

**Instituto Tecnológico de Costa Rica.
Escuela de Ingeniería Electrónica.**



**Automatización de la Red Eléctrica del ICE - Región Brunca
con equipo SEL-351R.**

**Informe de Proyecto de Graduación para optar por el título de
Ingeniero en Electrónica con el grado académico de
Licenciatura.**

**Héctor Fernando Borge Barrantes.
201068836**

Cartago, Junio de 2018

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

PROYECTO DE GRADUACIÓN

ACTA DE APROBACIÓN

**Defensa de Proyecto de Graduación
Requisito para optar por el título de Ingeniero en Electrónica
Grado Académico de Licenciatura
Instituto Tecnológico de Costa Rica**

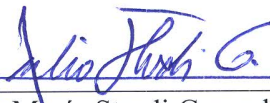
El Tribunal Evaluador aprueba la defensa del proyecto de graduación denominado Automatización de la red eléctrica del ICE-Región Brunca con equipo SEL 351-R , realizado por el señor Héctor Fernando Borge Barrantes y, hace constar que cumple con las normas establecidas por la Escuela de Ingeniería Electrónica del Instituto Tecnológico de Costa Rica.

Miembros del Tribunal Evaluador



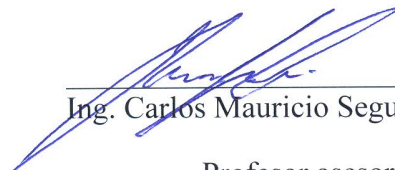
Ing. Néstor Hernández Hostaller

Profesor lector



Ing. Julio María Stradi Granados

Profesor lector



Ing. Carlos Mauricio Segura Quirós

Profesor asesor

Cartago, 14 de Junio, 2018

Declaración de autenticidad.

Declaro que el presente Proyecto de Graduación ha sido realizado, en su totalidad, por mi persona, utilizando y aplicando literatura referente al tema e introduciendo conocimientos propios. En los casos en que he utilizado material bibliográfico, he procedido a indicar las fuentes mediante citas. En consecuencia, asumo la responsabilidad total por el trabajo de graduación realizado y por el contenido del correspondiente informe final.

Firma:

A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized, overlapping loops and a long horizontal stroke extending to the right.

Nombre: Héctor Fernando Borge Barrantes

Cédula:1 1460 0008

Resumen

El ICE divide la red eléctrica en distintos sectores llamados circuitos de distribución, esto facilita tareas de automatización y de protección. El 70 % de estos circuitos no están automatizados debido a la disposición de equipo sin embargo, el ICE adquirió un equipo de marca SEL como refacción para protecciones por sobre-corriente que actualmente no está siendo usado a su máxima capacidad. Debido a esto se decidió replicar las operaciones de automatización mediante el uso del equipo SEL 351R, esto con la idea de satisfacer la existente necesidad por parte de la institución de asegurar un servicio de alta eficiencia y calidad.

Palabras clave — SEL 351-R, Lazo automatizado , Transferencia de potencia.

Abstract

ICE divides the electricity network into different sectors called distribution circuits, this facilitates automation and protection tasks. 70 % of these circuits are not automated due to the availability of equipment, however, ICE acquired a SEL brand equipment as a replacement for overcurrent protection that is currently not being used at its maximum capacity. Due to this, it was decided to replicate the automation operations by using the SEL 351R equipment, this with the idea of satisfying the existing need on the part of the institution to ensure a service of high efficiency and quality.

Key Words — SEL 351-R, Automated Loop , Power Transfer.

*A Nathalia, mi futura esposa. Por su apoyo y amor incondicional.
El ángel que Dios puso en mi camino para
guiarme hasta el final de este largo viaje.
A mi padre, Héctor.
Que con su brazo siempre fuerte me
sostuvo ante los embates de la vida.
Los amo.*

Agradecimientos

A mi familia y a la familia de Nathalia, por su apoyo y ayuda siempre que lo necesité.

A los señores Jorge Eduardo González y Juan Carlos Freer, por su atención y colaboración para el desarrollo de este proyecto.

Al profesor Carlos Mauricio Segura, por su paciencia y ayuda en este proceso.

A todos gracias.

ÍNDICE GENERAL

	Página
Declaración de autenticidad.	II
Resumen	II
Abstract	III
Dedicatoria	IV
Agradecimientos	V
Índice de Figuras	VIII
Índice de Tablas	XI
1 Introducción	1
1.1 Sobre la Empresa	1
1.2 Región de Trabajo	2
1.3 Distribución eléctrica y protección de la red	4
1.4 Controladores e interruptores	5
1.5 Operaciones de automatización	7
1.6 ARESEP	9
2 Marco Teórico	10
2.1 Problema	10
2.2 Objetivos	11
2.3 Solución	11
2.3.1 SEL-351R	12
2.3.2 Interruptor Cooper VWVE	17
2.3.3 Interruptor G&W Vyper - S	19
2.3.4 AcSELeRetor Quickset	20
2.3.5 Mirrored Bits [®]	25
2.3.6 SELogic Control Equations	26
2.3.7 Radio troncalizado Motorola	27
2.3.8 Módem 3G Conel	28
2.3.9 DNP 3.0	29
3 Diseño	31
3.1 Equipo 1	34
3.1.1 Función Activar “Lazo”.	35
3.1.2 Función “Lazo”.	40

3.2	Equipo 2	50
3.2.1	Función Activar “Lazo”.	51
3.2.2	Función “Lazo”	55
3.3	Equipo 3	60
3.3.1	Función Activar “Lazo”	61
3.3.2	Función “Lazo”.	64
3.4	Equipo 4	70
3.4.1	Función Activar “Lazo”.	71
3.4.2	Función “Lazo”	74
4	Pruebas	78
5	Análisis de resultados	84
6	Conclusiones	87
7	Recomendaciones	88
8	Referencias	89
	Apéndices	91
A.1	Glosario	92
Anexos		95
B.1	Relay Word Bits	96

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página	
Figura 1	Esquema de generación eléctrica.	1
Figura 2	Controladores.	6
Figura 3	Interruptores.	6
Figura 4	Esquema de la operación en lazo.	7
Figura 5	Esquema de la operación de Transferencia de potencia	9
Figura 6	Esquema de protección por sobre-corriente.	12
Figura 7	Panel frontal del equipo SEL 351-R.	13
Figura 8	Receptáculo del cable de control.	15
Figura 9	Entradas binarias. Vista lateral derecha del equipo SEL 351-R. . .	16
Figura 10	Puertos seriales. Vista lateral derecha del equipo SEL 351-R. . . .	17
Figura 11	Transformadores de corriente.	18
Figura 12	Construcción interna del Interruptor G&W Vyper - S.	19
Figura 13	Ventana de selección de equipo	21
Figura 14	Ventana de configuración del grupo 1 del equipo SEL 351-R	23
Figura 15	Ventana de programación gráfica del grupo 1 del equipo SEL 351-R	23
Figura 16	Principio del protocolo de comunicación Mirrored Bits.	25
Figura 17	SELogic Control Equations.	26
Figura 18	UTR	28
Figura 19	Módem.	29
Figura 20	Capas del modelo EPA utilizado para el protocolo DNP 3.0.	30
Figura 21	Proceso de mensaje de protocolo DNP 3.0.	31
Figura 22	Distribución geográfica del circuito de distribución.	32
Figura 23	Diagrama de flujo de la operación "Lazo".	34
Figura 24	Esquema de instalación en la red del Equipo 1.	35
Figura 25	Diagrama de primer nivel de la función Activar "Lazo".	36
Figura 26	Diagrama de segundo nivel de la función Activar "Lazo".	36
Figura 27	Diagrama de tercer nivel de la función Activar "Lazo".	37
Figura 28	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar "Lazo". Módulo Relay Word Bits.	37
Figura 29	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar "Lazo". Módulo lógica combinacional.	38
Figura 30	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar "Lazo". Módulo SELogic Equations.	39
Figura 31	Diagrama de quinto nivel de la función Activar "Lazo".	40
Figura 32	Diagrama de primer nivel de la función "Lazo".	41
Figura 33	Diagrama de segundo nivel de la función "Lazo".	41
Figura 34	Diagrama de tercer nivel de la función "Lazo".	42
Figura 35	Diagrama de cuarto nivel para la función "Lazo". Módulo para la operación de transferencia de potencia.	43

Figura 36	Diagrama de cuarto nivel para la función “Lazo”. Módulo para la operación de lazo automatizado	44
Figura 37	Diagrama de cuarto nivel para la función “Lazo”. Módulo para formar el mensaje	46
Figura 38	Significado de los bits del mensaje enviado mediante el protocolo Mirrored Bits®.	46
Figura 39	Diagrama de cuarto nivel para la función “Lazo”. Módulo para el cambio de grupo.	48
Figura 40	Diagrama de quinto nivel para la función “Lazo”.	49
Figura 41	Esquema de instalación en la red eléctrica del equipo 2.	50
Figura 42	Diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”.	51
Figura 43	Diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”.	51
Figura 44	Diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”.	52
Figura 45	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Relay Word Bits	52
Figura 46	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Lógica combinacional	53
Figura 47	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo SELogic Equations	54
Figura 48	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo SELogic Equations	54
Figura 49	Diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”.	55
Figura 50	Diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”.	55
Figura 51	Diagrama de tercer nivel de la función Activar “Lazo”.	56
Figura 52	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo para la operación de lazo automatizado.	57
Figura 53	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo para el cambio de grupo	58
Figura 54	Diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”.	59
Figura 55	Esquema de instalación en la red eléctrica del equipo 3	60
Figura 56	Diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”.	61
Figura 57	Diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”.	61
Figura 58	Diagrama de tercer nivel de la función Activar “Lazo”.	62
Figura 59	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Relay Word Bits	62
Figura 60	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Lógica combinacional	63
Figura 61	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo SELogic Control Equations	63
Figura 62	Diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”.	64
Figura 63	Diagrama de quinto nivel de la función “Lazo”.	65
Figura 64	Diagrama de segundo nivel de la función “Lazo”.	65

Figura 65	Diagrama de tercer nivel de la función “Lazo”	66
Figura 66	Diagrama de cuarto nivel de la función “Lazo”. Módulo para la operación de lazo automatizado.	66
Figura 67	Diagrama de cuarto nivel de la función “Lazo”. Módulo para la operación de transferencia de potencia.	67
Figura 68	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo para el cambio de grupo	68
Figura 69	Diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”.	70
Figura 70	Esquema de instalación en la red eléctrica del equipo 4	71
Figura 71	Diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”.	71
Figura 72	Diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”.	72
Figura 73	Diagrama de tercer nivel de la función Activar “Lazo”.	72
Figura 74	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Relay Word Bits	73
Figura 75	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Lógica combinacional	73
Figura 76	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo SELogic Control Equations	74
Figura 77	Diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”.	74
Figura 78	Diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”.	75
Figura 79	Diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”.	75
Figura 80	Diagrama de tercer nivel de la función Activar “Lazo”.	76
Figura 81	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo para la operación de lazo automatizado y operación de tranferencia de potencia.	76
Figura 82	Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo para desactivar el lazo.	77
Figura 83	Diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”.	78
Figura 84	Pistola de soldar	79
Figura 85	Pistola e interruptor	79
Figura 86	Transformador	79
Figura 87	Transformador e interruptor	79
Figura 88	Entrada IN101	80
Figura 89	Disyuntor	80
Figura 90	Transeiver SEL 2810	81
Figura 91	Interruptores de prueba	81
Figura 92	Equipo 1	82
Figura 93	Equipo 2	82

ÍNDICE DE TABLAS

		Página
Tabla 1	Clasificación de tensión en Costa Rica según su valor	2
Tabla 2	Circuitos de distribución automatizados	8
Tabla 3	Función de los pines en el receptáculo.	15
Tabla 4	Requisitos mínimos para instalación del software AcSELerator. . .	20
Tabla 5	Elementos Lógicos.	24
Tabla 6	Tiempo de acción de la operación “Lazo”	85

1. Introducción

1.1. Sobre la Empresa

El negocio eléctrico del ICE se divide en 3 departamentos : Generación, Transporte y Distribución. Cada uno de estos departamentos tiene su propia organización y estructura de operación; con su propio presupuesto, metas y personal. En la figura 1 se presenta un esquema general del proceso:

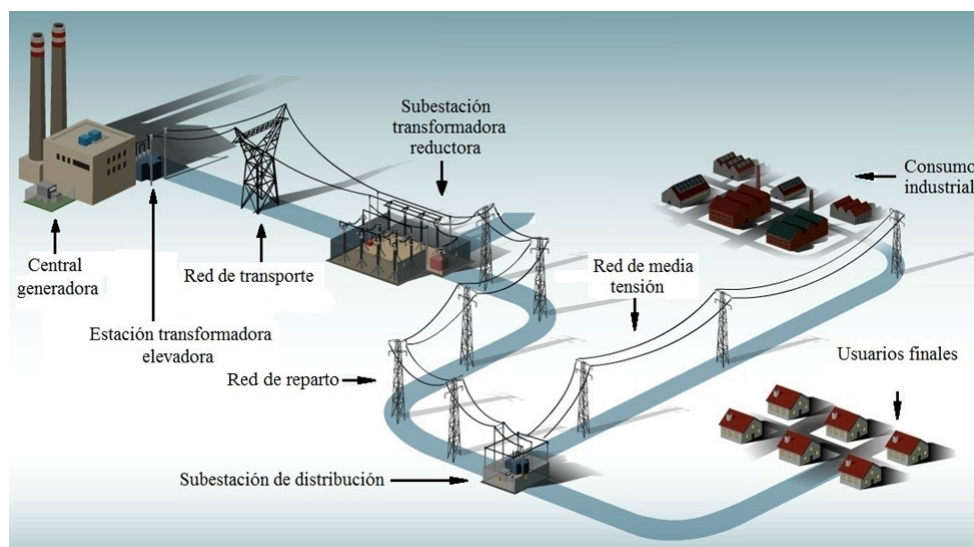


Figura 1: Esquema de generación eléctrica.
[1].

En la parte de Generación se contemplan todas las plantas hidroeléctricas, geotérmicas y eólicas del país y claro esta que este es el departamento encargado de velar por el correcto funcionamiento de todas las fuentes generadoras de energía eléctrica del país. En cada una de estas plantas se genera energía con valores de 13.2 kV, este valor está estrechamente ligado a las capacidades físicas de las máquinas, específicamente por el tipo de aislamiento que se utilizan en los bobinados de los generadores. La energía producida es de naturaleza alterna y trifásica y toda esta producción se entrega al departamento de Transporte que como su nombre lo indica se encarga de llevar la energía producida a varios puntos del territorio nacional.

El departamento de Transporte se encarga de tomar esos 13.2 kV y llevarlos a un valor mayor o de alta tensión, precisamente 230 kV, para lograr transportar la energía manteniendo el nivel de **potencia** requerido con valores de corriente relativamente pequeños, reduciendo así las pérdidas por calentamiento; pérdidas que se conocen como **efecto Joule** y que son directamente proporcionales al cuadrado de la corriente que circule por el conductor. Una vez que la energía llega a las subestaciones de reducción-distribución esta se reduce a valores de 34.5 kV o media tensión. En este punto el departamento de Distribución se encarga de llevar la electricidad a lo largo de una determinada región conservando el valor de media tensión y de entregar el servicio eléctrico con valores de baja tensión aptos para las necesidades de todos y cada uno de los clientes. La clasificación de baja, media y alta tensión se hace según la legislación de cada país, en la tabla 1 se presenta la clasificación para Costa Rica :

Tabla 1: Clasificación de tensión en Costa Rica según su valor

Tensión en Voltios	Clasificación
1 a 999	Baja Tensión
1000 a 49 999	Media Tensión
50 000 en adelante	Alta Tensión

El ICE divide su red eléctrica en cinco grandes regiones :

- a) Brunca (Zona Sur)
- b) Chorotega (Guanacaste)
- c) Huetar (Turrialba-Limón-Guápiles)
- d) Central (San José-Alajuela)
- e) Pacífico (Barranca-Puntarenas-Península de Nicoya)

1.2. Región de Trabajo

La región en la cual se llevó acabo el proyecto se conoce como Región Brunca y cuenta con una superficie de aproximadamente 9529 km² y abarca el cantón de Pérez Zeledón en la provincia de San José y los cantones Osa, Coto Brus, Golfito, Corredores y Buenos Aires en la provincia de Puntarenas.

Esta región cuenta con tres subestaciones de reducción-distribución, una en el cantón de Osa específicamente en el distrito de Palmar, otra en el cantón de Golfito en la ciudad de Río Claro y otra en el cantón de Pérez Zeledón en el distrito de San Isidro de el General. Estas subestaciones se encargan de la distribución eléctrica de toda la Región Brunca y sus redes de distribución están interconectadas en puntos específicos de la red con el fin de que exista una forma de respaldar una falla en cualquier parte de la red por medio de la distribución de cualquiera de las subestaciones.

Debido a la gran extensión de la Región Brunca se planteó el desarrollo del trabajo en el cantón de Pérez Zeledón en la subestación de San Isidro. Aquí se toma la energía entregada por el departamento de Transporte y se reduce a valores de media tensión mediante dos transformadores de potencia de 30 MVA y se distribuye a distintas partes de la región mediante siete módulos principales los cuales tienen como nombre:

- a) San Isidro-Centro.
- b) Bubis.
- c) Palmares.
- d) Pejibaye.
- e) Buenos Aires 1.
- f) Buenos Aires 2.
- g) Quepos.

Cada transformador cuenta con un interruptor de seguridad del lado de Alta o entrada y otro interruptor de seguridad y una barra de conexión del lado de Baja o salida. Esta barra de conexión es un punto común del cual se alimentan los siete módulos de distribución principales. Actualmente un transformador carga con cuatro módulos y el otro con los tres restantes. Esta configuración puede cambiar según las condiciones climatológicas, en verano normalmente se conectan los dos transformadores en paralelo para obtener una mayor potencia y en invierno se utiliza la configuración inicial.

1.3. Distribución eléctrica y protección de la red

Los 7 módulos principales mencionados en la sección 1.2 salen de la subestación y se extienden a lo largo de la región como columnas vertebrales llevando energía eléctrica trifásica en media tensión con una conexión [estrella](#) que convierte los valores de 34.5 kV a 20 kV aproximadamente. Luego para la entrega al cliente se utilizan transformadores de distribución de 10 [kVA](#) para zonas rurales y de 50 kVA para zonas urbanas o de mayor densidad poblacional.

Los siete módulos cuentan con dispositivos de protección en caso de que se presente una falla en la red que pueda elevar los valores de corriente por encima de los valores de funcionamiento normal. Las fallas más comunes son postes quebrados, un árbol que cae sobre la línea o la falla de un elemento de aislamiento; es importante además tomar en cuenta las dos estaciones climáticas del año, normalmente en invierno suceden mayores fallas que en verano esto justifica las dos posibles configuraciones de los transformadores de potencia explicadas en la sección 1.2, en verano la conexión de los dos transformadores en paralelo aumenta la potencia disponible pero la corriente ante una falla es mayor, sin embargo, la ocurrencia de fallas es menor. Por otro lado los transformadores trabajando de forma individual proveen menor potencia, pero la corriente ante una falla es menor. La función principal de los dispositivos de protección es evitar que las sobre-corrientes producidas por estas fallas, que pueden alcanzar valores de 15 [kA](#), lleguen hasta la subestación y dañen equipos del departamento de Transporte. Por ende es deber del departamento de Distribución contar con las protecciones necesarias que aseguren la integridad de los equipos del departamento de Transporte y los equipos de las subestaciones, principalmente los transformadores de potencia.

En vista a esto se utilizan [fusibles](#) e interruptores trifásicos gobernados por controladores para establecer un esquema de protección. Al conjunto interruptor-controlador se le llama reconectador, en cada uno de los módulos principales hay un reconectador como primera protección a una distancia de 1.5 km después de la subestación. Después de este primer reconectador se instalan fusibles o reconectores cada 10 km o 12 km, la elección de cuál de los dos usar depende de varios factores como el nivel cerámico de la zona, nivel freático de la zona, la distancia desde la subestación, cantidad de clientes. Estos dispositivos están conectados en serie con la red eléctrica. La distancia entre un dispositivo de protección y otro se conoce como sección y dentro de esta sección se pueden hacer derivaciones a las que se le llama [nodo](#). Cada nodo cuenta con su debida protección que puede ser

un reconectador o un fusible, de igual forma la selección del dispositivo de protección depende de las características de la zona. Estas ramificaciones suelen ser monofásicas pero también las hay trifásicas. Normalmente los nodos se utilizan para suplir de energía eléctrica a pequeñas poblaciones. Además de esta división de la red también existe lo que se conoce como circuitos de distribución que son porciones de la red que pueden estar compuestas por secciones y nodos, que cubren una determinada zona, normalmente uno o varios centros de población abarcando una determinada cantidad de dispositivos de protección. Estos circuitos son definidos por el ICE y tienen como finalidad facilitar las tareas de mantenimiento y reparación de fallas.

1.4. Controladores e interruptores

Dentro de su esquema de protección el ICE usa controladores [microprocesados](#) de marca SEL, Cooper y Nulec. Estos controladores se utilizan en conjunto con interruptores trifásicos de marca Cooper, Nulec y G&W. EL controlador SEL es compatible con interruptores Cooper y G&W mientras que los controladores Cooper y Nulec son compatibles únicamente con interruptores de la misma familia. Este equipo es administrado por la unidad de Equipos Especiales del ICE. Esta es una dependencia del departamento de Distribución y su función principal consiste en procurar que el esquema de protección de la red sea óptimo mediante el mantenimiento y reparación de todas las unidades que se encuentren instaladas en la red eléctrica así como de la instalación de nuevos dispositivos. Estos equipos trabajan como protección por [sobre-corriente](#) y están instalados en los postes del ICE, sin embargo algunos se utilizan como [seccionador](#) de red. Los controladores se encargan de hacer mediciones de la red eléctrica y determinar si existe alguna falla, ya sea trifásica o monofásica, que requiera la actuación del interruptor, en caso de ser necesario el controlador abre y cierra el interruptor de forma automática hasta que la falla se libere o bien queda abierto para evitar que la falla evolucione. En la figura 2 y 3 se presentan los controladores e interruptores utilizados en la red eléctrica del ICE. Cada reconectador puede ser monitorizado y controlado las 24 horas del día de forma remota mediante un sistema [SCADA](#) creado por personal del ICE. Este sistema esta compuesto por una unidad remota, un FEP y un usuario llamado CLOR (Centro Local de Control de Redes). La unidad remota puede ser un módem 3G con protocolo DNP3 o radio [troncalizado](#) manejado por un CPU. En el caso del radio el CPU funciona como un traductor entre el radio y el controlador. EL FEP (Front End Process) es un concentrador de datos que se encarga de gestionar el tráfico de información de forma bidireccional entre todos

los controladores y el usuario. Desde el CLOR se puede visualizar el estado de todos los reconectadores y además generar acciones de forma remota. Además el FEP se enlaza con un SuperFEP el cual únicamente envía datos al Centro de Control de Energía del ICE. En la Región Brunca se cuenta con dos FEP los cuales se enlazan con un único SuperFEP. Esta estructura se sigue en las demás regiones lo único que cambia es el número de FEPs por región. El CLOR es manejado por personal ICE, estos operadores se encargan de atender llamadas por averías y vigilar las alertas y fallas de los equipos; esto durante las 24 horas del día los 7 días de la semana.

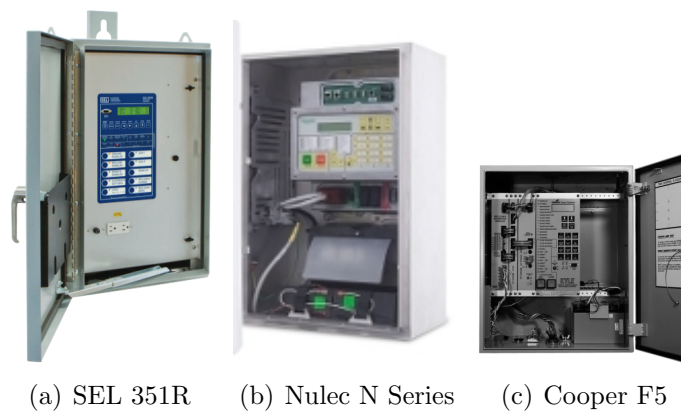


Figura 2: Controladores.
[2], [3], [4].

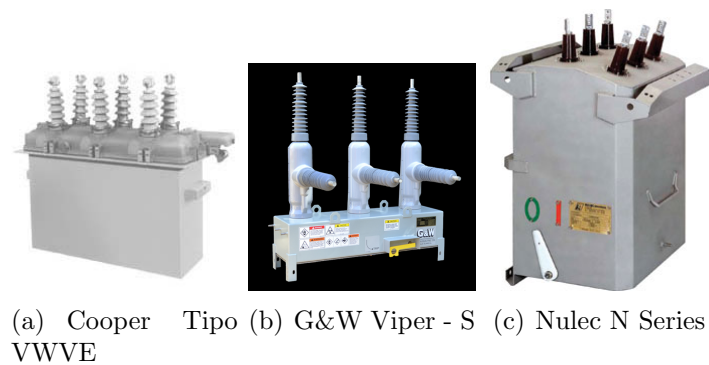


Figura 3: Interruptores.
[5], [6], [7].

1.5. Operaciones de automatización

Además de la protección por sobre-corriente el equipo Nulec genera dos operaciones automatizadas llamadas operación de lazo automatizado y transferencia de potencia [4]. El objetivo primordial de estas operaciones es disminuir fallas permanentes en la red y evitar la falta de servicio a los clientes. La primera operación se aplica en los circuitos de distribución explicados en la sección 1.3 y la segunda se usa para asegurar un servicio de respaldo a clientes de máxima demanda o generar respaldos de potencia en puntos determinados de la red. La operación en lazo permite identificar una falla en la red eléctrica y aislar la porción de la red de distribución en la que se generó la falla.

Para esta operación los reconectores se clasifican como cabecera o alimentador, intermedio y enlace; tienen distintas funciones dentro del lazo de automatización, esta clasificación está determinada por la posición de los reconectores en la red con referencia a un circuito de distribución. El reconector de cabecera se ubica lo más cercano a la subestación, el reconector intermedio se coloca en cualquier punto de la red entre un reconector cabecera y el de enlace y por último el reconector de enlace se utiliza como punto normalmente abierto donde se encuentran dos reconectores de cabecera. Cuando se presenta una falla los reconectores de cabecera, intermedio y enlace abren y cierran de forma tal que se aisle la falla y se logre mantener el servicio eléctrico para los demás circuitos que se vieron afectados por la falla general, también pueden restablecer la configuración original de la red una vez que se ha retirado la falla. En la figura 4 se presenta una configuración típica para la operación en lazo donde las letras **A,B,C,D,E** representan 5 secciones distintas de la red:

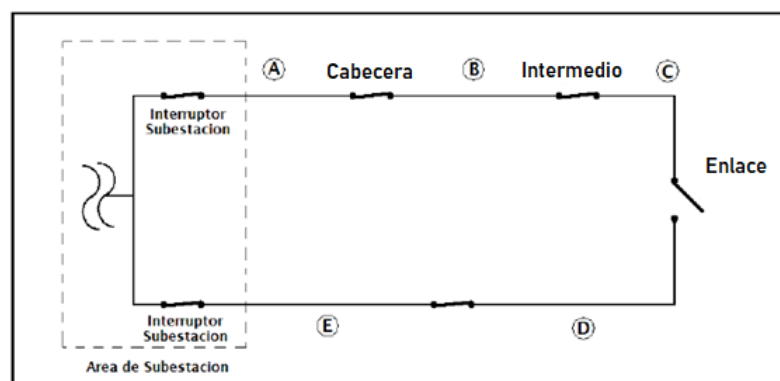


Figura 4: Esquema de la operación en lazo.
[4].

