

# | POSGRADOS |

## MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD, MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

RPC-SO-30-NO.508-2019

### OPCIÓN DE TITULACIÓN:

PROYECTOS DE DESARROLLO

### TEMA:

IMPLEMENTACIÓN DE LA NORMATIVA IEC 61850 UTILIZANDO LA COMUNICACIÓN GOOSE PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ENTRE DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED)

### AUTORES:

EDISSON JAVIER BARBECHO JIMBO  
JUAN CARLOS VELECELA CHICHAY

### DIRECTOR:

ARTURO GEOVANNY PERALTA SEVILLA  
CUENCA – ECUADOR

2026

**Autores:**



**Edison Javier Barbecho Jimbo.**

Ingeniero Eléctrico.  
Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana - Sede Cuenca.  
ebarbechoj@est.ups.edu.ec



**Juan Carlos Velecela Chichay**

Ingeniero Eléctrico.  
Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana - Sede Cuenca.  
jvelecela@est.ups.edu.ec

**Dirigido por:**



**Arturo Geovanny Peralta Sevilla**

Ingeniero Eléctrico.  
Doctor en Ingeniería.  
aperaltas@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS RESERVADOS**

©2026 Universidad Politécnica Salesiana.

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA

EDISSON JAVIER BARBECHO JIMBO

JUAN CARLOS VELECELA CHICHAY

Implementación de la normativa IEC 61850 utilizando la comunicación GOOSE para la coordinación de protecciones entre dispositivos electrónicos inteligentes (IED)

## Agradecimientos

En primera instancia a Dios por darme la oportunidad de vivir, por ser mi guía y estar conmigo en cada paso que doy. A mis padres y hermanas por su apoyo incondicional a lo largo del proceso académico y personal.

Extiendo mi agradecimiento al Ph.D. Arturo Peralta Sevilla en calidad de director de Tesis, por su guía y valiosos conocimientos transmitidos durante la elaboración del proyecto de desarrollo.

De igual manera expreso mi reconocimiento de agradecimiento al personal técnico de la Empresa Eléctrica Azogues C.A., en especial al Sr. Mgs. Diego Quezada M. por su colaboración, aporte profesional, los cuales fueron fundamentales para la culminación del proyecto.

Juan Velecela

A Dios, por ser mi guía y fortaleza en cada etapa de este camino académico, por darme la sabiduría y perseverancia necesarias para culminar este proyecto.

A mi familia, por su amor incondicional, comprensión y apoyo constante, por motivarme a alcanzar mis metas y no rendirme ante las dificultades.

Al Dr. Arturo Peralta, Director de nuestro trabajo de Titulación por el acompañamiento y apoyo brindado durante la realización de este trabajo.

Al Mgs. Diego Quezada M., por su valiosa colaboración y apoyo profesional en la culminación de este proyecto.

Edisson Barbecho

# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>18</b>
1.1. Antecedentes . . . . .	18
1.2. Descripción general del problema . . . . .	21
1.3. Objetivos . . . . .	22
1.3.1. Objetivo general . . . . .	22
1.3.2. Objetivos específicos . . . . .	22
1.4. Contribuciones . . . . .	23
<b>2. Marco teórico referencial</b>	<b>24</b>
2.1. Sistema Eléctrico de Potencia . . . . .	24
2.1.1. Sistema Eléctrico de Potencia . . . . .	24
2.1.2. Subestaciones eléctricas . . . . .	25
2.1.3. Clasificación general de subestaciones eléctricas . . . . .	27
2.1.4. Equipamiento esencial en subestaciones . . . . .	28
2.1.5. Disposición de barras en instalaciones eléctricas . . . . .	28
2.1.6. Protocolos de comunicacion en sistemas electricos . . . . .	31
2.1.7. Futuro de los Sistemas Eléctricos de Potencia . . . . .	31
2.2. Protecciones Eléctricas de una Subestación . . . . .	33
2.2.1. Función General de las Protecciones Eléctricas . . . . .	33
2.2.2. Importancia de las Protecciones Eléctricas . . . . .	33

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	4
2.2.3. Características de un Sistema de Protección Eficiente . . .	33
2.2.4. Principales Dispositivos de Protección en Subestaciones .	34
2.2.5. Tipos Específicos de Protección . . . . .	35
2.2.6. Filosofía de las Protecciones Eléctricas . . . . .	36
2.2.7. Tipos de Fallas en Sistemas Eléctricos . . . . .	37
2.2.8. Coordinación de Protecciones . . . . .	38
2.3. Fundamentos de la norma International Electrotechnical Commission 61850 (IEC 61850) . . . . .	41
2.3.1. Evolución y objetivos . . . . .	41
2.3.2. Ventajas frente a protocolos tradicionales . . . . .	43
2.3.3. Tipos de Mensajería en IEC 61850 . . . . .	43
2.4. Estructura de datos en IEC 61850 . . . . .	45
2.4.1. Modelo lógico de datos (objetos, nodos, atributos) . . . . .	45
2.4.2. Funciones de control y monitoreo . . . . .	46
2.4.3. Categorías de mensajes en IEC 61850 . . . . .	47
2.4.4. Modelo de Comunicación Publicador-Suscriptor en IEC 61850	47
2.4.5. Transmisión de Mensajes Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) . . . . .	48
2.4.6. Intercambio de información mediante mensajes Manufacturing Message Specification (MMS) . . . . .	49
2.4.7. Comunicación de eventos usando mensajes GOOSE . . . . .	50
2.5. Lenguaje Substation Configuration Language (SCL) para configuración de dispositivos . . . . .	50
2.5.1. Tipos de archivos: ICD, CID, SCD, SSD . . . . .	50
2.5.2. Aplicación en el diseño y pruebas de sistemas . . . . .	51
2.6. Niveles funcionales dentro de una subestación digital . . . . .	51
2.6.1. Nivel de proceso (sensorización y actuación directa) . . . . .	52
2.6.2. Nivel de bahía (protección, control y medida) . . . . .	52
2.6.3. Nivel de estación (supervisión y automatización global) . .	53

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	5
2.7. Infraestructura de red bajo IEC 61850 . . . . .	53
2.7.1. Requisitos técnicos para la red de comunicación . . . . .	54
2.7.2. Medios físicos utilizados (cobre, fibra óptica) . . . . .	54
2.7.3. Protocolos de enlace y transporte compatibles . . . . .	54
2.7.4. Ciberseguridad en Sistemas Eléctricos basados en el Protocolo IEC 61850 . . . . .	54
2.8. Configuración topológica de la red de comunicación . . . . .	58
2.8.1. Esquema radial o en estrella . . . . .	58
2.8.2. Topología redundante en anillo . . . . .	58
2.8.3. Comparación funcional entre IEC 61850 (GOOSE/MMS) y Distributed Network Protocol 3 (DNP3) . . . . .	59
2.8.4. Configuración práctica de GOOSE en relés Intelligent Electronic Device (IED) . . . . .	60
<b>3. Estado actual del Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. (EEA)</b>	<b>62</b>
3.1. Subestación Azogues 01 (Subestación Azogues 01 (SE_AZO_01)) . . . . .	63
3.2. Subestación Azogues 02 (Subestación Azogues 02 (SE_AZO_02)) . . . . .	64
3.3. Redes de distribución (Alimentadores primarios) . . . . .	67
3.3.1. Topología de las redes de distribución de la EEA . . . . .	67
3.3.2. Transferencia de carga de alimentadores primarios entre subestaciones . . . . .	67
3.4. Redes y control en subestaciones . . . . .	68
3.4.1. Redes de comunicaciones entre las subestaciones y redes de distribución . . . . .	68
3.4.2. Protocolos de comunicación de las subestaciones . . . . .	70
3.4.3. Monitoreo, supervisión y control empelados en las subestaciones . . . . .	70
3.5. Coordinación de protecciones en la EEA . . . . .	71

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	6
3.5.1. Filosofía actual del esquema de protección de las Subestaciones . . . . .	71
3.5.2. Cálculo de parámetros de sobrecorriente de tiempo definido del transformador de potencia . . . . .	73
3.6. Definición de ajustes de sobrecorriente de fase. . . . .	75
3.6.1. Ajuste para el lado de 69Kilovoltio (kV) . . . . .	75
3.6.2. Ajuste para el lado de 22kV . . . . .	75
3.6.3. Filosofía actual del esquema de protección alimentadores primarios y disyuntos de Cabecera. . . . .	76
3.6.4. Limitaciones de las coordinaciones tradicionales vs Comunicaciones GOOSE . . . . .	83
3.7. Variables y ajustes para comunicación GOOSE . . . . .	84
3.7.1. Características del Relé GE-F650 . . . . .	84
3.7.2. Clasificación de las señales del relé GE-F650 . . . . .	89
3.7.3. Variables para las comunicaciones GOOSE . . . . .	96
3.7.4. Parámetros de configuración de la comunicación GOOSE . . . . .	98
3.7.5. Ajustes de protecciones y coordinaciones empleadas en la comunicación GOOSE . . . . .	99
<b>4. Implementación del caso de estudio</b>	<b>100</b>
4.1. Implementación y verificación del caso de estudio . . . . .	100
4.1.1. Descripción general del caso de estudio . . . . .	101
4.2. Dispositivos y Software en comunicaciones GOOSE . . . . .	103
4.2.1. Unidad OMICRON®CMC 356 . . . . .	103
4.2.2. REGGEDCOM RX1500 – SIEMENS (Switch Industrial) . . . . .	104
4.2.3. Relé GE-F650 . . . . .	104
4.2.4. Estructura y topología de redes de comunicaciones para el caso de estudio . . . . .	105
4.3. Parámetros generales y ajustes de protección . . . . .	106
4.3.1. Parámetros generales del transformador de potencia . . . . .	108

4.3.2. Parámetros de ajuste de la protección diferencial (87) para el transformador de potencia . . . . .	109
4.3.3. Parámetros de ajuste de la protección de sobrecorriente (American National Standards Institute (ANSI) 50/51) del transformador de potencia . . . . .	111
4.3.4. Parámetros de ajuste de la protección de sobrecorriente (50/51) para el relé GE-F650 (Intelligent Electronic Device 1 (IED_1)) . . . . .	113
4.3.5. Parámetros de ajuste de la protección de sobrecorriente (50/51) para el Intelligent Electronic Device 2 (IED_2) del alimentador primario . . . . .	116
4.3.6. Curva de coordinación de protecciones tradicionales de los IEDs . . . . .	117
4.3.7. Configuración de los ajustes y parámetros generales en el IED_1 (GE-F650) e IED_2 . . . . .	119
4.3.8. Pruebas y verificación de las funciones de protección empleando la unidad OMICRON® CMC 356 . . . . .	124
4.3.9. Configuración de parámetros de la norma IEC 61850 aplicados a la mensajería GOOSE . . . . .	127
4.3.10. Implementación y verificación de la comunicación GOOSE entre el IED_1 y el IED_2 . . . . .	139
<b>5. Resultados, Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>150</b>
5.1. Resultados experimentales . . . . .	150
5.1.1. Configuración de la prueba . . . . .	150
5.1.2. Captura y análisis de mensajes GOOSE . . . . .	151
5.1.3. Análisis de secuencia y tiempos de comunicación . . . . .	154
5.1.4. Evaluación del desempeño del caso de estudio . . . . .	157
5.1.5. Análisis comparativo de coordinaciones de protecciones . . . . .	159
5.2. Conclusiones . . . . .	164
5.3. Recomendaciones . . . . .	166

# Índice de Figuras

1.1. Coordinación tradicional margen de tiempo limitados por el número de IED. . . . .	20
1.2. Coordinación con IEC 61850, los tiempos son independientes del número total de IED . . . . .	20
2.1. Proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). . . . .	25
2.2. Esquema unifilar de una subestación típica con tres líneas de entrada, un transformador principal y cuatro alimentadores de salida. . . . .	26
2.3. Disposición de barras en subestaciones eléctricas. . . . .	30
2.4. Coordinación de protecciones entre el disyuntor 2V01-F10 y el fusible SC Positrol de 80K. . . . .	39
2.5. Coordinación de protecciones entre el disyuntor 2V01-F10 y el fusible SC Positrol de 80K. . . . .	42
2.6. Arquitectura de un sistema de automatización de subestaciones basado en en la norma IEC 61850, que integra el bus de estación y el bus de proceso. . . . .	44
2.7. Diagrama del modelo lógico del datos de la norma IEC 61850 . . . . .	45
2.8. Modelo de una Subestación, empleando la estructura de datos de la norma IEC 61850 . . . . .	46
2.9. Representación de los nodos lógicos de la norma IEC 61850, en un diagrama unificar . . . . .	47

2.10. Proceso de transmisión de un mensaje GOOSE en redes basadas en IEC 61850. . . . .	49
2.11. Conjunto de seguridad de la IEC 62351, aplicado a los mensajes bajo norma IEC 61850 . . . . .	56
2.12. Esquema para la generación del plan técnico de seguridad cibernética aplicado a la protección de infraestructuras eléctricas, considerando identificación de normatividad, activos, riesgos, y definición de requisitos de seguridad. . . . .	57
2.13. Priorización de mensajes GOOSE en una red Ethernet conmutada	59
3.1. Esquema del Sistema eléctrico de las líneas de subtransmisión de la EEA. Fuente: EEA. . . . .	62
3.2. Diagrama unifilar de la SE_AZO_01. . . . .	63
3.3. Diagrama unifilar de la SE_AZO_02. . . . .	65
3.4. Diagrama unifilar de la SE_AZO_01, 02, y maniobras de transferencias. . . . .	68
3.5. Esquema de configuración PRP y HSR. . . . .	69
3.6. Esquema de las redes de comunicaciones de las subestaciones y redes de distribución de la EEA. . . . .	69
3.7. Diagrama unifilar de la subestación del caso de estudio de la EEA.	72
3.8. Diagrama esquemático de la coordinaciones de protecciones de un alimentador primario de la EEA. . . . .	80
3.9. Coordinaciones de protecciones de un alimentador primario, de fase. . . . .	81
3.10. Coordinaciones de protecciones de un alimentador primario, de tierra. . . . .	82
3.11. Relé GE-F650 Controlador de bahía digital. . . . .	84
3.12. Arquitectura HSR y PRP redundante empleado en el relé GE-F650.	85
3.13. Diagramas del Relé GE-F650, bloques funcionales de protecciones.	86
3.14. Diagrama de bloques del Relé GE-F650 Controlador de bahía digital. . . . .	87

ÍNDICE DE FIGURAS	10
4.1. Diagrama Unifilar del caso de estudio. . . . .	102
4.2. Diagrama de comunicación GOOSE bajo la norma IEC 61850, entre IED_1 y IED_2. . . . .	103
4.3. Estructura y topología de redes de comunicación para el caso de estudio. . . . .	106
4.4. Conexiones del Transformador de Corriente (TC) del relé GE-T60. Fuente: Manual GE. . . . .	107
4.5. Curva característica de operación para un relé diferencial. . . . .	110
4.6. Diagrama unifilar del transformador de potencia, identificación del relé GE-T60 (IED). . . . .	111
4.7. Diagrama unifilar, identificación del relé GE-F650 (IED_1). . . . .	114
4.8. Diagrama unifilar, identificación del reconectador (IED_2). . . . .	117
4.9. Curvas tiempo–corriente (TCC) de IED, IED_1 e IED_2. Fuente: EEA	119
4.10. Comunicación del relé GE-F650 mediante software Enervista <sup>®</sup> Setup 650. . . . .	121
4.11. Ajustes de parámetros generales en el relé GE-F650 mediante software Enervista <sup>®</sup> Setup 650. . . . .	121
4.12. Selección de las funciones de protección 50/51 en el relé GE-F650 mediante software Enervista <sup>®</sup> Setup 650. . . . .	122
4.13. Habilitación de funciones de protección y ajustes de parámetros en el relé GE-F650 mediante software Enervista <sup>®</sup> Setup 650. . . . .	123
4.14. Configuración de parámetros generales del relé GE-F650 mediante software Enervista <sup>®</sup> Setup 650. . . . .	123
4.15. Diagrama de bloques de la configuración y flujo de pruebas para la verificación de las funciones 50/51 del IED_1 GE-F650. . . . .	125
4.16. Gráfica de la falla L-G obtenida en las pruebas de disparo del IED_1 GE-F650. . . . .	126
4.17. Gráfica de la falla L-L obtenida en las pruebas de disparo del IED_1 GE-F650. . . . .	126
4.18. Gráfica de la falla trifásica (L-L-L) obtenida en las pruebas de disparo del IED_1 GE-F650. . . . .	127

4.19. Creación del DataSet del IED_1 mediante el software Enervista <sup>®</sup> Setup 650. . . . .	130
4.20. Creación del ControlBlock del IED_1 mediante el software Enervista <sup>®</sup> Setup 650. . . . .	131
4.21. Configuración de los elementos publicados desde el IED_1 mediante Enervista <sup>®</sup> Setup 650. . . . .	132
4.22. Configuración del mapeado de señales suscritas en el IED_1 mediante Enervista <sup>®</sup> Setup 650. . . . .	133
4.23. Lógica empleada para la visualización del LED al recibir el mensaje GOOSE en el IED_1. . . . .	133
4.24. Carga del archivo CID en el relé GE-F650 mediante Enervista <sup>®</sup> Setup 650. . . . .	134
4.25. Creación del DataSet del IED_2 mediante el software NCD Configurator. . . . .	135
4.26. Creación de los <i>ControlBlocks</i> del IED_2 mediante el software NCD Configurator. . . . .	135
4.27. Configuración de GSE Settings (ajustes de GOOSE) del <i>ControlBlock</i> denominado CB_IED2, asociado al IED_2. . . . .	136
4.28. Configuración de los elementos publicados desde el IED_2 mediante NCD Configurator. . . . .	137
4.29. Interfaz del menú de configuración del switch RUGGEDCOM RX1500 (Siemens). . . . .	138
4.30. Distribución de SLOT del RUGGEDCOM RX1500 (Siemens). . . . .	138
4.31. Activación de la sincronización Network Time Protocol (NTP) en el RUGGEDCOM RX1500 (Siemens). . . . .	138
4.32. Diagrama de bloques de la implementación y verificación de la comunicación GOOSE entre el IED_1 y el IED_2. . . . .	139
4.33. Interfaz de simulación del relé virtual IED_2 en la herramienta IEDScout. . . . .	140
4.34. Estados PTOC1_Str y PTOC1_Op en FALSE en el relé virtual IED_2. . . . .	141
4.35. Estados PTOC1_Str y PTOC1_Op en TRUE en el relé virtual IED_2. . . . .	141

4.36. Publicación de mensajes GOOSE del IED_2 observada en Wireshark.	142
4.37. Cambio de estado de FALSE a TRUE en el IED_2 capturado en Wireshark. . . . .	143
4.38. LED apagado: no se encuentra activo el TRIP del IED_2. . . . .	143
4.39. LED encendido: activación del TRIP del IED_2 por falla detectada.	144
4.40. Paquete 500: estado inicial (State Number (stNum) 0) del TRIP del IED_2 capturado en Wireshark. . . . .	145
4.41. Detalle del Nodos Lógicos (LN) GOOSE del paquete 500 según la norma IEC 61850. . . . .	145
4.42. Paquete 501: estado activo (stNum 1) del TRIP del IED_2 capturado en Wireshark. . . . .	146
4.43. Detalle del LNógico GOOSE del paquete 501 según la norma IEC 61850. . . . .	146
4.44. Esquema comparativo entre coordinación de protecciones tradicional (izquierda) y mediante comunicaciones GOOSE (derecha).	148
5.1. Captura de datos con Wireshark. . . . .	152
5.2. Captura de datos Sequence Number (sqNum) en Wireshark. . . . .	153
5.3. Coordinación de protecciones tradicional con selectividad por margen entre curvas tiempo-corriente. Fuente: <b>EEA</b> . . . . .	160
5.4. Comparativa entre coordinación de protecciones tradicional y mediante comunicación GOOSE. Fuente: <b>EEA</b> . . . . .	162

# Índice de Tablas

2.1. Comparación entre subestaciones tradicionales y subestaciones digitales. . . . .	26
2.2. Equipos esenciales en subestaciones eléctricas . . . . .	29
2.3. Comparación de protocolos de comunicación para sistemas eléctricos . . . . .	31
2.4. Dispositivos principales en subestaciones eléctricas . . . . .	34
2.5. Tipos de protección implementados en subestaciones eléctricas .	35
2.6. Caracterización del protocolo de comunicación para subestaciones eléctricas digitales. . . . .	53
2.7. Comparación entre el protocolo DNP3 y los servicios IEC 61850 (GOOSE y MMS). . . . .	60
3.1. Característica del transformador de potencia del SE_AZO_01 . . .	63
3.2. Característica relevantes de los alimentadores de la SE_AZO_01 .	64
3.3. Característica del transformador de potencia del SE_AZO_02. . . .	65
3.4. Característica relevantes de los alimentadores de la SE_AZO_02. .	66
3.5. Parámetro determinados de las coordinaciones de protecciones de un alimentador primario de la EEA . . . . .	79
3.6. Limitaciones detectadas de las coordinaciones de protecciones tradicionales vs empleando comunicaciones GOOSE. . . . .	83
3.7. Funciones generales del Relé GE-F650. . . . .	88
3.8. Señales analógicas empleadas en el Relé GE-F650. Fuente: EEA . .	90

ÍNDICE DE TABLAS

14

3.9. Señales de los estados empleadas en el Relé GE-F650. Fuente: EEA	91
3.10. Señales de protecciones del relé GE-F650. Fuente: EEA (1/4)	92
3.11. Señales de protecciones del relé GE-F650. Fuente: EEA (2/4)	93
3.12. Señales de protecciones del relé GE-F650. Fuente: EEA (3/4)	94
3.13. Señales de protecciones del relé GE-F650. Fuente: EEA (4/4)	95
3.14. Señales de los mandos empleadas en el Relé GE-F650. Fuente: EEA	96
3.15. Variables para implementación mediante comunicaciones GOOSE empleando el Relé GE-F650.	97
4.1. Direcciones Internet Protocol (IP) y Media Access Control (MAC) definidas a los equipos para implementación del caso de estudio.	106
4.2. Datos generales del transformador de potencia de la SE_AZO_02.	108
4.3. Corrientes nominales lado de alto voltaje (69 kV).	109
4.4. Corrientes nominales lado de bajo voltaje (22 kV).	109
4.5. Corrientes de <i>inrush</i> del transformador de potencia, lado primario.	109
4.6. Ajustes para la función de protección diferencial 87T.	110
4.7. Valores de ajuste de la protección del transformador (lado 22 kV).	113
4.8. Valores de ajuste de la protección para el relé GE-F650 (IED_1).	115
4.9. Valores de ajuste de la protección para el IED_2.	118
4.10. Ajustes de protecciones de los dispositivos IEDs empleados en el caso de estudio.	120
4.11. Resultados de la prueba de disparo (valores constantes omitidos)	125
4.12. Nodos lógicos del IED_1 disponibles para la comunicación GOOSE.	128
4.13. Nodos lógicos del IED_2 disponibles para la comunicación GOOSE.	129
4.14. Conexiones físicas de los dispositivos en el RUGGEDCOM RX1500.	139
4.15. Tiempos del tráfico de la comunicación GOOSE entre los IED del caso de estudio.	147
5.1. Secuencia de mensajes GOOSE con delta de tiempo y números de estado	155

*ÍNDICE DE TABLAS* 15

- 5.2. Cambio de estado en la comunicación de los IEDs . . . . . 156
- 5.3. Eventos de comunicación entre IEDs . . . . . 157
- 5.4. Comparación de latencias promedio en mensajes GOOSE IEC 61850.158
- 5.5. Criterios comparativos entre las coordinaciones tradicionales y  
mediante comunicación GOOSE. . . . . 159

# Resumen

El presente proyecto desarrolla la implementación de las comunicaciones **GOOSE** bajo la norma **IEC 61850**, aplicado a un caso práctico en la **EEA**. Su objetivo es evaluar la viabilidad de los esquemas de protección basados en esta comunicación, analizando los tiempos de transmisión, recepción y respuesta entre los dispositivos electrónicos inteligentes **IED\_2** (publicador) e **IED\_1** (suscriptor).

Para la ejecución del caso de estudio, se emplearon equipos compatibles con la norma **IEC 61850**, configurando los nodos lógicos, datasets y señales requeridas (alarmas, estados y disparos). La comunicación se realizó mediante un switch Ethernet **RUGGEDCOM RX1500**, encargado de gestionar el tráfico de red y garantizar la confiabilidad en la mensajería crítica **GOOSE**.

Las pruebas de simulación de fallas se efectuaron con la unidad **OMICRON CMC 356** y las herramientas **Test Universe** e **IEDScout**, registrando un tiempo promedio de transmisión de 11,725 ms entre los **IEDs**. Los resultados demuestran que los esquemas de protección mediante comunicación **GOOSE** cumplen los requisitos de velocidad, confiabilidad e interoperabilidad establecidos en la norma **IEC 61850**.

Finalmente, la comparación con los métodos tradicionales evidencia una mejora significativa en la selectividad y reducción de los tiempos de actuación (menores a 20 ms), lo que confirma la eficiencia del esquema de coordinación de protecciones basado en **GOOSE**.

# Abstract

This project develops the implementation of **GOOSE** communications under the IEC 61850 standard, applied to a practical case at [EEA](#). Its objective is to evaluate the feasibility of protection schemes based on this communication, analyzing the transmission, reception, and response times between the intelligent electronic devices [IED\\_2](#) (publisher) and [IED\\_1](#) (subscriber).

To carry out the case study, equipment compatible with the **IEC 61850** standard was used, configuring the required logical nodes, datasets, and signals (alarms, statuses, and trips). Communication was carried out using a RUGGED-COM RX1500 Ethernet switch, responsible for managing network traffic and ensuring the reliability of critical **GOOSE** messaging.

Fault simulation tests were performed with the OMICRON CMC 356 unit and the Test Universe and IEDScout tools, recording an average transmission time of 11.725 ms between the **IEDs**. The results demonstrate that protection schemes using **GOOSE** communication meet the speed, reliability, and interoperability requirements established in the **IEC 61850** standard.

Finally, comparison with traditional methods shows a significant improvement in selectivity and reduction in response times (less than 20 ms), confirming the efficiency of the **GOOSE**-based protection coordination scheme.

# Capítulo 1

## Introducción

Este capítulo describe los objetivos, justificación y necesidades que generaron el interés por realizar Implementación de la normativa IEC 61850 utilizando la comunicación (GOOSE) para la coordinación de protecciones entre dispositivos electrónicos inteligentes (IED)". Inicialmente se describe el problema, los objetivos y contribuciones científicas en relación a este trabajo.

### 1.1. Antecedentes

La evolución de la tecnología de automatización de energía ha desempeñado un papel fundamental en la mejora de la gestión y operación de las redes de distribución eléctrica. La adopción de sistemas avanzados de procesamiento de datos no solo ha aumentado el nivel de automatización, sino que también ha introducido un mayor grado de inteligencia en la operación de estas redes [1],[2]. En la búsqueda constante de mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en las redes de distribución, la instalación de terminales de automatización de distribución ha surgido como una solución prometedora. Sin embargo, en la investigación actual, la colocación óptima de estos terminales se ha centrado principalmente en la línea de alimentación principal, dejando de lado el impacto potencial que podría tener en la confiabilidad general del sistema en las líneas secundarias [3],[4].

El crecimiento de la demanda eléctrica y la necesidad de una gestión más eficiente han impulsado el desarrollo de sistemas de energía inteligentes. En

este contexto surge el Internet de la Energía ([Internet of Energy \(IoE\)](#)), una extensión del [Internet of Things \(IoT\)](#) orientada a gestionar de forma integrada el flujo de energía e información en sistemas complejos [5]. La modernización de subestaciones ha favorecido la adopción del [Sistema de Automatización de Subestaciones \(SAS\)](#) basado en [IEC 61850-8-1](#), integrando [Supervisory Control and Data Acquisition \(SCADA\)](#), control y protección, y transformando su operación a nivel mundial [1],[6].

En este entorno, los protocolos y arquitecturas de comunicación son esenciales para garantizar interoperabilidad y rendimiento. El estándar [IEC 61850](#), especialmente el servicio [GOOSE](#), permite el intercambio rápido y confiable de eventos y datos en subestaciones [1]. Este estándar ha habilitado aplicaciones como medición distribuida, control y teleprotección [7]. No obstante, su implementación enfrenta desafíos relacionados con las pruebas de conformidad para validar la configuración de [IEDs](#) y los esquemas de protección asociados [8],[7],[9].

En el contexto de mejorar la confiabilidad de las redes de distribución eléctrica, se busca optimizar los índices de confiabilidad a través de la detección selectiva de fallas, la reconfiguración rápida de la red y la retroalimentación automática. Este enfoque revolucionario se basa en la implementación de una estructura jerárquica de subestaciones inteligentes, aprovechando tecnologías como el estándar [IEC 61850](#), instrumentos electrónicos avanzados y redes de comunicación de fibra óptica, entre otros [1]. La norma [IEC 61850](#) ha sido adoptada por varios países en todo el mundo como un estándar fundamental para la modernización y la eficiencia de los sistemas eléctricos. En particular, Tailandia ha sido un líder destacado en la implementación de esta normativa, con la (Autoridad Metropolitana de Electricidad) [Autoridad Metropolitana de Electricidad \(MEA\)](#) a la vanguardia de los proyectos de renovación de subestaciones en Bangkok desde 2012.

En la figura 1.1, se observa que al emplear las coordinaciones de protecciones tradicionales, estas se realizan en función de curvas de tiempo considerando márgenes de coordinación, es por ello que cuando se dispone un número mínimo de [IED](#) en el alimentador desde cabecera (Subestación) hasta el extremo se logra coordinar, pero a la vez que se van incorporando más [IED](#) al Alimentador se ve reducido los márgenes de tiempos requeridos para la coordinación de equipos de manera tradicional. De igual forma en la figura 1.2 se presenta la coordinación con la Normativa [IEC 61850](#) usando la comunicación

GOOSE empleando la topología de la red como base para la coordinación, permitiendo integrar comunicaciones rápidas con la información de corrientes de falla, para determinar el dispositivo operativo en línea más cercano a una falla e interrumpir en un tiempo reducido, esto se logra debido a que los tiempos son independientes del número de dispositivos que se encuentre en el alimentador [10],[11].

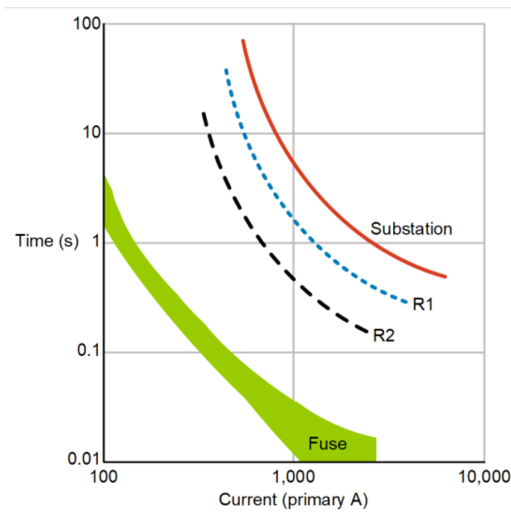


Figura 1.1: Coordinación tradicional margen de tiempo limitados por el número de IED. Fuente: [10].

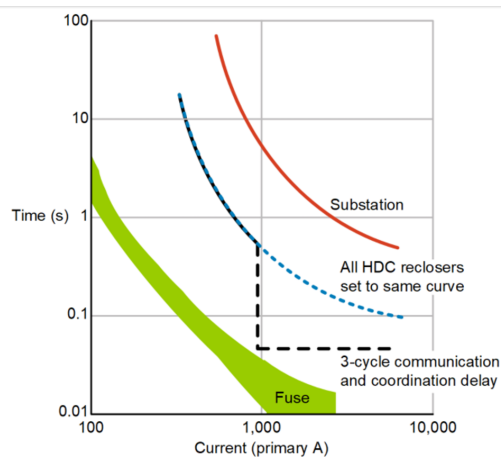


Figura 1.2: Coordinación con IEC 61850, los tiempos son independientes del número total de IED. Fuente: [10].

## 1.2. Descripción general del problema

Las Empresas Distribuidoras deben cumplir la Regulación 002/20 (Codificada), la cual establece que el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica a los clientes debe ser de calidad, subdividiéndose en calidad de producto, calidad de servicio técnico y calidad de servicio comercial. Con la finalidad de cumplir las regulaciones que emite el ente rector de electricidad, la EEA desde hace 8 años viene incorporando IEDs en los alimentadores primarios de 22kV, dispositivos que son monitoreados y controlados desde un sistema SCADA y Advanced Distribution Management System (ADMS), sistemas que ayudan con la operación de los equipos en tiempo real reduciendo los tiempos de respuestas ante una eventualidad en la red de distribución.

El incremento de IEDs en los alimentadores primarios de las redes de distribución de la EEA tiene como objetivo brindar mayor confiabilidad del sistema, reduciendo tiempos en la restauración de carga ante una falla o evento que se presente en la red. Pero a mayor número de IED en los alimentadores primarios, se ve afectado la coordinación de protecciones, ya que colocan equipos muy cercanos debido a la topología de las redes eléctricas, crecimiento de demanda y concentración de carga en ciertos lugares del área de concesión de la Empresa. Al estar instalados dispositivos muy cercanos minimizan los márgenes de protecciones entre equipos lo cual no garantizan la seguridad y selectividad en las coordinaciones tradicionales, ya que en la parametrización y comisionamiento de cada dispositivo las curvas y corrientes de cortocircuitos casi son semejantes [12].

Por lo tanto, en la actualidad para garantizar la seguridad y selectividad en la coordinación de protecciones del alimentador desde cabecera hasta el punto frontera, se tiene que incrementar los tiempos de cada equipo de manera secuencial o utilizar IED como seccionalizadores tradicionales es decir cuando una falla es detectada realiza el conteo de protección, pero la falla es interrumpida por otro IED aguas abajo. Debido a ello se ven afectados los márgenes de la coordinación de protecciones y clientes por la apertura y cierre de equipos; por lo cual, se determina que las coordinaciones de protecciones de manera tradicional cada vez son más difíciles de realizar considerando los márgenes de tiempos entre equipos, especialmente cuando se realiza las coordinaciones de varios equipos en un mismo alimentador primario.

En virtud que Norma IEC 61850 (GOOSE) permite la interoperabilidad entre

equipos, desarrollar el control y protecciones, la [EEA](#) aprovechando que cuenta con la infraestructura de comunicaciones de Fibra Óptica entre los [IEDs](#) y que los dispositivos instalados dentro de la red de distribución permite la opción de realizar parametrización y comunicaciones mediante la Norma [IEC 61850](#), para la coordinación de protecciones entre [IED](#) aplicado a un caso de estudio en la [EEA](#), ya que resulta de interés realizar pruebas de comunicaciones y de la coordinación de protecciones mediante la Maleta [OMICRON®CMC 356](#) con la finalidad de obtener una coordinación entre dispositivos que garanticen velocidad, seguridad y selectividad; y así sobre la base del caso de estudio en un futuro ir incorporando la automatización de la red de distribución y subestaciones de su área de concesión, lo que significa que se implementara los avances de la tecnología de equipos y comunicaciones basado en mediante la Normativa [IEC 61850](#) y seguir cumpliendo las normativas técnicas y regulaciones vigentes del ente rector de electricidad, garantizando un nivel adecuado de calidad, confiabilidad y seguridad en la operación del sistema eléctrico [12].

## 1.3. Objetivos

### 1.3.1. Objetivo general

Implementar la normativa [IEC 61850](#) utilizando la comunicación [GOOSE](#) para la coordinación de protecciones aplicado a un caso de estudio en la [EEA](#)

### 1.3.2. Objetivos específicos

1. Investigar la normativa [IEC 61850](#) aplicado a la automatización de distribución (DA), recurriendo a la revisión bibliográfica, para la identificación de los parámetros requeridos en comunicación [GOOSE](#).
2. Analizar el estado actual de la coordinación de protecciones tradicionales mediante la revisión sistemática, para la determinación de los parámetros y ajustes que requiere la comunicación [GOOSE](#).
3. Implementar escenario de prueba de operación del caso de estudio para la verificación de la comunicación y coordinación de protecciones utilizando [GOOSE](#) de la Normativa [IEC 61850](#).

## 1.4. Contribuciones

Este trabajo contribuye al avance de la automatización de subestaciones eléctricas mediante la implementación y análisis del protocolo [IEC 61850](#), centrado en la comunicación [GOOSE](#) entre [IEDs](#). La investigación profundiza en cómo estos dispositivos interactúan dentro de una red estandarizada para la protección, supervisión y control de sistemas eléctricos.

Se destacan los aportes en la integración de [IEDs](#) provenientes de distintos fabricantes, aplicando configuraciones que aseguran la interoperabilidad bajo entornos reales. Además, se implementan pruebas de comunicación y operación en tiempo real, validando el desempeño de la red bajo condiciones de operación típicas, utilizando herramientas especializadas como OMICRON Test Universe y unidades de prueba [CMC](#).

El estudio también ofrece una guía práctica sobre la configuración de mensajes [GOOSE](#), el modelado de datos mediante [SCL](#) y la validación mediante herramientas de monitoreo, fortaleciendo la comprensión del proceso de digitalización de subestaciones modernas. Estas contribuciones sirven como base para futuras implementaciones orientadas a mejorar la eficiencia, la rapidez de respuesta ante eventos eléctricos y la estandarización de procesos de protección.

# Capítulo 2

## Marco teórico referencial

Este capítulo aborda los fundamentos esenciales de las subestaciones eléctricas y la norma [IEC 61850](#), destacando su estructura, componentes y beneficios en la automatización de sistemas eléctricos de potencia.

### 2.1. Sistema Eléctrico de Potencia

El [SEP](#) constituye la organización encargada de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, estableciendo la conexión entre unidades generadoras, cargas eléctricas y redes de transporte mediante equipos especializados. Su objetivo principal es asegurar un suministro eléctrico continuo, estable y de alta calidad, conforme a los estándares técnicos y normativos vigentes [13].

#### 2.1.1. Sistema Eléctrico de Potencia

La Figura 2.1 presenta de forma esquemática las etapas esenciales que conforman el [SEP](#). El proceso se inicia con la **generación** de energía eléctrica a partir de fuentes primarias como la térmica, hidráulica, eólica o solar. A continuación, la energía es **transmitida** a través de líneas de alta tensión, permitiendo su transporte a grandes distancias, mediante subestaciones que ajustan los niveles de voltaje según los requerimientos del sistema. Finalmente, en la etapa de **distribución**, la energía experimenta una nueva reducción de tensión,

adecuada para su entrega segura y eficiente a los usuarios finales, que incluyen sectores residenciales, comerciales e industriales.

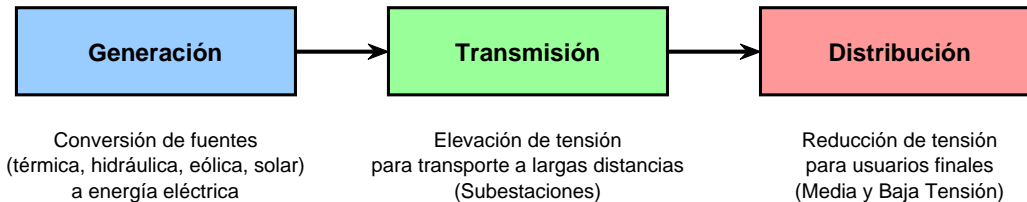


Figura 2.1: Proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en un SEP.

### 2.1.2. Subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas constituyen instalaciones esenciales dentro del SEP, cuya función principal es transformar los niveles de tensión, conectar y desconectar circuitos, así como garantizar la protección y el control de la infraestructura eléctrica. Estas instalaciones permiten adecuar la energía generada a los niveles de tensión necesarios para su transporte y distribución segura hacia los usuarios finales.

La Figura 2.2 presenta el esquema unifilar de una subestación eléctrica convencional. En la parte superior se observan tres líneas de transmisión que alimentan una barra principal mediante interruptores de potencia. Desde esta barra se deriva la conexión hacia un transformador de potencia, encargado de adecuar los niveles de tensión para la distribución secundaria. En el nivel inferior, se encuentra una segunda barra desde la cual se alimentan cuatro alimentadores que distribuyen la energía eléctrica hacia diferentes cargas o zonas de consumo. Esta configuración proporciona flexibilidad operativa, facilita las maniobras de mantenimiento y mejora la confiabilidad del suministro eléctrico.

La Tabla 2.1 presenta una comparación entre las subestaciones tradicionales y las subestaciones digitales. Las subestaciones convencionales, que utilizan señales analógicas y cableado de cobre, implican mayores costos de instalación y mantenimiento, así como una limitada flexibilidad ante futuras expansiones. Por otro lado, las subestaciones digitales, basadas en comunicaciones a través de fibra óptica y protocolos como el IEC 61850, ofrecen ventajas sustanciales en

términos de interoperabilidad, seguridad operativa, eficiencia y sostenibilidad ambiental. Esta transformación tecnológica facilita una operación más confiable, económica y alineada con los requisitos de las redes eléctricas inteligentes modernas [14].

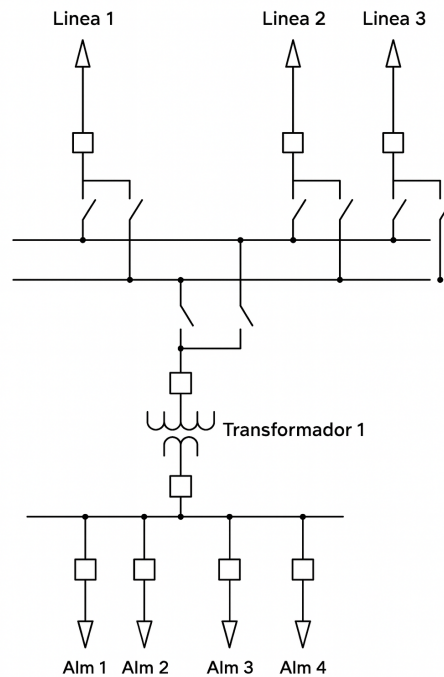


Figura 2.2: Esquema unifilar de una subestación típica con tres líneas de entrada, un transformador principal y cuatro alimentadores de salida. Fuente: [15].

Tabla 2.1: Comparación entre subestaciones tradicionales y subestaciones digitales.

Aspecto	Subestación Tradicional	Subestación Digital
Señales	Análogas	Digitales
Cableado	Extenso, de cobre	Fibra óptica (mínimo cableado).
Costos de mantenimiento	Elevados	Reducidos.
Flexibilidad	Baja	Alta (escalabilidad y modernización).
Interoperabilidad	Limitada	Norma (IEC 61850).
Seguridad	Menor	Mayor (reducción de fallos).
Impacto ambiental	Mayor (uso de materiales)	Menor (optimización de recursos).

### 2.1.3. Clasificación general de subestaciones eléctricas

La clasificación de las subestaciones eléctricas puede abordarse desde diversos criterios, considerando su función dentro del sistema eléctrico, el tipo de construcción adoptada o el arreglo de barras utilizado. Cada clasificación responde a necesidades técnicas específicas, como los niveles de tensión, la confiabilidad del suministro, las condiciones ambientales y los costos de implementación. A continuación, se presenta un esquema que resume las principales categorías de subestaciones eléctricas, destacando sus características más relevantes [13], [16].

#### ▪ Clasificación de Subestaciones Eléctricas:

- **Por su servicio:**
  - **Elevadoras:** Aumentan la tensión generada para la transmisión a largas distancias. Se ubican usualmente en centrales de generación.
  - **Reductoras:** Disminuyen la tensión de transmisión a niveles de subtransmisión o distribución. Son las más comunes en sistemas eléctricos.
  - **De maniobra:** No modifican el nivel de tensión, solo realizan operaciones de conexión o desconexión de circuitos.
  - **De enlace:** Facilitan la transferencia de cargas entre diferentes fuentes de energía, aumentando la confiabilidad del sistema.
  - **En anillo:** Interconectan varias subestaciones formando un anillo, permitiendo alternativas de alimentación y mayor continuidad.
  - **Radiales:** Atienden a circuitos finales sin redundancia, típicos en sistemas de menor escala.
- **Por su construcción:**
  - **Intemperie:** Equipos instalados a cielo abierto, resistentes a condiciones climáticas.
  - **Interior:** Equipos ubicados en edificios o estructuras cerradas, menos comunes en la actualidad.
  - **Subestación Aislada en Gas (GIS):** Subestaciones compactas con equipos encapsulados en gas Hexafluoruro de Azufre ( $\text{SF}_6$ ).
  - **Híbridas:** Combinan características de subestaciones interio-

res y de intemperie, integrando equipos abiertos y encapsulados.

- **Por su arreglo de barras:**

- Barra simple o sencilla.
- Barra principal y barra de transferencia (con interruptor de transferencia o amarre).
- Interruptor y medio (configuración en I o U).
- Doble barra principal y barra de transferencia.
- Doble barra y doble interruptor.
- Barra principal y barra auxiliar con interruptor de transferencia.

En la información presentada se estructura la clasificación de las subestaciones eléctricas considerando tres criterios fundamentales: el servicio que prestan dentro del sistema eléctrico, su construcción física y el tipo de arreglo de barras utilizado. Esta clasificación permite identificar las características y funciones específicas de cada tipo de subestación, facilitando su adecuada selección y aplicación en proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

#### **2.1.4. Equipamiento esencial en subestaciones**

Las subestaciones eléctricas incorporan una variedad de equipos esenciales que garantizan la transformación, protección y control de la energía eléctrica a lo largo de los sistemas de transmisión y distribución. Cada uno de estos equipos desempeña funciones específicas que contribuyen al correcto funcionamiento y a la confiabilidad del SEP [17].

En la Tabla 2.2 se observa los equipos que conforman una subestación no solo posibilitan la operación eficiente de la red eléctrica, sino que también son fundamentales para proteger los activos y garantizar la seguridad del sistema.

#### **2.1.5. Disposición de barras en instalaciones eléctricas**

La organización de las barras o buses determina cómo se interconectan eléctricamente los componentes dentro de una subestación. La selección de un esquema específico depende de diversos factores, entre los cuales destacan la

necesidad de asegurar la continuidad del servicio, la simplicidad en las maniobras operativas, los costos asociados y las tareas de mantenimiento [18].

Tabla 2.2: Equipos esenciales en subestaciones eléctricas

Tipo de equipo	Función principal	Ubicación típica
Transformadores de potencia	Elevar o reducir niveles de tensión.	Patio de maniobras.
Interruptores de potencia	Interrumpir o seccionar circuitos en condiciones normales o de falla.	Patio de maniobras.
Interruptores de desconexión	Aislar equipos para mantenimiento.	Entre equipos principales.
Interruptores de conexión a tierra	Aterrizar los equipos antes de su manipulación.	Asociados a desconexiones.
Relés de protección	Detectar fallas y enviar órdenes de apertura.	Sala de control.
TC y Transformador de Potencial (TP)	Medición para protección y control.	Patio de maniobras.
Apartarrays	Protección contra sobretensiones.	Conectados en paralelo a líneas y equipos.
Reactores limitadores de corriente	Limitar corrientes de cortocircuito.	Líneas de transmisión o buses.
Sistemas de comunicación y control	Transmitir señales de protección y telecontrol.	Sala de control.

La Figura 2.3 presenta las principales configuraciones de barras empleadas en subestaciones eléctricas. Estas estructuras influyen directamente en la flexibilidad operativa, la confiabilidad del sistema y la posibilidad de realizar labores de mantenimiento sin interrumpir el servicio. La barra simple (a) representa la opción más básica y de menor costo, aunque su nivel de redundancia es limitado. En contraste, la disposición de barra principal y transferencia (b) permite efectuar maniobras operativas minimizando el riesgo de interrupciones. El esquema de doble barra con doble interruptor (c) garantiza una alta continuidad de servicio y máxima confiabilidad, aunque implica mayores costos de inversión. Por otro lado, el sistema de interruptor y medio (e), frecuentemente implementado en subestaciones de alta tensión, ofrece un equilibrio adecuado entre costo y fiabilidad. Finalmente, la configuración en anillo (d) proporciona redundancia mediante la conexión cerrada entre interruptores, siendo especialmente útil en redes de distribución urbanas. La selección de la disposición más adecuada depende de criterios técnicos, económicos y del nivel de importancia de la subestación [19].

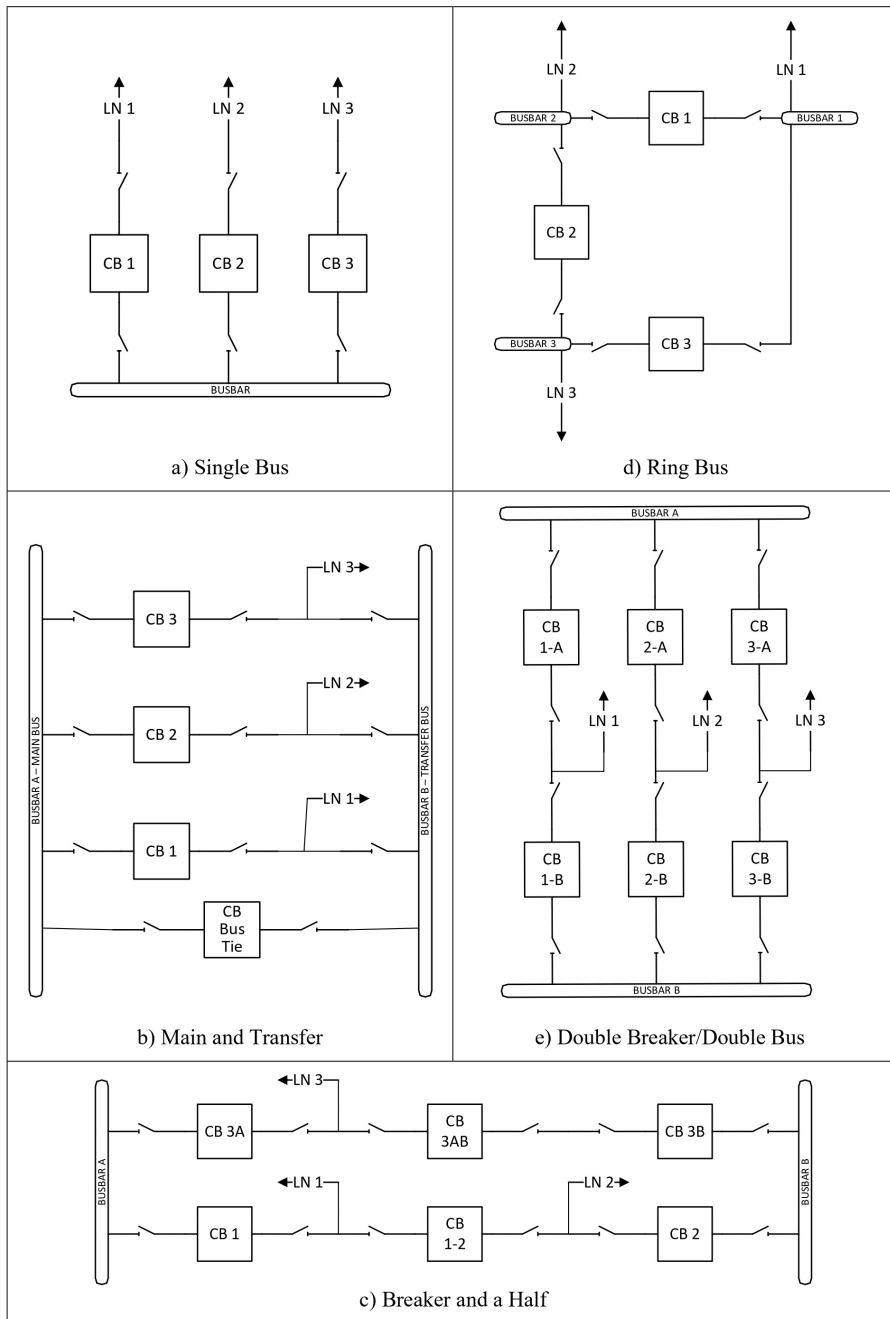


Figura 2.3: Disposición de barras en subestaciones eléctricas. Fuente: [19].

