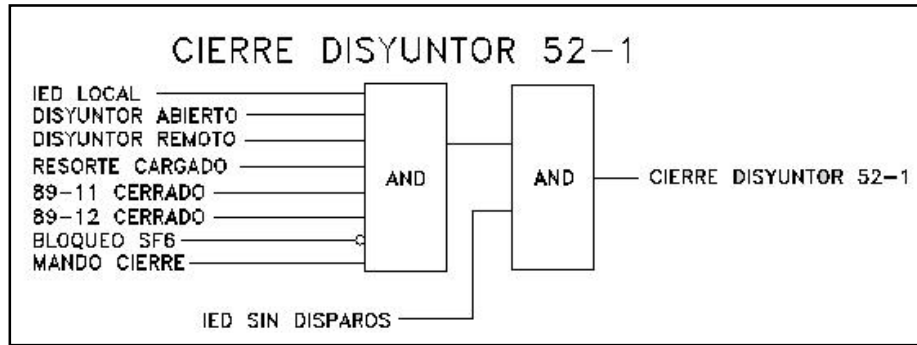


Figura 3.37. Diagrama lógico de operación de cierre del disyuntor 52-1.¹¹³

II. Apertura del disyuntor 52-1

Para realizar un mando de desconexión del disyuntor 52-1 se debe cumplir las siguientes condiciones:

- El disyuntor 52-1 debe estar cerrado.
- Los seccionadores adyacentes 89-11 y 89-12 deben estar cerrados.
- No debe existir deficiencia en la carga de gas SF6 del disyuntor.
- El disyuntor debe estar en posición de operación remota.
- Para realizar el comando de apertura desde el IED, éste debe estar en posición Local, el cual impedirá un mando remoto desde un SCADA.
- Para el caso de un comando desde el SCADA, el IED debe estar en posición Remota.

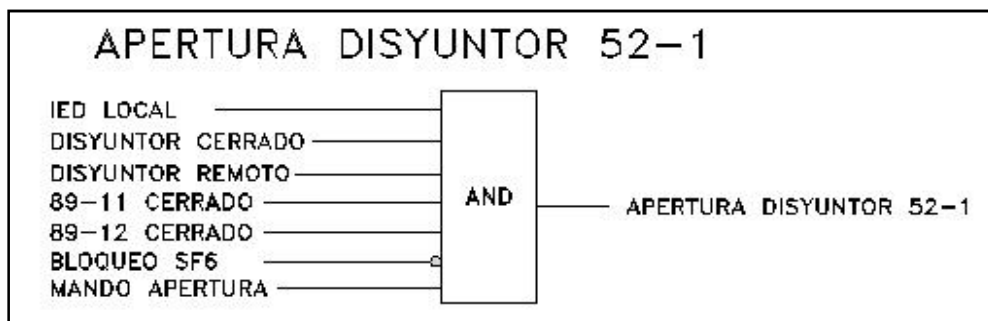


Figura 3.38. Diagrama lógico de operación de apertura del disyuntor 52-1.¹¹⁴

¹¹³ Diagramas de control, Disyuntor 52-1, Línea E. Espejo – Selva Alegre.

¹¹⁴ Ídem.

En el CFC creamos un diagrama para operación del disyuntor 52-1 en donde incluimos las lógicas de operación de cierre y apertura de acuerdo a lo establecido anteriormente.

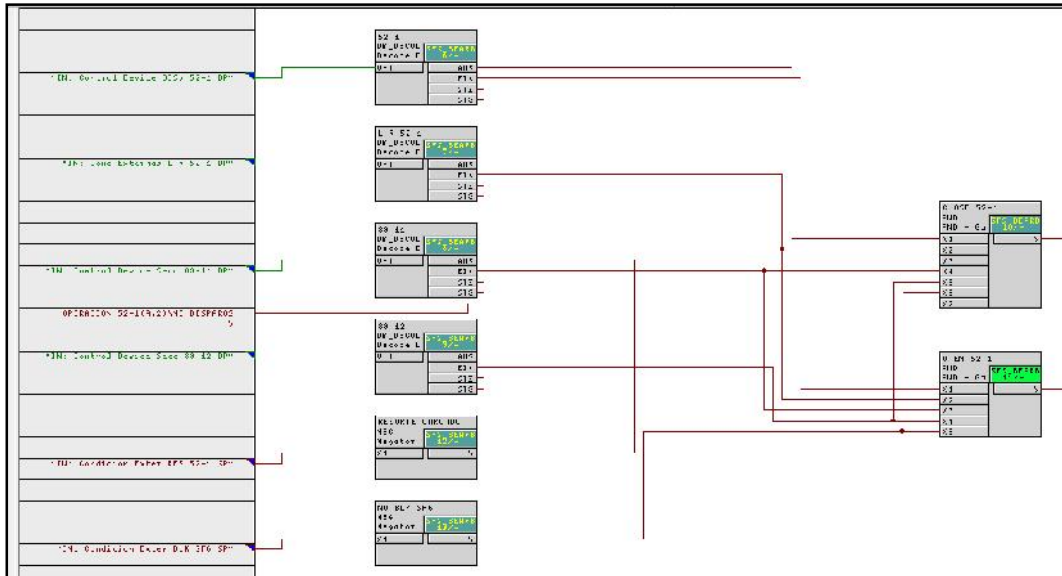


Figura 3.39. Diagrama en CFC para lógica de operación del disyuntor 52-1.¹¹⁵

III. Apertura del seccionador 89-11

Para realizar la apertura del seccionador desde el IED se debe cumplir las siguientes condiciones:

- El seccionador 89-11 debe estar cerrado.
- El disyuntor 52-1 debe estar abierto.
- El seccionador 89-11 debe estar en posición de operación remota.

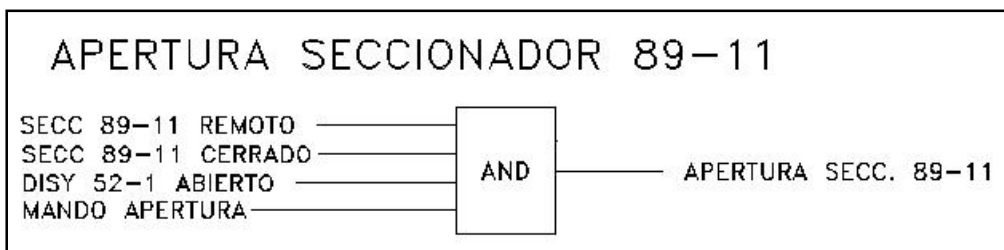


Figura 3.40. Diagrama lógico de operación de apertura del seccionador 89-11.¹¹⁶

¹¹⁵ Figura del autor.

¹¹⁶ Ídem

IV. Cierre del seccionador 89-11

Para realizar la apertura del seccionador desde el IED se debe cumplir las siguientes condiciones:

- El seccionador 89-11 debe estar abierto.
- El disyuntor 52-1 debe estar abierto.
- El seccionador 89-11 debe estar en posición de operación remota.

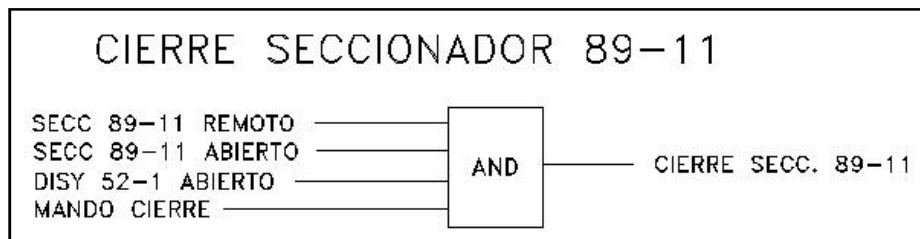


Figura 3.41. Diagrama lógico de operación de cierre del seccionador 89-11.¹¹⁷

En el CFC creamos un bloque llamado Operación Seccionador 89-11 donde configuramos las lógicas de indicadas anteriormente.

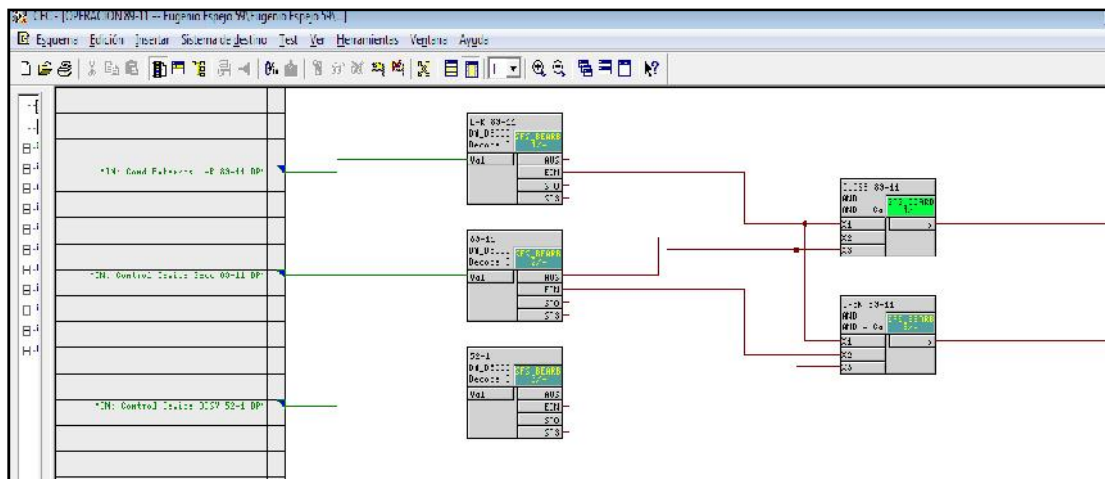


Figura 3.42. Diagrama de bloques para la lógica de operación del seccionador 89-

11.¹¹⁸

¹¹⁷ Diagramas de control, Disyuntor 52-1, Línea E. Espejo – Selva Alegre.

¹¹⁸ Figura propia del autor.

V. Disparo al Disyuntor 52-1

En el caso de existir alguna falla en la línea, el disyuntor debe proteger la bahía abriendo el disyuntor de modo que la falla sea despejada.

El disyuntor debe disparar cuando se activen cualquiera de las siguientes protecciones:

- Protección de sobrecorriente direccional en las fases o el neutro.
- Protección de distancia principal.
- Protección de distancia de respaldo.
- Protección falla de breaker los disyuntores 152-1, 152-2 y 52-2.
- Protección principal de transformador T1 cuando el seccionador 89-01 esté cerrado.
- Protección secundaria de transformador T2 cuando el seccionador 89-02 esté cerrado.
- Protección diferencial de barra de 138 kV.

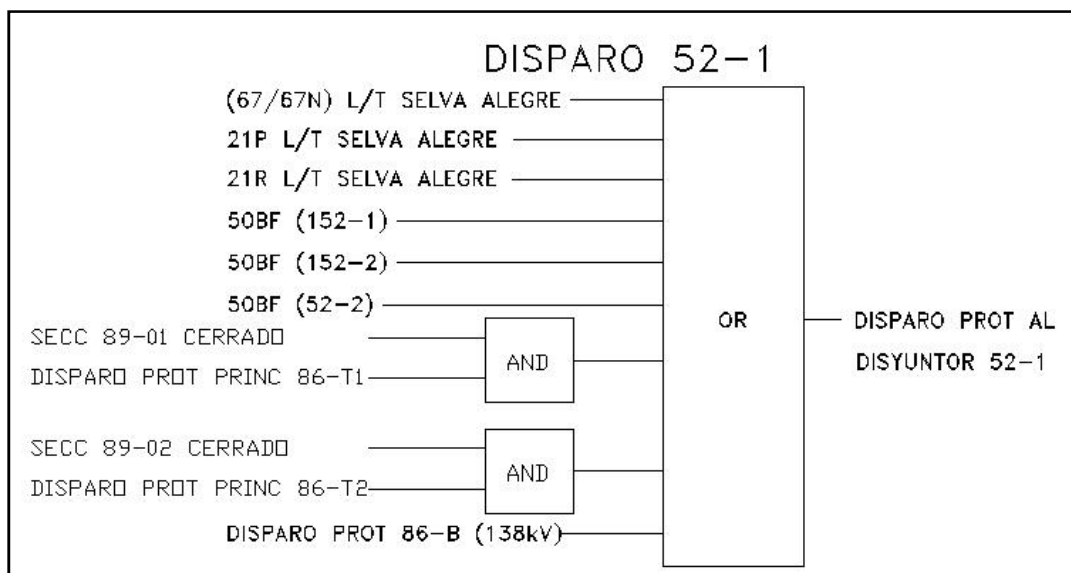


Figura 3.43. Diagrama lógico de operación de disparo del disyuntor 52-1.¹¹⁹

¹¹⁹ Diagramas de control, Disyuntor 52-1, Línea E. Espejo – Selva Alegre.

VI. Interbloqueo disyuntor 52-1

El disyuntor 52-1 no permitirá ninguna operación local o remota si se encuentra en las siguientes condiciones:

- Disyuntor 52-1 en posición de operación Local.
- Seccionadores adyacentes 89-11 y 89-12 abiertos.

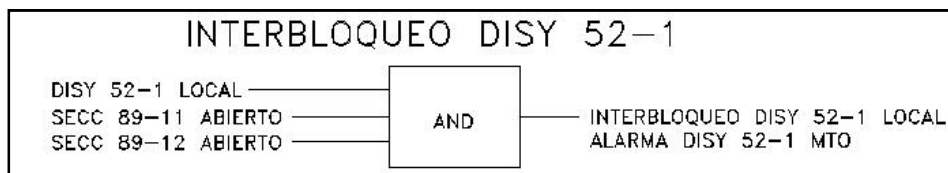


Figura 3.44. Diagrama lógico de interbloqueo del disyuntor 52-1.¹²⁰

Este interbloqueo se llama también “disyuntor en mantenimiento”.

3.6.2.6. Configuración de la Estación IEC 61850

En el proyecto de la subestación Eugenio Espejo creamos una carpeta llamada “ESTACION_61850”, dentro de la cual añadimos una Estación 61850 y otro participante 61850, el cual será el servidor de tiempo SNTP para sincronización de tiempo.

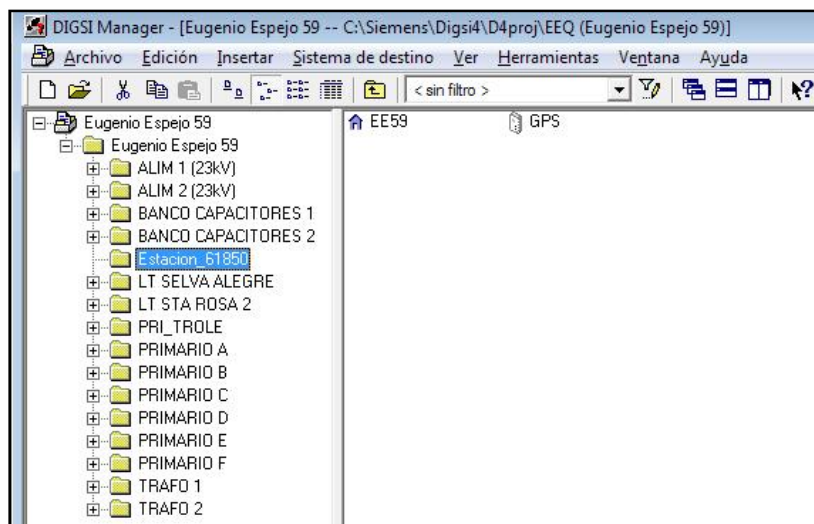


Figura 3.45. Carpeta con elementos IEC 61850.¹²¹

¹²⁰ Diagramas de control, Disyuntor 52-1, Línea E. Espejo – Selva Alegre.

¹²¹ Figura propia del autor.

