



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

“Análisis y diseño para la reconfiguración de los alimentadores 221 y 223 de la Empresa Eléctrica Azogues C. A.”

*Trabajo de Titulación previo
a la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico.*

Autores:

Johnny Gabriel Reinoso Quinteros
jhonnyreinoso98@gmail.com
C.I.: 0302712856

Washington Abel Castro Morales
wasshitomorales@gmail.com
C.I.: 0302713896

Director:

Walter Javier Dután Amay
C.I.: 0301242459

Tutor:

Diego Armando Quezada Morales
C.I.: 0301581336

**Cuenca-Ecuador
14 de abril de 2021**



RESUMEN

La Empresa Eléctrica Azogues C.A. en el continuo mejoramiento de sus redes de distribución, tiene implementados dispositivos inteligentes como relés y reconectores que se mantienen en constante comunicación con el Centro de Control mediante el envío y recepción de señales analógicas y digitales, esta comunicación le permite al operador tener un conocimiento en tiempo real de la situación de la red y realizar maniobras en caso de presentarse alguna contingencia para reestablecer el servicio a la mayor cantidad de usuarios afectados. Debido a que la Empresa no cuenta con sistemas automáticos de control, estas incidencias afectan de manera negativa a la calidad del servicio técnico de la distribuidora ya que requieren de un tiempo prolongado para que los tramos fallados sean aislados de la red y la carga de los tramos sanos se restablezcan mediante la transferencia hacia otro alimentador.

En el presente trabajo se analizó las condiciones normales de operación de la red conformada por los alimentadores 221 y 223 de la distribuidora, con el fin de identificar las variables necesarias para desarrollar un algoritmo de reconfiguración automática para el sistema en estudio, utilizando las señales digitales y analógicas que se obtienen de los dispositivos de protección como relés y reconectores; la ejecución del algoritmo, luego de realizar una comprobación de señales, evalúa los distintos escenarios de falla y al cumplir las condiciones de alguno de ellos ejecuta mandos que permitan aislar el tramo fallado y de ser posible transferir el tramo sano hacia el otro alimentador.

Palabras clave: Reconfiguración. Automatización de la Distribución. Escenario de Falla. CYMDIST. Protecciones. Empresa Eléctrica Azogues C.A.



Abstract

Empresa Eléctrica Azogues C.A. in the continuous improvement of its distribution networks, has implemented intelligent devices such as relays and reclosers that are in constant communication with the Control Center by sending and receiving analog and digital signals, this communication allows the operator to have real-time knowledge of the situation of the network and perform maneuvers in case of any contingency to restore service to the largest number of affected users. Since the Company does not have automatic control systems, these incidents negatively affect the quality of the technical service provided by the distribution company, since they require a long time for the failed sections to be isolated from the network and the load of the healthy sections to be reestablished by transferring them to another feeder.

In this work, the normal operating conditions of the network formed by feeders 221 and 223 of the distribution company were analyzed in order to identify the necessary variables to develop an automatic reconfiguration algorithm for the system under study, using the digital and analog signals obtained from the protection devices such as relays and reclosers; The execution of the algorithm, after performing a signal check, evaluates the different failure scenarios and when the conditions of any of them are met, executes commands that allow isolating the failed section and if possible transferring the healthy section to the other feeder.

Key words: Reconfiguration. Distribution Automation. Fault Scenario. CYMDIST. Protections. Azogues Electric Company C.A.



Tabla de contenido

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y ESTADO DEL ARTE	13
1.1 Objetivos	13
1.1.1 Objetivo General	13
1.1.2 Objetivos Específicos	13
1.3 Empresa Eléctrica Azogues C.A.....	14
1.4 Sistema de subtransmisión.....	15
1.4.1 Área de estudio	15
1.4.1.1 Alimentador 221	16
1.4.1.2 Alimentador 223	16
1.5 Confiabilidad de suministro.....	16
1.5.1 Definiciones	17
1.5.2 Indicadores de confiabilidad de servicio.....	17
1.5.2.1 SAIFI.....	17
1.5.2.2 SAIDI	17
1.5.2.3 MAIFI	17
1.5.2.4 CAIDI.....	17
1.6 Marco regulatorio ecuatoriano para la distribución eléctrica	18
1.6.1 Regulación Nº ARCONEL 002/20.....	18
1.6.1.1 Calidad de Producto	18
1.6.1.2 Calidad de Servicio Técnico.....	19
1.6.1.3 Calidad de Servicio Comercial	20
1.7 Automatización de la Distribución (DA).....	21
1.7.1 Niveles de automatización.....	22
1.7.1.1 Automatización local	22
1.7.1.2 Automatización centralizada	22
1.7.1.3 Automatización semicentralizada.....	22
1.7.1.4 Automatización distribuida.....	23
1.7.1.5 Smart Grid	23
1.7.2 Equipos de control y protección	24
1.7.2.1 Interruptores	24
1.7.2.2 Relés de protección	25
1.7.2.3 Reconectores	27
1.7.2.4 Seccionalizadores	28
1.7.2.5 Fusible	28



1.7.3	Coordinación de equipos de protección	30
1.7.3.1	Coordinación fusible – fusible.....	30
1.7.3.2	Coordinación relé – relé	31
1.7.3.3	Coordinación relé – reconectador	33
1.7.3.4	Coordinación reconectador – fusible.....	34
1.7.3.5	Coordinación reconectador – reconectador	34
1.7.4	Protocolos de comunicación.....	35
1.7.4.1	MODBUS	35
1.7.4.2	DNP 3.0.....	35
1.7.4.3	IEC 60870-5-101	37
1.7.4.4	IEC 61850.....	37
1.7.5	Software para análisis de redes de distribución	38
1.7.5.1	Sistema ADMS	38
1.7.5.2	CYMDIST	42
CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES ACTUALES DEL ÁREA PILOTO		47
2.1.1	Análisis de caída de tensión.....	47
2.1.1.1	Análisis de caída de tensión en el alimentador 221	47
2.1.1.2	Análisis de caída de tensión en el alimentador 223.....	48
2.1.2	Análisis de cargabilidad de alimentadores.....	48
2.1.2.1	Análisis de cargabilidad en el alimentador 221.....	48
2.1.2.2	Análisis de la cargabilidad en el alimentador 223	48
2.1.3	Análisis de pérdidas de potencia	49
2.1.3.1	Análisis de pérdidas de potencia en el alimentador 221	49
2.1.3.2	Análisis de las pérdidas de potencia en el alimentador 223	49
2.2	Análisis del desbalance de fases mediante el estimador de estados del ADMS	50
2.3	Análisis de la coordinación de protecciones en operación normal.....	51
2.3.1	Coordinación de protecciones del alimentador 221 en operación normal.....	51
2.3.2	Coordinación de protecciones del alimentador 223 en operación normal.....	54
2.4	Análisis de los indicadores FMIK y TTIK de los alimentadores y del sistema	56
2.4.1	Análisis de los indicadores FMIK y TTIK del alimentador 221	56
2.4.2	Análisis de los indicadores FMIK y TTIK del alimentador 223	59
2.4.3	Análisis de los indicadores FMIK y TTIK del sistema de distribución	61
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES 221 y 223 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A.		65
3.2	Topología de la zona de protección en operación normal.....	65
3.3	Definición de los escenarios de falla.....	66



3.3.1	Falla en el alimentador 221: Escenario A.....	67
3.3.1.1	Consideraciones iniciales para el automatismo del escenario A.....	68
3.3.1.2	Secuencia de acciones para la reconfiguración automática del escenario A ..	68
3.3.1.3	Análisis del flujo de carga para la topología del escenario A	69
3.3.2	Falla en el alimentador 221: Escenario B	71
3.3.2.1	Consideraciones iniciales para verificar el aislamiento del escenario B.....	71
3.3.2.2	Secuencia de acciones para verificar el aislamiento del escenario B.....	72
3.3.3	Falla en el alimentador 223: Escenario C	72
3.3.3.1	Consideraciones iniciales para el automatismo del escenario C.....	73
3.3.3.2	Secuencia de acciones para la reconfiguración automática del escenario C ..	74
3.3.3.3	Análisis del flujo de carga para la topología del escenario C.....	74
3.3.4	Falla en el alimentador 223: Escenario D.....	76
3.3.4.1	Consideraciones iniciales para verificar el aislamiento del escenario D	77
3.3.4.2	Secuencia de acciones para verificar el aislamiento del escenario D.....	77
3.4	Curvas de carga de los alimentadores en análisis.....	77
3.4.1	Curva de carga diaria del alimentador 221	78
3.4.2	Curva de carga diaria del alimentador 223	78
3.4.3	Curva de carga diaria de los alimentadores 221 y 223	79
CAPÍTULO 4: DISEÑO DEL ALGORITMO PARA RESTAURACIÓN ÓPTIMA DE SUMINISTRO.....		81
4.1	Definición del TAG de las señales	81
4.2	Interfaz gráfica de los reconectores	82
4.3	Descripción de las principales señales implementadas en el algoritmo.	83
4.3.1	Señales de los relés a emplearse en el algoritmo:	84
4.3.2	Señales de los reconectores a emplearse en el algoritmo:	85
4.4	Algoritmo de reconfiguración automática.....	86
4.4.1	Algoritmo de verificación de las condiciones iniciales	87
4.4.2	Algoritmo del escenario A	88
4.4.3	Algoritmo del escenario B.....	88
4.4.4	Algoritmo del escenario C.....	89
4.4.5	Algoritmo del escenario D	90
4.5	Cambio de estado de las señales	90
4.6	Análisis de las curvas tiempo – corriente para las topologías finales	93
4.6.1	Coordinación de curvas tiempo - corriente para el escenario A	93
4.6.2	Coordinación de curvas tiempo - corriente para el escenario C	94
CAPÍTULO 5: RESULTADOS Y CONCLUSIONES		96
5.2	Topología final de los alimentadores luego de la reconfiguración automática.	96



5.2.1	Topología final para el escenario A.....	96
5.2.2	Topología final para el escenario B.....	96
5.2.3	Topología final para el escenario C.....	96
5.2.4	Topología final para el escenario D.....	97
5.3	Impacto en los índices de calidad de servicio técnico	97
5.4	Conclusiones.....	99
5.5	Recomendaciones	102
BIBLIOGRAFÍA.....		103
ANEXO A.....		105
ANEXO B.....		111
ANEXO C.....		116

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Johnny Gabriel Reinoso Quinteros, en calidad de autor/a y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis y diseño para la reconfiguración de los alimentadores 221 y 223 de la Empresa Eléctrica Azogues C. A.", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 14 de abril de 2021



Johnny Gabriel Reinoso Quinteros

C.I: 0302712856



Cláusula de Propiedad Intelectual

Johnny Gabriel Reinoso Quinteros, autor del trabajo de titulación "Análisis y diseño para la reconfiguración de los alimentadores 221 y 223 de la Empresa Eléctrica Azogues C. A.", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 14 de abril de 2021

Johnny Gabriel Reinoso Quinteros

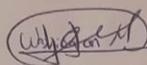
C.I: 0302712856

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Washington Abel Castro Morales, en calidad de autor/a y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis y diseño para la reconfiguración de los alimentadores 221 y 223 de la Empresa Eléctrica Azogues C. A.", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 14 de abril de 2021



Washington Abel Castro Morales

C.I: 0302713896



Cláusula de Propiedad Intelectual

Washington Abel Castro Morales, autor del trabajo de titulación "Análisis y diseño para la reconfiguración de los alimentadores 221 y 223 de la Empresa Eléctrica Azogues C. A.", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 14 de abril de 2021

Washington Abel Castro Morales

C.I: 0302713896



**ESTE TRABAJO DE TITULACIÓN HA SIDO DESARROLLADO DENTRO DEL CONVENIO MARCO
ENTRE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA Y LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A.**

Los autores agradecen al departamento de control de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. por la información y los conocimientos aportados durante el desarrollo de este trabajo de titulación.



CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y ESTADO DEL ARTE

El Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución (PMD), descrito en el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2013 – 2022, tiene como objetivos ampliar las redes de distribución con un enfoque en el incremento de cobertura, mejoramiento de los índices de calidad del servicio eléctrico y la reducción de pérdidas de energía. Entre los indicadores para medir la calidad del servicio eléctrico se consideraron tres aspectos importantes para establecer las metas dentro del PMD: disminución en los errores en facturación (PEF), frecuencia media de interrupción por kVA instalado (FMIK) y tiempo medio por kVA instalado (TTIK).

En la evaluación de la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica se consideran los siguientes indicadores: calidad de producto, calidad del servicio técnico y calidad del servicio comercial. Los alimentadores 221 y 223 pertenecientes a la Subestación 2 de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. presentan altos valores de índices de calidad del servicio técnico (frecuencia de interrupciones (FMIK) y duración de interrupciones (TTIK)). La Empresa Eléctrica Azogues ha incorporado herramientas, equipos tele controlados, sistemas y demás infraestructura; sin embargo, se requiere complementar el esquema de automatización implementado de tal manera que permita minimizar la carga nominal (kVA) fuera de servicio de una forma rápida y eficaz.

La implementación de la automatización de la distribución tiene impactos positivos en las empresas distribuidoras, brindándoles beneficios como mejorar la confiabilidad de su sistema eléctrico, mayor eficiencia en sus procesos operativos, o extensión de la vida útil de los activos de distribución. Si se realiza un adecuado análisis y diseño que permita obtener un algoritmo de automatización de los dos alimentadores en estudio, es posible mejorar los índices de calidad de servicio técnico FMIK y TTIK de la empresa.

En este capítulo se muestra la situación inicial de la Empresa Eléctrica Azogues C. A. así como de los alimentadores que intervendrán en el desarrollo de este trabajo. Se indican también conceptos básicos, software y equipos con los que se realizará los distintos análisis.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo General

Analizar y diseñar la reconfiguración de los alimentadores 221 y 223 de la Empresa Eléctrica Azogues C.A., para mejorar los índices de calidad de servicio técnico.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Revisar el estado del arte relacionado con la automatización de la distribución.
- Analizar la topología actual de cada alimentador y determinar los posibles escenarios de falla.
- Determinar las acciones a realizar con el fin de restaurar el suministro de las secciones analizadas.
- Diseñar el algoritmo de control para la restauración del suministro usando las variables recopiladas de los elementos tele controlados implementado una arquitectura semi - centralizada.



1.2 Alcance

En este trabajo se realiza el diseño de un algoritmo de control, que permita la reconfiguración de manera automática de la red en estudio para los diferentes escenarios de falla analizados, mediante las lógicas de control que se implementaron en el algoritmo para las señales adquiridas en los dispositivos de protección. Las señales deben cumplir algunas condiciones iniciales para la operación correcta de los dispositivos en base al escenario que se pueda presentar.

Para el diseño del algoritmo es necesario analizar las características de la red en estudio con la capacidad de transformación instalada en cada alimentador, junto con la regulación N° ARCONEL 002/20 que describe los indicadores para la calidad del servicio en el sistema eléctrico. También, se debe conocer la operación y fundamentos de los dispositivos de protección que se encuentra en la red de distribución y la coordinación de diferentes sistemas de protecciones. Además, se de los conceptos que se utilizan en la automatización de la distribución y los protocolos de comunicación que se pueden implementar.

El estudio de flujo de carga utilizando CYMDIST en la topología actual de los alimentadores 221 y 223, al igual que en las topologías resultantes para cada escenario de falla, se debe realizar para comprobar la correcta operación de la red y se suministre un buen producto a los diferentes clientes del sistema.

Los resultados que se espera con la implementación del algoritmo de reconfiguración, son mejorar los índices de calidad de servicio técnico en los alimentadores en estudio.

1.3 Empresa Eléctrica Azogues C.A.

La Empresa Eléctrica Azogues C.A. es una empresa que distribuye y comercializa energía eléctrica dentro de su área de servicio, la cual comprende los cantones Azogues y Déleg y la parroquia Sageo del cantón Biblián. Para ello cuenta con dos subestaciones denominadas Azogues 1 y Azogues 2.

La empresa fue constituida en el año 1974 y cubre aproximadamente un área de 1187 km². En total tiene seis alimentadores operativos y la carga instalada es de 55012 kVA.

En la Figura 0.1 puede observarse el área geográfica de servicio contorneada en color rojo.

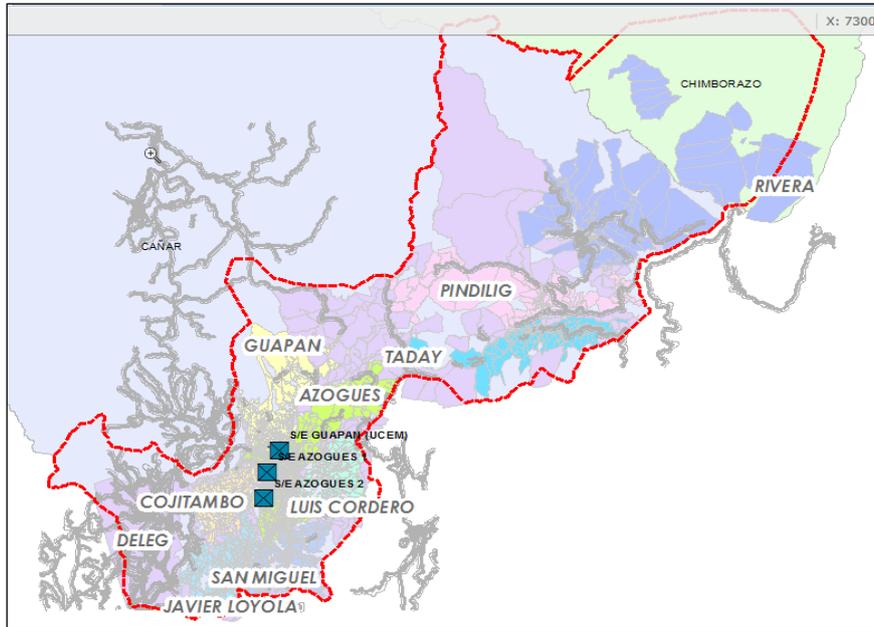


Figura 0.1 Área de concesión de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. (Fuente: Geoportal EEA)

1.4 Sistema de subtransmisión

La Empresa tiene dos subestaciones que están conectadas al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.); la S/E Azogues 1, mediante una línea de subtransmisión que parte desde la S/E Cuenca.

La S/E Azogues 2 en cambio está conectada al S.N.I. a través de las redes de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur (otra empresa distribuidora), Hidroazogues y Elecaastro (generadoras) con una configuración anillada como se muestra en la Figura 0.2.

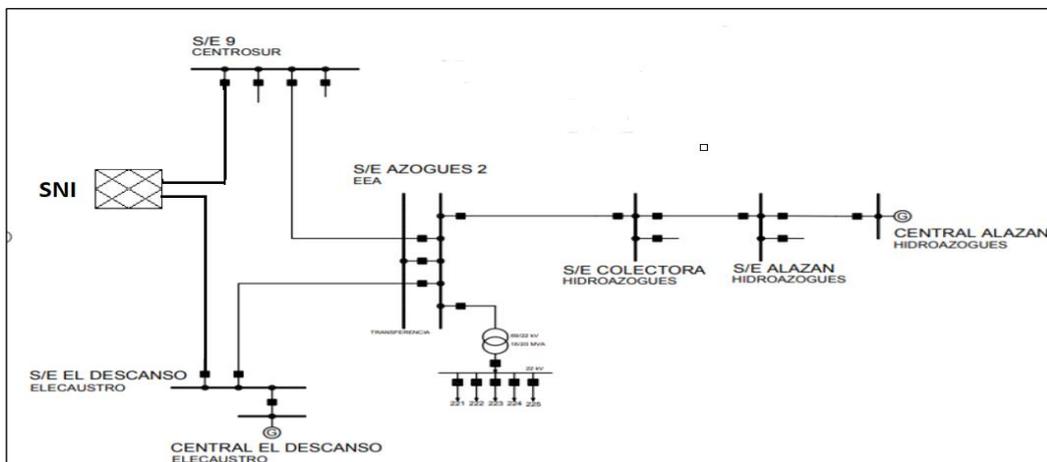


Figura 0.2 Unifilar subtransmisión S/E Azogues 2 año 2017 (Fuente: Dirección Técnica EEACA)

1.4.1 Área de estudio

Los alimentadores seleccionados para el desarrollo de este trabajo están denominados como 221 y 223 de la S/E Azogues 2 y cuyo nivel de tensión es de 22 kV. Los alimentadores están catalogados como urbanos de alta densidad de acuerdo con las regulaciones respectivas. A continuación, se muestra el área de influencia del presente trabajo.

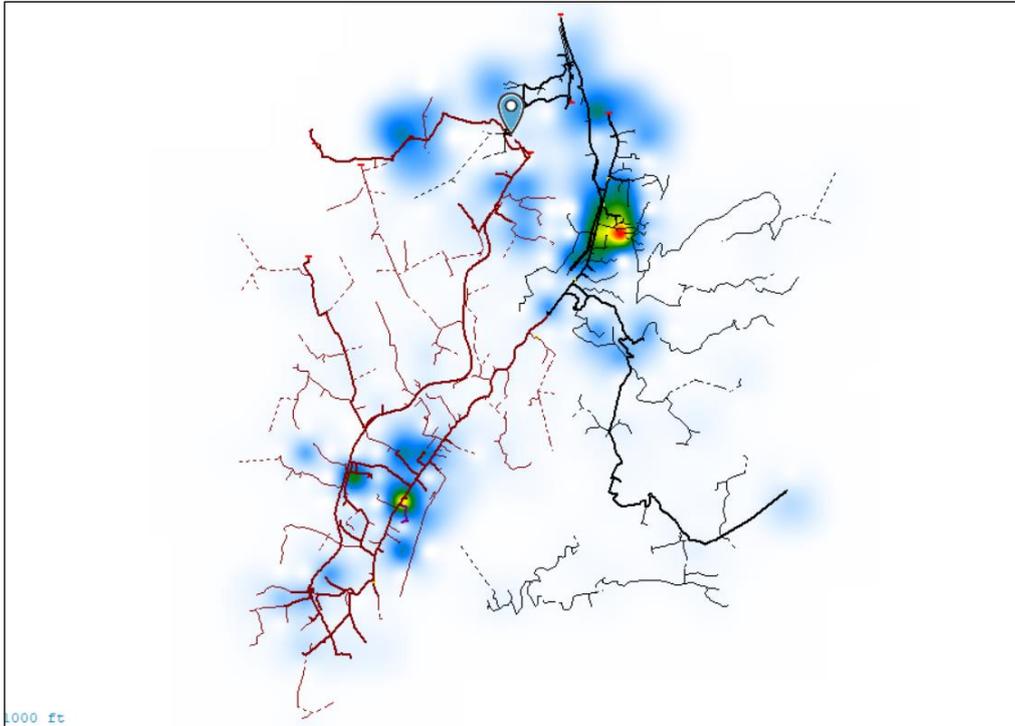


Figura 0.3. Alimentadores 221 y 223. (Fuente: CYMDIST)

1.4.1.1 Alimentador 221

Este alimentador inicia en la S/E Azogues 2 y alimenta los sectores de la Avenida 16 de abril, Charasol y San Miguel de Porotos. La configuración de conductores al iniciar el recorrido del alimentador es 3/0 para las fases y 1/0 para el neutro. La carga conectada a este alimentador es principalmente residencial. El total de consumidores conectados a este alimentador es de 4832 de los cuales 22 son considerados críticos.

