



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

Título:

Restablecimiento automático ante fallas del suministro de energía eléctrica en un alimentador primario de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de magister en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia

Autor:

Ing. Quisimalín Villacís Leonardo David

Tutor:

Ing. MSc Laverde Albarracín Cristian

**LATACUNGA –ECUADOR
2023**

AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “Restablecimiento automático ante fallas del suministro de energía eléctrica en un alimentador primario de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.” presentado por Ing. Quisimalín Villacís Leonardo David, para optar por el título magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera de que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, julio, 2023

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Cristian Laverde Albarracín', written over a horizontal dotted line.

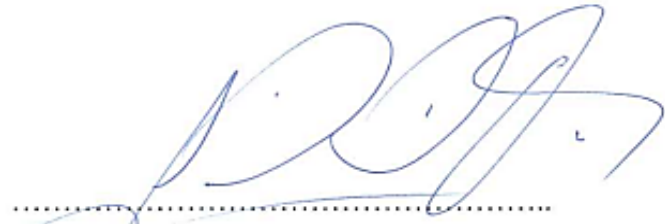
Ing. MSc Laverde Albarracín Cristian

CC.: 050266245-5


AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: Restablecimiento automático ante fallas del suministro de energía eléctrica en un alimentador primario de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.


Latacunga, julio, 2023



.....
MsC. Jefferson Alberto Porras Reyes
CC: 0704400449
Presidente del tribunal



.....
MsC. Diego Leonardo Jiménez Jiménez
CC: 0503493702
Lector 2



.....
MsC. Carlos Iván Quinatoa Caiza
CC: 0503287864
Lector 3

DEDICATORIA

Dedico con mucho cariño a mi amigo Iván,
fuiste una excelente persona, hijo, compañero
y amigo que el camino de la vida me regalo.
Descansa en paz querido amigo.

AGRADECIMIENTO

A mis amados padres José Luis Quisimalín Miniguano y Renee Fabiola Villacís Proaño por ser un apoyo incondicional desde el día que decidí emprender un camino lleno de obstáculos, sacrificios, decisiones, tristezas, alegrías, errores, decaimientos; brindándome tiempo, recursos y sobre todo, amor y confianza en cada instante de mi vida. Gracias e ellos he logrado todo lo que me he propuesto en el transcurso de mi vida. Muy afortunado de tenerlos.

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, julio, 2023



.....
Ing. Leonardo David Quisimalín Villacís

CC:180420631-4

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, julio, 24, 2023



.....
Ing. Leonardo David Quisimalín Villacís

CC:180420631-4

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: Restablecimiento automático ante fallas del suministro de energía eléctrica en un alimentador primario de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, Julio, 24, 2023



.....

MsC. Jefferson Alberto Porras Reyes

CC: 0704400449

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Título: Restablecimiento automático ante fallas del suministro de energía eléctrica en un alimentador primario de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

Autor: Ing. Leonardo David Quisimalín Villacís

Tutor: Ing. MSc. Laverde Albarracín Cristian

RESUMEN

Una de las metas globales de los sistemas de distribución es cubrir la demanda a la par con incremento demográfico. Esto ha llevado a la búsqueda de nuevas tecnologías en tiempo-real que permitan monitorear, analizar y procesar la información para generar una distribución automatizada. El presente documento busca una metodología de automatismo de un alimentador del sistema de distribución, con el uso de dispositivos y tecnologías encargadas de la toma de decisiones en tiempo-real para la operación del sistema de distribución, por tanto, el objetivo del presente documento es de minimizar los tiempos de interrupción del suministro eléctrico, los que se ven impactados en la calidad del servicio hacia los clientes finales. En tal sentido la metodología trata de identificar una falla permanente, aislar la sección de falla y reconfigurar el alimentador para restaurar el suministro eléctrico de forma automática para los clientes finales, empleando información de dispositivos tele comandados inteligentes en la topología del alimentador. Mantener el suministro eléctrico y contar con un alto nivel de confiabilidad es el principal interés para los clientes finales de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Varias opciones de transferencia se presentan en el resultado de la presente investigación, las cuales describen escenarios de reconfiguración automatizada mediante el seccionamiento de la sección en falla y mantener o restablecer el suministro de energía de las secciones fuera de falla. La reconfiguración automática de la red mediante diferentes opciones de transferencia hace que el alimentador se auto recupere, lo cual mantiene el suministro eléctrico para la mayoría de los consumidores, redireccionando automáticamente una o más secciones fuera de falla. El automatismo indicara en tiempos de segundos a los operadores del centro de control el punto de falla, para la toma de acciones correctivas con mayor rapidez disminuyendo los recursos, sin dejar de lado la ganancia económica de energía al momento de restablecer el suministro eléctrico a las secciones fuera de falla.

PALABRAS CLAVE: tiempo-real, automatismo, topología, restablecimiento, reconfiguración, calidad del servicio, falla permanente, red de distribución, confiabilidad.

**UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI
DIRECCION DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCION SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Title: Automatic restoration in the event of a power failure in a primary feeder of the distribution network of Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

Author: Ing. Leonardo David Quisimalín Villacís

Tutor: Ing. MSc Laverde Albarracín Cristian

ABSTRACT

One of the global goals of distribution systems is to meet the demand in line with demographic growth. This has led to the search for new real-time technologies to monitor, analyze and process information to generate automated distribution. This paper seeks a methodology for automation of a feeder of the distribution system, with the use of devices and technologies responsible for real-time decision making for the operation of the distribution system, therefore, the objective of this paper is to minimize outage times of electricity supply, which are impacted in the quality of service to final customers. In this sense, the methodology tries to identify a permanent fault, isolate the fault section and reconfigure the feeder to restore the power supply automatically to the final customers, using information from intelligent tele-commanded devices in the feeder topology. Maintaining the power supply and having a high level of reliability is the main interest for the final customers of the power distribution companies. Several transfer options are presented in the result of the present investigation, which describe automated reconfiguration scenarios by sectioning the faulted section and maintaining or restoring power supply to the non-faulted sections. Automated reconfiguration of the network causes the feeder to self-recover, which maintains power supply to most consumers by automatically rerouting one or more sections out of fault. Automatic power supply automation will indicate the point of failure to the control center operators in seconds, for faster corrective actions can be taken more quickly and resources can be reduced, without neglecting the economic gain of energy at the moment of restoring power supply to the non-failed sections.

KEYWORD: real-time, automatism, topology, restoration, reconfiguration, quality of service, permanent fault, distribution network, reliability.

AVAL DE TRADUCCIÓN

Natasha Carolina Ruales Andrade, con cédula de identidad número: 100357325-8; licenciada en Lingüística Aplicada con mención en Enseñanza de Lenguas con número de registro SENESCYT: 1027-2020-2204904 y certificada en traducción e interpretación de idiomas ESPAÑOL-INGLÉS/ INGLÉS-ESPAÑOL con número de registro SETEC:MDT-3104 CCL-252081; CERTIFICO haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título “RESTABLECIMIENTO AUTOMÁTICO ANTE LA FALLA DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN ALIMENTADOR PRIMARIO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.” del Ing. Leonardo David Quisimalín Villacís aspirante a magister en ELECTRICIDAD MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al solicitante hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimase conveniente.

Quito, 3 de julio de 2023

Atentamente,

Lic. Natasha Ruales Andrade
Lingüista
Certificado en traducción e interpretación de idiomas
.....
No. Reg. SETEC:MDT-3104-CCI-252081

Lic. Natasha Carolina Ruales Andrade

LINGÜISTA

CI: 100357325-8

INDICE DE CONTENIDOS

Título	I
AVAL DEL TUTOR	II
AVAL DEL TRIBUNAL	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO	V
RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA	VI
RENUNCIA DE DERECHOS	VII
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL	VIII
RESUMEN	IX
ABSTRACT	X
AVAL DE TRADUCCIÓN	XI
INDICE DE CONTENIDOS	XII
INDICE DE FIGURAS	XIV
Objetivo General.....	2
1 CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEORICA- METODOLOGICA	8
1.1 Fundamentación del estado del arte.....	8
1.2 Fundamentación Teórica.....	15
1.2.1 Regulación No. ARCERNNR –002/20	15
1.3 Sistema de Distribución de energía eléctrica.....	17
1.3.1 Alimentador de distribución.....	18
1.4 Automatización de Sistemas de Distribución	22
1.4.1 Criterios para seleccionar el sistema a automatizar.....	23
1.4.2 Arquitectura de la Automatización.....	23
1.4.3 Niveles de Automatización.....	26
1.5 SCADA.....	27
1.6 Integración de IED’s y RTU’s	28
1.7 Medios de comunicación.....	29
1.7.1 Fibra Óptica	29
1.8 Protocolos de Automatización	30

1.8.1	Tipos de protocolos de comunicación	30
1.9	Metodologías para la automatización de una red de distribución de energía eléctrica	32
1.10	Implementación de la Automatización en Distribución	33
1.11	Metodología de automatismo	34
1.11.1	Reconfiguración del alimentador automática	35
1.12	Conclusiones del capítulo	37
2	CAPÍTULO II. METODOLOGIA PARA EL RESTABLECIMIENTO AUTOMATICO DE UN ALIMENTADOR DE LA EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.....	38
2.1	Título del proyecto.	38
2.2	Objetivo del proyecto.....	38
2.3	Descripción de la propuesta.	38
2.4	Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados.....	39
2.4.1	Selección del alimentador primario a Automatizar	39
2.4.2	Topología del Alimentador primario PARQUE INDUSTRIA A5/3.....	40
2.4.3	Identificación de secciones de posible falla.....	41
2.4.4	Automatismo de recomposición	43
2.5	Conclusiones	63
3	CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACION DE LA PROPUESTA	64
3.1	Análisis de los resultados debe:	64
3.1.1	Estudio de coordinación de protecciones.....	64
3.1.2	Programación del Automatismo.....	91
3.2	Validación técnica -económica de los resultados:	99
3.2.1	Tiempos de restablecimiento del suministro eléctrico.....	100
3.2.2	Análisis de secciones fuera de falla	101
3.3	Evaluación de expertos	103
3.4	Evaluación de usuarios.	104
3.5	Evaluación de impactos o resultados.....	106
3.6	Conclusiones del III capítulo.....	107
4	Conclusiones generales	108
5	Bibliografía	109

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Reconectador y controlador ADVC Compact [15].....	19
Figura 2. Arquitectura básica de un SCADA	28
Figura 3. Protocolos de comunicación [17].....	31
Figura 4. Reconectores parte de la topología del alimentador.....	36
Figura 5. Cargas críticas en el tramo de Alimentador	37
Figura 6. Diagrama Unifilar en condiciones normales del Alimentador 5 de la Subestación 3 (A5/3).....	39
Figura 7. Diagrama Unifilar de la topología del Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) en condiciones normales.....	40
Figura 8. Secciones de falla Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3)	41
Figura 9. Falla permanente en sección D	46
Figura 10. Falla permanente en sección B.....	49
Figura 11. Falla permanente en sección A	57
Figura 12. Falla permanente en sección C y E	62
Figura 13. Vista Geográfica del Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3).....	65
Figura 14. Diagrama Unifilar en condiciones normales del Alimentador 5 de la Subestación 3 PARQUE INDUSTRIAL (A5/3).....	66
Figura 15. Curvas de protección 50/51 en condiciones normales del Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3).....	67
Figura 16. Curvas de protección 50N/51N en condiciones normales del Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3).....	68
Figura 17. Secciones de falla Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3).....	69
Figura 18. Curvas de protección 50/51 para Alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3) con sección E.....	70
Figura 19. Curvas de protección 50N/51N para Alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3) con sección E.....	71
Figura 20. Curvas de protección 50/51 para Alimentador POLICLINICO (A5/1).....	72
Figura 21. Curvas de protección 50N/51N para Alimentador POLICLINICO (A5/1) con sección E.....	73
Figura 22. Curvas de protección 50/51 para Alimentador SAN GERARDO (A2/3).....	74
Figura 23. Curvas de protección 50N/51N para Alimentador SAN GERARDO (A2/3)....	75
Figura 24. Curvas de protección 50/51 para Alimentador SAN LUIS (A1/3).....	76
Figura 25. Curvas de protección 50N/51N para Alimentador SAN LUIS (A1/3)	77
Figura 26. Curvas de protección 50/51 para Alimentador CALLE TARQUI (A4/1) con sección D	78
Figura 27. Curvas de protección 50N/51N para Alimentador CALLE TARQUI (A4/1) con sección D	79
Figura 28. Curvas de protección 50/51 para Alimentador POLICLINICO (A5/1) con sección E.....	80

Figura 29. Curvas de protección 50N/51N para Alimentador POLICLINICO (A5/1) con sección E.....	81
Figura 30. Curvas de protección 50/51para Alimentador PLAZA DÁVALOS (A2/2) con sección D	82
Figura 31. Curvas de protección 50/51para Alimentador PLAZA DÁVALOS (A2/2) con sección D y E.....	83
Figura 32. Curvas de protección 50/51para Alimentador POLICLINICO (A5/1) con sección D y E.....	84
Figura 33. Curvas de protección 50/51para Alimentador SAN LUIS (A1/3) con sección D y E.....	85
Figura 34. Curvas de protección 50/51para Alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) con sección B, C y D.....	86
Figura 35. Curvas de protección 50/51para Alimentador CALLE TARQUI (A4/1) con sección B, C y D.....	87
Figura 36. Curvas de protección 50/51para Alimentador POLICLINICO (A5/1) con sección B, C, D y E.....	88
Figura 37. Curvas de protección 50/51para Alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) con sección B, C, D y E.....	89
Figura 38. Curvas de protección 50/51para Alimentador CALLE TARQUI (A4/1) con sección B, C, D y E.....	90
Figura 39. Niveles de programación	92
Figura 40. Lazo externo de programación.....	92
Figura 41. Lazo interno de programación	93

INTRODUCCIÓN

Antecedentes. –El tema se enmarca dentro de la línea de investigación del programa de Maestría en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi: energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental asociado al desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local regional o nacional, y esta corresponde a la sub línea de automatización y reconfiguración de los sistemas eléctricos de empresas distribuidoras con una pertenecía a la calidad del servicio técnico.

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A. (EERSA) a lo largo del tiempo ha venido innovando tecnológicamente sus sistemas de Generación, Subtransmisión y Distribución de energía eléctrica en toda su área de servicio, en tal sentido la expansión, operación y mantenimiento del Sistema Eléctrico involucra realizar varias actividades a la EERSA dentro de la provincia de Chimborazo, y al considerar este servicio como un eje fundamental para el desarrollo económico de la provincia, es necesario que la calidad de servicio de energía eléctrica sea confiable y continuo.

Planteamiento del problema. - Con el fin de mejorar la percepción de la satisfacción por el servicio de energía eléctrica por parte del usuario final, y en búsqueda de disminuir los indicadores de Calidad del servicio técnico relacionado con la continuidad del servicio de energía eléctrica, así como la disminución de la energía no suministrada, los investigadores han incursionado en el impacto de diferentes aplicaciones para conseguir estos objetivos, siendo principalmente la incorporación de equipos de protección, dispositivos de seccionamiento, reguladores de voltaje y reconfiguración de la red. [1]

Una alternativa eficaz para mejorar el suministro eléctrico es la automatización de los sistemas eléctricos y reconfiguración de la red, lo que implica una modificación de la topología al cambiar los estados de un conjunto de equipos de corte y seccionamiento normalmente cerrados y normalmente abiertos. De hecho, la restauración de la red de distribución de energía eléctrica es una actividad de emergencia en el control del sistema. La

condición de emergencia se crea cuando falla la función básica de las empresas eléctricas debido a fallas en la red.

Formulación del problema. - La restauración del suministro de energía eléctrica a los clientes afectados puede ser un problema combinatorio a gran escala con los operadores de control, siendo el de mayor impacto el tiempo para encontrar una solución de restauración e implementarla lo antes posible. [2] Al permitir que las fallas sean aisladas y restauradas, también se mejoran los índices de calidad del servicio técnico.

Objetivo General. - Con el fin de mejorar la percepción de la satisfacción por el servicio de energía eléctrica por parte de los usuarios finales, la presente investigación busca desarrollar una metodología para el restablecimiento automático del suministro eléctrico ante fallas de toda o parte de la carga que engloba un alimentador primario de la red de distribución. El restablecimiento mayoritario o total del suministro de energía eléctrica contribuirá a mejorar los indicadores del servicio técnico los cuales tienen que ver con la frecuencia y tiempo de interrupción de la energía eléctrica.

Objetivos Específicos:

La primera parte de la presente investigación definirá un alimentador primario de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. en pro de realizar el mismo procedimiento para todos los alimentadores, el alimentador seleccionado indicara los circuitos y subestaciones involucrados en el esquema de recomposición, donde se indica también la condición de operación normal de cada equipo, NORMALMENTE ABIERTO (NA) o NORMALMENTE CERRADO (NC) los cuales corresponden a reconectores y relés de cabecera. Con la topología del alimentador a automatizar se determinará cada una de las secciones de posible falla dentro de todo el tramo de alimentador incluyendo una sección de falla en la subestación que lo energiza.

Como segunda parte en la topología del alimentador seleccionado y conformado por todos los circuitos, equipos NORMALMENTE ABIERTO (NA) o NORMALMENTE CERRADO (NC) y subestaciones se determinará todas y cada una de las posibles secciones de fallas pertenecientes al tramo del alimentador primario de la red de distribución de la EERSA.

Todos los equipos que forman parte de la topología del alimentador serán parte de las maniobras de recomposición automática y tendrán diferentes actuaciones dependiendo del escenario y sección de falla. Las secciones de falla consideradas serán tomadas entre equipos telecomandados incluyendo la subestación del alimentador principal.

Como las maniobras de recomposición, la parte final corresponde a la programación para el automatismo de las mismas tomando en cuenta todos y cada uno de los equipos asociados al escenario en cuestión y al tramo de sección en falla, para lo cual será necesario todas y cada una de señales y estados de los equipos. Así mismo presentara o analizara condiciones para la habilitación del automatismo en cada equipo. Para la programación del automatismo se realizará con ayuda de las herramientas computacionales de los equipos REMOTE TERMINAL UNITS (RTU).

Sistema de tareas en relación con los objetivos específicos: para completar los objetivos específicos se plantean las siguientes tareas:

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
Identificar la topología y todas las secciones de posible falla del alimentador primario	<ul style="list-style-type: none"> Se definirá un alimentador de la red de distribución de la EERSA 	<ul style="list-style-type: none"> Topología del Alimentador Secciones de posible falla del alimentador 	<ul style="list-style-type: none"> Realizar la topología de todo el tramo dealimentador y sus enlaces con otros alimentadores de la misma u otra subestación, conequipos telecomandados normalmente cerrados y abiertos. Identificar todas las secciones de posible falla en todo el tramo de alimentador
Elaborar todos los escenarios de recomposición para cada una de las secciones de posible falla del alimentador primario	<ul style="list-style-type: none"> Escenarios de recomposición de las secciones que se encuentran fuera de la sección de falla 	<ul style="list-style-type: none"> Maniobras de recomposición automática para cada una de las secciones de falla 	<ul style="list-style-type: none"> Realizar todas las opciones de recomposición en cada una de las secciones fuera de falla
Programar el automatismo de recomposición de los escenarios para cada sección de falla del alimentador primario	<ul style="list-style-type: none"> Seleccionar la forma de programación del automatismo 	<ul style="list-style-type: none"> Programación de los escenarios de recomposición 	<ul style="list-style-type: none"> De acuerdo a cada uno de los escenarios programar el automatismo de las maniobras de recomposición de las secciones fuera de falla

Justificación. - La Ley Orgánica del Servicio Público de energía eléctrica establece que la actividad de distribución y comercialización de electricidad será realizada a través de empresas eléctricas debidamente habilitadas para ejercer tal actividad y sus operaciones se sujetarán a lo previsto en su respectivo título habilitante en el cual se deberá incluir la obligación de cumplir los niveles de calidad con los cuales debe suministrar el servicio, según la regulación pertinente. Así mismo establece infracciones a la empresa el incumplimiento parcial o reiterado de los índices de calidad establecidos por el ARCONEL.

En tal sentido la Ley Orgánica del Servicio Público señala que es obligación de la distribuidora proveer el suministro de energía eléctrica al consumidor, observando principios de accesibilidad, continuidad, calidad, confiabilidad, seguridad, calidez, igualdad, transparencia, eficiencia y eficacia; así como cumplir y reportar los índices y límites de calidad del servicio eléctrico de distribución.

La presente investigación está orientada a disminuir los índices de calidad del servicio técnico relacionado con la continuidad con la que se presentará el servicio de energía eléctrica, y que se caracteriza por la frecuencia y la duración de las interrupciones del suministro de energía eléctrica.

En los diferentes eventos de fallas el impacto en las redes es considerable dado que su solución genera un mayor gasto en recursos, donde los grupos de trabajo realizan inspecciones visuales a fin de poder localizar la causa de la falla para un posterior restablecimiento. Esto conlleva a la eliminación de seccionadores fusibles en troncal, siendo reemplazados por equipos de teleprotección, configurados en base a una coordinación de protecciones previa validación de pruebas sincronizadas con los equipos de inyección de corriente secundaria.

Hipótesis. – Al implementar una metodología para el restablecimiento automático de toda o parte de la carga que engloba un alimentador primario de la red de distribución se logrará disminuir los recursos y tiempos para la recomposición del suministro de energía eléctrica. Puede ser aplicado en los sistemas de distribución dependiendo de la política de operación de la empresa eléctrica, esta puede priorizar la reducción de pérdidas, análisis de costo – beneficio con relación a mantenimiento y energía no suministrada, su fácil identificación de

la zona de falla permitirá la pronta actuación y toma de decisiones para el mantenimiento correctivo disminuyendo así los índices de la Calidad del Servicio Técnico y en general de la Calidad del servicio.

Términos.

Alimentador de alta densidad: Es el alimentador primario de distribución que tiene una carga nominal instalada distribuida por kilómetro de línea mayor a 50 kVA.

Alimentador de baja densidad: Es el alimentador primario de distribución que tiene una carga nominal instalada distribuida por kilómetro de línea menor o igual a 50 kVA.

Empresa eléctrica de distribución y comercialización o distribuidora: Persona jurídica cuyo título habilitante le faculta realizar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, dentro de su área de servicio.

Esquema de alivio de carga: (Desconexión de carga por baja frecuencia): desconexión automática de carga debido a un desbalance entre generación y demanda que ha causado disminución de la frecuencia por debajo de los límites definidos.

Fluctuaciones o variaciones de voltaje: Son perturbaciones en las cuales el valor eficaz del voltaje de suministro cambia con respecto al valor eficaz del voltaje nominal.

Frecuencia de las interrupciones: Es el número de veces, en un periodo determinado, que se interrumpe el suministro de energía eléctrica a un consumidor.

Incumplimiento parcial: Es la infracción leve, la cual se refiere al incumplimiento de los límites establecidos en uno o varios índices y/o indicadores de calidad establecidos en la regulación para un periodo de evaluación mensual o anual, según corresponda.

Incumplimiento reiterado: Es la infracción grave, el cual se refiere al incumplimiento repetitivo de los límites establecidos de uno o varios índices y/o indicadores establecidos en la regulación para un periodo de evaluación mensual o anual, según corresponda.

Interrupción: Es el corte o suspensión del suministro de electricidad a los consumidores del área de servicio de la empresa eléctrica de distribución.

Niveles de voltaje: Se define los siguientes valores de voltaje:

Bajo voltaje: menor igual a 0,6 kV;

Medio voltaje: mayor a 0,6 y menor igual a 40 kV;

Alto voltaje grupo 1: mayor a 40 y menor igual a 138 kV;

Alto voltaje grupo 2: y, mayor a 138 kV.

Sistema de distribución: Comprende las líneas de subtransmisión, las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los transformadores de distribución, las redes secundarias, las acometidas, el equipamiento de compensación, protección, maniobra, medición, control y comunicaciones, utilizados para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

Suspensión General del Servicio: Son las interrupciones del sistema nacional interconectado (SIN), incluido los sistemas de distribución, que, debido a maniobras u operaciones requeridas por CENACE, tiene por objetivo garantizar la seguridad o estabilidad del sistema.

1 CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEORICA- METODOLOGICA

1.1 Fundamentación del estado del arte. -

Las Empresas Eléctricas realizan la actividad de distribución y comercialización de Electricidad, tal actividad y sus operaciones se sujetan a Regulaciones que obligan al cumplimiento de niveles de calidad con los cuales debe suministrar la Energía Eléctrica. El incumplimiento de los niveles de calidad establecidos por la regulación conlleva a infracciones siendo las de mayor impacto económicas. En tal sentido las Empresas Eléctricas buscan alternativas para el cumplimiento de los niveles de calidad, en la presente investigación se analizará una alternativa eficaz para mejorar el suministro de energía eléctrica la cual tiene que ver con la automatización y reconfiguración de los sistemas eléctricos de distribución, por ello se ha recopilado trabajos e investigaciones que poseen relación con la presente investigación, los cuales se detallan a continuación, tanto nacionales como internacionales.

En el Instituto Nacional de Tecnología Maulana Azad del país de India se desarrolló una, Aplicación del método de optimización de enjambre de partículas para resolver el problema de reconfiguración de la red en el sistema de distribución, 2016, cuyo objetivo es usar el algoritmo de optimización inteligente, optimización de enjambres de partículas (PSO) con diferentes variantes que se desarrollan de acuerdo con la aplicación de destino. [1]

Las variantes se obtienen cambiando los parámetros del algoritmo PSO como peso de inercia, factor de constricción y factor de aceleración. Estas variantes se pueden utilizar para varios requisitos de optimización del sistema de energía, como la automatización de la distribución, para una aplicación específica. La reconfiguración de redes de distribución (DNR) es una de esas aplicaciones que involucra una alta complejidad computacional y requiere una técnica de optimización inteligente para su solución. En este documento, se aplican diferentes variantes de PSO al problema DNR, como PSO binario, loco PSO y PSO intercodificado mejorado para sistemas de prueba de 16 barras y 33 barras. Estas variantes aseguran una adecuada exploración y explotación del espacio de búsqueda para obtener una solución óptima y rápida al problema de DNR. [1]

En IEEE Sistema Eléctrico de Transmisión se desarrolló un, Enfoque de optimización de sistemas inmunológicos artificiales para la reconfiguración del sistema de distribución multiobjetivo, cuyo objetivo es la utilización del algoritmo multiobjetivo para reducir las pérdidas de energía y mejorar el índice de confiabilidad. [2]

Para optimizar sus activos, las empresas distribuidoras de energía eléctrica buscan diversas técnicas para mejorar la operación del sistema y sus diferentes variables, como niveles de tensión, pérdidas de potencia activa, etc. Algunas de las herramientas aplicadas para cumplir con estos objetivos incluyen la compensación de potencia reactiva, el uso de reguladores de voltaje y la reconfiguración de la red. Un objetivo al que aspiran la mayoría de las empresas es la minimización de las pérdidas de energía; una herramienta disponible para hacer esto es la reconfiguración del sistema de distribución. Reconfigurar una red en sistemas radiales de distribución de energía significa alterar la topología cambiando el estado de un conjunto de interruptores normalmente cerrados (NC) y normalmente abiertos (NA). En el negocio de energía eléctrica reestructurada, una empresa también debe considerar obtener una topología lo más confiable posible. En la mayoría de los casos, la reducción de las pérdidas de energía no garantiza una mayor confiabilidad. Este artículo presenta un algoritmo multiobjetivo para reducir las pérdidas de energía y mejorar el índice de confiabilidad utilizando la técnica de sistemas inmunes artificiales aplicando consideraciones de teoría de grafos para mejorar el rendimiento computacional y las reglas de dominancia de Pareto. El algoritmo propuesto se prueba en un sistema de muestra, un sistema de prueba de 14 barras y en un alimentador real de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) (alimentador CBO-01 de 23 kV). [2]

En IEEE Sistema Eléctrico de Transmisión se desarrolló una, Reconfiguración de red descentralizada jerárquica para sistemas de distribución inteligente Parte II: Aplicaciones a sistemas de prueba, en la Parte I se presentó un enfoque de reconfiguración de red descentralizada jerárquica para minimizar las pérdidas de energía para los sistemas de distribución inteligentes. En este documento, el enfoque propuesto se aplica a cuatro sistemas de distribución de prueba para examinar su desempeño. [3]

Se construye un sistema de demostración que consiste en el sistema de prueba y agentes inteligentes distribuidos utilizando MATLAB/Simulink para ilustrar cómo se implementa el

enfoque descentralizado. Los resultados de la simulación del enfoque propuesto se comparan luego con los resultados de una implementación centralizada y el método de búsqueda de armonía. Se muestra que el enfoque descentralizado puede lograr resultados similares a otros métodos con un tiempo de cálculo significativamente reducido. Los impactos de las cargas y fallas variables en el tiempo también se estudian a través de la reconfiguración dinámica de la red en el sistema de prueba de 118 barras. Los resultados de la simulación ilustran que la reconfiguración dinámica de la red con una planificación anticipada puede determinar la configuración óptima para cada período de funcionamiento a fin de reducir significativamente las pérdidas de energía del sistema. El desempeño mejorado del enfoque descentralizado jerárquico está claramente establecido. [3]

En la Universidad Tecnológica de Malasia (UTM) del país de Malasia se desarrolló una, Revisión sobre la reconfiguración de la red de distribución eléctrica radial a través de métodos heurísticos, la reconfiguración de la red de distribución eléctrica radial (ROREDN) es un análisis vital para optimizar y controlar el sistema de distribución eléctrico. Este documento explica la aplicación y los objetivos de RORED N. Hay métodos heurísticos considerables (HM) presentados por el investigador para RORED N como enfoques de optimización. Este documento también revisó algunas estrategias importantes de los HM. La investigación representa que, en el caso de los métodos de optimización, los HM podrían haber resuelto los problemas notablemente de manera simple con tiempos computacionales rápidos. [4]

En Conferencia Internacional de Computación Inteligente y Sistemas de Control ICICCS 2017, Nashik del país de India se desarrolló una, Reconfiguración del Alimentador del Sistema de Distribución por Método de Optimización Robusta, Objetivos y Métodos de Solución, el documento presenta una encuesta sobre los objetivos de reconfiguración del alimentador del sistema de distribución y los métodos de solución. [5]

Durante condiciones normales de funcionamiento, las redes se reconfiguran con dos propósitos: reducir las pérdidas de energía del sistema y aliviar las sobrecargas en la red. Para garantizar un funcionamiento fiable se obtiene la reconfiguración de la red mediante la minimización de las pérdidas de potencia activa, el balanceo de carga y la mejora del perfil

de tensión, así como las restricciones de fiabilidad. Un punto clave es que las herramientas computacionales actuales deben tener en cuenta la evolución en el tiempo de los patrones de generación, carga y almacenamiento. Cuando el objetivo cambia, la solución óptima obtenida generalmente es diferente. El objetivo clásico de la reconfiguración es minimizar los costos operativos. Este estudio también presenta un modelo de optimización para la reconfiguración del sistema de distribución. Además, el estudio presenta un modelo de programación cónica de segundo orden entero mixto (MISOCP) para la reconfiguración robusta de un alimentador de distribución radial de 13 nodos, considerando las restricciones de confiabilidad y la minimización de pérdidas de potencia activa. [5]

En la Universidad Tecnológica de Isfaham del país de Irán se desarrolló una, Reconfiguración del Sistema de Distribución usando el Método Heurístico y el algoritmo genético mejorado con la teoría de objetivos difusos, este artículo presenta un método heurístico para la reconfiguración multiobjetivo en tiempo real basado en objetivos difusos. En este método, se minimiza el número de operaciones de conmutación y, por lo tanto, se reduce el espacio de búsqueda y el tiempo de cálculo. En otra parte del trabajo, se utiliza el Algoritmo Genético Mejorador (EGA) para obtener una solución más precisa y luego se comparan estos métodos. [6]

La IEEE desarrolló una, Reconfiguración de red óptima para sistemas de distribución desequilibrados, este documento se centra en el problema de la reconfiguración óptima de la red de los sistemas de distribución a través de un marco de flujo de potencia óptimo de CA desequilibrado (ACOPF), que aborda rigurosamente los caracteres de operación de la red desequilibrada, los recursos energéticos distribuidos (DER) y los reguladores de voltaje (VR). [7]