Verificamos las propiedades de la Estación haciendo clic derecho sobre el objeto y se despliega la ventana de la figura 3.46. En esta ventana se agregan los IEDs que serán participantes de la Estación 61850, para nuestro caso, todos los IEDs.

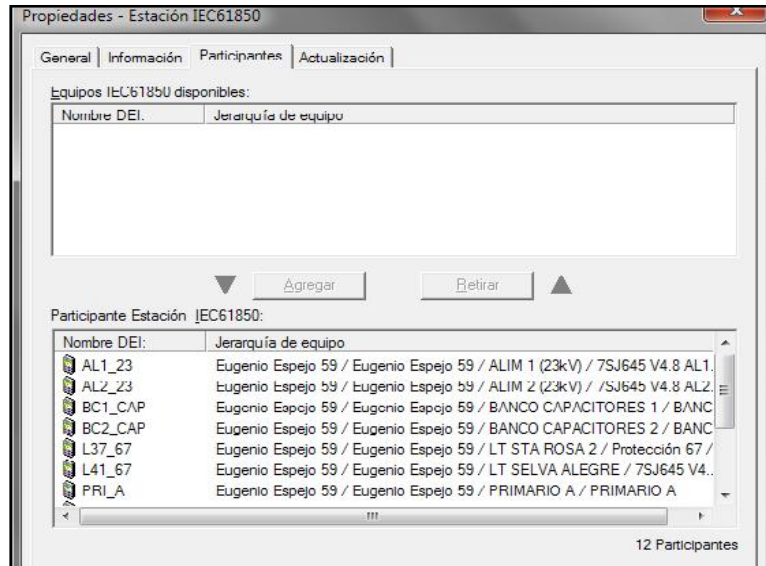


Figura 3.46. Ventana de propiedades Estación 61850.¹²²

Abrimos la estación y verificamos los equipos que forman parte de la red de comunicaciones. Ver figura 3.47.

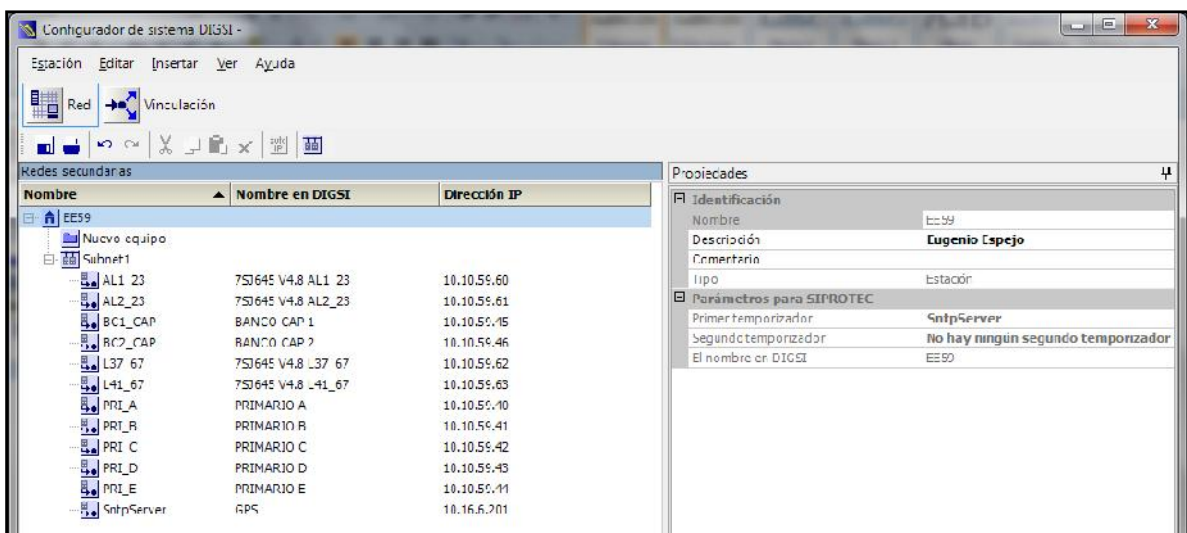


Figura 3.47. Ventana de Red de la Estación 61850.¹²³

¹²² Figura propia del autor.

¹²³ Ídem

Los cambios o asignaciones de direcciones IP se harán desde esta pantalla para los equipos que se encuentran dentro de la estación IEC 61850.

En la parte de Vinculación, se creó tres reportes, dos de tipo *buffered*, que contiene los estados digitales de control que se llama “Digitales” y otro que contiene los datos de protecciones con el nombre “Protecciones”.

El tercer reporte es de tipo *unbuffered* que contiene los datos analógicos de medida, con el nombre “Analógicas”. Figura 3.48.

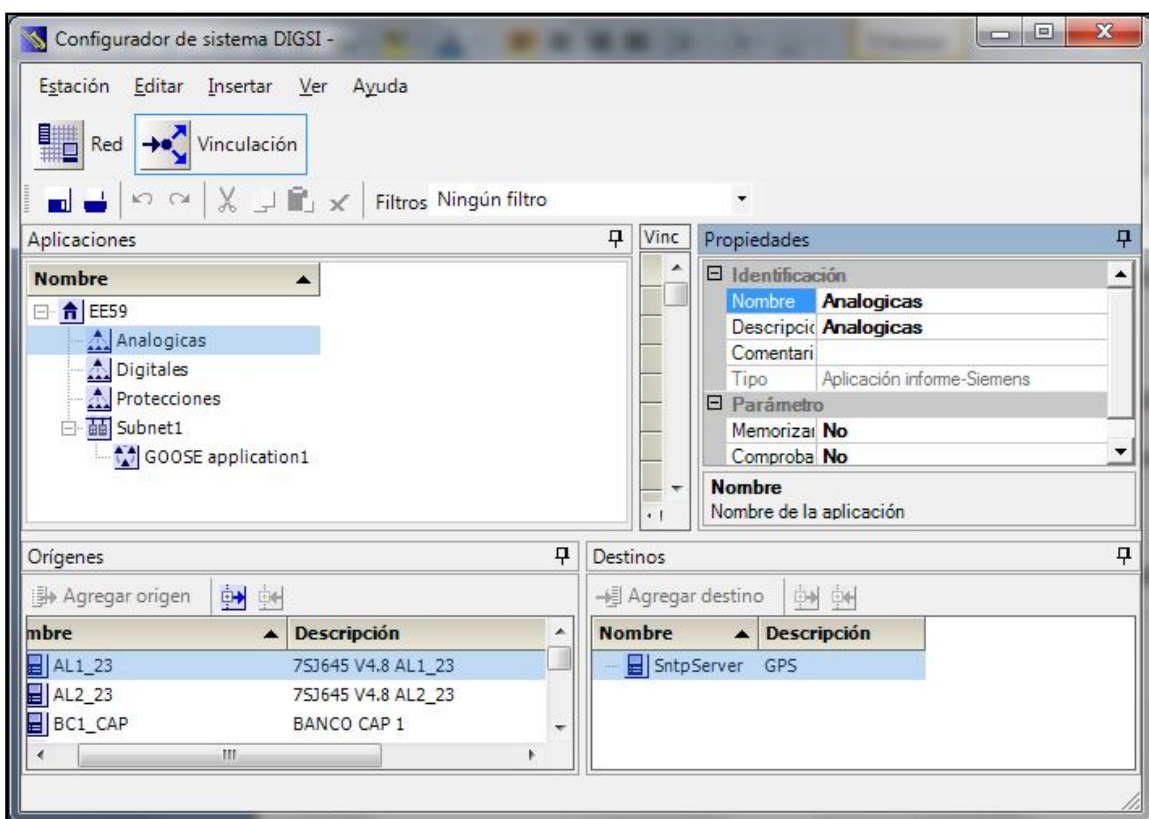


Figura 3.48. Ventana de configuración Estación 61850 - Reportes.¹²⁴

Desde la sección de Orígenes agregamos el objeto de datos correspondiente a cada nodo lógico a la sección de Vinculaciones, los cuales vamos a transmitir desde cada IED en los reportes creados.

¹²⁴ Figura propia del autor.

Desde el dispositivo lógico de control CTRL en los Orígenes, arrastramos el Data Object del Nodo Lógico que queremos reportar. Estos son asignados al reporte de Digitales. Ver figura 3.49.

Desde el Nodo Lógico de protecciones PROT arrastramos los objetos de datos hacia el reporte de Protecciones; y del Nodo Lógico de medidas MEAS arrastramos los objetos de datos hacia el reporte de Analógicas.

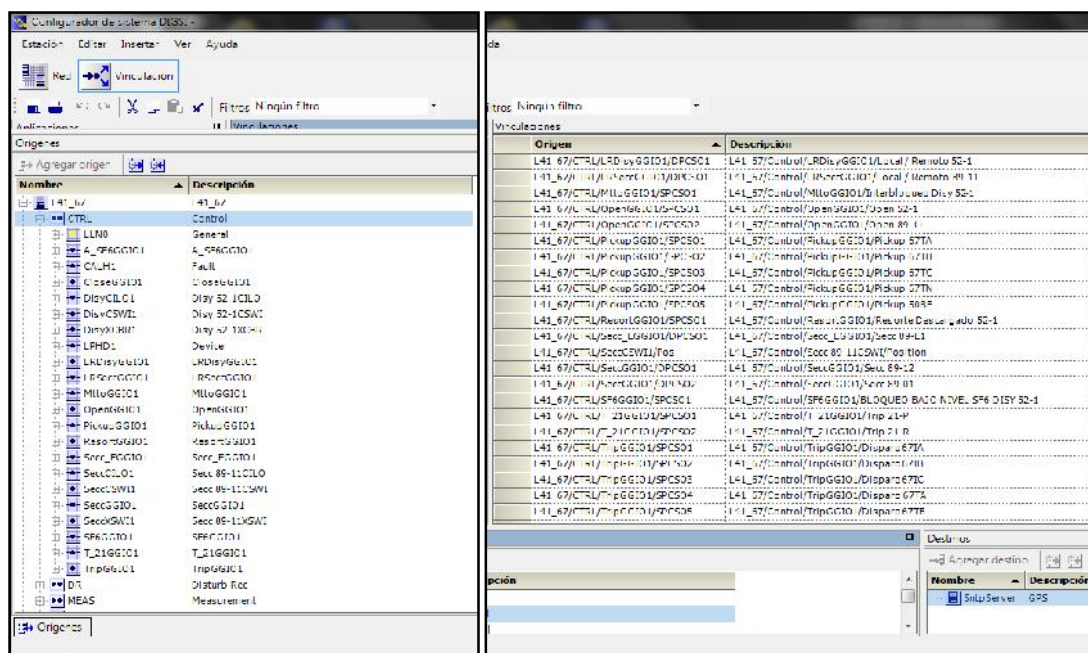


Figura 3.49. Ventana de orígenes y vinculaciones - Estación 61850.¹²⁵

Una vez creados los reportes con los objetos de datos que vamos a utilizar, guardamos la estación y procedemos a actualizarla. En la ventana de propiedades de la estación, actualizamos todos los parámetros. Ver figura 3.50. Posteriormente descargamos la configuración en los IEDs.

¹²⁵ Figura propia del autor.

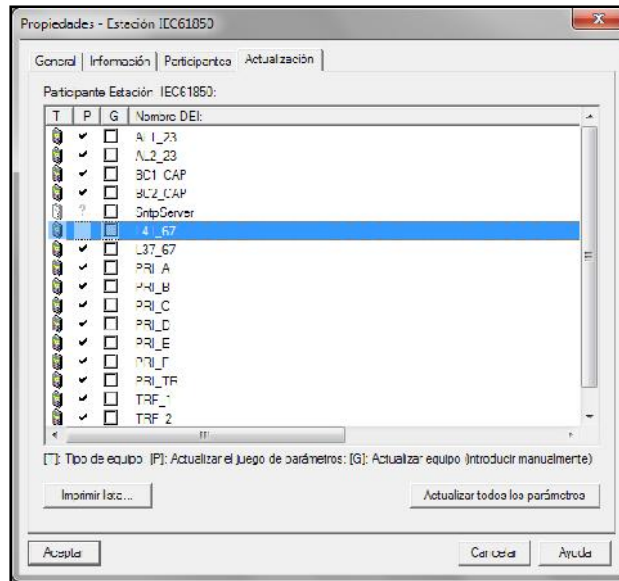


Figura 3.50. Ventana de actualización de parámetros - Estación 61850.¹²⁶

3.6.2.7. Archivo de configuración SCD de la S/E Eugenio Espejo.

Una vez creada y actualizada la estación IEC 61850 exportamos el archivo de configuración SCD, haciendo clic derecho sobre la estación y lo guardamos en alguna carpeta del computador.

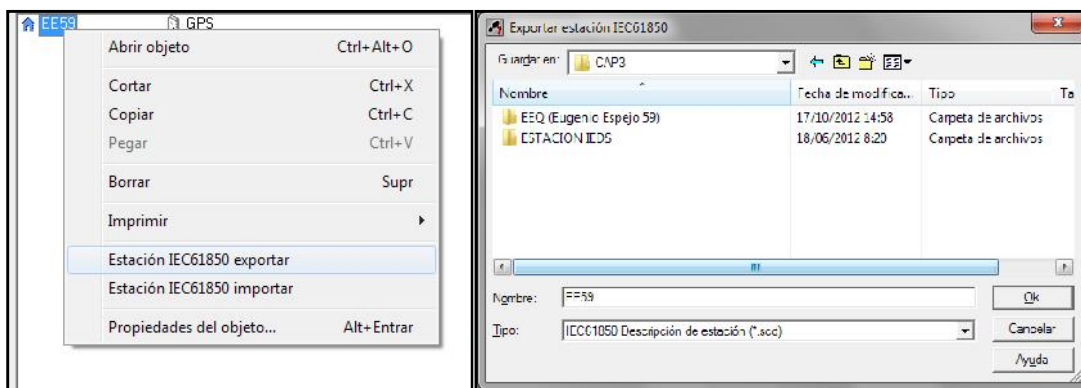


Figura 3.51. Exportar Estación 61850.¹²⁷

El archivo SCD puede ser abierto con un editor de texto XML, el cual nos mostrará el contenido de configuración de la estación IEC 61850.

Este archivo visto desde el Lenguaje Descriptivo de Subestaciones (SCL) contiene cuatro secciones privadas, un encabezado, descripción de la

¹²⁶ Figura propia del autor.

¹²⁷ Ídem

subestación, descripción de las comunicaciones, los equipos 61850 (IEDs) y una plantilla de datos tipo. Ver figura 3.52.

Las secciones privadas corresponden a la versión de la librería SCL, la fecha de edición, comprobación de redundancia cíclica (CRC) y la versión del configurador (DIGSI).