Una falla en **B** es aislada por el reconectador de cabecera e intermedio, estos dos reconectadores abren y se mantienen en este estado hasta que se les indique lo contrario; el enlace cierra para asegurar servicio eléctrico a **C**. Esta operación se aplica en varios circuitos de distribución a lo largo de toda la Región Brunca. En la tabla 6 se presentan los circuitos automatizados por cada subestación :

Tabla 2: Circuitos de distribución automatizados

Subestación	Nombre Circuito	Código Circuito
San Isidro	San Isidro	104-1
	Buena Vista	104-2
	Buenos Aires	104-3
	Pejibaye	104-4
	Quepos	104-5
	Industrial	104-6
Palmar	Puerto Jiménez	605-1
	Palmar Sur	605-2
	Cortes	605-3
	Palmar Norte	605-4
	Interamericana	605-5
Río Claro	Corredor Tecnológico	606-1
	Ciudad Neily	606-2
	Golfito	606-3
	Cotos	606-4
	San Vito	606-5
	Chacarita	606-6

Para la operación de transferencia de potencia se identifican distintos consumidores críticos como hospitales, fábricas o clientes especiales y se busca que estos tengan siempre una conexión de respaldo a la red eléctrica ante la posible falla de la conexión principal. Esta conexión de respaldo entra en funcionamiento de forma automática ante una falla. En la figura 5 se presenta un esquema de esta operación:

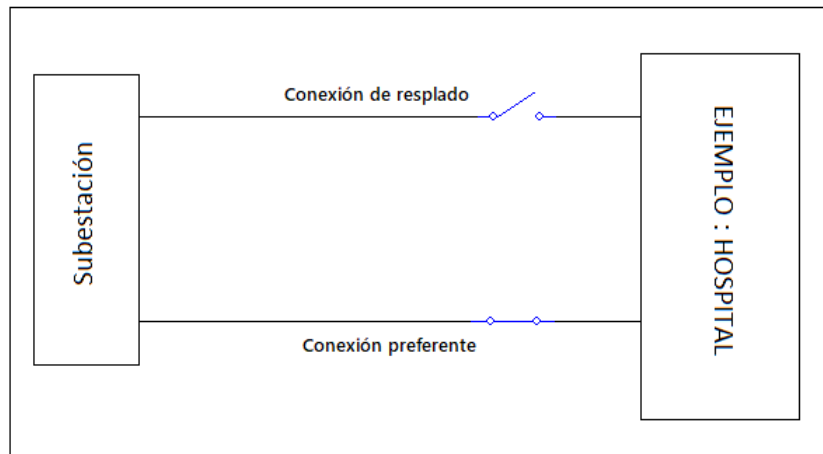


Figura 5: Esquema de la operación de Transferencia de potencia

Este mismo concepto se puede aplicar para la red eléctrica utilizando un reconectador cabecera como conexión preferente y uno de enlace como conexión auxiliar para asegurar el servicio eléctrico en un circuito de distribución ante una falla de alimentación. Esta transferencia de potencia en la red se realiza de forma manual por un operario del CLOR.

1.6. ARESEP

En afán de asegurar un servicio continuo y eficiente, el ICE en conjunto con la ARESEP diseñan programas para la corrección de las fallas que se presentan en la red eléctrica. Las fallas se clasifican en dos tipos dependiendo del tiempo que el servicio eléctrico se mantenga suspendido. Existe la falla temporal que contempla todas las fallas que provocan una ausencia de fluido eléctrico menor a un minuto y la falla permanente que abarca todas las fallas que provoquen una suspensión mayor a cinco minutos. Mediante un programa llamado Insel (Interrupciones del servicio eléctrico) se lleva un registro mensual donde se contabilizan las cantidad de fallas por cada reconectador y se clasifican como temporales o permanentes. Cuando las fallas temporales de un reconectador exceden las sesenta en un mes , la ARESEP interviene y solicita una revisión de las condiciones del equipo y sugiere medidas de prevención y corrección. De igual forma se procede si las fallas permanentes para un reconectador exceden las quince en un mes.

2. Marco Teórico

2.1. Problema

EL 70 % de los circuitos de distribución de la red eléctrica no están automatizados debido a la disposición de equipo. El equipo Nulec que realiza las operaciones de automatización alcanza un precio de siete millones de colones y además su compra esta en función de carteles de licitación abiertos por el ICE lo cual no permite la obtención de estos de forma sencilla. Sumado a esto varios equipos que se adquirieron para la sustitución de fusibles y seccionadores (cuchillas) están siendo subutilizados sin sacarle provecho a sus capacidades.

EL déficit de equipos complica la reparación de fallas, si bien es cierto el personal del ICE brinda el servicio de la forma más eficiente posible, la operación de lazo aísla la parte fallada y permite ubicar de forma rápida el lugar donde se debe realizar la reparación, si el lugar de la falla no esta identificado es necesario recorrer la red eléctrica hasta que se localice la avería. También la operación en lazo disminuye la cantidad de usuarios afectados por una falla debido a que la aísla y evita que se siga alimentando y esta evolucione a un problema mayor. Desde el CLOR se pueden realizar de manera remota maniobras de seccionalización de red para aislar la falla y de transferencias de potencia para restaurar el servicio a los usuarios afectados. Sin embargo, esto involucra factor humano y la reacción y análisis del operario del CLOR no es comparable con la reacción de un equipo calibrado y programado para actuar ante la misma situación. Además como se señaló en la sección 1.6 el ICE esta en la obligación de brindar un servicio continuo con la menor cantidad de fallas.

En resumen un circuito sin automatización puede afectar circuitos vecinos aumentando la cantidad de clientes afectados y provocando pérdidas de tiempo localizando el lugar de la falla y pérdidas económicas por concepto de clientes fuera de la red; se puede disminuir el déficit de equipos utilizando recursos existentes en la institución. Además hay regiones que por la distancia a la que se encuentran y la geografía de la zona dificultan la rápida llegada del personal del ICE, se pueden anotar distancias de hasta 40 km desde la subestación. Sumado a esto están las sanciones por parte de la ARESEP por el tiempo de continuidad del servicio eléctrico.

2.2. Objetivos

General.

1. Diseñar algoritmos basados en el equipo SEL 351R que permitan la replica de las operaciones de automatización que se generan en la red eléctrica.

Específicos.

1. Diseñar la lógica para la operación en lazo.
2. Diseñar la lógica para la operación de transferencia de potencia.
3. Designar la función de operación en lazo desde la central remota

2.3. Solución

La idea principal del proyecto se basa en replicar las operaciones de automatización generadas por el equipo Nulec utilizando equipo SEL. Específicamente el modelo SEL-351R el cual es un controlador genérico para interruptores trifásicos que puede ser programado con funciones creadas por el usuario adicionales a las funciones que este brinda por defecto [8]; originalmente fue adquirido como refacción para las protecciones por sobre-corrientes. Tanto el Nulec como el SEL cumplen con tareas de protección por sobre-corriente, este procedimiento consiste en una serie de **recierres** realizados por el reconectador para minimizar el impacto de una falla en la red. La cantidad de recierres puede ser programada en el controlador por el usuario y si la falla no se libera al final de esta secuencia el reconectador abre de forma permanente, hasta que el equipo de mantenimiento del ICE repare la falla y el reconectador sea cerrado de forma remota. Todos los reconectores pueden actuar con este perfil de protección sin importar la marca o posición en la red y además los reconectores que estén conectados en serie en la red trabajan bajo la metodología de secuencia sincronizada de protección donde el equipo que se encuentre más alejado de la falla debe reaccionar más lento que el equipo que se encuentra más cerca. El controlador realiza mediciones de corriente y tensión de la red eléctrica para percibir las fallas [8], esto lo realiza en la porción de la red que el reconectador tiene como carga la cual está después del reconectador. La porción de la red antes del reconectador y que esta más cerca de la subestación se llama Fuente. Esta nomenclatura de las regiones periféricas se aplica a todos los reconectores. La figura 6 presenta una posible protección por sobre-corriente realizada por el reconectador cabecera :

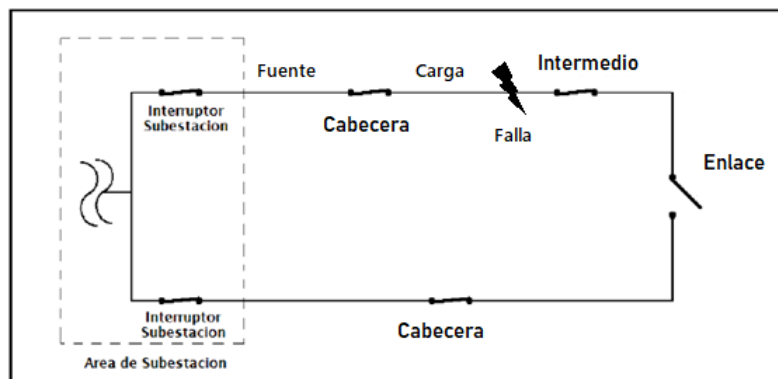


Figura 6: Esquema de protección por sobre-corriente.
[4].

En la figura 6 el reconectador de cabecera o alimentador percibe una falla por sobre-corriente en su lado de carga y ante ella debe actuar según la configuración que se le haya realizado al controlador [4]. Si la falla hubiese ocurrido en el lado de carga del intermedio, el reconectador cabecera siente la falla pero no actúa para liberarla a no ser que el intermedio no la libere. Estas dos funciones se utilizan principalmente cuando varios reconectadores están conectados en serie en los módulos principales pero también se utilizan en los circuitos de distribución. Las operaciones de automatización generadas por el equipo Nulec incorporan estas dos tareas de protección dentro de su esquema de funcionamiento y su programación permite que el operador active y desactive la opción de lazo automatizado desde la central mediante el SCADA ICE, esto como medida de seguridad cuando se necesita realizar reparaciones en la red.

Para lograr que el equipo SEL replique las operaciones de automatización es necesario diseñar e implementar funciones programables utilizando los recursos informáticos, físicos y humanos que se encuentren al alcance de la institución. El diseño debe contemplar la protección por sobre-corriente y la secuencia sincronizada de protección, retroalimentación brindada por personal del ICE. La meta del proyecto es automatizar un circuito de distribución elegido por el ICE para confirmar la funcionalidad de las rutinas implementadas para luego llevar estas funciones a otros circuitos de distribución.

2.3.1. SEL-351R

En este apartado se resumen las características importantes acerca del equipo a utilizar y los aspectos que deben de tomarse en cuenta para el diseño de las funciones de automatización. El SEL 351-R es un equipo micro-procesado que funciona con una alimentación

principal de 110 Vac que se obtiene mediante transformadores de distribución instalados en la red eléctrica y cuenta con dos baterías de 12 Vdc conectadas en serie que funcionan como respaldo ante una falta de alimentación alterna pero también se puede utilizar una fuente de de corriente directa como alimentación principal [8]. En la figura 7 se presenta la vista frontal del equipo:

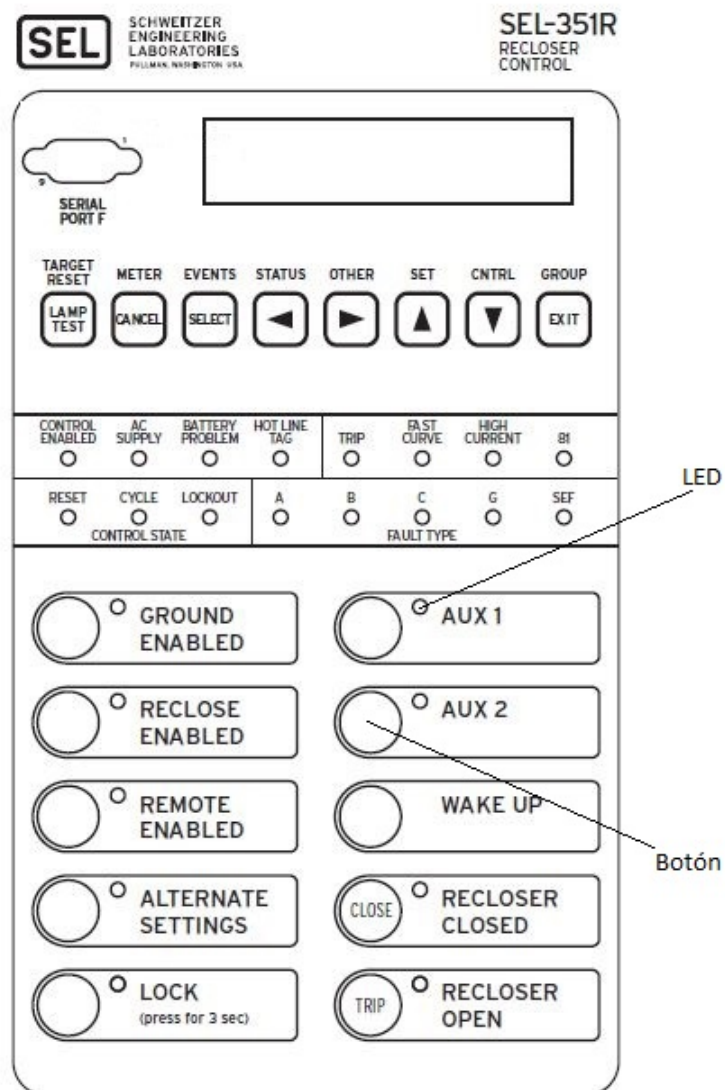


Figura 7: Panel frontal del equipo SEL 351-R. [9]

A continuación se enlistan las funciones más relevantes presentes en el panel frontal [9] :

- a) Close : Botón para ejecutar la orden de cierre.
- b) Trip : Botón para ejecutar la orden de apertura.
- c) Reclose Enabled : Habilita al equipo para realizar recierres en caso de que se presente una sobre-corriente.
- d) Ground Enabled : Habilita al equipo para identificar fallas monofásicas.
- e) Remote Enabled : Deshabilita las botonera principal y habilita únicamente el manejo remoto del equipo.
- f) Aux 1 : Botón para activar la función Hotline Tag, esta función habilita la protección por sobre-corriente pero deshabilita las secuencias de recierres. Esto se utiliza como medida de seguridad cuando técnicos del ICE intervienen la red y se requiere una apertura inmediata del equipo si se presentara un accidente o una eventualidad.
- g) Wake up : Si el equipo se queda sin alimentación alterna el banco de baterías mantiene al equipo activo durante un tiempo configurable, cuando el tiempo se vence el equipo se suspende. Con este botón se activa el equipo.
- h) Lockout : Estado en el cual el interruptor no se cierra a no ser que se le de la orden por medio de la botonera o de forma remota.
- i) Fault type : Cinco indicadores que se utilizan para identificar el tipo de falla y en que fase se dio. La G indica falla monofásica.

El equipo trabaja a 50 Hz o 60 Hz y utiliza esta frecuencia para definir su tiempo de procesamiento interno en un cuarto de la misma [8]; si el valor de frecuencia es de 60 Hz, valor usado en Costa Rica, el tiempo de procesamiento sería aproximadamente :

$$\tau_{\text{procesamiento}} = \frac{1}{60} \div 4 \approx 4,2ms \quad (1)$$

Según la ecuación 1 el equipo procesa los datos que obtiene de la red, toma una decisión y actúa en aproximadamente 4.2 ms. Este tiempo permite una lectura fiable de las magnitudes de tensión y corriente debido a que se lee el valor de la señal 4 veces durante un solo ciclo permitiendo detectar cambios rápidos que requieran intervención por parte del equipo.

El SEL 351-R se conecta al interruptor mediante un cable de control con conector tipo

PL de 14 pines que se utilizan para enviar la orden de apertura y cierre y recolectar los datos de tensión, corriente y estado del interruptor. En la figura 8 se presenta la nomenclatura de los pines de salida del control en el receptáculo que se ubica en la parte baja del equipo y en la tabla 3 la función de cada uno de ellos:

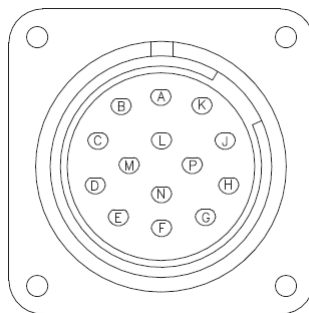


Figura 8: Receptáculo del cable de control.
[9]

Tabla 3: Función de los pines en el receptáculo.

PIN	Función	PIN	Función
A	+24 Vdc	H	I2
B	Monitor de estado(Abierto)	J	I3
C	Abrir	K	IN
D	Monitor de estado(Abierto)	L	Sin conexión
E	Cerrar	M	Tierra del interruptor
F	Monitor de estado(Cerrado)	N	Sin conexión
G	I1	P	Sin conexión

Debido a que el 351-R es compatible con distintos interruptores las funciones de los pines cambian según la marca del interruptor que se utilice. Para el interruptor Cooper presentado en la figura 3, los pines A y C forman un circuito normalmente abierto que va desde el control hasta el interruptor y que lleva la orden de apertura mediante una señal de +24 Vdc proveniente del pin A que entra y sale del interruptor y llega al pin C del control, de la misma forma los pines A y E conforman otro circuito que lleva la orden de cierre con la misma señal de +24 Vdc. En el pin A siempre están presentes los +24 Vdc, mientras que en los pines C y E hay un MOSFET en cada uno que se utiliza como switch mediante una señal de 12 Vdc a la compuerta que corresponde a la orden de apertura o cierre generada por la lógica del control, los +24 Vdc del pin A provenientes

del interruptor están presentes en el drenador y el surtidor tiene el -24 Vdc. De esta forma cada vez que el MOSFET del pin C o el MOSFET del pin E recibe una señal en la compuerta, el circuito se cierra y se ejecuta la acción mecánica dentro del interruptor para la apertura o el cierre [8].

Para el interruptor G&W presentado en la figura 3, los pines C y E forman un circuito que conmuta su polaridad según la orden generada, es decir para una orden de cerrar el circuito formado por los dos pines tiene un +24 Vdc en el pin C y un -24 Vdc en el pin E, caso contrario para la orden de apertura donde esta polaridad cambia dejando el +24 Vdc en el pin E y el -24 Vdc en el pin C. En este caso no se utilizan los transistores de potencia mencionados en el caso anterior.

Indiferentemente del interruptor que se utilice los pines G,H y J, con el pin K usado como referencia, se utilizan para interpretar los valores de corriente que pasan las líneas del primario. Para lograr cambiar la funcionalidad de los pines es necesario cambiar el Firmware del equipo en concordancia con la marca de reconector a utilizar.

EL 351-R es capaz de manejar información adicional a las mediciones de corriente y tensión que hace en la red eléctrica, para esto cuenta con 12 pines agrupados en pareja que funcionan como entradas [opto-aisladas](#) binarias para tensión alterna o tensión directa [8]. Cuando el equipo trabaja con una alimentación de 110 Vac, el valor umbral para la transición de un cero lógico a un uno lógico ó viceversa es de 75 Vac [8]. Estas entradas solamente se pueden utilizar como variables binarias, no es posible utilizar los valores presentes en ellas para realizar mediciones pero, drenan aproximadamente 4 mA. En la figura 9 se aprecia la nomenclatura para cada entrada y el orden de las parejas.

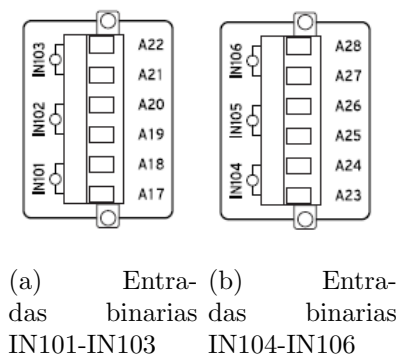


Figura 9: Entradas binarias. Vista lateral derecha del equipo SEL 351-R. [9]

El equipo también cuenta con 3 puertos de comunicación serial de interfaz [RS-232](#) con un conector DB-9 [9]. Uno es el puerto frontal utilizado únicamente para la programación del equipo el cual se muestra en la figura 7, los otros dos se encuentran en el costado derecho del equipo; de estos dos uno se utiliza para el sistema SCADA, el otro se utilizó para el diseño de las funciones de automatización. En la figura 10 se muestran los puertos:

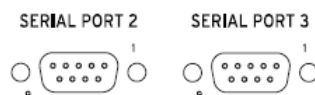


Figura 10: Puertos seriales. Vista lateral derecha del equipo SEL 351-R.
[9]

Adicional a estos puertos el equipo posee otro con protocolo [RS-485](#), sin embargo, este puerto no se tomó en cuenta en el diseño de las funciones de automatización pero si se tiene en cuenta como un posible recurso a explotar.

2.3.2. Interruptor Cooper VWVE

El interruptor Cooper presentado en la figura 3 es una de los más utilizados en la red de distribución eléctrica. En la sección 2.3.1 se explicó la forma en que el controlador genera las señales de comando para abrir o cerrar este interruptor y en la tabla 3 se resume la función de los pines. Dentro del equipo existen dos bobinas conectadas en serie con un punto común entre ellas, estas se energizan y crean un campo magnético que se utiliza para mover dos pistones hacia arriba para comprimir o liberar un resorte que abre o cierra los contactos del interruptor [10]. El punto común de las bobinas esta conectado al pin A del cable de control, es decir los +24 Vdc producidos por el control. Los otros dos extremos libres tienen el pin C y E, el C al lado izquierdo y el E al lado derecho. Al energizar la bobina conectada entre los pines A y E , o bobina de cierre, el pistón se mueve hacia arriba presionando el resorte y moviendo a la vez una traba basculante que sostiene el pistón en esa posición manteniendo los switch cerrados, generando así la acción de cierre. Si desde el control se genera la orden de apertura, se energiza la bobina conectada entre los pines A y C. Otro pistón se mueve hacia arriba, suelta la traba basculante liberando el pistón de cierre restaurándolo a su posición original y a la vez el resorte abre los switch generando así la acción de apertura.

Estas bobinas deben ser energizadas por un corto lapso por lo que las señales del control no son permanentes [10]. Cada bobina tiene un microswitch que abre o cierra el circuito A-C

o A-E, cuando se genera una orden de apertura el mismo mecanismo abre el microswitch de la bobina de apertura después de que los switch estén abiertos y cierra el microswitch de la bobina de cerrado preparando al mecanismos para la operación de cierre; en el caso de una operación de cierre se abre el microswitch de la bobina de cerrado y se cierra el microswitch de la bobina de apertura. Todo este mecanismo se encuentra sumergido en aceite a excepción de los switch los cuales se encuentran en cápsulas al vacío [10].

Para obtener mediciones de las tensiones presentes en el primario, es necesario instalar instrumentos adicionales que permitan al control realizar lecturas . Esto debido a que el interruptor no cuenta con un método para brindarle al control valores de tensión que estén dentro de su margen de operación.

En la sección 2.3.1 también se hizo referencia a las mediciones de corriente realizadas por el control, estas corrientes son inferidas a partir de tensiones que provienen de tres transformadores de corriente, uno en cada línea del primario. Estos transformadores están compuestos por una bobina con una resistencia en paralelo. Esta bobina cubre cada una de las fases y en la resistencia se ve reflejada una tensión debido al flujo de corriente producida en la bobina del transformador debido al campo magnético variable producido por la corriente alterna que fluye por la fase. En la figura 11 se presenta un esquema de estos transformadores, en la misma se señalan los pines G, H y J correspondientes a las corrientes I1, I2 e I3 para el control. El pin K, correspondiente a IN, es un punto común para la interpretación de los valores y también permite la detección de fallas monofásicas.

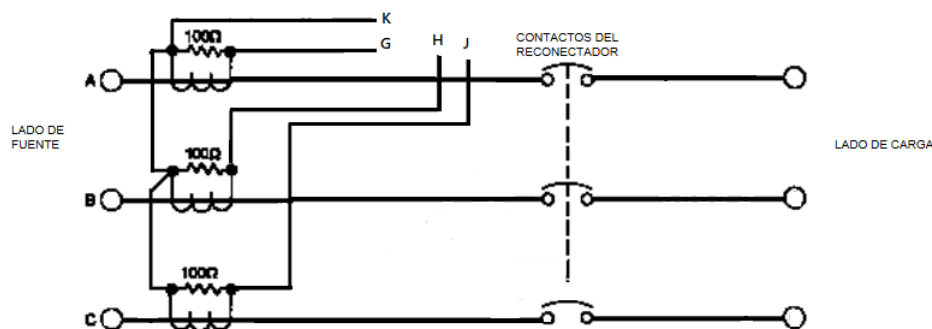


Figura 11: Transformadores de corriente.

[10]

2.3.3. Interruptor G&W Vyper - S

En la sección 2.3.1 se explicó la forma en que el control genera los comandos de apertura o cierre para este interruptor y se explicó como cambiar la funcionalidad a los pines resumidos en la tabla 3. El equipo esta compuesto por una única bobina a la cual se le cambia la polaridad según la operación que se requiera. A los terminales de la bobina llegan los pines C y D y estos mantienen la energía por un breve lapso. El mecanismo de apertura y cierre funciona de forma similar al mecanismo del interruptor Cooper. Un magneto dentro de la bobina se mueve de izquierda a derecha o viceversa según la polaridad de la bobina. Este magneto mueve una varilla que comprime o libera un resorte que abre o cierra los switch. Al igual que el interruptor Cooper, el G&W cuenta con transformadores de corriente que brindan al control los valores necesarios para realizar lecturas y además cuenta con transformadores de potencial que permiten al control obtener mediciones de la red eléctrica. Ambos interruptores son funcionales para el desarrollo del proyecto, su diferencia puntual es el cable de control utilizado y el firmware del controlador pero, las tareas y protecciones son igual de eficientes en ambos. En la figura 12 se presenta un esquema de la constitución interna del interruptor :

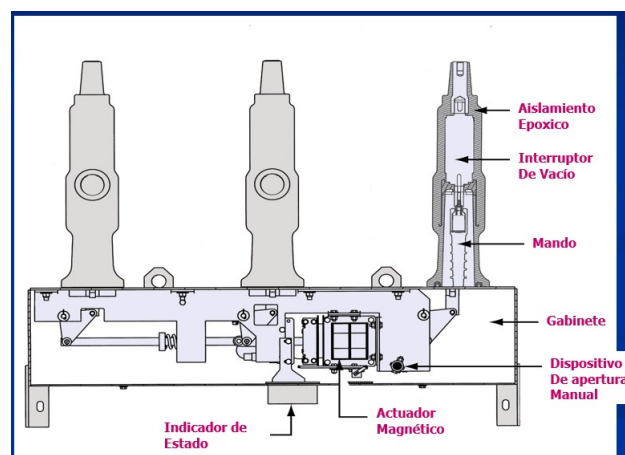


Figura 12: Construcción interna del Interruptor G&W Vyper - S.
[6].