### 2.1.6. Protocolos de comunicacion en sistemas electricos

La Tabla 2.3 presenta una comparación de los principales protocolos de comunicación empleados en sistemas eléctricos. Cada protocolo ofrece ventajas particulares que lo hacen más apropiado para determinados tipos de aplicaciones, abarcando desde entornos de automatización industrial tradicional hasta modernas redes eléctricas inteligentes. De igual manera, se señalan las principales desventajas asociadas a cada protocolo, las cuales deben ser cuidadosamente consideradas al seleccionar la solución de comunicación más adecuada para su implementación en sistemas de potencia [20].

### 2.1.7. Futuro de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Tabla 2.3: Comparación de protocolos de comunicación para sistemas eléctricos

Protocolo	Ventajas	Desventajas
Modicon Bus (MODBUS)	Simple, confiable, fácil de implementar.	Limitado en capacidad de datos, sin seguridad nativa.
Profibus	Comunicación en tiempo real, robusto para automatización.	Alto costo de infraestructura, complejidad en redes grandes.
Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) 60870-5-101/104	Estándar para sistemas SCADA en redes eléctricas, uso de Transmission Control Protocol (TCP)/IP.	Limitaciones de velocidad, no ideal para protecciones rápidas.
IEC 61850	Alta interoperabilidad, uso de Ethernet, mensajes GOOSE y Sampled Values (SV), soporte para automatización de subestaciones.	Requiere infraestructura moderna y personal capacitado.
Parallel Redundancy Protocol (PRP)/High-availability Seamless Redundancy (HSR)	Alta redundancia sin pérdida de paquetes, tiempo de recuperación cero ante fallas de red.	Requieren redes más complejas y costos iniciales elevados.
IoT + 5G	Monitoreo y control remoto en tiempo real, baja latencia, nuevas aplicaciones de Inteligencia Artificial (IA).	Vulnerabilidad a ciberataques, dependencia de infraestructura moderna .

El futuro de los sistemas eléctricos estará caracterizado por transformaciones dinámicas y profundas, impulsadas principalmente por el crecimiento acelerado de la demanda energética, la expansión de las fuentes de energía renovable y la integración de tecnologías inteligentes de comunicación y automatización [21].

### Tendencias y Retos Clave

- **Variabilidad en la generación y demanda:** La incorporación masiva de fuentes renovables intermitentes, como la solar y la eólica, requerirá sistemas eléctricos más flexibles y adaptativos.
- **Congestión y sobrecarga de la infraestructura:** El aumento de la demanda provocará mayores exigencias sobre las redes existentes, haciendo necesario optimizar su operación mediante técnicas como la **Conmutación Óptima de Líneas (OTS)**.
- **Reducción de costos operativos:** La eficiencia económica será un factor clave, por lo que se adoptarán estrategias de optimización heurística para minimizar pérdidas y costos, preservando al mismo tiempo la confiabilidad del sistema.
- **Aplicación de IA y Big Data:** El mantenimiento predictivo, el análisis de fallas y el despacho óptimo de generación dependerán del procesamiento avanzado de grandes volúmenes de datos en tiempo real.
- **Desarrollo de Smart Grids:** Las redes inteligentes integrarán sensores, dispositivos IoT y sistemas de automatización para adaptarse de manera dinámica a las variaciones de carga, generación y contingencias.
- **Exigencias en estabilidad de voltaje y frecuencia:** La coordinación de recursos energéticos distribuidos y la flexibilidad de la generación serán esenciales para mantener la calidad del suministro eléctrico.

Se espera que los sistemas eléctricos de potencia evolucionen hacia estructuras más flexibles, inteligentes y resilientes. La prioridad se centrará en optimizar los costos, garantizar la estabilidad operativa y facilitar la integración masiva de energías renovables, apoyándose en técnicas avanzadas de optimización, flujo de potencia óptimo y tecnologías de comunicación de última [21].

## **2.2. Protecciones Eléctricas de una Subestación**

### **2.2.1. Función General de las Protecciones Eléctricas**

Las protecciones eléctricas instaladas en subestaciones tienen como propósito principal:

- Detectar anomalías operativas, tales como sobrecorrientes, cortocircuitos, fallas a tierra y sobretensiones.
- Aislar oportunamente las áreas afectadas para prevenir la expansión de daños en el sistema eléctrico.
- Preservar la integridad de los equipos e instalaciones, así como proteger al personal que opera en el sistema.

### **2.2.2. Importancia de las Protecciones Eléctricas**

La incorporación de sistemas de protección en subestaciones resulta crucial debido a su capacidad para:

- Conservar la estabilidad del sistema ante condiciones operativas anormales.
- Prevenir daños severos en los activos de generación, transmisión y distribución de energía.
- Reducir la duración e impacto de las interrupciones en el suministro eléctrico a los usuarios finales.

### **2.2.3. Características de un Sistema de Protección Eficiente**

Un sistema de protección efectivo debe cumplir con las siguientes cualidades:

- Alta confiabilidad en la detección de fallas y en su actuación.
- Respuesta rápida, con tiempos de operación del orden de microsegundos.
- Sensibilidad suficiente para identificar fallas incipientes o de baja magnitud.

- Precisa selectividad, de modo que solo los dispositivos más próximos a la falla actúen.

#### 2.2.4. Principales Dispositivos de Protección en Subestaciones

Tabla 2.4: Dispositivos principales en subestaciones eléctricas

Dispositivo	Función Principal	Observaciones
Transformadores de potencia	Adaptan los niveles de tensión para optimizar la eficiencia en la transmisión y distribución de energía.	Elemento crítico de la red.
Interruptores de potencia (disyuntores)	Interrumpen el flujo de corriente tanto en condiciones normales como ante fallas.	Actúan rápidamente ante fallos.
Interruptores de desconexión (seccionadores)	Permiten la separación de partes del sistema para trabajos de mantenimiento de forma segura.	No interrumpen corriente de carga.
Relés de protección	Supervisan las condiciones eléctricas y ordenan la apertura de interruptores ante fallas detectadas.	Funcionan junto con disyuntores.
Apartarrayos	Protegen los equipos contra sobretensiones transitorias y descargas atmosféricas.	Evitan daños por rayos.
Reconectores	Restablecen automáticamente el servicio eléctrico tras eventos de falla temporal.	Utilizados en redes de distribución.
Sistemas de teleprotección (POTT, PUTT)	Facilitan la desconexión remota y coordinada de fallas entre distintas subestaciones.	Dependen de comunicación confiable.
Sistema de puesta a tierra	Conduce las corrientes de falla hacia el terreno, resguardando tanto a las personas como a los equipos.	Clave para la seguridad.

La operación segura y eficiente de las subestaciones eléctricas depende de un conjunto de dispositivos específicos, cada uno con funciones bien definidas dentro del sistema. Tal como se muestra en la Tabla 2.4, entre los dispositivos más relevantes se encuentran los transformadores de potencia, encargados de adaptar los niveles de tensión para optimizar la transmisión de energía; los

interruptores de potencia, que permiten la interrupción del flujo de corriente ante condiciones normales o de falla; y los interruptores de desconexión, utilizados para garantizar un aislamiento seguro durante trabajos de mantenimiento. Además, los relés de protección supervisan las condiciones eléctricas y coordinan la apertura de interruptores, mientras que los apartarrayos protegen contra sobretensiones transitorias. Los reconectores trifásicos permiten la recuperación automática del servicio tras fallas momentáneas, los sistemas de teleprotección aseguran una desconexión remota y rápida de zonas afectadas, y el sistema de puesta a tierra protege la seguridad de personas y equipos al conducir las corrientes de falla hacia el terreno [22].

### 2.2.5. Tipos Específicos de Protección

Tabla 2.5: Tipos de protección implementados en subestaciones eléctricas

Tipo de Protección	Descripción
Protección diferencial de transformadores	Identifica fallas internas mediante la comparación de las corrientes de entrada y salida del transformador.
Relés de sobrecorriente direccional y de distancia	Permiten localizar y aislar fallas en líneas de transmisión de manera eficiente y precisa.
Esquemas de teleprotección POTT, PUTT	Coordinan la desconexión remota de zonas afectadas mediante enlaces de comunicación entre subestaciones.
Reconectores trifásicos	Automatizan el restablecimiento del servicio ante interrupciones momentáneas.
Coordinación de protecciones	Asegura que únicamente los dispositivos próximos a la falla operen, evitando desconexiones innecesarias.
Mantenimiento de protecciones	Comprende la realización periódica de pruebas, calibraciones y ajustes para garantizar su correcto desempeño.

La protección de las subestaciones eléctricas se estructura mediante diversos esquemas diseñados para detectar, aislar y mitigar fallas de manera rápida y selectiva. La Tabla 2.5 presenta los principales tipos de protección empleados, destacándose la protección diferencial de transformadores, que permite identificar fallas internas mediante la comparación de corrientes de entrada y salida.

Asimismo, los relés de sobrecorriente direccional y de distancia posibilitan la localización y el aislamiento de fallas en líneas de transmisión. Los esquemas de teleprotección, como POTT y PUTT, coordinan la desconexión remota entre subestaciones mediante sistemas de comunicación confiables. Por otro lado, los reconectores trifásicos automatizan la restauración del servicio eléctrico tras interrupciones momentáneas. La coordinación de protecciones asegura que únicamente los dispositivos cercanos a la falla actúen, minimizando el impacto sobre el sistema, mientras que el mantenimiento de protecciones garantiza la fiabilidad del sistema mediante pruebas y ajustes periódicos [22].

### 2.2.6. Filosofía de las Protecciones Eléctricas

La filosofía de las protecciones eléctricas establece los principios esenciales que orientan el diseño, la implementación y la operación de los sistemas de protección en las redes eléctricas. Una protección eficiente debe cumplir con los siguientes requisitos [23]:

- Responder exclusivamente ante las fallas o anomalías para las cuales fue concebida.
- Actuar con la mayor celeridad posible para aislar las fallas detectadas.
- Mantener costos de instalación, operación y mantenimiento en niveles razonables.

No obstante, alcanzar de manera simultánea todas estas cualidades implica asumir ciertos compromisos técnicos, debido a que algunas de ellas pueden entrar en conflicto entre sí.

#### Principales exigencias de un sistema de protección eléctrica:

- **Seguridad:** Capacidad de evitar actuaciones indebidas en condiciones normales de operación.
- **Obediencia:** Aptitud para operar de manera correcta ante una falla real.
- **Fiabilidad:** Resultado de combinar adecuadamente seguridad y obediencia.
- **Precisión:** Capacidad de responder de forma exacta ante valores específicos de medición.

- **Rapidez:** Tiempo mínimo entre la detección del defecto y la acción correctiva.
- **Flexibilidad:** Habilidad para adaptarse a modificaciones en la red o en los requerimientos de protección.
- **Simplicidad:** Diseño sencillo que facilite su operación y mantenimiento.
- **Mantenimiento reducido:** Necesidad mínima de intervenciones periódicas.
- **Facilidades de prueba:** Posibilidad de comprobar su correcto funcionamiento sin interrumpir el servicio.
- **Autodiagnóstico:** Incorporación de funciones automáticas de monitoreo y verificación.
- **Modularidad:** Configuración basada en módulos independientes que permitan un fácil reemplazo o actualización.
- **Costo razonable:** Viabilidad económica del sistema de protección.

#### **Interacción entre seguridad y obediencia:**

- **Relés en paralelo:** Incrementan la obediencia del sistema, aunque reducen su seguridad.
- **Relés en serie:** Mejoran la seguridad, pero a costa de disminuir la obediencia.

El desarrollo de una adecuada filosofía de protección persigue el equilibrio entre estos factores, buscando maximizar la confiabilidad, la seguridad y la eficiencia operativa del sistema eléctrico.

### **2.2.7. Tipos de Fallas en Sistemas Eléctricos**

En los sistemas eléctricos de potencia, las fallas se clasifican según su naturaleza y su frecuencia de ocurrencia. A continuación, se describen los principales tipos de cortocircuitos [24]:

- **Trifásico (3Ø):** Abarca aproximadamente el 6% de los incidentes y se caracteriza por involucrar las tres fases en un cortocircuito simultáneo.
- **Bifásico (2Ø):** Representa cerca del 15% de las fallas, afectando únicamente a dos fases.

- **Bifásico a tierra (2Ø-Tierra):** Corresponde al 16% de los casos, comprometiendo dos fases y el conductor de tierra.
- **Monofásico a tierra (1Ø-Tierra):** Es el tipo más frecuente, con una incidencia del 63%, donde una sola fase entra en contacto con tierra.

Los porcentajes indicados provienen de estudios estadísticos generales en sistemas de potencia, pudiendo variar ligeramente en función de las características propias de cada red [24].

Adicionalmente, las fallas pueden clasificarse en función de su duración:

- **Permanentes:** No se resuelven de manera automática, por lo que requieren intervención manual para su eliminación.
- **Temporales:** Son despejadas automáticamente mediante el accionamiento de dispositivos de protección rápida.

### 2.2.8. Coordinación de Protecciones

La coordinación de protecciones en sistemas eléctricos tiene como finalidad que, ante la ocurrencia de una falla, el dispositivo más cercano al punto de falla actúe en primer lugar. Esta correcta selectividad permite evitar la desconexión innecesaria de otras áreas del sistema, minimizando el impacto de la interrupción y preservando la continuidad del suministro eléctrico, así como la integridad de los activos de infraestructura [25].

Para llevar a cabo un análisis de coordinación de protecciones efectivo, es necesario disponer de:

- Archivos de configuración de cada dispositivo de protección del sistema.
- Valores de corriente de cortocircuito en cada nodo de la red.
- Relaciones de transformación de los transformadores de corriente asociados.

Se realizan simulaciones de fallas y cálculos de corrientes de cortocircuito bajo diferentes condiciones de operación (demanda máxima y mínima), con el propósito de ajustar de manera óptima las curvas tiempo-corriente de relés, reconectores y demás dispositivos de protección.

### Protecciones de Sobrecorriente: Funciones 50 y 51

Las funciones 50 y 51 son fundamentales en los esquemas de protección de transformadores y alimentadores. La función 50 representa una protección de sobrecorriente de acción instantánea, diseñada para actuar de manera inmediata cuando la corriente excede un valor crítico, lo cual es típico en situaciones de cortocircuito severo. Por otro lado, la función 51 opera con retardo, y su tiempo de actuación depende de la magnitud de la corriente medida, siguiendo curvas de tiempo inverso o definido.

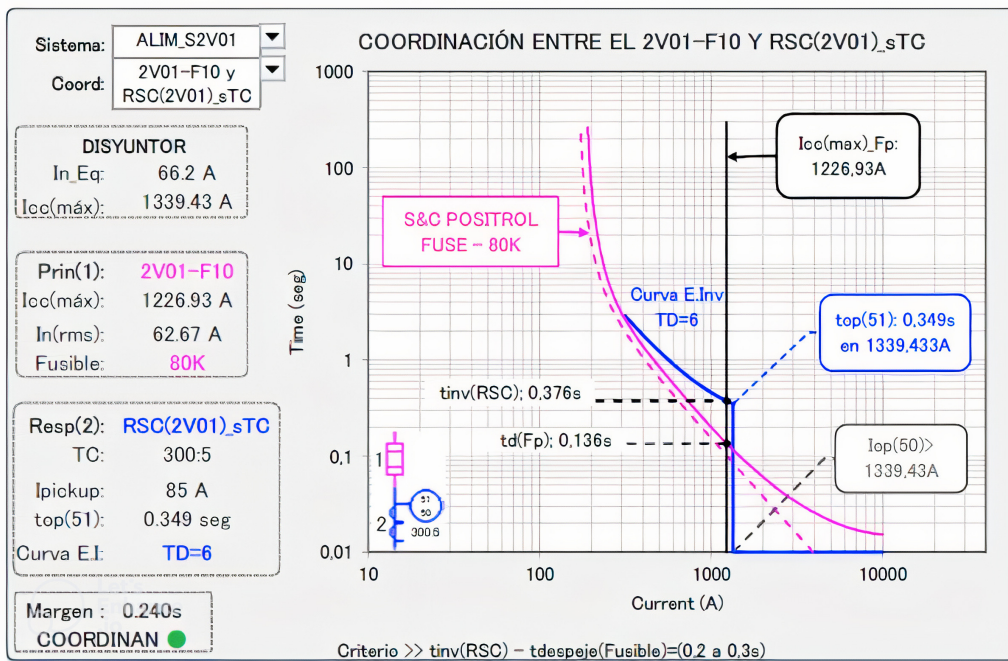


Figura 2.4: Coordinación de protecciones entre el disyuntor 2V01-F10 y el fusible S&C Positrol de 80K. Fuente: [26].

La Figura 2.4 muestra la curva de coordinación entre un disyuntor (2V01-F10) y un fusible S&C Positrol de 80K, correspondientes al alimentador \_S2V01. En el gráfico se aprecia la superposición de las curvas tiempo-corriente del disyuntor (Curva E.Inv TD-6) y del fusible, así como los valores de corriente de cortocircuito máximo ( $I_{cc}$ ) de 1226,93 Amperios (A) y la corriente de disparo del disyuntor. Se señalan además los tiempos de actuación de cada dispositivo: el tiempo de intervención del relé ( $t_{inv}$ ) es de 0,376 segundos, mientras que

el tiempo de despeje del fusible ( $t_d$ ) es de 0,136 segundos para la corriente de falla considerada. El margen de coordinación obtenido es de 0,240 segundos, cumpliendo adecuadamente el criterio de selectividad establecido para asegurar una operación segura y secuencial ante eventos de falla. .

En casos reales, como en la subestación Cumbaratza, las funciones 50 y 51 son implementadas en relés digitales modernos como el [GE-F650](#) y los modelos SPAJ140C y SPAA341C2, los cuales permiten configurar distintos umbrales y tiempos de retardo, ajustándose a las necesidades de coordinación de protección en redes eléctricas. Estas protecciones han sido aplicadas con curvas y valores de retardo específicos, asegurando una operación coordinada y fiable del sistema de distribución [13].

### Caso Práctico de Coordinación de Protecciones

En [25] se presenta un caso práctico de coordinación de protecciones en una red de media tensión de 22.8 kV . El estudio contempló la coordinación entre dispositivos de protección primarios (relés de subestación) y secundarios (reconectores instalados en la red de distribución).

Para el desarrollo del análisis se consideraron los siguientes elementos:

- **Subestación de distribución:** Protegida mediante relés de sobrecorriente General Electric modelos [GE-F650](#) y [Relé de Protección de Línea T60](#).
- **Reconectores en alimentadores principales:** Equipos de la marca Noja Power, estratégicamente ubicados en distintos tramos de la red.
- **Curvas de disparo utilizadas:** Se emplearon curvas tipo [Institute of Electrical and Electronics Engineers \(IEEE\)](#) Moderadamente Inversa para las protecciones de sobrecorriente de fase y de tierra.
- **Condiciones simuladas:** Se analizaron escenarios de fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas en distintos puntos de los alimentadores.
- **Parámetros evaluados:** Corrientes de cortocircuito en condiciones de máxima y mínima demanda, tiempos de actuación de los dispositivos y verificación de la selectividad entre protecciones.

La Figura 2.5 presenta el diagrama unifilar del alimentador 221 correspondiente a la [SE\\_AZO\\_02](#), donde se ilustran los principales dispositivos de protección instalados en el sistema. Se destacan los relés de protección asociados a los ni-

veles de alta y media tensión, así como los reconectores estratégicamente ubicados a lo largo de la red de distribución. Este esquema permite visualizar la estructura jerárquica de protecciones, la configuración de los alimentadores y la coordinación prevista para el despeje eficiente de fallas.

El procedimiento consistió en calcular las corrientes de cortocircuito para los diversos escenarios planteados, definir los ajustes de disparo de cada relé y reconector, y comprobar la adecuada coordinación entre ellos. Se realizaron ajustes de **Corriente de Pickup (IPICKUP)** y **Tiempos de Retardo (TD)** que aseguraran la operación secuencial de los dispositivos, iniciando desde el punto de falla hacia la fuente.

Como resultado, se consiguió una correcta coordinación entre las protecciones de la subestación y los reconectores de línea, garantizando que, ante la ocurrencia de una falla, actúe prioritariamente el dispositivo más próximo al evento. Esto permitió minimizar el área afectada por la desconexión y mejorar significativamente la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico.

## **2.3. Fundamentos de la norma IEC 61850**

### **2.3.1. Evolución y objetivos**

La norma IEC 61850 fue desarrollada por el comité técnico TC57 de la IEC con el propósito de estandarizar la comunicación entre IEDs en subestaciones eléctricas. Su primera versión fue publicada en 2004, y desde entonces ha sido actualizada para abarcar no solo subestaciones sino también generación distribuida, microrredes y redes inteligentes [27], [28].

IEC 61850 define un modelo de datos estructurado, servicios de comunicación como GOOSE y MMS, y un lenguaje de configuración SCL, permitiendo la interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes [29].

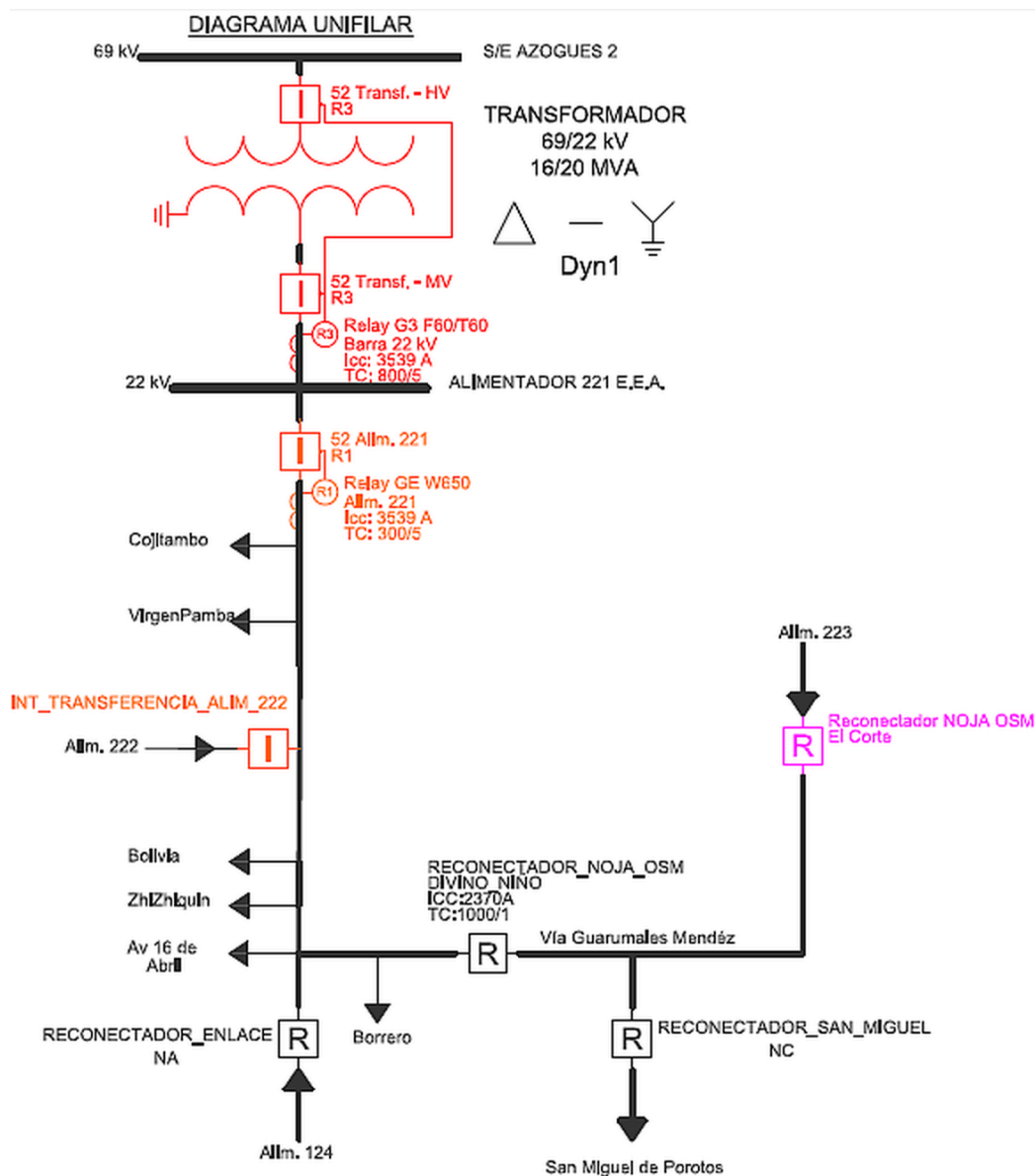


Figura 2.5: Diagrama unifilar del alimentador 221 de la subestación S/E Azogues 2, donde se muestran los principales dispositivos de protección y la estructura de la red de distribución. Fuente: [25].

### 2.3.2. Ventajas frente a protocolos tradicionales

Entre sus principales beneficios se encuentran:

- **Interoperabilidad:** permite integrar dispositivos de diferentes proveedores bajo un modelo de datos común.
- **Reducción del cableado:** al emplear redes Ethernet para transmitir señales de protección y control, disminuye el uso de cables punto a punto.
- **Escalabilidad y flexibilidad:** facilita la expansión y reconfiguración de subestaciones sin cambios estructurales mayores [30].
- **Velocidad de comunicación:** mediante **GOOSE**, logra tiempos de conmutación menores a 4 ms, adecuados para protecciones críticas.

Estas características posicionan a **IEC 61850** como el estándar principal en la automatización moderna de subestaciones digitales.

### 2.3.3. Tipos de Mensajería en IEC 61850

La norma **IEC 61850** define diversos tipos de mensajería destinados a la transmisión de datos en subestaciones eléctricas automatizadas, cada uno diseñado para atender necesidades específicas de comunicación entre **IED** [31]:

- **Mensajería MMS:** Basada en el estándar **International Organization for Standardization (ISO)/IEC 9506**, facilita la supervisión y el intercambio de datos en tiempo real entre dispositivos. Establece la estructura de paquetes, soporta datos complejos y proporciona un entorno de comunicación independiente de las funciones específicas del sistema.
- **Mensajería GOOSE:** Diseñada para la transmisión rápida y confiable de eventos de entrada y salida a nivel de bahía. Los mensajes **GOOSE**, de alta prioridad, son fundamentales para funciones críticas como la protección y el disparo de interruptores. Su transmisión es unidireccional mediante un esquema de publicación/suscripción sobre redes Ethernet.
- **Mensajería SV:** Orientada al intercambio de mediciones analógicas digitalizadas entre unidades de medición (**Merging Units**) e **IEDs**, utilizando también un modelo publicador/suscriptor. La mensajería **SV** permite enviar muestras periódicas de valores eléctricos en función de la frecuencia de red (50 o 60 **Hz**) y del número de muestras por ciclo.

La Figura 2.6 presenta los tipos de comunicación implementados en una subestación automatizada conforme la norma IEC 61850. En el nivel de proceso, se emplea la mensajería SV para la transmisión digitalizada de mediciones analógicas provenientes de TCs Y TP's hacia los IEDs. A nivel de bahía, la comunicación entre dispositivos de protección y control se realiza mediante mensajes GOOSE, que aseguran una respuesta rápida y fiable ante eventos críticos. En el nivel de estación, se utiliza la mensajería MMS (Manufacturing Message Specification) para las funciones de supervisión y control a través de sistemas SCADA. Esta arquitectura de comunicación basada en tecnología Ethernet favorece una operación eficiente, estandarizada y con altos niveles de interoperabilidad entre los diversos componentes del sistema eléctrico.

Estos mecanismos de mensajería permiten que la norma IEC 61850 alcance elevados niveles de interoperabilidad, reduzca los tiempos de respuesta ante eventos críticos y optimice el intercambio de información de proceso en subestaciones eléctricas automatizadas.

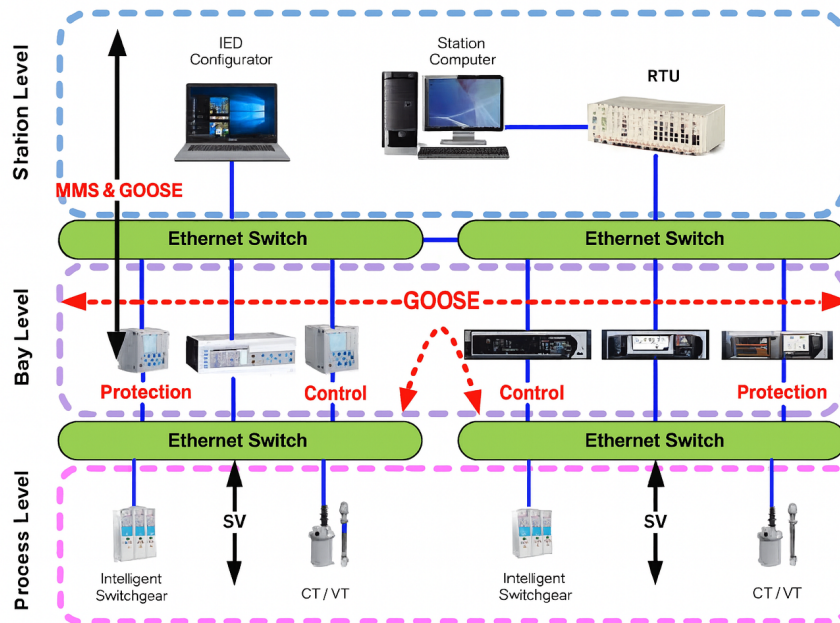


Figura 2.6: Arquitectura de un sistema de automatización de subestaciones basado en la norma IEC 61850, que integra el bus de estación y el bus de proceso. Fuente: [32].

## 2.4. Estructura de datos en IEC 61850

### 2.4.1. Modelo lógico de datos (objetos, nodos, atributos)

La norma IEC 61850 define un modelo lógico jerárquico de representación de datos, el cual permite estructurar la información intercambiada entre IEDs. Este modelo está compuesto por: Dispositivos Lógicos (LD), LN, Objetos de Datos (DO) y Atributos de Datos (DA), tal como se representa en la Figura 2.7 [33], [34].

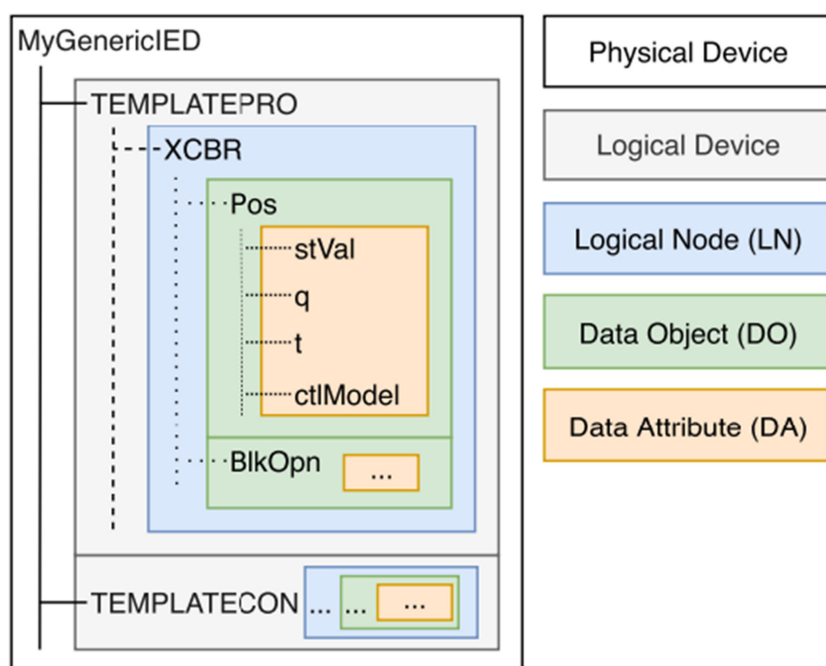


Figura 2.7: Diagrama del modelo lógico de los datos de la norma IEC 61850 Fuente: [35].

Cada LN está estandarizado y vinculado a una función específica (por ejemplo, protección, control, medición), y su comportamiento es descrito mediante clases de datos comúnmente definidas. Esta estructura promueve la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes, ver en la Figura 2.8.

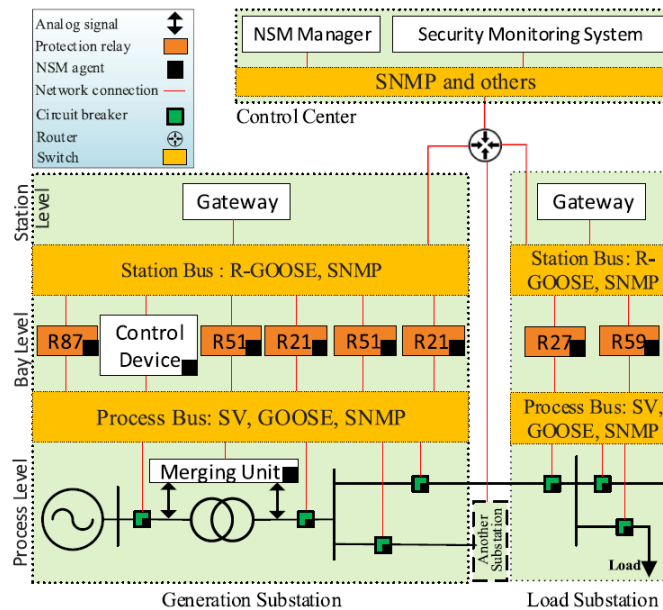


Figura 2.8: Modelo de una Subestación, empleando la estructura de datos de la norma Fuente:[36].

## 2.4.2. Funciones de control y monitoreo

Los nodos lógicos constituyen bloques funcionales que agrupan los datos y servicios asociados a una función eléctrica determinada. Algunos ejemplos incluyen:

- **Protection Time Overcurrent (PTOC):** Protección por sobrecorriente.
- **Circuit Breaker (XCBR):** Estado de interruptores de potencia.
- **MMXU:** Magnitudes medidas (voltaje, corriente, potencia).

Estos nodos permiten ejecutar funciones de automatización tales como disparo de interruptores, generación de alarmas, y captura de eventos, todo ello en tiempo real y de forma estandarizada, como se puede evidenciar en la Figura 2.9 [37], [38].

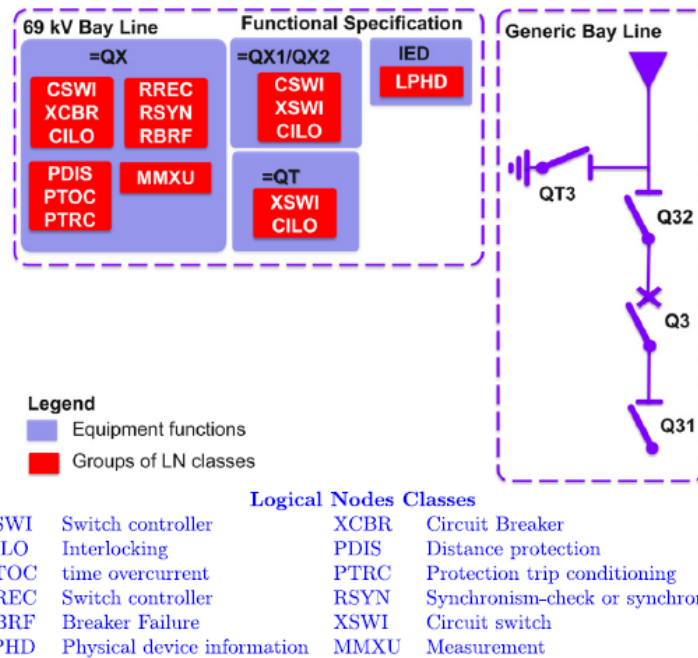


Figura 2.9: Representación de los nodos lógicos de la norma IEC 61850, en un diagrama unificar.

### 2.4.3. Categorías de mensajes en IEC 61850

IEC 61850 define múltiples mecanismos de comunicación para intercambiar datos y eventos entre IEDs, de forma eficiente, estructurada y con alta confiabilidad. Los dos principales tipos de mensajes que se destacan en las subestaciones digitales son MMS y GOOSE .

### 2.4.4. Modelo de Comunicación Publicador-Suscriptor en IEC 61850

La norma IEC 61850 adopta el modelo de comunicación *publicador-suscriptor* en sus esquemas de mensajería GOOSE y SV. Bajo este modelo, un dispositivo (publicador) transmite información de manera periódica o tras la detección de eventos, utilizando técnicas de multidifusión (*multicast*) sobre la capa 2 de Ethernet, lo que permite que múltiples dispositivos (suscriptores) reciban los

datos simultáneamente.

Este enfoque descentralizado facilita una entrega rápida y eficiente de información crítica, aspecto esencial para el correcto funcionamiento de las aplicaciones de protección y control en subestaciones eléctricas. Particularmente, los mensajes **GOOSE** integran mecanismos de retransmisión adaptativa que incrementan la confiabilidad de la entrega, mientras que los mensajes **SV**, debido a su transmisión continua de alta frecuencia, omiten procedimientos de reenvío, optimizando el rendimiento del bus de proceso en aplicaciones que requieren comunicación en tiempo real [39].

### 2.4.5. Transmisión de Mensajes **GOOSE**

La transmisión de mensajes **GOOSE** en la norma **IEC 61850** adopta una arquitectura de tipo publicador-suscriptor, diseñada para garantizar alta velocidad y fiabilidad en la distribución de eventos críticos. El proceso de transmisión sigue las siguientes etapas [39] :

- **Generación del evento:** Un dispositivo publicador (por ejemplo, un **IED** de protección) detecta un evento interno, como una falla o una variación en el estado operativo.
- **Codificación del mensaje:** El evento activa la creación de un mensaje **GOOSE** que encapsula los datos relevantes (*DataSet*) en un paquete denominado T-DATA. Este paquete contiene información sobre el estado del evento, números de secuencia, identificadores únicos y parámetros de retransmisión.
- **Transmisión multicast:** El mensaje **GOOSE** se envía directamente sobre la capa 2 de Ethernet mediante tramas multicast etiquetadas con alta prioridad (**IEEE 802.1Q**). Al prescindir de protocolos **TCP/IP**, se logra minimizar la latencia y eliminar la necesidad de confirmaciones de recepción.
- **Retransmisión controlada:** Para mejorar la fiabilidad, el dispositivo publicador realiza retransmisiones periódicas del mensaje. Inicialmente, los intervalos de retransmisión son cortos ( $T1$ ) y se incrementan progresivamente ( $T2$ ,  $T3$ ) hasta estabilizarse en un intervalo máximo ( $T0$ ).
- **Recepción por suscriptores:** Los dispositivos suscriptores supervisan continuamente la red en busca de tramas **GOOSE** relevantes. Una vez recibi-

do el mensaje, se realiza su validación y procesamiento conforme a la configuración interna de cada dispositivo, permitiendo respuestas inmediatas de protección o control.

La Figura 2.10 representa el proceso de transmisión de un mensaje GOOSE en una subestación automatizada conforme la norma IEC 61850. Este tipo de mensajería destaca por su alta velocidad y fiabilidad, características esenciales para aplicaciones de protección y control. El servidor GOOSE codifica el conjunto de datos asociados al evento en un paquete T-DATA, el cual es transmitido a través de la red Ethernet utilizando comunicación multicast. La figura detalla los distintos intervalos de retransmisión ( $T_0$ ,  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ ), los cuales aseguran la entrega oportuna de los mensajes frente a eventuales pérdidas de paquetes, fortaleciendo así la confiabilidad en la detección y respuesta ante eventos críticos dentro del sistema eléctrico.

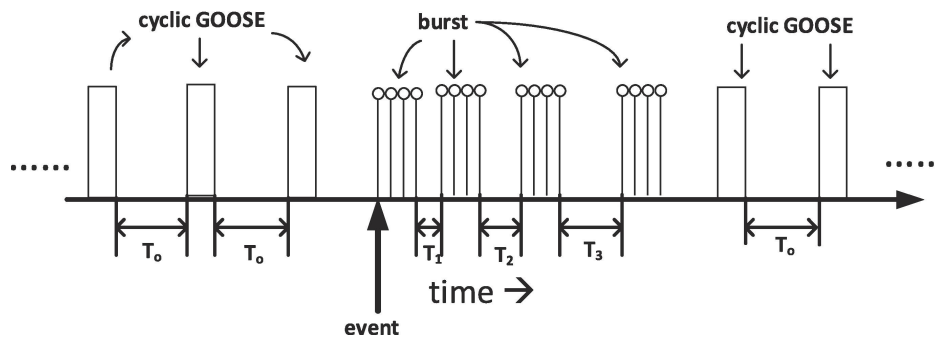


Figura 2.10: Proceso de transmisión de un mensaje GOOSE en redes basadas en IEC 61850. Fuente: [40].

Este mecanismo asegura una comunicación determinística y de alta velocidad entre los distintos IEDs de una subestación, favoreciendo la coordinación eficiente de protecciones y la ejecución confiable de operaciones críticas en sistemas de potencia.

#### 2.4.6. Intercambio de información mediante mensajes MMS

MMS es un protocolo de capa de aplicación que opera sobre TCP/IP y permite funciones como lectura y escritura de variables, comandos de control y manejo de archivos. MMS facilita la comunicación entre el IED y los sistemas

de supervisión (**Human–Machine Interface (HMI)**, **SCADA**), permitiendo el acceso estructurado a los datos definidos por el modelo lógico de **IEC 61850** [41].

Debido a su capacidad para mapear objetos de datos a estructuras jerárquicas, **MMS** garantiza la interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes. Sin embargo, su latencia promedio, en el orden de los milisegundos, lo hace más adecuado para tareas de monitoreo y no para protección instantánea.

### 2.4.7. Comunicación de eventos usando mensajes **GOOSE**

**GOOSE** es un mecanismo de publicación/suscripción basado en Ethernet que permite la transmisión ultrarrápida de eventos críticos. Se utiliza para acciones de protección como apertura de interruptores, activación de disparos o lógicas de enclavamiento entre **IEDs** [42].

A diferencia de **MMS**, **GOOSE** emplea tramas Ethernet de nivel 2 (sin pasar por **TCP/IP**), lo que permite entregar mensajes en menos de 4 ms, cumpliendo los requisitos de tiempos para funciones de protección de alta velocidad. Su fiabilidad se refuerza mediante la repetición periódica y la codificación de cambios de estado (stNum, sqNum).

## 2.5. Lenguaje **SCL** para configuración de dispositivos

El Lenguaje de Configuración de Subestaciones **SCL**, es una parte esencial de la norma **IEC 61850**. Basado en **Extensible Markup Language (XML)**, **SCL** proporciona una representación estructurada de la arquitectura funcional y topológica de una subestación digital [43].

### 2.5.1. Tipos de archivos: **ICD**, **CID**, **SCD**, **SSD**

**SCL** define varios tipos de archivos que permiten describir tanto la especificación del sistema como la configuración detallada de cada dispositivo:

- **ICD** (**IED** Capability Description): describe las capacidades genéricas de un **IED**.

- **CID** (Configured **IED** Description): configuración real del **IED** dentro de un proyecto.
- **SCD**(System Configuration Description): contiene la configuración completa de la subestación, incluyendo todos los **IEDs**.
- **SSD**(System Specification Description): especificación inicial del sistema, sin asignar funciones a dispositivos específicos [44].

Esta estructura permite mantener la trazabilidad del diseño, facilitar la integración entre equipos de distintos fabricantes y minimizar errores de configuración.

### 2.5.2. Aplicación en el diseño y pruebas de sistemas

El uso de **SCL** permite la automatización del proceso de configuración de subestaciones, desde la etapa de especificación hasta las pruebas en laboratorio y la puesta en servicio. Herramientas como Helinks STS o DIGSI permiten importar y exportar archivos **SCL** para simular escenarios, validar configuraciones **GOOSE** y verificar consistencia de la topología [45].

La validación mediante archivos **SCL** ha demostrado mejorar la eficiencia en la puesta en marcha de subestaciones digitales y facilitar la interoperabilidad entre diferentes **IEDs**.

## 2.6. Niveles funcionales dentro de una subestación digital

La arquitectura funcional de una subestación digital, conforme a **IEC 61850**, se divide en tres niveles jerárquicos: nivel de proceso, nivel de bahía y nivel de estación, como se referencia en la Figura 2.6. Esta organización permite distribuir las funciones de adquisición de datos, protección, control y supervisión de manera eficiente y modular.

### 2.6.1. Nivel de proceso (sensorización y actuación directa)

Este nivel se encuentra directamente conectado con los equipos primarios como TC, TP, interruptores y seccionadores. Aquí es donde se ubican los dispositivos de interfaz, como las unidades de fusión Merging Unit (MU), responsables de digitalizar las señales analógicas para su transmisión mediante SV.

En el análisis del tráfico de tramas SV bajo el formato IEC 61850-9-2, se determinó que cada MU transmite 4000 muestras por segundo, generando un flujo continuo cercano a 4 Mb/s, considerando que cada frame típico de 9-2 tiene un tamaño de 126 bytes. Las pruebas de laboratorio realizadas sobre enlaces de 100 Mb/s evidenciaron que los switches pueden manejar hasta 21 MUs sin pérdidas (aproximadamente 85 Mb/s de carga). Sin embargo, al incrementar a 22 y 23 MUs (entre 89 y 93 Mb/s), se registraron pérdidas de paquetes que oscilaron entre 2.6% y 7%. Dado que el envío de SV opera con una tasa fija y constante, la agregación de múltiples MUs genera un flujo determinista y de alta densidad que requiere un dimensionamiento adecuado del bus de proceso; de lo contrario, al superar el umbral práctico de 21 MUs en un enlace Fast Ethernet, se produce saturación del ancho de banda y consecuente pérdida de tramas [46].

### 2.6.2. Nivel de bahía (protección, control y medida)

En este nivel se concentran los IEDs, los cuales procesan la información proveniente del nivel de proceso y ejecutan acciones de protección, automatización y medición. Cada bahía cuenta típicamente con IEDs dedicados a la protección de alimentadores, interruptores y transformadores. Para garantizar el desempeño adecuado de estos dispositivos, es fundamental considerar la carga de comunicación asociada a los diferentes tipos de mensajes IEC 61850 que se intercambian en este nivel. La Tabla 2.6 presenta una caracterización del ancho de banda requerido por cada protocolo, evidenciando que los mensajes GOOSE y MMS generan un tráfico moderado tanto en condiciones normales como durante eventos, mientras que las SV representan la mayor demanda de recursos de red, con flujos que pueden superar los 6 MB/s por unidad de fusión. Esta caracterización permite dimensionar correctamente la infraestructura de comunicación de la bahía y asegurar que la ocupación de los enlaces se mantenga dentro de los límites recomendados por la IEC 61850-90-4, evitando saturación y preservando los tiempos críticos de protección [47].

Tabla 2.6: Caracterización del protocolo de comunicación para subestaciones eléctricas digitales [47].

Protocolo de comunicación	Tamaño [Bytes/s]
MMS	12.5 k
GOOSE Pesado (ráfaga/Trips) (p. ej., “durante eventos de falla”)	125 k
GOOSE Liviano (estado estable)	125
SV	4.8–6.2 M

\* Valores por tipo de mensaje desde IED o MU en subestaciones eléctricas digitales.

### 2.6.3. Nivel de estación (supervisión y automatización global)

Este nivel se encarga de la supervisión centralizada de la subestación y permite la comunicación con los centros de control (SCADA) mediante protocolos como IEC 60870-5-104 o DNP3. De acuerdo con estudios recientes, IEC 60870-5-104 combina los mensajes de aplicación definidos en IEC-101 con TCP/IP, lo que confirma que el estándar opera sobre la pila IP convencional, utilizando Ethernet en la capa física/enlace (capa 2), IP en la capa 3 y TCP en la capa 4. La arquitectura típica descrita en la literatura consiste en un maestro SCADA ubicado en el centro de control y múltiples Remote Terminal Unit (RTU)s/IEDs en las subestaciones, interconectados mediante redes Local Area Network (LAN)/Wide Area Network (WAN) basadas en IP. Los sistemas de este nivel integran HMI, servidores de tiempo y gateways de comunicación, permitiendo la administración integral del sistema. Sobre esta arquitectura, diversos trabajos demuestran la posibilidad de ataques como la inyección de comandos o la manipulación de señales de telecontrol, evidenciando que la ausencia de mecanismos de seguridad nativos en las capas superiores requiere la implementación de medidas adicionales como cifrado, segmentación de red e IDS especializados [48].

## 2.7. Infraestructura de red bajo IEC 61850

La infraestructura de comunicación en una subestación digital es un componente crítico para el funcionamiento confiable de los servicios definidos por IEC 61850. Esta red debe cumplir con parámetros estrictos de latencia, disponibilidad, redundancia y sincronización, dado que soporta funciones de protección y control en tiempo real.