Los operadores de sistemas de distribución han utilizado durante mucho tiempo la reconfiguración de la red para lograr ciertos objetivos de operación, como reducir las pérdidas del sistema o regular los voltajes de las barras. En los sistemas de distribución emergentes con una proliferación de recursos energéticos distribuidos (DER), la optimización conjunta de la topología de la red y los despachos de los DER podría mejorar aún más dichos beneficios operativos. Aborda rigurosamente los caracteres de operación de

la red desequilibrada, los DER y los reguladores de voltaje (VR). Se estudian y comparan dos modelos de realidad virtual con relaciones de derivación continua y discreta. El problema de co-optimización propuesto se formula como un modelo de programación semidefinida basado en la relajación cordal de enteros mixtos (MISDP) con variables binarias que indican los estados de conmutación de línea y las posiciones de toma. Se exploran varias estrategias de aceleración mediante el estudio de la estructura de las redes de distribución para reducir el número de variables binarias y mejorar el rendimiento computacional. [7]

En el Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, S.D.M. Facultad de Ingeniería y Tecnología, Dharwad, Karnataka, se desarrolló un documento de, Reducción de pérdida de energía del sistema de distribución eléctrica y mejora del perfil de voltaje mediante la reconfiguración de la red mediante PSO, se enfoca principalmente en la reconfiguración del alimentador de la red del sistema de distribución mediante el cambio de interruptores de enlace y seccionamientos manteniendo la radialidad de la red, con el fin de mejorar la eficiencia del sistema y la minimización de las pérdidas del sistema. La optimización del sistema se lleva a cabo utilizando la optimización de enjambre de partículas (PSO) para encontrar el mejor patrón de conmutación que conduzca a una pérdida mínima confinada a todas las restricciones de igualdad y desigualdad relacionadas con el sistema de distribución. En este artículo se toma para estudio el sistema de distribución de barras IEEE-33 y los resultados obtenidos se comparan con el de optimización con algoritmo genético. El resultado obtenido ilustra la mejora en el perfil de voltaje de cada barra y la reducción en el perfil de pérdida en cada barra cuando se compara con los valores del caso base. [8]

El Centro de Estudios Energéticos, Instituto Indio de Tecnología de Delhi, Nueva Delhi-110016, en el país de India desarrolló una, Reconfiguración de Sistemas de Distribución Equilibrado y Desequilibrado para Minimización de Costos, este artículo desarrolla un método heurístico simple para la reconfiguración del sistema de distribución, mientras se minimiza el costo real de compra de energía. [9]

La reconfiguración del sistema de distribución es un aspecto operativo muy importante de los sistemas de distribución. Cuando el sistema de distribución se alimenta desde diferentes subestaciones/alimentadores y varios tipos de estaciones generadoras propiedad de varias

agencias, el costo de compra de energía puede variar de un propietario a otro. En tales casos, puede que no sea aceptable formular un problema de reconfiguración con minimización de pérdidas. Es importante diseñar las técnicas de optimización adecuadas para encontrar soluciones óptimas. En su mayoría, los enfoques utilizados son de naturaleza metaheurística. Se presentan pocos métodos heurísticos, pero se limitan únicamente a sistemas equilibrados. El método propuesto es adecuado tanto para sistemas de distribución equilibrados como desequilibrados. El algoritmo se prueba en dos sistemas de distribución equilibrados y desequilibrados y los resultados se verifican con los obtenidos con la técnica de búsqueda de armonía mejorada (IHS) más rigurosa. [9]

Cartas de Ingeniería de Potencia IEEE desarrolla, Restricciones de Radialidad para Problemas de Restauración y Reconfiguración del Sistema de Distribución, en el documento, se analiza la limitación de las restricciones ST y se presenta un conjunto efectivo de restricciones, denominadas restricciones de flujo de un solo producto. [10]

Las restricciones de radialidad están involucradas tanto en la restauración del sistema de distribución como en los problemas de reconfiguración. Sin embargo, un conjunto de restricciones de radialidad ampliamente utilizadas, es decir, las restricciones del árbol de expansión (ST), tiene sus limitaciones que no han sido bien reconocidas. Se propone un conjunto combinado de restricciones y los estudios de casos indican que las restricciones combinadas pueden ganar eficiencia computacional en el problema de reconfiguración. [10]

La Escuela de Administración de Empresas en el Norte de China de la Universidad de Potencia Eléctrica, Baoding 071003, del país de China, desarrolla un, Estudio de Propuesta Técnica y Modelo de Gestión Basado en Sistema de Automatización en zona Rural, el documento está basado en la estación primaria sistemática simple que se establecerá mediante un proyecto piloto, adoptando un modo tal que el asentamiento de transformación de energía y el asentamiento de distribución sean sinérgicos orgánicamente, ha realizado el procesamiento inmediato del mal funcionamiento del circuito de disparo de la red de distribución mediante la utilización de la red de comunicación del operador distribuido, pero también economiza recursos humanos y simplifica e intensifica la supervisión. Vale la pena

usar como referencia la propuesta técnica y el modelo de gestión que se adapta al sistema de automatización de distribución en la red eléctrica rural. [11]

En la cita: DOI 10.1109/TSG.2020.3030299, IEEE Transacciones en Smart Grid han desarrollado, Un modelo adaptable y robusto desde el punto de vista de la distribución para la reconfiguración de redes de distribución trifásicas, el trabajo diseña una red neuronal profunda para aprender la distribución de Probabilidad (PD) conjunta de referencia a partir de datos históricos de forma adaptativa. [12]

La volatilidad de los generadores distribuidos (DG) tiene un gran impacto en la operación del sistema, lo que debe ser considerado de antemano debido a la lenta escala de tiempo de la reconfiguración de la red de distribución (DNR). Sin embargo, es difícil derivar analíticamente distribuciones de probabilidad (PD) precisas para salidas y cargas de DG. Para eliminar las suposiciones sobre el conocimiento preciso de la PD, primero se diseña una red neuronal profunda. La PD de referencia junto con los errores de pronóstico están envueltos por un Conjunto de ambigüedad distribucional utilizando la divergencia de Kullback-Leibler. Luego, se propone un modelo distribucionalmente robusto para DNR trifásico desequilibrado para obtener la configuración óptima en el peor de los casos PD de salidas y cargas de DG dentro del conjunto de ambigüedad. El resultado hereda las ventajas de la optimización estocástica y la optimización robusta. [12]

De Conferencia de Energía Eléctrica Rural IEEE desarrolla, Un Sistemas de automatización de distribución con características avanzadas, Chattanooga, Tennessee, April 10–13, 2011, este documento presenta estrategias de automatización de sistemas de distribución (DA) de área y analiza el impacto potencial en la operación del sistema y los efectos de las interrupciones de las comunicaciones en el rendimiento de los sistemas DA. Se discuten soluciones de respaldo que permiten que el sistema DA funcione cuando el enlace de comunicaciones falla. Los temas cubiertos en este documento incluyen:

Una descripción general de DA de área amplia, el uso de múltiples controladores de automatización de distribución (DAC) para automatizar grandes áreas de un sistema de energía, analiza cómo la operación del sistema de distribución se ve afectada por la presencia de sistemas DA de área amplia y el uso de lógica de respaldo para permitir la reconfiguración

del sistema de distribución después de una interrupción cuando un enlace de comunicaciones no funciona. [13]

1.2 Fundamentación Teórica

En el presente capítulo se describe la información más relevante y necesaria para comprender el presente documento en referencia al automatismo y configuración de la red eléctrica de distribución, adicional se analizan conceptos referentes a los sistemas de comunicación para con los equipos tele comandados.

1.2.1 Regulación No. ARCERNNR –002/20

La Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica en el art.43 incisos primero y segundo indica que la distribución y comercialización de energía eléctrica será ejecutada a través de empresas eléctricas habilitadas para dicha actividad y su operación deben ser obligada a cumplir los niveles de calidad para suministrar el servicio, el art. 63 del Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, referente de la calidad del servicio, discurre los siguiente aspectos:

- Calidad del Producto: nivel de voltaje, perturbaciones de la onda de voltaje;
- Calidad del servicio técnico: frecuencia y duración de las interrupciones; y,
- Calidad del servicio comercial: atención a solicitudes, tiempo de respuesta a solicitudes, reclamos de consumidores y aspectos relacionados con la satisfacción al consumidor y el proceso de facturación.

Los índices de calidad disponibles para valorar la calidad del servicio de distribución estarán determinados de acuerdo la Regulación No. ARCERNNR –002/20 denominada “**Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica**” sustitutiva de la Regulación Nro. ARCONEL – 005/18. [14]

1.2.1.1 Calidad del servicio:

Conjunto de propiedades técnicas y comerciales congénitas a la prestación del servicio de energía eléctrica, y que asisten las condiciones bajo las cuales dicha presentación debe desarrollarse. Se divide en calidad del producto, calidad del servicio técnico y calidad del servicio comercial. [14]

1.2.1.2 Calidad del producto:

Particularidad de la calidad del servicio relacionado con la forma en la que las señales de voltaje son cedidas por la distribuidora, y que se identifica, entre otros, por el nivel de voltaje, perturbaciones rápidas de voltaje y armónicos.

1.2.1.3 Calidad del servicio comercial:

Particularidad de la calidad del servicio relacionado con la atención al consumidor final prestado por la distribuidora, y que se identifica, entre otros, con los tiempos de atención a nuevos suministros, resolución de reclamos, reposición del suministro, la adecuada facturación y la percepción de satisfacción por el servicio de energía eléctrica por parte de los consumidores.

1.2.1.4 Calidad del servicio técnico:

Particularidad de la calidad del servicio relacionado con la continuidad con la que se prestará el servicio de energía eléctrica, y que se identifica por la frecuencia (FMIK) y la duración (TTIK) de las interrupciones del suministro.

1.2.1.5 Indicadores

Los indicadores que determinan la calidad del servicio técnico son los siguientes:

- a. Frecuencia media de interrupción (FMIK), el cual representa el promedio de veces que cada k VA nominal instalado sufrió una interrupción de servicio, durante el periodo de control (mensual o anual), calculado de la siguiente manera:

$$FMIK_i = \frac{kVA_i}{kVA_{Ti}} \quad (1)$$

$$FMIK = \sum_i FMIK_i \quad (2)$$

- b. Tiempo total de interrupción (TTIK), el cual representa el tiempo promedio, expresado en horas, en que cada k VA nominal instalado estuvo fuera de servicio, durante el periodo de control (mensual o anual), calculado de la siguiente manera:

$$TTIK_i = \frac{kVA_i * t}{kVA_{Ti}} \quad (3)$$

$$TTIK = \sum_i TTIK_i \quad (4)$$

Donde:

$FMIK_i$ = Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción.

$TTIK_i$ = Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción.

kVA_i = kVA nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción i.

kVA_{Ti} = k VA nominales totales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción i.

t_i = Tiempo de duración de la interrupción i, en horas.

1.3 Sistema de Distribución de energía eléctrica

Un sistema de distribución de energía eléctrica comprende equipos que permiten transmitir la energía eléctrica de las subestaciones de distribución las cuales realizan una transición desde las líneas de subtransmisión hacia los usuarios finales por medio de alimentadores primarios de medio voltaje, transformadores de distribución y redes de bajo voltaje los cuales pueden ser aéreos o subterráneos.

Los principales elementos que conforman una red de distribución de energía eléctrica son:

1.3.1 Alimentador de distribución

Se conoce como alimentador primario al circuito eléctrico que se prolonga desde la salida de una subestación de distribución hasta los transformadores de distribución que finalmente a través de sus bobinados se conectan al circuito de bajo voltaje, en general un alimentador primario es un circuito de medio voltaje el cual abarca un conjunto de equipos que proporcionan una mayor confiabilidad al alimentador para con el servicio de energía eléctrica.

Las formas más comunes en las que se encuentra configurado un alimentador primario son: de tipo radial simple, el cual inicia en la subestación de distribución y a lo largo de toda su trayectoria no se conecta con otro alimentador o subestación, el tipo anillo abierto que diferencia del anterior este a lo largo de su trayectoria se conecta o conexiona con otro alimentador de la misma u otras subestación, y finalmente se tiene el de tipo malla el cual presenta mayor cantidad de conexiones con otros alimentadores de la misma subestación o adyacentes.

1.3.1.1 Alimentador mallado

El tipo de alimentador mallado tiene mayor confiabilidad ya que su configuración presenta mayor cantidad de interconexiones, con la desventaja que su costo aumenta considerablemente, presenta una mayor dificultad en cuanto a la coordinación de protecciones ya que las interconexiones de equipos telecomandados (reconectores, reles, RTU) no solo entre alimentadores de una misma subestación sino también subestaciones adyacentes.

1.3.1.2 Reconectores

Es un dispositivo auto controlado capaz de interrumpir la corriente eléctrica y proteger al circuito de medio voltaje, es decir interrumpe un circuito eléctrico bajo falla y lo reanuda de

forma automática en ausencia de esta, además se puede tener monitoreo y operación tele mandada. Ante fallas temporales o instantáneas el fluido eléctrico será restablecido de acuerdo con el número de recierres predefinidos, en el caso de falla permanentes el dispositivo realizará el ciclo de recierres predefinidos hasta el bloqueo o apertura permanente aislando la zona fallada.



Figura 1. Reconector y controlador ADVC Compact [15]

Los reconectores tienen controladores basados en microprocesadores, que incorporan muchas características de operación tiempo-corriente, que pueden ser modificadas y adaptadas en función de las necesidades operativas de cada empresa distribuidora, los reconectores al ser dispositivos modernos no utilizan ningún aislante de gas o aceite. En su lugar, se usan casquillos epoxi cicloalifáticos para aislar los interruptores de vacío. Su construcción resulta en una unidad ligera. Las aplicaciones más comunes son: automatización, control remoto y monitoreo y ha incorporado sensores de corriente y voltaje para medición y registro de datos, las principales ventajas de estos dispositivos modernos son:

- La operación puede ser de forma local y remota.
- Su medio aislante es amigable con el medio ambiente al no usar gas o aceite
- Posee varias funciones de protección configurables.
- Comunicación a distancia al sistema SCADA y con varios equipos enlazados al mismo.
- Los costos de operación son bajos ya que posee contador de operaciones mecánicas.
- Un diagnóstico adecuado y rápido de la operación del equipo.
- Alimentación de respaldo mediante baterías que garantizan su operación.

1.3.1.3 Relés

Son dispositivos inteligentes cuya función principal es recibir, comparar y procesar la información de campo a través del control, protección y medida. Sus características de operación están determinadas por la flexibilidad, selectividad, sensibilidad, rapidez, economía y simplicidad. Es decir, el dispositivo realiza su función principal y envía la señal de actuación a los interruptores, la cual puede ser apertura, cierre o recierre dependiendo del escenario en el cual se encuentre el circuito eléctrico protegido, los mismos deben estar diseñados para soportar corriente de cortocircuito como peor escenario.

Existen diferentes tipos de relés de acuerdo a su funcionamiento que pueden ser de tipo electromecánicos que son los más antiguos y están basados en el electromagnetismo formado por una bobina, un núcleo móvil y uno o más contactos eléctricos normalmente abiertos o cerrados, también se tiene los de tipo sólidos los cuales se basan en la electrónica analógica, usan comparadores de amplitud y fase con el objeto de realizar una conmutación electrónica que realiza la conexión y desconexión, finalmente los que han ocupado el mercado y más utilizados en la actualidad los relés IED's (Intelligent Electronic Device) los cuales están basados en microprocesadores con un diseño compacto y destacando sus funcionalidades de control, protección, monitoreo y medida.

1.3.1.4 Unidad Terminal Remota (RTU)

La Unidad Terminal Remota (RTU) es el dispositivo inteligente que tiene como función principal recoger, almacenar y procesar la información que envían los equipos tele comandados que pueden ser IED's o re conectadores, instalados a lo largo de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) o sistema de distribución.

Una Unidad Terminal Remota está diseñado o fabricado para el control y automatización de circuitos eléctricos. Su función principal es gestionar equipos telecomandados de campo y mediante un protocolo comunicar con el sistema SCADA de un centro de control, son los equipos más utilizados en los sistemas de distribución o un SEP.

Para mencionada función también se puede hacer uso de los Controladores Lógicos Programables (PLCs), la diferencia es que un PLCs es de uso industrial en cambio las RTUs están direccionadas más para el telecontrol de circuitos eléctricos ya que concentran una variedad de funcionalidades software y hardware mas apropiadas para el telecontrol como se detalla a continuación.

- Protección IP: hardware más robusto
- Múltiples puertos de comunicación: Radio, Ethernet, serie
- Variedad de protocolos de comunicación: Modbus, IEC-104, DNP3
- Mayor memoria para programación.

Por esta razón, las RTUs han logrado un telecontrol optimo en los sistemas eléctricos de distribución o SEP, diferenciando que las funcionalidades del telecontrol no tienen nada que ver con las del control industrial.

1.4 Automatización de Sistemas de Distribución

Una de las metas globales de los sistemas de distribución es cubrir la demanda a la par con incremento demográfico. Este nuevo desafío no solo involucra un incremento en la cantidad de equipos y líneas de distribución instalados, sino también los desafíos necesarios para garantizar la disponibilidad del servicio de energía eléctrica. Esto ha generado la creación de topologías en la red de distribución con redundancia en caso de fallas, logrando tener una doble fuente de suministro eléctrico en caso sea necesario.

No obstante, la creación de estas topologías sobrelleva desafíos en la operación del sistema, pues, para la transferencia de energía de un alimentador inicial a otro alternativo, es necesario considerar variables eléctricas y capacidad de carga de ambos alimentadores. Esto ha llevado a la búsqueda de nuevas tecnologías en tiempo-real que permitan monitorear, analizar y procesar la información para generar una distribución automatizada.

Este es el proceso de automatización de Sistemas Eléctricos, el cual en otros países ya está siendo normado y requerido ya que, al estar automatizada la red, se pueden implementar Sistemas SCADA que a su vez puedan comunicarse con controladores y lograr la transferencia de información de uno a otro lado, de manera automática.

La automatización de Sistemas Eléctricos está en evolución y los objetivos son:

- Mejorar la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica, basándose en minimizar el impacto de fallas en el sistema y el tiempo de restauración del suministro eléctrico.
- Lograr una integración de todos los equipos tele comandados y principalmente alcanzar la interoperabilidad entre todos los equipos, de esta forma las operaciones serán tomadas en el menor tiempo posible y con la precisión necesaria.

1.4.1 Criterios para seleccionar el sistema a automatizar

Para automatizar un sistema de distribución, considerar los aspectos principales para la elección de la red que se quiere automatizar, pues existen tramos de red que no requieren o cumplen con parámetros básicos para ser automatizados, como por ejemplo alimentadores de cargas muy bajas y de largas distancias. Estos aspectos son los siguientes: [16]

- Costo de mantenimientos
- Indicadores del servicio técnico
- Energía no suministrada
- Cargas especiales
- Accesibilidad al alimentador
- Proyección de la demanda

1.4.2 Arquitectura de la Automatización

La búsqueda de nuevas tecnologías en tiempo-real que permitan monitorear, analizar y procesar la información, hace que la automatización de la red de distribución se divide en arquitecturas:

1.4.2.1 Arquitectura Distribuida

En el caso de la arquitectura distribuida, cada uno de los actuadores y sensores funciona como un controlador que tiene la capacidad de actuar y enviar información al sistema según lo que se recibe de otros dispositivos, lo que significa que cada uno de los dispositivos dentro del sistema cuenta con inteligencia propia y se puede controlar mediante diferentes actividades.

Las ventajas de un dispositivo distribuido son su seguridad de funcionamiento, permiten un profundo rediseño de la red y ampliaciones, sus productos son muy fiables, su coste y cableado no es tan grande como en un nivel 1. El inconveniente en este caso es que requiere bastante programación.

1.4.2.2 Arquitectura Centralizada

La arquitectura centralizada concentra o reúne toda la información de la red de distribución de energía eléctrica y la procesa en conjunto. La ventaja principal es la potencia y cabida de procesamiento de datos, por otro lado, su desventaja es en sí su centralización para ejecutar algoritmos de automatización.

En esta clase de arquitectura nos encontramos con un controlador centralizado que es el que se encarga de enviar la información a los actuadores e interfaces, tal como han registrado los sensores o los propios usuarios con lo que se realizará una actividad específica. Si en este caso falta el controlador principal, el sistema deja de funcionar.

Entre sus ventajas destaca el hecho de que, tanto los sensores como los actuadores son de tipo universal, su operatividad e instalación son sencillas y tienen un coste bastante reducido en comparación con otros sistemas. Sus inconvenientes es que conllevan un notable cableado, todos los sistemas de la central, no se puede ampliar demasiado su capacidad y requieren una interfaz de usuario.

1.4.2.3 Arquitectura Descentralizada

De la arquitectura descentralizada se puede decir que existe más de un controlador y todos ellos son interconectables mediante un BUS que se encarga de enviar toda la información entre ellos, funcionando como un sistema centralizado en el que cada uno de los controladores se encarga de enviar información a los actuadores dependiendo de lo que hayan registrado tanto los sensores como los usuarios.

Entre sus ventajas destaca la posibilidad de hacer un rediseño de la red, tienen un reducido cableado, se puede ampliar fácilmente y ofrece una gran seguridad de funcionamiento. Los puntos en contra son que sus elementos de red no son universales y hay cierta limitación, reducida ampliación y requiere de programación

1.4.2.4 Arquitectura híbrida (semi-centralizada o semi-descentralizada)

Esta topología mezcla las funcionalidades de las otras dos. Posee capacidades descentralizadas al estar instalada en distintas partes de las líneas de distribución como subestaciones o gabinetes de reconectores, pero que no se limitan a la concentración de únicamente un equipamiento de corte, sino permite integrar información de relés de protección en subestaciones o señalizadores de alarmas en las líneas de distribución.

Su principal ventaja es la flexibilidad de implementación, al no estar ligada a un servidor central. Esto permite su instalación en circuitos problemáticos sin la necesidad de intervenir en hardware o software dedicado de alto costo, pero que a su vez limita la cantidad de datos que puede controlar y procesar.

La implementación de cada una de estas tecnologías depende del requerimiento final de las líneas de distribución. Debido a que, dependiendo de la necesidad, puede predominar la implementación de cada una de las descritas. Sin embargo, es importante notar que estas topologías no son excluyentes, por lo que, pueden ser implementadas en paralelo controlando distintos puntos en toda la red de distribución. Por ejemplo, para circuitos con un alto índice de falla y que necesiten tiempos de restitución de servicio menores a 1 segundo, la opción más adecuada es la descentralizada. En cambio, para circuitos problemáticos pequeños, cuyo tiempo de indisponibilidad pueda ser mayor a segundos, una topología híbrida resulta más flexible y rápida de implementar. Además, tanto la híbrida como la descentralizada pueden reportar en un siguiente nivel a una topología centralizada que se encargue de registrar y validar la operación con el resto de los circuitos en la red de distribución.

1.4.3 Niveles de Automatización

Siguiendo los modelos de sistemas eléctricos, se diferencian los siguientes niveles jerárquicos que permiten el control, supervisión y protección desde el punto de vista de automatización, por lo general se divide en 4 niveles de automatización.

1.4.3.1 Nivel 0 de Patio o campo

En este nivel se encuentran los equipos de campo, como son los seccionadores, reconectores trifásicos o monofásicos, seccionadores, etc, los cuales poseen el control cada uno de ellos. La operación se puede realizar desde cada uno de ellos o desde celdas de acuerdo con el circuito con su lógica de control o enclavamiento.

1.4.3.2 Nivel 1 de Bahía

En el nivel 1 corresponde a todos los equipos que se instalen en el cuadro de control, son los equipos encargados de la supervisión, enclavamientos, control, regulación, medición y protección de los equipos de campo, y tienen características diversas como funciones de integración de varias IED's en una sola.

1.4.3.3 Nivel 2 de Subestación

El nivel 2 corresponde a las consolas locales Interfaz Hombre-Maquina (HMI) así como las unidades centrales de subestación permiten la comunicación remota con el nivel 3. En este nivel cuenta con una ingeniería para la integración de todos los IED's en un solo sistema SCADA con las funciones de control, supervisión y adquisición de datos.

1.4.3.4 Nivel 3 Centro de Control – SCADA

El nivel 4 es el de los más importantes puesto que la confiabilidad del sistema eléctrico será supervisada y controlada desde este nivel, en tal sentido la comunicación entre el nivel 3 y nivel 4 es de vital importancia, puesto que las funciones de monitoreo y operación remota serán dependientes de la correcta integración de los niveles inferiores.

1.5 SCADA

Es un acrónimo de Supervisor y Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) el cual es esencialmente un paquete de software diseñado para mostrar información, registrar datos y mostrar alarmas. Es un sistema dirigido a empresas eléctricas para monitorear y controlar su red o plantas, se utiliza en muchos procesos industriales, como la fabricación, la generación de energía, el agua y los productos químicos. El tamaño del SCADA puede variar dependiendo de la empresa.

La estructura funcional de un sistema de supervisión, control y adquisición de datos se puede apreciar en el figura 1.2, la cual consta de un host central o maestro (generalmente llamado estación maestra, unidad terminal maestra o MTU), una o más unidades de control y recuperación de datos de campo o remotas (generalmente llamadas estaciones remotas, unidad terminal remota RTU) y una colección de software estándar y/o personalizado que se usa para monitorear y controlar elementos de datos de campo ubicados remotamente.

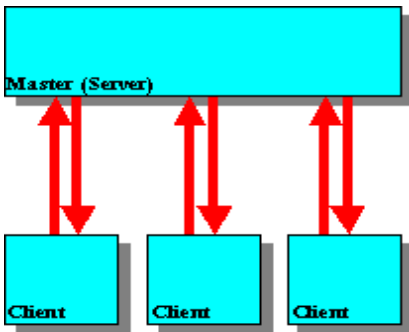


Figura 2. Arquitectura básica de un SCADA

Los sistemas SCADA modernos exhiben predominantemente características de control de bucle abierto y utilizan comunicaciones de larga distancia.

1.6 Integración de IED's y RTU's

Para lograr la implementación de los niveles 2 y 3 de la automatización de sistemas eléctricos, es necesario un proceso de integración de dispositivos IED's y RTU's, lo cual consiste primero en la configuración de cada dispositivo a ser integrado, en segundo plano se elige el protocolo de comunicación con el cual se realizará la comunicación de los dispositivos a ser integrados, los mismo deben manejar el mismo protocolo como medio de comunicación, y finalmente se tiene la configuración del sistema SCADA a donde serán integrados los dispositivos IED's y RTU's para su respectivo monitoreo y adquisición de datos. [17]

Al encontrarse todos los dispositivos del nivel 0, 1 y 2 dentro de las subestaciones de distribución, la integración de estos es menos costosa, ya que el requerimiento de equipos es menor, tomando en cuenta cada uno de los protocolos de comunicación de cada dispositivo, se realizará la integración al sistema SCADA. [18]

1.7 Medios de comunicación

Tal como se mencionó en 1.6 Integración de IED's y RTU's es de vital importancia la selección del medio de comunicación para el correcto funcionamiento de los niveles 2 y 3 los mismos que deben conocer la necesidad del sistema SCADA, tales como ubicación de subestaciones, protocolos de comunicación que mejor se acogen a la integración, ancho de banda y principalmente la parte económica para la implementación de un sistema de comunicación confiable.

En el caso práctico de centros de control con sus sistemas SCADA los medios de comunicación son varios dependiendo el alcance e importancia del proyecto, los medios de comunicación más utilizados son:

- Internet ADSL
- Enlaces de radio UHF
- Enlaces UTP/STP

Fibra Óptica (monomodo o multimodo, dependiendo la topología) [17]

1.7.1 Fibra Óptica

La principal razón de usar fibra óptica es que se puede transportar más información a mayores distancias y en menor tiempo que cualquier otro medio de comunicación, esto hace que el transporte de información sea más rentable.

Dentro de su mayor ventaja se tiene:

- Ancho de banda
- Mayor distancia
- Menos cables
- Menos repetidores

- Menos energía
- Menor mantenimiento
- No se ve afectada por la interferencia de radiación electromagnética
- Transmisión de datos con menor ruido y errores
- Mas liviana

Las grandes ventajas que atrae la fibra óptica hacen que grandes empresas de comunicaciones de datos, voz y video elijan este medio de comunicación siendo el más importante las razones económicas.

1.8 Protocolos de Automatización

Un protocolo es un conjunto de reglas que definen la interacción entre dos procesos que son similares o tienen funciones similares, fabricados para la transmisión de datos de equipos de control y automatización, existen mucha variedad de protocolos con características y desventajas diversas.

Los elementos básicos de un protocolo son:

- Un conjunto de símbolos llamado conjunto de caracteres,
- Un conjunto de reglas para la secuencia y el tiempo de los mensajes construidos a partir del conjunto de caracteres,
- Y procedimientos para determinar cuándo ha ocurrido un error y cómo corregir el error.

1.8.1 Tipos de protocolos de comunicación

Los protocolos de comunicación se dividen en dos tipos, propietarios y abiertos.

- 1) Las empresas desarrollan software propietario para comunicarse con su hardware, el principal problema con estos sistemas es la abrumadora dependencia del proveedor del sistema.
- 2) Los sistemas de software abierto o libre han ganado popularidad debido a la interoperabilidad que aportan al sistema, ya que operan indistintamente cual fuere la marca del dispositivo, uno de los más utilizados es el protocolo DNP3.

Tomando en cuenta los 4 niveles de automatización, se presenta en la figura 1.3 los 6 protocolos con más uso en el mundo.

	IEC 60870- 5-103	Profibus	DNP	Modbus	LON	IEC 61850
Nivel 3 (Centro de Control)	-	-	Sí	-	-	Sí (Futuro)
Nivel 2 (SE)	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Nivel 1 (Paño)	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Nivel 0 (Pátio)	No	No	No	No	No	Sí

Figura 3. Protocolos de comunicación [17]

1.9 Metodologías para la automatización de una red de distribución de energía eléctrica

La operatividad de los sistemas eléctricos de distribución es compleja debido a sus topologías y extensiones. Las funciones de tele gestión, automatización, control y supervisión son de vital importancia para el mejoramiento de la confiabilidad del sistema, reducción de pérdidas, atención de incidencias, optimización de los mantenimientos y la calidad del servicio eléctrico. En tal sentido la visión actual y futura de las empresas distribuidoras es establecer la automatización del sistema de distribución de acuerdo a diversas topologías y reconfiguraciones de la red de distribución tal como se vio en los apartados de fundamentación del estado del arte.

La reconfiguración del sistema de distribución es un aspecto operativo muy importante de los sistemas de distribución. Cuando el sistema de distribución se alimenta desde diferentes subestaciones/alimentadores mejora la confiabilidad de este. [9]

La reconfiguración del alimentador de la red del sistema de distribución mediante el cambio de interruptores de enlace y seccionamientos manteniendo la radialidad de la red, permite la reducción de pérdida de energía del sistema de distribución eléctrica y mejora del perfil de voltaje. [8]

La reconfiguración de redes de distribución (DNR) es una de esas aplicaciones que involucra una alta complejidad computacional y requiere una técnica de optimización inteligente para su solución, optimización de enjambres de partículas (OSP) con diferentes variantes se pueden utilizar para varios requisitos de optimización del sistema de energía, como la automatización de la distribución. [1]

1.10 Implementación de la Automatización en Distribución

La implementación de la metodología para automatizar un sistema eléctrico debe considerar lo siguiente:

- Analizar la topología actual para determinar una mejor condición de operación de la red, que conlleve menos pérdidas en su operación considerando los niveles de voltaje según regulación.
- Elección de final de circuito de alimentador óptima, de manera que al menos haya una conexión entre cada par de alimentadores. En final del circuito debe ubicarse un equipo tele comandado o de corte o seccionamiento.
- Ubicación de equipos teleco mandados de corte o seccionamiento entre el final del circuito y las subestaciones, que permitan mantener la radialidad de los alimentadores. El número de equipos en el tramo del alimentador dependerá de la topología del alimentador.
- Comunicación de los equipos tele comandados con el objeto de ser comandados remotamente por un operador desde un centro de control.
- Sistema SCADA para mapeo de señales, supervisar eventos y registro estadístico de las condiciones de operación.
- Software y hardware para la implementación de la automatización, con el fin de lograr el máximo beneficio de la red.
- La operación de los equipos tele comandados podrá ser controlada de forma manual remota desde el Centro de Control permitiendo una mayor facilidad en la operación del sistema. Sin embargo, ante una falla en una sección determinada de un alimentador los equipos deberán operar de acuerdo a la coordinación de protecciones del mismo. Cuando se integre toda la topología, la RTU ubicado en la subestación será la encargada del control de la operación automática, lo que posibilitará el restablecimiento del suministro eléctrico en zonas fuera de la zona de falla. [16]

1.11 Metodología de automatismo

La implementación de automatización de sistemas de distribución es complicada debido a la cantidad de dispositivos requeridos, así como la programación del automatismo, localización de las fallas y la reconfiguración de los alimentadores para cubrir en su mayoría las secciones fuera de falla.