2.3.4. AcSELerator Quickset

EL AcSELerator es un software desarrollado por SEL que permite configurar y poner en marcha los equipos que la marca distribuye [11]. Permite configurar los distintos grupos de protección, crear funciones adicionales o complementarias a las funciones que el equipo realiza por defecto y configurar características generales de funcionamiento del mismo [11]. A continuación la tabla 4 resume los requisitos mínimos de instalación. Antes de iniciar con la configuración del equipo es de suma importancia conocer su modelo y, esto debido a que el Quickset se utiliza para una gran variedad de familias de dispositivos, cada una con distintas formas de configuración y plantillas de programación.

En la figura 13 se presenta un ejemplo de selección de modelo y versión de equipo. El ejemplo corresponde al equipo SEL que se utilizó para llevar a cabo el proyecto :

Tabla 4: Requisitos mínimos para instalación del software AcSELerator.

Sistema operativo	Microsoft Windows 7
	Microsoft Windows 8
	Microsoft Windows 10
	Microsoft Windows Server 2008
	Microsoft Windows Server 2012
	Microsoft Windows Server 2016
Procesador	1 GHz ó mayor
Disco Duro	3 GB
RAM	1 GB (32 bits)
	2 GB(64 bits)
Comunicaciones	Puerto Serial
	Puerto Ethernet

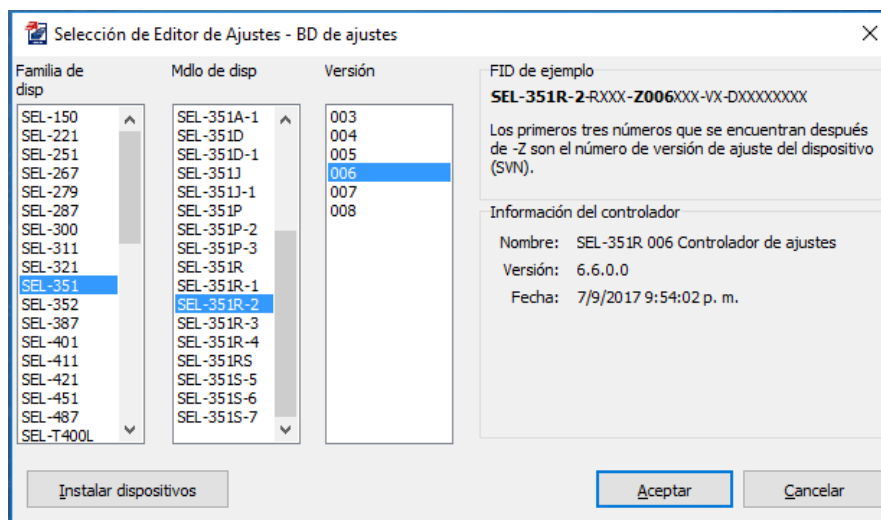


Figura 13: Ventana de selección de equipo

Un grupo de protección consiste en un conjunto de valores configurables según la necesidad del usuario. El SEL 351-R permite hasta seis grupos de protección y posibilita la selección de cualquiera de los seis permitiendo que solo uno este activo a la vez, en otras palabras el equipo soporta seis configuraciones distintas y permite al usuario decidir bajo cual configuración debe trabajar el equipo según la situación. Cada grupo puede tener configuradas funciones básicas y funciones creadas por el usuario. Por ejemplo, el grupo 1 puede cumplir únicamente con tareas de sobre-corriente y el grupo 2 puede cumplir con tareas de sobre-corriente y funciones diseñadas por el usuario. La configuración de cada grupo se puede realizar de dos formas distintas, la primera se conoce como EZ n, donde $n = 1 - 6$ y permite únicamente configurar los valores para la operación básica de sobre-corriente; la segunda opción se denomina Group n y permite generar funciones a gusto del usuario utilizando todos los recursos que el software brinda [11].

El AcSELeRator también permite configurar los distintos puertos de comunicación del equipo. Es posible seleccionar protocolos estándar de comunicación y protocolos desarrollados por la empresa SEL. Es importante anotar que el puerto frontal no debe ser modificado de su configuración de fabrica, esto podría imposibilitar la comunicación PC-Equipo.

Los posibles protocolos de comunicación son :

- | | |
|--------|---------|
| a) SEL | e) DNPE |
| b) DNP | f) MB8A |
| c) MBA | g) MB8B |
| d) MBB | h) LMD |

Para el desarrollo del proyecto se utilizaron los protocolos DNP y MBA, ambos se explican en las secciones 2.3.6 y 2.3.8 respectivamente. En la figura 14 se presenta un ejemplo de una ventana de programación del equipo SEL 351-R. El software provee una plataforma gráfica, para cada grupo de protección, que brinda distintos elementos lógicos que facilitan el diseño de nuevas funciones. En la figura 15 se presenta un ejemplo de esta plataforma para el grupo 1 y en la tabla 5 se presenta los elementos brindados por el software.

Para los elementos lógicos de la tabla 5 se utilizan bits denominados Relay Word Bits. Como su nombre lo indica son palabras que hacen referencia a partes del equipo, por ejemplo, los leds y los botones visibles en la figura 7 o las entradas binarias de la figura 9. Pueden hacer referencia a los valores de salida o entrada de cada elemento, por ejemplo la salida y entrada de un Timer ; y también hacen referencia a estados determinados por la lógica de funcionamiento del equipo y mediciones del equipo, por ejemplo estado abierto o cerrado del equipo [8].

Es importante resaltar que , aunque su nombre pueda confundir, los Relay Word Bits al fin y al cabo son bits. Bits que únicamente pueden tener un valor de dos posibles, “1” ó “0” y se utilizan de la misma forma que se utilizan los bits en un circuito lógico físico o implementado en alguna tarjeta microcontrolada (FPGA,PSoC). En el anexo B1 se presentan todos los Relay Word Bits que el software brinda para el equipo SEL 351-R.

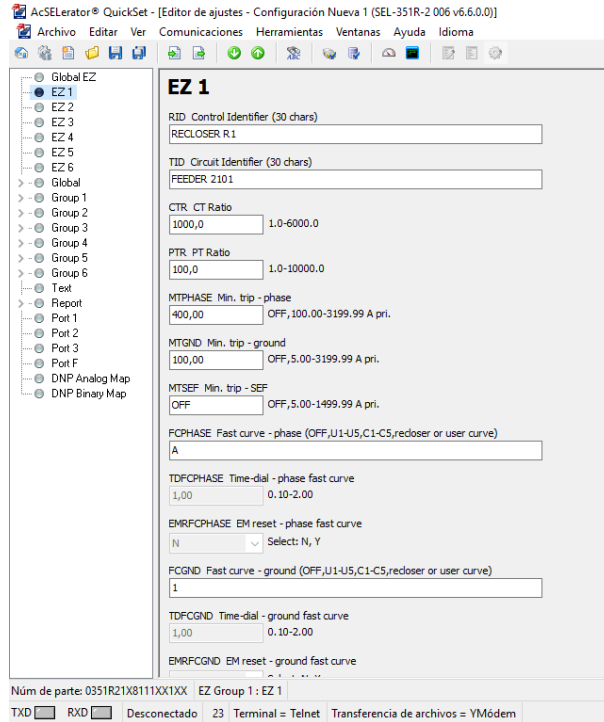


Figura 14: Ventana de configuración del grupo 1 del equipo SEL 351-R

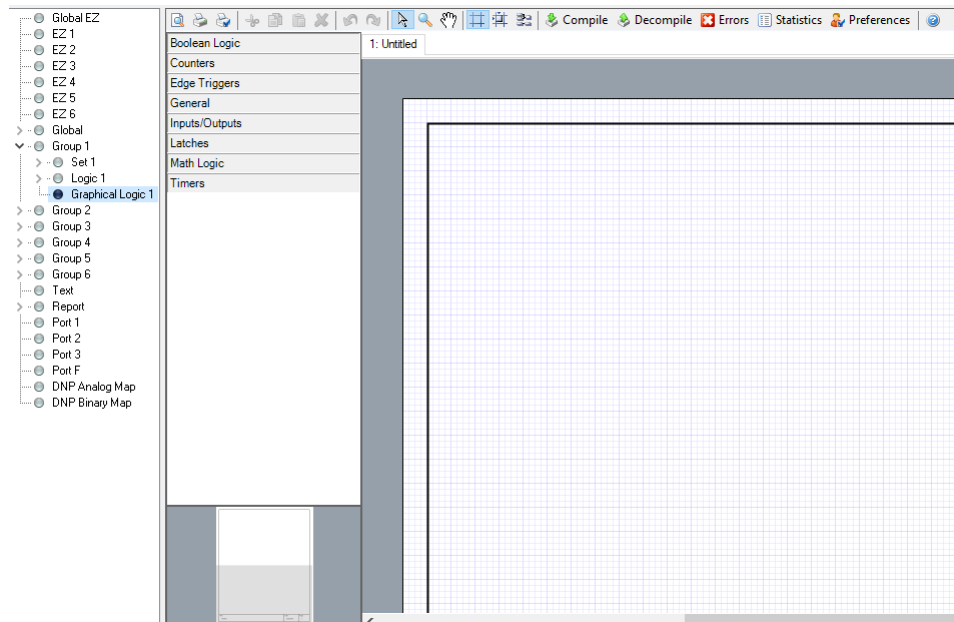
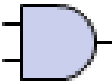

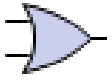

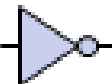

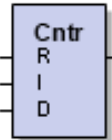





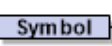
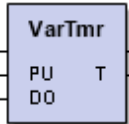


Figura 15: Ventana de programación gráfica del grupo 1 del equipo SEL 351-R

Tabla 5: Elementos Lógicos.

Elemento	Descripción	Elemento	Descripción
	Compuerta AND que permite varios bits de entrada y únicamente un bit de salida.		Retiene el valor lógico de S en Q, aunque cambie S. Un “1” en R reinicia Q.
	Compuerta OR que permite varios bits de entrada y únicamente un bit de salida.		Comparador lógico “mayor que”
	Compuerta NOT que permite únicamente un bit de entrada y únicamente un bit de salida.		Comparador lógico “mayor o igual que”.
	Contador lógico. R: Reinicia la cuenta. I: Incrementa en 1 la cuenta. D: Decrementa en 1 la cuenta.		Comparador lógico “mayor que”.
	Detector de flancos negativos. Pone un “1” a la salida en cada flanco.		Comparador lógico “menor que”.
	Detector de flancos positivos. Pone un “1” a la salida en cada flanco.		Comparador lógico “menor o igual que”.
	Elemento que funciona como bit de entrada o bit de salida para todos los demás elementos. Se utilizan para denominar los Relay Word Bits.		Timer configurable que puede actuar según el cambio de valor en su entrada. PU: Tiempo para actuar ante un flanco positivo. DU: Tiempo para actuar ante un flanco negativo.

2.3.5. Mirrored Bits®

Mirrored Bits es un protocolo de comunicación desarrollado por la empresa SEL. Es utilizado para trasegar información de un equipo SEL a otro de forma sencilla y rápida mediante los puestos seriales del equipo. El protocolo se compone de un mensaje de 8 bits donde el valor de cada bit puede estar ligado al resultado de una lógica combinacional desarrollada por el usuario o estados obtenidos por la lógica interna del equipo [12]. Este protocolo brinda la posibilidad de comunicarse con dos equipos al mismo tiempo, esto se logra configurando el puerto serial con el protocolo MBA o MBB [13]; ambos son el mismo protocolo la diferencia es el nombre de los bits que se transmiten y reciben. Los bits transmitidos se identifican con el Relay Word Bit TMBnA donde $n = 1-8$ mientras que los recibidos se identifican con el Relay Word Bit RMBnA donde $n = 1-8$. En el protocolo MBB se cambia el identificador A por B, siendo el Relay Word Bit para bits transmitidos TMBnB y para los recibidos RMBnB.

Los bits recibidos se obtienen en el mismo orden en que fueron enviados. El RMB1A en el equipo receptor tiene el mismo valor que el TMB1A en el equipo emisor, es decir los bits recibidos son un reflejo de los bits enviados; de ahí el nombre del protocolo. En la figura 16 se ilustra este concepto :

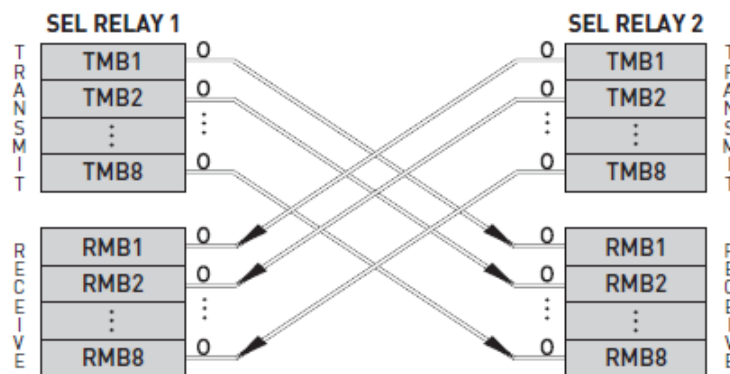


Figura 16: Principio del protocolo de comunicación Mirrored Bits.
[12]

2.3.6. SELogic Control Equations

SELogic Control Equation es un apartado dentro del software donde se pueden establecer condiciones para la ejecución de tareas o operaciones específicas del equipo [8]. Por ejemplo cerrar o abrir el equipo, cambiar de grupo de protección, designar bits a los leds. Cada tarea tiene un conjunto de ecuaciones que controlan acciones derivadas de la operación principal y estas se pueden editar utilizando la combinación de los Relay Word Bits y los elementos lógicos de la tabla 5 o de forma escrita utilizando símbolos específicos para cada elemento lógico y Relay Word Bits. Hay un conjunto de ecuaciones para cada grupo de protección y cada ecuación soporta hasta quince argumentos. En la figura 17 se presenta las diferentes tareas que se pueden realizar y un ejemplo de ecuaciones :

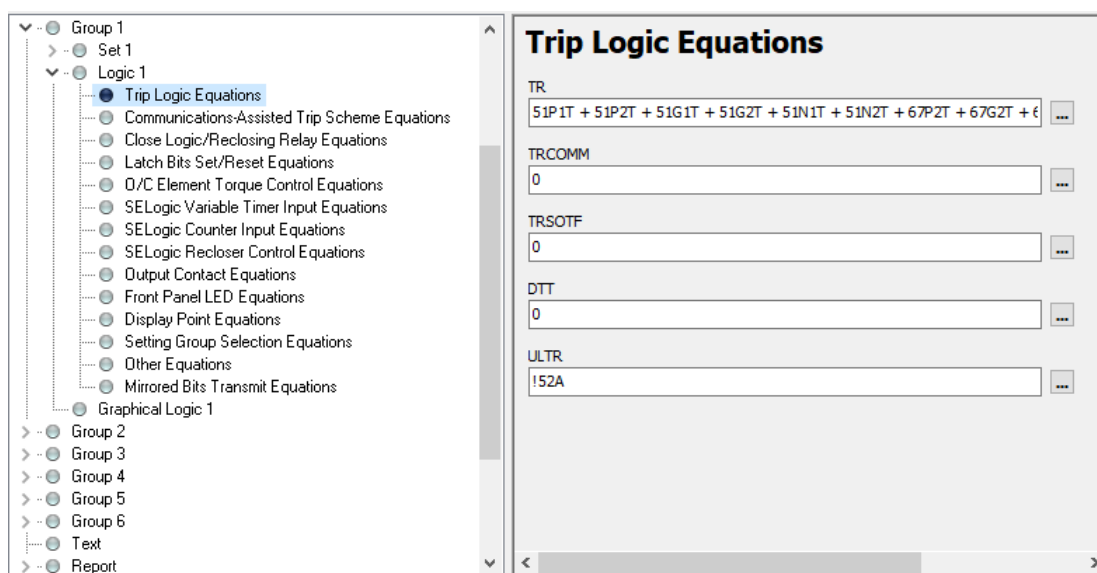


Figura 17: SELogic Control Equations.

Luego de estudiar las tareas que el 351-R es capaz de realizar, se generó un descarte identificando cuales son útiles para la implementación de proyecto y cuales no, a continuación se realiza una breve descripción de las tareas relevantes en la ejecución del proyecto [8]:

- a) Trip Logic Equation: Se editan las condiciones para abrir el equipo.
- b) Close Logic/Reclosing Relay Equations: Se editan las condiciones para cerrar el equipo y funciones de seguridad contra cierres inesperados.
- c) Latch Bits Set/Reset Equations: Permite configurar hasta 16 latch. Se puede editar la entrada y el reset de cada uno.

- d) SELogic Variable Timer Input Equations: Permite establecer la entrada de cada Timer. En total son 16. Los tiempos PU y DU se establecen en la parte SET 1 visualizada en la figura 17, en el apartado SELogic Variable Timer.
- e) Front Panel Led Equations: Permite asignar bits a los leds del panel frontal.
- f) Display Point Equations: Permite desplegar texto en la pantalla del equipo en función del valor de un único bit. Puede ser un Relay Word Bit o el resultado de lógica combinacional creada por usuario.
- g) Setting Group Selection Equations: Permite cambiar de grupo protección en función de un conjunto de condiciones.
- h) Mirrored Bits Transmit Equations: Permite dar valor a los bits transmitidos, tanto para los A como los B.

2.3.7. Radio troncalizado Motorola

El ICE utiliza radios marca Motorola con tecnología celular para establecer una red de comunicación que permite generar enlaces a una distancia de más de 100 km. Existen varias torres repetidoras ubicadas a lo largo del país en las cuales los radios son matriculados según la región a la que pertenezcan, puede ser alguna de las cinco en listadas en la sección 1.1. La tecnología celular permite que un radio en movimiento, por ejemplo en un vehículo, se mantenga siempre en la red y tenga la posibilidad de enviar y recibir datos pasando de una célula a otra. Si el radio está enganchado a una torre repetidora en la cual no esta matriculado, este tiene el último nivel de prioridad y si el flujo de datos es mucho, la repetidora saca al radio que no pertenece a su lista. El radio tiene una potencia variable, puede trabajar a 25 W o a 50 W y una frecuencia de 900 HZ. Se le asigna una dirección IP compuesta por el identificador de su región y el número de equipo. En la zona de Pérez Zeledón corresponden los equipos que van del 0 al 200 con identificador 22. Para las UTR's se utiliza el mismo radio en conjunto con una fuente de poder y un CPU, estos dos fueron diseñados por la Motorola específicamente para el ICE. EL CPU funciona como un traductor entre el SEL 351-R y el radio , es programado por personal del ICE en el plantel de Colima de Tibás. Dentro de la programación del CPU se le indica ante cual equipo va a responder ya sea Nulec,SEL o Cooper; el nombre del equipo, el identificador del equipo, los datos que este debe obtener del equipo y el protocolo de

comunicación a utilizar. En la figura 18 se presenta una UTR donde se identifican los elementos:



Figura 18: UTR

2.3.8. Módem 3G Conel

El módem fue obtenido por el ICE para monitorear los equipos mediante el sistema SCADA y para lectura de medidores de forma remota. El módem viene programado con la aplicación que el ICE solicite. Puede ser utilizado para funciones de seguridad, telemetría, monitoreo de terminales remotas, GPS, LAN, WIFI, WAN [14]. Provee un puerto Ethernet y dos puertos que pueden ser configurados para interfaz serial RS-232 o RS-485 solicitados por el cliente [15]. El desarrollo de nuevas aplicaciones para el módem debe ser solicitado al proveedor. Posee una o dos ranuras para tarjeta SIM y puede ser configurado mediante una interfaz web protegida por contraseña. EL ICE es un usuario de este equipo y dentro de la institución no se realizan cambios a la programación del módem, esto limita la información a manuales y guías descargadas de internet.



Figura 19: Módem.
[14]

2.3.9. DNP 3.0

El protocolo para red distribuida, DNP por su siglas en inglés, es un protocolo libre utilizado en sistemas SCADA donde normalmente hay una estación maestra y varias estaciones esclavas o remotas [16]. Actualmente esta en su versión 3 denominada DNP 3.0. Permite adquirir información y realizar tareas de control entre el maestro y todos los esclavos, por lo que hay un alto tráfico de información a una velocidad de 1200 bps pero con un ancho de banda reducido [17]. El protocolo DNP 3.0 realiza mensajes de [broadcasting](#), permite chequeo de errores y provee tiempo de sincronización con las estaciones remotas para contabilizar el tiempo de retardo en la conexión, estampados de tiempo que permiten obtener cadenas de eventos con su respectivo tiempo de ocurrencia, permite al usuario clasificar los datos en estáticos, datos de eventos, datos analógicos y datos binarios [16].

El protocolo utiliza dos capas y una subcapa del modelo EPA (Enhance Performance Architecture) llamadas capa de aplicación, función de transporte y capa de enlace de datos [17]. La figura 20 presenta un esquema de este modelo :

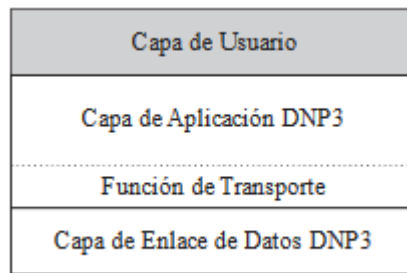


Figura 20: Capas del modelo EPA utilizado para el protocolo DNP 3.0.
[17]

Para enviar un mensaje a la central maestra se recibe en la unidad remota la solicitud de un punto del mapa DNP a través de la capa de usuario y se inicia un proceso de solicitud en la capa de aplicación. El mapa DNP es una lista con los posibles datos a enviar, este mapa puede cambiar de una remota a otra e incluye datos binarios y analógicos. En la capa de aplicación se fragmenta la información obtenida y se pasan estos fragmentos a la subcapa de transporte. En la subcapa de transporte se segmentan los fragmentos y se pasan a la capa de enlace de datos. En la capa de enlace se genera la trama DNP 3.0 del mensaje y se manda por el medio físico conectado. Cuando el mensaje llega a la unidad maestra la capa de enlace recibe la trama y elimina la cabecera del mensaje para obtener los segmentos y pasarlos a la subcapa de transporte, aquí se unen los segmentos y se pasan a la capa de aplicación donde se defragmenta la información y se pasa a la capa de usuario de la estación maestra [16]. La estación maestra genera el proceso inverso para enviar el mensaje de confirmación. En la figura 21 se presenta un esquema de este proceso:

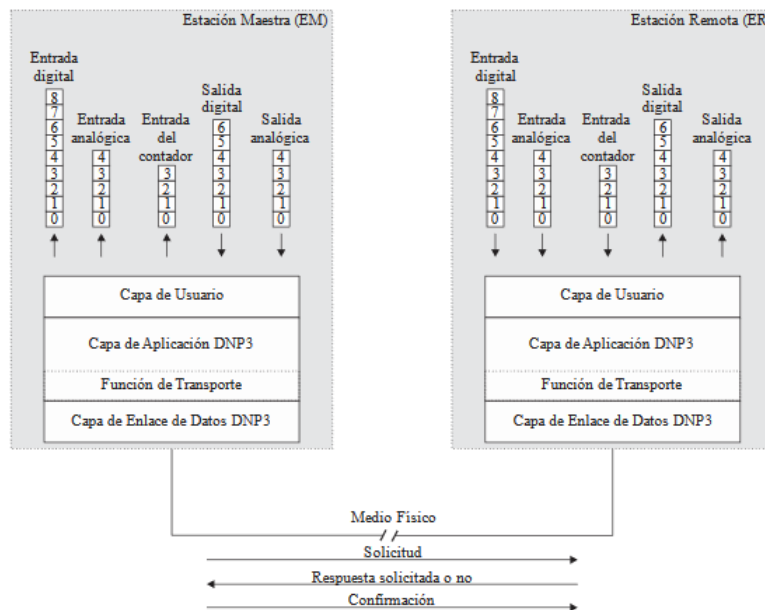


Figura 21: Proceso de mensaje de protocolo DNP 3.0. [17]

3. Diseño

En la sección 2.2 se presentan los objetivos a cumplir en este proyecto. El diseño generado contempló la posibilidad de activar al mismo tiempo las dos operaciones de automatización explicadas en la sección 1.5 y que el equipo fuese capaz de distinguir cual operación era necesaria según la falla que perciba. Esto decantó el diseño a que fuese personalizado a un circuito de distribución que brindara las condiciones adecuadas para el desarrollo del proyecto, sin embargo, las funciones pueden ser replicadas y ajustadas a cualquier otro circuito. Fue necesario una configuración de red donde la operación de tranferencia fuese posible, además de necesaria, y que la operación de lazo automatizado brindara un beneficio tangible para la institución. En la selección del circuito de distribución a utilizar como piloto, dominó tanto el criterio profesional como el criterio ingenieril acerca de las capacidades físicas del equipo. En las secciones 2.3.1, 2.3.2 y 2.3.3 se explicaron las capacidades físicas del controlador y de cada uno de los posibles interruptores a utilizar. Se utilizaron las entradas digitales del 351-R debido a que el interruptor Cooper no cuenta con un medio para disminuir las tensiones del primario a valores aptos para el controlador. Para esto fue necesario que el circuito de distribución contara con transformadores de distribución cercanos al reconectador. Esto para conocer la presencia de tensión en la

red sin necesidad de instalar o crear alguna etapa de acople. En la figura 22 se presenta un mapa geográfico del circuito de distribución seleccionado. En la figura se ven los 4 equipos contenidos en el circuito de distribución, cada uno con un identificador. La línea roja ejemplifica la red eléctrica que los une y las flechas señalan regiones importantes a considerar. La flecha hacia arriba indica la dirección hacia San Isidro y la subestación de distribución, por lo tanto la energía eléctrica viene desde esta dirección. La flecha a la derecha indica la dirección hacia Pejibaye y el flujo normal de la energía eléctrica. La flecha hacia la izquierda indica la dirección hacia Uvita, región desde la cual proviene la energía de respaldo para la operación de transferencia y la operación de lazo.