La carga instalada en este alimentador es de 7162.5 kVA con lo cual es considerado como un alimentador de alta densidad.

1.4.1.2 Alimentador 223

Este alimentador inicia en la S/E Azogues 2 y alimenta los sectores de la autopista, Monjas y la universidad UNAE. La cola del alimentador está ubicada en el reconector del Corte.

La configuración de conductores al iniciar el recorrido es 3/0 para las fases y 1/0 para el neutro. La carga conectada a este alimentador es principalmente residencial; el total de consumidores es de 4310 de los cuales 19 son considerados críticos.

La carga instalada en este alimentador es de 9105 kVA con lo cual es considerado como un alimentador de alta densidad.

1.5 Confiabilidad de suministro

La confiabilidad del suministro hace referencia a la calidad con la que se presta el servicio de distribución eléctrica a los consumidores finales.



1.5.1 Definiciones

1.5.2 Indicadores de confiabilidad de servicio

También llamados índices de calidad, miden el correcto funcionamiento de un sistema de potencia en términos de la frecuencia y el tiempo de interrupción del sistema anualmente, estos índices pueden ser aplicados al sistema completo o a áreas específicas, siempre y cuando los datos usados sean consistentes con el área de estudio. Entre los índices de confiabilidad comúnmente aceptados por la IEEE son: SAIDI, SAIFI, MAIFI y CAIDI.

1.5.2.1 SAIFI

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI por sus siglas en inglés); este índice mide el promedio de veces que el servicio de un cliente se ve interrumpido de manera sostenida para un determinado periodo de tiempo, generalmente un año. Se calcula como el número total de interrupciones de un cliente dividido para el total de clientes del sistema.

$$SAIFI = \frac{\text{Número Total de Interrupciones de un Consumidor}}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}} \quad (0.1)$$

1.5.2.2 SAIDI

System Average Interruption Duration Index (SAIDI por sus siglas en inglés); este índice mide el promedio de duración de las interrupciones de servicio de un cliente en un determinado periodo de tiempo. Se calcula sumando los minutos de interrupción de servicio de los clientes y dividiendo para el número total de consumidores.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de Interrupciones de Consumidores}}{\text{Numero Total de Consumidores Servidos}} \quad (0.2)$$

1.5.2.3 MAIFI

Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI por sus siglas en inglés); este índice mide el promedio de interrupciones momentáneas por número de clientes del sistema, generalmente la entidad regulatoria establece el umbral de duración de una falla para ser considerada momentánea o no momentánea.

$$MAIFI = \frac{\text{Número Total de Consumidores Momentáneamente Interrumpidos}}{\text{Numero Total de Consumidores Servidos}} \quad (0.3)$$

1.5.2.4 CAIDI

Costumer Averange Interruption Duration Index (CAIDI por sus siglas en inglés); este índice representa el promedio de duración de interrupción por cliente, es la relación entre el SAIDI y el SAIFI.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración de Interrupciones por Consumidor}}{\text{Numero Total de Consumidores Interrumpidos}} \quad (0.4)$$



1.6 Marco regulatorio ecuatoriano para la distribución eléctrica

Debido a que el Estado es el responsable de la provisión de energía eléctrica y la establece como un servicio público en la Constitución de la República, se han emitido varias resoluciones, leyes, decretos y regulaciones para garantizar la calidad, confiabilidad, eficiencia, continuidad y precio equitativo del servicio eléctrico.

Una de las regulaciones que establece los indicadores, índices y límites del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica es la Regulación denominada “*Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*” o también conocida como Regulación N° ARCONEL 002/20, que remplazo la Regulación N° ARCONEL 002/20.

1.6.1 Regulación N° ARCONEL 002/20

Debido a la necesidad de actualizar las regulaciones sobre la calidad del servicio eléctrico de distribución y comercialización, a finales del 2020 entra en vigor la regulación ARCONEL 002/20 que no solamente establece los límites permitidos para la distribución y comercialización de la energía eléctrica sino también impone multas y sanciones económicas para las distribuidoras que no cumplan dichos límites.

Esta normativa regula la calidad de servicio que se comprende de la calidad de producto, calidad de servicio técnico y calidad de servicio comercial.

1.6.1.1 Calidad de Producto

Hace referencia a los atributos relacionados con la forma de la señal de voltaje entregada por la empresa distribuidora los cuales son: nivel de voltaje, perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker), distorsión armónica de voltaje y desequilibrio de voltaje.

1.6.1.1.1 Nivel de Voltaje

Se lo determina mediante la variación del voltaje de suministro en un punto k, con respecto al voltaje nominal en dicho punto.

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} \times 100 \quad (0.5)$$

Los valores admitidos para el nivel de voltaje se muestran en la Tabla 0.1.

Tabla 0.1. Límites para el índice de nivel de voltaje (Fuente: ARCONEL 002/20)

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	± 5.0 %
Medio Voltaje	± 6.0 %
Bajo Voltaje	± 8.0 %



1.6.1.1.2 Perturbaciones rápidas de voltaje

Se lo determina mediante el índice de severidad por flicker de corta duración, el cual se lo evalúa conforme a la norma IEC 61000-4-15; y su valor en el punto de medición no debe superar la unidad.

1.6.1.1.3 Distorsión armónica de voltaje

Se lo determina mediante la distorsión armónica individual de voltaje y la distorsión armónica total de voltaje conforme a la norma IEEE Std 519-2014.

Los valores permitidos de distorsión armónica de voltaje se muestran en la Tabla 0.2.

Tabla 0.2. Límites máximos de armónicos de voltaje (Fuente: ARCONEL 002/20)

Nivel de Voltaje	Armónica individual (%)	THD (%)
Bajo Voltaje	5.0	8.0
Medio Voltaje	3.0	5.0
Alto Voltaje (Grupo 1)	1.5	2.5
Alto Voltaje (Grupo 2)	1.0	1.5

1.6.1.1.4 Desequilibrio de voltaje

Se lo determina mediante la relación entre la componente de secuencia negativa de voltaje y la componente de secuencia positiva de voltaje, las cuales son fijadas como el promedio de las medidas registradas en un intervalo de 10 minutos; el valor límite será del 2% para todos los niveles de voltaje.

1.6.1.2 Calidad de Servicio Técnico

Hace referencia a la continuidad con la que la distribuidora prestara el servicio de energía eléctrica a los clientes. Los indicadores relacionados a la calidad de servicio técnico son: Frecuencia de interrupciones a nivel global (FMIK) y la duración de interrupciones a nivel global (TTIK).

1.6.1.2.1 FMIK

La frecuencia media de interrupción representa el promedio de veces que cada kVA nominal instalado sufrió una interrupción de servicio durante un determinado tiempo de control, se lo calcula de la siguiente manera:

$$FMIK_i = \frac{kVA_i}{kVA_{Ti}} \quad (0.6)$$



$$FMIK = \sum FMIK_i \quad (0.7)$$

Donde:

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

kVA_{Ti} : kVA nominales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción i .

Los valores máximos admisibles del FMIK, en un periodo de un año se presentan en la Tabla 0.3.

1.6.1.2.2 TTIK

El tiempo total de interrupción representa el promedio expresado en horas en que cada kVA nominal instalado estuvo fuera de servicio durante un determinado tiempo de control, se lo calcula de la siguiente manera:

$$TTIK_i = \frac{kVA_i \cdot t_i}{kVA_{Ti}} \quad (0.8)$$

$$TTIK = \sum TTIK_i \quad (0.9)$$

Donde:

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

Los valores máximos admisible del TTIK en un periodo de un año se presentan en la Tabla 0.3.

Tabla 0.3. Límites máximos de los índices FMIK y TTIK (Fuente: ARCONEL 002/20)

Índice	Red	Alimentador	
		Alta densidad	Baja densidad
<i>FMIK</i>	6.0	7.0	9.5
<i>TTIK</i>	8.0	10.0	16.0

1.6.1.3 Calidad de Servicio Comercial

Hace referencia a la calidad del servicio relacionado con la atención al consumidor final prestado por la distribuidora, entre sus indicadores se encuentra el porcentaje de atención a nuevos suministros, porcentaje de errores en la facturación, porcentaje de resolución de reclamos, tiempo promedio de resolución de reclamos, entre otros.

En la Tabla 0.4 se presentan los límites permitidos de los indicadores de la calidad de servicio comercial.

Tabla 0.4. Valores límite de los indicadores de la calidad de servicio comercial (Fuente: ARCONEL 002/20)

Indicador	Valor límite	
	Mínimo	Máximo
Porcentaje de atención a nuevos suministros	95 %	-
Porcentaje de errores en la facturación	-	0.4 %
Tiempo promedio de resolución de reclamos	-	5 días laborables
Porcentaje de resolución de reclamos	98 %	-
Porcentaje de reconexiones de servicio	95%	-
Porcentaje de respuesta a consultas	95%	-

1.7 Automatización de la Distribución (DA)

La automatización de la distribución (DA por sus siglas en inglés) apareció por la década de 1970 y hace referencia a la implementación de técnicas modernas que mejoran la confiabilidad, eficiencia, calidad y seguridad del servicio eléctrico mediante el control y operación de manera coordinada del sistema.

Entre los beneficios que ofrece la automatización de la distribución se encuentran:

- *Eficiencia:* Minimización de pérdidas a través de la reconfiguración y restauración del suministro mediante la colocación apropiada de fusibles, interruptores y cargas para el funcionamiento óptimo durante una sobrecarga.
- *Calidad y confiabilidad:* Para garantizar que el sistema sea confiable con un valor de riesgo aceptable, se definen índices relacionados con la frecuencia de interrupción del servicio y el tiempo de cada interrupción de acuerdo a una recopilación de datos como la unidad de gestión de energía y los registradores de frecuencia; luego de analizar los datos recopilados, el sistema automatizado aísla la sección fallada mediante dispositivos inteligentes y restaura el servicio a la mayor cantidad de consumidores.
- *Seguridad:* La seguridad de la distribución se logra mediante la integración de almacenamiento de energía distribuida, generación distribuida y dispositivos FACTS, buscando reducir la caída de voltaje y eliminar armónicos que puedan causar baja calidad de energía e inestabilidad.

Las principales aplicaciones de DA se encuentran categorizadas en cuatro grupos: el primer grupo hace referencia a la localización de una falla, su aislamiento y la restauración del servicio; el segundo grupo se refiere al control y optimización de la tensión/carga y emplea reguladores de voltaje y capacitores; el tercero está relacionado con la generación distribuida y está ligado a equipos de protección apropiados y un sistema SCADA robusto; finalmente el cuarto grupo se refiere a la gestión avanzada de procesos y requiere de sensores y dispositivos de medición.



En la práctica, junto a la automatización de la distribución hay dos términos comúnmente usados en la industria: Sistema de Gestión de la Distribución y Sistema de Automatización de la Distribución.

El Sistema de Gestión de la Distribución (DMS por sus siglas en inglés) se enfoca en la sala de control, donde el operador coordina todas las funciones en tiempo real dentro de la red de distribución en base a la información en tiempo no real; la clave de una buena operación es la organización de la base de datos del modelo de la red de distribución.

El Sistema de Automatización de la Distribución se encuentra por debajo del DMS y se enfoca en todos los dispositivos controlados de manera remota tanto en la subestación, así como en los alimentadores de la misma ya sean estos interruptores, reconectores, seccionalizadores entre otros; además incluye la automatización local distribuida de dichos dispositivos y la infraestructura de comunicaciones.

1.7.1 Niveles de automatización

Los niveles de automatización de un alimentador están determinados de acuerdo a la arquitectura de automatización que se emplee, y estos pueden ser: local, centralizada, semicentralizada y distribuida.

1.7.1.1 Automatización local

Este tipo de automatización es la más primitiva que existe y se basa únicamente en las señales que recibe el dispositivo ya sean estas de tensión o corriente y las acciones automáticas que se lleven a cabo en dicho dispositivo al recibir señales fuera del rango normal de operación; no requiere de un sistema de control y comunicaciones por lo que el centro de control no será alertado al producirse una falla.

1.7.1.2 Automatización centralizada

En este tipo de automatización se da una operación automática de los dispositivos de cierre y apertura de acuerdo con el escenario que se presente, recibiendo ordenes directamente del centro de control y siempre en busca del aislamiento de fallas, la reconfiguración de la red y la restauración del servicio.

La cantidad de alimentadores que se pueden automatizar mediante un sistema centralizado es muy alta y el operador esta siempre informado de todo lo que sucede en la red; sin embargo, requiere una alta velocidad en el área de comunicaciones por lo que este sistema se ve limitado por la capacidad de transferencia datos. Entre las funciones que se puede tomar con esta automatización están: la optimización Volt VAR, localización de la falla, aislamiento y restauración de servicio (FLISR), reconfiguración óptima de la red.

1.7.1.3 Automatización semicentralizada

Se da una operación de forma remota, pero de forma no automática, es decir mediante acción del operador en base al estado, mediciones, alarmas e indicadores de la red, también es conocida como telecontrol.

Todos los alimentadores de subestaciones seleccionadas se encuentran automatizados; algunas acciones se pueden realizar sin la notificación hacia el operador; además se requiere de una



comunicación de área local por lo que ofrece un buen análisis de formas de onda y monitoreo de las condiciones de los equipos. Entre las funciones que se puede tomar con esta automatización están: la optimización Volt VAR, localización de la falla, aislamiento y restauración de servicio (FLISR), anticipador de fallas de distribución.

1.7.1.4 Automatización distribuida

En una automatización distribuida, los dispositivos de mando y control se encuentran dispersos a través de la red y realiza acciones en coordinación con los demás dispositivos inteligentes de dicha red, la cantidad de alimentadores que se puede automatizar mediante este método es pequeña y estos deben estar en una área cercana e interconectados entre ellos; se pueden realizar algunas acciones de control sin la notificación hacia los operadores, además requiere de una red de comunicación de área local, tiene poca o ninguna capacidad de procesamiento de grandes cantidades de datos y su función principal (o única en la mayoría de casos) es la de localización de la falla, aislamiento y restauración de servicio (FLISR).

La mayoría de los sistemas DMS son una combinación de al menos dos de las distintas arquitecturas de automatización presentadas previamente.

1.7.1.5 Smart Grid

Una Smart Grid o red inteligente, se refiere a la modernización sostenible de la red eléctrica, integrando tecnologías de información y comunicación para la operación y manejo inteligente de la generación, transmisión, distribución y consumo de la energía eléctrica

En definitiva, una Smart Grid es capaz de actuar frente a diferentes escenarios de la red, de acuerdo a las métricas inteligentes que recibe y tomar decisiones previamente establecidas para cada escenarios, estas decisiones pueden ser tan variadas como mandos para aumentar o disminuir la generación, desconectar carga para evitar que el sistema colapse, localizar y aislar una falla, predecir los niveles de carga para diferentes horas del día entre otros; con esto reduce los tiempos de actuación, aumentando la confiabilidad, seguridad y calidad de la energía eléctrica.

Los elementos que conforman una Smart Grid son: medidores, alimentadores, generadores, subestaciones y sistemas de transmisión inteligentes como se muestra en la Figura 0.4.

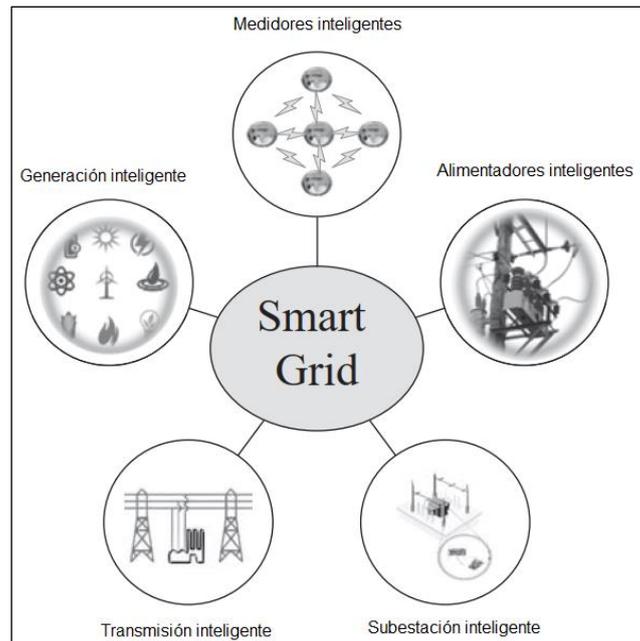


Figura 0.4. Elementos de una Smart Grid (Fuente: Gers, J.)

1.7.2 Equipos de control y protección

Las fallas en los sistemas de distribución se clasifican, de acuerdo con su naturaleza, en temporales o permanentes. Una falla temporal se define como aquella que puede ser despejada antes de que ocurra algún daño serio al equipo o a las instalaciones. Una falla que en un inicio puede ser de naturaleza temporal puede convertirse en permanente si no se despeja rápidamente. Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con la que el circuito se desenergiza.

Si un circuito de distribución fuera instalado sin el equipo de protección de sobrecorriente, las fallas podrían causar una falta de suministro de energía a todos los consumidores servidos desde el alimentador. Esto trae como consecuencia una reducción en los niveles de confiabilidad (continuidad del servicio) que son inaceptables. Para incrementar el nivel de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica existen dos opciones:

- Diseñar, construir y operar un sistema de tal forma que el número de fallas se minimice.
- Instalar equipos de protección contra sobrecorriente de tal forma que reduzca el efecto de las fallas.

Se deben analizar las dos alternativas para que el servicio al consumidor tenga un nivel de confiabilidad aceptable al más bajo costo.

1.7.2.1 Interruptores

Dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto la corriente en operación normal como las altas corrientes durante un tiempo específico, debido a fallas en el sistema. Su operación automática se realiza por medio de relés, que son los encargados de sensar las condiciones de operación de la red; situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla ejercen acciones de mando sobre el interruptor, ordenándole abrir.

La extinción del arco eléctrico se puede realizar por medio de: aceite, vacío, SF₆, sople de aire, sople de aire-magnético.

Características generales

El tiempo requerido para que el interruptor abra sus contactos y extinga el arco una vez que este recibe la señal de apertura se ha estandarizado en cinco ciclos, aunque en algunos interruptores modernos en vacío o SF₆, esto se logra en 3 ciclos; este tiempo debe sumarse al del relé para determinar el tiempo total de apertura de los contactos del interruptor, el cual es importante para la coordinación y para el equipo.

El interruptor debe ser capaz de cerrar corrientes hasta 1.6 veces su capacidad nominal; este valor corresponde a un circuito con una relación $X/R \cong 20$. En caso de que el circuito tenga valores mayores deberá seleccionarse interruptores de mayor capacidad de interrupción.

1.7.2.2 Relés de protección

Los relés censan o detectan las condiciones de operación de la red mediante la señal de los transformadores de corriente y ordenan el cierre o apertura de los interruptores.

Tipos de relés de sobrecorriente

En base a las características de operación de los relés de sobrecorriente pueden ser clasificados en tres grupos: corriente definida, tiempo definido y tiempo inverso.

Relé de corriente definida (instantáneo)

El relé opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. El ajuste se realiza de manera que, en la subestación más alejada de la fuente, el relé opera para una corriente de bajo valor y las corrientes de operación de los relés se incrementan progresivamente en cada subestación, en dirección hacia la fuente. Este tipo de protección tiene el inconveniente de tener una baja selectividad para valores elevados de corrientes de cortocircuito.

Los relés de corriente definida no se usan como única protección de sobrecorriente, pero su uso como una unidad instantánea (Unidad 50) es común donde otros tipos de protección están en uso.

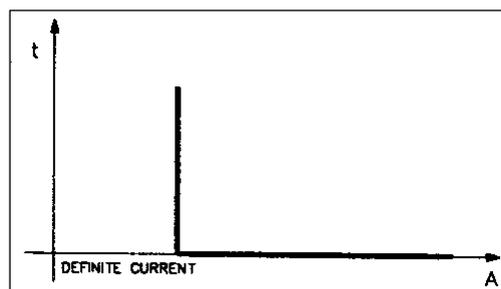


Figura 0.5. Relé de corriente definida (Fuente: Corporación CENACE)

Relé de tiempo definido

El ajuste de estos tipos de relé permite ser variado para manejar diferentes niveles de corriente usando diferentes tiempos de operación. Estos ajustes pueden ser configurados de tal manera

que el interruptor más cercano a la falla sea disparado en el tiempo más corto, y luego los interruptores restantes sean disparados sucesivamente, usando tiempos de retardo grandes, moviéndose hacia la fuente. La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente se llama tiempo de discriminación.

La desventaja con este método de discriminación es que las fallas cerca de la fuente, dan como resultado grandes corrientes, que podrían ser eliminadas en un tiempo relativamente largo. El ajuste de este tipo de relé es hecho con un TAP de corriente para seleccionar el valor al que el relé accionará, más un dial que define el tiempo exacto de operación del relé.

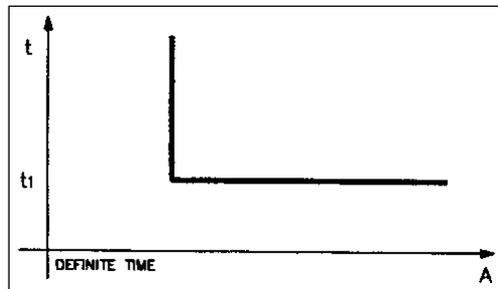


Figura 0.6. Relé de tiempo definido (Fuente: Corporación CENACE)

Relé de tiempo inverso

La propiedad fundamental de este tipo de relés es su operación en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla. En la Figura 0.7 aparecen las diferentes curvas en el plano t-I para todas las características o ajustes posibles.

En general, para fines de protección de sistemas de distribución, se usa la característica muy inversa y extremadamente inversa dado que la magnitud de la corriente de falla está en función de su localización a lo largo del alimentador. Estos ajustes en los relés ofrecen una buena coordinación en reconectadores y fusibles.

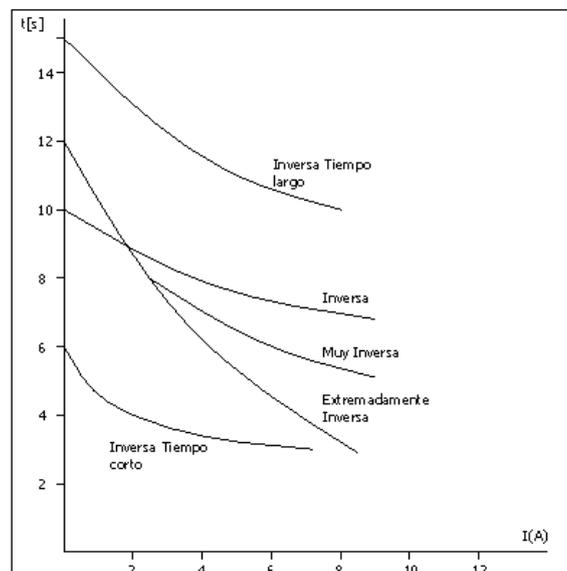


Figura 0.7. Curvas tiempo - corriente de la operación de los relés (Fuente: Ramírez Castaño, S.)