El presente documento busca una metodología de automatismo de un alimentador del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., con el uso de dispositivos y tecnologías encargadas de la toma de decisiones en tiempo-real para la operación del sistema de distribución, por tanto, el objetivo del presente documento es de minimizar los **tiempos de interrupción** del suministro eléctrico, los que se ven impactados en la calidad del servicio hacia los clientes finales.

Mantener el suministro eléctrico y contar con un alto nivel de confiabilidad es el principal interés para los clientes finales de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. El método de automatismo trata de incluir escenarios de reconfiguración automatizada, mediante el seccionamiento de la sección en falla y mantener o restablecer el suministro de energía de las secciones fuera de falla. La reconfiguración automática de la red hace que el alimentador se auto recupere, lo cual mantiene el suministro eléctrico para la mayoría de los consumidores, redireccionando automáticamente una o más secciones fuera de falla. El automatismo del suministro de energía eléctrica indicara en tiempos de segundos a los operadores del centro de control el punto de falla, para la toma de acciones correctivas con mayor rapidez.

La metodología consiste en la toma de variables eléctricas de los dispositivos tele comandados involucrados en la topología del alimentador, tales como relés de cabecera, reconectores nominalmente abiertos y cerrados, información que es programada en un servidor (RTU) que elige el mejor camino listo para el restablecimiento del suministro eléctrico.

1.11.1 Reconfiguración del alimentador automática

Identificar una falla, aislar la sección de falla y reconfigurar el alimentador para restaurar el suministro eléctrico de forma automática para los clientes finales o usuarios es fundamental para mejorar la calidad del servicio y la confiabilidad en el sistema de distribución.

Al emplear información de dispositivos tele comandados inteligentes en la topología del alimentador, el automatismo es capaz de reconfigurar el alimentador para minimizar la cantidad de clientes finales o usuarios afectados, al mismo tiempo que conserva la coordinación de protecciones y mitiga la sobrecarga en el equipo.

La arquitectura descentralizada permite que el automatismo identifique y reconfigure manteniendo el suministro eléctrico para la mayoría de los usuarios, durante cualquier tipo de incidente o falla. La automatización se realiza dando prioridad a cargas críticas, como hospitales, edificios de oficina, etc.

La reconfiguración automática de la topología del alimentador responde rápidamente a las condiciones de falla permanente y restablece el suministro eléctrico a las cargas desenergizadas fuera de la zona de falla.

Para la reconfiguración automática se considera lo siguiente:

1.11.1.1 Tipos de Dispositivos tele comandados (reconectores)

La reconfiguración automática tiene tres tipos de reconectores:

Reconector FEEDER

- Reconector normalmente cerrado (NC) más cercano a la subestación (FUENTE). Son abiertos cuando la fuente no está disponible.

Reconectador TIE

- Reconectador normalmente abierto (NA) donde se encuentran dos alimentadores de igual o diferente subestación (FUENTE), es decir son responsables por hacer la interconexión entre circuito. Son cerrados para restablecer secciones sin falla.

Reconectador MID-POINT

- Reconectores normalmente cerrados (NC) se ubican en el alimentador entre los equipos FEEDER y MID-POINT, son abierto para aislar una sección de falla o deslastrar carga.

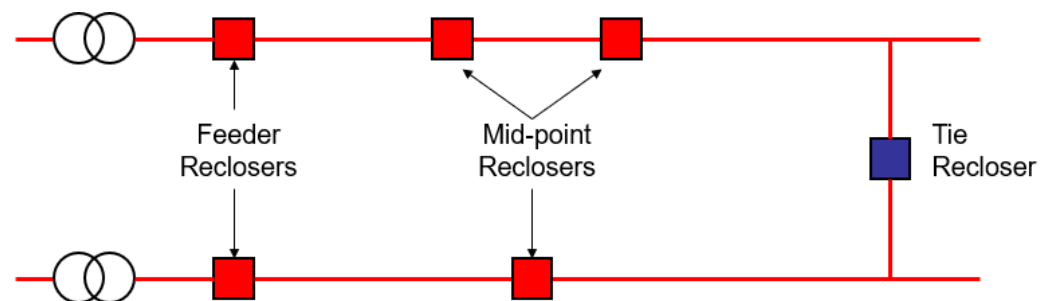


Figura 4. Reconectores parte de la topología del alimentador

1.11.1.2 Cargas críticas

La reconfiguración automática toma como prioridad a las cargas críticas

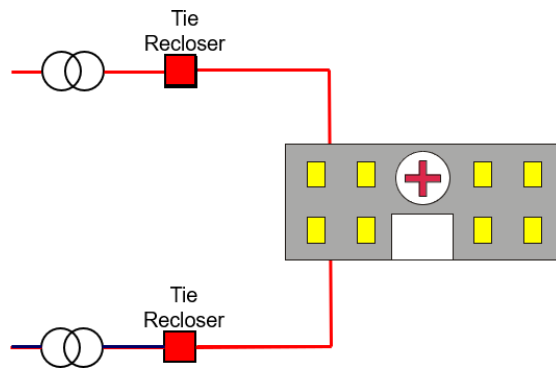


Figura 5. Cargas críticas en el tramo de Alimentador

1.12 Conclusiones del capítulo

Al concluir este capítulo se ha arribado a un conjunto de conclusiones:

- La automatización de los sistemas de distribución es necesario que se desarrolle en las empresas eléctricas del país para la mejora de la calidad del servicio específicamente para la calidad del servicio técnico que tiene que ver con el tiempo y la frecuencia de interrupciones.
- La metodología de automatismo identificar una falla, aislar la sección de falla y reconfigurar el alimentador para restaurar el suministro eléctrico de forma automática para los clientes finales o usuarios, es fundamental para mejorar la calidad del servicio y la confiabilidad en el sistema de distribución.
- La topología del alimentador tendrá tres tipos de dispositivos telecomandados (reconectores) FEEDER, MID-POINT y TIE y se dará prioridad para el restablecimiento automático a las cargas críticas.
- El principal objetivo de la reconfiguración automática es disminuir los tiempos de restablecimiento del suministro eléctrico en zonas fuera de la sección de falla.

2 CAPÍTULO II. METODOLOGIA PARA EL RESTABLECIMIENTO AUTOMATICO DE UN ALIMENTADOR DE LA EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.

2.1 Título del proyecto.

Restablecimiento automático ante fallas del suministro de energía eléctrica en un alimentador primario PARQUE INDUSTRIAL (A0503) de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A

2.2 Objetivo del proyecto.

Determinar la metodología para reconfiguración automática ante fallas del alimentador primario PARQUE INDUSTRIAL (A0503) de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A

2.3 Descripción de la propuesta.

En este capítulo se determinará la metodología para reconfiguración automática ante fallas del suministro de energía eléctrica del alimentador primario PARQUE INDUSTRIAL (A0503) de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

La metodología para la reconfiguración automática consiste en identificar una falla permanente, aislar la sección o tramo de alimentador donde se encuentra la falla y reconfigurar las secciones o tramos de alimentador fuera de falla para restaurar el suministro eléctrico desde diferentes fuentes de energía a través de la operación de los dispositivos tele comandados (reconectores) FEEDER, MID-POINT y TIE en toda la trayectoria del alimentador.

2.4 Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados

2.4.1 Selección del alimentador primario a Automatizar

En el presente documento se toma como caso de estudio el alimentador primario PARQUE INDUSTRIAL (A0503) a 13.8 kV de nivel de voltaje línea a línea de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., el cual se encuentra ubicado en la Ciudad de Riobamba y tiene una extensión aproximada de 8.5 km, con 10015 kVAs instalados, 221 transformadores de distribución y suministra de energía eléctrica a sectores importantes como el Parque Industrial de la ciudad de Riobamba teniendo aproximadamente entre clientes residenciales, comerciales e industriales 4589 clientes. A continuación, se muestra el diagrama unifilar de alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A0503), con sus principales dispositivos tele comandados (reconectadores y relé) normalmente cerrados:

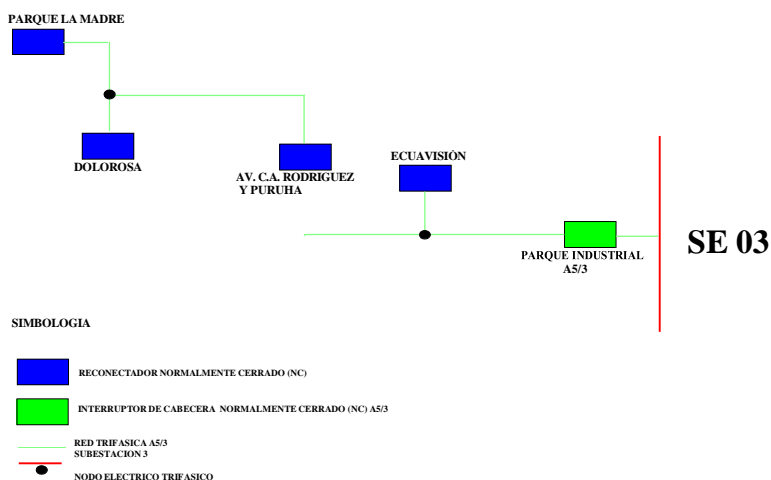


Figura 6. Diagrama Unifilar en condiciones normales del Alimentador 5 de la Subestación 3 (A5/3)

2.4.2 Topología del Alimentador primario PARQUE INDUSTRIAL A5/3

A continuación, se presenta el diagrama unifilar de la topología del alimentador primario PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) caso de estudio, con todos los reconectores TIE normalmente abiertos (NA) que enlazan a otros alimentadores de la misma u otra subestación.

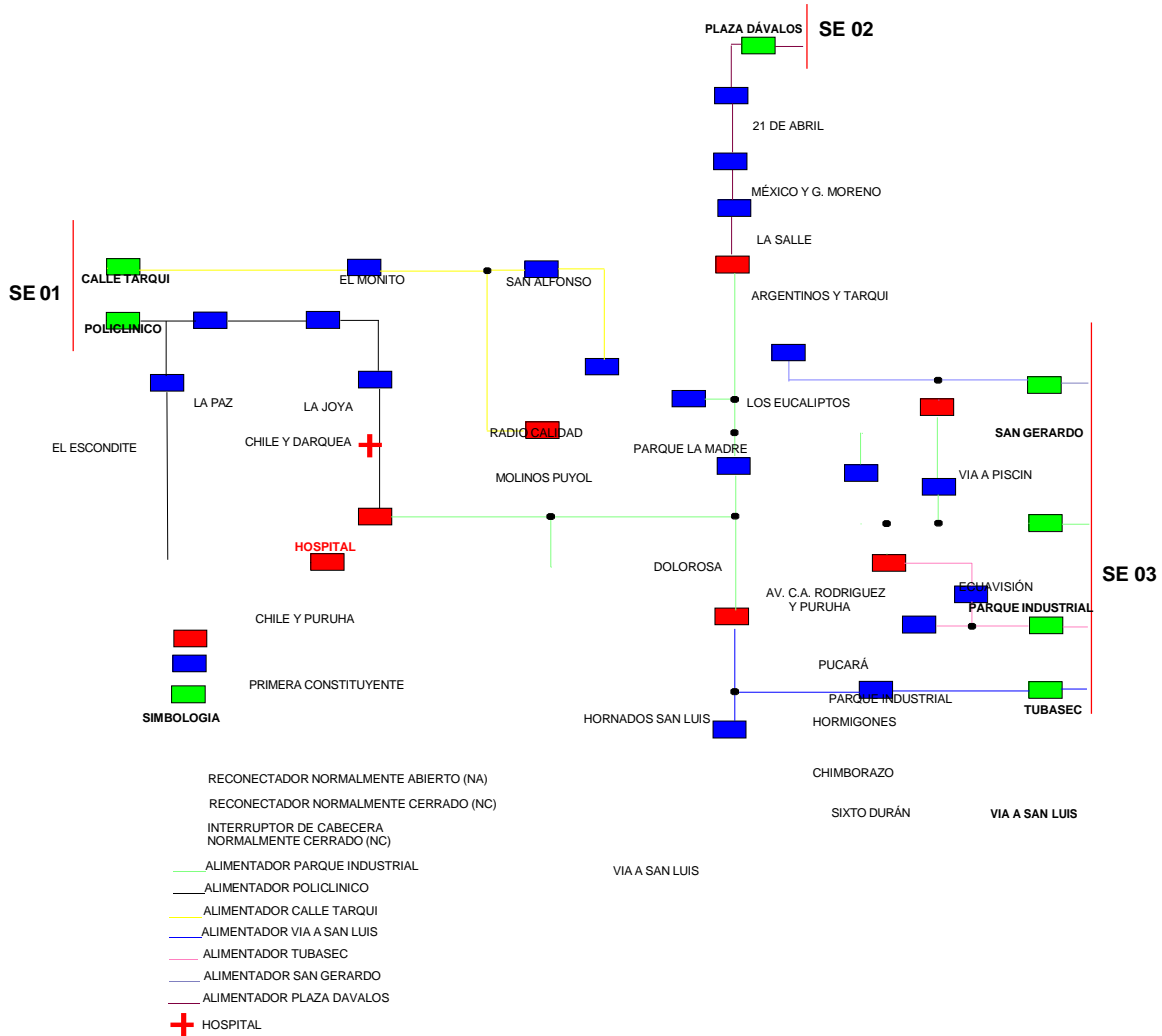


Figura 7. Diagrama Unifilar de la topología del Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) en condiciones normales

Como se puede observar en la Figura 2.2 el alimentador caso de estudio tiene siete (7) reconectores TIE de transferencia con otros alimentadores, siendo estos: PRIMERA CONSTITUYENTE, CHILE Y PURUHA, MOLINOS PUYOL, HORNADOS SAN LUIS, PUCARA, VIA A PICIN Y ARGENTINOS Y TARQUI.

2.4.3 Identificación de secciones de posible falla

La topología del alimentador caso de estudio permite identificar las secciones de posible falla permanente desde la fuente hasta todos los reconectores TIE que se encuentren a lo largo de su trayectoria que serán considerados para el restablecimiento del suministro eléctrico, de la siguiente manera:

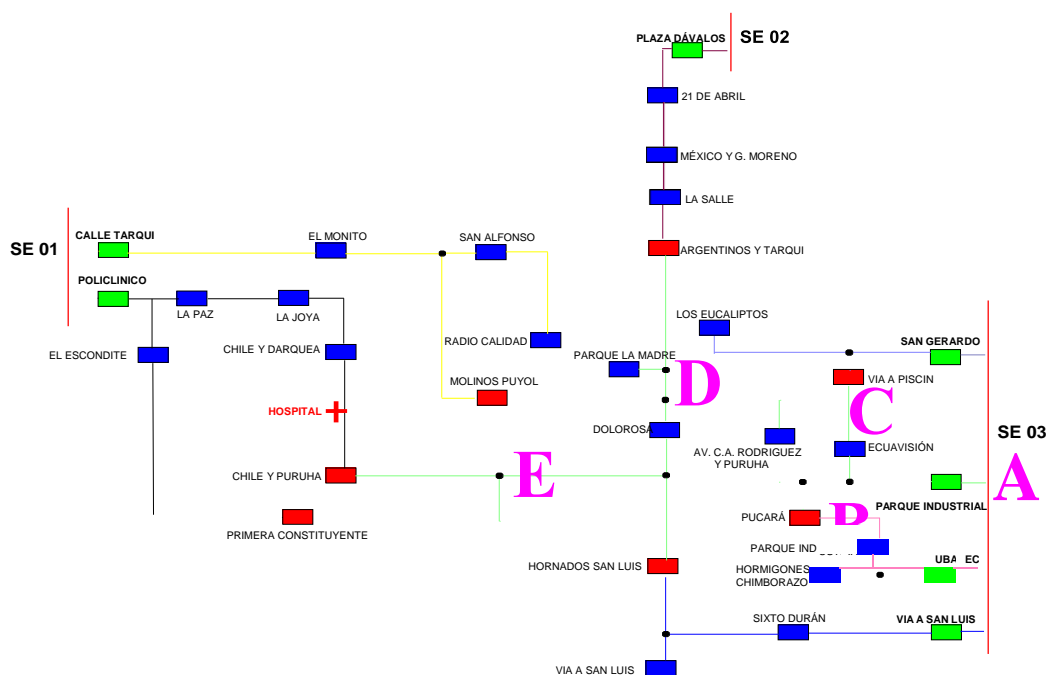


Figura 8. Secciones de falla Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3)

De la figura 2.3 que puede identificar cinco (5) secciones A, B, C, D y E de posible falla para el alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3), las cuales se detallan a continuación:

2.4.3.1 Sección A

La sección A representa una falla en la fuente que energiza al alimentador PARQUE INDUSTRIAL, caso de estudio y a sus alimentadores adyacentes TUBASEC, VIA A SAN LUIS y SAN GERARDO, es decir no existirá voltaje en la barra de 13.8 kV de la subestación número 3, en el lado fuente de los reconectores MID-POINT ECUAVISION y AV. C.A. RODRIGUEZ Y PURUHA y en las secciones B, C, D y E.

2.4.3.2 Sección B

En sección B se asume una falla permanente que provocará la apertura del relé de cabecera del Alimentador PARQUE INDUSTRIAL, caso de estudio, lo cual ocasionará la ausencia de voltaje en el tramo de red trifásica entre la cabecera del alimentador PARQUE INDUSTRIAL, los reconectores normalmente cerrados (NC) ECUAVISION y AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA, el reconector (TIE) PUCARA normalmente abierto (NA) que se enlaza con el alimentador TUBASEC y en las secciones C, D y E.

2.4.3.3 Sección C

La falla permanente en la sección C comprenderá la ausencia de voltaje entre los reconectores ECUAVISION normalmente cerrado y VIA A PICIN normalmente abierto.

2.4.3.4 Sección D

Una falla permanente en la sección D representa la ausencia de voltaje en el lado carga del reconectador normalmente cerrado MID-POINT AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA, en el lado fuente de los reconectores normalmente cerrados DOLOROSA y PARQUE DE LA MADRE y en la sección E.

2.4.3.5 Sección E

La sección E representa la apertura del reconectador normalmente cerrado DOLOROSA producto de una falla permanente y existe ausencia de voltaje desde el reconectador DOLOROSA hasta los reconectores normalmente abiertos HORNADOS SAN LUIS, PRIMERA CONSTITUYENTE y CHILE Y PURUHA.

2.4.4 Automatismo de recomposición

Para la recomposición del suministro eléctrico en el alimentador PARQUE INDUSTRIAL, es importante tener en cuenta que, solo se tendrán en consideración falla en las secciones de la figura 8 pertenecientes al tramo del alimentador PARQUE INDUSTRIAL. También, cada equipo tele comandado que va a ser parte de la recomposición tiene actuaciones distintas en la misma dependiendo su ubicación (FEEDER, MID-POINT y TIE) y es parte de la red.

Los dispositivos tele comandados, circuitos y subestaciones involucrados en la topología de recomposición están en la figura 7, donde se indica también la condición de operación normal de cada equipo, NORMALMENTE ABIERTO (NA) o NORMALMENTE CERRADO (NC).

Para la programación y funcionamiento del automatismo de recomposición usaremos las herramientas computacionales de una RTU SAITEL a través de la utilización de ISaGRAF para la configuración y depuración de la lógica, que adquirirá las variables eléctricas o datos de los siguientes equipos tele comandados (reconectores y relés de cabecera), así:

RECONECTADORES,

- ECUAVISIÓN, NC
- AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA, NC
- DOLOROSA, NC
- PUCARÁ, NA
- VIA A PICIN, NA
- ARGENTINOS Y TARQUI, NA
- HORNADOS SAN LUIS, NA
- MOLINOS PUYOL, NA
- CHILE Y PURUHA, NA
- PRIMERA CONSTITUYENTE, NA

RELES,

- Alimentador A5/3 PARQUE INDUSTRIAL SE 3
- Alimentador A5/1 POLICLINICO SE 1
- Alimentador A3/3 TUBASEC SE 3
- Alimentador A1/3 SAN LUIS SE 3
- Alimentador A2/2 PLAZA DAVALOS SE 2
- Alimentador A4/1 CALLE TARQUI SE 1
- Alimentador A2/3 SAN GERARDO SE 3

La programación del automatismo realizará maniobras de recomposición del suministro eléctrico para falla permanentes en las secciones A, B y D. Para fallas permanentes en las secciones C y E no se tendrá maniobras de recomposición ya que son secciones de final de circuito.

2.4.4.1 Condiciones para la habilitación del automatismo en cada dispositivo tele comandado

El automatismo de recomposición tendrá diferentes opciones de transferencia y para cada una incluye una verificación de las condiciones de comunicaciones y protecciones en los

equipos tele comandados, por lo tanto, el automatismo estará habilitado en la RTU para cada opción cuando las siguientes condiciones se cumplan en cada equipo:

FEEDER: Alimentadores A5/3 PARQUE INDUSTRIAL SE 3, A5/1 POLICLINICO SE 1, A3/3 TUBASEC SE 3, A1/3 SAN LUIS SE 3, A2/2 PLAZA DAVALOS SE 2, A4/1 CALLE TARQUI SE 1 y A2/3 SAN GERARDO SE 3.

MID-POINT: Reconectores ECUAVISIÓN, AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA y DOLOROSA, las condiciones:

- La RTU debe recibir un mando de habilitación del automatismo desde el SCADA, que puede ser general o individual a este equipo;
- El selector Local/Remoto del tablero de la RTU en modo Remoto;
- Comunicación con el equipo ok (verificada por medio del punto de supervisión de comunicación);
- Comunicación con los alimentadores necesarios para hacer la verificación de carga antes de la transferencia ok (verificada por medio del punto de supervisión de comunicación)
- No haber tenido un pickup de protección en el equipo;
- Sin etiqueta de trabajo aplicada (Work tag / Hot Line tag);
- Control/Relé en estado Remoto;
- Sin watchdog (mantenimiento requerido) activado;
- Sin protección de baja frecuencia alarmada (tomada desde los relés de cabecera);

TIE: Reconectores PUCARÁ, HORNADOS SAN LUIS, ARGENTINOS Y TARQUI, VIA A PICIN, MOLINOS PUYOL, CHILE Y PURUA y PRIMERA CONSTITUYENTE, las condiciones:

- La RTU debe recibir un mando de habilitación del automatismo desde el SCADA, que puede ser general o individual a este equipo;
- El selector Local/Remoto del tablero de la RTU en modo Remoto;
- Comunicación con el equipo ok (verificada por medio del punto de supervisión de comunicación);

- Comunicación con los alimentadores necesarios para hacer la verificación de carga antes de la transferencia ok (verificada por medio del punto de supervisión de comunicación)
- Sin etiqueta de trabajo aplicada (Work tag / Hot Line tag);
- Control/Relé en estado Remoto;
- Sin watchdog (mantenimiento requerido) activado;
- Sin protección de baja frecuencia alarmada (tomada desde los relés de cabecera);

En caso de perder comunicación con algún dispositivo tele comandado que involucre una opción de restablecimiento, esta no será ejecutada y pasará a la siguiente opción que cumpla con las condiciones de operación, mas no se deshabilitara en automatismo en general.

2.4.4.2 Maniobras de recomposición automática

2.4.4.2.1 Recomposición por falla en la sección D

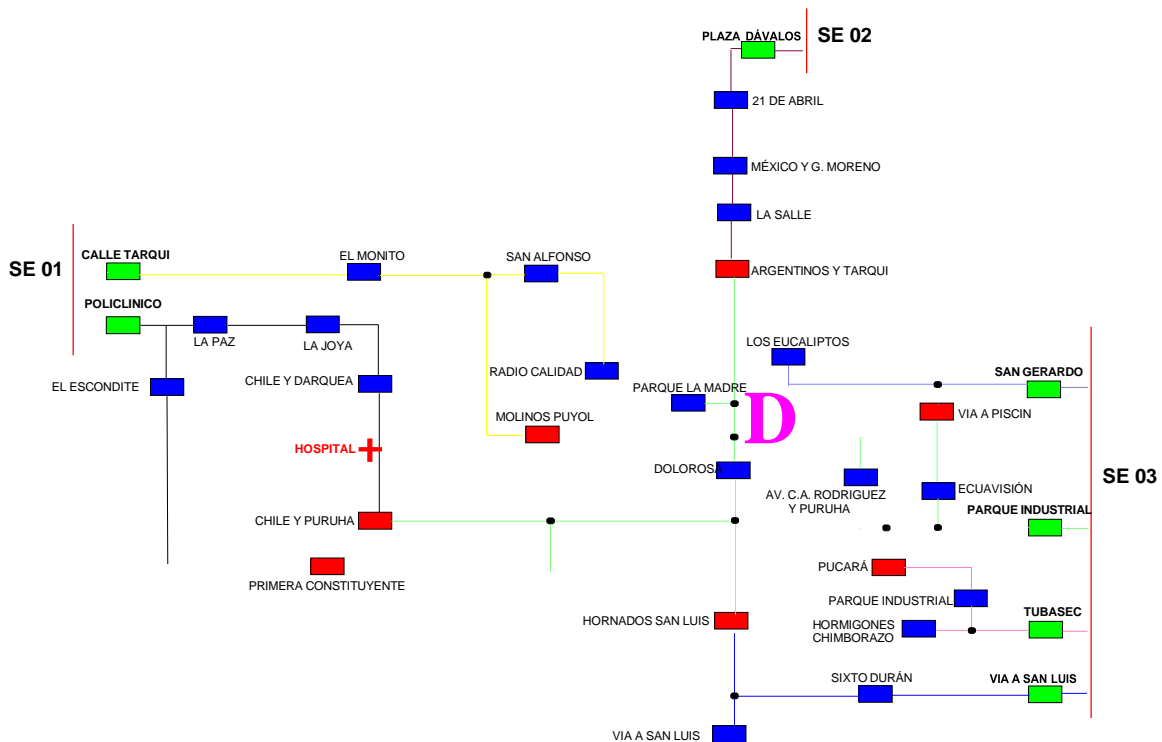


Figura 9. Falla permanente en sección D

La identificación de una falla permanente en esta sección es a través de la actuación de la protección del reconnector AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA, seguido de un bloqueo o lockout.

Para una falla en esta sección, el automatismo va a realizar los siguientes pasos para maniobra automática:

- Divisa una actuación de la protección seguida de un bloqueo o lockout en el reconnector AV. C. A. RODROGUEZ;

Opción 1: Restablecimiento de sección E desde Alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3)

- El automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3) en caso de transferencia de la carga en E (corriente de pre-falla en el reconnector DOLOROSA + corriente del alimentador SAN LUIS (A1/3) < Corriente máxima soportada por el alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al reconnector DOLOROSA;
- Al recibir información de reconnector DOLOROSA abierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconnector HORNOS SAN LUIS, SIXTO DURAN y al relé del alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconnector HORNOS SAN LUIS;
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconnector HORNOS SAN LUIS, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección E.

Opción 2: Restablecimiento de sección E desde Alimentador POLICLINICO (A5/1)

- En caso de haber sobrecarga para transferencia de la carga de la sección E desde el alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3), el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador POLICLINICO (A5/1) en caso de transferencia de la carga en E (corriente de pre-falla en el reconectador DOLOROSA + corriente del alimentador POLICLINICO (A5/1) < Corriente máxima soportada por el alimentador POLICLINICO (A5/1) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al reconectador DOLOROSA;
- Al recibir información de reconectador DOLOROSA abierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconectador PRIMERA CONSTITUYENTE, EL ESCONDITE y al relé del alimentador POLICLINICO (A5/1);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconectador PRIMERA CONSTITUYENTE:
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconectador PRIMERA CONSTITUYENTE, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección E.

2.4.4.2.2 Recomposición por falla en la sección B

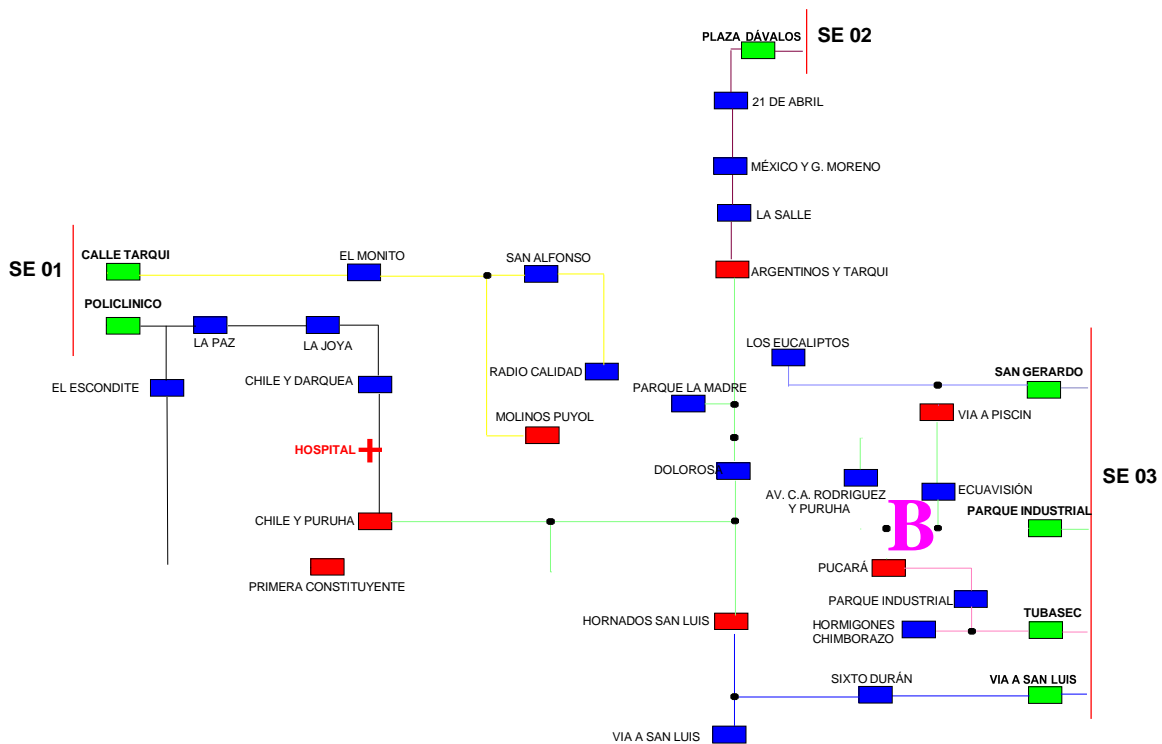


Figura 10. Falla permanente en sección B

La identificación de una falla permanente en esta sección es a través de la actuación de la protección del relé del alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3), seguido de un bloqueo o lockout.

Para una falla en esta sección, el automatismo va a realizar los siguientes pasos para maniobra automática:

- Divisa una actuación de la protección seguida de un bloqueo o lockout en el alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3);

Opción 1: Restablecimiento de la sección C desde el alimentador SAN GERARDO

(A2/3)

- El automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador SAN GERARDO (A2/3) en caso de transferencia de la carga en C (corriente de pre-falla en el reconectador ECUAVISIÓN + corriente del alimentador SAN GERARDO (A2/3) < Corriente máxima soportada por el alimentador SAN GERARDO (A2/3) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al reconectador ECUAVISIÓN;
- Al recibir información de reconectador ECUAVISIÓN abierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconectador VIA A PICIN y al relé del alimentador SAN GERARDO (A2/3);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconectador VIA A PICIN;
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconectador VIA A PICIN, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección C.

Opción 2: Restablecimiento de la sección D desde el alimentador PLAZA DAVALOS

(A2/2)

- Simultáneamente con la recomposición de la sección C, el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) en caso de transferencia de la carga en D (corriente de pre-falla en el reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA – corriente de pre-falla en el reconectador DOLOROSA + corriente del alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) < Corriente máxima soportada por el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) (90% pickup de sobrecorriente));

- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA y DOLOROSA;
- Al recibir información de reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA y DOLOROSA abierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconectador ARGENTINO Y TARQUI, LA SALLE, MÉXICO Y G. MORENO, 21 DE ABRIL y al relé del alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconectador ARGENTINOS Y TARQUI;
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconectador ARGENTINOS Y TARQUI, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección D.

Opción 3: Restablecimiento de sección E desde Alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3)

- Simultáneamente con el restablecimiento de las secciones C y D, el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3) en caso de transferencia de la carga en E (corriente de pre-falla en el reconectador DOLOROSA + corriente del alimentador SAN LUIS (A1/3) < Corriente máxima soportada por el alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al reconectador DOLOROSA;
- Al recibir información de reconectador DOLOROSA abierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconectador HORNOS SAN LUIS, SIXTO DURAN y al relé del alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconectador HORNOS SAN LUIS;

- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconector HORNOS SAN LUIS, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección E.