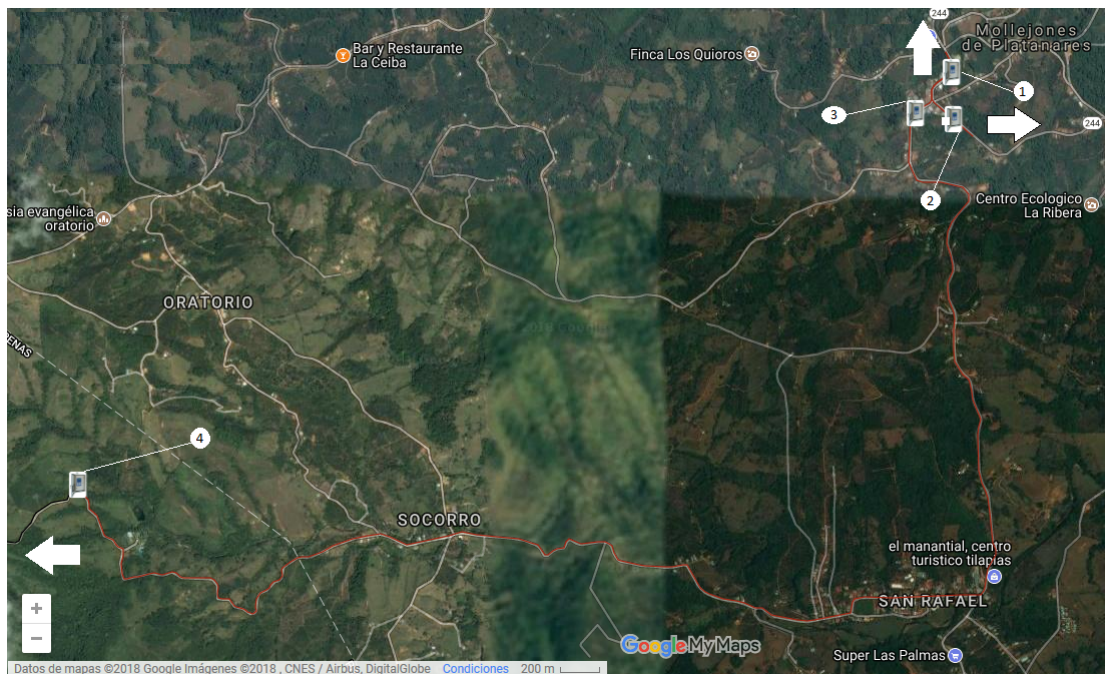


Figura 22: Distribución geográfica del circuito de distribución.

El equipo con el identificador 1 es un control SEL 351-R con un interruptor Cooper, clasificado como un alimentador. EL equipo con el identificador 2 es un control SEL 351-R con interruptor Cooper, clasificado como un alimentador secundario. El equipo con el identificador 3 es un control SEL 351-R con interruptor Cooper, clasificado como intermedio. El equipo con el identificador 4 es un control SEL 351-R con interruptor G&W, clasificado como enlace. Las funciones fueron diseñadas tomando en cuenta la posición y la clasificación de cada equipo, dentro del diseño se consideró un esquema de comunicación entre

los cuatro equipos. El diseño de las funciones se generó considerando una comunicación punto-multipunto donde el equipo 1 genera y envía un mensaje de forma simultánea a los demás equipos. Se utilizó el protocolo Mirrored Bits[®] para generar el mensaje. Para la operación de transferencia de potencia el equipo 1 sensa constantemente su lado de fuente para determinar la presencia de tensión. En el momento que la tensión de fuente esté ausente el equipo 1 inicia un Timer, cuando este tiempo se vence el equipo 1 se abre y envía un mensaje a cada uno de los otros equipos indicando que se requiere generar la operación de transferencia de potencia. En este caso el equipo 2 no realiza ninguna acción visible, el equipo 3 cambia de grupo de protección como preparación para un flujo inverso y el equipo 4 se cierra para transferir la energía desde Uvita. Así se restablece el servicio eléctrico para todas las zonas afectadas.

Para la operación de lazo automatizado el equipo 1 está atento a cualquier sobre-corriente que se presente en la zona de la red contenida entre los equipos 1, 2 y 3. Esta región sería la carga del equipo 1 y ante una sobre-corriente este realiza las operaciones de recierre, si al final de la secuencia la falla prevalece el equipo 1 se abre y envía un mensaje a los demás equipos comunicando la necesidad de generar la operación de lazo automatizado. El equipo 2 y el equipo 3 se abren para aislar la región que contiene la falla. El equipo 4 se cierra y transfiere energía a la región comprendida entre el y el equipo 3. Para restablecer la energía desde el equipo 2 hacia Pejibaye se hacen maniobras desde el centro de operaciones. Aprovechando este esquema de comunicaciones se incluyó en el diseño la acción de activar las operaciones de automatización en todos los equipos activándola solamente en el equipo 1. Las dos operaciones se activan bajo el nombre de “Lazo” ya sea de forma manual en el equipo 1 o desde el centro de operaciones. Para que los equipos entren en la condición de “Lazo” es necesario que se cumplan ciertas condiciones:

- a) El equipo 1 debe estar cerrado, la tensión de fuente debe estar presente y debe estar activo el grupo de protección 1.
- b) El equipo 2 debe estar cerrado y debe estar activo el grupo de protección 1.
- c) El equipo 3 debe estar cerrado y debe estar activo el grupo de protección 1.
- d) El equipo debe estar abierto y debe estar activo el grupo de protección 1.

Una vez que cualquiera de las dos operaciones se ejecuta, el “Lazo” se desactiva de forma automática en todos los equipos. Esta operación utiliza dos grupos de protección para su funcionamiento.

La operación de tranferencia de potencia actúa ante la falla llamada ausencia de fuente y la operación de lazo automatizado actúa ante la falla llamada sobre-corriente. La figura 23 presenta un diagrama de flujo de esta operación :



Figura 23: Diagrama de flujo de la operación "Lazo".

Cada equipo cumple un rol en cada una de las operaciones de automatización y además cumplen tareas determinadas por su posición en la red como cambio de grupo y generación del mensaje. Esto define un total de 8 funciones, debido a esto se desglosó el diseño de las funciones por equipo. Para lograr abarcar todos y cada uno de los detalles se presenta una sección por equipo.

3.1. Equipo 1

Para el desarrollo de las funciones se utilizó la metodología de diseño modular, empezando desde el nivel uno, siendo el más general, hasta el nivel cinco, siendo el más específico.

En la figura 24 se presenta un esquema de la instalación del equipo 1 a la red eléctrica:

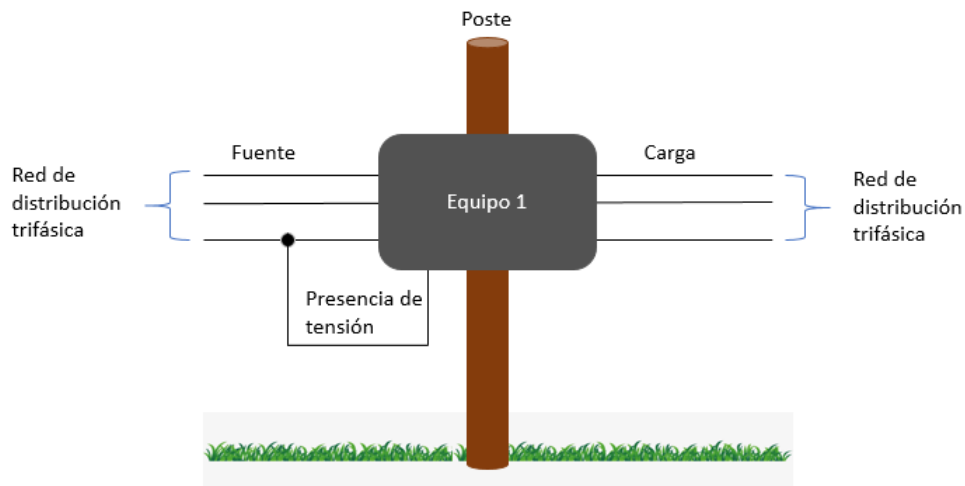


Figura 24: Esquema de instalación en la red del Equipo 1.

El equipo 1 es un maestro que se encarga de activar la operación “Lazo” en los demás equipos, detectar las fallas e indicar a los demás equipos que operación realizar. Además de eso cumple tareas de protección por sobre-corriente. Para el equipo 1 se desarrollaron dos funciones en total :

- a) Función Activar “Lazo”.
- b) Función “Lazo”.

3.1.1.1. Función Activar “Lazo”.

En condiciones normales de funcionamiento los equipos trabajan con el grupo de protección 1 activo. La función Activar “Lazo” esta implementada en este grupo y activa el “Lazo” de forma local con el botón AUX 2 visible en la figura 7 o de forma remota mediante el sistema SCADA. El funcionamiento básico de la función es cambiar del grupo de protección 1 al grupo de protección 3, dentro del grupo 3 se implementa la función “Lazo”.

En la figura 25 se presenta el diagrama de primer nivel de esta función :



Figura 25: Diagrama de primer nivel de la función Activar "Lazo".

La entrada IN101 es una entrada digital que se utiliza para detectar la presencia de tensión en la red. Se obtiene de un transformador de distribución instalado metros antes del reconectador.

En la figura 26 se presenta el diagrama de segundo nivel de la función Activar "Lazo":

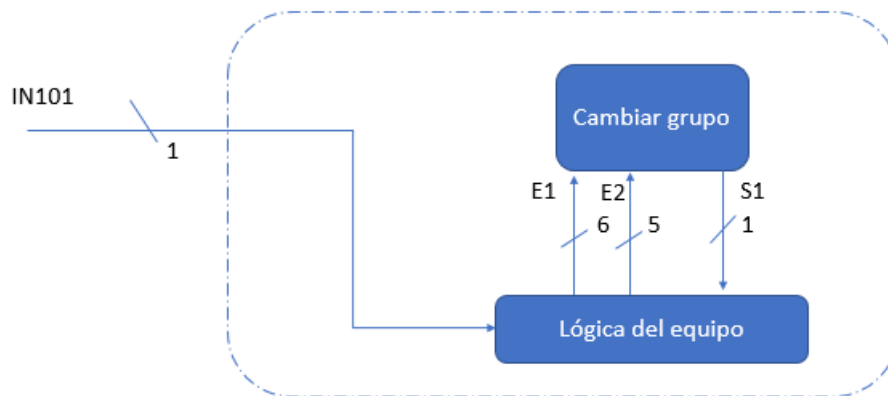


Figura 26: Diagrama de segundo nivel de la función Activar "Lazo".

Las entradas del módulo E1 y E2 son señales generadas de forma interna por equipo y la salida S1 es generada por el módulo cambiar grupo y utilizada por el equipo.

En la figura 27 se presenta el diagrama de tercer nivel :

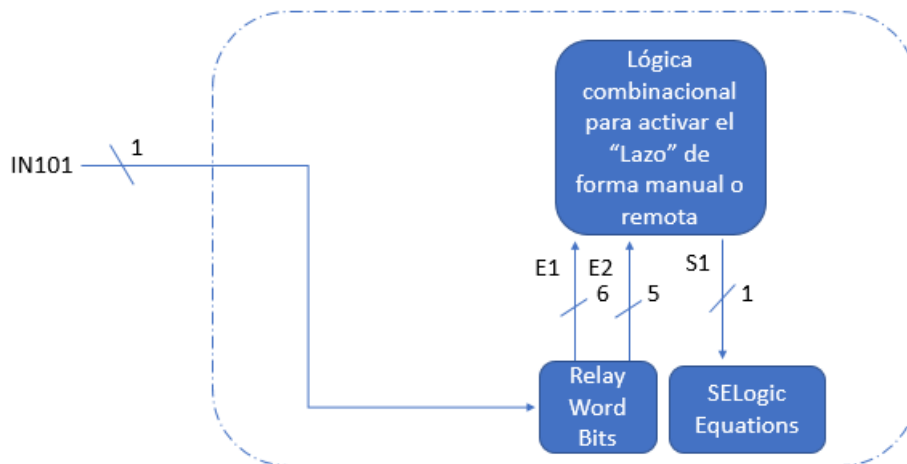


Figura 27: Diagrama de tercer nivel de la función Activar “Lazo”.

La entrada IN101 es un Relay Word Bit que hace referencia a las entradas binarias del equipo, en este caso a la entrada 1. Las entradas del módulo E1 y E2 son Relay Word Bits que representan estados generados por la lógica interna del equipo y la salida S1 modifica directamente una de las SELogic Control Equations.

En la figura 28 se presenta el diagrama de cuarto nivel para el módulo de Relay Word Bits :

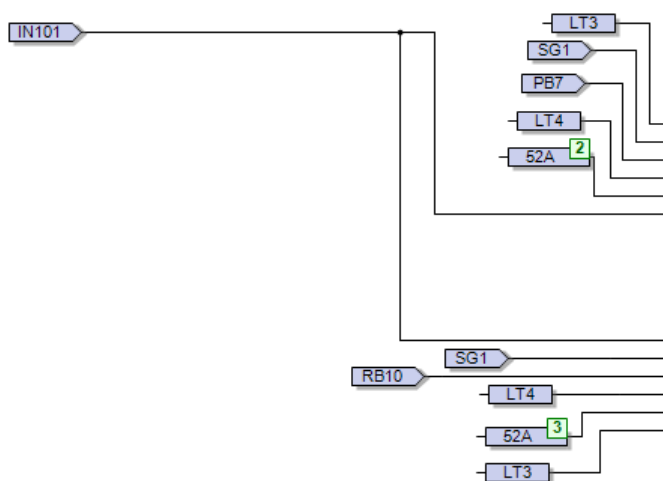


Figura 28: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Relay Word Bits.

El módulo Relay Word Bits contiene un total de 11 bits que representan entradas del equipo y estados generados por la lógica interna del equipo. Cada palabra equivale a un bit con uno de dos posibles estados. La función de cada bit es :

- a) IN101 : Entrada binaria del equipo. Si hay tensión en la red tiene un valor de “1”, caso contrario adquiere un valor de “0”.
- b) LT3 : Representa la salida del elemento Latch Bit 3. Este elemento se utiliza dentro la lógica interna del equipo para activar la función remote control del equipo.
- c) SG1 : Es un bit que indica si el grupo de protección activo es el 1. Si el grupo 1 está activo el bit tiene un valor de “1”.
- d) PB7 : Es un bit que representa al botón Aux 2 visible en la figura 7. El bit toma el valor de “1” si el botón es presionado. Se utiliza para activar la función “Lazo”.
- e) LT4 : Representa la salida del elemento Latch bit 4. Este elemento se utiliza en al lógica interna del equipo para activar la función LOCK.
- f) 52A : Es un bit generado de forma interna en el equipo e indica el estado de interruptor. Cuando el interruptor esta cerrado toma el valor de “1” y cuando está abierto toma el valor “0”.
- g) RB10 : Es un bit que puede tomar uno de dos posibles valores, su valor se cambia de forma remota desde el centro de operaciones.

En la figura 29 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo de lógica combinacional:

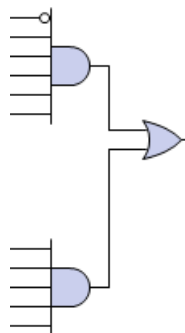


Figura 29: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo lógica combinacional.

Debe ser posible activar la operación “Lazo” de forma remota y de forma local desde la botonera del equipo. Debido a esto la lógica diseñada incorpora una compuerta OR para permitir cualquiera de las dos posibilidades. Cada compuerta AND recibe 6 bits entre los cuales se encuentran el bit de activación y varios bits para condicionar la activación. Las salidas de las compuertas AND son mutuamente excluyentes, es decir solo se puede cumplir una a la vez; esto se logra negando el bit LT3 en una de las compuertas. La compuerta AND superior se utiliza para activación local y la inferior para la activación remota.

En la figura 30 se presenta el diagrama de cuarto nivel para el módulo SELogic Control Equations :

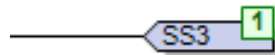


Figura 30: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo SELogic Equations.

Este módulo está conformado únicamente con un Relay Word Bit que modifica la SELogic Control Equation para el cambio de grupo, en este caso el cambio de grupo se da si se cumplen las condiciones de cualquiera de las dos compuertas AND. El equipo utiliza álgebra Booleana para representar los desarrollos gráficos mediante una ecuación. Para el cambio de grupo la expresión es:

$$SS3 = (SG1 * IN101 * PB7 * LT4 * 52A * !LT3) + (SG1 * IN101 * RB10 * 52A * LT3) \quad (2)$$

Donde el símbolo * representa la compuerta AND y el símbolo + la compuerta OR. El cambio del grupo se da si el resultado de la ecuación tiene valor “1”.

En la figura 31 se presenta el diagrama de quinto nivel para la función Activar “Lazo”:

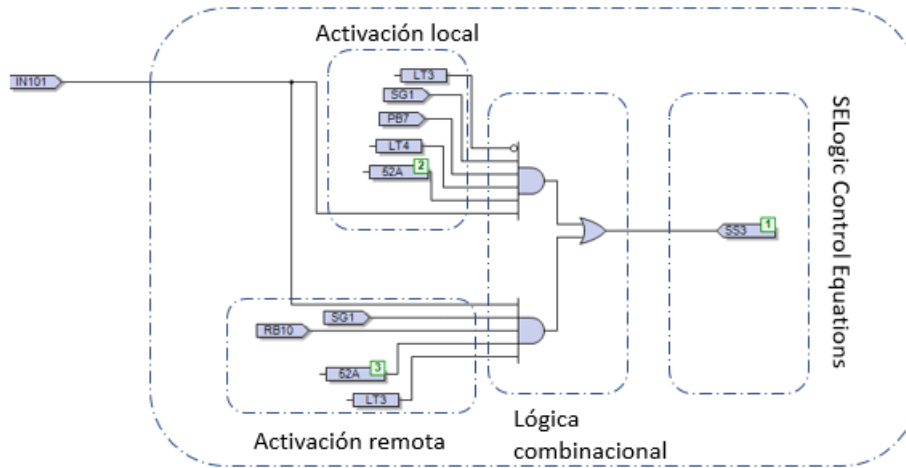


Figura 31: Diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”.

Para activar el “Lazo” de forma local es necesario que haya tensión en la red eléctrica, que el equipo este cerrado, que la función remote control este desactiva, que la botonera no este bloqueada, que este activo el grupo 1 y por último presionar el botón AUX 2.

Para activar el “Lazo” de forma remota es necesario que haya tensión en la red eléctrica, que el equipo este cerrado, que la función remote control este activa, que la botonera no este bloqueada, que este activo el grupo 1 y por último poner en alto el bit remoto RB10 desde el centro de control.

3.1.2. Función “Lazo”.

Esta función se implementa en el grupo de protección 3 y además de generar las operaciones de automatización envía un mensaje a los demás equipos para activar la operación “Lazo”. En la figura 32 se presenta el diagrama de primer nivel de la función “Lazo”.

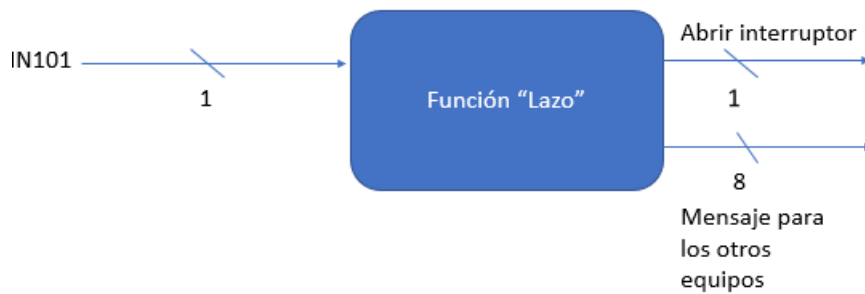


Figura 32: Diagrama de primer nivel de la función “Lazo”.

La entrada IN101 se usa de igual forma que para la función Activar “Lazo” de la sección 3.1.1.

En la figura 33 se presenta el diagrama de segundo nivel de la función “Lazo”.

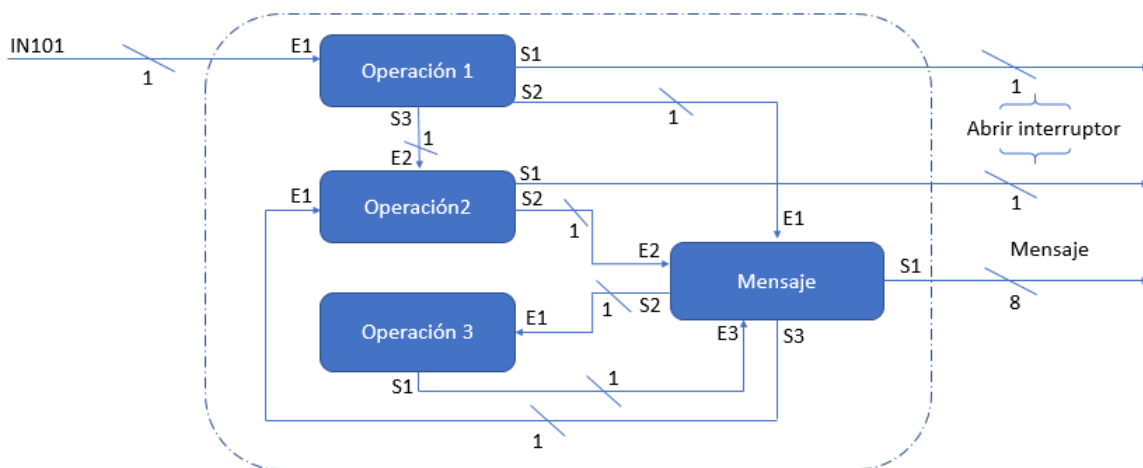


Figura 33: Diagrama de segundo nivel de la función “Lazo”.

La operación 1 tiene como entrada E1 la presencia de tensión en la red y en base a esto genera las salidas S1, S2 y S3. La salida S1 genera la acción de apertura del equipo, la salida S2 se utiliza en el mensaje y la salida S3 es utilizada por la operación 2. La operación 2 utiliza las entradas E1 y E2 para generar también la acción de apertura con su salida S1 y aportar al mensaje con su salida S2. En el mensaje se genera una señal de 3 bits aportados por las operaciones 1, 2 y 3. Este mensaje es transmitido a los demás equipos y además se genera una señal de un bit utilizada por la operación 3.

En la figura 35 se presenta el diagrama de cuarto nivel para el módulo para la operación de transferencia de potencia :

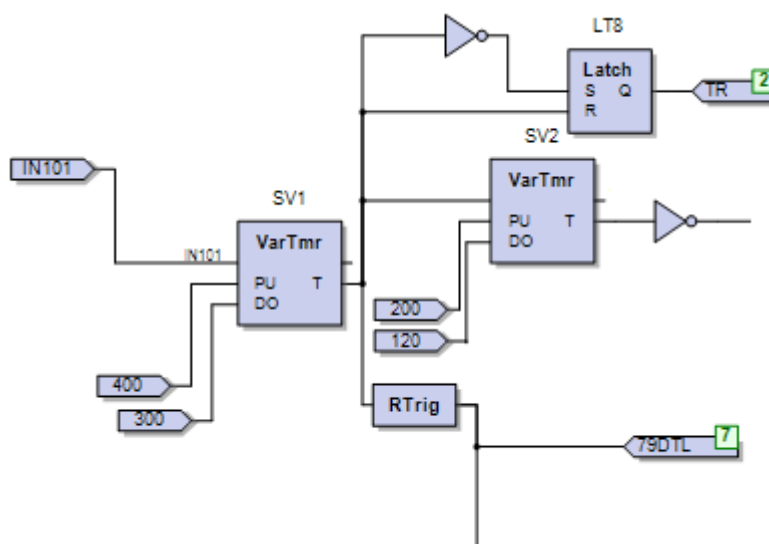


Figura 35: Diagrama de cuarto nivel para la función “Lazo”. Módulo para la operación de transferencia de potencia.

El módulo toma la entrada binaria IN101 y la usa para activar un Timer. Este Timer está configurado para que su salida tome un valor de “1” aproximadamente 6.67 s después de que haya un flanco positivo en su entrada. Si hay un flanco negativo el Timer tarda aproximadamente 5 s para tener un “0” a la salida. El equipo trabaja por ciclos por lo que los valores de tiempo en segundos deben ser calculados con la siguiente relación :

$$t = \frac{\text{ciclos}}{60} s \quad (3)$$

Donde ciclos se refiere al valor que se le configura al elemento. El Timer SV1 tiene configurado un valor de 400 ciclos para su tiempo PU y 300 para su tiempo DO. Usando la ecuación 3 se obtiene los valores de 6.67 s para PU y 5 para DO. Este Timer se usa esencialmente para evitar que cambios momentáneos en la entrada generen operaciones innecesarias. Además el AcSELeRator provee un tiempo antirebote configurable para las entradas digitales. Para este caso se le asignó el valor de un cuarto de ciclo para que coincida con el tiempo de procesamiento del equipo. La salida del Timer se identifica con el Relay Word Bit SV1T, el valor se utiliza como entrada del latch bit LT8, para un detector de flancos positivos y para el Timer SV2. El LT8 tiene su entrada S negada y

su reinicio R sin negar, con esto el elemento tiene como salida un “1” ante un valor de “0” en SV1T y un valor de “0” ante un valor de “1” en SV1T. Un valor de “0” en SV1T significa ausencia de tensión en la red; esto activa el LT8 y se genera la acción de apertura mediante el Relay Word Bit TR. En el instante que se realiza la operación de apertura se inicia el Timer SV2 con una configuración de 3.3 s para PU y 2 s para DO. La salida de este Timer, identificada con el Relay Word Bit SV2T, se utiliza como indicación de que se generó la operación de transferencia. Este Timer retrasa el mensaje con respecto a la acción de apertura, esto con la idea de que el equipo 1 haya llevado a cabo en su totalidad la operación correspondiente antes de enviar el mensaje. La salida SV2T esta negada debido a que el estímulo que inició la cuenta fue un flanco negativo. El bit SV2T negado se pasa al módulo de generación de mensaje. Por último el detector de flacos se encarga de activar la protección contra cierres automáticos identificado como LockOut. Esto se logra mediante el Relay Word Bit 79DTL. Esto para evitar que el equipo se cierre si la tensión en IN101 regresa después de que se haya realizado la operación. La salida del detector de flancos también se utiliza en el módulo para la operación de lazo automatizado.

En la figura 36 se presenta el diagrama de cuarto nivel para el módulo para la operación de lazo automatizado:

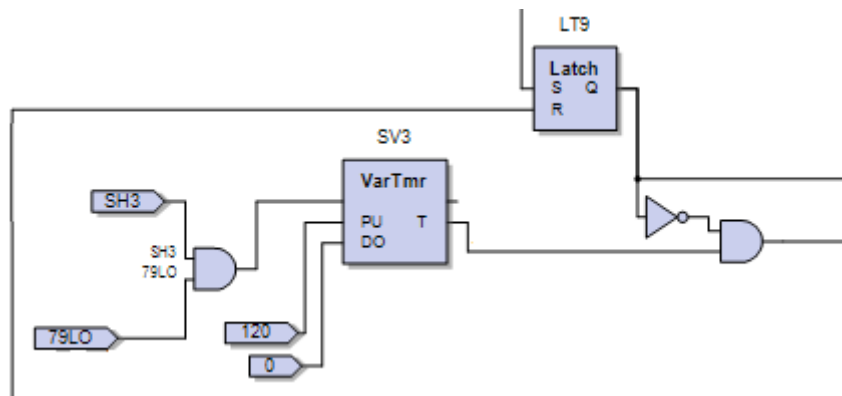


Figura 36: Diagrama de cuarto nivel para la función “Lazo”. Módulo para la operación de lazo automatizado .