### 2.7.1. Requisitos técnicos para la red de comunicación

Los protocolos [GOOSE](#) y [SV](#) requieren tiempos de transmisión extremadamente bajos (menores a 4 ms para protecciones críticas), por lo cual la red debe ser determinista y soportar tolerancia a fallas mediante topologías redundantes como [PRP](#) y [HSR](#) [29], [49]. Además, deben garantizarse políticas de calidad de servicio (QoS) y sincronización precisa mediante [IEEE 1588 PTP](#).

Para los casos donde los tiempos de operación y control entre equipos sean valores menores a 20 milisegundos, se puede emplear la sincronización mediante [NTP](#) (Network TIME Protocol), la cual permite tener una referencia horario con todos los IEDs que estén dentro de las comunicaciones [GOOSE](#) para el correcto registro de las estampas de tiempos durante cada evento.

### 2.7.2. Medios físicos utilizados (cobre, fibra óptica)

Los enlaces de fibra óptica son preferidos en subestaciones debido a su inmunidad al ruido electromagnético, alta velocidad y mayor alcance. No obstante, los cables de cobre (Cat6 o Cat7) pueden utilizarse en tramos cortos o para conexiones a dispositivos auxiliares [50]. Los SFP industriales permiten seleccionar el medio según la topología y ambiente eléctrico.

### 2.7.3. Protocolos de enlace y transporte compatibles

[IEC 61850](#) opera sobre protocolos estándar como Ethernet [IEEE 802.3](#), [TCP/IP](#) para [MMS](#), y tramas Ethernet tipo II sin encapsulamiento para [GOOSE](#) y [SV](#). Esto permite integrar equipos de distintos fabricantes y garantizar interoperabilidad en múltiples niveles del sistema [51].

### 2.7.4. Ciberseguridad en Sistemas Eléctricos basados en el Protocolo [IEC 61850](#)

La creciente automatización de subestaciones eléctricas mediante el protocolo [IEC 61850](#) ha permitido mejorar notablemente la eficiencia y la interoperabilidad de los sistemas eléctricos. Sin embargo, esta transformación tecnoló-

gica también ha expuesto las redes de comunicación a nuevos riesgos cibernéticos que requieren estrategias de mitigación adecuadas [52].

### Importancia de la Ciberseguridad

La ciberseguridad resulta fundamental para salvaguardar las operaciones críticas de los sistemas eléctricos frente a amenazas como accesos no autorizados, alteraciones de datos y ataques maliciosos. Eventos como el apagón de Ucrania en 2015 evidencian la vulnerabilidad de las infraestructuras eléctricas modernas ante este tipo de incidentes.

### Vulnerabilidades Identificadas en Sistemas IEC 61850

- **Mensajes GOOSE no protegidos:** Posibilidad de interceptación o modificación de eventos de protección críticos.
- **Accesos no autorizados:** Riesgo de compromiso de dispositivos IEDS, sistemas SCADA, RTU y demás componentes esenciales.
- **Ataques de Denegación de Servicio (DoS):** Saturación de las redes de comunicación, afectando la operación normal del sistema.
- **Suplantación de dispositivos (SPOOFING)** Inserción de dispositivos falsos para capturar o modificar datos legítimos.

### Normativas y Estándares Aplicados

- **IEC 61850:** Norma internacional para la automatización de subestaciones eléctricas.
- **IEC 62351:** Conjunto de estándares que establece medidas de seguridad para proteger las comunicaciones basadas en IEC 61850, incluyendo mecanismos de autenticación, integridad y confidencialidad.
- **IEC 62443:** Normativa enfocada en la ciberseguridad de sistemas de automatización industrial.
- **NERC CIP:** Requisitos de protección de infraestructura crítica aplicables al sector eléctrico.

La Figura 2.11 se describe un resumen de norma IEC 62351, el cual trata sobre el nivel de seguridad que debe tener mensajes GOOSE, MMS y SV que permite realizar la norma IEC 61850, con la finalidad de proporcionar soluciones

de ciberseguridad dentro de las comunicaciones para el intercambio de información entre IEDs por tratarse de señales críticas en el orden de los milisegundos a través de mensajería para las operación y control de equipos. La norma IEC 62351 brinda la autenticidad y la confidencialidad de cada uno de los mensajes GOOSE dentro de la subestación y en alguno casos particulares fuera de ella.

**Medidas de Ciberseguridad Recomendadas**

- Implementar sistemas de detección y prevención de intrusiones (IDS/IPS) en redes IEC 61850.
- Aplicar segmentación de redes mediante la zonificación de componentes críticos.
- Establecer mecanismos de autenticación robusta y Role-Based Access Control (RBAC).
- Cifrar las comunicaciones GOOSE, MMS y SV utilizando las directrices de la norma IEC 62351.
- Monitorear de forma continua el tráfico de red y realizar auditorías de seguridad periódicas.
- Emplear certificados digitales y gestionar de manera segura las claves criptográficas.

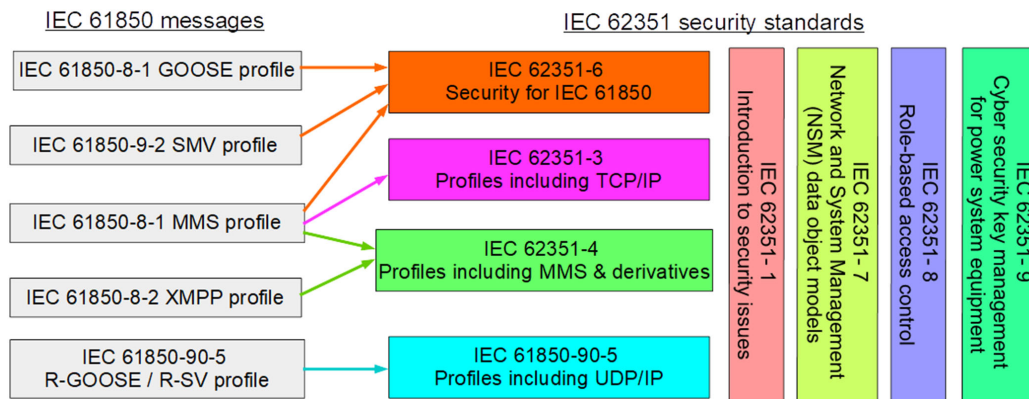


Figura 2.11: Conjunto de seguridad de la IEC 62351, aplicado a los mensajes bajo norma IEC 61850.

La Figura 2.12 ilustra el flujo metodológico propuesto para el diseño de un

esquema técnico de seguridad cibernética en infraestructuras críticas. El enfoque inicia con la identificación de la normativa aplicable y los activos relevantes, seguido de la evaluación de riesgos y vulnerabilidades. A partir de este análisis, se establecen los requisitos de seguridad, las políticas de protección y la asignación de niveles de seguridad apropiados para cada componente del sistema eléctrico.

La ciberseguridad debe integrarse de manera estructural en el diseño, implementación y operación de los sistemas eléctricos modernos basados en IEC 61850. La correcta adopción de normativas como IEC 62351 e IEC 62443 resulta crucial para proteger la infraestructura crítica frente a amenazas cibernéticas cada vez más sofisticadas, asegurando así la continuidad y la confiabilidad del servicio eléctrico.

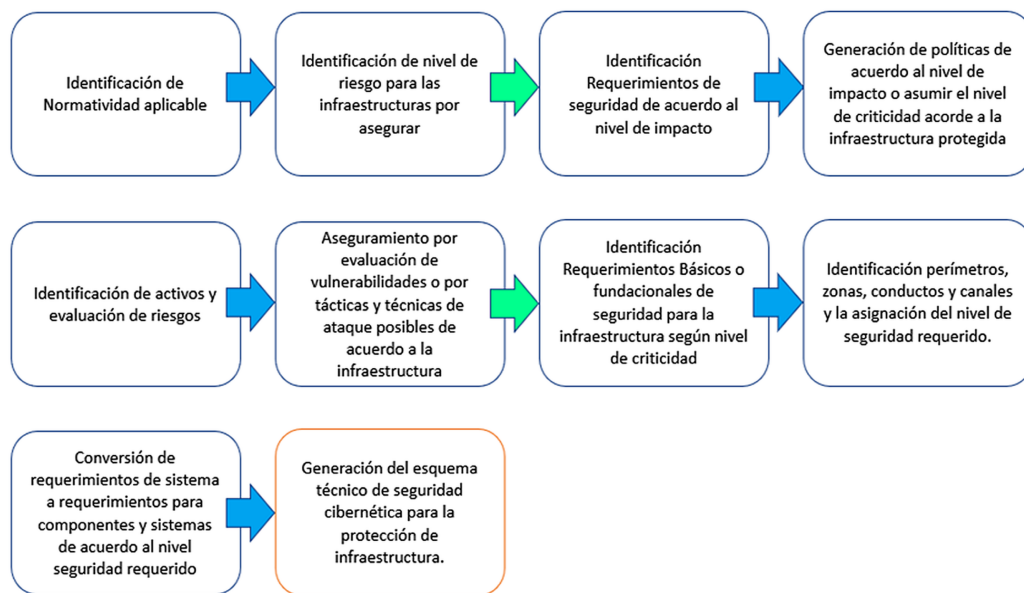


Figura 2.12: Esquema para la generación del plan técnico de seguridad cibernética aplicado a la protección de infraestructuras eléctricas, considerando identificación de normatividad, activos, riesgos, y definición de requisitos de seguridad. Fuente: [52].

## 2.8. Configuración topológica de la red de comunicación

La configuración topológica de la red de comunicación en una subestación digital impacta directamente la confiabilidad, redundancia y tiempo de recuperación ante fallas. IEC 61850 admite distintas topologías, dependiendo del nivel funcional y criticidad de la información que se transmite.

### 2.8.1. Esquema radial o en estrella

En esta arquitectura, cada dispositivo (IED, MU, HMI) se conecta de forma independiente a un switch central. Esta topología es simple de implementar y facilita la administración y el aislamiento de fallas. Sin embargo, depende completamente del funcionamiento del switch principal, por lo que no es tolerante a fallas en ese nodo [51].

### 2.8.2. Topología redundante en anillo

La topología en anillo conecta los dispositivos formando un lazo cerrado. Si un enlace falla, el tráfico se redirige automáticamente en sentido contrario, garantizando continuidad. Protocolos como HSR y PRP permiten recuperación sin pérdida de paquetes ni tiempo de reconexión, cumpliendo los requisitos de tiempo crítico de IEC 61850 para GOOSE y SV [50], [49].

La norma IEC 61850 contempla el uso de arquitecturas de red tolerantes a fallos para garantizar la continuidad de los servicios críticos en subestaciones digitales. En este contexto, las topologías PRP y HSR se han establecido como mecanismos clave para la redundancia en el nivel de enlace de datos. Ambas permiten el envío simultáneo de tramas idénticas por rutas distintas, asegurando que al menos una llegue al destino en caso de falla de uno de los caminos.

### 2.8.3. Comparación funcional entre IEC 61850 (GOOSE/MMS) y DNP3

La norma IEC 61850 ha transformado el paradigma de comunicación en subestaciones eléctricas al introducir servicios orientados a eventos (GOOSE) y objetos de datos estructurados accesibles vía MMS. Estos mecanismos contrastan con protocolos tradicionales como DNP3 y la familia IEC 60870-5, los cuales fueron diseñados principalmente para entornos SCADA con arquitectura cliente-servidor.

En el caso de DNP3, la comunicación se basa en el sondeo periódico (polling), lo que limita su velocidad de respuesta ante eventos. En contraste, GOOSE permite la transmisión directa y en tiempo real de eventos críticos mediante un modelo de publicación/suscripción sobre tramas Ethernet de nivel 2, alcanzando latencias menores a 4 ms, lo cual es fundamental para funciones de protección.

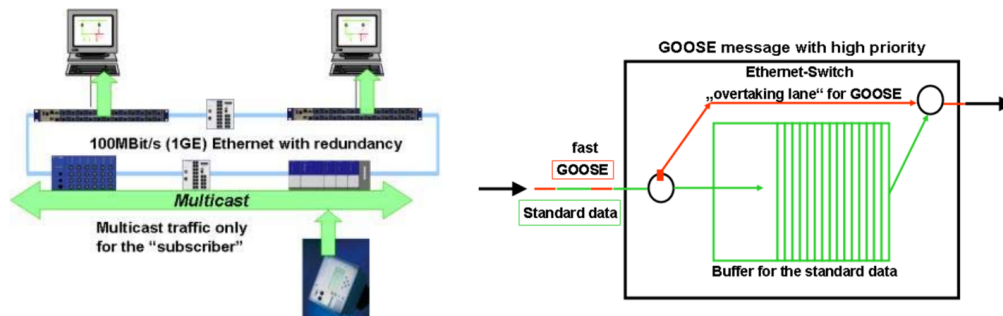


Figura 2.13: Priorización de mensajes GOOSE en una red Ethernet conmutada. Fuente: [53].

Por otro lado, MMS se utiliza en IEC 61850 para lectura, escritura y control estructurado de datos dentro del modelo lógico del IED. Aunque no es tan rápido como GOOSE, proporciona interoperabilidad robusta y acceso detallado a información jerárquica. La Tabla 2.7 presenta una síntesis comparativa de las principales diferencias entre DNP3 y los dos principales servicios definidos en IEC 61850: GOOSE y MMS.

Tabla 2.7: Comparación entre el protocolo DNP3 y los servicios IEC 61850 (GOOSE y MMS). Fuente: [54], [42].

Característica	DNP3	IEC 61850 - GOOSE	IEC 61850 - MMS
Modelo de comunicación	Cliente-servidor jerárquico.	Publicación/suscripción (multicast).	Cliente-servidor orientado a objetos.
Latencia típica	100–500 ms (depende del escaneo).	<4 ms (determinístico).	10–100 ms (depende de red y carga).
Uso principal	Supervisión remota, SCADA.	Comunicación de eventos de protección crítica.	Acceso a datos, control y configuración.
Interoperabilidad	Parcial, requiere conversión de protocolos.	Alta, gracias al modelo estandarizado de datos.	Alta, mediante servicios ACSI.
Capacidad de respuesta ante eventos	Limitada (basada en polling).	Muy alta (mensajes repetidos cíclicamente).	Media (orientado a monitoreo, no a protección).
Configuración	Manual, dependiente del fabricante.	Automatizada mediante archivos SCL (GoCB, datasets).	Basada en modelo de datos del IED y archivos SCL.
Flexibilidad y escalabilidad	Media (estructura fija).	Alta (configurable dinámicamente).	Alta (estructura jerárquica y modelada).

La adopción de GOOSE permite la implementación de esquemas de protección sin necesidad de cables punto a punto, lo cual simplifica la infraestructura física de la subestación. Además, garantiza una respuesta determinista, gracias a su diseño multicast con retransmisión periódica de mensajes y codificación mediante stNum y sqNum [54], [42].

#### 2.8.4. Configuración práctica de GOOSE en relés IED

La implementación del protocolo GOOSE requiere la definición de varios elementos clave dentro del entorno de configuración del IED:

- **Dataset:** grupo de datos (por ejemplo, disparos, estados binarios) que serán publicados.
- **GOOSE Control Block (GoCB):** estructura de control que administra la publicación del dataset.
- **GoID:** identificador del mensaje GOOSE.

- **stNum** y **sqNum**: contadores que indican cambios de estado y secuencia de mensajes.

La configuración se realiza habitualmente a través del archivo **SCL (CID)** y se valida usando herramientas como **IEDScout** o **Wireshark** para la verificación de publicaciones y suscripciones. El uso de **GOOSE** ha demostrado tiempos de respuesta de monores a 20 ms en pruebas reales, significativamente menores que los métodos tradicionales basados en relés cableados. Esto refuerza su uso en sistemas donde la velocidad de actuación es crítica, como protecciones diferenciales, enclavamientos y apertura remota de interruptores.

En el capítulo 4 se detalla la implementación práctica del caso de estudio, donde se explica la configuración de la mensajería **GOOSE** en los IEDs. La creación del Dataset, donde seleccionan las señales de protección y estados lógicos que son compartidos entre los dispositivos; la configuración del **GOOSE** Control Block (GoCB), el cual establece los parámetros de la publicación del mensaje; la definición del GoID, que representa la identificación única de la comunicación entre dispositivos. Así mismo en el capítulo 5, se explica el manejo de los contadores StNum y SqNum, el cual representa los indicadores de cambios de estado y así mantener la secuencia correcta de los mensajes. Una vez configurado los parámetros, se verifica la transmisión y recepción de información entre los IEDs.

## Capítulo 3

# Estado actual del Sistema Eléctrico de la EEA

La EEA es la entidad responsable de garantizar el suministro de energía en su área de concesión, que comprende principalmente los cantones de Azogues y Déleg, abarcando tanto las zonas urbanas como rurales. En este territorio atiende a una población de 40 402 clientes, que incluyen usuarios residenciales, comerciales e industriales.

La infraestructura del sistema eléctrico de la EEA está conformada por líneas de subtransmisión de 69 kV y dos subestaciones de distribución de 69/22 kV, identificadas como SE\_AZO\_01 y SE\_AZO\_02.

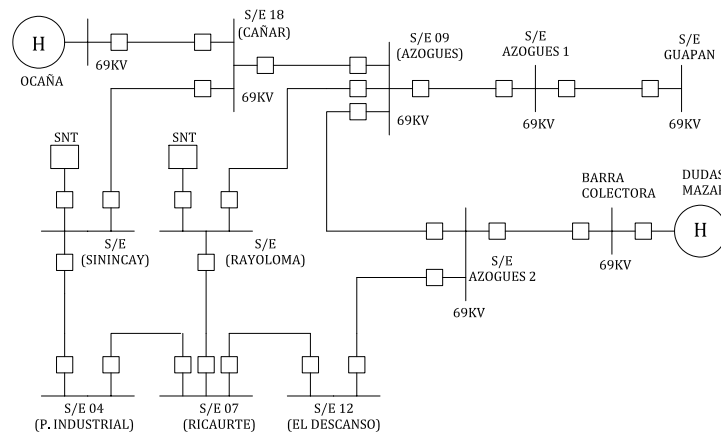


Figura 3.1: Esquema del Sistema eléctrico de las líneas de subtransmisión de la EEA. Fuente: EEA.

### 3.1. Subestación Azogues 01 (SE\_AZO\_01)

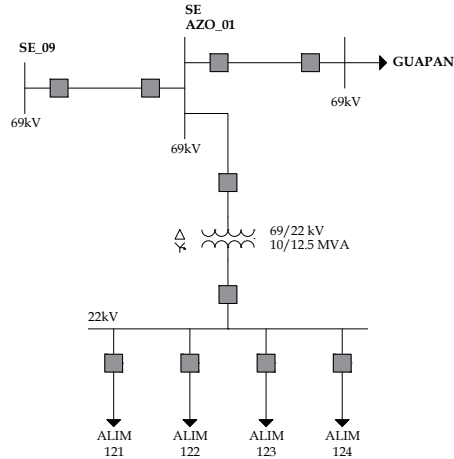


Figura 3.2: Diagrama unifilar de la SE\_AZO\_01.

La SE\_AZO\_01 se encuentra en operación desde el año 2005 y está ubicada en el sector Zhizhiquin perteneciente al cantón Azogues, provincia del Cañar. Esta instalación recibe energía desde la Subestación Azogues 09 (SE\_09) a través de una línea de subtransmisión de 69 kV, reduciendo su nivel de voltaje a 22 kV mediante un transformador de potencia encapsulado. Las características principales de dicho transformador se presentan en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Característica del transformador de potencia del SE\_AZO\_01

Transformador de Potencia de la SE_AZO_01		
Item	Descripción	Características
1	Nivel de Voltaje	69/22kV
2	Potencia	10/12,5 MVA
3	Corriente Primario	83,7/105 A
4	Corriente Secundario	262/328 A
5	Frecuencia	60 Hz
6	Impedancia	7,44 %
7	Conexión	DY
8	Pérdidas en Vacío/Plena carga	12/38,50 kW

En la Figura 3.2 se presenta el esquema de la SE\_AZO\_01, la cual está constituida por cuatro alimentadores primarios que operan a un nivel de voltaje de 22

**kV**, denominados: Alim 121, Alim 122, Alim 123 y Alim 124. A través de ellos se energizan transformadores monofásicos y trifásicos, garantizando el suministro de energía a un total de 24 831 clientes de los sectores residencial, comercial e industrial.

Tabla 3.2: Característica relevantes de los alimentadores de la [SE\\_AZO\\_01](#)

Subestación	Alim	Voltaje [kV]	Potencia [MVA]	Tipo	Usuario
Azogues 01	121	22	9,62	Urbano	5091
				Rural	
	122	22	13,97	Urbano	8486
	123	22	6,43	Rural	5608
	124	22	10,04	Urbano	5646

El transformador de potencia de la [SE\\_AZO\\_01](#) cuenta con una protección diferencial (87) implementada mediante un relé [ASEA Brown Boveri \(ABB\)](#), el cual garantiza la detección de fallas internas en los devanados. Este mismo equipo incorpora funciones de sobrecorriente (50/51), que actúan como respaldo frente a cortocircuitos o sobrecargas. Por otro lado, los alimentadores primarios disponen de protecciones de sobrecorriente (50/51) a través de un relé [ABB](#), configurados para detectar fallas en las líneas y mantener la coordinación y selectividad con la protección del transformador.

### 3.2. Subestación Azogues 02 ([SE\\_AZO\\_02](#))

La [SE\\_AZO\\_02](#) se encuentra en operación desde el año 2015 y está ubicada en el sector Virgenpamba, cantón Azogues, provincia del Cañar. Esta instalación recibe energía desde las Subestaciones Azogues 09 y 12 ([SE\\_09](#), [SE\\_12](#)) a través de líneas de subtransmisión de 69 **kV**, reduciendo su nivel de voltaje a 22 **kV** mediante un transformador de potencia de 16/20 **MVA**, 69/22 **kV**. Las características principales de este transformador se presentan en la [Tabla 3.3](#).

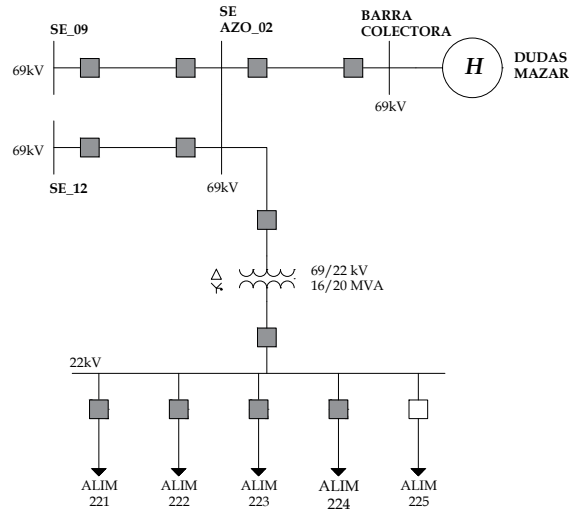


Figura 3.3: Diagrama unifilar de la SE\_AZO\_02.

Tabla 3.3: Característica del transformador de potencia del SE\_AZO\_02.

#### Transformador de Potencia de la SE\_AZO\_02

Item	Descripción	Características
1	Nivel de Voltaje	69/22kV
2	Potencia	16/20 MVA
3	Corriente Primario	133,9/167,3 A
4	Corriente Secundario	419,9/524,9 A
5	Frecuencia	60 Hz
6	Impedancia	7,4 %
7	Conexión	DY
8	Pérdidas en Vacío/Plena carga	12,10/76 kW

En la Figura 3.3 se presenta el esquema de la SE\_AZO\_02, la cual está constituida por cinco alimentadores primarios que operan a un nivel de voltaje de 22 kV, identificados como: Alim 221, Alim 222, Alim 223, Alim 224 y Alim Reserva. A través de ellos se energizan transformadores monofásicos y trifásicos, garantizando el suministro de energía a un total de 15 451 clientes distribuidos entre los sectores residencial, comercial e industrial.

Tabla 3.4: Característica relevantes de los alimentadores de la SE\_AZO\_02.

Subestación	Alim	Voltaje [kV]	Potencia [MVA]	Tipo	Usuario
Azogues 02	221	22	7,22	Urbano Rural	2616
	222	22	9,79	Urbano	5357
	223	22	9,29	Rural	2857
	224	22	6,26	Urbano	4621
	225	22	0	Reserva	Reserva

En lo que respecta a las protecciones eléctricas, el transformador de potencia de la SE\_AZO\_02 está protegido por un interruptor mediante el relé GE-T60, configurado con las funciones 87, 50 y 51. Las salidas de los alimentadores primarios cuentan con interruptores asociados a relés GE-F650, configurados con protección de sobrecorriente (50/51).

El transformador de potencia de la SE\_AZO\_02 dispone de una protección diferencial (87) implementada a través de un relé GE-T60, que garantiza la detección de fallas internas en los devanados. Este mismo equipo incorpora funciones de sobrecorriente (50/51), las cuales actúan como respaldo frente a cortocircuitos o sobrecargas. Por su parte, los alimentadores primarios están protegidos por relés GE-F650 con funciones de sobrecorriente (50/51), configurados para detectar fallas en las líneas y mantener la coordinación y selectividad con la protección del transformador.

Es importante destacar que, para el caso práctico del proyecto de desarrollo, la implementación de la comunicación GOOSE se llevará a cabo mediante el relé GE-F650, ya que este permite el intercambio de información compatible con la norma IEC 61850 versión 1. Además, dicho relé ofrece la posibilidad de configurar funciones de protección adicionales, como Falla de Interruptor (50BF), lo que posibilita evaluar la coordinación de protecciones entre el transformador y los alimentadores primarios.

### 3.3. Redes de distribución (Alimentadores primarios)

#### 3.3.1. Topología de las redes de distribución de la EEA

En condiciones normales, los alimentadores primarios de la EEA, que operan a un nivel de voltaje de 22 kV tanto desde la SE\_AZO\_01 como desde la SE\_AZO\_02, se encuentran configurados bajo una tipología radial trifásica de cuatro conductores. En los tramos aéreos se emplean conductores 3/0 Aluminum Conductor Steel Reinforced (ACSR), mientras que en los tramos subterráneos se utilizan calibres 3/0 Cross-Linked Polyethylene (XLPE) y 250 Thousand Circular Mils (MCM). La topología actual cumple con las normativas vigentes de calidad de producto técnico, garantizando condiciones aceptables de caída de voltaje y de calidad en la prestación del servicio de energía. Además, la capacidad de los conductores implementados contribuye a la reducción de pérdidas y facilita la incorporación de nuevas cargas a lo largo de cada alimentador primario.

A lo largo de cada alimentador, tanto de la SE\_AZO\_01 como de la SE\_AZO\_02, se han instalado reconectores (IED) en puntos estratégicos. Estos dispositivos permiten realizar maniobras de seccionamiento y restablecimiento del servicio, asegurando la adecuada coordinación de protecciones entre los relés e interruptores de cabecera, reconectores y fusibles.

#### 3.3.2. Transferencia de carga de alimentadores primarios entre subestaciones

Actualmente, la red de distribución de la EEA cuenta con 45 reconectores, 3 interruptores de tres posiciones destinados a maniobras de cargas críticas y un Interruptor, empleado para la protección de la transición aéreo-soterrada en el centro de la ciudad de Azogues. Todos estos dispositivos electrónicos inteligentes son monitoreados, supervisados y controlados en tiempo real desde el Centro de Control a través de los sistemas SCADA, Direct Memory Access (DMA) y Condition Monitoring System (CMS).

En la Figura 3.4 se observa que la transferencia de carga entre alimentadores de las dos subestaciones se realiza mediante los troncales de cada alimentador primario trifásico. Para este propósito, en cada alimentador se instalan de dos a tres reconectores (IED), los cuales permiten efectuar transferencias tanto

entre alimentadores de la misma subestación (véase Figura 3.4, recuadro color azul) como entre alimentadores de diferentes subestaciones (véase Figura 3.4, recuadro color verde), principalmente en situaciones de contingencia operativa. Asimismo, en determinados puntos se dispone de seccionadores tipo cuchilla utilizados para maniobras.

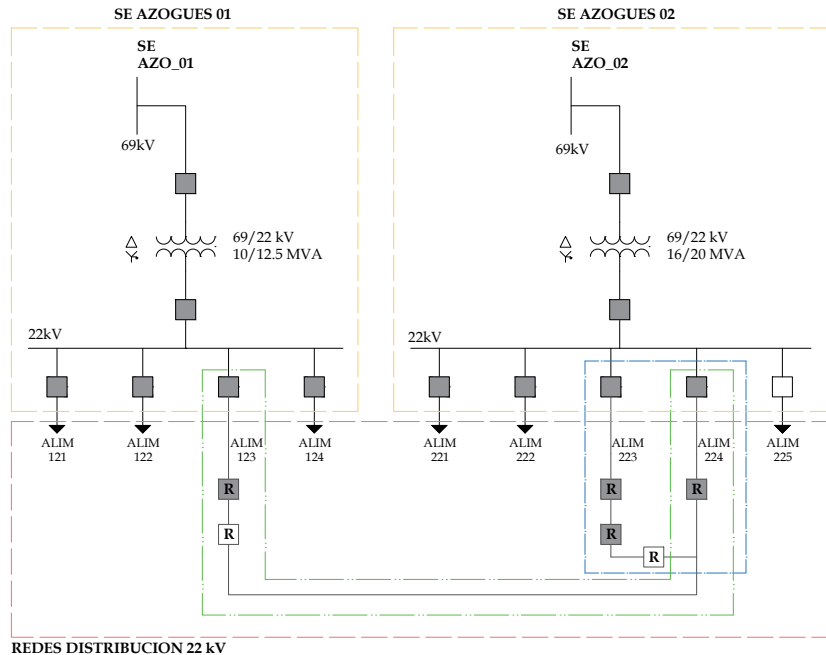


Figura 3.4: Diagrama unifilar de la SE\_AZO\_01, 02, y maniobras de transferencias.

## 3.4. Redes y control en subestaciones

### 3.4.1. Redes de comunicaciones entre las subestaciones y redes de distribución

Las redes de comunicación al interior de la subestación, destinadas a la interconexión entre dispositivos electrónicos inteligentes (IED), routers, computadoras, RTU, entre otros, están conformadas en su mayoría por cableado Ethernet y, en algunos casos, por fibra óptica. Estas tecnologías permiten alcanzar

altas velocidades de transmisión y reducen las interferencias electromagnéticas.

Los switches industriales utilizados son equipos robustos que incorporan redundancia mediante los protocolos PRP y HSR, aplicados en las redes LAN con el propósito de garantizar alta disponibilidad y rápida respuesta en las comunicaciones entre dispositivos. Además, gestionan la priorización de paquetes críticos mediante el uso de Virtual Local Area Network (VLAN)s, lo cual asegura la adecuada jerarquización de los mensajes dentro de la red. Véase Figura 3.5.

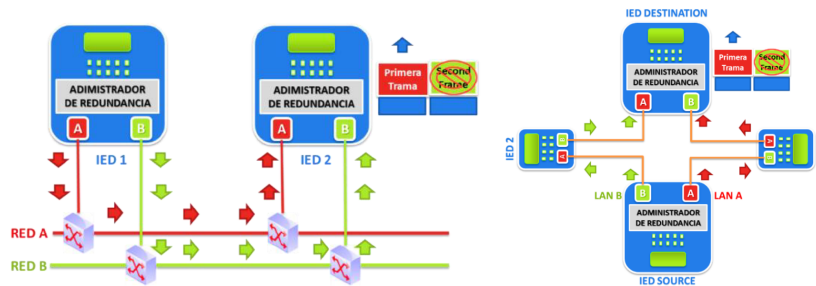


Figura 3.5: Esquema de configuración PRP y HSR. Fuente: [39].

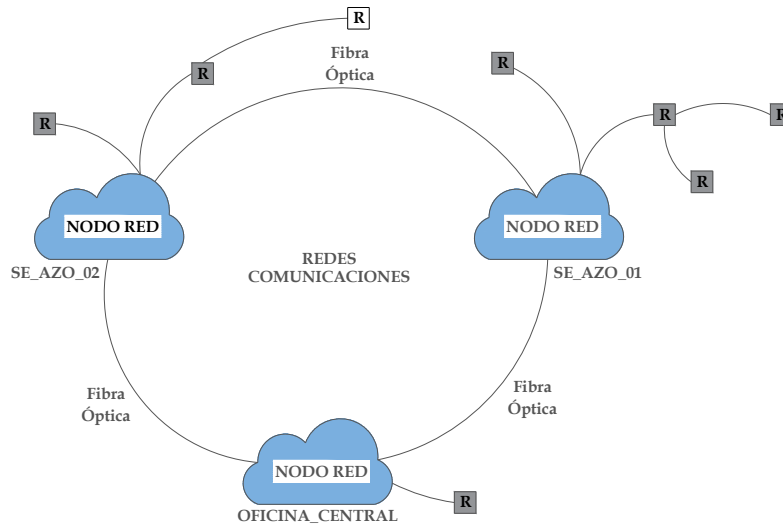


Figura 3.6: Esquema de las redes de comunicaciones de las subestaciones y redes de distribución de la EEA.

En la Figura 3.6 se ejemplifica la topología de las redes de comunicación entre las subestaciones, la cual corresponde a un esquema en anillo mediante fibra óptica, enlazando los nodos de la SE\_AZO\_01, SE\_AZO\_02 y la Oficina Central. Asimismo, las redes de comunicación de los reconectores (IED), ubicados en distintos puntos del área de concesión de la EEA, se encuentran conectadas y enlazadas mediante fibra óptica, partiendo desde los nodos principales que también se estructuran bajo una topología en anillo.

### 3.4.2. Protocolos de comunicación de las subestaciones

La tecnología con respecto a los dispositivos electrónicos inteligentes dentro de las subestaciones son de distintas marcas como: GENERAL ELECTRIC, ABB, SIEMENS, SCHNEIDER ELECTRIC. Por lo tanto, los protocolos utilizados en las subestaciones de la EEA de acuerdo a su tecnología que existen en la actualidad, la parametrización de los equipos, mapeos de puntos hacia las RTU y al SCADA, se emplea los protocolos MODBUS, protocolo DNP, y en un caso puntual mediante IEC 61850. Sin embargo, existen equipos que soportan protocolo IEC 61850 edición 01, específicamente en la SE\_AZO\_02, ya que es una subestación que se encuentra operativa desde el año 2015. En el año 2024 un equipo inteligente de marca SEL (monitoreo de temperatura del transformador de potencia), fue parametrizado mediante el protocolo IEC 61850, el cual se encuentra operativo en la actualidad.

En virtud de que se disponen de dispositivos electrónicos inteligentes de distintas marcas y que en la actualidad existen dispositivos que disponen de múltiples funciones e interoperabilidad, para realizar la automatización de subestaciones, con la finalidad de garantizar la confiabilidad del sistema, la empresa en un futuro piensa ir incorporando el protocolo IEC 61850 para aplicaciones puntuales y así poder ir automatizando el sistema eléctrico empleando tecnología moderna.

### 3.4.3. Monitoreo, supervisión y control empelados en las subestaciones

El monitoreo y supervisión de los dispositivos que conforman las subestaciones se lo realiza mediante el SCADA, el cual permite visualizar los datos relevantes como son: alarmas, valores de voltajes y corrientes de las barras, es-

tados en los que se encuentran los interruptores y seccionadores en el patio de maniobras a nivel de patio y distribución; además, se dispone de HMI (Human Machine Interface). Asimismo, este sistema permite recibir alarmas y eventos de los distintos equipos ante cualquier cambio de posición o anomalía que se presente en el sistema. En cuanto al control de las subestaciones, este se efectúa desde el sistema SCADA y mediante software propios de los dispositivos inteligentes integrados a las redes de distribución, lo que permite realizar maniobras como apertura y cierre de interruptores, seccionadores y reconectores. A su vez, en caso de pérdidas de comunicación, es posible ejecutar maniobras manuales directamente desde campo (patio de la subestación o redes de distribución).

### **3.5. Coordinación de protecciones en la EEA**

#### **3.5.1. Filosofía actual del esquema de protección de las Subestaciones**

Las coordinaciones de protecciones de las subestaciones se establecen a través de ajustes de acuerdo con la situación real de la topología de la red a nivel de cabecera, ya que la red es muy dinámica o presenta crecimiento de demanda. Por lo tanto, los relés de sobrecorriente de los alimentadores primarios operan en primer lugar, con tiempos de despeje entre 0,2 y 0,5 s, mientras que los relés del transformador se configuran con retardos de 0,8 a 1,2 s para garantizar la selectividad. De este modo, una falla en un alimentador es despejada únicamente por la protección correspondiente, mientras que el transformador actúa únicamente en condición de respaldo. La filosofía actual depende exclusivamente de este escalonamiento temporal, sin comunicación entre dispositivos. A su vez, cada transformador de potencia dispone de protección diferencial (87T), configurada para detectar fallas internas en los devanados y barras principales. Como respaldo, el mismo relé incorpora funciones de sobrecorriente temporizada (50/51), asegurando el despeje de fallas en caso de falla del diferencial. La coordinación de protecciones a nivel de subestaciones en la actualidad se establece en cascada: el alimentador constituye la protección primaria y, en caso de falla de este, el transformador asume el respaldo con un retardo mayor. La selectividad se asegura mediante el escalonamiento temporal; sin embargo, este esquema presenta limitaciones en cuanto a tiempos de despeje y ausencia de

comunicación directa entre relés, lo que condiciona la flexibilidad de operación en escenarios de transferencia de carga entre subestaciones. No existe un esquema de respaldo mutuo entre alimentadores, por lo que la continuidad del servicio depende de la correcta operación de cada relé individual.

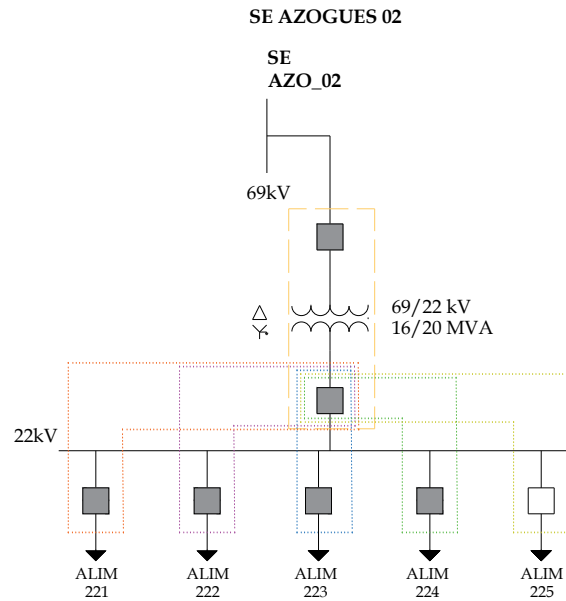


Figura 3.7: Diagrama unifilar de la subestación del caso de estudio de la EEA.

El esquema de coordinación de protecciones de la Subestación AZO\_02 se fundamenta en que los relés GE-F650 protegen de forma principal a cada alimentador primario, en tanto que el relé GE-T60, ubicado en la barra de 22 kV, se desempeña como respaldo frente a fallas que no logren ser despejadas. La coordinación se aplica de manera específica para cada alimentador (ALM-221, ALIM\_222, ALIM\_223, ALM-224), tomando en cuenta la corriente nominal de operación, las máximas corrientes de carga y los niveles de cortocircuito de cada uno. En consecuencia, los ajustes de las funciones de sobrecorriente de fase y tierra (50/51 y 50N/51N) se realizan mediante curvas de tiempo inverso normalizadas (IEC), lo que permite asegurar un escalonamiento selectivo. De este modo, frente a una falla interna en un alimentador, la actuación inicial corresponde al relé GE-F650 respectivo, mientras que el GE-T60 actúa únicamente como respaldo, garantizando así la continuidad operativa y evitando desconexiones innecesarias en la barra de 22 kV.

### 3.5.2. Cálculo de parámetros de sobrecorriente de tiempo de finido del transformador de potencia

El cálculo de los parámetros de sobrecorriente para el transformador de potencia inicia con la determinación de la corriente máxima de cortocircuito en el lado de medio voltaje, obtenida mediante la expresión dada en la 3.1, cuya forma desarrollada se presenta en la ecuación 3.2, resultando en un valor de  $I_{sc} = 5650$  A como se indica en la ecuación 3.3. Este valor representa el límite térmico que condiciona la coordinación de protecciones del transformador. Posteriormente, se evalúa la corriente de *inrush*, modelada como un múltiplo de la corriente nominal según lo establecido en la ecuación 3.4). Para ello, se determina la corriente nominal del lado de alto voltaje, ecuación 3.5, y la correspondiente del lado de medio voltaje, ecuación 3.6. Finalmente, la corriente de energización del transformador se calcula mediante la ecuación 3.7, obteniendo así una aproximación del esfuerzo transitorio que debe ser considerado en la configuración de los elementos de protección.

#### Máxima corriente de cortocircuito en lado de medio voltaje.

En condiciones ideales la corriente máxima de cortocircuito en el lado secundario es:

$$I_{sc} = \left( \frac{V_{ll}}{\sqrt{3} \cdot Z \cdot \left( \frac{V^2}{P} \right)} \right) \quad (3.1)$$

$$I_{sc} = \left( \frac{22}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{7,44}{100} \right) \cdot \left( \frac{22^2}{16} \right)} \right) \quad (3.2)$$

$$I_{sc} = 5650 \text{ amp} \quad (3.3)$$

Es decir, la coordinación no puede ir más allá de este valor, el cual se corrobora con la curva de daño térmico del transformador de potencia mostrada.

#### Máxima corriente de Inrush.

El *inrush* presentado en un transformador corresponde a:

$$12 \cdot I_n \quad \text{en } 0.1 \text{ s} \quad (3.4)$$

Cálculo de I nominal, lado de alto voltaje. Sin ventilación:

$$I_{pri} = \left( \frac{16000}{69 \cdot \sqrt{3}} \right) = 133,8 \text{ amp} \quad (3.5)$$

Cálculo de I nominal, lado de medio voltaje. Sin ventilación.

$$I_{pri} = \left( \frac{16000}{22 \cdot \sqrt{3}} \right) = 419,9 \text{ A} \quad (3.6)$$

Cálculo de  $I_{inrush}$ , lado de alto voltaje:

$$I_{inrush} = 12 \cdot I_n = 12 \cdot 133,8 = 1606,5 \text{ A} \quad (3.7)$$

$$I_{inrush} = 1606,5 \text{ A} \quad \text{en } t = 0,1 \text{ s} \quad (3.8)$$

Cálculo de  $I_{inrush}$ , lado de alto voltaje:

$$I_{inrush} = 25 \cdot I_n = 25 \cdot 133,8 = 3347 \text{ A} \quad (3.9)$$

$$I_{inrush} = 3347 \text{ A} \quad \text{en } t = 0,01 \text{ s} \quad (3.10)$$

A partir de los cálculos obtenidos, la corriente de *inrush* en el lado de medio voltaje se determina mediante la ecuación 3.8, resultando en  $I_{inrush} = 1606,5 \text{ A}$  para un intervalo de  $t = 0,1 \text{ s}$ . Posteriormente, se evalúa la condición en el lado de alto voltaje, donde la corriente de energización se modela como un múltiplo mayor de la corriente nominal, tal como se expresa en la ecuación 3.9. Esto conduce al valor de  $I_{inrush} = 3347 \text{ A}$  indicado en la ecuación 3.10, correspondiente a un frente de magnetización típico de  $t = 0,01 \text{ s}$ . En consecuencia, el ajuste de sobrecorriente del lado de alto voltaje debe configurarse de manera que no responda a estas corrientes de inrush y evite disparos indeseados, considerando este criterio en la coordinación con la curva de daño térmico del transformador de potencia de la SE\_AZO\_02.

Por lo tanto, el ajuste de sobrecorriente del lado de alto voltaje debe estar configurado de manera que escape de la corriente de *inrush* y no opere bajo esta condición normal. Este parámetro se considera en el ajuste de la curva del lado primario del transformador de potencia de la [SE\\_AZO\\_02](#).

## 3.6. Definición de ajustes de sobrecorriente de fase.

### 3.6.1. Ajuste para el lado de 69kV

#### Criterios para los Arranques

- **51P:** 100 % de corriente nominal del transformador de potencia en su mayor etapa de refrigeración.
- **50P:** Se ajusta para despejar fallas en los bornes de alto voltaje, sin detectar fallas en medio voltaje.

#### Criterios para Temporizaciones

- **51:** Debe despejar fallas en aproximadamente 750 ms.
- **50:** Debe despejar fallas en aproximadamente 100 ms.

### 3.6.2. Ajuste para el lado de 22kV

#### Criterios para los Arranques

- **51P:** 100 % de corriente nominal del transformador de potencia en su mayor etapa de refrigeración.

#### Criterios para Temporizaciones

- **51:** Debe despejar fallas en aproximadamente 500 ms.

Por lo tanto, la coordinación de protecciones mediante escalonamiento temporal establece que los relés de cada alimentador operan primero, con tiempos de disparo cortos para despejar rápidamente la falla, mientras que los relés del transformador actúan como respaldo con retardos mayores, asegurando que

solo opere la protección más cercana a la falla. De este modo, se mantiene la selectividad y se reduce la interrupción innecesaria de otros circuitos.

A pesar de esta coordinación, la ausencia de comunicación directa entre relés limita la rapidez de respuesta frente a fallas simultáneas o interconexiones temporales entre subestaciones. Estas limitaciones representan áreas de mejora que serán abordadas en el capítulo posterior, mediante la implementación de comunicación **GOOSE** bajo la norma **IEC 61850**, la cual permitirá coordinación instantánea y selectiva entre los **IED**.

Adicionalmente, la incorporación de comunicaciones **GOOSE** permitirá mejorar la coordinación entre protecciones mediante el intercambio rápido de señales de estado y disparo entre los relés, reduciendo los tiempos de actuación y aumentando la selectividad en el despeje de fallas, especialmente en situaciones de sobrecorriente simultánea entre alimentadores.

### **3.6.3. Filosofía actual del esquema de protección alimentadores primarios y disyuntos de Cabecera.**

El correcto funcionamiento del sistema de protección de una red de distribución depende fundamentalmente de la coordinación adecuada entre los dispositivos de protección instalados. Esta coordinación asegura que, ante la ocurrencia de una falla, el dispositivo más cercano a la misma actúe en el menor tiempo posible, limitando la sección afectada de la red y minimizando el número de usuarios sin suministro eléctrico. De esta manera, el resto del sistema puede continuar operando de forma normal.

Para lograr una coordinación efectiva, es necesario definir un intervalo de tiempo apropiado entre la actuación del dispositivo de protección principal, localizado más cerca de la falla, y el dispositivo de protección de respaldo, situado hacia el lado de la fuente. Los criterios en los que se basa esta coordinación son los siguientes:

- Las fallas deben ser clasificadas como temporales siempre que sea posible, de manera que puedan despejarse rápidamente sin afectar el suministro.
- El servicio de energía eléctrica debe interrumpirse únicamente en presencia de fallas permanentes, limitando la interrupción a la mínima parte de la red.

- El dispositivo de protección principal debe operar antes que el dispositivo de respaldo, garantizando que la acción de este último se limite únicamente a situaciones en las que el primero no pueda despejar la falla.

Con estos criterios, y con la finalidad de realizar las coordinaciones de protecciones desde cabecera hacia aguas abajo, la empresa distribuidora establece la coordinación entre los siguientes equipos: relé del transformador de potencia y relé de salida del alimentador, relé de salida del alimentador y reconectador, entre reconectores, y reconectador y fusible. Por lo tanto, la coordinación entre dispositivos se realiza mediante el análisis de curvas tiempo-corriente específicas para cada elemento de protección, siguiendo criterios técnicos conforme a las recomendaciones de la norma [IEEE](#) para sistemas de distribución eléctrica.

#### **Coordinación Relé – Reconectador**

La coordinación entre el relé y el reconectador se establece considerando que, a la salida de los alimentadores primarios, los disyuntores son operados por un relé de protección, complementado por un reconectador ubicado aguas abajo del alimentador. Para garantizar la coordinación adecuada entre los equipos, se debe mantener un margen mínimo de 0,3 s entre las curvas del relé principal y del reconectador, utilizando curvas de tiempo extremadamente inverso que aseguren una operación escalonada y selectiva.

#### **Coordinación Reconectador – Reconectador**

La coordinación entre reconectores se establece considerando que el reconectador aguas arriba actúe únicamente como respaldo del reconectador aguas abajo, empleando curvas de tiempo extremadamente inverso que garanticen una operación escalonada y selectiva, evitando disparos innecesarios y protegiendo de manera efectiva la red de distribución de los alimentadores primarios.

La coordinación se lleva a cabo en función del valor nominal de corriente de los equipos, considerando que las corrientes de falla disminuyen a medida que se alejan de la fuente. Por ello, actuará el reconectador cuya capacidad de disparo corresponda a la magnitud de la falla. Aunque es prácticamente imposible evitar disparos simultáneos en la curva rápida, se debe mantener un margen de

al menos 12 ciclos (0,2 s) entre las curvas lentas, para asegurar que cada disparo opere dentro de su área afectada.

Los reconectores que posee la empresa distribuidora corresponden a la marca NOJA POWER y cumplen con la norma [IEC 61850](#), versión 1. En consecuencia, en el futuro sería factible implementar comunicaciones [GOOSE](#) entre estos dispositivos, lo que permitiría el intercambio en tiempo real de señales de estado y disparo, incluso cuando los equipos se encuentren fuera del ámbito de la subestación.

Esta capacidad incrementaría de manera notable la coordinación entre reconectores, dado que un equipo ubicado aguas arriba podría recibir de forma inmediata la señal de operación emitida por el equipo aguas abajo, disminuyendo los márgenes de tiempo requeridos para garantizar la selectividad. Adicionalmente, la comunicación [GOOSE](#) contribuye a reducir disparos innecesarios, optimizar la secuencia escalonada de actuación de los reconectores y fortalecer la confiabilidad de los alimentadores primarios de la red de distribución.

La adopción de esta tecnología se reflejaría en mejoras cuantificables en los indicadores de confiabilidad del sistema eléctrico, como [System Average Interruption Duration Index \(SAIDI\)](#), [System Average Interruption Frequency Index \(SAIFI\)](#) y [Customer Average Interruption Duration Index \(CAIDI\)](#), conforme a lo establecido en la norma [IEEE Std 1366-2022](#), lo que permitiría una operación más eficiente y confiable de la red de distribución.

