

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



TESIS

“DISEÑO DE UN ESQUEMA DE RECONEXIÓN Y SISTEMA AUTOMATIZADO PARA MEJORAR EL MONITOREO Y CONTROL DEL ESTADO DE RECIERRES AUTOMÁTICOS EN LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN DE UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”

PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

ELABORADO POR:

WIDMARD EDUARDO ESPINOZA RODRÍGUEZ

 [0000-0003-2480-6212](https://orcid.org/0000-0003-2480-6212)

ASESOR:

MSc. Ing. BERNABÉ ALBERTO TARAZONA BERMÚDEZ

 [0000-0002-0960-448X](https://orcid.org/0000-0002-0960-448X)

LIMA – PERÚ

2023

Dedicatoria

*Para mi madre Margarita, mi compañera de vida
Vanessa y a toda mi familia que siempre estuvieron conmigo
en cada etapa de mi crecimiento profesional.*

Agradecimiento

A mis colegas de Enel Distribución Perú que me apoyaron con información valiosa para el desarrollo de esta investigación.

A mi asesor por su compromiso y acompañamiento en la realización de esta tesis.

Resumen

Las fallas eléctricas en las redes de media tensión (MT) de las compañías eléctricas de distribución (CED) se originan por distintos fenómenos: atmosféricos, naturales y externos y pueden ocasionar interrupciones prolongadas de energía debido a la demora en la identificación e inspección del evento por personal de mantenimiento. Las fallas más comunes suelen ser monofásicas y transitorias, estas son despejadas luego de una apertura tripolar del interruptor. Una solución ejecutada por las CED para disminuir los tiempos de interrupción es la aplicación de los recierres automáticos (RA).

El propósito de esta investigación es seleccionar 164 alimentadores críticos de una CED para mejorar el nivel de automatización y reducir los tiempos de interrupciones. Se define inicialmente un esquema de RA donde se proponen los ajustes y configuraciones correspondientes a los dispositivos de protección de acuerdo con cada tipo de red eléctrica: convencionales, telecontrolados y automatizadas.

Posteriormente, se evalúa el nivel de automatización de las subestaciones con la finalidad de diseñar un sistema automatizado para el monitoreo y el control local y remoto del RA. Para el caso de las “subestaciones telecontroladas” se propone la adquisición de Controladores Lógicos Programables y para las “automatizadas” se utilizará la Unidad Central de Subestación, esto brindará además seguridad operativa y ahorro económico al disminuir los tiempos del mantenimiento de líneas MT, al prescindir del traslado de personal a la subestación para el control del recierre.

Palabras clave: PLC, UCS, SCADA, IEC61850, DNP3, automatización, subestaciones, recierre automático, redes automatizadas, mantenimiento.

Abstract

Electrical faults in medium voltage (MV) networks of electric distribution companies (EDC) are caused by different phenomena: atmospheric, natural and external, and can cause prolonged power interruptions due to delays in the identification and inspection of the event by maintenance personnel. The most common faults are usually single-phase and transient, these are cleared after a three-pole opening of the breaker. One solution implemented by the EDC to reduce outage times is the application of automatic reclosing (AR).

The purpose of this research is to select 164 critical feeders of an EDC to improve the level of automation and reduce outage times. An AR scheme is initially defined where the settings and configurations corresponding to the protection devices are proposed according to each type of electrical network: conventional, telecontrolled and automated.

Subsequently, the level of automation of the substations is evaluated to design an automated system for local and remote monitoring and control of the AR. In the case of the "telecontrolled substations", the acquisition of Programmable Logic Controllers is proposed, and for the "automated" substations, the Central Substation Unit will be used, which will also provide operational safety and economic savings by reducing the maintenance time of MV lines, since it will dispense with the move of maintenance personnel to the substation to control the automatic reclosing.

Keywords: PLC, UCS, SCADA, IEC61850, DNP3, automation, substations, automatic reclosing, automated networks, maintenance.

Tabla de Contenido

Abreviaturas y Siglas	xviii
Introducción	xix
Capítulo I. Parte Introdutoria del trabajo	1
1.1. Generalidades	1
1.2. Descripción del Problema de Investigación.....	2
1.2.1. <i>Planteamiento de la realidad problemática</i>	2
1.2.2. <i>Formulación del problema</i>	4
1.2.2.1. Problema general.....	4
1.2.2.2. Problemas específicos.....	5
1.3. Objetivos del estudio	5
1.3.1. <i>Objetivo general</i>	5
1.3.2. <i>Objetivos específicos</i>	5
1.4. Antecedentes investigativos	6
1.4.1. <i>Antecedentes internacionales</i>	6
1.4.2. <i>Antecedentes nacionales</i>	8
Capítulo II: Marcos teórico y conceptual.....	11
2.1. Marco teórico.....	11
2.1.1. <i>Esquema de recierre automático</i>	11
2.1.1.1. Sistemas de distribución de energía.....	11
2.1.1.2. Recierre automático.	11
2.1.1.3. Aplicación de los recierres automáticos.....	12
2.1.1.4. Tipos de recierres.	13
2.1.1.5. Ajustes de la función recierres en dispositivos de protección.....	13
2.1.1.6. Secuencia de operación de la función recierre	15
2.1.2. <i>Automatización de subestaciones</i>	16
2.1.2.1. Tipos de subestaciones.	16
2.1.2.2. Niveles de automatización y control de subestaciones.....	17
2.1.2.3. Dispositivos de protección, control y comunicaciones.	19

2.1.2.4. Sistema SCADA (Supervisión, control y adquisición de data).....	24
2.1.2.5. Protocolos de comunicación.....	25
2.1.2.6. Programas de controladores y relés de protección.....	30
2.2. Marco conceptual.....	31
Capítulo III. Hipótesis y operacionalización de variables	34
3.1. Hipótesis general	34
3.2. Hipótesis específicas.....	34
3.3. Variables e indicadores	34
3.3.1. <i>Variables independientes</i>	34
3.3.2. <i>Variables dependientes</i>	35
Capítulo IV. Metodología de la Investigación	39
4.1. Tipo y diseño de la investigación	39
4.2. Unidad de Análisis	40
4.3. Periodo de Análisis	40
4.4. Población y muestra:.....	40
4.5. Etapas de la investigación	40
4.5.1. <i>Recolección de datos</i>	40
4.5.2. <i>Procesamiento de la información</i>	41
4.5.3. <i>Análisis de la información</i>	41
Capítulo V. Diseño del Esquema de Reconexión Automática.....	43
5.1. Descripción de las redes de media tensión de Enel Distribución.....	43
5.2. Criterio de protecciones y ajustes de los dispositivos de protección en alimentadores de media tensión de Enel Distribución.....	46
5.2.1. Funciones de protección en alimentadores 10 kV.....	47
5.2.2. <i>Funciones de protección en interruptores de la red MT 10 kV</i>	50
5.2.3. <i>Funciones de protección en recloser de la red MT 10 kV</i>	51
5.3. Propuesta para la aplicación de recierres	52
5.3.1. Criterios para la selección de circuitos (alimentadores).....	52
5.3.2. <i>Circuitos seleccionados de acuerdo con estudio propuesto</i>	53
5.4. Ajustes propuestos de la función recierre en los relés de los alimentadores	54
5.4.1. <i>Función de protección para activación de recierre:</i>	54
5.4.2. Número de recierres:.....	54
5.4.3. Dead time o tiempo muerto:	56
5.4.4. Reclaim Time:.....	57

5.4.5.	Función de protección para el bloqueo del recierre automático:.....	57
5.5.	Configuración de ajustes en los relés de protección de los alimentadores	58
5.5.1.	Relé de protección SEL 351	58
5.5.2.	Relé de protección ABB DPU2000R	62
5.5.3.	Relé de protección ABB REF630	66
5.5.4.	Relé de protección SIEMENS 7SJ621.....	69
5.5.5.	Relé de protección SIEMENS 7SJ85	71
5.5.6.	Relé de protección EFACEC TPUS430	76
	Capítulo VI. Diseño del Sistema Automatizado	79
6.1.	Descripción del nivel de automatización de las subestaciones de Enel Distribución. 79	
6.1.1.	Subestaciones telecontroladas	80
6.1.2.	Subestaciones automatizadas	83
6.2.	Descripción del sistema automatizado propuesto en las subestaciones de Enel Distribución.	88
6.2.1.	Propuesta para subestaciones telecontroladas	90
6.2.2.	Propuesta para subestaciones automatizadas	93
6.3.	Esquemas eléctricos y configuración de relés de protección.	95
6.3.1.	Esquemas eléctricos y configuración en subestaciones telecontroladas	95
6.3.1.1.	Relés de protección SIEMENS 7SJ621	96
6.3.1.2.	Relés de protección SCHWEITZER SEL351	100
6.3.1.3.	Relés de protección ABB DPU2000R.....	105
6.3.1.4.	Relés de protección ABB REF 630	109
6.3.2.	Esquemas eléctricos y configuración en subestaciones automatizadas.....	113
6.3.2.1.	Relés de protección SIEMENS 7SJ85.....	113
6.3.2.2.	Relés de protección EFACEC TPU S430	118
6.4.	Esquemas eléctricos y configuración de dispositivos de control.....	124
6.4.1.	Esquemas eléctricos y configuración en subestaciones telecontroladas:.....	125
6.4.1.1.	PLC LOGO 8 CON SERVIDOR WEB	125
6.4.1.2.	PANTALLA HMI SIMATIC KP300.....	131
6.4.2.	Esquemas eléctricos y configuración de Subestaciones automatizadas:	136
6.4.2.1.	Unidad Central de Subestación (UCS)	136
6.5.	Comunicación remota con Centro de Control y SCADA	140
6.5.1.	Comunicación remota en subestaciones telecontroladas	140

6.5.2. Comunicación remota en subestaciones automatizadas	140
Capítulo VII. Análisis y discusión de resultados	142
7.1. Validación de la Hipótesis general	142
7.2. Validación de la Hipótesis específica 1.....	142
7.3. Validación de la Hipótesis específica 2.....	143
7.4. Validación de la Hipótesis específica 3.....	146
Conclusiones.....	148
Recomendaciones	150
Referencias Bibliográficas	152
Anexos	155

Lista de Tablas

Tabla 1: Estadística de fallas eléctricas en redes francesas de media tensión	2
Tabla 2: Incidencia de causas de interrupciones predominantes	3
Tabla 3: Intervalos de tiempo muerto	14
Tabla 4: Variable independiente 1. Esquema de reconexión.	35
Tabla 5: Variable independiente 2. Sistema automatizado.	35
Tabla 6: Variable dependiente 1. Monitoreo y control del estado de recierres automáticos.	35
Tabla 7: Operacionalización de variables	36
Tabla 8: Matriz de consistencia	37
Tabla 9: Parte del listado de circuitos para la aplicación de recierres. En el ANEXO 1 se muestra la lista completa	53
Tabla 10: Cantidad de fallas en las redes MT de Enel	54
Tabla 11: Dead time de circuitos MT	57
Tabla 12: Ajustes función 79 de relés SEL351	59
Tabla 13: Ajustes de ecuaciones de relé SEL351	59
Tabla 14: Ajustes función 79 de relé SEL351 en redes convencionales y telecontroladas.	60
Tabla 15: Ajustes de ecuaciones función 79 de relé SEL351 en redes convencionales y telecontroladas.	61
Tabla 16: Ajustes función 79 de relé SEL351 en redes automatizadas	61
Tabla 17: Ajustes de ecuaciones función 79 de relé SEL351 en redes automatizadas.	62
Tabla 18: Ajustes función 79 de relés DPU2000R	63
Tabla 19: Ajustes función 79 de relés DPU2000R de redes convencionales y telecontroladas.	64
Tabla 20: Ajustes función 79 de relés DPU2000R de redes automatizadas	65
Tabla 21: Ajustes función 79 de relés REF630	66

Tabla 22: Ajustes función 79 de relés REF630 en redes convencionales y telecontroladas	68
Tabla 23: Ajustes función 79 de relés 7SJ621	69
Tabla 24: Ajustes función 79 de relés 7SJ621 en redes convencionales y telecontroladas	70
Tabla 25: Ajustes función 79 de relés 7SJ621 en redes automatizadas.....	71
Tabla 26: Ajustes función 79 de relés 7SJ85	72
Tabla 27: Ajustes función 79 de relés 7SJ85 en redes convencionales y telecontroladas.	73
Tabla 28: Ajustes función 79 de relés 7SJ85 en redes automatizadas.....	74
Tabla 29: Ajustes función 79 de relés TPUS430	76
Tabla 30: Ajustes función 79 de relés TPUS430 de redes automatizadas.	77
Tabla 31: Subestaciones telecontroladas Enel Distribución Perú.....	80
Tabla 32: Subestaciones automatizadas de Enel Distribución Perú.....	84
Tabla 33: Ajustes de dispositivos de protección de los alimentadores de Enel Distribución Perú.....	144
Tabla 34: Cantidad de relés propuestos en subestaciones telecontroladas y automatizadas	144
Tabla 35: Cantidad de relés propuestos en los tipos de redes MT	144
Tabla 36: Dispositivos de control y HMI en subestaciones telecontroladas.....	145
Tabla 37: Dispositivos de control y HMI en subestaciones automatizadas.....	146
Tabla 38: Protocolos de comunicación en subestaciones eléctricas	147

Lista de Figuras

Figura 1. Esquema de la mejora de calidad a medida que se incorpora un mayor automatismo en las redes hasta llegar a disponer de redes inteligentes	4
Figura 2. Línea de tiempo del recierre automático	16
Figura 3. Niveles de automatización en subestaciones	19
Figura 4. Smart Substation Model	24
Figura 5. Diagrama básico de Profinet	26
Figura 6. Diagrama de las capas DNP3	27
Figura 7. Dispositivo físico y lógico	29
Figura 8. Arquitectura IEC61850, GOOSE y MMS	30
Figura 9. Topología de red de distribución convencional MT	44
Figura 10. Topología de red de distribución telecontrolada MT	45
Figura 11. Topología de red de distribución automatizada MT	45
Figura 12. Cantidad de redes eléctricas convencionales, telecontroladas y automatizadas	46
Figura 13. Celdas Metalclad de alimentadores 10 kV de la subestación Infantas 60/10 kV de Enel Distribución con relés de protección SEL	47
Figura 14. Curva tiempo vs corriente de protección sobrecorriente fases en alimentador 10kV	48
Figura 15. Curva tiempo vs corriente de protección sobrecorriente tierra en alimentador 10kV	49
Figura 16. Relé de protección SEL351 y DPU2000R de alimentador 10 kV Subestación Canto Grande	50
Figura 17. Ajustes función 79 en relé SEL351 de redes convencionales y telecontroladas, Acselelator Quickset	60
Figura 18. Ajustes función 79 en relé SEL351 de redes automatizadas, Acselelator Quickset	61

Figura 19. Ajustes función 79 en relé DPU200R de redes convencionales y telecontroladas, WinECP	63
Figura 20. Ajustes función 79 (Pickup) de relé DPU2000R en redes convencionales y telecontroladas.	63
Figura 21. Ajustes función 79 en relé DPU200R de redes automatizadas, WinECP ...	65
Figura 22. Ajustes función 79 (Pickup) de relé DPU2000R en redes automatizadas. .	65
Figura 23. Ajuste DARREC relé ABB REF630	67
Figura 24. Ajuste interruptor relé ABB REF630.....	67
Figura 25. Outputs de función DARREC 79 relé ABB REF630	68
Figura 26. Ajustes de la función DARREC 79 relé ABB REF630 de redes convencionales y telecontroladas, PCM600.....	68
Figura 27. Ajustes Digsig 4, de relé 7SJ621	70
Figura 28. Ajustes de la función 79 relé 7SJ621 de redes automatizadas, Digsig 4.....	71
Figura 29. Ajuste de función de arranque relé 7SJ85, Digsig 5.....	73
Figura 30. Ajustes de la función 79 relé 7SJ85 de redes convencionales y telecontroladas, Digsig 4	73
Figura 31. Ajustes de la función 79 relé 7SJ85 de redes automatizadas, Digsig 5.....	75
Figura 32. Ajuste función de arranque, relé TPUS430, Automation Studio	76
Figura 33. Subestación telecontrolada Infantas Enel Distribución Perú	81
Figura 34. RTU de subestación telecontrolada Enel Distribución	82
Figura 35. RTU, cableado de entradas y salidas digitales.....	82
Figura 36. Relé de protección Efacec con protocolo IEC 61850	85
Figura 37. Tableros de relés de protección y control en subestación automatizada....	85
Figura 38. Tablero de switches de subestación automatizada, arquitectura PRP	87
Figura 39. Pantalla HMI de subestación automatizada para el control local.....	88
Figura 40. PLC Logo 8 y módulo de expansión de entradas y salidas digitales	91
Figura 41. Simatic HMI KP300 Monocromático.....	92
Figura 42. Servidor web Logo 8.....	92

Figura 43. Topología propuesta para subestaciones telecontroladas, cableado físico de relés.....	93
Figura 44. Topología propuesta para subestaciones automatizadas, comunicación IEC61850.....	95
Figura 45. Esquema relé 7SJ621 original	97
Figura 46. Esquema relé 7SJ621 con cambios propuestos.....	98
Figura 47. Configuración de matriz de señales de entradas digitales en relé 7SJ621.	99
Figura 48. Configuración de matriz de señal salida digital Recierre exitoso en relé 7SJ621.	99
Figura 49. Configuración de diagrama de bloques (charts) en relé 7SJ621.	100
Figura 50. Esquema eléctrico SEL 351 original.....	101
Figura 51. Esquema eléctrico SEL 351 Propuesto.....	102
Figura 52. Configuración de módulo SET/RESET en relé SEL 351 para la habilitación del recierre.	103
Figura 53. Configuración de lógicas en relé SEL 351 para el bloqueo y arranque de la función recierre	104
Figura 54. Configuración de salidas digitales en relé SEL 351 para la señal de recierre habilitado.	105
Figura 55. Esquema DPU2000R original	106
Figura 56. Plano DPU2000R.....	107
Figura 57. Configuración de entradas digitales en relé ABB DPU2000R para habilitación de recierres.....	108
Figura 58. Configuración de salidas digitales en relé ABB DPU2000R para señal de recierre exitoso	109
Figura 59. Esquema relé REF630 original	110
Figura 60. Esquema relé REF630 propuesto	111
Figura 61. Bloque SET/RESET en relé REF630 para habilitación del recierre.	112
Figura 62. Bloque de recierre exitoso en relé REF630.....	112

Figura 63. Bloque de recierre habilitado en relé REF630	112
Figura 64. Esquema de relé Siemens 7SJ85 de celda FL-02 10KV	114
Figura 65. Configuración de señales SPS, SPC y MV para la habilitación del recierre en relé 7SJ85.	115
Figura 66: Bloque para habilitar y deshabilitar la función de frecuencia, Chart de Digi 5	116
Figura 67: Bloque para resetear recierres no exitosos, para recierres exitosos es un bloque similar	116
Figura 68. Configuración de pantalla en relé 7SJ85.....	117
Figura 69. Entorno de desarrollo de IEC 61850 System Configurator, se agregan las nuevas señales a los Datasets.....	118
Figura 70. Esquema de relé Efacec TPU S430 de celda MI-01 10KV.....	119
Figura 71. Señales agregadas al bloque de función del usuario, señales de estatus y control	119
Figura 72. Bloque para habilitar y deshabilitar recierre por tecla F2 del relé de protección: RECLOSER_ON_OFF y uso de función MasterFollower	120
Figura 73. Señales de bloque ResetReconex de Automation	120
Figura 74. Ajustes y señales referidas a los ajustes de la función recierre.....	121
Figura 75. Diagrama de bloques para los contadores de recierres	122
Figura 76. Configuración de tecla de función F2 para activación recierre	122
Figura 77. Pantallas de relé de protección TPU S430.....	123
Figura 78. Señales agregadas en el Dataset DSPROT01 para el reinicio de contadores recierres.....	124
Figura 79. Señales agregadas en el Dataset DSAUT01 para el estado de recierre y señales análogas de contador de recierres.....	124
Figura 80. Ejemplo de esquema de conexionado PLC Logo 8 en subestación Zapallal, control de 4 celdas.....	126
Figura 81. Bloques utilizados en la configuración de LOGO	128

Figura 82. Bloques para configuración de relés, habilitar recierre, contador de recierre	128
Figura 83. Bloques para configuración de relés DPU2000R con uso de RS	129
Figura 84. Ejemplo de configuración de pantalla de la subestación Caudivilla en el que se usan 2 PLCs debido a la cantidad de circuitos.....	130
Figura 85. Pantalla integradora de todos los PLCs propuesta a instalarse en CC.....	131
Figura 86. Pantalla HMI Simatic, conexión de puertos y alimentación.	132
Figura 87: Configuración Profinet e IP en HMI KP300	133
Figura 88: Configuración de comunicación entre Logo 8 y HMI KP300.....	133
Figura 89: Ejemplo de los tags configurados en HMI K300 de 2 PLCs de Caudivilla	134
Figura 90: Ejemplo de panel principal HMI Caudivilla	135
Figura 91: Ejemplo de selección de circuitos de HMI Caudivilla.....	135
Figura 92: Ejemplo de control del recierre del alimentador Caudivilla – 12	136
Figura 93: Señales digitales agregadas al UCS referente a un relé de protección	137
Figura 94: Señal del control de recierre agregadas al UCS de relé de protección.....	137
Figura 95: Unifilar de subestación Mariátegui con circuitos de 10 kV con control de recierre 79	138
Figura 96: Pantalla de alarmas de un circuito con contador de recierres y reseteo de la función.....	138
Figura 97: señales digitales agregadas al mapeo DNP3 del estado del recierre	139
Figura 98: Señales de control del recierre agregadas al mapeo DNP3	139
Figura 99: Propuesta de actualización de HMI SCADA SPECTRUM, función recierre	141
Figura 100: Redes eléctricas MT propuestas para función recierre.....	142

Índice de Anexos

Anexo 1: Listado de relés propuestos para aplicación de recierres	1
Anexo 2: Modelo de listado de señales para configuración de PLC Logo	4

Abreviaturas y Siglas

- MT: Media tensión
- AT: Alta tensión
- UCS: Unidad Central de Subestación
- CED: Compañía eléctrica de distribución
- RA: Recierre automática
- Osinergmin: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
- SP: Sistema de potencia
- RCB: Report Control Block
- LWE: LOGO Web Editor
- PLC: Controlador Lógico Programable
- RTU: Remote Terminal Unit (Unidad Terminal Remota)
- SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition (Control, Supervisión y Adquisición de Datos)
- IED: Intelligent Electronic Device (Dispositivo electrónico inteligente)
- SED: Subestación eléctrica de distribución
- DGE: Dirección General de Electricidad
- SBC: Seccionador Bajo Carga
- RGDAT: Directional Fault Passage and Voltage Indicator (Indicador de voltaje y paso de falla direccional)
- UP: Remote Terminal Unit for the remote control of the secondary substations (Unidad Periférica)
- STM: Sistema de Telemando de Media tensión
- FRG: Funzione Rilevatore di Guasto (Función de Detector de Fallas)

Introducción

La presente tesis propone el diseño de un esquema de recierre automático en 164 alimentadores seleccionados de la compañía Enel distribución Perú, este diseño abarca los ajustes y configuraciones de los relés de protección de los alimentadores; asimismo, plantea el diseño de un sistema automatizado que servirá para mejorar el monitoreo y control de dichos recierres desde el centro de control de la compañía de forma remota y desde las subestaciones eléctricas de forma local.

La tesis se desarrolló debido a la necesidad de la compañía de aplicar los recierres automáticos en sus redes eléctricas de media tensión para mejorar el servicio eléctrico que otorga a sus clientes; además, busca brindar seguridad en la operación y mantenimiento de las redes eléctricas. Este diseño contempló una revisión de todos los activos existentes en las subestaciones de la compañía eléctrica y la propuesta de adquisición de controladores lógicos programables (PLCs) para las subestaciones telecontroladas.

La tesis está conformada por 7 capítulos, los cuales se describen a continuación:

- En el Capítulo I se desarrollan las generalidades de la tesis y se describe la realidad problemática. También se formuló el problema general y específicos, los objetivos y la revisión de los antecedentes de la investigación.
- En el Capítulo II se presentan las bases teóricas de la investigación, se dividió en 2 subcapítulos, el primero abarca el esquema de recierre automático con las bases teóricas de recierre automático, aplicación de recierres, tipos de recierres y los ajustes correspondientes a la función. El segundo subcapítulo abarca la automatización de subestaciones y las bases teóricas referentes a los niveles de automatización, los dispositivos de protección, control y comunicación de las

subestaciones, sistemas SCADA y protocolos de comunicación; finalmente se describió el marco conceptual de los términos utilizados.

- En el Capítulo III, se plantearon la hipótesis general y específicas; asimismo, se revisaron las variables dependientes e independientes de la investigación y su operacionalización.
- En el Capítulo IV se precisó la metodología de la investigación y definió el enfoque, alcance y diseño de la investigación, se estableció la unidad de análisis el cual abarca 164 alimentadores de la compañía Enel Distribución en el periodo del año 2020 y se explica cada una de las etapas de la investigación.
- En el Capítulo V, se revisó el desarrollo de la investigación el cual abarca 2 subcapítulos: el primer subcapítulo abarca el diseño del esquema de reconexión automática, en este capítulo se describe la selección de los circuitos para la aplicación de la función recierre, el criterio de protecciones de la compañía y se precisan los ajustes y configuración de los relés de protección. El segundo subcapítulo abarca el sistema automatizado donde se describe la configuración de los dispositivos de protección y control, las lógicas de control de los PLCs, configuración de pantallas y protocolos de comunicación de los IEDs y finalmente se revisa la integración de los relés, PLCs y UCS hasta el SCADA de centro de control de compañía eléctrica.
- En el Capítulo VI, se cotejaron los resultados obtenidos y se contrastaron con la hipótesis general e hipótesis específicas de la investigación.

Finalmente, se detallan las recomendaciones, conclusiones, referencias bibliográficas y anexos utilizados en la investigación.

Capítulo I. Parte Introdutoria del trabajo

1.1. Generalidades

La energía eléctrica se ha convertido en la actualidad en un bien imprescindible para la población y el sector industrial, siendo hoy de vital importancia para el desarrollo del país generando una mejor calidad de vida en los sectores urbanos y rurales.

Dada la importancia de la energía es necesario que las compañías eléctricas de distribución brinden una adecuada calidad de suministro eléctrico (SAIFI y SAIDI) cumpliendo con los estándares solicitados por los organismos supervisores, en el caso de Perú es el Osinergmin.

Las interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico en las redes de alta, media y baja tensión causan incomodidad e insatisfacción en los clientes debido a la falta intempestiva de electricidad. Estos eventos se originan por diferentes fenómenos, los cuales pueden ser del tipo atmosférico, errores humanos en la operación, por animales, agentes externos (impacto de automóviles con retenidas, delincuencia, etc.), falta de mantenimiento de redes eléctricas u otros eventos los cuales pueden ocasionar fallas transitorias o permanentes. Para el caso de fallas transitorias luego del despeje exitoso de la falla con la apertura de los elementos de la red tales como interruptores de potencia, recloser, seccionalizadores, fusibles, etc., se puede energizar y reponer el suministro eléctrico luego del evento; para el caso de fallas permanentes es necesario un análisis del evento, primero se evalúan los registros oscilográficos en caso se cuente con esa información, se realizan inspecciones de las redes eléctricas por parte de las cuadrillas de alta, media o baja tensión quienes en coordinación con los operadores de Centro de control realizan las intervenciones correspondientes y la posterior reposición del suministro eléctrico.

1.2. Descripción del Problema de Investigación

1.2.1. Planteamiento de la realidad problemática

(Ricciuto & Bertole, Recierres en líneas aéreas radiales de distribución de media tensión, 2003) en el artículo “Recierre en Líneas aéreas radiales de distribución de media tensión” señala que las líneas aéreas de distribución están propensas a distintos tipos de falla por diferentes causas y naturaleza; estas fallas pueden clasificarse en:

- Auto eliminativas: desaparecen espontáneamente en tiempos menores a 100 ms, no provoca actuación de relés.
- Transitorias: necesitan de una apertura breve para despejar la falla, alrededor de 300 ms.
- Semipermanentes: desaparecen con una apertura larga del interruptor, alrededor de 15 a 180 segundos.
- Permanentes: necesitan de la intervención de personal de mantenimiento, generalmente se da por una avería eléctrica.
- Evolutivas: inician como monofásicas y evolucionan a bifásica o trifásica

Asimismo, el autor indica que entre el 70% a 80% de las fallas en las líneas aéreas son **transitorias** (ver tabla 1) lo que ocasiona interrupción del servicio eléctrico y descontento en los usuarios, estas fallas finalmente incurren en los indicadores de calidad de suministro eléctrico SAIFI (frecuencia de las interrupciones) y SAIDI (duración de las interrupciones) de las compañías eléctricas.

Tabla 1

Estadística de fallas eléctricas en redes francesas de media tensión

PORCENTAJE DE FALLAS SEGÚN SU TIPO	TRANSITORIAS %	SEMIPERMANENTES %	PERMANENTES %	TOTAL %
MONOFASICAS	72	54	40	68
BIFASICAS	7	11	9	8
BIFASICAS A TIERRA	7	7	9	7
TRIFASICAS	9	10	9	9
EVOLUTIVAS	5	18	42	8

Nota: Fuente Paper Recierre en Líneas aéreas radiales de distribución de media tensión (2003)

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú (Osinermin, 2018) en su libro “Mejores prácticas para el análisis y supervisión de interrupciones en redes eléctricas de distribución” realizó un resumen de las causas comunes que originan interrupciones en la Costa, Sierra y Selva del Perú y detalla que las causas de fallas principales (interrupciones no programadas) en la costa se producen como se detalla a continuación (ver tabla 2):

- Contacto entre conductores: debido a deficiencias en el diseño de las distancias eléctricas.
- Bajo nivel de aislamiento: debido a polución marina y deficiencias en el diseño y/o mantenimiento.
- Contacto accidental: debido a vandalismo y falta de poda de árboles
- Falla de componentes del sistema de potencia
- Falla de equipos: debido a deficiencias en el diseño, calidad y/o mantenimiento.

Asimismo, indica que la tasa de falla media de las empresas de distribución eléctrica del Perú se encuentra en torno a 46 fallas/100 km x año, registrándose los mayores valores en la zona de costa y los menores en la de selva.

Tabla 2

Incidencia de causas de interrupciones predominantes

Orden de incidencia	Costa		Selva		Sierra	
	Causa	%	Causa	%	Causa	%
1	Contacto entre conductores	22%	Falla de equipo	28%	Descarga atmosférica	30%
2	Bajo nivel de aislamiento	21%	Descarga atmosférica	12%	Bajo nivel de aislamiento	18%
3	Contacto accidental con línea	13%	Fenómenos naturales / ambientales	10%	Falla en componentes del sistema de potencia	14%
4	Falla en componentes del sistema de potencia	12%	Fuertes vientos	9%	Fuertes vientos	10%
5	Falla de equipo	11%	Cortes de emergencia	8%	Cortes de emergencia	10%
6	Otros	21%	Otros	33%	Otros	18%

Nota: Fuente Mejores prácticas para el análisis y supervisión de interrupciones en redes eléctricas de distribución de media tensión (Osinermin, 2018)

De acuerdo con lo mencionado en los párrafos anteriores, la tasa de fallas en las líneas aéreas de distribución en la Costa son mayores a otras regiones y dichas fallas, que son del tipo transitorias con una duración de milésimas de segundos, originando interrupciones del suministro eléctrico con tiempos de reposición de energía muy elevados, estos tiempos son producto del traslado de personal de mantenimiento a campo, inspecciones en las redes aéreas, tiempo de demora en informar la falla y otras características propias de cada empresa distribuidora; también, influye en los tiempos de reposición el bajo nivel de automatización de las subestaciones eléctricas (*ver figura 1*), ausencia de monitoreo en tiempo real y la gestión remota de las interrupciones lo que ayudaría a reducir los tiempos de detección de fallas y reponer el servicio en menos tiempo.

Figura 1

Esquema de la mejora de calidad a medida que se incorpora un mayor automatismo en las redes hasta llegar a disponer de redes inteligentes



Nota: Fuente, Mejores prácticas para el análisis y supervisión de interrupciones en redes eléctricas de distribución de media tensión (Osinergmin, 2018).

1.2.2. Formulación del problema

1.2.2.1. Problema general.

¿Qué factores influyen en un inadecuado monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica?

1.2.2.2. Problemas específicos.

- a) ¿Cómo deben seleccionarse los alimentadores del esquema de reconexión para influir positivamente en el monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los circuitos de media tensión de las empresas de distribución eléctrica?
- b) ¿Cómo deben ajustarse y configurarse los dispositivos de protección y control de un esquema de reconexión para permitir el monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los circuitos de media tensión de las empresas de distribución eléctrica?
- c) ¿Cómo influye la selección y configuración de los protocolos de comunicación del sistema automatizado y la integración de los IEDs en el monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los circuitos de media tensión de las empresas de distribución eléctrica?

1.3. Objetivos del estudio

1.3.1. Objetivo general

Diseñar un esquema de reconexión y un sistema automatizado para mejorar el monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de una empresa de distribución eléctrica.

1.3.2. Objetivos específicos

- a) Definir los criterios para la selección de los alimentadores del esquema de reconexión para el monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los circuitos de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.
- b) Diseñar los ajustes y configuración de los dispositivos de protección y control del esquema de reconexión y sistema automatizado para monitorear y controlar de forma local y remota el estado de recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.

- c) Seleccionar y configurar los protocolos de comunicación para la integración de los IEDs del sistema automatizado para monitorear y controlar local y remotamente el estado de los recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.

1.4. Antecedentes investigativos

A nivel global se han realizado investigaciones en el campo de la aplicación de recierres automáticos y automatización de redes eléctricas los cuales son los antecedentes de la presente investigación, algunos de las antecedentes son las siguientes:

1.4.1. Antecedentes internacionales

- Vasco Molina (2015) en su investigación titulada “Diseño de un esquema de reconexión automática para alimentadores primarios en siete subestaciones tipo de la empresa eléctrica Quito S.A.” presenta un diseño de un esquema de reconexión automática para alimentadores de siete subestaciones en la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), el autor inicia el desarrollo de su investigación con los fundamentos de la reconexión de circuitos y la cantidad de intentos de reconexión automática que podrían aplicarse en los alimentadores seleccionados de la EEQ. Además, evalúa la coordinación de las protecciones y la habilitación de la función recierre en los alimentadores en estudio.

El autor propone un sistema de monitoreo de la reconexión y abarca los conceptos aplicados a los equipos de las subestaciones tales como: los sistemas SCADA, RTU (Remote Terminal Unit), IEDs (Intelligent Electronic Devices), protocolos de comunicación como IEC61850, IEC 104 y otros protocolos que son utilizados en la compañía.

Vasco verifica los tiempos de operación de los interruptores en la reconexión para el sistema de distribución en estudio, realiza simulaciones en Digsilent y evalúa los tiempos de despeje de falla de acuerdo con las protecciones existentes en los circuitos. Finalmente, luego de análisis y diseño propone la aplicación en el cual se configura relés de protección Siprotec 4, se validan los ajustes y configuración de los equipos,

configuración de las señales de comunicación IEC61850 para la operación y mantenimiento.

Finalmente, concluye su investigación analizando el esquema de implementación realizado. En dicho análisis, destaca la importancia de la operación y mantenimiento de los interruptores con recierre activado e indica que el monitoreo del sistema de recierres, mediante los IEDs, permite la independencia total de operadores locales o remotos y permite gestionar adecuadamente los recursos operativos de la compañía. El autor también menciona la importancia de los ajustes de la reconexión (tiempo muerto, tiempo de restablecimiento), debido a que ajustes inadecuados disminuiría el tiempo de vida del interruptor; por último, recalca que para la automatización del sistema de reconexión es importante la intervención de muchas áreas como la de diseño, estudios eléctricos, operación y mantenimiento.

- Ricciuto & Bertole (2003) en su investigación titulada “Recierres en líneas aéreas radiales de distribución de media tensión” estiman que entre el 70% al 80% de las fallas eléctricas en las redes aéreas de distribución de energía son de naturaleza transitoria, por lo que al realizarse un recierre manual o automático del interruptor, se mejora la continuidad del suministro eléctrico.

Los autores indican que, se pueden utilizar 3 tipos de reconexiones: reconexión rápida, reconexión semi-rápida y reconexión lenta, además, mencionan que generalmente se utiliza 1 o 2 intentos de recierres del interruptor y en algunas ocasiones 3 o 4, esto dependerá de los distintos tipos de fallas que se produzcan y la probabilidad de éxito de los recierres en la operación. En el artículo también mencionan a los equipos de la red de distribución tales como fusibles, reconectores, relés de recierre y sobrecorriente; explican la importancia de los ajustes de tiempo muerto, número de intentos de reconexión y tiempo de bloqueo en los relés de protección, estos deben considerar el tipo de falla y los ciclos de operación del interruptor.

También, indican la importancia del uso de los reconectores automáticos para proteger la mayor parte posible de una línea aérea de media tensión, el uso de los fusibles y el comportamiento antes fallas de elevada corriente y la coordinación con los reconectores, asimismo, otro de los equipos que se detallan son los seccionadores, los cuales pueden emplearse en lugar de los fusibles reduciendo el mantenimiento por el cambio de los mismos; además, en la investigación se detalla la operación de los equipos seccionadores de operación tensión – tiempo, el cual realiza el recierre automático similar a un reconector, pero con un control básico tensión-tiempo (V-T) sensando la tensión de la red.

Finalmente, concluyen sobre la utilización de recierres en las líneas aéreas simples urbanas, mencionando que, resultan peligrosos en caso de caída de conductor y recomiendan la aplicación en líneas aéreas simples suburbanas, rurales y mixtas, considerando recierres ante sobrecorrientes trifásicas, bifásicas y monofásicas y además bloquear el recierre por cortocircuito trifásico, bifásico y conductor caído, de esta forma se brinda seguridad en la operación y al área donde se implementa.

1.4.2. Antecedentes nacionales

- Oré Bejarano (2021) en su tesis titulada “Automatización y Control con RTU de 29 subestaciones de distribución de media tensión del centro histórico de Trujillo” tiene como objetivo automatizar y controlar utilizando RTUs las 29 subestaciones de distribución de 10 kV con potencias entre 250 kVA y 1000 kVA que atienden a un total de 6406 clientes. La investigación abarca la implementación de un enlace de fibra óptica monomodo entre las subestaciones hasta centro de control de la compañía Hidrandina, se busca la redundancia con la conexión de la fibra en conexión tipo anillo. El proyecto utilizará los 29 tableros de automatización de las subestaciones en las cuales inicialmente se verificaron los equipos instalados en cada subestación y se propuso la adquisición de RTU560 de la marca ABB, este equipo tiene la finalidad de concentrar todas las señales de los dispositivos tales como medidores de energía de

clientes, relés de protección, monitores de transformadores, interruptores termomagnéticos y señales cableadas de equipos de la SED para monitorear y controlar la red de distribución MT y BT, se realizará la automatización de aprox. 120 celdas MT mediante el telecontrol. En la etapa de automatización de las SEDs se utilizaron protocolos de comunicaciones tales como Modbus, DNP3.0, IEC61850 para integrar los equipos hasta el SCADA del centro de control. Finalmente se comprueba las hipótesis planteadas por el investigador referido a que la implementación de los RTUs y la integración de los equipos al SCADA con los distintos protocolos de comunicación garantiza la correcta operación y control remoto de las subestaciones de distribución.

- Sulca Acuña & Trujillo Ariza (2022) en su tesis titulada “Automatización de la subestación eléctrica Tumbes mediante SCADA para monitorear el envío de datos en tiempo real al centro de control de Electronoroeste S.A 2022” tiene como objetivo implementar un sistema de automatización para la subestación Tumbes usando el protocolo IEC61850 y DNP3. Inicialmente, los autores identifican los equipos requeridos para automatizar la subestación el cual abarca relés de protección, medidores de energía, monitor transformador, switches y RTU. Se define utilizar en el nivel 2 de automatización el protocolo IEC61850 para integrar los equipos de protección SEL, GE y ABB con el RTAC SEL 3505 y el protocolo DNP3 para integrar medidores de energía, monitor de transformador y módulo de entradas y salidas digitales. Para el nivel 3 se define utilizar el protocolo DNP3 para comunicar el RTAC 3505 con el SCADA ELIPSE POWER de la compañía eléctrica y enviar los estados, alarmas, medidas y mandos de los dispositivos de la subestación. Finalmente se logró Implementar el sistema automatizado para la subestación eléctrica Tumbes que permitió realizar la integración de los sistemas de protección y control de las diferentes marcas teniendo interoperabilidad de los IEDs. Esta implementación produjo una reducción en los costos de operación debido al control y monitoreo remoto en tiempo

real, por lo que reduce el personal para atender las fallas y ya no sería necesario su visita a la subestación para recopilar información o realizar maniobras de los equipos.

Capítulo II: Marcos teórico y conceptual

2.1. Marco teórico

2.1.1. Esquema de recierre automático

2.1.1.1. Sistemas de distribución de energía.

Para revisar la aplicación de los recierres en las redes eléctricas, describimos inicialmente la clasificación de los sistemas de distribución. De acuerdo con su construcción (Ramirez Castaño, 2004) la clasifica en redes aéreas y subterráneas.

- **Redes de distribución aéreas:** son utilizados conductores desnudos y son soportados a través de aisladores instalados en crucetas en postes de madera, concreto. Son las más comunes en áreas rurales y semi urbanas, son de fácil mantenimiento y localización de fallas, pero son más propensas a fallas debido a que están expuestas a las condiciones externas: lluvia, descargas atmosféricas, polvo, granizo, brisa marina, contacto con objetos extraños, vandalismo, choque vehículos.
- **Redes de distribución subterráneas:** son utilizados conductores aislados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras, estos pueden ser enterrados directamente o instalados en banco de ductos con cajas de inspección en diferentes tramos. Son las más comunes en áreas urbanas por razones de estética, congestión o condiciones de seguridad, no son de fácil mantenimiento y es más difícil la localización de fallas, pero estas no están expuestas a las condiciones que tienen las redes aéreas por lo tanto son más seguras y tienen menor tasa de fallas.
- **Redes mixtas:** aquellas redes que pueden tener tramos aéreos y subterráneos en toda su extensión.

2.1.1.2. Recierre automático.

Es una funcionalidad de los dispositivos de protección y control que consiste en aplicar un cierre automático del interruptor de potencia luego de producida una falla

eléctrica reponiendo el suministro eléctrico en un menor tiempo sin la intervención de los operadores de centro de control.

Para efectuar el recierre en la red de distribución se debe tener una lógica de operación en el que se considere el tipo de interruptor, el nivel de tensión y otros criterios como la topología de la red. Asimismo, deben definirse las protecciones que activarán la función de recierre y las que bloquearán dicha función; finalmente, se debe supervisar la operación y diferenciar entre un cierre manual o local del interruptor y un recierre automático y se debe considerar que para labores de mantenimiento de las redes eléctricas es recomendable deshabilitar la operación de recierre para brindar seguridad al personal a intervenir y de esta manera evitar energizaciones automáticas que pongan en riesgo al personal.

No existe una metodología definida para la aplicación de los recierres automáticos en las redes de distribución, generalmente los esquemas de recierre se adecuan a los tipos de redes y son diseñadas con la experiencia adquirida por las compañías eléctricas.

2.1.1.3. Aplicación de los recierres automáticos.

La aplicación de los recierres en las líneas de transmisión son permitidas, pero no es muy usual su aplicación en cables de transmisión; sin embargo, si pueden ser considerados su implementación en líneas de transmisión mixtos (aéreos y subterráneos) (Committee IEEE, 1984).

La función recierre es aplicada para despejar las fallas transitorias que generalmente se presentan en redes aéreas, dicha función consiste en aperturar el circuito con falla ya sea por fallas monofásicas, bifásicos o trifásicas y posteriormente realizar un cierre automático reponiendo el suministro eléctrico.

2.1.1.4. Tipos de recierres.

Los recierres pueden ser de dos tipos:

- **Recierre monopolar:** se efectúa el recierre en interruptores monopolares, se realiza la apertura por falla y el posterior cierre automático de un solo polo evitando así la interrupción total del suministro de energía dado que se tiene aún las 2 fases energizadas para la transmisión de energía; generalmente es aplicable en líneas de transmisión evitando la pérdida de energía en el sistema y manteniendo la estabilidad del sistema eléctrico.
- **Recierre tripolar:** se efectúa el recierre en interruptores tripolares, se realiza la apertura por falla y el posterior cierre automático del interruptor trifásico; generalmente es aplicable en líneas de distribución, se pierde la energía durante el ciclo del recierre, pero permite despejar las fallas transitorias.

2.1.1.5. Ajustes de la función recierres en dispositivos de protección.

De acuerdo con la Guía IEEE sobre Recierres Automáticos en los interruptores de las líneas de Distribución y Transmisión (IEEE Power Engineering Society, 2003) fundamenta y explican los siguientes ajustes principales:

- **Numero de intentos de reconexión**

Es el número de comandos de cierre que los relés de protección envían hacia los equipos de patio luego de la activación de la función de recierre. Puede aplicarse un solo recierre o más de uno considerando un intervalo de tiempo adecuado entre cada uno de ellos.

- **Funciones de protección para la activación de recierre**

De acuerdo con la aplicación del esquema de recierre puede escogerse cualquier función de protección del circuito protegido, generalmente en redes de distribución se selecciona la función de protección de fallas a tierra para activar el recierre, también

existen casos donde se aplican la protección de sobrecorriente de fases limitadas por un umbral de corriente adecuado.