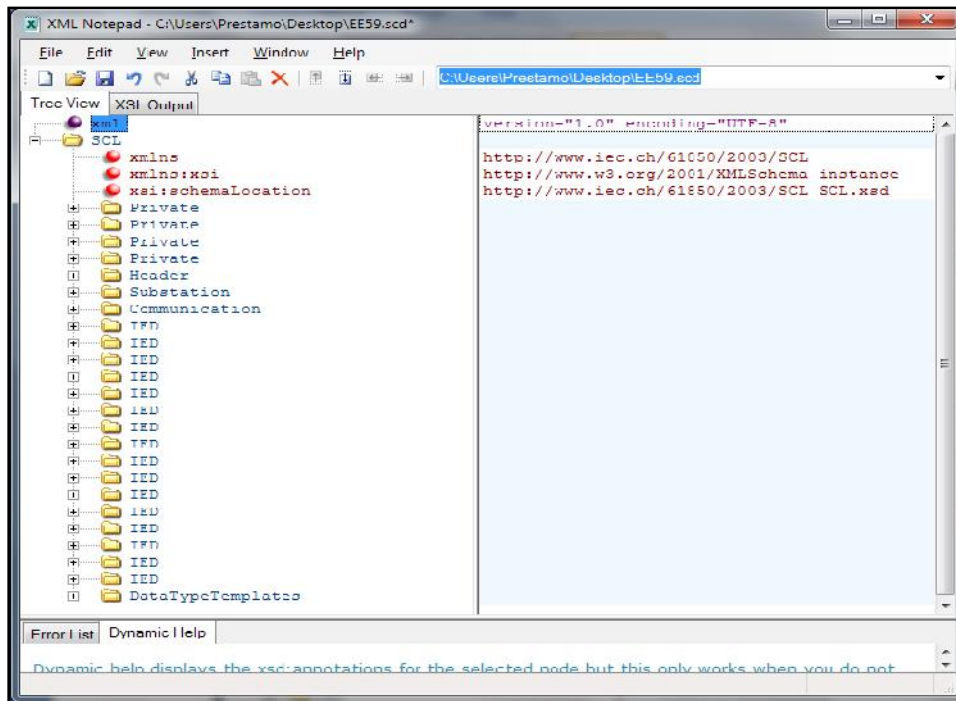


Figura 3.52. Archivo SCD en un editor XML.¹²⁸

El encabezado contiene un identificador, la versión del archivo, el número de revisiones, el identificador del configurador y el historial de cada revisión.

La subestación contiene el nombre y la descripción, el nivel de voltaje y la bahía. Ver figura 3.53.

¹²⁸ Figura propia del autor.

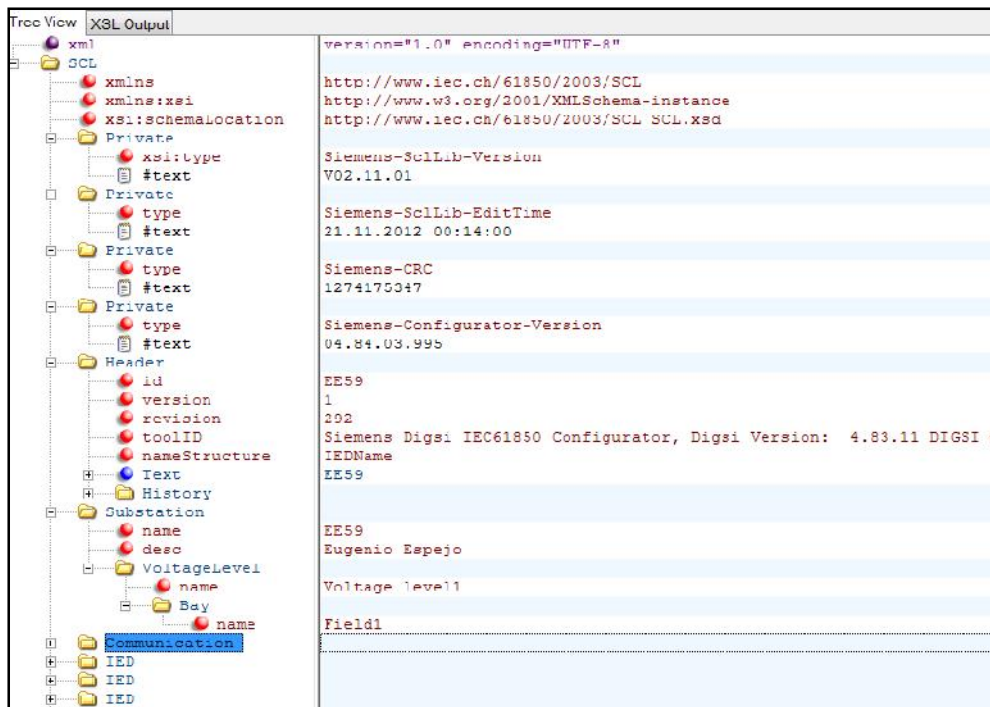


Figura 3.53. Archivo SCD – Secciones privadas, encabezado y subestación.¹²⁹

En la sección de Communication (Comunicación) encontramos una Subred donde se encuentran los ConnectedAP, que son los Procesos de Aplicación que comunicarán cada uno de los dispositivos inteligentes.

En la figura 3.54 se despliega la información del proceso de aplicación (ConnectedAP) del Banco de Capacitores Uno, dado por el nombre del IED BC1_CAP y por punto de acceso, que para el caso de todos los IEDs Siemens es P1, correspondiente al apName.

Las secciones privadas contienen los reportes que serán comunicados, que para nuestro caso fueron configurados tres tipos: Digitales, Analógicas y Protecciones.

¹²⁹ Figura propia del autor.

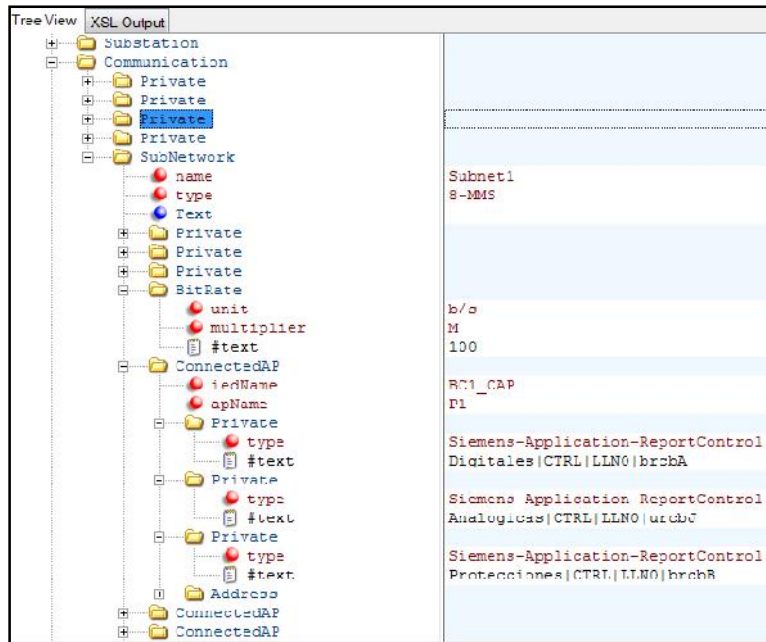


Figura 3.54. Archivo SCD – Comunicaciones.¹³⁰

Dentro del proceso de aplicación se encuentra la dirección, definida por una dirección IP, la máscara de subred y la puerta de enlace, además de las direcciones de la estructura OSI. Ver figura 3.55.

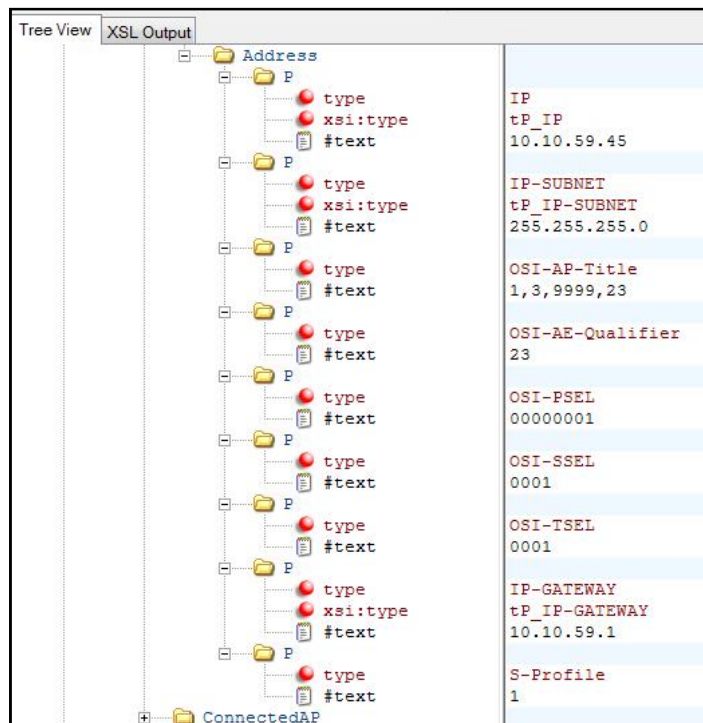


Figura 3.55. Archivo SCD – Direcciones de comunicación.¹³¹

¹³⁰ Figura propia del autor.

¹³¹ Ídem.

La sección correspondiente al IED contiene información del nombre del equipo, el modelo, la marca, datos eléctricos como la frecuencia del sistema, el lenguaje del archivo ICD, el punto de acceso, el cual habíamos mencionado que es P1. Ver figura 3.56.

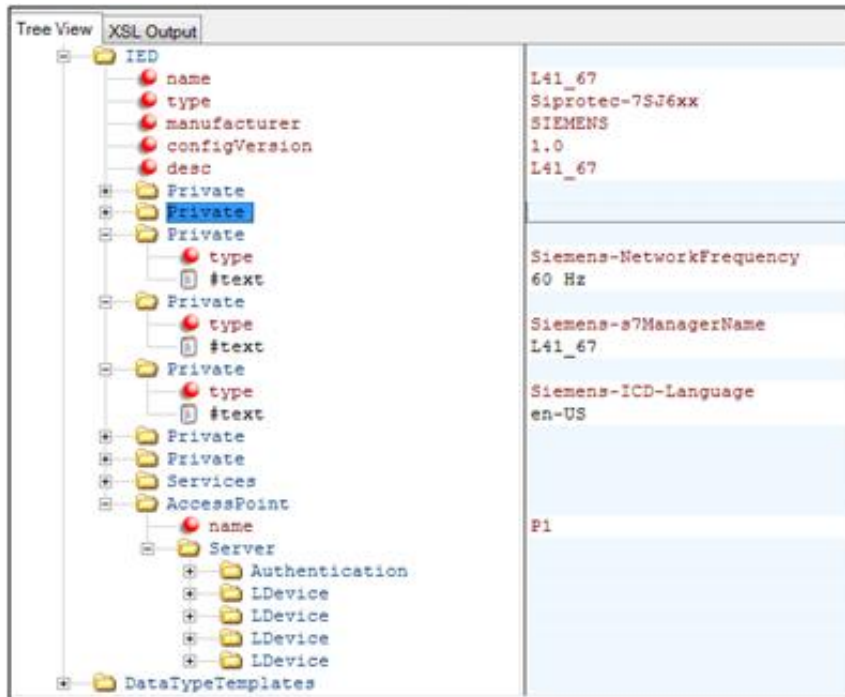


Figura 3.56. Archivo SCD – IED.¹³²

Dentro del Access Point se encuentran los Dispositivos Lógicos del equipo que están clasificados en:

- Protección (Protection)
- Medidas (Measurement)
- Registro de Disturbios (Disturb Rec)
- Control

Cada dispositivo lógico contiene los nodos lógicos y éstos contienen los objetos de datos y atributos, los cuales serán identificados posteriormente a través de otra herramienta.

¹³² Figura propia del autor.

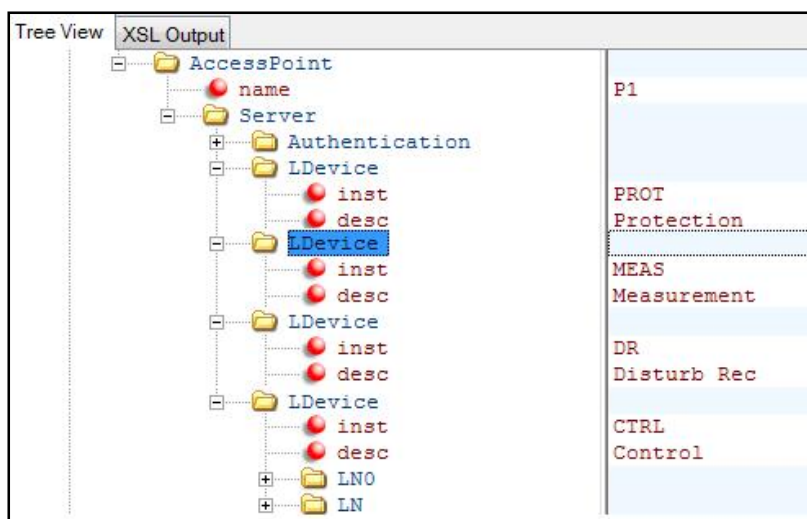


Figura 3.57. Archivo SCD – Dispositivos Lógicos.¹³³

3.6.3. Concentrador de Datos – Gateway de Subestación.

La Empresa Eléctrica Quito dispone de un Gateway de marca Eliop, modelo Sigres NT para concentrar los datos de los IEDs.



Figura 3.58. Gateway SIGRES, marca Eliop.¹³⁴

3.6.3.1. Descripción del Gateway. [32]

El Gateway de Subestación funciona como un nodo de comunicaciones, agrupando las informaciones adquiridas de los IEDs de Subestación y ofreciendo dichas informaciones al Centro de Control a través del protocolo de comunicaciones IEC – 60870-5-104.

El Gateway de Subestación implementa las funciones específicas propias de Cliente MMS, según la Norma IEC-61850 (IEC-61850-8-1).

¹³³ Figura propia del autor.

¹³⁴ Ídem.

Los principios básicos de diseño del equipo son los siguientes:

- Normalización. El Gateway de Subestación es un equipo basado en conceptos de Sistemas Abiertos y por tanto se ajusta a estándares en sus diferentes aspectos, especialmente en su arquitectura de comunicaciones.
- Flexibilidad. En su estructura funcional, los diferentes tratamientos realizados por el equipo son configurables, lo que le permite adaptarse con facilidad a cada aplicación concreta. En su estructura de comunicaciones dispone de puertos de diferentes tipos.
- Adaptación a entornos industriales exigentes, tales como subestaciones eléctricas.
- Capacidad de procesamiento y memoria.
- Robustez y fiabilidad.
- Seguridad de operación.

Las características técnicas más destacadas del Gateway de Subestación se relacionan a continuación:

- Equipo compacto de reducidas dimensiones con una elevada capacidad de comunicaciones.
- Procesador principal de 32 bits, PENTIUM, con 32kbyte cache.
- Elevada capacidad de memoria: RAM 128Mbytes y Flash Harddisk 128Mbytes.
- Comunicaciones por red Ethernet 10/100BaseT y 100BaseFX.
- Supervisión y mando de todas las posiciones de la Subestación, lo que se consigue al concentrar toda la información proveniente por comunicaciones de los IEDs compatibles 61850 de la Subestación.

3.6.3.2. Configuración del Gateway SIGRES.

Para configuración del Gateway necesitamos los archivos ICDs que pueden ser obtenidos individualmente desde la estación 61850 o, bien se puede cambiar de extensión del archivo *.scd por *.icd

El configurador IEC 61850 del Gateway está basado en libros de Excel, los cuales contiene registros de los protocolos que se van a utilizar, el listado de señales y los respectivos enlaces de comunicaciones de los equipos.

A continuación se enumeran los libros de soporte:

- CONFIG_INICIO.XLS
- DEVICE.XLS
- PROTOCOL.XLS

Posee otros libros de Excel, los cuales son propios del sistema y no deben ser modificados.

- CONFIG-E500PLANTILLAS.XLS
- CONFIG-E5000.XLS
- SOPORTE-CONFIG.XLS
- DEBUG.XLS

En la figura 3.59 se muestra la pantalla principal del configurador en la cual se direcciona la carpeta que contiene los archivos mencionados anteriormente.



Figura 3.59. Ruta de libros – Configurador 61850.¹³⁵

¹³⁵ Figura propia del autor.

En la pestaña de Alta de equipos se genera el Gateway con el nombre CONFIGUS. Ver figura 3.60.



Figura 3.60. Selección de equipo – Configurador 61850.¹³⁶

En la pantalla de Activación de Protocolos, activamos básicamente dos tipos de protocolos: IEC 104 con el cual se comunicará posteriormente a un Centro de Control y el protocolo SNTP para sincronización de tiempo. Ver figura 3.61.