1.7.2.3 Reconectores

El reconector es un aparato capaz de detectar una condición de sobrecorriente en fase y tierra para interrumpir su flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el reconector repite la secuencia de cierre-apertura un número de veces más (4 como máximo). Después de la cuarta operación de apertura, queda en posición Lockout (abierto definitivamente). En la Figura 0.8 se observa la operación básica del reconector.

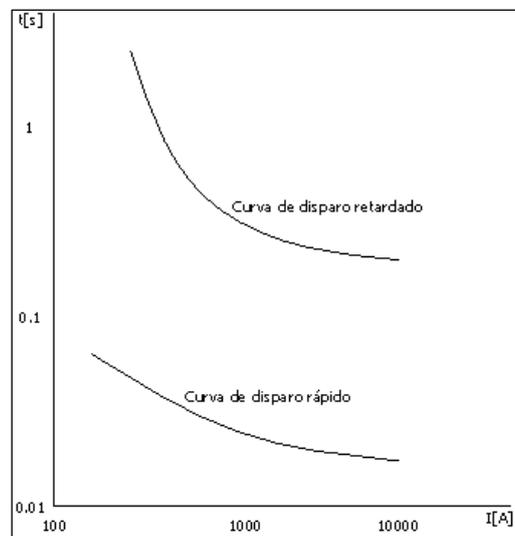


Figura 0.8. Curva tiempo - corriente de la operación de un reconector (Fuente: Ramírez Castaño, S.)

Tipos de control

El sistema de control censa la sobrecorriente, selecciona tiempo de operación, tiempo de disparo y funciones de recierre.

- *Control hidráulico integrado:* La sobrecorriente se censa por una bobina de disparo que es conectada en serie con la línea. Cuando la sobrecorriente fluye a través de la bobina, un émbolo es atraído en la bobina para abrir los contactos del reconector. La corriente mínima de disparo es dos veces la nominal del reconector.
- *Control electrónico:* Es más flexible, fácilmente ajustable y más seguro. Permite cambios de tiempo, niveles de corrientes de disparo y las secuencias de operación del reconector. La corriente de línea es censada por TC especiales en el reconector. El nivel mínimo de disparo es independiente del valor nominal del reconector.

Características generales

El reconector debe tener una tensión nominal igual o mayor que la tensión del sistema. La capacidad de interrupción del reconector debe ser igual o mayor que la máxima corriente de cortocircuito en el punto donde se instala el reconector. La capacidad nominal de conducción del reconector se debe seleccionar de tal manera que sea igual o mayor que la corriente de carga del circuito.

Los re conectadores tienen dos curvas características tiempo-corriente: Una de tiempo rápido y otra de tiempo lento. La primera operación debe ser tan rápida como sea posible para eliminar

fallas transitorias antes de que ocurra un daño en la línea. Si la falla es permanente, la operación de tiempo retardado permite que el dispositivo más cercano al lugar de la falla interrumpa esa parte del circuito.

1.7.2.4 Seccionalizadores

Un seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente mientras el circuito está desenergizado, por lo que requiere un dispositivo de interrupción en serie. Debido a que este equipo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla no tiene características tiempo – corriente.

Modo de operación

El seccionalizador detecta la corriente que fluye en la línea y cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción cuando trata de aislar una falla. Esto lo hace en dos pasos: primero, cuando detecta una corriente mayor que un valor previamente fijado se prepara para contar el número de operaciones del dispositivo de interrupción, y posteriormente, cuando se interrumpe la corriente que circula por el o ésta disminuye debajo de cierto valor, empieza el conteo. Si se registra un número de interrupciones predeterminado, en un lapso de tiempo, el seccionalizador abre después que ha operado el interruptor.

Características generales

La corriente mínima de falla en la zona de protección tiene que ser mayor que la corriente actuante mínima del seccionalizador, que se ajusta al 80 % de la corriente mínima de operación del dispositivo de respaldo. La Figura 0.9 ilustra cómo va dispuesto un seccionalizador en un circuito de distribución. Cuando fluye una sobrecorriente por el seccionalizador causada por una falla en el punto A y está corriente sobrepasa la corriente mínima actuante, se activa para comenzar a contar.

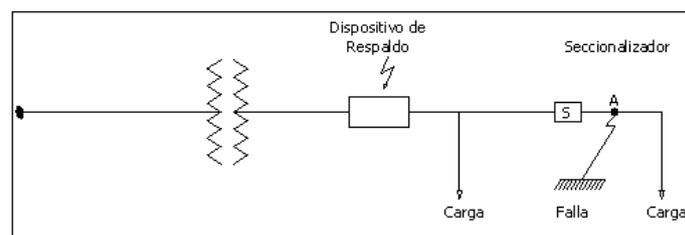


Figura 0.9. Instalación de un seccionalizador (Fuente: Ramírez Castaño, S.)

1.7.2.5 Fusible

El fusible es el dispositivo de sobrecorriente más común y económico en la protección de sistemas de distribución. Es también uno de los más confiables pues prestan servicio sin mantenimiento por muchos años.

1.7.2.5.1 Fusibles de expulsión

Este tipo de fusible tiene una aplicación también como seccionador, es conocido como cuchilla fusible o seccionador - fusible; está diseñado para la protección de transformadores y seccionamiento de derivaciones de red en circuitos de hasta 34.5 kV y 200 A continuos.

Operación

Su función es interrumpir y disponer de un ambiente dieléctrico para prevenir el restablecimiento del arco cuando la corriente pasa por cero. Tiene el siguiente proceso:

1. Detección: Calentamiento y fusión.
2. Iniciación del arco: Separación.
3. Manipulación del arco: Alargamiento, refrigeración desionización, presurización.
4. Interrupción de corriente: Corriente cero.

La fusión y separación del elemento fusible libera también el mecanismo de enganche del seccionador - fusible, de modo que el soporte del fusible cae a la posición de abierto y puede ser localizado con facilidad por el personal de operaciones.

En la Figura 0.10 se representa la característica de operación de estos fusibles bajo la acción de corriente de falla de alta magnitud a la tensión del sistema.

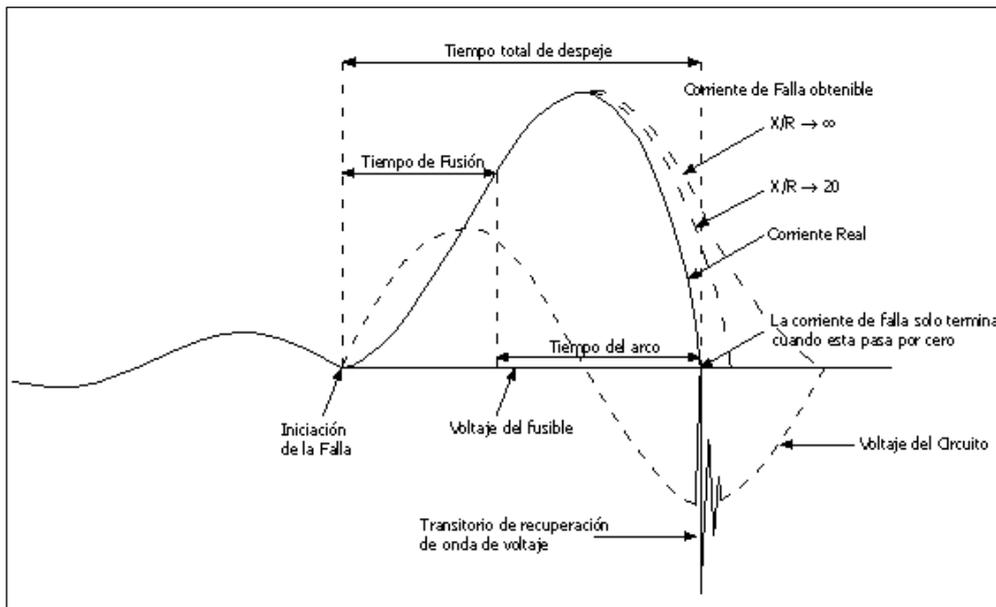


Figura 0.10. Interrupción de una corriente de falla de alta magnitud (Fuente: Ramírez Castaño, S.)

Curvas tiempo – corriente (TCC):

Para los elementos fusibles se definen una familia de curvas entre las cuales están:

- La *curva de tiempo de fusión mínimo*, se elabora mediante pruebas eléctricas. La magnitud de la corriente y el tiempo que le toma en fundirse el fusible son registrados y dibujados (tiempo de prearco).
- La *curva de tiempo máximo de despeje total*, es el tiempo que le toma al fusible interrumpir el circuito luego de que el fusible se funda y se obtiene mediante pruebas eléctricas (tiempo de arco).

Estas dos curvas son los extremos de las características del fusible y son proporcionadas por los fabricantes en escala logarítmica, se presenta un ejemplo en la Figura 0.11.

Tipos de fusibles

Las normas EEI-NEMA han dividido a los fusibles de expulsión en dos tipos: rápidos y lentos, los cuales son designados por las letras K y T, respectivamente.

También existen fusibles tipos H que son diseñados para proveer protección de sobrecarga y evitar la operación innecesaria durante las ondas de corrientes transitorias de corta duración asociadas con arranque de motores y descargas atmosféricas; los fusibles N se diseñan con valores nominales de uno, dos, tres, cinco y ocho amperios.

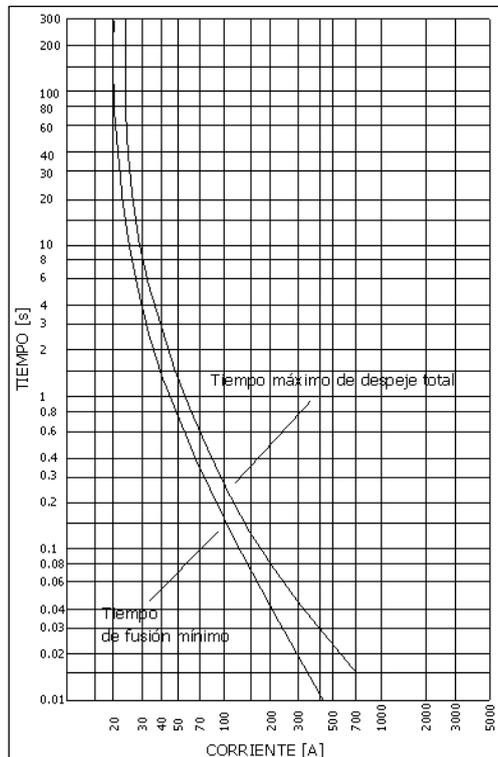


Figura 0.11. Curva tiempo – corriente (TCC) para un fusible (Fuente: Ramírez Castaño, S.)

1.7.3 Coordinación de equipos de protección

En los sistemas de distribución, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; debido a la que la mayoría de estos operan en forma radial. Cuando dos o más dispositivos de protección cuyas zonas de protección se solapan, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es la protección principal, y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es la protección de respaldo (backup).

El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consiste en que la protección principal debe operar y despejar la sobrecorriente antes que la protección de respaldo se funda (fusible) u opere al bloqueo (reconectador).

1.7.3.1 Coordinación fusible – fusible

Para una falla determinada, el criterio utilizado establece que el tiempo total de despeje del fusible principal no debe exceder el 75% del tiempo mínimo del fusible de respaldo. Esto asegura que el fusible principal se fundirá antes que lo haga el fusible de respaldo.



$$\frac{\text{Tiempo de despeje máximo del fusible principal}}{\text{Tiempo de fusión mínima del fusible protegido}} * 100\% < 75\% \quad (0.10)$$

Este factor compensa los efectos tales como corriente inicial de carga, temperatura ambiente, o fatiga del elemento fusible causada por el efecto de calentamiento de corrientes de falla que han pasado por el fusible, pero no han sido lo suficientemente elevadas para fundirlo. A continuación, se describen dos métodos utilizados en la coordinación.

1.7.3.2 Coordinación relé – relé

El ajuste de un relé debe realizarse con el objetivo de proteger contra situaciones de carga excesiva y condiciones de sobrecorriente.

Ajustes de los relés de sobrecorriente

Los relés de sobrecorriente normalmente se configuran con un elemento instantáneo (Unidad 50) y un elemento de retardo de tiempo o de temporización dentro de la misma unidad (Unidad 51).

La corriente de cortocircuito trifásica debe usarse para el ajuste de los relés de fase y la corriente de falla de fase a tierra debe usarse para los relés de falla a tierra.

Ajuste de las unidades instantáneas

El criterio para el ajuste de las unidades instantáneas varía, dependiendo de la localización y del tipo de elemento del sistema que es protegido. Pueden definirse tres grupos de elementos:

- Líneas entre las subestaciones:
El ajuste de la unidad instantánea se lleva a cabo tomando por lo menos el 125% de la corriente eficaz para el nivel máximo de corriente de falla en la próxima subestación. El procedimiento debe empezarse de la subestación más alejada, y luego continuarlo moviéndose hacia la fuente.
- Líneas de Distribución:
El ajuste del elemento instantáneo puede utilizarse uno de los siguientes valores:
 - El 50% de la corriente de cortocircuito máxima en el punto de conexión del relé.
 - Entre seis y diez veces la capacidad nominal máxima del circuito.
- Transformadores:
Las unidades instantáneas de los relés de sobrecorriente instalados en el lado primario de los transformadores deben ajustarse en un valor entre 125% y 150% de la corriente de cortocircuito en la barra del lado de baja tensión, referida al lado de alta tensión.

Ajuste de la unidad de temporización

La operación de un relé de sobrecorriente puede retardarse para asegurar que, en presencia de una falla, el relé no se ponga en funcionamiento antes que cualquier otra protección situada más cerca a la falla, mediante un intervalo de coordinación.



Parámetros del ajuste

Los relés de tiempo definido y los relés de tiempo inverso pueden ajustarse mediante la selección de dos parámetros: el DIAL y el TAP.

El TAP es un valor que define la corriente “pick up” o de “arranque” del relé; para los relés de fase el valor del TAP es determinado permitiendo un margen de sobrecarga superior a la corriente nominal, como en la ecuación (0.11):

$$TAP = (1.5 * I_{nom}) * CTR \quad (0.11)$$

Donde:

I_{nom} : Corriente nominal del alimentador.

CTR : Relación de transformación del TC.

1.5: Múltiplo que tiene en cuenta la sobrecarga más un factor de seguridad.

En los sistemas de distribución, donde es posible aumentar la carga en los alimentadores bajo las condiciones de emergencia, el factor 1.5 en el cálculo del TAP puede aumentarse a 2.0.

El ajuste del DIAL representa el retardo de tiempo antes de que el relé opere, siempre que la corriente de falla alcance un valor igual, o mayor que, la corriente pick up.

Para los relés de falla a tierra, el valor del TAP es determinado tomando en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema bajo las condiciones de operación normal. Un desbalance típico es del 20%; por lo que la ecuación (0.11) se expresa de la siguiente forma:

$$TAP = (0.2 * I_{nom}) * CTR \quad (0.12)$$

En las líneas de transmisión de alta tensión el porcentaje podría bajar a 10 %, y en los alimentadores de distribución rural el valor podría elevarse al 30 %.

Criterios de coordinación

En los relés más modernos el ajuste del tiempo puede empezar de valores tan bajos como 0.1s, en pasos de 0.1s.

Debe usarse un intervalo de coordinación de tiempo entre dos características sucesivas tiempo-corriente del orden de 0.3 a 0.5 s; este valor evita pérdida de selectividad.

En base a la norma IEC 255 definen matemáticamente el tiempo de operación del relé de tiempo inverso con la ecuación (0.13):

$$t = \frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} * k \quad (0.13)$$



Donde:

t : Tiempo de operación del relé en segundos.

k : DIAL, o el ajuste del multiplicador de tiempo.

I_f : Nivel de la corriente de falla en el secundario.

I_s : TAP o la corriente seleccionada pick up.

Las constantes α y β determinan la tolerancia de las características del relé. Se presentan los tipos de relé de sobrecorriente y sus valores de constantes en la Tabla 0.5.

Tabla 0.5. Constantes de la norma IEC para los relés de sobrecorriente (Fuente: Corporación CENACE)

Tipo de relé	α	β
Inverso	0.02	0.14
Muy Inverso	1.00	13.50
Extremadamente Inverso	2.00	80.00
Inversa Larga	1.00	120.00

1.7.3.3 Coordinación relé – reconectador

Si una falla permanente ocurre en cualquier parte del sistema alimentador más allá del interruptor, el dispositivo de recierre operará 1, 2 o 3 veces de forma instantánea o retardada (dependiendo del ajuste), se realiza estas operaciones con el objetivo de proporcionar coordinación con fusibles o despejar las fallas. Sin embargo, una falla permanente seguirá presente en la línea al final de esas operaciones de recierre y debe ser despejada por algún otro medio. Después de la cuarta operación, si la falla persiste en la línea, el reconectador abre y se bloqueará.

Los relés de cada alimentador deben estar ajustados de tal manera que ellos puedan proteger el circuito hasta un punto más allá del primer reconectador en el alimentador principal, pero con el tiempo de retraso suficiente para ser selectivo con el reconectador durante cualquiera o todas las operaciones dentro del ciclo completo del reconectador.

Método práctico de coordinación relé-reconectador.

Si el tiempo de operación del relé a cualquier valor de corriente de falla dado es menor que dos veces el tiempo de retardo de disparo del reconectador, asumiendo una secuencia de operación del reconectador que incluye 2 disparos retardados, existirá una posible falta de coordinación. Cuando falta la coordinación, el ajuste del Dial de tiempo o el ajuste de puesta en marcha del relé debe aumentarse o el reconectador debe relocalizarse para que la coordinación sea obtenida.



1.7.3.4 Coordinación reconectador – fusible

Para proporcionar protección contra fallas permanentes, se instalan seccionadores fusibles sobre las derivaciones de un alimentador aéreo. El uso de un dispositivo de recierre automático como protección de respaldo contra fallas temporales evita muchas salidas innecesarias que ocurren cuando se usan sólo fusibles.

Tamaño estandarizado del fusible

Las compañías electrificadoras pueden seleccionar un tamaño de fusible estándar para las derivaciones laterales, con el objetivo de facilitar a las cuadrillas de trabajar con un solo tamaño. Por esta razón la coordinación puede ser no consistente, sin embargo, es probablemente tan válida como cualquier otra.

Nivel de carga

Los fusibles utilizados en laterales se dimensionan para al menos dos veces la carga lateral para permitir las corrientes de puesta marcha en frío, corrientes inrush, y retroalimentación de emergencia. La filosofía de protección con fusibles en este caso es la de eliminar la falla, y no la de proteger contra sobrecargas.

Coordinación con protección selectiva de alimentador (FSR – Fedeer Selective Relaying).

Algunas empresas de energía seleccionan un tamaño de fusible para permitir la máxima coordinación con el interruptor o el reconectador.

Coordinación reconectador-fusible adecuada

La Figura 0.12 muestra las curvas t-I del fusible y reconectador. Aquí, la corriente máxima de coordinación se encuentra por la intersección de dos curvas (punto b'): la curva de daño del fusible (75% de la curva de fusión mínima) y la curva de tiempo de despeje máximo de la operación de disparo rápido del reconectador (el cual es igual a 2A en el tiempo, puesto que hay dos disparos rápidos).

De forma similar, la corriente mínima de coordinación (punto a') se encuentra en la intersección entre la curva despeje total del fusible con la curva B' (la cual es igual a $2A+2B$ en el tiempo) ya que además de los dos disparos rápidos existen dos disparos retardados.

Todo esto permite tener en cuenta los calentamientos y enfriamientos alternativos del elemento fusible a medida que el reconectador completa su secuencia de operaciones. Un método usado para representar el calentamiento del fusible es desplazar la curva disparo instantáneo hacia la derecha. Puesto que usualmente hay aproximadamente de 2 a 5s entre recierres, el fusible logra enfriarse. Para tener en cuenta esto, se usa un factor menor a 2.

1.7.3.5 Coordinación reconectador – reconectador

Cuando las curvas TCC de dos reconectadores están separadas menos de 12 ciclos una de la otra, los reconectadores pueden efectuar sus operaciones instantáneas o rápidas al mismo tiempo. Para obtener la coordinación entre las curvas de disparo retardadas de 2 reconectadores, al menos un margen de tiempo del 25% debe ser aplicado.

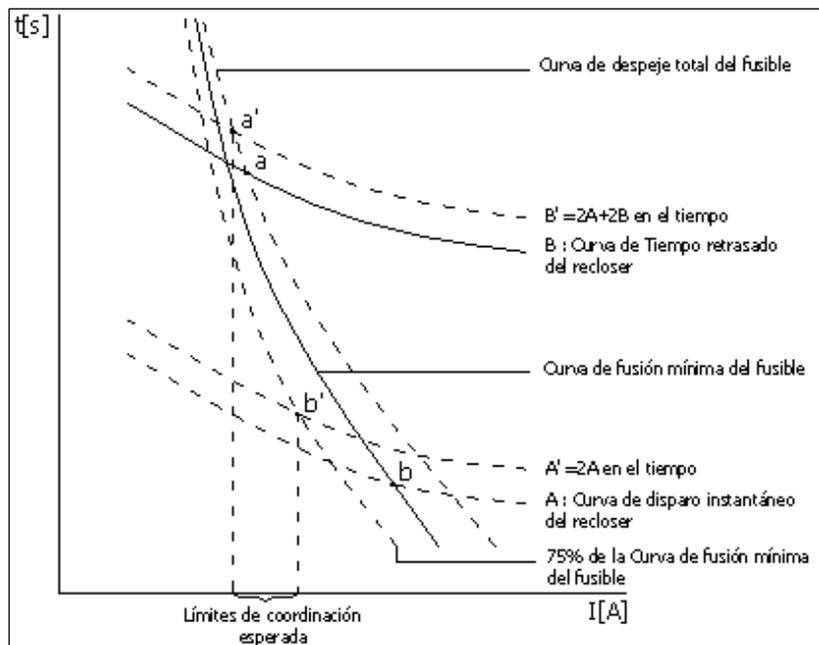


Figura 0.12 Coordinación reconectador - fusible adecuada (Fuente: Ramírez Castaño, S.)

1.7.4 Protocolos de comunicación

Los protocolos de comunicación definen las reglas y regulaciones para la transmisión de datos entre dispositivos de comunicación.

1.7.4.1 MODBUS

El protocolo MODBUS define una estructura de mensajes que los controladores reconocerán y utilizarán, independientemente de las redes en las que se comuniquen. El protocolo describe el proceso que utiliza un controlador para solicitar el acceso a otro dispositivo, la manera en que responderá a las solicitudes de los otros dispositivos y la forma en que se detectarán los errores.

La estructura básica del protocolo, se utiliza para establecer una comunicación maestro - esclavo entre dispositivos inteligentes, tiene dos tipos de modos de transmisión en serie; ASCII y RTU. Para el modo de transmisión serial ASCII, cada byte (conjunto de 8 bits) de un mensaje se envía como dos parámetros ASCII, mientras que para el RTU cada byte de un mensaje se envía como dos caracteres hexadecimales de 4 bits.

1.7.4.2 DNP 3.0

El DNP 3.0 proporciona las reglas para que los ordenadores de las subestaciones y los ordenadores de las estaciones maestras comuniquen los datos y comandos de control.