Opción 4: Restablecimiento de la sección D desde el alimentador CALLE TARQUI (A4/1)

- En caso de haber sobrecarga para la transferencia de la carga en D desde el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2), el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador CALLE TARQUI (A4/1) en caso de transferencia de la carga en D (corriente de pre-falla en el reconector AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA – corriente de pre-falla en el reconector DOLOROSA + corriente del alimentador CALLE TARQUI (A4/1) < Corriente máxima soportada por el alimentador CALLE TARQUI (A4/1) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al reconector AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA y DOLOROSA;
- Al recibir información de re conectadores AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA y DOLOROSA abiertos, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconector MOLINOS PUYOL, EL MONITO y al relé del alimentador CALLE TARQUI (A4/1);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconector MOLINOS PUYOL;
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconector MOLINOS PUYOL, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección D.

Opción 5: Restablecimiento de sección E desde Alimentador POLICLINICO (A5/1)

- En caso de haber sobrecarga para transferencia de la carga de la sección E desde el alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3), el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador POLICLINICO (A5/1) en caso de transferencia de la carga en E (corriente de pre-falla en el reconectador DOLOROSA + corriente del alimentador POLICLINICO (A5/1) < Corriente máxima soportada por el alimentador POLICLINICO (A5/1) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al reconectador DOLOROSA;
- Al recibir información de reconectador DOLOROSA abierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconectador PRIMERA CONSTITUYENTE, EL ESCONDITE y al relé del alimentador POLICLINICO (A5/1);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconectador PRIMERA CONSTITUYENTE;
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconectador PRIMERA CONSTITUYENTE, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección E.

Opción 6: Restablecimiento de la sección D y E desde el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2)

- En caso de haber sobrecarga para transferencia de la carga de la sección E desde el alimentador POLICLINICO (A5/1), el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) en caso de transferencia de la carga en D y E (corriente de pre-falla en el reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA + corriente del alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) < Corriente máxima soportada por el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) (90% pickup de sobrecorriente));

- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA;
- Al recibir información de reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHAabierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconectador ARGENTINO Y TARQUI, LA SALLE, MÉXICO Y G. MORENO, 21 DE ABRIL y al relé del alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconectador ARGENTINOS Y TARQUI;
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconectador ARGENTINOS Y TARQUI, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección D y E;
- Simultáneamente se ejecuta el restablecimiento automático enunciado en la falla sección B, Opción 1 restablecimiento de la sección C desde el alimentador SAN GERARDO (A2/3).

Opción 7: Restablecimiento de la sección D y E desde el alimentador CALLE TARQUI (A4/1)

- En caso de haber sobrecarga para la transferencia de la carga en E desde el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2), el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador CALLE TARQUI (A4/1) en caso de transferencia de la carga en D y E (corriente de pre-falla en el reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA + corriente del alimentador CALLE TARQUI (A4/1) < Corriente máxima soportada por el alimentador CALLE TARQUI (A4/1) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA;

- Al recibir información de reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHAabierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconectador MOLINOS PUYOL, MONITO y al relé del alimentador CALLE TARQUI (A4/1);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconectador MOLINOS PUYOL;
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconectador MOLINOS PUYOL, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección D y E;
- Simultáneamente se ejecuta el restablecimiento automático enunciado en la falla sección B, Opción 1 restablecimiento de la sección C desde el alimentador SAN GERARDO (A2/3).

Opción 8: Restablecimiento de sección D y E desde Alimentador POLICLINICO (A5/1)

- En caso de haber sobrecarga para transferencia de la carga de la sección D desde el alimentador CALLE TARQUI (A4/1), el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador POLICLINICO (A5/1) en caso de transferencia de la carga en D y E (corriente de pre-falla en el reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA + corriente del alimentador POLICLINICO (A5/1) < Corriente máxima soportada por el alimentador POLICLINICO (A5/1) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA;
- Al recibir información de reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHAabierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconectador PRIMERA CONSTITUYENTE, EL ESCONDITE y al relé del alimentador POLICLINICO (A5/1);

- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconectador PRIMERA CONSTITUYENTE:
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconectador PRIMERA CONSTITUYENTE, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección D y E;
- Simultáneamente se ejecuta el restablecimiento automático enunciado en la falla sección B, Opción 1 restablecimiento de la sección C desde el alimentador SAN GERARDO (A2/3).

Opción 9: Restablecimiento de sección D y E desde Alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3)

- En caso de haber sobrecarga para transferencia de la carga de la sección D desde el alimentador POLICLINICO (A5/1), el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3) en caso de transferencia de la carga en D y E (corriente de pre-falla en el reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA + corriente del alimentador SAN LUIS (A1/3) < Corriente máxima soportada por el alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA;
- Al recibir información de reconectador AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHAabierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconectador HORNOS SAN LUIS, SIXTO DURAN y al relé del alimentador VIA A SAN LUIS(A1/3);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconectador HORNOS SAN LUIS;

- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconectador HORNOS SAN LUIS, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección D y E;
- Simultáneamente se ejecuta el restablecimiento automático enunciado en la falla sección B, Opción 1 restablecimiento de la sección C desde el alimentador SAN GERARDO (A2/3).

2.4.4.2.3 Reconposición por falla en la sección A

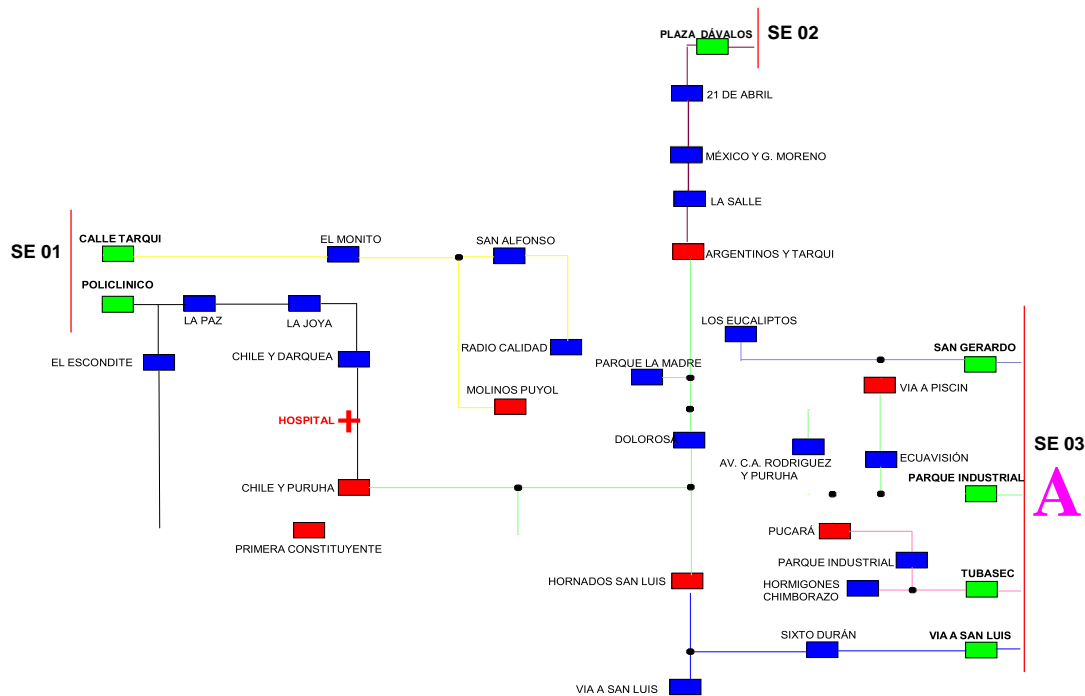


Figura 11. Falla permanente en sección A

La identificación de una falla permanente en esta sección es a través de la pérdida de voltaje en el lado fuente de los reconectores AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA y

ECUAVISIÓN por 40 segundos estando el relé del alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) cerrado.

Para una falla en esta sección, el automatismo va a realizar los siguientes pasos para maniobra automática:

- Divisa la pérdida de ausencia de voltaje en los reconectores normalmente cerrados AV. C. A. RODRIGUEZ Y PURUHA y ECUAVISIÓN por 40 segundos estando el relé del alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) cerrado;

Opción 1: Restablecimiento de la sección B, C y D desde el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2)

- El automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) en caso de transferencia de la carga en B, C y D (corriente de pre-falla en el alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) – corriente de pre-falla en el reconector DOLOROSA + corriente del alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) < Corriente máxima soportada por el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) y reconector DOLOROSA;
- Al recibir información de alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) y reconector DOLOROSA abierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconector ARGENTINO Y TARQUI, LA SALLE, MÉXICO Y G. MORENO, 21 DE ABRIL y al relé del alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconector ARGENTINOS Y TARQUI;
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconector ARGENTINOS Y TARQUI, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección B, C y D;

- Simultáneamente se ejecuta el restablecimiento automático de la sección E, Opción 5 restablecimiento de la sección E desde el alimentador POLICLINICO (A5/1).

Opción 2: Restablecimiento de la sección B, C y D desde el alimentador CALLE TARQUI (A4/1)

- En caso de haber sobrecarga para la transferencia de la carga en B, C y D desde el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2), el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador CALLE TARQUI (A4/1) en caso de transferencia de la carga en B, C y D (corriente de pre-falla en el alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) – corriente de pre-falla en el reconectador DOLOROSA + corriente del alimentador CALLE TARQUI (A4/1) < Corriente máxima soportada por el alimentador CALLE TARQUI (A4/1) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) y reconectador DOLOROSA;
- Al recibir información de alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) y reconectador DOLOROSA abiertos, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconectador MOLINOS PUYOL, MONITO y al relé del alimentador CALLE TARQUI (A4/1);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconectador MOLINOS PUYOL;
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconectador MOLINOS PUYOL, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección B, C y D;
- Simultáneamente se ejecuta el restablecimiento automático de la sección E, Opción 5 restablecimiento de la sección E desde el alimentador POLICLINICO (A5/1).

Opción 3: Restablecimiento de sección B, C, D y E desde Alimentador POLICLINICO (A5/1)

- En caso de haber sobrecarga para transferencia de la carga de la sección B, C y D desde el alimentador CALLE TARQUI (A4/1), el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador POLICLINICO (A5/1) en caso de transferencia de la carga total (corriente de pre-falla en alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) + corriente del alimentador POLICLINICO (A5/1) < Corriente máxima soportada por el alimentador POLICLINICO (A5/1) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3);
- Al recibir información de alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) abierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconectador PRIMERA CONSTITUYENTE, EL ESCONDITE y al relé del alimentador POLICLINICO (A5/1);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconectador PRIMERA CONSTITUYENTE;
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconectador PRIMERA CONSTITUYENTE, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en las secciones B, C, D y E.

Opción 4: Restablecimiento de la sección B, C, D y E desde el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2)

- En caso de haber sobrecarga para la transferencia de la carga en E desde el alimentador POLICLINICO (A5/1), el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) en caso de transferencia de la carga total (corriente de pre-falla en el alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) + corriente del alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) <

Corriente máxima soportada por el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) (90% pickup de sobrecorriente));

- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3);
- Al recibir información de alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) abierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconfigurador ARGENTINO Y TARQUI, LA SALLE, MÉXICO Y G. MORENO, 21 DE ABRIL y al relé del alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconfigurador ARGENTINOS Y TARQUI;
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconfigurador ARGENTINOS Y TARQUI, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección B, C, D y E.

Opción 5: Restablecimiento de la sección B, C, D y E desde el alimentador CALLE TARQUI (A4/1)

- En caso de haber sobrecarga para la transferencia de la carga en E desde el alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2), el automatismo verifica si habrá voltaje en el lado fuente y una sobrecarga en el alimentador CALLE TARQUI (A4/1) en caso de transferencia de la carga total (corriente de pre-falla en el alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) + corriente del alimentador CALLE TARQUI (A4/1) < Corriente máxima soportada por el alimentador CALLE TARQUI (A4/1) (90% pickup de sobrecorriente));
- En caso de no haber sobrecarga para transferencia, envía un mando de apertura al alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3);

- Al recibir información de alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) abierto, envía un mando de desactivación de la protección de tierra al reconectador MOLINOS PUYOL, MONITO y al relé del alimentador CALLE TARQUI (A4/1);
- Al recibir la información de las protecciones de tierra desactivadas, envía un mando de cierre al reconectador MOLINOS PUYOL;
- Concluida la maniobra, el automatismo envía un mando para el cambio de grupo de protección en el reconectador MOLINOS PUYOL, de acuerdo con estudio de coordinación de protecciones;
- Concluida la maniobra, el suministro eléctrico estará restablecido en la sección B, C D y E.

2.4.4.2.4 Recomposición por falla en la sección C y E

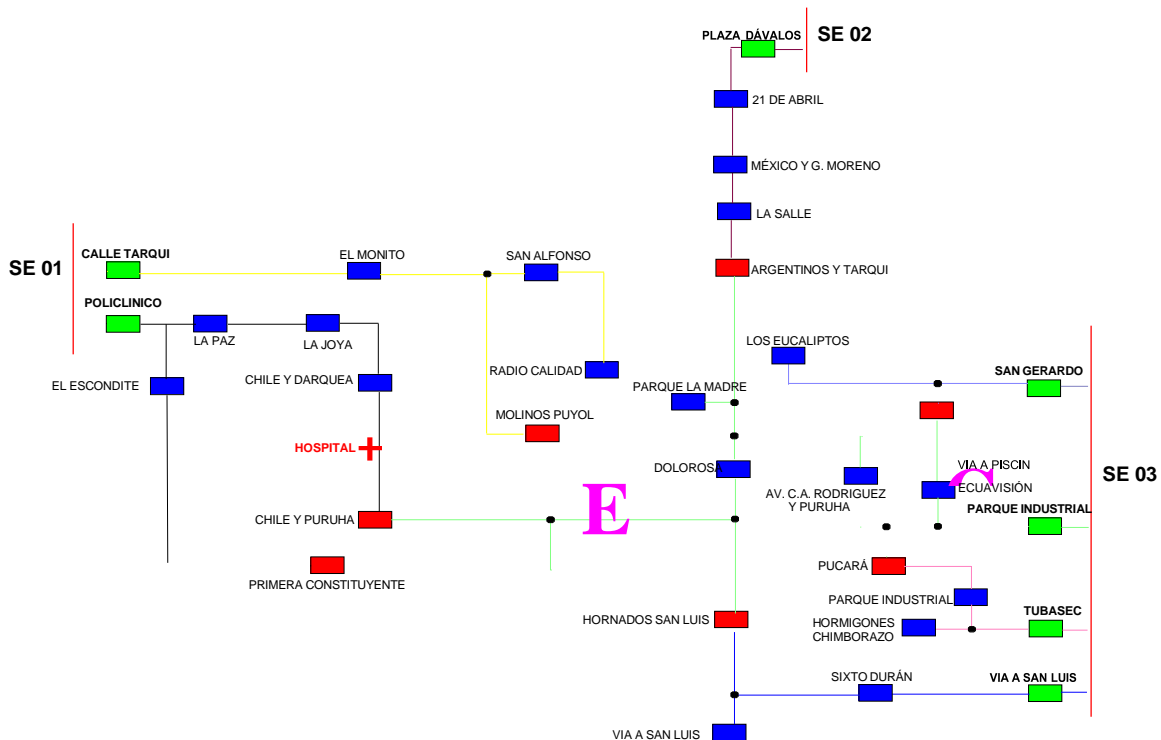


Figura 12. Falla permanente en sección C y E

Al ser tramos de alimentador final para las secciones C y E no existe maniobras de recomposición, en tal sentido para este caso solo actuara la protección de los reconectores ECUAVISIÓN y DOLOROSA respectivamente.

2.5 Conclusiones

- En la topología del alimentador primario PARQUE INDUSTRIAL A5/3 se puede evidencia que tiene seis reconectores TIE para transferencia de carga de las cuales tres son con alimentadores primarios de la misma subestación, tres con alimentadores de la subestación uno y uno con la subestación dos.
- Dentro del tramo del alimentador primario PARQUE INDUSTRIAL A5/3, caso de estudio, se pudo determinar 5 secciones de falla, las cuales las secciones A, B y D darán inicio al restablecimiento automático cuando esta sea una falla permanente y el dispositivo tele comandado emita una señal de bloqueo o lockout, para el caso de las secciones C y E no habrá restablecimiento automático.
- Para las secciones de falla permanente A, B y D el restablecimiento automático tendrá lugar a 16 opciones de transferencia, iniciando siempre con la partición de la carga a los diferentes alimentadores enlazados con el alimentador PARQUE INDUSTRIAL que es el caso de estudio.

3 CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACION DE LA PROPUESTA

3.1 Análisis de los resultados debe:

De acuerdo con lo visto y analizado en el Capítulo II, 2.4.4.2 Maniobras de recomposición automática, Recomposición por falla permanente en las secciones A, B y D para cada opción de restablecimiento, el automatismo debe enviar un mando para cambio de grupo de protección en los reconectores involucrados en el restablecimiento de acuerdo al siguiente estudio de coordinación de protecciones:

3.1.1 Estudio de coordinación de protecciones.

A continuación, se muestra la Vista Geográfica de la Figura 2.2 Diagrama Unifilar de la topología del Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3), alimentador bajo estudio en condiciones normales con todos sus posibles enlaces para una reconfiguración.

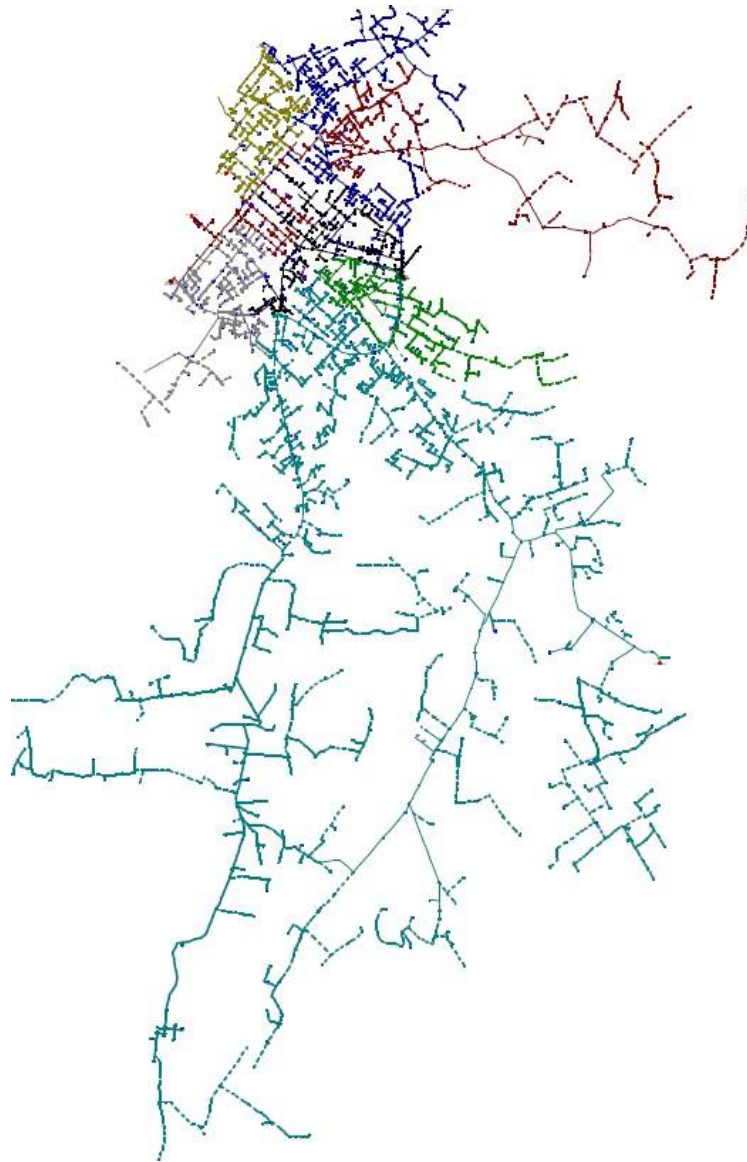


Figura 13. Vista Geográfica del Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3)

3.1.1.1 Coordinación de protecciones en condiciones normales de operación.

Como primer paso se realiza la coordinación de protecciones en condiciones normales de operación del alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3).

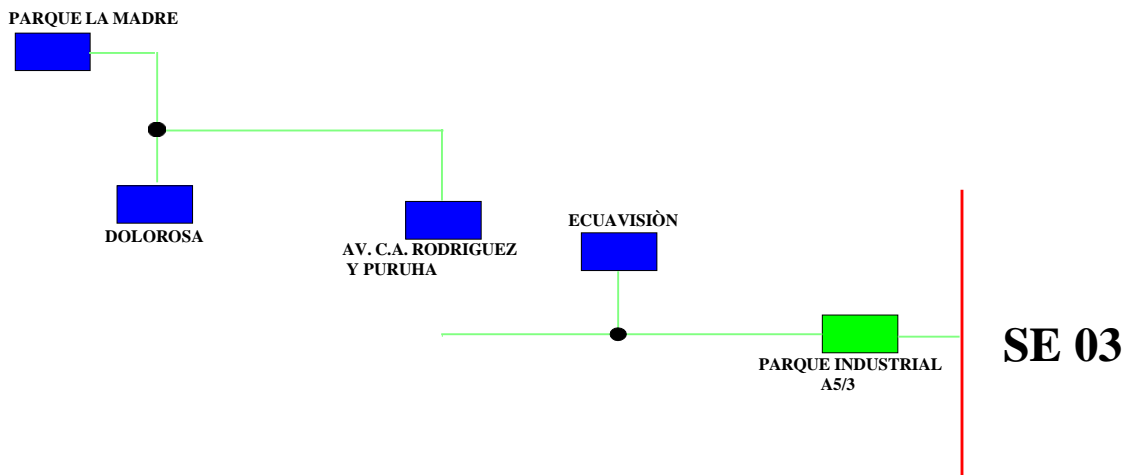


Figura 14.Diagrama Unifilar en condiciones normales del Alimentador 5 de la Subestación 3 PARQUE INDUSTRIAL (A5/3)

Coordinación de protecciones de fase 50/51 con un tiempo mínimo de operación de 200ms para la protección 50, definido por la corriente de cortocircuito.

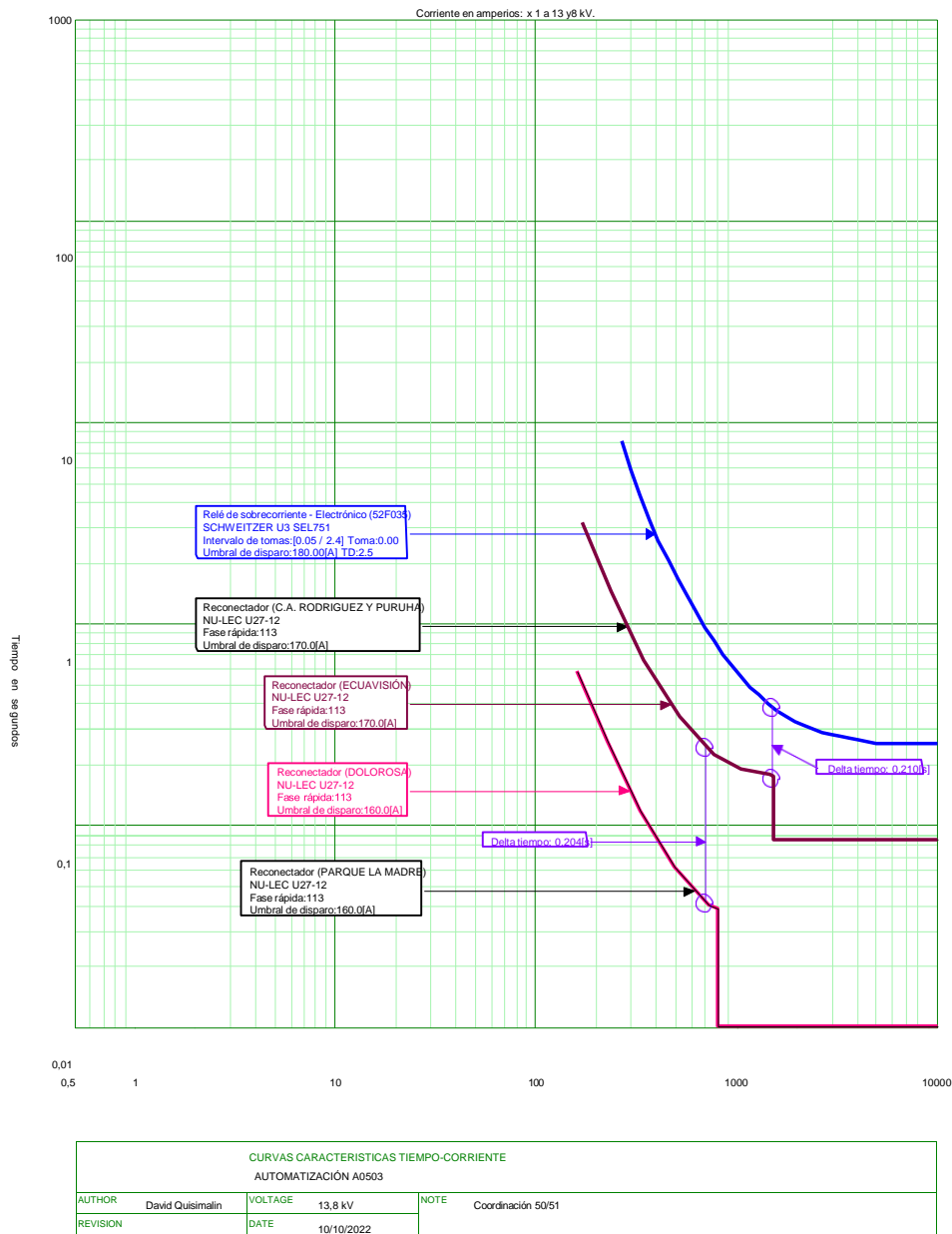


Figura 15. Curvas de protección 50/51 en condiciones normales del Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3).

Para el caso de la Protección de Neutro y de acuerdo con lo visto y analizado en el Capítulo II, Maniobras de recomposición automática, Recomposición por falla permanente en las secciones A, B y D para cada opción de restablecimiento el automatismo debe enviar un mando para desactivación de la protección de tierra del reconector **TIE** para transferencia de carga y los equipos aguas arriba (hacia la fuente) del alimentador el cual tomara la carga

del alimentador en estudio así:

La coordinación de protecciones de Neutro 50N/51N con un tiempo mínimo de operación de 200ms para la protección 50N, definido por la corriente de cortocircuito, en la protección de neutro se presenta una mayor sensibilidad para la actuación de la protección ante la presencia de una falla.

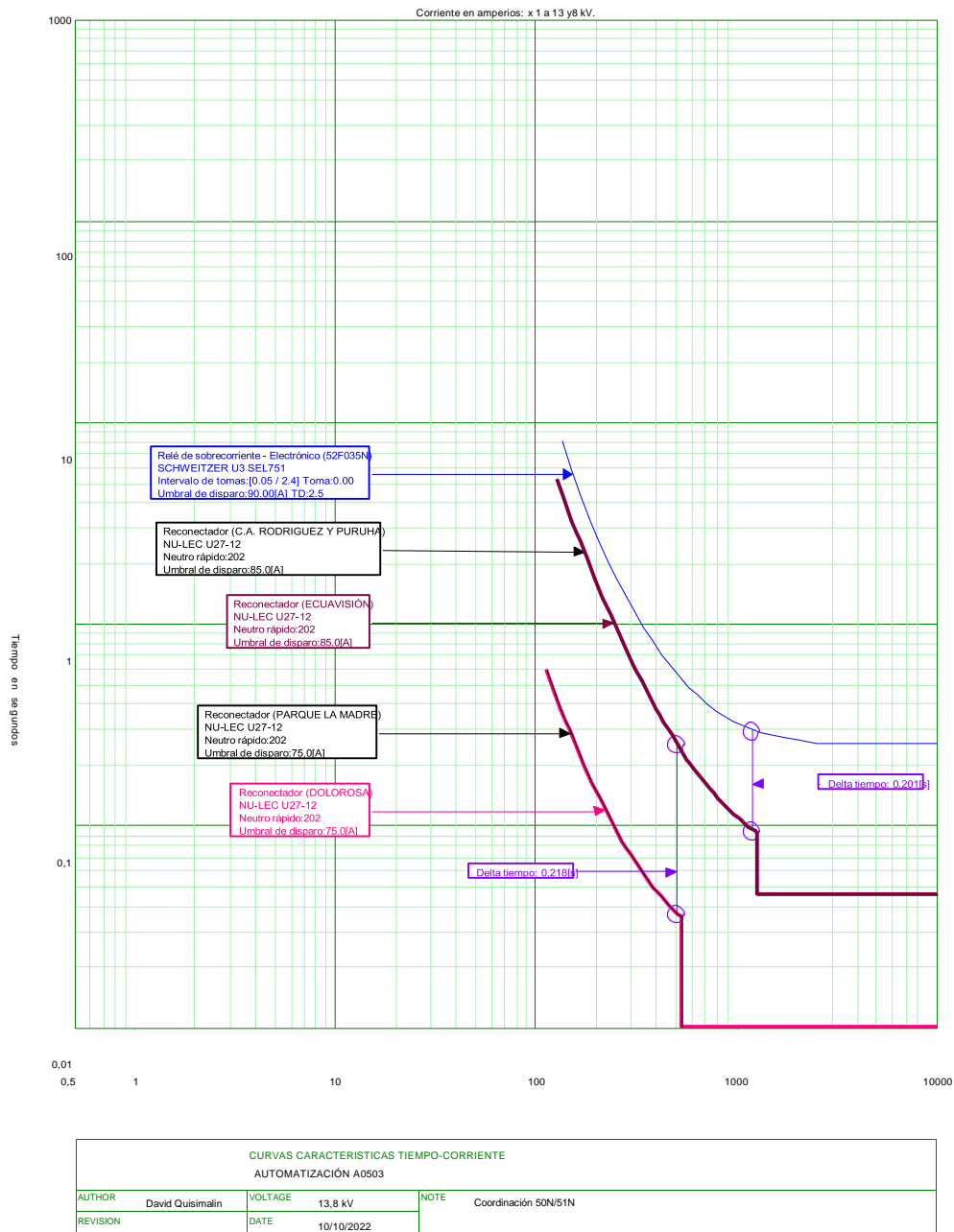


Figura 16. Curvas de protección 50N/51N en condiciones normales del Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3).