### **Coordinación Reconector – Fusible**

La coordinación entre estos dispositivos está determinada por su posición dentro del sistema, ya sea en el lado de carga o en el lado de la fuente. En este escenario, el fusible se encuentra instalado en el lado de la carga, asumiendo así la función de protección principal, mientras que el reconector opera como dispositivo de respaldo.

Para garantizar una coordinación adecuada, la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible debe ubicarse por encima de la curva rápida del reconector, multiplicada por un factor  $k$ . A su vez, la curva de tiempo máximo de despeje del fusible debe situarse por debajo de la curva retardada del reconector, lo que asegura una operación selectiva y escalonada.

### Coordinación protecciones típica de un alimentador de la empresa distribuidora

En la Tabla 3.5 se evidencia que, bajo el esquema tradicional de coordinación de protecciones, no resulta factible incorporar un dispositivo adicional de sobrecorriente aguas abajo del reconnector de Pindilig, debido a que el tiempo disponible no es suficiente para garantizar la adecuada coordinación, tal como se muestra en la figura 3.9, figura 3.10.

Una alternativa para ampliar dicho margen consiste en implementar comunicaciones GOOSE conforme a la Norma IEC 61850 entre reectores. Con esta estrategia, los ajustes pueden permanecer iguales en ambos equipos, siempre que se configuren de forma apropiada los mensajes y la lógica de operación de cada dispositivo. De esta manera, es posible optimizar la selectividad y superar las restricciones propias de los esquemas de protección convencionales.

Tabla 3.5: Parámetros determinados de las coordinaciones de protecciones de un alimentador primario de la EEA

	DESCRIPCIÓN	Icc	Unidad	Curva Sugerida	Relación TCs
1	BARRA DE 22 kV (RELÉ ABB RET630)	2969	Amp.	IEC NI, TD 0,12; PICK UP 392	800/5
2	ALIM 122 (RELÉ ABB 630)	2969	Amp.	IEC I; TD: 0,1; PICK UP: 210 AMP + 50P/2800	300/5
3	RECONNECTADOR TA-BACAY	1952	Amp.	CURVA RÁPIDA: 104, TD: 0,05; PICK UP: 150	1000/1
4	RECONNECTADOR PIN-DILIG	680	Amp.	CURVA LENTA: IEC VI; TD: 0,05; PICK UP 150 AMP + 50P: 1950	1000/1
5	SECCIONADOR FUSIBLE EEA_3293	400	Amp.	SE SUGIERE TIPO 10K	1000/1
6	SECCIONADOR FUSIBLE EEA_3189	400	Amp.	SE SUGIERE TIPO 3K	1000/1

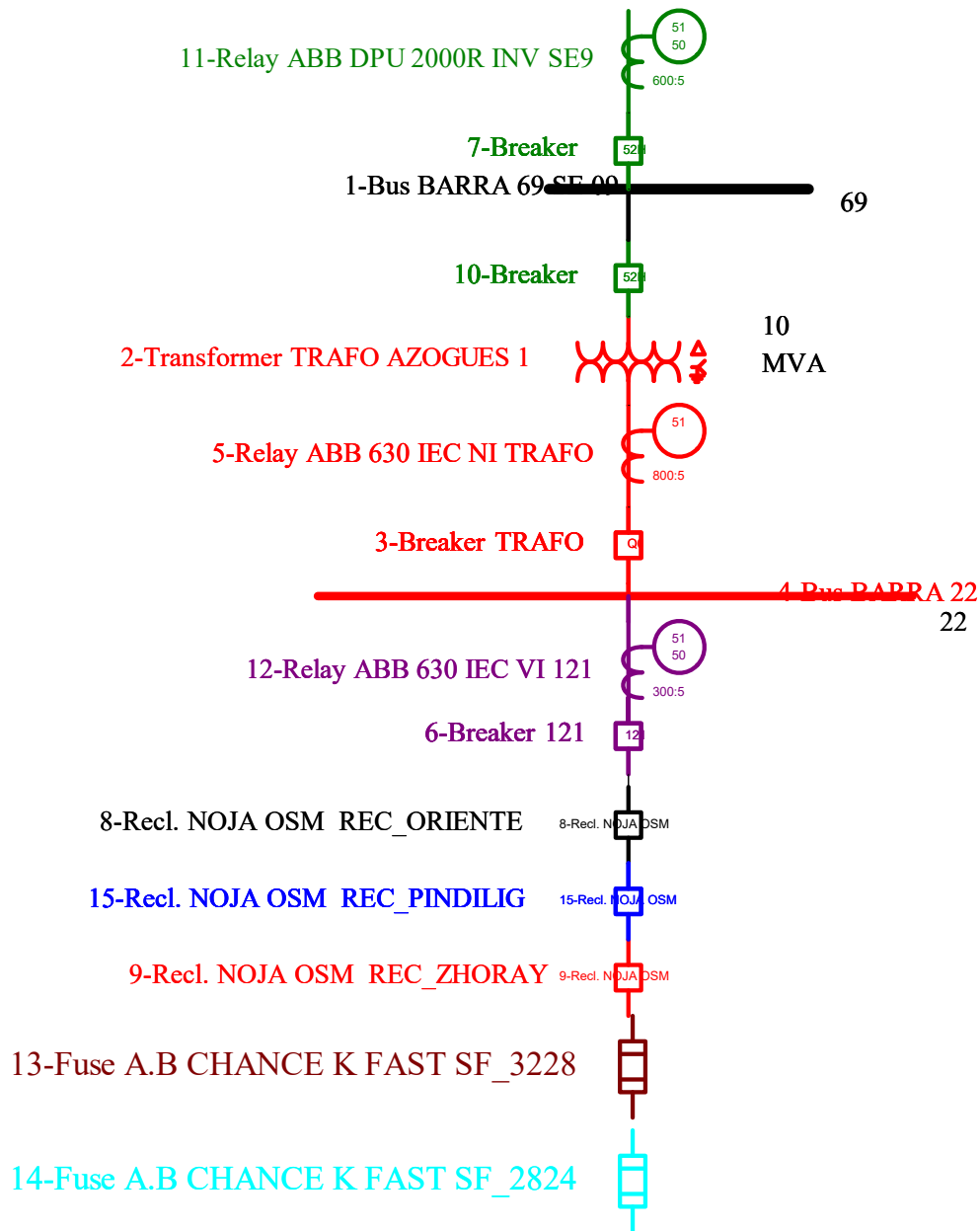


Figura 3.8: Diagrama esquemático de la coordinaciones de protecciones de un alimentador primario de la EEA. Fuente: [55].

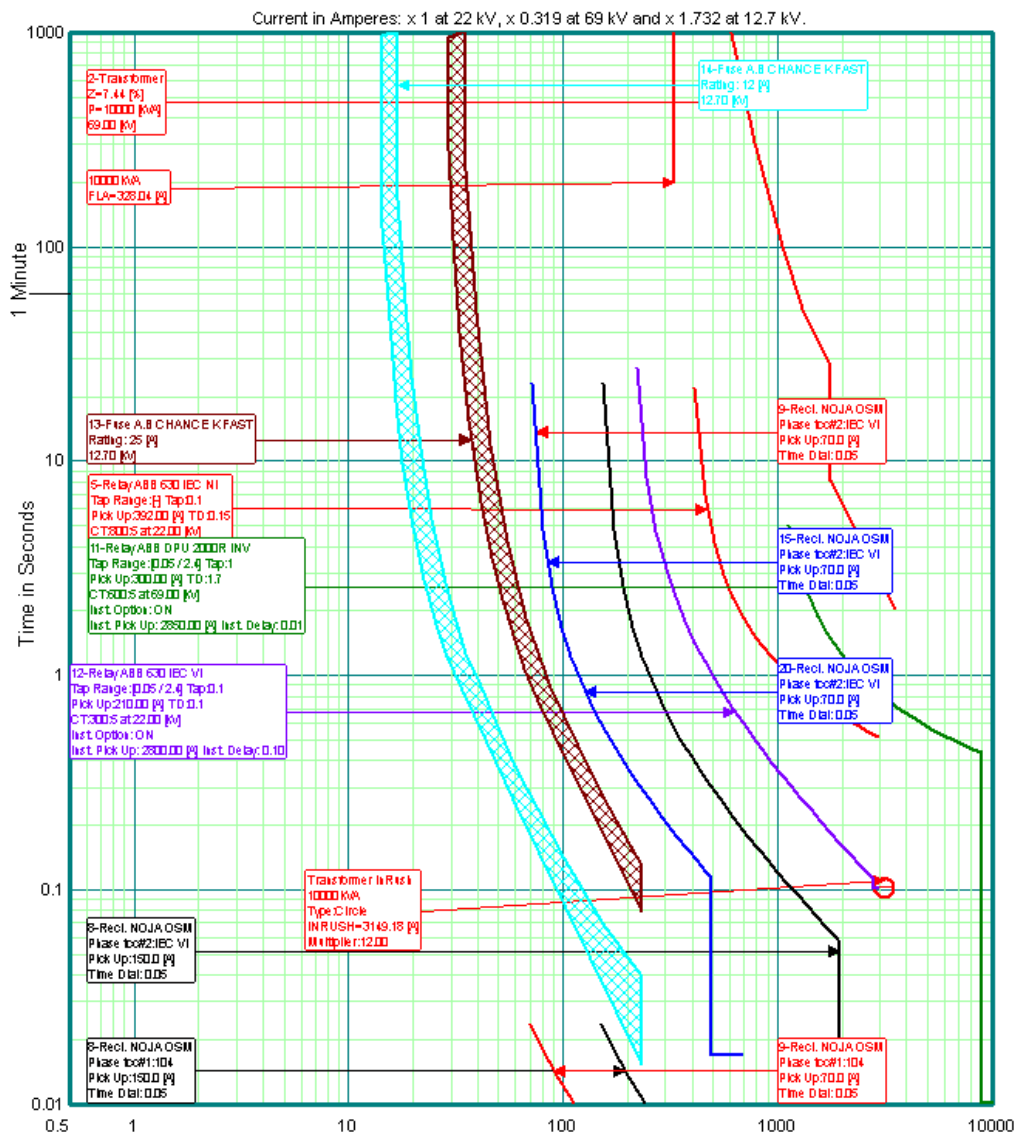


Figura 3.9: Coordinaciones de protecciones de un alimentador primario, de fase. Fuente:[55].

Por lo tanto, la implementación de la coordinación de protecciones mediante comunicaciones **GOOSE**, conforme a la norma **IEC 61850**, permite mejorar significativamente la selectividad y la rapidez de actuación del sistema. Los dispositivos de protección pueden intercambiar información de manera inmediata sobre la ocurrencia de fallas, posibilitando que los equipos más cercanos

actúen en tiempo real, mientras que los dispositivos de respaldo permanecen inactivos hasta ser estrictamente necesarios.

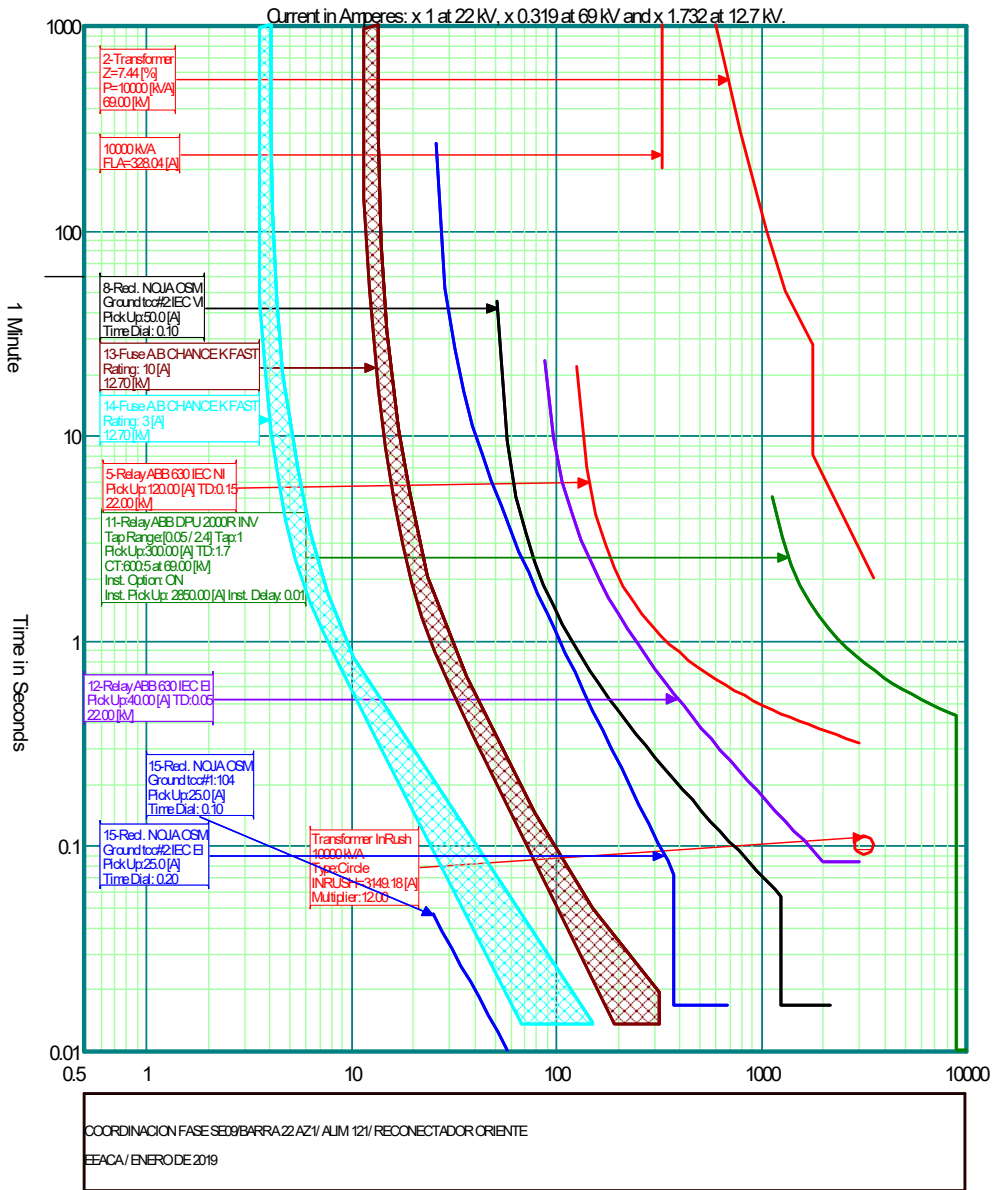


Figura 3.10: Coordinaciones de protecciones de un alimentador primario, de tierra. Fuente: [55].

Este enfoque reduce los tiempos de despeje de fallas, minimiza la extensión de las interrupciones del suministro y aumenta la confiabilidad del sistema, especialmente en redes complejas o con múltiples niveles de protección. Además, la tecnología **GOOSE** permite implementar lógicas de protección avanzadas sin depender únicamente de los tiempos de retardo preconfigurados, ofreciendo así una mayor flexibilidad y adaptabilidad ante cambios en la topología de la red.

### 3.6.4. Limitaciones de las coordinaciones tradicionales vs Comunicaciones **GOOSE**

Tabla 3.6: Limitaciones detectadas de las coordinaciones de protecciones tradicionales vs empleando comunicaciones **GOOSE**.

<b>Limitaciones detectadas</b>	<b>Coordinaciones Tradicional</b>	<b>IEC 61850 GOOSE</b>
Tiempos de Operaciones extensos	Se despejan las fallas más lentas a tiempos de 0,1 a 0,3s, lo cual genera interrupciones prolongadas y afecta más usuarios.	Tiempos de actuación más rápidos ( $\leq 4$ ms), reduciendo la extensión de las interrupciones y aumentando la continuidad del servicio.
Falta de respaldo confiable	Si un relé falla, la protección de respaldo puede no operar oportunamente, dejando la falla sin despejar.	Coordinación rápida y confiable entre dispositivos gracias al intercambio inmediato de información sobre la falla.
Problemas de selectividad	Disparos simultáneos o pérdida de coordinación ante fallas transitorias, afectando secciones no comprometidas de la red.	Selectividad garantizada mediante comunicación en tiempo real y lógica de actuación adaptativa.
Deficiencias en comunicación	Dependencia de cableado físico y contactos; no hay intercambio rápido de señales entre dispositivos.	Comunicación directa y rápida entre relés y reconectores mediante mensajes <b>GOOSE</b> , permitiendo lógicas avanzadas de protección.
Impacto en la confiabilidad del sistema	Mayor <b>SAIDI</b> y <b>SAIFI</b> por interrupciones prolongadas y frecuentes, disminuyendo la confiabilidad del suministro.	Reducción de interrupciones y mejoras en la confiabilidad, con tiempos de despeje optimizados y mínima afectación a usuarios.

En la tabla 3.6 se describe la comparación de las limitaciones de la coordinaciones de protecciones tradicionales y basado mediante comunicaciones GOOSE. Los esquemas de protecciones tradicionales los despejes de fallas son en tiempos mas altos debido a que depende de curvas tiempo-corrientes, limitando la coordinación de protecciones. Mientras que empleando las comunicaciones GOOSE de la norma IEC 61850 permite intercambiar información entre equipos en orden de los mili segundos, garantizando la selectividad y operación de los equipos ante eventos de falla del sistema. Reduciendo las interrupciones de los usuarios y mejorando la calidad de servicio de energía.

### 3.7. Variables y ajustes para comunicación GOOSE

En esta sección se identifica las variables, parámetros y ajustes necesarios para la implementación de la comunicación GOOSE, considerando el relé GE-F650 que forma parte de los equipos instalados en la SE\_AZO\_02 y se cuenta con relés de respaldo. Por ello, se presenta las características del equipo, sus capacidades de comunicaciones, la clasificación de las señales disponibles y, a partir de esta información determinar las señales que serán empleadas para coordinación de protecciones mediante comunicaciones GOOSE de la norma IEC 61850.

#### 3.7.1. Características del Relé GE-F650



Figura 3.11: Relé GE-F650 Controlador de bahía digital. Fuente: [56].

El relé de protección GE-F650 figura 3.11, es un dispositivo electrónico inteligente (IED) con funciones avanzadas de protección, medición, supervisión y control. Entre sus características más relevantes se encuentran:

- Protocolos de comunicación soportados: DNP3, IEC 60870-5-103, /IEC 61850

- Interfaces de red redundantes bajo arquitecturas HSR y PRP

En la figura 3.12 se muestra la arquitectura HSR y PRP redundante de comunicaciones que permite los relés de marca GE, con lo cual garantiza las comunicaciones aun cuando exista pérdida de señal por alguna trayectoria de transmisión establecida. La arquitectura HSR trata sobre del envío simultaneo de información en ambas direcciones dentro de de un anillo de red, permitiendo que el mensaje transmitido llegue por alguna ruta disponible en caso de interrupción. Por otra parte la arquitectura PRP transmite la información por dos redes establecida de manera independiente (LAN A y LAN B), permitiendo la disponibilidad de las redes sin interrupciones para las señales de protección. Por lo tanto, el relé **GE-F650** puede operar en redes de subestaciones eléctricas ya que garantiza una confiabilidad alta de la transmisión y recepción de información entre equipos, como son la señales críticas de operación y control, empleando la mensajería **GOOSE** de la norma **IEC 61850**.

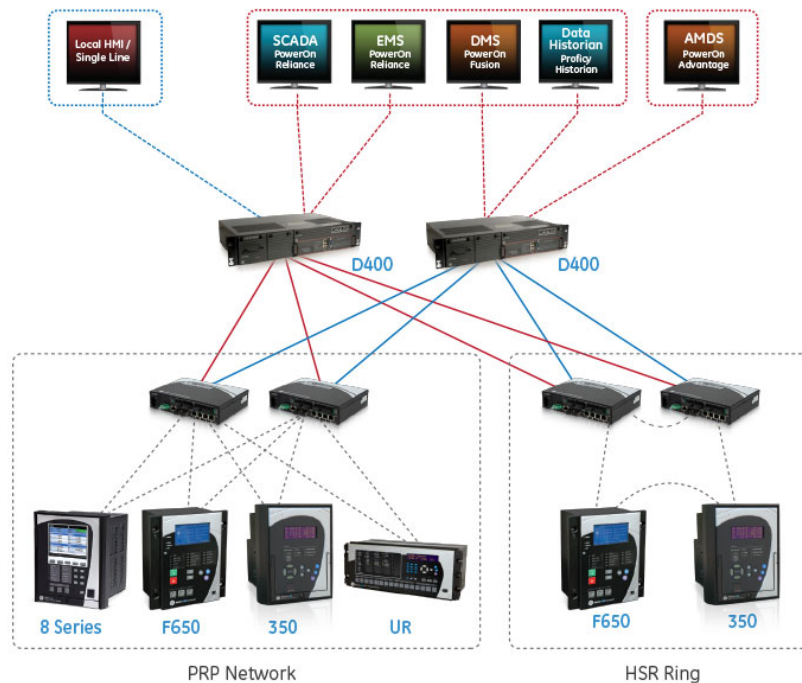


Figura 3.12: Arquitectura HSR y PRP redundante empleado en el relé GE-F650. Fuente: [56].

**Funciones de protección integradas:**

- 49.- Protección contra sobrecarga por modelo térmico
- 32.- Potencia direccional sensible
- 46.- Sobrecorriente de tiempo de secuencia negativa
- 48.- Rotor bloqueado
- 50BF.- Falla de interruptor
- 50PH/PL.- Sobrecorriente instantánea de fase (alta/baja)
- 50N.- Sobrecorriente instantánea de neutro
- 50SG.- Sobrecorriente instantánea de tierra sensible
- 51IG.- Sobrecorriente instantánea de tierra aislada
- 51N.- Sobrecorriente de tiempo de neutro
- 67P.- Sobrecorriente direccional de fase
- 67N.- Sobrecorriente direccional de neutro
- 79.- Reconectador automático
- 81.- Detección de conductores rotos

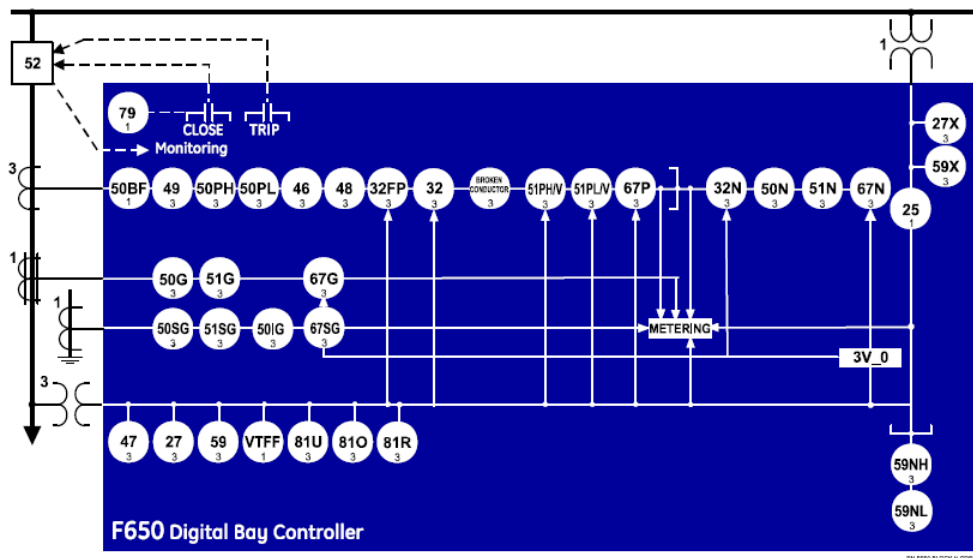


Figura 3.13: Diagramas del Relé GE-F650, bloques funcionales de protecciones. Fuente: [56].

En la figura 3.13 se puede evidenciar el diagrama y las funciones de protecciones que permite activar en el relé GE-F650.

### Capacidades de medición de magnitudes RMS y fasoriales

- Localizador de averías, registrar averías y eventos
- Monitoreo del interruptor de potencia (Apertura/cierre)
- Mediciones de las señales de: V, I, Hz, W, VA, PF
- Medición de demanda: IA, IB, IC, ISG, I2, MW, MVA

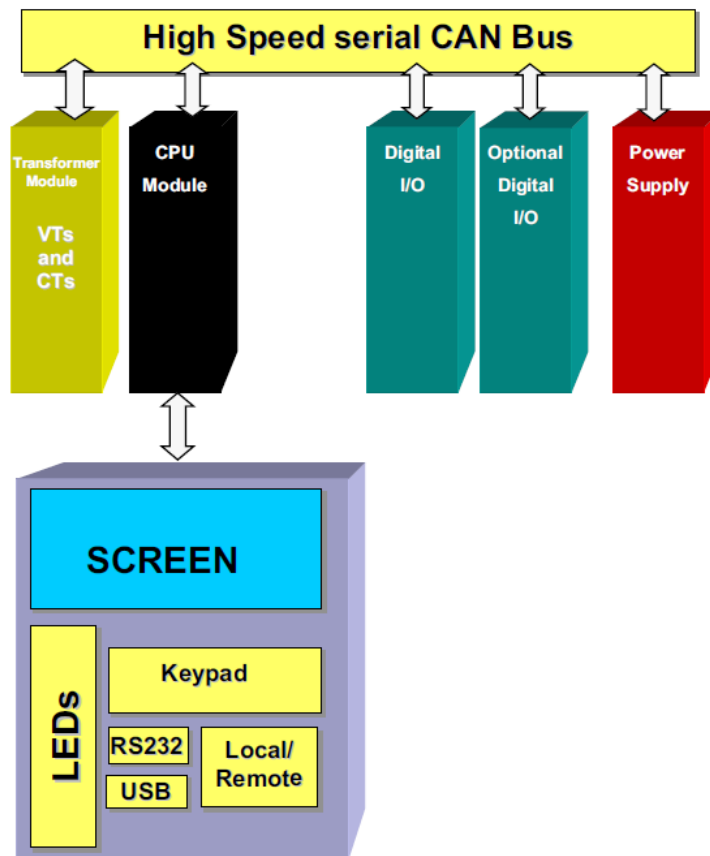


Figura 3.14: Diagrama de bloques del Relé GE-F650 Controlador de bahía digital. Fuente: [56].

En la tabla 3.7 se describe las principales características y funciones del relé, el cual está integrado por módulos de entradas/salidas, medición, comuni-

caciones, interfaz de usuario, registro de eventos, lógica programable, permitiendo su implementación en aplicaciones de protecciones de alimentadores primarios a nivel de cabecera para el caso de la Empresa Distribuidoras.

Las entradas y salidas son configurables, a su vez permiten incorporar entradas y salidas virtuales con lo cual facilita la implementación de la lógica interna del relé [GE-F650](#) y así realizar el intercambio de señales para la aplicación de mensajería [GOOSE](#). Con respecto a la comunicación el dispositivo cuenta con los puertos de interfaces RS232, RS485, Ethernet, y fibra óptica; permitiendo la compatibilidad con varios protocolos como son: MODBUS, DNP3, IEC 60870-5-104, e [IEC 61850](#). Con ello garantiza la interoperatividad entre equipos de protección y control para el sistema SCADA.

Tabla 3.7: Funciones generales del Relé [GE-F650](#). Fuente: [\[56\]](#).

Categoría	Descripción
Entradas/Salidas	9 entradas analógicas: 5 de intensidad (3 fases, 1 tierra, 1 tierra sensible), 4 de voltaje (3 fases, 1 barra o voltaje auxiliar). Entradas digitales configurables (hasta 64), salidas digitales configurables (hasta 16). 32 entradas virtuales, 32 salidas virtuales auto-reset, hasta 512 salidas virtuales. Supervisión de los circuitos de disparo y cierre. Entradas/salidas remotas ( <a href="#">GOOSE</a> y GSSE). Entradas analógicas (dcmA).
Medida	Medición de corrientes (fase, neutro, tierra y sensible), voltajes simples y compuestos. Potencias por fase y total (activa, reactiva, aparente), energía trifásica, frecuencia, componentes de secuencia, contadores de pulsos, comparadores analógicos.
Comunicaciones	RS232 frontal, RS485/fibra traseros, Ethernet 10/100 TX y 100 FX. Protocolos: <a href="#">MODBUS®</a> <a href="#">RTU/TCP</a> , DNP 3.0 nivel 2, <a href="#">IEC 870-5-104</a> , <a href="#">IEC 61850</a> , <a href="#">IEC 103</a> . Mapa de usuario <a href="#">MODBUS</a> .
Interfaz de usuario	Display alfanumérico (4x20), gráfico (16x40), 15 LEDs configurables, hasta 5 teclas configurables. Navegación con botón y menú gráfico configurable. Diagrama de fasores (EnerVista 650 Setup).
Registros	Registrador de datos, demanda, eventos (hasta 128), localizador de fallas (hasta 10), oscilografía (hasta 20), sucesos (hasta 479).
Otros	Corriente de arco ( $I^2t$ ), mantenimiento del interruptor, sincronización IRIG-B/SNTP, lógica programable (PLC Editor), hasta 3 grupos de ajustes, hasta 24 maniobras, servidor web.

### 3.7.2. Clasificación de las señales del relé GE-F650

Para la clasificación de señales se tomó como referencia la información de mapeo obtenida vía SCADA y los archivos de parametrización realizados mediante los protocolos tradicionales DNP3. Esto permitió identificar de manera precisa cada nodo lógico de la norma IEC 61850 correspondiente a cada señal, garantizando así la estandarización e interoperabilidad entre equipos en futuras implementaciones de comunicaciones GOOSE.

Con base en esta información, las señales disponibles para el relé GE-F650 se agrupan en las siguientes categorías, facilitando la definición de las variables, parámetros y ajustes necesarios para la coordinación de protecciones.

En la tabla 3.8 se describe las magnitudes eléctricas fundamentales como voltajes fase-fase ( $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$ ,  $V_{ca}$ ) y fase-neutro ( $V_{an}$ ,  $V_{bn}$ ,  $V_{cn}$ ), corrientes de fase ( $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$ ) y de neutro, así como sus ángulos asociados. También se representan parámetros derivados como frecuencia, potencia activa ( $W$ ), reactiva ( $VAR$ ), aparente ( $VA$ ) y factor de potencia. Estas señales están asociadas principalmente al nodo lógico MMXU (Measurement Unit), que modela variables de medida de magnitudes eléctricas instantáneas y RMS.

En la tabla 3.9 se describe los estados de las posiciones de interruptores, condiciones de supervisión, alarmas de protección y modos de operación (local/remoto). Estas variables se representan principalmente mediante el nodo lógico GGIO (Generic Process I/O), utilizado para señales que no tienen un nodo lógico específico en la norma, garantizando su integración en el modelo IEC 61850.

En las tablas 3.10, 3.11, 3.12, 3.13 se describe las señales de protecciones de acuerdo a los registros de actuación de las funciones de protección implementadas en el relé GE-F650, incluyendo sobrecorriente (instantánea y temporizada, en fases y neutro), sobrevoltaje, subvoltaje, sobrefrecuencia y subfrecuencia. Dichas funciones se modelan mediante nodos lógicos como PTOC (Overcurrent Protection), PTOV (Overvoltage Protection), PTUV (Undervoltage Protection), PTOF (Frequency Protection), entre otros. La estructura de los mensajes permite diferenciar entre condiciones de arranque (*start*) y de operación (*TRIP*), tanto generales como por fase.

Tabla 3.8: Señales analógicas empleadas en el Relé GE-F650. Fuente: EEA

TAG	DESCRIPCION DE LA SEÑAL (AZO 2 ALIM 221 )	NODO LOGICO IEC 61850
02AZO2RPR11-22-52F11-VAB—	MAGNITUD VOLTAJE FASE-FASE AB	MMXU1\$PPV.phsAB. instCVal.mag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-VBC—	MAGNITUD VOLTAJE FASE-FASE BC	MMXU1\$PPV.phsBC. instCVal.mag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-VCA—	MAGNITUD VOLTAJE FASE-FASE CA	MMXU1\$PPV.phsCA. instCVal.mag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-FREC—	FRECUENCIA	MMXU1\$Hz.instMag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-IA—	MAGNITUD CORRIENTE IA	CMMXU1\$A.phsA. cVal.mag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-IB—	MAGNITUD CORRIENTE IB	CMMXU1\$A.phsB. cVal.mag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-IC—	MAGNITUD CORRIENTE IC	CMMXU1\$A.phsC. cVal.mag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-AIA—	ANGULO CORRIENTE IA	MMXU1\$A.phsA. instC- Val.ang.f
02AZO2RPR11-22-52F11-AIB—	ANGULO CORRIENTE IB	MMXU1\$A.phsB. instC- Val.ang.f
02AZO2RPR11-22-52F11-AIC—	ANGULO CORRIENTE IC	MMXU1\$A.phsC. instC- Val.ang.f
02AZO2RPR11-22-52F11-VAN—	MAGNITUD VOLTAJE A-N	MMXU1\$PhV.phsA. instC- Val.mag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-VBN—	MAGNITUD VOLTAJE B-N	MMXU1\$PhV.phsB. instC- Val.mag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-VCN—	MAGNITUD VOLTAJE C-N	MMXU1\$PhV.phsC. instC- Val.mag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-AVAN—	ANGULO VOLTAJE A-N	MMXU1\$PhV.phsA. instC- Val.ang.f
02AZO2RPR11-22-52F11-AVBN—	ANGULO VOLTAJE B-N	MMXU1\$PhV.phsB. instC- Val.ang.f
02AZO2RPR11-22-52F11-AVCN—	ANGULO VOLTAJE C-N	MMXU1\$PhV.phsC. instC- Val.ang.f
02AZO2RPR11-22-52F11-FP—	MAGNITUD FACTOR DE POTENCIA 3F	MMXU1\$TotPF instMag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-Q—	MAGNITUD VAR 3F	MMXU1\$TotVar. instMag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-P—	MAGNITUD W 3F	MMXU1\$TotW. instMag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-S—	MAGNITUD VA 3F	MMXU1\$TotVA. instMag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-IN—	CORRIENTE EN EL NEUTRO	MMXU1\$A.neut. instC- Val.mag.f
02AZO2RPR11-22-52F11-AIN—	ANGULO EN EL NEUTRO	MMXU1\$A.neut. instC- Val.ang.f

Tabla 3.9: Señales de los estados empleadas en el Relé [GE-F650](#). Fuente: [EEA](#)

<b>TAG SCADA</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LA SEÑAL</b>	<b>NODO LÓGICO IEC 61850</b>
02AZO2RPRI11-22-52F11-INT-DP-	AZO 2 ALIM 221 BIT 52 abierto	eveGGIO1\$ST\$Ind1
	AZO 2 ALIM 221 BIT 52 cerrado	eveGGIO1\$ST\$Ind2
02AZO2RPRI11-22-89F11BINT-DP-	AZO 2 ALIM 221 89B cerrado	eveGGIO1\$ST\$Ind3
02AZO2RPRI11-22-57F11-INT-DP-	AZO 2 ALIM 221 89T cerrado	eveGGIO1\$ST\$Ind4
	AZO 2 ALIM 221 sel. local	eveGGIO1\$ST\$Ind5
02AZO2RPRI11-22-57F11-LRNIV0-	AZO 2 ALIM 221 sel. remoto	eveGGIO1\$ST\$Ind6
02AZO2RPRI11-22-57F11-RES-CARG	AZO 2 ALIM 221 Resorte cargado	eveGGIO1\$ST\$Ind7
02AZO2RPRI11-22-57F11-BP-SF6-	AZO 2 ALIM 221 Baja Presión SF6	eveGGIO1\$ST\$Ind8
02AZO2RPRI11-22-57F11-A50-51-	AZO 2 ALIM 221 PROT ALARM	eveGGIO1\$ST\$Ind9
02AZO2RPRI11-22-57F11-	AZO 2 ALIM 221 50/51 P trip	eveGGIO1\$ST\$Ind10
	AZO 2 ALIM 221 50/51 G trip	eveGGIO1\$ST\$Ind11
	AZO 2 ALIM 221 27/59 trip	eveGGIO1\$ST\$Ind12
	AZO 2 ALIM 221 Local Operation Mode	eveGGIO1\$ST\$Ind13
	AZO 2 ALIM 221 Ready Led	eveGGIO1\$ST\$Ind14
	AZO 2 VACIA	eveGGIO1\$ST\$Ind15
02AZO2RPRI11-22-57F11-LRNIV1-	AZO 2 ALIM 221 LOCAL REMOTO <b>IED</b>	LLN0\$Loc.stVal

Tabla 3.10: Señales de protecciones del relé GE-F650. Fuente:EEA (1/4)

TAG SCADA	DESCRIPCIÓN DE LA SEÑAL (AZO 2 ALIM)	NODO LÓGICO IEC 61850
02AZO2RPRI11-22-89F11BD81OF—	SOBRE FRECUENCIA OPERACIÓN GENERAL	SGPTOF1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	SOBRE FRECUENCIA START GENERAL	SGPTOF1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. AUX. TEMPORIZADA. SOBRE VOLTAJE OPERACIÓN GENERAL	SGauxPTOV1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. AUX. TEMPORIZADA. SOBRE VOLTAJE START GENERAL	SGauxPTOV1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. AUX. TEMPORIZADA. BAJO VOLTAJE OPERACIÓN GENERAL	SGauxPTUV1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. AUX. TEMPORIZADA. BAJO VOLTAJE START GENERAL	SGauxPTUV1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. GND INSTANTÁNEA SOBRE CORRIENTE OPERACIÓN GENERAL	SGgndPIOC1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. GND INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE NEUTRO OPERACIÓN GENERAL	SGgndPIOC\$Op.neut
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. GND INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE NEUTRO START GENERAL	SGgndPIOC1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. GND INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE NEUTRO START GENERAL	SGgndPIOC\$Str.neut
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. GND INSTANTÁNEA SOBRE CORRIENTE NEUTRO OPERACIÓN GENERAL	SGgndPTOC1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. GND TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE NEUTRO OPERACIÓN GENERAL	SGgndPTOC1\$Op.neut
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. GND INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE START GENERAL	SGgndPTOC1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. GND TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE NEUTRO START	SGgndPTOC1\$Str.neut
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. HSE INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE OPERACIÓN GENERAL	SGhsePIOC1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. HSE INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE OPERACIÓN NEUTRO	SGhsePIOC1\$Op.neut
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. HSE INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE START GENERAL	SGhsePIOC1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. HSE INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE START NEUTRO	SGhsePIOC1\$Str.neut
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. HSE TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE OPERACIÓN GENERAL	SGhsePTOC1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. HSE TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE OPERACIÓN NEUTRO	SGhsePTOC1\$Op.neut
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. HSE TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE START GENERAL	SGhsePTOC1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. HSE TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE START NEUTRO	SGhsePTOC1\$Str.neut

Tabla 3.11: Señales de protecciones del relé GE-F650. Fuente: EEA (2/4)

TAG SCADA	DESCRIPCIÓN DE LA SEÑAL (AZO 2 ALIM)	NODO LÓGICO IEC 61850
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROT. GND TEMPORIZADA SOBRE CORRIENTE NEUTRO OPERACIÓN GENERAL	SGndPIOC1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	VACIA	SGndPIOC1\$Op.neut
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	VACIA	SGndPIOC1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	VACIA	SGndPIOC1\$Str.neut
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	VACIA	SGgndPTOC1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	VACIA	SGgndPTOC1\$Op.neut
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	VACIA	SGgndPTOC1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	VACIA	SGgndPTOC1\$Str.neut
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRE VOLTAJE NEUTRO ETAPA ALTA OPERACIÓN GENERAL	SGneuHiPTOV1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRE VOLTAJE NEUTRO ETAPA ALTA START GENERAL	SGneuHiPTOV1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRE VOLTAJE NEUTRO ETAPA BAJA OPERACIÓN GENERAL	SGneuLoPTOV1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRE VOLTAJE NEUTRO ETAPA BAJA START GENERAL	SGneuLoPTOV1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA OPERACIÓN GENERAL	SGphHiPIOC1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA OPERACIÓN FASE A	SGphHiPIOC1\$Op.phsA
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA OPERACIÓN FASE B	SGphHiPIOC1\$Op.phsB
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA OPERACIÓN FASE C	SGphHiPIOC1\$Op.phsC
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA START GENERAL	SGphHiPIOC1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22-89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA START FASE A	SGphHiPIOC1\$Str.phsA

Tabla 3.12: Señales de protecciones del relé GE-F650. Fuente: EEA (3/4)

TAG SCADA	DESCRIPCIÓN DE LA SEÑAL (AZO 2 ALIM)	NODO LÓGICO IEC 61850
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA START FASE B	SGphHiPIOC1\$Str.phsB
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA START FASE C	SGphHiPIOC1\$Str.phsC
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA OPERACIÓN GENERAL	SGphLoPIOC1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA OPERACIÓN FASE A	SGphLoPIOC1\$Op.phsA
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA OPERACIÓN FASE B	SGphLoPIOC1\$Op.phsB
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA OPERACIÓN FASE C	SGphLoPIOC1\$Op.phsC
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA START GENERAL	SGphLoPIOC1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA START FASE A	SGphLoPIOC1\$Str.phsA
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA START FASE B	SGphLoPIOC1\$Str.phsB
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN INSTANTÁNEA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA START FASE C	SGphLoPIOC1\$Str.phsC
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA OPERACIÓN GENERAL	SGphLoPTOC1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA OPERACIÓN FASE A	SGphLoPTOC1\$Op.phsA
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA OPERACIÓN FASE B	SGphLoPTOC1\$Op.phsB
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA OPERACIÓN FASE C	SGphLoPTOC1\$Op.phsC
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA START GENERAL	SGphLoPTOC1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA START FASE A	SGphLoPTOC1\$Str.phsA
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA START FASE B	SGphLoPTOC1\$Str.phsB

Tabla 3.13: Señales de protecciones del relé GE-F650. Fuente: EEA (4/4)

TAG SCADA	DESCRIPCIÓN DE LA SEÑAL (AZO 2 ALIM)	NODO LÓGICO IEC 61850
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA BAJA START FASE C	SGphLoPTOC1\$Str.phsC
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBREVOLTAJE OPERACIÓN GENERAL	SGphsPTOV1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBREVOLTAJE OPERACIÓN FASE A	SGphsPTOV1\$Op.phsA
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBREVOLTAJE OPERACIÓN FASE B	SGphsPTOV1\$Op.phsB
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBREVOLTAJE OPERACIÓN FASE C	SGphsPTOV1\$Op.phsC
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBREVOLTAJE START GENERAL	SGphsPTOV1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBREVOLTAJE START FASE A	SGphsPTOV1\$Str.phsA
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBREVOLTAJE START FASE B	SGphsPTOV1\$Str.phsB
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBREVOLTAJE START FASE C	SGphsPTOV1\$Str.phsC
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA BAJOVOLTAJE OPERACIÓN GENERAL	SGphsPTUV1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA BAJO VOLTAJE OPERACIÓN GENERAL	SGphsPTUV1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA BAJA FRECUENCIA OPERACIÓN GENERAL	SGphsPTUF1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA BAJA FRECUENCIA START GENERAL	SGphsPTUF1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA OPERACIÓN GENERAL	SGphHiPTOC1\$Op.general
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA OPERACIÓN FASE A	SGphHiPTOC1\$Op.phsA
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA OPERACIÓN FASE B	SGphHiPTOC1\$Op.phsB
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA OPERACIÓN FASE C	SGphHiPTOC1\$Op.phsC
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA START GENERAL	SGphHiPTOC1\$Str.general
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA START FASE A	SGphHiPTOC1\$Str.phsA
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA START FASE B	SGphHiPTOC1\$Str.phsB
02AZO2RPRI11-22- 89F11BA81—	PROTECCIÓN TEMPORIZADA SOBRECORRIENTE ETAPA ALTA START FASE C	SGphHiPTOC1\$Str.phsC

Tabla 3.14: Señales de los mandos empleadas en el Relé GE-F650. Fuente: EEA

SEÑALES DE MANOS	
DESCRIPCIÓN DE LA SEÑAL	NODO LÓGICO IEC 61850
MANDO CERRAR DISYUNTOR	vinGGIO1\$PSCSO33
MANDO ABRIR DISYUNTOR	vinGGIO1\$PSCSO34

En la Tabla 3.14 se detallan las señales correspondientes a los mandos, las cuales incluyen los comandos remotos asociados al interruptor de potencia, tales como las órdenes de apertura y cierre. Estas señales se encuentran modeladas mediante el nodo lógico CSWI (Switch Controller) y, en este caso, referenciadas bajo la extensión de control GGIO, lo que habilita la ejecución de maniobras operativas desde el sistema SCADA.

Las tablas previamente presentadas, que describen las señales del relé GE-F650, permiten evidenciar la correspondencia entre las etiquetas de supervisión y control (TAG SCADA) y la estructura de nodos lógicos definida por la norma IEC 61850. Este mapeo constituye un modelo de datos estandarizado que facilita las funciones de supervisión, control y protección dentro del sistema.

Dicha estructura de correspondencia es fundamental para la integración del relé GE-F650 en el sistema de automatización de la SE\_AZO\_02, garantizando su interoperabilidad con otros IED y la correcta implementación de las comunicaciones GOOSE. La definición de los nodos lógicos y las variables parametrizadas posibilita la transmisión en tiempo real de eventos, alarmas y estados de protección, asegurando una coordinación de protecciones eficiente, confiable y conforme a los lineamientos de la norma IEC 61850.

Asimismo, se considera la implementación de una arquitectura de comunicaciones redundante PRP/HSR, la cual proporciona alta disponibilidad del sistema y sincronización precisa de los eventos críticos, estableciendo una base sólida para futuras ampliaciones o integraciones con otras subestaciones o dispositivos inteligentes.

### 3.7.3. Variables para las comunicaciones GOOSE

A partir de las señales definidas e identificadas en el numeral anterior, en este numeral se seleccionan únicamente las variables asociadas, funcionales y

compatibles con el relé **GE-F650**, que permiten la implementación de la comunicación GOOSE. Las variables corresponden principalmente a funciones críticas como mando, disparos, alarmas y estados operativos, las cuales permiten la transmisión inmediata y confiable entre IEDs.

En la Tabla 3.15 se evidencia la correspondencia entre las señales físicas del relé y los nodos lógicos definidos en la norma **IEC 61850**, lo que permite garantizar la coordinación automática de protecciones entre los distintos IED. Este vínculo contribuye a disminuir los tiempos de despeje de fallas, reducir las interrupciones y asegurar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Tabla 3.15: Variables para implementación mediante comunicaciones GOOSE empleando el Relé **GE-F650**.

Señal	Nodo lógico IEC 61850	Descripción de la función
Mando de apertura del interruptor	CSWI.OpOpn	Orden de apertura
Mando de cierre del interruptor	CSWI.OpCls	Orden de cierre
Mando Local	eveGGIO1\$ST\$Ind5	Orden de apertura (mando remoto)
Mando Remoto	eveGGIO1\$ST\$Ind6	Orden de cierre (mando remoto)
Disparo 50/51 P TRIP	eveGGIO1\$ST\$Ind10	Alarma de disparo P
Disparo 50/51 G TRIP	eveGGIO1\$ST\$Ind11	Alarma de disparo G
Disparo por sobrecorriente de fase	PTOC.Tr	50/51 – Sobrecorriente de fase
Disparo por sobrecorriente a tierra	PTOC.GTr	50N/51N – Sobrecorriente a tierra
Protección instantánea de sobrecorriente	SGphHiPIOC1\$Op.general	Etapa alta operación general
Protección instantánea de sobrecorriente	SGphHiPIOC1\$Str.general	Etapa alta start general
Protección temporizada de sobrecorriente	SGphLoPTOC1\$Op.general	Etapa baja operación general
Protección temporizada de sobrecorriente	SGphLoPTOC1\$Str.general	Etapa baja start general
Protección temporizada de sobrecorriente	SGphHiPTOC1\$Op.general	Etapa alta operación general
Protección temporizada de sobrecorriente	SGphHiPTOC1\$Str.general	Etapa alta start general

### 3.7.4. Parámetros de configuración de la comunicación GOOSE

La implementación de las comunicaciones GOOSE requiere que cada IED tenga correctamente configurados sus parámetros, ya que de ello depende que la información se transmita de manera confiable y en el orden de milisegundos. Estos mensajes transportan señales críticas de protección, mandos y estados, por lo que deben circular con prioridad dentro de la red Ethernet, asegurando su correcta publicación y suscripción entre los dispositivos. De esta forma, se garantiza la adecuada coordinación de protecciones bajo los lineamientos de la norma IEC 61850.

En el caso de los relés empleados para la implementación de comunicaciones GOOSE, es necesario definir los siguientes parámetros relevantes:

- **Identificador de Aplicación (APPID):** Identificador único del mensaje GOOSE, que permite diferenciar la comunicación entre múltiples IED dentro de la red, evitando conflictos.
- **MAC Address (Multicast):** Dirección física de destino utilizada para el tráfico GOOSE. Los mensajes son transmitidos en modo multicast, garantizando su distribución simultánea hacia todos los IED suscritos.
- **VLAN ID y Prioridad (IEEE 802.1Q/p):** Permiten asignar un nivel de prioridad al tráfico GOOSE dentro de la red Ethernet, asegurando que los mensajes de protección tengan mayor relevancia frente a otros servicios de comunicación.
- **DatSet (Dataset):** Conjunto de señales incluidas en el mensaje GOOSE, que define las variables publicadas o suscritas, tales como mandos, disparos y estados de protección.
- **GoCB (GOOSE Control Block):** Bloque de control encargado de gestionar la publicación del mensaje GOOSE, asociando el *DatSet* con los parámetros de transmisión, identificadores y direcciones correspondientes.
- **T<sub>min</sub> / T<sub>max</sub> (Retransmission Intervals):** Intervalos mínimo y máximo de retransmisión de los mensajes GOOSE. Su correcta parametrización garantiza que, ante un evento de protección, el mensaje se transmita con latencias del orden de milisegundos y de manera repetitiva hasta su confirmación por los IED suscriptores.

### 3.7.5. Ajustes de protecciones y coordinaciones empleadas en la comunicación GOOSE

Previo a la implementación de las comunicaciones GOOSE, es indispensable que las funciones de protección estén correctamente ajustadas y coordinadas entre los IED involucrados. Una parametrización adecuada asegura que las órdenes transmitidas correspondan únicamente a eventos validados, preservando la selectividad, seguridad y confiabilidad de la operación.