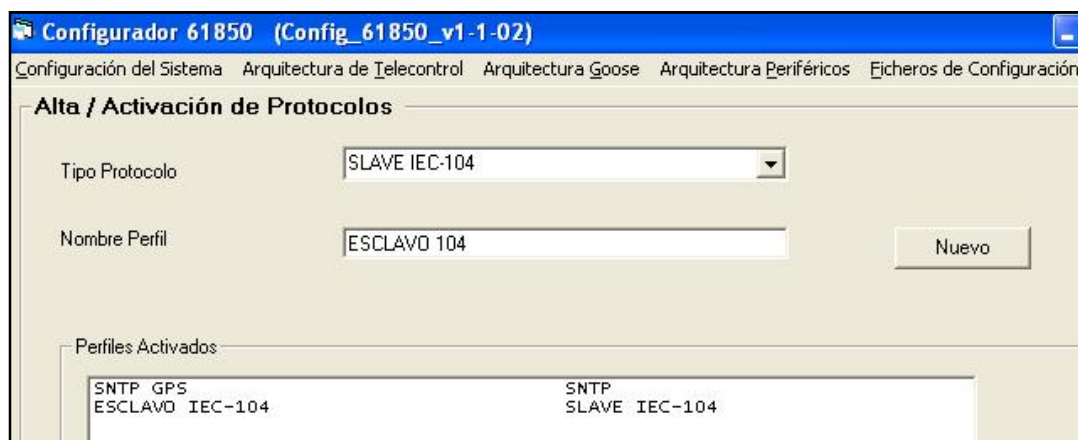


Figura 3.61. Activación de protocolos – Configurador 61850.¹³⁷

Se dan de alta los equipos que queremos comunicar con el Gateway, ingresando la información desde el archivo ICD. Ver figura 3.62.

¹³⁶ Figura propia del autor.

¹³⁷ Ídem.

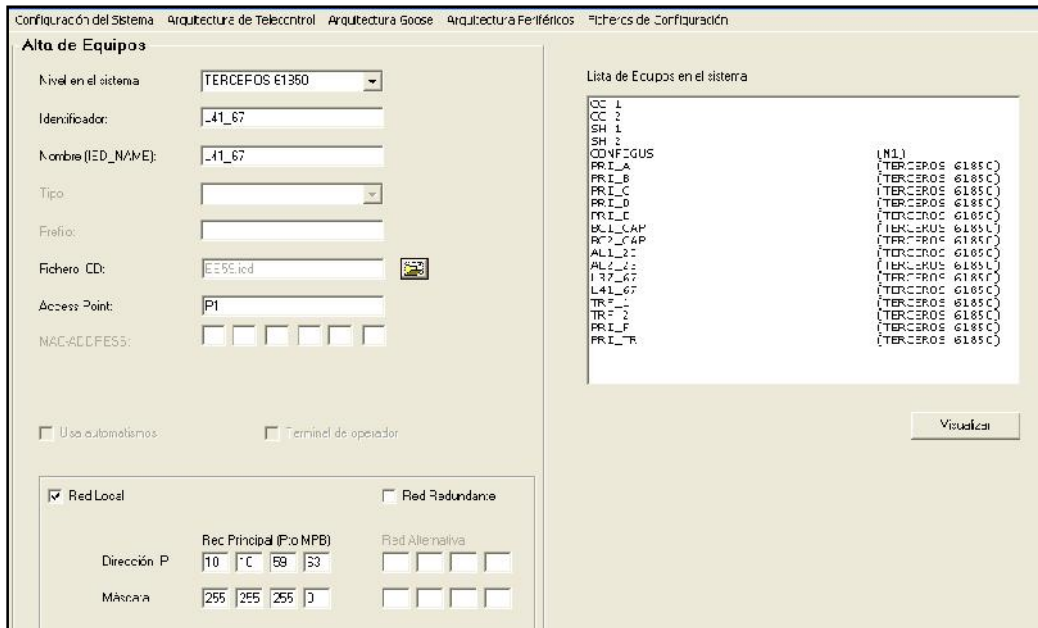


Figura 3.62. Alta de equipos – Configurator 61850.¹³⁸

En la ventana de arquitectura de jerarquía se especifica si existe un nivel superior al Gateway al que entregará la información adquirida.

El Centro de Control de la EEQ S.A. posee un SCADA que recibirá toda la información del Gateway, para lo cual solamente especificaremos las direcciones de los servidores SCADA en la configuración del nivel superior requerido.



Figura 3.63. Configuración arquitectura jerárquica – Configurator 61850.¹³⁹

¹³⁸ Figura propia del autor.

¹³⁹ Ídem.

a. Ingreso de señales al Gateway.

Este proceso se realiza directamente en el libro CONFIG_INICIO.xls donde ingresamos el identificador de la señal, el nodo lógico con sus atributos de valor, calidad y tiempo, tipo de señal.

Es posible asignar un número identificador para la comunicación en protocolo IEC 104 con el SCADA.

	B	C	D	E	G	Q	R	S	Z	AA	AB	AC	AF
1	CONFIGURACIÓN DE ENTRADAS DIGITALES FÍSICAS Y POR COMUNICACIONES												
2													
3									SERV. TERCEROS 61850				
4						EQUIPOS POR DONDE TRANSITA			ATRIBUTOS DE LA SEÑAL		REPORTS (GOOSE Y MMS)		
5	ACTIVO	NO	NOMBRE DE SEÑAL	IDENTIFICACION DE SEÑAL	INFORMACION LOGICA (M)	CC-1	CC-2	QUALITY	TIMESTAMP	CONFIGURACION GOOSE	CONFIGURACION REPORT	LDVDF	
6	SI	505	DisyCSWI148T9Pos#stVal	EDC.EE59.L138_SA41.52-1	EDD_ABI-CER	SI	10463	DisyCSW 15ST3PasSc	DisyCSW15ST3PasSc	Repor:2	CTF:		
7	SI	505	LLM0#ST9Loc#stVal	EDC.EE59.L138_SA41.52-1.REL-LR	EDS_R-L	SI	10464	LLNOSTS.LocSc	LLNOSTS.LocSc	Repor:2	CTF:		
8	SI	510	LRDisyGGIO148T9DPCSO14#stVal	EDC.EE59.L138_SA41.52-1.LR	EDD_-R	SI	10465	LRDisyGG C1:5TSD*PCSO15q	LRDisyGGIO15STSDPCSO15t	Repor:2	CTF:		
9	SI	511	ResortGGIO148T9EPCSO14#stVal	EDC.EE59.L138_SA41.52-1.RESORTE	EDS_RES_D-C	SI	10466	ResortGG C1:5TSP*PCSO15q	ResortGGIO15STSPPCSO15t	Repor:2	CTF:		
10	SI	512	A_SF6GGIO148T9SPCO14#stVal	EDC.EE59.L138_SA41.52-1.A_SF6	EDS_N-A	SI	10467	A_SF6GG C1:5TSP*PCSO15q	A_SF6GGIO15STSPPCSO15t	Repor:2	CTF:		
11	SI	513	SF6GGIO148T9SPCO14#stVal	EDC.EE59.L138_SA41.52-1.SF6	EDS_N-A	SI	10468	SF6GG C1:5TSP*PCSO15q	SF6GGIO15STSPPCSO15t	Repor:2	CTF:		
12	SI	514	OpenGGIO148T9SPCO14#stVal	EDC.EE59.L138_SA41.52-1.PA	EDS_PERMISO	SI	10469	OpenGGIO15STSP*PCSO15q	OpenGGIO15STSPPCSO15t	Repor:2	CTF:		
13	SI	515	CloseGGIO148T9SPCO14#stVal	EDC.EE59.L138_SA41.52-1.PC	EDS_PERMISO	SI	10470	ClosetGGIO15STSP*PCSO15q	ClosetGGIO15STSPPCSO15t	Repor:2	CTF:		
14	SI	516	EeccCSWI148T9Pos#stVal	EDC.EE59.L138_SA41.85-11	EDD_ABI-CER	SI	10471	SaccCSW15ST3Pas3q	SaccCSW 15ST3PasSc	Repor:2	CTF:		
15	SI	517	LRSecCGGIO148T9DPCSO14#stVal	EDP.EE59.L138_SA41.85-11.LR	EDD_-R	SI	10472	LRSecGGIO15STSD*PCSO15q	LRSecGGIO15STSDPCSO15t	Repor:2	CTF:		
16	SI	518	EeccGGIO148T9DPCSO14#stVal	EDP.EE59.L138_SA41.85-12	EDD_ABI-CER	SI	10473	SaccGGIO15STSD*PCSO15q	SaccGGIO15STSDPCSO15t	Repor:2	CTF:		
17	SI	519	EeccGGIO148T9DPCSO2#stVal	EDP.EE59.L138_SA41.85-01	EDD_ABI-CER	SI	10474	SaccGGIO15STSD*PCSO25q	SaccGGIO15STSDPCSO25t	Repor:2	CTF:		
18	SI	520	Eecc_EG2IO148T9DPCSO14#stVal	EDP.EE59.L138_SA41.85-E1	EDD_ABI-CER	SI	10475	Sacc_EG2IO148T9DPCSO14q	Sacc_EG2IO148T9DPCSO14t	Repor:2	CTF:		
19	SI	521	T_21GGIO148T9SPCO14#stVal	EDP.EE59.L138_SA41.52-1.D_21P	EDS_N-A	SI	10476	T_21GGIO15STSP*PCSO15q	T_21GGIO15STSPPCSO15t	Repor:2	CTF:		
20	SI	522	T_21GGIO148T9SPCO2#stVal	EDP.EE59.L138_SA41.52-1.D_21R	EDS_N-A	SI	10477	T_21GGIO15STSP*PCSO25q	T_21GGIO15STSPPCSO25t	Repor:2	CTF:		
21	SI	523	MtroGGIO148T9SPCO14#stVal	EDP.EE59.L138_SA41.52-1.MTRO	EDS_N-A	SI	10478	MtroGG C1:5TSP*PCSO15q	MtroGGIO15STSPPCSO15t	Repor:2	CTF:		
22	SI	524	TrpGGIO148T9SPCO14#stVal	EDP.EE59.L138_SA41.52-1.D_67IA	EDS_N-A	SI	10479	TrpGGIO15STSP*PCSO15q	TrpGGIO15STSPPCSO15t	Repor:2	CTF:		
23	SI	525	TrpGGIO148T9SPCO2#stVal	EDP.EE59.L138_SA41.52-1.D_67IB	EDS_N-A	SI	10480	TrpGGIO15STSP*PCSO25q	TrpGGIO15STSPPCSO25t	Repor:2	CTF:		

Figura 3.64. Ingreso de señales – Archivo Config_inicio.xls.¹⁴⁰

b. Obtención de archivos de configuración.

Una vez ingresadas las señales, desde el configurador 61850, se obtiene los archivos:

CONFIGUS.cnf con el cual se puede verificar el listado de señales configuradas.

CONFIGUS.vdf que indica la versión del configurador e indica si existen errores dentro de la configuración.

¹⁴⁰ Figura propia del autor.

CONFIGUS.log que registra la fecha de creación del archivo.

CONFIGUS_incidencias.txt que registra los errores de configuración y los especifica con detalle, los cuales deben ser revisados en archivo CONFIGUS.cnf.

CONFIGUS.img es un archivo ejecutable el cual debe ser descargado en el Gateway para su funcionamiento.

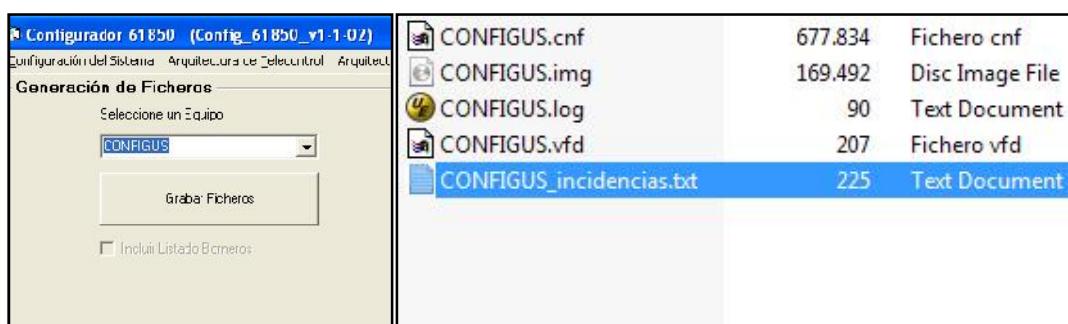


Figura 3.65. Archivos de configuración – Configurador 61850.¹⁴¹

3.6.4. Arquitectura de comunicaciones implementada.

Como se mencionó anteriormente, la norma IEC 61850 elige Ethernet como red de comunicaciones, convirtiéndose los switches en los elementos básicos que deben asegurar la correcta y eficiente transmisión de los mensajes de control y protección entre los distintos IEDs.

La solución de sistema de comunicación consta de un anillo óptico, así como una red LAN con un Switch con tecnologías Ethernet, Fast Ethernet y Gigabit según el caso para cada estación, en donde es habitual redundar los enlaces de los IEDs. Ver figura 3.66.

¹⁴¹ Figura propia del autor.

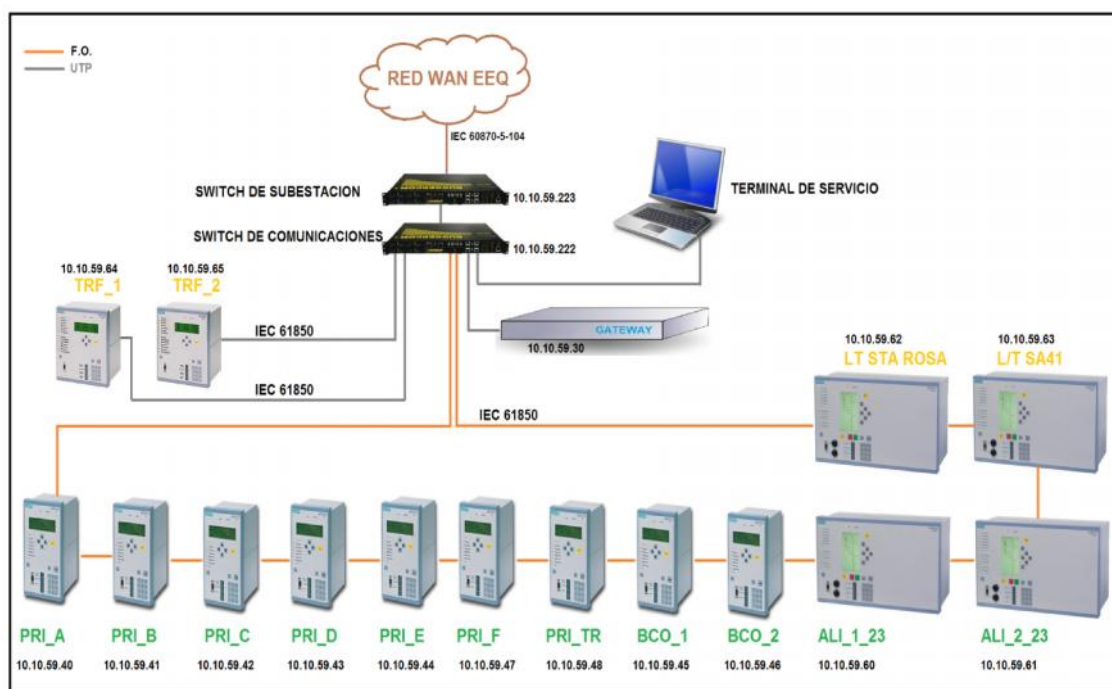


Figura 3.66. Arquitectura de Comunicaciones – S/E Eugenio Espejo.¹⁴²

El sistema de comunicaciones de las subestaciones de EEQ conformará una red usando los siguientes equipos:

3.6.4.1. Switches de comunicación

La EEQ S.A. dispone de switches RUGGEDCOM modelos RS8000 con 4 puertos ópticos SC y de 4 cobre y el modelo RS2100 con 16 puertos de cobre. Estos switches permiten la funcionalidad “full-duplex wire speed” e incorpora funciones avanzadas como VLANs, RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol), Broadcast Storm Control, Calidad de Servicio (QoS) y Gestión SNMP. En el Anexo 4 se encuentran las hojas de datos de los switches RUGGEDCOM.