3.1.1.2 Coordinación de protecciones luego de una reconfiguración.

Se han considerado también los ajustes en condiciones normales para los alimentadores involucrados en el automatismo del alimentador PARQUE INDUSTRIAL, con los ajustes del Grupo A de protecciones presentadas a continuación:

Todas las configuraciones aquí descritas pertenecen al Grupo A de protecciones de los reconectores involucrados, los casos en que aplica esta configuración son:

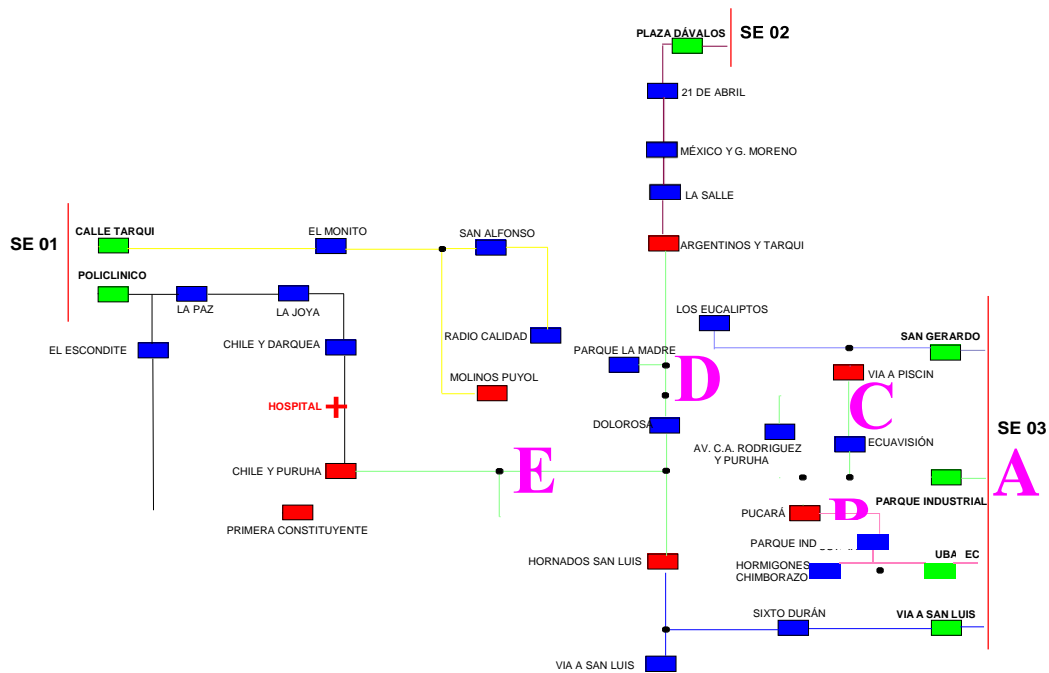
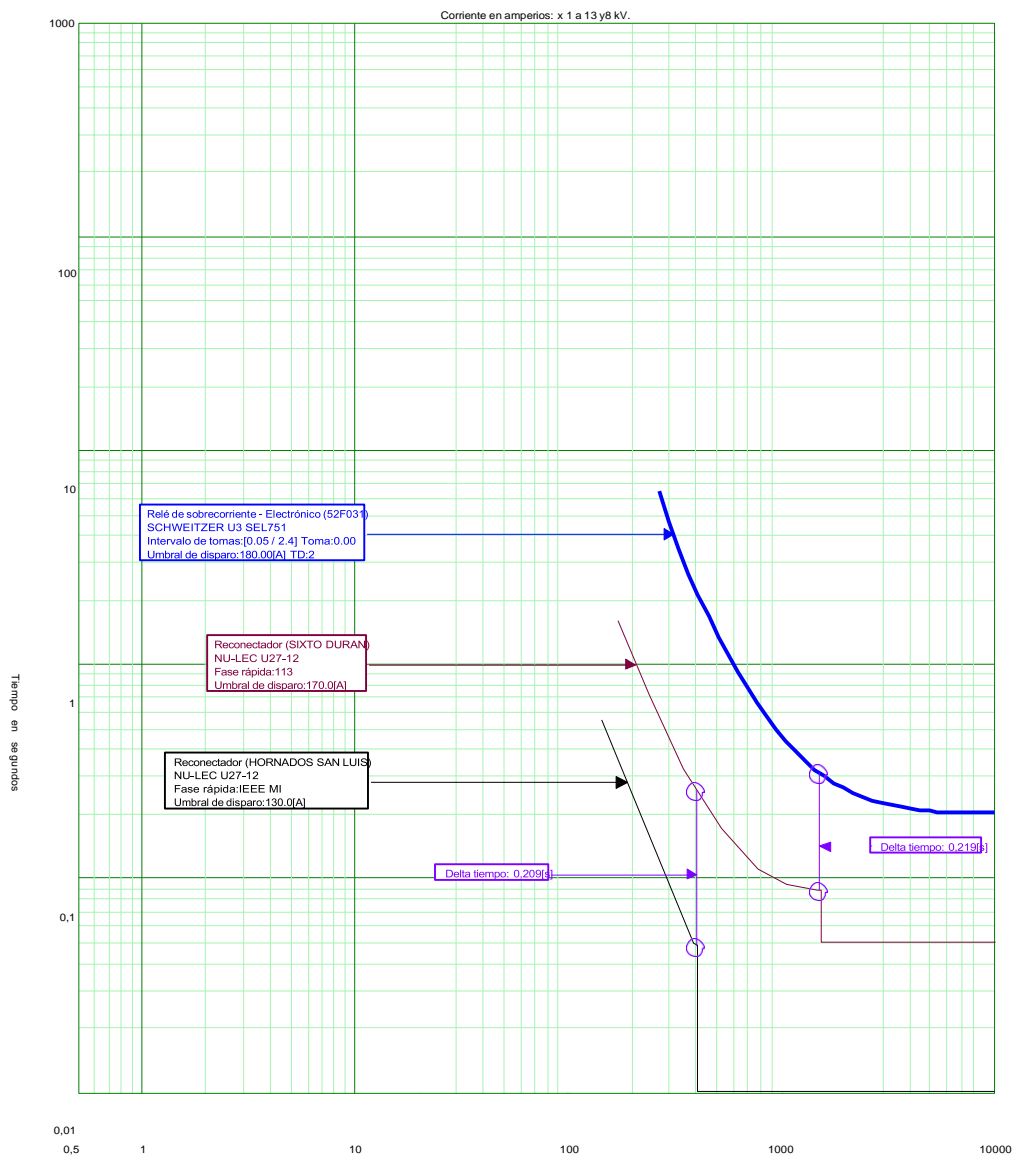


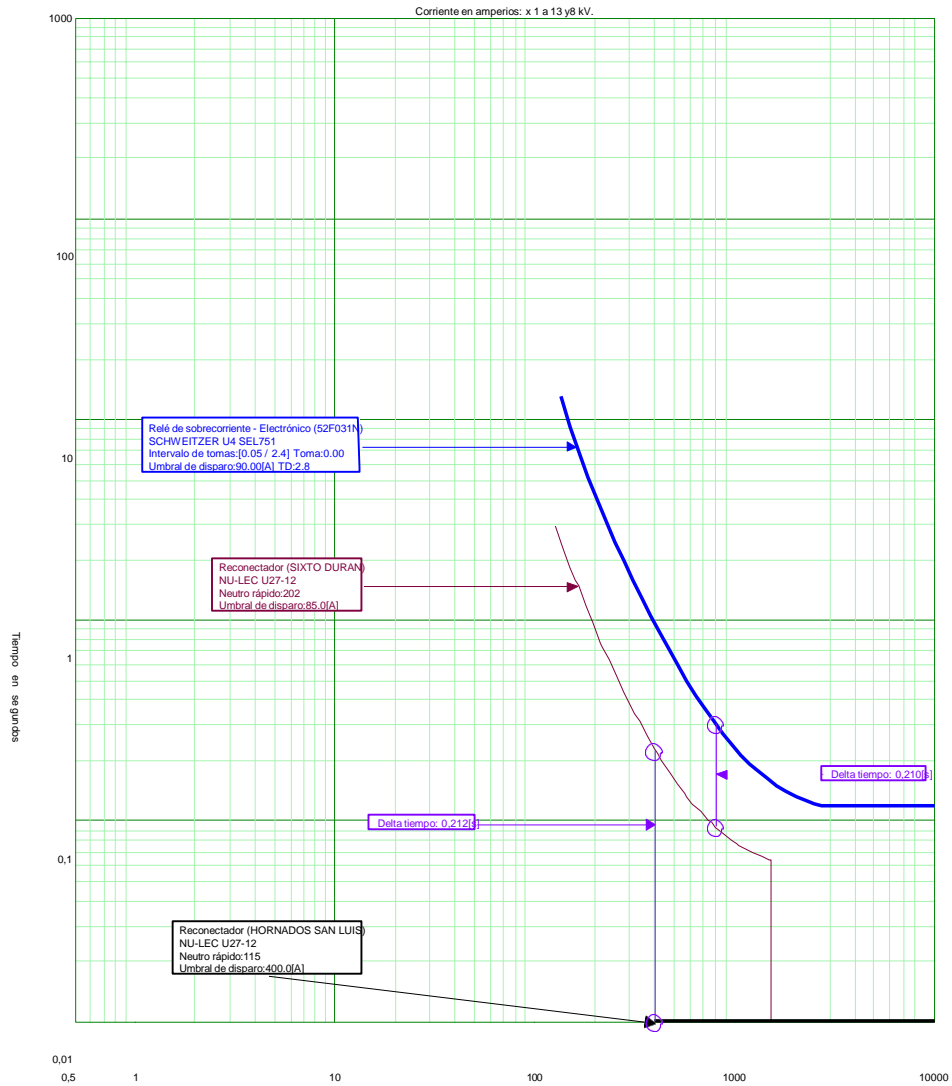
Figura 17. Secciones de falla Alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3).

➤ **Coordinación de protección para Opción 1: Restablecimiento de sección E por falla en D desde Alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3)**



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE			
AUTOMATIZACIÓN A0503			
AUTHOR	David Quisimalin	VOLTAGE	13,8 kV
REVISION		DATE	12/11/2022
		NOTE	Coordinación 50/51

Figura 18. Curvas de protección 50/51 para Alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3) con sección E



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE			
AUTOMATIZACIÓN A0503			
AUTHOR	David Quisimalin	VOLTAGE	13,8 kV
REVISION		DATE	12/11/2022
		NOTE	Coordinación 50N/51N

Figura 19. Curvas de protección 50N/51N para Alimentador VIA A SAN LUIS (A1/3) con sección E

➤ **Coordinación de protección para Opción 2: Restablecimiento de sección E por falla en D desde Alimentador POLICLINICO (A5/1)**

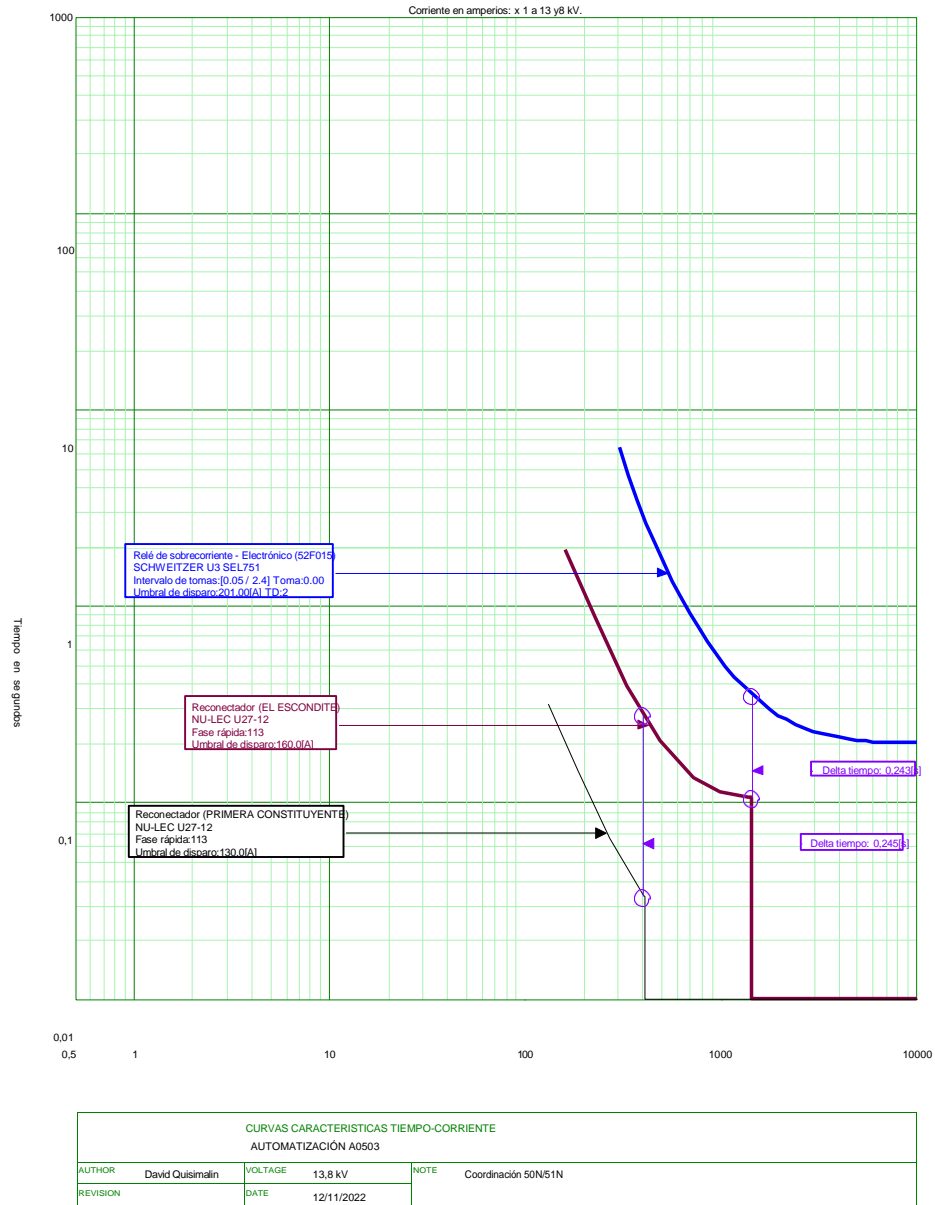
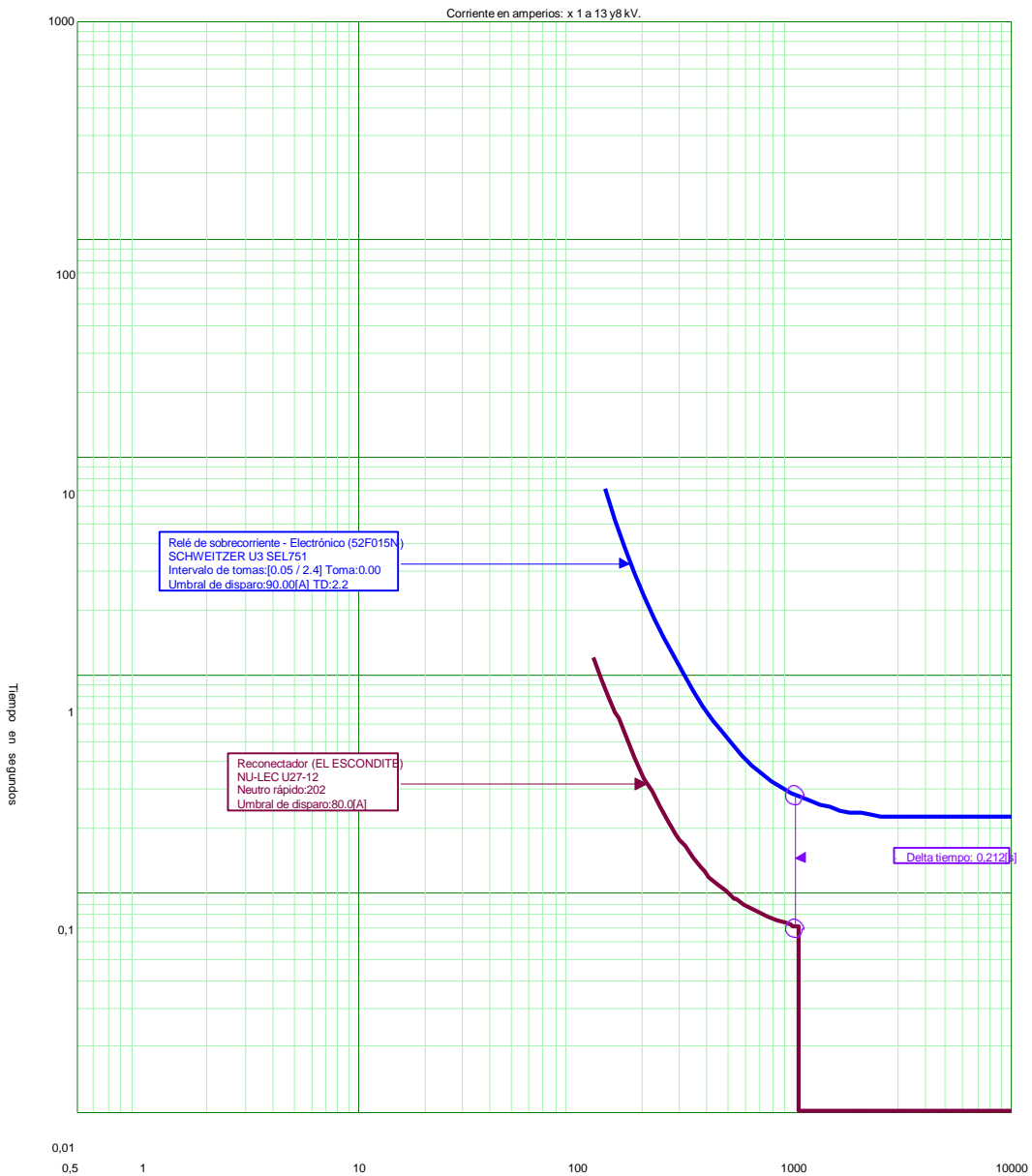


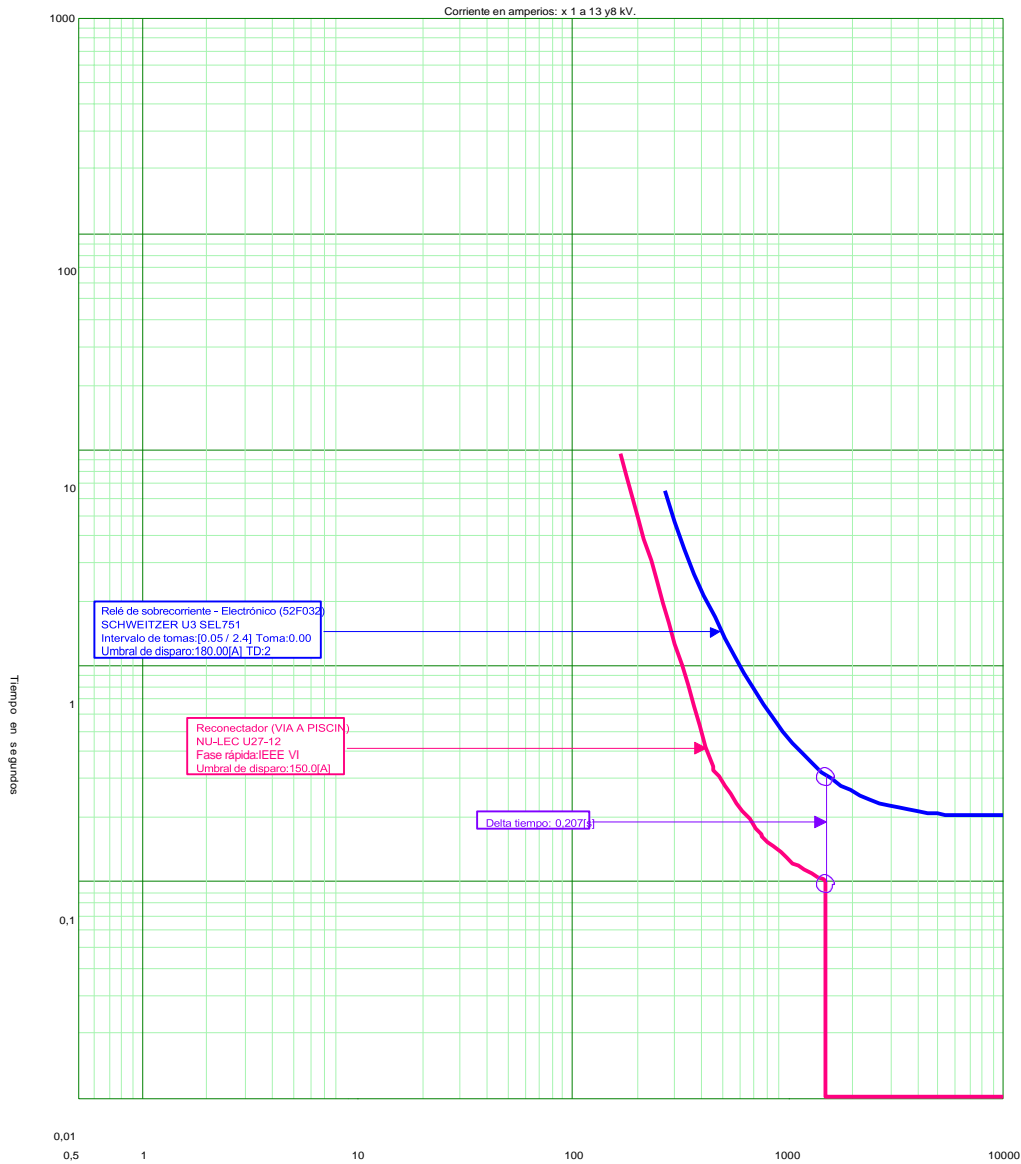
Figura 20. Curvas de protección 50/51 para Alimentador POLICLINICO (A5/1)



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE AUTOMATIZACIÓN A0503			
AUTHOR	David Quisimán	VOLTAGE	13,8 kV
REVISION		DATE	12/11/2022
		NOTE	Coordinación 50N/51N

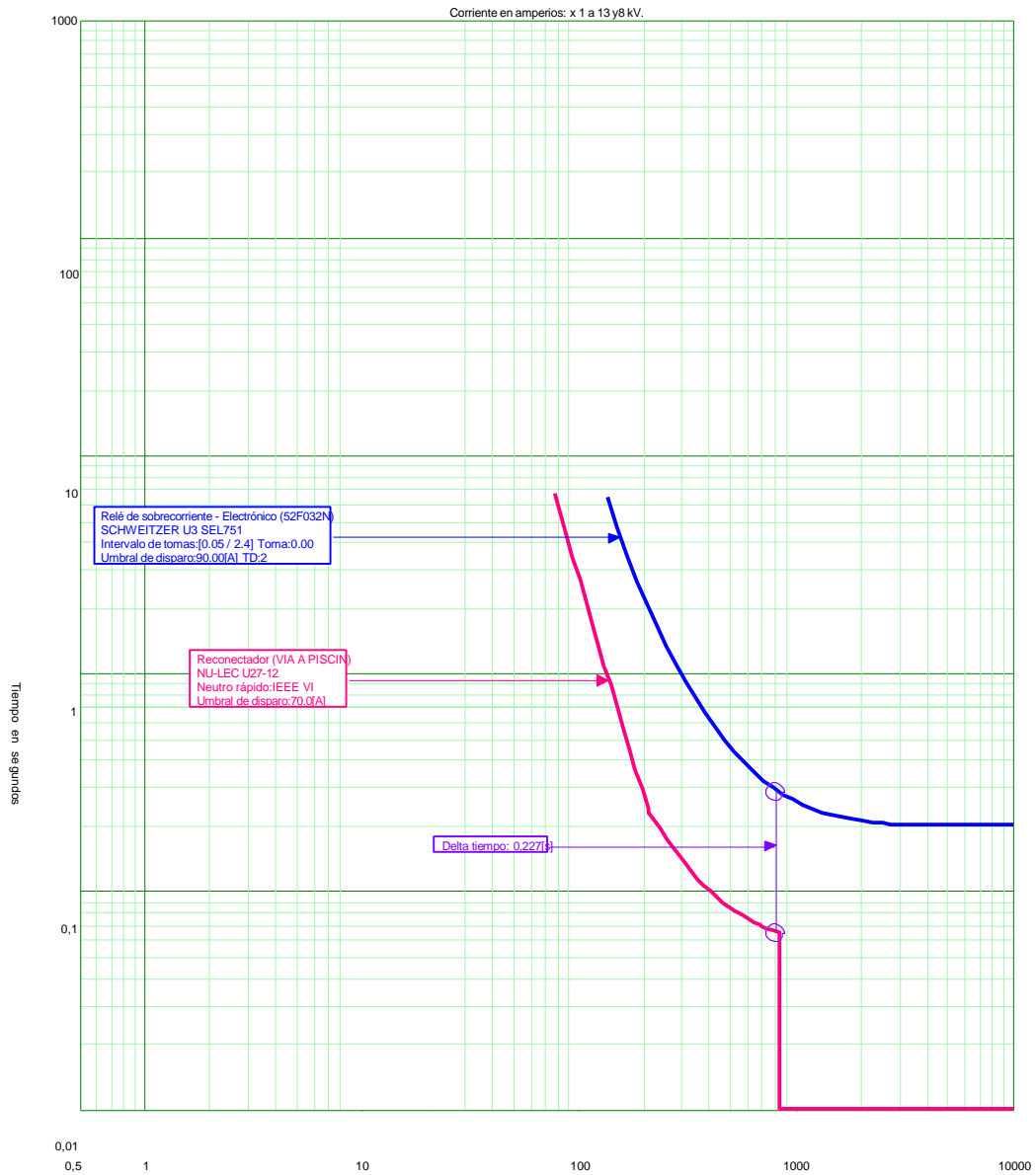
Figura 21. Curvas de protección 50N/51N para Alimentador POLICLINICO (A5/1) con sección E

➤ **Coordinación de protección para Opción 1: Restablecimiento de sección C por falla en B desde Alimentador SAN GERARDO (A2/3)**



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE			
AUTOMATIZACIÓN A0503			
AUTHOR	David Quisimalin	VOLTAGE	13,8 kV
REVISION		DATE	12/12/2022
		NOTE	Coordinación 50/51

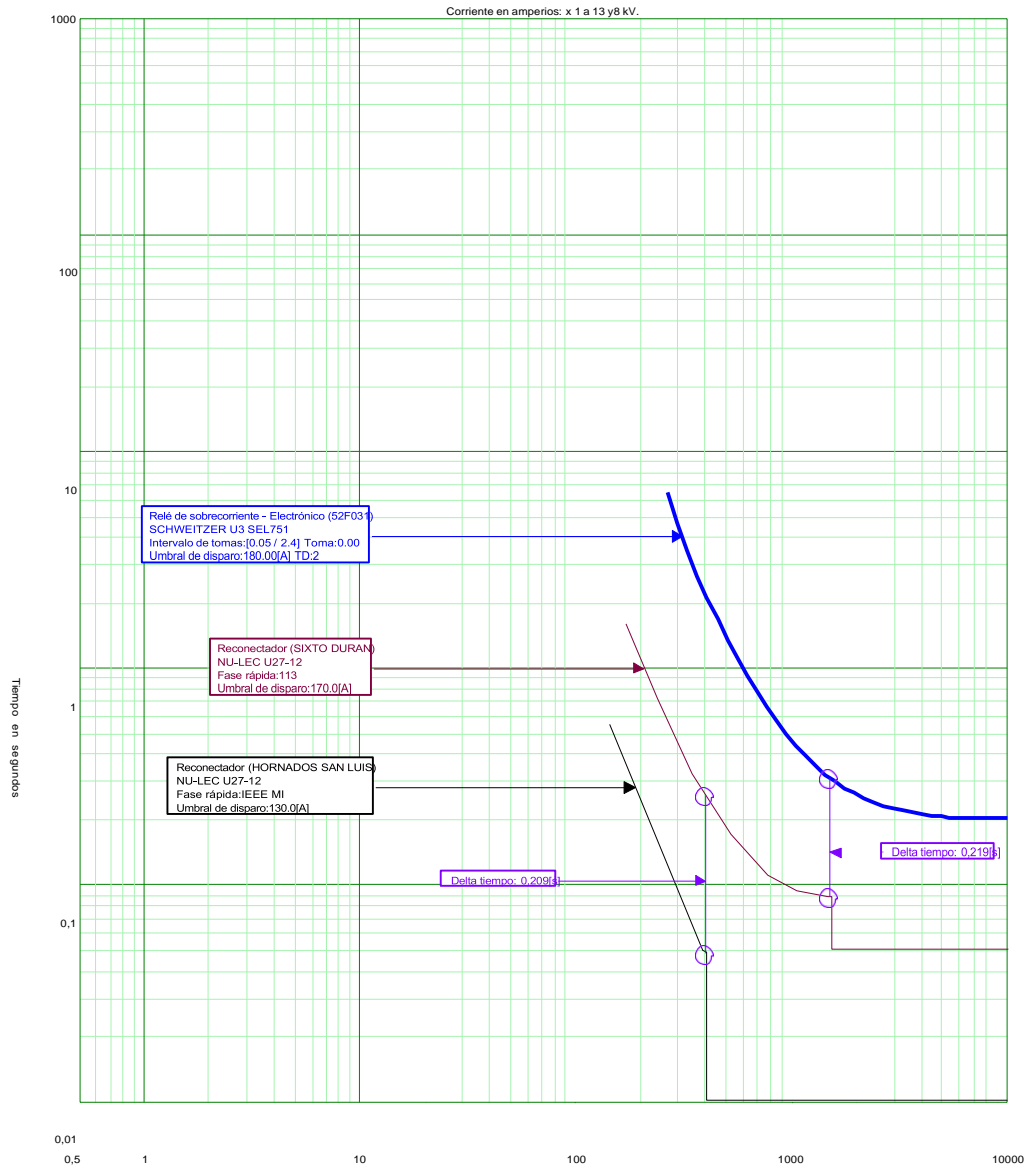
Figura 22. Curvas de protección 50/51 para Alimentador SAN GERARDO (A2/3)



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE AUTOMATIZACIÓN A0503			
AUTHOR	David Quisimalin	VOLTAGE	13,8 kV
REVISION		DATE	12/12/2022
		NOTE	Coordinación 50/51

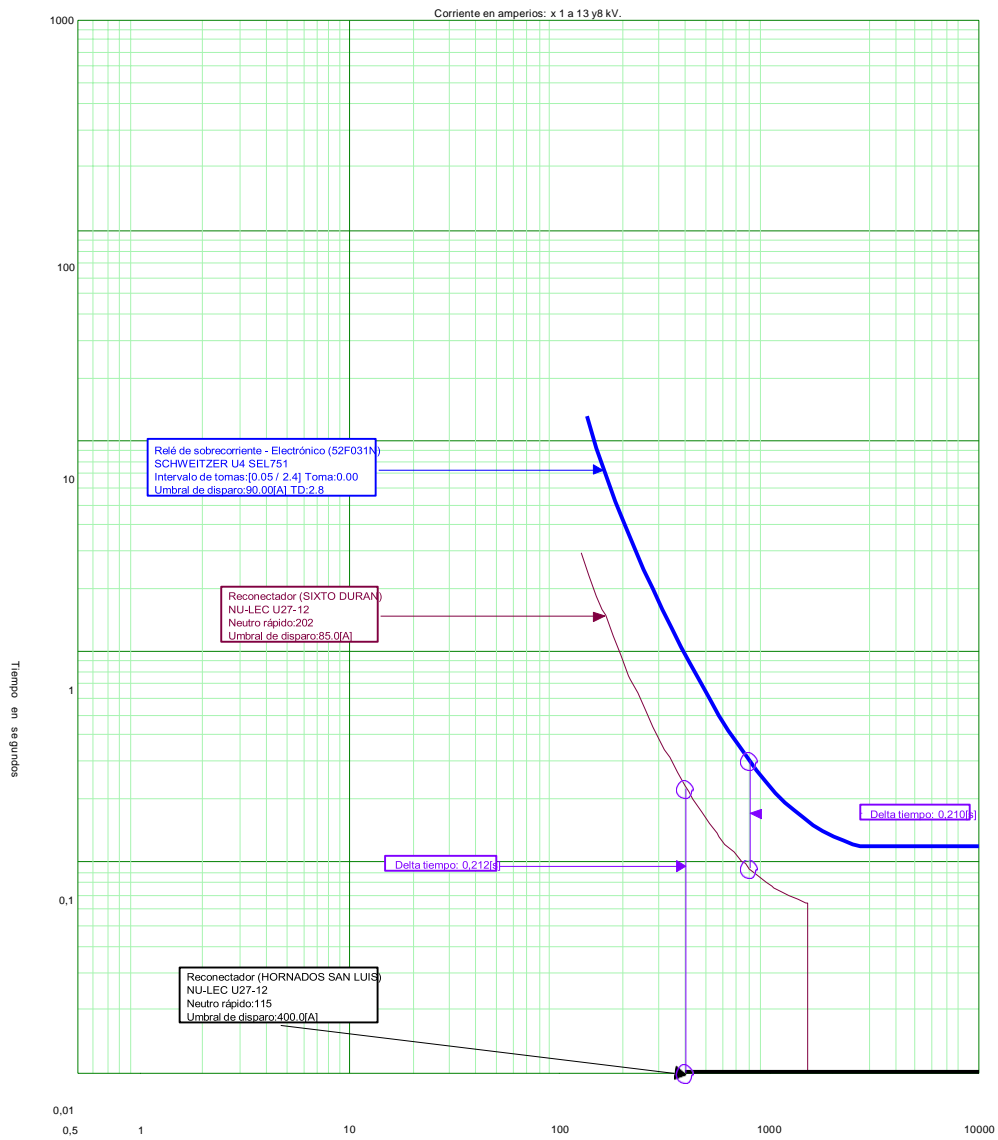
Figura 23. Curvas de protección 50N/51N para Alimentador SAN GERARDO (A2/3)

➤ **Coordinación de protección para Opción 3: Restablecimiento de sección E por falla en B desde Alimentador SAN LUIS (A1/3)**



CURVAS CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE			
AUTOMATIZACIÓN A0503			
AUTHOR	David Quisimán	VOLTAGE	13,8 kV
REVISION		DATE	12/11/2022
		NOTE	Coordinación 50/51

Figura 24. Curvas de protección 50/51 para Alimentador SAN LUIS (A1/3)