Las funciones de protección consideradas en este estudio incluyen sobrecoorriente de fase y de tierra (50/51 y 50N/51N), bajo voltaje (27), sobrevoltaje (59) y otras protecciones inherentes a los equipos empleados. Cada función se parametriza en función de los valores nominales de la red, las características de los alimentadores y los criterios técnicos establecidos por la empresa eléctrica.

La coordinación de los ajustes se establece de manera jerárquica entre las protecciones principales y las de respaldo. En el caso analizado, el relé GE-GE-F650 actúa como protección principal en cada alimentador, mientras que el relé GE-T60 cumple la función de respaldo en la barra. Esta estructura garantiza que, ante una falla, la protección más próxima al evento opere primero, dejando la de respaldo como última instancia de actuación.

En este contexto, los mensajes GOOSE desempeñan un papel esencial al transmitir en milisegundos las órdenes de disparo, bloqueo y respaldo entre los IEDs involucrados, eliminando la necesidad de cableado físico de señales binarias. De esta manera, los tiempos de despeje de fallas se reducen significativamente en comparación con los esquemas tradicionales, optimizando la eficiencia y confiabilidad del sistema de protección.

# Capítulo 4

## Implementación del caso de estudio

En este capítulo se describe el desarrollo práctico del caso de estudio enfocado en la implementación y verificación de las comunicaciones [GOOSE](#) bajo la [IEC 61850](#). Se detalla la configuración de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) involucrados, la estructura de la red de comunicación y el uso de herramientas como la unidad [OMICRON® CMC 356](#) y el software IEDScout. Además, se presentan los equipos utilizados, la topología de red y los parámetros considerados para analizar la coordinación de protecciones entre el relé [GE-F650](#) y el reconectador [NOJA® Power](#).

### 4.1. Implementación y verificación del caso de estudio

La elección del caso de estudio se fundamenta en la disponibilidad y compatibilidad de los equipos existentes en la [EEA](#), que soportan la Norma [IEC 61850](#). El escenario del caso práctico se basa en la integración de dos dispositivos electrónicos inteligentes identificados como [IED\\_1](#), corresponde al relé físico [GE-F650](#), encargado de la protección del alimentador primario a un nivel de voltaje de [22kV](#); y el [IED\\_2](#) que representa a un reconectador [NOJA® Power](#), simulado mediante el archivo [ICD](#) del mismo dispositivo en la herramienta [IEDScout](#) de [OMICRON](#), desde donde se configuró la publicación de los mensajes [GOOSE](#) hacia el [IED\\_1](#).

Para la ejecución de las pruebas experimentales se implementó una red de

comunicación LAN (Figura 4.2, la cual permite la configuración, parametrización e intercambio de datos entre distintos equipos que conforman el caso de estudio. Esta red LAN constituye la infraestructura necesaria para la comunicación GOOSE bajo la norma IEC 61850.

La maleta de inyección primaria OMICRON®CMC 356 se utiliza para generar los eventos de fallas y así evaluar el desempeño de funciones de protecciones de sobrecorrientes de los dispositivos. Con ello se busca comprobar la adecuada coordinación de protecciones entre la protección primaria y la de respaldo, evitando disparos innecesarios y reduciendo los tiempos de respuesta ante fallas.

En consecuencia, la implementación de la comunicación GOOSE conforme a la norma IEC 61850 contribuye a mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, disminuyendo el impacto de las interrupciones y el número de usuarios afectados.

#### 4.1.1. Descripción general del caso de estudio

El caso de estudio se centra en la comunicación GOOSE de la norma IEC 61850 empleada en la coordinación de protecciones entre el IED\_1 y el IED\_2, pertenecientes a un análisis planteado para la EEA. En el diagrama unifilar el IED\_1 cumple la función de protección de respaldo, mientras que el IED\_2 instalado aguas abajo actúa como la protección principal ante un escenario de fallas en la red del sistema eléctrico, tal como se muestra en la Figura 4.1.

El IED\_1 y IED\_2 se encuentran interconectados mediante una red local LAN exclusiva para el escenario del caso de estudio, implementada mediante un router industrial que permite gestionar la prioridad del tráfico y la sincronización NTP de la comunicación GOOSE bajo la norma IEC 61850.

En la Figura 4.2 se presenta el diagrama de la comunicación implementado para el caso de estudio, en el cual el IED\_2 se configura como publicador que transmite los mensajes GOOSE hacia el IED\_1 configurado como suscriptor.

La implementación de la mensajería GOOSE permite, mediante los nodos lógicos, que el IED\_2 publique las señales de disparo o bloqueo hacia el IED\_1, quien recibe el mensaje y ejecuta la acción programada en la configuración lógica del IED\_1. Esto asegura una coordinación de protecciones selectiva en el caso planteado o en un sistema eléctrico. De esta manera, cuando ocurre una

falla aguas abajo del IED\_2, este debe actuar en primera instancia; y el IED\_1 permanecerá en condiciones normales, preparado para actuar únicamente como respaldo y evitar las operaciones simultáneas entre los dos dispositivos.

Para el caso de estudio, las funciones de protecciones implementadas para las simulaciones corresponden a las funciones de sobrecorriente de fase (50/51), configuradas en el IED\_1 y IED\_2, y verificadas mediante OMICRON® CMC 356 durante las etapas de pruebas, garantizando la adecuada transmisión de datos a través de los nodos lógicos de la mensajería GOOSE entre los dispositivos. De esta forma se prevé analizar los tiempos de transmisión de mensajes entre el IED\_2 (publicador) y el IED\_1 (suscriptor), ya que los tiempos obtenidos de los mensajes GOOSE son críticos para validar la actuación oportuna y selectiva de cada dispositivo ante una posible falla del sistema.

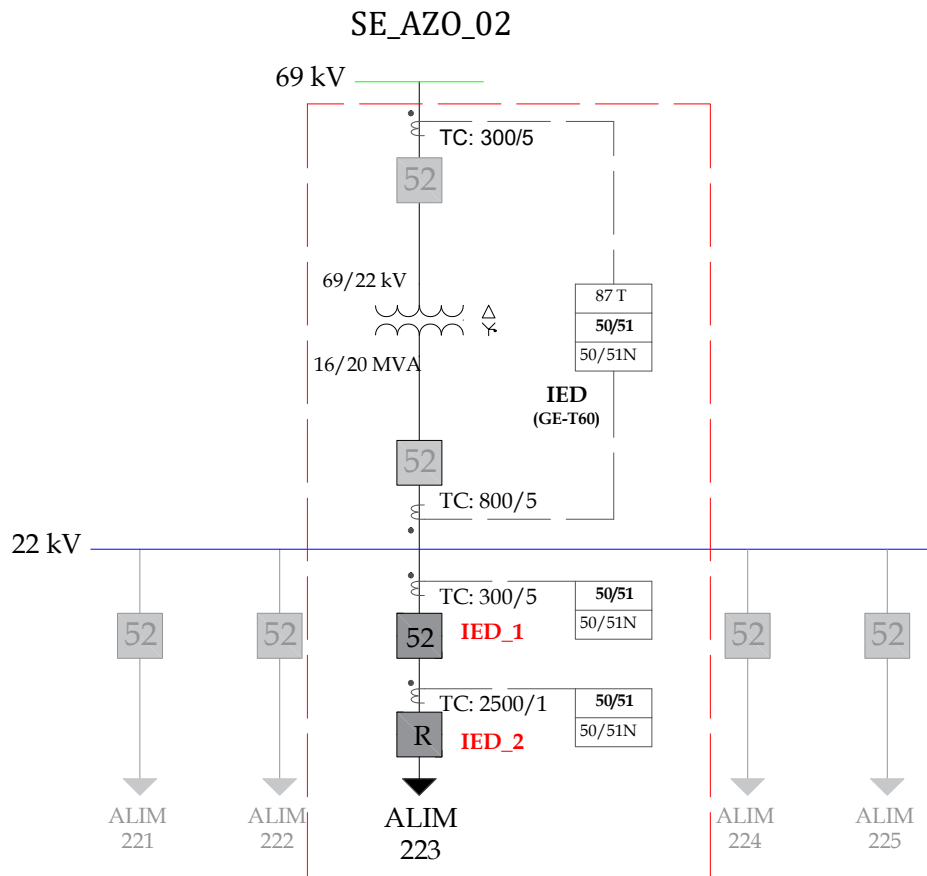


Figura 4.1: Diagrama Unifilar del caso de estudio.

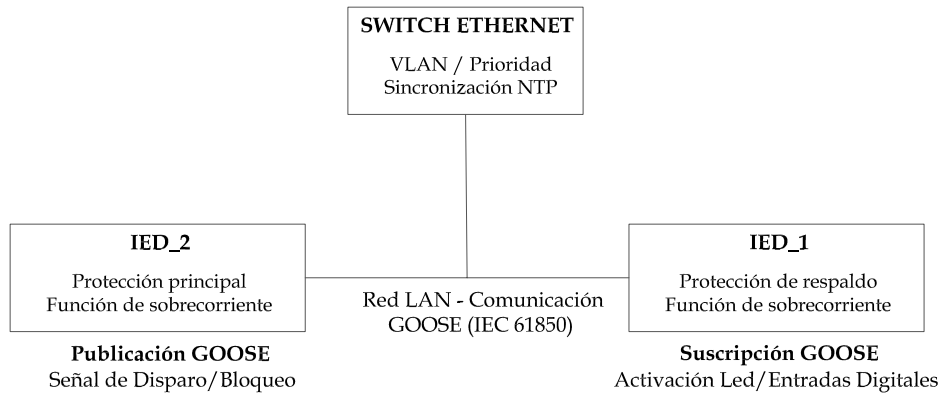


Figura 4.2: Diagrama de comunicación GOOSE bajo la norma IEC 61850, entre IED\_1 y IED\_2.

## 4.2. Dispositivos y Software en comunicaciones GOOSE

En el presente numeral se describen los principales equipos y Software utilizados en la implementación y simulación de las comunicaciones GOOSE bajo la norma IEC 61850, recursos que dispone la EEA los cuales permiten realizar las pruebas, configuraciones y validaciones necesarias para la aplicación al caso de estudio.

### 4.2.1. Unidad OMICRON®CMC 356

La Unidad OMICRON®CMC 356 permite ensayar pruebas de una amplia variedad de relés de protección, facilitando a los ingenieros de protecciones realizar simulaciones de protecciones para escenarios previos a la implementación definitiva de IED o análisis de datos de falla o eventos ocurridos en el sistema eléctrico.

#### Software OMICRON “Test Universe” y Módulos

El módulo “Test Universe” es una aplicación de uso general de la Unidad OMICRON®CMC 356, que permite realizar pruebas de protecciones combinando múltiples módulos de acuerdo a la función de protección, empleando pará-

metros de ajuste para una automatización de alta complejidad como son las subestaciones digitales.

Los módulos de pruebas relevantes son:

- QuickCMC
- Overcurrent
- IEDScout

#### 4.2.2. REGGEDCOM RX1500 – SIEMENS (Switch Industrial)

Equipo modular robusto que permite administrar y gestionar redes industriales de entornos severos y críticos como son las subestaciones eléctricas de capa 2 y capa 3, combinando funciones de router y switch. El equipo soporta el protocolo NTP y sincroniza la hora de todos los dispositivos de la red.

#### 4.2.3. Relé GE-F650

El relé GE-F650 brinda la protección de los alimentadores primarios de los sistemas eléctricos, empleando múltiples funciones de protección como protección diferencial (67, 67N), sobrecorriente de fase y tierra (50/51, 50N/51N), falla de interruptor (50BF), entre otras. El relé permite parametrizaciones mediante protocolos MODBUS, DNP3 y IEC 61850, facilitando la integración e interoperabilidad entre equipos de la subestación.

##### Software del Relé GE-F650 “Enervista® Setup 650”

Herramienta que permite parametrizar ajustes, mapeos de señales, funciones de protección, supervisión y control del relé.

##### Configurador IEC 61850 del relé GE-F650

Herramienta integrada en “Enervista® Setup 650” que permite definir parámetros relacionados con los LN del equipo: PTOC, Protection Trip Conditioning (PTRC), XCBB, entre otros. Permite definir DataSets, Control Blocks, atri-

butos y reportes GOOSE y SV, además de exportar e importar archivos en formato CID o SCL.

#### 4.2.4. Estructura y topología de redes de comunicaciones para el caso de estudio

En la Figura 4.3 se observa cómo se plantea el caso de estudio para las comunicaciones GOOSE entre los IEDs. Se dispone de un Switch Ethernet modelo RUGGEDCOM RX1500 de SIEMENS, en el cual se implementa una red LAN exclusiva para el caso de estudio con topología en estrella simple: el IED\_1, IED\_2, Unidad OMICRON®CMC 356 y la PC están conectados directamente al Switch Ethernet mediante Ethernet/TCP/IP.

La red de comunicación entre los equipos está conformada por una configuración VLAN=1, ya que son señales críticas y exclusivas para la transferencia de información de control y protección de los IEDs. Para asegurar la calidad de la información y evitar retrasos, se emplea una prioridad 6 en la VLAN, lo que permite obtener tiempos de respuesta más bajos y evita la congestión de tráfico. Esto es importante dado que la comunicación GOOSE se basa en intercambio de información de control instantánea, necesaria para decisiones confiables y seguras.

En el Switch Ethernet (RUGGEDCOM RX1500) se configuró la función NTP dentro de la misma red del escenario del caso de estudio, con el fin de que todos los equipos involucrados (IED\_1, IED\_2 y PC) se sincronicen con su reloj interno con la hora del RUGGEDCOM RX1500. Esto asegura que todos los equipos funcionen bajo la misma referencia horaria, condición indispensable para la correcta secuencia de eventos, trazabilidad de señales y análisis de coordinación de protecciones, cumpliendo así con lo recomendado por la norma IEC 61850 para aplicaciones basadas en mensajería GOOSE.

La adecuada integración y compatibilidad con la Norma IEC 61850 permite desarrollar el caso de estudio planteado y verificar la interoperabilidad, la transmisión de mensajes GOOSE y la selectiva coordinación de protecciones entre dispositivos.

Las direcciones IP y MAC de los equipos empleados se detallan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Direcciones IP y MAC definidas a los equipos para implementación del caso de estudio.

Equipo / Dispositivo	Dirección IP	Máscara	Puerta de enlace	Dirección MAC
PC (Computador)	192.168.0.100	255.255.255.0	192.168.0.2	58:8a:5a:1c:eb:45
Switch Ethernet	192.168.0.2	255.255.255.0	192.168.111.203	00:0a:dc:e0:e2:44
IED_1	192.168.0.10 (11)	255.255.255.0	192.168.0.2	01:0c:cd:01:01:09
IED_2 (IEDScout)	192.168.0.3 (131)	255.255.255.0	192.168.0.2	01:0c:cd:01:01:10

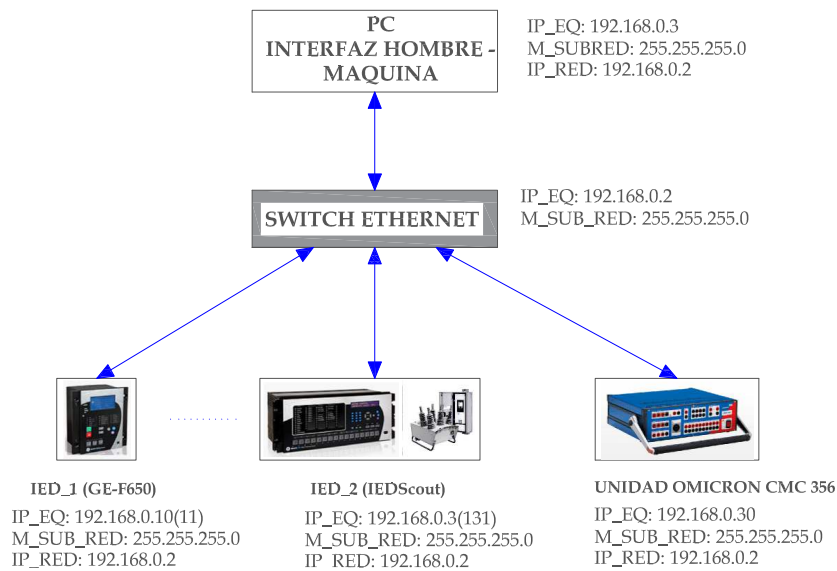


Figura 4.3: Estructura y topología de redes de comunicación para el caso de estudio.

### 4.3. Parámetros generales y ajustes de protección

Para el análisis de la coordinación de protecciones del caso de estudio se plantea un diagrama unifilar, como se puede evidenciar en la Figura 4.4, conformado por un transformador de potencia de 16/20 MVA a un nivel de voltaje en el lado primario de 69 kV y lado secundario de 22 kV; un alimentador primario de 22 kV y un reconectador. Los distintos equipos protegen las redes eléctricas del sistema mediante las funciones de sobrecorriente 50/51, actuando de manera escalonada tanto como protección primaria como de respaldo ante eventos de falla.

En el transformador de potencia, que corresponde a la [SE\\_AZO\\_02](#) de la [EEA](#), se encuentra conectado a su respectiva barra de voltaje de 22 [kV](#). Dispone de elementos de medición y protección como los [TC](#), [TP](#), relé de protección [GE-T60](#) y el interruptor de potencia como equipo de maniobra, con lo cual se garantiza la correcta operación del sistema ante contingencias. En cuanto a los equipos que forman parte del alimentador primario desde la salida del alimentador hacia aguas abajo, de igual manera cuentan con equipos de medición y protección y, para la operación ante eventos de falla, con interruptores de potencia a un nivel de 22 [kV](#). Las funciones de protección aplicadas son: en el transformador de potencia, 50/51 (sobrecorriente) y 87 (diferencial); en el alimentador primario, 50/51 (sobrecorriente de fase).

### Conexión del TC del transformador de potencia, relé [GE-T60](#)

En el transformador de potencia la relación de transformación de corriente es [Relación de Transformación \(RTC\)](#) = 300/5 en el lado del devanado de alto voltaje, y [RTC](#) = 800/5 en el lado de devanado de bajo voltaje. Las conexiones de los TC están configuradas en estrella, marcadas con la polaridad: en el lado de alto voltaje, la polaridad está hacia la línea; en el lado de bajo voltaje, la marca está hacia la barra. Esto permite obtener valores de medición positivos y que la protección diferencial 87 actúe de manera correcta.

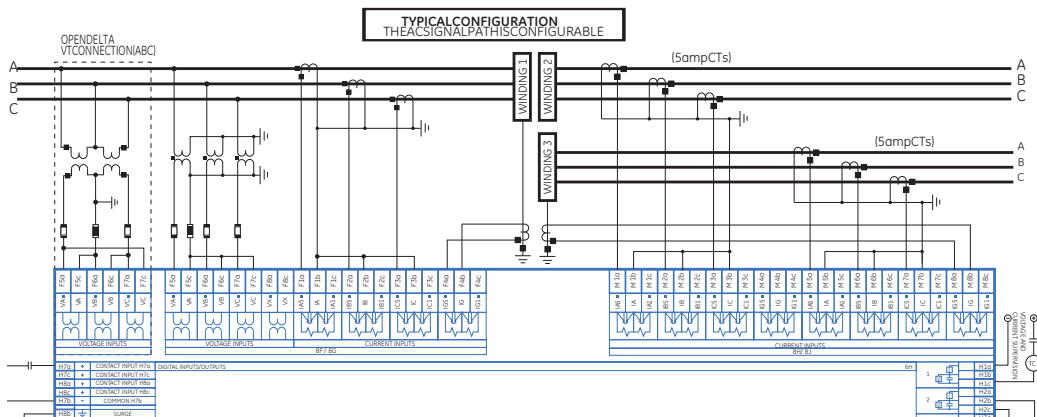


Figura 4.4: Conexiones del TC del relé [GE-T60](#). Fuente: Manual [GE](#).

### Conexión del TC para el alimentador primario, relé [GE-F650](#)

En el alimentador de 22 [kV](#), los equipos de medición y protección tienen una relación de [RTC](#) = 300/5, y en equipos aguas abajo tienen [RTC](#) = 1200/1.

Las conexiones están configuradas en estrella, con la polaridad hacia el lado de la carga; con la finalidad de obtener valores de medición positivos y, con ello, la actuación correcta de las funciones de protección. Figura 4.4.

En el diagrama unifilar empleado para el análisis de coordinación de protecciones, los interruptores se representan con la codificación ANSI 52, la cual identifica la apertura o cierre de los circuitos tanto en condiciones normales de operación como en contingencias ante eventos de falla del sistema.

### 4.3.1. Parámetros generales del transformador de potencia

En este numeral se describen las características generales del transformador de potencia de la SE\_AZO\_02, así como los datos de los ajustes empleados para las funciones de protección.

Tabla 4.2: Datos generales del transformador de potencia de la SE\_AZO\_02.

Ítem	Descripción	Características
1	Nivel de voltaje	69/22 kV
2	Potencia	16/20 MVA
3	Corriente primario	133,9 / 167,3 A
4	Corriente secundario	419,9 / 524,9 A
5	Frecuencia	60 Hz
6	Impedancia	7,4 %
7	Conexión	DYn1
8	Pérdidas en vacío / plena carga	12,10 / 76 kW
9	Corriente máxima de cortocircuito (22 kV)	1799,44 / 5643,70 A

En la Tabla 4.2 se describen los datos generales del transformador de potencia: potencia (MVA), nivel de voltaje (kV), corrientes nominales del lado primario y secundario (A), impedancia, tipo de conexión, pérdidas en vacío y a plena carga, y corrientes máximas de cortocircuito del equipo en ambos lados. Estos datos sirven para realizar los cálculos de las funciones de protección a nivel de 69 kV y 22 kV; valores necesarios para coordinar las protecciones aguas abajo de la barra de 22 kV a nivel del alimentador primario del caso práctico a implementar.

En las tablas 4.3 y 4.4 se presentan los valores de las corrientes nominales del transformador de potencia de la SE\_AZO\_02, tanto en el lado de alto como

en el de bajo voltaje. Los valores fueron determinados en función de la relación de transformación de los TC instalados en cada lado del transformador, de acuerdo con las corrientes nominales.

Tabla 4.3: Corrientes nominales lado de alto voltaje (69 kV).

Variable	Parámetros	Descripción
RTC1	300/5	Relación del TC, lado alto voltaje
I_HV_Prim	133,88 A	Corriente nominal lado alto voltaje, primario
I_HV_Sec	2,23 A	Corriente nominal lado alto voltaje, secundario

Tabla 4.4: Corrientes nominales lado de bajo voltaje (22 kV).

Variable	Parámetros	Descripción
RTC2	800/5	Relación TC, lado bajo voltaje
I_LV_Prim	419,89 A	Corriente nominal lado bajo voltaje, primario
I_LV_Sec	2,62 A	Corriente nominal lado bajo voltaje, secundario

En la Tabla 4.5 se indican las corrientes de magnetización transitoria (*inrush*) que se pueden presentar en el transformador de potencia al momento de su energización, conforme a valores típicos derivados de ensayos reales por parte de la Empresa. Las corrientes son de corta duración y pueden alcanzar entre 12 y 25 veces la corriente nominal, dependiendo de la conexión del transformador, la saturación del núcleo magnético y el instante de la onda de voltaje en el cual se realiza la maniobra de cierre.

Tabla 4.5: Corrientes de *inrush* del transformador de potencia, lado primario.

Variable	Parámetros	Descripción
I_Inrush_HV	1606,54 A	Máxima corriente <i>inrush</i> para $12 \times I_n$ (0,1 s)
I_Inrush_HV	3346,96 A	Máxima corriente <i>inrush</i> para $25 \times I_n$ (0,01 s)

#### 4.3.2. Parámetros de ajuste de la protección diferencial (87) para el transformador de potencia

En la Tabla 4.6 se presentan los ajustes configurados en la función de protección diferencial 87T correspondiente al transformador de potencia de la

[SE\\_AZO\\_02](#). La corriente mínima de operación ( $I_{min}$ ) corresponde a 0,3 pu (recomendado por el fabricante) y representa el valor de restricción de operación, evitando operaciones incorrectas ante corrientes de magnetización o errores de medición de los TC. Las pendientes Slope 1 y Slope 2 se ajustan a 25% y 100%, respectivamente, de acuerdo con las recomendaciones del relé, permitiendo discriminar fallas internas de externas.

En la figura 4.5 se muestra la curva característica de operación del relé diferencial, en la cual se observa la zona de restricción y la región de operación ante las fallas internas que se presenten en el transformador de potencia.

Tabla 4.6: Ajustes para la función de protección diferencial 87T.

Variable	Parámetros	Descripción
$I_{min}$ (Pickup)	0,3 pu	Corriente de operación, elemento restringido
Slope 1	25%	Porcentaje de restricción, pendiente 1
Slope 2	100%	Porcentaje de restricción, pendiente 2
	Por fase	Inrush modo inhibición
	12%	Inrush nivel inhibición

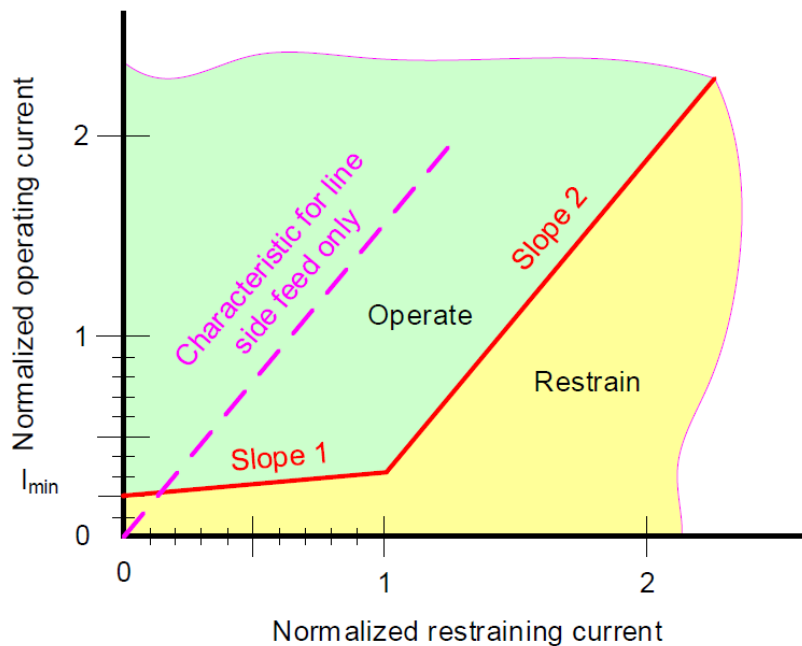


Figura 4.5: Curva característica de operación para un relé diferencial. Fuente: [57]

### 4.3.3. Parámetros de ajuste de la protección de sobrecorriente (ANSI 50/51) del transformador de potencia

Los parámetros de ajuste de sobrecorriente de fase (ANSI 50/51) fueron obtenidos de acuerdo con las condiciones operativas del transformador de potencia de la SE\_AZO\_02, los valores de corrientes nominales y la filosofía de coordinación de protecciones, con la finalidad de proteger aguas arriba y aguas abajo de los devanados del transformador. Estos parámetros permiten una operación selectiva y segura ante condiciones de sobrecorriente (Tabla 4.7).

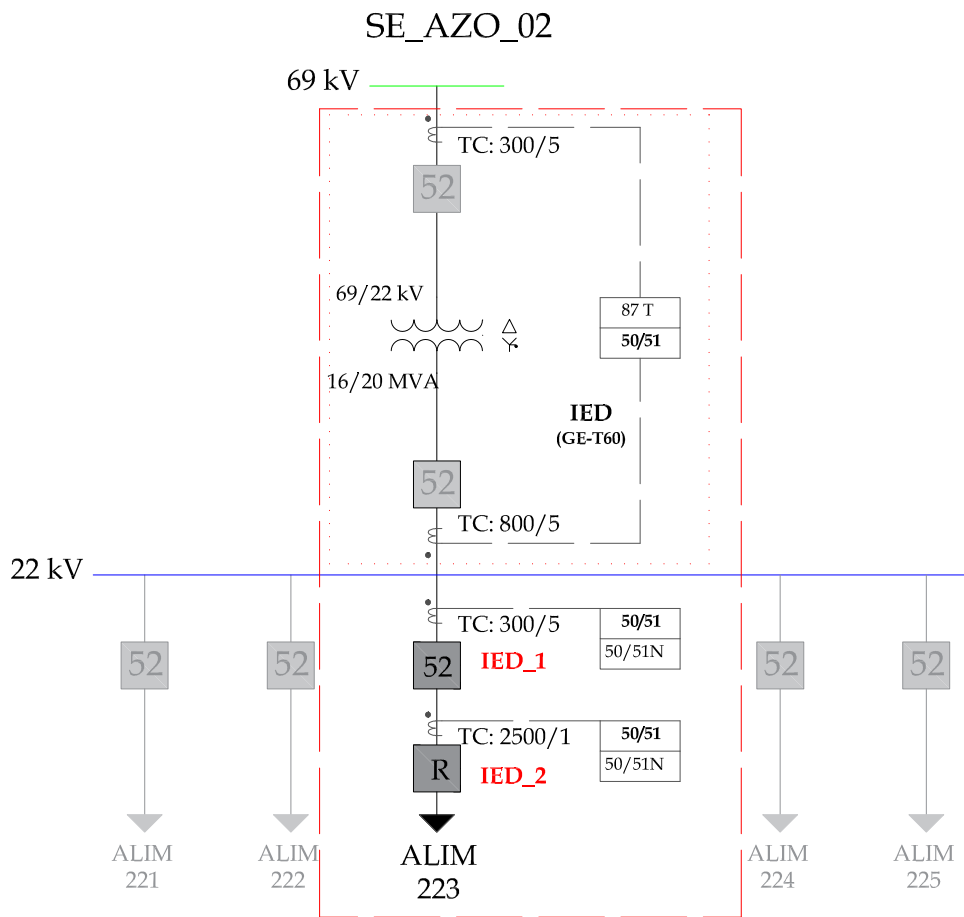


Figura 4.6: Diagrama unifilar del transformador de potencia, identificación del relé GE-T60 (IED).

**Ajustes de protecciones del lado de 69 kV**

Para la función de protección de sobrecorriente instantánea ([ANSI 50](#)), se realiza el ajuste con la finalidad de detectar y despejar las fallas en el lado de alta tensión, evitando que dicha función actúe ante fallas o corrientes transitorias provenientes del lado de baja tensión (22 kV). Por ello, se establece un tiempo de despeje de aproximadamente 100 ms.

La función de protección de sobrecorriente temporizada ([ANSI 51](#)) se configura al 115 % de la corriente nominal del transformador de potencia en el lado de alta tensión (69 kV), considerando la etapa de refrigeración. Este valor garantiza que la protección actúe ante corrientes superiores a la capacidad térmica continua del transformador, con un tiempo de despeje aproximado de 750 ms, asegurando la adecuada coordinación con la protección del lado de baja tensión (22 kV).

**Ajustes de protecciones del lado de 22 kV**

La función de protección de sobrecorriente temporizada ([ANSI 51](#)) se establece al 115 % de la corriente nominal del transformador en el lado de baja tensión (22 kV), considerando la etapa de refrigeración. Este valor permite que la protección actúe ante sobrecargas prolongadas sin afectar las condiciones nominales de operación de la carga. Se ajusta para un tiempo de despeje de falla de aproximadamente 500 ms, garantizando una respuesta rápida en el lado de baja tensión y una coordinación adecuada con las protecciones de los alimentadores primarios de la [SE\\_AZO\\_02](#).

La función de protección de sobrecorriente instantánea ([ANSI 50](#)) del transformador en el lado de baja tensión (22 kV) se mantiene deshabilitada, con el propósito de evitar operaciones indebidas ante corrientes transitorias de *in-rush* generadas durante la energización del transformador de potencia. Los criterios de ajuste de las funciones de protección de sobrecorriente del transformador de potencia se han establecido conforme a los principios definidos en las normas [IEEE C37.91-2021](#), [IEC 60076-7](#) e [IEC 60255](#).

Tabla 4.7: Valores de ajuste de la protección del transformador (lado 22 kV).

Función	Parámetro	Valor
50 (Deshabilitada)	I <sub>CC, 3F</sub>	5643,70 A
	FD	1,15
	IPICKUP (Prim)	6462,03 A
	RTC (800/5)	160,00
	IPICKUP (Sec)	40,39 A (8,08 pu)
	Tiempo de retardo	0,13 s
51	In	419,89 A
	FS	1,15
	IPICKUP (Prim)	480,78 A
	RTC (800/5)	160,00
	IPICKUP (Sec)	3,00 A
	IPICKUP (PU)	0,60097
	Tipo de curva	Curva Inversa IEEE (IEEE-INV)
Tiempo de retardo	1 s	

La protección diferencial 87T se configura como protección principal y la 50/51 como respaldo, tanto para el devanado de alto como de bajo voltaje. La 51 actuará ante sobrecargas y fallas externas de las bornes del devanado al lado de 22 kV, coordinada con la 87T, despejando fallas en aproximadamente 500 ms o cuando la 87T esté inactiva por *inrush*, garantizando selectividad, estabilidad y vida útil del equipo de potencia.

#### 4.3.4. Parámetros de ajuste de la protección de sobrecorriente (50/51) para el relé GE-F650 (IED\_1)

Para el análisis correspondiente al alimentador primario ALIM\_223 de la SE\_AZO\_02, este opera a un nivel de voltaje de 22 kV y está protegido por un relé GE F650, definido en el diagrama unifilar como IED\_1 (Figura 4.7).

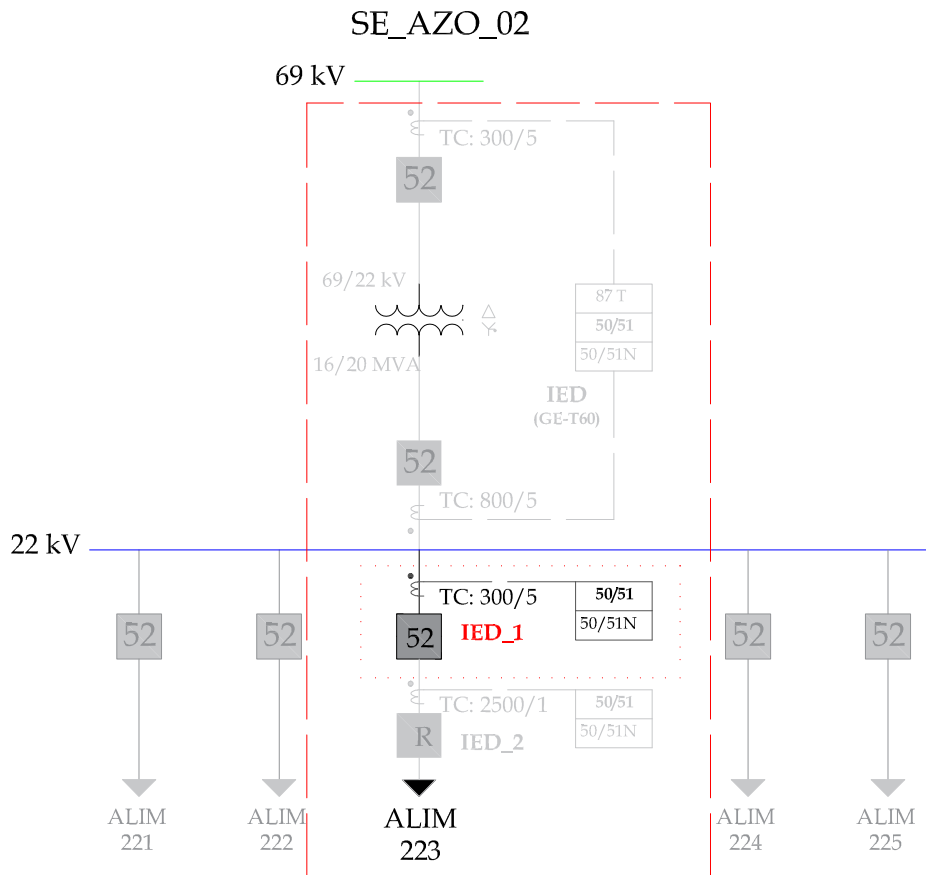


Figura 4.7: Diagrama unifilar, identificación del relé GE-F650 (IED\_1).

Para definir los ajustes ANSI 50/51 del GE-F650 (IED\_1) se calcularon previamente las corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas con **Dynamic Mimic Diagram (DMD)** del software Schneider Electric DMS NS de la EEA. Con base en estos resultados se establecieron los ajustes de la Tabla 4.8. Estos parámetros muestran que la función 50 (instantánea) garantiza respuesta rápida ante fallas francas ( $> 2326,35$  A) con 100 ms de despeje; la 51 (temporizada) protege sobrecargas en 240 A con curva **IEEE-INV** y 0,33 s. Esto coordina con la 87T del transformador y con equipos aguas abajo para una operación escalonada.

Tabla 4.8: Valores de ajuste de la protección para el relé GE-F650 (IED\_1).

Función	Parámetro	Valor
50	I <sub>CC_3F</sub>	2031,75 A
	FD	1,0
	IPICKUP (Prim)	2031,75 A
	RTC (300/5)	60,00
	IPICKUP (Sec)	33,85 A
	IPICKUP (PU)	6,77
	Tiempo Retardo	0,1 s
50N	I <sub>CC_1FT</sub>	1833,55 A
	FD	1,00
	IPICKUP (Prim)	1833,55 A
	RTC (300/5)	60,00
	IPICKUP (Sec)	30,55 A
	IPICKUP (PU)	6,11
	Tiempo Retardo	Delay
51	In	241,43 A
	FS	1,00
	IPICKUP (Prim)	241,43 A
	RTC (300/5)	60,00
	IPICKUP (Sec)	4,02 A
	IPICKUP (PU)	0,80
	Tiempo Retardo	0,25 s
51N	IPICKUP (Prim)	72,43 A
	RTC (300/5)	60,00
	IPICKUP (Sec)	1,20 A
	IPICKUP (PU)	0,24
	Tiempo Retardo	IEC-ANSI/IEEE
	Tiempo Retardo	Dial
	Tiempo Retardo	Delay

El alimentador primario ALIM\_223 suministra el servicio de energía eléctrica a un total de **2 857 usuarios**, entre los cuales se incluyen clientes de tipo residencial, comercial e industrial.

La topología predominante de las redes eléctricas aéreas asociadas a este alimentador corresponde a la configuración 3x3/0(1/0) **ACSR**, cuya capacidad nominal de conducción de corriente es de **315 A**. Esta característica garantiza una adecuada capacidad de transporte de energía, coherente con los niveles de carga y las condiciones operativas del sistema de distribución.

#### 4.3.5. Parámetros de ajuste de la protección de sobrecorriente (50/51) para el IED\_2 del alimentador primario

En el caso del dispositivo electrónico inteligente instalado aguas abajo del alimentador primario ALIM\_223, corresponde a un reconectador de marca **NO-JA® Power**, el cual en el diagrama unifilar se representa como IED\_2 (Figura 4.8). Este opera a un nivel de voltaje de **22 kV**.

El reconectador protege ante eventos de falla a un total de **1 330 usuarios**, entre los cuales se incluyen clientes de tipo residencial, comercial e industrial.

La topología de la red de distribución aguas abajo del alimentador primario está compuesta por una configuración 3x3/0(1/0) **ACSR**, con una capacidad nominal de conducción de corriente de hasta **315 A**. Esta configuración garantiza una adecuada capacidad de transporte de energía y una correcta coordinación con las protecciones del alimentador principal.

Mediante el software **DMD** de Schneider Electric DMS NS se determinaron las corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas para los cálculos de 50/51 del IED\_2 (Tabla 4.9).

Los valores de la Tabla 4.9 evidencian que la 50 (instantánea) del IED\_2 responde ante corrientes superiores a 1929 A con 100 ms de despeje; la 51 (temporizada) protege sobrecargas en 150 A con curva **IEC/ANSI** Inversa y 500 ms, coordinando aguas arriba (cabecera del ALIM\_223) y aguas abajo (reconectores y fusibles en ramales).

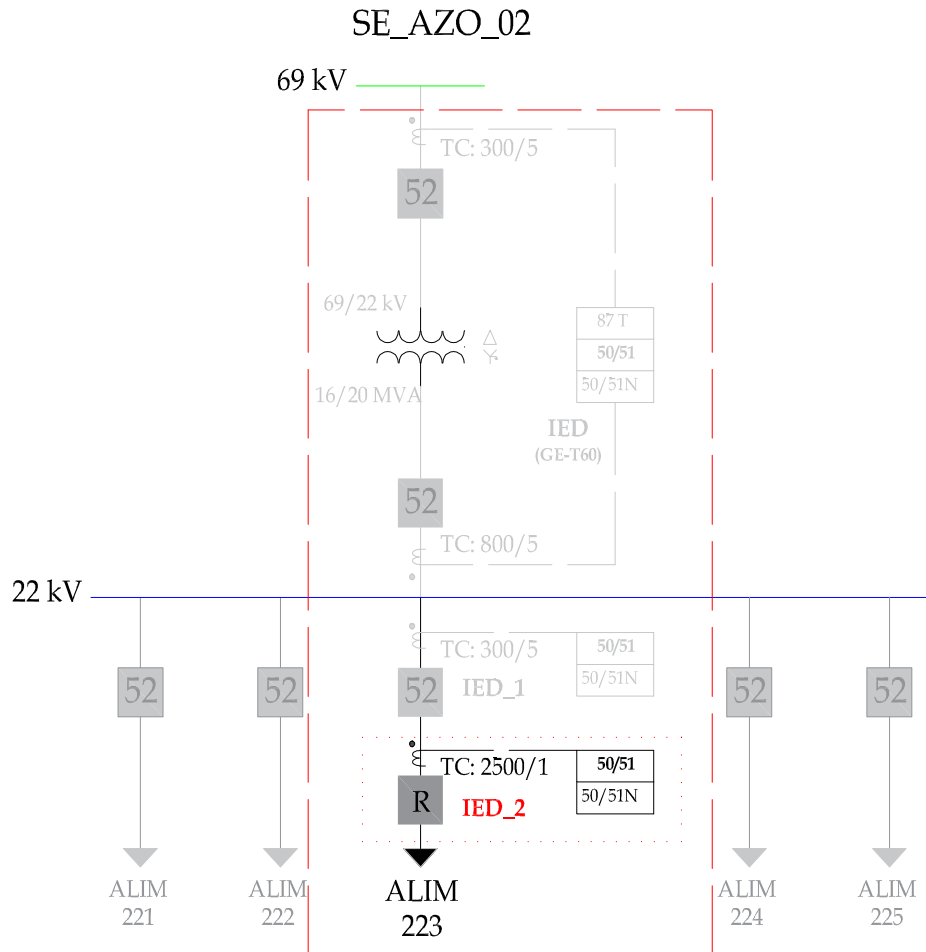


Figura 4.8: Diagrama unifilar, identificación del reconectador (IED\_2).

#### 4.3.6. Curva de coordinación de protecciones tradicionales de los IEDs

Una vez determinados los ajustes de 50/51, se presentan las curvas características de coordinación de los dispositivos: IED (GE-T60), IED\_1 (GE-F650) e IED\_2 (reconectador) (Figura 4.9).

Las curvas entre equipos presentan coordinación selectiva y escalonada, con márgenes de 200 a 300 ms entre curvas. Este rango garantiza que, ante un evento de falla, el dispositivo más cercano opere como principal y el equipo aguas

arriba opere únicamente como respaldo, manteniendo selectividad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico.

De acuerdo con la Tabla 4.10, entre cada equipo se mantiene una coordinación jerárquica de las funciones 50/51. Los márgenes de tiempo determinados para cada etapa permiten una discriminación adecuada de las fallas, garantizando operación escalonada conforme a las recomendaciones de IEEE C37.91-2021 e IEC 60255. El análisis de las coordinaciones del esquema planteado para la SE\_AZO\_02 cumple los principios de selectividad, sensibilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Tabla 4.9: Valores de ajuste de la protección para el IED\_2.

<b>Función</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
50	I <sub>CC_3F</sub>	1684,75 A
	FD	1,00
	IPICKUP (Prim)	1684,75 A
	RTC (2500/1)	2500,00
	IPICKUP (Sec)	0,67 A
	IPICKUP (PU)	0,13
	Tiempo Retardo	0,1 s
50N	I <sub>CC_1FT</sub>	1426,13 A
	FD	1,00
	IPICKUP (Prim)	1426,13 A
	RTC (2500/1)	2500,00
	IPICKUP (Sec)	0,5705 A
	IPICKUP (PU)	0,1141
	Tiempo Retardo	Delay
51	I <sub>n</sub>	108,65 A
	FS	1,00
	IPICKUP (Prim)	108,65 A
	RTC (2500/1)	2500,00
	IPICKUP (Sec)	0,04 A
	IPICKUP (PU)	0,00869
	Tiempo Retardo	0,09 s
51N	IPICKUP (Prim)	32,59 A
	RTC (2500/1)	2500,00
	IPICKUP (Sec)	0,013 A
	IPICKUP (PU)	0,00261
	Tiempo Retardo	Dial

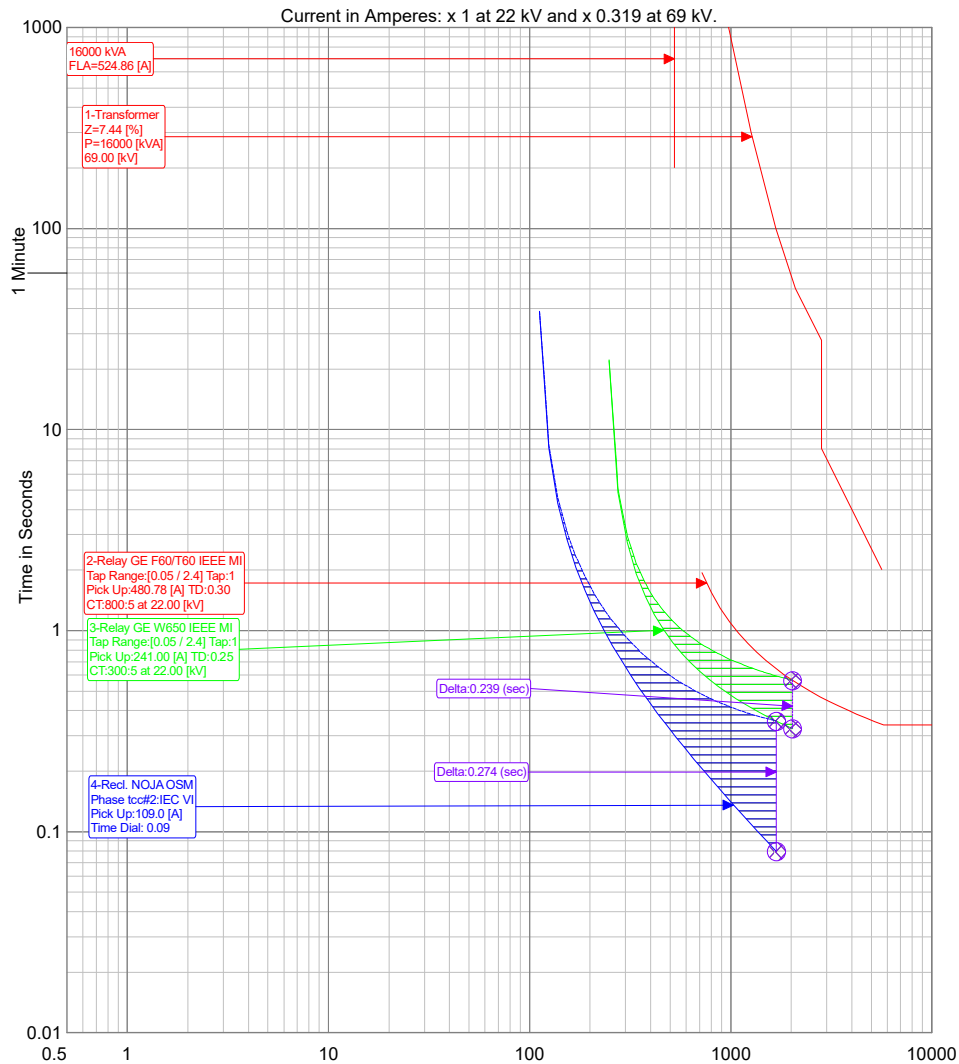


Figura 4.9: Curvas tiempo–corriente (TCC) de IED, IED\_1 e IED\_2. Fuente: EEA

#### 4.3.7. Configuración de los ajustes y parámetros generales en el IED\_1 (GE-F650) e IED\_2

Una vez determinados los valores de ajuste y los criterios de coordinación de protecciones para el caso de estudio entre el IED\_1 y IED\_2, conforme se muestra en la Figura 4.1, se procede a realizar la configuración y cargar los parámetros generales, funciones de protección y mapeo de señales necesarias para la

implementación del caso práctico.

Tabla 4.10: Ajustes de protecciones de los dispositivos IEDs empleados en el caso de estudio.

Item	Equipo	Icc_3F (A)	Icc_1F (A)	ANSI 51	ANSI 50
1	IED (GE T60)	5643,70	5807,43	Pickup: 480 A, Curva: , TD: 0,30	Pickup y Delay: Deshabilitado
2	IED_1 (GE F650)	2031,75	1833,55	Pickup: 241,43 A, Curva: , TD: 0,25	Pickup: 2031,75 A; Delay: 0,1 s
3	IED_2 (NOJA <sup>®</sup> Power)	1684,75	1426,13	Pickup: 108,65 A, Curva lenta: , TD: 0,085	Pickup: 1684,75 A; Delay: 0,1 s (Deshabilitada)

Para el caso del **IED\_1 (GE-F650)**, que corresponde al relé físico disponible, se utilizó el software **Enervista<sup>®</sup> Setup 650**, el cual permite realizar la configuración completa del relé. Esto incluye parámetros generales, habilitación de las funciones de protección, asignación de señales y alarmas, definición de la configuración lógica de disparo, entre otras funciones operativas del equipo.

En cuanto al **IED\_2**, la configuración se realizó de forma virtual mediante la herramienta **IEDScout**, considerando que para el caso práctico se representa un relé simulado e instalado aguas abajo del **IED\_1**. Esta configuración permite, posteriormente, realizar las pruebas de coordinación y la implementación de las comunicaciones **GOOSE** bajo la norma **IEC 61850** entre los dispositivos.