El DNP es un protocolo en capas, que consiste en tres capas y una pseudo-capa. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) denomina a la estructura de capas como Arquitectura de Rendimiento Mejorado (EPA). La Figura 0.13 muestra el contexto de la EPA aplicado al DNP 3.0.

La *capa de aplicación* responde a los mensajes recibidos de la *capa de pseudo transporte* y construye mensajes basados en la necesidad de los datos del usuario. Los mensajes construidos son entonces pasados a la *capa de pseudo transporte* en la que son fragmentados. La *capa de*



enlace de datos recibe los mensajes fragmentados de la *capa de pseudo transporte* y los envía a la *capa física*, donde finalmente los mensajes son enviados.

Cuando la cantidad de datos a ser transmitidos es demasiado grande para un solo mensaje de la *capa de aplicación*, se pueden construir múltiples mensajes (fragmentos) en la *capa de aplicación* y transmitirlos secuencialmente.

La *capa de enlace de datos* tiene la responsabilidad de hacer que el enlace físico sea confiable, incorpora la detección de errores y la detección de tramas duplicadas para aumentar la fiabilidad de la transmisión de datos. La capa de enlace de datos envía y recibe paquetes, que se llaman tramas. El tamaño máximo de una trama de enlace de datos es de 256 bytes.

La *capa física* se ocupa principalmente de los medios físicos sobre los que se comunica el protocolo DNP. Esta capa maneja estados de los medios como claro u ocupado, y la sincronización a través de los medios, como el inicio y la detención, entre otros.

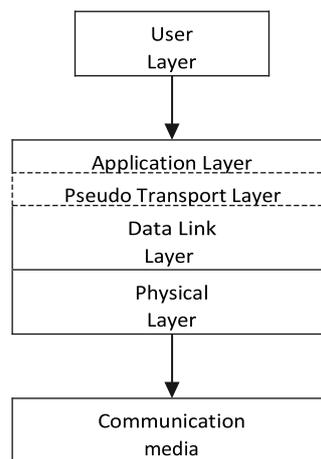


Figura 0.14 Arquitectura de capas DNP (Fuente: Northcote-Green, J. & Wilson, R.)

El protocolo DNP implementa los números de objeto para evitar confusiones e identificar la información que los dispositivos esclavos requieren, todos los formatos de datos válidos en DNP 3.0 se identifican por el número de objeto y el número de variación. A continuación, se describen algunos estados que toman los datos:

- **Datos de entrada binario estáticos** se refieren al estado actual de encendido o apagado de un dispositivo.
- **Datos de entrada analógicos estáticos** contienen el valor de una señal analógica en el momento exacto en que se transmite.

El término *evento* está relacionado con algo significativo que está sucediendo. Un evento ocurre cuando una entrada binaria cambia de ON a OFF, o un valor analógico cambia por encima de su límite configurado.

Para cada grupo de objetos, existen uno o más puntos de datos. Un punto de datos es un valor de datos único del tipo especificado por su grupo de objetos.



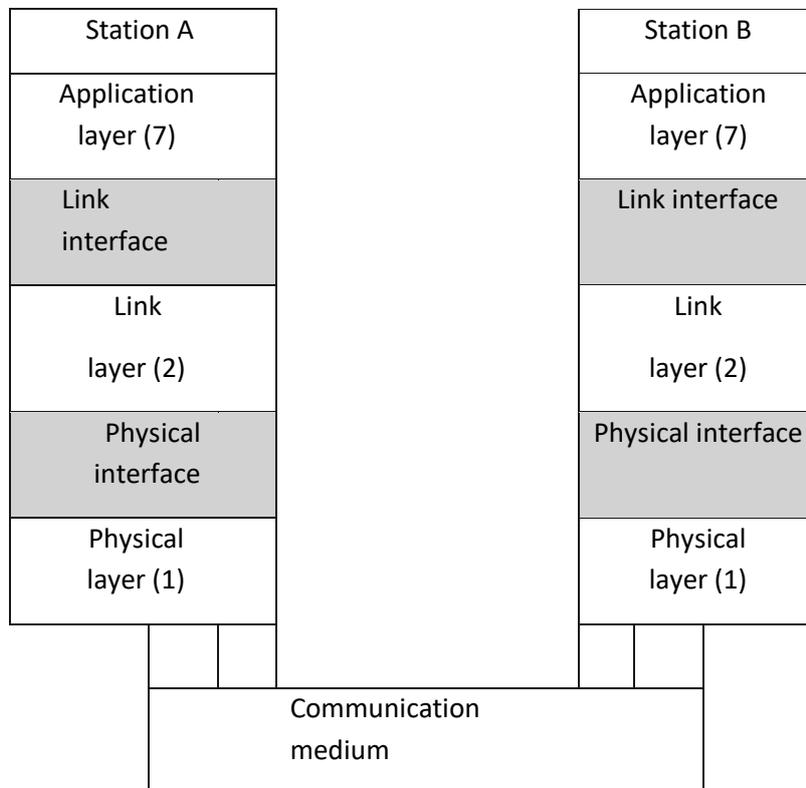
1.7.4.3 IEC 60870-5-101

La IEC 60870-5 es una definición de protocolo general, contiene una serie de documentos estándar y normas complementarias. Se describe brevemente el perfil IEC 60870-5-101, que es una estructura de mensajería para la comunicación RTU-IED.

La estructura básica del protocolo se basa en que las estaciones centrales como las estaciones de servicio realizan sus procesos de aplicación, y la comunicación entre la central y las estaciones de servicio se basa en el protocolo de comunicación.

En la Tabla 0.6 se muestra el modelo de EPA, donde el proceso de comunicación entre la estación A y la estación B comienza con la aceptación de los datos de aplicación en la parte superior de las capas de la estación A. Los datos de aplicación pasan a través de todas las capas, recogiendo los datos necesarios para controlar el funcionamiento del protocolo, hasta que llegan a la parte inferior. El mensaje se envía en la parte inferior de la estación A por los medios de comunicación y es recibido por la parte inferior de la estación B. El mensaje pasa ahora por todas las capas, y al hacerlo, todos los datos de control se ubican respectivamente hasta que los datos de aplicación originales son recibidos por la capa superior y pasan a los procesos de aplicación en la estación B.

Tabla 0.6. Arquitectura de la capa IEC (Fuente: Northcote-Green, J. & Wilson, R.)



1.7.4.4 IEC 61850

Es el primer estándar global en el campo de la energía eléctrica desarrollado para la automatización de subestaciones el cual fue desarrollado por expertos de Europa y Norteamérica. Las 14 partes de IEC 61850 fueron publicadas en su primera versión en el año 2004 y están siendo implementado por los principales fabricantes a nivel mundial.



La norma IEC 61850 busca la interoperabilidad en la automatización de subestaciones reduciendo el coste de energía y cableado ya que la comunicación se lo realiza mediante un bus de comunicación. Para su aplicación se requiere del uso de tecnología independiente, flexible y expandible.

Entre las principales ventajas de esta norma se encuentra que los datos a transmitir se dividen en grupos lógicos y estos a su vez en nodos lógicos a diferencia de los protocolos DNP3 y Modbus en donde los datos son traducidos en la parte del receptor y se puede perder información; otra de las ventajas es el uso de mensajería GOOSE que permite el envío de datos de manera prioritaria cuando suceda una falla o evento reduciendo los tiempos de recepción de la información pudiéndose recibirla hasta en 3ms, esto permite el enclavamiento en los sistemas eléctricos y bloqueo de dispositivos agregando una mayor gama de curvas de coordinación de protecciones.

En la Tabla 0.7 se muestra una comparación entre los diferentes protocolos usados en la Automatización de Subestaciones.

Tabla 0.7 Comparación de algunos protocolos usados en la Automatización de Subestaciones. (Fuente: Molina, E J. & Flores, O.)

	Valores medidos	Bus de comunicación)	Modo de comunicación	Velocidad (Mbit/s)
MODBUS	Si	No	Maestro/esclavo	0,12
DNP 3.0	Si	No	Maestro/esclavo	0,12
IEC 60870	Si	No	Maestro/esclavo	0,19
IEC 61850	Si	Si	Evento Orientado	100

1.7.5 Software para análisis de redes de distribución

1.7.5.1 Sistema ADMS

El proyecto SIGDE – Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica busca fortalecer la gestión de las empresas de distribución, mediante la programación operativa de expansión, gestión de activos, homologación de procesos, sistemas de información, estandarización y la interoperabilidad entre los distintos sistemas, equipos y dispositivos.

El sistema ADMS se encuentra dentro del proyecto SIGDE y tiene la capacidad de optimizar la operación del sistema de distribución y gestionar de manera eficiente el sistema eléctrico en su área de concesión. El sistema agrupa varias aplicaciones entre las cuales se encuentran las siguientes:

- SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos.
- DMS (Distribution Management System): Sistema de Gestión de la Distribución.
- OMS (Outage Management System): Sistema de Gestión de Interrupciones.
- MWM (Management Work Mobil): Sistema para Gestión de la Fuerza de Trabajo Móvil.

El sistema ADMS se puede entender como un servicio basado en estándares que facilitan la integración y permite el intercambio de información con los sistemas ofrecidos por otras empresas. La arquitectura del programa, consiste en subsistemas independientes, divididos en



entornos diferentes, con la ventaja de que la información se encuentra sincronizada con todos los subsistemas (Telvent ADMS).

Se dispone de la interfaz de usuario DMD (Dynamic Mimic Diagram) para el Sistema DMS. Es responsable de todas las interacciones con el usuario como: la visualización del estado actual del dispositivo, las acciones de control, la presentación de alarmas y el manejo del reconocimiento de alarmas, las tendencias. El DMD interactúa con los Servicios DMS generando vistas actuales de la red y enviando comandos.

Las funciones básicas que presenta el DMD son:

- Modos de interacción.
- Información de la red, árbol de red.
- Búsqueda de elementos en la red.
- Gestión del espacio de trabajo.
- Detalles de elementos.
- Objeto de falla.
- Resumen de información de la red.
- Alarmas.

La aplicación DMD como la que se muestra en la Figura 0.15 está compuesta por las siguientes partes:

- **Barra de menú principal**, contiene todos los comandos disponibles en la aplicación, organizados en menús y sub-menús.
- **Bandeja de herramientas**, es una banda situada por debajo del menú principal, en la que se encuentran todas las barras de herramientas.
- **Barra de estados**, está situada en la parte inferior de la ventana de DMD que se utiliza para mostrar una breve información sobre el estado de la aplicación.
- **Área de pestaña de la ventana de documentos**, presenta el área dedicada a las ventanas de documentos.
- **Pestañas de ventana acoplable**, son usadas para proporcionar información o funcionalidad adicionales.

La aplicación DMS, es la base fundamental del sistema ADMS se puede considera como el cerebro para la operación y gestión de la red de distribución, entre sus múltiples funciones se describen las principales.

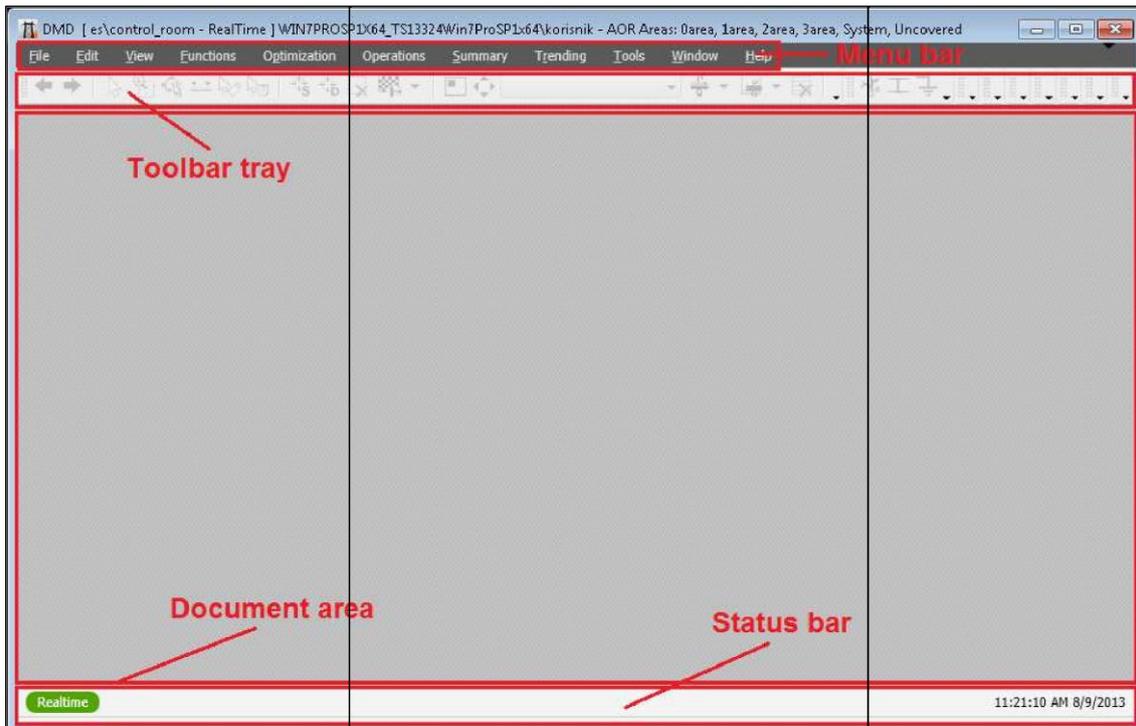


Figura 0.15. Ventana principal DMD (Fuente: Schneider Electric)

Analizador de topología (TA): Es una herramienta general para realizar varios análisis topológicos de la red de distribución representada en forma gráfica. En base a la conectividad de la red y los estados de los interruptores, TA proporciona la topología de la red que es empleada en otras aplicaciones.

Trazado: La función permite encontrar una ruta por un criterio especificado.

Estimador de estado (SE): La aplicación es empleada para estimar el estado de la red de distribución considerando los datos remotamente monitorizados; este proceso consiste en la conversión de las medidas en tiempo real telemedidas y los datos de pseudo - medidas generadas en un conjunto de estados consistentes de la red y variables de estados para las tensiones de la red en los puntos de suministro, datos telemedidos sobre las medidas y topología de la red, así como los datos de consumidores insertados en el sistema. El *estado de la red* contiene el conjunto de valores de tensión para todos los nodos. Las *variables de estado* contienen el resto de variables las cuales pueden ser calculadas a partir del *estado de la red*, como caídas de tensión, corrientes en las secciones y cargas.

Las medidas pueden ser magnitudes de corriente, factores de potencia, potencia activa y reactiva y magnitudes de tensión en cualquier emplazamiento de la red, y puede ser comparada con los resultados del estimador de estados en cualquier momento.

La aplicación primero evalúa las cargas simétricas (por fase) y asimétricas (trifásicas) de todos los nodos en las redes de distribución radiales y ligeramente malladas las cuales no son remotamente monitorizadas, que no están directamente cubiertas por el sistema SCADA, de tal forma que se pueda realizar el cálculo normal del flujo de cargas.

Flujo de cargas (LF): La aplicación se emplea para el cálculo de los estados estacionarios de la red radial o ligeramente mallada de media tensión. Permite determinar las variables de estado



de la red de distribución balanceada o desbalanceada, en base a la tensión conocida de la alimentación de la red y datos asociados a los consumos (cargas) de todos los nodos.

El estado de la red consiste en: Tensiones, corrientes, flujos de potencia activa y reactiva, caídas de tensión, pérdidas. Mediante el vector de estado definido como un conjunto de todas las tensiones de los nodos de la red se puede calcular cualquier otra variable de estado.

El modelo de flujo de cargas del sistema de distribución representa la descripción matemática del balance de potencia activa y reactiva en el sistema, donde la potencia insertada debe ser igual a la potencia consumida más las pérdidas.

Índices de rendimiento (PI): La aplicación es empleada para proporcionar una percepción del estado de la red y para ofrecer un criterio objetivo indicando si los cambios en los estados de la red mejoran su operación. Además, es empleado para indicar problemas operacionales como señales fuera de los límites operación. La aplicación puede determinar el rendimiento de parte de la red o la red de distribución completa, para la topología especificada y estado. Los resultados de la funcionalidad PI están principalmente basados en los resultados del flujo de cargas y representan un sumario de resultados del flujo de cargas por circuito.

Optimización de tensiones reactivas (VVO): Es una de las aplicaciones básicas que permiten la gestión de tensión y flujos de potencia reactiva en la red de distribución. VVO, como parte de la aplicación ADMS, opera de una forma centralizada la sub - red considerada, en vez de a un nivel local como ocurre con los controladores locales.

La aplicación VVO genera una lista de maniobras con acciones de control locales para todos los dispositivos de control manuales y remotamente controlados en el área seleccionada como un resultado de los cálculos con el reporte de rendimiento general. Son soportados recursos monofásicos y trifásicos.

Reconfiguración de la red (NR): La localización óptima de los interruptores normalmente abiertos (ON) en la red de distribución depende de la demanda de potencia actual en la red. Los cambios en la demanda durante el día tienen un impacto en las localizaciones óptimas de los interruptores ON. La aplicación reconfiguración de red se usa para testear cualquier estado de red y obtener una solución apropiada para localizaciones óptimas en los interruptores ON. La aplicación determina la configuración óptima de la red de distribución radial (localización de los interruptores normalmente abiertos) de acuerdo con los objetivos de optimización seleccionados. El objetivo de optimización puede ser uno de los siguientes, así como sus combinaciones:

- Pérdidas de potencia activa mínimas
- Carga equilibrada en alimentador y/o transformador
- Parte de la red sin sobrecarga (descargar la red)
- Fiabilidad
- Puntos de conexión adyacentes

Cada objetivo de optimización puede ser arbitrariamente ponderado por el usuario, y pueden ser utilizados en la parte definida de la red por el usuario.



Localización de la falla (FL): La aplicación permite la detección de la falla, calculando la localización donde puede haber ocurrido analizando el patrón de fallas, está disponible información de tiempo real adquirida por los dispositivos de campo, incluyendo, salidas del indicador de falla, magnitud de falla en varias localizaciones en el alimentador, y objetivos de relés de protección.

FL lleva a cabo el cálculo de localización de falla debido a las que han sido causadas por apertura del disyuntor del circuito de alimentación o reconectador; no se aplica para fusibles fundidos debido a fallas en ramales laterales.

Restauración del suministro (SR): Se utiliza para determinar un plan óptimo de acciones de maniobra para la restauración del suministro en la parte desenergizada de la red de distribución.

Podemos usar la aplicación SR durante:

- Condiciones de falla
- Mantenimiento planeado

Cálculo de una falla (CF): Se utiliza para el cálculo del estado de la red de distribución con fallas para una configuración específica de red.

Los resultados de la aplicación FC se pueden usar para:

- Análisis del estado de falla para monitorizar y anticipar el efecto de una falla simulada en la red
- Diseño de una subestación relacionada con el equipo y el sistema de puesta a tierra, determina que las intensidades de falla a tierra están dentro de los límites dictados por el procedimiento de seguridad y recomendación.
- Verificar la intensidad de cortocircuitos contra la capacidad de interrupción del interruptor y del fusible.
- Verificación de operaciones de protección y sensibilidad
- Determinación de localización de falla usando el método actual

Protección relé: La aplicación se usa para el análisis de operación, sensibilidad y coordinación de las protecciones relés y otros dispositivos de protección como fusibles y reconectores, dando a conocer el lugar de los dispositivos de protección, una vista general eficiente de todos los rasgos de protección, entre otras. Todos los análisis se llevan a cabo para estados específicos de la red, topología, grupo de ajustes de protección activa y localización seleccionada y tipo de falla.

1.7.5.2 CYMDIST

El software CYME para el análisis de redes eléctricas es una serie completa de herramientas avanzadas de simulación que ayudan a los ingenieros a resolver nuevos desafíos en la planificación y la operación de sus redes eléctricas. CYMDIST es el paquete base para el análisis del sistema de distribución del software CYME, está compuesto por las herramientas necesarias para el modelado y análisis de los diversos tipos de simulaciones involucradas en la planificación del sistema de distribución eléctrica.



El software CYME permiten modelar en detalle cualquier red de distribución, transporte o industrial. La creación de redes equilibradas o desequilibradas, redes secundarias, subestaciones, redes de distribución de baja tensión, sistemas CC y redes imbricadas. Estas redes pueden ser de configuración radial o mallada y puede representarse de forma esquemática o geográfica.

El software ofrece análisis básicos como flujo de potencia, cortocircuito, distribución de carga, ubicación de condensadores, balance de cargas y arranque de motores. Los módulos de análisis avanzados son análisis de contingencias, análisis de riesgos por relámpago de arco, dinámica a largo plazo, optimización Volt/Var, coordinación de los dispositivos de protección, estabilidad transitoria, armónicos, entre otros.

Interfaz Gráfica de Usuario (IGU)

La interfaz gráfica de usuario en la que se describen sus principales partes se muestra en la Figura 0.16.

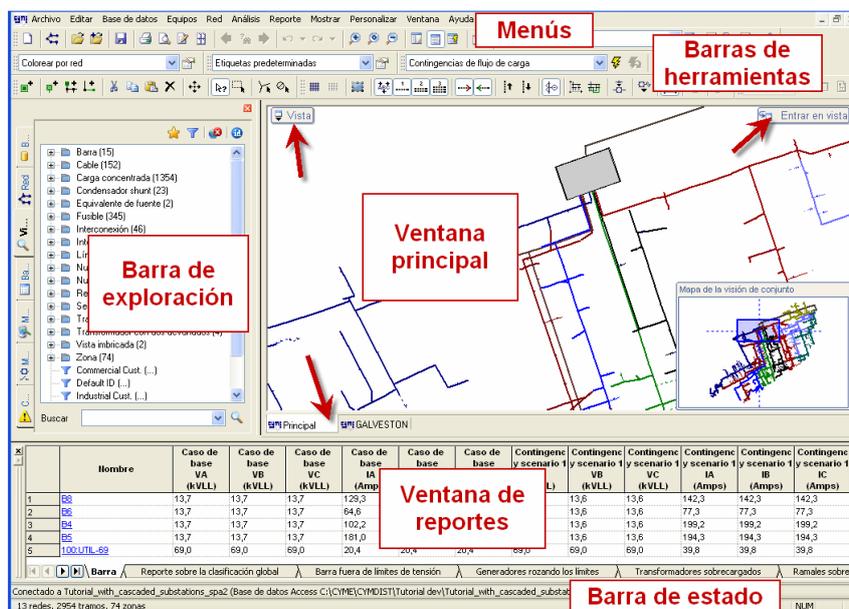


Figura 0.16. Interfaz gráfica de usuario de CYMDIST (Fuente: CYME)

- **Pantalla principal de visualización:** En esta pantalla se presenta la red seleccionada, pueden mostrarse en forma de redes o ser representadas por símbolos, según lo que se haya establecido en los parámetros iniciales. Si se tiene varias vistas cargadas, aparecerán pestañas que permitirán el acceso a las diferentes vistas. CYME admite dos estilos de vistas predeterminadas: georreferenciada o esquemática.
- **Barra de menú principal:** Está situada en la parte superior de la pantalla, contiene todos los comandos autorizados por la licencia de software instalada en su computador, agrupados en menús desplegables.