3.6.4.2. Tarjeta de comunicaciones de IEDs Siemens

Los IEDs Siemens poseen una tarjeta de comunicaciones EN100 con conectores de fibra óptica que permiten realizar una arquitectura redundante en anillo.

¹⁴² Figura propia del autor.

Existen nueve IEDs con conectores LC, tres IEDs con conectores ST.

Además existe tres IEDs con puerto RJ45, estos últimos no son redundantes.

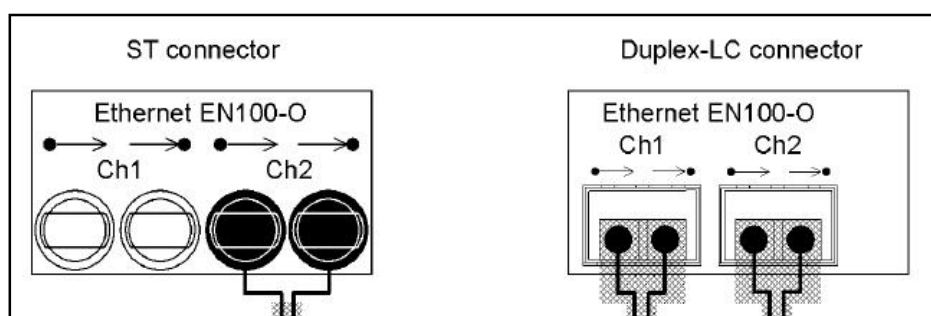


Figura 3.67. Conectores ST y LC – Módulo EN-100.¹⁴³

3.6.4.3. Direccionamiento de equipos

En la siguiente tabla se resume las direcciones IPs configuradas en los equipos de la S/E Eugenio Espejo.

Tabla 3.26. Direccionamiento IP de los equipos de la S/E E. Espejo¹⁴⁴

EQUIPO	MARCA	MODELO	POSICIÓN	DIRECCIÓN IP
IED	SIEMENS	7SJ62	PRIMARIO A	10.10.59.40
IED	SIEMENS	7SJ62	PRIMARIO B	10.10.59.41
IED	SIEMENS	7SJ62	PRIMARIO C	10.10.59.42
IED	SIEMENS	7SJ62	PRIMARIO D	10.10.59.43
IED	SIEMENS	7SJ62	PRIMARIO E	10.10.59.44
IED	SIEMENS	7SJ62	BANCO CAPACITORES 1	10.10.59.45
IED	SIEMENS	7SJ62	BANCO CAPACITORES 2	10.10.59.46
IED	SIEMENS	7SJ62	PRIMARIO F	10.10.59.47
IED	SIEMENS	7SJ62	PRIMARIO TROLE	10.10.59.48
IED	SIEMENS	7SJ64	ALIMENTACIÓN 1 - 23 kV	10.10.59.60
IED	SIEMENS	7SJ64	ALIMENTACIÓN 2 - 23 kV	10.10.59.61
IED	SIEMENS	7SJ64	L/T SANTA ROSA	10.10.59.62
IED	SIEMENS	7SJ64	L/T EUGENIO ESPEJO	10.10.59.63
IED	SIEMENS	7UM621	TRANSFORMADOR 1	10.10.59.64
IED	SIEMENS	7UM621	TRANSFORMADOR 2	10.10.59.65
GATEWAY	ELIOP	SIGRES		10.10.59.30
SWITCH	RUGGEDCOM	RS8000		10.10.59.222
SWITCH	RUGGEDCOM	RS2100		10.10.59.223
GPS			Centro Control	10.16.6.201

¹⁴³ Figura propia del autor.

¹⁴⁴ Tabla propia del autor.

3.6.5. Implementación del sistema de automatización

La implementación constó de tres partes principales que son:

- Pruebas previas de IEDs.
- Instalación de equipos.
- Puesta en servicio y pruebas de implementación.

3.6.5.1. Pruebas previas de IEDs

Para las pruebas previas utilizamos una caja simuladora de estados, la cual nos permite verificar de posiciones de disyuntores, seccionadores y demás señales digitales con el fin de comprobar la correcta configuración de los IEDs, probar el control de los equipos telecontrolables y a través de un equipo de inyección de corriente y voltaje verificamos los valores analógicos de voltajes, corrientes y potencias.

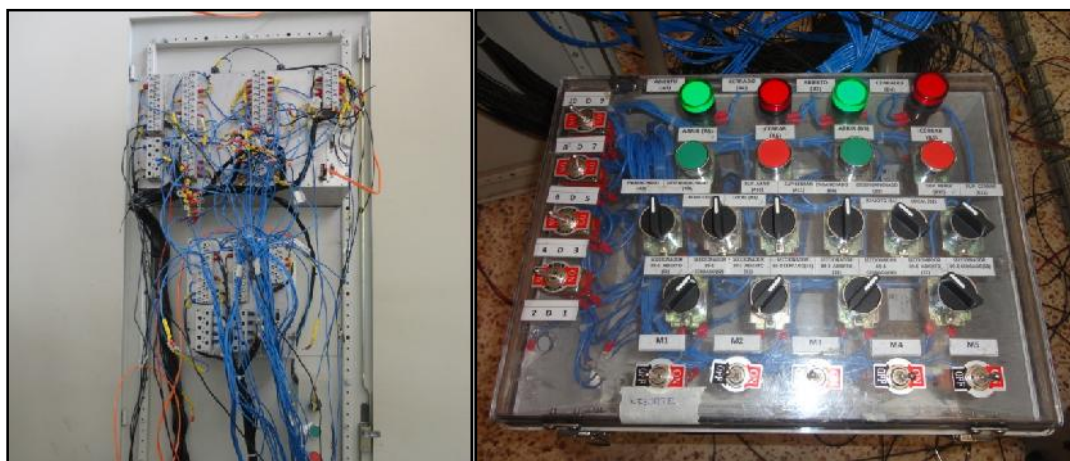


Figura 3.68. Pruebas previas de IEDs con caja de pruebas.¹⁴⁵

Se realizó también las pruebas de comunicación de los IEDs implementando una red provisional de fibra óptica entre los IEDs.

¹⁴⁵ Figura propia del autor.



Figura 3.69. Red provisional de fibra óptica.¹⁴⁶

3.6.5.2. Instalación de equipos

El cableado de control y medición se ejecuta por bahías, remplazando los tableros antiguos por los nuevos tableros que contienen los IEDs.

Los planos de ubicaciones de los tableros se encuentran en el Anexo 5.



Figura 3.70. Tablero antiguo (izq.). Tablero nuevo de IED L/T Sta. Rosa) (der).¹⁴⁷

¹⁴⁶ Figura propia del autor.

¹⁴⁷ Ídem

3.6.5.3. Puesta en servicio y pruebas de funcionamiento






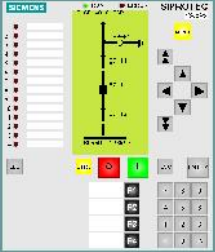
Una vez que los equipos se encuentran de dentro de la red eléctrica y de comunicaciones, podemos realizar el monitoreo y control tanto desde los IEDs como del terminal de operación TS5.

a. Monitoreo y operación desde el IED

A continuación se expone un ejemplo de operación del disyuntor 152-1 de la alimentación en 23 kV de la S/E Eugenio Espejo desde el IED.

Las teclas que vamos a utilizar se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 3.27. Teclas de operación IED 7SJ65 - S/E E. Espejo¹⁴⁸

 Inicio de Operaciones	 Comando de Apertura	 Comando de Cierre
 Confirmar	 Cancelar	

CONDICIONES PARA EL CIERRE

- Disyuntor abierto
- Disyuntor en remoto
- Seccionador 189-11 cerrado
- Seccionador 189-12 cerrado
- Resorte Cargado (Led 13 apagado)

Pulsar la tecla CTRL



¹⁴⁸ Tabla propia del autor.

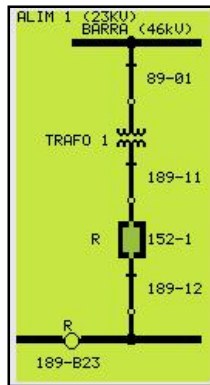


Figura 3.71. Mímico IED – Selección de Disyuntor.¹⁴⁹

Pulsamos la tecla verde para cerrar



Aparece un mensaje de confirmación “Press Enter –Confirm”, el cual lo aceptamos con la tecla ENTER.

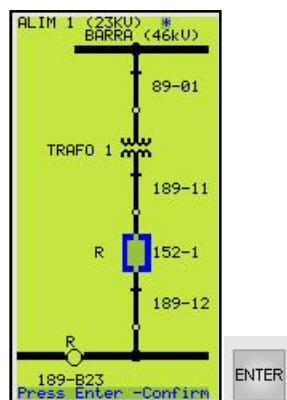


Figura 3.72. Mímico IED – Envío de comando de cierre a Disyuntor.¹⁵⁰

Aparece el mensaje “Are you sure?”, el cual debe estar marcado en YES y presionamos ENTER para aceptar. El mando será ejecutado.

CONDICIONES PARA LA APERTURA

- Disyuntor cerrado
- Disyuntor en remoto
- Seccionador 189-11 cerrado
- Seccionador 189-12 cerrado

¹⁴⁹ Figura propia del autor.

¹⁵⁰ Ídem.

Pulsar la tecla CTRL

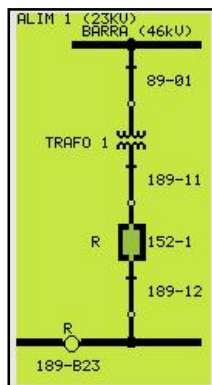


Figura 3.73. Mímico IED – Selección de Disyuntor.¹⁵¹

Pulsamos la tecla roja para abrir



Aparece un mensaje de confirmación “ Press Enter –Confirm”, el cual lo aceptamos con la tecla ENTER.

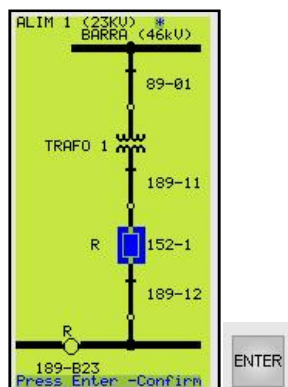


Figura 3.74. Mímico IED – Envío de comando de apertura a Disyuntor.¹⁵²

Aparece el mensaje “Are you sure?”, el cual debe estar marcado en YES y presionamos ENTER para aceptar y el mando será ejecutado.

Existen teclas de función que son accesos directos a los siguientes parámetros:

Teclas de Función:

F1: Despliega los eventos registrados por el IED.

F2: Despliega las medidas primarias de la bahía.

¹⁵¹ Figura propia del autor.

¹⁵² Ídem.

F3: Despliega la última falla registrada por el IED.

b. Monitoreo y operación desde el Terminal de servicio TS5. [33]

Utilizamos el software de operación y monitoreo del Gateway, llamado Terminal de Servicio TS5.

A través de este software podemos monitorear las señales digitales y analógicas,

En la figura 3.75 se muestra el monitoreo de las señales digitales de la línea a Selva Alegre en la pantalla del TS5.

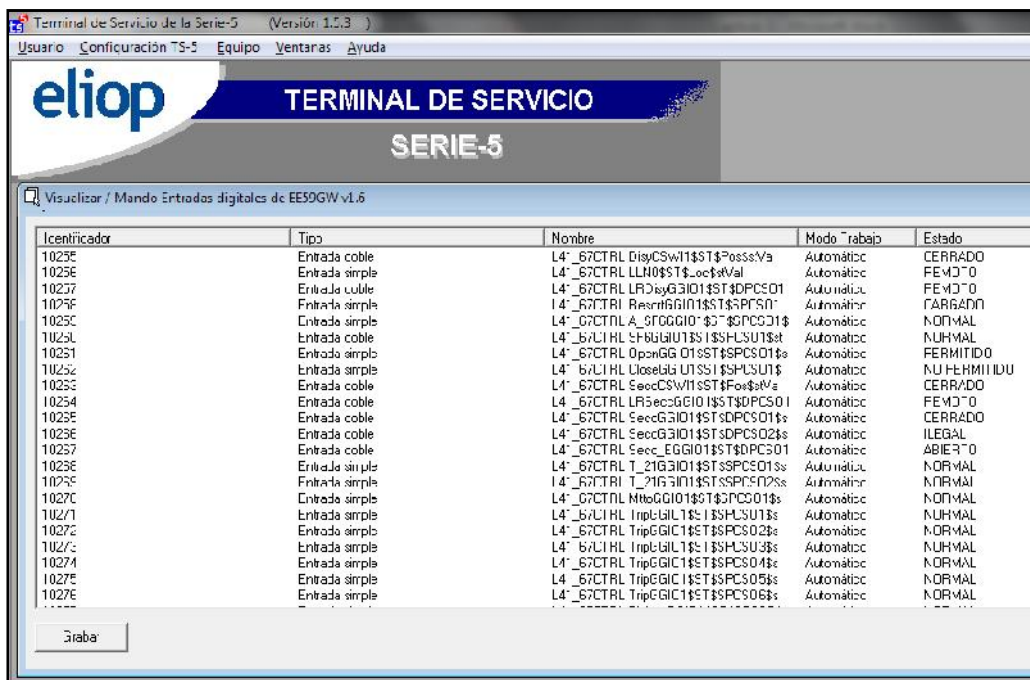


Figura 3.75. Pantalla de Entradas digitales – TS5 – L/T E. Espejo – Selva Alegre.¹⁵³

Es posible monitorear los valores analógicos, mismos que fueron programados en el reporte de la estación IEC 61850, los cuales se despliegan con el atributo de valores analógicos en la pantalla del TS5.

¹⁵³ Figura propia del autor.

Identificador	Tipo	Nombre	Modo Trabajo	Estado
10583	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	61.330 MW
10584	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	91000 MW
10585	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	63.670 MW
10586	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	0.980
10587	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	14.300 V
10588	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	14.300 V
10589	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	141000 V
10590	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	81.000 V
10591	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	81.750 V
10592	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	10.000 V
10593	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	0.000 V
10594	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	228.000 A
10595	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	257.000 A
10596	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	258.000 A
10597	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	0.000 A
10598	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	9.510 MW
10599	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	3.910 MW
10600	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	0.920 MW
10601	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	0.940
10602	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	62.000 Hz
10603	Modulo de continua	L1_67MEAS_BH-CJTBMS-ST-CH3traqf	Automatico	2.000 V

Figura 3.76. Pantalla de Entradas analógicas – TS5 – L/T E. Espejo – Selva Alegre.¹⁵⁴

Desde la pantalla del TS5 se pueden también realizar comandos de apertura y cierre de los disyuntores con el propósito de telecontrolar estos equipos, cumpliendo las lógicas programadas en el IED.