- **Funciones de protección para el bloqueo de recierre**

De acuerdo con la aplicación del esquema de recierre puede escogerse cualquier función de protección del circuito protegido, en redes de distribución se selecciona generalmente la función de sobrecorriente de fases instantánea la cual actúa generalmente por una falla franca o de elevada corriente; realizar un recierre automático en estos casos puede ser perjudicial para los equipos.

- **Tiempo muerto**

Es el tiempo que transcurre desde el inicio del proceso de recierre y el cierre del interruptor. El tiempo muerto debe considerar la extinción del arco eléctrico y la reposición del dieléctrico de la cámara de interrupción, es decir el equipo debe recuperar sus características dieléctricas para que pueda realizar una posterior interrupción en caso de una siguiente falla.

Los tiempos pueden ser igual o diferente para cada intento de reconexión. Para las aplicaciones se puede tener de referencia tiempos muertos que se han obtenido de experiencias prácticas ya que cada compañía eléctrica puede tener su propia filosofía de aplicación. Según el número de intentos de reconexión el IEEE Standards C37.104 recomienda lo siguiente:

Tabla 3

Intervalos de tiempo muerto

Intervalo de tiempo Muerto	Ajuste típico de tiempo
Primer disparo al 1er recierre	0 a 5 seg
Segundo disparo al 2do recierre	11 a 20 seg
Tercer disparo al 3er recierre	10 a 30 seg

Nota: Fuente IEEE Standards C37.104

- **Tiempo de restablecimiento y/o bloqueo**

Es el tiempo en el cual no se puede realizar otro comando de cierre del interruptor, es decir se bloquea la acción de reconexión en este intervalo de tiempo, este tiempo sirve para que las condiciones mecánicas y eléctricas del interruptor se restablezcan y pueda ejecutar un nuevo ciclo de recierre o un cierre manual.

En el caso el recierre sea exitoso se establece un tiempo de restablecimiento, para el caso que el recierre no sea exitoso se establece un tiempo de bloqueo.

2.1.1.6. Secuencia de operación de la función recierre

La apertura del interruptor se produce en el tiempo ajustado de la función de protección actuada y esta operación arranca la función de recierre; una vez despejada la falla por la apertura del interruptor y la extinción del arco, se temporiza el tiempo muerto (dead time) en el cual el interruptor permanece abierto y luego de transcurrido el tiempo ajustado, el relé de protección verifica las condiciones para el cierre del interruptor; en algunos casos es necesario la función sincronismo (25) en circuitos anillados o con generación distribuida. Luego del cierre se verifica si la falla se ha extinguido durante el tiempo de restablecimiento y/o bloqueo, en caso sea exitoso el cierre y no se presente otra falla, el relé interpreta como un recierre exitoso, de presentarse nuevamente otra falla durante el tiempo de restablecimiento el relé realizará otro intento de cierre con los tiempos de ajustes determinados o bloqueará la función recierre de acuerdo con el ajuste del número de recierres permitidos.

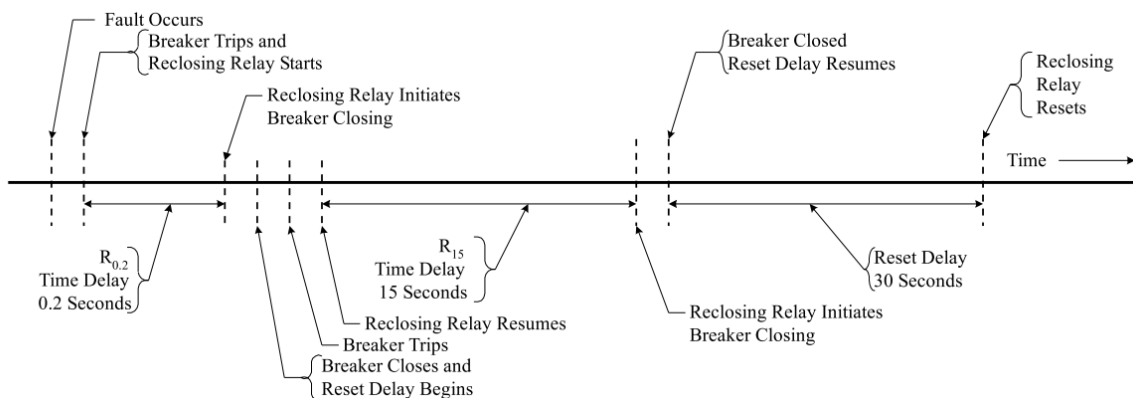
De acuerdo con el IEEE Standards C37.104 (IEEE Power Engineering Society, 2003) se detalla un ejemplo de la secuencia de recierre.

La siguiente figura muestra una secuencia de un recierre que involucra 2 intentos de recierre seguido por un tiempo de restablecimiento del relé. Se tiene un recierre inicial con un tiempo muerto de 0.2 seg. el cual no es exitoso y genera un nuevo disparo luego

del primer cierre automático. El segundo tiempo muerto de la función recierre es de 15 seg. el cual inicia inmediatamente luego de la apertura del interruptor, cumplido ese tiempo se cierra automáticamente por segunda vez el interruptor con un tiempo de restablecimiento de 30 seg, luego de dicho tiempo al no presentarse ningún otro disparo entonces el relé interpreta que fue un recierre exitoso.

Figura 2

Línea de tiempo del recierre automático



Nota: Fuente IEEE Standards C37.104

2.1.2. Automatización de subestaciones

La automatización de las subestaciones ha evolucionado constantemente en los últimos años, desde las subestaciones las cuales requerían de operadores durante todo el día hasta las subestaciones actuales desatendidas las cuales se encuentran integradas a los sistemas de supervisión y monitoreo de las compañías eléctricas (SCADA) instalados en su centro de control.

De acuerdo con la tecnología aplicada se pueden clasificar las subestaciones en dos tipos: subestaciones convencionales y subestaciones telecontroladas.

2.1.2.1. Tipos de subestaciones.

- **Subestaciones convencionales:**

Son subestaciones que requieren de operadores para efectuar las maniobras de

los equipos de patio y celdas de media tensión tales como interruptores y seccionadores; asimismo deben inspeccionar todos los equipos a su cargo en la subestación y reportar las anomalías a centro de control. Estas subestaciones no cuentan con dispositivos de control para la operación remota.

- **Subestaciones telecontroladas.**

Son subestaciones que cuentan con dispositivos de control para los equipos de patio y celdas de media tensión, estos dispositivos pueden ser las Unidades Controladoras de Bahía (**BCU**) o Unidades Terminales Remotas (**UTR**) las cuales mediante sus módulos de entradas y salidas digitales y análogas pueden controlar y monitorear la subestación operando los equipos remotamente mediante el uso de protocolos propietarios, el uso de Gateway o mediante protocolos abiertos y están integradas a un centro de control de la compañía eléctrica

- **Subestaciones Automatizadas.**

Son subestaciones telecontroladas pero que tienen instalado una Unidad Central de Subestación (**UCS**) en el lugar de la UTR, la UCS es un dispositivo inteligente que cuenta con múltiples protocolos de comunicación como el estándar IEC61850, Interfaz Hombre Máquina (**HMI**), monitoreo en tiempo real, almacenamiento de históricos y otras funcionalidades para la automatización de la subestación. Estas subestaciones también se encuentran integradas a un centro de control de la compañía eléctrica.

2.1.2.2. Niveles de automatización y control de subestaciones.

Los sistemas de control y automatización de acuerdo con el Procedimiento Técnico N° 20 Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN (COES SINAC, 2021) distinguen en 4 niveles la automatización de las subestaciones, los cuales se describen a continuación:

- **Nivel 0:**

Considerado como el nivel de patio, en este nivel se realiza el control desde cada equipo instalado en cada una de las celdas o tableros de cada circuito, el mando generalmente es eléctrico respetando adecuadamente los enclavamientos eléctricos y/o mecánicos de los equipos de maniobra tales como interruptores y seccionadores, No es recomendado la operación de equipos energizados desde el Nivel 0.

- **Nivel 1:**

Considerado como nivel de bahía, comprende el mando eléctrico desde el tablero de control de cada bahía, en este nivel se encuentran las Unidades Controladoras de Bahía (BCU), actualmente los dispositivos instalados cuentan con un sistema de control, medición y protección en un solo equipo, estos integran señales digitales y análogas, control de los equipos de patio y funciones de protección los cuales son integrados a un nivel superior utilizando un protocolo de comunicación como IEC 61850.

- **Nivel 2:**

Considerado como nivel de estación o control desde la Sala de Control de la subestación, este comprende el mando desde la consola de Operaciones de la subestación y requerirá un sistema de comunicaciones dentro de la subestación el cual utiliza generalmente protocolos de comunicación como el IEC 61850 el cual integra todos los IEDs (Relés de protección y/o controladores de bahía). En este nivel se encuentran los equipos denominados RTU o UCS el cual cuenta generalmente con un sistema HMI (Interfaz Hombre – Máquina) para la ejecución de los mandos desde la consola gráfica.

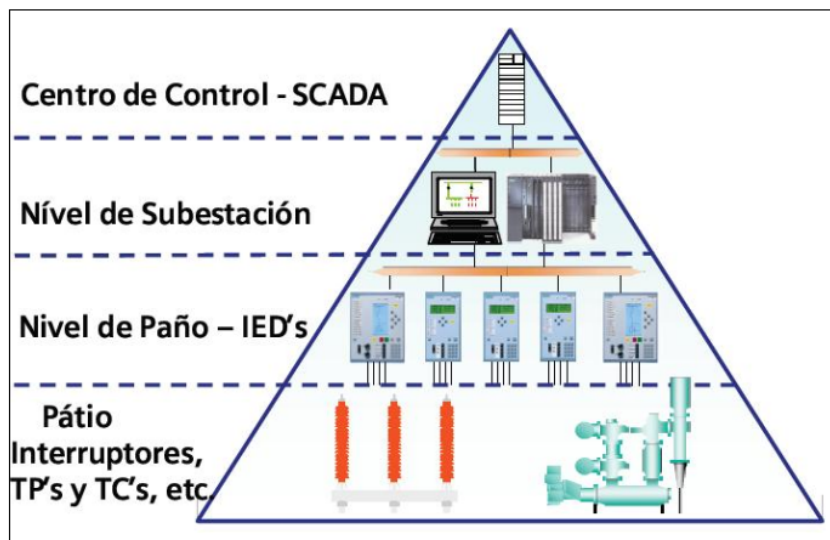
- **Nivel 3:**

Considerado como el Centro de Control o Control por Telemando, en este nivel se centraliza el control de todas las subestaciones de una compañía eléctrica, es necesario

un medio de comunicación entre las subestaciones y el centro de control para dar confiabilidad a la operación y supervisión en este nivel, este medio de comunicación permitirá el telemando a nivel remoto e inhibirá el control desde la consola de operación de la subestación.

Figura 3

Niveles de automatización en subestaciones



Nota: Fuente Case Study - IEC61850 communications protocol (SIEMENS AG, 2009)

2.1.2.3. Dispositivos de protección, control y comunicaciones.

1. Relés de protección

Los relés de protección son dispositivos electrónicos utilizados para proteger las redes eléctricas y equipos de los sistemas de potencia como transformadores, generadores, reactores, etc.

El desarrollo de estos dispositivos ha sido enorme en los últimos 30 años, desde los primeros relés electromecánicos los cuales han sido desplazados por relés estáticos, digitales y finalmente por relés numéricos, mejorando así la funcionalidad de estos equipos los cuales pueden contar con funciones de protección, comunicación y control. (ALSTOM (Firm), 2002)

Los relés de protección instalados en los alimentadores de una red de distribución típicamente cuentan con las siguientes funciones de protección:

- **Sobrecorriente de fases:**

Protección basada en la medición de la corriente de cada fase del circuito a proteger, los dispositivos son capaces de diferenciar las fases falladas.

Se pueden establecer uno o más etapas de protección, generalmente se ajusta una etapa de sobrecorriente del tipo curva inversa que coordine con los circuitos aguas debajo de la red de distribución y una etapa de tiempo definida o instantánea para fallas cercanas a la barra.

- **Sobrecorriente de tierra:**

Protección basada en el cálculo de la corriente homopolar con la medición de las corrientes de las 3 fases del circuito a proteger, existen relés de protección que pueden realizar la medición de la corriente homopolar de manera directa mediante un transformador de corriente toroidal instalado abarcando las 3 fases, se utiliza cuando las corrientes de falla a tierra son pequeñas en sistemas eléctricos aterrados con resistencia o del tipo delta, para estos casos se requiere entradas sensitivas en los relés de protección. Generalmente se ajusta esta protección con tiempo definido y un pickup de corriente sensible que coordine con equipos de distribución aguas abajo tales como recloser y celdas de distribución.

- **Desbalance de fases o secuencia negativa:**

Protección basada en el cálculo de la secuencia negativa mediante la medición de las corrientes de fases, esta protección es utilizada en las redes de distribución como alarma y/o disparo. Si existe alguna deficiencia en alguna de las fases del conductor o cable como por ejemplo una apertura de cuellos o un conductor caído o roto, entonces se

genera un desbalance de corriente que al superar el pickup ajustado puede enviarse una alarma o aperturar el interruptor.

- **Sobretensión homopolar:**

Protección basada en el cálculo de la tensión homopolar mediante la medición de las tensiones de fases, existen relés de protección que realizan la medición directa mediante un transformador de tensión con delta abierto, esta protección es típicamente usado en sistemas eléctricos aterrados con resistencia o del tipo delta y es una función de respaldo que puede configurarse como alarma y/o disparo, su operación se realiza cuando existe una falla a tierra de baja corriente en el cual no opera el relé de sobrecorriente de tierra; puede operar cuando se produce un conductor caído en la red eléctrica lo que produce una sobretensión homopolar continua en la red.

- **Recierre automático:**

Esta protección es utilizada generalmente en redes de transmisión y en algunas aplicaciones en redes de distribución en áreas rurales y semiurbanas. Los detalles de los ajustes y aplicación fueron definidos en el apartado 2.1.1.5.

2. Programmable Logic Controller (PLC)

Dispositivo que puede realizar comandos y lógicas mediante su sistema embebido. Estos dispositivos iniciaron como exclusivos para sistemas con procesos industriales, pero han evolucionado incorporando más funcionalidades y cuentan con módulos de expansión lo que permite una mayor aplicación inclusive en las compañías eléctricas ya que actualmente cuentan con protocolos de comunicación del sector energía.

3. Unidad Controladora de Bahía (BCU)

Dispositivo electrónico instalado generalmente en una sala de control de la subestación, este dispositivo es utilizado para la supervisión y control de una bahía ya sea de línea, transformador o un alimentador de distribución, antiguamente el control se

realizaba mediante pulsadores y mandos eléctricos pero actualmente estas funcionalidades ya vienen implementadas en los dispositivos de protección y control los cuales cuentan con entradas y salidas digitales y análogas para realizar el mando desde una unidad remota mediante algún protocolo de comunicación.

4. Unidad Terminal Remota (UTR)

Dispositivos basados generalmente en ordenadores y/o microcontroladores los cuales controlan toda el proceso o los equipos de la subestación, centralizan toda la información de los controladores de bahía, relés de protección y otros IEDs de monitoreo mediante algunos protocolos de comunicación y/o tarjetas electrónicas de entradas y salidas digitales. Las UTRs permiten el procesamiento de datos, monitoreo y control de la subestación desde el centro de control de la compañía eléctrica mediante el uso de un protocolo como DNP3 o IEC 104. (Aquilino Rodríguez, 2013)

5. Unidad Central de Subestación (UCS)

Considerado como una evolución de las Unidades Terminales Remotas (UTRs) convencionales. De acuerdo con la página web (ZIV Automation, 2022) las UCS son dispositivos que resuelven las necesidades de comunicación y procesamiento de datos de los equipos de protección, control y medición que están instalados en una subestación eléctrica, permiten trabajar con los IEDs ya sea con protocolos de comunicación tradicionales, así como con el estándar IEC61850 que se interconectan a través de una red LAN Ethernet.

Algunas de las funciones principales de los UCS son las siguientes:

- Gestión de comunicaciones con los dispositivos de protección, control y medición y con niveles superiores (Telemando)
- Ejecución de automatismos y lógicas programables.

- Generación de bases de datos en tiempo real de todas las variables de la subestación: alarmas, medidas, estados, contadores, registro de históricos
- Redundancia: funcionamiento sobre una red de comunicaciones redundante, así como con una segunda Unidad Central de Reserva en modo Dual o en modo Hot-Stand-By.
- Servidor Web, servidor de FTP / SFTP, servidor TELNET / SSH.
- Servicio Cliente/Servidor del protocolo de sincronización horaria SNTP.

6. Dispositivos de comunicación

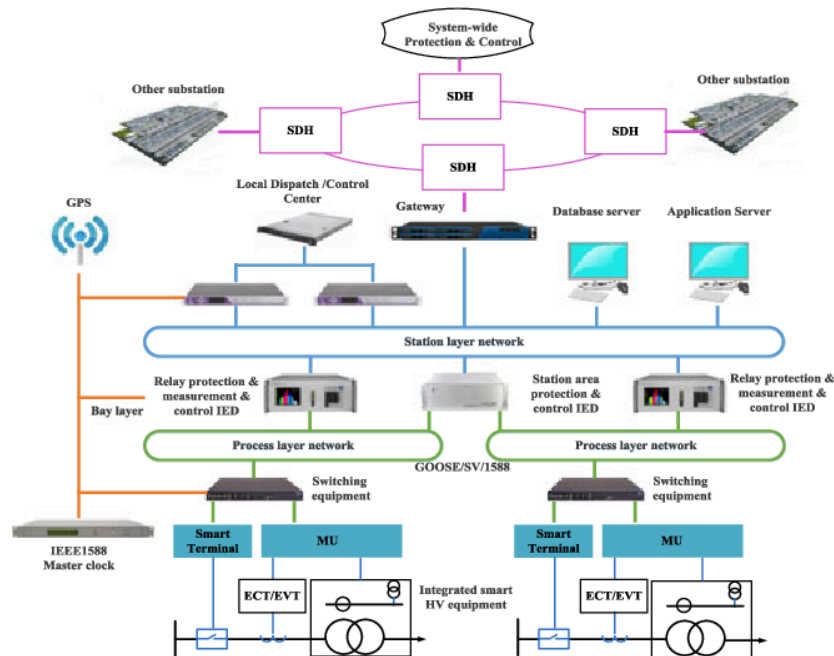
Para permitir el control, monitoreo y comunicación desde las subestaciones eléctricas hasta un centro de control instalado en la compañía eléctrica se requiere de equipos de comunicación tales como switches, routers, gateway y otros equipos conversores de protocolos.

- Los switches sirven para la comunicación de todos los IEDs instalados en la subestación (bus de estación) creando una red LAN en el cual se disponen distintos protocolos, también se aplican en los buses de proceso con los dispositivos Merging Unit (MU) donde pueden establecerse redes virtuales (VLAN) para un adecuado orden y control en los protocolos de comunicación.
- Los routers sirven como enlace de comunicación en distintas redes Ethernet lo que permite la comunicación entre subestaciones o las subestaciones y el centro de control.
- Los gateway son dispositivos que permiten interconectar equipos con protocolos de comunicación diferentes, también son denominados puerta de enlace.

A continuación, se muestra una topología de comunicación con distintos equipos de comunicación dentro de los buses de estación, bus de proceso y comunicación entre subestaciones.

Figura 4

Smart Substation Model



Nota: Fuente Artículo Smart Substation: State of Art and Future Development (Qi Huang et al., 2016)

2.1.2.4. Sistema SCADA (Supervisión, control y adquisición de data).

Los sistemas SCADA sirven para la supervisión, el control y la adquisición de los datos de las subestaciones eléctricas; con estos sistemas se integran todos los RTUs o UCS de las subestaciones eléctricas lo que brinda el control y monitoreo de las subestaciones remotamente y se centraliza en el centro de control de la compañía.

Para integrar estas subestaciones generalmente se utiliza protocolos de comunicación con un bajo ancho de banda como el DNP3 o IEC 104. Los sistemas SCADA pueden almacenar múltiple información histórica de todos los equipos integrados en la subestación, se pueden realizar tendencias, control, automatismos, etc.

Uno de los hardware utilizados en los sistemas SCADA es el HMI (Interfaz Hombre – Máquina) el cual comprende los sinópticos de control y los sistemas de presentación gráfica, antes los paneles sinópticos eran del tipo estático instalados en paneles con indicadores y luces, actualmente se cuenta con pantallas de visualización de diferentes

tamaños, incluso se puede contar con terminales múltiples donde se puede visualizar simultáneamente varias partes de un sistema (Aquilino Rodríguez, 2013).

2.1.2.5. Protocolos de comunicación

Un protocolo de comunicación es un conjunto de normas que especifican la forma de comunicación entre dispositivos. Existen protocolos propietarios los cuales son diseñados exclusivamente para la comunicación de dispositivos de la misma marca lo que obligaba a utilizar equipos similares, luego se diseñaron dispositivos con protocolos abiertos o libres los que pueden operar con diferentes marcas que cuente con los protocolos de comunicación certificados; los protocolos más utilizados en las subestaciones eléctricas son los siguientes.

1. Protocolo Profinet (Process Field Network)

Protocolo basado en una red Ethernet Industrial por la organización PI (PROFIBUS & PROFINET International) y está regulada bajo las normas IEC 61158/61784 -1 -2 y la norma IEEE 802.3 en la cual están estandarizadas las redes domésticas (Ethernet).

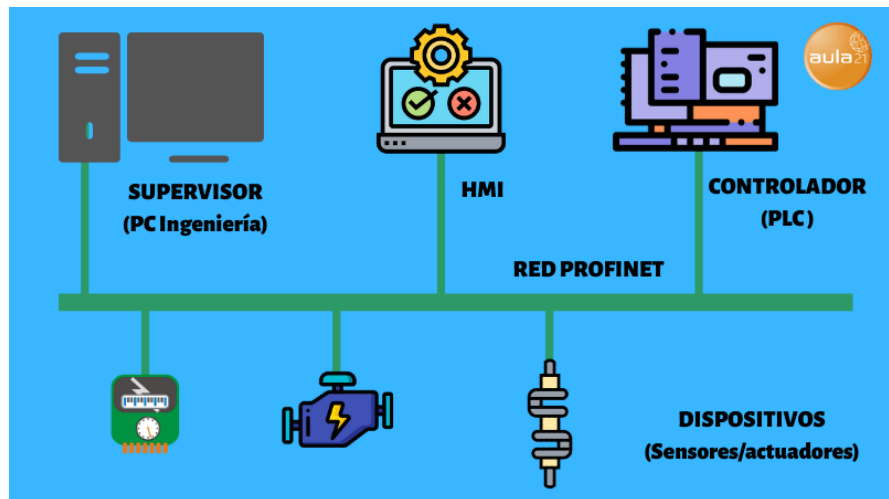
Las características principales del PROFINET son los siguientes:

- Permite la automatización en tiempo real desde tareas de control hasta aplicaciones de control de movimiento
- Instalación flexible con velocidad de transmisión de 100Mbps cuando hay una conexión full dúplex y permite estructuras tipo línea, anillo y estrella en cobre y fibra óptica.
- Alta disponibilidad debido a la integración de redundancia

En la figura 5 se muestra un diagrama Profinet en el cual el controlador ejecuta el programa de automatización e intercambia datos con los demás dispositivos tales como sensores y actuadores que se conectan a través de Ethernet, finalmente el HMI y Supervisor son dispositivos que sirven para el monitoreo, puesta en marcha y diagnóstico.

Figura 5

Diagrama básico de Profinet



Nota: Fuente Artículo de internet AULA21: <https://www.cursosaula21.com/profinet-que-es-y-como-funciona/> (2023)

De acuerdo con el artículo “PROFINET: Qué es y cómo funciona (AULA21)” indica que las ventajas más importantes del PROFINET son las siguientes:

- Alta velocidad: puede desplegar miles de nodos con actualizaciones de 1ms.
- Amplia difusión: amplia instalación en redes Ethernet Industrial
- Diagnósticos avanzados: proporciona diagnósticos a nivel de dispositivo, módulo y canal.
- Facilidad de instalación.
- Tiempo mínimo de puesta en marcha y apoyo de ingeniería.

2. Distributed Network Protocol (DNP3)

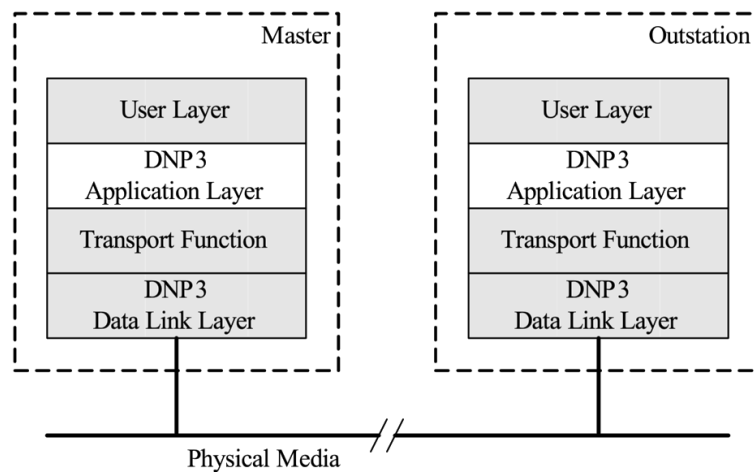
El protocolo DNP3 es ampliamente utilizado en los sistemas SCADA, es un protocolo que permite la interoperabilidad entre los dispositivos de los diferentes niveles de automatización.

Este protocolo utilizado en los sistemas SCADA permite la estampa de tiempo, sincronización y mensajes no solicitados lo que es fundamental para una adecuada gestión de eventos en un centro de control.

DNP3 utiliza el método de comando respuesta para comunicar entre equipos, se cuenta con un equipo maestro y otro esclavo mediante una conexión eléctrica entre ellos que se le conoce como “bus”. El equipo maestro envía los comandos a los esclavos y el dispositivo esclavo envía las respuestas. Para dicha comunicación se utiliza la capa de aplicación que cumple el modelo OSI, esta capa de aplicación provee la estandarización de las funciones, formato de datos, valores de adquisición de datos, atributos y comandos de control, los servicios de la capa de aplicación permiten el envío y recepción de mensajes con otro dispositivo DNP3. (IEEE Std 1815 - 2012, 2012)

Figura 6

Diagrama de las capas DNP3



Nota: Fuente (IEEE Std 1815 - 2012, 2012)

Algunas de las ventajas del protocolo DNP3 son las siguientes:

- Bajo ancho de banda lo que permite el envío de gran información a través de los dispositivos y el sistema SCADA.

- Respuestas no solicitadas: El esclavo envía información sobre un evento importante ocurrido sin que el maestro lo solicite.
- Interoperabilidad de dispositivos
- Costo reducido del software

3. Estándar IEC 61850

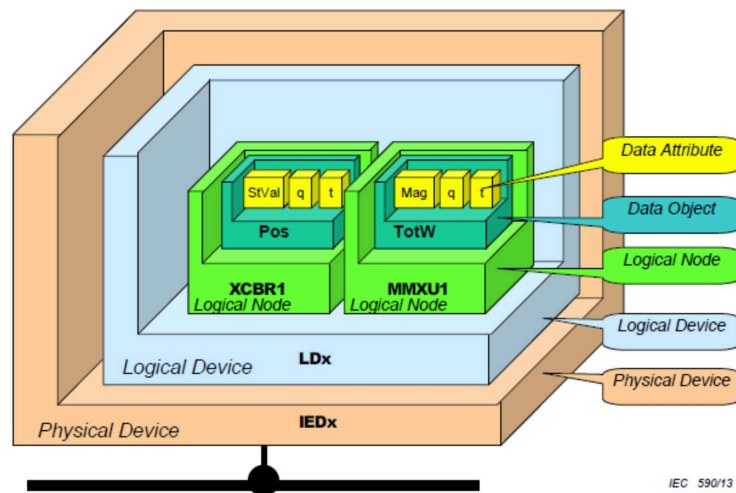
El estándar IEC61850 define una serie de protocolos de comunicación el cual es aplicable a la gran mayoría de IEDs instalados en las subestaciones eléctricas por lo que se menciona el concepto de interoperabilidad entre las diferentes marcas. La norma está dividida en 10 partes relacionados a todos los aspectos técnicos del protocolo, requerimientos de ingeniería y comunicaciones.

De acuerdo con la parte 6 de la norma se usa un lenguaje SCL (Substation Configuration Language) basada en los estándares XML, este lenguaje y sus archivos correspondientes sirven para la comunicación y configuración de la automatización. El modelado de datos se realiza a través de una representación virtual de un determinado IED y sus correspondientes funciones. Los datos son agrupados por restricciones funcionales (RF) organizados dentro de nodos lógicos (LN) en dispositivos lógicos (LD) ubicados en equipos físicos. (Axon Group, 2018)

- **Equipo lógico:** grupos de nodos lógicos (LN) para una misma función.
- **Nodos lógicos:** parte más pequeña de una función. Todos estos nodos han sido estandarizados por el estándar IEC61850 en la parte 7-4
- **Datos:** información más específica como estado o medida de un elemento de un nodo lógico.

Figura 7

Dispositivo físico y lógico



Nota: Fuente Comunicación de sistemas eléctricos basados en la Norma IEC 61850: Desarrollo de caso usando sampled values en servicios Cliente-Servidor (Acevedo Cardozo et al., 2019)

Los archivos SCL se utilizan para intercambiar los datos de configuración, hay al menos 4 tipo de intercambio de datos y por tanto 4 clases de archivos SCL definidos en el apartado IEC61850-6 (Axon Group, 2018)

- **ICD (IED Capability Description):** define las características del IED, relacionado con las funciones de comunicación y modelado de datos.
- **CID (Configured IED Description):** define la descripción de configuración del IED y todos los datos necesarios para la integración con otros equipos
- **SCD (System Configuration Description):** define la configuración del sistema, todos los IEDs, configuración comunicaciones y descripción de la subestación
- **SSD (System Specification Description):** define el esquema unifilar con las funciones que se realizaran en los equipos primarios, en términos de nodos lógicos

La comunicación puede realizarse por dos tipos:

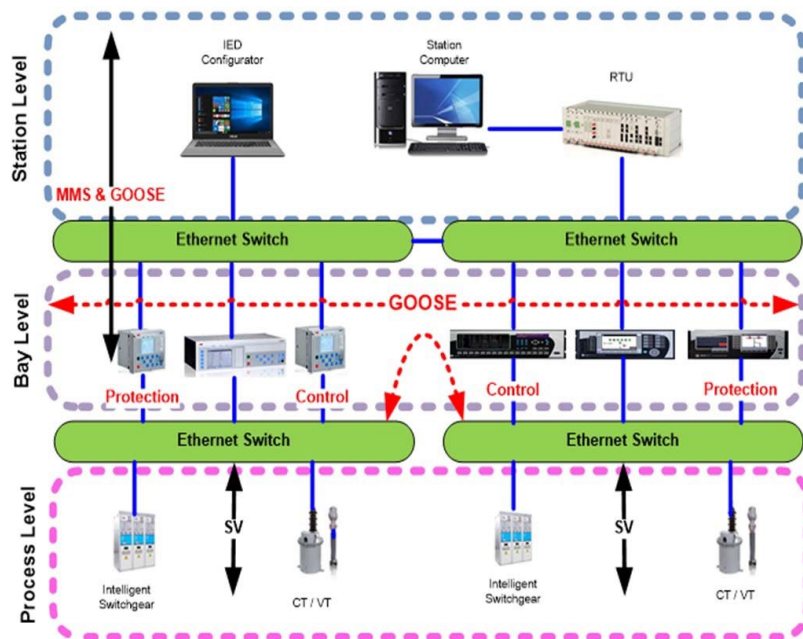
- **MMS (Manufacturing Message Specification):** usados para reportar estados del equipo hacia el Centro de control, tipo cliente – servidor; estos mensajes se usan entre

IEDs generalmente equipos del nivel 2 a Nivel 3, es decir relés de protección, controladores de bahía con un RTU o UCS.

- **GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event):** usados para reportar disparos, alarmas, de transferencia muy rápida. Estos mensajes se usan a nivel horizontal entre IEDs.

Figura 8

Arquitectura IEC61850, GOOSE y MMS



Nota: Fuente GOOSE Protocol: IED's Smart Solution for Victoria University Zone Substation (VUZS) Simulator Based on IEC61850 Standard (Akhtar Kalam, 2018)

La implementación y el testeo de los sistemas automatizados con IEC61850 involucra integradores, ingenieros de subestaciones, operadores, construcción, consultores, tecnología de la información, múltiples vendedores. (F. Cleveland & R. Ehlers, 2004)

2.1.2.6. Programas de controladores y relés de protección.

- **Automation Studio:** es un software que proporciona un entorno de ingeniería abierto, productivo y flexible para los ingenieros de control e integradores de sistemas eléctricos, pueden diseñarse, configurarse y programarse en el software los

controladores y relés de protección hasta productos de puerta de enlace y HMI de la marca Efacec. También es posible las pruebas de comisionamiento, la operación y el mantenimiento de los dispositivos Efacec. (Efacec, 2022)

- **Logo Soft Comfort:** es un software que permite la configuración de los controladores lógico-programables LOGO de la marca Siemens, es útil para programar paso a paso y simular desde la PC, también es posible pruebas en línea durante el funcionamiento. Logo Soft ofrece ayuda en línea relacionada con detalles sobre los bloques de funciones individuales y una explicación de los parámetros y las líneas de tiempo. (SIEMENS, 2022)
- **Accelerator QuickSet Software:** es una herramienta para que los ingenieros y técnicos configuren, comisionen y gestionen dispositivos de protección, control, medición y supervisión de la marca SEL (Schweitzer Engineering Laboratories). (SEL, 2022)
- **Simatic STEP S7:** software de programación más conocido y ampliamente usado en el mundo de la automatización industrial. SIMATIC STEP 7 (TIA Portal) sirve para la programación de los controladores y HMI SIMATIC (SIMATIC SIEMENS, 2022)
- **PCM600:** es una herramienta fácil de manejar que proporciona las funcionalidades para la configuración de los dispositivos de protección y control de la marca ABB familia Relion para las diferentes aplicaciones de transmisión y distribución. (ABB PCM, 2022)
- **Digsi 5:** es la herramienta de ingeniería para la parametrización, puesta en marcha y funcionamiento de todos los dispositivos SIPROTEC 5 de la marca Siemens, también permite la configuración del protocolo 61850 en los dispositivos de la familia Siprotec 5. (DIGSI SIEMENS, 2022)

2.2. Marco conceptual

- **Recierre:** se llama recierre automático de un interruptor al restablecimiento del servicio eléctrico después del disparo automático del interruptor. IEEE Standards C37.104 (IEEE Power Engineering Society, 2003)

- **Análogo:** es una variable física que tiene un número infinito de valores entre valores límites máximo y mínimo. Puede ser una señal de voltaje, potencia, intensidad de corriente, etc. Estos valores presentan alguna medición de una variable del proceso. (SIAPA México, 2014)
- **Digital:** representación de una señal analógica con solo dos estados, 0 y 1 (apagado, encendido). Una señal eléctrica digital tiene un número finito de valores entre su límite máximo y mínimo. Las señales digitales tienen la ventaja que pueden procesarse y almacenarse con mucha facilidad. (SIAPA México, 2014).
- **Tensión:** es la diferencia de potencial eficaz entre dos conductores o entre un conductor y la tierra. Las tensiones están expresadas en valores nominales y dicha tensión es el valor asignado al sistema o circuito. La tensión de operación del sistema puede variar por encima o por debajo de este valor. (Dirección General de Electricidad(DGE), 2002)
- **Aparamenta:** Término que se aplica a los dispositivos de maniobra y equipos afines de control, medición, protección y regulación, así como los conjuntos de dichos dispositivos y equipos con interconexiones. (Dirección General de Electricidad(DGE), 2002)
- **Subestación:** parte de una red eléctrica limitada a un área específica, incluye principalmente terminales de las líneas de transmisión o distribución, aparamenta, edificaciones y transformadores. Una estación generalmente incluye dispositivos de seguridad y control (por ejemplo, protección). Pueden clasificarse como subestación de transmisión, subestación de distribución (Dirección General de Electricidad(DGE), 2002)
- **Falla:** Situación no planificada o defecto de un elemento que podría generar una o más fallas en la red o de los equipos anexos. (Dirección General de Electricidad(DGE), 2002)

- **Automático:** Que opera por sí mismo o por su propio mecanismo, no manual y sin la intervención de una persona. El control remoto que requiera intervención de personas no es automático sino manual. (Dirección General de Electricidad(DGE), 2002)
- **Seccionador:** Aparato de conexión mecánico que provee, en posición de apertura, una distancia de aislamiento de acuerdo con los requerimientos especificados. (Dirección General de Electricidad(DGE), 2002)
- **Telemando:** Control de una maniobra en un punto distante del aparato de conexión controlado. (Dirección General de Electricidad(DGE), 2002)
- **Celda:** Parte de una subestación que comprende los dispositivos de control y maniobra de un circuito dado. (Dirección General de Electricidad(DGE), 2002).

Capítulo III. Hipótesis y operacionalización de variables

3.1. Hipótesis general

El diseño de un esquema de reconexión y un sistema automatizado permite mejorar el monitoreo y control del estado de los recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de una empresa de distribución eléctrica

3.2. Hipótesis específicas

- a) Los adecuados criterios de selección de los alimentadores del esquema de reconexión permiten el monitoreo y control del estado de los recierres automáticos en los circuitos de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.
- b) Los ajustes y configuración de los dispositivos de protección y control del esquema de reconexión permiten el monitoreo y control del estado de los recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.
- c) La selección y configuración de los protocolos de comunicación permiten la integración de los IEDs del sistema automatizado para el monitoreo y control local y remoto del estado de los recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.

3.3. Variables e indicadores

3.3.1. Variables independientes

La presente investigación comprende 2 variables independientes y los siguientes indicadores:

Tabla 4*Variable independiente 1. Esquema de reconexión.*

Dimensiones	Indicadores
Alimentadores	Características de alimentadores: convencionales, telecontrolados, automatizados
	Alimentadores seleccionados para esquema
Ajustes de dispositivos de protección	Tiempo muerto
	Tiempo de bloqueo
	Funciones de protección
	Cantidad de recierres

*Nota: Fuente, elaboración propia***Tabla 5***Variable independiente 2. Sistema automatizado.*

Dimensiones	Indicadores
Configuración dispositivos de control y comunicaciones	Configuración PLC
	Configuración RTU y/o UCS
Configuración de dispositivos de protección	Entradas y salidas digitales
	Bloques de control
	Pantallas de dispositivos de protección
Protocolos de comunicación	Profinet
	DNP3
	IEC61850

*Nota: Fuente, elaboración propia***3.3.2. Variables dependientes**

La presente investigación comprende 1 variable dependiente y los siguientes indicadores:

Tabla 6*Variable dependiente 1. Monitoreo y control del estado de recierres automáticos.*

Dimensiones	Indicadores
Nivel automatización de subestaciones	Subestaciones telecontroladas
	Subestaciones automatizadas
Control de estado de recierres	Control local
	Control remoto
Monitoreo de estado recierres	Recierre habilitado
	Recierre deshabilitado
	Número recierres exitosos
	Habilitar recierre
	Deshabilitar recierre

Nota: Fuente, elaboración propia

Tabla 7

Operacionalización de variables

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Escala de Medición
Variable independiente: Esquema de reconexión	Un esquema de reconexión comprende los criterios de ajustes, configuración y los circuitos donde se implementan los recierres automáticos.	La variable esquema de reconexión se ha operacionalizado en tres dimensiones: alimentadores, ajustes de dispositivos de protección y configuración de dispositivos de protección, estas variables permitirán el monitoreo y control del estado de recierres automáticos.	Alimentadores	Características de alimentadores: convencionales, telecontrolados, automatizados	Razón
				Alimentadores seleccionados para esquema	
			Ajustes de dispositivos de protección	Tiempo muerto	Razón
				Tiempo de bloqueo	
Funciones de protección					
	Cantidad de recierres				
Variable independiente: Sistema automatizado	Un sistema automatizado comprende las configuraciones y algoritmos para la automatización de un proceso.	La variable sistema automatizado se ha operacionalizado en dos dimensiones: dispositivos de control y comunicaciones y protocolos de comunicación lo que permitirá el monitoreo y control del estado de recierres automáticos	Configuración de dispositivos de protección	Entradas y salidas digitales	Razón
				Bloques de control	
				Pantallas de dispositivos de protección	
			Configuración dispositivos de control y comunicaciones	Configuración PLC	Razón
				Configuración RTU y/o UCS	
			Protocolos de comunicación	Profinet	Razón
DNP3					
	IEC61850				
Variable dependiente Monitoreo y control del estado de recierres automáticos	El monitoreo es la observación del estado de ciertos parámetros del recierre automático El control es una acción desde un dispositivo para actuar sobre el estado del recierre automático.	La variable monitoreo y control del estado de recierres automáticos se ha operacionalizado en tres dimensiones: cantidad de subestaciones, control de estado de recierres y monitoreo de estado de recierres, los que van a depender del esquema de reconexión y del sistema automatizado.	Nivel automatización de subestaciones	Subestaciones telecontroladas	Razón
				Subestaciones automatizadas	
			Control de estado de recierres	Control local	Razón
				Control remoto	
			Monitoreo de estado recierres	Recierre habilitado	Razón
				Recierre deshabilitado	
				Número recierres exitosos	
Habilitar recierre					
	Deshabilitar recierre				

Nota: Fuente, elaboración propia

Tabla 8
Matriz de consistencia

TÍTULO: DISEÑO DE UN ESQUEMA DE RECONEXIÓN Y SISTEMA AUTOMATIZADO PARA MEJORAR EL MONITOREO Y CONTROL DEL ESTADO DE RECIERRES AUTOMÁTICOS EN LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN DE UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA										
PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES			TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	POBLACIÓN Y MUESTRA	INSTRUMENTOS	ETAPAS DE INVESTIGACIÓN	
Problema general:	Objetivo general:	Hipótesis general:	Variable Independiente 1: Esquema de reconexión			<p>Enfoque de la investigación: cuantitativa</p> <p>Alcance de la investigación: correlacional</p> <p>Diseño de la investigación: experimental</p>	<p>Población: 525 alimentadores</p> <p>Muestra: 164 alimentadores</p> <p>Muestreo: Estadístico, basado en resultados de una evaluación con criterios establecidos por la compañía.</p>	<p>Variable 1: Esquema de reconexión</p> <p>Instrumento: Análisis documental Observación experimental</p> <p>Variable 2: Sistema automatizado</p> <p>Instrumento: Análisis documental Observación experimental</p> <p>Variable 3: Monitoreo y control del estado de recierres automáticos</p> <p>Instrumento:</p>	<p>1.Recolección de datos La técnica utilizada para la recolección de datos fue el análisis documental</p> <p>2.Procesamiento de la información El preprocesamiento de datos fue realizado en tablas Excel, también se utilizaron programas para verificar los ajustes de protección de los relés</p> <p>3.Análisis de la información Se consideraron 2 etapas a desarrollar, cada una con diferentes subtemas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diseño del esquema de reconexión - Diseño del sistema automatizado 	
<p>¿Qué factores influyen en un inadecuado monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica?</p> <p>Problema específico 1: ¿Cómo deben seleccionarse los alimentadores del esquema de reconexión para influir positivamente en el monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los circuitos de media tensión de las empresas de distribución eléctrica?</p>	<p>Diseñar un esquema de reconexión y un sistema automatizado para mejorar el monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de una empresa de distribución eléctrica.</p> <p>Objetivo específico 1: Definir los criterios para la selección de los alimentadores del esquema de reconexión para el monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los circuitos de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.</p>	<p>El diseño de un esquema de reconexión y un sistema automatizado permite mejorar el monitoreo y control del estado de los recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de una empresa de distribución eléctrica</p> <p>Hipótesis específica 1: Los adecuados criterios de selección de los alimentadores del esquema de reconexión permiten el monitoreo y control del estado de los recierres automáticos en los circuitos de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.</p>	Dimensiones	Indicadores	Escala de medición					
			Alimentadores	Características de alimentadores: convencionales, telecontrolados, automatizados	Razón					
				Alimentadores seleccionados para esquema						
			Ajustes de dispositivos de protección	Tiempo muerto	Razón					
				Tiempo de bloqueo						
				Funciones de protección						
			Cantidad de recierres							
				Variable Independiente 2: Sistema automatizado						
				Dimensiones	Indicadores					Escala de medición
Configuración dispositivos de control y comunicaciones	Configuración PLC (Controlador Lógico Programable)	Razón								
	Configuración RTU(Remota) y/o UCS (Unidad Central de Subestación)									
Configuración de dispositivos de protección	Entradas y salidas digitales	Razón								
	Bloques de control									

<p>Problema específico 2: ¿Cómo deben ajustarse y configurarse los dispositivos de protección y control de un esquema de reconexión para permitir el monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los circuitos de media tensión de las empresas de distribución eléctrica?</p> <p>Problema específico 3: ¿Cómo influye la selección y configuración de los protocolos de comunicación del sistema automatizado y la integración de los IEDs en el monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los circuitos de media tensión de las empresas de distribución eléctrica?</p>	<p>Objetivo específico 2: Diseñar los ajustes y configuración de los dispositivos de protección y control del esquema de reconexión y sistema automatizado para monitorear y controlar de forma local y remota el estado de recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.</p> <p>Objetivo específico 3: Seleccionar y configurar los protocolos de comunicación para la integración de los IEDs del sistema automatizado para monitorear y controlar local y remotamente el estado de los recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.</p>	<p>Hipótesis específica 2: Los ajustes y configuración de los dispositivos de protección y control del esquema de reconexión permiten el monitoreo y control del estado de los recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.</p> <p>Hipótesis específica 3: La selección y configuración de los protocolos de comunicación permiten la integración de los IEDs del sistema automatizado para el monitoreo y control local y remoto del estado de los recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.</p>		Pantallas de dispositivos de protección		<p>Análisis documental</p> <p>Observación experimental</p>	
			Protocolos de comunicación	Profinet	Razón		
				DNP3			
				IEC61850			
			Variable dependiente: Monitoreo y control del estado de recierres automáticos				
			Dimensiones	Indicadores	Escala de medición		
			Nivel de automatización de subestaciones	Subestaciones telecontroladas	Razón		
				Subestaciones automatizadas			
			Control de estado de recierres	Control local	Razón		
				Control remoto			
Monitoreo de estado recierres	Recierre habilitado	Razón					
	Recierre deshabilitado						
	Número recierres exitosos						
	Habilitar recierre						
	Deshabilitar recierre						

Capítulo IV. Metodología de la Investigación

4.1. Tipo y diseño de la investigación

De acuerdo con el libro Metodología de la Investigación (Hernandez Sampieri, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2014) la presente investigación posee las siguientes características:

Enfoque cuantitativo: la investigación emplea la revisión documental para el planteamiento de hipótesis y objetivos el cual busca determinar los ajustes y configuración de los dispositivos de protección para el diseño de un esquema de reconexión y plantea un diseño de un sistema automatizado para los dispositivos de control y comunicación para el monitoreo de los recierres, este diseño secuencial se basa en una revisión de diversas fuentes y una selección de una muestra para su posterior análisis y elaboración de resultados y conclusiones.