El módulo para la operación de lazo automatizado usa dos Relay Word Bits cuyo valor es generado por la secuencia de recierres:

- a) SH3: Cuando se han realizado 3 recierres este bit toma el valor de “Lazo”.
- b) 79LO : Indicador de que el equipo esta en LockOut. Si al final de la secuencia la falla prevalece el equipo queda abierto y en el estado de LockOut.

Un “1” en la salida de la compuerta AND significa que el equipo sensó una falla de sobrecorriente y que luego de realizar la secuencia de recierres la falla se mantuvo. En este caso el equipo se abre y queda en LockOut. Esta parte es configurable a gusto del usuario, en la sección 2.2 se mencionó que la cantidad de recierres era un valor configurable, para el equipo SEL 351-R se puede seleccionar un mínimo de 0 operaciones y un máximo de 4. En función a esto existen los Relay Word Bits SH0, SH1, SH2 y SH4. El Relay Word Bit que se use en este módulo debe ser correspondiente a la cantidad de recierres programados.

La salida de la compuerta se utiliza como entrada para el Timer SV3, igual que en el módulo para la operación de transferencia de potencia se usa el Timer para retrasar el mensaje con respecto a la acción de apertura, esto debido a que la salida SV3T del Timer se usa como indicador de que se generó la operación de lazo automatizado.

La entrada S del latch bit LT9 proviene del detector de flancos positivos del módulo para la operación de transferencia de potencia, el LT9 se utiliza en conjunto con la segunda compuerta AND y la compuerta NOT para crear una llave que cierra el paso al indicador de la operación de lazo automatizado. Si la operación de transferencia se realiza se envía únicamente el indicador generado en su módulo. El indicador de la operación de lazo automatizado tiene vía libre si la operación de transferencia no se ha generado. El reinicio del LT9 proviene del módulo de cambio de grupo, cuando se realiza un cambio de grupo se debe de reiniciar los latch bit dependiendo de las tarea que cumplan ya que estos conservan su estado. La salida del LT9 también se utiliza para enviar un indicador auxiliar para el caso en que la tensión en la entrada IN101 regrese luego de que se haya realizado la acción de apertura del módulo de transferencia de potencia en el equipo 1. En este caso también es necesario desactivar el “Lazo” debido a que el Timer SV2 no alcanzó a enviar el mensaje antes del cambio de estado.

En la figura 37 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo para formar el mensaje:

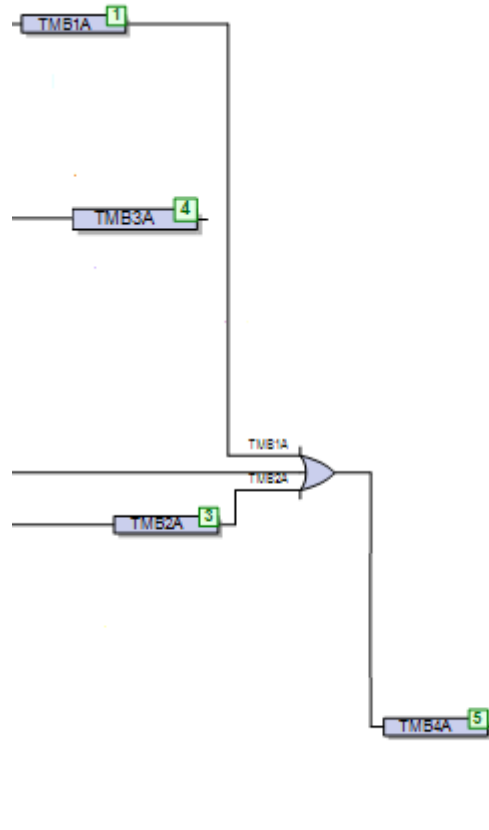


Figura 37: Diagrama de cuarto nivel para la función “Lazo”. Módulo para formar el mensaje

El mensaje se genera utilizando el protocolo Mirrored Bits[®], el módulo toma el valor de los indicadores generados por las operaciones y lo transmite por medio de los bits del mensaje. Hay un total de ocho bits disponibles de los cuales se utilizaron solamente cuatro. En la figura 38 se presenta el contenido del mensaje :

TMB1A	TMB2A	TMB3A	TMB4A	TMB5A	TMB6A	TMB7A	TMB8A
Indicador de operación de transferencia de potencia	Indicador de operación de lazo automatizado	Indicador de cambio de grupo.	Indicador de que se realizó una operación	Libre	Libre	Libre	Libre

Figura 38: Significado de los bits del mensaje enviado mediante el protocolo Mirrored Bits[®].

La función de cada bit es :

- a) TMB1A : Se utiliza este bit para comunicar a los demás equipos que se identificó una falla que requiere la acción de la operación de transferencia de potencia. Un “1” significa que se presentó una falla.
- b) TMB2A : Se utiliza este bit para comunicar a los demás equipos que se identificó una falla que requiere la acción de la operación de transferencia de lazo automatizado. Un “1” significa que se presentó una falla.
- c) TMB3A : Se utiliza este bit para comunicar a los demás equipos que se activó la operación “Lazo”. Un “1” significa que se activó el “Lazo”.
- d) TMB4A: Se utiliza este bit para comunicar a los demás equipos que se completó alguna de las dos operaciones de automatización, además se usa para el indicador auxiliar generado en el módulo de operación de lazo automatizado. Un “1” significa que se realizó una de las dos operaciones o que el indicador auxiliar sugiere una acción.

Para transmitir el valor de los indicadores, este se debe asignar a cada uno de los bits del mensaje. Esto se realiza con el Relay Word Bit TMBnA, donde $n=1-8$, que modifica directamente el valor del bit en el mensaje. Este caso los bits 5 al 8 del mensaje tienen un valor por defecto de “0”.

En la figura 39 se presenta el diagrama de cuarto nivel para el módulo de cambio de grupo:

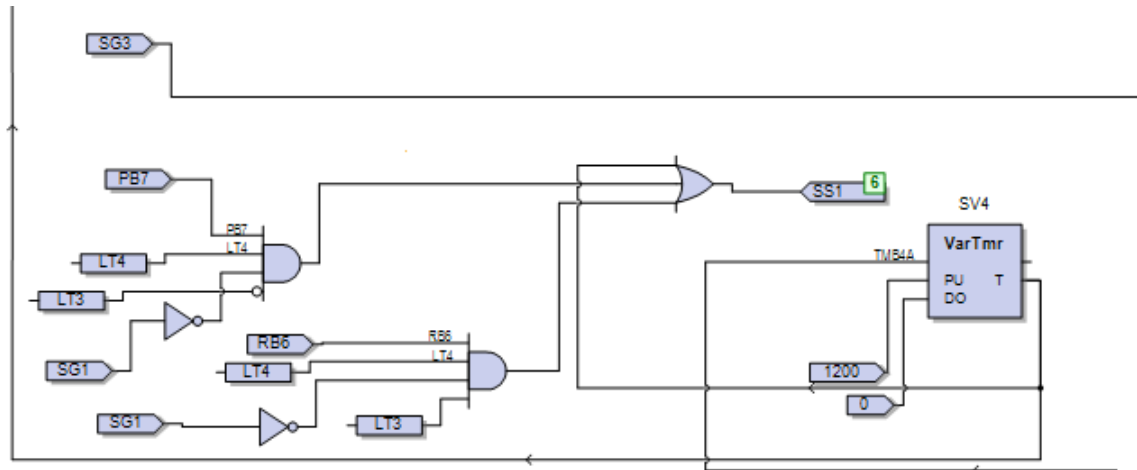


Figura 39: Diagrama de cuarto nivel para la función “Lazo”. Módulo para el cambio de grupo.

Este módulo cumple dos funciones, activa el “Lazo” en los demás equipos y desactiva el “Lazo” en él mismo; ya sea de forma remota, local o después de que se realice alguna operación de automatización. Para activar el “Lazo” en los demás equipos se utiliza el Relay Word Bit SG3 el cual tiene un valor de “1” si el grupo activo es el 3. El valor de este bit se incluye en el mensaje y se envía a los demás equipos, si el valor del bit es “1” los equipos 2, 3 y 4 activan el “Lazo” cambiando al grupo de protección 3.

La salida SV4T del Timer SV4 se usa para desactivar el “Lazo” 20 s después de que se generó alguna de las dos operaciones o si el indicador auxiliar generado en el módulo de operación de lazo tiene valor “1”, para iniciar el Timer se usa el valor del TMB4A . También se usa para reiniciar el LT9 del módulo para la operación de lazo automatizado. De forma similar a la función Activar “Lazo”, el cambio de grupo se realiza de forma remota o de forma local. La lógica combinacional usada en este módulo es similar a la implementada en la función Activar “Lazo“. La diferencia es el Relay Word Bit SG1 negado, el cual indica que NO está activo el grupo 1 y la activación remota se hace mediante el bit remoto RB6. Las salidas de las compuertas AND son mutuamente excluyentes. La ecuación que define el cambio de grupo es:

$$SS1 = (SV4T) + (PB7 * LT4 * !SG1 * !LT3) + (RB6 * LT4 * !SG1 * LT3) \quad (4)$$

En la figura 40 se presenta el diagrama de quinto nivel de la función “Lazo”:

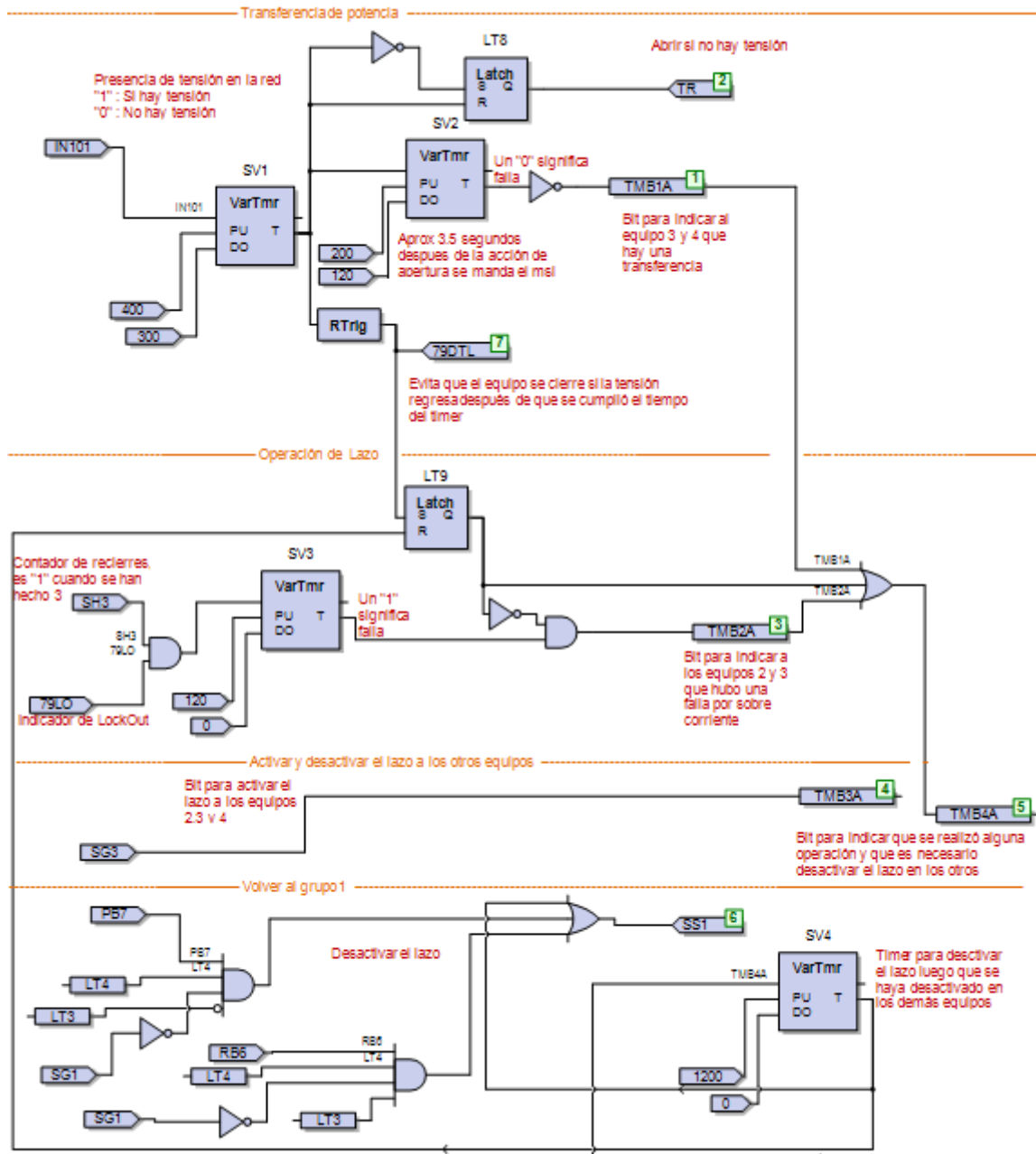


Figura 40: Diagrama de quinto nivel para la función “Lazo”.

3.2. Equipo 2

El equipo 2 debe activar el “Lazo” cuando se le indique por medio del mensaje del equipo 1. Actuar en la operación de lazo automatizado en caso de una falla por sobre-corriente detectada por el equipo 1 y desactivar el “Lazo” después de operar. Desactivar el “Lazo” si el equipo 1 detecta una falla de ausencia de fuente. Cumplir de forma paralela al “Lazo” con tareas de protección por sobre-corriente y desactivar el “Lazo” si después de una secuencia de recierres la falla prevalece. Si el equipo 2 desactiva el “Lazo” por protección por sobre corriente y la indicación sigue activa desde el equipo 1, el equipo 2 vuelve a activar el “Lazo” de forma automática con solo cerrar el equipo. Igual que para el equipo 1, se diseñaron dos funciones:

1. Función Activar “Lazo”.
2. Función “Lazo”.

El equipo 2 difiere con el equipo 1 en la instalación a la red. En la figura 41 se presenta un esquema de la instalación del equipo 2 en la red :

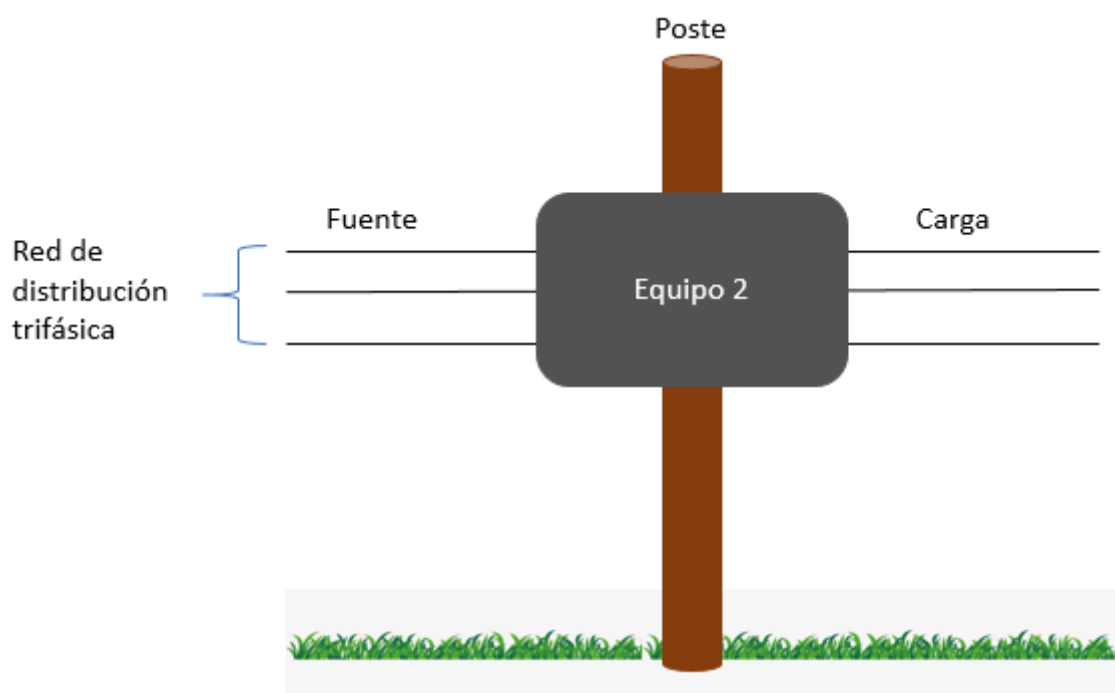


Figura 41: Esquema de instalación en la red eléctrica del equipo 2.

3.2.1. Función Activar “Lazo”.

En la figura 42 se presenta el diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”:

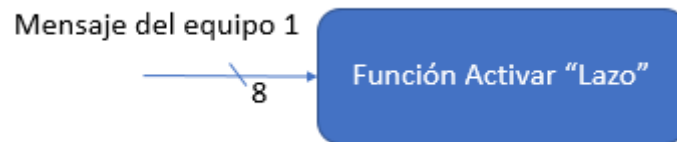


Figura 42: Diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”.

La función recibe el mensaje enviado desde el grupo 1 por medio del puerto serial 3 presentado en la figura 10 y en base a esto actúa.

En la figura 43 se presenta el diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”:

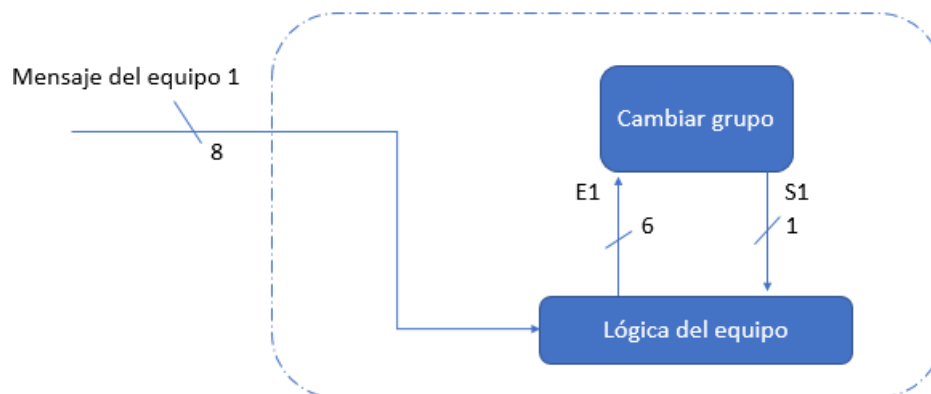


Figura 43: Diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”.

EL mensaje enviado desde el equipo se utiliza en la lógica del equipo para brindar una entrada de 6 bits a la operación para cambiar grupo, la operación devuelve un bit a la lógica del equipo.

En la figura 44 se presenta el diagrama de tercer nivel la función Activar “Lazo”:

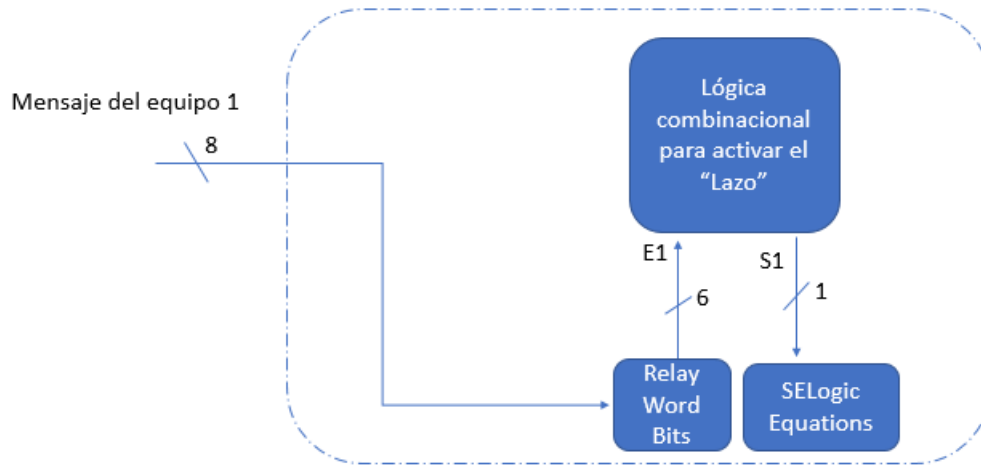


Figura 44: Diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”.

El módulo Relay Word Bit toma del mensaje recibido el bit correspondiente a la activación del “Lazo” y se lo pasa al módulo de lógica combinacional en conjunto con otros bits que representan estado generados por la lógica interna del equipo. Con estos bits el módulo de lógica combinacional devuelve un único bit que se utiliza para modificar las SELogic Control Equations.

En la figura 45 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo Relay Word Bits :

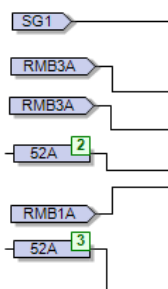


Figura 45: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Relay Word Bits

Con los Relay Word Bit RMB1A y RMB3A se obtienen los bits TMB1A y TMB3A del mensaje enviado por el grupo 1. Estos bits corresponde al indicador de operación de transferencia de potencia y al indicador de activar “Lazo” respectivamente. Como se explicó en la sección 3.1.1 los demás Relay Word Bits indican estado del equipo obtenidos por la lógica interna del mismo. EL bit 52A indica si el interruptor esta abierto o cerrado y el SG1 indica si el grupo 1 esta activo.

En la figura 46 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo de lógica combinacional:

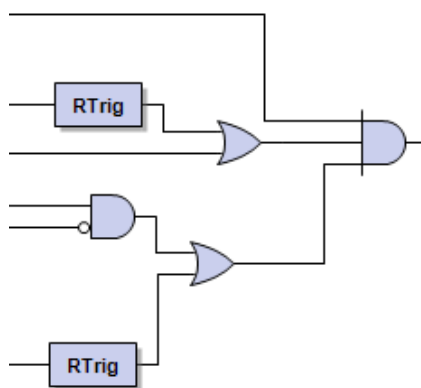


Figura 46: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Lógica combinacional

La salida de la compuerta AND de 3 entradas se usa para activar el “Lazo”, para que esto suceda se deben cumplir varias condiciones. La lógica se encarga de activar el “Lazo” si y solo si, el grupo 1 esta activo, se da un flanco positivo de RMB3A indicando que se activó el “Lazo” desde el equipo 1, el interruptor esta cerrado y no se ha indicado una falla de ausencia de tensión mediante el RMB1A con valor “1”.

Este módulo también se encarga de reactivar el “Lazo” si fue desactivado por la protección por sobre-corriente. Esto se da si el RMB3A tiene valor “1”, lo que significa que la indicación de “Lazo” esta activa desde el equipo 1, y si se da un flanco positivo del Relay Word Bit 52A lo que significa que el equipo fue cerrado.

En la figura 47 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo SELogic Equations :



Figura 47: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo SELogic Equations

EL módulo está compuesto por un único Relay Word Bit que modifica la SELogic Control Equation SS3 que cambia el grupo activo al 3. La expresión para el cambio de grupo queda:

$$SS3 = SG1 * (/RMB3A + RMB3A) * (52A*!RMB1A + /52A) \quad (5)$$

El símbolo / representa el flanco positivo de un bit. El cambio de grupo se da si SS3 = “1”.

En la figura 48 se presenta el diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”:

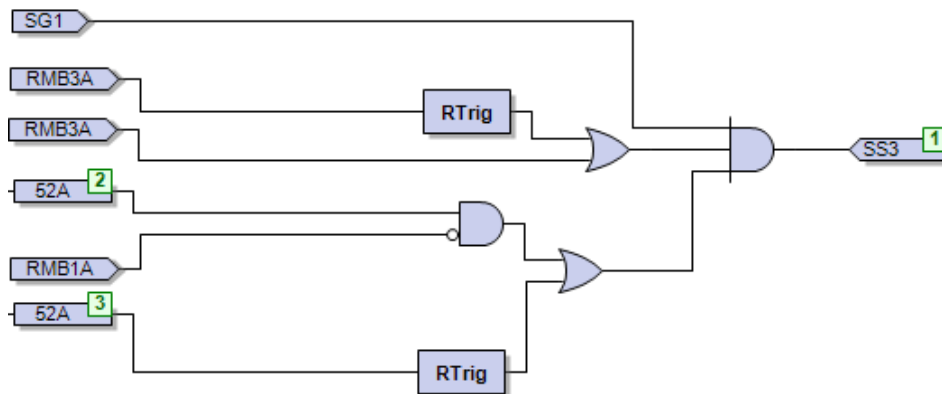


Figura 48: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo SELogic Equations

3.2.2. Función “Lazo”

La función de “Lazo” se implementa en el grupo de protección 3 y se sigue utilizando el mensaje enviado por el equipo 1 para generar alguna de las dos operaciones cuando sea necesario. En este caso el equipo debe abrirse cuando el equipo 1 indique que se dio una falla por sobre-corriente. Debe desactivar el “Lazo” si el equipo 1 indica que se dio una falla de ausencia de tensión o si realiza una secuencia de recierres y la falla prevalece. El “lazo” también se desactiva después de que se haya generado la operación de lazo automatizado o si el indicador auxiliar del módulo para la operación de lazo automatizado del equipo 1 lo indica.

En la figura 49 se presenta el diagrama de primer nivel de la función “Lazo”:



Figura 49: Diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”.

La función toma el mensaje enviado por el equipo y lo usa para generar la señal para abrir el equipo.

En la figura 50 se presenta el diagrama de segundo nivel para la función “Lazo”:

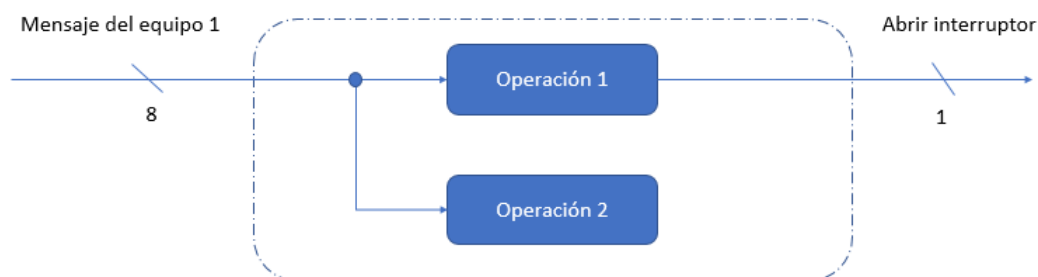


Figura 50: Diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”.

La función toma el mensaje y lo utiliza para realizar dos operaciones distintas, una de estas operaciones genera la señal para abrir el equipo. La operación dos no genera ninguna acción para el exterior.

En la figura 51 se presenta el diagrama de tercer nivel para la función “Lazo” :

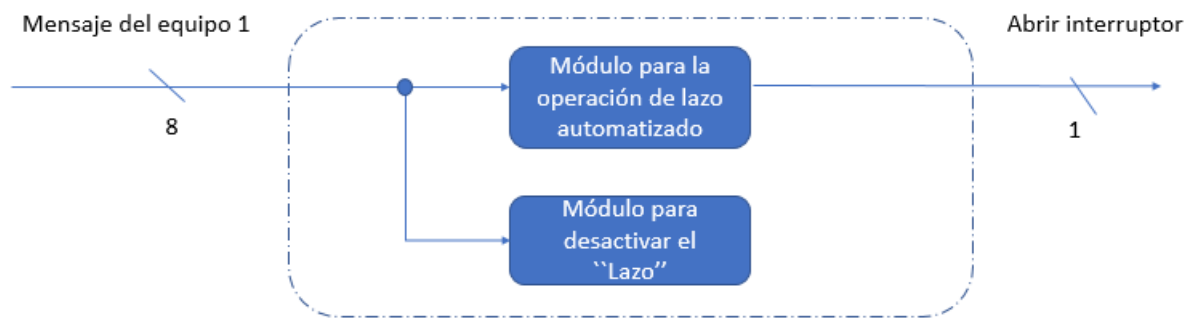


Figura 51: Diagrama de tercer nivel de la función Activar “Lazo”.