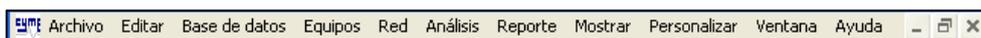


Figura 0.17. Barra de menú principal CYMDIST (Fuente: CYME)

- **Barra de herramientas:** Se encuentran debajo de la barra de menús principal. Sus iconos representan las principales funciones de edición, navegación y análisis de CYME. Cada icono tiene un comando correspondiente en el Menú principal.

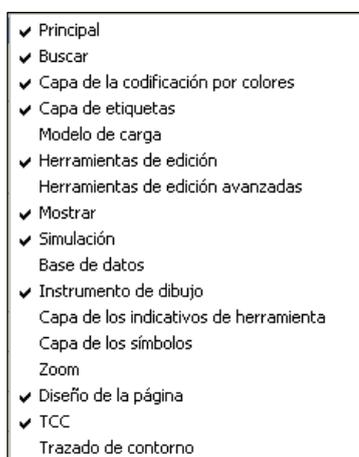


Figura 0.18. Funciones disponibles para la barra de herramientas (Fuente: CYME)

- **Barra de exploración:** Esta área configurable consta de varias pestañas de comandos multi-propósitos que pueden ser cambiadas de posición y que se presentan en una estructura tabular / jerárquica de árbol. Las pestañas disponibles en cada barra de exploración se pueden Renombrar, Agregar, Separar o Quitar (ocultar).
- **Reportes:** Es la ventana con pestañas configurables que aparece cuando se pide un reporte, puede ser flotante o acoplada.
- **Barra de estado:** Localizada en el borde inferior de la pantalla, consiste en dos líneas de texto que proporcionan información sobre la base de datos activa, los parámetros del tramo o nudo seleccionado y las coordenadas XY del cursor.

Propiedades y parámetros

Con CYME se puede crear y modelar equipos, líneas y conductores predeterminados y después crear redes propias, subestaciones, alimentadores y mallas secundarias.

El diagrama unifilar que representa a la red se compone de una sucesión de *tramos* y *nodos*.

- El tramo es el “pilar” de la red para la instalación de equipos, líneas, cargas, etc. y cada elemento puede ser configurado con sus parámetros individuales.
- Los nodos son marcas circulares que sirven para conectar a los tramos entre sí y no tienen ningún valor eléctrico. Un tramo está siempre asociado a su nodo situado aguas arriba (Nodo de origen) y a su nodo situado aguas abajo (Nodo de destino).

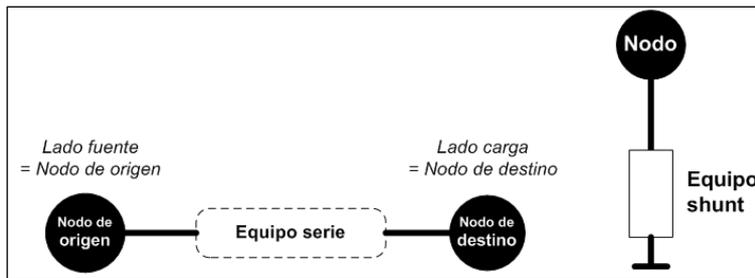


Figura 0.19. Tramos y nodos que representan una red (Fuente: CYME)

El tramo puede ser representado por hasta tres partes: el lado Fuente (nodo de origen), el lado Conductor y el lado Carga (nodo de destino).

Propiedades del tramo: Está compuesto por 3 partes:

1. Identificación del tramo.
2. Cuadro de grupo Dispositivos por medio del cual se pueden añadir o retirar los dispositivos, indicar el tipo de carga y seleccionar el recuadro de parámetros que se desea mostrar.
3. Recuadro que muestra los detalles del componente seleccionado en el árbol de los dispositivos, incluyendo los parámetros específicos que usted puede configurar.

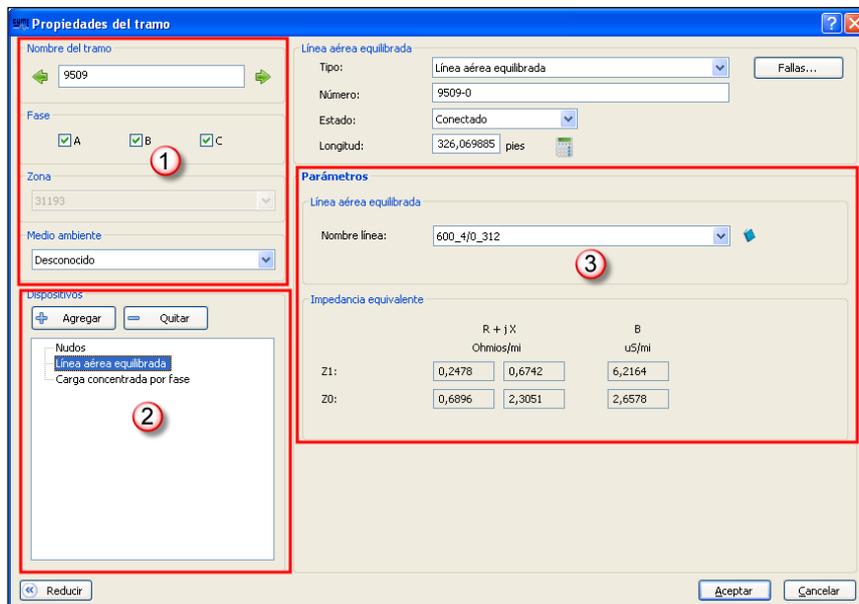


Figura 0.20. Propiedades del tramo (Fuente: CYME)

Propiedades del nodo: Pueden ser modificadas mediante la opción “Parámetros” en el menú contextual desplegado al hacer doble clic sobre el nodo a modificar.



Propiedades del nodo

General Relámpago de arco FCO

Nudo

Nombre: 11995

Zona: NO-DEFINIDO

Tensión: 12.47 kVLL Definido por el usuario

Despliegue

Despliegue: Mostrar como un nodo

Coordenada X: 3326495.25

Coordenada Y: 549652.938

Aceptar Cancelar

Figura 0.21. Propiedades del nodo (Fuente: CYME)



CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES ACTUALES DEL ÁREA PILOTO

En este capítulo se analizan las condiciones de operación en estado normal de los alimentadores 221 y 223 de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.; mediante el análisis de flujo de carga utilizando el software CYMDIST y el estimador de estados del ADMS para el desbalance de fases, los softwares son propiedad de la Empresa. De igual manera, se ejecutaron análisis de la coordinación actual de protecciones en ambos alimentadores con la finalidad de verificar su correcto funcionamiento o de ser el caso sugerir las mejoras respectivas.

2.1 Análisis de flujo de carga utilizando CYMDIST

Una de las herramientas principales para el análisis de redes en estado estacionario es el flujo de carga, pues permite conocer el estado del sistema eléctrico en régimen permanente. Es entonces una herramienta base para conocer los flujos de potencia activa y reactiva, y las tensiones en cada nodo del sistema analizado. Para el presente trabajo este análisis fue ejecutado usando el software CYMDIST. Las bases de datos usadas tanto de equipos cuanto de redes fueron proporcionadas por el área respectiva luego de una validación exhaustiva. El método usado para resolver este flujo de carga desbalanceado es conocido como Newton – Raphson iterativo. Una vez completado el análisis de flujo de carga se proceden a realizar análisis complementarios como son de caída de tensión en cada nodo, cargabilidad y pérdidas de potencia para cada alimentador tal como se muestra a continuación.

2.1.1 Análisis de caída de tensión

El análisis de la caída de tensión permite conocer las tensiones en cada nodo del sistema de distribución, en este caso se realizó en toda la troncal del alimentador principal cuya tensión nominal es de 22 kV; se calcularon los valores máximos de caída de tensión respecto al valor base en cada nodo del alimentador a fin de determinar si se encuentran dentro del rango admisible de la normativa referente a calidad del producto.

2.1.1.1 Análisis de caída de tensión en el alimentador 221

Sobre la base de los resultados obtenidos del flujo de carga para el alimentador 221, se calculó la variación de la tensión de suministro con respecto a su tensión base en todos los nodos fuentes del alimentador. A continuación, se muestra el tramo que presenta la mayor variación de tensión. (Tabla 2.1.)

Tabla 2.1. Máximo valor de caída de tensión del alimentador 221. (Fuente: Autor)

Nodo Inicio	Nodo Fin	Tensión calculada (kV LL)	Tensión Base (kV LL)	ΔV (%)
MTA_S_87045	MTA_S_246111	21,806	22,000	0,882

Como se puede observar en la Tabla 2.1, una vez que se analizó todos los nodos que conforman el alimentador 221, se encontró que el nodo con mayor caída de tensión presenta un valor de 21,806 kV, correspondiente a una variación de tensión del 0,882 %, lo cual determina que se encuentra dentro de los rangos admisibles normados en las regulaciones respectivas. En

resumen, el alimentador 221 no presenta caídas de tensión que superen los límites establecidos en las regulaciones relacionadas con la calidad de suministro.

2.1.1.2 Análisis de caída de tensión en el alimentador 223

De igual manera se realiza un análisis similar sobre la base del flujo de carga para el alimentador 223, se calculó la variación de tensión de suministro con respecto a su tensión base en los respectivos nodos fuentes en toda el área de servicio del alimentador, y se obtuvo el tramo donde el nodo fuente presenta la mayor variación de voltaje el mismo que se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Máximo valor de caída de tensión del alimentador 223. (Fuente: Autor)

Nodo Inicio	Nodo Fin	Tensión calculada (kV LL)	Tensión Base (kV LL)	ΔV (%)
MTA_S_102725	MTA_S_102726	21,8	22	0,909

Como se describe en la Tabla 2.2, este análisis permitió encontrar el nodo con mayor caída de tensión, cuyo valor se encuentra en 21,80 kV, que representa una variación de voltaje de 0,909 %, encontrándose dentro de sus rangos admisibles. En resumen, el alimentador 223 en topología de red normal no presenta caídas de tensión superiores a las dictadas por la regulación vigente.

2.1.2 Análisis de cargabilidad de alimentadores

Este análisis permite determinar segmentos de red sobrecargados ya sean por conductores subdimensionados o por tener una demanda de potencia muy elevada. Se analizó los niveles máximos de cargabilidad también conocido como capacidad de conducción de corriente que soportan los conductores con la finalidad de determinar si se encuentran dentro de sus rangos permisibles.

2.1.2.1 Análisis de cargabilidad en el alimentador 221

Este análisis es ejecutado en el periodo de demanda máxima del sistema, y muestra que el porcentaje máximo de cargabilidad en este alimentador es de 51.49%. Estos datos indican que no existe ningún tramo de red de media tensión que exceda el límite máximo de ampacidad de los conductores. A continuación, se muestra el tramo cuyo porcentaje de carga es el mayor en el alimentador 221.

Tabla 2.3. Tramo con máxima cargabilidad del alimentador 221. (Fuente: Autor)

Nodo Inicio	Nodo Fin	Tensión Base (kV LL)	Cargabilidad (%)
MTA_S_202343	MTS_L_15041	22	51.49

2.1.2.2 Análisis de la cargabilidad en el alimentador 223

Un análisis similar se realiza en el alimentador 223, luego del cual se determina que no se presentan problemas relacionados a exceder el máximo de ampacidad de los conductores de



este alimentador. En este alimentador se encuentran dos segmentos de red con una cargabilidad de 51.5 %, tal como se muestra en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Tramos con máxima cargabilidad del alimentador 223. (Fuente: Autor)

Nodo Inicio	Nodo Fin	Tensión Base (kV LL)	Cargabilidad (%)
NODOFUENTE-223	MTS_L_15041	22	51.5
MTA_S_202343	MTS_L_15041	22	51.5

2.1.3 Análisis de pérdidas de potencia

Este análisis permite determinar las pérdidas de potencia activa y reactiva en cada uno de los alimentadores objetos de este estudio. Estos resultados tienen como base los flujos de carga desbalanceados ejecutados con anterioridad. A continuación, se detallan los resultados obtenidos para cada alimentador.

2.1.3.1 Análisis de pérdidas de potencia en el alimentador 221

Una vez concluido el análisis de flujo de carga, se pudo determinar las pérdidas de potencia activa y reactiva en todos los tramos que conforman el área de servicio del alimentador 221; se procedió a calcular el porcentaje de pérdidas de potencia con respecto a los valores de potencia base y como resultado se obtuvo la localización del tramo que presenta el mayor porcentaje de pérdidas el cual se muestra en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Análisis de las pérdidas de potencia en el alimentador 221. (Fuente: Autor)

Nodo Inicio	Nodo Fin	Tensión Base (kV LL)	Potencia Activa Total (kW)	Potencia Reactiva Total (kVAR)	Pérdidas (W)	Pérdidas (VAR)	Pérdidas Activa (%)	Pérdidas Reactiva (%)
NODOFUENTE-221	MTS_S_8323	22,00	1758,7	145,99	295,6	262,9	1,7E-02	1,8E-01

Tal como se puede observar en la Tabla 2.5, el tramo que acumula el mayor porcentaje de pérdidas de potencia activa y reactiva total corresponde al nodo fuente para el alimentador 221; estos valores de pérdidas son técnicamente justificables pues son debido a las pérdidas por efecto Joule en los conductores y las pérdidas por corrientes parásitas que calientan el núcleo en los transformadores y que justamente se concentran en el tramo que tiene la totalidad de carga conectada.

2.1.3.2 Análisis de las pérdidas de potencia en el alimentador 223

De igual manera se determinan las pérdidas de potencia activa y reactiva en todos los tramos que conforman el área de servicio del alimentador 223, una vez concluido este análisis se encontró el tramo que presenta el mayor porcentaje de pérdidas de potencia, el mismo que se muestra en la Tabla 2.6.



Tabla 2.6. Análisis de las pérdidas de potencia en el alimentador 223. (Fuente: Autor)

Nodo Inicio	Nodo Fin	Tensión Base (kV LL)	Potencia Activa Total (kW)	Potencia Reactiva Total (kVAR)	Pérdidas (W)	Pérdidas (VAR)	Pérdidas Activa (%)	Pérdidas Reactiva (%)
NODOFUENTE-223	MTS_L_15041	22	1452	170	300	1100	2,1E-02	6,5E-01

En la Tabla 2.6 se evidencia claramente que el tramo con mayores pérdidas corresponde al nodo fuente siendo estos resultados concordantes con el análisis del alimentador 221.

2.2 Análisis del desbalance de fases mediante el estimador de estados del ADMS

El análisis de desbalance permite conocer el estado de las tensiones de cada fase en un sistema desequilibrado. Un sistema desbalanceado provoca la aparición de componentes de secuencia negativa, desequilibrio de tensiones, etc. que redundan en una mala calidad del suministro eléctrico. Para este análisis se utilizaron los datos de tensión de un día típico en hora pico suministrados por el estimador de estado de ADMS, usando la ecuación (2.1).

$$\% \text{ Desbalance} = \frac{\text{Máxima desviación media de la tensiones}}{\text{Promedio de las 3 tensiones fase - fase}} * 100\% \quad (2.1)$$

Donde:

Máxima desviación media de las tensiones: Se refiere a calcular el máximo valor absoluto de la diferencia entre la tensión fase – fase y la media de las 3 tensiones de fase, como se muestra en la ecuación (2.2):

$$\text{MAX}(|V_{ij} - \overline{V_{F-F}}|) \quad (2.2)$$

Promedio de las 3 tensiones de fase – fase: Se refiere al calcular el promedio de las tensiones de fase – fase en un respectivo nodo, es necesario para calcular el término anterior descrito.

$$\overline{V_{F-F}} = \frac{\sum V_{ij}}{3} \quad (2.3)$$

Usando la ecuación (2.3), se puede encontrar los nodos de conexión de transformadores de distribución que presentaron el mayor desbalance en cada alimentador.

Tabla 2.7. Porcentaje máximo de desbalance de tensiones en los alimentadores en estudio. (Fuente: Autor)

	Código Transformador	Vab	Vbc	Vca	% desbalance
Alimentador 221	02_TR_3F_866-30-C	21,231	21,231	21,325	0,295
Alimentador 223	02_TR_3F_2580-30-C	21,648	21,717	21,725	0,224

Como se puede notar el máximo porcentaje de desbalance en los dos alimentadores es menor al 3% establecido como límite máximo por la norma ANSI C84.1-1995 para sistemas de distribución.



2.3 Análisis de la coordinación de protecciones en operación normal

Un correcto esquema de coordinación de protecciones permite desconectar únicamente la sección averiada de un sistema eléctrico, minimizando la afectación a los consumidores.

Al respecto se procedió a analizar los esquemas de coordinación de protecciones implementados por parte de la Empresa para los alimentadores 221 y 223 en estudio; para ello se realizó un análisis de las curvas tiempo – corriente de los dispositivos de protección que se encuentran activos a lo largo de la troncal de los alimentadores, mediante la utilización del software CymTCC de propiedad de la Empresa. Las corrientes de cortocircuito tanto en demanda máxima cuanto en demanda mínima en cada nodo de la red se obtuvieron usando ADMS Studio y el detalle se muestra a continuación.

Para este análisis se contó con los archivos de coordinación de cada dispositivo que se encuentran a lo largo del trayecto de los alimentadores en estudio, las corrientes de cortocircuito en cada nodo objeto de análisis y la relación de transformación de cada transformador de corriente. Toda esta información fue suministrada por el área de protecciones de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.

2.3.1 Coordinación de protecciones del alimentador 221 en operación normal

A continuación, se muestra un esquema simplificado de la subestación y alimentador 221 con los dispositivos de protección instalados y los valores de corriente máxima de cortocircuito para una avería del tipo trifásica sólida.

Se puede notar en la Figura 2.1 que en el lado del secundario del transformador de potencia existe un relé de protección del tipo General Electric modelo T60. Este IED controla los interruptores de alta y media tensión del transformador con curvas características tiempo – corriente. Se simuló fallas en la barra de media tensión a fin de calcular la corriente de cortocircuito en demanda máxima en este punto, la cual es de $I_{cc} = 3539 A$. La relación de transformación de los TC's es de 800/5.

Para protección del alimentador 221 se tiene instalado un relé del tipo General Electric modelo F650. De igual manera para una falla en este punto la corriente de cortocircuito trifásica en demanda máxima es igual a la anterior es decir de $I_{cc} = 3539 A$ y los TC's tienen una relación de transformación de 300/5.

A lo largo de la troncal del alimentador se tiene instalado un primer reconectador del tipo Noja Power, en el sector denominado Divino Niño de Charasol. En este punto la corriente de cortocircuito máxima es de $I_{cc} = 2370 A$. El reconectador tiene TC's con una relación de transformación de 1000/1.

Aguas abajo del punto anterior se tiene un ramal trifásico cuyo elemento de protección es también un reconectador del tipo Noja Power, este ramal alimenta al sector de San Miguel de Porotos. La corriente de cortocircuito en este punto alcanza el valor de $I_{cc} = 2141 A$ en periodo de demanda máxima. Aguas abajo de este reconectador existen dos puestos de protección de tipo fusible que no son objetos de estudio en este trabajo pues no están en la troncal del alimentador.

Como punto de frontera del alimentador 221 existe un reconectador Noja Power en el sector denominado el Corte cuyo estado normal es abierto y su grupo de protecciones se encuentran deshabilitadas. La conexión del alimentador 221 se lo realiza con el nodo fuente de este reconectador.

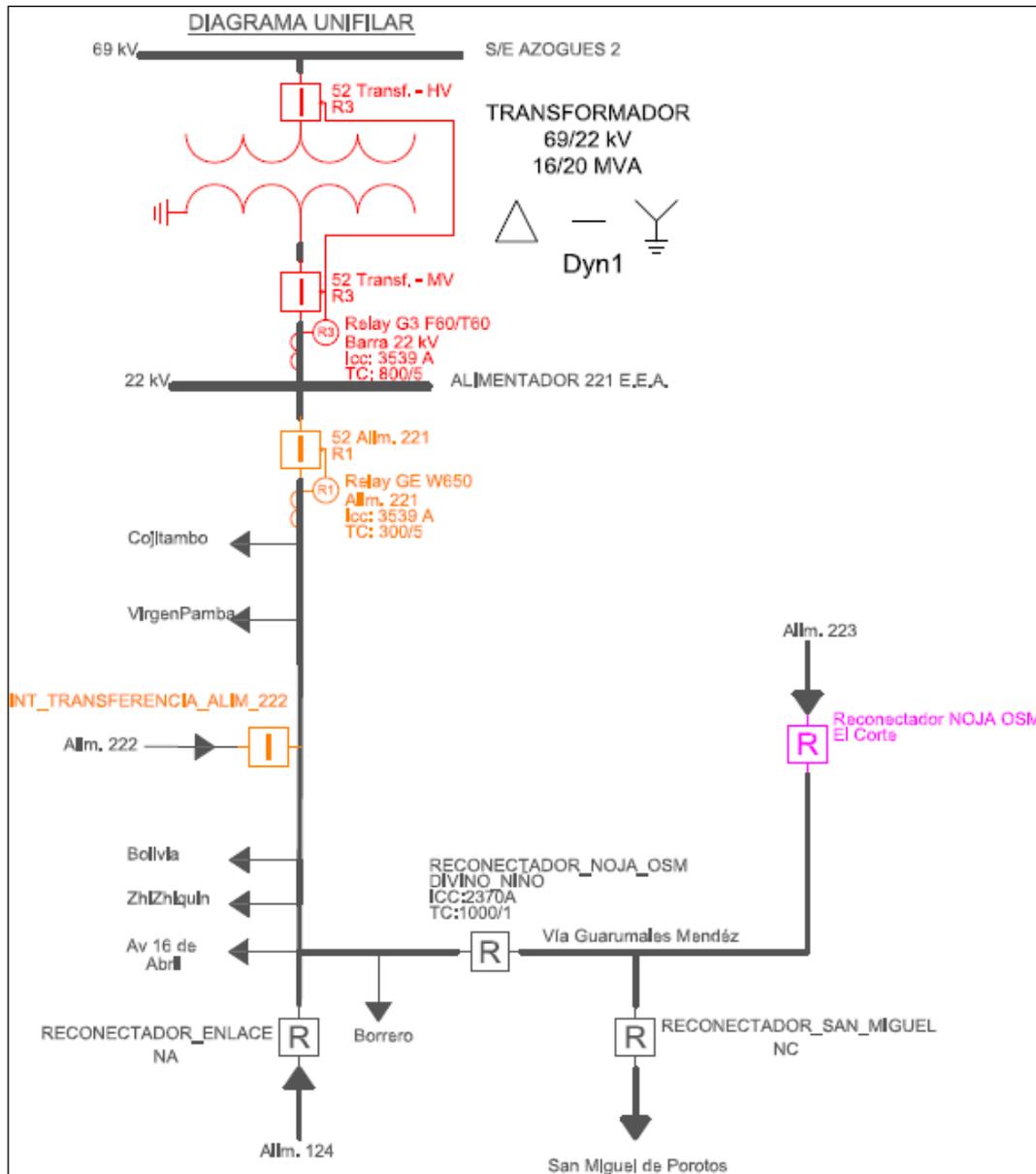


Figura 2.1 Diagrama unifilar del alimentador 221 de la Empresa Eléctrica Azogues. (Fuente: Autor)

Curvas actuales implementadas de tiempo – corriente para las protecciones del alimentador 221

A continuación, se muestra la coordinación de las curvas tiempo – corriente actualmente implementada en este alimentador.