Identificación	Tipo	Nombre	Modo Trabajo	Estado
2825	Salida imp. con selección	L3_67CTR_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	0.920 MW
2826	Salida imp. con selección	L1_67CTR_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	0.940
2827	Salida imp. con selección	L2_28CTR_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	62.000 Hz
11-11	Salida imp. con selección	L1_67CTR_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	2.000 V
2829	Salida imp. con selección	L2_28CTR_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	2.000 V
11-11	Salida imp. con selección	L1_67CTR_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	2.000 V
282	Salida imp. con selección	L1_67CTR_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	2.000 V
11-11	Salida imp. con selección	L1_67CTR_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	2.000 V
283	Salida imp. con selección	PR_DCTFL_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	2.000 V
2834	Salida imp. con selección	PR_DCTFL_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	2.000 V
2835	Salida imp. con selección	PR_DCTFL_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	2.000 V
2836	Salida imp. con selección	PR_DCTFL_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	2.000 V
2837	Salida imp. con selección	PR_DCTFL_Div_CSW110C3P=40per	Automatico	2.000 V

Figura 3.77. Pantalla de Entradas analógicas – TS5 – L/T E. Espejo – Selva Alegre.¹⁵⁵

El detalle de las pruebas realizadas se expone en el siguiente capítulo.

¹⁵⁴ Figura propia del autor.

¹⁵⁵ Ídem.

CAPITULO 4

PRUEBAS DE EQUIPOS DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EUGENIO ESPEJO

4.1. PRUEBAS DE LOS DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES

Los dispositivos electrónicos inteligentes fueron probados en dos etapas. La primera etapa previa a la implementación, se realizó con inyecciones de corriente a través del equipo de prueba Megger para las pruebas de protecciones y con una caja de simulación de posiciones para las verificaciones de las señales digitales.

En la etapa de pruebas de implementación de los IEDs se utilizó el IEC Browser con el fin de verificar cada uno de los estados y medidas de los atributos de los nodos lógicos.

En el anexo 7 se encuentran los protocolos de pruebas realizadas en la subestación.

4.1.1. Pruebas previas IEDs Líneas en 138 kV

Para el IED Siemens 7SJ64 correspondiente a las Línea en 138 kV se configuró los siguientes datos de relación de Transformadores de Potencial y Corriente con lo cual se probaron las medidas analógicas y las protecciones que se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Datos analógicos de pruebas de IEDs de Líneas en 138 kV.¹⁵⁶

Relación TC	1200/5 A		
Relación TP	138k/115 V		
Fases	3		
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje secundario (V) (inyección)	66.47	66.47	66.47
Voltaje secundario ángulo	0	120	240
Voltaje primario (V)	138000	138000	138000
Corriente secundaria (inyección)	1	1	1
Corriente secundaria ángulo	30	150	270
Corriente primaria (A)	240	240	240
Protección probada			
Potencia Activa (MW)	2,23		
Potencia Reactiva (MVAr)	1,28		
Potencia Aparente (MVA)	2,23		
Factor de Potencia	0,87		
Sobrecorriente Direccional Instantánea		67	
Sobrecorriente Direccional Temporizada		67	
Valor Corriente secundaria de Falla 67T		8A	
Valor Corriente secundaria de Falla 67I		10A	

4.1.2. Pruebas previas IEDs Alimentaciones 23 kV

En la tabla 4.2 se encuentran los datos de las relaciones de transformación de los TCs y TPs de las alimentaciones en 23 kV.

La protección de sobrecorriente temporizada fue probada en los IEDs Siemens 7SJ64.

Tabla 4.2. Datos analógicos de pruebas de IEDs Alimentaciones en 23 kV.¹⁵⁷

Relación TC	1200/5 A		
Relación TP	23k/115 V		
Fases	3		
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje secundario (inyección) (V)	66.47	66.47	66.47
Voltaje secundario ángulo	0	150	270

¹⁵⁶ Tabla propia del autor.

¹⁵⁷ Tabla propia del autor.

Voltaje primario (V)	23000	23000	23000
Corriente secundaria (inyección)	1	1	1
Corriente secundaria ángulo	30	180	300
Corriente primaria (A)	240	240	240
Potencia Activa (MW)	2,23		
Potencia Reactiva (MVAr)	1,28		
Potencia Aparente (MVA)	2,23		
Factor de Potencia	0,87		
Protección probada			
Sobrecorriente Temporizada		51	
Valor Corriente secundaria de Falla 67		8A	

4.1.3. Pruebas previas IEDs Alimentadores primarios 23 kV

Para los alimentadores primarios se probó la funcionalidad de las protecciones de sobrecorriente, baja frecuencia y mínima tensión en los IEDs Siemens 7SJ62.

En la tabla 4.3 se encuentran los datos de inyección de corrientes y voltajes.

Tabla 4.3. Datos analógicos de pruebas de IEDs Alimentadores 23 kV.¹⁵⁸

Relación TC	600/5 A		
Relación TP	23k/115 V		
Fases	3		
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje secundario (V) (inyección)	66.47	66.47	66.47
Voltaje secundario ángulo	0	150	270
Voltaje primario (V)	23000	23000	23000
Corriente secundaria (inyección)	2	2	2
Corriente secundaria ángulo	30	180	300
Corriente primaria (A)	240	240	240
Potencia Activa (MW)	2,23		
Potencia Reactiva (MVAr)	1,28		
Potencia Aparente (MVA)	2,23		
Factor de Potencia	0,87		
Protección probada			
Sobrecorriente Instantánea		50	
Sobrecorriente Temporizada		51	
Valor Corriente secundaria de Falla (51)		8A	

¹⁵⁸ Tabla propia del autor.

Valor Corriente secundaria de Falla (50)	10A	
Mínima Tensión	27	
Baja Frecuencia	81U	
Valor mínima tensión		
Valor Baja Frecuencia		

4.1.4. Pruebas previas IEDs Transformadores 138/23 kV

En los IEDs Siemens 7UM621 se probó la protección diferencial de transformador. En la tabla 4.4 se encuentran los datos de inyección de corrientes y voltajes.

Tabla 4.4. Datos analógicos de pruebas de IEDs Alimentadores 23 kV.¹⁵⁹

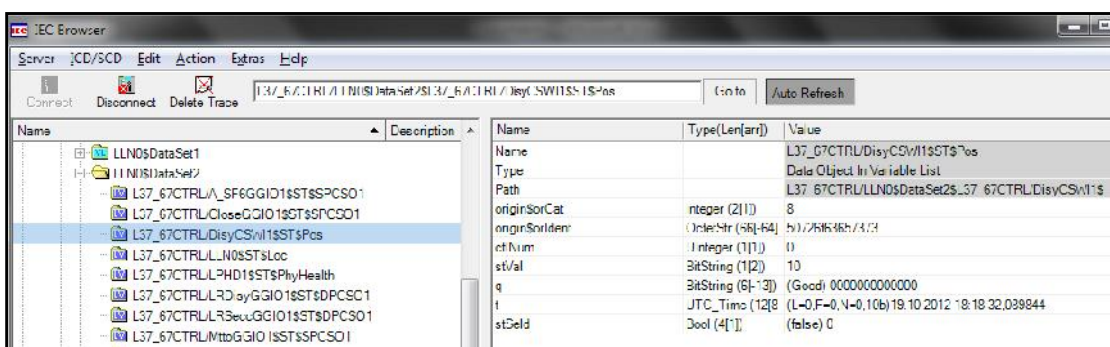
Relación TC Lado Alta	600/5 A		
Relación TC Lado Baja	600/5 A		
Relación TP Lado Baja	23k/115 V		
Fases	3		
	Fase A	Fase B	Fase C
Voltaje secundario (inyección) (V)	66.5	66.5	66.5
Voltaje secundario ángulo	30	150	270
Voltaje primario (V)	23000	23000	23000
Corriente secundaria (inyección) Lado Baja (A)	2	2	2
Corriente secundaria ángulo	60	180	300
Corriente primaria (A)	240	240	240
Potencia Activa (MW)			
	2,23		
Potencia Reactiva (MVar)			
	1,28		
Potencia Aparente (MVA)			
	2,23		
Factor de Potencia			
	0,87		
Protección probada			
Corriente diferencial	87T		
Corriente diferencial de Falla (Lado baja)	3A		

¹⁵⁹ Tabla propia del autor.

4.1.5. Pruebas de Implementación de IEDs Líneas en 138 kV

En la figura 4.1 se puede observar la posición del disyuntor 52-2 de la Línea Eugenio Espejo – Santa Rosa, identificado como L37_67CTRL/DisyCSWI\$ST\$Pos con valor “stVal” de 10, equivalente a cerrado; la calidad “q” es buena y la estampa de tiempo “t” con el registro de la última operación.

Del mismo modo se va monitoreando los datos de objeto del resto de señales contenidos en este reporte.



Name	Type(Len[ari])	Value
Name		L37_67CTRL/DisyCSWI\$ST\$Pos
Type		Data Object in Variable List
Path		L37_67CTRL/LLN0\$DataSet2\$L37_67CTRL/DisyCSWI\$
originSorCat	integer (211)	8
originSorIden	Integer (56-64)	h1176836h/313
ctNum	Integer (111)	11
stVal	BitString (112)	10
q	BitString (6-73)	(Good) 000000000000
t	JTC_Time (128)	(L=0,F=0,V=0,10b)19.10.2012 18:19:32,038844
stDeld	Bool (4[1])	(false) 0

Figura 4.1. Atributos del estado del disyuntor 52-2.¹⁶⁰

En la figura 4.2 se muestra las corrientes de la Línea Eugenio Espejo – Santa Rosa, identificado como L37_67MEAS/MMXU1\$MX\$A. En la parte derecha se puede ver cada uno de los atributos con la información de las corrientes de cada fase y la calidad y tiempo de las mismas. Del mismo modo se puede verificar el valor del resto de señales analógicas.

¹⁶⁰ Figura propia del autor.

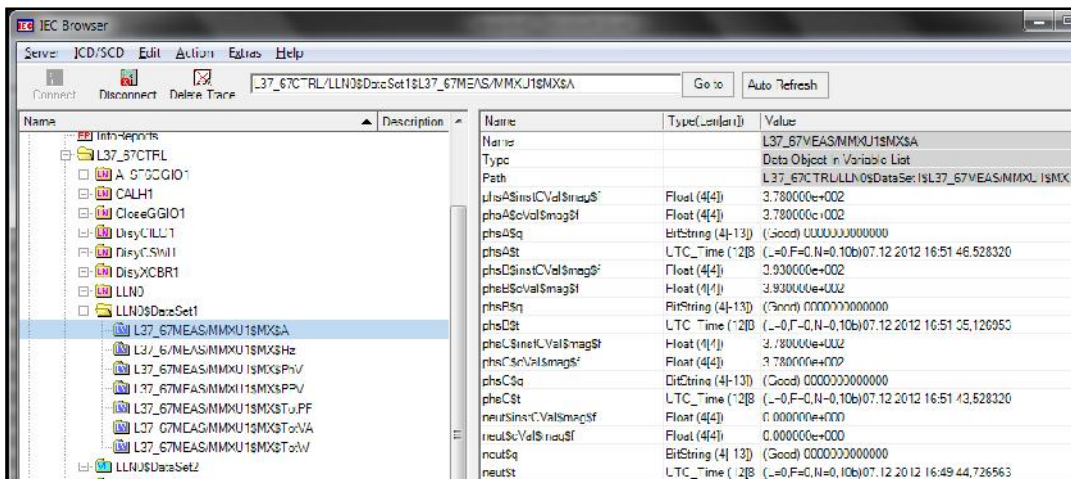


Figura 4.2. Atributos valor de corriente de la Línea E. Espejo – Sta. Rosa 2.¹⁶¹

En la figura 4.3 se muestra la protección de sobrecorriente de neutro 67N de la Línea Eugenio Espejo – Santa Rosa, identificado como L37_67PROT/PTOC12\$ST\$Op. De este objeto se puede ver su estado cuyo valor es “0” porque no tiene actuación, y la calidad y estampa de tiempo.

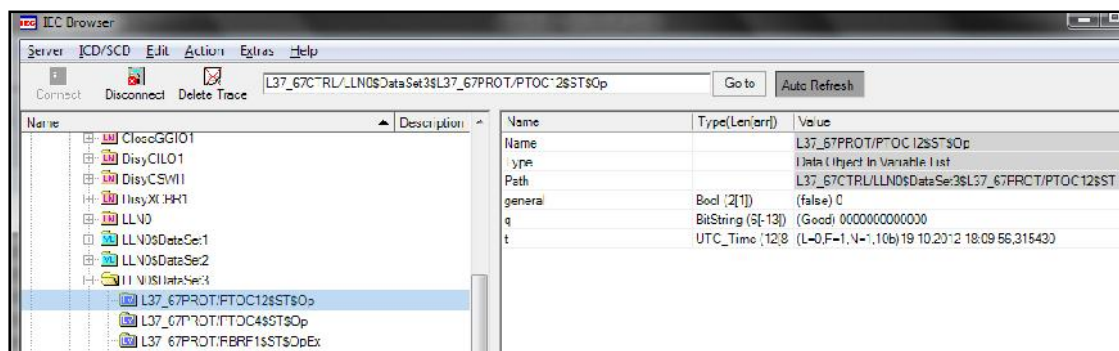


Figura 4.3. Atributos la protección 67N de la Línea E. Espejo – Santa Rosa.¹⁶²

4.1.6. Pruebas de Implementación de IEDs Alimentaciones 23 kV

Para las pruebas de las alimentaciones y con objeto de este estudio, se exponen muestras de los tres tipos de variables: estado, protección y medida en las siguientes figuras.

¹⁶¹ Figura propia del autor.

¹⁶² Ídem

Name	Description	Name	Type (Len[ar])	Value
AL1_23CTRL		Name		AL1_23MEAS/MMXU1\$MX\$A
BarraGGIO1		Type		Data Object In Variable List
CALH1		Path		AL1_23CTRL.LLN0\$DataSet1\$AL1_23MEAS/MMXU1\$MX
CloseGGIO1		phsASinstCVal\$magSf	Float (4[4])	5.100000e-002
DisyCULO1		phsAScVal\$magSf	Float (4[4])	5.100000e-002
DisyCSW1		phsASq	BitString (4[-13])	(Good) 0000000000000
DisyXCBR1		phs/St	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=0,N=0,10b)07:12:2012 16:49:53,195289
LLN0\$DataSet1		phsB\$instCVal\$magSf	Float (4[4])	5.070000e-002
AL1_23MEAS/MMXU1\$MX\$A		phsD\$scVal\$magSf	Float (4[4])	5.070000e-002
AL1_23MEAS/MMXU1\$MX\$Hz		phsBSq	BitString (4[-13])	(Good) 0000000000000
AL1_23MEAS/MMXU1\$MX\$Hv		phsBSt	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=0,N=0,10b)07:12:2012 16:49:49,597656
AL1_23MEAS/MMXU1\$MX\$FPV		phsC\$instCVal\$magSf	Float (4[4])	4.950000e-002
AL1_23MEAS/MMXU1\$MX\$ToFT		phsC\$scVal\$magSf	Float (4[4])	4.940000e-002
AL1_23MEAS/MMXU1\$MX\$ToVA		phsCSq	BitString (4[-13])	(Good) 0000000000000
AL1_23MEAS/MMXU1\$MX\$ToVAr		phsC\$st	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=0,N=0,10b)07:12:2012 16:49:52,597656
AL1_23MEAS/MMXU1\$MX\$ToVr		neut\$instCVal\$magSf	Float (4[4])	6.900000e-001
LLN0\$DataSet2		neut\$scVal\$magSf	Float (4[4])	0.000000e-001
		neut\$Sq	BitString (4[-13])	(Good) 0000000000000
		neut\$st	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=0,N=0,10b)07:12:2012 16:49:52,597656