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE			
AUTOMATIZACIÓN A0503			
AUTHOR	David Quisimalin	VOLTAGE	13,8 kV
REVISION		DATE	12/11/2022
		NOTE	Coordinación 50N/51N

Figura 25. Curvas de protección 50N/51N para Alimentador SAN LUIS (A1/3)

➤ **Coordinación de protección para Opción 4: Restablecimiento de sección D por falla en B desde Alimentador CALLE TARQUI (A4/1)**

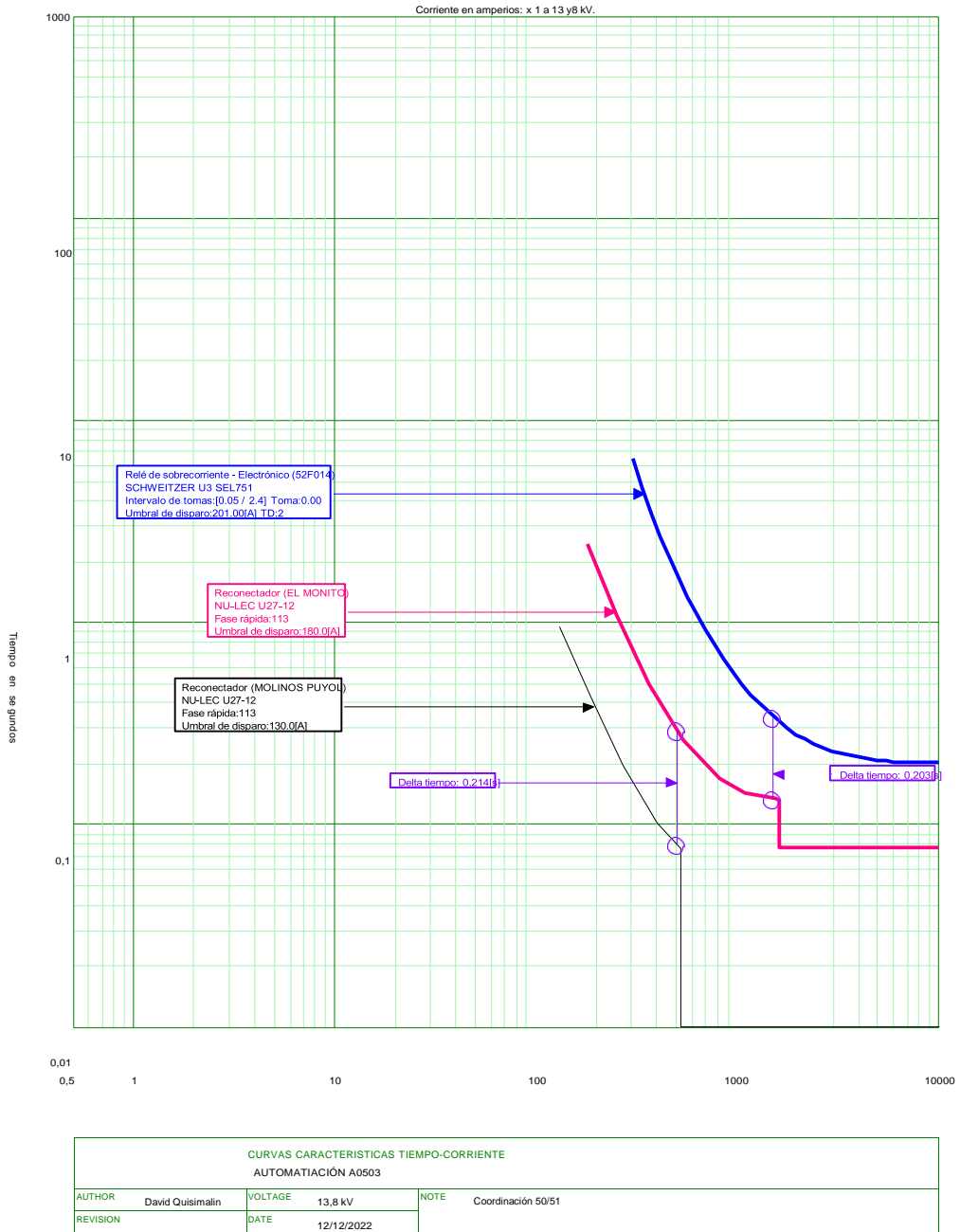
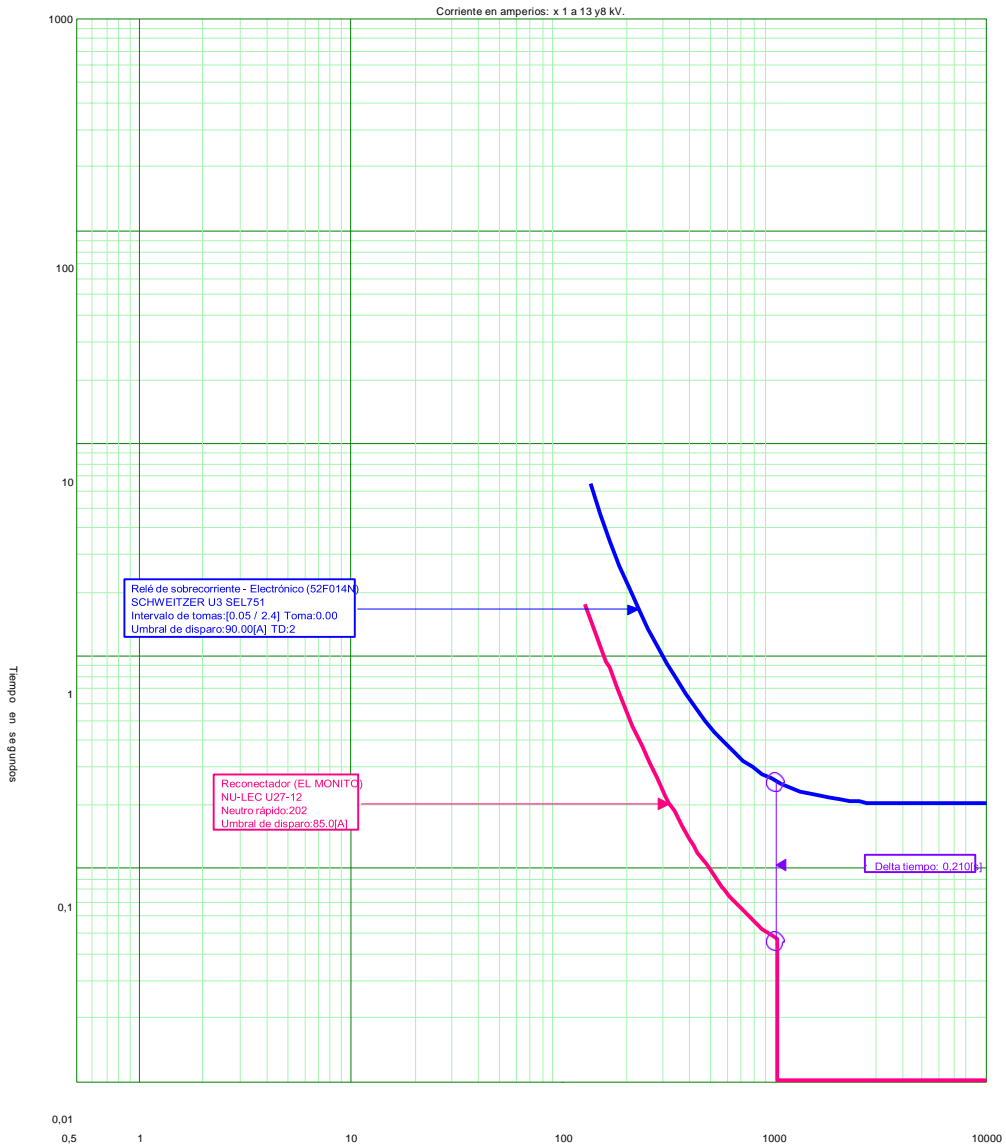


Figura 26. Curvas de protección 50/51 para Alimentador CALLE TARQUI (A4/1) con sección D



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE			
AUTOMATIACIÓN A0503			
AUTHOR	David Quisimalin	VOLTAGE	13,8 kV
REVISION		DATE	12/12/2022
		NOTE	Coordinación 50N/51N

Figura 27. Curvas de protección 50N/51N para Alimentador CALLE TARQUI (A4/1) con sección D

➤ **Coordinación de protección para Opción 5: Restablecimiento de sección E por falla en B desde Alimentador POLICLINICO (A5/1)**

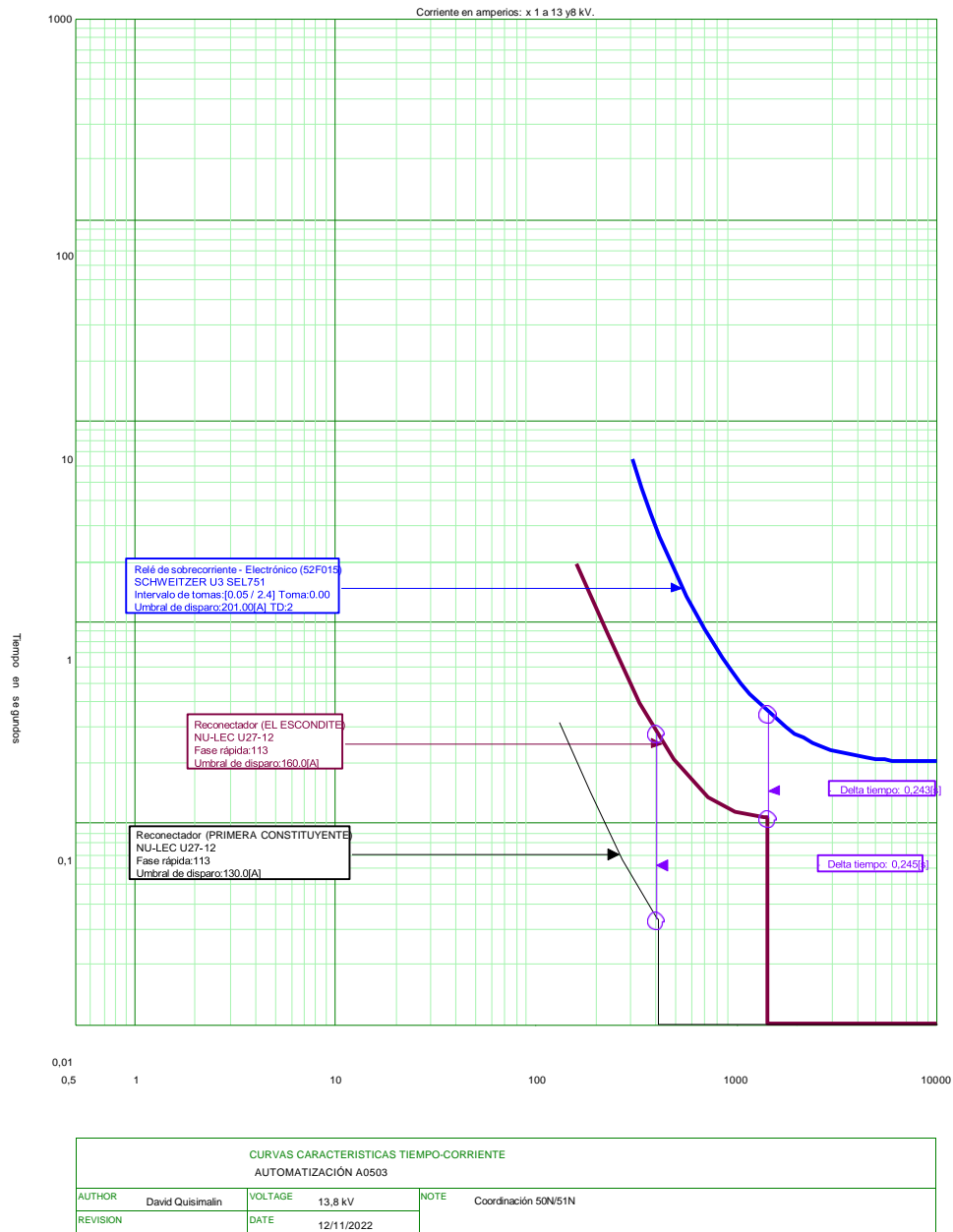


Figura 28. Curvas de protección 50/51 para Alimentador POLICLINICO (A5/1) con sección E

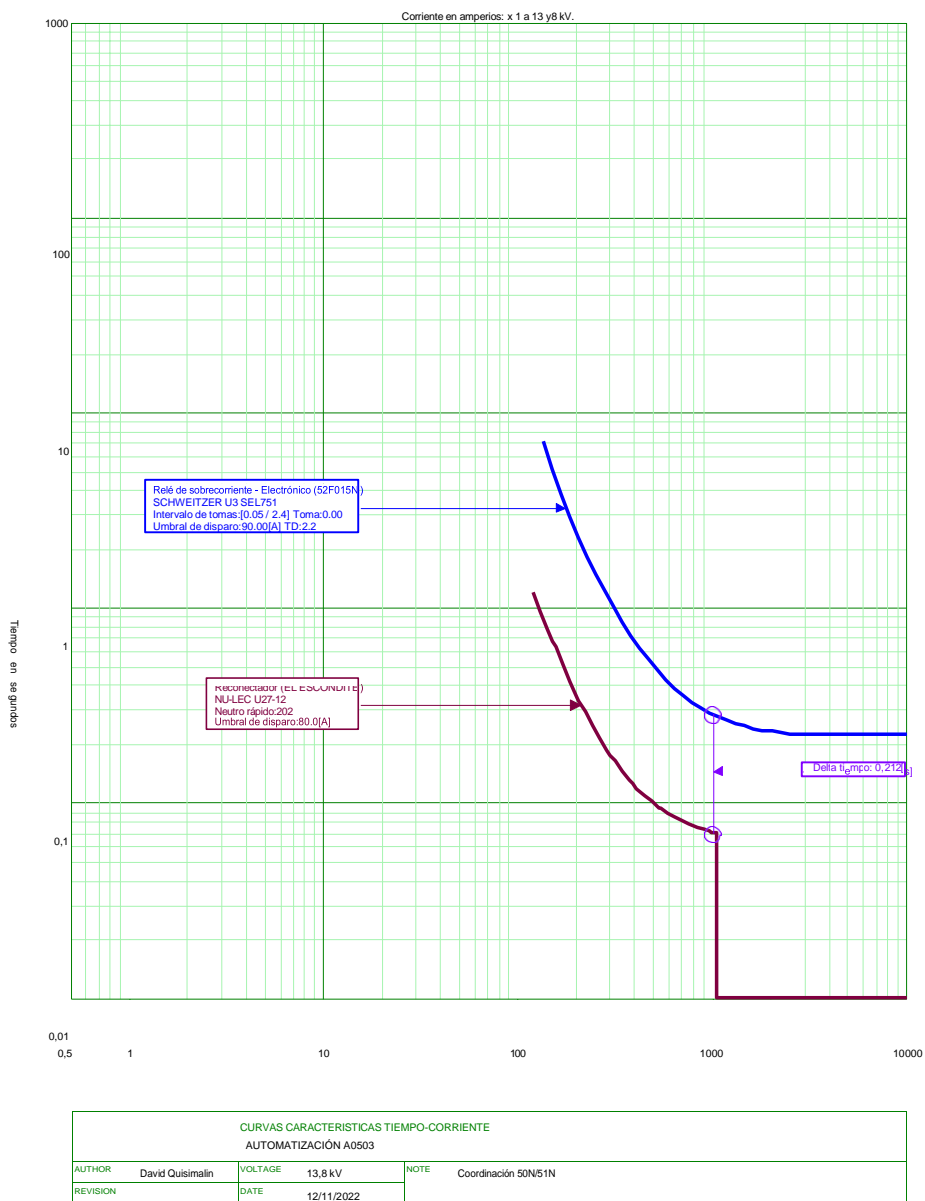


Figura 29. Curvas de protección 50N/51N para Alimentador POLICLINICO (A5/1) con sección E

3.1.1.3 Coordinación de protecciones con cambios de grupo de protección luego de una reconfiguración.

Debido a las recomposiciones por los diferentes alimentadores que se muestran en la topología estas alteran sus condiciones y para no perder coordinación con los dispositivos aguas arriba, deberán cambiar su grupo de protección.

Las configuraciones mostradas pueden ser adoptadas para los siguientes casos:

- **Coordinación de protección para Opción 2 por falla en la sección B: Restablecimiento de sección D desde el Alimentador PLAZA DÁVALOS (A2/2), LA SALLE cambia al grupo B de protección.**

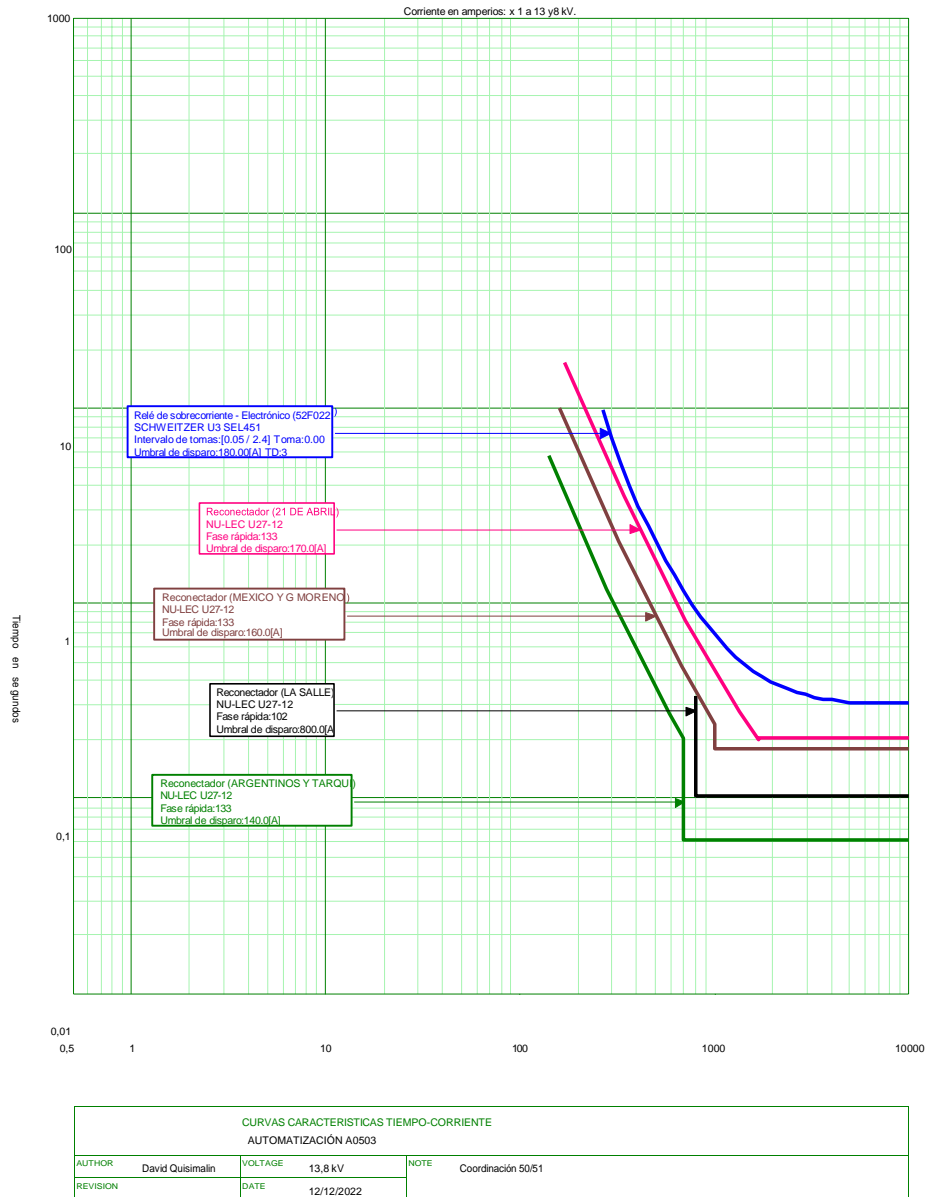


Figura 30. Curvas de protección 50/51 para Alimentador PLAZA DÁVALOS (A2/2) con sección D

- **Coordinación de protección para Opción 6 por falla en la sección B: Restablecimiento de sección D y E desde el Alimentador PLAZA DÁVALOS (A2/2), LA SALLE, ARGENTINOS Y TARQUI cambian al grupo B de protección.**

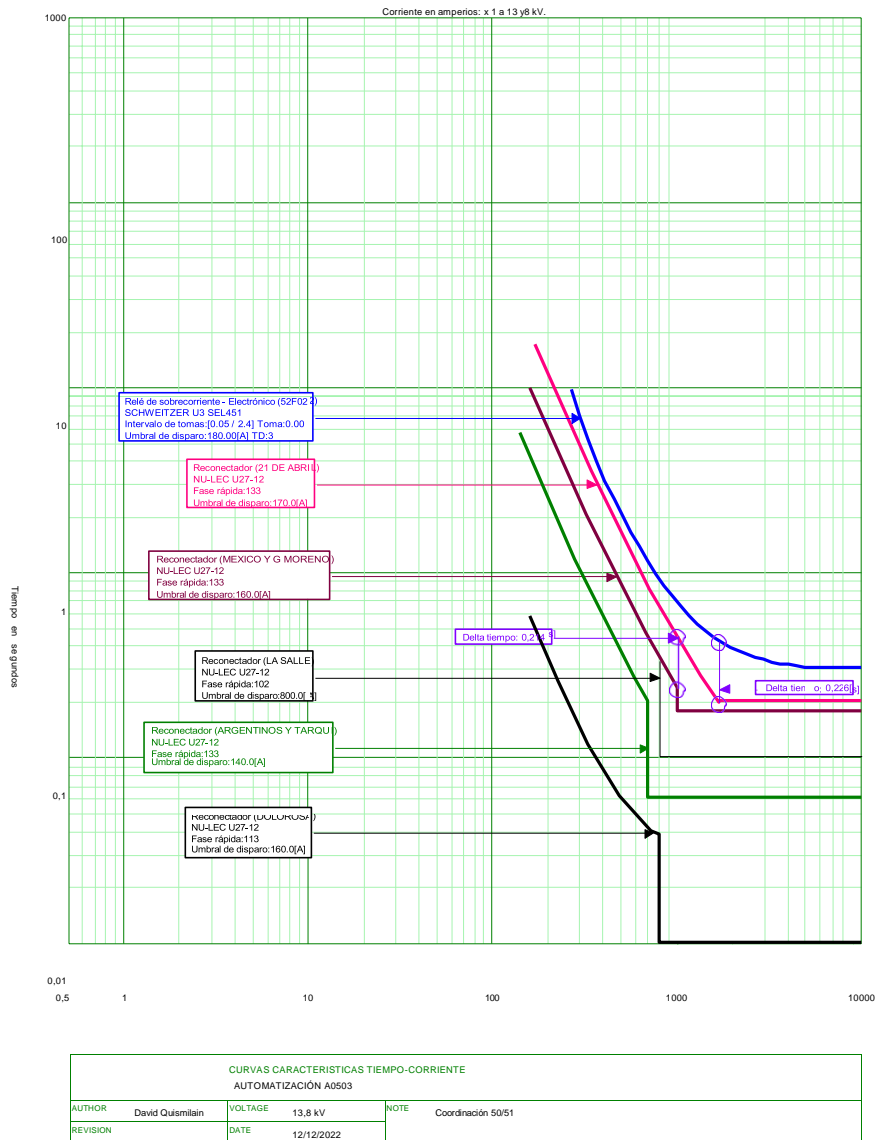


Figura 31. Curvas de protección 50/51 para Alimentador PLAZA DÁVALOS (A2/2) con sección D y E

Coordinación de protección para Opción 8 por falla en la sección B: Restablecimiento de sección D y E desde el Alimentador POLICLINICO (A5/1), PRIMERA CONSTITUYENTE Y DOLOROSA cambian al grupo B de protección.

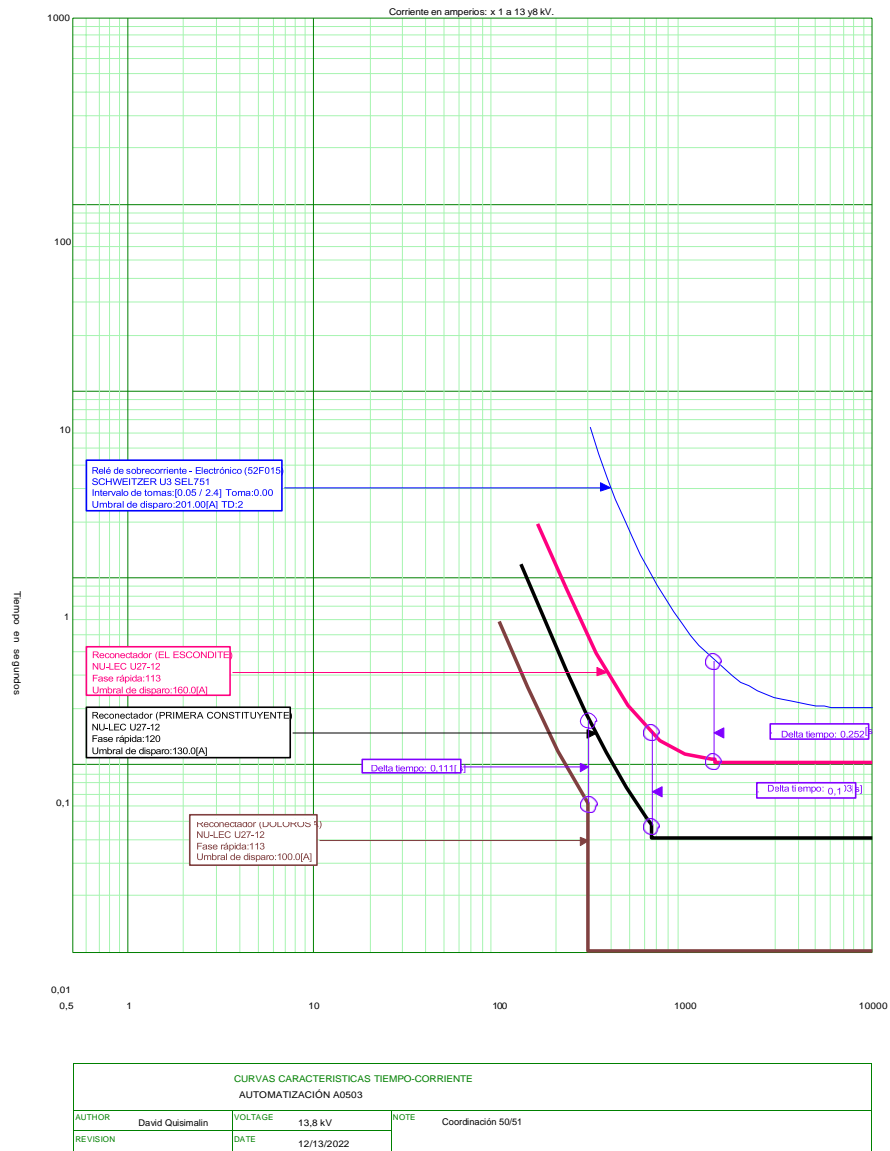


Figura 32. Curvas de protección 50/51 para Alimentador POLICLINICO (A5/1) con sección D y E

- **Coordinación de protección para Opción 9 por falla en la sección B: Restablecimiento de sección D y E desde el Alimentador SAN LUIS (A1/3), HORNADOS SAN LUIS Y DOLOROSA cambian al grupo B de protección.**

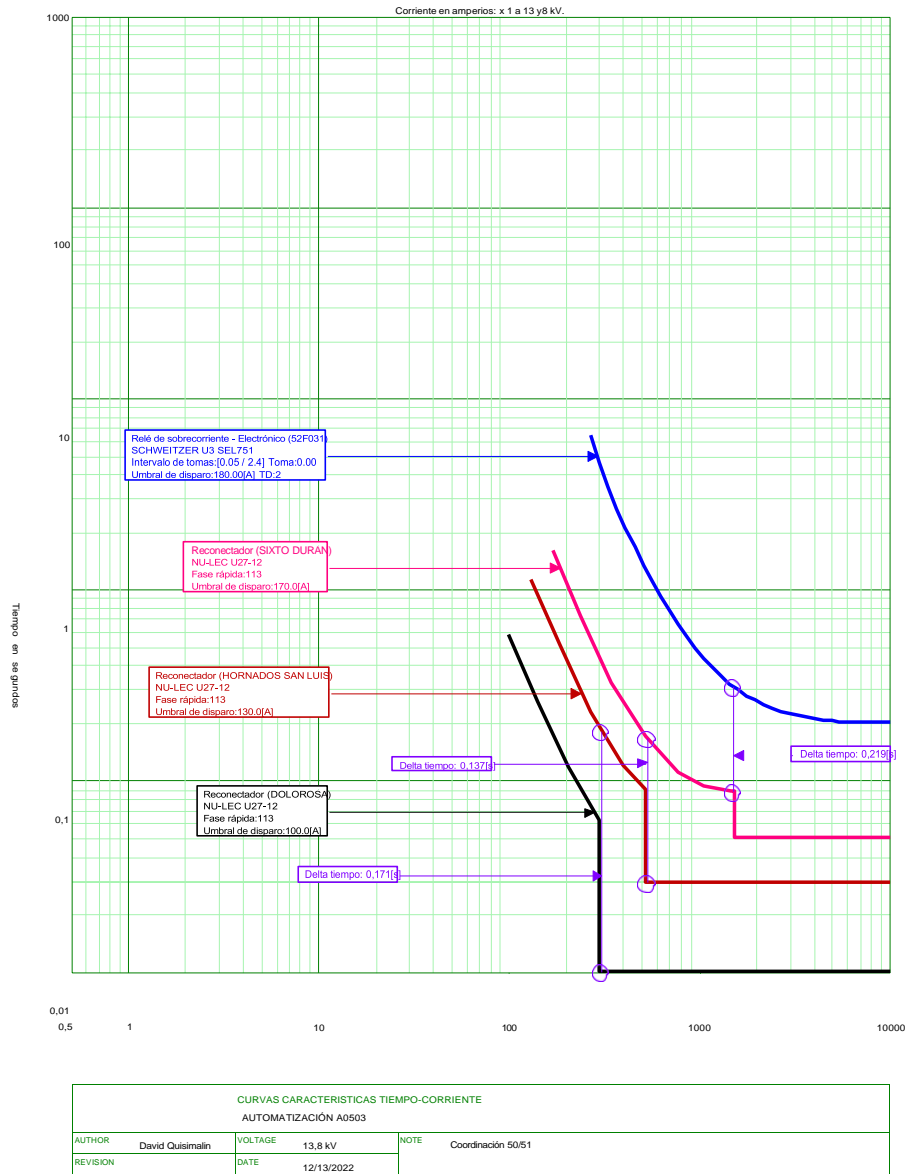


Figura 33. Curvas de protección 50/51 para Alimentador SAN LUIS (A1/3) con sección D y E

Coordinación de protección para Opción 1 por falla en la sección A: Restablecimiento de sección B, C y D desde el Alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2), LA SALLE, ARGENTINOS Y TARQUI, AV CA RODRIGUEZ Y PURUHA y ECUAVISIÓN cambian al grupo B de protección.