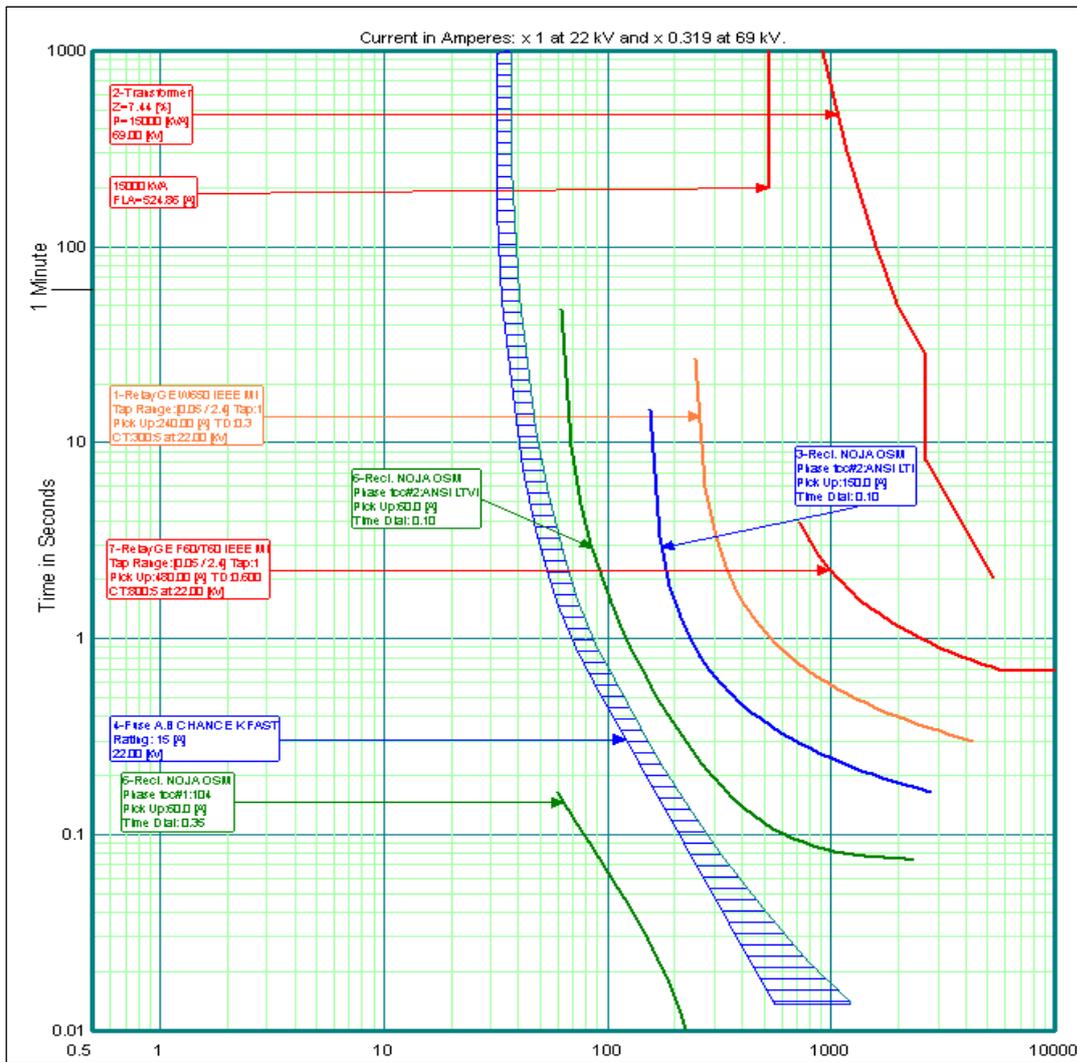


Figura 2.2 Curvas tiempo – corriente para las protecciones del alimentador 221. (Fuente: Autor)

El gráfico anterior se puede explicar de la siguiente forma:

Las curvas con la etiqueta 2-Transformer, corresponden al límite de daño térmico del transformador de potencia; la siguiente curva corresponde a la corriente nominal del transformador y esta etiquetada como FLA (Full Load Ampere).

Para el lado secundario del transformador de potencia la curva seleccionada es una del tipo IEEE Moderadamente Inversa, con ajustes de corriente de Pick Up igual a 480 Amperios y un Time Dial de 0.60 segundos. Estos ajustes protegen al transformador pues lo alejan de la curva de daño térmico y le permiten también asumir toda la carga nominal más un 25% de sobrecarga. Todos estos ajustes están parametrizados en el relé tipo General Electric modelo T60.

La siguiente curva, coloreada en naranja corresponde al ajuste colocado en el IED de la cabecera del alimentador 221. Esta curva es del tipo IEEE Moderadamente Inversa con una corriente de pick up de 228 Amperios. El Time Dial de este elemento está ajustado en 0.3 segundos. Los ajustes seleccionados únicamente corresponden a sobrecorriente de fase.

Las curvas en azul y verde corresponden a los reconectores que se encuentran en el alimentador 221; en el primer caso se tiene implementado el criterio de sacrificio de fusible de

forma que permita la circulación de la corriente de falla sobre los dispositivos que se encuentren aguas abajo con el objetivo de que actúen sus protecciones y desconecten la menor área de servicio del sistema y en el siguiente caso se tiene habilitado disparos rápidos con el objetivo de salvar los fusibles cuando se presenten eventos transitorios como fallas de conductores a tierra, etc. De igual manera se han coordinado el número y la cantidad de recierres.

2.3.2 Coordinación de protecciones del alimentador 223 en operación normal

En la Figura 2.3 se muestra el diagrama unifilar simplificado de la topología del alimentador 223, con los dispositivos protección instalados que se encuentran a lo largo del trayecto, y los valores de corriente de cortocircuito máxima en cada nodo de análisis para una falla del tipo trifásica.

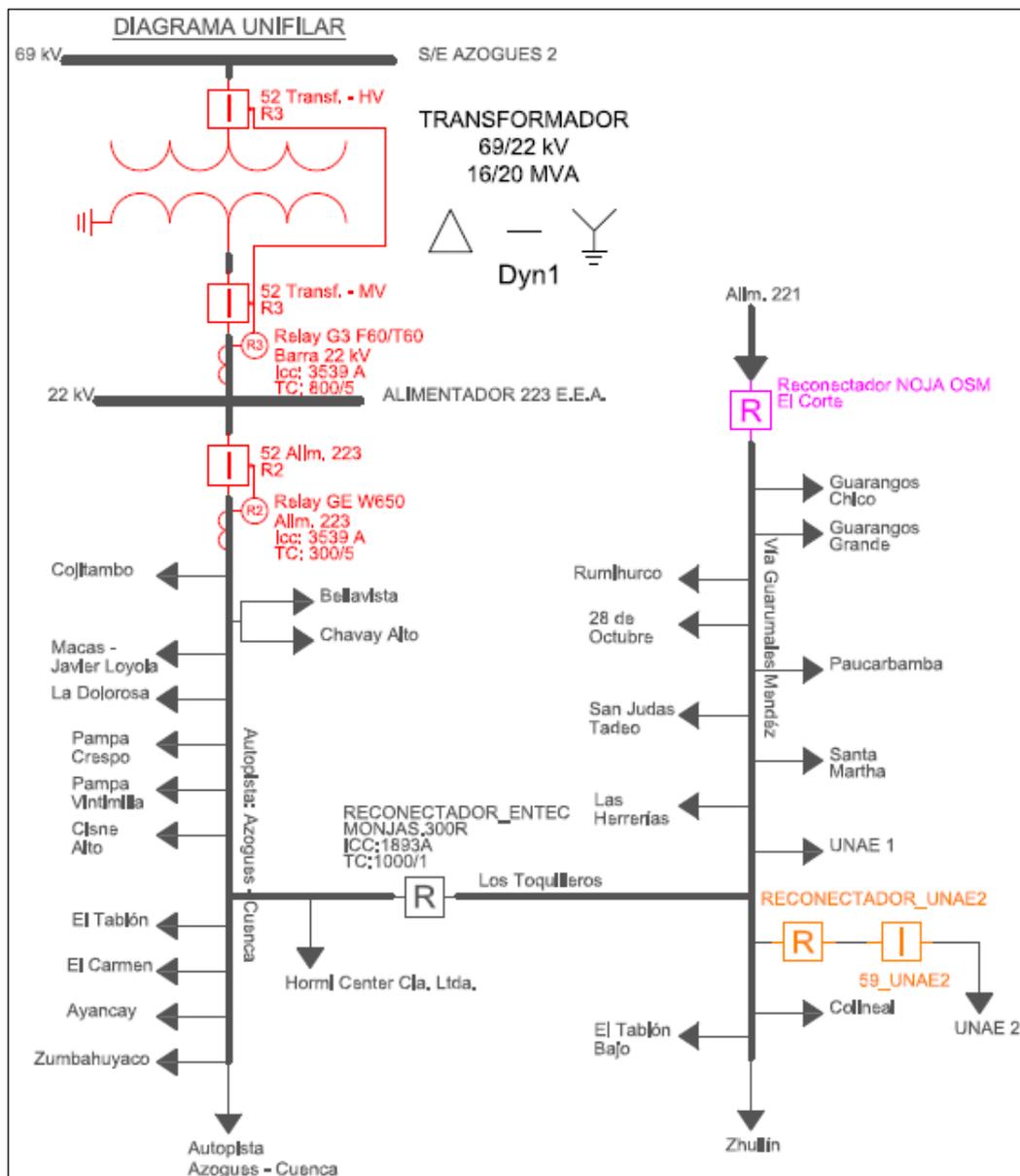


Figura 2.3 Diagrama unifilar del alimentador 223 de la Empresa Eléctrica Azogues. (Fuente: Autor)

Describiendo los dispositivos de protección desde la cabecera del alimentador 223, se encuentra instalado un relé del tipo General Electric modelo F650 con una corriente de cortocircuito máxima de $I_{cc} = 3539 \text{ A}$ y los TC's tienen una relación de transformación de 300/5.



Siguiendo el trayecto de la troncal del alimentador 223, se tiene un ramal trifásico que brinda cobertura eléctrica a los sectores aguas abajo desde el Tablón y en el circuito de la troncal se tiene instalado un reconectador del tipo ENTEC 300R, en el sector denominado Monjas en los Toquilleros, zona que es parte del análisis. En este nodo la corriente de cortocircuito máxima es de $I_{cc} = 1893 A$; el reconectador tiene su TC's con una relación de transformación de 1000/1.

Aguas abajo del punto anterior se tiene un ramal trifásico para la cobertura eléctrica de circuitos importantes como la UNAE etapa 2 que tiene sus propios equipos de protección y el servicio hacia el sector de Zhullin; continuando en la troncal del alimentador en su punto frontera se encuentra un reconectador Noja Power en el sector denominado el Corte cuyo estado normal es abierto y su grupo de protecciones se encuentran deshabilitadas. La conexión del alimentador 223 se lo realiza con el nodo carga de este reconectador.

Curvas actuales implementadas de tiempo – corriente para las protecciones del alimentador 223

En la Figura 2.4 se muestran la coordinación de las curvas de tiempo – corriente de los equipos de protección actualmente implementados en el alimentador 223.

La Figura 2.4 se puede explicar de la siguiente forma:

La curva con la etiqueta 2-Transformer y FLA, es la misma que se analizó en el alimentador 221, al igual que la curva del tipo IEEE Moderadamente Inversa en el lado secundario del transformador.

Empezando con la curva coloreada de color rojo, correspondiente al ajuste en el IED de la cabecera del alimentador 223. Esta curva es del tipo IEEE Moderadamente Inversa con una corriente de pick up de 210 Amperios. El Time Dial de este elemento está ajustado en 0.25 segundos. Los ajustes seleccionados únicamente corresponden a sobrecorriente de fase.

La curva coloreada de negro corresponde al reconectador ENTEC 300R que se encuentra en la troncal del alimentador 223, se tiene implementado el criterio de salvado de fusibles mediante los disparos rápidos para eventos del tipo transitorio, y el criterio de sacrificio de fusibles con los disparos lentos para permitir que circule de la corriente de falla en los dispositivos que se encuentren aguas abajo del reconectador, con el objetivo de que actúen sus protecciones y desconecten la menor área de servicio del sistema. De la misma forma se han coordinado el número y la cantidad de recierres.

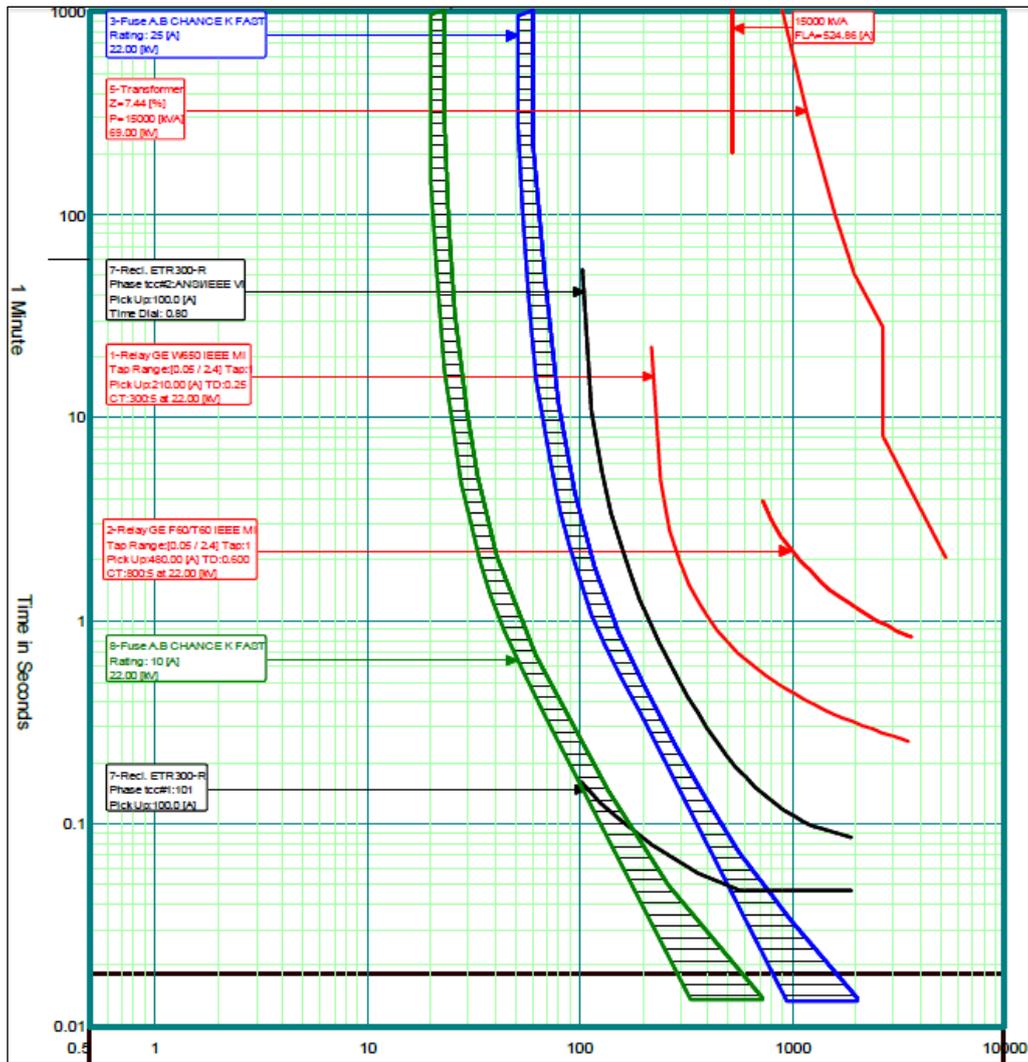


Figura 2.4 Curvas tiempo – corriente para las protecciones del alimentador 223. (Fuente: Autor)

2.4 Análisis de los indicadores FMIK y TTIK de los alimentadores y del sistema

La calidad del servicio técnico de los alimentadores 221 y 223 en estudio, se puede analizar mediante el indicador de frecuencia de interrupción en cada alimentador (FMIK) y la duración de interrupciones en cada alimentador (TTIK). Los indicadores descritos se pueden analizar mediante las diferentes causas y el número de incidencias que se producen en el trayecto de cada alimentador, para tener conocimiento de las causas que más afectan la continuidad del servicio eléctrico y así poder fortalecer el sistema, teniendo resultados positivos para los consumidores como para la empresa distribuidora.

La información de los índices de calidad, con las incidencias presentadas en el año móvil de enero a diciembre 2020 para los alimentadores en estudio y el sistema general, fue suministrada por el área de servicio técnico de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.

2.4.1 Análisis de los indicadores FMIK y TTIK del alimentador 221

En la Tabla 2.8 se muestra las causas que han afectado a la continuidad del servicio de energía eléctrica en el alimentador 221, las causas han sido ordenadas en base al indicador FMIK de mayor a menor.



El alimentador 221 es un alimentador de alta densidad (>50 kVA/km), en enero de 2020 tenía una carga instalada de 6955,0 kVA; debido a las extensiones de red junto al crecimiento de la carga con corte a diciembre de 2020 alcanzó una carga instalada de 7162,5 kVA.

Tabla 2.8 Indicadores FMIK y TTIK para el alimentador 221. (Fuente: Autor)

Causa	Descripción de la causa	Tipo de Causa	N° Incidentes	FMIK	TTIK
Red Medio Voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Interno/No Programada	14	1,025	0,396
Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Interno/ No Programada	29	0,478	0,376
Otras	Desconocidas	Interno/ Programada y No Programada	14	0,190	0,336
Ampliaciones y Mejoras	Programadas por mejoras o remodelaciones de las redes	Interno/ Programada	17	0,119	0,206
Red Bajo Voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Externo/ Transmisor, Generador y Consumidor	20	0,050	0,069
Terceros	Daño o interferencia accidental de particulares	Interno/No Programada	9	0,034	0,046
Climáticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Interno/ No Programada	4	0,010	0,016
Mantenimiento	Programadas para mantenimiento correctivo	Interno/ Programada	3	0,006	0,231
Total Alimentador 221				1,912	1,676

Como se puede apreciar en la Tabla 2.8, la causa que más ha afectado al índice FMIK del alimentador 221 durante el año 2020 ha sido la falla de equipamiento, materiales y accesorios en la red de medio voltaje, con un valor de 1,025 veces y un TTIK de 0,396 horas; este tipo de incidencia se ha presentado 14 veces durante el año analizado por lo que no es la que más se ha presentado; sin embargo, al ser una falla en media tensión y afectar directamente a la troncal principal de alimentador es la que más afecta a los índices.

La causa de incidencias que más se ha presentado son las ambientales relacionadas a arboles sin incluir podas con un total de 29 veces durante el año evaluado, se puede observar que esta



causa es la segunda en grado de afección a los índices FMIK y TTIK con valores de 0,478 veces y 0,376 horas respectivamente, esto debido al elevado número de veces que se ha presentado.

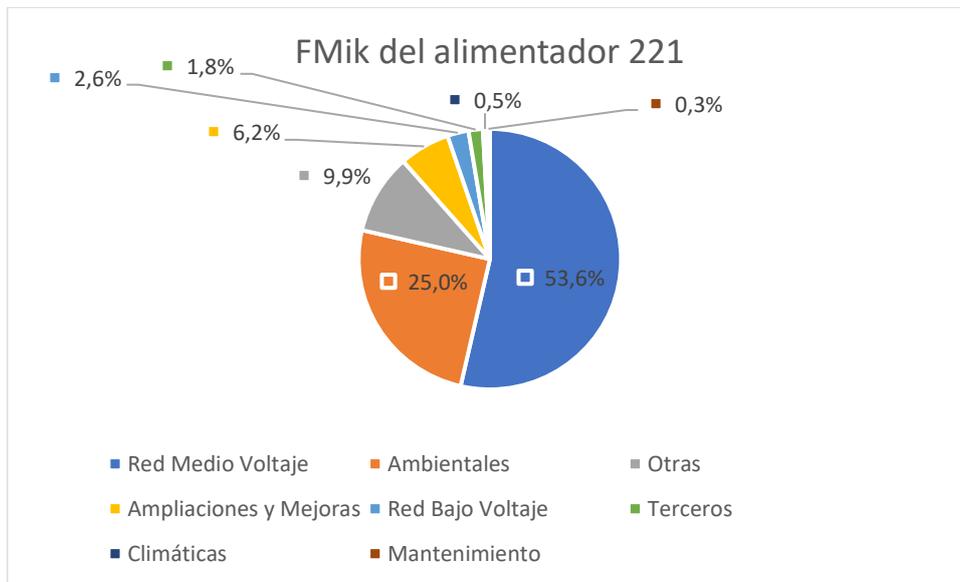


Figura 2.5 Causas de la frecuencia media de interrupción 'FMIK' del alimentador 221. (Fuente: Autor)

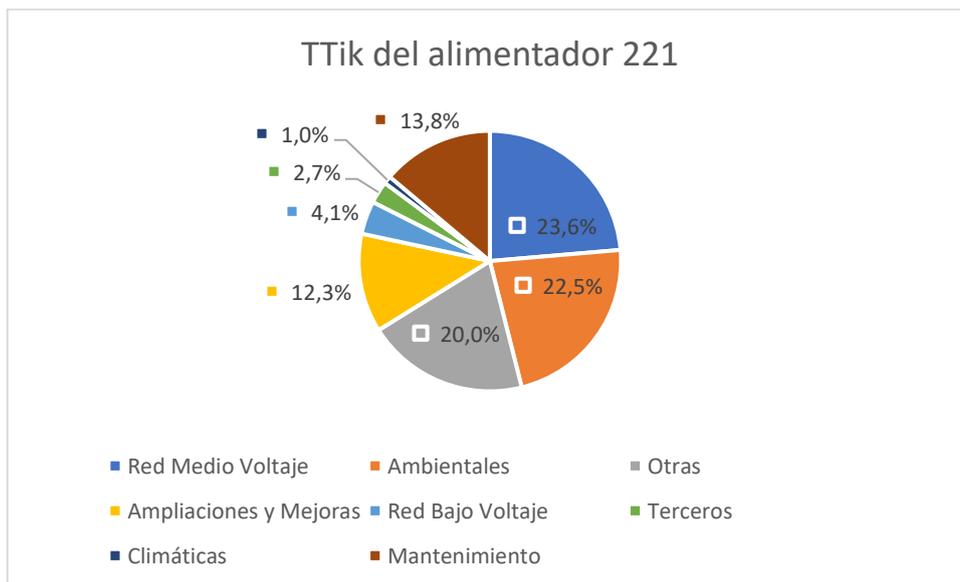


Figura 2.6 Causas del tiempo total de interrupción 'TTIK' del alimentador 221. (Fuente: Autor)

En la Figura 2.5 y la Figura 2.6 se muestran las causas con su porcentaje de relevancia en los indicadores FMIK y TTIK respectivamente.

El alimentador 221 tiene un FMIK total de 1,912 veces y un TTIK total 1,676 horas; al ser un alimentador de alta densidad los límites para los indicadores FMIK es de 7 veces y TTIK es de 10 horas, por lo que los indicadores del alimentador se encuentran dentro de los límites establecidos.