El módulo para la operación de lazo automatizado toma el mensaje y extrae el indicador de falla correspondiente. Usa este indicador para activar la operación y el resultado es la señal para abrir el equipo.

El módulo para desactivar el “Lazo” toma del mensaje el indicador correspondiente y lo utiliza para ejecutar la operación. Este módulo también se encarga de desactivar el “Lazo” de forma local. Para el equipo 2 no existe la opción de desactivar el “Lazo” de forma remota, esto se hace desde el equipo 1.

En la figura 52 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo para la operación de lazo automatizado:

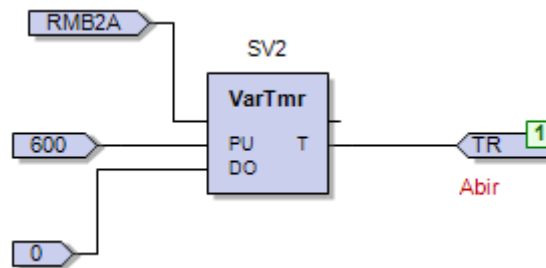


Figura 52: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo para la operación de lazo automatizado.

El módulo toma del mensaje el indicador de falla por sobre-corriente, esto lo hace mediante el Relay Word Bit RMB2A. Con este Relay Word Bit se obtiene únicamente el bit TMB2A del mensaje generado por el equipo 1. Este valor inicia el Timer SV2 configurado con un tiempo PU de 10s y un tiempo DU de 0s, esto como una segunda protección ante falsos estados del bit RMB2A que puedan provocar operaciones innecesarias. Con esta configuración si el valor de entrada es un falso “1” el Timer no actúa de inmediato, en el momento que el valor de entrada se estabilice y tome su verdadero valor de “0” el Timer actúa de inmediato. En el diseño de las funciones del equipo 1 se contemplan varios métodos para prevenir estos falsos estados. Sin embargo, es recomendable la segunda protección debido a la posibilidad de que el bit recibido haya sido transmitido por un dispositivo adicional al equipo, utilizando un medio físico o ondas electromagnéticas; esto es una posible fuente de error que debe ser considerada en el diseño. Por último se utiliza el bit de salida del Timer SV2T para enviar la señal de apertura mediante el Relay Word Bit TR.

En la figura 53 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo para cambiar de grupo :

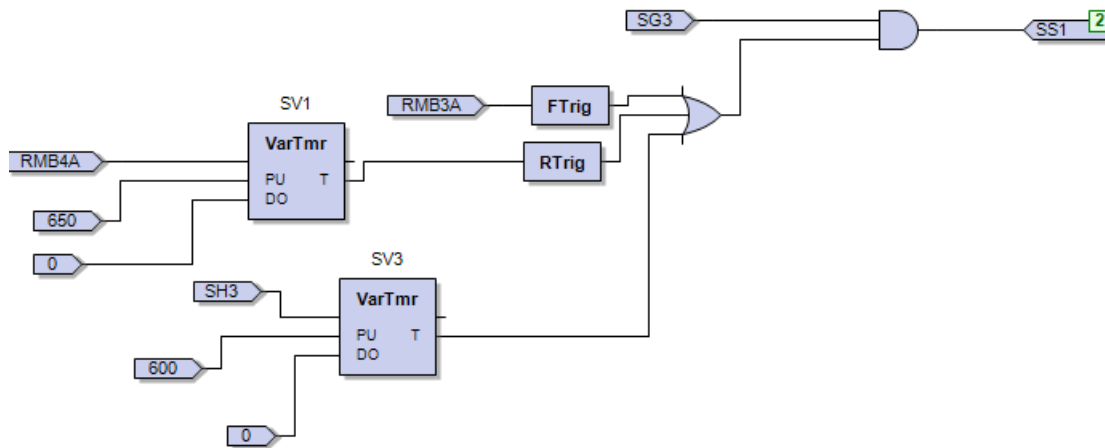


Figura 53: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo para el cambio de grupo

Este módulo cambia de grupo protección, pasa del grupo 3 al grupo 1. Esto se interpreta como la desactivación de la operación “Lazo”. Existe la posibilidad de que se realice de dos formas, desactivándola desde el equipo 1, que se desactive luego de que el equipo realizó una secuencia de recierres y la falla se mantuvo o que el equipo 1 hubiese realizado una operación de tranferencia de potencia o el indicador auxiliar generado por el módulo para la operación de lazo automatizado del equipo 1 lo indique.

El resultado de la compuerta AND se utiliza para generar la acción de cambio de grupo mediante la SELogic Equation SS1. El Relay Word Bit SG3 se utiliza para indicar que el grupo de protección activo es el 3. Tiene valor “1” si el grupo activo es el 3. El cambio de grupo se realiza si :

- a) Hay un flanco negativo del RMB3A lo que significa que el “Lazo” se desactivó en el equipo 1.
- b) Hay un flanco positivo del bit de salida SV1T del Timer SV1. Este Timer tiene como entrada el Relay Word Bit RMB4A el cual representa al TMB4A del mensaje del equipo 1. Este bit tiene valor “1” si el equipo 1 detectó una falla de ausencia de tensión, si el indicador auxiliar señala que hubo un retorno de tensión después de que el equipo 1 realizó la operación de tranferencia de potencia o si el equipo 1 realizó la

operación de lazo automatizado. En cualquiera de los 3 casos el equipo 2 debe cambiar de grupo. El Timer está configurado con un tiempo PU de aproximadamente 11s y un tiempo de DO de 0s, esto para dar tiempo al módulo para la operación de lazo automatizado para que actúe y como protección ante falsos estados.

- c) Si el equipo realiza una secuencia de recierres y la falla prevalece. El Relay Word Bit SH3 indica que se realizaron 3 recierres y no se liberó la falla. Si esto ocurre se inicia el Timer SV3 configurado con un tiempo PU de 10s y un tiempo DO de 0s. Esta configuración no tiene ninguna razón específica dentro del esquema de funcionamiento, queda libre a elección del usuario.

La expresión para el cambio de grupo queda :

$$SS1 = SG3 * (\backslash RMB3A + /SV1T + SV3T) \quad (6)$$

El símbolo \backslash representa el flanco negativo de un bit.

En la figura 54 se presenta el diagrama de quinto nivel de la función “Lazo” :

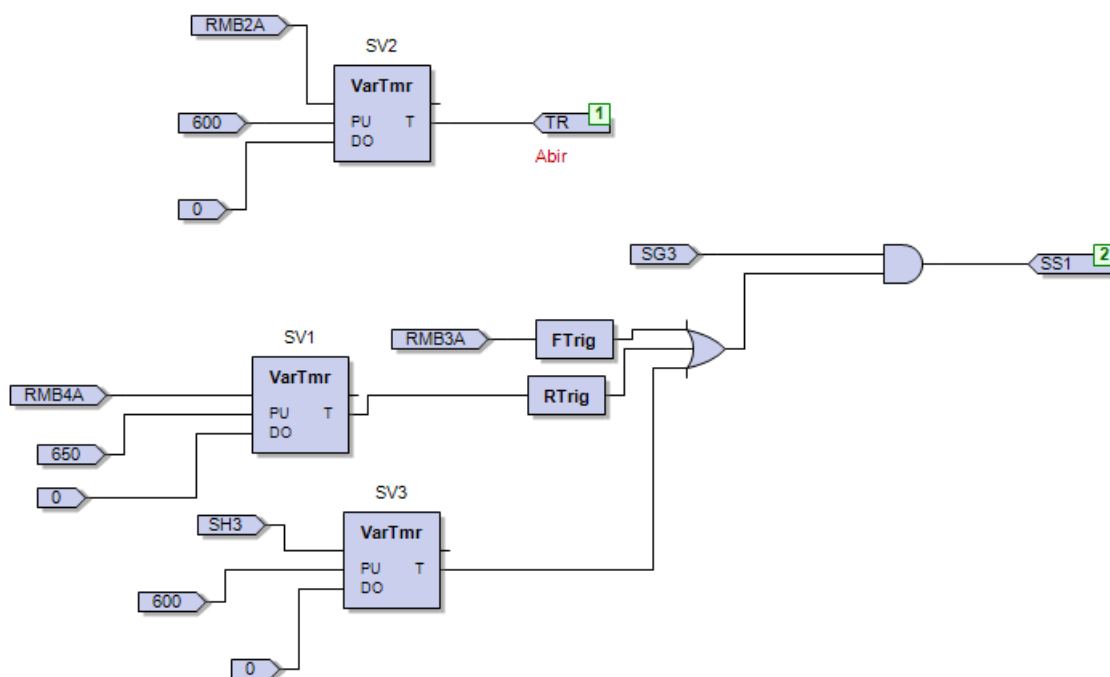


Figura 54: Diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”.

3.3. Equipo 3

El equipo 3 debe activar el “Lazo” cuando se le indique por medio del mensaje del equipo 1. Actuar en la operación de lazo automatizado en caso de una falla por sobre-corriente detectada por el equipo 1 y actuar en la operación de transferencia de potencia en caso de una falla de ausencia de tensión detectada por el equipo 1. Cumplir de forma paralela al “Lazo”, con tareas de protección por sobre-corriente y desactivar el “Lazo” si después de una secuencia de recierres la falla prevalece. Si el equipo 3 desactiva el “Lazo” por protección por sobre-corriente y la indicación sigue activa desde el equipo 1, el equipo 3 vuelve a activar el “Lazo” de forma automática con solo cerrar el equipo. Igual que para los equipos 1 y 2, se diseñaron dos funciones :

1. Función Activar “Lazo”.
2. Función “Lazo”.

El equipo 2 difiere con el equipo 1 en la instalación en la red eléctrica. En la figura 55 se presenta un esquema de la instalación del equipo 3 en la red :

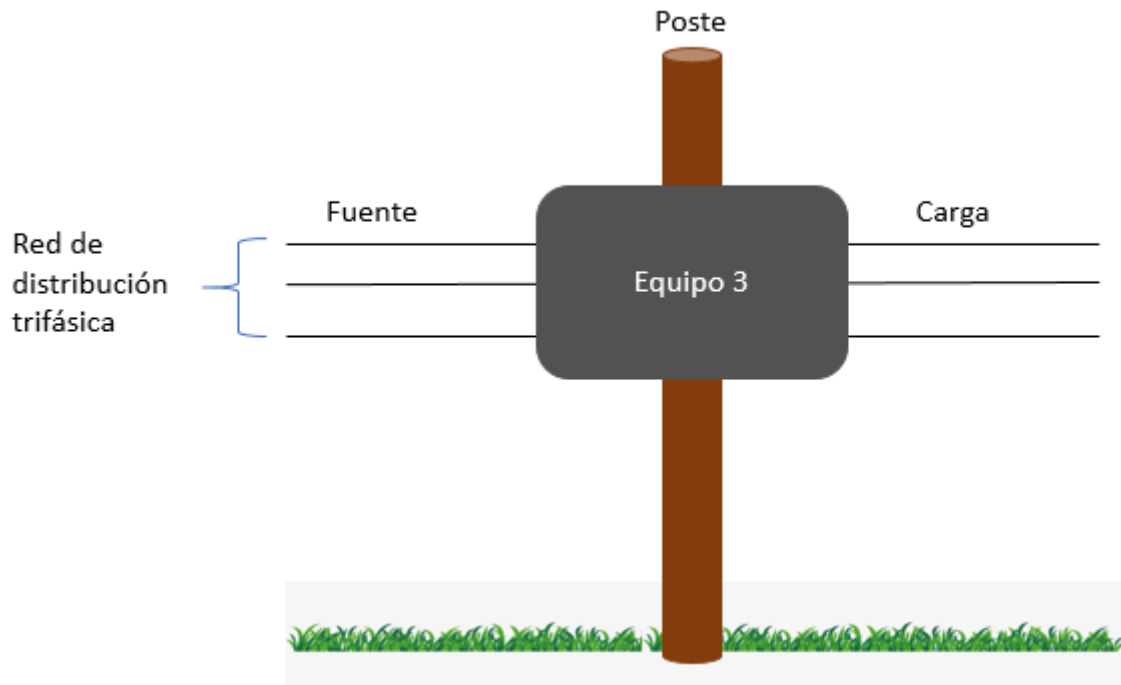


Figura 55: Esquema de instalación en la red eléctrica del equipo 3

3.3.1. Función Activar “Lazo”

En la figura 56 se presenta el diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”:

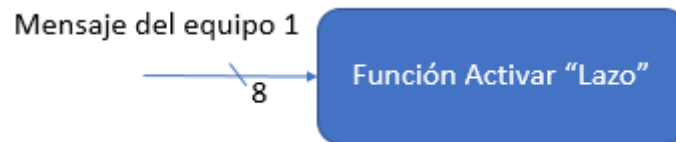


Figura 56: Diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”.

La función recibe el mensaje enviado desde el grupo 1 por medio del puerto serial 3 presentado en la figura 10 y en base a esto actúa.

En la figura 57 se presenta el diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”:

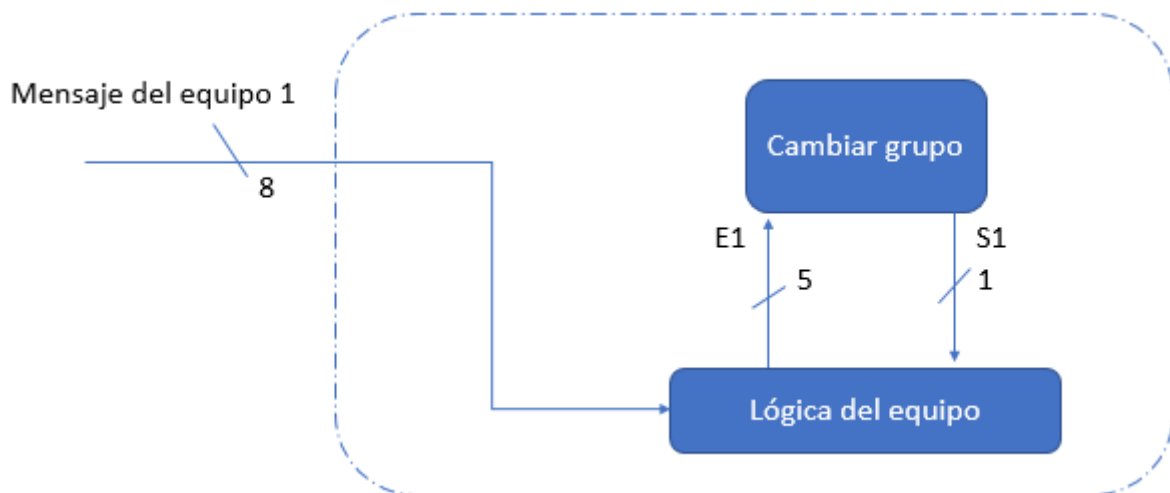


Figura 57: Diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”.

El mensaje enviado desde el equipo se utiliza en la lógica del equipo para brindar una entrada de 5 bits a la operación para cambiar grupo, la operación devuelve un bit a la lógica del equipo.

En la figura 58 se presenta el diagrama de tercer nivel la función Activar “Lazo”:

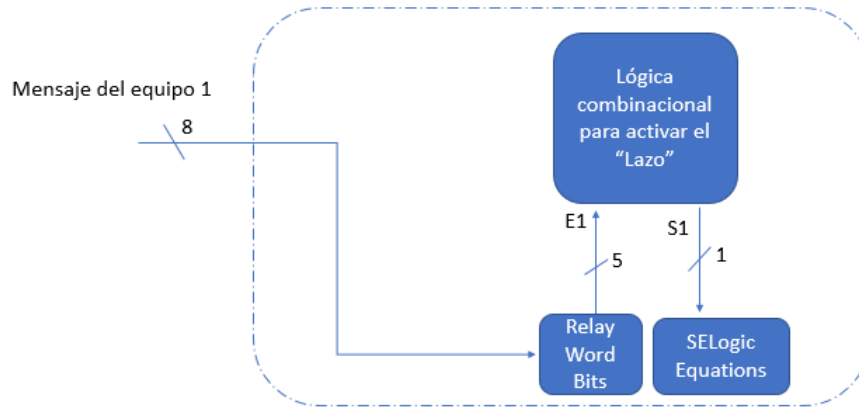


Figura 58: Diagrama de tercer nivel de la función Activar “Lazo”.

El módulo Relay Word Bit toma del mensaje recibido el bit correspondiente a la activación del “Lazo” y se lo pasa al módulo de lógica combinacional en conjunto con otros bits que representan estados generados por la lógica interna del equipo. Con estos bits el módulo de lógica combinacional devuelve un único bit que se utiliza para modificar que se utiliza para modificar las SELogic Control Equations.

En la figura 59 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo Relay Word Bits:

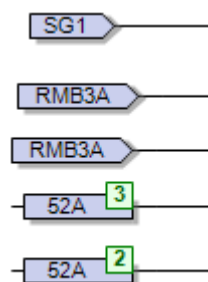


Figura 59: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Relay Word Bits

Con el Relay Word Bit RMB3A se obtiene el bit TMB3A del mensaje enviado por el grupo 1. Este bit corresponde al indicador de activar “Lazo”. Como se explicó en la sección 3.1.1 los demás Relay Word Bits indican estado del equipo obtenidos por la lógica interna del mismo. EL bit 52A indica si el interruptor esta abierto o cerrado y el SG1 indica si el grupo 1 esta activo.

En la figura 60 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo de lógica combinacional:

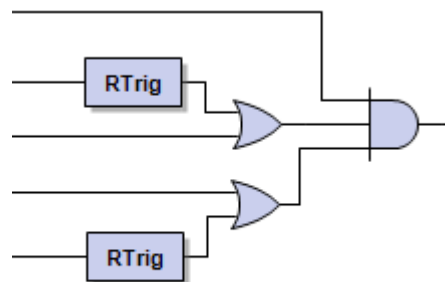


Figura 60: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Lógica combinacional

La salida de la compuerta AND de 3 entradas se usa para activar el “Lazo”, para que esto suceda se deben cumplir varias condiciones. La lógica se encarga de activar el “Lazo” si y solo si, el grupo 1 esta activo, se da un flanco positivo de RMB3A indicando que se activó el “Lazo” desde el equipo 1 y el interruptor esta cerrado.

Este módulo también se encarga de reactivar el “Lazo” si fue desactivado por la protección por sobre-corriente. Esto se da si el RMB3A tiene valor “1”, lo que significa que la indicación de “Lazo” esta activa desde el equipo 1, y si se da un flanco positivo del Relay Word Bit 52A lo que significa que el equipo fue cerrado.

En la figura 61 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo SELogic Equations :

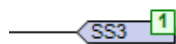


Figura 61: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo SELogic Control Equations

El módulo está compuesto por un único Relay Word Bit que modifica la SELogic Control Equation SS3 que cambia el grupo activo al 3. La expresión para el cambio de grupo queda :

$$SS3 = SG1 * (/RMB3A + RMB3A) * (52A + /52A) \quad (7)$$

En la figura 62 se presenta el diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”:

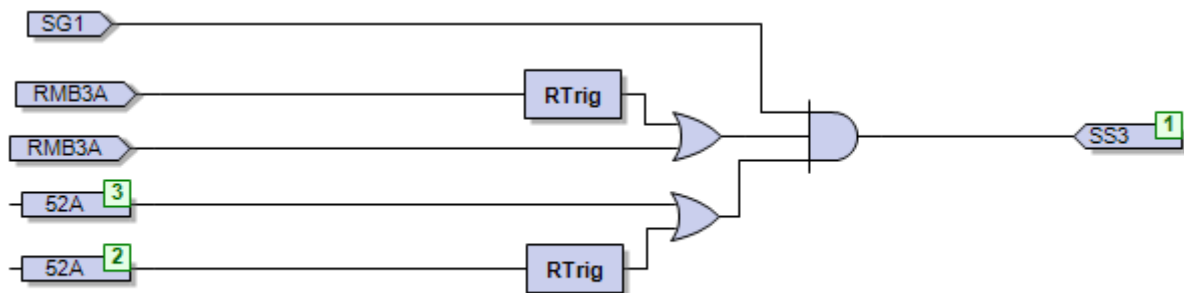


Figura 62: Diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”.

3.3.2. Función “Lazo”.

La función de “Lazo” se implementa en el grupo de protección 3 y se sigue utilizando el mensaje enviado por el equipo 1 para generar alguna de las dos operaciones cuando sea necesario. En este caso el equipo debe abrirse cuando el equipo 1 indique que se dio una falla por sobre-corriente. Debe cambiar de grupo de protección si se da una falla de ausencia de tensión. Debe desactivar el “Lazo” si se hace una secuencia de recierres y la falla prevalece. Debe desactivar el “Lazo” después de que se haya generado alguna de las dos operaciones de automatización o el indicador auxiliar generado por el módulo para la operación de lazo automatizado del equipo 1 lo indica.

En la figura 63 se presenta el diagrama de primer nivel de la función “Lazo”:



Figura 63: Diagrama de quinto nivel de la función “Lazo”.

La función toma el mensaje enviado por el equipo 1 y lo usa para generar una señal de apertura

En la figura 64 se presenta el diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo” :

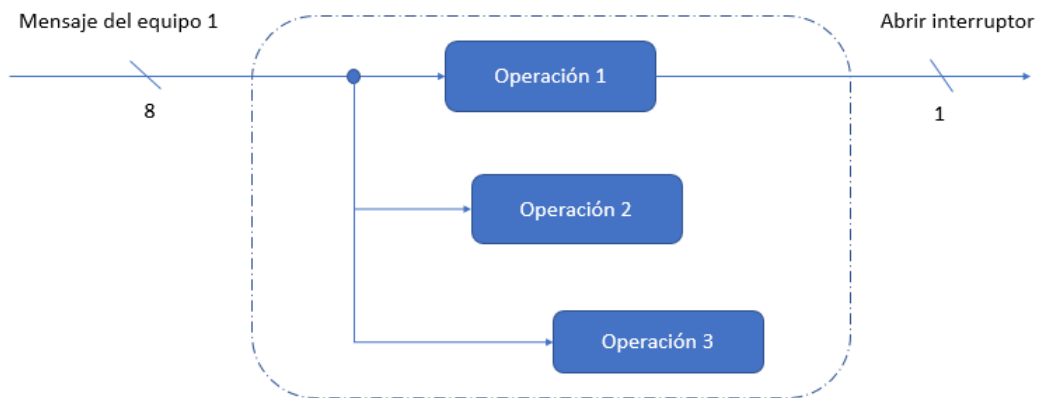


Figura 64: Diagrama de segundo nivel de la función “Lazo”.

La función toma el mensaje y lo utiliza para realizar 3 operaciones distintas, la operación uno genera una señal para abrir el equipo. Las otra dos operaciones no generan ninguna acción para el exterior.

En la figura 65 se presenta el diagrama de tercer nivel para la función “Lazo” :

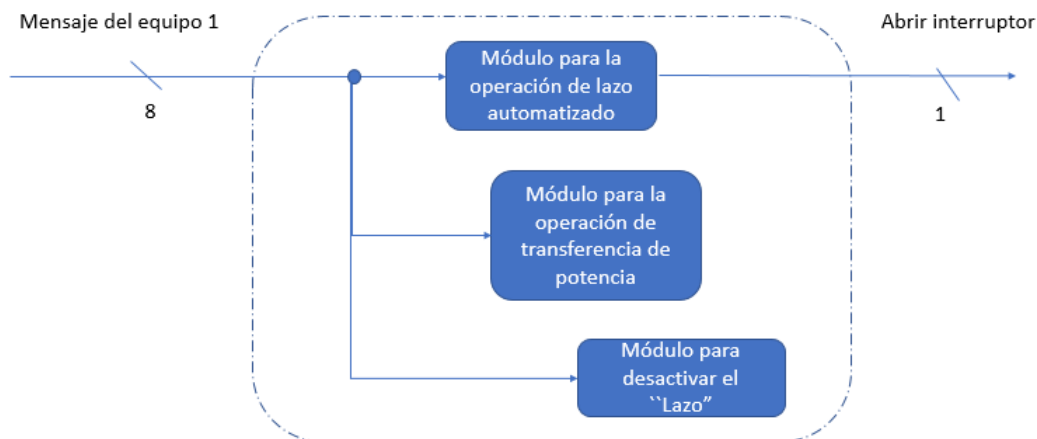


Figura 65: Diagrama de tercer nivel de la función “Lazo”.

Los módulos para la operación de lazo automatizado y transferencia de potencia toman el mensaje y extraen el indicador de falla correspondiente. El módulo de operación de lazo automatizado usa este indicador para activar la operación y da como resultado la señal para abrir el equipo. El módulo para la operación de transferencia de potencia usa este indicador para cambiar de grupo de protección. El módulo para desactivar el “Lazo” toma del mensaje el indicador correspondiente y lo utiliza para ejecutar la operación. Este módulo también se encarga de desactivar el “Lazo” de forma local. Para el equipo 3 no existe la opción de desactivar el “Lazo” de forma remota, esto se hace desde el equipo 1.

En la figura 66 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo para la operación de lazo automatizado :

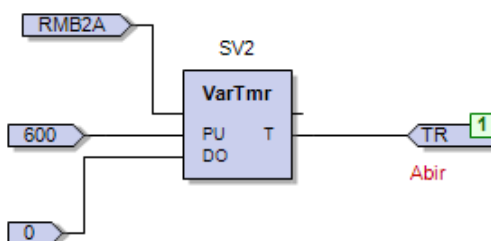


Figura 66: Diagrama de cuarto nivel de la función “Lazo”. Módulo para la operación de lazo automatizado.

El módulo toma del mensaje el indicador de falla por sobre-corriente, esto lo hace mediante el Relay Word Bit RMB2A. Con este Relay Word Bit se obtiene únicamente el bit TMB2A del mensaje generado por el equipo 1. Este valor inicia el Timer SV2 configurado con un tiempo PU de 10s y un tiempo DU de 0s, esto como una segunda protección ante falsos estados del bit RMB2A que puedan provocar operaciones innecesarias. Con esta configuración si el valor de entrada es un falso “1” el Timer no actúa de inmediato, en el momento que el valor de entrada se estabilice y tome su verdadero valor de “0” el Timer actúa de inmediato. En el diseño de las funciones del equipo 1 se contemplan varios métodos para prevenir estos falsos estados. Sin embargo, es recomendable la segunda protección debido a la posibilidad de que el bit recibido haya sido transmitido por un dispositivo adicional al equipo, utilizando un medio físico o ondas electromagnéticas; esto es una posible fuente de error que debe ser considerada en el diseño. Por último se utiliza el bit de salida del Timer SV2T para enviar la señal de apertura mediante el Bit TR.