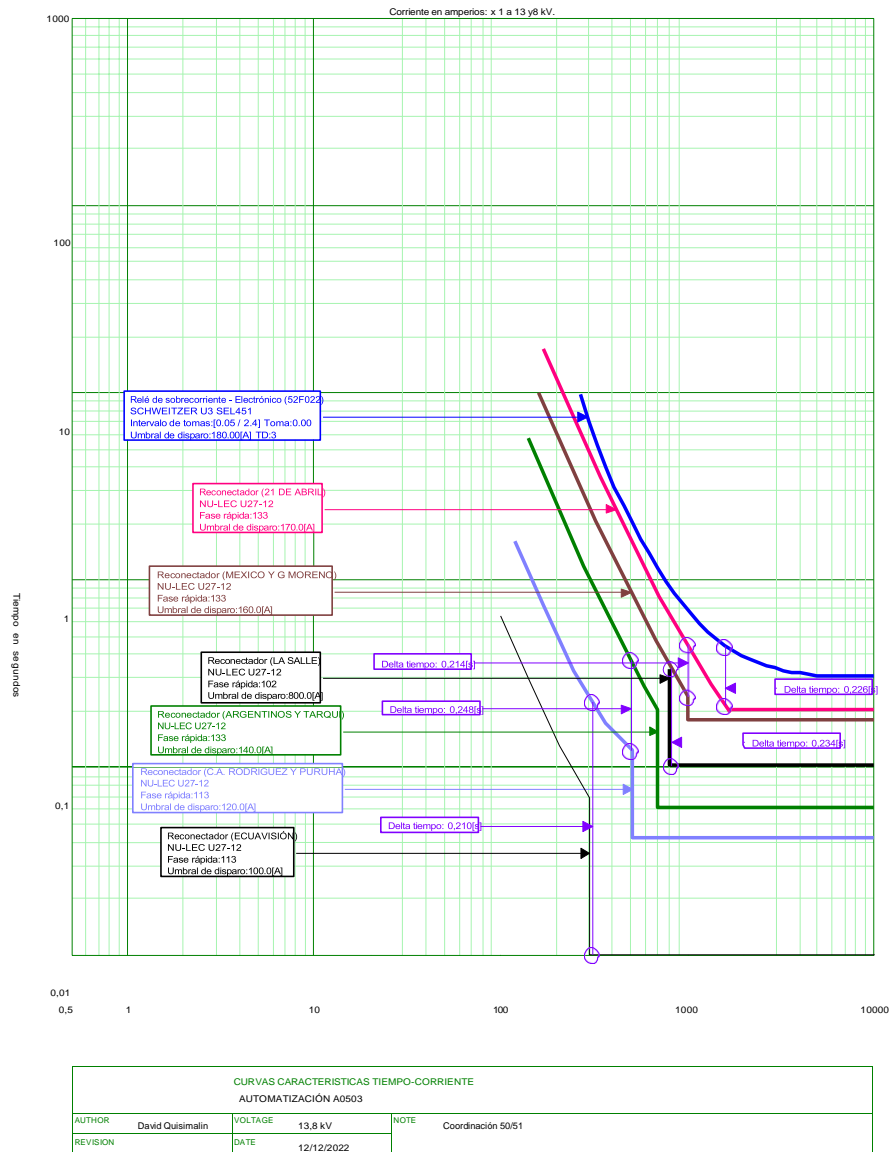


Figura 34. Curvas de protección 50/51 para Alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) con sección B, C y D

- **Coordinación de protección para Opción 2 por falla en la sección A: Restablecimiento de sección B, C y D desde el Alimentador CALLE TARQUI (A4/1), MOLINOS PUYOL, AV CA RODRIGUEZ Y PURUHA y ECUAVISIÓN cambian al grupo B de protección.**

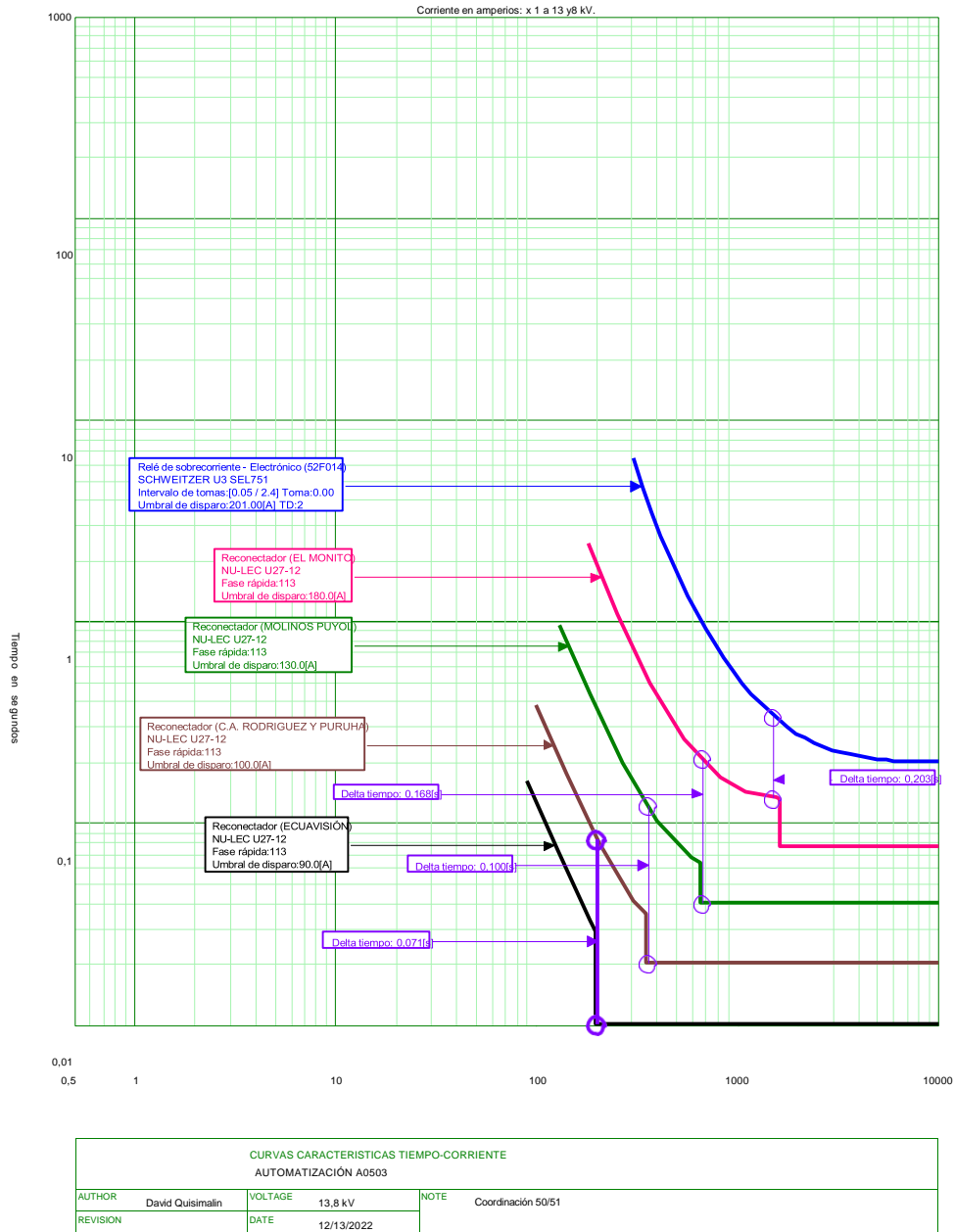


Figura 35. Curvas de protección 50/51 para Alimentador CALLE TARQUI (A4/1) con sección B, C y D

- **Coordinación de protección para Opción 3 por falla en la sección A: Restablecimiento de sección B, C, D y E desde el Alimentador POLICLINICO (A5/1), PRIMERA CONSTITUYENTE DOLOROSA, AV CA RODRIGUEZ Y PURUHA y ECUAVISIÓN cambian al grupo B de protección.**

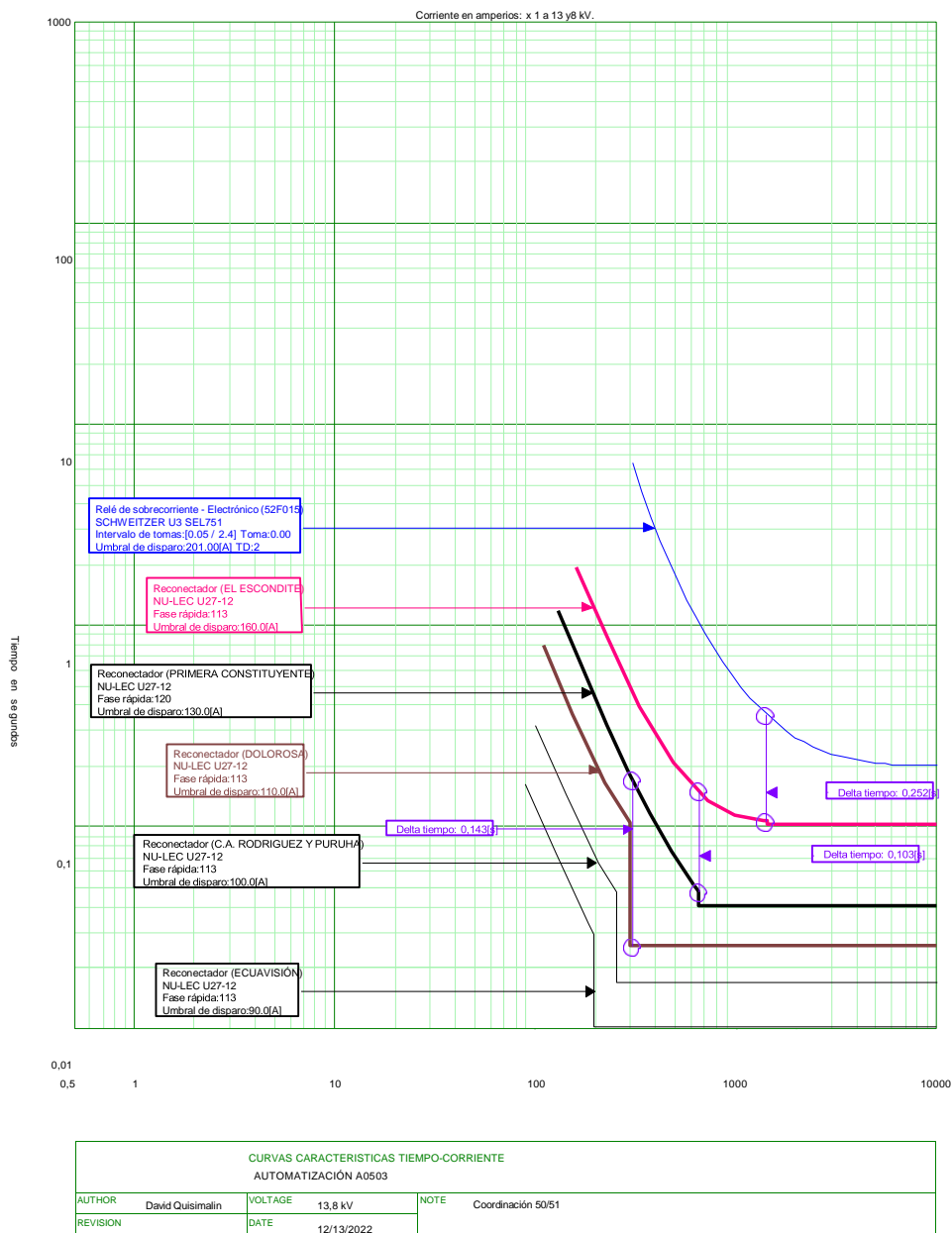


Figura 36. Curvas de protección 50/51 para Alimentador POLICLINICO (A5/1) con

sección B, C, D y E

- **Coordinación de protección para Opción 4 por falla en la sección A: Restablecimiento de sección B, C, D y E desde el Alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2), LA SALLE, ARGENTINOS Y TARQUI, AV CA RODRIGUEZ Y PURUHA y ECUAVISIÓN cambian al grupo B de protección.**

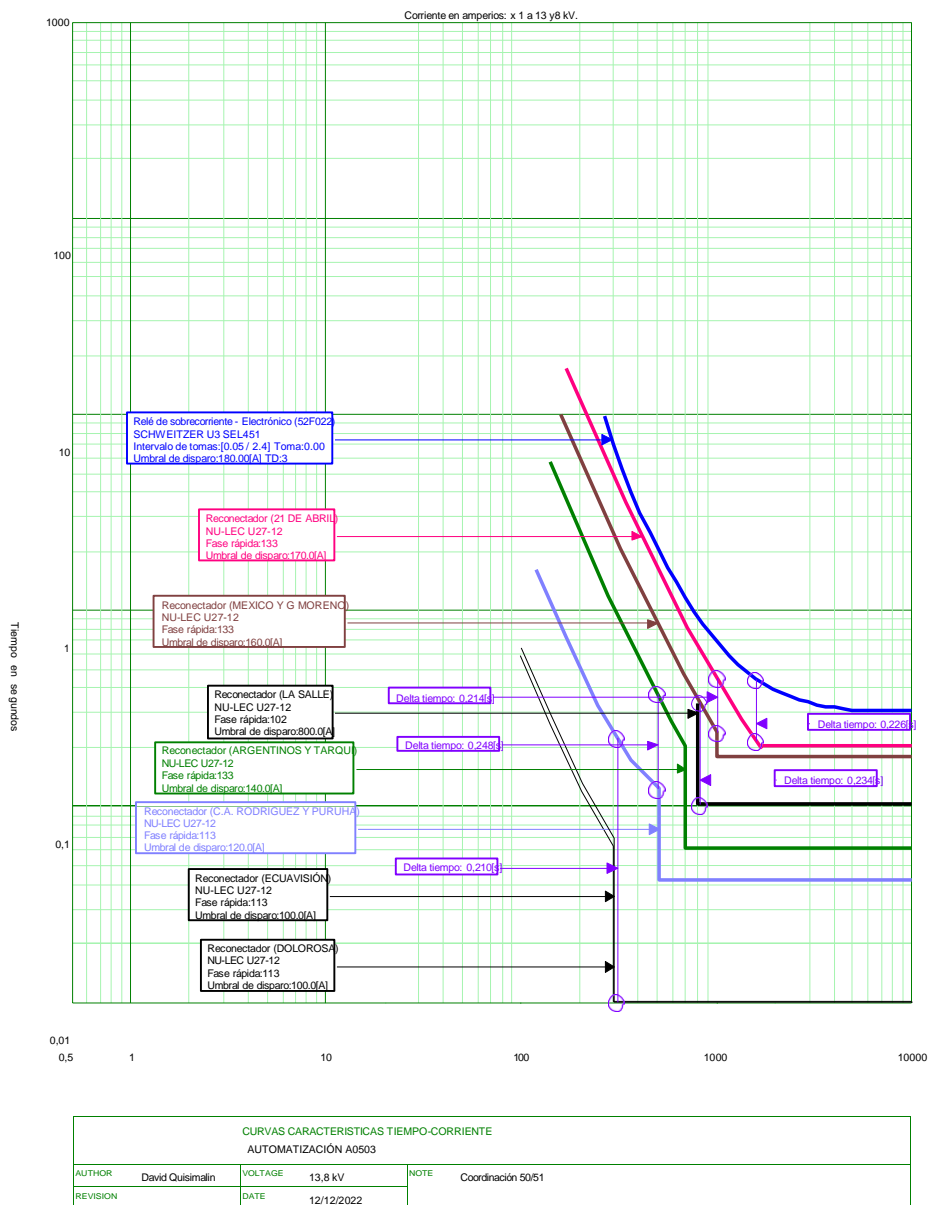


Figura 37. Curvas de protección 50/51 para Alimentador PLAZA DAVALOS (A2/2) con sección B, C, D y E

- **Coordinación de protección para Opción 5 por falla en la sección A: Restablecimiento de sección B, C, D y E desde el Alimentador CALLE TARQUI (A4/1), MOLINOS PUYOL, AV CA RODRIGUEZ Y PURUHA y ECUAVISIÓN cambian al grupo B de protección.**

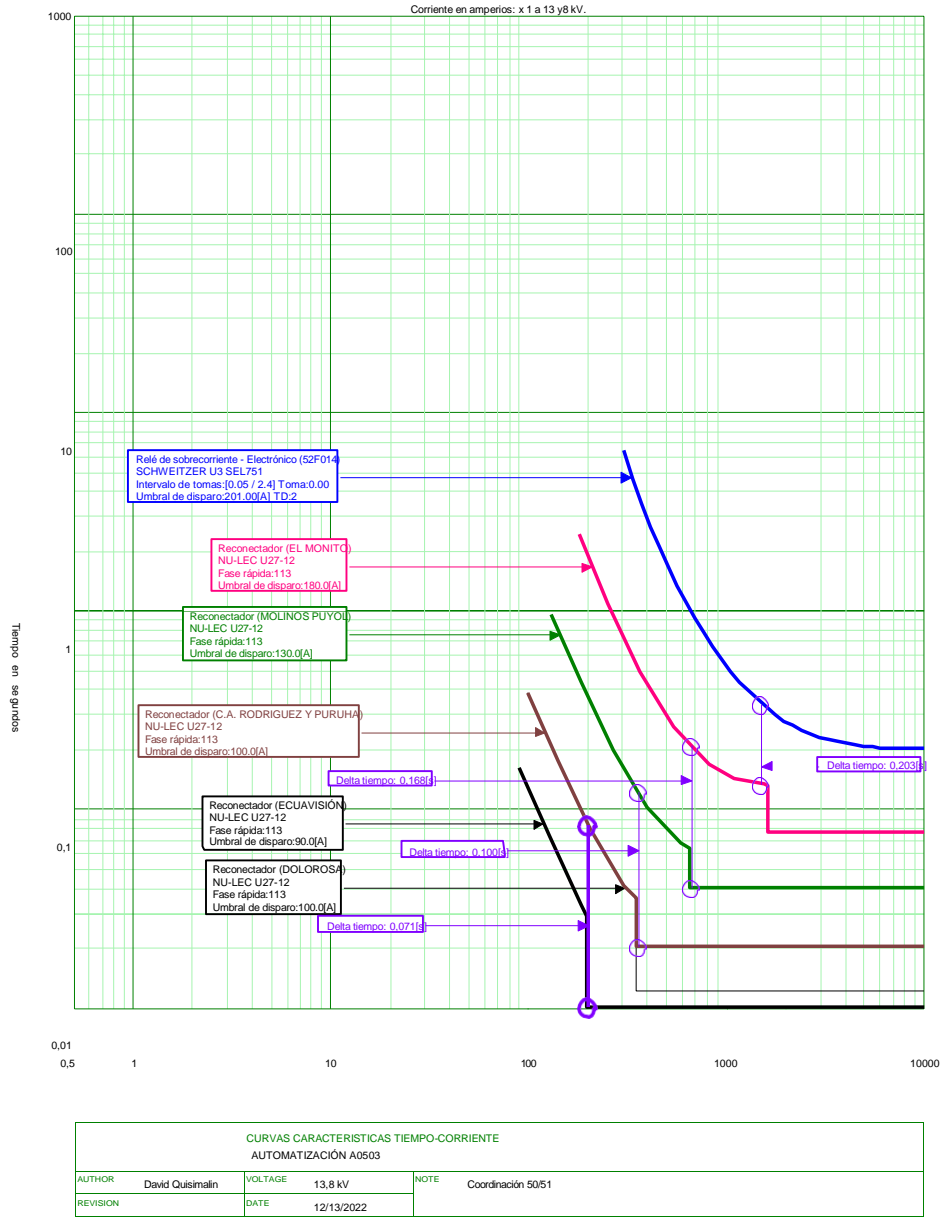


Figura 38. Curvas de protección 50/51 para Alimentador CALLE TARQUI (A4/1) con sección B, C, D y E

3.1.2 Programación del Automatismo

3.1.2.1 Conceptos:

- Equipo: reconectador o relé con su respectivo dispositivo de maniobra
- Transferencia: traslado de una o varias secciones de un alimentador fallado a un alimentador sano.
- Opción: traslado de todas las secciones de un alimentador fallado a uno o más alimentadores sanos. Una opción puede estar compuesta de una o más transferencias.
- Reconfiguración: restablecimiento de las secciones sin falla de un alimentador fallado.
- Listo: condiciones dadas para realizar la operación en caso de ser requerido. Habilita operación.
- Exitoso: maniobra completada satisfactoriamente. Bloquea operación en caso de reconfiguración, cuando se cierra el dispositivo de maniobra de la sección fallada se habilita la reconfiguración.
- Fallido: maniobra terminada por fallo en un comando. Bloquea operación.

3.1.2.2 Arquitectura

Para que una reconfiguración sea exitosa el programa sigue una secuencia de niveles y lazos, los cuales se describe en el siguiente cuadro sinóptico:

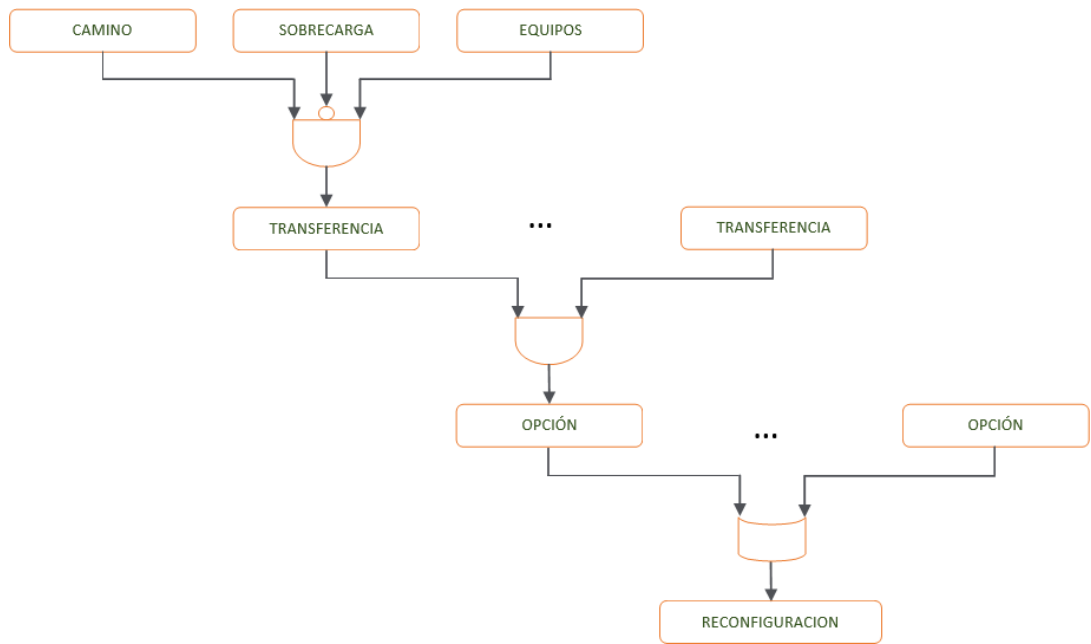


Figura 39. Niveles de programación

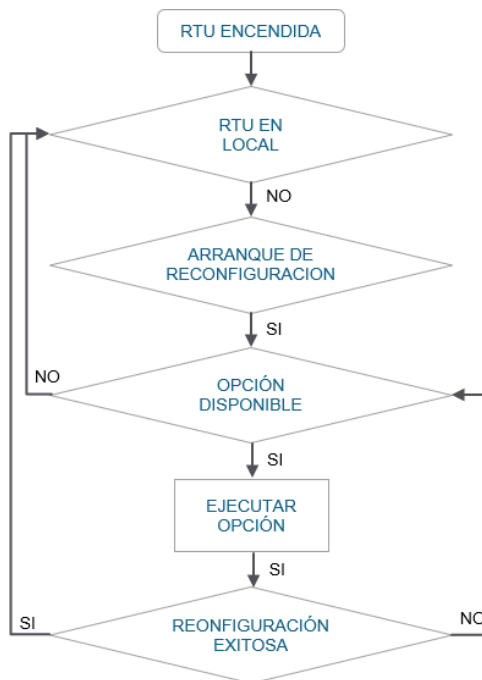


Figura 40. Lazo externo de programación

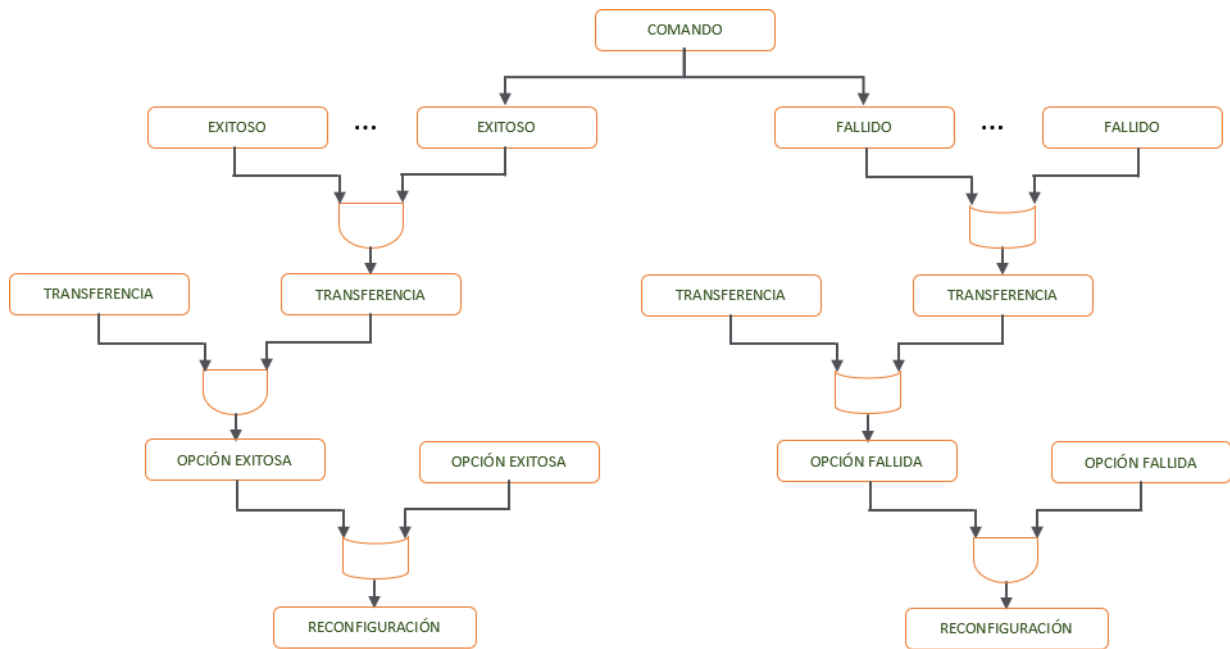


Figura 41. Lazo interno de programación

3.1.2.3 Mapa de Señales de relés de cabecera

Tabla 1. Señales de estados de los relés de cabecera

ESTADOS	
NOMBRE SEÑAL	DESCRIPCIÓN
S3A5_DISPARO_50	Relé Parque Industrial: disparo por protección de sobrecorriente instantánea de fases
S3A5_DISPARO_51	Relé Parque Industrial: disparo por protección de sobrecorriente temporizada de fases
S3A5_DISPARO_50N	Relé Parque Industrial: disparo por protección sobrecorriente instantánea de neutro
S3A5_DISPARO_51N	Relé Parque Industrial: disparo por protección sobrecorriente temporizada de neutro
S3A5_ARRANQUE_51	Relé Parque Industrial: arranque de protección de sobrecorriente temporizada de fases
S3A5_ARRANQUE_51N	Relé Parque Industrial: arranque de protección de sobrecorriente temporizada de neutro

S3A5_ALARMA_81U	Relé Parque Industrial: alarma por baja frecuencia
S3A5_PROT_TIERRA_HABILITAD A	Relé Parque Industrial: protección de tierra habilitada
S3A5_CERRADO	Relé Parque Industrial: interruptor cerrado
S3A5_LOCAL	Relé Parque Industrial: control en local
S3A5_BLOQUEADO	Relé Parque Industrial: bloqueo por 86 actuado
S3A5_FUENTE_MUERTA	Relé Parque Industrial: ausencia de tensión en el lado de fuente
S3A5_COMUNICACION	Relé Parque Industrial: canal de comunicaciones fuera de servicio

Tabla 2. Señales de comandos de los relés de cabecera

COMANDOS	
NOMBRE SEÑAL	DESCRIPCIÓN
S1A4_MANDO	Relé Calle Tarqui: mando de apertura/cierre por automatismo de recomposición
S1A4_MANDO_TIERRA	Relé Calle Tarqui: desactivar protección de tierra
S1A5_MANDO	Relé Policlínico: mando de apertura/cierre por automatismo de recomposición
S1A5_MANDO_TIERRA	Relé Policlínico: desactivar protección de tierra
S2A2_MANDO	Relé Plaza Dávalos: mando de apertura/cierre por automatismo de recomposición
S2A2_MANDO_TIERRA	Relé Plaza Dávalos: desactivar protección de tierra
S3A1_MANDO	Relé San Luis: mando de apertura/cierre por automatismo de recomposición
S3A1_MANDO_TIERRA	Relé San Luis: desactivar protección de tierra
S3A2_MANDO	Relé San Gerardo: mando de apertura/cierre por automatismo de recomposición
S3A2_MANDO_TIERRA	Relé San Gerardo: desactivar protección de tierra
S3A5_MANDO	Relé Parque Industrial: mando de apertura/cierre por automatismo de recomposición
S3A5_MANDO_TIERRA	Relé Parque Industrial: desactivar protección de tierra

SEÑALES ANALOGAS	
NOMBRE DE LA SEÑAL	DESCRIPCIÓN
S3A5_IA	Relé Parque Industrial: corriente fase A en amperios

S3A5_IB	Relé Parque Industrial: corriente fase B en amperios
S3A5_IC	Relé Parque Industrial: corriente fase C en amperios
S2A2_IA	Relé Plaza Dávalos: corriente fase A en amperios
S2A2_IB	Relé Plaza Dávalos: corriente fase B en amperios
S2A2_IC	Relé Plaza Dávalos: corriente fase C en amperios
S3A2_IA	Relé San Gerardo: corriente fase A en amperios
S3A2_IB	Relé San Gerardo: corriente fase B en amperios
S3A2_IC	Relé San Gerardo: corriente fase C en amperios
S3A1_IA	Relé San Luis: corriente fase A en amperios
S3A1_IB	Relé San Luis: corriente fase B en amperios
S3A1_IC	Relé San Luis: corriente fase C en amperios
S1A5_IA	Relé Policlínico: corriente fase A en amperios
S1A5_IB	Relé Policlínico: corriente fase B en amperios
S1A5_IC	Relé Policlínico: corriente fase C en amperios
S1A4_IA	Relé Calle Tarqui: corriente fase A en amperios
S1A4_IB	Relé Calle Tarqui: corriente fase B en amperios
S1A4_IC	Relé Calle Tarqui: corriente fase C en amperios

Tabla 3.3 Señales de analógicas de los relés de cabecera

3.1.2.4 Mapa de Señales de los reconectores FEEDER, TIE y MID POINT

Binary Inputs		
Index		Name
0	disparo por proteccion de sobrecorriente en fase A	Most Recent Trip Phase A Overcurrent
1	disparo por proteccion de sobrecorriente en fase B	Most Recent Trip Phase B Overcurrent
2	disparo por proteccion de sobrecorriente en fase C	Most Recent Trip Phase C Overcurrent
3	disparo por proteccion sobrecorriente en neutro	Most Recent Trip Earth/Ground
4	disparo por sobrecorriente instantanea	Instantaneous Most Recent Trip
5	proteccion de tierra habilitada	Earth/Ground Protection Enabled
6	recierre bloqueado por actuación de protecciones	Protection Lockout
7	arranque de protección de sobrecorriente en fase A	A-Phase Overcurrent Pickup
8	arranque de protección de sobrecorriente en fase B	B-Phase Overcurrent Pickup

9	arranque de protección de sobrecorriente en fase C	C-Phase Overcurrent Pickup
10	arranque de protección de sobrecorriente en neutro	Earth/Ground Overcurrent Pickup
11	puerta del gabinete abierta	Door Open
12	etiqueta de trabajo activo	Work/Hot Line Tag
13	abierto	Switchgear Tripped-open
14	cerrado	Switchgear Closed
15	control en remoto	Controller Mode
16	recierre habilitado	Auto Reclose
17	controlador en estado de bloqueo	Lockout
18	falla de fuente auxiliar	Auxiliary Supply Fail
19	falla de fuente de baterías	Battery Supply Fail
20	falla de carga de capacitores de cierre/disparo	Capacitor Charge Failure
21	error de comunicaciones con SCEM	SCEM Communications Error
22	contactos desgastados	Contact Life Low
23	mantenimiento requerido	Maintenance Required
24	disparo por baja frecuencia	Under Frequency Protection Flag
25	presencia de tensión en el lado de carga	Load Voltage Status
26	presencia de tensión en el lado de fuente	Source Voltage Status
27	grupo de ajustes de protección A activo	Protection Group A Active
28	grupo de ajustes de protección B activo	Protection Group B Active
29	grupo de ajustes de protección C activo	Protection Group C Active
30	falla conexión tanque-controlador	Switchgear Connection
31	apertura mecánica	Mechanical Trip
32	cierre inhibido	Close Isolate
33	apertura inhibida	Trip Isolate

Tabla 3.4 Señales de entradas binarias de los reconfiguradores

Analog Inputs			
Index	Name	Name	Units
0	corriente fase A en amperios	A-Phase Current	Amps
1	corriente fase B en amperios	B-Phase Current	Amps
2	corriente fase C en amperios	C-Phase Current	Amps
3	corriente neutro en amperios	Earth/Ground Current	Amps
4	potencia activa en kW	Real Power-P	KW
5	potencia reactiva en kW	Reactive Power-Q	KVAR
6	factor de potencia	Power Factor	N/A

7	potencia aparente en kVA	Apparent Power-S	KVA
8	corriente de falla fase A en amperios	A-Phase Current most recent trip	Amps
9	corriente de falla fase B en amperios	B-Phase Current most recent trip	Amps
10	corriente de falla fase C en amperios	C-Phase Current most recent trip	Amps
11	corriente de falla neutro en amperios	Earth/Ground Current most recent trip	Amps
12	voltaje fases AB en voltios	ABi Phase to Phase	Volts
13	voltaje fases BC en voltios	BCi Phase to Phase	Volts
14	voltaje fases CA en voltios	CAi Phase to Phase	Volts
15	contador de fallas	Operations Counter	Operations
16	frecuencia en Hert	Frequency	Hz
17	voltaje de la batería del controlador	Battery Voltage	Volts

Tabla 3.5 Señales de entradas analógicas de los reconfiguradores

3.1.2.5 Programación

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) desarrollo el estándar IEC 61131 pretendiendo crear un conjunto común de instrucciones para ser usados en todos los Controladores Lógicos Programables (PLCs), sin embargo, debido a la cantidad de fabricantes de estos el esfuerzo ha sido una tarea muy difícil. El estándar IEC 1131 para PLCs consiste en cinco partes, una de las cuales hace referencia a los lenguajes de programación y es referida como la IEC 1131-3.