Alcance Correlacional: La investigación propone evaluar la relación de las variables independientes que son diseño de un esquema de reconexión y sistema automatizado sobre la variable dependiente que es el monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los alimentadores de media tensión, se investigará como mejora la variable dependiente respecto a la variable independiente.

Diseño experimental: La investigación manipula las variables independientes diseño de un esquema de reconexión y sistema automatizado para analizar las consecuencias sobre la variable dependiente monitoreo y control del estado de recierres automáticos en los alimentadores de media tensión, para ello propone cambio de ajustes y configuraciones en relés de protección, sistema de control y comunicaciones y se espera aumentar la cantidad de alimentadores y subestaciones con un monitoreo y control de los recierres automáticos.

4.2. Unidad de Análisis

La unidad de análisis son los dispositivos de protección, control y comunicaciones existentes en los alimentadores de media tensión de 10 kV y 20 kV de las subestaciones de transmisión de la compañía Enel Distribución Perú, asimismo, el diseño propone nuevo equipamiento requerido en las subestaciones como se detallará en la presente investigación.

4.3. Periodo de Análisis

Se considera un periodo de análisis de un año, referente como año de estudio para esta investigación las redes eléctricas y activos de la compañía al año 2020.

4.4. Población y muestra:

- La población comprende los 525 alimentadores de los distintos niveles de tensión de 10 kV y 20 kV de las redes eléctricas de distribución de la compañía Enel Distribución Perú
- La muestra comprende 164 alimentadores 10 kV seleccionados bajo la metodología propuesta con los criterios para determinar los circuitos en los que se activaría la función recierre.

4.5. Etapas de la investigación

Para el desarrollo de la presente investigación se desarrollaron las siguientes etapas:

4.5.1. Recolección de datos

La técnica utilizada para la recolección de datos fue el análisis documental, se utilizaron las siguientes fuentes de información:

- Tesis, artículos técnicos, artículos científicos, revistas de ingeniería, manuales técnicos.

- Base de datos técnicos de dispositivos de protección, control y comunicaciones instalados en Enel Distribución Perú.
- Manuales y catálogos de dispositivos de protección, control y comunicaciones de Enel Distribución Perú

4.5.2. Procesamiento de la información

El preprocesamiento de datos fue realizado en tablas Excel considerando las siguientes hojas de cálculo:

- Tablas de ajustes existentes de los relés de protección y ajustes de equipos de control.
- Base de datos de alimentadores, kilómetros de red, cantidad de fallas en alimentador, etc.

También, se utilizaron los siguientes programas para la verificación de ajustes de protección, configuración de los relés de protección y dispositivos de control:

- SEL-5530 Acseerator Quickset
- PCM600 ABB
- Digsy 5 y Digsy 4
- Simatic STEP S7
- Logo Soft Comfort
- Automation Studio

4.5.3. Análisis de la información

Para el análisis de la información y posterior desarrollo de los capítulos de la tesis se consideraron 2 etapas a desarrollar:

- A. Diseño del esquema de reconexión:** Se establecieron 5 apartados en el cual se describen las etapas para el diseño del esquema de reconexión.
 - I.** Descripción de las redes de media tensión de Enel Distribución.

- II. Criterio de protecciones y ajustes de los dispositivos de protección en alimentadores de media tensión de Enel Distribución.
 - III. Propuesta para la aplicación de recierres.
 - IV. Ajustes propuestos de la función recierre en los relés protección de los alimentadores.
 - V. Configuración de ajustes en los relés de protección de los alimentadores
- B. Diseño del sistema automatizado:** Se establecieron 5 apartados en el cual se describen las etapas para el diseño del esquema de reconexión.
- I. Descripción del nivel de automatización de las subestaciones de Enel Distribución.
 - II. Descripción del sistema automatizado propuesto en las subestaciones de Enel Distribución.
 - III. Esquemas eléctricos y configuración de relés de protección.
 - IV. Esquemas eléctricos y configuración de dispositivos de control.
 - V. Configuración de Centro de Control y SCADA

Capítulo V. Diseño del Esquema de Reconexión Automática

En este capítulo de la tesis se describe el diseño del esquema de reconexión, la selección de los alimentadores en el cual se propone aplicar dicho esquema y los ajustes de protección de la función recierre; se realiza una revisión de las redes de media tensión de la compañía Enel Distribución Perú y el equipamiento que se tiene instalado en dichas redes. De acuerdo con el nivel de automatización de las redes eléctricas MT y los equipos de maniobra instalados en dichas redes se propone las variantes de ajustes de la funcionalidad del recierre automático en los relés de los alimentadores 10 kV.

5.1. Descripción de las redes de media tensión de Enel Distribución

Enel Distribución Perú desde el año 2015 inició un plan de implementación de telecontrol en sus redes eléctricas de media tensión 10 kV y 20 kV por lo cual se realizó el cambio de dispositivos de maniobras telecontrolados tales como “interruptores” y “seccionadores de potencia” para las subestaciones tipo cabina. En las líneas aéreas se instalaron dispositivos telecontrolados como “recloser” y “seccionadores bajo carga (SBC)”; dicha implementación aportó positivamente en los indicadores de calidad SAIFI y SAIDI de las redes MT como se muestra a continuación:

- **Disminución del SAIDI** debido a que la reposición del suministro eléctrico podía ser realizada remotamente por los operadores de Centro de Control en tiempos menores a los 3 minutos.
- **Disminución del SAIFI** debido a la instalación de seccionamientos (recloser, SBC) en nodos estratégicos de los alimentadores de media tensión lo que redujo la frecuencia de interrupción en los clientes por alimentador.

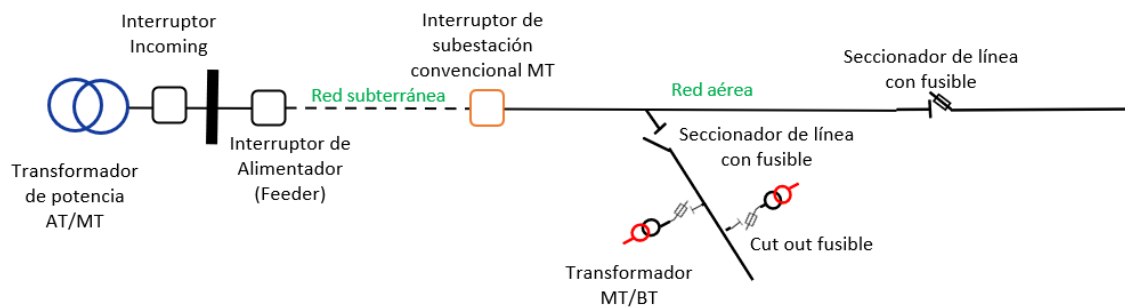
Posterior a la implementación del telecontrol en las redes eléctricas MT y al impacto comprobado en sus indicadores, Enel Distribución Global impulsó la automatización de la red eléctrica MT.

De acuerdo con el equipamiento instalado en las redes eléctricas de MT, se puede clasificar 3 tipos de redes eléctricas los cuales se describen a continuación:

- **Redes de distribución convencionales:** son redes eléctricas que pueden ser aéreas y subterráneas que cuentan con equipos convencionales en la red eléctrica de media tensión tales como interruptores, seccionadores de línea con fusibles, cut – out fusibles. En la siguiente figura se muestra un esquema unifilar característico de una red convencional.

Figura 9

Topología de red de distribución convencional MT

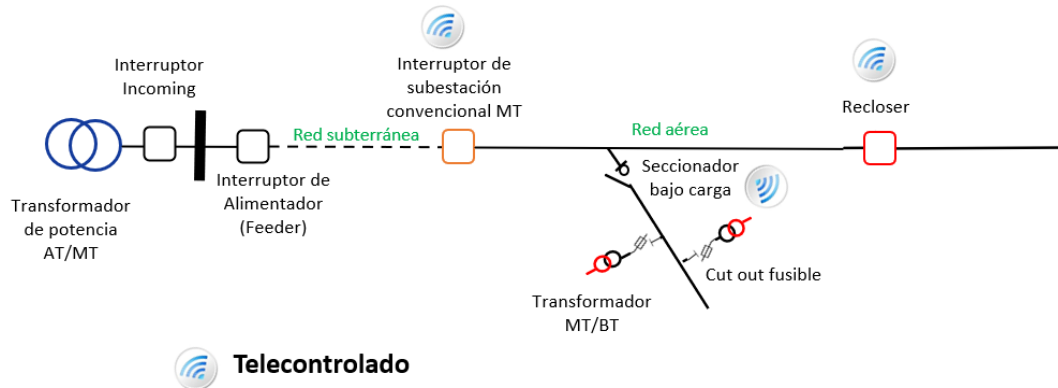


Nota: Fuente elaboración propia

- **Redes de distribución telecontroladas:** son redes eléctricas que pueden ser aéreas y subterráneas que además de contar con equipos convencionales tienen instalados equipos telecontrolados en la red eléctrica de media tensión tales como interruptores y seccionadores de potencia con telecontrol, recloser y seccionadores bajo carga telecontrolados en las redes aéreas.

Figura 10

Topología de red de distribución telecontrolada MT

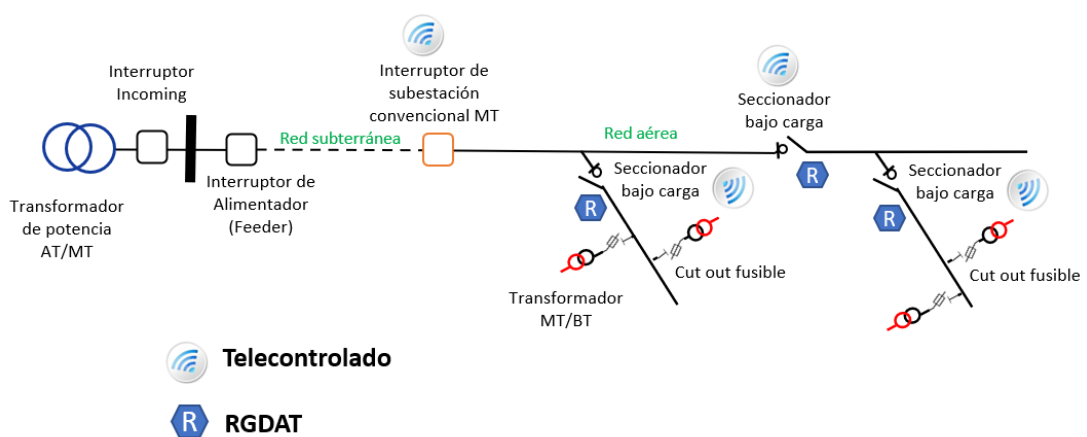


Nota: Fuente elaboración propia

- **Redes de distribución automatizadas:** son redes eléctricas que pueden ser aéreas y subterráneas que además de ser telecontroladas cuentan con equipos de gestión y supervisión remota tales como equipos RGDAT, estos equipos se instalan para detectar las fallas y mediante una UP (Unidad periférica) gestiona y automatiza las redes eléctricas mediante el control de la apertura y cierre de los seccionadores bajo carga (SBC) y recloser, finalmente toda la información de los eventos en campo son reportados al sistema STM en el centro de control de la compañía eléctrica.

Figura 11

Topología de red de distribución automatizada MT



Nota: Fuente, elaboración propia

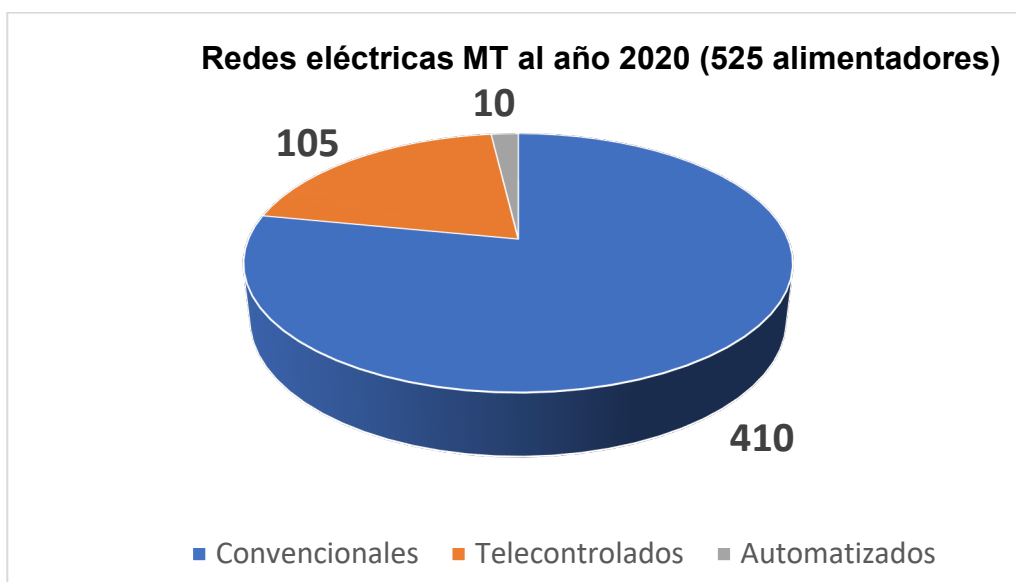
En este tipo de redes se cuenta con un automatismo llamado FRG el cual discrimina

la sección de red fallada y mediante ajustes que son configurados en el STM (SCADA de media tensión) realiza la desconexión de dicho tramo de red reponiendo automáticamente la red que se encuentra sin falla por lo cual se tiene una menor afectación en cantidad de clientes y tiempo de pérdida de suministro eléctrico a los clientes de dicho alimentador. Para el funcionamiento de este automatismo se requiere la implementación de la función recierre en los alimentadores MT los cuales inician todo el proceso automatizado de la red.

Para el año 2020 se tuvo el siguiente resumen de alimentadores convencionales, telecontrolados y automatizados.

Figura 12

Cantidad de redes eléctricas convencionales, telecontroladas y automatizadas



Nota: Fuente, elaboración propia

5.2. Criterio de protecciones y ajustes de los dispositivos de protección en alimentadores de media tensión de Enel Distribución.

En este numeral se describen las funciones de protección actualmente utilizadas en los equipos instalados en las redes de media tensión de la compañía Enel Distribución Perú y se revisa posteriormente la propuesta de cambio de ajustes para el diseño del esquema de reconexión automática.

5.2.1. Funciones de protección en alimentadores 10 kV

Los interruptores instalados en los alimentadores 10 kV (Salidas de las subestaciones AT/MT) son de apertura y cierre tripolar aislados en vacío e instaladas en celdas metalclad; estas celdas cuentan con relés de protección multifunción con entrada de corriente sensitiva y tensión homopolar para la polarización de las fallas direccionales a tierra.

Figura 13

Celdas Metalclad de alimentadores 10 kV de la subestación Infantas 60/10 kV de Enel Distribución con relés de protección SEL.



Nota: Fuente, elaboración propia

Las funciones principales de protección en los alimentadores 10 kV son las funciones de **sobrecorriente de fases y sobrecorriente de tierra**.

A. Sobrecorriente de fases:

La función de **sobrecorriente de fases** tiene ajustada 2 etapas:

- **Sobrecorriente de fases de tiempo definido:** ajustado con un arranque entre 600 a 800 amperios dependiendo del calibre del conductor utilizado a la salida del alimentador. Los tiempos de disparo se ajustan entre 0.3 a 0.8 segundos dependiendo de la cantidad de equipos de protección y maniobra (recloser, interruptores) que se

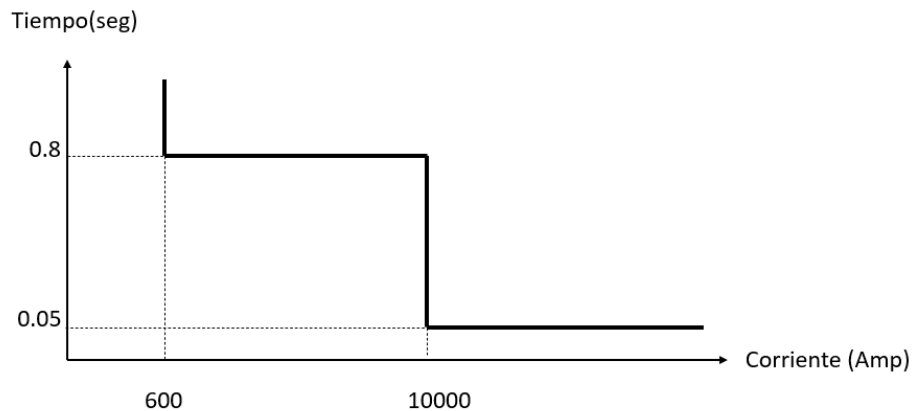
encuentran aguas debajo del alimentador principal.

Esta función protege ante sobrecargas o fallas bifásicas o trifásicas en los tramos aéreos o subterráneos de la red MT.

- **Sobrecorriente de fases instantánea:** ajustado con un arranque entre 5 a 10 kiloamperios, dicha corriente se ajusta de acuerdo con la distancia que se encuentra la primera subestación convencional con equipos de protección dado que esta función es de actuación instantánea (50 milisegundos aproximadamente) y protege el tramo de cable y conductor desde la salida del alimentador a la primera subestación ante fallas con corrientes de cortocircuitos muy elevados tales como fallas trifásicas.

Figura 14

Curva tiempo vs corriente de protección sobrecorriente fases en alimentador 10kV



Nota: Fuente elaboración propia

B. Sobrecorriente de tierra:

La función de **sobrecorriente de tierra** tiene ajustada 2 etapas:

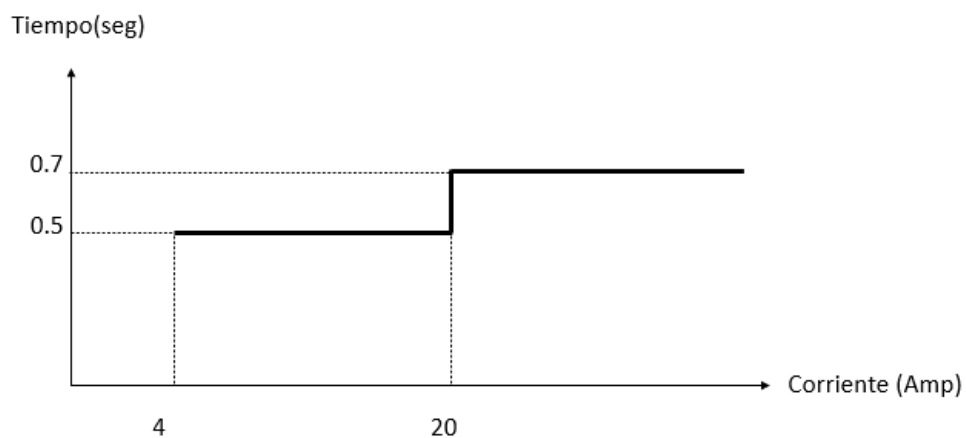
- **Sobrecorriente de tierra direccional de tiempo definido:** ajustada por lo general en 4 amperios, dicha corriente es obtenida por un transformador toroidal que encierra las 3 fases del circuito y el circuito secundario se conecta a una entrada sensitiva de los relés de protección del alimentador; el tiempo de ajuste depende de los equipos de protección que se encuentren aguas debajo del alimentador y se encuentran entre 0.5

a 1 segundo. Esta función de sobrecorriente es del tipo direccional para evitar la actuación por corrientes de retorno de la corriente capacitiva de los alimentadores sin falla.

- **Sobrecorriente de tierra no direccional de tiempo definido:** ajustado por lo general entre 20 a 30 amperios el cual es respaldo de la función de sobrecorriente direccional, el tiempo de actuación de la protección de la segunda etapa de sobrecorriente a tierra es ajustada 0.2 segundos por encima de los tiempos de la primera etapa, es decir entre 0.7 a 1.2 segundos. Esta segunda etapa de sobrecorriente es del tipo no direccional.

Figura 15

Curva tiempo vs corriente de protección sobrecorriente tierra en alimentador 10kV



Nota: Fuente elaboración propia

Otras funciones que tienen ajustados los alimentadores son las siguientes:

- Alarma por secuencia negativa (46).
- Protección por sobretensión homopolar (59N)
- Protección de subfrecuencia para el Esquema de Rechazo automático de carga (81U)

Figura 16

Relé de protección SEL351 y DPU2000R de alimentador 10 kV Subestación Canto Grande.



Nota: Fuente, elaboración propia

5.2.2. Funciones de protección en interruptores de la red MT 10 kV

Los interruptores instalados en la red de distribución 10 kV aguas debajo de los alimentadores son de apertura y cierre tripolar y cuentan con relés de protección de sobrecorriente 50/51, por lo general estas celdas si cuentan con entrada de corriente sensitiva.

Las funciones principales de protección en los interruptores 10 kV de la red MT son las funciones de sobrecorriente de fases y de tierra.

A. Sobrecorriente de fases:

La función de sobrecorriente de fases cuenta por lo general de 1 etapa:

Sobrecorriente de fases de tiempo definido: tienen un arranque de 600 amperios dependiendo del calibre del conductor; los tiempos de disparo se encuentran entre 0.1 a 0.6 segundos, se ajusta dependiendo de la cantidad de equipos de protección y maniobra (recloser, interruptores) que se encuentran aguas debajo de la subestación convencional.

B. Sobrecorriente de tierra:

La función de **sobrecorriente de tierra** cuenta por lo general de 2 etapas:

- Una etapa de tiempo definida ajustada por lo general en 9 Amp. dependiendo de la corriente de retorno de cada alimentador, dicha corriente es obtenida por un transformador toroidal que encierra las 3 fases del circuito y el circuito secundario se conecta a una entrada sensitiva de los relés de protección, el ajuste se encuentra entre 0.1 a 0.8 segundos. Esta función de sobrecorriente es del tipo direccional.
- También se cuenta con una función de sobrecorriente no direccional de tiempo definido por lo general entre 20 a 30 amperios, el tiempo de actuación de la protección de la segunda etapa de sobrecorriente a tierra es ajustada entre 0.3 a 1 segundo.

5.2.3. Funciones de protección en recloser de la red MT 10 kV

Los recloser instalados en la red de distribución 10 kV aguas debajo de los alimentadores y celdas convencionales son de apertura y cierre tripolar y cuentan con dispositivos de protección de sobrecorriente 50/51, estos no cuentan con entrada de corriente sensitiva, calculan la corriente de tierra con las corrientes de fase.

Las funciones principales de protección en los recloser 10 kV de la red MT son las funciones de sobrecorriente de fases y de tierra.

A. Sobrecorriente de fases:

La función de sobrecorriente de fases cuenta por lo general de 1 etapa:

- **Sobrecorriente de fases de tiempo definido:** tienen un arranque mayor a 160 Amp. de acuerdo del calibre del conductor a proteger; los tiempos de disparo se encuentran entre 0.1 seg a 0.8 seg. dependiendo de la cantidad de equipos de protección y maniobra (recloser, interruptores) que se encuentran aguas debajo de la subestación convencional.

B. Sobrecorriente de tierra:

La función de **sobrecorriente de tierra** cuenta por lo general de 2 etapas:

- Una etapa de tiempo definida ajustada por lo general en 9 Amp, dicha corriente es calculada por la corriente de las 3 fases del circuito y se encuentran entre 0.3 a 1 seg. Esta función de sobrecorriente es del tipo direccional.
- También se cuenta con una función de sobrecorriente no direccional de tiempo definido por lo general entre 20 – 40 Amp, el tiempo de actuación de la protección de la segunda etapa de sobrecorriente a tierra es ajustada entre 0.2 a 0.8 seg.

5.3. Propuesta para la aplicación de recierres

De acuerdo con lo indicado en el ítem 5.1 existen 3 tipos de redes de distribución (alimentadores): **redes convencionales, redes telecontroladas y redes automatizadas**, para esta investigación solo se consideran las redes de media tensión de 10 kV el cual es un sistema eléctrico en delta y tiene elevada incidencia de fallas eléctricas transitorias.

5.3.1. Criterios para la selección de circuitos (alimentadores)

Se propone realizar un estudio para la selección de los circuitos a los cuales se debería activar la función de recierre, se formula considerar los siguientes criterios para la selección de los circuitos:

- Alimentadores críticos por los indicadores SAIFI y SAIDI.
- Redes mixtas con mayor porcentaje de redes aéreas (km. de red), todos los subterráneos son excluidas.
- Redes en mal estado se excluyeron.
- Los que incumplen DMS se excluyeron debido a que podría ocasionarse una caída de conductor en el recierre lo que ocasionaría algún evento de seguridad.
- Cantidad de clientes conectados al alimentador, mayor a 5 mil clientes.

5.3.2. Circuitos seleccionados de acuerdo con estudio propuesto

De los resultados de la selección de los circuitos con los criterios anteriormente mencionados se seleccionaron 164 alimentadores en los cuales se propondrá el diseño del esquema de reconexión automática (función recierre) y el diseño del sistema automatizado, se resume la siguiente cantidad de circuitos:

- 91 alimentadores convencionales
- 63 alimentadores Telecontrolados
- 10 alimentadores automatizados.

Tabla 9

Parte del listado de circuitos para la aplicación de recierres.

N°	SET	ALIMENTADOR	RELÉ	CIRCUITO
1	Ancón	N-03	SEL351	Telecontrolado
2	Ancón	N-06	SEL351	Telecontrolado
3	Canto Grande	CG-01	SEL351	Convencional
4	Canto Grande	CG-02	SEL351	Convencional
5	Canto Grande	CG-03	ABB DPU2000R	Convencional
6	Canto Grande	CG-05	ABB DPU2000R	Convencional
7	Canto Grande	CG-06	ABB DPU2000R	Convencional
8	Canto Grande	CG-08	ABB DPU2000R	Telecontrolado
9	Canto Grande	CG-09	SEL351	Telecontrolado
10	Canto Grande	CG-11	SEL351	Convencional
11	Canto Grande	CG-12	SEL351	Telecontrolado
12	Canto Grande	CG-13	SEL351	Telecontrolado
13	Canto Grande	CG-14	SEL351	Automatizado
14	Canto Grande	CG-15	SEL351	Convencional
15	Canto Grande	CG-16	SEL351	Convencional
16	Canto Grande	CG-17	SEL351	Convencional
17	Canto Grande	CG-18	SEL351	Convencional
18	Canto Grande	CG-19	SEL351	Automatizado
19	Caudivilla	CV-01	ABB DPU2000R	Convencional
20	Caudivilla	CV-02	ABB DPU2000R	Convencional
21	Caudivilla	CV-03	ABB DPU2000R	Convencional
22	Caudivilla	CV-04	ABB DPU2000R	Convencional
23	Caudivilla	CV-05	ABB DPU2000R	Convencional
24	Caudivilla	CV-06	ABB DPU2000R	Convencional
25	Caudivilla	CV-07	ABB DPU2000R	Convencional
26	Caudivilla	CV-08	ABB DPU2000R	Convencional

Nota: Fuente, elaboración propia. En el ANEXO 1 se muestra la lista completa

Debido a que la red de distribución MT es cambiante en el tiempo se propone realizar cada año un nuevo análisis con los criterios antes mencionados debido a que durante un año pueden incluirse nuevos alimentadores, realizarse modificaciones en las

redes eléctricas y se puede disminuir o aumentar la cantidad de clientes por alimentador; de acuerdo a dicha evaluación se debe definir los circuitos a activar el recierre automático para el año próximo, los alimentadores podrían mantenerse respecto al año anterior.

5.4. Ajustes propuestos de la función recierre en los relés de los alimentadores

Para el adecuado funcionamiento de la función recierre se proponen los siguientes cambios en los ajustes de los relés de los alimentadores.

5.4.1. Función de protección para activación de recierre:

La función de protección para el recierre es seleccionada de acuerdo con la mayor cantidad de incidencias de fallas que hay en la red MT y la función de protección que despeja la respectiva falla. Para el caso de Enel Distribución Perú la mayor cantidad de fallas son del tipo monofásica el cual es aproximadamente el 50% de las fallas transitorias.

Tabla 10

Cantidad de fallas en las redes MT de Enel

Tipo Falla	Transitoria	Semipermanente	Permanente
Monofásicas	50%	48%	40%
Bifásicas	30%	17%	9%
Bifásicas Tierra	6%	7%	9%
Trifásicas	9%	10%	9%
Evolutivas	5%	18%	33%

Nota: Fuente, Análisis de recierre automático en las redes de media tensión de Enel, Cesel S.A. (2019)

Con este historial de fallas se optó por realizar el **recierre automático solo por el arranque de fallas monofásicas a tierra.**

La función de protección que inicializará el recierre automático en todos los tipos de red eléctrica (convencionales, telecontrolados y automatizados) será la función **67N** función de sobrecorriente direccional a tierra sensitiva.

5.4.2. Número de recierres:

Este ajuste indica la cantidad de recierres que se activarán en los relés de

protección de los alimentadores, los relés de protección pueden ajustarse como mínimo con 1 recierre y pueden realizar hasta 5 recierres en algunos modelos de relés. La cantidad de recierres se configura independientemente de acuerdo con la función de protección que arranca dicho esquema de recierres; por ejemplo, se pueden configurar 3 recierres para el arranque por fallas monofásicas a tierra y solo un recierre por arranque de fallas trifásicas o bifásicas.

El ajuste del número de recierres a configurar depende del tipo de red eléctrica a proteger, se describe a continuación los ajustes propuestos:

Red eléctrica convencional o telecontrolada: se propone la activación de solo **1 recierre por falla monofásica a tierra.**

- Se escoge un solo recierre debido a que se realizará solo un intento de reenganche, en caso este recierre no sea exitoso y no se extinga la falla se realizará una apertura tripolar del interruptor del alimentador y se bloqueará el recierre.

Red eléctrica automatizada: se propone la activación de **3 recierres por falla monofásica a tierra.**

- Se escoge tres recierres debido a que estos alimentadores cuentan con un automatismo que funciona de la siguiente manera:

El **primer recierre** actuará ante una falla transitoria que puede ser despejada rápidamente; en caso este recierre no sea exitoso y se tenga apertura nuevamente del interruptor por una falla se producirá un segundo recierre automático.

En el **segundo recierre** durante el tiempo muerto se inicia el automatismo FRG; es decir, luego del primer recierre no exitoso y la apertura del interruptor, los sensores RGDAT registran arranque de sobrecorriente por la falla y ausencia de tensión por cierto periodo de tiempo luego de la apertura del interruptor, entonces los equipos SBC y recloser

automáticamente realizan una apertura.

Al realizarse el segundo cierre automático los equipos SBC comandados por la UP y recloser que se encuentran abiertos sensan nuevamente la presencia de tensión e inician su cierre automático temporizado; de encontrarse nuevamente corriente de falla y ausencia de tensión durante el tiempo de discriminación (T_d) el equipo SBC o recloser más cercana a la falla se apertura y se bloquea a un intento de cierre, caso contrario se inhibe a la apertura automática.

En el **tercer recierre** se normaliza el servicio eléctrico debido a que los SBC que han quedado inhibidos a la apertura permanecen cerrados y los SBC bloqueados al cierre permanecen abiertos despejando la zona fallada.

5.4.3. Dead time o tiempo muerto:

Este ajuste también es llamado tiempo de espera, es el tiempo que el interruptor permanece abierto durante cada ciclo de recierre, estos tiempos son configurables e independientes de cada ciclo de recierre; es decir, el ajuste de tiempo muerto puede ser diferentes para cada ciclo de recierre (falla a tierra, cortocircuito).

El ajuste propuesto de los tiempos muertos depende del tipo de red eléctrica a proteger, se describe a continuación los ajustes propuestos:

Red eléctrica convencional o telecontrolada: se propone un ajuste de solo 1 tiempo muerto de 2 segundos.

- Se ajusta a 2 segundos dado que es un tiempo prudencial para el despeje de la falla transitoria y un primer intento de reconexión.

Red eléctrica automatizada: se propone ajustar 3 tiempos muertos; un primer tiempo muerto de 2 segundos, segundo tiempo muerto de 30 segundos y tercer tiempo muerto de 30 segundos.

- El tiempo muerto de 2 segundos sirve para la eliminación de una falla transitoria, los tiempos de 40 y 30 segundos sirven para dar tiempo que todos los equipos SBC aperturen y cumplan con su tiempo de consolidación y discriminación ajustadas en el STM. Los SBC demoran un tiempo entre 5 a 7 segundos en aperturar.

Tabla 11

Dead time de circuitos MT

Tipo de red	Red convencional o telecontrolada	Red automatizada
Dead time 1	2 seg	2 seg
Dead time 2	-	40 seg
Dead time 3	-	30 seg

Nota: fuente, elaboración propia

5.4.4. Reclaim Time:

Este ajuste también es llamado tiempo de reclamo o tiempo de discriminación, es el tiempo que el relé de protección supervisa si el recierre automático ejecutado fue exitoso o no; de cumplirse el tiempo de ajuste y no presentarse ninguna falla durante este tiempo, la función recierre es considerada como un recierre exitoso; en caso de presentarse una falla durante el tiempo de reclamo entonces la función recierre cumple su ciclo de recierre e inicia un nuevo ciclo si tiene ajustado más cantidad de recierres, de ser este el último recierre, entonces la función recierre se bloquea y apertura definitivamente el interruptor considerándose un recierre no exitoso.

El tiempo de ajuste propuesto para los relés de los alimentadores de todos los tipos de red eléctrica puede ajustarse entre 50 a 100 segundos, este es el tiempo promedio que demorarían en cerrar todos los SBC y recloser instalados en la red eléctrica y discriminar otra falla en la red.

5.4.5. Función de protección para el bloqueo del recierre automático:

Algunos relés de protección tienen la capacidad de bloquear el recierre por algún tipo de falla seleccionado, esta funcionalidad sirve para asegurar que no se realice un recierre indebido por una función de protección específica y asegura el bloqueo del recierre

ante fallas evolutivas; por ejemplo, una falla monofásica que hace arrancar la función de recierre pero que milisegundos después evoluciona a un cortocircuito por lo que debería bloquearse la función de recierre.

Para los relés de protección escogidos se propone que la función que bloqueará el recierre será la función de sobrecorriente de fases de tiempo definido e instantáneo (50/51P), con este ajuste aseguramos que no se ejecute un recierre automático ante un evento de sobrecarga y una apertura del interruptor por protección o un cortocircuito en la red o alguna falla evolutiva monofásica-trifásica; con este ajuste aseguramos que solo se realice el recierre para fallas monofásicas.

5.5. Configuración de ajustes en los relés de protección de los alimentadores

De acuerdo con la selección realizada en el numeral 5.3.2 en el cual se definieron 91 alimentadores convencionales, 63 alimentadores telecontrolados y 10 alimentadores automatizados se tienen los siguientes relés de protección en los alimentadores:

- 52 relés de protección SEL 351 de la marca Schweitzer.
- 43 relés de protección DPU2000R de la marca ABB.
- 8 relés de protección REF630 de la Marca ABB.
- 15 relés de protección 7SJ621 de la marca Siemens.
- 42 relés de protección 7SJ85 de la marca Siemens.
- 4 relés de protección TPU S430 de la marca Efacec

A continuación, se detalla el cambio de ajustes de protección propuestos para la función de reconexión automática (ANSI 79) diferenciado para cada modelo de relé de protección:

5.5.1. Relé de protección SEL 351

Los relés de protección SEL 351 se encuentran en redes convencionales, telecontroladas y automatizadas por lo cual los ajustes propuestos difieren de acuerdo con cada red eléctrica. Para la configuración del relé se debe utilizar el software Acselelator

QuickSet.

A continuación, se explica y describen los ajustes correspondientes a este modelo de relé:

Tabla 12

Ajustes función 79 de relés SEL351

RECLOSING RELAY	Definición
E79 Reclosures	Cantidad de intentos de recierre.
79OI1 Open Interval (cyc):	Tiempo intervalo apertura para primer recierre
79OI2 Open Interval (cyc):	Tiempo intervalo apertura para segundo recierre
79OI3 Open Interval (cyc):	Tiempo intervalo apertura para tercer recierre
79OI4 Open Interval (cyc):	Tiempo muerto para cuarto recierre
79RSD Reset Time from Reclose Cycle (cyc):	Tiempo de reset desde el estado recierre en curso
79RSLD Reset Time from Lockout (cyc):	Tiempo de reset desde el estado lockout
79CLSD Reclose Superv. Time Limit (cyc):	Tiempo límite de supervisión de recierre

Nota: Fuente, elaboración propia

Tabla 13

Ajustes de ecuaciones de relé SEL351

RECLOSING RELAY EQUATIONS	Definición
79RI Reclose Initiate	Inicio del recierre
79RIS Reclose Initiate Supervision	Supervisión de inicio del recierre
79DTL Drive to Lockout	Conducción al Lockout
79DLS Drive to Last Shot	Conducción al último intento de cierre
79SKP Skip Shop	Salto de un intento de recierre
79STL Stall Open Interval Timing	Condición para detener el temporizador de intervalo de apertura
79BRS block Reset Timing	Temporizador de bloqueo de reset
79CLS Reclose Supervision	Condición para la supervisión del recierre

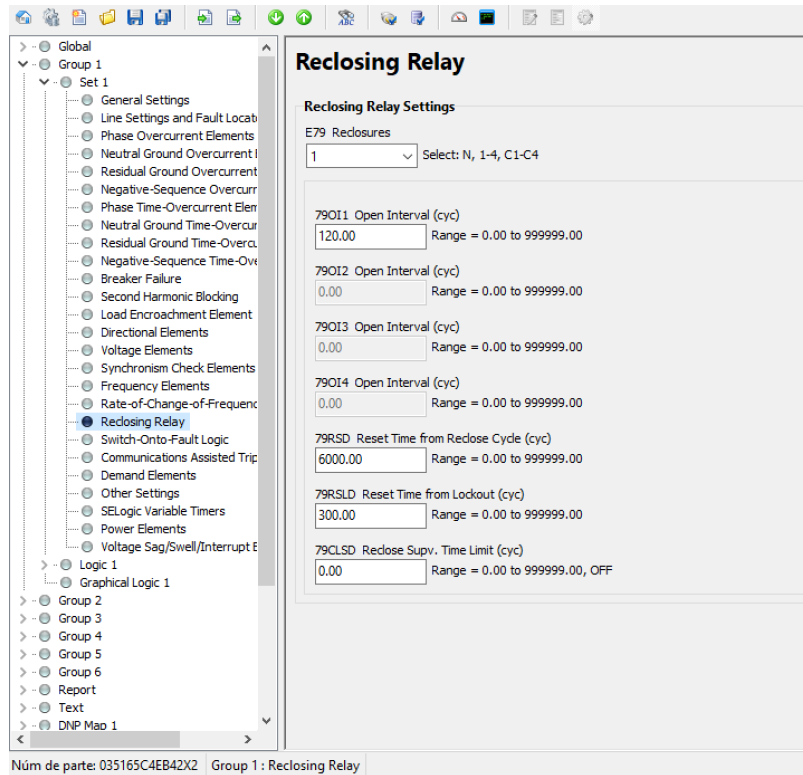
Nota: Fuente, elaboración propia

A. Ajuste en relés de alimentadores de redes convencionales y telecontroladas.

Se activa un solo ciclo de recierre, para ello se debe ajustar como se muestra en la figura 17 y tablas 13 y 14:

Figura 17

Ajustes función 79 en relé SEL351 de redes convencionales y telecontroladas, Acseerator Quickset.



Nota: Fuente, elaboración propia

Tabla 14

Ajustes función 79 de relé SEL351 en redes convencionales y telecontroladas.

RECLOSING RELAY	Ajuste (ciclos)
E79 Reclosures	1
79OI1 Open Interval (cyc):	120
79OI2 Open Interval (cyc):	-
79OI3 Open Interval (cyc):	-
79OI4 Open Interval (cyc):	-
79RSD Reset Time from Reclose Cycle (cyc):	6000
79RSLD Reset Time from Lockout (cyc):	300
79CLSD Reclose Supv. Time Limit (cyc):	0

Nota: Fuente: Elaboración propia

Tabla 15

Ajustes de ecuaciones función 79 de relé SEL351 en redes convencionales y telecontroladas.

RECLOSING RELAY EQUATIONS	Ajuste
79RI Reclose Initiate	67N1T
79RIS Reclose Initiate Supervision	1
79DTL Drive to Lockout	TRIP*67P1T+TRIP*67P2T+TRIP*67P3T+TRIP*67N3T+TRIP*67N2T
79DLS Drive to Last Shot	79LO
79SKP Skip Shop	0
79STL Stall Open Interval Timing	TRIP
79BRS block Reset Timing	0
79CLS Reclose Supervision	1

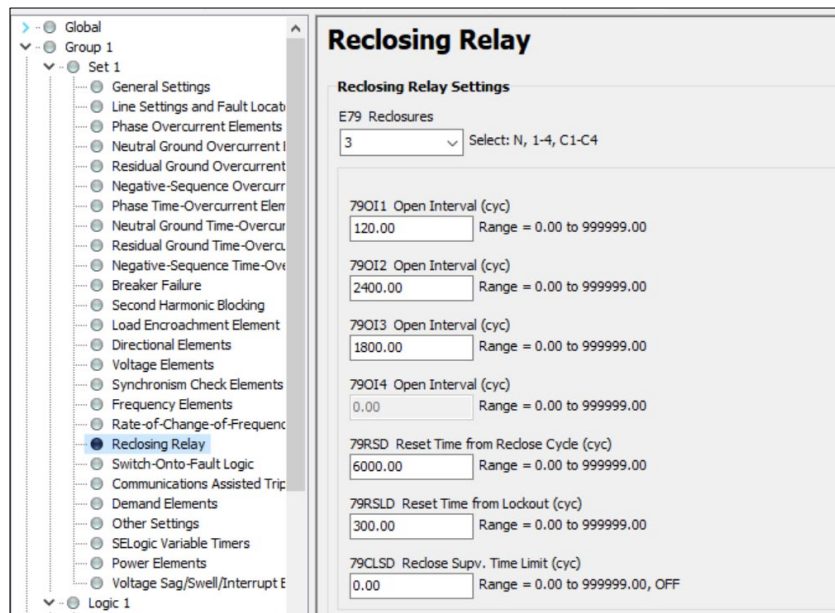
Nota: Fuente: Elaboración propia

B. Ajuste en relés de alimentadores de redes automatizadas

En estos alimentadores se propone la activación de 3 recierres para el funcionamiento del automatismo tal como se observan en la figura 18 y tablas 15 y 16.

Figura 18

Ajustes función 79 en relé SEL351 de redes automatizadas, Acselevator Quickset.



Nota: Fuente, elaboración propia

Tabla 16*Ajustes función 79 de relé SEL351 en redes automatizadas*

RECLOSING RELAY	Ajuste (ciclos)
E79 Reclosures	3
79OI1 Open Interval (cyc):	120
79OI2 Open Interval (cyc):	2400
79OI3 Open Interval (cyc):	1800
79OI4 Open Interval (cyc):	-
79RSD Reset Time from Reclose Cycle (cyc):	6000
79RSLD Reset Time from Lockout (cyc):	300
79CLSD Reclose Superv. Time Limit (cyc):	0

*Nota: Fuente, elaboración propia***Tabla 17***Ajustes de ecuaciones función 79 de relé SEL351 en redes automatizadas.*

RECLOSING RELAY EQUATIONS	Ajuste
79RI Reclose Initiate	67N1T
79RIS Reclose Initiate Supervision	1
79DTL Drive to Lockout	TRIP*67P1T+TRIP*67P2T+TRIP*67P3T+TRIP*67N3T+TRIP*67N2T
79DLS Drive to Last Shot	79LO
79SKP Skip Shop	0
79STL Stall Open Interval Timing	TRIP
79BRS block Reset Timing	0
79CLS Reclose Supervision	1

*Nota: Fuente, elaboración propia***5.5.2. Relé de protección ABB DPU2000R**

Los relés de protección DPU2000R se encuentran en redes convenciones, telecontroladas y automatizadas por lo cual los ajustes propuestos difieren de acuerdo con cada red eléctrica. Para la configuración se debe utilizar el software WinECP de ABB.