Figura 4.4. Atributos del estado del disyuntor 152-1.¹⁶³

Name	Description	Name	Type (Len[ar])	Value
LLN0\$DataSet1		Name		AL1_23CTRL/DisyCSW1\$ST\$Pos
LLN0\$DataSet2		Type		Data Object In Variable List
AL1_23CTRL/BarraGGIO1\$ST\$PCSO1		Path		AL1_23CTRL.LLN0\$DataSet2\$AL1_23CTRL/DisyCSW1\$
AL1_23CTRL/BarraGGIO1\$ST\$PCSO2		originSort\$st	Integer (2[1])	1
AL1_23CTRL/CloseGGIO1\$ST\$PCSO1		originSortIdent	Octe:Str (36[-64])	4c66f3616c
AL1_23CTRL/DisyCSW1\$ST\$Pos		ctrlNum	Integer (1[1])	0
AL1_23CTRL/LLN0\$ST\$Loc		stVal	BitString (12[2])	10
AL1_23CTRL/LLN0\$ST\$PhyHealth		q	BitString (6[-3])	(Good) 0000000000000
AL1_23CTRL/LLN0\$ST\$PCSO1		t	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=0,N=0,10b)21:10:2012 15:43:30,7617
AL1_23CTRL/LLN0\$ST\$PCSO2		stCeld	Bool (4[-1])	(false) 0

Figura 4.5. Atributos del valor de corriente de la Alimentación 1.¹⁶⁴

Name	Description	Name	Type (Len[ar])	Value	Write
AL1_23CTRL		Name		AL1_23PRCT/PTOC2\$ST\$Op	<input type="checkbox"/>
BarraGGIO1		Type		Data Object In Variable List	<input type="checkbox"/>
CALH1		Path		AL1_23CTRL.LLN0\$DataSet3\$AL1_23PRCT/PTOC2\$ST\$	<input type="checkbox"/>
CloseGGIO1		general	Bool (2[1])	(false) 0	<input type="checkbox"/>
DisyCULO1		q	BitString (6[-13])	(Good) 0000000000000	<input type="checkbox"/>
DisyCSW1		t	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=1,N=1,10b)21:10:2012 15:48:25,180430	<input type="checkbox"/>
DisyXCBR1					
LLN0\$DataSet1					
LLN0\$DataSet2					
LLN0\$DataSet3					
AL1_23PRCT/PTOC2\$ST\$Op					
AL1_23PRCT/PTOC2\$ST\$Cp					

Figura 4.6. Atributos la protección 50N de la Línea E. Espejo – Santa Rosa.¹⁶⁵

4.1.7. Pruebas de Implementación de IEDs Primarios 23 kV.

En las siguientes figuras se ilustra unas muestras de las pruebas realizadas en los alimentadores primarios, verificándose los estados, protecciones y medidas.

¹⁶³ Figura propia del autor.

¹⁶⁴ Ídem.

¹⁶⁵ Ídem.

Name	Type (Len[err])	Value
PRF_AMCAG/MMXL1\$MXSA		
Type		Data Object In Variable List
Path		PRF_AC1H/LLN0\$DataSet1\$PRI_AMEAS/MMXU1\$MXSA
phsA\$InstCVal\$magSf	Float (4[4])	1.271821e+002
phsA\$CVal\$magSf	Float (4[4])	1.264339e+002
phsA\$Sc	BitString (4[-'3])	(Good) 000000000000
phsA\$U	UTC_Time (12[8])	(=0,F=0,N=0,10b)07 12.2012 16:45:56,758789
phsB\$InstCVal\$magSf	Float (4[4])	1.189526e+002
phsB\$CVal\$magSf	Float (4[4])	1.174564e+002
phsB\$Su	BitString (4[-'3])	(Good) 000000000000
phsB\$U	UTC_Time (12[8])	(=0,F=0,N=0,10b)07 12.2012 16:45:23,369375
phsC\$InstCVal\$magSf	Float (4[4])	1.264339e+002
phsC\$CVal\$magSf	Float (4[4])	1.264339e+002
phsC\$Su	BitString (4[-'3])	(Good) 000000000000
phsC\$U	UTC_Time (12[8])	(=0,F=0,N=0,10b)07 12.2012 16:45:50,958003
neut\$InstCVal\$magSf	Float (4[4])	1.645885e+001
neut\$CVal\$magSf	Float (4[4])	1.720698e+001
neut\$Su	BitString (4[-'3])	(Good) 000000000000
neut\$U	UTC_Time (12[8])	(=0,F=0,N=0,10b)07 12.2012 16:45:45,588594

Figura 4.7. Atributos del estado del disyuntor 152-1.¹⁶⁶

Name	Type (Len[err])	Value
PRI_ACTR/DisyCSW1\$ST\$Pos		
Type		Data Object In Variable List
Path		PRI_ACTR/LLN0\$DataSet2\$PRI_ACTR/DisyCSW1\$ST\$Pos
originSorCst	Integer (2[1])	3
originSorIdent	OctetSt (6[-54])	634/b/2d3b303030
cJNum	UInteger (1[1])	0
eVal	BitString (1[2])	10
q	BitString (6[-13])	(Good) 000000000000
t	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=0,N=0,10b)24.11.2012 23:45:21,164053
s:Self	Bool (4[1])	(false) 0

Figura 4.8. Atributos del valor de corriente de la Alimentación 1.¹⁶⁷

Name	Type (Len[err])	Value
PRF_APROT/PTCC1\$ST\$Op		
Type		Data Object In Variable List
Path		PRF_ACTR/LLN0\$DataSet3\$PRF_APROT/PTCC1\$ST\$Op
general	Bool (2[1])	(false) 0
q	BitString (6[-13])	(Good) 000000000000
t	UTC_Time (12[8])	(L=0,F=0,N=0,10b)10.11.2012 13:40:50,742100

Figura 4.9. Atributos la protección 50N de la Línea E. Espejo – Santa Rosa.¹⁶⁸

4.1.8. Pruebas de Implementación de IEDs Transformadores

Para las pruebas realizadas en los transformadores se exponen como ejemplo las lecturas de medidas de corriente los bobinados de alta y media tensión.

¹⁶⁶ Figura propia del autor

¹⁶⁷ Ídem

¹⁶⁸ Ídem.

Name	Description	Name	Type/Length	Value
Online: 127.0.0.1:102		Name		TRF_2MEAS/MX01S/MXS/A
10.10.88.65:102		Type		Link (Object In Variable List)
ga		Path		TRF_2CTR/LLN0&DataSet1\$TRF_2MEAS/MX01S/MXS
Files		phaAInstCVal\$magSF	Float (4x4)	3.481071e-002
Info Reports		phaAInstVal\$magSF	Float (4x4)	3.483871e-002
TRF_2CTR		phaAInstVal\$angSF	Float (4x4)	0.707000e+000
CALL1		phaASt	BitString (4x-12)	(Good) 00000000000000
LLN0		phaBInstCVal\$magSF	Float (4x4)	3.325267e-002
LLN0DataSet1		phaBInstVal\$magSF	Float (4x4)	3.325267e-002
TRF_2MEAS/MX01S/MXS/A		phaBSt	BitString (4x-12)	(Good) 00000000000000
TRF_2MEAS/MX01S/MXS/A		phaBSt	JTC_Time (12)	(L=0,F=0,N=0,10x07,12,2012 16:55:33,730468)
TRF_2MEAS/MX01S/MXS/AV		phaCInstCVal\$magSF	Float (4x4)	3.705068e-002
TRF_2MEAS/MX01S/MXS/AV		phaCInstVal\$magSF	Float (4x4)	3.705068e-002
TRF_2MEAS/MX01S/MXS/AV		phaCSt	BitString (4x-12)	(Good) 00000000000000
TRF_2PRCT/PDIF1&MX01S/MXS/A		phaCSt	JTC_Time (12)	(L=0,F=0,N=0,10x07,12,2012 16:55:33,530561)
LLN0DataSet2		neuAInstCVal\$magSF	Float (4x4)	1.75145e-002
LP4D1		neuAInstVal\$magSF	Float (4x4)	1.753715e-002
TRF_2PRCT/PDIF1&MX01S/MXS/A		neuASt	BitString (4x-12)	(Good) 00000000000000
TRF_2PRCT/PDIF1&MX01S/MXS/A		neuBSt	JTC_Time (12)	(L=0,F=0,N=0,10x07,12,2012 16:55:33,530578)

Figura 4.10. Corriente del bobinado de alta tensión del Transformador 2.¹⁶⁹

Name	Description	Name	Type/Length	Value
Online: 127.0.0.1:102		Name		TRF_2MEAS/MX01S/MXS/A
10.10.88.65:102		Type		Link (Object In Variable List)
ga		Path		TRF_2CTR/LLN0&DataSet1\$TRF_2MEAS/MX01S/MXS
Files		phaAInstCVal\$magSF	Float (4x4)	1.957604e-001
Info Reports		phaAInstVal\$magSF	Float (4x4)	1.957604e-001
TRF_2CTR		phaAInstVal\$angSF	Float (4x4)	1.423217e-000
CALL1		phaASt	BitString (4x-12)	(Good) 00000000000000
LLN0		phaBInstCVal\$magSF	Float (4x4)	2.780002e-001
LLN0DataSet1		phaBInstVal\$magSF	Float (4x4)	2.780002e-001
TRF_2MEAS/MX01S/MXS/A		phaBSt	BitString (4x-12)	(Good) 00000000000000
TRF_2MEAS/MX01S/MXS/A		phaBSt	JTC_Time (12)	(L=0,F=0,N=0,10x07,12,2012 16:57:00,929038)
TRF_2MEAS/MX01S/MXS/AV		phaCInstCVal\$magSF	Float (4x4)	2.486588e-001
TRF_2MEAS/MX01S/MXS/AV		phaCInstVal\$magSF	Float (4x4)	2.486588e-001
TRF_2MEAS/MX01S/MXS/AV		phaCSt	BitString (4x-12)	(Good) 00000000000000
TRF_2PRCT/PDIF1&MX01S/MXS/A		phaCSt	JTC_Time (12)	(L=0,F=0,N=0,10x07,12,2012 16:57:00,300078)
LLN0DataSet2		neuAInstCVal\$magSF	Float (4x4)	4.293518e-000
LP4D1		neuAInstVal\$magSF	Float (4x4)	4.293518e-000
TRF_2PRCT/PDIF1&MX01S/MXS/A		neuASt	BitString (4x-12)	(Good) 00000000000000
TRF_2PRCT/PDIF1&MX01S/MXS/A		neuBSt	JTC_Time (12)	(L=0,F=0,N=0,10x07,12,2012 16:57:00,300078)

Figura 4.11. Corriente del bobinado de media tensión del Transformador 2.¹⁷⁰

4.1.9. Operación remota de los IEDs.

Los IEDs Siemens utilizados en este proyecto tienen un beneficio adicional al tener el módulo de comunicación en protocolo IEC 61850, el cual es el servicio web de los IEDs bajo la plataforma JAVA.

Con el acceso web es posible realizar tareas de:

- Monitoreo
- Cambio de parámetro
- Acceso Total

Con esta última tarea es posible realizar el control remoto de la bahía desde cualquier computador que se encuentre en la red de la subestación, especificando la dirección IP del IED en un navegador de internet.

¹⁶⁹ Figura propia del autor.

¹⁷⁰ Ídem.

En el proyecto actual el acceso web de los IEDs es utilizado solo para monitoreo.

En la figura 4.12 se muestra la ventana desplegada por el acceso web.

El menú lateral contiene información principal como el registro de eventos, registro de fallas, valores de medidas primarias y secundarias con su respectivo diagrama fasorial.

Contiene también la información propia del equipo, como versión de firmware, el MLFB, etc.

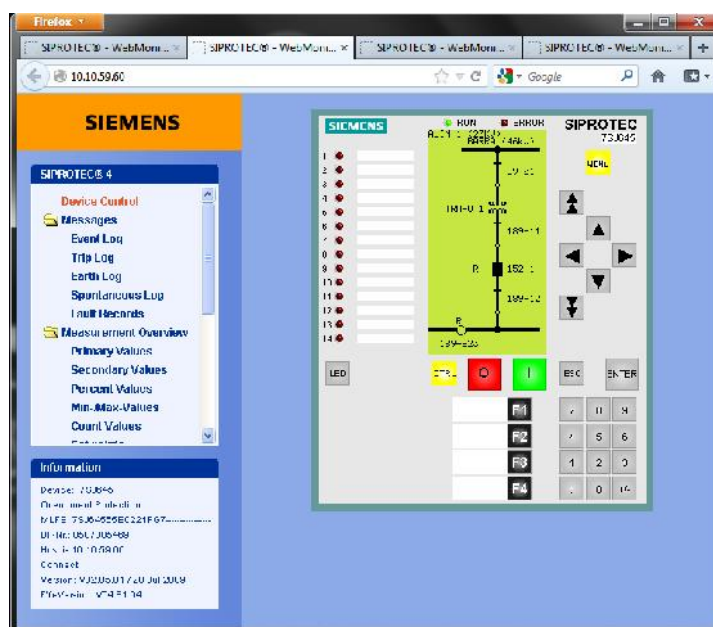


Figura 4.12. Pantalla principal del acceso web de IED Siemens – Alimentación 1 en 23 kV de la S/E Eugenio Espejo.¹⁷¹

4.2. COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EUGENIO ESPEJO

La Empresa Eléctrica Quito S.A. decidió invertir en el proyecto de automatización de la S/E Eugenio Espejo cubriendo los costos que se enuncian

¹⁷¹ Figura propia del autor.

en la tabla 4.5, sumando un total de ciento setenta y ocho mil ochenta y ocho dólares americanos y ochenta y siete centavos.

Tabla 4.5. Costos asumidos por la Empresa Eléctrica Quito S.A. para la automatización de la subestación Eugenio Espejo.¹⁷²

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR UNIT (USD)	TOTAL (USD)
Activos fijos				
1	IED Siemens Protección de sobrecorriente 7SJ64	4	6529.44	26117.76
2	IED Siemens Protección de sobrecorriente 7SJ62	9	4533.33	40800.00
3	IED Siemens Protección diferencial 7UM62	2	9882.24	19764.48
4	Gateway Sigres NT/NR	1	11320.00	11320.00
5	Switch Ruggedcom RS800	1	8945.00	8945.00
6	Switch Ruggedcom RS2100	1	4600.00	4600.00
7	Suministro e instalación de Fibra Óptica	1	2100.00	2100.00
8	Tablero metálico para montaje de IEDs	6	2800.00	16800.00
9	Cable control cobre 600 V, 4 x 12 AWG	1000	2.58	2580.00
10	Cable control cobre 600 V, 7 x 14 AWG	1000	2.59	2590.00
11	Cable control cobre 600 V, 12 x 16 AWG	1000	3.49	3490.00
Mano de obra				
12	3 Ingenieros Eléctricos	300	13.00	3900.00
13	1 Supervisor Eléctrico	100	11.00	1100.00
14	4 Electromecánicos	400	7.50	3000.00
15	Transporte	400	11.00	4400.00
Ingeniería				
17	Diseño arquitectura	1	2000.00	2000.00
18	Diseño redes	1	1500.00	1500.00
19	Diseño y digitalización de planos	1	4000.00	4000.00
Misceláneos				
20	Misceláneos e imprevistos	1	1500.00	1500.00
			SUBTOTAL	159007.24
			IVA 12%	19080.87
			TOTAL	178088.11

¹⁷² Datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Quito de los procesos de compra de equipos y suministros.

4.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVERSIÓN

La Empresa Eléctrica Quito S.A. lanzó un proceso de automatización de cuarenta subestaciones eléctricas en el año 2007, dentro de la cual se encontraba la subestación Eugenio Espejo. [34]

El presupuesto asignado para todo el proyecto fue de cuatro millones de dólares americanos, desglosados en la siguiente tabla:

Tabla 4.6. Aproximación de valores individuales del presupuesto asignado para la automatización de subestaciones.¹⁷³

Tipo subestación	Cantidad Subestaciones	Valor unitario (USD)	Valor total (USD)
Básica	13	40000	520000
Intermedia	22	126000	2772000
Completa	5	140000	700000
TOTAL	40		3992000

La subestación Eugenio Espejo estaba considerada como una subestación de tipo Intermedia, por lo cual le correspondía un valor de ciento veinte y seis mil dólares americanos.