El estándar IEC 61131 -3 es el primer esfuerzo en el ámbito de la automatización industrial para estandarizar los lenguajes de programación, permitiendo así integrar distintos fabricantes, así como sistemas más flexibles y reconfigurables. Es la especificación de la sintaxis y semántica de un conjunto unificado de lenguajes de programación incluyendo el modelo general del software y su estructura como lenguaje.

Las unidades de organización de programa (POUs) esta conformadas por programas, bloque de función y funciones; las funcione pueden ser estándar o definidas por el usuario, mientras que un bloque de función representa una función de control especializada.

El bloque de función puede ser reusados una y otra vez. Una función siempre da la misma salida para las mismas entradas. Un bloque de Función no, ya que puede tomar en cuenta como llego a su estado actual. Con lo definido anteriormente se puede decir que un programa es una red de funciones y bloques de función y puede ser escrito en cualquiera de los leguajes de programación definidos en el estándar.

3.1.2.5.1 Diagrama de Bloque de Función (FBD)

Es un lenguaje grafico que representa el comportamiento del programa mediante un conjunto de bloques de funciones a la manera de los diagramas de circuitos de electrónica.

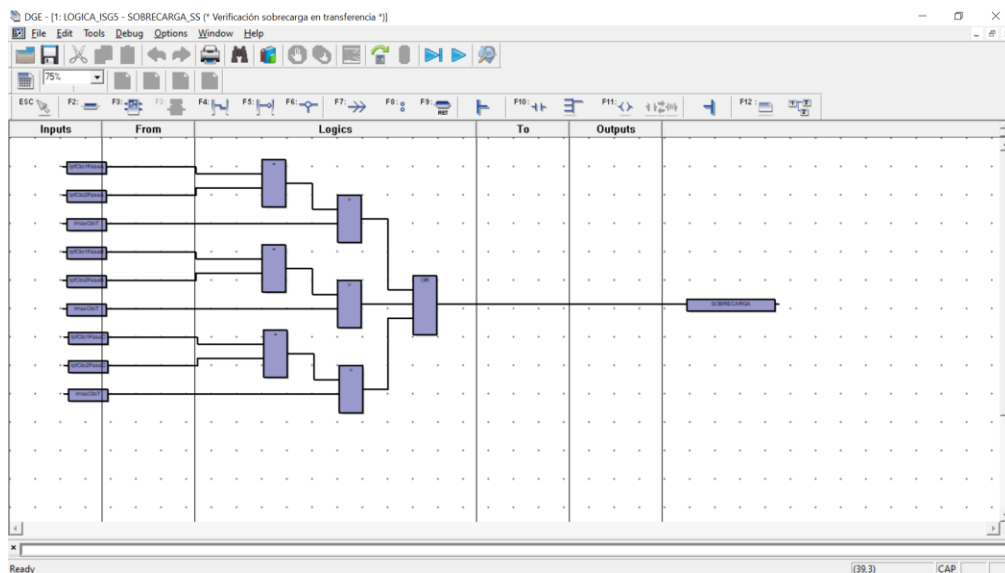


Figura 42. Diagrama de Bloque de Funciones

3.1.2.5.2 Texto Estructurado (TE)

Es un lenguaje poderoso de alto nivel, contiene todos los elementos esenciales de un lenguaje de programación moderno, incluye selección del flujo de ejecución.

- IF ... THEN ... ELSIF ... THEN ... ELSE ... END_IF
- CASE ... OF ... ELSE ... END_CASE
- WHILE ... DO ... END_WHILE
- FOR ... TO ... BY ... DO ... END_FOR

```

1 | [(*Verificación de condiciones de equipos para realizar transferencia*)]
2 |
3 | (*Feeders*)
4 | (*Relé La Condaine listo*)
5 | S1A1_LISTO := S1A1_REMOTO AND NOT S1A1_COM_NOT_OK AND SE01_COM_OK AND NOT S1A1_ALARMA_81U;
6 | (*Relé Parque Sucre listo*)
7 | S1A2_LISTO := S1A2_REMOTO AND NOT S1A2_COM_NOT_OK AND SE01_COM_OK AND NOT S1A2_ALARMA_81U;
8 | (*Relé Epoch listo*)
9 | S1A3_LISTO := S1A3_REMOTO AND NOT S1A3_COM_NOT_OK AND SE01_COM_OK AND NOT S1A3_ALARMA_81U;
10 | (*Relé Calle Tarqui listo*)
11 | S1A4_LISTO := S1A4_REMOTO AND NOT S1A4_COM_NOT_OK AND SE01_COM_OK AND NOT S1A4_ALARMA_81U;
12 | (*Relé Policlínico listo*)
13 | S1A5_LISTO := S1A5_REMOTO AND NOT S1A5_COM_NOT_OK AND SE01_COM_OK AND NOT S1A5_ALARMA_81U;
14 | (*Relé Cache listo*)
15 | S1A6_LISTO := S1A6_REMOTO AND NOT S1A6_COM_NOT_OK AND SE01_COM_OK AND NOT S1A6_ALARMA_81U;
16 | (*Relé Loma de Quito listo*)
17 | S2A1_LISTO := S2A1_REMOTO AND NOT S2A1_COM_NOT_OK AND SE02_COM_OK AND NOT S2A1_ALARMA_81U;
18 | (*Relé Plaza Davalos listo*)
19 | S2A2_LISTO := S2A2_REMOTO AND NOT S2A2_COM_NOT_OK AND SE02_COM_OK AND NOT S2A2_ALARMA_81U;
20 | (*Relé La Georgina listo*)
21 | S2A3_LISTO := S2A3_REMOTO AND NOT S2A3_COM_NOT_OK AND SE02_COM_OK AND NOT S2A3_ALARMA_81U;
22 | (*Relé Guano listo*)
23 | S2A4_LISTO := S2A4_REMOTO AND NOT S2A4_COM_NOT_OK AND SE02_COM_OK AND NOT S2A4_ALARMA_81U;
24 | (*Relé La Brigada listo*)
25 | S2A6_LISTO := S2A6_REMOTO AND NOT S2A6_COM_NOT_OK AND SE02_COM_OK AND NOT S2A6_ALARMA_81U;
26 | (*Relé San Ius listo*)
27 | S3A1_LISTO := S3A1_REMOTO AND NOT S3A1_COM_NOT_OK AND SE03_COM_OK AND NOT S3A1_ALARMA_81U;
28 | (*Relé San Gerardo listo*)
29 | S3A2_LISTO := S3A2_REMOTO AND NOT S3A2_COM_NOT_OK AND SE03_COM_OK AND NOT S3A2_ALARMA_81U;
30 | (*Relé Tubasac listo*)
31 | S3A3_LISTO := S3A3_REMOTO AND NOT S3A3_COM_NOT_OK AND SE03_COM_OK AND NOT S3A3_ALARMA_81U;
32 | (*Relé Penipe listo*)
33 | S3A4_LISTO := S3A4_REMOTO AND NOT S3A4_COM_NOT_OK AND SE03_COM_OK AND NOT S3A4_ALARMA_81U;
34 | (*Relé Parque Industrial listo*)
35 | S3A5_LISTO := S3A5_REMOTO AND NOT S3A5_COM_NOT_OK AND SE03_COM_OK AND NOT S3A5_ALARMA_81U;
36 | (*Relé Chasbo listo*)
37 | S13A3_LISTO := S13A3_REMOTO AND NOT S13A3_COM_NOT_OK AND SE13_COM_OK AND NOT S13A3_ALARMA_81U AND NOT S13A3_MANT_REQ;
38 | (*Relé Ilicán listo*)
39 | S4A1_LISTO := S4A1_REMOTO AND NOT S4A1_COM_NOT_OK AND SE04_COM_OK AND NOT S4A1_ALARMA_81U;
40 | (*Relé San Andrés listo*)
41 | S4A2_LISTO := S4A2_REMOTO AND NOT S4A2_COM_NOT_OK AND SE04_COM_OK AND NOT S4A2_ALARMA_81U;

```

Figura 43. Texto Estructurado, Equipos Listos

3.2 Validación técnica -económica de los resultados:

La automatización en redes primarias de distribución de energía eléctrica es de igual o mayor importancia que en las áreas de Generación y Transmisión de la Ingeniería Eléctrica, donde el automatismo penetra fuertemente, siendo casi imposible que una de las mencionadas áreas funcione de manera adecuada y optima.

Los avances tecnológicos actualmente han hecho una realidad la automatización del campo de la ingeniería eléctrica en lo que tiene que ver con la distribución, generación y subtransmisión de energía eléctrica. Principalmente el bajo costo de equipamiento digital ha

creado nuevas herramientas para la automatización de sistemas eléctricos, siendo un gran beneficio para las empresas distribuidoras de energía eléctrica y sus clientes.

El restablecimiento automático ante fallas del suministro de energía eléctrica presenta una inversión considerable y necesaria en equipos tecnológicos para las redes de distribución de las empresas distribuidoras, la rentabilidad de la inversión a corto, media y largo plazo es evidente, siendo la energía no suministrada una de sus mayores ventajas sin dejar de lado y con no menor importancia los tiempos y frecuencia de interrupción del suministro eléctrico.

3.2.1 Tiempos de restablecimiento del suministro eléctrico

Restablecer el suministro eléctrico a secciones o tramos de alimentador fuera de fallas permanentes en la actualidad a las empresas distribuidor conlleva mucho tiempo, el proceso de identificar, aislar y restablecer el suministro eléctrico en zonas o secciones no afectadas en coordinación con la operación manual de la cuadrilla conlleva mucho tiempo y recursos, con el restablecimiento automático de lo indicado el tiempo de atención disminuye considerablemente de acuerdo con el siguiente detalle:

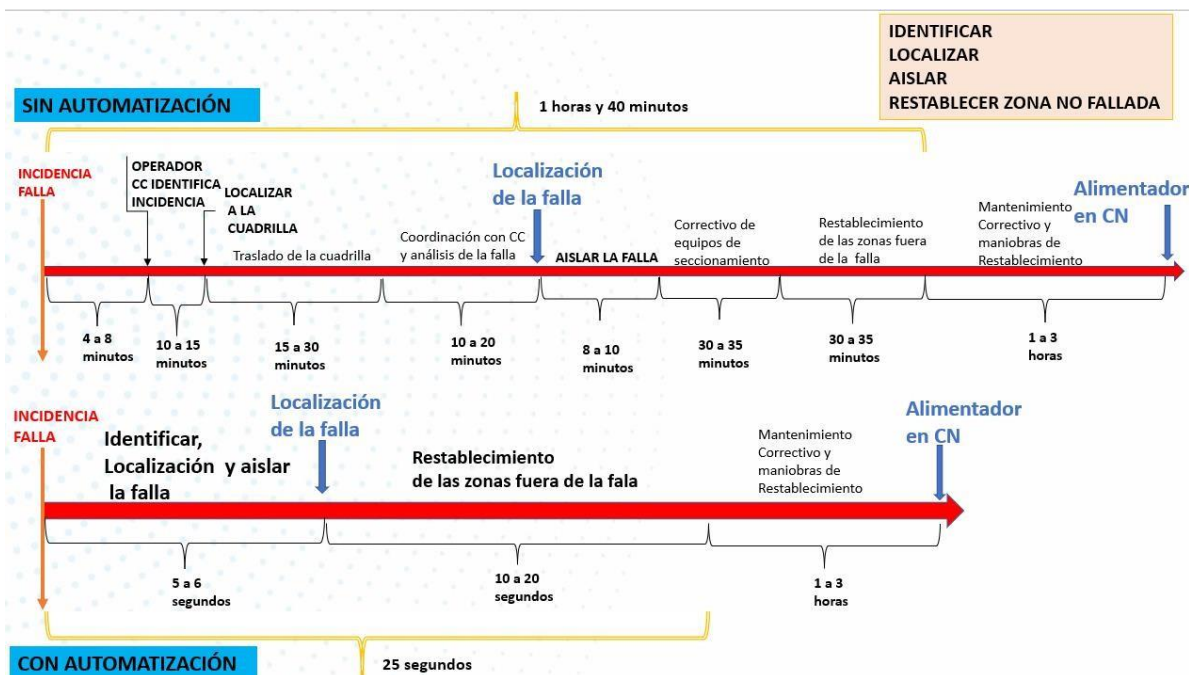


Figura 44. Esquema tiempos Automatización

Como se puede observar en la Figura 3.26 el tiempo del restablecimiento automático ante fallas permanentes es mucho menor al tiempo de operación sin automatización, lo que se traduce a un ahorro significativo en recursos tales como transporte, personal y materiales. Así mismo las empresas distribuidoras de energía eléctrica tendrán una alta rentabilidad ya que no dejarán de vender energía debido al restablecimiento automático de las secciones fuera de falla, volviendo al sistema confiable y eficiente.

3.2.2 Análisis de secciones fuera de falla

En capítulo II y III se observó que en cada sección de falla aislada se puede restablecer el suministro eléctrico a las demás secciones fuera de falla a través de las diferentes opciones de transferencia, esto representa a las empresas distribuidoras el no dejar de vender la energía eléctrica determinando que el restablecimiento automático de energía eléctrica es rentable, a continuación se realizara un análisis de cuanta energía o potencia no dejara de ser suministrada producto de falla permanentes:

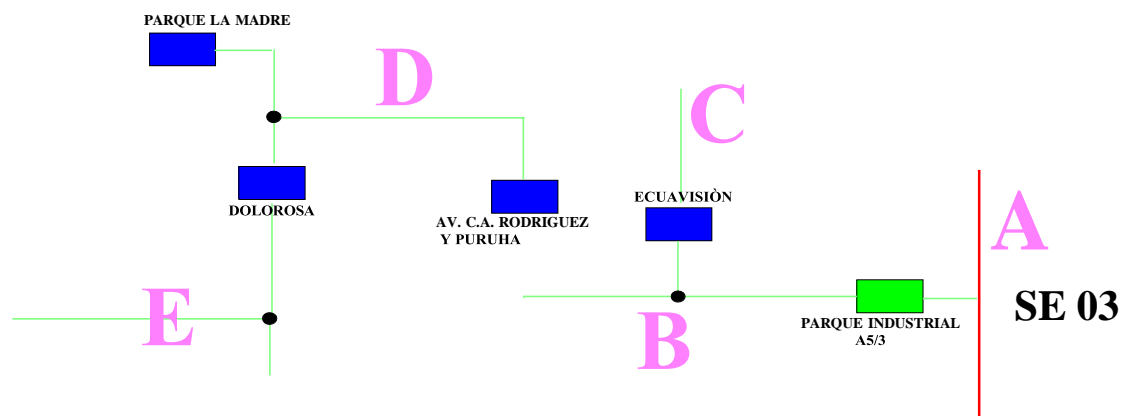


Figura 45. Secciones de falla

A continuación, se presenta la carga por equipo y sección de falla en el alimentador PARQUE INDUSTRIAL (A5/3) caso de estudio:

EQUIPO	POTENCIA MAXIMA	UNID.
ECUAVISION	0.35	MW
AV. C. A. RODRIGUES Y PURUHA	1.29	MW
DOLOROSA	0.57	MW
ALIMENTADOR PARQUE INDUSTRIAL (A5/3)	1.85	MW

Tabla 3.6 Carga por equipo

SECCIONES DE FALLA	POTENCIA MAXIMA	UNID.
E	0.57	MW
D	0.72	MW
C	0.35	MW
B	0.21	MW
A	1.85	MW

Tabla 3.7 Carga por sección de falla

3.2.2.1 Falla permanente en la sección A

Una falla permanente en la sección A representa dejar de suministrar energía eléctrica a las secciones B, C, D y E lo cual de tabla 3.7 corresponde a 1.85 MW de potencia activa lo que es una pérdida económica para la empresa distribuidora.

3.2.2.2 Falla permanente en la sección B

Una falla permanente en la sección B representa dejar de suministrar energía eléctrica a las secciones C, D y E lo cual de tabla 3.7 corresponde a 1.64 MW de potencia activa lo que es una pérdida económica para la empresa distribuidora.

3.2.2.3 Falla permanente en la sección D

Una falla permanente en la sección D representa dejar de suministrar energía eléctrica a la sección E lo cual de tabla 3.7 corresponde a 0.57 MW de potencia activa lo que es una pérdida económica para la empresa distribuidora.

3.3 Evaluación de expertos.

Para este apartado he considerado disponer de la evaluación del Ing. Edison Fabricio Guanochanga Collaguazo, Ingeniero Eléctrico de protecciones del departamento de Control y Monitoreo de la EERSA, quien conoce en específico la automatización de alimentadores de redes primarias de distribución en lo que tiene que ver con: protecciones, sistema SCADA, comunicaciones y metodología del automatismo.

La especialización, así como las experiencias prácticas en el área de protecciones, reconfiguraciones de red, automatización de sistemas de distribución, subestaciones digitales durante estos 5 años me han permitido colaborar en pruebas y puestas en marcha de proyectos innovadores, así como investigaciones en revistas de alto impacto.

Ante lo descrito, puedo certificar que la investigación de la metodología de automatización es un enfoque sistemático y estructurado para automatizar transferencias de carga que se han visto afectadas ante una falla en un corto tiempo, siguiendo una metodología a partir de varias consideraciones, lo que su impacto en los sistemas de distribución es de gran ventaja ya que ayudan a minimizar los indicadores de calidad del servicio técnico en un 70% de los valores antes de una implementación de automatización.

La implementación de sistema de distribución automatizado se centra en la mejora de la confiabilidad, y abarca readecuaciones de red, instalación de equipos de maniobra y protección automática, coordinación de protecciones y programación lógica de automatización en unidades terminales remotas.

Se tienen experiencias en potencias desconectadas ante la salida de un alimentador llegando a ser esta 8.633 kVA que abarca 6.065 clientes, una vez que arranca la automatización aislando la zona en falla inician las maniobras automáticas para transferencia, llegando a restaurarse 5.822 clientes quedando solo un 4% afectado.

Es importante considerar una redundancia que permita garantizar la operatividad de la automatización del sistema, en fin de que si existe falla de la unidad terminal remota ya sea por perdida de comunicación o pérdida de fuente ingrese la de respaldo.

3.4 Evaluación de usuarios.

Evaluación 1.- En mi experiencia como operador del Centro de Control desde el año 2021 que se implementó la automatización de los alimentadores de la zona urbana de la ciudad de Riobamba, puedo mencionar que los tiempos de interrupción y la consecuente infracción de los índices de calidad del servicio eléctrico FMIK, TTIK se han mejorado notablemente como se indica en la figura 46.

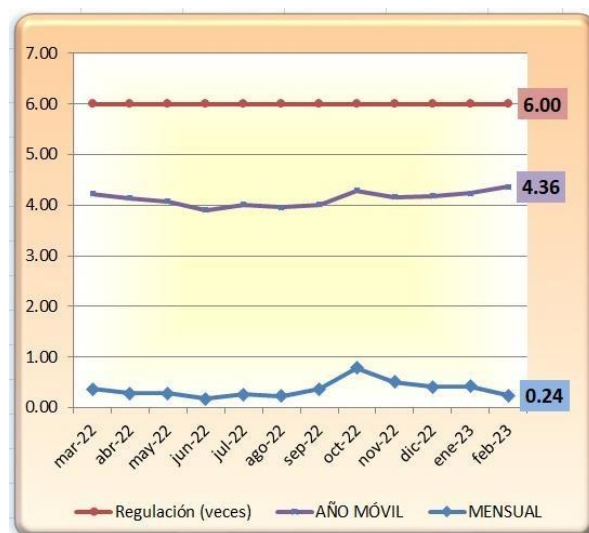


Figura 46. Indicadores FMIK y TTIK

Antes de la implementación de la automatización en eventos de falla, el operador analizaba los eventos, protecciones que actuaron y realizaba las maniobras de aislamiento de la zona afectada en un tiempo comprendido entre 3 a 5 minutos, dependiendo de la complejidad de la falla y de la experiencia del operador.

Actualmente, la automatización realiza el análisis de eventos y aislamiento de la zona en falla en cuestión de milisegundos por lo que la función del operador es exclusivamente verificar su correcta actuación y coordinar las acciones necesarias para el trabajo emergente correctivo si es el caso. Según Ingeniero Jonathan Huilca, Operador de turno DMD del Centro de Control de la EERSA.

Evaluación 2.- Se observa que la automatización desarrollada permite identificar y aislar zonas afectadas por fallas generadas en la red de distribución, permite reconexiones del servicio eléctrico de forma remota y en tiempo real, garantizando la continuidad del suministro eléctrico. Es de fácil manejo e intuitivo lo que ayuda a su operabilidad y ha disminuido considerablemente los tiempos de respuesta. Con las pruebas de funcionamiento en que se ha participado se ha evidenciado la confiabilidad en los procesos, facilitando los trabajos de mantenimiento y garantizando la seguridad del personal que trabaja en campo.

El tiempo de respuesta en la operación y maniobra de equipos se encuentra en el rango de los segundos, lo que hace que trabaje en tiempo real. En el caso que los equipos detecten fallas en la red, con la automatización ha establecido un tiempo de reconexión máximo de 10 segundos. Según Ingeniero Joseph David Guerra Chávez, Operador de turno DMD del Centro de Control de la EERSA.

Evaluación 3.- En la Empresa Eléctrica Riobamba se ha implementado la automatización de todo sistema de distribución urbano, todo esto mediante la instalación de reconetadores en medio vano y para transferencia entre alimentadores, su función es operar automáticamente cuando haya alguna falla en la red, aislarla y de ser posible transferir la carga desconectada hacia otro alimentador en el menor tiempo posible.

Como operador todo este proceso de analizar la falla cuando ocurre, comenzar a aislarla y transferir la carga desconectada tomaba entre quince a veinte minutos pero con la automatización se ha logrado reducir a tiempos muy pequeños de alrededor de doce a quince segundos lo que es muy bueno ya que reduce los tiempos de corte a los usuarios, la empresa mejora en cuanto a los indicadores de calidad, se aísla y se ubica la falla más rápido, con este precedente exitoso se está instalando reconetadores en la parte rural de la provincia de Chimborazo para poder replicar lo ya hecho en la parte urbana de Riobamba. Según Ingeniero José Marín, Operador de turno DMD del Centro de Control de la EERSA.

Evaluación 4.- Durante el periodo en el que se ha puesto en marcha el proyecto de automatización de los alimentadores urbanos de la EERSA he observado que, la implementación de la automatización a los alimentadores ha permitido mejorar los tiempos de análisis de las condiciones de falla, cálculo de la capacidad de transferencia a otros alimentadores, operación de equipos de maniobra; acciones que tienen un impacto directo en el mejoramiento de los índices de calidad de servicio además de brindar una mejora en la percepción del servicio al usuario final. Según Ingeniero Álvaro Napoleón Chiguano Velasco, Operador de turno DMD del Centro de Control de la EERSA.

3.5 Evaluación de impactos o resultados.

La automatización de redes primarias (Alimentadores) del sistema de distribución de las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica es de vital importancia, ya que su implementación hace que el restablecimiento de energía eléctrica en zonas no falladas sea de manera oportuna hablando en un tiempo de segundos, esto se logra gracias a que el restablecimiento automático ante fallas de alimentadores de la red principal de empresas distribuidoras se basa en identificar de forma inmediata la anomalía o incidencia, aislarlo y restablecer el servicio de energía eléctrica de la zonas que se encuentran fuera de la anomalía a través de transferencia de la carga a distintos alimentadores, todo esto en un tiempo de segundos, con el ello se ha logrado que el impacto y percepción de los usuarios en cuanto a lo que tiene que ver con la interrupción de suministro eléctrico sea mínimo, y no se tendrá

que esperar minutos hasta horas para que el servicio de energía eléctrica sea restablecido producto de una incidencia o bien llamadas fallas en la red eléctrica.

Los resultados son evidentes y se reflejan en la calidad del servicio técnico en lo que tiene que ver con los indicadores FMIK y TTIK, debido a que el automatismo ante fallas hace que la coordinación de protecciones sea más óptima evitando así la frecuencia de desconexiones por fallas transitorias y en el caso de fallas permanentes el tiempo de desconexiones es en el orden de segundos en zonas que se encuentran fuera de la falla, sin dejar de lado la energía que se sigue vendiendo en las zonas fuera de falla convirtiéndose en un beneficio económico para la empresas distribuidoras de energía eléctrica.

3.6 Conclusiones del III capítulo

- Con este desarrollo se ha conseguido disminuir los recursos y tiempos para la recomposición del suministro de energía eléctrica. Puede ser aplicado en los sistemas de distribución dependiendo de la política de operación de la empresa eléctrica, esta puede priorizar la reducción de pérdidas o la mejora en el indicador de continuidad del servicio.
- La programación es escalable además que puede incluir muchas otras funciones objetivas, como balanceo de carga, costos de conmutación y duración promedio de interrupción del sistema. Estas funciones objetivas podrían incluirse en un estudio futuro.
- Es necesario el reemplazo de seccionadores fusibles por seccionadores barra en la troncal de los alimentadores, para evitar la operación de estos ante falas temporales.

4 Conclusiones generales

- Es necesario una coordinación de protecciones con cambio de grupo de protección de ser necesario luego de una reconfiguración de las topologías de los alimentadores involucrados.
- Para la zona urbana se debe analizar la habilitación del re cierre en reconectores y relés de cabecera, teniendo en cuenta que el inicio de la automatización es cuando existe un bloqueo en el equipo tele comandado.
- Se debe considerar todas las restricciones requeridas para las condiciones iniciales de la programación, en fin de evitar afectaciones en la operación luego de su puesta en marcha.
- Es necesario mantener una discusión de criterios en función de: Operación y mantenimiento, coordinación de protecciones, flexibilidad de adaptación de programación, análisis de costo – beneficio con relación a mantenimiento y energía no suministrada. etc.
- La distancia entre relés de cabecera, FEEDER y MIDPOINT es muy corta a la fuente, debido a la topología de los alimentadores urbanos, por tal motivo es necesario una lógica de programación la misma que evalúa la corriente de Pick up en cada equipo permitiendo así identificar el punto de la falla.
- Su fácil identificación de la zona de falla ha permitido la pronta actuación y toma de decisiones para el mantenimiento correctivo, disminuyendo así los índices de la Calidad del Servicio Técnico y en general de la Calidad del servicio.
- En los diferentes eventos de fallas el impacto en las redes es considerable dado que su solución generaba un mayor gasto en recursos, donde los grupos de trabajo realizaban inspecciones visuales en fin de poder localizar la causa de la falla para un posterior restablecimiento. Esto conlleva a la eliminación de seccionadores fusibles en troncal, siendo reemplazados por equipos de tele protección, configurados en base a una coordinación de protecciones previa validación de pruebas sincronizadas con los equipos de inyección de corriente secundaria.
- La presente investigación ayudo a obtener diferentes Opciones de transferencia para el restablecimiento del suministro eléctrico en las secciones fuera de la sección de falla, intentando cada una de ellas hasta obtener una reconfiguración exitosa.

- De acuerdo con los resultados del capítulo 3 el restablecimiento automático logra identificar, aislar y restablecer el suministro eléctrico en secciones fuera de la falla en el orden de segundos, lo cual es imposible realizarlo en coordinación de una cuadrilla de trabajo y operadores del centro de control.

5 Bibliografía

- [1] A. A. Ishan Srivastava, «An application of particle swarm optimisation method for solving network reconfiguration problem in distribution system,» *Int. J. Swarm Intelligence*, Vol. 2, Nos. 2/3/4, 2016, India, 2016.
- [2] D. Q. O. a. A. C. Z. d. S. F. R. Alonso, «Artificial Immune Systems Optimization Approach for Multiobjective Distribution System Reconfiguration,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 0885-8950 © 2014 IEEE, 2014.
- [3] M. I. a. K. A. L. F. I. Fei Ding, «Hierarchical Decentralized Network Reconfiguration for Smart Distribution Systems—Part II: Applications to Test Systems,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 0885-8950 © 2014 IEEE., 2014.
- [4] A. A. b. M. A. b. K. M. M. N. Ali Khorasani Ferdavani, «A Review On Reconfiguration Of Radial Electrical Distribution Network Through Heuristic Methods,» *Universiti Teknologi Malaysia, Johor Bahru 81310 Johor, MALAYSIA*, 2011.
- [5] D. P. M. S. Nikita S. Galat, «Distribution System Feeder Reconfiguration by Robust Optimization Method, Objectives and Solution Methods,» *International Conference on Intelligent Computing and Control Systems*, 978-1-5386-2745-7/17/\$31.00 ©2017 IEEE, Nashik, 2017.
- [6] A. S. M. M. Milad Kabirifar, «Distribution System Reconfiguration Using Heuristic Method and Enhanced Genetic Algorithm with Fuzzy Sets objectives,» *Isfahan University of Technology, Isfahan*, 2015.
- [7] J. L. L. W. Yikui Liu, «Coordinated Optimal Network Reconfiguration and Voltage Regulator/DER Control for Unbalanced Distribution Systems,» 1949-3053 (c) 2018 IEEE., 2018.
- [8] S. Vinay J. Shetty, «Electrical Distribution System Power Loss Reduction and Voltage Profile Enhancement by Network Reconfiguration Using PSO,» 978-1-5386-9249-3\$31.00©2019 IEEE, Dharwad, Karnataka, 2019.

- [9] A. V. P. R. B. Arjun Tyagi, «Reconfiguration of Balanced and Unbalanced Distribution Systems for Cost Minimization,» Proc. of the 2017 IEEE Region 10 Conference (TENCON), Malaysia, November 5-8,2017, India, 2017.
- [10] Y. X. J. L. J. H. X. W. Ying Wang, «On the Radiality Constraints for Distribution System Restoration and Reconfiguration Problems,» IEEE POWER ENGINEERING LETTERS, VOL. XX, NO. X, XXX, 2020.
- [11] C. C. W. J. Yonggui He, «Studies on Technical Proposal and Management Model Based on Automatization System in Rural District,» School of Business Administration in North China Electric Power University, Baoding 011003, China, China, 2008.
- [12] W. H. D. J. H. Y. H. Weiye Zheng, «An Adaptive Distributionally Robust Model for Three-Phase Distribution Network Reconfiguration,» IEEE, 2020.
- [13] A. E. P. Richard Grrer, «Distribution Automation Systems With Advanced Features,» IEEE Rural Electric Power Conference, Chattanooga, Tennessee, 2011.
- [14] A. D. R. Y. C. D. E. Y. R. N. N. RENOVABLES, «REGULACION No. ARCERNNR --002/20 "Calidad del servicio de distribucion y comercializacion de energia electrica",» QUITO, 2020.
- [15] S. Electric, «Schneider Electric,» 11 2020. [En línea]. Available: https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=User+guide&p_File_Name=U-Series+Manual+%28N00-809-03%29.pdf&p_Doc_Ref=N00-809-03. [Último acceso: 10 10 2020].
- [16] P. R. Sánchez, «Automatización del sistema de la red de distribución primaria de la ciudad de Cienfuegos,» UNIVERSIDAD CENTRAL “MARTA ABREU” DE LAS VILLAS, Cuba, 2015.
- [17] M. A. T. Palacios, «Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de datos,» Universidad Ricardo Palma, Lima, Peru, 2010.
- [18] L. M. O. L., «Gateway para la integración de RTU con protocolos propietarios, a una red de adquisición de datos sobre iFix,» Universidad Central de Venezuela, Venezuela, 2003.