A continuación, se explica y describen los ajustes correspondientes a este modelo de relé:

Tabla 18

Ajustes función 79 de relés DPU2000R

Recloser	Definición
79(O->I):	
Reset Time	Ajuste del tiempo reset
#1 Pickup	Función de activación de primer recierre
#1 Open Time	Tiempo muerto de primer recierre
#2 Pickup	Función de activación de segundo recierre
#2 Open Time	Tiempo muerto de segundo recierre
#3 Pickup	Función de activación de tercer recierre
#3 Open Time	Tiempo muerto de tercer recierre
79V(O->IU<)	Bloqueo por voltaje
Select	Activación bloqueo por voltaje
Pickup	Arranque función 79V
Time Delay	Tiempo ajuste 79V
Cutout(O->ICO)	Permite detección fallas intermitentes
Time Delay	Tiempo para función de corte

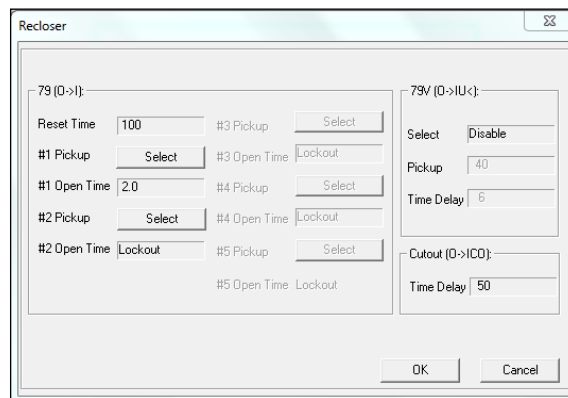
Nota: Fuente, elaboración propia

A. Ajuste en relés de alimentadores de redes convencionales y telecontroladas

En estos alimentadores se propone la activación de 1 recierre para el despeje de fallas transitorias tal como se observa en la figura 19, 20 y tabla 19.

Figura 19

Ajustes función 79 en relé DPU200R de redes convencionales y telecontroladas, WinECP



Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 20

Ajustes función 79 (Pickup) de relé DPU2000R en redes convencionales y telecontroladas.



Nota: Fuente, elaboración propia

Tabla 19

Ajustes función 79 de relés DPU2000R de redes convencionales y telecontroladas.

Recloser	Ajuste
79(O->I):	
Reset Time	100 seg
#1 Pickup	50N-2 Enable
#1 Open Time	2 seg
#2 Pickup	All Lockout
#2 Open Time	Lockout
#3 Pickup	-
#3 Open Time	-
79V(O->IU<)	
Select	Disable
Pickup	-
Time Delay	-
Cutout(O->ICO)	
Time Delay	50 seg

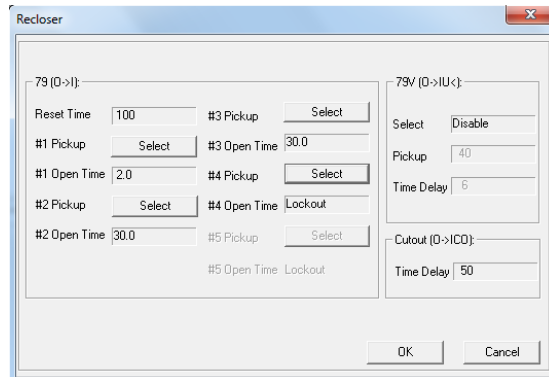
Nota: Fuente, elaboración propia

B. Ajuste en relés de alimentadores de redes automatizadas

En estos alimentadores se propone la activación de 3 recierres para el funcionamiento del automatismo tal como se observan en las figuras 21, 22 y tabla 20.

Figura 21

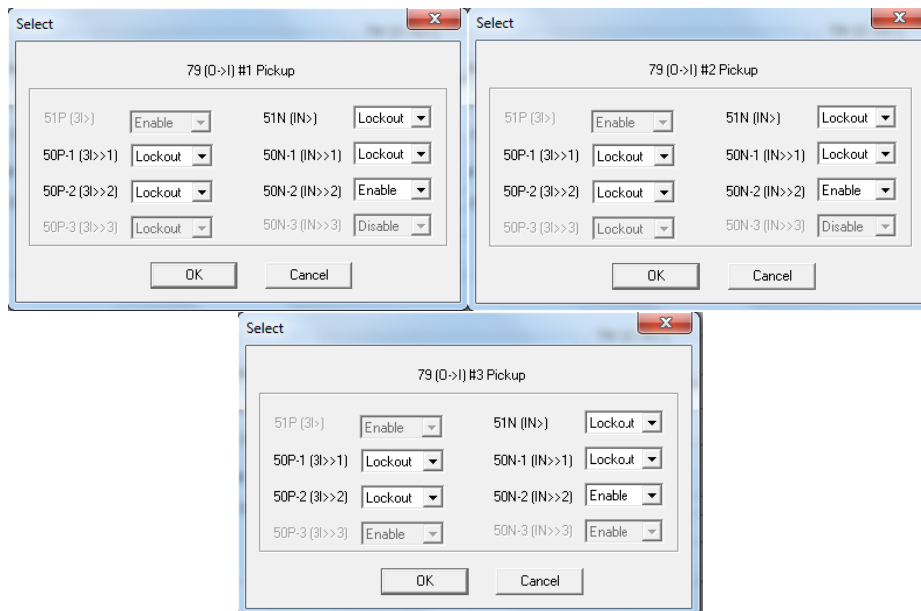
Ajustes función 79 en relé DPU200R de redes automatizadas, WinECP



Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 22

Ajustes función 79 (Pickup) de relé DPU2000R en redes automatizadas.



Nota: Fuente, elaboración propia

Tabla 20

Ajustes función 79 de relés DPU2000R de redes automatizadas.

Recloser	Ajuste
79(O->I):	
Reset Time	100 seg
#1 Pickup	50N-2 Enable
#1 Open Time	2 seg
#2 Pickup	50N-2 Enable
#2 Open Time	40 seg
#3 Pickup	50N-2 Enable
#3 Open Time	30 seg

79V(O->IU<)	
Select	Disable
Pickup	-
Time Delay	-
Cutout(O->ICO)	
Time Delay	50 seg

Nota: Fuente, elaboración propia

5.5.3. Relé de protección ABB REF630

Los relés de protección REF630 se encuentran solo en redes eléctricas convenciones y telecontroladas. Para la configuración se debe utilizar el software PCM600.

Los ajustes principales referentes a la función DARREC 79 son los que se muestran en la tabla 21:

Tabla 21

Ajustes función 79 de relés REF630

79: DARREC	Definición
Operation	Estado de la función
Manual close mode	Modo de cierre manual
Reclosing operation	Modo de la operación del recierre
Control line	Define los inputs INI que son señales de protección
Tripping line	Define los inputs INI que causan la activación OPEN_CB
Synchronization set	Configuración del chequeo sincronismo para CBB
Shot number CBB1	Numero de disparos CBB1
Shot number CBB2	Numero de disparos CBB2
Shot number CBB3	Numero de disparos CBB3
Init signals CBB1	Funciones de protección para inicio de recierre CBB1
Init signals CBB2	Funciones de protección para inicio de recierre CBB2
Blk signals CBB1	Configura entradas INIT que bloquean CBB1
Blk signals CBB2	Configura entradas INIT que bloquean CBB2
Blk signals CBB3	Configura entradas INIT que bloquean CBB3
Disable shot 1	Configura bits en salida PROT_DISA para primer recierre
Disable shot 2	Configura bits en salida PROT_DISA para segundo recierre
Reclaim time	Tiempo de recuperación
First reclose time	Tiempo primer recierre CBB1
Second reclose time	Tiempo segundo recierre CBB2
Third reclose time	Tiempo tercer recierre CBB3
Dsr time shot 1	Tiempo de discriminación para primer recierre
Dsr time shot 2	Tiempo de discriminación para segundo recierre
Dsr time shot 3	Tiempo de discriminación para tercer recierre
Auto Wait time	Tiempo máximo de espera para verificar condiciones de recierre.

Nota: Fuente, elaboración propia

A. Ajuste en relés de alimentadores de redes convencionales y telecontroladas

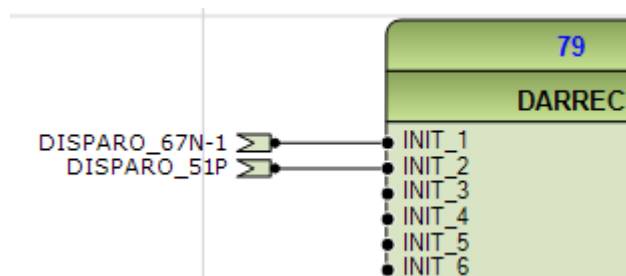
Se propone la activación de 1 solo recierre para el despeje de fallas transitorias tal como se observa en la tabla 22 y figuras siguientes.

Las configuraciones iniciales abarcan cambios en la programación de bloques de la función DARREC utilizada para el recierre:

- El bloque de la función de recierre (79) debe estar mapeado con los disparos de las funciones DISPARO_67N-1 (Arranque recierre) y DISPARO_51P (Bloqueo recierre) en "INIT_1" e "INIT_2" respectivamente.

Figura 23

Ajuste DARREC relé ABB REF630

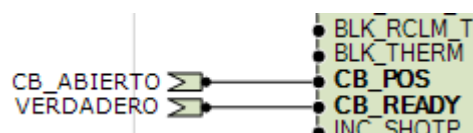


Nota: Fuente, elaboración propia

- La posición del interruptor "CB_POS" debe estar mapeado en abierto.
- "CB_READY" debe tomar el valor de verdadero.

Figura 24

Ajuste interruptor relé ABB REF630



Nota: Fuente, elaboración propia

Mapear y crear las siguientes señales:

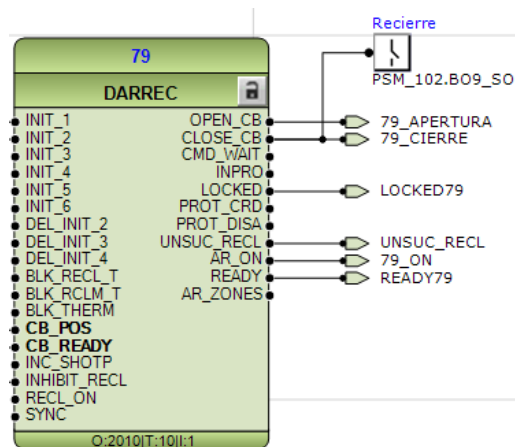
- "UNSUC_RECL" se mapea con señal "UNSUC_RECL" del bloque DARREC 79

referente a recierre no exitosos.

- “79_ON” se mapea con señal “AR_ON” del bloque DARREC 79, estado del recierre habilitado.
- “READY79” se mapea con señal “READY” del bloque DARREC 79.

Figura 25

Outputs de función DARREC 79 relé ABB REF630



Nota: Fuente, elaboración propia

Tabla 22

Ajustes función 79 de relés REF630 en redes convencionales y telecontroladas

79: DARREC	Ajuste
Operation	On
Manual close mode	Not in use
Reclosing operation	On
Control line	63
Tripping line	0
Synchronization set	0
Shot number CBB1	1
Shot number CBB2	0
Init signals CBB1	1
Init signals CBB2	0
Blk signals CBB1	2
Blk signals CBB2	0
Disable shot 1	0
Disable shot 2	0
Reclaim time	100 seg
First reclose time	2 seg
Second reclose time	0
Third reclose time	0
Dsr time shot 1	10 seg
Dsr time shot 2	0
Auto Wait time	10 seg

Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 26

Ajustes de la función DARREC 79 relé ABB REF630 de redes convencionales y telecontroladas, PCM600

W-07 - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
79; DARREC: 1					
Operation		On			
Reclosing operation		On			
Terminal priority		None			
Synchronisation set		0		0	127
Auto initiation Cnd		not allowed			
Init signals CBB1		63		0	63
Init signals CBB2		0		0	63
Init signals CBB3		0		0	63
Init signals CBB4		0		0	63
Init signals CBB5		0		0	63
Init signals CBB6		0		0	63
Init signals CBB7		0		0	63
Frq Op counter limit		250		0	250
Reclaim time		100.0	s	0.1	1800.0
First reclose time		2.00	s	0.00	300.00

Nota: Fuente, elaboración propia

5.5.4. Relé de protección SIEMENS 7SJ621

Los relés de protección SIEMENS 7SJ621 se encuentran en redes convenciones, telecontroladas y automatizadas por lo cual los ajustes propuestos difieren de acuerdo con cada red eléctrica. Para la configuración se debe utilizar el software Digsig 4.

A continuación, se explica y describen los ajustes correspondientes a este modelo de relé.

Tabla 23

Ajustes función 79 de relés 7SJ621

No	Función	Definición
7101	Auto-Reclose Function	Recierre automático
7103	AR blocking duration after manual close	Tiempo de bloqueo en detección de cierre manual
7105	Auto Reclosing reset time	Tiempo de bloqueo para último ciclo de recierre
7135	Number of Reclosing Cycles Ground	Numero de ciclos de recierre falla a tierra
7136	Number of Reclosing Cycles Phase	Numero de ciclos de recierre falla fases
7139	External 25 synchronization	Sincronización externa
7140	ZSC – Zone sequence coordination	Secuencias de zonas
7165	3 pole Pickup blocks 79	Disparo tripolar bloque recierre
7172	67Ns-1	Función 67N sensitivo
7132	Dead Time 1: Ground Fault	Tiempo muerto 1

7132	Dead Time 2: Ground Fault	Tiempo muerto 2
7132	Dead Time 3: Ground Fault	Tiempo muerto 3

Nota: Fuente, elaboración propia

A. Ajuste en relés de alimentadores de redes convencionales y telecontroladas

En estos alimentadores se propone la activación de 1 recierre para el despeje de fallas transitorias tal como se observa en la tabla 24 y figura 27.

Tabla 24:

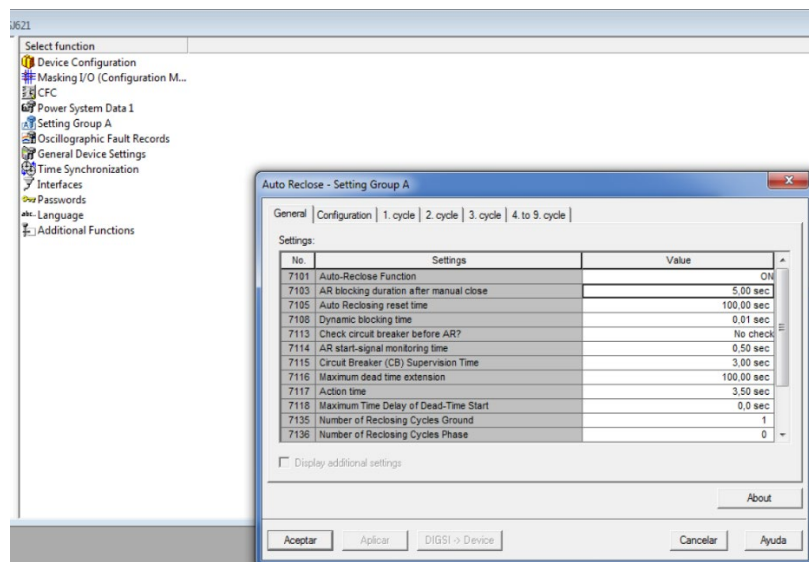
Ajustes función 79 de relés 7SJ621 en redes convencionales y telecontroladas

No	Función	Ajuste
7101	Auto-Reclose Function	ON
7103	AR blocking duration after manual close	5.00 sec
7105	Auto Reclosing reset time	100.00 sec
7135	Number of Reclosing Cycles Ground	1
7136	Number of Reclosing Cycles Phase	0
7139	External 25 synchronization	NO
7140	ZSC – Zone sequence coordination	OFF
7165	3 pole Pickup blocks 79	YES
7172	67Ns-1	Starts 79
7132	Dead Time 1: Ground Fault	2.00 sec
7132	Dead Time 2: Ground Fault	0 sec
7132	Dead Time 3: Ground Fault	0 sec

Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 27

Ajustes Digsi 4, de relé 7SJ621



Nota: Fuente, elaboración propia

B. Ajuste en relés de alimentadores de redes automatizadas

En estos alimentadores se propone la activación de 3 recierres para el funcionamiento del automatismo tal como se observan en la tabla 25 y figura 28.

Tabla 25

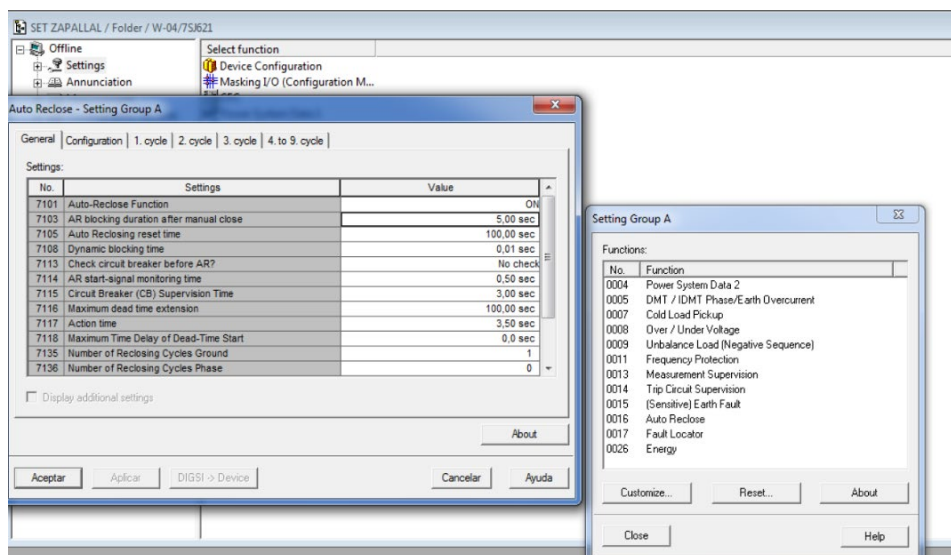
Ajustes función 79 de relés 7SJ621 en redes automatizadas.

No	Función	Ajuste
7101	Auto-Reclose Function	ON
7103	AR blocking duration after manual close	5.00 sec
7105	Auto Reclosing reset time	100.00 sec
7135	Number of Reclosing Cycles Ground	3
7136	Number of Reclosing Cycles Phase	0
7139	External 25 synchronization	NO
7140	ZSC – Zone sequence coordination	OFF
7165	3 pole Pickup blocks 79	YES
7172	67Ns-1	Starts 79
7132	Dead Time 1: Ground Fault	2.00 sec
7132	Dead Time 2: Ground Fault	40.00 sec
7132	Dead Time 3: Ground Fault	30.00 sec

Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 28

Ajustes de la función 79 relé 7SJ621 de redes automatizadas, Digsi 4



Nota: Fuente, elaboración propia

5.5.5. Relé de protección SIEMENS 7SJ85

Los relés de protección SIEMENS 7SJ85 se encuentran en redes convenciones,

telecontroladas y automatizadas por lo cual los ajustes propuestos difieren de acuerdo con cada red eléctrica. Para la configuración se debe utilizar el software Digsig 5.

A continuación, se explica y describen los ajustes correspondientes a este modelo de relé.

Tabla 26

Ajustes función 79 de relés 7SJ85

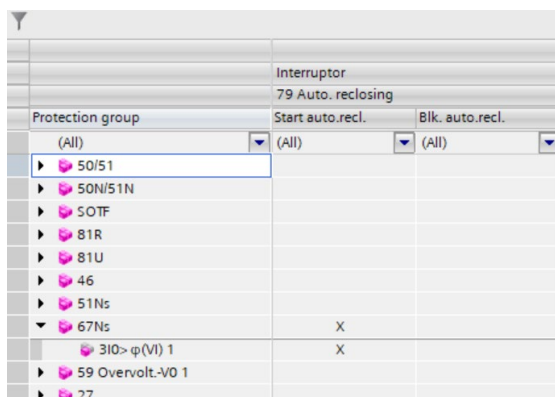
General	Definición
Mode	Estado de la función
79 Operation Mode	Modo de operación
CB ready check before start	Supervisión de interruptor antes del arranque
Reclaim time after successful cycle	Tiempo de recuperación luego de recierre exitoso
Block time after manual close	Tiempo de bloqueo luego de un cierre manual
Start signal supervision time	Tiempo de supervisión de la señal de arranque
CB ready supervision time	Tiempo de supervisión del interruptor
Evolving-fault detection	Detección de fallas evolutivas
Response to evolving faults	Respuesta a fallas evolutivas
Max. Dead-time delay	Máximo retardo de tiempo muerto
Max. Dead-time extension	Máxima extensión tiempo muerto
Send delay from remote close	Enviar retraso desde cierre remoto
Cycle 1,2,3	Definición
Dead time after 3-pole trip	Tiempo muerto luego de un disparo trifásico
Dead time after evolving fault	Tiempo muerto luego de fallas evolutivas
CB ready check before close	Chequeo de interruptor antes del cierre
Synchrocheck after 3-pole dead time	Sincronismo luego del tiempo muerto trifásico

Nota: Fuente, elaboración propia

En los ajustes de circuit breaker interaction debe mapearse la señal 67Ns (Protección falla a tierra sensitiva), esta protección es el arranque de la función recierre.

Figura 29

Ajuste de función de arranque relé 7SJ85, DigiSI 5



Nota: Fuente, elaboración propia

A. Ajuste en relés de alimentadores de redes convencionales y telecontroladas

En estos alimentadores se propone la activación de 1 recierre para el despeje de fallas transitorias tal como se observa en la tabla 27 y figura 30

Tabla 27

Ajustes función 79 de relés 7SJ85 en redes convencionales y telecontroladas.

General	Ajuste
Mode	On
79 Operation Mode	with op., w/o act. time
CB ready check before start	no
Reclaim time after successful cycle	100 seg.
Block time after manual close	5 seg
Start signal supervision time	3 seg
CB ready supervision time	3 seg
Evolving-fault detection	With trip
Response to evolving faults	Blocks 79
Max. Dead-time delay	50 seg
Max. Dead-time extension	10 seg
Send delay from remote close	oo
Cycle 1,2,3	Ajuste
Dead time after 3-pole trip	2 seg.
Dead time after evolving fault	2 seg.
CB ready check before close	no
Synchrocheck after 3-pole dead time	none

Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 30.

Ajustes de la función 79 relé 7SJ85 de redes convencionales y telecontroladas, Digsí 4

General	
201.1361.6601.1	Mode: on
201.1361.6601.101	79 operating mode: with op., w/o act. time
201.1361.6601.102	CB ready check bef. start: no
201.1361.6601.103	Reclai. time aft.succ.cyc.: 100.00 s
201.1361.6601.104	Block. time aft. man.close: 5.00 s
201.1361.6601.105	Start signal supervis.time: 3.00 s
201.1361.6601.106	CB ready superv. time: 3.00 s
201.1361.6601.108	Evolving-fault detection: with trip
201.1361.6601.109	Response to evolv. faults: blocks 79
201.1361.6601.110	Max. dead-time delay: 50.00 s
201.1361.6601.111	Max. dead-time extension: 10.00 s
201.1361.6601.112	Send delay f. remot. close: oo s
Cycle 1	
201.1361.6571.112	Intern. synchrocheck with: No function block available
201.1361.6571.108	Dead time aft. 3-pole trip: 2.00 s
201.1361.6571.109	Dead time aft. evolv. fault: 2.00 s
201.1361.6571.111	CB ready check bef.close: no
201.1361.6571.110	Synchroch. aft. 3-pole d.t.: none

Nota: Fuente, elaboración propia

B. Ajuste en relés de alimentadores de redes automatizadas

En estos alimentadores se propone la activación de 3 recierres para el funcionamiento del automatismo tal como se observan en la tabla 28 y figura 31

Tabla 28

Ajustes función 79 de relés 7SJ85 en redes automatizadas.

General	Ajuste
Mode	On
79 Operation Mode	with op., w/o act. time
CB ready check before start	no
Reclaim time after succesfull cycle	100 seg.
Block time after manual close	5 seg
Start signal supervision time	3 seg
CB ready supervision time	3 seg
Evolving-fault detection	With trip
Response to evolving faults	Blocks 79
Max. Dead-time delay	50 seg
Max. Dead-time extension	10 seg
Send delay from remote close	oo
Cycle 1	Ajuste

Dead time after 3-pole trip	2 seg.
Dead time after evolving fault	2 seg.
CB ready check before close	no
Synchrocheck after 3-pole dead time	none
Cycle 2	Ajuste
Dead time after 3-pole trip	40 seg.
Dead time after evolving fault	40 seg.
CB ready check before close	no
Synchrocheck after 3-pole dead time	none
Cycle 3	Ajuste
Dead time after 3-pole trip	30 seg.
Dead time after evolving fault	30 seg.
CB ready check before close	no
Synchrocheck after 3-pole dead time	none

Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 31

Ajustes de la función 79 relé 7SJ85 de redes automatizadas, Digsí 5.

General

201.1361.6601.1	Mode:	on
201.1361.6601.101	79 operating mode:	with op., w/o act. time
201.1361.6601.102	CB ready check bef. start:	no
201.1361.6601.103	Reclai. time aft. succ. cyc.:	100.00 s
201.1361.6601.104	Block. time aft. man. close:	5.00 s
201.1361.6601.105	Start signal supervis. time:	3.00 s
201.1361.6601.106	CB ready superv. time:	3.00 s
201.1361.6601.108	Evolving-fault detection:	with trip
201.1361.6601.109	Response to evolv. faults:	blocks 79
201.1361.6601.110	Max. dead-time delay:	50.00 s
201.1361.6601.111	Max. dead-time extension:	10.00 s
201.1361.6601.112	Send delay f. remot. close:	oo s

Cycle 1

201.1361.6571.112	Intern. synchrocheck with:	No function block available
201.1361.6571.108	Dead time aft. 3-pole trip:	2.00 s
201.1361.6571.109	Dead time aft. evolv. fault:	2.00 s
201.1361.6571.111	CB ready check bef. close:	no
201.1361.6571.110	Synchroch. aft. 3-pole d.t.:	none

Cycle 2

201.1361.6572.112	Intern. synchrocheck with:	No function block available
201.1361.6572.108	Dead time aft. 3-pole trip:	40.00 s
201.1361.6572.109	Dead time aft. evolv. fault:	40.00 s
201.1361.6572.111	CB ready check bef. close:	no
201.1361.6572.110	Synchroch. aft. 3-pole d.t.:	none

Cycle 3

201.1361.6573.112	Intern. synchrocheck with:	No function block available
201.1361.6573.108	Dead time aft. 3-pole trip:	30.00 s
201.1361.6573.109	Dead time aft. evolv. fault:	30.00 s
201.1361.6573.111	CB ready check bef. close:	no
201.1361.6573.110	Synchroch. aft. 3-pole d.t.:	none

Nota: Fuente, elaboración propia

5.5.6. Relé de protección EFACEC TPUS430

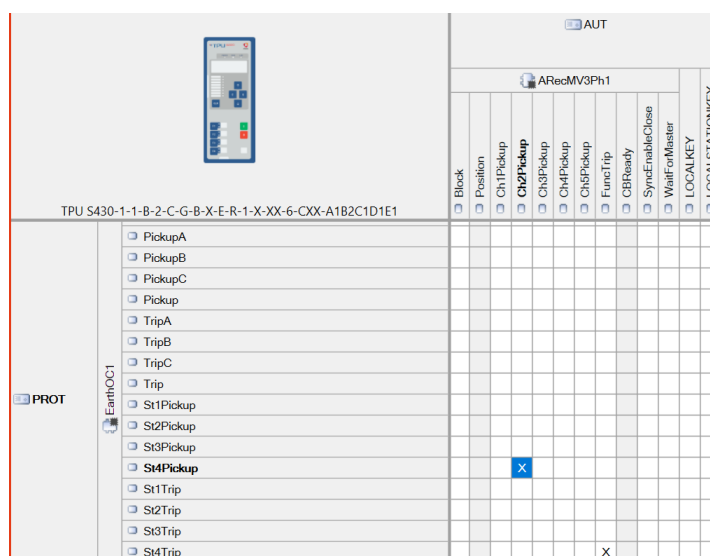
Los relés de protección TPUS430 se encuentran solo en redes automatizadas. Para la configuración se debe utilizar el software Automation Studio.

A continuación, se explica y describen los ajustes correspondientes a este modelo de relé.

Para mapear la señal de arranque de recierre se debe realizar la siguiente configuración en los ajustes “Configuration Settings” del relé.

Figura 32

Ajuste función de arranque, relé TPUS430, Automation Studio



Nota: Fuente, elaboración propia

Tabla 29

Ajustes función 79 de relés TPUS430

ARecMV3Ph1	Reenganche Automático Trifásico
Operation	Operación
NumCycles	Número máximo de ciclos de reenganche
Ch1ActionCycle1	Canal 1, acción para el primer ciclo de reenganche
Ch1ActionCycle2	Canal 1, acción para el segundo ciclo de reenganche
Ch1ActionCycle3	Canal 1, acción para el tercer ciclo de reenganche
Ch1FastStartTimeCycle1	Canal 1, tiempo de arranque rápido para el primer ciclo de reenganche
Ch1FastStartTimeCycle2	Canal 1, tiempo de arranque rápido para el segundo ciclo de reenganche
Ch1FastStartTimeCycle3	Canal 1, tiempo de arranque rápido para el tercer ciclo de reenganche

Ch1DeadTimeCycle1	Canal 1, tiempo muerto del ciclo 1
Ch1DeadTimeCycle2	Canal 1, tiempo muerto del ciclo 2
Ch1DeadTimeCycle3	Canal 1, tiempo muerto del ciclo 3
Ch2ActionCycle1	Canal 2, acción para el primer ciclo de reenganche
Ch2ActionCycle2	Canal 2, acc para el segundo ciclo de reenganche
Ch2ActionCycle3	Canal 2, acc para el tercer ciclo de reenganche
Ch2FastStartTimeCycle1	Canal 2, tiempo de arranque rápido para el primer ciclo de reenganche
Ch2FastStartTimeCycle2	Canal 2, tiempo de arranque rápido para el segundo ciclo de reenganche
Ch2FastStartTimeCycle3	Canal 2, tiempo de arranque rápido para el tercer ciclo de reenganche
Ch2DeadTimeCycle1	Canal 2, tiempo muerto del ciclo 1
Ch2DeadTimeCycle2	Canal 2, tiempo muerto del ciclo 2
Ch2DeadTimeCycle3	Canal 2, tiempo muerto del ciclo 3
MaxDeadTime	Tiempo muerto máximo
ReclaimTime	Tiempo de confirmación
MaxCBOpeningTime	Tiempo máximo permitido para la maniobra de cierre del disyuntor
MaxCBClosingTime	Tiempo máximo permitido para la maniobra de cierre del disyuntor
MaxActionTime	Tiempo máximo después de detección de fallos en el reenganche automático es permitido
MaxSyncTime	Tiempo máximo de espera por chequeo de sincronismo
ResetTime	Tiempo entre reenganche exitoso y listo para reenganchar
BlockedTime	Tiempo mínimo de bloqueo después de mando manual de cierre de disyuntor
CBReadyEval	Evaluación de señalización de disyuntor listo
HighSpeedProtBlock	Bloqueo de elementos de protección de operación rápida
ZoneSequenceCoord	Coordinación de secuencias de reenganche
ReclaimTimeCycleExt	Tiempo de confirmación para cada ciclo de reenganche durante la coordinación de secuencias de reenganche
ReclaimTimeSequenceExt	Tiempo de confirmación de secuencia de reenganche durante la coordinación de secuencias de reenganche
MaxFrequentOperations	Número máximo de operaciones frecuentes
FrequentOperationsTime	Tiempo de monitoreo de operaciones frecuentes

Nota: Fuente, elaboración propia

A. Ajuste en relés de alimentadores de redes automatizadas

Se utiliza el canal 2 para el arranque del recierre de acuerdo con la figura 32 y se considera 3 tiempos muerto.

Tabla 30

Ajustes función 79 de relés TPUS430 de redes automatizadas.

ARecMV3Ph1	
Operation	ON
NumCycles	1
Ch1ActionCycle1	IGNORE
Ch1ActionCycle2	IGNORE
Ch1ActionCycle3	IGNORE
Ch1FastStartTimeCycle1	0
Ch1FastStartTimeCycle2	0
Ch1FastStartTimeCycle3	0

Ch1DeadTimeCycle1	300 mseg
Ch1DeadTimeCycle2	300 mseg
Ch1DeadTimeCycle3	300 mseg
Ch2ActionCycle1	START
Ch2ActionCycle2	IGNORE
Ch2ActionCycle3	IGNORE
Ch2FastStartTimeCycle1	0 mseg
Ch2FastStartTimeCycle2	0 mseg
Ch2FastStartTimeCycle3	0 mseg
Ch2DeadTimeCycle1	2000 mseg
Ch2DeadTimeCycle2	40000 mseg
Ch2DeadTimeCycle3	30000 mseg
MaxDeadTime	50000 mseg
ReclaimTime	50000 mseg
MaxCBOpeningTime	300 mseg
MaxCBClosingTime	300 mseg
MaxActionTime	30000 mseg
MaxSyncTime	500 mseg
ResetTime	100000 mseg
BlockedTime	5000 mseg
CBReadyEval	OFF
HighSpeedProtBlock	OFF
ZoneSequenceCoord	OFF
ReclaimTimeCycleExt	600 mseg
ReclaimTimeSequenceExt	3000 mseg
MaxFrequentOperations	1
FrequentOperationsTime	0 min

Nota: Fuente, elaboración propia

Capítulo VI. Diseño del Sistema Automatizado

En este capítulo de la tesis se describe el diseño del sistema automatizado para el control de los recierres automáticos de los relés de protección de los alimentadores de 10 kV de la red de distribución de la compañía Enel Distribución Perú, se detalla cada una de las etapas que corresponden a los cambios en los esquemas eléctricos y la configuración propuesta en los dispositivos de protección, control y comunicación existentes y equipos propuestos a instalar en las subestaciones eléctricas.

De acuerdo con el nivel de automatización de las subestaciones de la compañía se pueden distinguir 2 tipos de subestaciones: **subestaciones telecontroladas y subestaciones automatizadas**

A continuación, se describe el nivel de automatización en cada uno de los tipos de subestaciones mencionadas:

6.1. Descripción del nivel de automatización de las subestaciones de Enel Distribución.

Enel Distribución Perú cuenta con 40 subestaciones de potencia al año 2020 las cuales son telecontroladas o automatizadas, tiene 09 subestaciones AT/AT (alta tensión a alta tensión) y 31 subestaciones AT/MT (alta tensión a media tensión), estas subestaciones se encuentran monitoreadas y permiten el mando remoto de todos los interruptores desde el centro de control de la compañía. La cantidad de subestaciones son las siguientes:

- **26 subestaciones telecontroladas** los cuales cuentan con Unidades Terminales Remotas (RTUs)
- **14 subestaciones automatizadas** los cuales cuentan con Unidades Centralizadas de Subestación (UCS)

Existen distintos niveles de automatización en dichas subestaciones los cuales se

describen de acuerdo con el tipo de subestación: telecontroladas, automatizadas

6.1.1. Subestaciones telecontroladas

En estas subestaciones los mandos de los interruptores son ejecutados desde centro de control y las alarmas de las celdas y equipos de la subestación se reciben agrupadas, se utiliza el protocolo de comunicación DNP3 para la comunicación hasta centro de control de todas las señales digitales y analógicas los cuales son enviadas por los distintos medios de comunicación existentes en la subestación.

En la tabla 31 se muestran la lista de subestaciones telecontroladas de la compañía Enel Distribución para el año 2020.

Tabla 31

Subestaciones telecontroladas Enel Distribución Perú

SET	Nivel de tensión	Tipo
Ancón	60/10 kV	Telecontrolada
Barsi	220/60/20/10 kV	Telecontrolada
Canto Grande	60/10 kV	Telecontrolada
Caudivilla	60/20/10 kV	Telecontrolada
Chancay	60/20/10 kV	Telecontrolada
Chavarría	220/60/20/10 kV	Telecontrolada
Huacho	66/20/10 kV	Telecontrolada
Huaral	60/10 kV	Telecontrolada
Industrial	60/10 kV	Telecontrolada
Infantas	60/20/10 kV	Telecontrolada
Maranga	60/10 kV	Telecontrolada
Mirones	60/10 kV	Telecontrolada
Oquendo	60/20/10 kV	Telecontrolada
Pando	60/10 kV	Telecontrolada
Pershing	60/10 kV	Telecontrolada
Puente Piedra	60/10 kV	Telecontrolada
Santa Marina	60/20/10 kV	Telecontrolada
Santa Rosa Antigua	60/10 kV	Telecontrolada
Santa Rosa Nueva	220/60 kV	Telecontrolada
Supe	66/20/10 kV	Telecontrolada
Tacna	60/10 kV	Telecontrolada
Tomas Valle	60/20/10 kV	Telecontrolada
Ventanilla	60/10 kV	Telecontrolada
Ventanilla REP	220/60 kV	Telecontrolada
Zapallal	60/10 kV	Telecontrolada
Zarate	60/10 kV	Telecontrolada

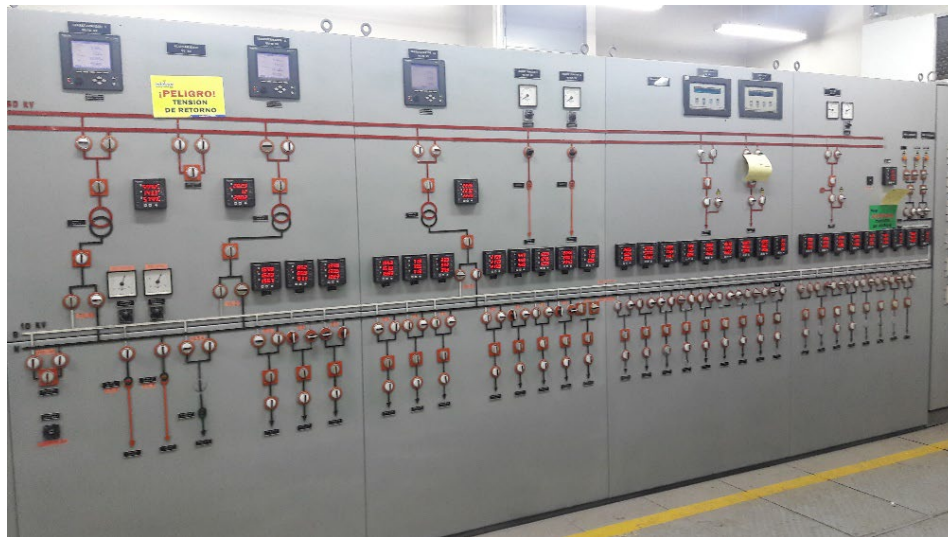
Nota: Fuente, elaboración propia

De acuerdo con los niveles de automatización se describe los siguientes niveles en estas subestaciones

- **Nivel 0:** se realiza las maniobras desde los equipos en patio: en los interruptores y seccionadores de alta tensión se tiene el mando manual o eléctrico en campo. Para el caso de los interruptores de las celdas de media tensión de los alimentadores se tiene el mando manual desde el propio interruptor, es la última instancia a la cual se debe acudir en caso ninguno de los niveles superiores funcione.
- **Nivel 1:** la ingeniería de los relés de protección instalados en las celdas y tableros eléctricos no contempló los mandos desde este dispositivo, en estas subestaciones se cuenta con mando eléctrico mediante botones en las celdas de media tensión. Para el caso del control de interruptores de alta tensión se encuentra el mando eléctrico en los tableros instalados en la sala de control de la subestación.

Figura 33

Subestación telecontrolada Infantas Enel Distribución Perú



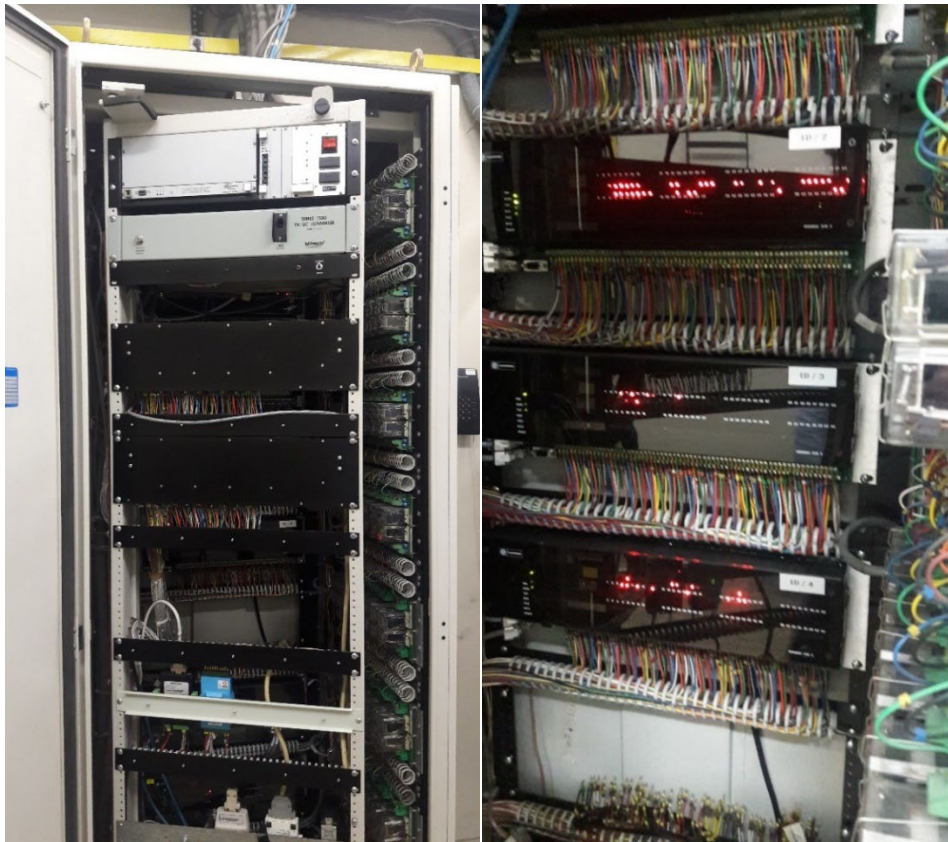
Nota: Fuente, elaboración propia

- **Nivel 2:** se encuentra en la sala de control de la subestación, para este nivel se cuenta con un equipo concentrador llamado Unidad Terminal Remota (UTR), dispositivo antiguo que tiene tarjetas con entradas digitales usadas para recibir las alarmas de los IEDs (relés de protección) tales como operación de las funciones de protección, falla de equipo, alarmas de las celdas 10 KV. Las señales desde los equipos de patio,

celdas y relés de protección son cableados desde patio hasta esta RTU en el cual se tiene una gran cantidad de cableado de cobre. Las salidas digitales del RTU son usadas para realizar el control de la apertura y cierre de los interruptores y seccionadores mediante contactores en sus tarjetas de control. También se instalan en este nivel unos paneles visuales en el cual el operador de campo puede visualizar las alarmas de la subestación, esta RTU y los paneles de alarmas cuentan con protocolo DNP3 para su integración al centro de control de la compañía. El tamaño de estas UTRs puede ocupar incluso hasta 2 paneles de 2.5m x 1 m. A continuación, se muestran imágenes de la RTU de una subestación.

Figura 34

RTU de subestación telecontrolada Enel Distribución



Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 35

RTU, cableado de entradas y salidas digitales



Nota: Fuente, elaboración propia

- **Nivel 3:** en este nivel se encuentra el centro de control de la compañía el cual obtiene la información y realiza el telecontrol de la subestación mediante el protocolo DNP3 de los equipos de la subestación (RTU, conversores análogos digitales, paneles visuales DNP3)

6.1.2. Subestaciones automatizadas

En estas subestaciones los mandos de los interruptores son ejecutados desde centro de control y las alarmas de las celdas y equipos de la subestación se reciben desagrupadas a una Unidad Centralizada de Subestación (UCS), quien tiene un desarrollo superior a los RTUs ya que cuentan con distintos protocolos de comunicación para la integración de los equipos de patio permitiendo concentrar todas las señales de los IEDs de la subestación y enviar la información hasta centro de control.

Mediante el protocolo de comunicación IEC61850 se reciben señales entre IEDs y

la UCS por lo que se cuenta con un mayor monitoreo de la subestación, además de tener instalado un HMI en el cuarto de control de la subestación para los operadores. Se utiliza el protocolo DNP3 para la comunicación hasta centro de control de todas las señales digitales y analógicas los cuales son enviadas por los distintos medios de comunicación existentes en la subestación.

Es desde el año 2014 que Enel Distribución Perú cambió la filosofía en las comunicaciones dentro de sus subestaciones eléctricas utilizando el estándar IEC 61850, de esta manera redujo la utilización de cableado eléctrico en las subestaciones obteniendo un ahorro económico.

En la tabla 32 se muestran la lista de subestaciones automatizadas de la compañía Enel Distribución para el año 2020.

Tabla 32

Subestaciones automatizadas de Enel Distribución Perú

SET	Nivel de tensión	Tipo
Carabayllo REP	220 kV	Automatizada
Chillón	220/60/10 kV	Automatizada
Comas	60/20/10 kV	Automatizada
Filadelfia	60/20/10 kV	Automatizada
Huandoy	60/20/10 kV	Automatizada
Huarangal	60/10 kV	Automatizada
Izaguirre	60/20/10 kV	Automatizada
Jicamarca	60/10 kV	Automatizada
Malvinas	220/60/20/10 kV	Automatizada
Mariátegui	60/20/10 kV	Automatizada
Medio Mundo	220/66/20 kV	Automatizada
Mirador	220/60/10 kV	Automatizada
Naranjal	60/10 kV	Automatizada
Uni	60/20/10 kV	Automatizada

Nota: Fuente, elaboración propia

De acuerdo con los niveles de automatización se describe los siguientes niveles en estas subestaciones.