2.4.2 Análisis de los indicadores FMIK y TTIK del alimentador 223

En la Tabla 2.9 se muestra las causas que han afectado a la continuidad del servicio de energía eléctrica desde el mes de enero a diciembre 2020 en el alimentador 223, las causas han sido ordenadas en base al indicador FMIK de mayor a menor.

El alimentador 223 es un alimentador de alta densidad (>50 kVA/km), en enero de 2020 tenía una carga instalada de 8032,5 kVA; debido a las extensiones de red junto al crecimiento de la carga con corte a diciembre de 2020 alcanzó una carga instalada de 9105,0 kVA.

Tabla 2.9 Indicadores FMIK y TTIK para el alimentador 223. (Fuente: Autor)

Causa	Descripción de la causa	Tipo de Causa	N° Incidentes	FMIK	TTIK
Red Medio Voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Interno/No Programada	32	2,660	1,697
Ambientales	Arboles (sin incluir podas)	Interno/ No Programada	36	0,575	0,706
Climáticas	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Interno/ No Programada	19	0,219	0,297
Terceros	Daño o interferencia accidental de particulares	Interno/No Programada	17	0,198	0,201
Red Bajo Voltaje	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Externo/ Transmisor, Generador y Consumidor	50	0,091	0,142
Ampliaciones y Mejoras	Programadas por mejoras o remodelaciones de las redes	Interno/ Programada	23	0,088	0,378
Otras	Desconocidas	Interno/ Programada y No Programada	15	0,084	0,207
Mantenimiento	Programadas para mantenimiento correctivo	Interno/ Programada	15	0,062	0,162
Total Alimentador 223				3,977	3,790

En la Tabla 2.9 se muestra la causa de la red de medio voltaje, debido a la falla de equipamiento, materiales y accesorios, presentando el mayor FMIK con 2,660 veces y un TTIK de 1,697 horas, con un total de 32 incidencias que han producido la desconexión de gran parte de carga del alimentador principal y su tiempo de reparación es bastante considerable. Las incidencias que



se presentan debido a fallas en la red de medio voltaje son la principal causa de los altos indicadores en la calidad del servicio técnico para el alimentador 223.

El mayor número de incidencias se presenta para la causa de la red de bajo voltaje, debido a la falla de equipamiento, materiales y accesorios, con un total de 50 incidencias; sin embargo, tiene un FMIK bajo con 0,091 veces y un TTIK de 0,142 horas, esto se debe a que la carga desconectada o afectada es menor y su tiempo de reparación no requiere mayores esfuerzos.

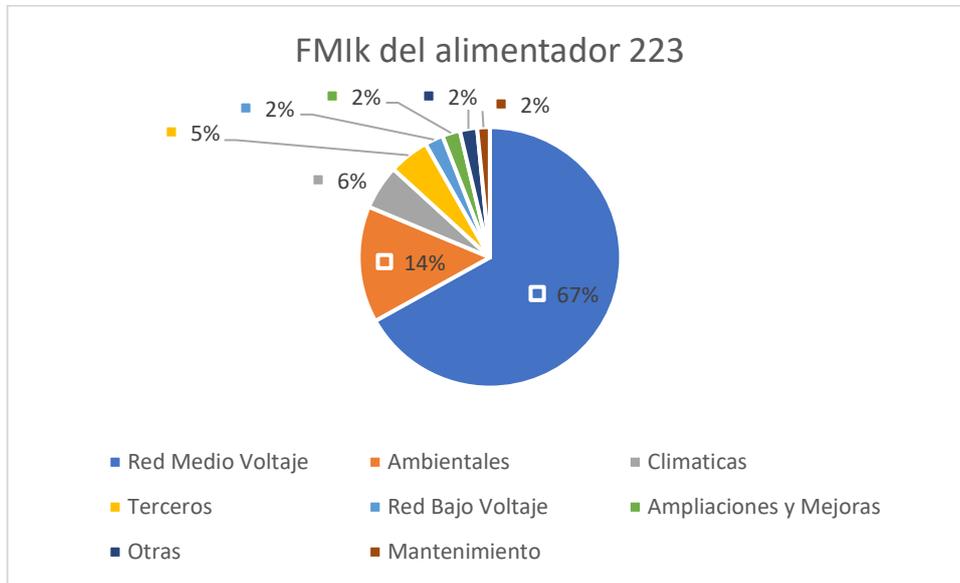


Figura 2.7 Causas de la frecuencia media de interrupción 'FMIK' del alimentador 223. (Fuente: Autor)



Figura 2.8 Causas del tiempo total de interrupción 'TTIK' del alimentador 223. (Fuente: Autor)

En la Figura 2.7 y la Figura 2.8 se muestran las causas con su porcentaje de relevancia en los indicadores FMIK y TTIK respectivamente.

El alimentador 223 tiene un FMIK total de 3,977 veces y un TTIK total 3,790 horas; al ser un alimentador de alta densidad los límites para los indicadores FMIK es de 7 veces y TTIK es de 10 horas, por lo que los indicadores del alimentador se encuentran dentro de los límites

establecidos; sin embargo, con el trabajo del diseño de la reconfiguración automática de los alimentadores en estudio se puede mejorar notablemente los indicadores de este alimentador, mejorando a su vez los indicadores del sistema de distribución.

2.4.3 Análisis de los indicadores FMIK y TTIK del sistema de distribución

En la Tabla 2.10 se muestran los indicadores de la calidad de servicio técnico de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. en cada mes del año móvil de enero a diciembre 2020.

Tabla 2.10. Indicadores de la calidad de servicio técnico de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. en el año móvil enero - diciembre 2020. (Fuente: Autor)

	FMIK	TTIK
Enero	0,520	0,835
Febrero	0,196	0,654
Marzo	0,329	0,476
Abril	0,256	0,431
Mayo	0,132	0,250
Junio	0,119	0,393
Julio	0,130	0,302
Agosto	0,293	0,377
Septiembre	0,289	0,387
Octubre	0,184	0,292
Noviembre	0,674	0,523
Diciembre	0,335	0,389
Total	3,458	5,310

Como se observa en la Tabla 2.10 el mes de noviembre presenta el mayor FMIK con 0,674 veces y un TTIK de 0,523 horas; y en el mes de enero se presenta el mayor TTIK con 0,835 horas y un FMIK de 0,520 veces en el año móvil 2020 en análisis.

En la Figura 2.9 se muestra el crecimiento del indicador FMIK mes a mes del año móvil 2020 para la empresa de distribución, alcanzando un FMIK de 3,45 veces al final del año. En la regulación ARCONEL 002/20 el límite del FMIK para la red es de 6 veces, con el dato obtenido por la empresa de distribución se encuentra dentro del límite; sin embargo, es necesario fortalecer el sistema de distribución para reducir este indicador y mejorar la continuidad del servicio en la zona de cobertura.

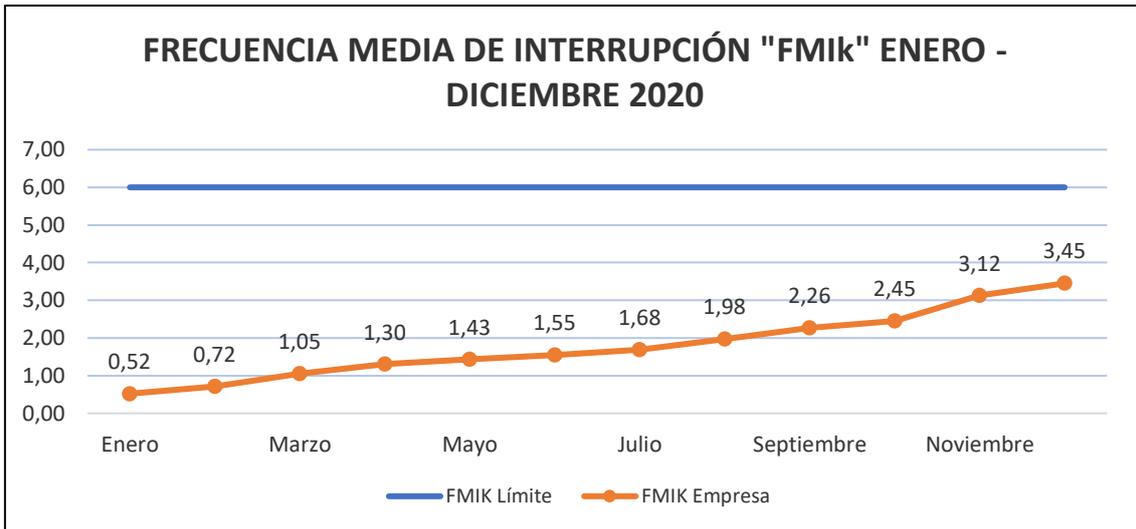


Figura 2.9 Progresión de la frecuencia media de interrupción 'FMIK' de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. en el año móvil 2020. (Fuente: Autor)

En la Figura 2.10 se muestra el crecimiento del indicador TTIK mes a mes del año móvil 2020 para la empresa de distribución, alcanzando un TTIK de 5,31 horas al final del año. En la regulación ARCONEL 002/20 el límite del TTIK para la red es de 8 horas, con el dato obtenido por la empresa de distribución se encuentra dentro del límite; sin embargo, es necesario fortalecer el sistema de gestión de interrupción para reducir el tiempo de atención y reparación de un evento de falla en el sistema, consecuencia de esta acción se tendrá un mejor indicador y se restablecerá el servicio en el menor tiempo posible en la zona fuera de servicio.

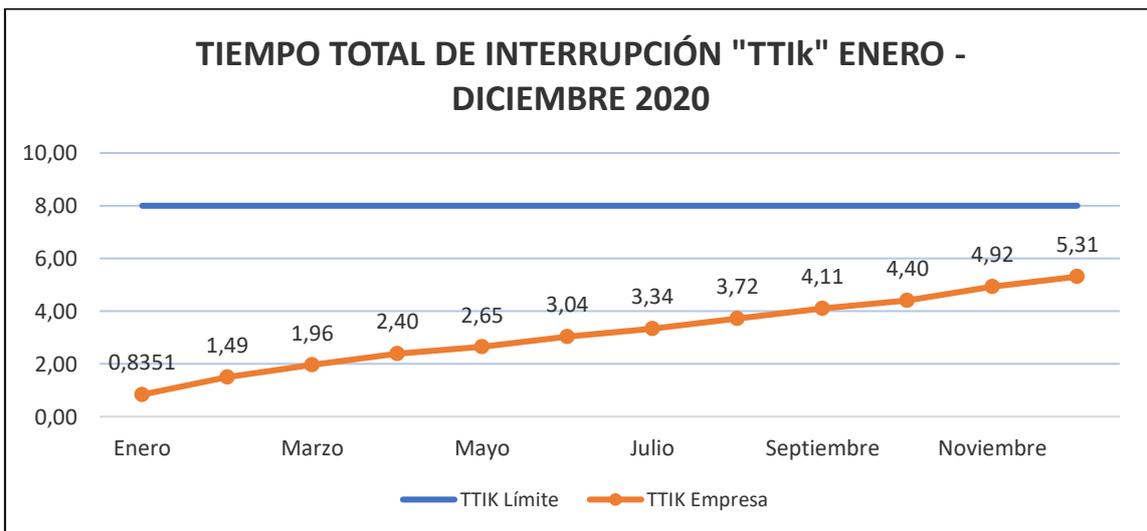


Figura 2.10 Progresión del tiempo total de interrupción 'TTIK' de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. en el año móvil 2020. (Fuente: Autor)

En la Tabla 2.11 se muestra los valores del FMIK y del TTIK de la empresa de distribución con relación al año móvil 2019-2020, para poder comparar los cambios que han surgido en los indicadores del año 2020 con relación al año 2019.



Tabla 2.11 Indicadores de la calidad de servicio técnico de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. en el año móvil 2019- 2020 (Fuente: Autor)

	FMIK	TTIK
Enero	5,088	9,402
Febrero	4,864	9,143
Marzo	4,825	8,849
Abril	4,812	8,378
Mayo	4,381	8,075
Junio	4,252	7,678
Julio	3,837	6,958
Agosto	3,793	6,693
Septiembre	3,634	6,226
Octubre	3,280	6,112
Noviembre	3,388	5,645
Diciembre	3,458	5,310

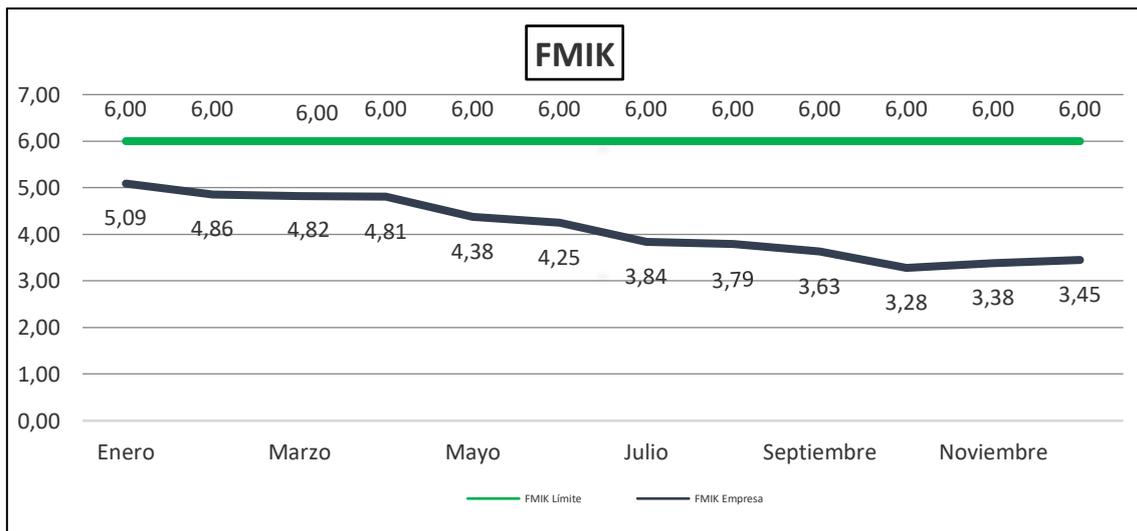


Figura 2.11 Cambio de la frecuencia media de interrupción 'FMIK' de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. en el año móvil 2019-2020. (Fuente: Autor)

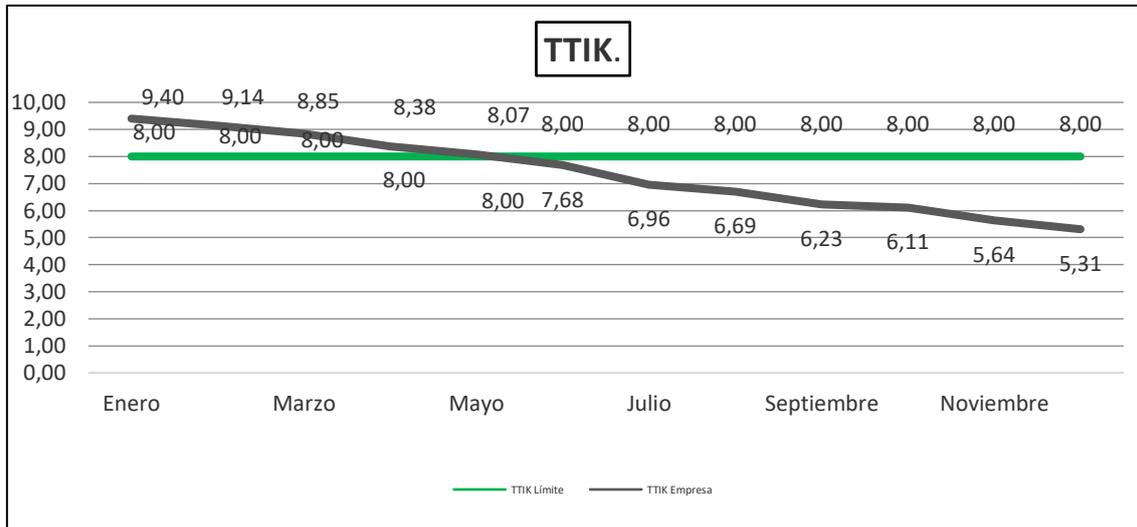


Figura 2.12. Cambio del tiempo total de interrupción 'TTIK' de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. en el año móvil 2019-2020. (Fuente: Autor)

En la Figura 2.11 y Figura 2.12 se muestra el cambio del FMIK y TTIK en el año móvil 2019 – 2020 respectivamente, los indicadores presentaron un comportamiento decreciente que favorece a la calidad del servicio eléctrico, esto se debe a que en el año 2020 se presentó la emergencia sanitaria debido a la pandemia del COVID – 19, período en que se tuvo una etapa de confinamiento haciendo que gran parte de la carga instalada del tipo industrial y comercial se encuentre fuera de servicio y no presente mayores incidencias en el alimentador principal; además, con la restricción de la movilidad se redujo de manera evidente los incidentes causados por terceros como puede ser el caso de los accidentes de tránsito.



CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES 221 y 223 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A.

En este capítulo se describirá el esquema general de interconexión entre los alimentadores 221 y 223 de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. en estudio, a partir de esto se segmentará la red en tramos en los cuales pueda ocurrir una falla. Una vez definidos los escenarios de falla se describirán los pasos para una reconfiguración óptima de la red, así como las condiciones que deben ser consideradas para la actuación o no del automatismo.

3.1 Definición de dispositivos

Feeder: Equipos más cercanos a la fuente cuyo estado es normalmente cerrado.

Tie: Equipos que se ubican entre dos circuitos, normalmente abiertos y cuya actuación sirve para restaurar secciones sanas.

Midpoint: Equipos ubicados entre los Feeders y Ties, normalmente cerrados, y que actúan para aislar tramos en falla o para deslastrar carga.

Los dispositivos que se van a analizar para este estudio son: un relé de cabecera en cada alimentador respectivo tipo Feeder, un reconectador Midpoint en cada alimentador y un reconectador Tie que sirve de enlace entre los alimentadores. Se referirá cada dispositivo con la etiqueta que se muestra en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Dispositivos considerados en la automatización. (Fuente: Autor)

Etiqueta	Dispositivo	Tipo	Estado inicial	Alimentador	Ubicación
R1	Relé	Feeder	NC	221	Cabecera del alimentador 221
R2	Relé	Feeder	NC	223	Cabecera del alimentador 223
REC_1	Reconectador	Midpoint	NC	221	Divino Niño
REC_2	Reconectador	Midpoint	NC	223	Monjas
REC_3	Reconectador	Tie	NA	221/223	El Corte
REC_4	Reconectador	Arranque	NC	221	San Miguel
REC_5	Reconectador	Arranque	NC	223	UNAE

3.2 Topología de la zona de protección en operación normal

Los alimentadores 221 y 223 pertenecen a la Subestación Azogues 2, el diagrama unifilar de la red se muestra en la Figura 3.1, en donde se puede observar la interconexión de dichos alimentadores.

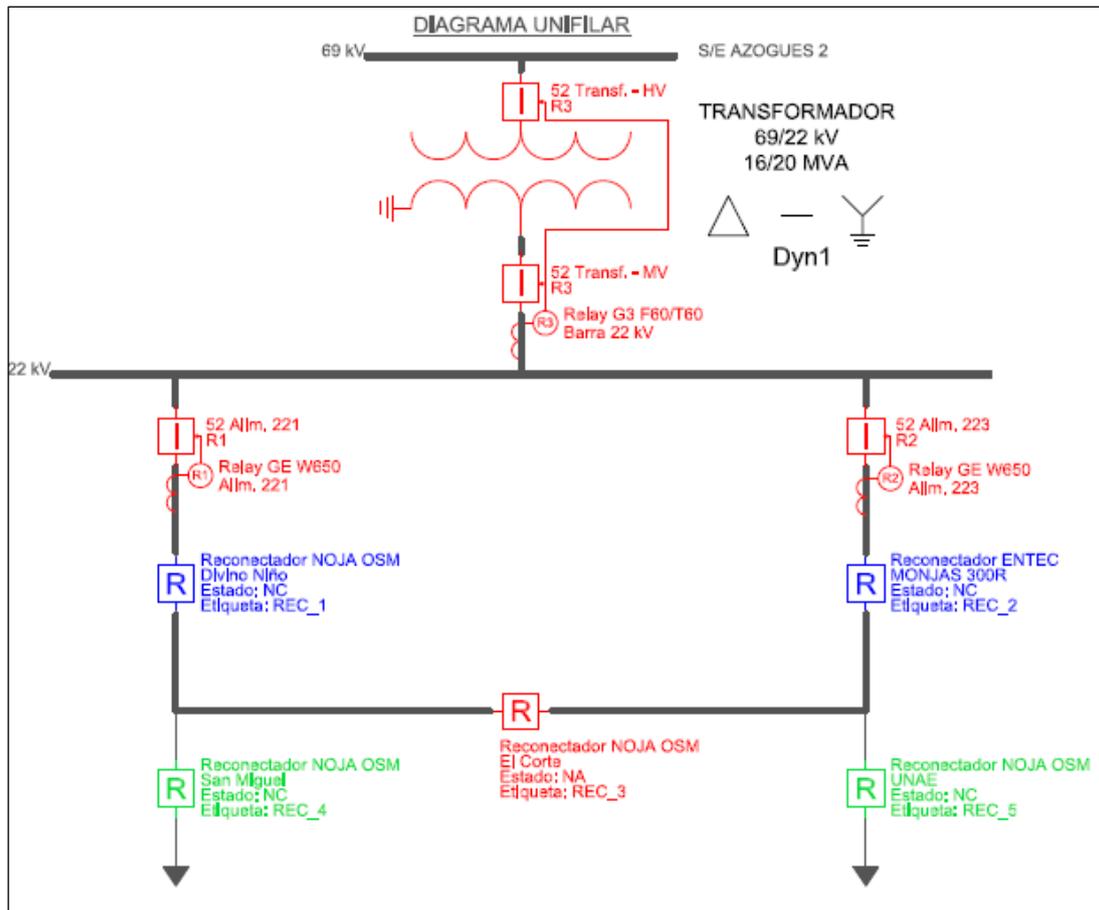


Figura 3.1 Topología de la operación normal de los alimentadores 221 y 223. (Fuente: Autor)

En la trayectoria del alimentador 221 se encuentra un relé de cabecera (R1) normalmente cerrado, un reconector ubicado en el sector Divino Niño (REC_1) cuyo estado es normalmente cerrado, un reconector de enlace en El Corte (REC_3) que se encuentra normalmente abierto y sirve para realizar la transferencia de carga entre los alimentadores 221 y 223, además de un reconector que sirve de arranque hacia San Miguel de Porotos (REC_4) cuyo estado es normalmente cerrado.

En la trayectoria del alimentador 223 se encuentra un relé de cabecera (R2) normalmente cerrado, un reconector ubicado en el sector de Monjas (REC_2) cuyo estado es normalmente cerrado, y el reconector de enlace en El Corte previamente descrito (REC_3).

3.3 Definición de los escenarios de falla.

Las fallas por considerar serán las que se presentan en el tramo principal del alimentador, y cuyos dispositivos de protección son los relés R1-R2 y/o reconectores REC_1, REC_2 y REC_3.