En la figura 67 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo para la operación de lazo automatizado :

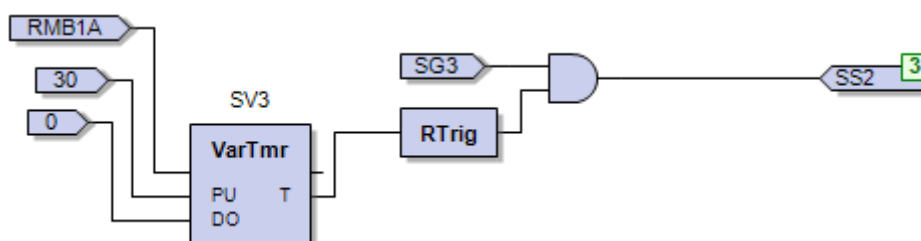


Figura 67: Diagrama de cuarto nivel de la función “Lazo”. Módulo para la operación de transferencia de potencia.

El módulo utiliza el bit de salida de la compuerta AND para generar el cambio de grupo. Para esto utiliza el Relay Word Bit SG3 y el flanco positivo del bit de salida SV3T del Timer SV3. El módulo toma del mensaje el indicador de falla por ausencia de tensión, esto lo hace mediante el Relay Word Bit RMB1A. Con este Relay Word Bit se obtiene únicamente el bit TMB1A del mensaje generado por el equipo 1. Este valor inicia el Timer SV3 configurado con un tiempo PU de 0.5s y un tiempo DU de 0s, esto como una segunda protección ante falsos estados del bit RMB1A que puedan provocar operaciones innecesarias. Con esta configuración si el valor de entrada es un falso “1” el Timer no actúa

de inmediato, en el momento que el valor de entrada se estabilice y tome su verdadero valor de “0” el Timer actúa de forma instantánea. En el diseño de las funciones del equipo 1 se contemplan varios métodos para prevenir estos falsos estados. Sin embargo, es recomendable la segunda protección debido a la posibilidad de que el bit recibido haya sido transmitido por un dispositivo adicional al equipo, utilizando un medio físico o ondas electromagnéticas; esto es una posible fuente de error que debe ser considerada en el diseño. La salida de la compuerta AND modifica la SELogic Control Equation SS2 y así genera el cambio de grupo. La expresión para el cambio de grupo queda :

$$SS2 = SG3 * /SV3T \quad (8)$$

En la figura 68 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo para cambiar de grupo:

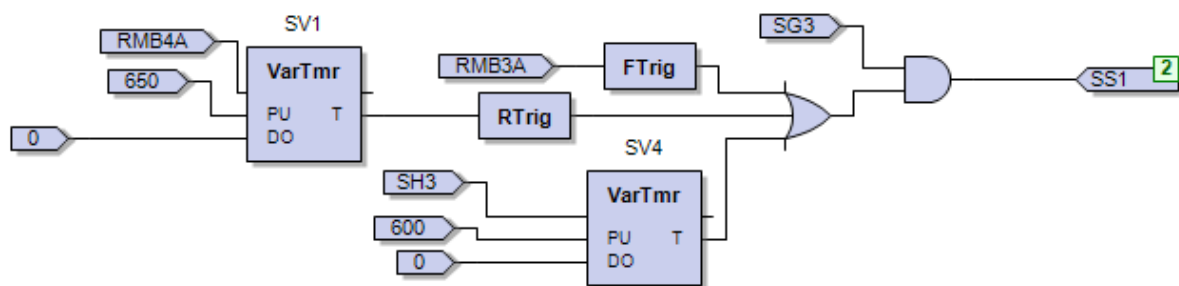


Figura 68: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo para el cambio de grupo

Este módulo cambia de grupo protección, pasa del grupo 3 al grupo 1. Esto se interpreta como la desactivación de la operación “Lazo”. Existe la posibilidad de que se realice de tres formas, desactivándola desde el equipo 1, que se desactive luego de que el equipo realizó una secuencia de recierres y la falla se mantuvo o que el equipo 1 indique que se realizó una operación de lazo automatizado, una operación de transferencia de potencia o la tensión de fuente volvió después de que se generara una operación de transferencia. El resultado de la compuerta AND se utiliza para generar la acción de cambio de grupo mediante la SELogic Equation SS1. El Relay Word Bit SG3 se utiliza para indicar que el grupo de protección activo es el 3. Tiene valor “1” si el grupo activo es el 3. El cambio de grupo se realiza si :

- a) Hay un flanco negativo del RMB3A lo que significa que el “Lazo” se desactivó en el equipo 1.

- b) Hay un flanco positivo del bit de salida SV1T del Timer SV1. Este Timer tiene como entrada el Relay Word Bit RMB4A el cual representa al TMB4A del mensaje del equipo 1. Este bit tiene valor “1” si el equipo 1 detectó una falla de ausencia de tensión, detectó una falla de ausencia de tensión, si el indicador auxiliar señala que hubo un retorno de tensión después de que el equipo 1 realizó la operación de transferencia de potencia. En cualquiera de los 3 casos el equipo 3 debe cambiar de grupo. El Timer está configurado con un tiempo PU de aproximadamente 11s y un tiempo de DO de 0s, esto para dar tiempo al módulo para la operación de lazo automatizado para que actúe y como protección ante falsos estados.
- c) Si el equipo realiza una secuencia de recierres y la falla prevalece. El Relay Word Bit SH3 indica que se realizaron 3 recierres y no se liberó la falla. Si esto ocurre se inicia el Timer SV3 configurado con un tiempo PU de 10s y un tiempo DO de 0s. Esta configuración no tiene ninguna razón específica dentro del esquema de funcionamiento, queda libre a elección del usuario.

La expresión para el cambio de grupo queda :

$$SS1 = SG3 * (\neg RMB3A + /SV1T + SV4T) \quad (9)$$

En la figura 69 se presenta el diagrama de quinto nivel para la función Activar “Lazo”:

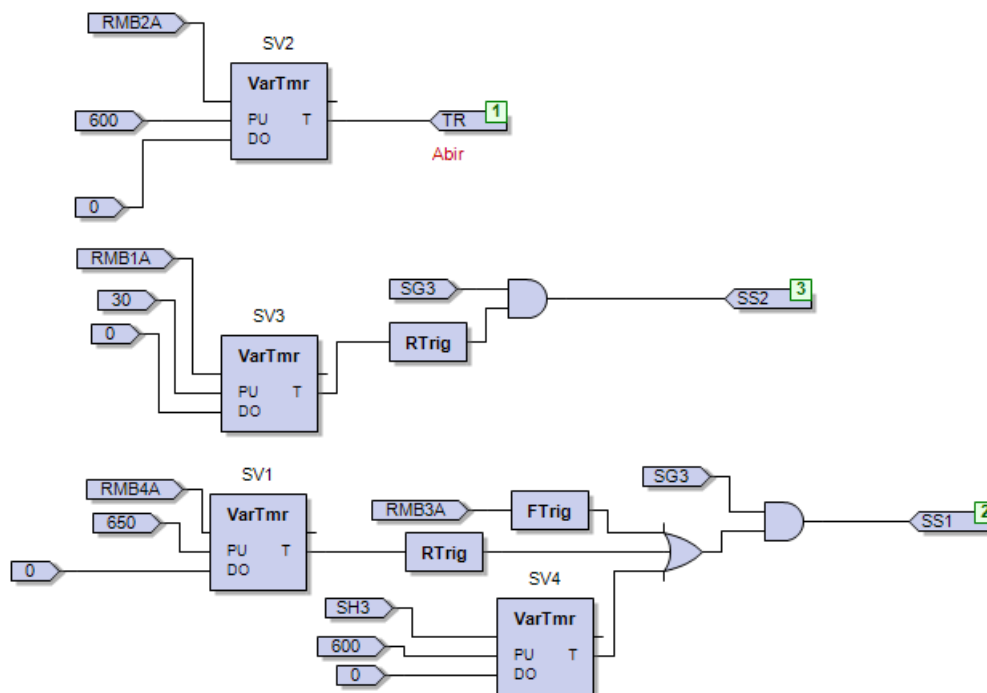


Figura 69: Diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”.

3.4. Equipo 4

El equipo 4 debe activar el “Lazo” cuando se le indique por medio del mensaje del equipo 1. Actuar en la operación de lazo automatizado en caso de una falla por sobrecorriente detectada por el equipo 1 y actuar en la operación de transferencia de potencia en caso de una falla de ausencia de tensión detectada por el equipo 1. En este caso el equipo no cumple con tareas de protección por sobre corriente debido a que su estado es Normalmente Abierto. Igual que para los equipos 1 y 2, se diseñaron dos funciones :

1. Función Activar “Lazo”.
2. Función “Lazo”.

El equipo 4 difiere con el equipo 1 en la instalación en la red eléctrica. En la figura 70 se presenta un esquema de la instalación del equipo 4 en la red :

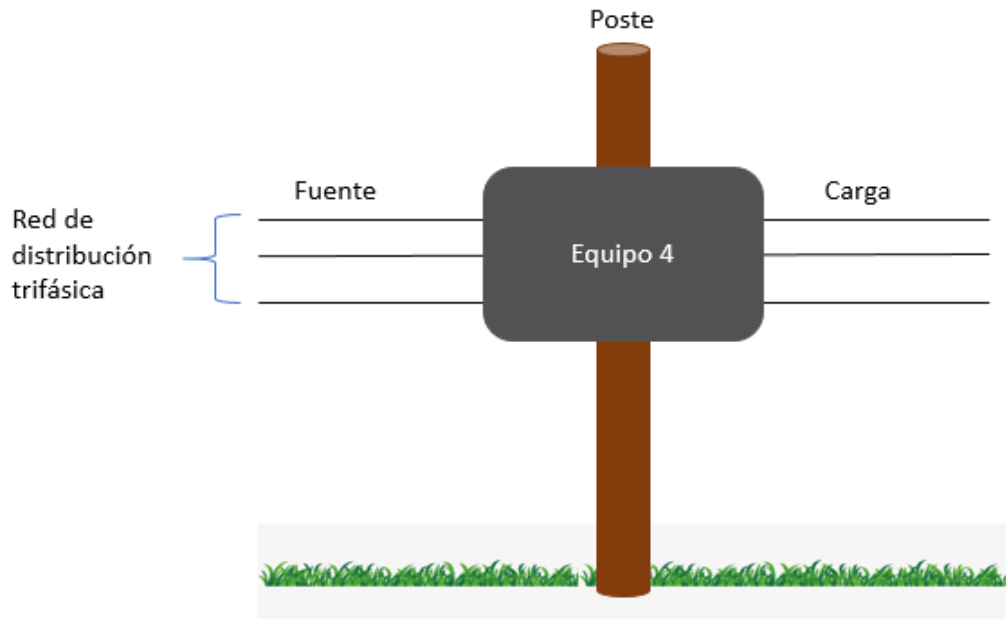


Figura 70: Esquema de instalación en la red eléctrica del equipo 4

3.4.1. Función Activar “Lazo”.

En la figura 71 se presenta el diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”:

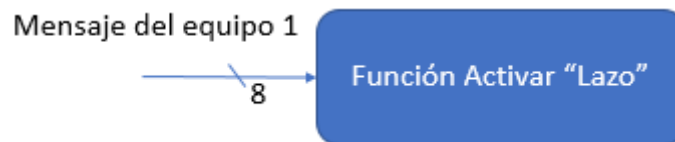


Figura 71: Diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”.

La función recibe el mensaje enviado desde el grupo 1 por medio del puerto serial 3 presentado en la figura 10 y en base a esto actúa.

En la figura 72 se presenta el diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”:

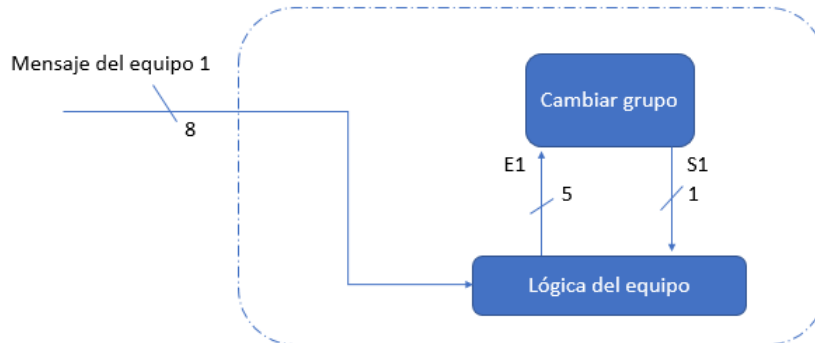


Figura 72: Diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”.

El mensaje enviado desde el equipo se utiliza en la lógica del equipo para brindar una entrada de 5 bits a la operación para cambiar grupo, la operación devuelve un bit a la lógica del equipo. En la figura 73 se presenta el diagrama de tercer nivel la función Activar “Lazo”:

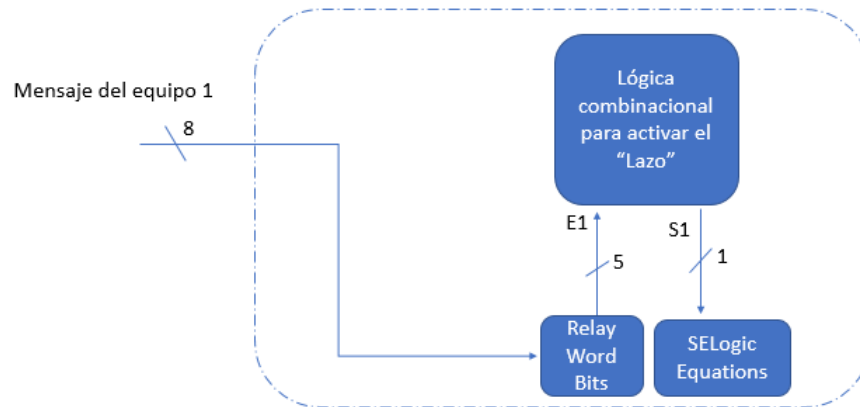


Figura 73: Diagrama de tercer nivel de la función Activar “Lazo”.

El módulo Relay Word Bit toma del mensaje recibido el bit correspondiente a la activación del “Lazo” y se lo pasa al módulo de lógica combinacional en conjunto con otros bits que representan estados generados por la lógica interna del equipo. Con estos bits el módulo de lógica combinacional devuelve un único bit que se utiliza para modificar las SELogic Control Equations.

En la figura 74 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo Relay Word Bits:

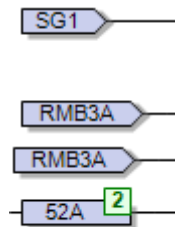


Figura 74: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Relay Word Bits

Con el Relay Word Bit RMB3A se obtiene el bit TMB3A del mensaje enviado por el grupo 1. Este bit corresponde al indicador de activar “Lazo”. Como se explicó en la sección 3.1.1 los demás Relay Word Bits indican estado del equipo obtenidos por la lógica interna del mismo. EL bit 52A indica si el interruptor esta abierto o cerrado y el SG1 indica si el grupo 1 esta activo.

En la figura 75 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo de lógica combinacional:

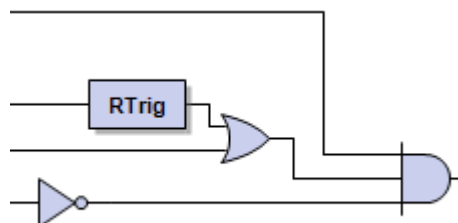


Figura 75: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo Lógica combinacional

La salida de la compuerta AND de 3 entradas se usa para activar el “Lazo”, para que esto suceda se deben cumplir varias condiciones. La lógica se encarga de activar el “Lazo” si y solo si, el grupo 1 esta activo, se da un flanco positivo de RMB3A indicando que se activó el “Lazo” desde el equipo 1 y el interruptor esta abierto.

En la figura 76 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo SELogic Equations :



Figura 76: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo SELogic Control Equations

El módulo está compuesto por un único Relay Word Bit que modifica la SELogic Control Equation SS3 que cambia el grupo activo al 3. La expresión para el cambio de grupo queda :

$$SS3 = SG1 * (/RMB3A + RMB3A)*!52A \quad (10)$$

En el la figura 77 se presenta el diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”:

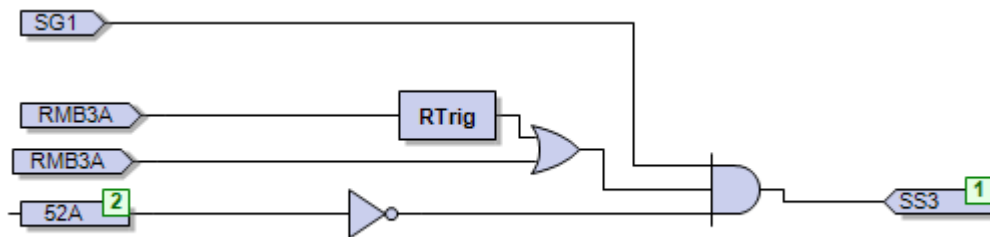


Figura 77: Diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”.

3.4.2. Función “Lazo”

La función de “Lazo” se implementa en el grupo de protección 3 y se sigue utilizando el mensaje enviado por el equipo 1 para generar alguna de las dos operaciones cuando sea necesario. En este caso el equipo debe cerrarse cuando el equipo 1 indique que se dio una falla por sobre-corriente o una falla de ausencia de tensión. Debe desactivar el “Lazo” después de que se haya realizado alguna de las operaciones de automatización o si el indicador generador por el módulo para la operación de lazo automatizado lo indica.

En la figura 78 se presenta el diagrama de primer nivel de la función “Lazo”:



Figura 78: Diagrama de primer nivel de la función Activar “Lazo”.

La función toma el mensaje enviado por el equipo y lo usa para generar la señal para cerrar el equipo.

En la figura 79 se presenta el diagrama de segundo nivel para la función “Lazo”:

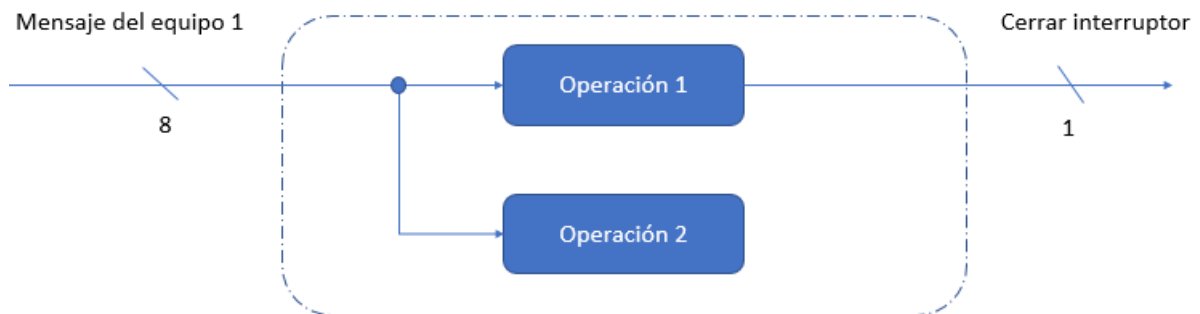


Figura 79: Diagrama de segundo nivel de la función Activar “Lazo”.

La función toma el mensaje y lo utiliza para realizar dos operaciones distintas, una de estas operaciones genera la señal para cerrar el equipo. La operación dos no genera ninguna acción para el exterior.

En figura 80 se presenta el diagrama de tercer nivel para la función “Lazo” :

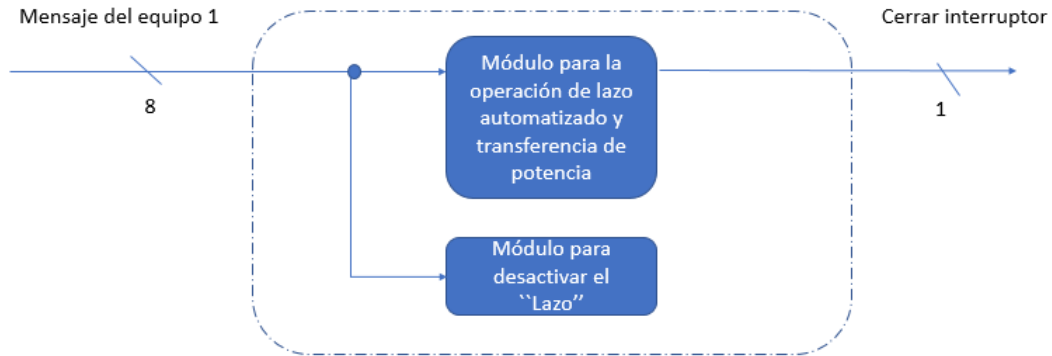


Figura 80: Diagrama de tercer nivel de la función Activar “Lazo”.

El módulo para la operación de lazo automatizado y transferencia de potencia toma el mensaje y extrae los indicadores de falla correspondientes. Usa estos indicadores para activar la operación y el resultado es la señal para cerrar el equipo.

El módulo para desactivar el “Lazo” toma del mensaje el indicador correspondiente y lo utiliza para ejecutar la operación. Este módulo también se encarga de desactivar el “Lazo” de forma local. Para el equipo 4 no existe la opción de desactivar el “Lazo” de forma remota, esto se hace desde el equipo 1.

En la figura 81 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo para la operación de lazo automatizado y tranferencia de potencia.

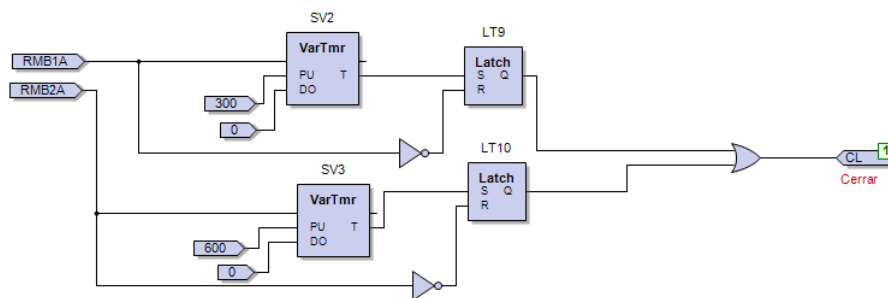


Figura 81: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo para la operación de lazo automatizado y operación de tranferencia de potencia.

El módulo utiliza los Relay Word Bit RMB1A y RMB2A para obtener los indicadores generados por el equipo 1, el RMB1A es el indicador de falla de ausencia de tensión de fuente y el RMB2A el indicador de falla por sobre-corriente. Los indicadores inician los Timer SV2 y SV3 respectivamente, el SV2 esta configurado con un tiempo PU de 5s y un tiempo DO de 0s, el SV3 esta configurado con un tiempo PU de 10s y un tiempo DO de 0s. Los bits de salida SV2T y SV3T se usan para las entrada S de los latch bit LT9 y LT10 respectivamente, ambos tienen su reinicio R negado para reiniciar el valor cuando los indicadores tienen valor “0”. Ambos Latch generan la acción de cierre según el valor del indicador. Un valor de “1” en cualquiera de los dos indicadores genera la acción de cierre. Los Timer están configurados de forma tal que actúen como protección ante falsos estados.

En la figura 82 se presenta el diagrama de cuarto nivel del módulo para desactivar el “Lazo”:

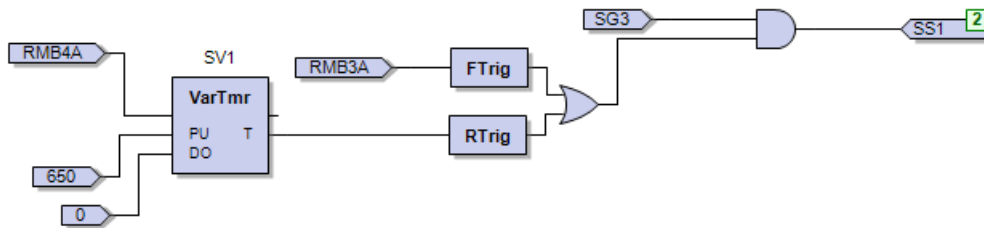


Figura 82: Diagrama de cuarto nivel de la función Activar “Lazo”. Módulo para desactivar el lazo.

El módulo se encarga de desactivar el “Lazo” si se da un flanco negativo del RMB3A, lo que indica que se desactivó el “Lazo” desde el equipo 1. Si el RMB4A tiene un valor de “1” indica que se generó alguna de las operaciones de automatización, también indica si la tensión de fuente regresó después de que se generara la operación de transferencia de potencia. EL “Lazo” se desactiva cambiando al grupo de protección 1 lo cual se realiza con el Relay Word Bit SS1 que modifica directamente la SELogic Control Equation para el cambio de grupo. La expresión para el cambio de grupo queda :

$$SS1 = SG3 * (\backslash RMB3A + /SV1T) \quad (11)$$

En la figura 83 se presenta el diagrama de quinto nivel de la función “Lazo” :

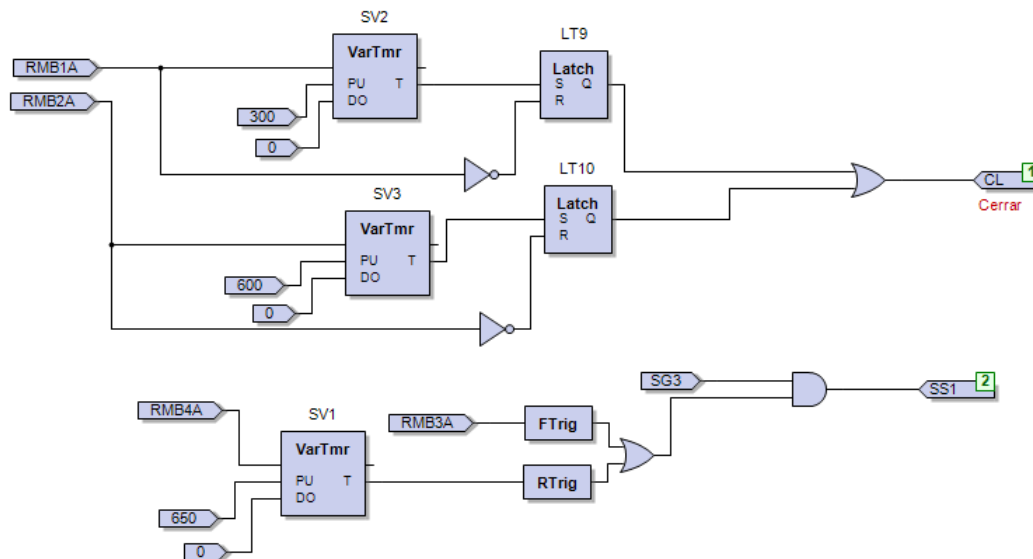


Figura 83: Diagrama de quinto nivel de la función Activar “Lazo”.