- **Nivel 0:** se realiza las maniobras desde los equipos en patio: en los interruptores y

seccionadores de alta tensión se tiene el mando manual o eléctrico en campo. Para el caso de los interruptores de las celdas de media tensión de los alimentadores se tiene el mando manual desde el propio interruptor, es la última instancia a la cual se debe acudir en caso ninguno de los niveles superiores funcione.

- **Nivel 1:** la ingeniería de los relés de protección instalados en las celdas y tableros eléctricos si contempla los mandos desde estos IEDs que pueden ser un solo dispositivo como un relé de protección y control o dos dispositivos: un relé de protección más un controlador de bahía (BCU), los mandos en este nivel se realizar desde estos IEDs mediante sus teclas de función y control.

Figura 36

Relé de protección Efacec con protocolo IEC 61850



Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 37

Tableros de relés de protección y control en subestación automatizada



Nota: Fuente, elaboración propia

- **Nivel 2:** se encuentra en la sala de control de la subestación, para este nivel se cuenta con un equipo concentrador llamado Unidad Central de Subestación (UCS), dispositivo que cuenta con múltiples protocolos de comunicación que son usadas para integrarse con los demás equipos de las subestaciones tales como IEDs (relés de protección y/o control), sensores de monitoreo de transformadores, reguladores de tensión, etc. La información es enviada por los equipos de nivel 1 mediante una conexión ethernet los cuales se encuentran conectados a Switches de comunicación, la UCS obtiene toda la información de dicho bus de esta comunicación por protocolo IEC61850, no es necesario cablear mandos ni alarmas hasta el UCS, en este nivel se puede tener redundancia en la comunicación por ellos los IEDs pueden manejar hasta 2 puertos de comunicación en el cual se conectan 2 buses de estación, en caso se dañe una fibra o cobre no se perderá la comunicación ni la operación de los dispositivos de control y protección.

Figura 38

Tablero de switches de subestación automatizada, arquitectura PRP

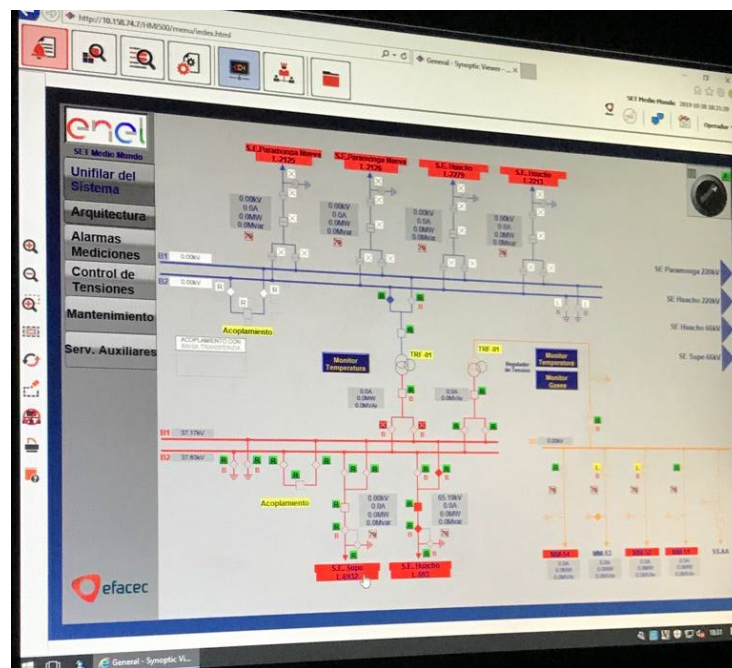


Nota: Fuente, elaboración propia

En este nivel también se cuenta con un panel HMI (Interfaz Hombre Maquina), el cual puede ser una pantalla de 15 pulgadas instalada en un tablero en el cual el operador de campo puede realizar los comandos de apertura y cierre de los equipos de maniobra y puede observar las alarmas de toda la subestación, en este HMI se encuentra el control y monitoreo de toda la subestación: entradas y salidas digitales y analógicas.

Figura 39

Pantalla HMI de subestación automatizada para el control local.



Nota: Fuente, elaboración propia

- **Nivel 3:** en este nivel se encuentra el centro de control de la compañía el cual obtiene la información y realiza el telecontrol de la subestación mediante el protocolo DNP3 del UCS.

6.2. Descripción del sistema automatizado propuesto en las subestaciones de Enel Distribución.

Luego de identificar los circuitos en los cuales se propone la aplicación de la función recierre y revisado el nivel de automatización de las subestaciones de transmisión de Enel distribución en los cuales se encuentran los dispositivos de protección se procede a explicar la propuesta de cambios en la ingeniería y configuraciones que se deben realizar en las subestaciones.

Los criterios generales para el diseño del sistema automatizado son los siguientes:

- 1. El sistema automatizado debe permitir el control de la función recierre de forma local y remota:** la activación y desactivación de la función recierre debe poder

realizarse de forma local desde el nivel 2 subestación y de forma remota desde el nivel 3 de centro de control sin tener que intervenir en cambios de ajustes o configuración en el relé de protección para desactivar la función de recierre cada vez que sea necesario, por ejemplo cuando se requiera realizar mantenimientos programados o por emergencia en el circuito protegido y por seguridad deba deshabilitarse la función recierre para asegurar que cuando se trabaje en la red eléctrica en mantenimiento no habrá ningún recierre en el alimentador en caso se presente una falla de parte de los técnicos de redes energizadas o algún evento en la red de distribución mientras los técnicos estén trabajando.

Para realizar el control de recierre de forma local y remota deben realizarse modificaciones en los esquemas eléctricos y configuración de los relés, RTUs y/o UCS o instalar nuevos dispositivos para realizar el control de recierre, dependiendo el nivel de automatización de la subestación se aplicará una solución diferente a cada una de ellas considerando las **señales de control**:

- Habilitar recierre
- Deshabilitar recierre

2. El sistema automatizado debe monitorear las nuevas señales de la función recierre a implementar: el recierre trifásico amerita nuevas señales analógicas y digitales, las señales más importantes a integrarse son las siguientes:

Señales digitales:

- Confirmación de recierre habilitado
- Confirmación de recierre deshabilitado
- Recierre exitoso.
- Recierre no exitoso (en caso aplique)

Señales analógicas:

- Contador de recierres exitosos.

- Contador de recierres no exitosos.

Se aplicará una solución de acuerdo con cada tipo de subestación.

- 3. El sistema automatizado debe permitir la integración de la función recierre hasta el centro de control:** la función recierre deberá integrarse hasta centro de control, para ello debe realizarse la integración mediante protocolos de comunicación DNP3 o mediante interfaz web en las estaciones de trabajo de los operadores de centro de control.

Luego de validar los requerimientos del sistema automatizado propuesto se verificará lo relacionado a la configuración, programación e integración de los dispositivos de protección y control de las subestaciones automatizadas y telecontroladas. A continuación, se explica la propuesta en cada una de las tipologías de subestaciones.

6.2.1. Propuesta para subestaciones telecontroladas

En las subestaciones telecontroladas que cuentan con UTRs se verificó que estas UTR ya no tienen más disponibilidad para integrar nuevas señales digitales, de control y analógicas debido a que están limitadas en sus tarjetas electrónicas, muchas de estas tarjetas ya no son fabricadas por ser obsoletas por lo cual se propone lo siguiente de acuerdo con los niveles de automatización revisados en este tipo de subestaciones:

- **Nivel 0:** no hay cambios propuestos en nivel 0 debido a que la implementación de la función recierre es una función de control de los dispositivos de protección o control.
- **Nivel 1:** se considera el cambio de ajustes en el relé de protección de acuerdo con lo revisado en el capítulo 5, este cambio puede ser realizado por el personal de mantenimiento mediante el software de los IEDs.
- **Nivel 2:** debido a la limitación en las UTRs de las subestaciones, se propone la instalación de un Controlador lógico Programable (PLC) de la marca SIEMENS Modelo LOGO 8 el cual realizará los controles de activación y desactivación de recierres y

recibirá las señales digitales del estado de recierre (habilitado, deshabilitado, exitoso, no exitoso), asimismo se debe programar unos contadores para el registro de los recierres exitosos. La instalación del PLC amerita modificaciones en los circuitos de los relés y un cableado adicional. Se utilizará la cantidad de PLCs con módulos de ampliación de entradas y salidas digitales de acuerdo con la cantidad de entradas y salidas digitales necesarias de los dispositivos a monitorear en cada subestación. Se propone instalar los PLCs en las celdas de medición 10 kV por el espacio disponible y por encontrarse en una posición intermedia de las demás celdas y por lo tanto utilizar una menor longitud de cableado.

Figura 40

PLC Logo 8 y módulo de expansión de entradas y salidas digitales

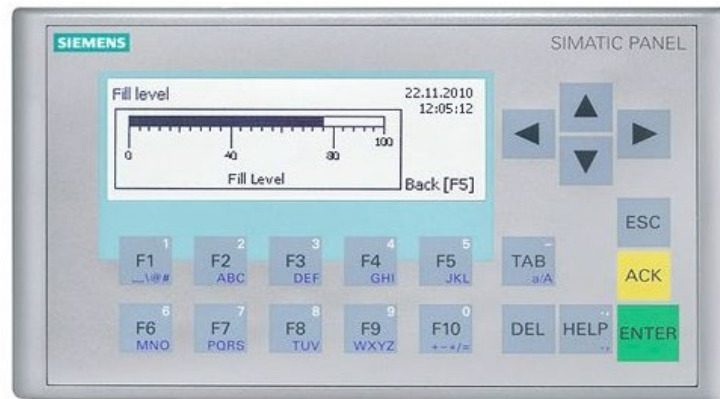


Nota: Fuente, descargado de Internet Explorer

En este nivel también se propone instalar una pantalla HMI de la marca SIMATIC el cual servirá para que el operador de campo pueda activar o desactivar el recierre del circuito asimismo verificar el estado del recierre y el contador de recierres. La pantalla HMI debe ser instalada en la sala de control en el panel de operación, este debe conectarse mediante cable ethernet al switch del tablero de comunicaciones de la subestación.

Figura 41

Simatic HMI KP300 Monocromático

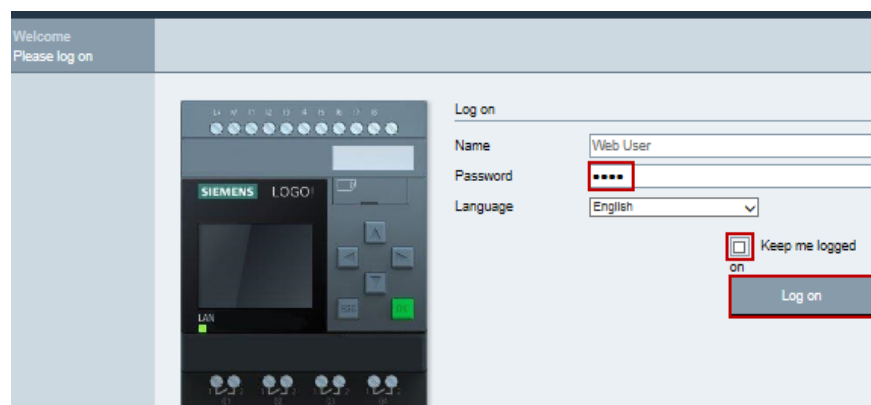


Nota: Fuente, descargado de Internet Explorer

Nivel 3: se propone la implementación de un servidor web en el centro de control, se debe utilizar la funcionalidad del PLC Logo 8 el cual cuenta con tecnología de servidor web y conectividad TCP/IP para la comunicación remota desde centro de control, se accederá remotamente a cada PLC mediante una dirección IP y mediante la interfaz web se podrá realizar el control y verificación de alarmas de los circuitos referente a los recierres.

Figura 42

Servidor web Logo 8

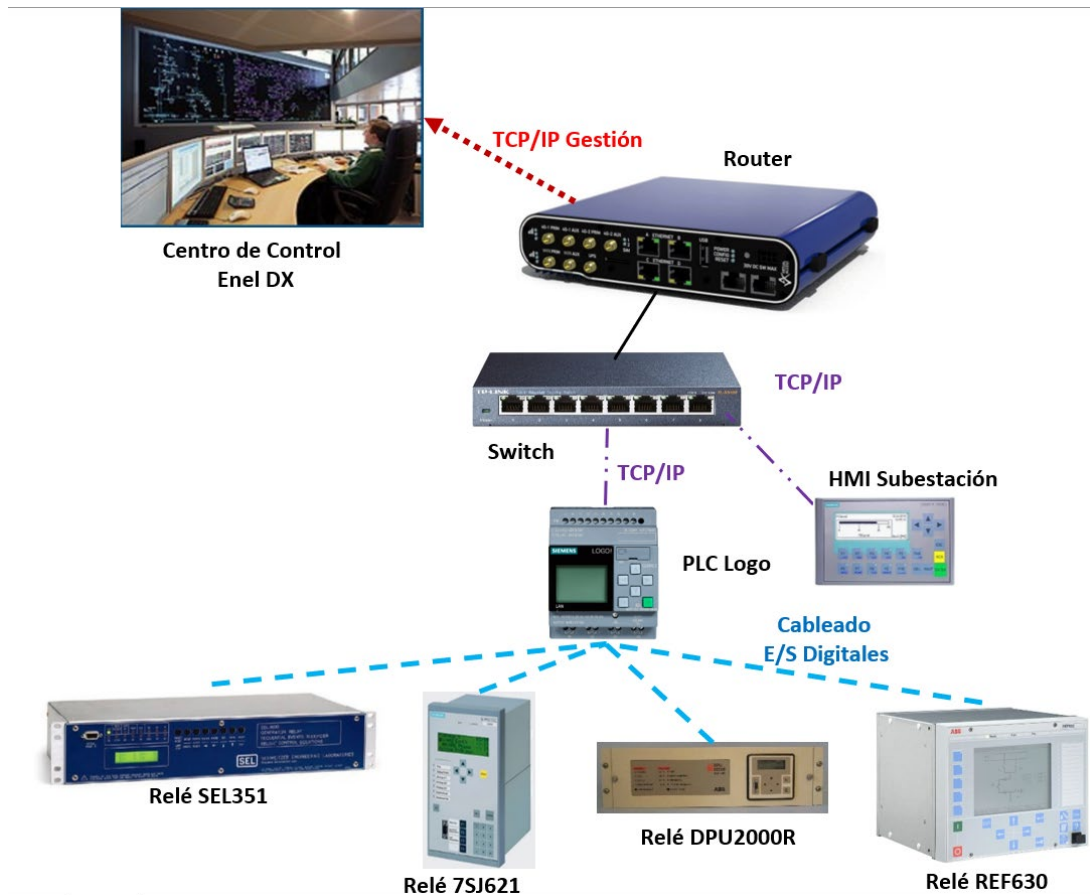


Nota: Extraído de <https://support.industry.siemens.com/>

A continuación, se muestra la topología de la solución propuesta para estas subestaciones

Figura 43

Topología propuesta para subestaciones telecontroladas, cableado físico de relés



Nota: Fuente, elaboración propia

6.2.2. Propuesta para subestaciones automatizadas

En las subestaciones automatizadas que cuentan con UCS se verificó que estos dispositivos pueden adquirir una gran cantidad de señales MMS por protocolo IEC61850 referidas a señales digitales, de control y analógicas de los relés de protección y se deben realizar cambios en los archivos CID de los relés de protección y en el mapeo DNP3 hacia centro de control. En estas subestaciones no se necesita agregar cableado eléctrico adicional. Se propone lo siguiente de acuerdo con los niveles de automatización revisados en este tipo de subestaciones:

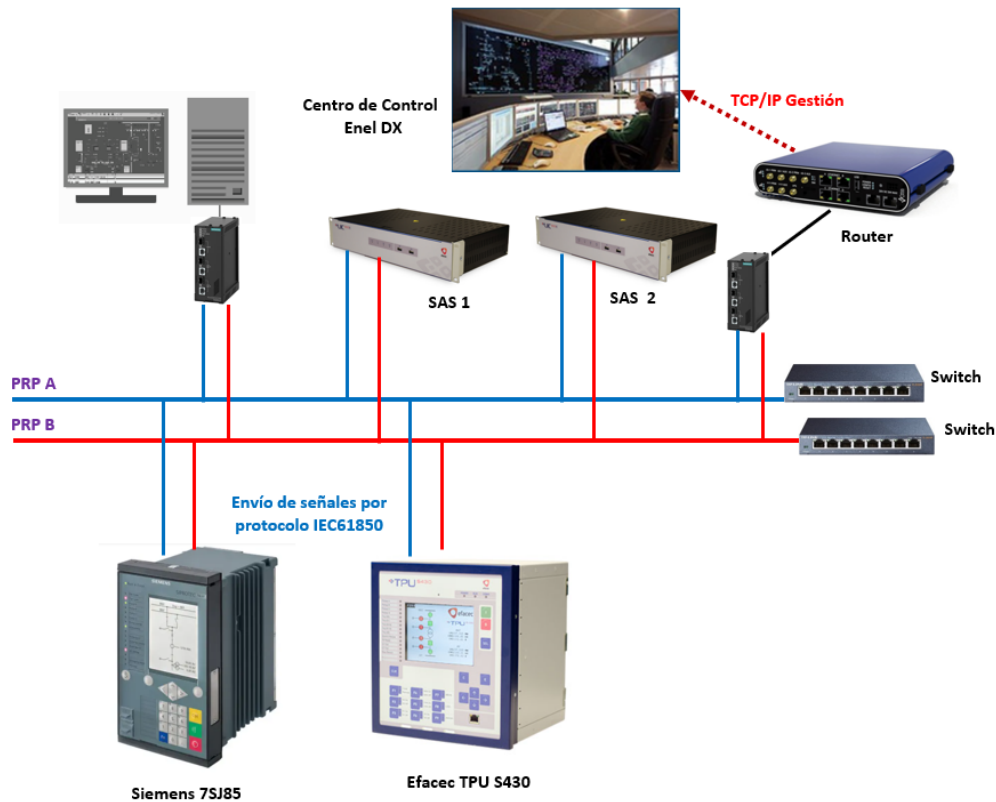
- **Nivel 0:** no hay cambios propuestos en nivel 0 debido a que la implementación de la función recierre es una función de control de los dispositivos de protección o control.

- **Nivel 1:** se considera el cambio de ajustes en el relé de protección de acuerdo con el capítulo 5 correspondiente a la activación de la función recierre, se debe programar en el relé de protección los botones para la activación y desactivación de la función recierre y reiniciar los contadores de recierres, también se debe configurar nuevas pantallas en el relé donde se muestre el estado del recierre y el contador de recierre.
- **Nivel 2:** se debe realizar modificaciones en el UCS en el cual se deben integrar las nuevas señales adquiridas por MMS (protocolo 61850) desde los equipos de protección y control de los alimentadores 10 kV a los que se les activará la función recierre. En el HMI de la subestación se debe agregar nuevas pantallas de alarmas y eventos, estado del recierre y los contadores de recierres exitosos y no exitosos, en la pantalla principal de operación de la subestación se debe agregar el control del recierre.
- **Nivel 3** se debe mapear las nuevas señales digitales, analógicas y de control en el UCS, asimismo se debe integrar en el SCADA de centro de control mediante protocolo DNP3 y realizar las nuevas pantallas y gráficos para el control de recierre desde el SCADA.

A continuación, se muestra la topología de la solución propuesta.

Figura 44

Topología propuesta para subestaciones automatizadas, comunicación IEC61850.



Nota: Fuente, elaboración propia

6.3. Esquemas eléctricos y configuración de relés de protección.

De acuerdo con las subestaciones se pueden distinguir 2 tipos de celdas y por consiguiente diferentes esquemas eléctricos de los alimentadores de acuerdo con cada subestación:

- **Subestaciones telecontroladas:** Celdas con relés de protección sin protocolo de comunicación IEC 61850.
- **Subestaciones automatizadas:** Celdas con relés de protección con protocolo de comunicación IEC 61850

6.3.1. Esquemas eléctricos y configuración en subestaciones telecontroladas

En estas celdas existen diferentes modelos de relés de protección los cuales no cuentan con protocolo de comunicación IEC 61850 y se requiere realizar cambios en la

ingeniería del conexionado de las entradas y salidas digitales y cambios en la configuración de los relés de protección. Se cuenta con los siguientes relés de protección en dichas celdas:

- Relés de protección de alimentador SIEMENS 7SJ621: 15 relés
- Relés de protección de alimentador SCHWEITZER SEL351: 52 relés
- Relés de protección de alimentador ABB DPU2000R: 43 relés
- Relés de protección de alimentador ABB REF630: 8 relés

Para este tipo de celdas también se requiere realizar la ingeniería para el cableado de los PLCs Logo y la pantalla HMI que se detalla en el numeral 6.4.1

A continuación, se describen los cambios propuestos a realizar en el conexionado eléctrico de los relés de protección en el que se incluye las entradas y salidas digitales del PLC Logo.

6.3.1.1. Relés de protección SIEMENS 7SJ621

Estos relés de protección son de la familia Siprotec 4 de la marca Siemens, a continuación, se describen las características más importantes para el desarrollo de la investigación:

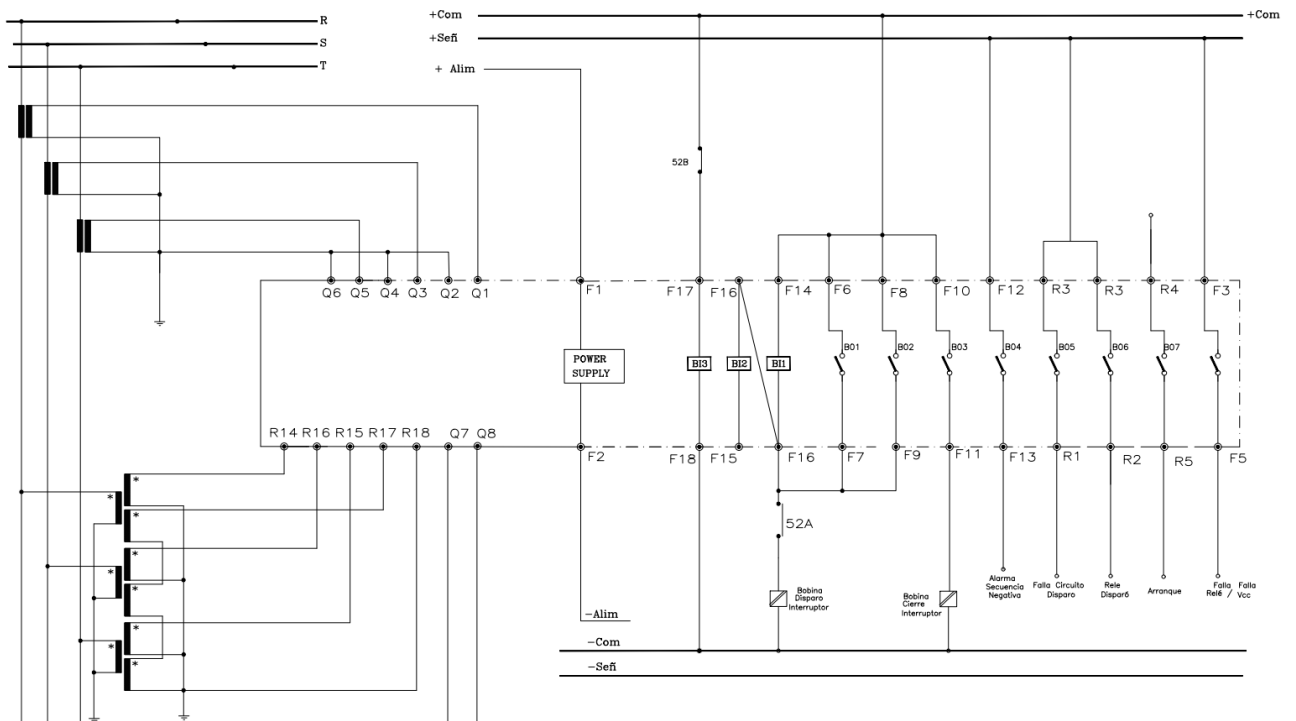
- Entradas digitales: 06 entradas
- Entradas analógicas: 4 entradas de tensión, 4 entradas de corriente
- Salidas digitales: 10 salidas
- Protocolos de comunicación: Modbus TCP/IP, DNP 3.0, IEC 61850.
- Software: Digsig 4

A. Esquema eléctrico

En la figura 45 se muestra el esquema de conexionado de dicho relé antes de los cambios propuestos.

Figura 45

Esquema relé 7SJ621 original



Nota: Fuente, elaboración propia

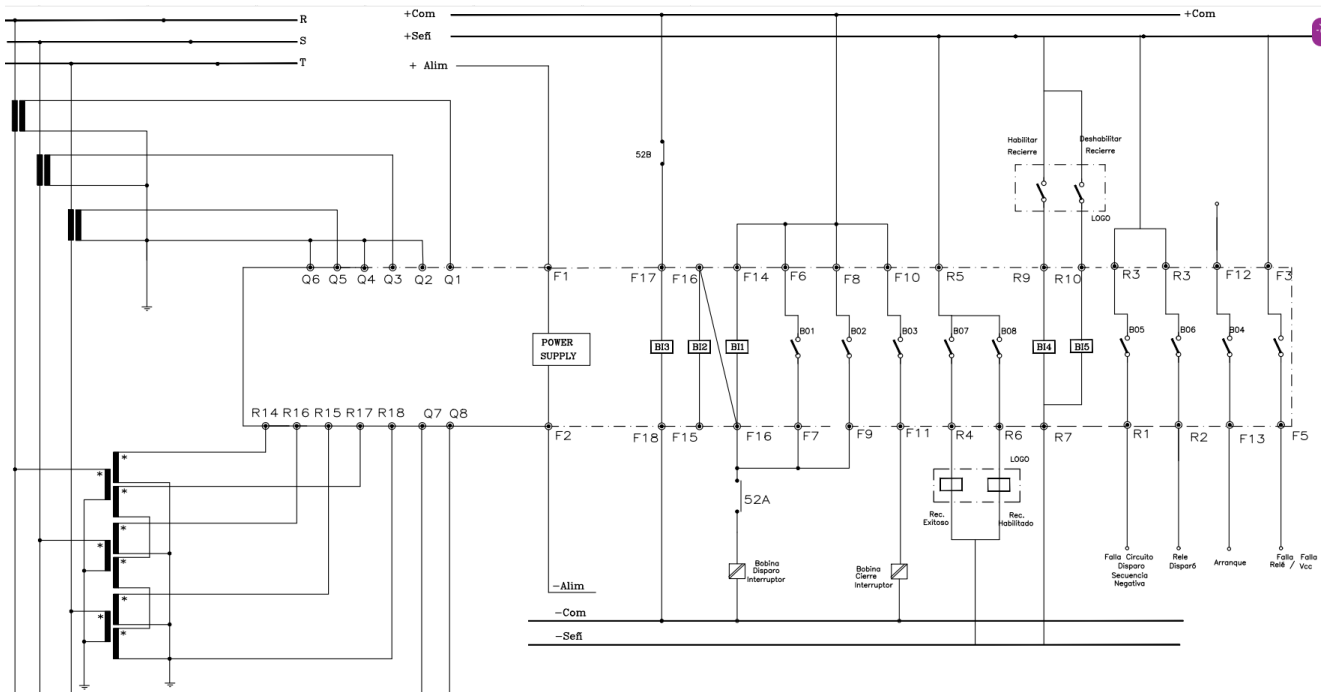
Como se observa en el esquema de dicho relé de protección, este dispositivo solo está utilizando 03 entradas digitales y 08 salidas digitales; para el control del recierre se requieren dos entradas digitales, para ello se definen la entrada BI4 para habilitar el recierre y la BI5 para deshabilitar el recierre.

Para el caso de las salidas digitales se observa que se está utilizando 08 salidas en el cual se propone realizar modificaciones en dichas salidas digitales, agrupar las alarmas de secuencia negativa y sobretensión en una sola salida digital BO05 y utilizar la salida binaria BO07 para la señal recierre exitoso y el BO08 para la señal Recierre habilitado.

En la figura 46 se muestra el conexionado final propuesto del circuito de relé de protección Siemens 7SJ621

Figura 46

Esquema relé 7SJ621 con cambios propuestos



Nota: Fuente, elaboración propia

B. Configuración:

Una vez definidos las entradas y salidas de los relés de protección se proponen los cambios correspondientes en la configuración utilizando el software DigiS 4 y sus módulos de configuración PLC, se detallan los cambios principales.

En el **Configuration Matrix** del relé de protección se deben crear 2 variables Single Point (SP) para las entradas digitales: Habilitar recierre (BI4) y Deshabilitar recierre (BI5) y una señal OUT para la salida digital de recierre habilitado (BO08). Ver figura 47. Estas entradas y salidas van cableadas al PLC.

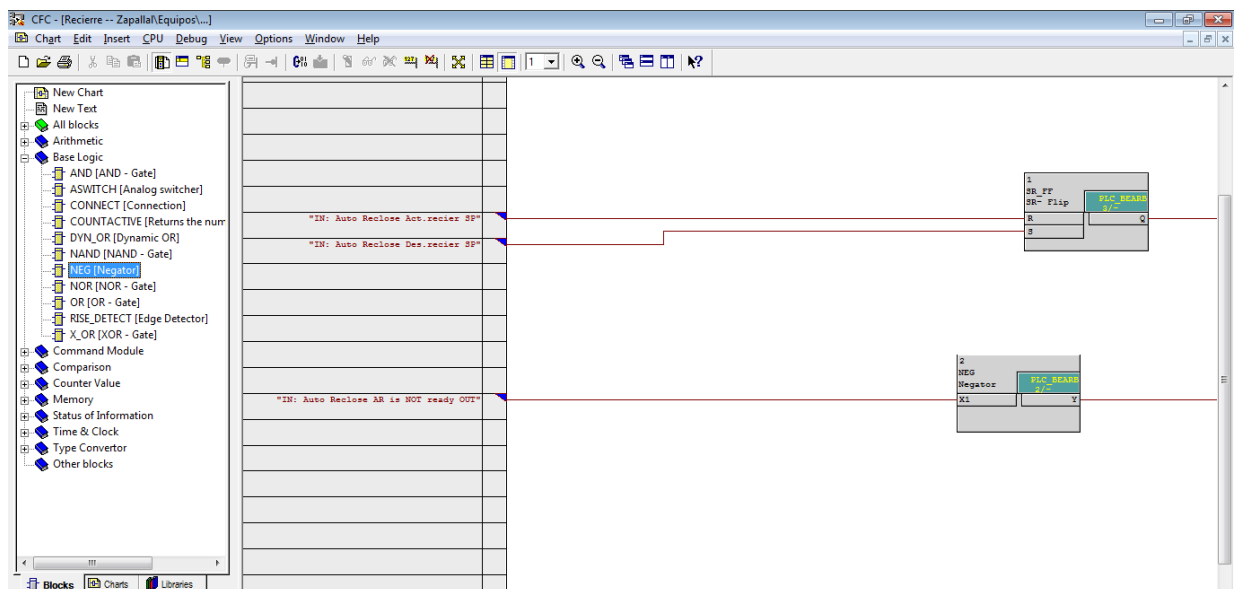
Luego de realizar el mapeo de las nuevas señales se procede a efectuar las lógicas de control en los módulos “Chart” de los relés de protección; para ello debe crearse en el CFC del relé un nuevo Chart que debe ser del tipo **PLC1_BEARB [Slow PLC]** y guardarse con el nombre “Recierre”, en este Chart se realizarán los bloques de control.

Se debe configurar un módulo **SR_FF[SR-FlipFlop]** de la librería Memory, este módulo es similar a un circuito flip flop. La señal proveniente de deshabilitar recierre es conectada lógicamente al **SET(S)** y Deshabilitar Recierre al **RESET(R)**. la salida **Q** del módulo **SR_FF** debe conectarse a la señal **BLOCK AR SP** para bloquear el recierre.

Para el caso del recierre habilitado se mapea la señal **Auto Reclose AR is NOT ready (OUT)** y mediante un módulo negador es cambiado su estado hacia la señal de salida “**Auto Reclose Rec_hab**”. Se observa lo propuesto en la figura 49.

Figura 49

Configuración de diagrama de bloques (charts) en relé 7SJ621.



Nota: Fuente, elaboración propia

6.3.1.2. Relés de protección SCHWEITZER SEL351

Estos relés de protección son de la marca Schweitzer; a continuación, se describen las características más importantes para el desarrollo de la investigación:

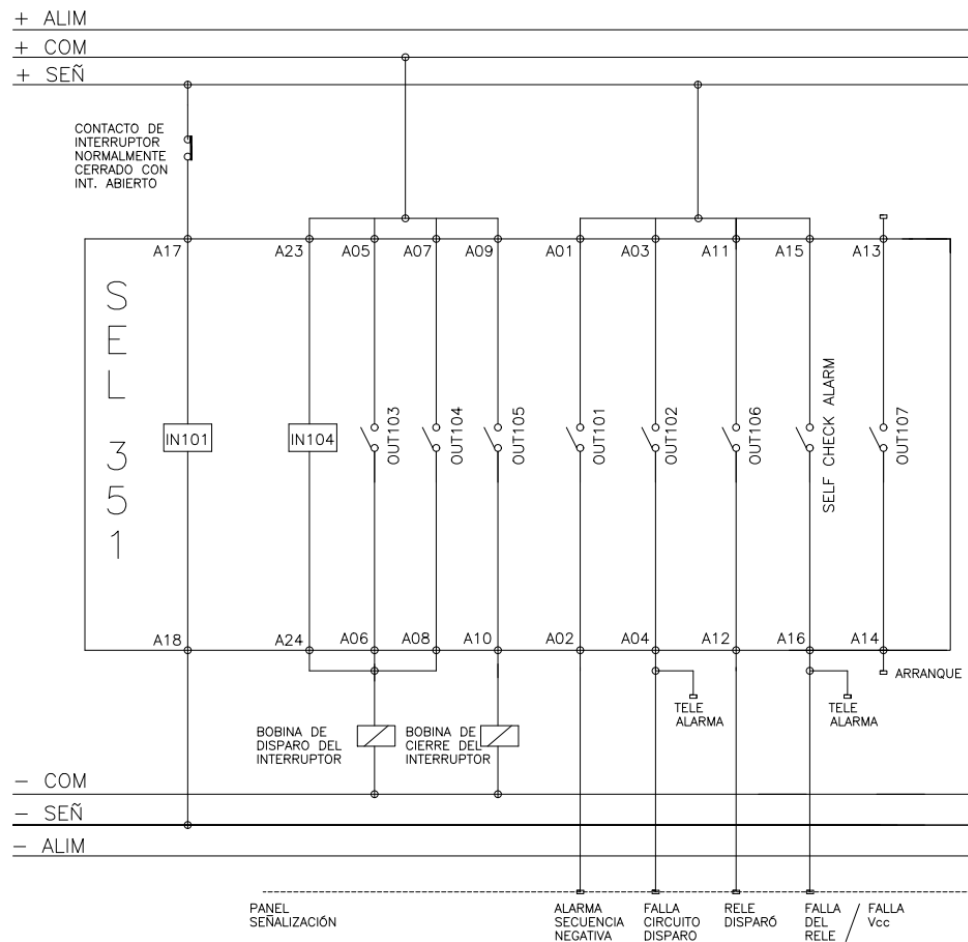
- Entradas digitales: 14 entradas
- Entradas analógicas: 4 entradas de tensión, 4 entradas de corriente
- Salidas digitales: 20 salidas
- Protocolos de comunicación: Modbus TCP/IP, DNP 3.0, IEC 61850
- Software: Acselelator Quickset.

A. Esquema eléctrico

En la figura 50 se muestra el esquema de conexionado de dicho relé antes de los cambios propuestos. Solo se visualiza en el esquema las entradas y salidas digitales utilizadas.

Figura 50

Esquema eléctrico SEL 351 original



Nota: Fuente, elaboración propia

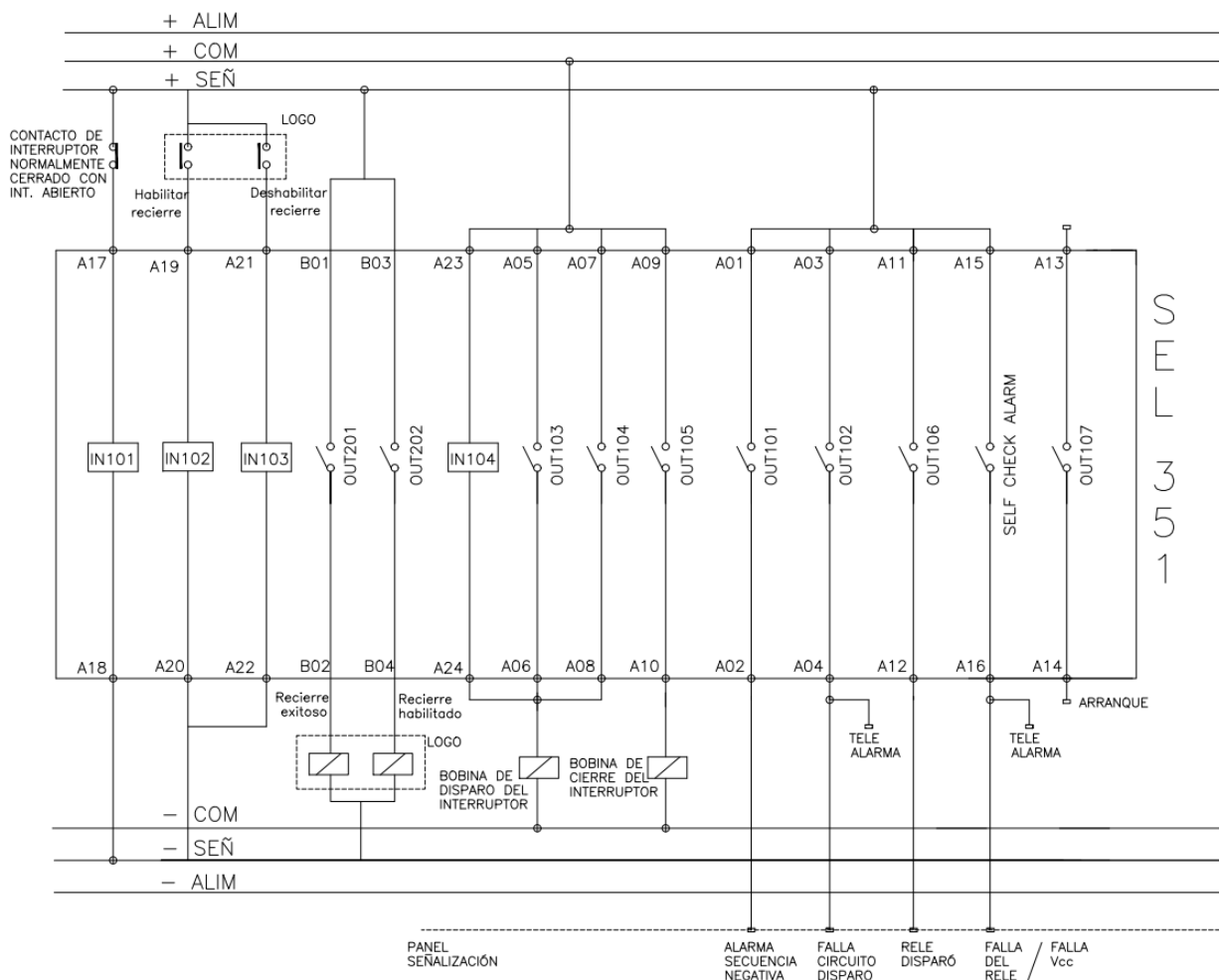
Para el control del recierre se definió 2 entradas digitales libres, la entrada IN102 para habilitar el recierre y la IN103 para deshabilitar el recierre.

Para el caso de las salidas digitales se propone usar dos salidas digitales, se define el Recierre habilitado en la salida OUT202 y el recierre exitoso en la Salida OUT201.

En la figura 51 se muestra el conexionado final modificado del circuito de relé de protección SEL 351

Figura 51

Esquema eléctrico SEL 351 Propuesto



Nota: Fuente, elaboración propia

B. Configuración

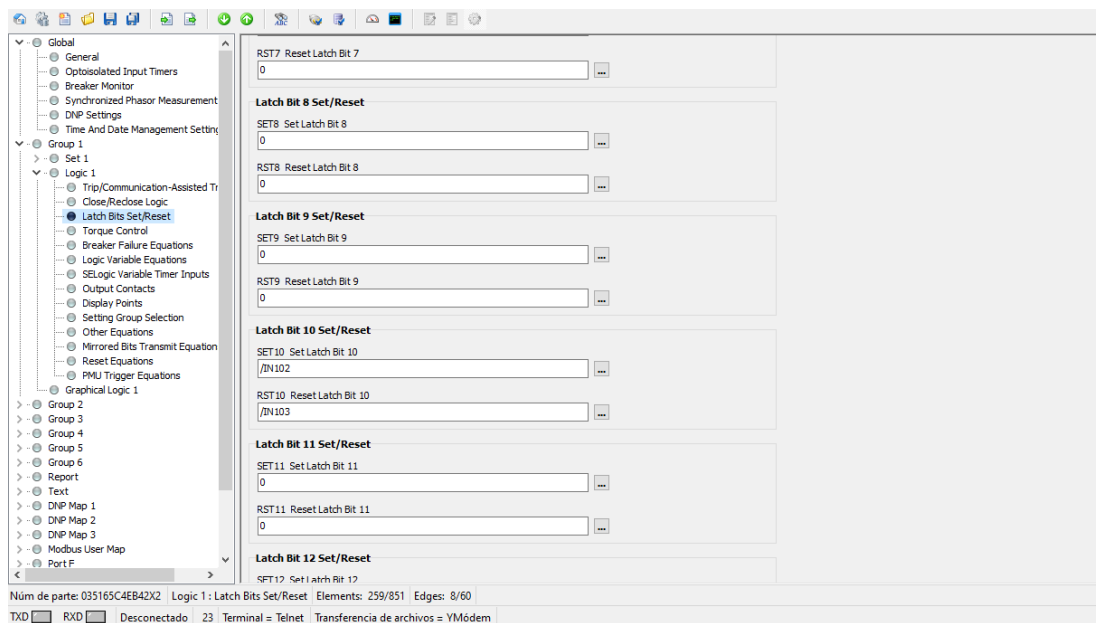
Luego de definir las entradas y salidas digitales de los relés de protección se deben

realizar los cambios en la configuración, para ello se utiliza el software Acseleator Quickset, en estos relés de protección la programación es mediante lógicas y bloques de texto que son ingresados en cada línea de configuración, los cambios principales se detallan a continuación:

Se utiliza un módulo Set/Reset el cual es similar a un circuito flip flop, se configura el latch Bit 10 Set/Reset, el cual enclava la señal proveniente de la entrada digital IN102, la energización de dicha bobina por un flanco de subida mantiene el recierre habilitado, asimismo la energización de la entrada digital IN103 por un flanco de subida deshabilita el recierre, estas señales provienen del cableado del PLC.

Figura 52

Configuración de módulo SET/RESET en relé SEL 351 para la habilitación del recierre.

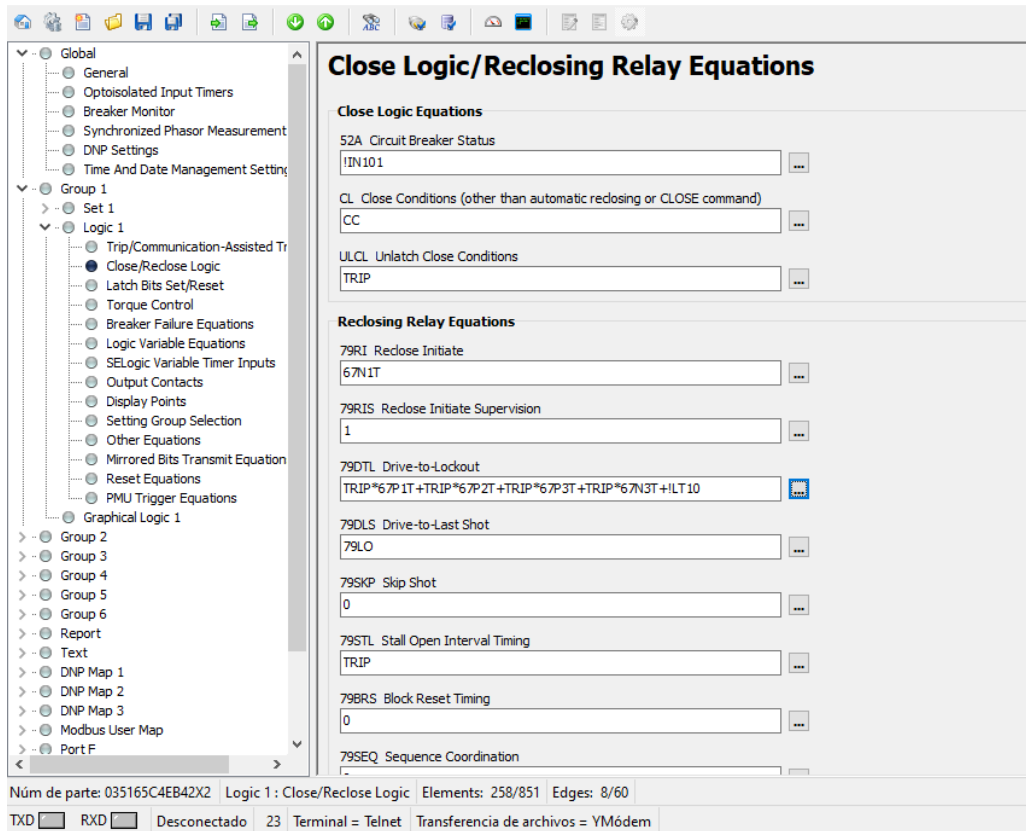


Nota: Fuente, elaboración propia

Para deshabilitar el recierre esta señal LT10 se mapea al 79DTL Drive to Lockout lo cual desactivará la función recierre al encontrarse con un “0” Lógico e invertirse a un “1” lógico.