#### Configuración del IED\_1 (GE-F650)

La configuración del relé **IED\_1 (GE-F650)** se efectuó con el software **Enervista<sup>®</sup> Setup 650**, herramienta proporcionada por la **EEA**, la cual dispone de equipos físicos de la misma marca y modelo instalados en la **SE\_AZO\_02**. A continuación, se presentan los pasos principales de la configuración del relé para el caso de estudio. En la Figura 4.10 se observa la conexión del relé **IED\_1 (GE-F650)** al software **Enervista<sup>®</sup> Setup 650** mediante la dirección IP 192.168.0.10/11 asignada al equipo. Para configurar, modificar y cargar los parámetros del relé, este debe estar en línea.



Figura 4.10: Comunicación del relé GE-F650 mediante software EnerVista® Setup 650.



Figura 4.11: Ajustes de parámetros generales en el relé GE-F650 mediante software EnerVista® Setup 650.

En la Figura 4.11 se muestra el apartado “Archivo”, subsección “Ajustes del Sistema”, donde se configuran los parámetros generales del relé [IED\\_1](#), tales como la secuencia de fases, voltaje nominal, frecuencia, habilitación o deshabilitación del dispositivo, entre otras variables fundamentales para el correcto funcionamiento del equipo durante su operación en las pruebas.

En la Figura 4.12 se detalla la selección de las funciones de protección a emplear en el [IED\\_1](#), cuyos valores deben ser cargados de acuerdo con los cálculos realizados para los ajustes del dispositivo. Para el caso de estudio, se habilita la función de sobrecorriente de fase ([ANSI 50/51](#)).



Figura 4.12: Selección de las funciones de protección 50/51 en el relé [GE-F650](#) mediante software [EnerVista® Setup 650](#).

En la Figura 4.13 se detalla la configuración específica de la función de sobrecorriente instantánea (50), definida como “Phase IOC1 High”, y la función de sobrecorriente temporizada (51), definida como “Phase TOC1 High”. En el [IED\\_1](#), cada función de protección puede habilitarse o deshabilitarse de manera independiente, conforme a la filosofía de protección aplicada.

Una vez configuradas las funciones de protección y los parámetros generales, se procede a realizar la configuración final del relé físico [GE-F650](#).

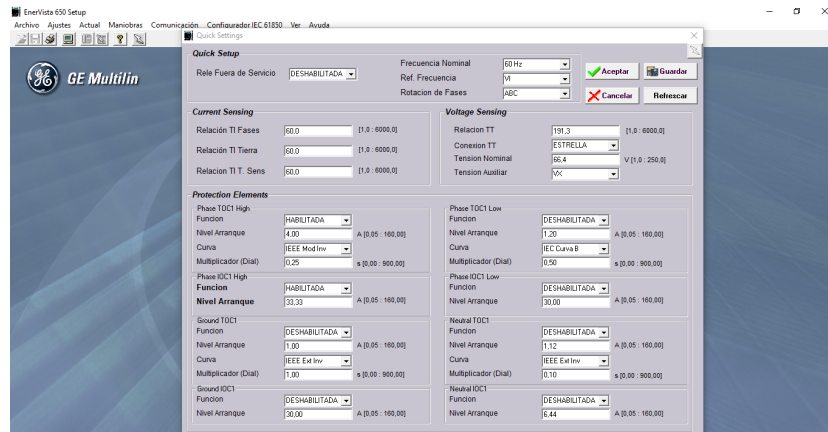


Figura 4.13: Habilitación de funciones de protección y ajustes de parámetros en el relé **GE-F650** mediante software EnerVista<sup>®</sup> Setup 650.

En la Figura 4.14 se indica el apartado “Configuración del relé”, donde se definieron las salidas digitales, la asignación funcional de los indicadores LED del panel frontal, las maniobras de control, los elementos de protección involucrados (funciones ANSI), así como las entradas de control, aparamenta, salidas remotas y entradas virtuales.



Figura 4.14: Configuración de parámetros generales del relé **GE-F650** mediante software EnerVista<sup>®</sup> Setup 650.

Cabe destacar que las entradas virtuales fueron configuradas específicamente para el intercambio de información e interacción entre los equipos, permitiendo la comunicación directa mediante mensajería **GOOSE** bajo la norma **IEC 61850**. La configuración integral del relé **IED\_1 (GE-F650)** garantiza la co-

recta respuesta del equipo durante las pruebas de verificación e intercambio de señales **GOOSE**, abordadas en los numerales posteriores.

#### 4.3.8. Pruebas y verificación de las funciones de protección empleando la unidad **OMICRON®CMC 356**

OMICRON®CMC 356

OMICRON®CMC 356

El presente numeral tiene como finalidad validar los ajustes de las funciones de protección definidos en el numeral 4.3 con respecto al **IED\_1** y al **IED\_2**, planteados en el caso de estudio. Para ello, se realizaron pruebas de inyección secundaria utilizando la unidad **OMICRON®CMC 356** y el software **Test Universe**.

Las pruebas permiten verificar el comportamiento real de las funciones de protección configuradas en el **IED\_1 (GE-F650)**, comprobando que las curvas de tiempo-corriente responden conforme a los valores calculados. Con esto se garantiza que la actuación y selectividad ante un evento de falla sean correctas. En el caso del **IED\_2**, el relé simulado en **IEDScout**, se realizó una simulación de las curvas tiempo-corriente con el propósito de representar los ajustes de protección determinados para el equipo. Aunque no se dispone de un **IED\_2** físico, la simulación permite comparar y validar la coordinación de tiempos entre el **IED\_2** y el **IED\_1**, verificando que la actuación de los dispositivos sea escalonada: el **IED\_2** actúa como protección principal y el **IED\_1** como protección de respaldo, cumpliendo con el principio de selectividad.

#### Configuración de la prueba

Con el propósito de validar la respuesta del **IED\_1 (GE-F650)** ante fallas simuladas, empleando la unidad **OMICRON®CMC 356** y el software **Test Universe**, se utilizó el módulo **NTP** para evaluar la respuesta de las funciones de protección **ANSI 50/51**, tanto instantánea como temporizada 4.15. Para ello, se configuraron escenarios de falla con el fin de comprobar la actuación del **IED\_1** ante los siguientes casos:

- Falla línea-tierra (L-G)

- Falla línea-línea (L-L)
- Falla trifásica (L-L-L)

Los valores aplicados en las pruebas para los distintos escenarios de falla fueron incrementales desde el valor nominal, con el fin de evaluar la curva característica de disparo.

Tabla 4.11: Resultados de la prueba de disparo (valores constantes omitidos)

Tipo	Magnitud	tnom.	treal	Desviación	Resultado
L1-L2	5,000 A	3,952 s	3,922 s	-0,7431 %	Correcta
L1-L2	12,00 A	807,2 ms	816,9 ms	1,196 %	Correcta
L1-L2	19,00 A	576,8 ms	596,7 ms	3,447 %	Correcta
L1-L2	26,00 A	100,0 ms	120,6 ms	20,60 %	Correcta
L1-L2-L3	5,000 A	3,952 s	3,871 s	-2,039 %	Correcta
L1-L2-L3	12,00 A	807,2 ms	801,1 ms	-0,7611 %	Correcta
L1-L2-L3	19,00 A	576,8 ms	604,2 ms	4,747 %	Correcta
L1-L2-L3	26,00 A	100,0 ms	135,8 ms	35,80 %	Correcta
L1-E	5,000 A	3,952 s	3,945 s	-0,1762 %	Correcta
L1-E	12,00 A	807,2 ms	815,1 ms	0,9731 %	Correcta
L1-E	19,00 A	576,8 ms	583,0 ms	1,072 %	Correcta
L1-E	26,00 A	100,0 ms	128,8 ms	28,80 %	Correcta

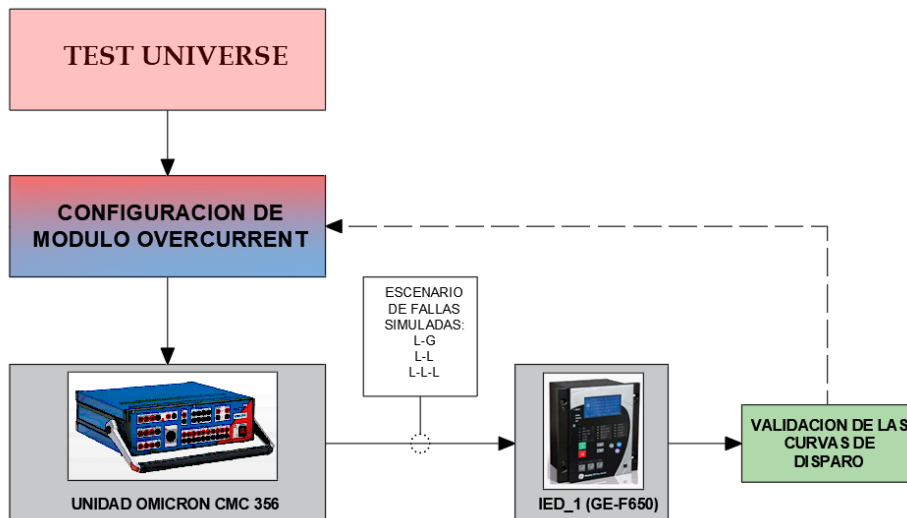


Figura 4.15: Diagrama de bloques de la configuración y flujo de pruebas para la verificación de las funciones 50/51 del [IED\\_1 GE-F650](#).

Los resultados obtenidos en la tabla 4.11 y las Figuras 4.16 a 4.18, correspondientes a las pruebas de disparo para los distintos escenarios de falla, demuestran que el relé IED\_1 (GE-F650) actúa dentro de los márgenes establecidos por la curva tiempo-corriente. Se concluye que la parametrización de las funciones de sobrecorriente en el IED\_1 es correcta. Además, se observa que los disparos se ubican dentro de la zona de tolerancia definida por la curva IEEE-INV, validando los ajustes calculados en los numerales anteriores.

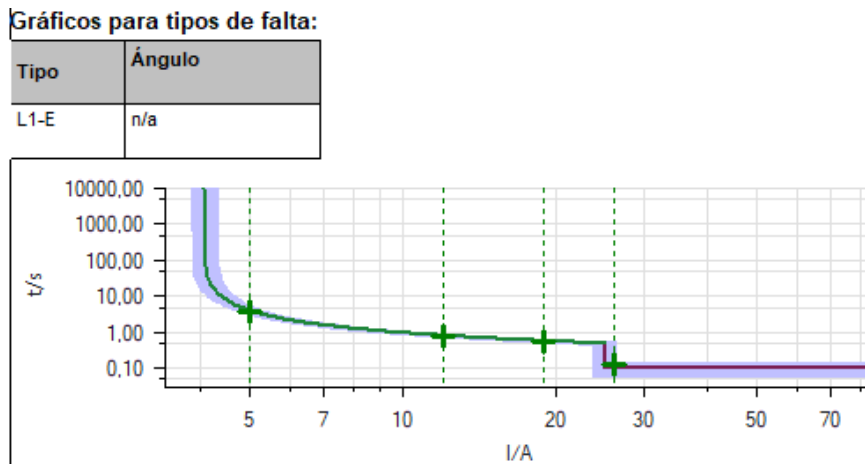


Figura 4.16: Gráfica de la falla L-G obtenida en las pruebas de disparo del IED\_1 GE-F650.

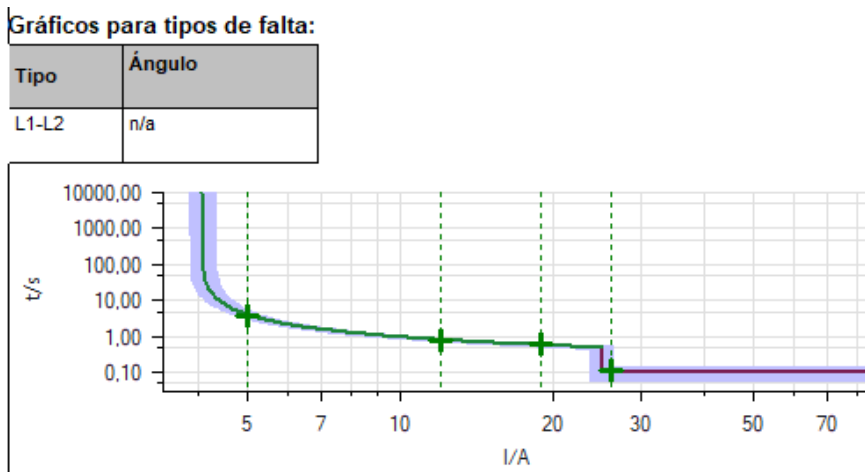


Figura 4.17: Gráfica de la falla L-L obtenida en las pruebas de disparo del IED\_1 GE-F650.

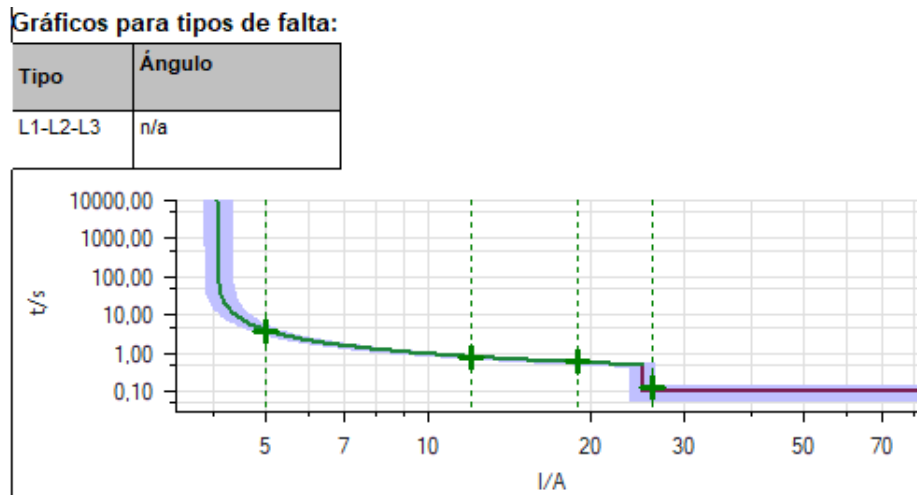


Figura 4.18: Gráfica de la falla trifásica (L-L-L) obtenida en las pruebas de disparo del [IED\\_1 GE-F650](#).

La simulación de las curvas tiempo-corriente del [IED\\_2](#), relé simulado en [IEDScout](#), se efectuó en el entorno de pruebas de la herramienta **Test Universe**, con la finalidad de representar su comportamiento ante eventos de falla. Las simulaciones permitieron comparar y validar la coordinación de tiempos entre el [IED\\_2](#) y el [IED\\_1](#), donde se evidenció que el margen de coordinación entre las curvas se mantiene entre 200 ms y 300 ms.

La verificación de las pruebas realizadas constituye una parte fundamental para la implementación de las comunicaciones [GOOSE](#) bajo la norma [IEC 61850](#) entre los [IED\\_2](#) e [IED\\_1](#).

#### 4.3.9. Configuración de parámetros de la norma [IEC 61850](#) aplicados a la mensajería [GOOSE](#)

En este numeral se detalla el procedimiento realizado para la configuración de los IED bajo la norma [IEC 61850](#), aplicada al escenario del caso práctico para la comunicación mediante la mensajería [GOOSE](#). Esta se emplea para el análisis de la coordinación de protecciones entre los equipos, ya que la norma establece un modelo de configuración estandarizado para el intercambio de información entre dispositivos electrónicos inteligentes, garantizando la **interoperabilidad**, es decir, la posibilidad de aplicar la norma entre dispositivos de distintas marcas siempre que sean compatibles.

Para la implementación del caso de estudio se emplean los [IED\\_1](#) e [IED\\_2](#), cada uno con un rol específico dentro del esquema propuesto, y configurados conforme a los requerimientos de la norma [IEC 61850](#).

El [IED\\_1](#) se configura como **suscriptor principal**, ya que debe recibir los mensajes [GOOSE](#) provenientes del [IED\\_2](#) cuando este registra una condición de arranque o disparo de la protección de sobrecorriente aguas abajo del equipo. Asimismo, actúa como **publicador** de mensajes [GOOSE](#) cuando el equipo opera por algún evento de falla.

El [IED\\_2](#) se configura como **publicador principal**, siendo el encargado de enviar las señales de arranque y disparo hacia el [IED\\_1](#).

La configuración establecida bajo la norma [IEC 61850](#) tiene como objetivo verificar la comunicación de la mensajería [GOOSE](#) aplicada a la coordinación de protecciones entre los equipos, permitiendo analizar las tramas de tiempo entre cada evento.

#### Nodos lógicos de los [IED\\_1](#) e [IED\\_2](#)

La norma [IEC 61850](#) define los modelos lógicos jerárquicos para la descripción de las funciones de protección, medición y control dentro de los dispositivos electrónicos inteligentes. Esto permite que las funciones del relé se representen de manera estandarizada y compatible, garantizando la interoperabilidad entre equipos y el intercambio confiable de información.

Cada [LD](#) está compuesto por [LN](#), los cuales representan funciones específicas. A su vez, estos contienen [DO](#) que describen variables de estado (como alarmas, disparos y cambios de estado) y [DA](#) que definen valores, calidad y tiempo de las variables.

Tabla 4.12: Nodos lógicos del [IED\\_1](#) disponibles para la comunicación [GOOSE](#).

Señal	LNógico IEC 61850	Descripción de la función
Disparo 50/51 P <a href="#">TRIP</a>	eveGGIO1\$ST\$Ind10	Alarma de disparo P
Sobrecorriente de fase	<a href="#">PTOC</a>	Función 50/51 – Sobrecorriente de fase
Arranque protección instantánea	SGphHiPIOC1\$Str.general	Etapa alta – Start general
Recepción de señal remota <a href="#">GOOSE</a>	GPLD/OC1F_PTOC1.Str	Arranque de la protección del <a href="#">IED_2</a>

Los nodos lógicos empleados en el IED\_1 y el IED\_2 para la comunicación GOOSE bajo la norma IEC 61850 se muestran en las Tablas 4.12 y 4.13. Para la configuración de los parámetros de la norma IEC 61850 en el IED\_1 4.12 se utilizó la herramienta **Configurator IEC 61850** del software Enervista<sup>®</sup> Setup 650, que permite parametrizar, visualizar y gestionar la mensajería GOOSE.

Tabla 4.13: Nodos lógicos del IED\_2 disponibles para la comunicación GOOSE.

Señal	LN lógico IEC 61850	Descripción de la función
Arranque de protección instantánea	GPLD/OC1F_PTOC1.Str	Etapa alta – Start general
Operación de protección de sobrecorriente	GPLD/OC1F_PTOC1.Op	Operación de disparo del IED_2

Para la configuración de los parámetros IEC 61850 del IED\_2 4.13 se utilizó el software **NCD Configurator** de NOJA<sup>®</sup> Power, que permite parametrizar y gestionar la mensajería GOOSE bajo dicha norma.

Una vez definidos los LN, que estructuran las señales físicas de los relés y las variables normalizadas, se facilita la creación de los **DataSets** y la configuración de los bloques GOOSE, tanto para publicación como para suscripción, garantizando así la interoperabilidad entre los dispositivos dentro del caso de estudio.

#### **Creación de los DataSets, ControlBlocks, GOOSE Reception (Suscriptor) y GOOSE Transmission (Publicador) de los IED\_1 e IED\_2**

Para el escenario planteado en el caso de estudio se estableció la comunicación GOOSE entre dos dispositivos definidos como IED\_1 e IED\_2. A continuación, se detalla la configuración y creación de los **DataSets**, **ControlBlocks**, **GOOSE Reception (Suscriptor)** y **GOOSE Transmission (Publicador)**, de acuerdo con la función asignada a cada dispositivo conforme a la norma IEC 61850.

**Configuración del DataSet del IED\_1** En la Figura 4.19 se muestra la creación del DataSet utilizado por el IED\_1 para la mensajería GOOSE, definido con el nombre **DS\_TRIP\_IED1**. Este conjunto de datos agrupa las variables que serán transmitidas o recibidas entre los IED.

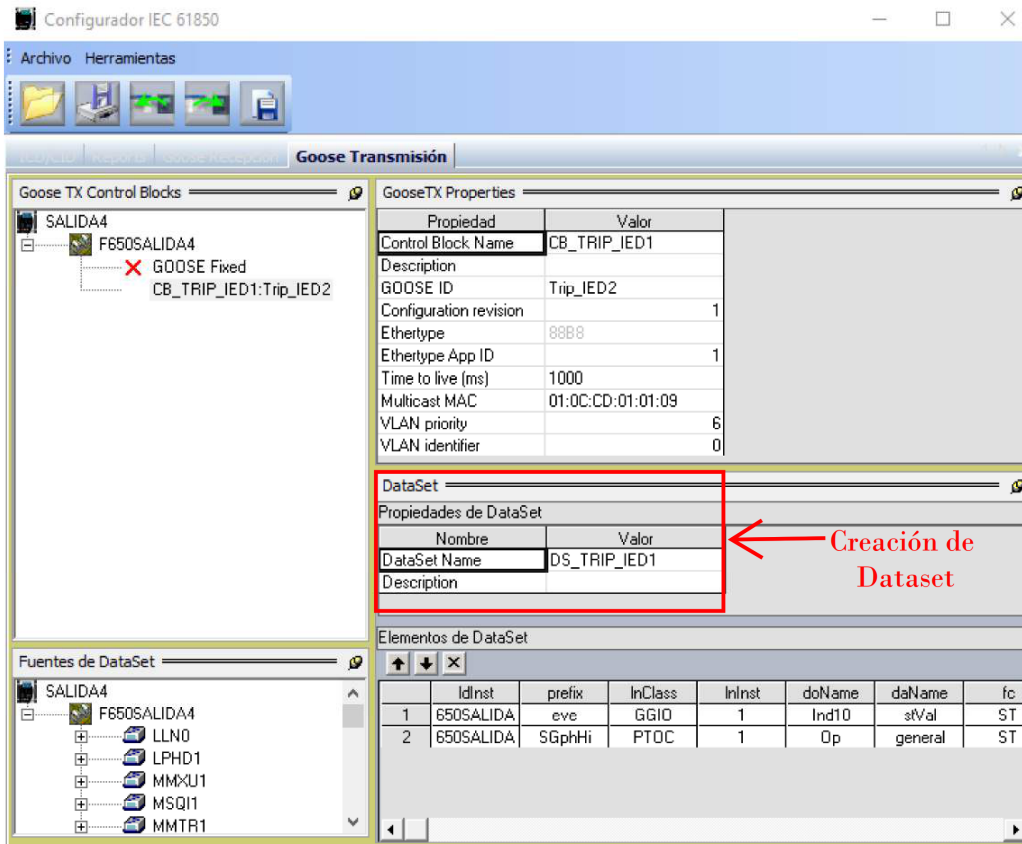


Figura 4.19: Creación del DataSet del IED\_1 mediante el software Enervista® Setup 650.

**Configuración del ControlBlock del IED\_1** En la Figura 4.20 se muestra la creación del bloque de control (*ControlBlock*) del IED\_1, definido con el nombre **CB\_TRIP\_IED1**. Los parámetros principales establecidos para la mensajería **GOOSE** son los siguientes:

- **GOOSE ID:** Trip\_IED1
- **APPID:** 1 (88B8)
- **Dirección MAC:** 01:0C:CD:01:01:09
- **VLAN:** 1
- **Prioridad VLAN:** 6
- **Tiempo de transmisión (ms):** 1000

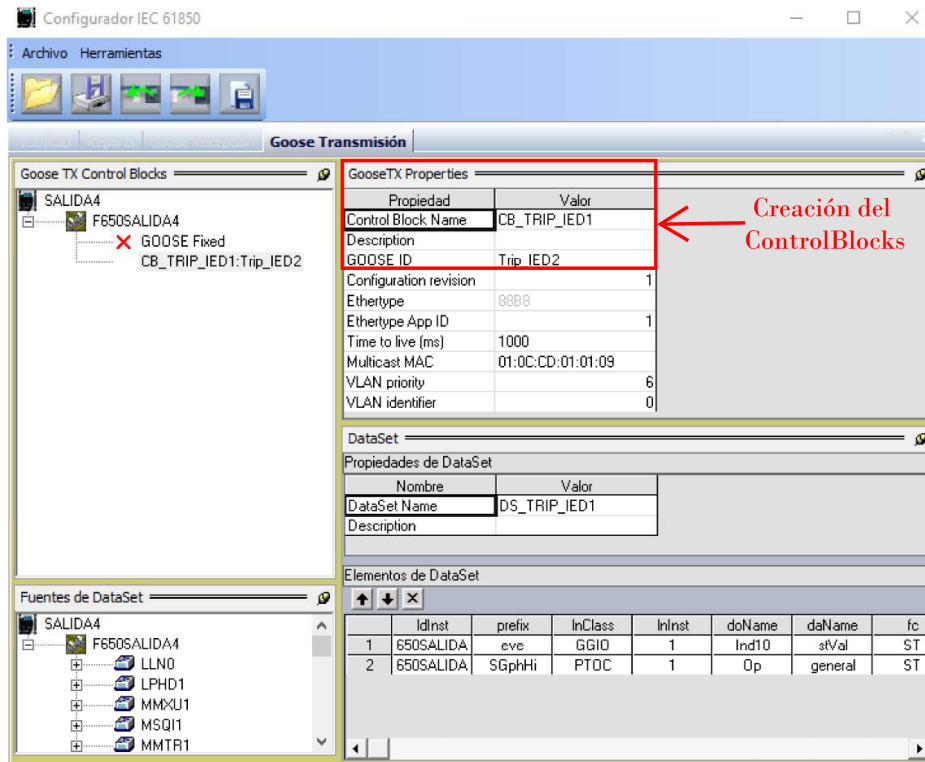


Figura 4.20: Creación del ControlBlock del IED\_1 mediante el software Enervista® Setup 650.

Estos parámetros son fundamentales para la comunicación GOOSE bajo la norma IEC 61850, ya que permiten direccionar e identificar el mensaje transmitido dentro de la red VLAN con prioridad alta, asegurando una entrega oportuna.

**Configuración del GOOSE Transmission (Publicador) del IED\_1** En la Figura 4.21 se muestra la configuración de los elementos del DataSet publicados por el IED\_1, seleccionados desde el apartado “Fuentes de DataSet”, donde se listan todos los nodos lógicos disponibles en el dispositivo. Para el caso de estudio, se configuraron los nodos lógicos correspondientes a las señales de arranque y disparo

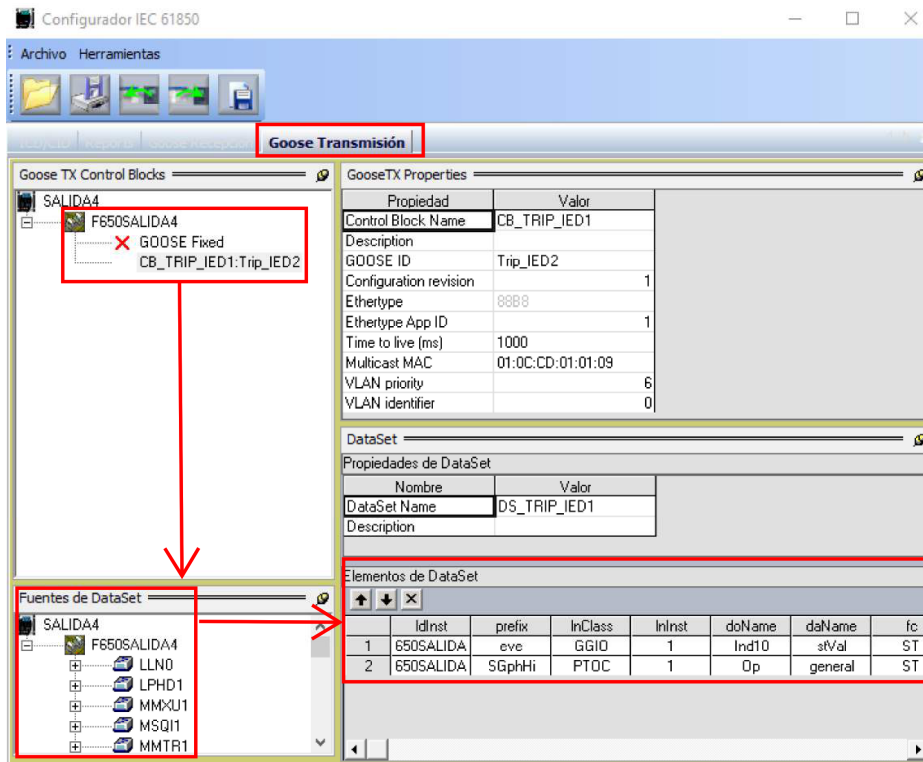


Figura 4.21: Configuración de los elementos publicados desde el IED\_1 mediante Enervista® Setup 650.

**Configuración del GOOSE Reception (Suscriptor) del IED\_1** Debido a que el IED\_1 debe suscribirse a los mensajes GOOSE publicados por el IED\_2, se configuró el mapeado de señales recibidas. En la Figura 4.22 se observa cómo se integran los nodos lógicos del IED\_2 al IED\_1, mediante la importación del archivo SCL del IED\_2, lo que permite arrastrar los nodos hacia las entradas remotas digitales (*rinGGIO*) del IED\_1. Una vez mapeadas, estas señales se utilizan en la configuración lógica del relé para ejecutar la lógica de bloqueo entre los IED.

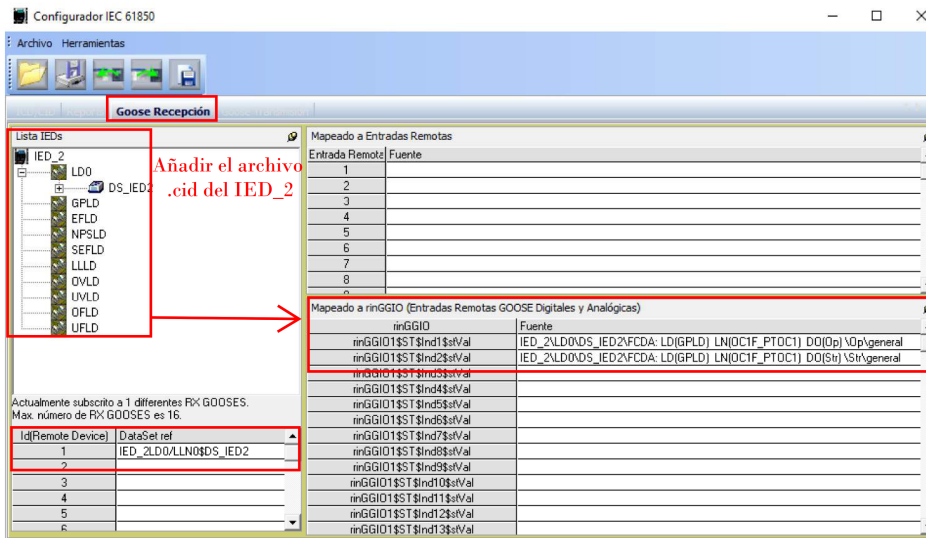


Figura 4.22: Configuración del mapeado de señales suscritas en el IED\_1 mediante Energista® Setup 650.

Una vez definida la variable de entrada remota GOOSE digital (“Ind1”), se configuró la lógica de control del IED\_1 para encender un LED en el panel frontal al recibir el mensaje GOOSE proveniente del IED\_2 como se muestra en la Figura 4.25.

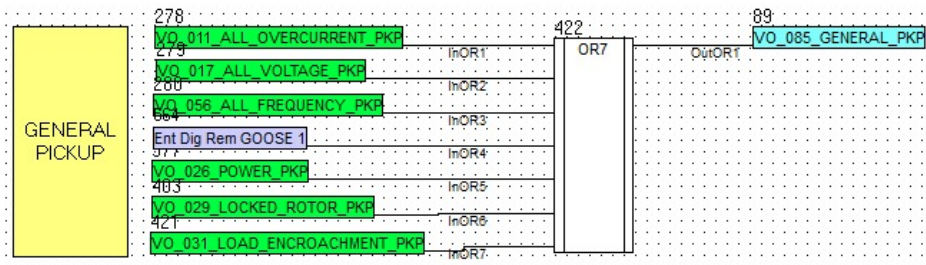


Figura 4.23: Lógica empleada para la visualización del LED al recibir el mensaje GOOSE en el IED\_1.

**Envío del archivo CID al relé IED\_1** Tras configurar los DataSets, Control-Blocks y canales de comunicación GOOSE, se procede a cargar los parámetros al relé físico GE-F650 mediante el envío del archivo CID final, que contiene toda la configuración del sistema GOOSE empleada para la coordinación de protecciones.

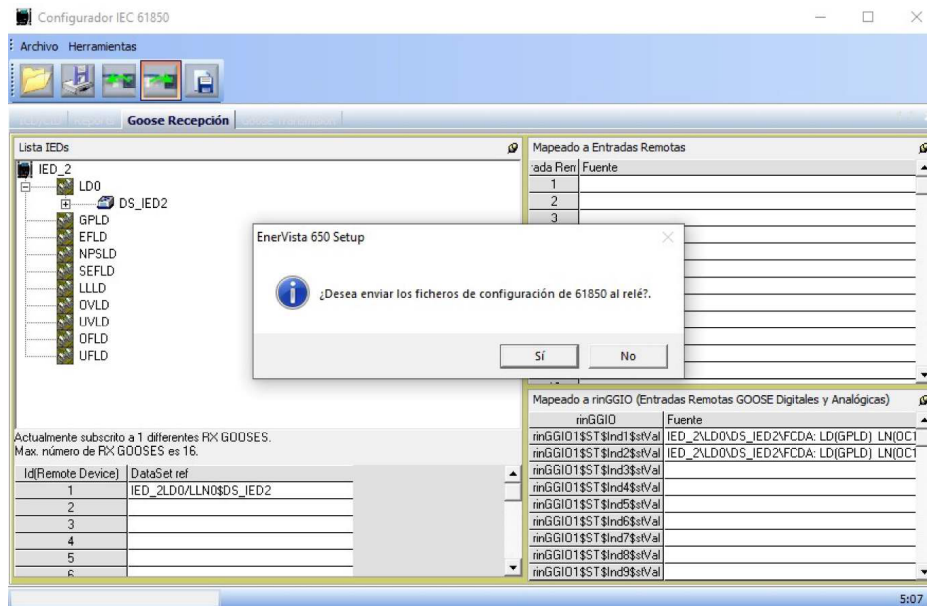


Figura 4.24: Carga del archivo CID en el relé GE-F650 mediante EnerVista<sup>®</sup> Setup 650.

### Configuración del DataSet y ControlBlock del IED\_2

El DataSet del IED\_2, definido como DS\_IED2, agrupa las variables de arranque y disparo de la función de sobrecorriente. Posteriormente, se configura el ControlBlock del IED\_2, mostrado en la Figura 4.25, con los siguientes parámetros principales:

- **GOOSE ID:** CB\_IED2\_TRIP\_DISPARO
- **APPID:** 0001 (88B8)
- **Dirección MAC:** 01:0C:CD:01:01:10
- **VLAN:** 1
- **Prioridad VLAN:** 6
- **Tiempo mínimo (ms):** 4
- **Tiempo máximo (ms):** 1000

Estos parámetros garantizan la identificación y transmisión eficiente del mensaje GOOSE en la red VLAN=1 con prioridad 6, conforme a la norma IEC 61850.

En las Figura 4.26y 4.27 se muestra la configuración de los elementos publicados desde el IED\_2. Las señales de arranque y disparo se activan manual-

mente desde la herramienta [IEDScout](#) mediante el cambio de estado lógico (TRUE/FALSE), lo que representa la activación de las funciones de protección.

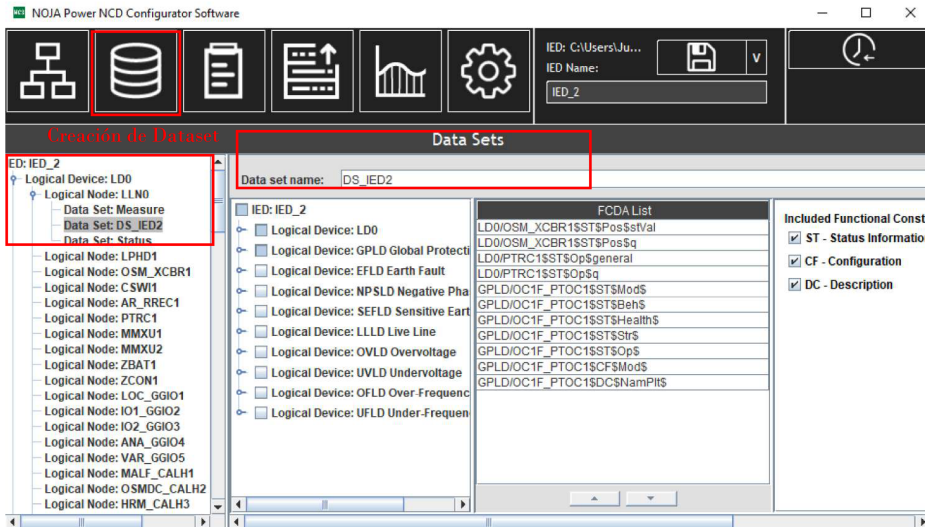


Figura 4.25: Creación del DataSet del [IED\\_2](#) mediante el software NCD Configurator.

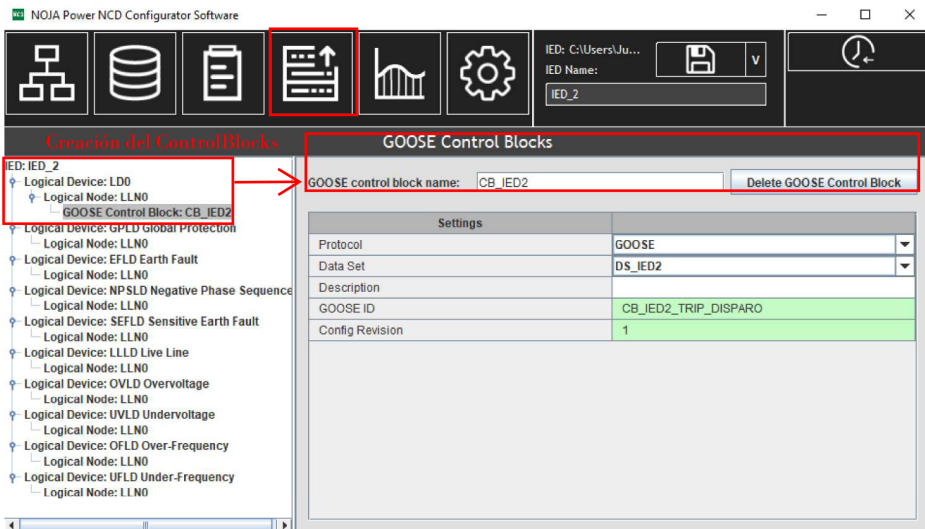


Figura 4.26: Creación de los *ControlBlocks* del [IED\\_2](#) mediante el software NCD Configurator.

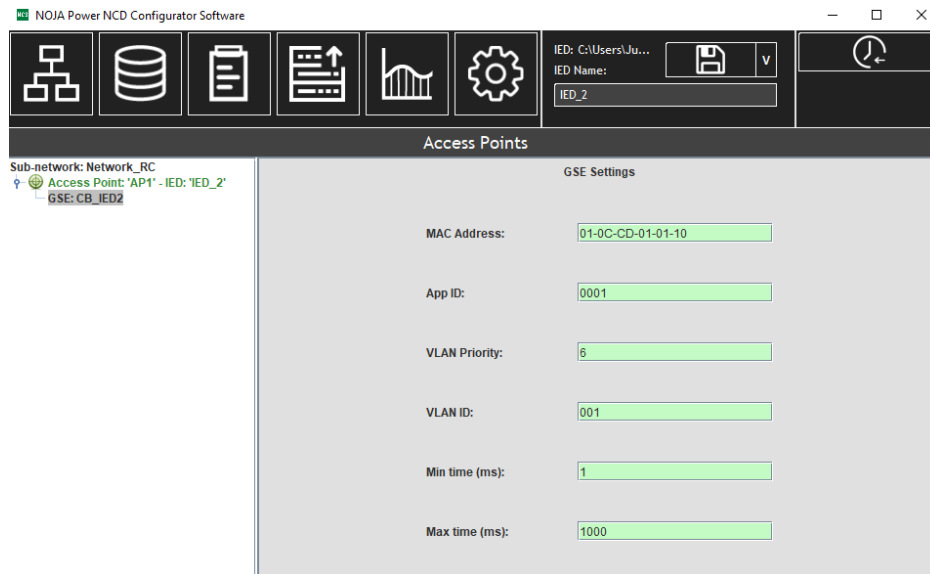


Figura 4.27: Configuración de GSE Settings (ajustes de GOOSE) del *Control-Block* denominado CB\_IED2, asociado al IED\_2.

En la Figura 4.28 se detalla la configuración de los elementos del *DataSet* que serán publicados por el IED\_2, los cuales pueden seleccionarse desde el apartado “IED: IED\_2”, donde se listan todos los nodos lógicos disponibles en dicho dispositivo. Para el caso de estudio, se configuran los nodos lógicos indicados en la Tabla 4.13, los cuales corresponden a las señales de arranque y disparo generadas ante la ocurrencia de un evento o falla en el IED\_2.

Dado que el IED\_2 es simulado mediante la herramienta IEDScout, las señales de arranque o disparo serán activadas manualmente desde dicha herramienta. El cambio de estado de estas señales —de TRUE a FALSE— representa la activación o desactivación de las funciones de protección configuradas en el dispositivo. Por su parte, el IED\_1 es el equipo encargado de detectar un evento o falla, y en consecuencia, enviar un mensaje GOOSE al IED\_2. Esto tiene como propósito evitar que ambos dispositivos actúen simultáneamente ante una misma condición, garantizando así la selectividad y correcta coordinación de la operación de los equipos.

Una vez configurados los DataSets, ControlBlocks y transmisiones GOOSE del IED\_2, se genera y guarda el archivo ICD/CID, que será cargado posteriormente en el software IEDScout para la simulación del dispositivo virtual.

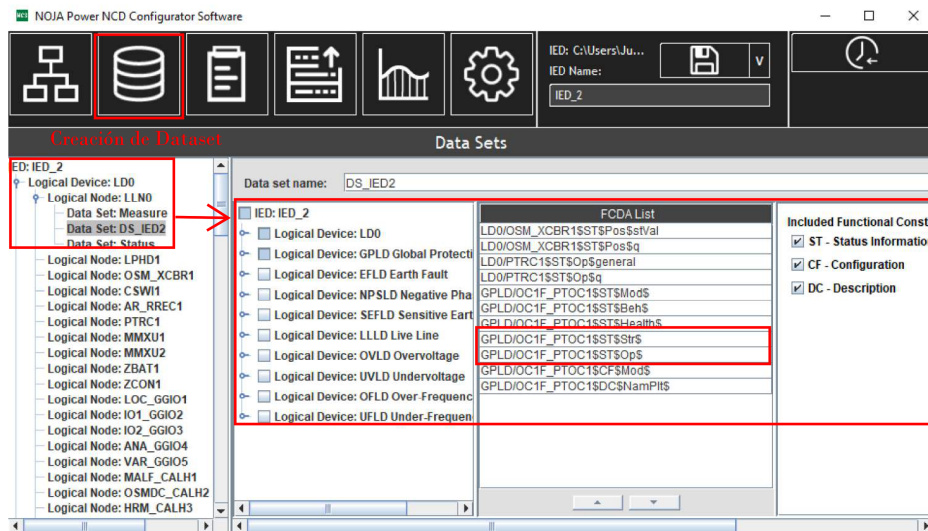


Figura 4.28: Configuración de los elementos publicados desde el IED\_2 mediante NCD Configurator.

### Configuración de la red de comunicación empleando el switch RUGGEDCOM RX1500

El switch industrial **RUGGEDCOM RX1500** fue configurado para garantizar la transmisión prioritaria de los mensajes **GOOSE** entre los **IED\_1** e **IED\_2**, conforme a los lineamientos de la norma **IEC 61850**. Este equipo permite gestionar la red de comunicaciones mediante **VLANs** y control de prioridad de tráfico. Además el switch permite realizar la configuración de los parámetros tanto prioritario como exclusivo, como se visualiza en la (Figura 4.29).

El RX1500 dispone de seis módulos (SLOT) configurables. En este caso se utilizaron:

- **SLOT 2:** seis puertos RJ45 (Cat 6A) para conexión de las PCs, **OMICRON® CMC 356** y el **IED\_2** virtual.
- **SLOT 5:** cuatro puertos de fibra óptica LC-ST para la conexión del **IED\_1** (**GE-F650**).

Dentro del menú de configuración se habilitó la **VLAN = 1** con **prioridad VLAN = 6**, según las recomendaciones de la norma **IEC 61850**, ya que los mensajes **GOOSE** son datos críticos de alta prioridad (Figura 4.30). Además, se configuró el protocolo **NTP** (Figura 4.31) para la sincronización horaria de los equipos, garantizando que todos operen con la misma referencia temporal, aspecto esencial para la medición de latencias y validación de las tramas **GOOSE**.

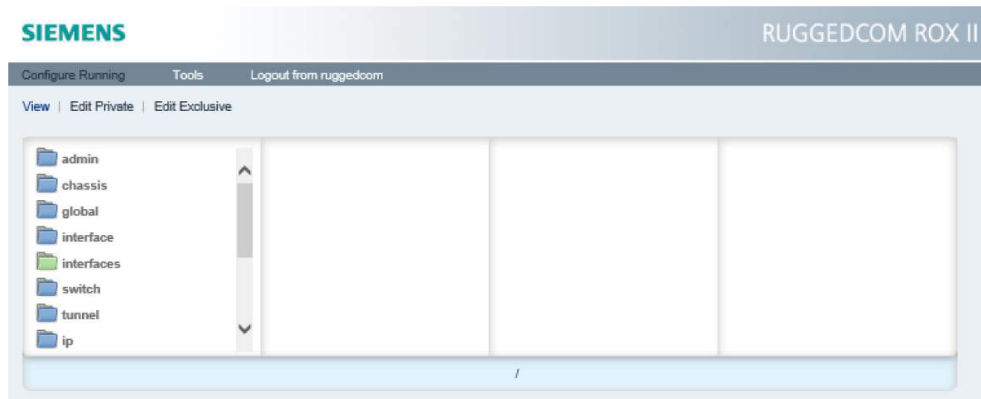


Figura 4.29: Interfaz del menú de configuración del switch RUGGEDCOM RX1500 (Siemens).

Slot	Detected Module	State	Status	Uptime	Boot Date	Boot Time
pm1	88-300 VDC or 85-264VAC, screw terminal block	operating	Normal	18D 9hr 16min 1sec	2025-10-13Z	19:59:47Z
lm1	2x 1000L X Singlemode 1310nm LC-10m	operating	Normal	18D 9hr 15min 58sec	2025-10-13Z	19:59:47Z
lm2	6x 10/100TX RJ45	operating	Normal	18D 9hr 16min 1sec	2025-10-13Z	19:59:47Z
lm3	4x 100FX SFP Blank (no optical transceiver)	operating	Normal	18D 9hr 15min 59sec	2025-10-13Z	19:59:47Z
lm4	4x 100FX SFP Blank (no optical transceiver)	operating	Normal	18D 9hr 16min 2sec	2025-10-13Z	19:59:47Z
lm5	4 x 100FX - Multimode, 1300nm, LC connectors, 2km	operating	Normal	18D 9hr 16min 1sec	2025-10-13Z	19:59:47Z
lm6	4 x 100FX - Multimode, 1300nm, LC connectors, 2km	operating	Normal	18D 9hr 16min 2sec	2025-10-13Z	19:59:47Z
main	RX1501 8 Gigabit Layer 3 w/ 6 LM slots and 1 PM slots	operating	Normal	18D 9hr 15min 58sec	2025-10-13Z	19:59:47Z

Figura 4.30: Distribución de SLOT del RUGGEDCOM RX1500 (Siemens).

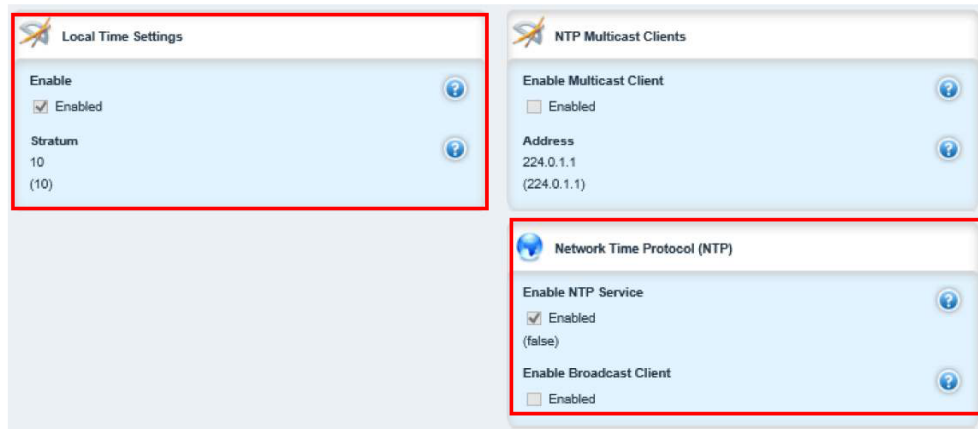


Figura 4.31: Activación de la sincronización NTP en el RUGGEDCOM RX1500 (Siemens).

A continuación, se presenta la Tabla 4.14, donde se resumen las conexiones físicas del switch RUGGEDCOM RX1500 dentro del caso de estudio.

Tabla 4.14: Conexiones físicas de los dispositivos en el RUGGEDCOM RX1500.

Dispositivo	Slot / Puerto	Tipo de conexión	VLAN	Prioridad	Descripción
IED_1	Slot 5 / Puerto 3	Fibra óptica LC-ST	1	6	Suscriptor y publicador de mensajes GOOSE
OMICRON® CM356	Slot 2 / Puerto 3	Cable RJ45 (Cat 6A)	-	-	Equipo de pruebas de eventos de falla
IED_2 (IEDSCOUT)	Slot 2 / Puerto 4	Cable RJ45 (Cat 6A)	1	6	Publicador de mensajes GOOSE
PC Wireshark	Slot 2 / Puerto 6	Cable RJ45 (Cat 6A)	-	-	Captura de tramas GOOSE

#### 4.3.10. Implementación y verificación de la comunicación GOOSE entre el IED\_1 y el IED\_2

Una vez configurados los equipos y la red de comunicaciones empleada en el caso de estudio para la implementación de la mensajería GOOSE bajo la norma IEC 61850, se procede a integrar la parte práctica de la comunicación entre los dispositivos electrónicos inteligentes definidos como IED\_1 e IED\_2. En la Figura 4.32 se presenta el diagrama de bloques general de la implementación y verificación de la comunicación GOOSE entre los equipos, donde se evidencia la estructura de la red LAN, el rol de cada dispositivo y las herramientas utilizadas para la captura y análisis del tráfico de red.