4. Pruebas

Para verificar el correcto comportamiento de las funciones se construyó un ambiente de pruebas utilizando el equipo disponible en el plantel de trabajo. Se contó con dos equipos SEL 351-R, dos interruptores Cooper, una pistola de soldar, un transformador toroidal, dos transeiver de fibra óptica SEL 2810 , una UTR y un cable de dos hilos con un disyuntor. EL esquema ideal de pruebas comprende cuatro equipos y un medio de comunicación que permita enviar mensajes desde el equipo 1 a los demás equipos de forma simultánea, para esto último el ICE esta gestionando la implementación de una nueva aplicación para el módem 3G presentado en la sección 2.3.8 mediante el proveedor de la marca. El diseño de las funciones contempla el uso de cualquier medio de comunicación con interfaz RS 232.

La pistola de soldar y el transformador se utilizaron para simular fallas monofásicas en el interruptor. El tipo de falla, monofásica o trifásica, es indiferente para la operación “Lazo”, esta debe actuar de igual forma ante los dos tipos de fallas.

En las figura 84, 85, 86 y 87 se presentan la pistola de soldar y el transformador:



Figura 84: Pistola de soldar



Figura 85: Pistola e interruptor

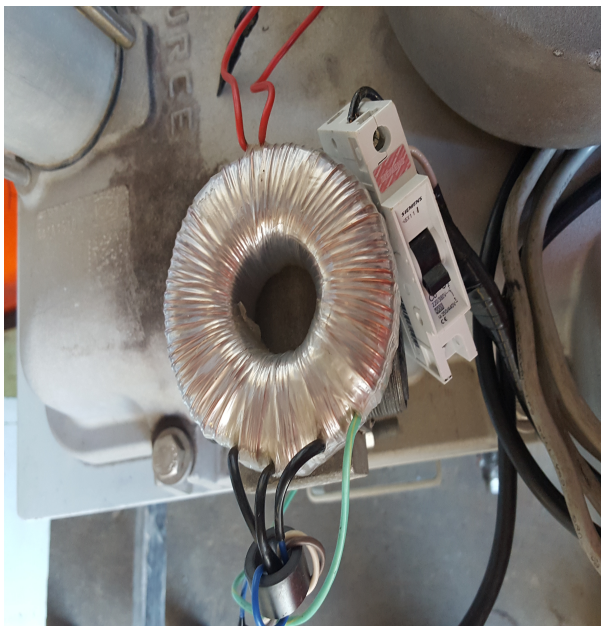


Figura 86: Transformador



Figura 87: Transformador e interruptor

El transformador y la pistola de soldar simulan un corto circuito entre dos bornes del interruptor, en este caso el corto sería una falla monofásica. El transformador alcanza una corriente de 28A mientras que la pistola alcanza los 36A.

Para simular la Tensión de fuente en la entrada IN101 se usó un cable eléctrico de dos hilos, con un disyuntor en uno de ellos, conectado a una fuente alterna de 110 Vac. El disyuntor se utiliza para facilitar el cambio de estado en la presencia de tensión. El pequeño indicador rojo del disyuntor advierte que se la señal de 110 Vac esta presenta en la entrada, este indicador cambia si se baja la pequeña palanca del disyuntor y cambia el estado de la señal. Este cable se conecta a la terminal física de la entrada IN101, en las figura 88 y 89 se presentan estos elementos :

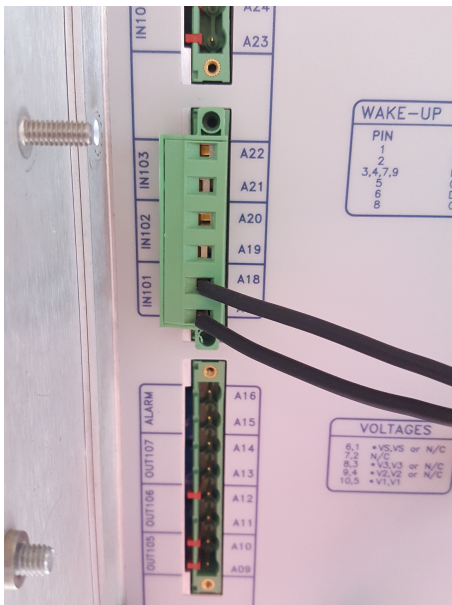


Figura 88: Entrada IN101



Figura 89: Disyuntor

Los transeiver se utilizaron para establecer una comunicación entre los SEL 351-R, debido a la disposición de equipo las funciones se probaron en parejas de equipos. Se probó el equipo 1 con el equipo 2, el equipo 1 con el equipo 3 y el equipo 1 con el equipo 4. El transeiver toma el mensaje generado por el equipo 1 en el puerto serial 3 y lo convierte en impulsos de luz que son transmitidos por medio de una fibra óptica multimodo de dos hilos. EL dispositivo identifica en su carcasa el TX y el RX y debe seguirse el protocolo estándar donde el TX del dispositivo 1 se conecta al RX de del dispositivo 2. En la figura 90 se presenta los transeiver :



Figura 90: Transeiver SEL 2810

Por último los interruptores se conectan al control mediante su respectivo cable de control, en la figura 91 se presentan los interruptores:



Figura 91: Interruptores de prueba

Se probó la protección por sobre-corriente en cada uno de los equipos generando un corto con la pistola y el transformador, todos lo equipos realizaron las secuencias de recierres programadas.

Una vez que los equipos están conectados mediante los transeiver, se probó la activación de la operación “Lazo”. En las figuras 92 y 93 se presenta la acción en los equipos 1 y 2:



Figura 92: Equipo 1



Figura 93: Equipo 2

Cuando se presiona el botón 7 o “Lazo” en el equipo 1, el equipo 2 recibe el mensaje de activación de operación “Lazo”. Ambos equipos indican en pantalla el estado de la función además de un led junto al botón. Esto es idéntico para las parejas 1-3 y 1-4. El botón 7 no tiene funcionalidad en los equipos 2, 3 y 4. De la misma forma se probó la activación del “Lazo” desde el centro de operaciones, para esto se conectó el equipo a la UTR de la figura 18. La conexión se realizó mediante un adaptador DB9 a RJ-45 que va del puerto serial 2 del SEL 351-R al puerto S1 del CPU de la UTR. Una vez comprobada la comunicación se procedió a activar el “Lazo” desde la central remota. Se obtuvo los mismo resultados que con la activación local. Una vez el “Lazo” activo, se generó una falla por ausencia de tensión utilizando el cordón y el disyuntor de las figuras 88 y 89. El equipo 1 respondió de la forma esperada abriendo el interruptor 5s después del estímulo y enviando un mensaje, 2s después de la apertura, al equipo equipo 2 el cual interpretó de forma correcta desactivando el “Lazo”. El equipo 1 desactivó el lazo 20s después de haberse generado la acción de apertura. En el equipo 1 estas operaciones

realizan una después de la otra. Esto concuerda con lo programado. Para los equipos 3 y 4 se realizó la misma prueba obteniendo los resultados esperados; el equipo 3 cambió de grupo de protección y desactivó el "Lazo", el equipo 4 cerró el interruptor y desactivó el "Lazo". Ambos en un tiempo poco mayor al esperado. Con esto se comprobó el correcto funcionamiento de la operación de transferencia de potencia.

Para la operación de lazo automatizado se indujo al equipo 1 a realizar una secuencia de recierres al introducir una falla por sobre-corriente con el transformador. El equipo 1 actuó de la forma esperada abriendo el interruptor una vez que la secuencia se completó sin poder liberar la falla. EL equipo 1 mandó el mensaje correspondiente al equipo 2 y este lo interpretó de forma correcta generando la apertura del interruptor en el tiempo esperado y desactivando el "Lazo". Para los equipos 3 y 4 se realizó la misma prueba obteniendo los resultados esperados. El equipo 3 abrió el interruptor y desactivó el "Lazo". El equipo 4 cerró el interruptor y desactivó el "Lazo. Ambos en el tiempo esperado. Con esto se comprobó el correcto funcionamiento de la operación de lazo automatizado.

Desde el centro de control se visualizan todos los cambios que se generan a raíz de las operaciones de automatización, lo que comprueba que la comunicación remota se realiza en ambas direcciones.

Las pruebas se realizaron en presencia del supervisor de equipos especiales Juan Carlos Freer Vega quien dio el visto bueno a las funciones.

5. Análisis de resultados

Las funciones desarrolladas cumplen con los objetivos planteados en el proyecto. Aunque la disponibilidad de equipo no permitió la puesta en marcha del producto final ni un ambiente de pruebas ideal, los resultados obtenidos a nivel de laboratorio brindan información relevante que permite crear un criterio sobre la operación de las funciones en la red eléctrica. Es necesario resaltar la importancia de un medio de comunicación que provea un enlace punto-multipunto ya que las funciones fueron desarrolladas bajo esta premisa. Un esquema de comunicación distinto requeriría ajustes en las funciones.

Reuniendo los resultados obtenidos en las pruebas para la operación de lazo automatizado, realizadas a las parejas de equipo 1-2, 1-3 y 1-4; se puede determinar que la operación de lazo automatizado funciona correctamente. La operación logra aislar la zona de falla y provee una alimentación auxiliar a los sectores aledaños que se hayan visto afectados. El diseño de la operación considera la acción individual de los equipos 2, 3, 4 y únicamente se necesita la interacción del equipo 1 con los demás. Es decir los equipos 2, 3 y 4 no interactúan entre si pero, si el equipo 1 con estos, esto valida la forma en que se probaron las funciones y la afirmación de que la operación de lazo automatizado funciona. Las parejas de equipo 1-2, 1-3, 1-4 trabajan de forma paralela como elementos de una estructura mayor donde el funcionamiento de cada uno aporta al resultado final, si todos funcionan correctamente la operación funciona.

Para la operación de transferencia de potencia se mantienen las mismas relaciones entre los equipos. Reuniendo los resultados de las pruebas realizadas se puede determinar que la operación de transferencia de potencia funciona de forma correcta. El equipo 1 se encarga de identificar la falla y comunicar a los demás que falla esta presente. El equipo 2 únicamente desactiva el “Lazo”, el equipo 3 cambia de grupo de protección para recibir un flujo inverso de corriente y el equipo 4 cierra para transferir la potencia auxiliar. Siguiendo el mismo razonamiento que para la operación de lazo automatizado se interpreta que el funcionamiento individual de cada equipo aporta al resultado final de la operación y que si cada pareja de equipo realiza las tareas asignadas, el conjunto total lleva a cabo la operación.

Estas dos operaciones pueden llegar a evitar la suspensión de servicio para unos 3500 clientes, además permite a las cuadrillas ubicar de forma más precisa la falla.

El operador en el centro de control es capaz de activar el “Lazo” y monitorear el comportamiento de cada equipo, esto agiliza el uso de las funciones creadas ya que no precisa de la presencia de algún técnico cerca del equipo para activar el “Lazo”. El operador puede ver si los equipos están en la condición normal que permite la activación de la función y en caso contrario maniobrar los equipos de forma remota para obtenerla. Esto evita la movilización de personal hasta los equipos si no se reunieran las condiciones necesarias.

El tiempo de acción de las operaciones de automatización es más eficiente que el tiempo de reacción de un operador del centro de control. Aunque los operadores pueden monitorear y controlar los equipos de forma remota, deben atender llamadas por averías y revisar de forma constante el estado de 243 equipos que están instalados en la red eléctrica. Debido a esto es muy difícil que un operador esté pendiente a actuar ante alguna de las fallas que se requieren corregir en el circuito de distribución elegido. Un operador con experiencia tarda alrededor de 10 minutos para enterarse de una falla y generar las maniobras requeridas para corregirla. En la tabla 6 se presenta una tabla con el resumen de los tiempos de actuación de las funciones.

Tabla 6: Tiempo de acción de la operación “Lazo”

Equipo	Operación	Tiempo Experimental (s)	Tiempo Teórico (s)
1	Transferencia de potencia	30	27
	Lazo Automatizado	20	20
2	Transferencia de potencia	12	11
	Lazo Automatizado	11	11
3	Transferencia de potencia	2	1
	Lazo Automatizado	11	11
4	Transferencia de potencia	12	11
	Lazo Automatizado	11	11

La diferencia entre el tiempo teórico y experimental de la operación de transferencia de potencia se deriva del tiempo antirebote programado para la entrada IN101.

Este tiempo se estableció en un cuarto de ciclo lo cual concuerda con el tiempo de procesamiento del control. Cada cuarto de ciclo el control realiza una lectura de la entrada IN101 y a esta lectura le da otro cuarto de ciclo para que se estabilice la lectura. Esto introduce medio segundo de retraso en el procesamiento de esta entrada, cuando hay un cambio de estado se acumula otro medio segundo generando un segundo extra el cual se refleja en los demás equipos. A esto se le suma errores de lectura del cronómetro con el cual se realizaron las mediciones.

En comparación con el equipo de la marca Nulec, las funciones brindan la misma solución con una forma de operación distinta. El modelo Nulec utilizado por el ICE no implementa un esquema de comunicación para generar las operaciones de automatización. Además en ciertos casos, alimenta la falla para determinar la necesidad de generar la operación de lazo automatizado, las rutinas creadas para el equipo SEL evitan este evento y son ajustables a las condiciones del circuito de distribución a automatizar.

6. Conclusiones

- a) La función de lazo automatizado creada para el equipo SEL 351-R brinda solución a la falla por sobre-corriente.
- b) La función de transferencia de potencia creada para el equipo SEL 351-R brinda solución a la falla de ausencia de tensión de fuente.
- c) La operación de lazo puede ser gestionada de forma remota por un operador del centro de control.
- d) Es necesario que el ICE obtenga el medio de comunicación adecuado para la puesta en marcha de las funciones creadas.

7. Recomendaciones

- a) Obtener un medio de comunicación que permita enlaces punto-multipunto de forma que no se requiera cambios en el diseño de las funciones.
- b) Procurar que el medio de comunicación sea full-duplex para brindar la base para el desarrollo de funciones más robustas.
- c) El ICE como institución debe procurar un mayor conocimiento sobre el equipo del que dispone, es ideal gestionar capacitaciones con los proveedores del producto.
- d) Ciertas tareas son realizadas por una única persona dentro de la institución, esto entorpece el desarrollo de proyectos nuevos y condiciona el avance a la disposición de un solo individuo. En un caso ideal las persona que estén relacionadas a un sector específico deberían ser capaces de solucionar cualquier eventualidad que se presente.
- e) Incluir en la documentación del trabajo un manual de usuario para el ICE sobre las funciones diseñadas.
- f) Considerar el uso de equipos SEL para automatizar los circuitos de distribución faltantes, esto generará un ahorro económico para institución por concepto de compra de equipo Nulec. Según la diferencia de precio de los equipos, en el circuito de distribución utilizado como piloto, se reduciría el costo en aproximadamente catorce millones de colones.

8. Referencias

- [1] Constitución de los Sistemas Eléctricos, Global Electricity, 2013. [Online]. Disponible en: <https://globalelectricity.wordpress.com/2013/10/31/constitucion-de-los-sistemas-electricos/>.
- [2] SEL 351-R Product flyer. Schweitzer Engineering Laboratories. Pullman, Washington USA. 2015.
- [3] Kyle® Form 5/Triple-Single Microprocessor-Based Recloser Control Installation and Operation Instructions. 2004. [Online]. Disponible en: http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280_ReclosersControls/S280423.pdf
- [4] Loop Automation Manual, Schneider Electric. Australia Wide. 2014
- [5] WE, WVE, VWE, VWVE Electronically Controlled, Oil-Insulated Three-Phase Reclosers, Cooperindustries.com, 2018. [Online]. Disponible en: http://www.cooperindustries.com/content/public/en/power_systems/products/overhead_distributionequipment/reclosers/three-phase_reclosers/we_wve_vwe_vwve_electronicallycontrolledoil-insulatedthree-phase.html.
- [6] Viper-S® Solid Dielectric, Three Phase Reclosers, Gwelec.com, 2018. [Online]. Disponible en: <https://www.gwelec.com/viper-solid-dielectric-three-phase-reclosers-p-96-l-en.html>.
- [7] Schneider Electric's N-Series auto reclosers, Instrumentation.co.za, 2014. [Online]. Disponible en: <http://www.instrumentation.co.za/49331n>.
- [8] SEL 351-R Instruction Manual, Schweitzer Engineering Laboratories. Pullman, Washington USA. 2016.
- [9] SEL 351-R Quick-Start Installation and User's Guide, Schweitzer Engineering Laboratories. Pullman, Washington USA. 2015.
- [10] Reconectadores Tipos VWE y VWVE Instrucciones de mantenimiento, Cooper industries. Waukesha, WI EE.UU. 1995.

- [11] SEL-5030 Software ACSELERATOR QuickSet Instruction Manual, Schweitzer Engineering Laboratories. Pullman, Washington USA. 2017.
- [12] MIRRORED BITS® COMMUNICATIONS Product flyer, Schweitzer Engineering Laboratories. Pullman, Washington USA. 2014.
- [13] Schweitzer Engineering Laboratories, Appl. guide 2016-17. Using MIRRORED BITS® and SEL-3031 Serial Radio Communications for Protection Schemes
- [14] HSPA + Industrial Router UR5i v2 USER'S MANUAL, Advantech B+B Smart-Worx. Sokolska 71, 562 04 Usti nad Orlici, Czech Republic. 2017
- [15] Cellular Industrial v2 Routers CONFIGURATION MANUAL, Advantech B+B Smart-Worx. Sokolska 71, 562 04 Usti nad Orlici, Czech Republic. 2017
- [16] A Villalva, Estudio y pruebas del protocolo de comunicación DNP 3.0 sobre TCP/IP para la comunicación entre la central de generación Cumbayá de la empresa eléctrica Quito S.A y el CENACE.[Online]. Colombia: Escuela Politécnica Nacional, 2010. Disponible en : <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2153/1/CD-2905.pdf>
- [17] D Pérez, Especificación del protocolo DNP3 utilizando un lenguaje de descripción formal.[Online]. México : Universidad Tecnológica de Mixteca, 2011. Disponible en : http://jupiter.utm.mx/tesis_dig/11905.pdf
- [18] D. Vidal, Interfaces y Protocolos de Comunicación, 2012. [Online]. Disponible en : <http://tecsup-r5-ac-interfaces-y-protocolos.blogspot.com/>

Apéndices

A.1 Glosario

B

broadcasting

Difusión masiva de mensajes o información. [29](#)

E

efecto Joule

Calentamiento de un conductor por el cual circula corriente eléctrica debido al choque de los electrones contra los átomos del material. [2](#)

estrella

Conexión utilizada para sistemas trifásicos en donde todas las fases tiene un punto común en el neutro. [4](#)

F

falso “1”

Valor erróneo interpretado como un uno lógico cuando en realidad corresponde a un cero. Se da por inestabilidad de las señales. [57](#), [67](#)

fusible

Dispositivo eléctrico de seguridad. Se funde ante el paso de un determinado valor de corriente. [4](#)

I

interruptor

Dispositivo eléctrico que permite o interrumpe el flujo de la corriente eléctrica. [3](#)

K

kA

Kilo Amperio. Unidad de medida para corriente. [4](#)

kV

Kilo Voltio. Unidad de medida para tensión. [1](#)

kVA

Kilo Voltio Amperio. Unidad de medida para la capacidad de potencia de los transformadores. [4](#)

M

microprocesado

Sistema que incluye un microprocesador para gestionar información y acciones. [5](#)

MVA

Mega Voltio Amperio. Unidad de medida para la capacidad de potencia de los transformadores. [3](#)

N

nodo

Punto de convergencia de dos o más conductores. [4](#)

O

opto-aislada

Aislamiento generado por dispositivo fotoeléctricos. Se utiliza para dispositivos sensibles.. [16](#)

P

potencia

Consumo de energía por unidad de tiempo. [2](#)

R

recierre

Operación que involucra una apertura del equipo durante un lapso programado por el usuario y luego un cierre. [11](#)

RS-232

Interfaz física de comunicación serial. [17](#)

RS-485

Interfaz física de comunicación serial diferente al RS-232. [17](#)

S

SCADA

Sistema de control y adquisición de datos, se genera mediante un software e incluye elementos físicos como sensores y transmisores. [5](#)

seccionador

Dispositivo eléctrico parecido al interruptor, difieren en su construcción y capacidad. [5](#)

sobre-corriente

Valor de corriente alto generado por un corto circuito, mayor al valor nominal. [5](#)

T

transformador

Dispositivo eléctrico capaz de aumentar o disminuir en su salida el valor de tensión a su entrada. [3](#)

troncalizado

Esquema de funcionamiento donde se procura que el dispositivo siempre tenga un canal de transmisión. [5](#)

V

Vac

Identificador para señalar un voltaje de naturaleza alterna. [13](#)

Vdc

Identificador para señalar un voltaje de naturaleza directa. [13](#)

Anexos

B.1 Relay Word Bits

Relay Word Bits (Used in SELogic Control Equations)

Relay Word bits are used in SELOGIC control equation settings. Factory-set SELOGIC control equation settings are explained in *Section 1: Factory-Set Logic*. Numerous SELOGIC control equation settings examples are given in *Section 3: Overcurrent, Voltage, Synchronism Check, and Frequency Elements* through *Section 8: Breaker/Recloser Monitor, Battery System Monitor, Metering, and Load Profile Functions*. SELOGIC control equation settings can also be set directly to 1 (logical 1) or 0 (logical 0). *Appendix G: Setting SELOGIC Control Equations* gives SELOGIC control equation details, examples, and limitations.

The Relay Word bit row numbers correspond to the row numbers used in the **TAR** command [see *TAR Command (Display Relay Word Bit Status)* on page 10.33]. Rows 0 and 1 are reserved for the display of the two front-panel target LED rows.

Table 9.5 SEL-351R Recloser Control Relay Word Bits (Sheet 1 of 2)

Row	Relay Word Bits							
2	50A1	50B1	50C1	50A2	50B2	50C2	50A3	50B3
3	50C3	50A4	50B4	50C4	50AB1	50BC1	50CA1	50AB2
4	50BC2	50CA2	50AB3	50BC3	50CA3	50AB4	50BC4	50CA4
5	50A	50B	50C	51P1	51P1T	51P1R	51N1	51N1T
6	51N1R	51G1	51G1T	51G1R	51P2	51P2T	51P2R	51N2
7	51N2T	51N2R	51G2	51G2T	51G2R	51Q	51QT	51QR
8	50P1	50P2	50P3	50P4	50N1	50N2	50N3	50N4
9	67P1	67P2	67P3	67P4	67N1	67N2	67N3	67N4
10	67P1T	67P2T	67P3T	67P4T	67N1T	67N2T	67N3T	67N4T
11	50G1	50G2	50G3	50G4	50Q1	50Q2	50Q3	50Q4
12	67G1	67G2	67G3	67G4	67Q1	67Q2	67Q3	67Q4
13	67G1T	67G2T	67G3T	67G4T	67Q1T	67Q2T	67Q3T	67Q4T
14	50P5	50P6	50N5	50N6	50G5	50G6	50Q5	50Q6
15	50QF	50QR	50GF	50GR	32VE	32QGE	32NE	32QE
16	F32P	R32P	F32Q	R32Q	F32QG	R32QG	F32V	R32V
17	F32N	R32N	32PF	32PR	32QF	32QR	32GF	32GR
18	27A1	27B1	27C1	27A2	27B2	27C2	59A1	59B1
19	59C1	59A2	59B2	59C2	27AB	27BC	27CA	59AB
20	59BC	59CA	59N1	59N2	59Q	59V1	27S	59S1
21	59S2	59VP	59VS	SF	25A1	25A2	3P27	3P59
22	81D1	81D2	81D3	81D4	81D5	81D6	27B81	50L
23	81D1T	81D2T	81D3T	81D4T	81D5T	81D6T	VPOLV	LOP
24	RCTR	RCCL	IN106	IN105	IN104	IN103	IN102	IN101
25	LB1	LB2	LB3	LB4	LB5	LB6	LB7	LB8
26	RB1	RB2	RB3	RB4	RB5	RB6	RB7	RB8
27	LT1	LT2	LT3	LT4	LT5	LT6	LT7	LT8
28	SV1	SV2	SV3	SV4	SV1T	SV2T	SV3T	SV4T
29	SV5	SV6	SV7	SV8	SV5T	SV6T	SV7T	SV8T

9.26 Setting the SEL-351R Recloser Control
Relay Word Bits (Used in SELogic Control Equations)

Table 9.5 SEL-351R Recloser Control Relay Word Bits (Sheet 2 of 2)

Row	Relay Word Bits							
30	SV9	SV10	SV11	SV12	SV9T	SV10T	SV11T	SV12T
31	SV13	SV14	SV15	SV16	SV13T	SV14T	SV15T	SV16T
32	79RS	79CY	79LO	SH0	SH1	SH2	SH3	SH4
33	CLOSE	CF	RCSF	OPTMN	RSTMN	FSA	FSB	FSC
34	BCW	50P32	BADBAT	59VA	TRGTR	52A	COMMT	CHRGG
35	SG1	SG2	SG3	SG4	SG5	SG6	ZLOUT	ZLIN
36	ZLOAD	BCWA	BCWB	BCWC	TOSLPV	TOSLPT	DISTST	DTFAIL
37	ALARM	OUT107	OUT106	OUT105	OUT104	OUT103	OUT102	OUT101
38	3PO	SOTFE	Z3RB	KEY	EKEY	ECTT	WFC	PT
39	PTRX2	PTRX	PTRX1	UBB1	UBB2	UBB	Z3XT	DSTRT
40	NSTRT	STOP	BTX	TRIP	OC	CC	CLG	H1CHRG
41	67P2S	67N2S	67G2S	67Q2S	PDEM	NDEM	GDEM	QDEM
42	PB1	PB2	PB3	PB4	PB5	PB6	PB7	PB8
43	PB9	PINBD	PINC	PINE	PINF	SW1	DISCHG	LED9
44	LED1	LED2	LED3	LED4	LED5	LED6	LED7	LED8
45	OCF	OCG	OLP	OLG	OLS	HTP	HTG	HLP
46	HLG	CLP	RPP	RPG	RPS	SEQC	3PHV	GTP
47	RMB8A	RMB7A	RMB6A	RMB5A	RMB4A	RMB3A	RMB2A	RMB1A
48	TMB8A	TMB7A	TMB6A	TMB5A	TMB4A	TMB3A	TMB2A	TMB1A
49	RMB8B	RMB7B	RMB6B	RMB5B	RMB4B	RMB3B	RMB2B	RMB1B
50	TMB8B	TMB7B	TMB6B	TMB5B	TMB4B	TMB3B	TMB2B	TMB1B
51	LBOKB	CBADB	RBADB	ROKB	LBOKA	CBADA	RBADA	ROKA
52	*a	*a	*a	*a	*a	*a	*a	*a
53	*a	*a	*a	*a	*a	*a	*a	*a
54	*a	*a	*a	*a	*a	*a	*a	*a
55	*a	*a	*a	*a	*a	*a	*a	*a
56	50NF	50NR	32NF	32NR	59L1	IDSCHG	DCONN	DDATA
57	BATVL1	BATVL2	*a	*a	*a	*a	*a	LOCAL
58	LB9	LB10	LB11	LB12	LB13	LB14	LB15	LB16
59	RB9	RB10	RB11	RB12	RB13	RB14	RB15	RB16
60	LT9	LT10	LT11	LT12	LT13	LT14	LT15	LT16

^a Reserved for future use.