Figura 53

Configuración de lógicas en relé SEL 351 para el bloqueo y arranque de la función recierre



Nota: Fuente, elaboración propia

La confirmación de recierre habilitado es asignada a la variable que proviene del LT10 y es mapeada al OUT202 del relé con la siguiente configuración:

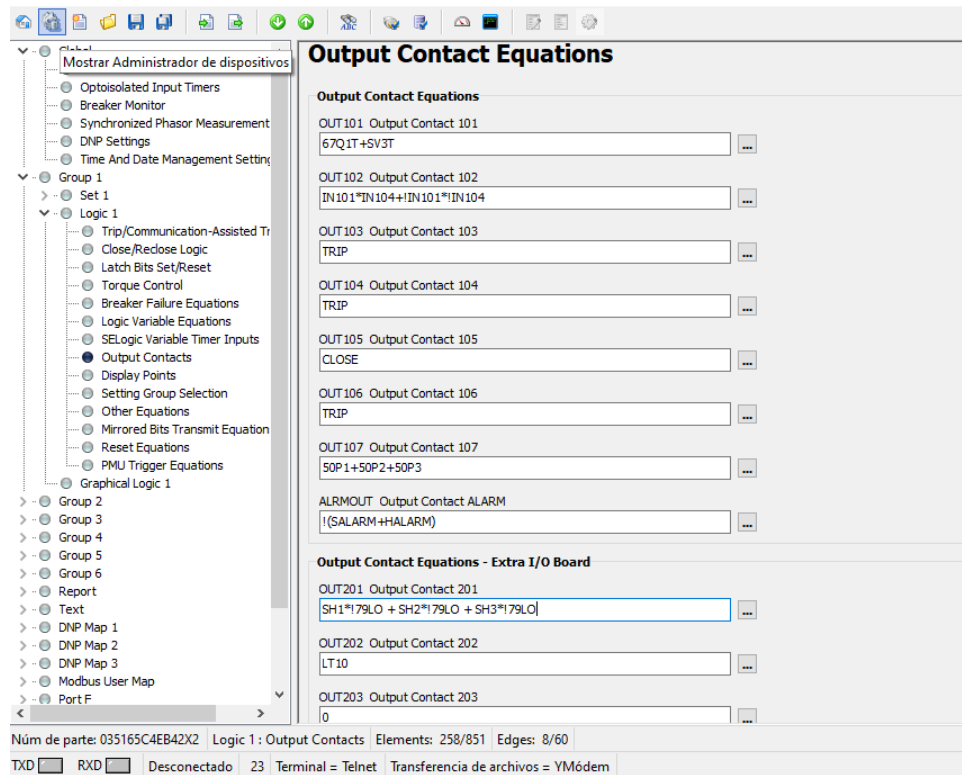
$$\text{OUT202} = \text{LT10}$$

Para la confirmación de recierre exitosos se configura el OUT 201 con la siguiente línea de comando

$$\text{OUT 201} = \text{SH1*!79LO} + \text{SH2*!79LO} + \text{SH3*!79LO}$$

Figura 54

Configuración de salidas digitales en relé SEL 351 para la señal de recierre habilitado.



Nota: Fuente, elaboración propia

6.3.1.3. Relés de protección ABB DPU2000R

Estos relés de protección son de la marca ABB, a continuación, se describen las características más importantes para el desarrollo de la investigación:

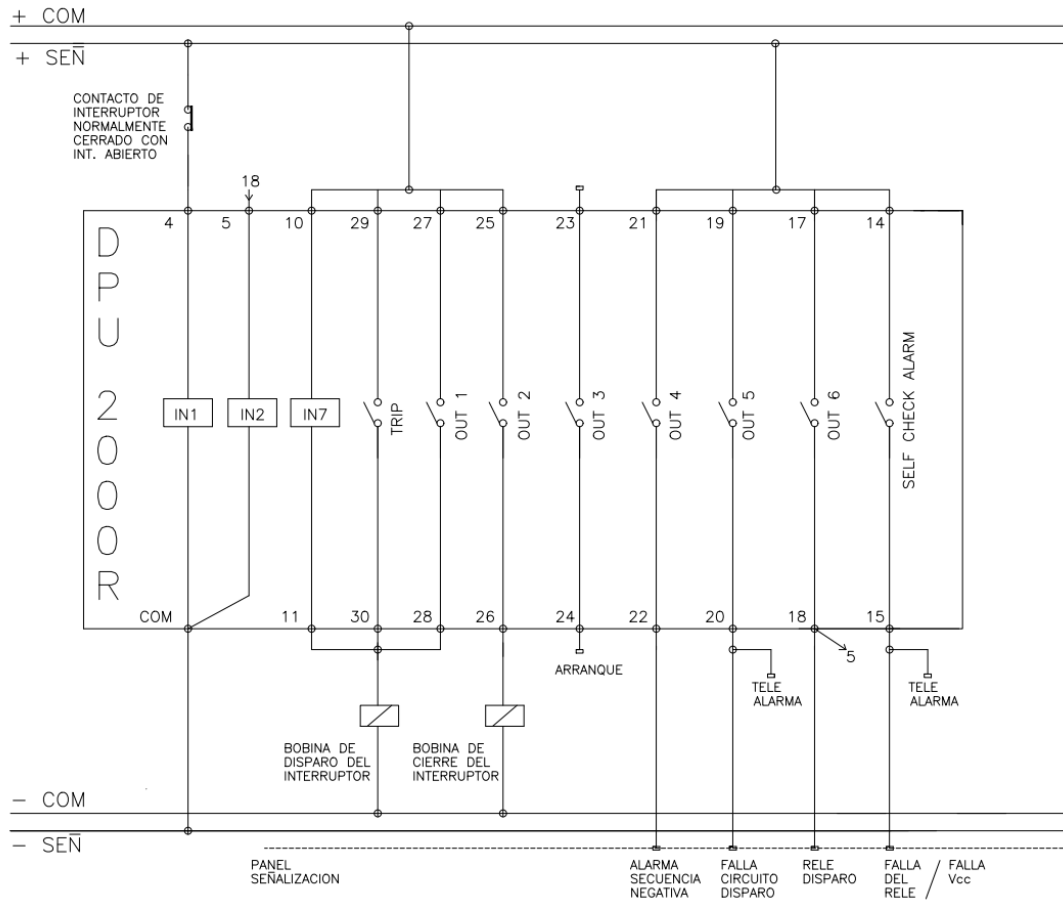
- Entradas digitales: 8 entradas
- Entradas analógicas: 4 entradas de tensión, 4 entradas de corriente
- Salidas digitales: 6 salidas
- Protocolos de comunicación: Modbus RTU
- Software: Win ECP

A. Esquema eléctrico

En la figura 55 se muestra el esquema de conexionado de dicho relé antes de los cambios propuestos.

Figura 55

Esquema DPU2000R original



Nota: Fuente, elaboración propia

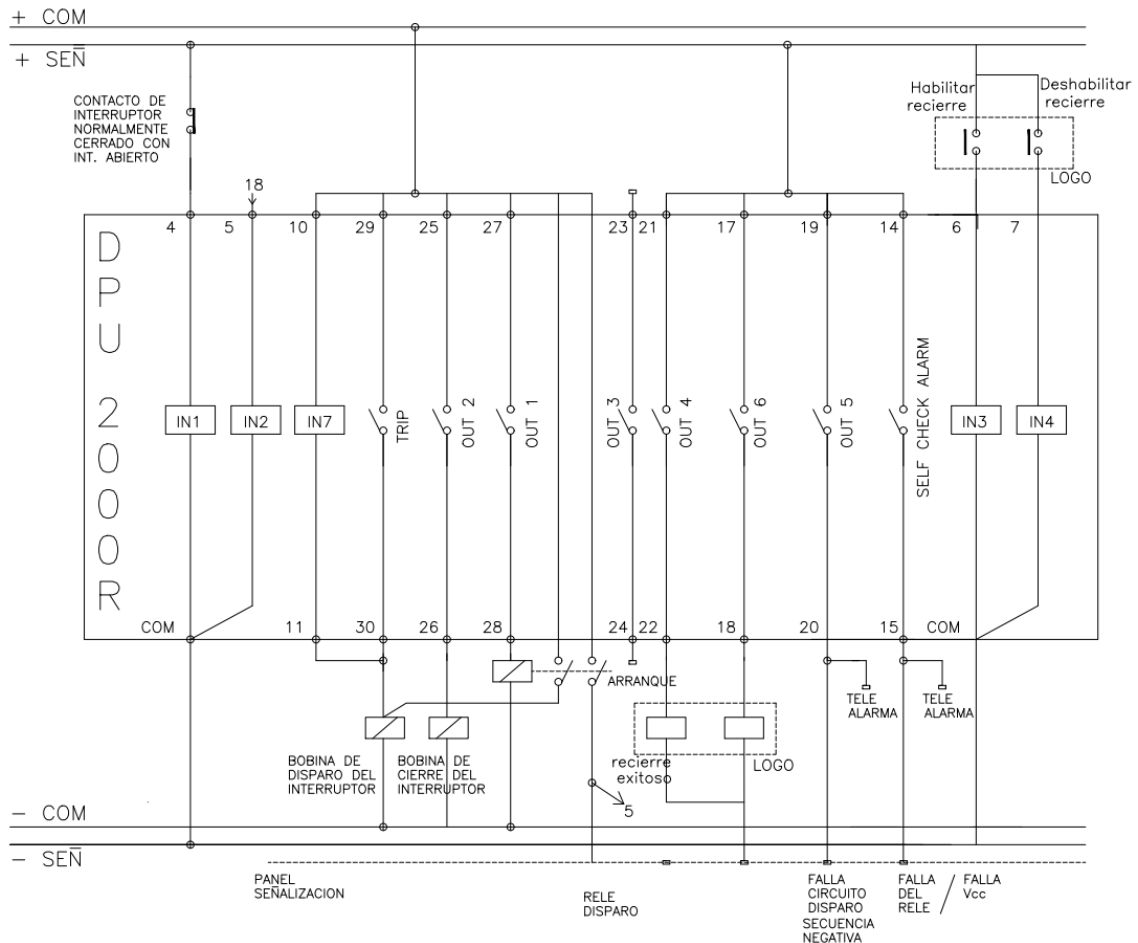
Para el control del recierre se requieren mínimo dos entradas digitales, se definió la entrada IN3 para habilitar el recierre y el IN4 para deshabilitar el recierre.

Para el caso de las salidas digitales se tiene una cantidad limitada de salidas por lo cual se propone realizar modificaciones y agregar un relé auxiliar para mantener la misma filosofía de protección y señalización, se considera asociar las alarmas de secuencia negativa y sobretensión en una sola salida OUT5, el disparo de protección deberá mantenerse en dos outputs (OUT 1 y TRIP), para la confirmación de “relé operó” se usará un contactor auxiliar que replica la misma señal. Luego de dichos cambios se debe definir el “Recierre habilitado” en la salida OUT6 y el recierre exitoso en la Salida OUT4. Estas salidas y entradas son cableados al PLC Logo.

En la figura 56 se muestra el conexionado final modificado del circuito de relé de protección DPU2000R

Figura 56

Plano DPU2000R



Nota: Fuente, elaboración propia

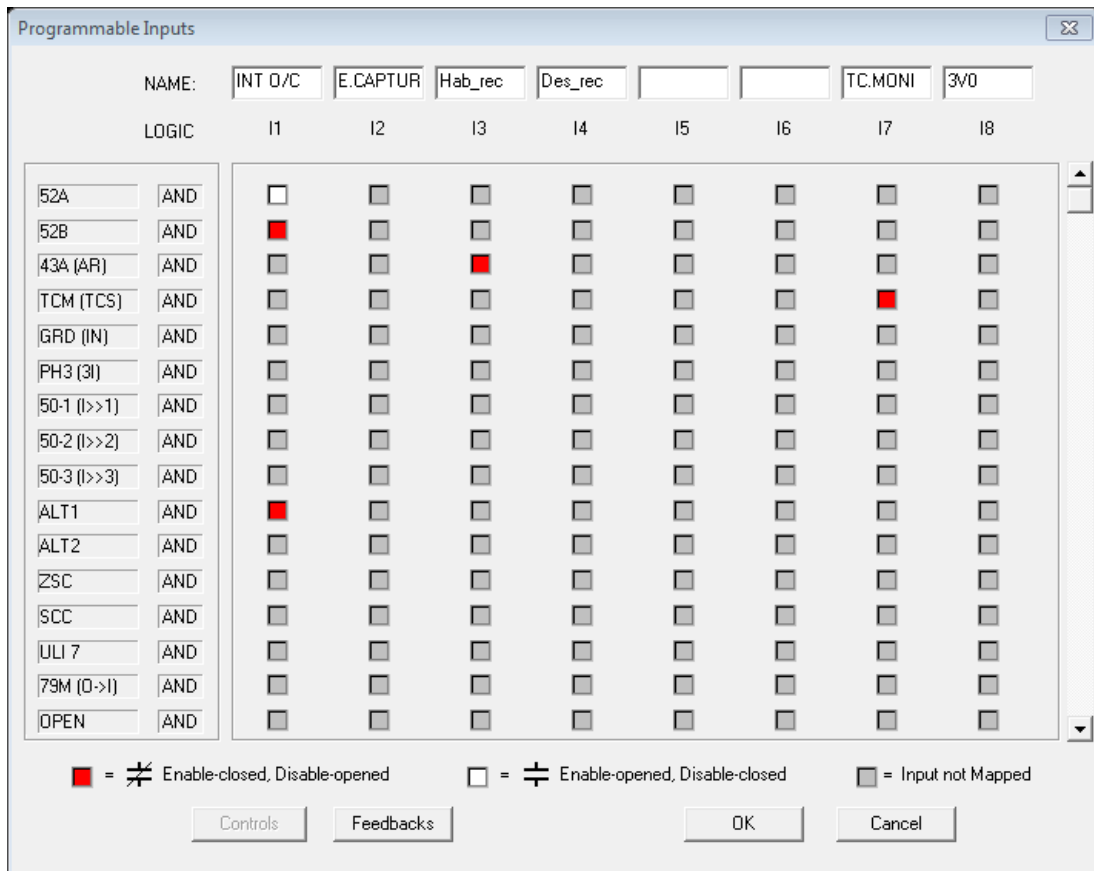
B. Configuración

Una vez definidos las entradas y salidas de los relés de protección se proceden a realizar los cambios en la configuración, para ello se utiliza el Win ECP, los cambios principales se detallan a continuación.

En la figura 57 se observa la definición de las variables de entradas (habilitar recierre I3 y deshabilitar recierre I4) y el mapeo de dicha señal que serán utilizada posteriormente.

Figura 57

Configuración de entradas digitales en relé ABB DPU2000R para habilitación de recierres

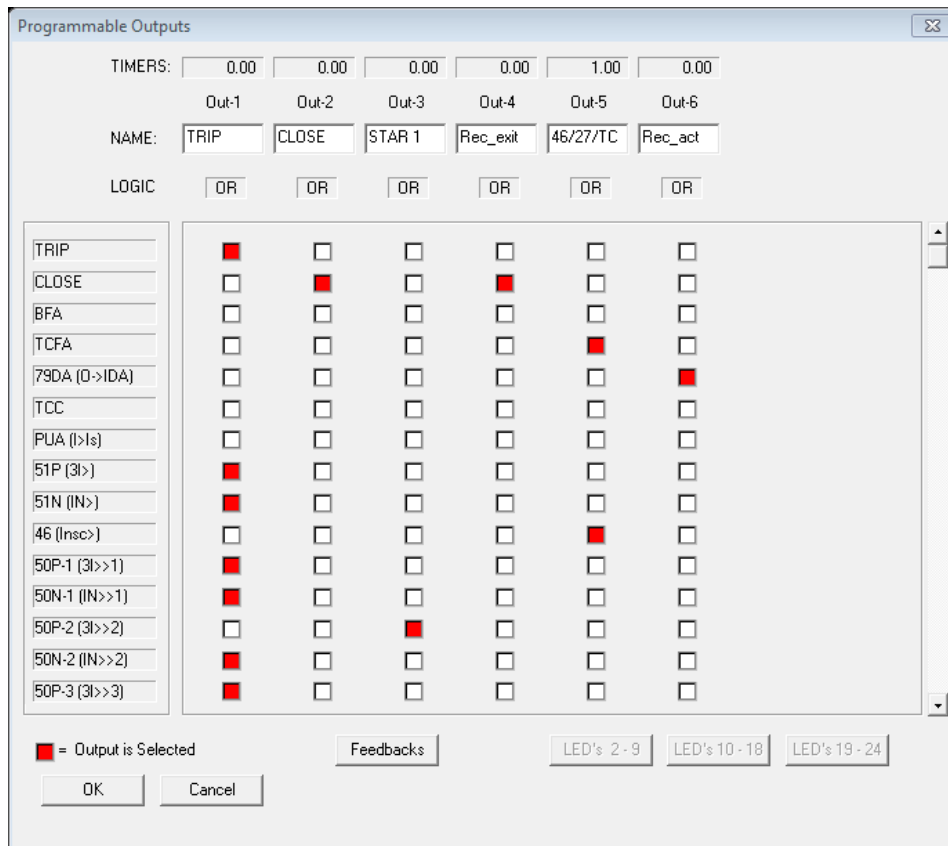


Nota: Fuente, elaboración propia

En la figura 58 se define las variables de salida (recierre activado OUT 6 y recierre exitoso OUT 4). Al OUT 5 se debe agregar la señal Secuencia negativa 46, esta señal se debe borrar del OUT 4.

Figura 58

Configuración de salidas digitales en relé ABB DPU2000R para señal de recierre exitoso



Nota: Fuente, elaboración propia

Para el caso del recierre exitoso, se ha mapeado el close de la señal de los relés de protección, se informará cada vez que se realice un recierre.

Una vez realizada el mapeo de las nuevas señales se procede a realizar las lógicas de control, este relé no cuenta con programación de lógicas a nivel avanzado debido a que son relés muy antiguos, por ello se usará enclavamientos o flip flop de la programación del PLC Logo para mantener la señal de recierre habilitado en el relé DPU 2000R, dicha configuración se muestra en la figura 83.

6.3.1.4. Relés de protección ABB REF 630

Estos relés de protección son de la marca ABB, a continuación, se describen las características más importantes para el desarrollo de la investigación:

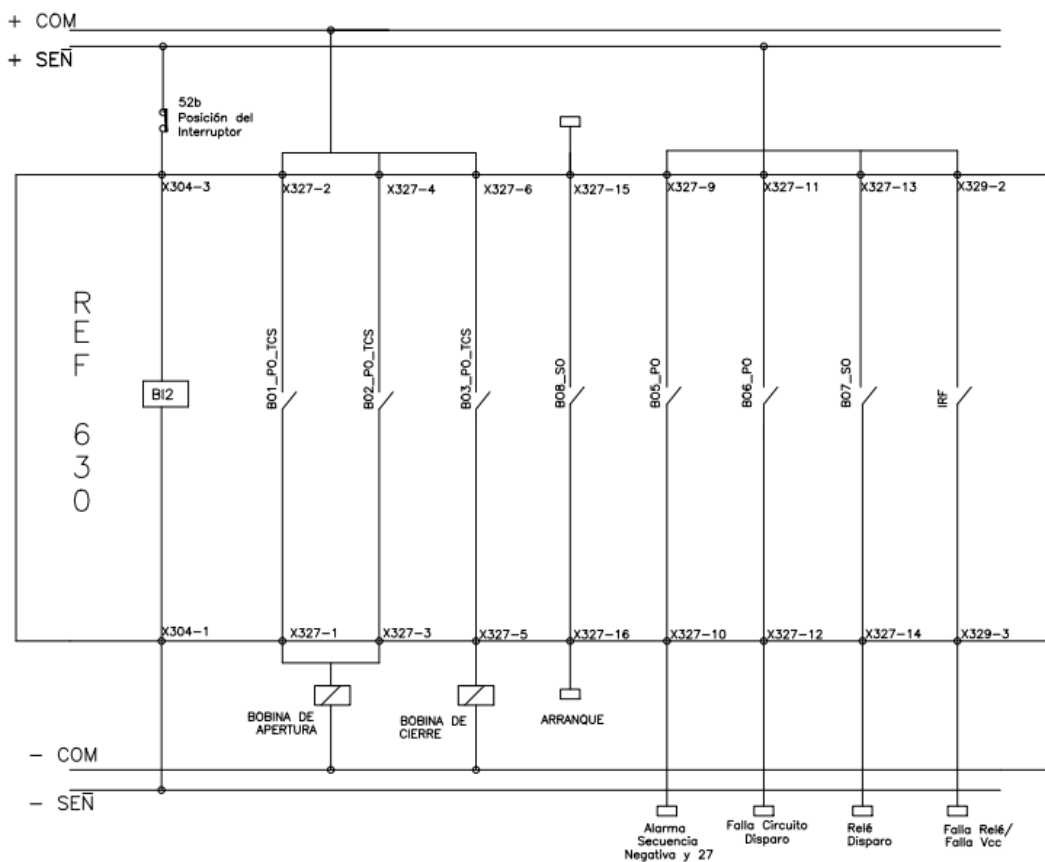
- Entradas digitales: 18 entradas
- Entradas analógicas: 4 entradas de tensión, 4 entradas de corriente
- Salidas digitales: 10 salidas
- Protocolos de comunicación: DNP3.0, Modbus TCP/IP, IEC61850
- Software: PCM600

A. Esquema eléctrico

En la figura 59 se muestra el esquema de conexionado de dicho relé antes de los cambios propuestos.

Figura 59

Esquema relé REF630 original



Nota: Fuente, elaboración propia

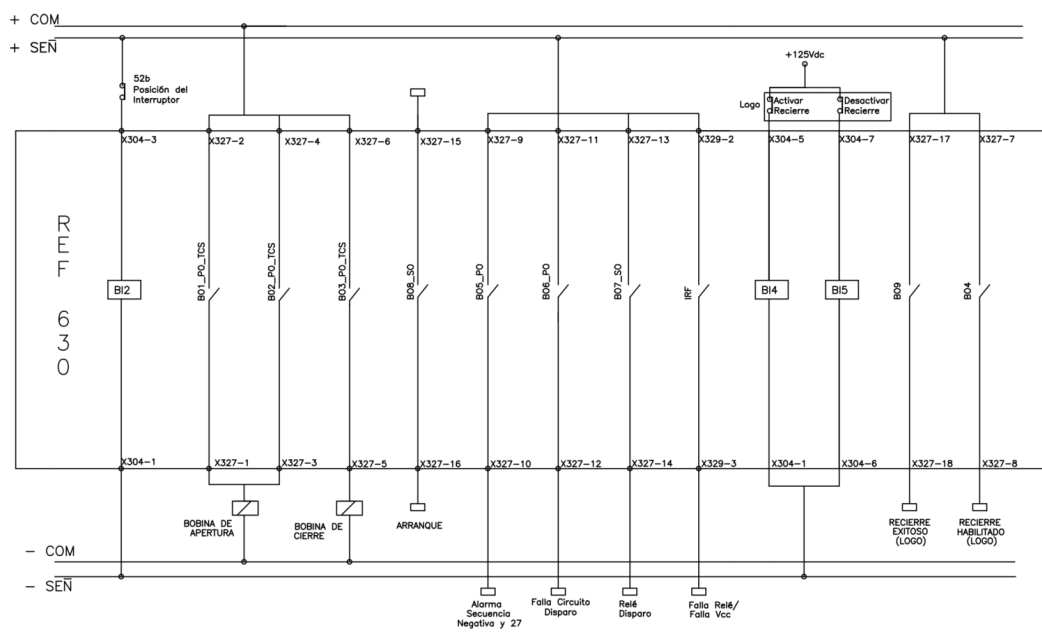
Se define la entrada BI4 para habilitar el recierre y el BI5 para deshabilitar el recierre.

Para el caso de las salidas digitales se define el “Recierre habilitado” en la salida Output BO4 y el recierre exitoso en la Salida BO9.

En la figura 60 se observa el conexionado final con las modificaciones propuestas del circuito de relé de protección REF630

Figura 60

Esquema relé REF630 propuesto



Nota: Fuente, elaboración propia

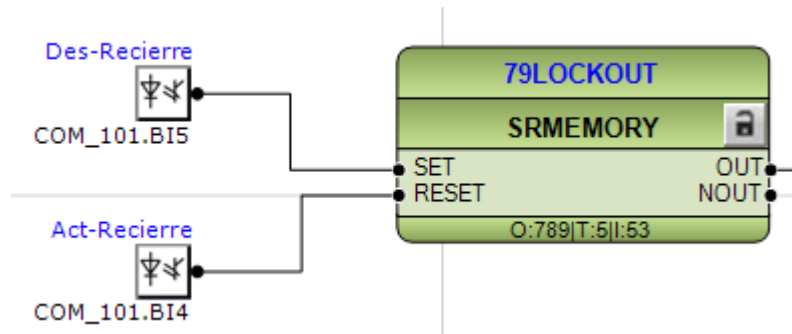
B. Configuración

Una vez definidas las entradas y salidas digitales de los relés de protección se proceden a realizar los cambios en la configuración, para ello se utiliza el software PCM600 y el módulo Application configuration, los cambios principales se detallan a continuación.

En la figura 61 se observa la creación de un bloque SRMEMORY el cual es similar a un flip flop que enclava la señal proveniente de la entrada digital COM_101.BI5, al energizar dicha bobina por un flanco de subida mantiene el recierre deshabilitado, asimismo la energización de la entrada digital COM_101.BI4 por un flanco de subida activa el recierre, estas señales provienen del PLC Logo.

Figura 61

Bloque SET/RESET en relé REF630 para habilitación del recierre.

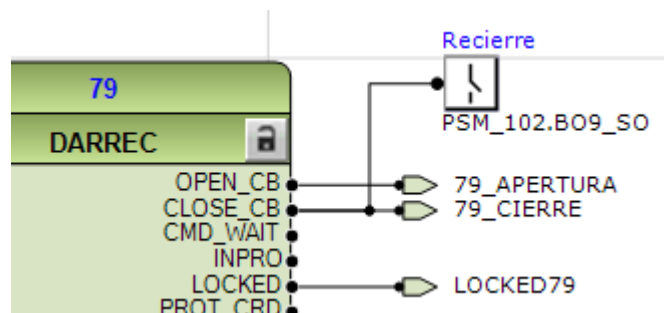


Nota: Fuente, elaboración propia

La confirmación de recierre habilitado es asignada a la variable Locked (LOCKED79) del bloque DARREC, esta señal debe ser conectada a un INVERTER y posteriormente a una salida digital mapeada en PSM_102.BO4_PO y va a la entrada del PLC Logo

Figura 62

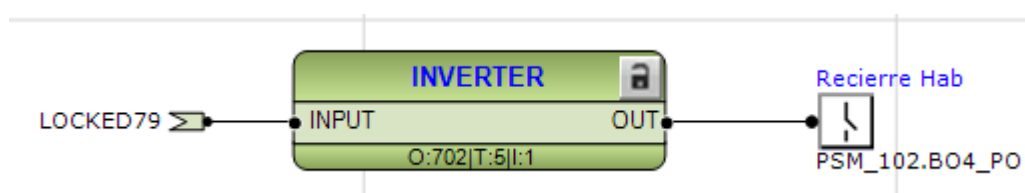
Bloque de recierre exitoso en relé REF630.



Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 63

Bloque de recierre habilitado en relé REF630



Nota: Fuente, elaboración propia

Para el caso del recierre exitoso, se debe mapear la señal CLOSE_CB de la señal del bloque DARREC al "PSM_102.BO9_SO", se informará cada vez que se realice un recierre por dicha función.

6.3.2. Esquemas eléctricos y configuración en subestaciones automatizadas

En estas subestaciones se cuentan con celdas de media y alta tensión con relés de protección con protocolo de comunicación IEC 61850, por lo tanto, no se requiere realizar cambios en la ingeniería del conexionado de las entradas y salidas digitales ni actualización de esquemas eléctricos debido a que los cambios a nivel de ingeniería son solo a nivel de configuración y comunicación de los bloques de automatización y control de los relés.

La configuración abarca: configuración de lógicas y bloques de control, configuración de pantallas y configuración de protocolos de comunicación IEC 61850.

Se cuenta con los siguientes relés de protección en dichas celdas:

- Siemens 7SJ85: 42 relés
- Efacec TPU S430: 04 relés

A continuación, se describen los cambios propuestos en la configuración de los relés de protección.

6.3.2.1. Relés de protección SIEMENS 7SJ85

Estos relés de protección son de la familia Siprotec 5 de la marca Siemens, a continuación, se describen las características más importantes para el desarrollo de la investigación:

- Entradas digitales: 17
- Entradas analógicas: 4 entradas de tensión, 4 entradas de corriente
- Salidas digitales: 15
- Protocolos de comunicación: IEC61850, Modbus TCP/IP, DNP 3.0

- Software: Digsí 5.0

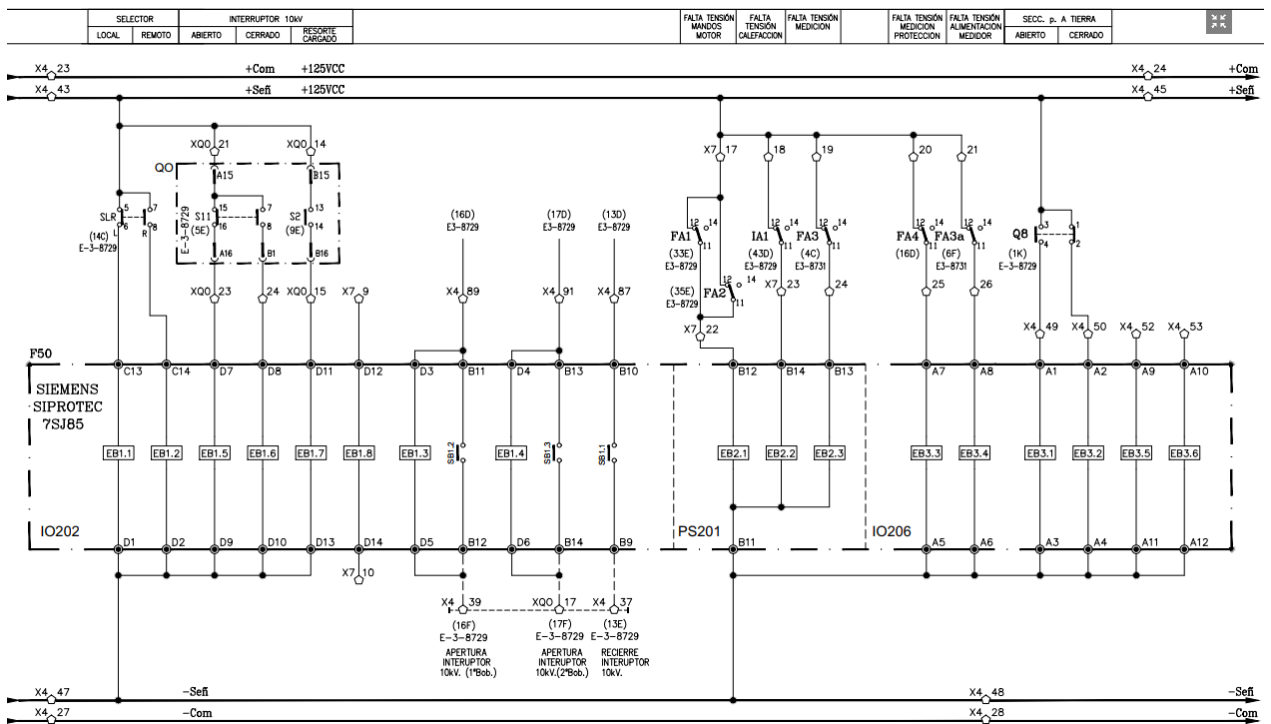
Los cambios por realizar están relacionados a la creación de bloques de control y automatización y configuración de pantallas, se debe utilizar el software Digsí 5 para la configuración del relé. Para la configuración de la comunicación IEC 61850 se debe utilizar el software IEC 61850 System Configurator.

A. Esquema eléctrico:

En la figura 64 se muestra el esquema de conexionado de dicho relé, en estos relés no se proponen cambios en los esquemas.

Figura 64

Esquema de relé Siemens 7SJ85 de celda FL-02 10KV



Nota: Fuente, elaboración propia

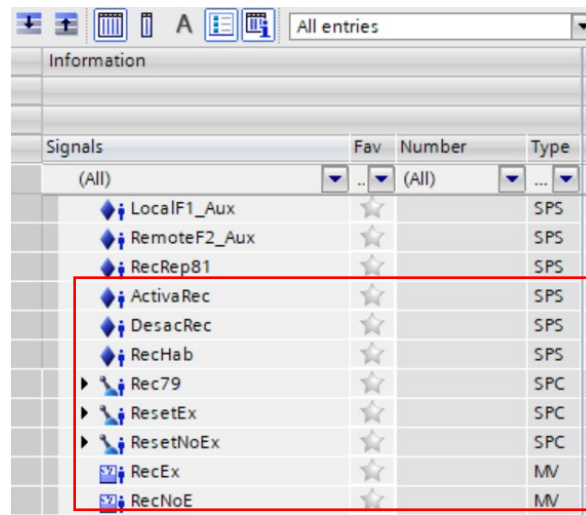
B. Configuración de lógicas y bloques de control:

Inicialmente se declaran las nuevas variables que serán utilizadas en la configuración, para ello se debe acceder al mapeo de las señales “Information Routing” y crear las variables del tipo SPS (Single Point Indication Stored), SPC (Controllable Single

Point) y MV (Measured Value) en total se crean 8 señales.

Figura 65.

Configuración de señales SPS, SPC y MV para la habilitación del recierre en relé 7SJ85.



Signals	Fav	Number	Type
(All)	..	(All)	...
LocalF1_Aux	☆		SPS
RemoteF2_Aux	☆		SPS
RecRep81	☆		SPS
ActivaRec	☆		SPS
DesacRec	☆		SPS
RecHab	☆		SPS
Rec79	☆		SPC
ResetEx	☆		SPC
ResetNoEx	☆		SPC
RecEx	☆		MV
RecNoE	☆		MV

Nota: Fuente, elaboración propia

- Luego de declarar las variables se procede a realizar los bloques de control, para ello se utiliza los charts del software Digsí, aquí se utilizan los bloques Flip Flop (FF_SR_MEM) para el enclavamiento de la señal del recierre habilitado y deshabilitado y son dirigidos a la estructura de la función recierre (79 Auto Reclosing) en las variables “Function On” y “Function Off” respectivamente.
- Para la verificación del estado del recierre (habilitado, deshabilitado) se conecta a la variable RecHab. el OUT del FF_SR_MEM.
- Para el contador de recierre se utiliza la función ADD de los bloques lógicos del relé de protección, además dicha señal también es mapeada como una señal análoga la cual es mapeada al UCS.
- Para la integración por 61850 de los mandos es necesario utilizar el bloque SPC_INFO el cual sirve para convertir la señal Rec79 (SPC) enviada por MMS 61850 a un valor que sea entendido por el relé de protección.

Figura 66

Bloque para habilitar y deshabilitar la función de frecuencia, Chart de Digi 5

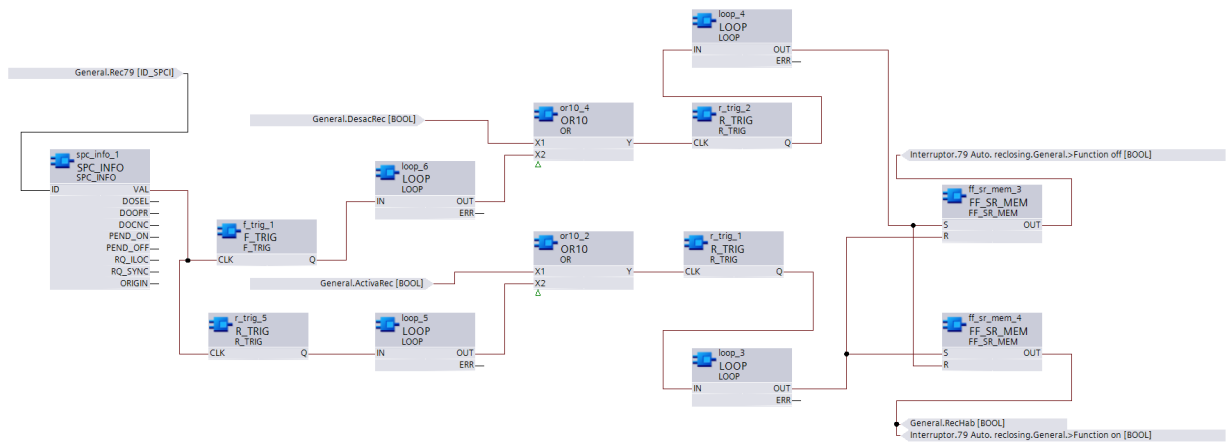
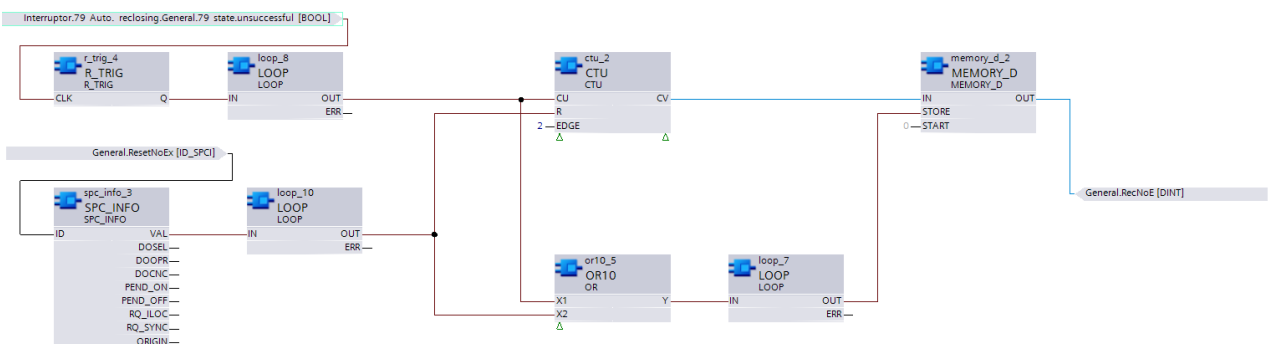


Figura 67

Bloque para resetear recierres no exitosos, para recierres exitosos es un bloque similar



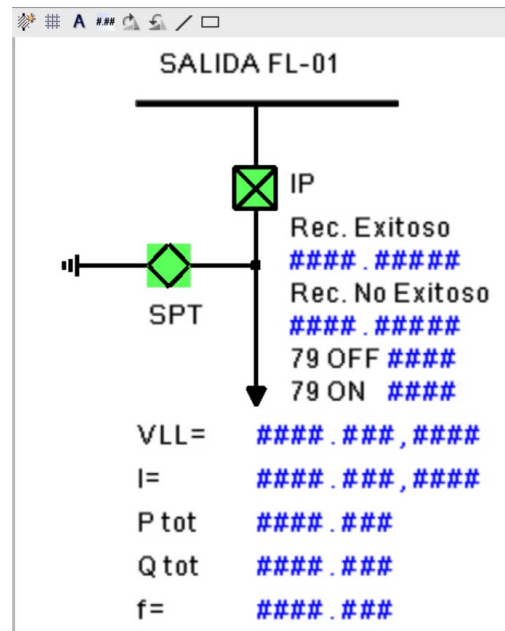
C. Configuración de pantallas

Se agrega el control de recierre en las pantallas del relé de protección, para ello se definió el uso de los botones de función F5 para habilitar el recierre y F6 para deshabilitar el recierre, estas teclas son configuradas para el caso en que se pierda la comunicación entre el UCS y el relé de protección, es decir nivel 2 y 3 de automatización y sea necesario el control del recierre de forma local.

Se inserta en la pantalla la verificación del estado de recierre indicando si está habilitada o deshabilitado; asimismo, se agregan los contadores de recierres como se muestran en la figura 68.

Figura 68

Configuración de pantalla en relé 7SJ85



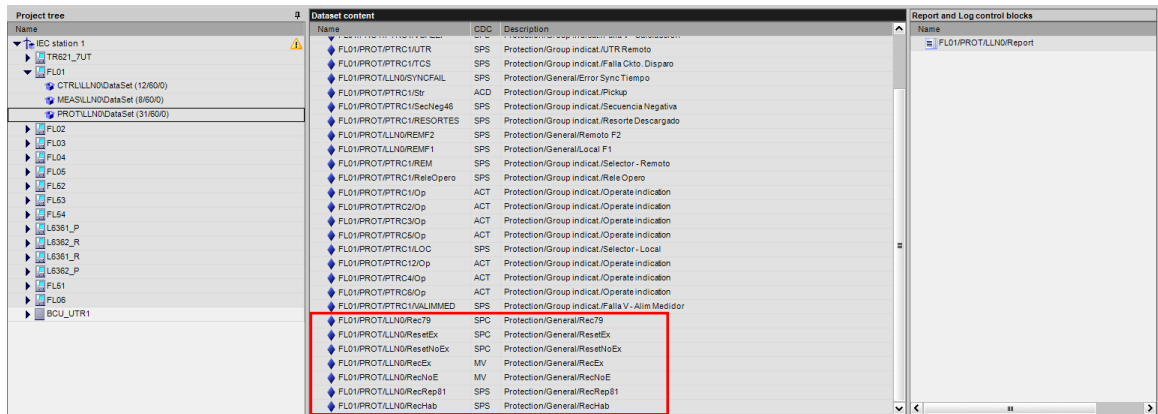
Nota: Fuente, elaboración propia

D. Configuración de comunicación IEC 61850

Luego de realizar los cambios en la configuración se procederá a realizar los cambios en el archivo de configuración CID en el software IEC 61850 System Configurator. Se deben verificar los Dataset y Report Control Block (RCB) existentes y mapear las nuevas señales análogas, digitales y de control de acuerdo con cada Dataset y configuración adecuada del RCB, finalizada la configuración se debe exportar el archivo CID del relé de protección para la integración al UCS, se debe considerar la edición del IEC61850 que está siendo utilizada en la UCS, puede ser Edición 1 o 2.

Figura 69

Entorno de desarrollo de IEC 61850 System Configurator, se agregan las nuevas señales a los Datasets



Nota: Fuente, elaboración propia

6.3.2.2. Relés de protección EFACEC TPU S430

Estos relés de protección son de la familia Serie 430 de la marca Efacec, a continuación, se describen las características más importantes para el desarrollo de la investigación:

- Entradas digitales: 20
- Entradas analógicas: 4 entradas de tensión, 4 entradas de corriente
- Salidas digitales: 20
- Protocolos de comunicación: IEC61850, Modbus TCP/IP, DNP 3.0
- Software: Automation Studio ENGINEER

Los cambios por realizar están relacionados a la creación de bloques de control y automatización y configuración de pantallas, se debe utilizar el software Automation Studio para la configuración del relé y la configuración de la comunicación IEC 61850.

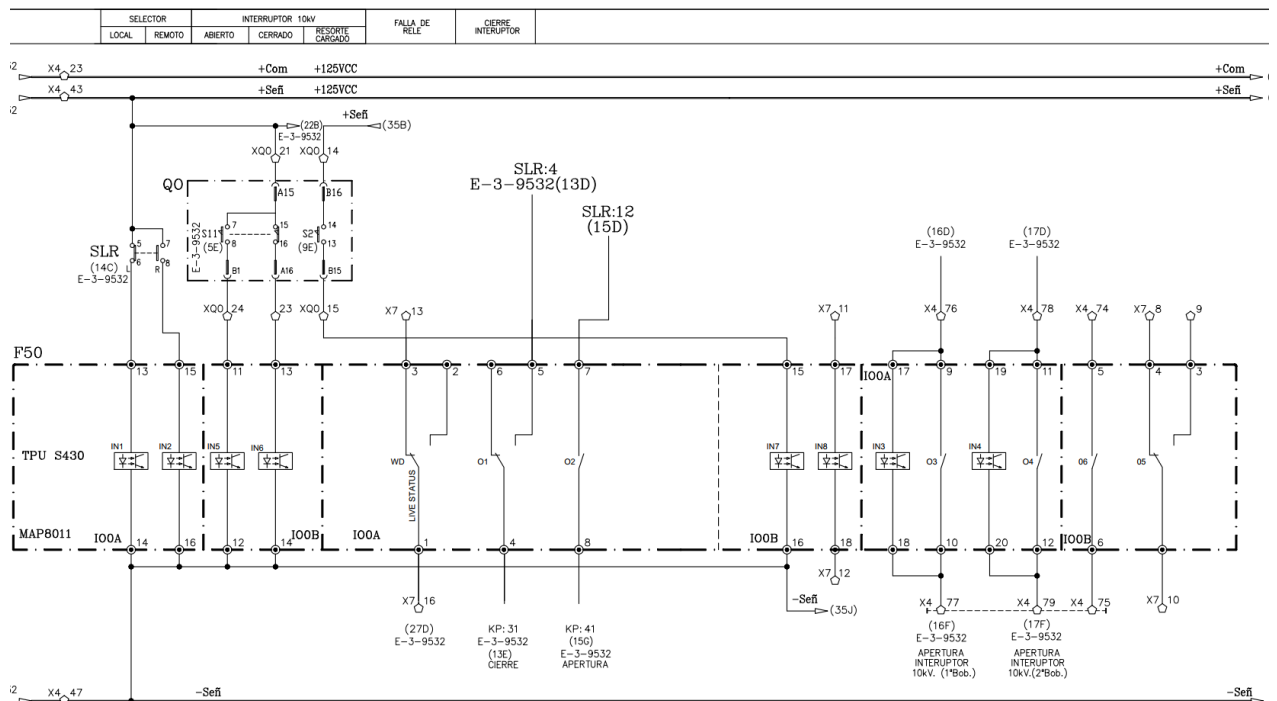
A. Esquema eléctrico:

En la figura 70 se muestra el esquema de conexionado de dicho relé, en estos relés no se proponen cambios en los esquemas por lo que se mantienen todo el cableado

correspondiente.