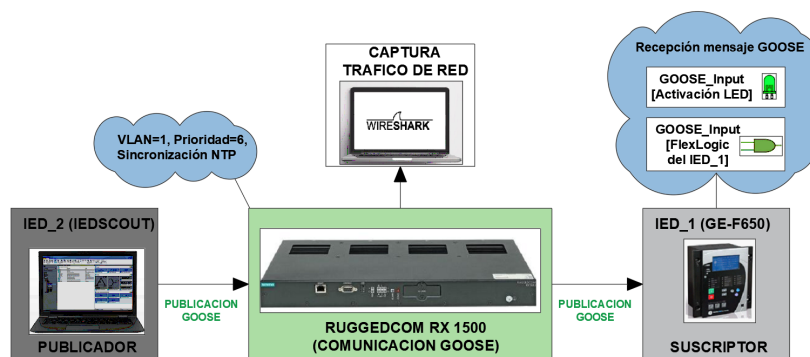


Figura 4.32: Diagrama de bloques de la implementación y verificación de la comunicación GOOSE entre el IED\_1 y el IED\_2.

### Etapa 1. Publicación del mensaje GOOSE

El **IED\_2**, correspondiente al relé NOJA<sup>®</sup> Power simulado virtualmente en la herramienta **IEDScout**, representa la protección principal instalada aguas abajo del diagrama unifilar. El equipo fue configurado para publicar las señales de **arranque (Start)** y **TRIP** de la función de sobrecorriente mediante el bloque de control **GOOSE** definido en el archivo **ICD/CID** cargado en el **IEDScout**.

Durante la prueba práctica, los eventos de las señales **GOOSE** se simularon mediante un cambio de estado lógico (TRUE/FALSE) en el **LN** lógico asignado dentro de la herramienta **IEDScout**. Este cambio de estado representa un evento de falla (activación de la función de protección de sobrecorriente configurada en el **IED\_2**), lo que genera la publicación inmediata de la mensajería **GOOSE** dentro de la red de comunicaciones gestionada por el **switch RUGGEDCOM RX1500**. En las Figuras 4.33 - 4.35 se muestra el cambio de estado del **IED\_2** simulado en **IEDScout**. El paso de la posición FALSE a TRUE en el apartado “Activity Monitor” indica la activación de la función de protección de sobrecorriente ante un evento de falla.

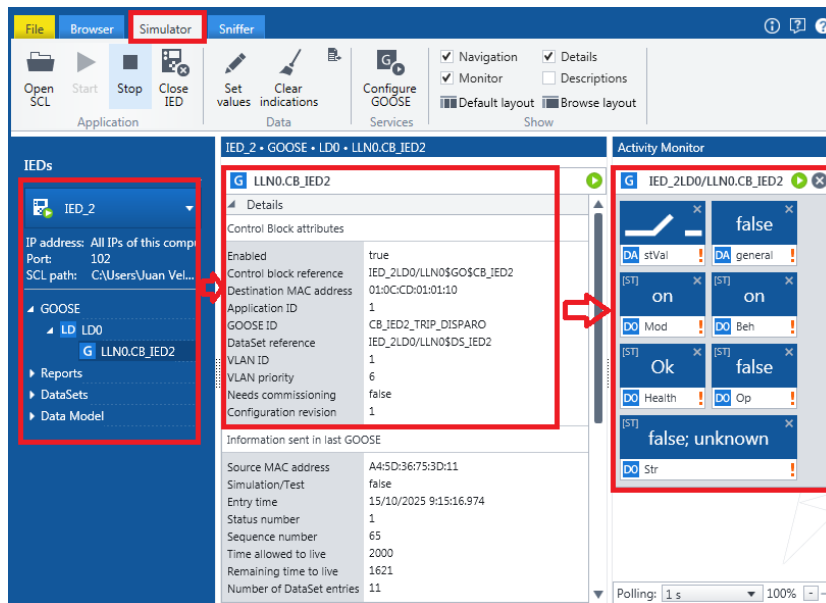


Figura 4.33: Interfaz de simulación del relé virtual **IED\_2** en la herramienta **IEDScout**.

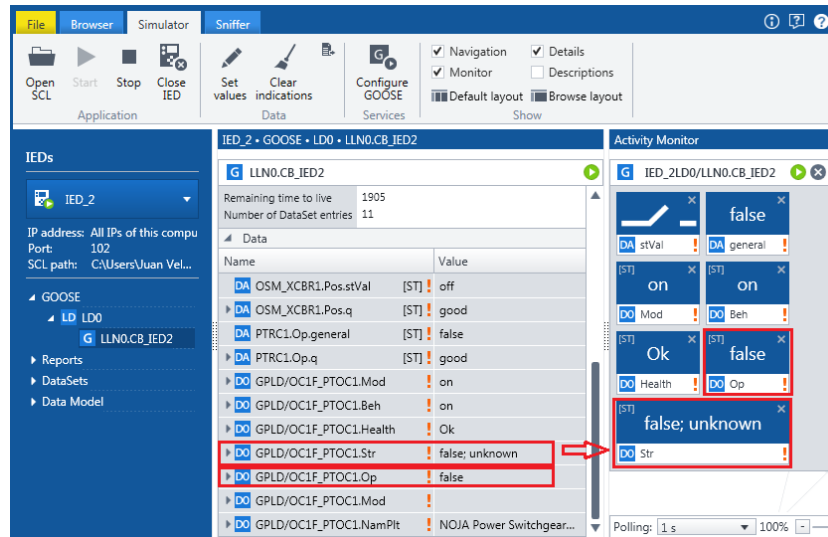


Figura 4.34: Estados PTOC1\_Str y PTOC1\_Op en FALSE en el relé virtual IED\_2.

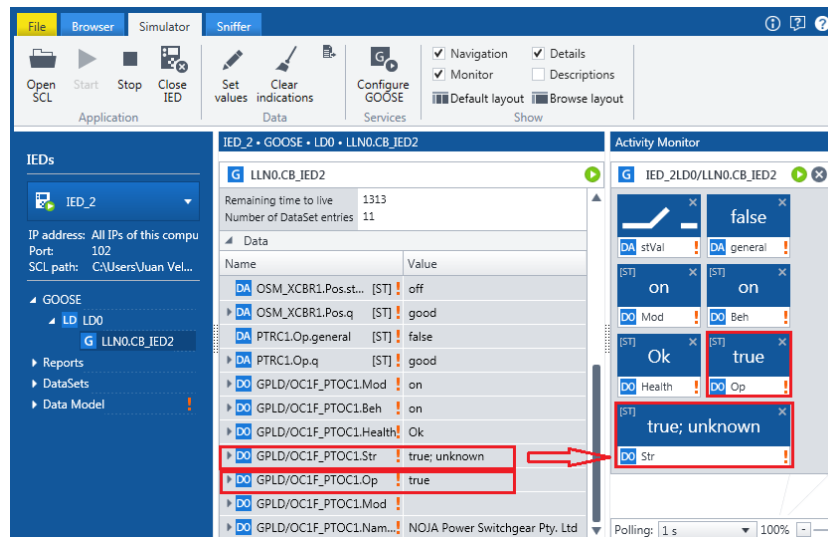


Figura 4.35: Estados PTOC1\_Str y PTOC1\_Op en TRUE en el relé virtual IED\_2.

La transmisión de información mediante la comunicación GOOSE se realiza de manera periódica, tal como se evidencia en la Figura 4.36. De igual forma en la Figura 4.37 se muestra la captura obtenida en Wireshark durante la verificación de la comunicación GOOSE entre los dispositivos del caso de estudio.

En el intervalo analizado se evidencia el **cambio de estado del IED\_2**, el cual genera la publicación inmediata de un nuevo mensaje **GOOSE** dentro de la red. Antes del evento, los valores de *stNum* y *sqNum* permanecen constantes; sin embargo, al producirse el cambio de estado, ambos parámetros se actualizan de forma secuencial, indicando que el dispositivo ha detectado una condición de operación y ha transmitido la señal correspondiente. Este comportamiento confirma que la mensajería **GOOSE** funciona correctamente, garantizando la actualización instantánea de los eventos en la red IEC 61850.

### Etapa 2. Suscripción del mensaje **GOOSE**

El **IED\_1**, correspondiente al relé físico **GE-F650**, fue configurado como **suscriptor** del mensaje **GOOSE** proveniente del **IED\_2**, con el objetivo de recibir y procesar la información transmitida. La información recibida fue asignada a una entrada lógica virtual dentro de las entradas digitales **GOOSE** del **IED\_1**.

The screenshot shows a network traffic capture in Wireshark. The main pane displays a list of packets with columns for No., Time, Source, Destination, and Protocol. Several GOOSE packets are highlighted with red boxes, and red arrows point from them to subsequent TCP and SSDP packets, indicating a sequence of events.

No.	Time	Source	Destination	Protocol
58	6.636852	Dell_1c:eb:45	TecTc57_01:01:10	GOOSE
59	6.636852	Dell_1c:eb:45	TecTc57_01:01:10	GOOSE
60	6.886102	Ge_09:6b:18	TecTc57_01:01:09	GOOSE
61	6.886102	Ge_09:6b:18	TecTc57_01:01:09	GOOSE
62	7.542741	192.168.0.101	192.168.0.131	TCP
63	7.542741	192.168.0.131	192.168.0.101	TCP
64	7.592033	192.168.0.101	192.168.0.131	TCP
65	7.642330	Dell_1c:eb:45	TecTc57_01:01:10	GOOSE
66	7.642330	Dell_1c:eb:45	TecTc57_01:01:10	GOOSE
67	7.778495	RuggedCom_e0:e2:44	Spanning-tree-(for-bridges)_00	STP
68	7.778495	RuggedCom_e0:e2:46	Spanning-tree-(for-bridges)_00	STP
69	7.778495	RuggedCom_e0:e2:a3	Spanning-tree-(for-bridges)_00	STP
70	7.792359	192.168.0.101	239.255.255.250	SSDP
71	7.792359	192.168.0.101	239.255.255.250	SSDP
72	7.891725	Ge_09:6b:18	TecTc57_01:01:09	GOOSE
73	7.891725	Ge_09:6b:18	TecTc57_01:01:09	GOOSE
74	8.649370	Dell_1c:eb:45	TecTc57_01:01:10	GOOSE
75	8.649370	Dell_1c:eb:45	TecTc57_01:01:10	GOOSE
76	8.903199	Ge_09:6b:18	TecTc57_01:01:09	GOOSE
77	8.903199	Ge_09:6b:18	TecTc57_01:01:09	GOOSE
78	9.361353	192.168.0.101	192.168.0.131	TCP
79	9.361353	192.168.0.131	192.168.0.101	TCP
80	9.411081	192.168.0.101	192.168.0.131	TCP
81	9.651338	Dell_1c:eb:45	TecTc57_01:01:10	GOOSE
82	9.651338	Dell_1c:eb:45	TecTc57_01:01:10	GOOSE

Figura 4.36: Publicación de mensajes **GOOSE** del **IED\_2** observada en Wireshark.

Al detectar la llegada del mensaje **GOOSE**, el **IED\_1** ejecuta dos acciones simultáneas:

- Encendido de un LED en el panel frontal del relé físico **GE-F650**, que permite verificar visualmente la recepción del mensaje **GOOSE** emitido por el **IED\_2** (4.38).

- Activación de una compuerta lógica de bloqueo interno en la lógica del **IED\_1**, con la finalidad de inhibir temporalmente la orden de disparo, garantizando que solo el **IED\_2** opere ante una falla aguas abajo de su zona de protección(4.39).

No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length	SeqNum	WinNum
490	60.251167	Ge_09:6b:18	IecTc57_01:01:09	GOOSE	153	1	3304
491	60.251167	Ge_09:6b:18	IecTc57_01:01:09	GOOSE	153	1	3304
492	61.143035	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	296	5	706
493	61.143035	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	296	5	706
494	61.251164	TPLink_86:c4:c0	Broadcast	ARP	42		
495	61.252442	TPLink_86:c4:c0	Broadcast	ARP	60		
496	61.252442	TPLink_86:c4:c0	Broadcast	ARP	60		
497	61.265066	Ge_09:6b:18	IecTc57_01:01:09	GOOSE	153	1	3305
498	61.265066	Ge_09:6b:18	IecTc57_01:01:09	GOOSE	153	1	3305
499	61.539027	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	294	6	0
500	61.539027	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	294	6	0
501	61.549284	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	294	6	1
502	61.549284	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	294	6	1
503	61.564382	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	294	6	2
504	61.564382	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	294	6	2
505	61.569320	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	294	6	3
506	61.569320	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	294	6	3
507	61.577987	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	294	6	4
508	61.577987	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	294	6	4
509	61.594896	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	294	6	5
510	61.594896	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	294	6	5
511	61.627026	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	295	6	6
512	61.627026	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	295	6	6
513	61.691302	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	295	6	7
514	61.691302	Dell_1c:eb:45	IecTc57_01:01:10	GOOSE	295	6	7
515	61.779872	RuggedCom_e0:e2:...	Spanning-tree-(for-b...	STP	60		

Figura 4.37: Cambio de estado de FALSE a TRUE en el **IED\_2** capturado en Wireshark.

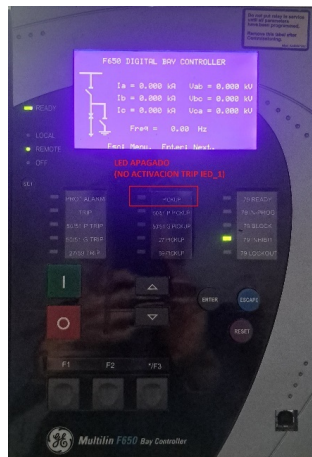


Figura 4.38: LED apagado: no se encuentra activo el **TRIP** del **IED\_2**.



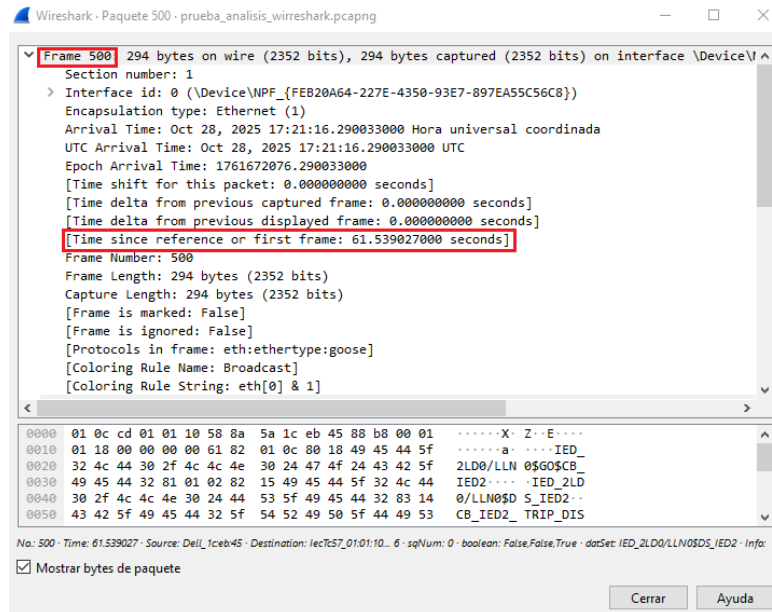


Figura 4.40: Paquete 500: estado inicial (stNum 0) del TRIP del IED\_2 capturado en Wireshark.

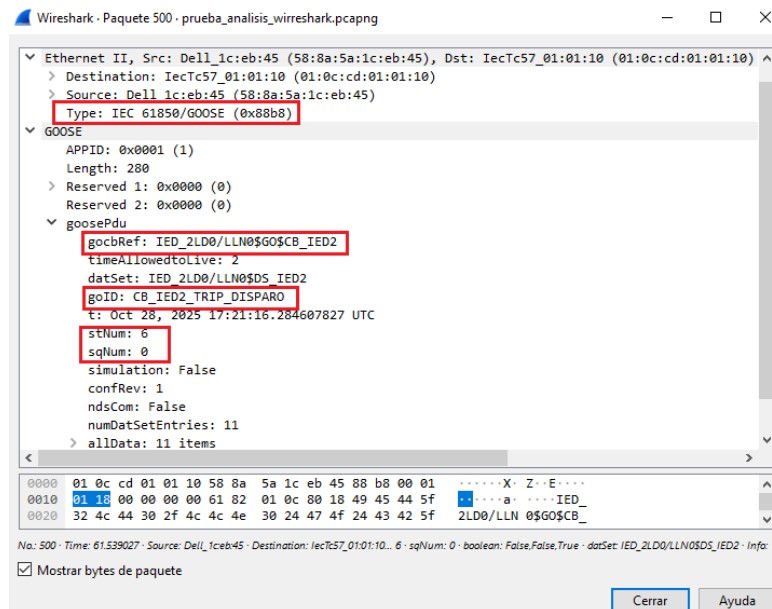


Figura 4.41: Detalle del LN GOOSE del paquete 500 según la norma IEC 61850.

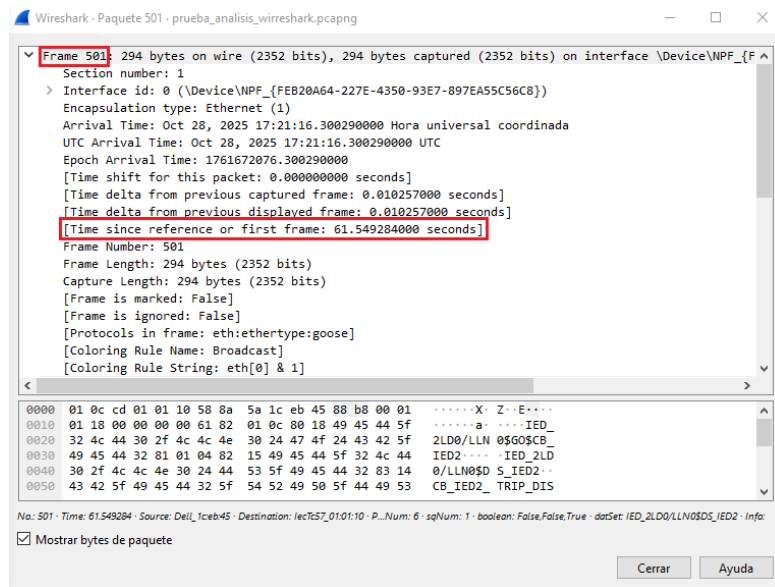


Figura 4.42: Paquete 501: estado activo (stNum 1) del TRIP del IED\_2 capturado en Wireshark.

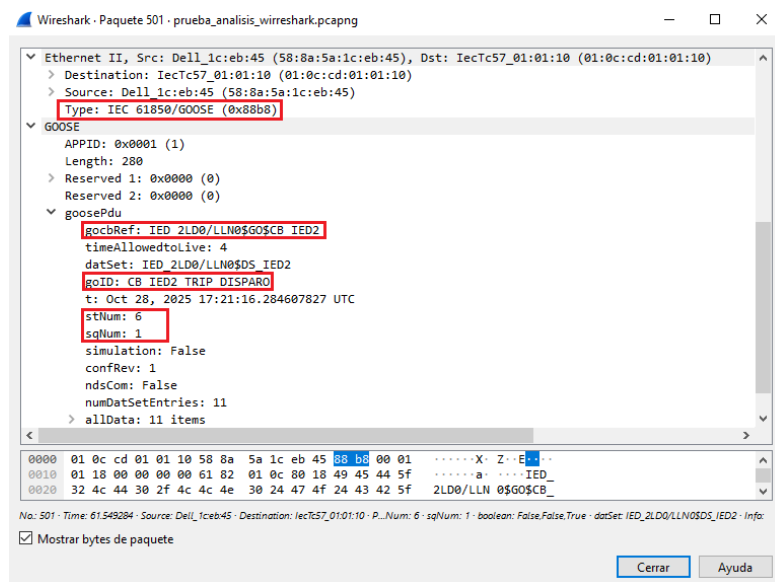


Figura 4.43: Detalle del Lógica GOOSE del paquete 501 según la norma IEC 61850.

De acuerdo con la Tabla 4.15, el tiempo transcurrido entre tramas sucesivas del mensaje **GOOSE**, cuando se genera un cambio de estado en el **IED\_2**, es de **10,257 ms**. Este valor confirma que la red de comunicación y los nodos lógicos implementados entre el **IED\_2** y el **IED\_1** cumplen con los tiempos establecidos por la norma **IEC 61850**, garantizando la rápida transmisión de señales críticas y su utilización en la coordinación de protecciones.

Tabla 4.15: Tiempos del tráfico de la comunicación **GOOSE** entre los **IED** del caso de estudio.

No. (Paquete)	Tiempo (s)	$\Delta t$ (ms)	Protocolo	stNum	sqNum
500	61,539027	10,257	<b>GOOSE</b>	6	0
501	61,549284	10,257	<b>GOOSE</b>	6	1

Durante la verificación del caso práctico, se comprobó que las comunicaciones **GOOSE** entre el **IED\_2** (publicador) y el **IED\_1** (suscriptor) actúan conforme la configuración lógica establecida. Cuando el **IED\_2** detecta un evento y publica la mensajería **GOOSE**, el **IED\_1** recibe la información de forma inmediata, encendiendo el LED en el panel frontal y activando su lógica interna de bloqueo.

La función de bloqueo del **IED\_1** tiene como objetivo inhibir temporalmente la orden de disparo, asegurando que solo el **IED\_2** actúe ante una falla dentro de su zona de protección. De esta manera, se demuestra que las comunicaciones **GOOSE** permiten una **coordinación selectiva y efectiva de protecciones** entre los **IED\_2** e **IED\_1**, logrando que cada dispositivo opere únicamente dentro de su área asignada.

### **Coordinación de protecciones mediante mensajería **GOOSE** entre el **IED\_1** y el **IED\_2****

Como complemento de la verificación de las comunicaciones **GOOSE**, y con el propósito de comparar el desempeño y las ventajas del esquema implementado frente a las coordinaciones de protecciones tradicionales, en la Figura 4.44 se presenta la operación de ambos esquemas. En el lado izquierdo se observa la coordinación tradicional basada en contactos cableados, mientras que en el lado derecho se muestra la coordinación mediante comunicaciones **GOOSE** sobre una red Ethernet. Este método permite el intercambio de información de

señales de arranque (*PTOC1.Str*) y disparo (*PTOC1.Op*) en milisegundos, optimizando la selectividad y el tiempo de respuesta del sistema de protección implementado.

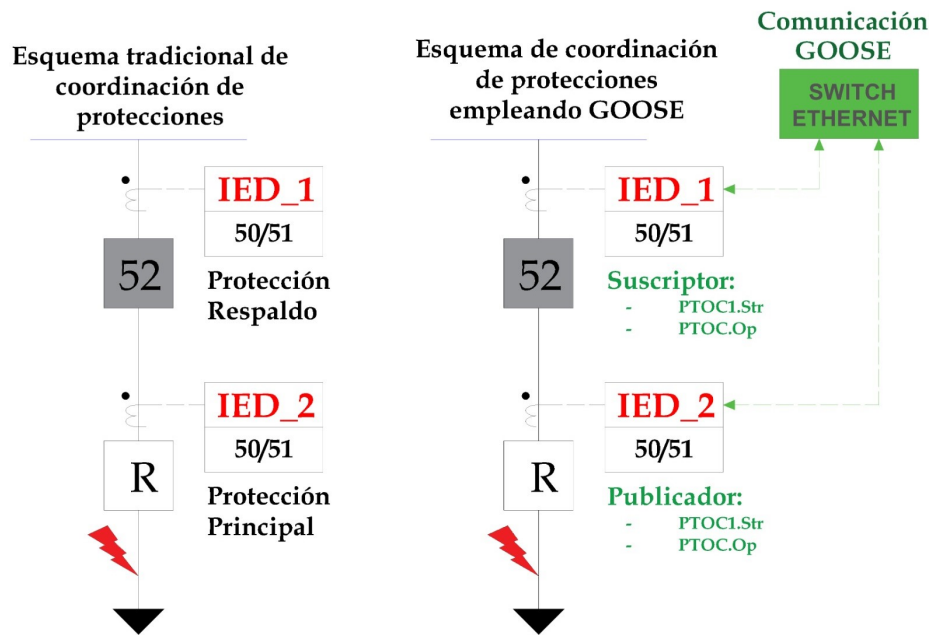


Figura 4.44: Esquema comparativo entre coordinación de protecciones tradicional (izquierda) y mediante comunicaciones GOOSE (derecha).

El principio de operación aplicado entre los IED\_2 e IED\_1 en el caso de estudio planteado para la EEA se basa en un esquema de bloqueo y desbloqueo rápido, empleado para la coordinación entre dispositivos de protección principal y respaldo. Este principio se implementa mediante la mensajería GOOSE definida en la norma IEC 61850-5, la cual establece que la transmisión de mensajes aplicados a control y bloqueo debe realizarse en tiempos inferiores a **20 ms**.

En este tipo de coordinación de protecciones, la selectividad no depende exclusivamente del margen de tiempo entre las curvas de tiempo-corriente de los IED, como en los métodos tradicionales, sino del **intercambio rápido de información** entre los dispositivos ante eventos de falla. Esto permite reducir los tiempos de transmisión y evitar operaciones simultáneas no deseadas.

En las coordinaciones tradicionales, la selectividad se logra manteniendo un margen de tiempo entre curvas de aproximadamente 300 ms a 500 ms, conforme a la norma **IEC 60255**. En cambio, en la implementación del presente caso mediante comunicaciones **GOOSE**, se verificó que ante un evento de falla, el **IED\_2** publica el mensaje **GOOSE** de disparo y bloqueo, el cual es recibido por el **IED\_1** en un tiempo promedio de **10,257 ms**, bloqueando inmediatamente su orden de disparo. De esta manera, se evita la operación simultánea de los dispositivos, logrando una coordinación de protecciones selectiva y escalonada.

# Capítulo 5

## Resultados, Conclusiones y Recomendaciones

El presente capítulo expone los resultados obtenidos durante la implementación y verificación de la comunicación [GOOSE](#) conforme a la norma [IEC 61850](#), aplicada al caso de estudio que fue desarrollado en la [EEA](#). Las pruebas se realizaron con el propósito de evaluar la coordinación de protecciones basada en la transmisión de eventos entre [IEDs](#), considerando las condiciones reales de operación del sistema. Finalmente, se exponen las conclusiones generales derivadas del estudio y se proponen recomendaciones para futuras implementaciones o trabajos relacionados.

### 5.1. Resultados experimentales

#### 5.1.1. Configuración de la prueba

En concordancia con los objetivos planteados, se procedió a implementar un escenario de prueba que permitiera analizar el comportamiento de la comunicación entre [IEDs](#), verificando los tiempos de envío, recepción y actualización de los mensajes [GOOSE](#). De esta manera, fue posible comprobar la efectividad de la norma [IEC 61850](#) en la reducción de tiempos de respuesta frente a eventos de protección, comparando su desempeño respecto a los métodos tradicionales de coordinación.

Los resultados que se presentan a continuación incluyen el registro y análisis de tramas capturadas mediante el software *Wireshark*, la identificación de los parámetros principales del protocolo **GOOSE** y la evaluación de los tiempos de comunicación obtenidos en el laboratorio de pruebas. Este análisis permitió validar la correcta publicación, suscripción y procesamiento de los mensajes **GOOSE** dentro del entorno de automatización eléctrica.

### 5.1.2. Captura y análisis de mensajes **GOOSE**

Como se puede observar en la figura 5.1 se muestra la información de un mensaje **GOOSE** obtenido con *Wireshark* durante las pruebas de comunicación entre el **IED GE-F650** como suscriptor y el equipo publicador. En la parte superior se observa el resumen de las tramas capturadas, donde se identifican los campos:

- Time
- Source
- Protocol
- Length
- stNum
- goID
- datSet
- Boolean

En este caso, el paquete corresponde a un mensaje publicado por la dirección **MAC** del **IED\_2** con destino a la dirección del **IED\_1**. El protocolo utilizado es **GOOSE**, con una longitud de 151 bytes y un número de estado  $stNum = 2$ , lo que indica que es el primer cambio detectado en las señales del conjunto de datos transmitido, ya que este valor inicia en  $stNum = 1$ .

En la parte inferior, *Wireshark* muestra el detalle de la estructura interna del mensaje. Se indica que se trata de una trama Ethernet tipo 0x88b8, correspondiente a los mensajes **GOOSE** definidos en la norma IEC 61850. El campo **APPID** presenta el valor 0x0001, que identifica el bloque de control asociado al envío del mensaje, mientras que el campo **Length** confirma el tamaño total de la **Protocol Data Unit (PDU)**. Dentro del bloque **GOOSE**, se visualizan parámetros como la clase de aplicación, el tipo de codificación y la estructura **GOOSEPdu**,

donde se agrupan las variables del conjunto de datos.

El goID mostrado (Trip\_IED2) y el datSet (SALIDA4F650SALIDA4// LLN0\$DS\_TRIP\_IED1) evidencian que el mensaje corresponde al evento de disparo configurado en el IED publicador. Además, el valor lógico True en la columna *boolean* indica que la señal de disparo estaba activa en el momento de la captura.

Esta información confirma que el IED\_2 está enviando correctamente los mensajes GOOSE sobre la red Ethernet, y que el IED\_1 recibe las actualizaciones de estado en el tiempo esperado. Los datos verificados en la trama (tipo, identificador y longitud) coinciden con las especificaciones establecidas en la configuración del sistema IEC 61850, demostrando una comunicación efectiva y sincronizada entre los dispositivos de protección.

```

eth.type == 0x88b8
No.    Time           Source            Protocol  Length  stNum  sqNum  goID      datSet                                     boolean Info
---    -
2315  48.095189     Ge-09:6b:18      GOOSE     151     2      0      Trip_IED2  SALIDA4F650SALIDA4//LLN0$DS_TRIP_IED1  True

- Frame 2320: Packet, 151 bytes on wire (1208 bits), 151 bytes captured (1208 bits) on interface \Device\NPF_{FEB20A64-227E-4350-93E7-897EA55C56C8}, id 0
  Section number: 1
  -> Interface id: 0 (\Device\NPF_{FEB20A64-227E-4350-93E7-897EA55C56C8})
  Encapsulation type: Ethernet (1)
  Arrival Time: Oct 28, 2025 13:20:23.978056000 Hora est. Pacifico, Sudamérica
  UTC Arrival Time: Oct 28, 2025 18:20:23.978056000 UTC
  Epoch Arrival Time: 1761675623.978056000
  [Time shift for this packet: 0.000000000 seconds]
  [Time delta from previous captured frame: 0.000000000 seconds]
  [Time delta from previous displayed frame: 0.000000000 seconds]
  [Time since reference or first frame: 48.135748000 seconds]
  Frame Number: 2320
  Frame Length: 151 bytes (1208 bits)
  Capture Length: 151 bytes (1208 bits)
  [Frame is marked: False]
  [Frame is ignored: False]
  [Protocols in frame: eth:ethertype:goose]
  Character encoding: ASCII (0)
  [Coloring Rule Name: Broadcast]
  [Coloring Rule Strings: eth[0] & 1]
  -> Ethernet II, Src: Ge_09:6b:18 (00:a0:f4:09:6b:18), Dst: IecTc57_01:01:09 (01:0c:cd:01:01:09)
    -> Destination: IecTc57_01:01:09 (01:0c:cd:01:01:09)
    -> Source: Ge_09:6b:18 (00:a0:f4:09:6b:18)
    Type: IEC 61850/GOOSE (0x88b8)
    [Stream index: 1]
  -> GOOSE
    APPID: 0x0001 (1)
    Length: 137
    -> Reserved 1: 0x0000 (0)
      0... .. = Simulated: False
    -> Reserved 2: 0x0000 (0)
      01.. .... = Class: APPLICATION (1)
      ..1. .... = P/C: Constructed Encoding
      ...0 0001 = Tag: 1
    Length: 127
    -> goosePdu
    [BER encoded protocol, to see BER internal fields set protocol BER preferences]
  
```

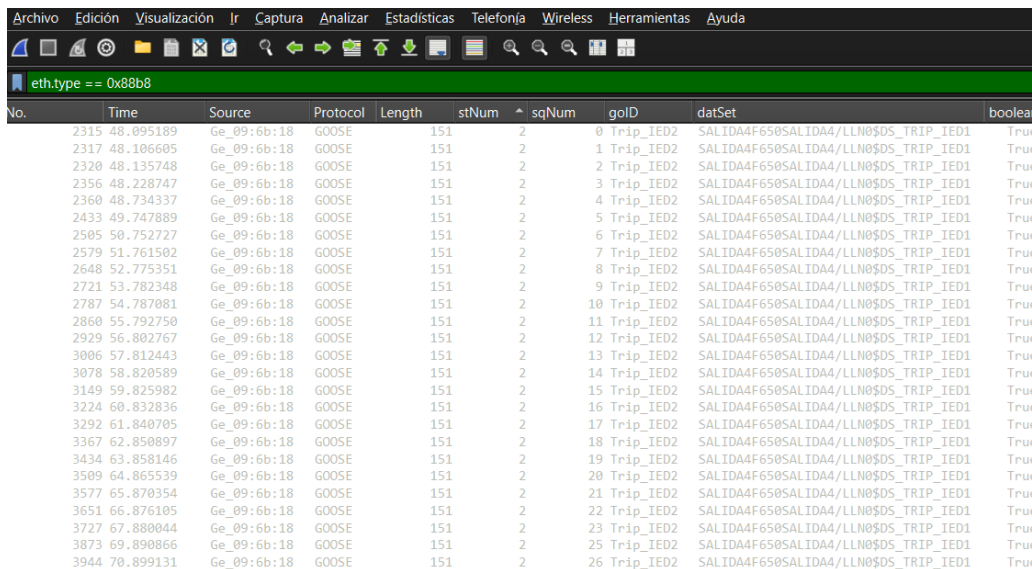
Figura 5.1: Captura de datos con Wireshark.

En la figura 5.2 se muestra una serie de tramas GOOSE capturadas mediante el software *Wireshark*. Cada mensaje fue emitido por el IED GE-F650. En todos los registros se puede observar que el tamaño del paquete es constante (151 bytes). El campo *stNum* mantiene un valor fijo de 2, lo que indica que no

se ha producido un nuevo cambio de estado en las señales del conjunto de datos. Sin embargo, el campo *sqNum* aumenta de forma progresiva en cada trama, pasando de 0 hasta 26 en la secuencia mostrada. Este comportamiento es característico de los mensajes **GOOSE** y confirma que el **IED** se encuentra retransmitiendo el mismo estado del sistema para garantizar la confiabilidad de la comunicación.

En la norma IEC 61850, el incremento del número de secuencia (*sqNum*) representa cada retransmisión de un mismo evento o estado. Durante el tiempo en que no se producen cambios en las variables supervisadas, el **IED** continúa enviando periódicamente el mismo mensaje con diferente número de secuencia. Este mecanismo permite que el **IED\_1** que corresponde al suscriptor, mantenga actualizada la información y detecte la pérdida de mensajes si alguna trama no llega correctamente.

En la columna *goID* se identifica el mensaje como parte del grupo Trip\_IED2, mientras que el campo *datSet* muestra el nombre completo del conjunto de datos configurado en el publicador (LLN0\$DS\_TRIP\_IED1). El valor lógico de *Boolean* se mantiene en True, lo que indica que la condición de disparo permanece activa durante toda la secuencia capturada.



No.	Time	Source	Protocol	Length	stNum	sqNum	goID	datSet	boolean
2315	48.095189	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	0	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
2317	48.106605	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	1	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
2320	48.135748	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	2	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
2356	48.228747	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	3	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
2360	48.734337	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	4	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
2433	49.747889	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	5	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
2505	50.752727	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	6	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
2579	51.761502	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	7	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
2648	52.775351	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	8	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
2721	53.782348	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	9	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
2787	54.787081	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	10	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
2860	55.792750	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	11	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
2929	56.802767	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	12	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3006	57.812443	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	13	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3078	58.820589	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	14	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3149	59.825982	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	15	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3224	60.832836	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	16	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3292	61.840705	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	17	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3367	62.850897	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	18	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3434	63.858146	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	19	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3509	64.865539	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	20	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3577	65.870354	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	21	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3651	66.876105	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	22	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3727	67.880044	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	23	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3873	69.890866	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	25	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
3944	70.899131	Ge_09:6b:18	GOOSE	151	2	26	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4/LLN0\$DS_TRIP_IED1	True

Figura 5.2: Captura de datos *sqNum* en Wireshark.

### 5.1.3. Análisis de secuencia y tiempos de comunicación

Los datos obtenidos en la Figura 5.2 se analiza en la tabla 5.1 donde se muestra los valores del campo *Delta [s]* se mantienen alrededor de 1.00 s, lo cual corresponde al intervalo de retransmisión configurado por el IED\_2 cuando no se producen nuevos eventos. Este tiempo entre tramas depende de los parámetros definidos en el bloque de control GOOSE (*GOOSE Control Block*), los cuales establecen la frecuencia con la que el dispositivo vuelve a enviar el mismo mensaje para mantener actualizados al suscriptor IED\_1.

Este comportamiento es coherente con la norma IEC 61850, que exige que los mensajes GOOSE se publiquen de manera continua, incluso si no hay cambios de estado, con el propósito de garantizar la sincronización entre equipos. La retransmisión constante y el incremento ordenado del número de secuencia (*sqNum*) confirman que la comunicación se realiza de forma estable y sin pérdida de paquetes, cumpliendo las condiciones necesarias para una red de protección confiable.

En tabla 5.2 se presenta los resultados obtenidos del análisis de tramas GOOSE capturadas con el software Wireshark durante la comunicación entre un dispositivo IED\_2 (Publicador) y un IED\_1 (Suscriptor). En la columna *Time [s]* se muestra el instante absoluto de recepción de cada trama desde el inicio de la captura, mientras que *Delta [s]* indica el intervalo de tiempo transcurrido entre la recepción de dos mensajes consecutivos, lo cual permite determinar el período de retransmisión configurado en el IED\_2. En las pruebas realizadas se realizó el envío de ocho cambios de estado o señales desde el IED\_2 al IED\_1, para el caso práctico las señales fueron de apertura y cierre, pudiéndose configurar las señales a necesidad del proyecto que se desea realizar.

En la columna *Protocol* se confirma el uso del protocolo GOOSE conforme a la norma IEC 61850-8-1, y el campo *stNum* refleja el número de estado del mensaje GOOSE, el cual se incrementa cada vez que se produce un cambio en las variables del conjunto de datos transmitido. En la tabla 5.2 se observa una variación del *stNum* de 2 a 9, evidenciando ocho cambios de estado generados por el IED\_2. Los valores de *Delta* muestran intervalos promedio del orden de 0,011 s (11 ms), lo que se encuentra dentro del rango aceptable para aplicaciones de protección de tipo tiempo crítico clase P1/P2 según la norma IEC 61850.

La tabla 5.3 presenta los datos obtenidos de los eventos de comunicación GOOSE registrados entre dispositivos IED durante las pruebas de interopera-

Tabla 5.1: Secuencia de mensajes **GOOSE** con delta de tiempo y números de estado

Time [s]	Delta [s]	Protocol	stNum	sqNum
48.095	0.011	GOOSE	2	0
48.107	0.011	GOOSE	2	1
48.136	0.029	GOOSE	2	2
48.229	0.093	GOOSE	2	3
48.734	0.506	GOOSE	2	4
49.748	1.014	GOOSE	2	5
50.753	1.005	GOOSE	2	6
51.762	1.009	GOOSE	2	7
52.775	1.014	GOOSE	2	8
53.782	1.007	GOOSE	2	9
54.787	1.005	GOOSE	2	10
55.793	1.006	GOOSE	2	11
56.803	1.010	GOOSE	2	12
57.812	1.010	GOOSE	2	13
58.821	1.008	GOOSE	2	14
59.826	1.005	GOOSE	2	15
60.833	1.007	GOOSE	2	16
61.841	1.008	GOOSE	2	17
62.851	1.010	GOOSE	2	18
63.858	1.007	GOOSE	2	19
64.866	1.007	GOOSE	2	20
65.870	1.005	GOOSE	2	21
66.876	1.006	GOOSE	2	22
67.880	1.004	GOOSE	2	23
68.886	1.006	GOOSE	2	24
69.891	1.005	GOOSE	2	25
70.899	1.008	GOOSE	2	26

bilidad. Cada registro corresponde a una trama **GOOSE** transmitida por el **IED** publicador y recibida por el suscriptor dentro de la red IEC 61850. **Tamaño del mensaje GOOSE (151 bytes)**

En la columna *Length* se muestra el tamaño del marco Ethernet en bytes, cada mensaje **GOOSE** transmitido por el **IED GE-F650** tiene una longitud total de **151 bytes**. Este valor representa el tamaño completo del paquete en la capa Ethernet, es decir, la cantidad total de información que viaja en una sola trama de comunicación.

En términos técnicos, los 151 bytes incluyen los siguientes componentes:

Tabla 5.2: Cambio de estado en la comunicación de los IEDs

Time [s]	Delta[s]	Source	Destination	Protocol	stNum
48.106605	0.0114	Ge_09:6b:18	IecTc57_01:01:09	GOOSE	2
71.07182	0.0140	Ge_09:6b:18	IecTc57_01:01:09	GOOSE	3
95.231809	0.0118	Ge_09:6b:18	IecTc57_01:01:09	GOOSE	4
109.684976	0.0143	Ge_09:6b:18	IecTc57_01:01:09	GOOSE	5
130.228143	0.0114	Ge_09:6b:18	IecTc57_01:01:09	GOOSE	6
147.508731	0.0104	Ge_09:6b:18	IecTc57_01:01:09	GOOSE	7
160.211432	0.0105	Ge_09:6b:18	IecTc57_01:01:09	GOOSE	8
184.940591	0.0100	Ge_09:6b:18	IecTc57_01:01:09	GOOSE	9

- **Cabecera Ethernet (14 bytes):** contiene la dirección MAC de origen, la dirección MAC de destino y el campo de tipo de protocolo (0x88B8) que identifica el mensaje como un GOOSE.
- **Encabezado GOOSE:** define los campos principales del mensaje, como el identificador de aplicación (*APPID*), el número de estado (*stNum*), el número de secuencia (*sqNum*) y el tiempo permitido de vida (*timeAllowedToLive*).
- **Datos de aplicación:** corresponden al conjunto de datos transmitido (*goID*, *datSet*, valores booleanos, etc.), que contiene la información real del evento de protección.
- **Campo de verificación FCS (4 bytes):** utilizado por la capa Ethernet para comprobar la integridad de la trama y detectar errores de transmisión.

En palabras simples, el valor de 151 bytes indica cuánto “pesa” cada mensaje GOOSE en la red. Cada byte equivale a ocho bits, por lo que una trama completa contiene aproximadamente 1208 bits. Este tamaño es relativamente pequeño comparado con otros protocolos de comunicación industrial, lo que permite que los mensajes GOOSE se transmitan con alta velocidad y baja latencia, cumpliendo con los requisitos de tiempo real establecidos por la norma IEC 61850.

Gracias a su estructura ligera, los mensajes GOOSE son ideales para el intercambio rápido de señales binarias, como disparos, bloqueos o habilitaciones, entre dispositivos de protección. De esta forma, se garantiza una coordinación eficiente entre IEDs dentro de la red de automatización de la subestación.

En la columna *stNum* se indica el número de estado del mensaje GOOSE, el cual se incrementa cada vez que ocurre un cambio en las variables del conjunto

de datos transmitido, tal y como se muestra en la tabla 5.2 .

La columna *goID* muestra el identificador del bloque de control **GOOSE** asociado al conjunto de datos publicado, en este caso denominado *Trip\_IED2*. Por su parte, el campo *datSet* especifica el nombre completo del conjunto de datos configurado en el **IED** emisor (SALIDA4F650SALIDA4//LLN0\$DS\_TRIP\_IED1), donde se agrupan las señales digitales que se intercambian mediante el protocolo IEC 61850, estos se configuraron por los autores.

Finalmente, la columna *boolean* refleja el valor lógico transmitido en cada evento, indicando el estado de la señal de disparo (True o False) según la condición operativa del sistema. La secuencia de valores observada evidencia la correcta publicación y actualización de los mensajes **GOOSE** conforme a los cambios de estado registrados por el dispositivo **IED\_1**.

Tabla 5.3: Eventos de comunicación entre **IEDs**

Length	stNum	goID	datSet	boolean
151	2	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4//LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
151	3	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4//LLN0\$DS_TRIP_IED1	False
151	4	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4//LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
151	5	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4//LLN0\$DS_TRIP_IED1	False
151	6	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4//LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
151	7	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4//LLN0\$DS_TRIP_IED1	False
151	8	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4//LLN0\$DS_TRIP_IED1	True
151	9	Trip_IED2	SALIDA4F650SALIDA4//LLN0\$DS_TRIP_IED1	False

#### 5.1.4. Evaluación del desempeño del caso de estudio

En las pruebas realizadas y en los resultados obtenidos de la implementación práctica de las comunicaciones **GOOSE** entre el **IED\_2** y el **IED\_1**, evaluadas a partir de ocho ensayos de transmisión de mensajes mediante la herramienta **Wireshark**, se obtuvo un **tiempo promedio de transmisión de 0,011725 segundos** (equivalente a **11,725 ms**) entre los dispositivos. Este valor corresponde al tiempo total de publicación y suscripción del mensaje dentro de la red configurada, empleando una conexión **Ethernet dedicada** para la comunicación entre los equipos. El resultado promedio se encuentra dentro del rango establecido por la norma **IEC 61850** [58], la cual especifica para los mensajes **Tipo 1B** un límite máximo de latencia de **menor a 20 ms**.

En la Tabla 5.4 se comparan los valores obtenidos con los presentados en

otros estudios, destacando el trabajo de [59], quienes reportaron tiempos promedio de 17,34 ms y 10,82 ms en pruebas de coordinación de protecciones no-cascada mediante GOOSE en sistemas de distribución con generación distribuida.

Tabla 5.4: Comparación de latencias promedio en mensajes GOOSE IEC 61850.

Fuente	Latencia promedio (ms)
Presente estudio (2025)	11,725
Dityagraha et al. (2022) – Prueba 1	17,34
Dityagraha et al. (2022) – Prueba 2	10,82
IEC 61850 – Límite Tipo 1B	20,00

El valor promedio de 11,725 ms demuestra que la red de comunicación implementada cumple adecuadamente con los requerimientos de velocidad para aplicaciones de protección basadas en GOOSE para control y bloqueo de disparo, garantizando una transferencia de datos confiable dentro de los márgenes aceptados por la norma 61850. Asimismo, este desempeño es comparable e incluso superior al obtenido en otros proyectos reales documentados, lo cual valida la eficiencia de la infraestructura de comunicaciones empleada.

En proyectos como el presentado por [59], donde se estudió la coordinación no-cascada de relés en sistemas de 20 kV con generación distribuida, se demostró que el uso del protocolo IEC 61850–GOOSE permite reducir la complejidad de los esquemas de protección, mejorar la selectividad y evitar disparos innecesarios cuando existen configuraciones superpuestas. Los resultados de la presente investigación confirman dicha conclusión, evidenciando que la implementación práctica de un sistema GOOSE bien configurado permite alcanzar tiempos de comunicación suficientemente bajos para garantizar una coordinación efectiva entre dispositivos IED, incluso en entornos con variabilidad topológica o integración de generación distribuida.

En síntesis, la latencia medida de **11,725 ms** respalda la viabilidad de aplicar esquemas de protección basados en comunicaciones GOOSE dentro de los sistemas eléctricos. Se evidencia que la transmisión de información entre los IED es rápida y cumple con los requisitos establecidos por la norma IEC 61850, permitiendo realizar la coordinación de protecciones por **selectividad**, mediante el control y la restricción de disparos en tiempos reducidos. Por lo tanto, la coordinación ya no depende de los márgenes de tiempo entre las curvas de tiempo-corriente, como ocurre en la filosofía tradicional de coordinación de

protecciones, sino del tiempo de transmisión de los mensajes **GOOSE** entre **IED**, asegurando una respuesta rápida ante fallas y contribuyendo al aumento de la confiabilidad operativa del sistema eléctrico.

### 5.1.5. Análisis comparativo de coordinaciones de protecciones

El esquema de coordinación implementado mediante mensajería **GOOSE** bajo la norma **IEC 61850** representa una evolución significativa frente a las coordinaciones de protecciones tradicionales, las cuales se basan en contactos físicos, cableado de señal y márgenes de tiempo entre las curvas de disparo tiempo-corriente. En la filosofía tradicional de coordinación de protecciones, la selectividad entre los dispositivos se mantiene estableciendo un margen de tiempo del orden de **300 milisegundos**, con el propósito de evitar disparos simultáneos de los equipos.

El esquema de coordinación de protecciones mediante comunicación **GOOSE**, bajo las normas **IEC 61850-5** e **IEC 61850-8-1**, permite transmitir señales de protección y control a través de una red **Ethernet**, logrando tiempos de transmisión inferiores a **20 milisegundos** para mensajes **Tipo 1A** de alta prioridad, según lo establecido por la norma. Esto posibilita implementar esquemas de protección basados en la lógica de **bloqueo y desbloqueo rápido**, donde los dispositivos intercambian información en tiempo real sobre condiciones de operación, arranque o disparo.

Tabla 5.5: Criterios comparativos entre las coordinaciones tradicionales y mediante comunicación **GOOSE**.