Al 2011, la empresa contratista encargada de realizar el proceso de automatización no cumplió los plazos estipulados, quedando la subestación Eugenio Espejo, junto con otras cuatro subestaciones, sin el trabajo de ingeniería de automatización. [35]

Tomando una tasa de inflación de 4.94 a octubre de 2012, se obtiene el nuevo costo de implementación.

¹⁷³ Aproximación obtenida de los pliegos de licitación del proyecto SCADA de la Empresa Eléctrica Quito. Año 2007

La subestación Eugenio Espejo tampoco contemplaba la Ingeniería en IEC 61850, el cual tiene un valor de ingeniería de cuarenta mil dólares.

Considerando estos valores, se determina el costo de implementación actual de la subestación Eugenio Espejo expuesto en la tabla 4.7.

Tabla 4.7. Costo actual de automatización de la subestación Eugenio Espejo.¹⁷⁴

Presupuesto inicial	126000.00
Inflación del 4.94 % ¹⁷⁵	6224.40
Costo de Ingeniería de IEC 61850 ¹⁷⁶	40000.00
Integración de tres nuevas bahías	30000.00
SUBTOTAL (USD)	202224.40
IVA 12 %	24266.93
TOTAL (USD)	226491.33

Económicamente con este proyecto se obtuvo un ahorro de cuarenta y ocho mil cuatrocientos tres mil dólares americanos (USD 48433) en costos de implementación.

El Plan de expansión 2011-2021 del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito describe la situación futura de la S/E Eugenio Espejo de la siguiente manera: “Al 2011 debe recibir una carga de 2.4 MVA de la nueva estación de bombeo “El Corazón” de Petrocomercial. Al 2014 alimentaría una parte de la carga (15 MVA) del Metro de Quito, carga que a nivel de la S/E incidiría en un incremento de 6.0 MVA de su demanda máxima. Al 2021 su demanda

¹⁷⁴ Tabla propia del autor.

¹⁷⁵ Índice de inflación tomado del Banco Central del Ecuador a Octubre 2012.

¹⁷⁶ Presupuesto de Schneider Electric Ecuador para Ingeniería de IEC 61850.

alcanzaría los 59.3 MVA y 66.0 MVA de capacidad instalada, considerando una tasa de crecimiento promedio anual que variaría entre el 4.25% y 5.25 %. Durante el periodo no se ha considerado transferencias adicionales de carga definitivas a subestaciones vecinas.”¹⁷⁷

La automatización de la subestación permitirá mantener una alta disponibilidad de la entrega de energía, cuya capacidad, según el texto citado anteriormente, alcanzará los 66 MVA al 2021, y con ello la capacidad de abastecer de energía a cada sector, sea industrial, comercial, residencial y del transporte a través de la entrega de energía al Metro de Quito. En este contexto, el acceso a la energía eléctrica es un componente estratégico para el desarrollo, por ser un factor esencial para el cumplimiento y mejoramiento de actividades como la salud, la educación, la cultura, la industria, el comercio, las comunicaciones y la provisión de otros servicios públicos orientados por el Plan Nacional del Buen Vivir que lo establece la Constitución de la República del Ecuador. [36]

4.4 MEJORAMIENTO DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD [37]

Desde un punto de vista técnico, los clientes reciben un servicio con calidad cuando se reduce el número de veces que se les interrumpe el suministro de energía eléctrica y el tiempo que dura cada interrupción.

La regulación 004/001 del Conelec, respecto a la calidad del servicio eléctrico de distribución define los índices en las siguientes expresiones¹⁷⁸:

- Frecuencia Media de Interrupción del Servicio por kVA instalado (FMIK)

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

¹⁷⁷ Plan de expansión 2011-2021 del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito. Pág. 74.

¹⁷⁸ Regulación Conelec N° 004/001 Calidad del servicio eléctrico de distribución. Pág 13

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAf_s_i}{kVA_{inst}}$$

- Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAf_s_i * Tf_s_i}{kVA_{inst}}$$

La tabla 4.8 muestra los índices de calidad de servicio acumulados a diciembre 2011, de los alimentadores primarios de la subestación Eugenio Espejo, en el cual se puede ver que no cumplían con los límites permitidos.

Tabla 4.8. Índices de Calidad de Servicio de los alimentadores primarios de la S/E Eugenio Espejo a Diciembre 2011.¹⁷⁹

dic-11									
Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Índice Acumulado		Límite permitido anual		Cumple Regulación		
			FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	
ALIMENTADOR A	Urbano	21095	13	14.43	5	10	No	No	
ALIMENTADOR B	Urbano	17835	23	20.18	5	10	No	No	
ALIMENTADOR C	Urbano	43097.5	26	13.6	5	10	No	No	
ALIMENTADOR D	Urbano	21602.5	28	6.28	5	10	No	Si	

La tabla 4.9 muestra los índices de calidad de servicio acumulados a diciembre 2012 de los alimentadores primarios de la S/E Eugenio Espejo.

¹⁷⁹ Índices de calidad de servicio técnico – Diciembre 2011 – SISDAT - CONELEC

Tabla 4.9. Índices de Calidad de Servicio de los alimentadores primarios de la S/E

Eugenio Espejo a Diciembre 2012.¹⁸⁰

dic-12								
Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Índice acumulado		Límite permitido anual		Cumple Regulación	
			FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk
ALIMENTADOR A	Urbano	20132.5	3	2.4	5	10	Si	Si
ALIMENTADOR B	Urbano	20567.5	1	0.1	5	10	Si	Si
ALIMENTADOR C	Urbano	27305	2	0.8	5	10	Si	Si
ALIMENTADOR D	Urbano	16005	1	0.1	5	10	Si	Si
ALIMENTADOR E	Urbano	27062.5	-	-	5	10	Si	Si

En el campo de Cumple regulación de la tabla 4.9, se puede ver que en el año 2012, con los trabajos de mantenimiento de redes y con la implementación de la automatización de la subestación Eugenio Espejo, los índices de calidad de servicio están dentro de los límites permitidos por el órgano regulador. [38]

¹⁸⁰ Índices de calidad de servicio técnico – Diciembre 2012 – SISDAT - CONELEC

CONCLUSIONES:

A través de la automatización de la subestación Eugenio Espejo se pudo eliminar las debilidades y puntos sensibles, los cuales estaban relacionados principalmente con la ausencia de registros de operación tanto normal como de falla, la comunicación, la interacción entre los equipos de proceso y los equipos de monitoreo. Esto permitió autoadministrar, digitalizar y mantener el registro continuo de la operación de la subestación en todos los niveles de control.

El uso de la norma IEC 61850 en la automatización de la subestación Eugenio Espejo permitió obtener un solo lenguaje de comunicación entre los equipos de la subestación haciendo uso de las tecnologías de la información a través de una red LAN, obteniéndose una velocidad de comunicación de 100 Mbps dentro de la red y con ello el acceso de las distintas aplicaciones que la red Ethernet lo permite.

Los dispositivos lógicos inteligentes de la serie Siprotec de Siemens son equipos confiables, los cuales poseen certificados de conformidad del estándar IEC 61850, con cuyo software, el DigiSi 4.83, permite una fácil y amigable configuración tanto del IED como los parámetros de la estación IEC 61850.

Los módulos de comunicación Ethernet EN-100 de Siemens pueden ser fácilmente instalados en los equipos Siprotec compatibles, con el fin de reemplazar módulos de comunicación serial, reduciendo el costo de adquirir nuevos IEDs con protocolo IEC 61850. El módulo EN-100 permite tener acceso a los IEDs a través de la red LAN y se puede hacer uso para la telegestión de protecciones y el monitoreo a través del acceso web.

La sincronización de tiempo SNTP para la red de la subestación Eugenio Espejo se lo está realizando a través del servidor de tiempo ubicado en el Centro de Control de la Empresa Eléctrica Quito, la cual llega a la subestación a través de la red MAN de la empresa. Esta sincronización permite tener registro de eventos con ajuste de tiempo en el orden de los milisegundos y con ello el registro de estampas de tiempo muy precisos.

Aunque el estándar IEC 61850 permite la comunicación multicast, en la subestación Eugenio Espejo solamente se está utilizando la comunicación cliente – servidor, debido a que la arquitectura de la subestación no requiere necesariamente una comunicación multicast, pero si el caso amerita, los IEDs instalados pueden ser configurados y adaptados en cualquier momento a este tipo de comunicación.

El uso de la norma IEC 61850 logra dar una alta interoperabilidad de la subestación Eugenio Espejo; por ahora el uso de un Gateway permite la integración al Centro de Control y por citar, se podrá integrar a otros sistemas de control como al Sistema Integrado de Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE) el cual es un proyecto que lleva el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable con miras hacia el Smart Grid.

RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar la inclusión de los seccionadores motorizados en lugar de los seccionadores manuales que se encuentran actualmente como seccionadores asociados a los disyuntores con el propósito de aplicar todas las funcionalidades de la automatización.

Es recomendable hacer un seguimiento al equipo de patio que se encuentra instalado, para revisar sus condiciones y tiempo de instalación, ya que el sistema de automatización requiere de una operación muy efectiva de todos los elementos que van a ser gobernados por sus componentes tanto de protección como de control.

Se recomienda el uso de Merging Unit (unidades de fusión) para la conversión de señales analógicas a digitales de los transformadores de potencial (TPs) y transformadores de corrientes (TCs) para el uso de los valores de muestra (Sample Values), las cuales permitirán tener los valores de voltajes y corrientes en una red Ethernet, la cual deberá ser exclusiva y de alta velocidad, con el fin de evitar el cableado de estas señales analógicas y por ende cortocircuitos o circuitos abiertos respectivamente.

Dependiendo del crecimiento de la subestación, se recomienda el uso de la comunicación multicast, cambiando la filosofía actual de protecciones de la Empresa Eléctrica Quito S.A., haciendo uso de señales GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events).

BIBLIOGRAFÍA:

- [1] Hidalgo, J., “Guía básica de diseño de subestaciones eléctricas con énfasis en el arreglo de barras colectoras de interruptor y medio”. Tesis Universidad de Costa Rica, 2008.
- [2] ONCOR, “How is electricity made”. Disponible: URL: www.oncor.com/EN/Documents/Education%20Safety/Electricity/How%20is%20Electricity%20Made.pdf
- [3] ONCOR, “How is electricity delivered”. Disponible: URL: <http://www.oncor.com/EN/Documents/Education%20Safety/Electricity/How%20is%20Electricity%20Delivered.pdf>
- [4] Enríquez, G., “Elementos de diseño de subestaciones eléctricas”, Edición 2, México: Editorial Limusa, 2002.
- [5] Sosa, J., “Subestaciones eléctricas de alta tensión aislada en gas”. Argentina, 2002. Disponible: URL: http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/sosaesca/GIS%20DE%20ALTA%20TENSION_AAR.pdf
- [6] Pinnekamp, F., “El Interruptor”, Revista ABB, 2007.
- [7] Universidad Autónoma de Nuevo León, “Equipo Eléctrico”, Iluminación y Alta Tensión. Disponible: URL: <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloii.pdf>
- [8] Universidad Tecnológica Nacional, “Transformadores de Instrumentos”, Módulo II. Disponible: URL: <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloii.pdf>
- [9] Olovsson, H., “Evolución de las subestaciones”. Revista ABB.2008.
- [10] Peñaherrera, J., “Automatización de subestaciones e integración al Sistema SCADA”. Tesis Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2007.

- [11] Pabón, D., “Automatización de la subestación San Agustín de Emelnorte para su integración a un sistema SCADA”. Tesis Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2009.
- [12] Mejía, J., “Estudio para la coordinación de protecciones mediante selectividad lógica para los centros de fuerza de la central Molino, presa Daniel Palacios y central Mazar de la Empresa CELEC Hidropaute”, Tesis Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2012.
- [13] “Protecciones de sobrecorriente”, Disponible: URL: <http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Protecciones/6PROTECCIONESCAPITULO3.pdf>
- [14] Rivadeneira, I., “Análisis de protocolos de comunicación para la Automatización de subestaciones eléctricas”. Tesis Escuela Politécnica del Ejército. Sangolquí, 2005.
- [15] ELIOP S.A., “Protocolo IEC-104, Perfil de Interoperabilidad”, 2005.
- [16] Empresa Eléctrica Quito, “Plan de expansión 2008-2020”, Quito: 2008”.
- [17] ABB, “Evolución de las subestaciones”, Edición 1, 2008.
- [18] Enersis, Gerencia de proyectos técnicos, “Especificación Técnica: Sistema Digital para automatización de subestaciones”. 2002.
- [19] Gers, J., Aragón, L., “Guías para la implementación de sistemas de distribución automatizados”. Colombia. Disponible: URL: http://www.gers.com.co/pdf/implementacion_DSA-SP_gers.pdf
- [20] Frei, C., Kostic, T., “Más allá de la primera impresión”. Revista ABB, Edición 4. 2006.
- [21] Estándar IEC 61850, “Redes de comunicación y sistemas en subestaciones”, Parte 5, 6 y 7. Drafts. 2010.

- [22] Rafecas, J., Loret, P., “Comunicación en el sector eléctrico: norma IEC 61850”. CITCEA.
- [23] ABB, “Review Special Report IEC 61850”. Suiza, 2010.
- [24] Pugliese, G., “IEC 61850 El Estándar de Integración Eléctrica del Futuro”, ABB, Junio. 2005.
- [25] Janssen, M., “IEC 61850 Information Exchange”. Curso IEC 61850 Ed. 2, Utinnovation. Quito. 2011.
- [26] Janssen, M., “Architecture Considerations”. Curso IEC 61850 Ed. 2, Utinnovation. Quito. 2011.
- [27] Janssen, M., “Engineering Process using IEC 61850”. Curso IEC 61850 Ed. 2, Utinnovation. Quito. 2011.
- [28] SIEMENS, “Efficient Energy Automation with the IEC 61850 Standard Application Example”, Energy Automation. Alemania. 2010.
- [29] SIEMENS, “Protección Multifuncional con Sistema de Mando SIPROTEC 4, Sistemas de Protección, Catálogo SIP 3.1. Alemania. 2006.
- [30] SIEMENS, “Ethernet & IEC 61850 Start Up Manual”, Alemania. 2007.
- [31] SIEMENS, “DIGSI Start Up Manual”, Alemania. 2007.
- [32] Eliop, “Manual de Usuario del Hardware de Gateway”. España. 2011.
- [33] Eliop, “Manual de Usuario Terminal de servicio TS5”. España. 2011.
- [34] EEQ S.A., “Pliegos de Proyecto Nuevo SCADA”. Quito. 2007.
- [35] EEQ S.A., “Liquidación de Contrato Proyecto Nuevo SCADA. Quito. 2011.
- [36] Empresa Eléctrica Quito, “Plan de expansión 2011-2021 del sistema eléctrico”, Quito. 2011.
- [37] “Regulación Conelec N° 004/001 Calidad del servicio eléctrico de distribución”. CONELEC.
- [38] SISDAT, “Índices de calidad de servicio técnico EEQ S.A.”, CONELEC, 2012.

- [39] SIEMENS, "Manual SIPROTEC Protección Multifuncional 7SJ62", 2006.
- [40] OMICRON, "Pruebas de protecciones y protocolo IEC 61850", 2012.
- [41] IEEE Std 610.12-1990, IEEE Standard Glossary of Software Engineering Terminology.