Figura 70

Esquema de relé Efacec TPU S430 de celda MI-01 10KV



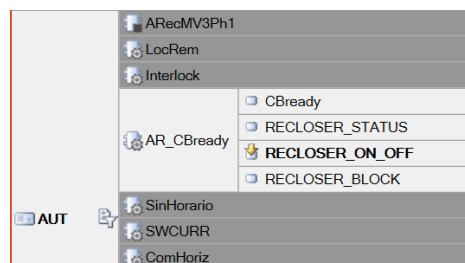
Nota: Fuente, elaboración propia

B. Configuración de lógicas y bloques de control:

Inicialmente se debe declarar las nuevas variables que serán utilizadas en la configuración, para ello se debe acceder a Resources de Configuration Settings y crear las variables que serán utilizadas para la configuración de los bloques.

Figura 71

Señales agregadas al bloque de función del usuario, señales de estatus y control

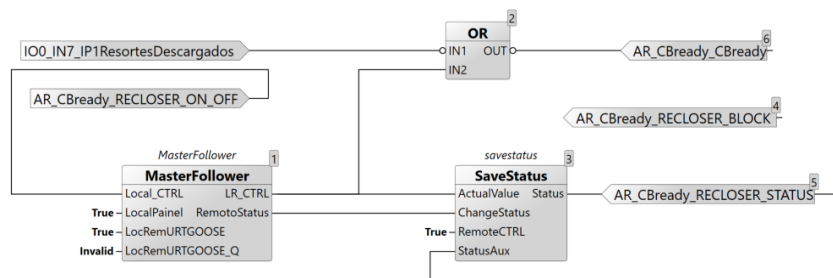


Nota: Fuente, elaboración propia

En la función Automation, Tasks se crea un bloque de automatización para el control del recierre local y remoto y su correspondiente envío de información al UCS y SCADA.

Figura 72

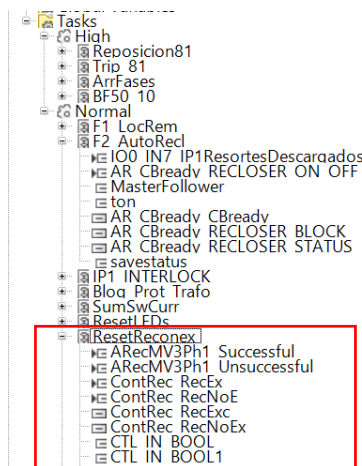
Bloque para habilitar y deshabilitar recierre por tecla F2 del relé de protección: RECLOSER_ON_OFF y uso de función MasterFollower



Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 73

Señales de bloque ResetReconex de Automation

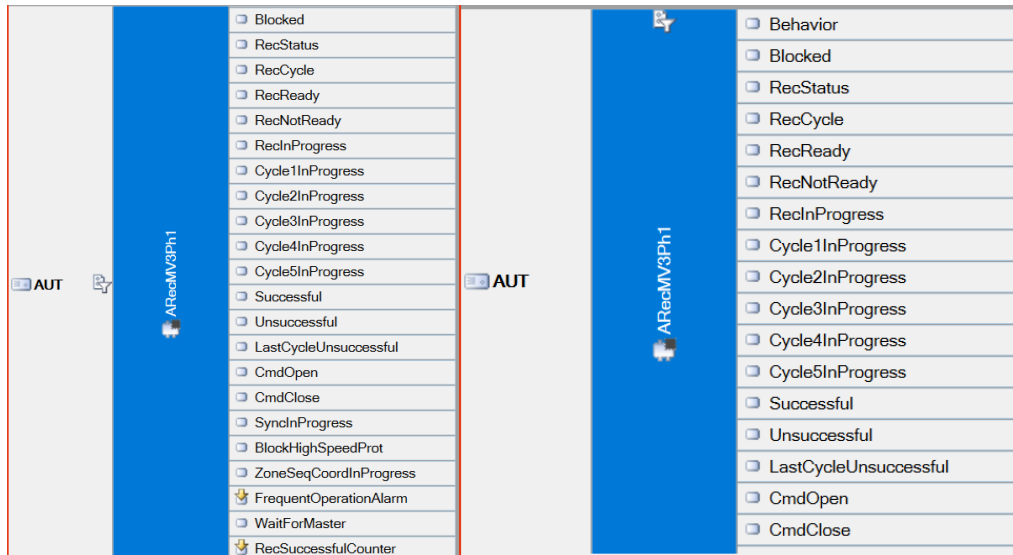


Nota: Fuente, elaboración propia

Los ajustes y señales de la función recierre se pueden verificar en el bloque AUT con el nombre ARecMV3Ph1.

Figura 74

Ajustes y señales referidas a los ajustes de la función recierre

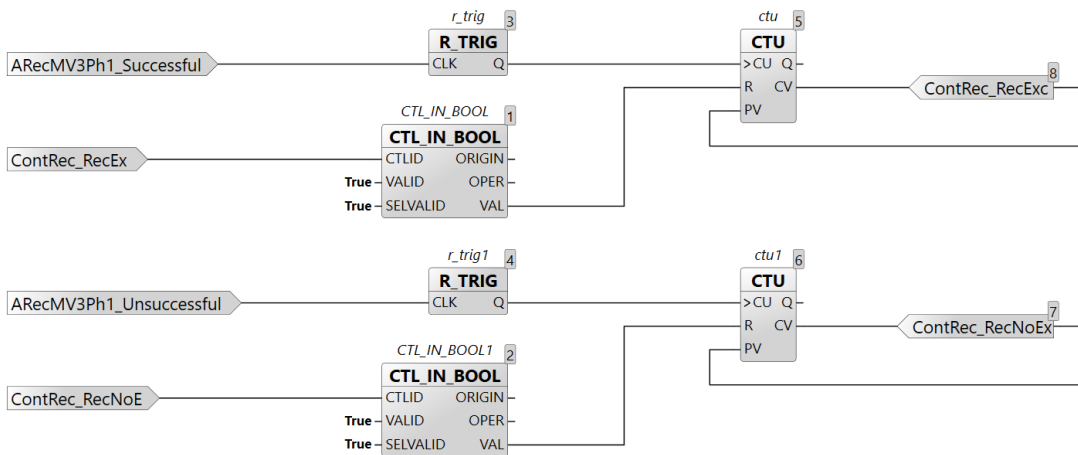


Nota: Fuente, elaboración propia

- Para la verificación del estado del recierre (habilitado, deshabilitado) se utiliza las señales del bloque de la función AR_CBready RECLOSER STATUS (ver figura 72) y es mapeado a las variables IEC 61850.
- Para el contador de recierre se utiliza la función CTU de los bloques lógicos del relé de protección, además dicha señal también es mapeada como una entidad análoga la cual es mapeada al UCS. Las señales ContRec_RecEx y ContRec_RecNoE son utilizados para reiniciar los contadores.

Figura 75

Diagrama de bloques para los contadores de recierres



Nota: Fuente, elaboración propia

C. Configuración de pantallas

Se agrega el control de recierre en las pantallas del relé de protección, para ello se definió el uso de los botones de función F2 para habilitar y deshabilitar, estas teclas son configuradas para el caso en que se pierda la comunicación entre la UCS y el relé de protección, es decir nivel 2 y 3 de automatización y sea necesario el control del recierre de forma local.

Figura 76

Configuración de tecla de función F2 para activación recierre

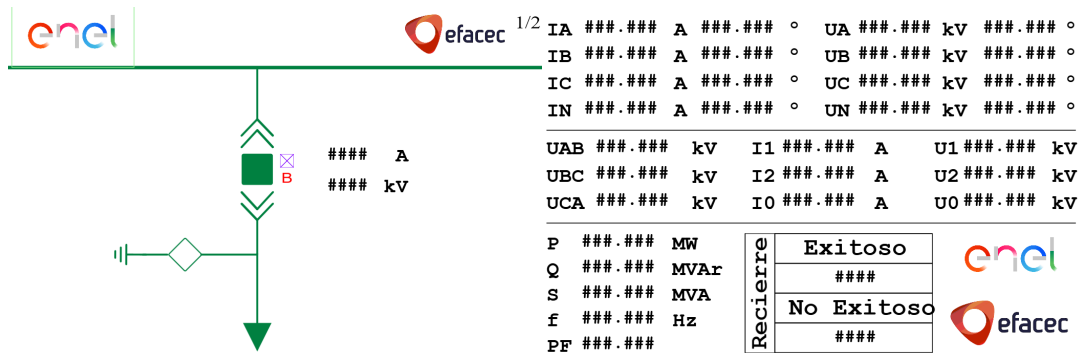
	CTRL	MEAS	IPROT	AUXPROT	AUT	ISUP	IRCD	IO	IEC61850	Relé Operó	Arr A	Arr B	Arr C	Disparo 50/51	Disparo 50N/51N	Disparo SEF	Disparo Min 81	Alarm 27+59	Recierre 79	TCS Actuo	Falla Alim Motor	Falla Tension	Falla Alim Medid	Res Descargados	Wdog Proteccion	F1	F2
PROT																											
AUXPROT																											
ARecMV3Ph1											X																
LocRem											X																
Interlock											X																
CBready											X	X															
RECLOSER_STATUS											X	X															S
RECLOSER_ON_OFF											X	X															C
RECLOSER_BLOCK											X	X															

Nota: Fuente, elaboración propia

Se definió en la pantalla el uso de un led indicando si está habilitado o deshabilitado el recierre, asimismo se han agregado los contadores de recierres como se muestran en la figura 77.

Figura 77

Pantallas de relé de protección TPU S430



Nota: Fuente, elaboración propia

D. Configuración de comunicación IEC 61850

Luego de realizar los cambios en la configuración se procede a realizar los cambios en el archivo de configuración CID en el software Automation Studio, en este archivo se validan los Dataset configurados y se mapean las nuevas señales análogas, digitales y de control, posteriormente estos Dataset se publican por el Report Control Block correspondiente, finalizada la configuración se realiza la integración al UCS con el mismo software.

Figura 78

Señales agregadas en el Dataset DSPROT01 para el reinicio de contadores recierres

#	Full Name	FC	Attributes
2	PROT/PHOC1PTOC2.Op	ST	8
3	PROT/PHOC1PTOC3.Op	ST	8
4	PROT/PHOC1PTOC4.Op	ST	8
5	PROT/GNDOC1PTOC1.Op	ST	6
6	PROT/GNDOC1PTOC2.Op	ST	6
7	PROT/GNDOC1PTOC3.Op	ST	6
8	PROT/GNDOC1PTOC4.Op	ST	6
9	PROT/NSOC1PTOC1.Op	ST	5
10	PROT/NSOC1PTOC2.Op	ST	5
11	PROT/NSOC1PTOC3.Op	ST	5
12	PROT/NSOC1PTOC4.Op	ST	5
13	PROT/SOTF1PIOCI.Op	ST	8
14	PROT/TPTRC1PTRC1.Op	ST	5
15	PROT/TPBF1RBRF1.OpEx	ST	5
16	PROT/TPTRC1PTRC1.SwFtr	ST	3
17	PROT/ContRecGAPC1.JSCSO01	ST	5
18	PROT/ContRecGAPC1.JSCSO02	ST	5

Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 79

Señales agregadas en el Dataset DSAUT01 para el estado de recierre y señales análogas de contador de recierres

#	Full Name	FC	Attributes
1	AUT/LocRemGAPC1.SPCSO01	ST	6
2	AUT/InterlockGAPC1.SPCSO01	ST	6
3	AUT/InterlockGAPC1.SPCSO02	ST	6
4	AUT/InterlockGAPC1.SPCSO03	ST	6
5	AUT/TPREC1RREC1.Blk	ST	3
6	AUT/TPREC1RREC1.RecPrg	ST	3
7	AUT/TPREC1RREC1.RecSuc	ST	3
8	AUT/TPREC1RREC1.RecUnSuc	ST	3
9	AUT/SinHorarioGAPC1.SPCSO01	ST	5
10	AUT/SWCURRGAPC1.BCRSO01	ST	5
11	AUT/SWCURRGAPC1.BCRSO02	ST	5
12	AUT/SWCURRGAPC1.BCRSO03	ST	5
13	AUT/AR_CBreadyGAPC1.SPCSO02	ST	5
14	AUT/TPREC1RREC1.CntSucRs	ST	6
15	AUT/TPREC1RREC1.CntUnSucRs	ST	6
16	AUT/ComHorizGAPC1.SPCSO01	ST	5

Nota: Fuente, elaboración propia

6.4. Esquemas eléctricos y configuración de dispositivos de control.

Los dispositivos de control en los que se modificarán los esquemas eléctricos y configuración se distinguirán de acuerdo con los tipos de subestaciones.

6.4.1. Esquemas eléctricos y configuración en subestaciones telecontroladas:

En estas subestaciones se propone la instalación de los siguientes dispositivos de control:

- PLC LOGO 8 con servidor Web.
- Pantalla HMI SIMATIC KP300.

Para entender la implementación propuesta, se describen los equipos instalados y la configuración a aplicar.

6.4.1.1. PLC LOGO 8 CON SERVIDOR WEB

El PLC propuesto a instalar en las subestaciones telecontroladas permitirá realizar el control de Habilitar y Deshabilitar los recierres, para ello primero se debe realizar las modificaciones en el cableado de los relés de protección que fueron descritas en el numeral 6.3.1, este dispositivo debe tener las siguientes características:

- Firmware 1.0 versión 2018 o mayor que tenga disponible el uso de pantallas de la familia SIMATIC por protocolo S7.
- Comunicación Ethernet.
- Entradas y salidas digitales entre 125 VDC a 220 VDC.
- Servidor WEB.

A continuación, se describen cada una de las etapas para el funcionamiento, configuración y comunicación del dispositivo.

A. Esquema eléctrico

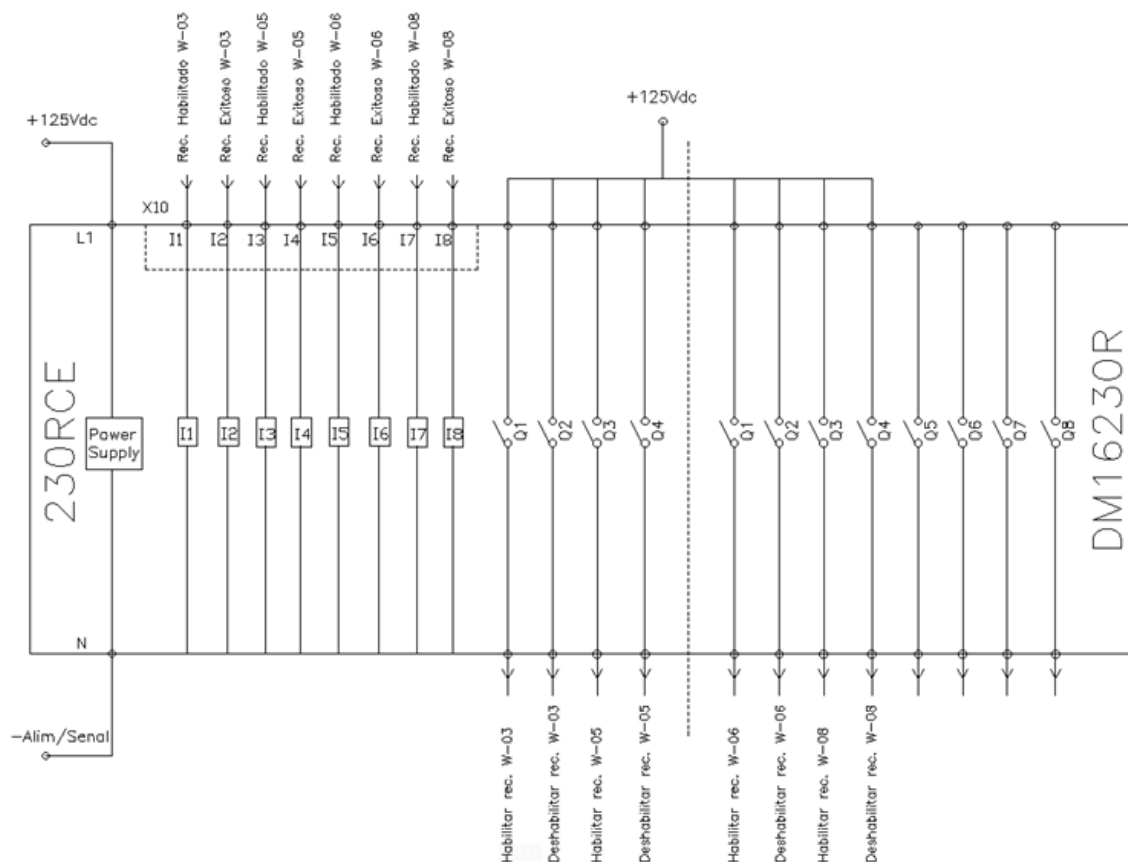
Dado que la tensión utilizada en el control y alarmas en la subestación es 125 VDC este equipo debe tener una configuración para dicho nivel de tensión y permitir el conexionado directo sin necesidad del uso de contactos auxiliares.

En la figura 80 se muestra el esquema de conexionado propuesto de dicho PLC, en este caso se distribuyen las entradas y salidas digitales de acuerdo con la cantidad de

equipos a controlar.

Figura 80

Ejemplo de esquema de conexionado PLC Logo 8 en subestación Zapallal, control de 4 celdas.



Nota: Fuente, elaboración propia

B. Configuración

Para configurar este PLC se utilizó el software LOGOSoft Comfort el cual es un software que permite la programación en GRAFCET el cual es una programación gráfica de fácil entendimiento, también es posible la programación en Ladder. Dado que la programación GRAFCET es la más utilizada se propone el uso de este, los bloques principales usados en el software son:

- **Entradas digitales (I):** sirve para la adquisición de las señales externas, al PLC pueden conectarse hasta 24 inputs utilizando los bloques de expansión DM16 230R,

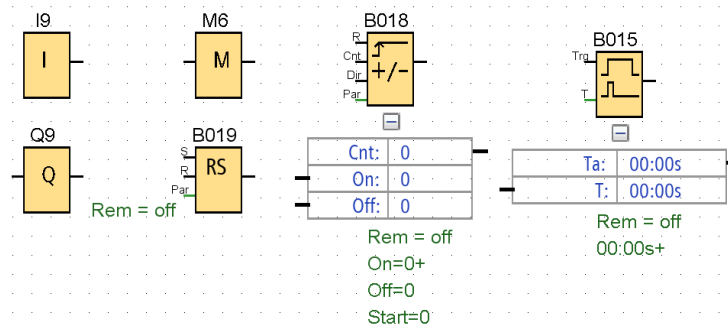
el módulo principal Logo por defecto tiene 08 inputs, de acuerdo con cada subestación a intervenir se deben adquirir los bloques de expansión necesarios, en aquellas subestaciones con mayor cantidad de circuitos se pueden instalar 2 PLC con módulos ampliación.

- **Salidas digitales (Q):** sirve para envío de señales externas mediante los contactos tipo relé del PLC, al PLC pueden conectarse hasta 20 outputs utilizando los bloques de expansión el módulo principal Logo por defecto tiene 04 outputs.
- **Relé autoenclavador (RS):** son usados para realizar el enclavamiento del recierre en el caso de que algunos relés no consideren en su programación, tal como el DPU2000R de ABB.
- **Salida de impulsos:** son usados como temporizador para mantener por un segundo la señal de activación de recierre para que el relé pueda asegurar la activación por el flanco de subida.
- **Contador adelante/atrás:** son utilizados para almacenar la cantidad de recierres exitosos y mostrarlos en la pantalla y en el HMI del servidor web.
- **Marcas (M):** Los bloques de marcas devuelven en su salida la señal de entrada. LOGO! 0BA8 dispone de 64 marcas digitales (M1 a M64) y 64 marcas analógicas (AM1 a AM64).

Se utilizarán las marcas para realizar la integración con el servidor web y la pantalla HMI.

Figura 81

Bloques utilizados en la configuración de LOGO

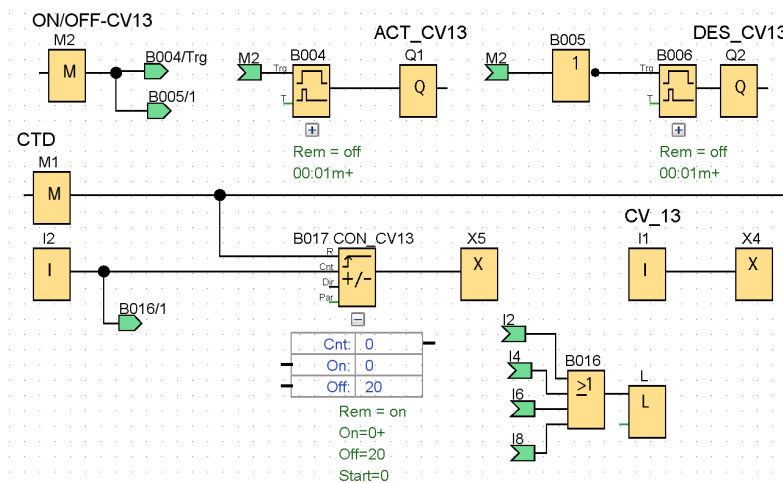


Nota: Fuente, elaboración propia

En la figura 82 se muestra los bloques programados para los relés de la marca SEL351, ABB REF630 y SIEMENS 7SJ621.

Figura 82

Bloques para configuración de relés, habilitar recierre, contador de recierre

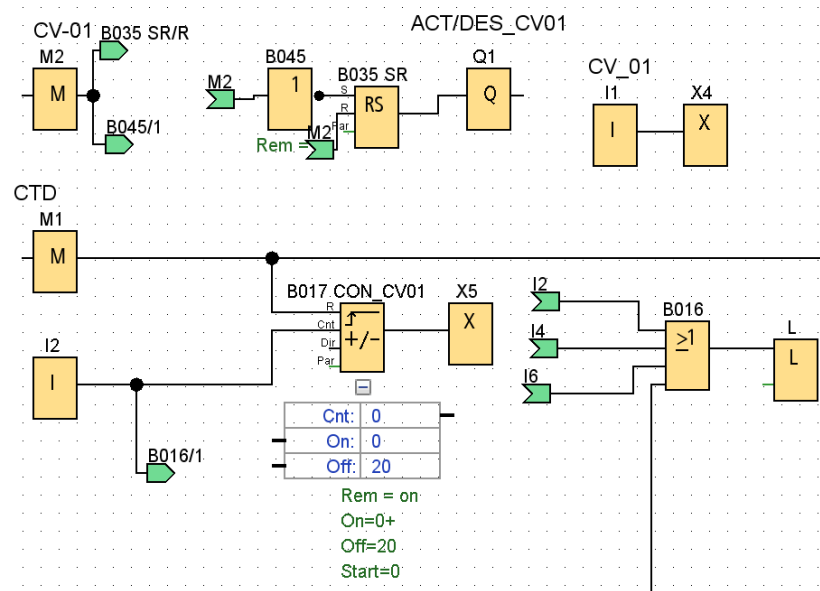


Nota: Fuente, elaboración propia

Para los relés de la marca ABB DPU2000R la programación cambia debido a que el enclavamiento de habilitar y deshabilitar recierres se encuentra en el PLC, en la figura 83 se muestran los detalles.

Figura 83.

Bloques para configuración de relés DPU2000R con uso de RS



Nota: Fuente, elaboración propia

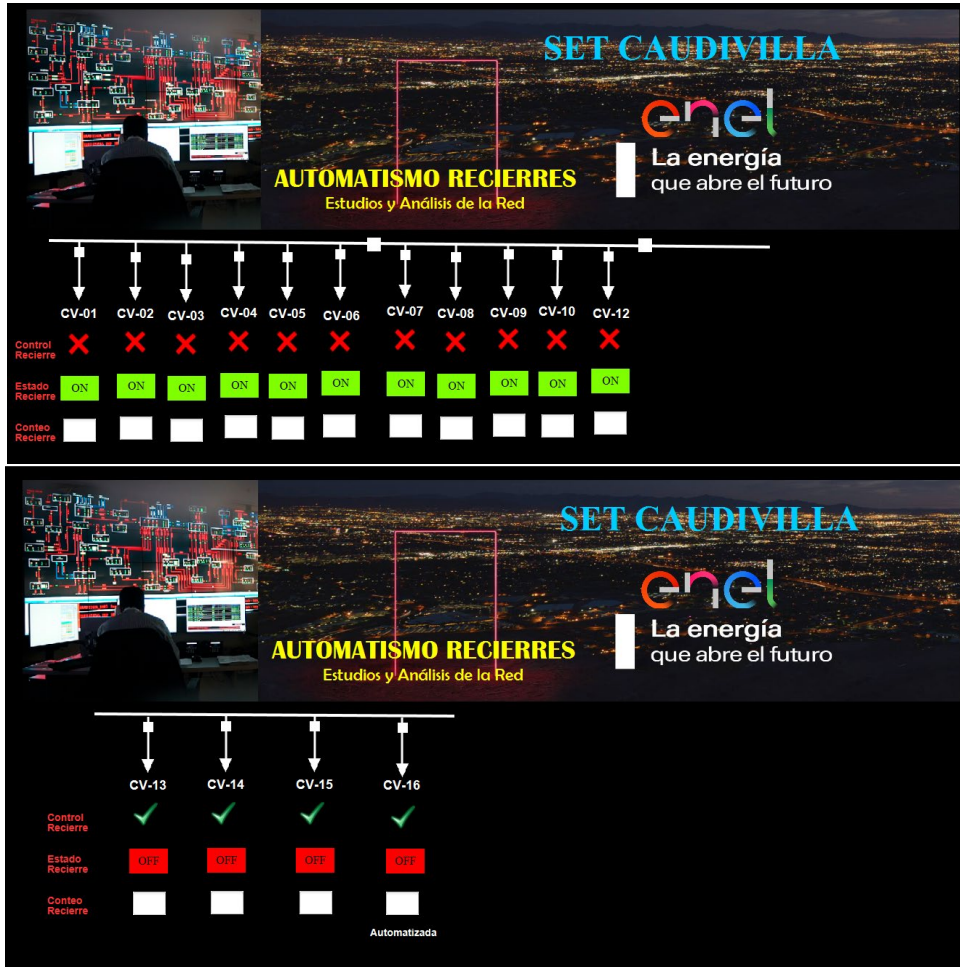
C. Servidor Web

El PLC Logo de Siemens tiene la opción de servidor web y utiliza una microSD en su ranura para almacenar la configuración, se programa la interfaz web con el software LOGO Web Editor (LWE) en el cual se configura el control del recierre, verificación de estado de recierre y contador recierres. Este servidor web se propone para el uso en el centro de control en el cual se accede por una dirección IP asignada a cada Logo.

En la pantalla se dibuja similar al unifilar de la subestación identificando los circuitos donde se encuentra implementado el recierre

Figura 84

Ejemplo de configuración de pantalla de la subestación Caudivilla en el que se usan 2 PLCs debido a la cantidad de circuitos



Nota: Fuente, elaboración propia

El servidor web debe ser desarrollado para cada subestación dependiendo de la cantidad de circuitos y el tipo de relé a integrar en el servidor web. Finalmente se propone una página principal en el centro de control que acceda a todos los PLCs de las subestaciones. Se muestra en la figura 85 la interfaz del operador de CC que se propone.

Figura 85

Pantalla integradora de todos los PLCs propuesta a instalarse en CC.



Nota: Fuente, elaboración propia

6.4.1.2. PANTALLA HMI SIMATIC KP300

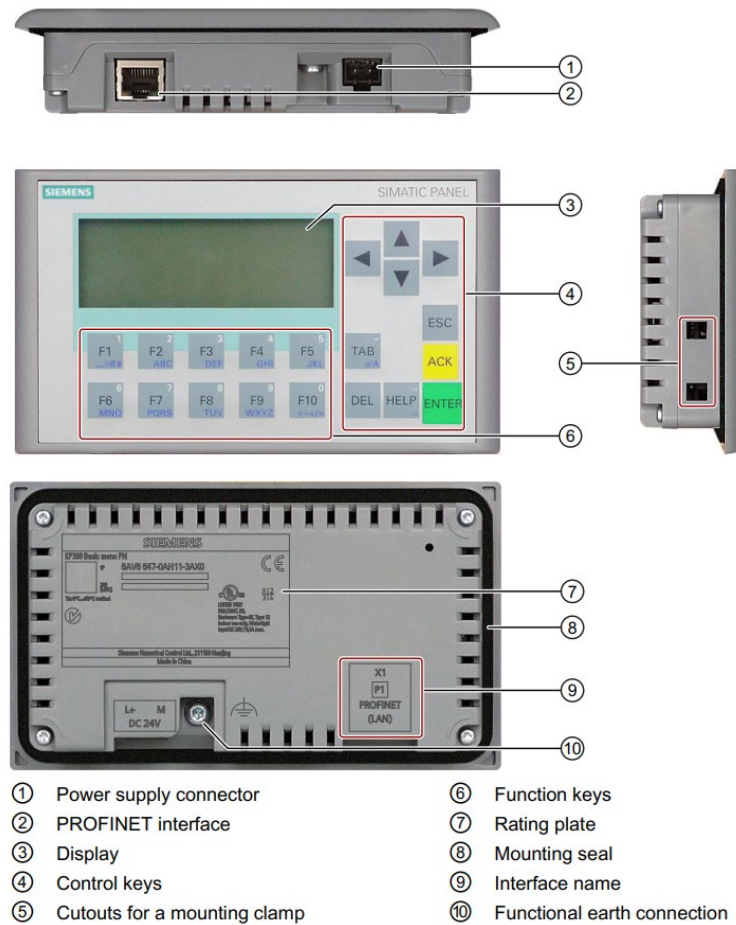
Se propone instalar una pantalla de la marca Siemens de la familia SIMATIC modelo KP300 en la subestación telecontrolada para el control del recierre por parte del operador de campo, la pantalla utilizada es de la marca SIEMENS de la familia SIMATIC de 3.5 pulgadas horizontal monocromática, en esta pantalla se deben integrar los estados y mandos del PLC Logo, para la configuración se utiliza el software **Tia Portal** de Siemens. A continuación, se describen cada una de las etapas para el funcionamiento, configuración y comunicación del dispositivo.

A. Esquema eléctrico

La pantalla HMI Simatic debe ser alimentada del circuito de control de la subestación con una tensión de 125Vdc y conectarse a los switches de la sala de control de la subestación.

Figura 86

Pantalla HMI Simatic, conexión de puertos y alimentación.



Nota: Fuente, Operating Instructions HMI devices Basic Panels, Siemens

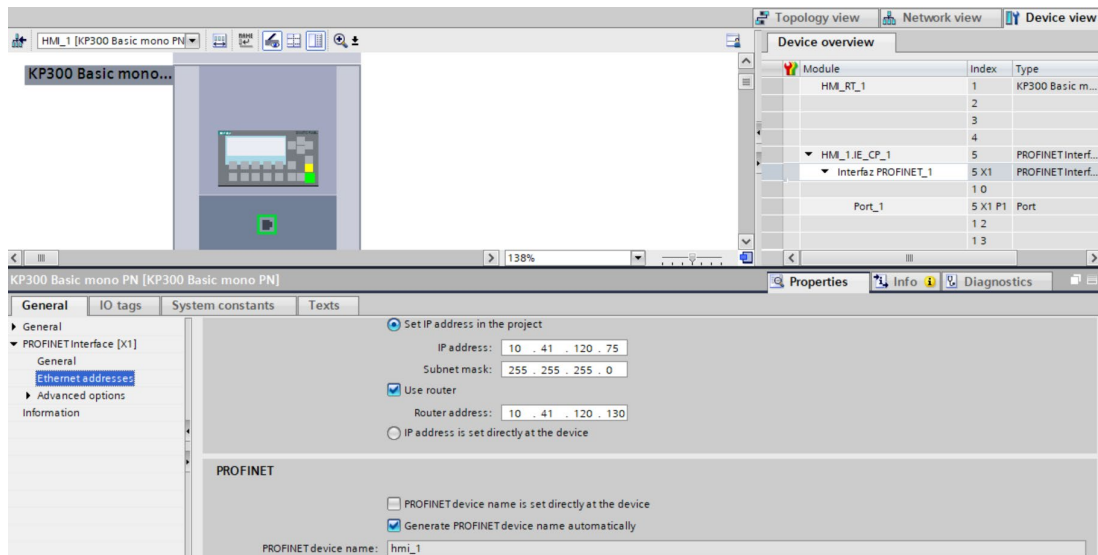
B. Configuración comunicación PLC y Pantalla HMI SIMATIC:

Para realizar la comunicación deben conectarse en una red de comunicación, pueden estar conectadas punto a punto o conectadas en un switch, para el caso de las subestaciones telecontroladas cuentan con switches a los cuales se conectarán los equipos. Se debe asignar a cada dispositivo una dirección IP, una máscara y un número de Gateway para la comunicación remota. La comunicación entre ambos dispositivos se realiza mediante el protocolo Profinet de Siemens. A continuación, se muestra como ejemplo la configuración propuesta para la subestación Caudivilla, en el cual por la cantidad de relés que tiene dicha sala cuenta, se propone el uso de 2 dispositivos Logo y un HMI KP300 conectados a los switches de la subestación. El logo 1, 2 y HMI deben encontrarse

en la misma red de la subestación con IPs diferentes como se muestra en la figura 87, debe asignarse a cada comunicación con el Logo un nombre para identificarlo en la configuración de las comunicaciones.

Figura 87

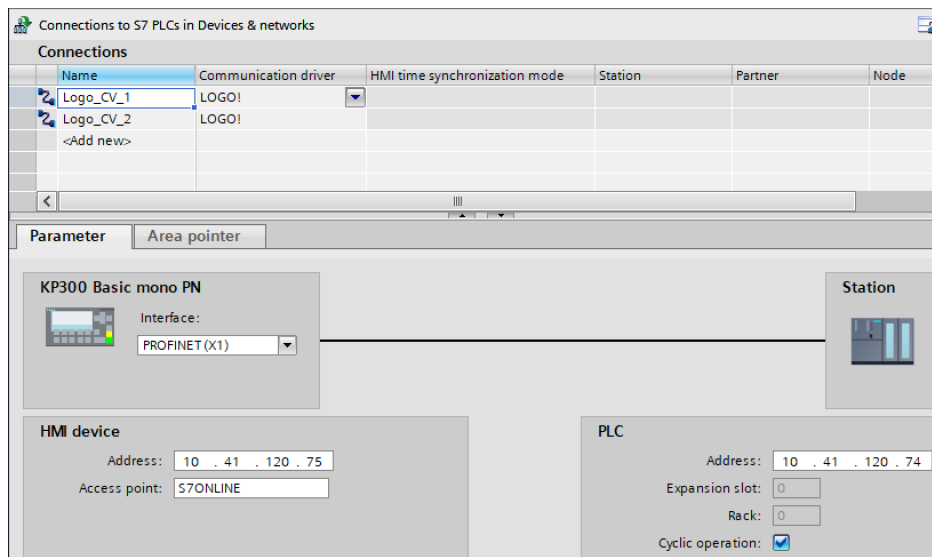
Configuración Profinet e IP en HMI KP300



Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 88

Configuración de comunicación entre Logo 8 y HMI KP300



Nota: Fuente, elaboración propia

C. Configuración bloques y lógica para comunicación PLC y Pantalla HMI SIMATIC

Una vez culminado la programación por bloques en el PLC de logo se debe enlazar las variables del logo a los tags del HMI KP300, la comunicación S7 de Siemens ya tiene establecido una dirección para las variables de entradas, salidas y marcas del logo 8, adicional debe agregarse a los tags del HMI las direcciones de los contadores definidas en la memoria variable del logo, se muestra a continuación todos los tags del HMI KP300 enlazados del Logo 8.

Figura 89

Ejemplo de los tags configurados en HMI K300 de 2 PLCs de Caudivilla

Tabla de variables estándar								
Name	Data type	Connection	PLC name	PLC tag	Address	Access mode	Acquisition cycle	
CV09	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	I 2.0	<absolute access>	100 ms	
CV08	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	I 1.6	<absolute access>	100 ms	
CV07	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	I 1.4	<absolute access>	100 ms	
CV06	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	I 1.2	<absolute access>	100 ms	
CV05	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	I 1.0	<absolute access>	100 ms	
CV04	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	I 0.6	<absolute access>	100 ms	
CV03	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	I 0.4	<absolute access>	100 ms	
CV02	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	I 0.2	<absolute access>	100 ms	
CV01	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	I 0.0	<absolute access>	100 ms	
CONT_CV16	DWord	Logo_CV_2		<Undefined>	VD 12	<absolute access>	1 s	
CONT_CV15	DWord	Logo_CV_2		<Undefined>	VD 8	<absolute access>	1 s	
CONT_CV14	DWord	Logo_CV_2		<Undefined>	VD 4	<absolute access>	1 s	
CONT_CV13	DWord	Logo_CV_2		<Undefined>	VD 0	<absolute access>	1 s	
CONT_CV12	DWord	Logo_CV_1		<Undefined>	VD 40	<absolute access>	1 s	
CONT_CV10	DWord	Logo_CV_1		<Undefined>	VD 36	<absolute access>	1 s	
CONT_CV09	DWord	Logo_CV_1		<Undefined>	VD 32	<absolute access>	1 s	
CONT_CV08	DWord	Logo_CV_1		<Undefined>	VD 28	<absolute access>	1 s	
CONT_CV07	DWord	Logo_CV_1		<Undefined>	VD 24	<absolute access>	1 s	
CONT_CV06	DWord	Logo_CV_1		<Undefined>	VD 20	<absolute access>	1 s	
CONT_CV05	DWord	Logo_CV_1		<Undefined>	VD 16	<absolute access>	1 s	
CONT_CV04	DWord	Logo_CV_1		<Undefined>	VD 12	<absolute access>	1 s	
CONT_CV03	DWord	Logo_CV_1		<Undefined>	VD 8	<absolute access>	1 s	
CONT_CV02	DWord	Logo_CV_1		<Undefined>	VD 4	<absolute access>	1 s	
CONT_CV01	DWord	Logo_CV_1		<Undefined>	VD 0	<absolute access>	1 s	
bckgmd	Int	<internal tag>		<Undefined>			1 s	
ACT_CV16	Bool	Logo_CV_2		<Undefined>	M 0.4	<absolute access>	1 s	
ACT_CV15	Bool	Logo_CV_2		<Undefined>	M 0.3	<absolute access>	1 s	
ACT_CV14	Bool	Logo_CV_2		<Undefined>	M 0.2	<absolute access>	1 s	
ACT_CV13	Bool	Logo_CV_2		<Undefined>	M 0.1	<absolute access>	1 s	
ACT_CV12	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	M 1.4	<absolute access>	1 s	
ACT_CV10	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	M 1.3	<absolute access>	1 s	
ACT_CV09	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	M 1.2	<absolute access>	1 s	
ACT_CV08	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	M 1.1	<absolute access>	1 s	
ACT_CV07	Bool	Logo_CV_1		<Undefined>	M 1.0	<absolute access>	1 s	

Nota: Fuente, elaboración propia

Se debe declarar todas las variables que serán utilizadas en el despliegue de las pantallas y tener cuidado con el tipo de variable asignada. El tipo booleano debe ser utilizada para entradas digitales y Marcas, VMWORD debe ser utilizada para los contadores.

D. Configuración de despliegue de pantallas

Las pantallas propuestas deben ser configuradas con las siguientes características:

- **Página inicial:** muestra el nombre de la subestación, se programa la tecla F1 para ir al menú principal donde se encuentran todos los circuitos.

Figura 90

Ejemplo de panel principal HMI Caudivilla



Nota: Fuente, elaboración propia

- **Página Principal:** aquí se muestran todos los circuitos en los cuales se podrá activar el recierre, se pueden considerar varias pantallas dependiendo de la cantidad de circuitos a controlar.

Figura 91

Ejemplo de selección de circuitos de HMI Caudivilla



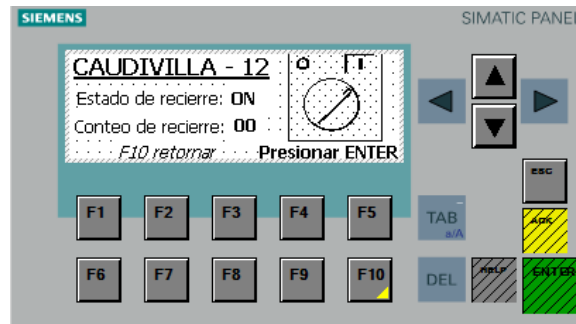
Nota: Fuente, elaboración propia

- **Página control recierre:** en esta página se agrega un botón para el control del recierre; al presionar la tecla Enter en el control de cada circuito se cambiará el bit de

la señal Habilitar recierre del Logo cableado al relé, se tiene una confirmación visual del recierre activo y el contador de recierre del bloque configurado en los PLCs.

Figura 92

Ejemplo de control del recierre del alimentador Caudivilla – 12



Nota: Fuente, elaboración propia

6.4.2. Esquemas eléctricos y configuración de Subestaciones automatizadas:

Se propone la intervención en la Unidad Central de Subestación (UCS) y en el HMI. En esta etapa se abarca la configuración de los protocolos de comunicación de dichas subestaciones y los cambios a realizarse en las pantallas del HMI de la subestación.

Para entender la implementación propuesta, se describen los cambios a realizar:

6.4.2.1. Unidad Central de Subestación (UCS)

Luego de los cambios propuestos en la configuración de los relés de protección y la generación de los nuevos archivos CID, estos deben ser agregados al software de configuración del UCS para su integración.

Las subestaciones automatizadas de Enel Distribución cuentan con UCS de la marca EFACEC, los modelos son las UC500, UC500E. Para realizar modificaciones en su programación se debe utilizar el software Automation Studio.

A. Configuración de comunicación IEC 61850 para integrar los relés con la UCS

Inicialmente debe agregarse los archivos CID actualizados de los relés de

protección que se integrarán al software Automation Studio, modificar la base de datos de señales del UCS y mapear estas nuevas señales que serán utilizadas en el HMI.

En la figura se muestra las nuevas señales agregadas al UCS.

Figura 93

Señales digitales agregadas al UCS referente a un relé de protección

Id	Sub-type	MMS Data Parameter	Interrogativ	Description	State 0 Desc.	State 1 Desc.
MRT FL01 F1SNC	Single	SimHorarioGAPC1\$ST\$SPCSO01\$stVal	(None)	SINCRONIZADO CO...	FALLA	NORMAL
MRT FL01 IP1PA	Single	InterlockGAPC1\$ST\$SPCSO01\$stVal	(None)	IP1 PERMISSION APE...	NO AUTORIZA...	AUTORIZADO
MRT FL01 IP1PC	Single	InterlockGAPC1\$ST\$SPCSO02\$stVal	(None)	IP1 PERMISSION CIE...	NO AUTORIZA...	AUTORIZADO
MRT FL01 IP1PM	Single	InterlockGAPC1\$ST\$SPCSO03\$stVal	(None)	IP1 PERMISSION MA...	NO AUTORIZA...	AUTORIZADO
MRT FL01 MCRPIR	Single	LogRemGAPC1\$ST\$SPCSO01\$stVal	(None)	PANEL	REMOTO	LOCAL
MRT FL01 MCRBO	Single	TPREC1RREC1\$ST\$SBK\$stVal	(None)	79 RECIERRE	NORMAL	BLOQUEADA
MRT FL01 MCREN	Single	TPREC1RREC1\$ST\$RecPro\$stVal	(None)	79 RECIERRE	NORMAL	EN CURSO
MRT FL01 MCREX	Single	TPREC1RREC1\$ST\$RecSuc\$stVal	(None)	79 RECIERRE	NORMAL	EXITOSA
MRT FL01 MCRFL	Single	TPREC1RREC1\$ST\$RecUnSuc\$stVal	(None)	79 RECIERRE	NORMAL	FALLADA
MRT FL01 MCRST	Single	AR CBreadvGAPC1\$ST\$SPCSO02\$stVal	(None)	79 RECIERRE	OFF	ON

Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 94.