Criterio / Filosofía	Coordinación tradicional	Coordinación <b>GOOSE</b> (IEC 61850)
Medio de transmisión de información	Cable físico	Red Ethernet
Selectividad	Basada en margen de tiempo (curvas T-I)	Basada en comunicación directa entre dispositivos (restricción de disparo)
Margen de coordinación	Aproximadamente 200–300 ms	10–20 ms
Confiabilidad del enlace	Media	Alta
Interoperabilidad	Baja (entre marcas)	Alta (por norma <b>IEC 61850</b> )
Mantenimiento	Requiere intervención física	Requiere software de configuración

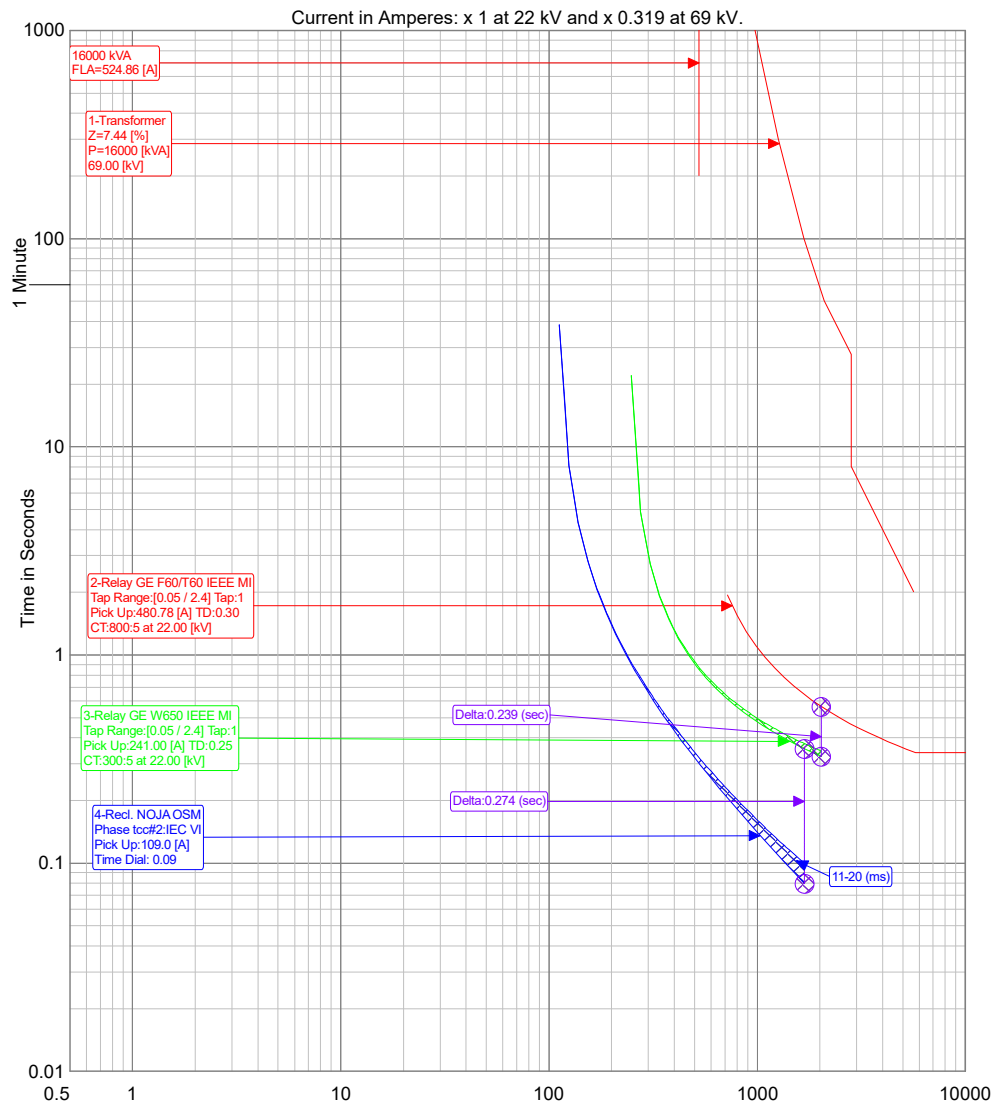


Figura 5.3: Coordinación de protecciones tradicional con selectividad por margen entre curvas tiempo-corriente. Fuente: **EEA**

En la Figura 5.3 se muestra un esquema de coordinación de protecciones tradicional empleado por la **EEA**, donde se representan las curvas de tiempo-corriente típicas de los dispositivos de protección a nivel de cabecera, correspondientes al transformador de potencia y a los alimentadores primarios aguas abajo. El **IED\_2** representa la protección principal (curva de color verde), mientras que el **IED\_1**, ubicado aguas arriba, actúa como protección de respaldo

(curva de color azul). La curva de color rojo corresponde al transformador de potencia, el cual constituye el punto de conexión común y la referencia de coordinación para el resto de equipos aguas abajo.

Para lograr una adecuada coordinación de protecciones, se establece un margen de tiempo entre las curvas de aproximadamente **300 ms** entre los dispositivos instalados, ya sea aguas arriba o aguas abajo, garantizando la selectividad y evitando disparos simultáneos no deseados. Este margen asegura que el dispositivo más cercano al punto de falla actúe primero, mientras el equipo aguas arriba opere únicamente como respaldo.

Las coordinaciones de protecciones tradicionales presentan limitaciones cuando se desea incorporar varios dispositivos electrónicos inteligentes aguas abajo dentro del mismo sistema de distribución. La curva del transformador de potencia se convierte en una restricción principal, ya que al añadir dispositivos con funciones de protección adicionales, los márgenes de tiempo necesarios para la coordinación incrementan los tiempos de despeje de falla a nivel de cabecera, reduciendo la eficiencia del esquema de protección.

Ante estas limitaciones, el uso de comunicaciones **GOOSE** bajo la norma **IEC 61850** brinda una alternativa eficiente. A través del intercambio directo de información entre los **IED**, es posible reducir los márgenes de tiempo de coordinación y mejorar la selectividad y velocidad de actuación entre equipos, superando las limitaciones de las coordinaciones tradicionales y aumentando la confiabilidad del sistema eléctrico.

En la Figura 5.4 se observa una comparación entre el esquema de coordinación de protecciones tradicional y aquel que emplea comunicación **GOOSE**, conforme a la norma **IEC 61850-8-1**, la cual define los mensajes tipo 1A utilizados para eventos críticos de protección. Las curvas de tiempo-corriente de color azul y verde representan los dispositivos electrónicos inteligentes, donde el **IED\_2** cumple la función de protección principal, mientras que el **IED\_1** actúa como respaldo. En el método convencional, la coordinación se logra manteniendo un margen de selectividad de aproximadamente **300 milisegundos**, suficiente para asegurar que el equipo más cercano al punto de falla opere antes que el de respaldo. No obstante, este margen incrementa los tiempos de despeje, afectando la velocidad de respuesta del sistema de protección ante un evento de falla.

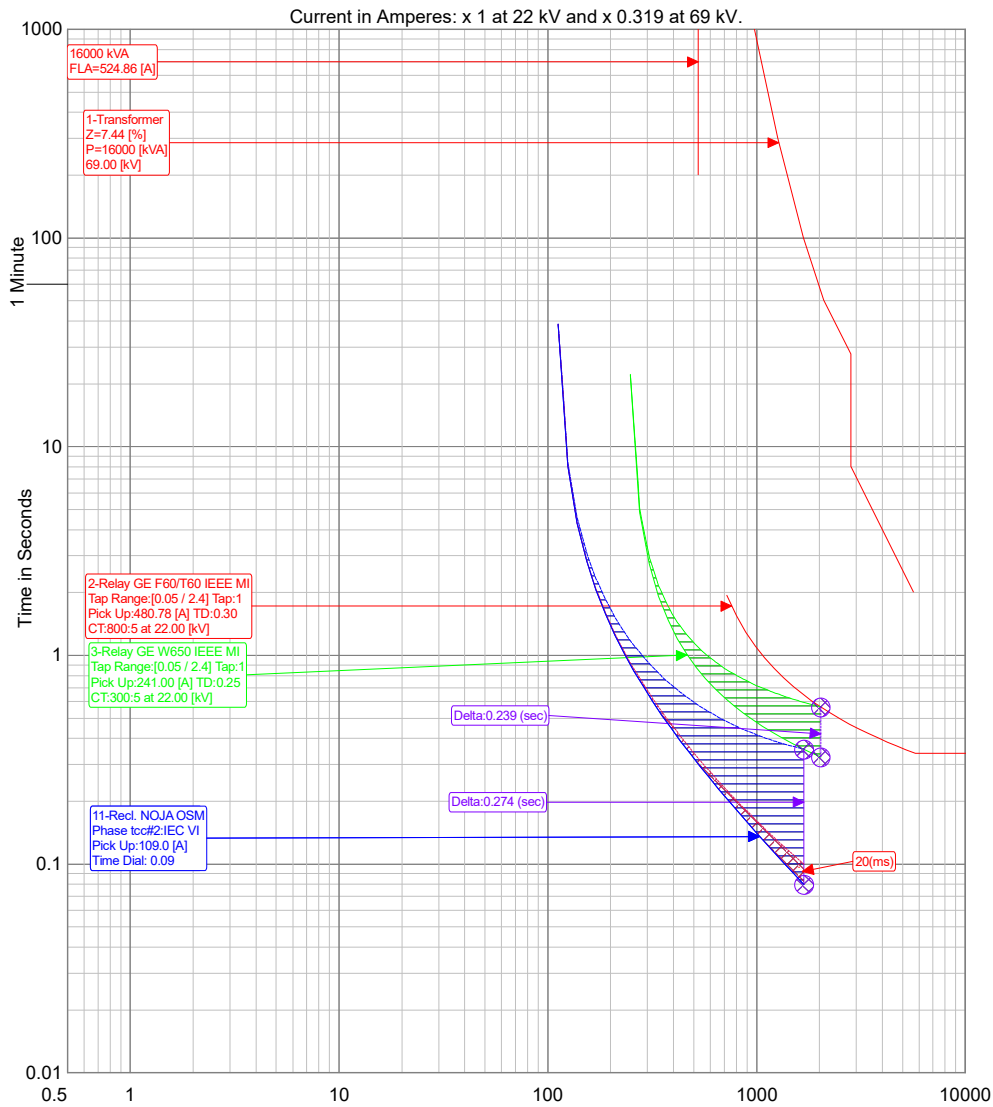


Figura 5.4: Comparativa entre coordinación de protecciones tradicional y mediante comunicación **GOOSE**. Fuente: **EEA**

Con la aplicación de las comunicaciones **GOOSE**, las señales de disparo o bloqueo pueden transmitirse directamente desde el **IED\_2** hacia el **IED\_1** en un tiempo promedio de **11,725 milisegundos**, cumpliendo con los límites de transmisión establecidos por la norma **IEC 61850**, que especifica latencias inferiores a **20 ms**. En la Figura 5.4, este intercambio se representa mediante una línea roja discontinua, que indica el envío del mensaje **GOOSE** de bloqueo re-

cibido por el IED\_1 inmediatamente después de la operación del IED\_2.

Este resultado demuestra una mejora significativa en la coordinación de protecciones, ya que el IED\_1 recibe la información casi de manera instantánea tras la actuación del IED\_2, evitando disparos simultáneos y garantizando una selectividad lógica basada en la restricción de disparo, en lugar de depender únicamente de márgenes temporales.

La incorporación de la comunicación GOOSE, conforme a la norma IEC 61850, no solo reduce los tiempos de despeje de fallas, sino que también incrementa la confiabilidad y adaptabilidad de los esquemas de protección. Esta tecnología permite la integración de un mayor número de dispositivos aguas abajo sin comprometer la coordinación general del sistema. En consecuencia, la comparación entre los métodos tradicionales y aquellos basados en comunicación GOOSE refleja un **avance tecnológico relevante**, alineado con los principios de interoperabilidad, automatización y alta disponibilidad promovidos por la norma, impulsando la transición hacia subestaciones digitales y sistemas eléctricos inteligentes.

La implementación de este tipo de esquemas marca una transformación en la protección y control de los sistemas eléctricos, al pasar de arquitecturas cableadas y rígidas a entornos digitales sustentados en redes industriales **Ethernet**, donde la información se intercambia en tiempo real con alta confiabilidad. La digitalización de las subestaciones permite optimizar los tiempos de operación y mantenimiento, mejorar la supervisión y el diagnóstico de fallas, y fortalecer la toma de decisiones al integrar múltiples IED, sistemas SCADA y plataformas de automatización bajo un estándar común.

Finalmente, la aplicación de la norma IEC 61850 y de la mensajería GOOSE se proyecta como un componente esencial en el desarrollo de las **redes eléctricas inteligentes**, facilitando la coordinación adaptativa de protecciones, la gestión eficiente de eventos y la integración de fuentes distribuidas de energía. Los resultados obtenidos en el caso práctico desarrollado en la EEA constituyen un referente valioso para la modernización del sistema eléctrico, demostrando el potencial de estas tecnologías para incrementar la eficiencia, seguridad y confiabilidad de la operación. Dichos hallazgos proporcionan una base técnica sólida para las conclusiones y recomendaciones que se presentan a continuación.

## 5.2. Conclusiones

1. La implementación de las comunicaciones **GOOSE** bajo la norma **IEC 61850** para el caso de estudio en la **EEA** entre dispositivos que soportan y son compatibles con la norma **IEC 61850** se requirió un proceso de selección, configuración de equipos y validación de resultados. Los equipos compatibles y que fueron empleados son el **IED\_1** que corresponde el relé **GE-F650**, el **IED\_2** (Simulado en el **IEDScout**) y el Switch Ethernet (**RUGGEDCOM RX 1500**); equipos que garantizan los estándares de comunicaciones digitales bajo la norma y la interoperabilidad entre equipos de diferentes marcas. Previo a la implementación del caso práctico se realizó la definición de las señales que van a ser transmitidos mediante la mensajería **GOOSE** de acuerdo con los equipos implementados ya que son versión 2013 y compatibles bajo la norma **IEC 61850**; para la transmisión de información se define las señales de alarmas, estados lógicos, disparos (Funciones de Protecciones) y bloqueos.
2. La red de comunicaciones para la mensajería **GOOSE** fue conformada por un **IED\_2** que se configuro como publicador, el cual transmite los mensajes **GOOSE**, mientras que el **IED\_1** fue configurado como suscriptor, quien recibe el mensaje y simultáneamente ejecuta acciones como: encender el LED con la finalidad e identificar visualmente que el mensaje **GOOSE** fue receptado por **IED\_1** y a su vez acciones en la configuración lógica del relé **IED\_1** con la finalidad de bloquear el equipo momentáneamente cuando recibe un mensaje de disparo del **IED\_2** para que solo actúe el equipo más cercano al evento de falla. La red de comunicación **GOOSE** fue configurada con **VLAN** = 1 con una prioridad =6 conforme la norma **IEC 61850** aplicada mensajería critica.
3. Una vez definidos y configurados los parámetros para la implementación de la comunicación **GOOSE** bajo la norma **IEC 61850** aplicado a un caso práctico en el entorno de la **EEA**, ante los escenarios de pruebas para **IED\_2** y **IED\_1** permitió verificar la correcta publicación y suscripción de los mensajes **GOOSE** con tiempos de transmisión de información inferiores a los 20 milisegundos conforme lo establece la norma **IEC 61850** aplicado a intercambiar señales de disparo y bloqueo con un alto nivel de confiabilidad y tiempos de respuesta adecuados para aplicaciones de protección de tiempo real.

4. Los resultados obtenidos mediante las capturas realizadas en Wireshark evidenciaron tiempos de transmisión promedio cercanos a 0.011 s (11 ms) durante el envío y recepción de mensajes, valores que se encuentran dentro del rango permitido para las clases de desempeño P1/P2 según la norma [IEC 61850](#).
5. El uso de la unidad [OMICRON®CMC 356](#) conjuntamente con la herramienta “Software [IEDScout](#)” resultó fundamental para la verificación práctica del sistema de comunicación [GOOSE](#) implementado bajo la norma [IEC 61850](#). Permitiendo simular condiciones reales de escenarios de fallas (L-G, L-L, L-L-L) e inyectar señales de disparo hacia el [IED\\_1 \(General Electric \(GE\) F650\)](#), con lo cual se garantizó una evaluación precisa del esquema de protecciones planteado.
6. Al comparar con el desempeño de las coordinaciones de protecciones tradicionales y basado en la comunicación [GOOSE](#), se evidencia que existe una reducción significativa de los tiempos de respuesta; pasando de márgenes típicos de coordinación entre curvas de 300 milisegundos a valores de aproximados a 11 milisegundos para el caso de estudio aplicado empleado comunicaciones [GOOSE](#) para la coordinaciones protecciones, contribuyendo directamente en la selectividad y confiabilidad de los esquemas de protecciones mediante el despeje rápido ante eventos de fallas.
7. La aplicación de la coordinación protecciones empleando comunicaciones [GOOSE](#) bajo la norma [IEC 61850](#) aplicado a esquema de bloqueo rápido entre dispositivos electrónicos inteligentes, brinda que el [IED\\_2](#) actúe como publicador de la señal de bloqueo misma que recibe el [IED\\_1](#), evitando así disparos simultáneos por lo que se mantiene la coordinación entre dispositivos. Esto permite que la mensajería [GOOSE](#) asegure la selectividad sin requerir márgenes de tiempos entre curva tiempo-corriente, como ocurre en las coordinaciones tradicionales.
8. En general, la aplicación de la comunicación [GOOSE](#) permitió mejorar la coordinación entre dispositivos de protección, reduciendo los tiempos de actuación respecto a los métodos convencionales basados en señales cableadas o supervisión [SCADA](#).
9. La implementación de la Norma [IEC 61850](#) con respecto a la mensajería [GOOSE](#) contribuye al avance hacia la digitalización y estandarización

del protocolo de comunicaciones, los cuales están alineados con la automatización de subestaciones y redes inteligentes dentro de los sistemas eléctricos.

### 5.3. Recomendaciones

1. Continuar con la implementación de la norma [IEC 61850](#) en esquemas reales de coordinaciones de protecciones en la [SE\\_AZO\\_02](#), entre el relé [GE-T60](#) que corresponde a la protección el transformador de potencia y el relé [GE-F650](#) que corresponde a las protecciones de los alimentadores primarios a nivel de cabecera, con la finalidad de validar la operación bajo esquema de protecciones de bloqueo entre los dispositivos. Y así ampliar la interoperabilidad y la automatización de la red de distribución.
2. Los resultados obtenidos durante la ejecución practica de las comunicaciones [GOOSE](#) bajo la Norma [IEC 61850](#) permiten realizar la integración de la mensajería [GOOSE](#) aplicados a sistemas de control, enclavamientos y maniobras automáticas, y así diseñar esquemas de protección por restricción de disparos y enclavamientos lógicos, reduciendo la dependencia de cableado físico.
3. Realizar pruebas adicionales en condiciones de carga de red más exigentes o con tráfico Ethernet mixto, para evaluar el comportamiento de los mensajes [GOOSE](#) frente a la congestión o latencias variables.
4. Configurar y evaluar mecanismos de redundancia de comunicación, como los protocolos [PRP](#) o [HSR](#), que aseguren continuidad de servicio ante fallas de red.
5. Documentar de manera sistemática los parámetros de configuración de los [IED](#) ([APPID](#), [VLAN](#), prioridad, [TimeAllowedToLive](#)) para estandarizar futuros proyectos de comunicación [GOOSE](#) dentro de la empresa.
6. Integrar herramientas de simulación o equipos de prueba como [OMICRON®](#) [CMC 356](#) para validar el desempeño de la red [GOOSE](#) frente a diferentes escenarios de operación y eventos de protección.

# Glosario

- A** Unidad fundamental del Sistema Internacional utilizada para cuantificar la corriente eléctrica que circula por un conductor. Se define como el flujo de un culombio por segundo..
- ABB** Fabricante global de equipos y soluciones para automatización, control y sistemas eléctricos, reconocido por su tecnología en subestaciones, protecciones y sistemas de potencia..
- ACSR** Conductor de aluminio con refuerzo de acero utilizado en líneas aéreas de transmisión y distribución. Combina alta resistencia mecánica con buena capacidad de conducción eléctrica, adecuado para grandes vanos y cargas elevadas..
- ADMS** Plataforma integrada para la supervisión, control y optimización de redes de distribución eléctrica, que unifica funciones SCADA, OMS y DMS para mejorar la confiabilidad y eficiencia operativa..
- ANSI** Organización estadounidense responsable de desarrollar y coordinar estándares técnicos y de seguridad que regulan equipos, prácticas y procedimientos en diversas industrias, incluida la eléctrica..
- APPID** Identificador de aplicación utilizado en la comunicación GOOSE y SV de IEC 61850 para distinguir de manera única cada flujo de mensajes dentro de la red. Permite el encaminamiento correcto y la asociación precisa entre publicadores y suscriptores..
- CAIDI** Indicador de continuidad del servicio eléctrico que representa el tiempo promedio requerido para restaurar el suministro tras una interrupción sostenida. Permite evaluar la eficiencia de las labores de reposición..

- CID** Archivo de configuración definido en la norma IEC 61850 que contiene la parametrización final y los ajustes específicos aplicados a un IED dentro de un sistema. Se utiliza para la puesta en servicio y garantiza la coherencia entre ingeniería y operación..
- CMC** Equipos especializados utilizados para la verificación, calibración y prueba de dispositivos de protección y medición en sistemas eléctricos, proporcionando señales precisas y controladas..
- CMS** Sistema utilizado para el monitoreo continuo del estado de equipos eléctricos mediante la adquisición y análisis de variables críticas, permitiendo una detección temprana de fallas y una gestión eficiente del mantenimiento..
- DA** Atributos de datos definidos en la norma IEC 61850 que representan las propiedades fundamentales de un objeto de datos. Proporcionan el nivel más detallado de información para funciones de protección, control y monitoreo en sistemas de automatización..
- DMA** Mecanismo de acceso directo a memoria que permite a dispositivos periféricos transferir datos sin intervención continua del procesador, mejorando el rendimiento y la eficiencia en sistemas embebidos y equipos de automatización..
- DMD** Diagrama sinóptico dinámico utilizado en sistemas SCADA y HMI para representar de forma gráfica y en tiempo real el estado operativo de equipos y procesos eléctricos. Facilita la supervisión, diagnóstico y toma de decisiones en centros de control..
- DNP3** Protocolo de comunicación ampliamente utilizado en sistemas SCADA para la supervisión y control de infraestructuras eléctricas. Ofrece transmisión eficiente y confiable de datos, con soporte para eventos, control remoto y seguridad mejorada..
- DO** Elementos de información definidos en la norma IEC 61850 que representan grupos coherentes de datos asociados a una función o nodo lógico. Estructuran la información para garantizar interoperabilidad y claridad en sistemas de automatización de subestaciones..

- DoS** Ataque informático que busca saturar recursos de un dispositivo o red, impidiendo el acceso legítimo a servicios críticos. Representa una amenaza relevante para la disponibilidad en sistemas de automatización y control eléctrico..
- EEA** Empresa de distribución eléctrica responsable de la operación, mantenimiento y ampliación de la red en su área de concesión, garantizando calidad y continuidad del servicio..
- GE** Fabricante global de equipos y soluciones para generación, transmisión, distribución y automatización eléctrica, reconocido por sus sistemas de protección, control y medición..
- GE-F650** Relé de protección y control de la línea GE Multilin, diseñado para aplicaciones de distribución y subtransmisión, que integra funciones avanzadas de protección, automatización y comunicaciones..
- GIS** Subestaciones compactas con equipos encapsulados en gas, empleadas para reducir el espacio requerido y aumentar la confiabilidad del sistema. Utilizan gas aislante para proteger los componentes y mejorar su desempeño en ambientes exigentes..
- GOOSE** Mensaje orientado a eventos utilizado en sistemas IEC 61850 para la transmisión rápida y confiable de señales de protección y control entre dispositivos inteligentes. Permite comunicación multicast con baja latencia en redes industriales..
- HMI** Interfaz utilizada para la visualización, supervisión y operación de sistemas eléctricos mediante elementos gráficos, alarmas y controles. Facilita la interacción entre el operador y el sistema SCADA o dispositivos de automatización..
- HSR** Protocolo de redundancia en anillo definido por la norma IEC 62439-3, que permite la comunicación en tiempo real sin interrupciones mediante el reenvío continuo de tramas en ambas direcciones del anillo..
- Hz** Unidad de frecuencia equivalente a un ciclo por segundo, utilizada para caracterizar la velocidad de oscilación en sistemas eléctricos y señales periódicas. Es fundamental para el análisis y operación de redes de potencia..

- IA** Disciplina que desarrolla sistemas capaces de realizar tareas que requieren inteligencia humana, empleando algoritmos avanzados para análisis, aprendizaje y toma de decisiones en aplicaciones eléctricas e industriales..
- ICD** Archivo de descripción de configuración inicial definido en la norma IEC 61850, que contiene la estructura básica, funciones y capacidades de un IED. Sirve como punto de partida para la ingeniería y parametrización del dispositivo dentro del sistema..
- IEC** Organismo internacional de normalización encargado de desarrollar y publicar estándares técnicos para sistemas eléctricos, electrónicos y de telecomunicaciones, promoviendo la interoperabilidad y la seguridad a nivel global..
- IEC 61850** Norma internacional para la automatización de subestaciones eléctricas que define modelos de datos, servicios de comunicación y protocolos orientados a garantizar interoperabilidad, rapidez y confiabilidad en sistemas de protección y control..
- IED** Dispositivo electrónico inteligente utilizado en sistemas de protección, control y automatización, capaz de ejecutar funciones lógicas, mediciones, comunicaciones IEC 61850 y acciones de protección de manera integrada..
- IED\_1** Dispositivo electrónico inteligente asignado como primera instancia del esquema de protección, correspondiente al relé GE-F650, encargado de funciones avanzadas de protección, supervisión y control en sistemas de potencia..
- IED\_2** Dispositivo electrónico inteligente configurado como la segunda instancia de un esquema de protección o automatización, cuya operación es simulada mediante el equipo IEDS-COUT para fines de prueba y validación funcional..
- IEDScout** Herramienta de software utilizada para la exploración, prueba y diagnóstico de dispositivos electrónicos inteligentes conforme a IEC 61850, permitiendo visualizar datos, servicios y estructuras de comunicación..
- IEEE** Instituto internacional dedicado al avance de la ingeniería eléctrica, electrónica y tecnologías relacionadas mediante estándares, publicaciones y

actividades técnicas. Es una de las organizaciones más influyentes en el desarrollo normativo del sector eléctrico..

**IEEE-INV** Curva de tiempo inverso definida por los estándares IEEE para la coordinación y ajuste de protecciones de sobrecorriente. Se emplea para establecer tiempos de actuación dependientes de la magnitud de la corriente de falla..

**IoE** Concepto que integra tecnologías de comunicación, medición avanzada y control digital para interconectar dispositivos, sistemas eléctricos y recursos energéticos distribuidos, optimizando la gestión y el flujo de energía..

**IoT** Red de dispositivos interconectados capaces de recopilar, procesar y transmitir datos mediante comunicaciones digitales, utilizada para automatización, monitoreo y control en sistemas industriales y residenciales..

**IP** Protocolo de red encargado del direccionamiento y encaminamiento de paquetes de datos en redes basadas en Internet, proporcionando identificación única a cada dispositivo..

**IPICKUP** Corriente mínima a la cual un relé de protección inicia su operación, marcando el umbral de sensibilidad del dispositivo. Su valor determina el punto a partir del cual se detectan condiciones anómalas en el sistema eléctrico..

**ISO** Organización internacional encargada de desarrollar y publicar estándares técnicos que garantizan la calidad, seguridad y eficiencia en múltiples industrias, incluida la ingeniería eléctrica..

**kV** Unidad de tensión eléctrica equivalente a mil voltios, empleada comúnmente en sistemas de media y alta tensión. Se utiliza para especificar niveles de aislamiento, operación y diseño en equipos y redes eléctricas..

**LAN** Red de área local que interconecta dispositivos dentro de un espacio geográfico limitado, proporcionando comunicaciones de alta velocidad para sistemas de automatización y control..

**LD** Entidades funcionales definidas en la norma IEC 61850 que agrupan funciones específicas de protección, control y monitoreo dentro de un IED.

Facilitan la estructuración y estandarización de la información intercambiada en sistemas de automatización de subestaciones..

- LN** Unidades funcionales definidas en la norma IEC 61850 que describen funciones específicas mediante un conjunto estructurado de datos y atributos. Permiten la interoperabilidad y estandarización en sistemas de automatización de subestaciones..
- MAC** Dirección utilizada a nivel de enlace de datos para identificar de forma única a un dispositivo en una red Ethernet. Permite el control de acceso al medio y la correcta entrega de tramas entre nodos..
- MCM** Unidad de medida de sección transversal de conductores eléctricos basada en mils circulares, utilizada principalmente en cables de gran capacidad. Permite especificar el tamaño y la corriente admisible de conductores en aplicaciones de potencia..
- MEA** Entidad responsable de la planificación, operación y supervisión de la infraestructura eléctrica metropolitana, garantizando un suministro eficiente y seguro..
- MMS** Protocolo de comunicación definido por la norma IEC 61850 para el intercambio estructurado y seguro de datos entre dispositivos de automatización en sistemas eléctricos..
- MODBUS** Protocolo de comunicación industrial utilizado para el intercambio de datos entre dispositivos electrónicos en sistemas de automatización y control. Se caracteriza por su simplicidad, robustez y amplia adopción en equipos de supervisión..
- MU** Unidad de fusión empleada en sistemas IEC 61850 para digitalizar y combinar señales de TC y TP, generando flujos de muestreo sincronizados. Es esencial para arquitecturas basadas en Process Bus..
- MVA** Unidad de potencia aparente equivalente a un millón de voltamperios, empleada para especificar la capacidad de transformadores, generadores y sistemas eléctricos de gran escala. Permite evaluar la carga y el dimensionamiento de equipos de potencia..

- NTP** Protocolo estándar para la sincronización de tiempo en redes de comunicación, utilizado para mantener relojes precisos entre dispositivos. En sistemas eléctricos puede emplearse en aplicaciones donde no se requiere la precisión de PTP.
- OMICRON® CMC 356** Equipo avanzado de pruebas primarias y secundarias utilizado para la verificación, calibración y validación de relés de protección y sistemas de medición. Ofrece alta precisión en la generación de señales de corriente, tensión y sincronización..
- OTS** Método de optimización utilizado en sistemas de potencia para determinar la configuración óptima de las líneas de transmisión con el fin de mejorar la eficiencia operativa y reducir pérdidas..
- Overcurrent** Condición anómala en un sistema eléctrico en la que la corriente excede el valor nominal o permitido, pudiendo causar sobrecalentamiento y daños en equipos. Se controla mediante dispositivos de protección como relés y fusibles..
- PDU** Unidad estructurada de datos intercambiada entre entidades de comunicación en un protocolo, que encapsula información de control y usuario. Es fundamental para la operación de servicios y capas en arquitecturas de red..
- POTT** Esquema de protección direccional que permite el disparo transferido entre terminales de una línea, usando señales permisivas para autorizar la apertura ante fallas internas. Mejora la selectividad y la velocidad de despeje en sistemas de transmisión..
- PRP** Protocolo de redundancia en tiempo real definido por la norma IEC 62439-3, que asegura tolerancia a fallas mediante la transmisión simultánea de tramas por dos redes independientes..
- PTOC** Función de protección definida en IEC 61850 que representa la protección de sobrecorriente temporizada. Se utiliza para detectar sobrecargas o fallas mediante mediciones de corriente y temporización ajustable..
- PTRC** Función lógica definida en IEC 61850 que coordina y gestiona las señales de disparo emitidas por las funciones de protección. Facilita la transferencia confiable de órdenes hacia los dispositivos de interrupción..

- PUTT** Esquema de protección direccional que emplea señales de disparo no permisivas, enviadas únicamente cuando se detecta una condición de falla interna, asegurando alta selectividad y rápida liberación de la línea..
- QuickCMC** Software de prueba utilizado para realizar inyecciones de corriente y tensión, así como para verificar el desempeño básico de relés de protección mediante pruebas rápidas y automatizadas..
- RBAC** Modelo de control de acceso que asigna permisos según los roles de los usuarios dentro de un sistema, garantizando una gestión estructurada y segura de privilegios en infraestructuras eléctricas y entornos industriales..
- RTC** Relación entre la magnitud primaria y la magnitud secundaria en un transformador, empleada para definir cómo se escala la corriente o tensión desde el circuito primario al secundario. Es fundamental para el dimensionamiento y calibración de equipos de medición y protección..
- RTU** Unidad terminal remota utilizada para adquirir datos de campo, ejecutar comandos y transmitir información hacia sistemas SCADA. Permite la supervisión y control de infraestructuras eléctricas distribuidas..
- SAIDI** Indicador de continuidad del servicio eléctrico que mide la duración promedio de las interrupciones sostenidas por usuario en un periodo determinado. Es utilizado para evaluar la calidad y confiabilidad del suministro..
- SAIFI** Indicador de continuidad del servicio eléctrico que cuantifica la frecuencia promedio de las interrupciones sostenidas experimentadas por los usuarios en un periodo determinado. Permite evaluar la confiabilidad operativa del sistema de distribución..
- SAS** Sistema de Automatización de Subestaciones encargado de integrar funciones de supervisión, control, protección y comunicación mediante arquitecturas normalizadas como IEC 61850 para mejorar la operación y confiabilidad de las subestaciones eléctricas..
- SCADA** Sistema de supervisión, control y adquisición de datos utilizado para monitorear y operar procesos eléctricos e industriales en tiempo real mediante interfaces hombre-máquina y comunicaciones remotas..

- SCD** Archivo maestro de configuración del sistema definido en la norma IEC 61850, que integra la información de todos los IED, la topología de comunicación y las funciones implementadas. Permite la ingeniería coherente y la interoperabilidad del sistema completo..
- SCL** Lenguaje de configuración definido por la norma IEC 61850 para describir la estructura, funciones y relaciones de comunicación de los sistemas de automatización de subestaciones..
- SE\_AZO\_01** Subestación eléctrica denominada Azogues 01, destinada a la transformación y distribución de energía dentro del sistema regional. Integra equipos de protección, control y maniobra para garantizar la operación segura..
- SE\_AZO\_02** Subestación eléctrica denominada Azogues 02, utilizada para la distribución y transformación de energía en el sistema local. Cumple funciones de maniobra, protección y control dentro de la red..
- SEP** Conjunto interconectado de generación, transmisión y distribución destinado a suministrar energía eléctrica de manera continua, segura y eficiente..
- SF<sub>6</sub>** Gas hexafluoruro de azufre utilizado como medio aislante y de extinción de arco en equipos de alta tensión, debido a su elevada rigidez dieléctrica. Su empleo permite la construcción de subestaciones compactas y de alta confiabilidad..
- SPOOFING** Técnica de ataque que consiste en falsificar la identidad de un dispositivo o nodo para engañar a un sistema de control o comunicación. Puede comprometer la integridad y autenticidad de los datos en redes eléctricas y sistemas de automatización..
- sqNum** Número de secuencia utilizado en mensajes GOOSE según IEC 61850, incrementado con cada retransmisión del mismo estado. Permite a los equipos receptores verificar la continuidad, detectar pérdidas de paquetes y gestionar la actualización de datos..
- SSD** Archivo de especificación del sistema definido en la norma IEC 61850, que describe los requisitos funcionales y la estructura eléctrica de la subestación antes de la asignación de IED. Sirve como base para la ingeniería inicial del sistema..

- stNum** Número de estado utilizado en mensajes GOOSE conforme a IEC 61850, que aumenta cada vez que ocurre un cambio en el conjunto de datos publicado. Permite a los dispositivos receptores identificar transiciones y asegurar la coherencia de la información..
- SV** Flujos de datos muestreados definidos por la norma IEC 61850 para la transmisión en tiempo real de magnitudes analógicas digitalizadas desde transformadores de instrumento hacia dispositivos de protección y control..
- T60** Relé de protección digital de la serie GE Multilin, utilizado para la protección, control y supervisión de líneas de transmisión. Ofrece funciones avanzadas de comunicación, análisis y registro de eventos..
- TC** Transformador de corriente utilizado para reducir y aislar niveles elevados de corriente en sistemas eléctricos, permitiendo la medición y protección precisa mediante instrumentos y relés. Es fundamental para la supervisión y control en redes de potencia..
- TCP** Protocolo de transporte orientado a conexión que garantiza la entrega fiable, ordenada y sin pérdidas de datos en redes IP, ampliamente utilizado en sistemas de automatización y comunicaciones industriales..
- TD** Intervalos temporales configurados en dispositivos de protección para definir la demora intencional entre la detección de una condición anómala y la emisión de la señal de disparo. Permiten la coordinación entre relés y la selectividad del sistema eléctrico..
- TP** Transformador de potencial utilizado para reducir y aislar niveles de tensión en sistemas eléctricos, permitiendo la medición precisa y el suministro de señales de referencia a equipos de protección y control. Es esencial para la operación segura de redes de potencia..
- TRIP** Señal o acción de disparo emitida por un relé de protección para abrir un interruptor y aislar una parte del sistema eléctrico ante una condición de falla. Constituye la etapa final del proceso de protección..
- VLAN** Red de área local virtual que permite segmentar lógicamente una red física en múltiples dominios independientes, mejorando la seguridad y el rendimiento en sistemas de automatización y comunicaciones industriales..

- WAN** Red de área amplia utilizada para interconectar equipos y sistemas a grandes distancias, proporcionando comunicación robusta entre subestaciones, centros de control y otros nodos remotos. Se emplea para el transporte seguro y confiable de datos en infraestructuras eléctricas..
- XCBR** Modelo lógico definido en IEC 61850 que representa el interruptor automático de potencia, incluyendo su estado, comandos y señales asociadas para operación, supervisión y protección..
- XLPE** Material de aislamiento polimérico de polietileno reticulado utilizado en cables de potencia por su alta resistencia térmica, capacidad dieléctrica y durabilidad. Permite operar a mayores temperaturas y ofrece excelente desempeño en redes subterráneas..
- XML** Lenguaje de marcado extensible utilizado para estructurar, almacenar y transportar información de forma jerárquica. En sistemas eléctricos, se emplea en configuraciones IEC 61850 como SCL para describir dispositivos, comunicaciones y funciones..

# Bibliografía

- [1] E. Hu, M. Zhu, F. Zhao, L. Zhang, N. Chen, Y. Mo, and S. Cui, “Distribution network automation technology based on low-voltage intelligent switch,” in *2022 IEEE 6th Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC)*. IEEE, 2022, pp. 1145–1149.
- [2] B. Li, Z. Wang, and J. Bao, “Application of advanced power electronic technology in automation of power system distribution network system,” in *2022 IEEE 5th International Conference on Automation, Electronics and Electrical Engineering (AUTEEE)*. IEEE, 2022, pp. 484–487.
- [3] L. Qiulin, X. Chen, L. Xuesong, Z. Chi, and L. Weiyu, “Optimal configuration model of distribution network automation terminal considering branch line,” in *2021 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. IEEE, 2021, pp. 775–779.
- [4] M. Shafik, Z. M. Elbarbary, B. Siqi, A. M. Azmy, and M. G. Hussien, “Distribution networks reliability assessment considering distributed automation system with penetration of dg units and sop devices,” *Energy Reports*, vol. 9, pp. 6199–6210, 2023.
- [5] N. Das, A. Haque, H. Zaman, S. Morsalin, and S. Islam, “Exploring the potential application of iec 61850 to enable energy interconnectivity in smart grid systems,” *IEEE Access*, 2024.
- [6] R. K. Belchandan and A. Akhtar, “Comparative analysis of dnp3 and iec 61850 from architectural, data mapping, data modeling and data reporting view,” in *2023 North American Power Symposium (NAPS)*. IEEE, 2023, pp. 1–5.

- [7] A. d. S. Delfino, N. C. Fernandes, R. Zanghi, and D. C. Muchaluat-Saade, "Development of electrical and network test tool for iec 61850 based power system protection," in *2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*. IEEE, 2019, pp. 1–5.
- [8] S. Kumar, A. Abu-Siada, N. Das, and S. Islam, "A fast and reliable blocked bus bar protection scheme leveraging on sampled value and goose protection based on iec 61850 architecture," in *2021 31st Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*. IEEE, 2021, pp. 1–5.
- [9] Y. Guo, X. Ni, and L. Li, "Design and application of automation system with the distribution network system in power communication," in *2022 International Conference on Computer Network, Electronic and Automation (ICCNEA)*. IEEE, 2022, pp. 384–388.
- [10] R. Chaney, J. T. Thorne, R. Singel, A. Hanson, C. Anderson, and J. Hughes, "Case study: High-density distribution coordination using high-speed communications," in *proceedings of the 74th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Virtual Format, 2021*.
- [11] F. Quizhpi-Palomeque, F. Jiménez, P. Rivera, M. Quizhpi-Cuesta, and F. Gómez-Juca, "Implementation of an iec61850 virtual relay network in a protection laboratory," in *2022 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, vol. 6. IEEE, 2022, pp. 1–6.
- [12] J. Thorne, D. Nahay, C. Salo, J. Blair, and G. Ashokkumar, "Improving distribution system reliability with high-density coordination and automatic system restoration," in *proceedings of the 49th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, 2022*.
- [13] M. F. Valarezo Orejuela, "Estudio para la protección de la subestación cumbaratza de la eerssa, utilizando protocolos de comunicación mixtos dnp3.0 e iec61850 (goose)," 2016.
- [14] T. Arias Giraldo, "Evaluación, selección y análisis de arquitecturas de comunicación para subestaciones digitales y su aplicación en empresas del sector eléctrico," Ph.D. dissertation, Universidad Nacional de Colombia, 2020.

- [15] J. J. Zea Diaz, “Diseño de un sistema de protección de barras con el uso de mensajes en el protocolo goose bajo el estándar iec 61850 en la subestación mill site,” 2022.
- [16] L. P. A. Bazua, “Estructuras y equipos de subestaciones electricas,” *Tecnologico Nacional de Mexico, Instituto Tecnologico de los Mochis, Mexico*, vol. 26.
- [17] D. D. J. Díaz Hernández, “Mantenimiento preventivo a equipo primario en subestaciones eléctricas de alta tensión.” 2023.
- [18] L. Moreno and R. Cruz, “Evaluación de confiabilidad en esquemas de barras para subestaciones,” *Ingeniería y Sociedad*, vol. 28, no. 2, pp. 45–53, 2016.
- [19] S. Jovanovic, “Electrical substation configuration effect on reliability,” Idaho National Laboratory, Idaho Falls, Tech. Rep., 2022. [Online]. Available: <https://inl.gov/reports/2022-substation-reliability.pdf>
- [20] A. F. R. Ayala, “Protocolos de comunicación para el sistema de potencia.”
- [21] J. C. Vera Zambrano and M. A. Álvarez Arévalo, “Reducción de costos operativos en sistemas eléctricos de potencia mediante la conmutación de líneas de transmisión usando una estrategia heurística.”
- [22] J. A. C. Guallichico and R. C. O. Ordoñez, “Estudio de los tipos de protecciones en subestación eléctrica s/a quito: Study of the types of protections in electrical substation s/a quito,” *Revista Científica Multidisciplinar Generando*, vol. 6, no. 1, pp. ág–1396, 2025.
- [23] J. C. Medina Huayta, “Topologías de redundancia y contingencia para la automatización de subestaciones de potencia con protocolo iec 61850,” 2023.
- [24] E. A. Pozzo Silva, “Ajuste de coordinación de protección ante el incremento de la demanda y por reubicación de salida del alimentador de media tensión 1052 de electronoroeste sa,” 2022.
- [25] J. G. Reinoso Quinteros and W. A. Castro Morales, “Análisis y diseño para la reconfiguración de los alimentadores 221 y 223 de la empresa eléctrica azogues ca,” 2021.

- [26] T. S. Guamán Espinoza and J. C. Velecela Chichay, “Análisis técnico de la interconexión entre el alimentador 124 de la s/e azogues 1 y el alimentador 221 de la s/e azogues 2 pertenecientes a la empresa eléctrica azogues ca,” B.S. thesis, 2018.
- [27] H. Haes Alhelou and P. Siano, “A comprehensive review of iec 61850 communication protocol in smart grids,” *IEEE Systems Journal*, vol. 15, no. 1, pp. 114–126, 2021.
- [28] H. Gharavi and B. Hu, “Iec 61850-based substation automation systems,” *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 22, no. 4, pp. 2631–2656, 2020.
- [29] D. Loy, *Practical Implementation of IEC 61850*. Virginia: PAC World Press, 2015.
- [30] S. Jadid and S. Abdi, “Legacy and future of iec 61850 in smart substations,” *Electronics*, vol. 12, no. 7, pp. 1325–1341, 2023.
- [31] R. N. Torres Luna and O. J. Farez Jumbo, “Implementación del sistema de comunicación iec 61850 para monitoreo y control del módulo de pruebas para el laboratorio de protecciones de la universidad politécnica salesiana sede cuenca,” B.S. thesis, 2021.
- [32] A. Kumar and R. K. Jarial, “Architecture of iec 61850 substation automation system with station bus and process bus,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2018.
- [33] K. Schwarz, *Understanding IEC 61850: Basics, Applications and Benefits*. Karlsruhe: Schwarz Consulting Company, 2010.
- [34] A. Domínguez and L. Rivas, “Modelo lógico de datos para nodos iec 61850 y su aplicación en sistemas scada,” *Revista Iberoamericana de Automatización e Informática Industrial*, vol. 19, no. 1, pp. 55–63, 2022.
- [35] M. Ayello and Y. Lopes, “Battery energy storage systems associated with transmission lines: implementation proposal with iec 61850 standard and feasibility case study,” *Electric Power Systems Research*, vol. 241, p. 111382, 2025. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624012689>

- [36] A. Albarakati, C. Robillard, M. Karanfil, M. Kassouf, M. Debbabi, A. Youssef, M. Ghafouri, and R. Hadjidj, "Security monitoring of iec 61850 substations using iec 62351-7 network and system management," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 18, no. 3, pp. 1641–1653, 2022.
- [37] Y. Zhang and F. Yang, "Implementation of logical nodes in digital substation applications based on iec 61850," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2890–2898, 2017.
- [38] A. F. S. Melo, J. M. Roldan-Fernandez, F. Gonzalez-Longatt, M. Burgos-Payan, and U. C. Netto, "Novel iec 61850-based off-site engineering and validation methodology for protection, automation, and control systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 232, p. 110409, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624002979>
- [39] H. Santana, D. Sarmiento, and E. Rivas, "Redes de comunicación y automatización de sistemas de potencia - un paso hacia la tecnología de las redes inteligentes smart grids," *Redes de Ingeniería*, vol. 3, p. 77, 01 2013.
- [40] M. A. Aftab, S. S. Hussain, I. Ali, and T. S. Ustun, "Iec 61850 based substation automation system: A survey," *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 120, p. 106008, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061520304646>
- [41] Y. Zhang, J. Liang, and B. Xu, "Implementation of iec 61850 mms communication for substation automation," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 78, pp. 645–652, 2016.
- [42] H. Guo, Y. Cao, and W. Sun, "Performance analysis of goose messages in iec 61850-based substation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 235–243, 2017.
- [43] M. Horn and K. Schwarz, "Substation configuration language according to iec 61850," *PAC World*, vol. 2, pp. 22–27, 2005.
- [44] L. Moraes and M. Soares, "Uso del lenguaje scl en el ciclo de vida de subestaciones digitales iec 61850," *Revista Dyna*, vol. 89, no. 2, pp. 45–54, 2022.

- [45] H. Guo and J. Liu, "Application of scl files for interoperability testing in iec 61850-based substations," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2567–2575, 2019.
- [46] D. M. E. Ingram, P. Schaub, R. R. Taylor, and D. A. Campbell, "Performance analysis of iec 61850 sampled value process bus networks," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 9, no. 3, pp. 1445–1454, 2013.
- [47] O. A. Tobar-Rosero, O. D. Díaz-Mendoza, P. A. Díaz-Vargas, J. E. Candelo-Becerra, H. A. Florez-Célis, and L. F. Quintero-Henao, "Digital substations: Optimization opportunities from communication architectures and emerging technologies," *Sci*, vol. 7, no. 2, p. 63, 2025.
- [48] P. Radoglou-Grammatikis, P. Sarigiannidis, I. Giannoulakis, E. Kafetzakis, and E. Panaousis, "Attacking iec-60870-5-104 scada systems," in *2019 IEEE World Congress on Services (SERVICES)*, vol. 2642. IEEE, 2019, pp. 41–46.
- [49] A. G. Automation, "Iec 61850 and ethernet redundancy in digital substations," ABB, Tech. Rep., 2022. [Online]. Available: <https://new.abb.com/substation-automation/iec-61850>
- [50] R. Alves and L. Pereira, "Design considerations for communication media in digital substations," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 17, no. 8, pp. 5460–5469, 2021.
- [51] R. Singh and A. Jain, "A review on iec 61850 communication protocols and architectures in digital substations," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 104, pp. 803–815, 2019.
- [52] J. I. Velásquez Bolívar, "Esquema de ciberseguridad para la protección de subestaciones eléctricas con protocolo iec 61850," 2021.
- [53] T. Wallaert and C. Jenkins, "Substation communications design - legacy to iec 61850, part 2: Practical applications," Belden Inc., Tech. Rep., 2014. [Online]. Available: <https://www.belden.com>
- [54] C. Valarezo, *Protocolos de Comunicación en Subestaciones Eléctricas*. Quito, Ecuador: Editorial Técnica Eléctrica, 2016.
- [55] M. P. Pérez Novillo and B. F. Faican Guartatanga, "Determinación de los escenarios para reconfiguración de los alimentadores posterior de una falla

eléctrica mediante el uso de software de la empresa eléctrica de azogues ca,” B.S. thesis, 2022.

- [56] GE Grid Solutions, *Manual del Usuario - Relé de Protección Multilin F650*, General Electric Company, EE.UU., 2020, disponible en línea. [Online]. Available: <https://www.gegridsolutions.com/products/manuals/f650.htm>
- [57] “Ieee guide for protecting power transformers,” *IEEE Std C37.91-2021 (Revision of IEEE Std C37.91-2008)*, pp. 1–160, 2021.
- [58] H. León, C. Montez, O. Valle, and F. Vasques, “Real-time analysis of time-critical messages in iec 61850 electrical substation communication systems,” *Energies*, vol. 12, no. 12, p. 2272, 2019.
- [59] R. D. Dityagraha, A. S. Alam, and A. H. Maulana, “Study of non-cascading protection coordination using iec 61850 goose message protocol in distribution system with distributed generation issued,” in *2022 9th International Conference on Information Technology, Computer, and Electrical Engineering (ICITACEE)*. IEEE, 2022, pp. 19–24.