Señal del control de recierre agregadas al UCS de relé de protección

Id	MMS Data Parameter	Sub-type	Sel/Exec	Value	IEC Type	Enhanced Security	Timeout	Description
MRT FL01 MCROF	AR CBreadvGAPC1\$CO\$SPCSO03	Command	<input type="checkbox"/>	1	Operate Service	<input type="checkbox"/>	20s	RECONEXION OFF
MRT FL01 MCRON	AR CBreadvGAPC1\$CO\$SPCSO03	Command	<input type="checkbox"/>	0	Operate Service	<input type="checkbox"/>	20s	RECONEXION ON

Nota: Fuente, elaboración propia

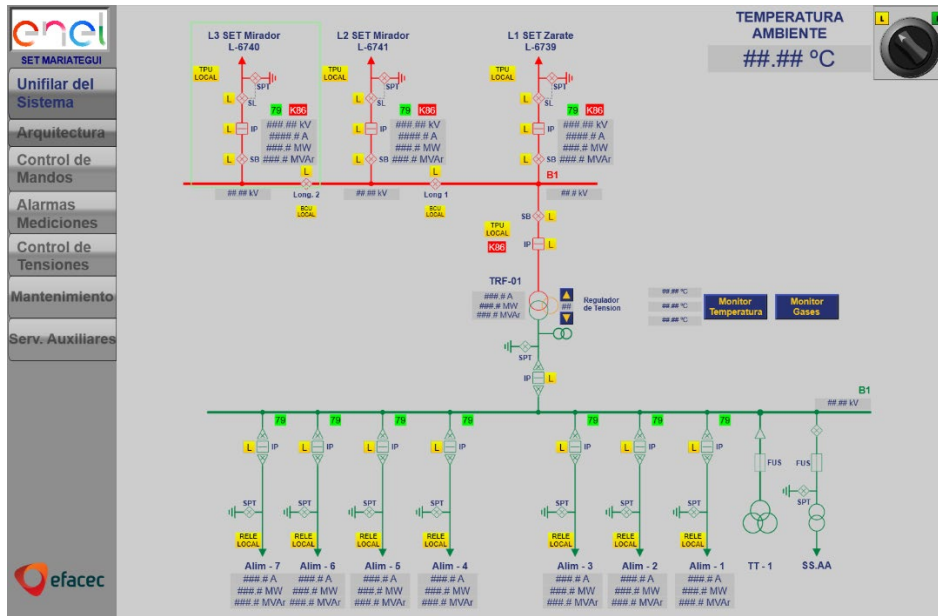
B. Configuración pantalla HMI

Para las modificaciones de las pantallas del HMI se utiliza el mismo software de programación del UCS, aquí se añaden las señales mapeadas y se agregan en la pantalla principal para el control del recierre se agregó un botón con señalización de 79 el cual despliega el mando del recierre y además el estado de dicha función.

Los contadores de recierres han sido agregados también en la pantalla de alarmas de cada circuito tal como se muestra en la figura 95

Figura 95

Unifilar de subestación Mariátegui con circuitos de 10 kV con control de recierre 79



Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 96

Pantalla de alarmas de un circuito con contador de recierres y reinicio de la función.



Nota: Fuente, elaboración propia

C. Configuración de comunicación DNP3 para integrar hasta centro de control

En esta etapa se debe agregar las nuevas señales del recierre de los relés de protección mapeado por IEC 61850 al mapeo DNP3, se asignará un Object Address para cada señal y este será utilizado posteriormente en la integración al SCADA, se define el mapeo de acuerdo con el tipo de señal agregada, digitales, control. En el caso de Enel Distribución las señales son enviadas de forma agrupada hasta centro de control.

Figura 97

Señales digitales agregadas al mapeo DNP3 del estado del recierre

Entity	Description	Object Address	Timetag Policy	Acquisiti	Timetag	Conversion
MRT UC5 CCACA	ALARMA TIPO CA	1	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT UC5 CCACC	ALARMA TIPO CC	2	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT UC5 CCACM	ALARMA TIPO COM	3	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT UC5 KXDR	LLAV/ MANDO SUBESTACION	75	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DAC1 CCA4	ALARMA TIPO 4	52	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DAC1 MCP1R	PANFI	74	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DAC1 SB1ST	SB1 STATUS	100	Always, local date wh...	Class 1		Double to One Simple
MRT DAC1 SB2ST	SB2 STATUS	101	Always, local date wh...	Class 1		Double to One Simple
MRT DAC1 SB3ST	SB3 STATUS	102	Always, local date wh...	Class 1		Double to One Simple
MRT DL01 CCA1	ALARMA TIPO 1	4	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL01 CCA2A	ALARMA TIPO 2A	5	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL01 CCA4	ALARMA TIPO 4	6	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL01 IP6ST	IP6 STATUS	103	Always, local date wh...	Class 1		Double to One Simple
MRT DL01 MCP1R	PANFI	66	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL01 MCRST	79 RECIERRE	61	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL01 SB1ST	SB STATUS	104	Always, local date wh...	Class 1		Double to One Simple
MRT DL01 SL1ST	SL STATUS	105	Always, local date wh...	Class 1		Double to One Simple
MRT DL01 ST1ST	SPT STATUS	106	Always, local date wh...	Class 1		Double to One Simple
MRT DL02 CCA1	ALARMA TIPO 1	7	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL02 CCA2A	ALARMA TIPO 2A	8	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL02 CCA4	ALARMA TIPO 4	9	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL02 IP6ST	IP6 STATUS	107	Always, local date wh...	Class 1		Double to One Simple
MRT DL02 MCP1R	PANFI	65	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL02 MCRST	79 RECIERRE	62	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL02 SB1ST	SB STATUS	108	Always, local date wh...	Class 1		Double to One Simple
MRT DL02 SL1ST	SL STATUS	109	Always, local date wh...	Class 1		Double to One Simple
MRT DL02 ST1ST	SPT STATUS	110	Always, local date wh...	Class 1		Double to One Simple
MRT DL03 CCA1	ALARMA TIPO 1	10	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL03 CCA2A	ALARMA TIPO 2A	11	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL03 CCA4	ALARMA TIPO 4	12	Always, local date wh...	Class 1		No Conversion
MRT DL03 IP6ST	IP6 STATUS	111	Always, local date wh...	Class 1		Double to One Simple

Nota: Fuente, elaboración propia

Figura 98

Señales de control del recierre agregadas al mapeo DNP3

Entity	Description	Object	Value
MRT DAC1 RST	RESET UC500	1	1
MRT DAC1 MCB10	SB1 ABRIR	2	0
MRT DAC1 MCB11	SB1 CERRAR	2	1
MRT DAC1 MCB20	SB2 ABRIR	3	0
MRT DAC1 MCB21	SB2 CERRAR	3	1
MRT DAC1 MCB30	SB3 ABRIR	4	0
MRT DAC1 MCB31	SB3 CERRAR	4	1
MRT DL01 IP6ABR	IP6 ABRIR	5	0
MRT DL01 IP6CER	IP6 CERRAR	5	1
MRT DL01 MCC86	RESET K86	6	1
MRT DL01 MCROF	RECONEXION OFF	7	1
MRT DL01 MCRON	RECONEXION ON	7	0
MRT DL01 SB1ABR	SB ABRIR	8	0
MRT DL01 SB1CER	SB CERRAR	8	1
MRT DL01 SL1ABR	SL ABRIR	9	0
MRT DL01 SL1CER	SL CERRAR	9	1
MRT DL01 ST1ABR	SPT ABRIR	10	0
MRT DL01 ST1CER	SPT CERRAR	10	1
MRT DL02 IP6ABR	IP6 ABRIR	11	0
MRT DL02 IP6CER	IP6 CERRAR	11	1
MRT DL02 MCC86	RESET K86	12	1
MRT DL02 MCROF	RECONEXION OFF	13	1
MRT DL02 MCRON	RECONEXION ON	13	0
MRT DL02 SB1ABR	SB ABRIR	14	0
MRT DL02 SB1CER	SB CERRAR	14	1

Nota: Fuente, elaboración propia

6.5. Comunicación remota con Centro de Control y SCADA

Para culminar con la implementación del control y monitoreo remoto de la funcionalidad del recierre se propone utilizar los medios de comunicación existentes en las subestaciones tales como routers, fibra óptica, enlace microondas, enlace satelital etc. para la comunicación con los dispositivos instalados o a instalar en las subestaciones. A continuación, se resume la configuración en cada tipo de subestaciones.

6.5.1. Comunicación remota en subestaciones telecontroladas

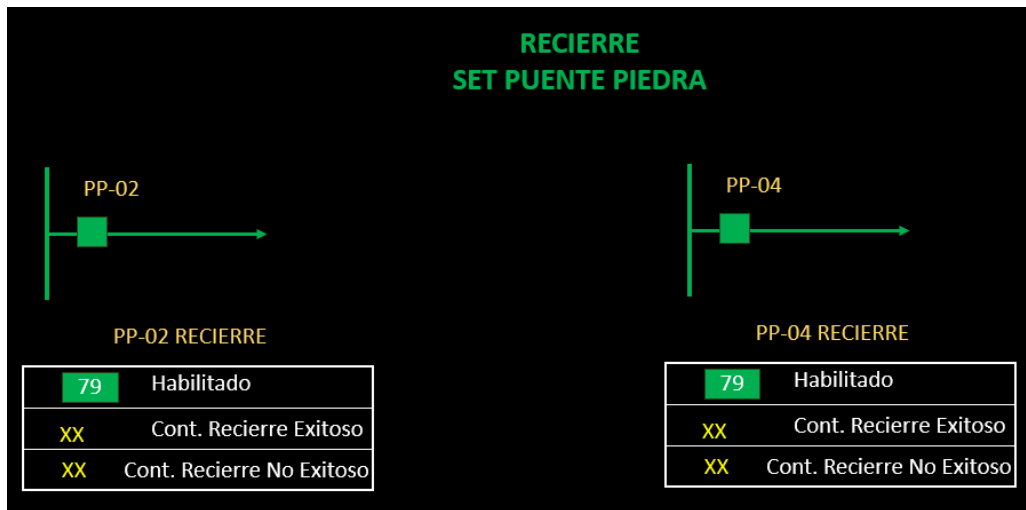
Para la comunicación remota en las subestaciones controladas se debe asignar una dirección IP y Gateway a cada PLC que se propone instalar en las subestaciones. En este caso el PLC debe ser conectado a los switches de las subestaciones permitiendo la comunicación vía Web Server de los PLCs. En estas subestaciones no se propone la integración al SCADA dado que los PLCs propuestos no disponen de protocolo DNP3 o IEC104.

6.5.2. Comunicación remota en subestaciones automatizadas

Para la comunicación remota en las subestaciones automatizadas con las funcionalidad recierre se propuso en el numeral 6.4.2.1 la integración de nuevas señales al UCS y actualización de la lista DNP3 con respecto a señales digitales y mandos, estas señales deben ser integradas al SCADA, en el caso de Enel Distribución cuenta con el SCADA SPECTRUM de Siemens, para integrar dichas señales DNP3 al SCADA se propone contratar el servicio de especialistas en el SCADA para agregar dichas señales y además actualizar el HMI de Enel Distribución. En la siguiente figura se muestra un ejemplo la propuesta de actualización del HMI del SCADA SPECTRUM respecto a las señales de recierre.

Figura 99

Propuesta de actualización de HMI SCADA SPECTRUM, función recierre



Nota: Fuente, elaboración propia

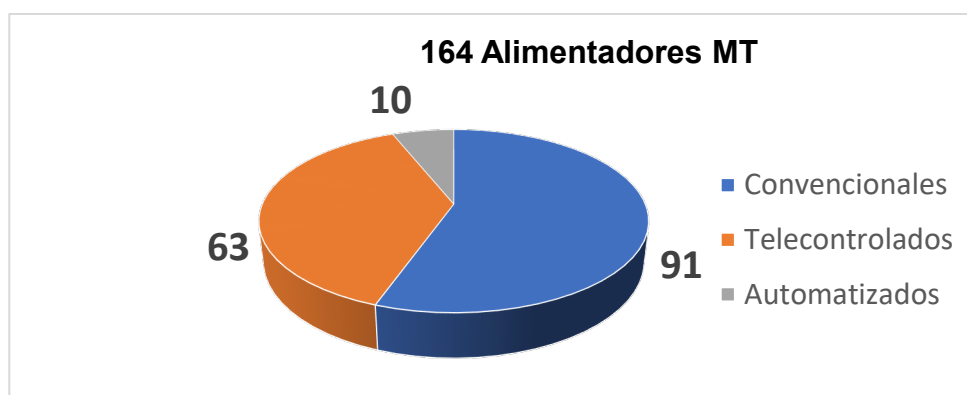
Capítulo VII. Análisis y discusión de resultados

7.1. Validación de la Hipótesis general

Se validó que “el diseño del esquema de reconexión y sistema automatizado que se aplicaría a 164 alimentadores de la compañía de distribución eléctrica Enel Distribución Perú permitirá mejorar el nivel de monitoreo y control del estado de recierres automáticos”. La compañía cuenta con 525 alimentadores al 2020 de los cuales en ningún alimentador se monitorea y controla actualmente el estado del recierre; al implementar el diseño propuesto se contará con el 32% de los alimentadores con la función recierre monitoreada y controlada, de los cuales se abarcaría 63 redes telecontroladas, 91 redes convencionales y 10 redes automatizados.

Figura 100

Redes eléctricas MT propuestas para función recierre



Nota: Fuente, elaboración propia

7.2. Validación de la Hipótesis específica 1

Se validó que “la aplicación de adecuados criterios de selección de los alimentadores para el esquema de reconexión permite el monitoreo y control del estado de los recierres automáticos en los circuitos de media tensión de las empresas de distribución eléctrica”.

Para el caso de la compañía Enel Distribución se contemplaron 5 criterios fundamentales los cuales fueron los siguientes:

1. Alimentadores críticos por los indicadores SAIFI y SAIDI
2. Redes mixtas con mayor porcentaje de redes aéreas
3. Redes en mal estado se excluyeron.
4. Exclusión de redes con incumplimiento de DMS
5. Cantidad de clientes conectados al alimentador.

Estos criterios se utilizaron para seleccionar los 164 alimentadores en el que se monitoreará y controlará el estado de los recierres. De acuerdo con el nivel de automatización de los circuitos seleccionados se propusieron distintas soluciones para la integración de la función recierre las cuales fueron detalladas en el capítulo VI, estas propuestas permitirán un monitoreo y control local y remoto. La lista de los 164 alimentadores seleccionados se visualiza en el **Anexo 1**.

7.3. Validación de la Hipótesis específica 2

Se validó que “los ajustes y configuración de los dispositivos de protección y control del esquema de reconexión permiten el monitoreo y control del estado de los recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica”. Para el caso de Enel distribución se deben ajustar y configurar los relés de protección, PLCs y UCS.

A. Los ajustes propuestos en los **dispositivos de protección** dependen de cada modelo de relé de protección y del tipo de red, ya sea convencional, telecontrolada o automatizada, los ajustes principales son los siguientes: tiempo muerto, cantidad de recierres, función de arranque. Se muestra un resumen de dichos ajustes principales de acuerdo con cada tipo de red eléctrica.

Tabla 33

Ajustes de dispositivos de protección de los alimentadores de Enel Distribución Perú

	Telecontrolados o convencionales	Automatizados
Cantidad de recierres	1	3
Tiempo muerto	2 seg	2 seg + 40 seg + 30 seg
Función de arranque	67N	67N

Nota: Fuente, elaboración propia

Las configuraciones de los **dispositivos de protección** son de acuerdo con los tipos de subestaciones: telecontrolada o automatizada. La configuración abarca mandos, señales digitales y análogas, contadores, pantallas y también comprende la actualización de ingeniería de los planos y cableado en caso requiera.

Para la compañía Enel Distribución Perú, la configuración y ajustes de los dispositivos de protección deben ser aplicados a los 164 relés de protección distribuidos de acuerdo con el siguiente gráfico.

Tabla 34

Cantidad de relés propuestos en subestaciones telecontroladas y automatizadas

Modelo de relé	Relés en Subestaciones Telecontroladas	Relés en Subestaciones Automatizadas	Total de relés
7SJ621	15	0	15
SEL351	52	0	52
ABB DPU2000R	43	0	43
ABB REF630	8	0	8
7SJ85	0	42	42
TPUS430	0	4	4

Nota: Fuente, elaboración propia

Tabla 35

Cantidad de relés propuestos en los tipos de redes MT

	Relés en Redes No telecontroladas	Relés en Redes Telecontroladas	Relés en Redes Automatizadas	Total de relés
7SJ621	8	5	2	15
SEL351	27	20	5	52
ABB DPU2000R	20	22	1	43
ABB REF630	3	5	0	8
7SJ85	29	11	2	42
TPUS430	4	0	0	4

Nota: Fuente, elaboración propia

B. Los ajustes y configuración de los **dispositivos de control** se realizan de acuerdo con el tipo de subestación como se explica a continuación:

- Para el caso de **subestaciones telecontroladas** se propuso la instalación de un PLC Logo 8 y una pantalla HMI Simatic KP300 lo que permiten el control y monitoreo local (nivel 2) en el cual el control se ejecutaría desde la pantalla HMI Simatic.

Para la compañía Enel Distribución Perú se debe realizar las configuraciones en 22 PLCs y 18 pantallas HMI tal como se describen en la tabla 36.

Tabla 36

Dispositivos de control y HMI en subestaciones telecontroladas

Subestación telecontrolada	Cantidad de alimentadores	Equipo de subestación	Cantidad de PLCs	HMI
Ancón	2	PLC	1	Simatic KP300
Canto Grande	16	PLC	2	Simatic KP300
Caudivilla	15	PLC	2	Simatic KP300
Chancay	4	PLC	1	Simatic KP300
Chavarría	1	PLC	1	Simatic KP300
Huacho	2	PLC	1	Simatic KP300
Huaral	6	PLC	1	Simatic KP300
Infantas	12	PLC	2	Simatic KP300
Oquendo	8	PLC	1	Simatic KP300
Pershing	1	PLC	1	Simatic KP300
Puente Piedra	7	PLC	1	Simatic KP300
Santa Marina	5	PLC	1	Simatic KP300
Santa Rosa Antigua	6	PLC	1	Simatic KP300
Supé	1	PLC	1	Simatic KP300
Tomas Valle	12	PLC	2	Simatic KP300
Ventanilla	7	PLC	1	Simatic KP300
Zapallal	8	PLC	1	Simatic KP300
Zarate	5	PLC	1	Simatic KP300

Nota: Fuente, elaboración propia

- Para el caso de **subestaciones automatizadas** se propuso la configuración en los UCS y monitor HMI del UCS los que permiten el control y monitoreo local (nivel 2), el control es ejecutado desde el monitor del HMI del UCS.

Para la compañía Enel Distribución Perú, la configuración y ajustes de los dispositivos de control deben ser aplicados a 10 UCS tal como se describe en la tabla 37.

Tabla 37*Dispositivos de control y HMI en subestaciones automatizadas*

Subestación automatizada	Cantidad de alimentadores	Equipo de subestación	Cantidad UCS	HMI
Chillón	2	UCS	1	Monitor UCS
Comas	4	UCS	1	Monitor UCS
Filadelfia	5	UCS	1	Monitor UCS
Huandoy	4	UCS	1	Monitor UCS
Huarangal	2	UCS	1	Monitor UCS
Jicamarca	9	UCS	1	Monitor UCS
Malvinas	1	UCS	1	Monitor UCS
Mariátegui	4	UCS	1	Monitor UCS
Naranjal	13	UCS	1	Monitor UCS
Uni	2	UCS	1	Monitor UCS

Nota: Fuente, elaboración propia

7.4. Validación de la Hipótesis específica 3

Se validó que “la selección y configuración de los protocolos de comunicación permiten la integración de los IEDs del sistema automatizado para el monitoreo y control local y remoto del estado de los recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica”. Para el caso de Enel Distribución se propone la aplicación de 3 protocolos de comunicación: IEC 61850, DNP3 y Profinet, los que permiten la integración de los relés de protección, PLCs y UCS del sistema automatizado para el monitoreo y control local y remoto del estado de los recierres automáticos en los alimentadores de media tensión de las empresas de distribución eléctrica.

Se deben utilizar los protocolos IEC 61850 y DNP3 en las subestaciones automatizadas y el protocolo Profinet en las subestaciones telecontroladas como se detalla a continuación:

- IEC 61850: para la integración de los relés de protección al UCS.
- DNP3: para la integración del UCS hasta el Sistema SCADA de la compañía eléctrica
- Profinet: para la integración de las pantallas HMI Simatic a los PLCs Logo

En la siguiente tabla se pueden validar los protocolos utilizados en las subestaciones.

Tabla 38.*Protocolos de comunicación en subestaciones eléctricas*

Ítem	subestación	Equipo de subestación	Protocolos
1	Ancón	PLC	Profinet
2	Canto Grande	PLC	Profinet
3	Caudivilla	PLC	Profinet
4	Chancay	PLC	Profinet
5	Chavarría	PLC	Profinet
6	Chillón	UCS	IEC 61850 y DNP3
7	Comas	UCS	IEC 61850 y DNP3
8	Filadelfia	UCS	IEC 61850 y DNP3
9	Huacho	PLC	Profinet
10	Huandoy	UCS	IEC 61850 y DNP3
11	Huaral	PLC	Profinet
12	Huarangal	UCS	IEC 61850 y DNP3
13	Infantas	PLC	Profinet
14	Jicamarca	UCS	IEC 61850 y DNP3
15	Malvinas	UCS	IEC 61850 y DNP3
16	Mariátegui	UCS	IEC 61850 y DNP3
17	Naranjal	UCS	IEC 61850 y DNP3
19	Oquendo	PLC	Profinet
20	Pershing	PLC	Profinet
21	Puente Piedra	PLC	Profinet
22	Santa Marina	PLC	Profinet
23	Santa Rosa Antigua	PLC	Profinet
24	Supe	PLC	Profinet
25	Tomas Valle	PLC	Profinet
26	Uni	UCS	IEC 61850 y DNP3
27	Ventanilla	PLC	Profinet
28	Zapallal	PLC	Profinet
29	Zarate	PLC	Profinet

Nota: Fuente, elaboración propia

Conclusiones

1. La metodología propuesta de selección de alimentadores para la implementación de la función recierre automático en las compañías eléctricas de distribución, garantiza una mayor efectividad en el despeje de fallas transitorias y posterior energización automática. Como resultado de dicha implementación se obtendrá mejoras en los indicadores de calidad de suministro SAIFI y SAIDI.
2. La implementación de un sistema automatizado de control de recierres con “operación local”, garantiza la activación y desactivación de la función recierre automático desde las subestaciones; esta actividad puede ser realizada por los operadores de campo desde el monitor HMI del UCS en las subestaciones automatizadas o mediante las pantallas HMI a instalarse en las subestaciones telecontroladas.
3. La implementación de un sistema automatizado con “operación remota”, garantiza la activación y desactivación de la función recierre automático desde el centro de control de la compañía eléctrica; esta actividad es realizada por los operadores de centro de control a través de los monitores del sistema SCADA, que tiene integrado el control de los alimentadores de todas las subestaciones.
4. La implementación del diseño propuesto del sistema de reconexión automático y sistema automatizado para el control de recierres, reflejará un ahorro económico y optimización de tiempos en el mantenimiento de las compañías eléctricas; debido a que, se disminuyen las actividades de Mantenimiento dado que no es esencial la presencia de un operador de campo en la subestación para deshabilitar y habilitar los recierres y se ejecuten los trabajos de mantenimiento programados en las líneas eléctricas de media tensión que requieren deshabilitar la función de recierre automático lo cual se realizaría de forma remota.
5. La integración de dispositivos (Relés de protección – UCS) utilizando el protocolo industrial IEC61850 disminuye considerablemente los cambios en la ingeniería ya que no se requiere cableado adicional desde las entradas y salidas digitales de los relés

de protección ni UCS y solo se realizan cambios a nivel de configuración e integración de ambos dispositivos.

Recomendaciones

1. Se recomienda que en todos los nuevos alimentadores MT y nuevas subestaciones que ingresen en servicio, se disponga que los dispositivos de protección y control cuenten con la configuración de la función recierre automático y sean integradas con el estándar IEC 61850 en el nivel 2 y mediante protocolo DNP3 o IEC 104 hasta el sistema SCADA (nivel 3), dichas configuraciones aseguran contar con el sistema de control y monitoreo del recierre de estos nuevos circuitos.
2. Se propone evaluar la implementación del recierre automático por falla bifásica en las redes eléctricas de distribución. De acuerdo con la investigación, este tipo de fallas también frecuentan ser transitorias; por ello, la implementación brindaría un ahorro de tiempo en el mantenimiento y menor energía dejada de suministrar al realizarse el recierre por falla bifásica. Para asegurar que las redes eléctricas MT no sean sometidas a una elevada corriente de falla y provoque daños en los conductores eléctricos, se debe limitar el recierre automático bifásico hasta una corriente de falla; esta corriente debe ser evaluada y revisada de las fallas reales transitorias de las redes MT de la compañía eléctrica y debe ser menor que la corriente de cortocircuito en la barra y debajo de la curva de daño del conductor.
3. Se recomienda no realizar recierre por cortocircuito trifásico; debido a que, las fallas trifásicas por lo general son generadas por fallas en los equipos de las subestaciones o de las líneas MT. Al realizar dicho recierre ocasiona una disminución en el tiempo de vida de los equipos y redes MT. No es común que un cortocircuito trifásico sea producto de una falla transitoria y se despeje con un recierre automático.
4. Se recomienda evaluar la integración de los PLCs de las subestaciones telecontroladas hasta el sistema SCADA de la compañía eléctrica. Para ello, se requiere instalar un Gateway en las subestaciones que conviertan el protocolo Modbus del PLC al protocolo DNP3 y se integré al sistema SCADA; esta implementación permitirá consolidar el control del recierre de todos los circuitos en el SCADA y no tener

independiente el control en las subestaciones automatizadas mediante el SCADA y las subestaciones telecontroladas mediante WEB SERVER del PLC.

5. Se recomienda una evaluación anual respecto a la selección de los alimentadores para la aplicación de los recierres automáticos; debido a que, durante un año puede realizarse cambios en las redes MT tales como: cambio de redes aéreas a subterráneas, cantidad de clientes por alimentador, incumplimientos de DMS, etc. La evaluación anual contribuirá con un mejor desempeño de la función recierre.

Referencias Bibliográficas

- ABB PCM. (11 de Julio de 2022). Protection and control IED Manager PCM600. Fuente: <https://new.abb.com/medium-voltage/digital-substations/software-products/protection-and-control-ied-manager-pcm600>
- Acevedo Cardozo, F. A., Calderón Soto, L. C., González Castillo, J. C., & Vargas Torres, H. R. (2019). Comunicación de sistemas eléctricos basados en la Norma IEC 61850: Desarrollo de caso usando sampled values en servicios Cliente-Servidor. *Revista UIS Ingenierías*, 221-236.
- Akhtar Kalam, J. C. (2018). GOOSE Protocol: IED's Smart Solution for Victoria University Zone Substation (VUZS) Simulator Based on IEC61850 Standard. *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, (pp. 730-735).
- ALSTOM (Firm). (2002). *Network Protection & Automation Guide*. (ALSTOM, Ed.) Cornell University: ALSTOM.
- Aquilino Rodríguez, P. (2013). *Sistemas SCADA (Vol. Tercera)*. (M. S.A, Ed.) México: Alfaomega.
- AULA 21. (2023). Aula 21 Centro de formación técnica para la industria. Fuente: <https://www.cursosaula21.com/profinet-que-es-y-como-funciona/>
- Axon Group. (2018). *Resumen Estándar IEC 61850*. Axon Group Ltda., 33.
- CESEL Ingenieros. (2019). *Análisis del recierre automático en las redes MT de Enel*. Lima.
- COES SINAC. (2018). *Criterio de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Perú.
- COES SINAC. (2021). *Ingreso, modificación y retiro de instalación del SEIN*. Perú.
- Committee IEEE, P. R. (Ferrero de 1984). Automatic Reclosing of Transmission Lines. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-103(2), 234-245. doi:10.1109/TPAS.1984.318222
- DIGSI SIEMENS. (11 de Julio de 2022). Engineering software for SIPROTEC 5 DIGSI 5. Fuente: <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation->

and-smart-grid/protection-relays-and-control/engineering-tools-for-protection/engineering-software-digsi-5.html

Dirección General de Electricidad (DGE). (2002). Norma DGE-Terminología en Electricidad y Norma DGE-Símbolos Gráficos en Electricidad.

Efacec. (11 de Julio de 2022). Automation Studio Efacec. Fuente: <https://www.efacec.pt/en/products/automation-studio/>

Enel Distribución Perú. (2021). Memoria Anual 2021. Lima.

F. Cleveland, & R. Ehlers. (2004). Guidelines for Implementing Substation Automation Using IEC61850, the International Power System Information Modeling Standard. Palo Alto: EPRI.

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. (2014). Metodología de la investigación (Vol. 1, pp. 233-426). México: Mc Graw Hill.

IEEE Power Engineering Society. (2003). IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IEEE Std 1815 - 2012. (2012). IEEE Standard for Electric Power Systems Communications-Distributed Network Protocol (DNP3). IEEE Power and Energy Society.

Muñoz Torres, J. F., & Lata Rivera, P. S. (2017). Implementación de un sistema de supervisión, control y adquisición de datos para el banco de pruebas de líneas de transmisión de la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil. Tesis.

Oré Bejarano, F. J. (2021). Automatización y control con RTU de 29 subestaciones de distribución de media tensión del centro histórico de Trujillo. Huancayo: Tesis.

Osinergmin. (2018). Mejores prácticas para el análisis y supervisión de interrupciones en redes eléctricas de distribución primaria. Magdalena del Mar, Lima Perú: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Qi Huang, Shi Jing, J. L., Dongsheng Cai, J. W., & Wei Zhen. (2016). Smart Substation: State of Art and Future Development. IEEE.

- Ramirez Castaño, S. (2004). Redes de distribución de energía. (Online, Ed.) Colombia: Universidad nacional de Colombia.
- Ricciuto, M. A., & Bertole, E. H. (2003). Recierres en líneas aéreas radiales de distribución de media tensión. Empresa Distribuidora de Energía Atlántica, 1-15.
- Ruiz Olaya, A. F., Barandica López, A., & Guerrero Moreno, F. G. (2004). Implementación de una Red MODBUS/TCP. Ingeniería y Competitividad, 35-45.
- SEL. (11 de Julio de 2022). SEL-5530 Acseerator Quickset Software. Fuente: <https://selinc.com/products/5030/>
- SIAPA México. (2014). Criterios y lineamientos técnicos para factibilidades: Sistemas de control y monitoreo. Lineamientos Técnicos para Factibilidades, SIAPA.
- SIEMENS. (10 de Julio de 2022). Logo Software. Fuente: <https://new.siemens.com/global/en/products/automation/systems/industrial/plc/logo/logo-software.html>
- SIEMENS AG. (2009). Case study - IEC61850 communications protocol. Alemania.
- SIMATIC SIEMENS. (11 de Julio de 2022). SIMATIC STEP 7 Profesional. Fuente: <https://support.industry.siemens.com/cs/document/109784439/liberación-para-el-suministro-del-simatic-step-7-professional-basic-v17?dti=0&lc=es-WW>
- Sulca Acuña, D. E., & Trujillo Ariza, J. F. (2022). Automatización de la subestación eléctrica Tumbes mediante SCADA para monitorear el envío de datos en tiempo real al centro de control de Electronoroeste S.A 2022. Callao: Tesis.
- Vasco Molina, J. P. (2015). Diseño de un esquema de reconexión automática para alimentadores primarios en siete subestaciones tipo de la empresa eléctrica Quito S.A. Quito: Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito.
- ZIV Automation. (11 de Julio de 2022). ZIV Automation. Fuente: Unidad Central para Automatización de Subestaciones (UCS): https://www.zivautomation.com/es/productos/remotas_hmi/unidad-central-para-automatizacion-de-subestaciones-ucs/

Anexos

Anexos

ANEXO 1: Tabla 39: Listado de relés propuestos para aplicación de recierres

N°	SET	ALIMENTADOR	RELE	CIRCUITO
1	Ancón	N-03	SEL351	Telecontrolado
2	Ancón	N-06	SEL351	Telecontrolado
3	Canto Grande	CG-01	SEL351	Convencional
4	Canto Grande	CG-02	SEL351	Convencional
5	Canto Grande	CG-03	ABB DPU2000R	Convencional
6	Canto Grande	CG-05	ABB DPU2000R	Convencional
7	Canto Grande	CG-06	ABB DPU2000R	Convencional
8	Canto Grande	CG-08	ABB DPU2000R	Telecontrolado
9	Canto Grande	CG-09	SEL351	Telecontrolado
10	Canto Grande	CG-11	SEL351	Convencional
11	Canto Grande	CG-12	SEL351	Telecontrolado
12	Canto Grande	CG-13	SEL351	Telecontrolado
13	Canto Grande	CG-14	SEL351	Automatizado
14	Canto Grande	CG-15	SEL351	Convencional
15	Canto Grande	CG-16	SEL351	Convencional
16	Canto Grande	CG-17	SEL351	Convencional
17	Canto Grande	CG-18	SEL351	Convencional
18	Canto Grande	CG-19	SEL351	Automatizado
19	Caudivilla	CV-01	ABB DPU2000R	Convencional
20	Caudivilla	CV-02	ABB DPU2000R	Convencional
21	Caudivilla	CV-03	ABB DPU2000R	Convencional
22	Caudivilla	CV-04	ABB DPU2000R	Convencional
23	Caudivilla	CV-05	ABB DPU2000R	Convencional
24	Caudivilla	CV-06	ABB DPU2000R	Convencional
25	Caudivilla	CV-07	ABB DPU2000R	Convencional
26	Caudivilla	CV-08	ABB DPU2000R	Convencional
27	Caudivilla	CV-09	ABB DPU2000R	Convencional
28	Caudivilla	CV-10	ABB DPU2000R	Convencional
29	Caudivilla	CV-12	ABB DPU2000R	Telecontrolado
30	Caudivilla	CV-13	SEL351	Telecontrolado
31	Caudivilla	CV-14	SEL351	Telecontrolado
32	Caudivilla	CV-15	SEL351	Telecontrolado
33	Caudivilla	CV-16	SEL351	Telecontrolado
34	Chancay	CY-01	ABB DPU2000R	Telecontrolado
35	Chancay	CY-02	ABB DPU2000R	Telecontrolado
36	Chancay	CY-03	ABB DPU2000R	Telecontrolado
37	Chancay	CY-05	ABB DPU2000R	Telecontrolado
38	Chavarría	CH-01	SEL351	Telecontrolado
39	Chillón	CN-01	7SJ85	Telecontrolado
40	Chillón	CN-02	7SJ85	Telecontrolado
41	Comas	CS-01	7SJ85	Telecontrolado
42	Comas	CS-02	7SJ85	Telecontrolado
43	Comas	CS-03	7SJ85	Convencional
44	Comas	CS-04	7SJ85	Convencional
45	Filadelfia	FA-01	7SJ85	Convencional
46	Filadelfia	FA-02	7SJ85	Telecontrolado

47	Filadelfia	FA-03	7SJ85	Convencional
48	Filadelfia	FA-04	7SJ85	Convencional
49	Filadelfia	FA-05	7SJ85	Convencional
50	Huacho	H-01	ABB DPU2000R	Telecontrolado
51	Huacho	H-05	ABB DPU2000R	Telecontrolado
52	Huandoy	HY-01	7SJ85	Telecontrolado
53	Huandoy	HY-02	7SJ85	Convencional
54	Huandoy	HY-03	7SJ85	Convencional
55	Huandoy	HY-04	7SJ85	Convencional
56	Huaral	HL-01	ABB DPU2000R	Convencional
57	Huaral	HL-03	ABB DPU2000R	Telecontrolado
58	Huaral	HL-04	ABB DPU2000R	Telecontrolado
59	Huaral	HL-05	ABB DPU2000R	Telecontrolado
60	Huaral	HL-06	ABB DPU2000R	Telecontrolado
61	Huaral	HL-09	SEL351	Convencional
62	Huarangal	NZ-02	7SJ85	Convencional
63	Huarangal	NZ-03	7SJ85	Automatizado
64	Infantas	I-03	SEL351	Convencional
65	Infantas	I-04	SEL351	Convencional
66	Infantas	I-08	SEL351	Convencional
67	Infantas	I-09	SEL351	Convencional
68	Infantas	I-11	SEL351	Convencional
69	Infantas	I-13	ABB REF630	Convencional
70	Infantas	I-14	SEL351	Convencional
71	Infantas	I-15	ABB DPU2000R	Telecontrolado
72	Infantas	I-16	SEL351	Convencional
73	Infantas	I-17	SEL351	Convencional
74	Infantas	I-18	SEL351	Convencional
75	Infantas	I-20	SEL351	Telecontrolado
76	Jicamarca	J-01	7SJ85	Convencional
77	Jicamarca	J-02	7SJ85	Telecontrolado
78	Jicamarca	J-03	7SJ85	Telecontrolado
79	Jicamarca	J-04	7SJ85	Convencional
80	Jicamarca	J-05	7SJ85	Convencional
81	Jicamarca	J-06	7SJ85	Convencional
82	Jicamarca	J-07	7SJ85	Telecontrolado
83	Jicamarca	J-08	7SJ85	Automatizado
84	Jicamarca	J-09	7SJ85	Telecontrolado
85	Malvinas	MS-03	7SJ85	Convencional
86	Mariátegui	MI-04	TPUS430	Convencional
87	Mariátegui	MI-05	TPUS430	Convencional
88	Mariátegui	MI-06	TPUS430	Convencional
89	Mariátegui	MI-07	TPUS430	Convencional
90	Naranjal	NJ-01	7SJ85	Convencional
91	Naranjal	NJ-02	7SJ85	Convencional
92	Naranjal	NJ-03	7SJ85	Convencional
93	Naranjal	NJ-04	7SJ85	Convencional
94	Naranjal	NJ-05	7SJ85	Convencional
95	Naranjal	NJ-06	7SJ85	Convencional
96	Naranjal	NJ-08	7SJ85	Convencional
97	Naranjal	NJ-10	7SJ85	Convencional
98	Naranjal	NJ-11	7SJ85	Convencional
99	Naranjal	NJ-13	7SJ85	Convencional
100	Naranjal	NJ-14	7SJ85	Convencional
101	Naranjal	NJ-16	7SJ85	Convencional
102	Naranjal	NJ-18	7SJ85	Convencional
103	Oquendo	O-05	ABB DPU2000R	Telecontrolado
104	Oquendo	O-09	ABB DPU2000R	Telecontrolado
105	Oquendo	O-10	ABB DPU2000R	Telecontrolado
106	Oquendo	O-12	ABB DPU2000R	Telecontrolado

107	Oquendo	O-14	ABB DPU2000R	Telecontrolado
108	Oquendo	O-15	ABB DPU2000R	Telecontrolado
109	Oquendo	O-17	ABB DPU2000R	Convencional
110	Oquendo	O-20	ABB DPU2000R	Automatizado
111	Pershing	Q-17	SEL351	Convencional
112	Puente Piedra	PP-02	ABB REF630	Telecontrolado
113	Puente Piedra	PP-04	ABB REF630	Telecontrolado
114	Puente Piedra	PP-06	ABB REF630	Telecontrolado
115	Puente Piedra	PP-08	SEL351	Automatizado
116	Puente Piedra	PP-10	ABB REF630	Telecontrolado
117	Puente Piedra	PP-11	SEL351	Telecontrolado
118	Puente Piedra	PP-13	SEL351	Telecontrolado
119	Santa Marina	F-03	ABB DPU2000R	Convencional
120	Santa Marina	F-07	ABB DPU2000R	Telecontrolado
121	Santa Marina	F-16	ABB DPU2000R	Convencional
122	Santa Marina	F-17	ABB DPU2000R	Convencional
123	Santa Marina	F-18	ABB DPU2000R	Telecontrolado
124	Santa Rosa Antigua	P-07	SEL351	Convencional
125	Santa Rosa Antigua	P-18	ABB REF630	Convencional
126	Santa Rosa Antigua	P-21	SEL351	Convencional
127	Santa Rosa Antigua	P-22	ABB REF630	Convencional
128	Santa Rosa Antigua	P-28	SEL351	Telecontrolado
129	Santa Rosa Antigua	P-34	SEL351	Convencional
130	Supé	SU-10	SEL351	Telecontrolado
131	Tomas Valle	TV-01	7SJ621	Convencional
132	Tomas Valle	TV-02	7SJ621	Convencional
133	Tomas Valle	TV-03	7SJ621	Telecontrolado
134	Tomas Valle	TV-05	7SJ621	Convencional
135	Tomas Valle	TV-09	7SJ621	Convencional
136	Tomas Valle	TV-10	7SJ621	Convencional
137	Tomas Valle	TV-12	ABB DPU2000R	Convencional
138	Tomas Valle	TV-13	7SJ621	Telecontrolado
139	Tomas Valle	TV-15	7SJ621	Convencional
140	Tomas Valle	TV-16	7SJ621	Telecontrolado
141	Tomas Valle	TV-17	7SJ621	Convencional
142	Tomas Valle	TV-19	ABB DPU2000R	Convencional
143	Uni	U-01	7SJ85	Telecontrolado
144	Uni	U-05	7SJ85	Convencional
145	Ventanilla	V-01	SEL351	Convencional
146	Ventanilla	V-02	SEL351	Automatizado
147	Ventanilla	V-04	SEL351	Telecontrolado
148	Ventanilla	V-05	SEL351	Convencional
149	Ventanilla	V-07	SEL351	Telecontrolado
150	Ventanilla	V-08	7SJ621	Automatizado
151	Ventanilla	V-09	SEL351	Telecontrolado
152	Zapallal	W-02	7SJ621	Telecontrolado
153	Zapallal	W-03	7SJ621	Automatizado
154	Zapallal	W-04	7SJ621	Telecontrolado
155	Zapallal	W-05	ABB DPU2000R	Telecontrolado
156	Zapallal	W-06	SEL351	Telecontrolado
157	Zapallal	W-07	ABB REF630	Telecontrolado
158	Zapallal	W-08	SEL351	Automatizado
159	Zapallal	W-09	SEL351	Telecontrolado
160	Zarate	Z-04	SEL351	Convencional
161	Zarate	Z-05	SEL351	Convencional
162	Zarate	Z-08	7SJ621	Convencional
163	Zarate	Z-10	SEL351	Convencional
164	Zarate	Z-11	SEL351	Convencional

ANEXO 2: Tabla 40: Modelo de listado de señales para configuración de PLC Logo

MÓDULO	SERIE		Contacto Físico	Contacto Lógico	Señal	Alimentador	Relé	VM-HMI
LOGO	230 RCE	SALIDAS DIGITALES	Q1	Q1	Habilitar recierre	PP-08	SEL351A	M2/M0.1
LOGO			Q2	Q2	Deshabilitar recierre			
LOGO			Q3	Q3	Habilitar recierre	PP-02	REF630	M3/M0.2
LOGO			Q4	Q4	Deshabilitar recierre			
Ampliación	DM16 230R		Q1	Q5	Habilitar recierre	PP-04	REF630	M4/M0.3
Ampliación			Q2	Q6	Deshabilitar recierre			
Ampliación			Q3	Q7	Habilitar recierre	PP-06	REF630	M5/M0.4
Ampliación			Q4	Q8	Deshabilitar recierre			
Ampliación			Q5	Q9	Habilitar recierre	PP-10	REF630	M6/M0.5
Ampliación			Q6	Q10	Deshabilitar recierre			
Ampliación			Q7	Q11	Habilitar recierre	PP-11	SEL351	M7/M0.6
Ampliación			Q8	Q12	Deshabilitar recierre			
Ampliación 2	DM16 230R		Q1	Q13	Habilitar recierre	PP-13	SEL351	M9/M1.0
Ampliación 2			Q2	Q14	Deshabilitar recierre			
Ampliación 2			Q3	Q15	Habilitar recierre			
Ampliación 2			Q4	Q16	Deshabilitar recierre			
Ampliación 2			Q5	Q17	Habilitar recierre			
Ampliación 2			Q6	Q18	Deshabilitar recierre			
Ampliación 2			Q7	Q19	Habilitar recierre			
Ampliación 2			Q8	Q20	Deshabilitar recierre			
LOGO	230 RCE	ENTRADAS DIGITALES	I1	I1	Recierre habilitado	PP-08	SEL351A	I0.0
LOGO			I2	I2	Conteo recierre			VD-0
LOGO			I3	I3	Recierre habilitado	PP-02	REF630	I0.2
LOGO			I4	I4	Conteo recierre			VD-4
LOGO			I5	I5	Recierre habilitado	PP-04	REF630	I0.4
LOGO			I6	I6	Conteo recierre			VD-8
LOGO			I7	I7	Recierre habilitado	PP-06	REF630	I0.6
LOGO			I8	I8	Conteo recierre			VD-12
Ampliación	DM16 230R		I1	I9	Recierre habilitado	PP-10	REF630	I1.0
Ampliación			I2	I10	Conteo recierre			VD-16
Ampliación			I3	I11	Recierre habilitado	PP-11	SEL351	I1.2
Ampliación			I4	I12	Conteo recierre			VD-20
Ampliación			I5	I13	Recierre habilitado	PP-13	SEL351	I1.4
Ampliación			I6	I14	Conteo recierre			VD-24
Ampliación			I7	I15	Recierre habilitado			
Ampliación			I8	I16	Conteo recierre			
Ampliación 2-1	DM16 230R		I1	I17	Recierre habilitado			
Ampliación 2-1			I2	I18	Conteo recierre			

Ampliación 2-1		I3	I19	Recierre habilitado			
Ampliación 2-1		I4	I20	Conteo recierre			
Ampliación 2-1		I5	I21	Recierre habilitado			
Ampliación 2-1		I6	I22	Conteo recierre			
Ampliación 2-1		I7	I23	Recierre habilitado			
Ampliación 2-1		I8	I24	Conteo recierre			