Los escenarios de contingencia que se van a analizar no consideran los tramos que están protegidos mediante fusibles, ya que en caso de producirse una falla aguas abajo de estos dispositivos, la zona de protección correspondiente a cada fusible realizará la operación de protección reduciendo el área de servicio fallada.



En la Figura 3.2 se muestra los tramos que se van a considerar para cada escenario de falla.

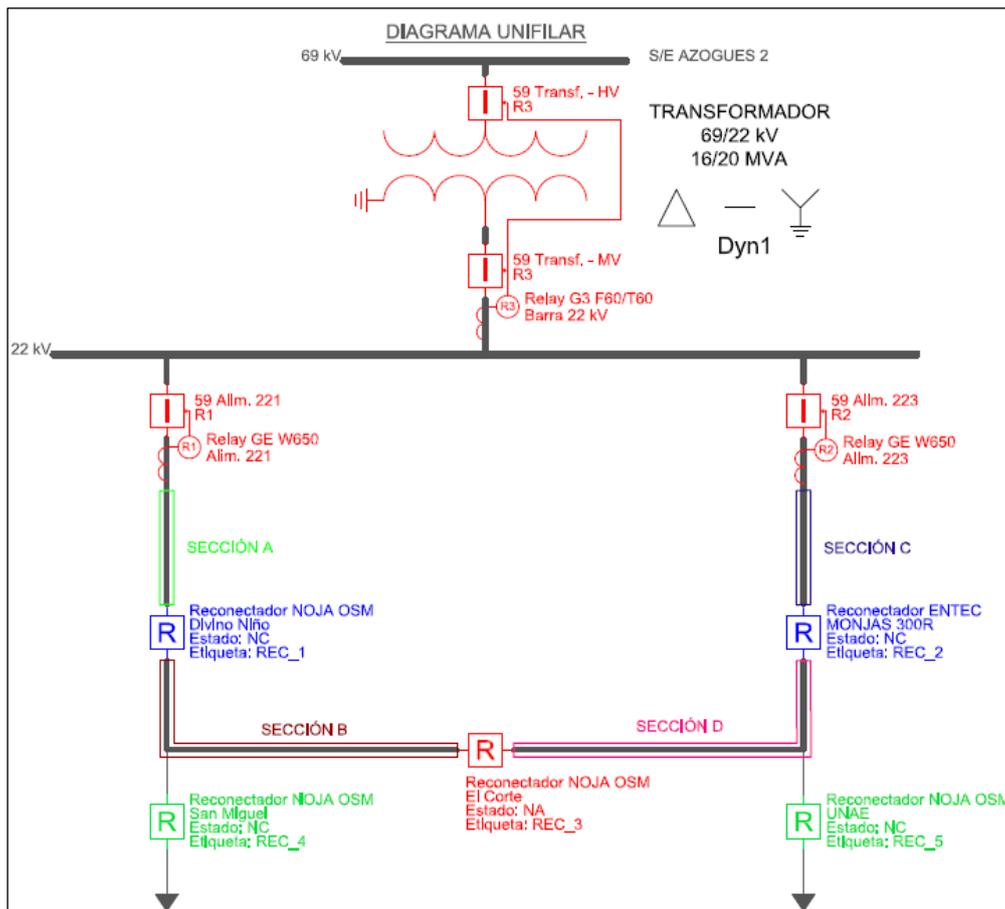


Figura 3.2 Escenarios de falla de los alimentadores 221 y 223 en estudio. (Fuente: Autor)

3.3.1 Falla en el alimentador 221: Escenario A

En este escenario se considera una falla en la sección A ubicada en el alimentador 221 y que consta del tramo comprendido entre el relé R1 y el reconector REC_1.

En la Figura 3.3 se muestra el diagrama unifilar en el que se ubica la falla en la red.

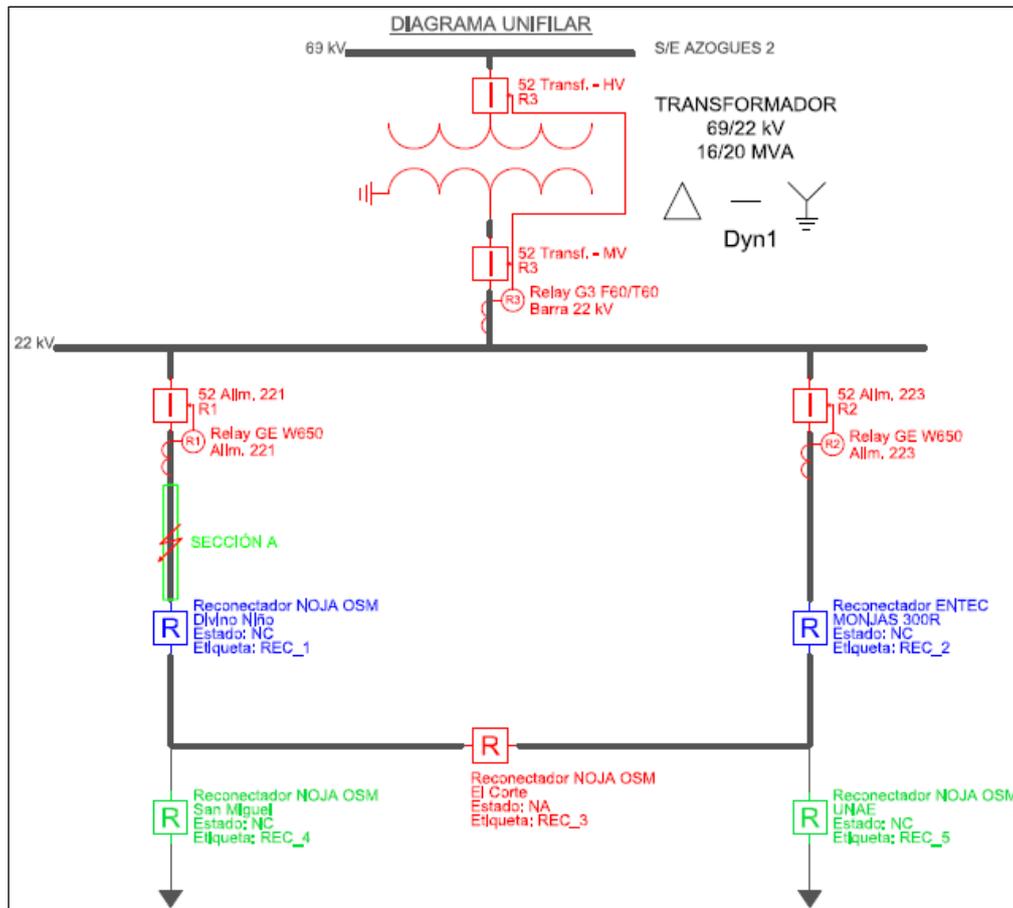


Figura 3.3 Falla en el alimentador 221: Escenario A. (Fuente: Autor)

3.3.1.1 Consideraciones iniciales para el automatismo del escenario A

Antes de realizar el automatismo de reconfiguración, se debe verificar que se cumplan las siguientes condiciones en la red:

- Variable de activación del automatismo iniciada.
- Tener comunicación con los equipos.
- Dispositivos en estado remoto.
- Etiqueta de Trabajo en Línea desactivada (Hot Line Tag desactivada) en los reconectores.
- Sin protección de baja frecuencia alarmada tomada desde los relés de cabecera.
- Obtención de las corrientes pre-falla del reconector REC_1.
- Comprobación de que los dispositivos de protección se encuentren en su estado de operación normal.

En caso de no cumplir cualquiera de las condiciones iniciales descritas, el automatismo no evaluará los escenarios de falla por lo tanto ninguna acción será realizada y el proceso se volverá a ejecutar de manera continua.

3.3.1.2 Secuencia de acciones para la reconfiguración automática del escenario A

Una falla en la sección A, se da al actuar la protección de sobrecorriente del relé R1 del alimentador 221.



Los pasos por seguir para el aislamiento y restauración de servicio a los tramos no fallados son los siguientes:

- Se detecta la operación del relé R1 debido a la protección de sobrecorriente.
- El sistema detecta la pérdida de tensión en el lado fuente para el reconectador REC_3.
- Se verifica que REC_3 se encuentren en estado abierto.
- Se verifica que el relé R2 y el reconectador REC_2 se encuentren cerrados.
- Se verifica la presencia de tensión en el lado carga del reconectador REC_3.
- Se verifica que no haya sobrecarga al transferir la sección B del alimentador 221 al alimentador 223; la corriente pre-falla en el reconectador REC_1 sumada a la corriente del alimentador 223 debe ser menor a la corriente máxima soportada en el alimentador 223 (90% pickup de sobrecorriente en el relé R2 en la cabecera del alimentador 223).
- En caso de no haber sobrecarga para la transferencia, se envía un mando de apertura hacia el reconectador REC_1.
- Se envía un mando de desactivación de la protección de tierra para los reconectores REC_2, REC_3, REC_4, REC_5 y al relé R2 del alimentador 223.
- Se envía un mando de cerrado al reconectador REC_3.
- Se verifica la presencia de tensión en el lado fuente del reconectador REC_3.
- Se cambia el grupo de protecciones de los reconectores REC_2, REC_3 y REC_4 para la topología final.
- Una vez terminadas las maniobras se habrá aislado la falla en la sección A y reestablecido el servicio en el resto de la red.
- Se habilita la protección de tierra en los reconectores REC_2, REC_3, REC_4 y REC_5.
- Se habilita el ciclo de recierre del reconectador de enlace REC_3.
- Se habilita la etiqueta del Hot Line Tag en el reconectador REC_1 hasta que el personal realice las correcciones correspondientes para volver a condiciones de operación normal.
- El servicio estará reestablecido en el tramo B de la red y el tramo A con falla se encontrará aislado.

3.3.1.3 Análisis del flujo de carga para la topología del escenario A

El estudio de flujo de carga en un determinado sistema permite conocer los valores de la tensión en cada nodo de análisis y el flujo de potencia activa y reactiva en los tramos de la topología, con esto es posible obtener la caída de tensión en los respectivos nodos, la cargabilidad y pérdidas de potencia.

Para el estudio de flujo de carga se utilizó el software CYMDIST modelando el caso del escenario A, con las bases de datos de los equipos y redes de la Empresa que fueron proporcionadas por el área respectiva luego de una validación exhaustiva.

Análisis de la caída de tensión para la topología final del escenario A

Sobre la base de los resultados obtenidos del flujo de carga para la topología final del escenario A, se calculó la variación de tensión en cada nodo de análisis con respecto a su tensión base. En la Tabla 3.2 se muestra el tramo que presenta la mayor variación de tensión de la topología final.



Tabla 3.2 Máximo valor de la caída de tensión para la topología final del escenario A. (Fuente: Autor)

Nodo Inicio	Nodo Fin	Tensión calculada (kV LL)	Tensión Base (kV LL)	ΔV (%)
59540_MTA	MTA_S_59540	21,465	22,00	2,43

Una vez analizado la tensión en todos los nodos de la topología final del escenario A, el nodo con la mayor caída de tensión tiene un valor de 21,465 kV, correspondiente a una variación de tensión del 2,43 %, que es un valor que se encuentra dentro de los rangos admisibles en la normativa correspondiente, esto se muestra en la Tabla 3.2. En resumen, la topología final del escenario A no presenta variaciones de tensión que superen los límites establecidos en las regulaciones relacionadas con la calidad de suministro.

Análisis de la cargabilidad para la topología final del escenario A

El análisis de cargabilidad es ejecutado en el periodo de demanda máxima con el objetivo de verificar que todos los tramos de la topología final del escenario C no se encuentren sobrecargados. A continuación, se muestra el tramo cuyo porcentaje de carga es el mayor en la topología del escenario A.

Tabla 3.3 Tramo con máxima cargabilidad para la topología final del escenario A. (Fuente: Autor)

Nodo Inicio	Nodo Fin	Tensión Base (kV LL)	Cargabilidad (%)
15041_MTS	MTA_S_202343	22,00	71,50

De acuerdo a lo mostrado en la Tabla 3.3 y se encontró que el tramo con el porcentaje máximo de cargabilidad es de 71,50%, este valor máximo encontrando, nos indica que ningún tramo en la red de media tensión excede el límite de ampacidad de los conductores para la topología final del escenario A.

Análisis de las pérdidas de potencia para la topología final del escenario A

Con los flujos de potencia obtenidos del estudio de flujo de carga, se determinaron las pérdidas de potencia activa y reactiva en todos los tramos de la topología final del escenario A, con ello se calculó el porcentaje de pérdidas de potencia con respecto a los valores de potencia base y como resultado se obtuvo el tramo que presenta el mayor porcentaje de pérdidas de potencia como muestra en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Máximas pérdidas de potencia activa y reactiva de la topología final del escenario A. (Fuente: Autor)

Nodo Inicio	Nodo Fin	Tensión Base (kV LL)	Potencia Activa Total (kW)	Potencia Reactiva Total (kVAR)	Pérdidas (W)	Pérdidas (VAR)	Pérdidas Activa (%)	Pérdidas Reactiva (%)
NODOFUENTE-223	MTS_L_15041	22,00	2639	313	1002	3508	0,038	1,121

Como se observa en la Tabla 3.4 el tramo que acumula el mayor porcentaje de pérdidas de potencia activa y reactiva total corresponde al nodo fuente del alimentador 223 donde se realizó la transferencia.

3.3.2 Falla en el alimentador 221: Escenario B

Se analizará una falla en el alimentador 221 en el tramo del escenario B, comprendido entre el reconectador REC_1 y el reconectador REC_3; el diagrama unifilar del caso de estudio del escenario B con la simulación de la falla en el tramo, se muestra en la Figura 3.4.

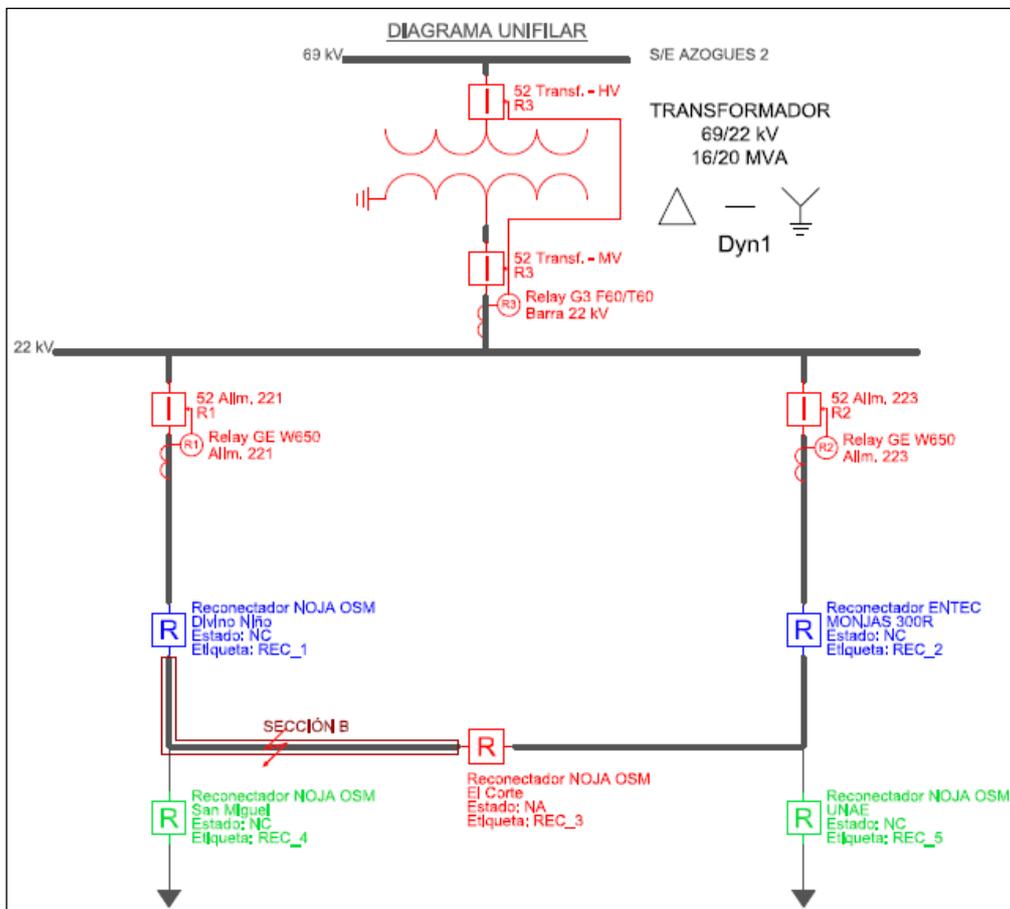


Figura 3.4 Falla en el alimentador 221: Escenario B. (Fuente: Autor)

3.3.2.1 Consideraciones iniciales para verificar el aislamiento del escenario B

Para que el automatismo de reconfiguración se pueda realizar, es necesario verificar que se cumplan las siguientes condiciones de comunicación y protecciones:

- Variable de activación del automatismo iniciada.
- Tener comunicación con los equipos.
- Dispositivos en estado remoto.
- Etiqueta de Trabajo en Línea (Hot Line Tag) desactivada de los reconectores.
- Sin protección de baja frecuencia en estado de alarma tomada desde los relés de cabecera.



- Comprobación de que los dispositivos de protección se encuentren en su estado de operación normal.

En caso de no cumplir cualquiera de las condiciones iniciales descritas, el automatismo no evaluará los escenarios de falla por lo tanto ninguna acción será realizada y el proceso se volverá a ejecutar de manera continua.

3.3.2.2 Secuencia de acciones para verificar el aislamiento del escenario B

Una falla en el tramo del escenario B es detectado por la actuación del reconector REC_1 del alimentador 221, seguido de un lockout.

La secuencia de pasos que se deben seguir para el aislamiento de la falla y comprobación del servicio normal en los tramos no fallados son los siguientes:

- Se detecta la actuación de la protección del reconector REC_1, seguido de un lockout.
- El sistema detecta la pérdida de tensión en el lado fuente del reconector REC_3.
- Se verifica que el relé R1 se encuentren en estado cerrado.
- Se verifica que el reconector REC_3 se encuentre en estado abierto.
- Se verifica la presencia de tensión en el lado fuente del reconector REC_1.
- Se envía un mando para habilitar la etiqueta del Hot Line Tag en el reconector REC_1 hasta que el personal realice las correcciones correspondientes para restaurar el servicio.
- Una vez terminadas las maniobras se habrá aislado la falla en la sección B y se mantendrá el servicio en el tramo A del alimentador 221

La operación para el aislamiento de la falla en la sección B del alimentador es realizado de manera automática por parte del reconector REC_1.

3.3.3 Falla en el alimentador 223: Escenario C

Se analizará una falla en el alimentador 223 en el tramo del escenario C, comprendido entre el relé R2 y el reconector REC_2; el diagrama unifilar del caso de estudio del escenario C con la representación de la falla en el tramo se muestra en la Figura 3.5.

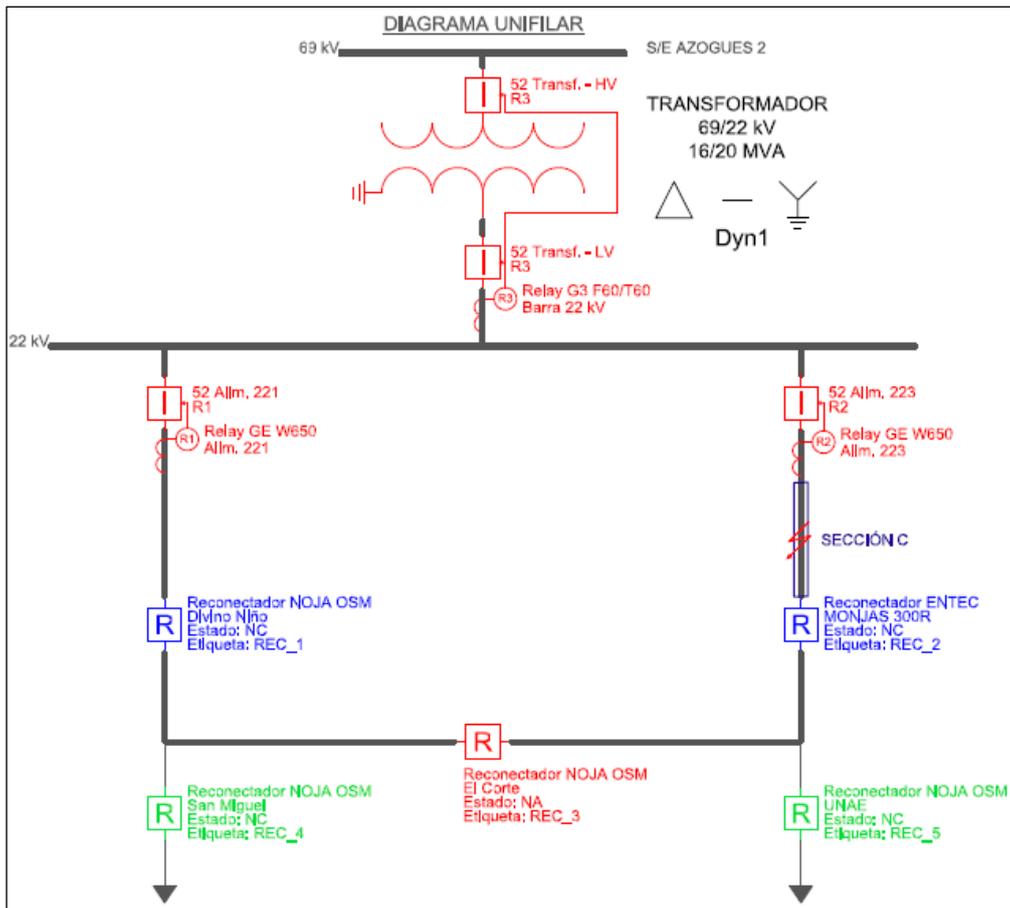


Figura 3.5. Falla en el alimentador 223: Escenario C. (Fuente: Autor)

3.3.3.1 Consideraciones iniciales para el automatismo del escenario C

Para que el automatismo de reconfiguración se pueda realizar, es necesario verificar que se cumplan las siguientes condiciones de comunicación y protecciones:

- Variable de activación del automatismo iniciada.
- Tener comunicación con los equipos.
- Dispositivos en estado remoto.
- Etiqueta de Trabajo en Línea desactivada (Hot Line Tag desactivada) en los reconectores.
- Sin protección de baja frecuencia en estado de alarma tomada desde los relés de cabecera.
- Obtención de las corrientes pre-falla del reconector REC_2.
- Comprobación de que los dispositivos de protección se encuentren en su estado de operación normal.

En caso de no cumplir cualquiera de las condiciones iniciales descritas, el automatismo no evaluará los escenarios de falla por lo tanto ninguna acción será realizada y el proceso se volverá a ejecutar de manera continua.



3.3.3.2 Secuencia de acciones para la reconfiguración automática del escenario C

Una falla en el tramo del escenario C es detectado por la actuación de la protección de sobrecorriente del relé R2 en el alimentador 223.

La secuencia de pasos que se deben seguir para el aislamiento de la falla y restauración de los tramos no fallados son los siguientes:

- Detecta la operación del relé R2, debido a la protección de sobrecorriente.
- El sistema detecta la pérdida de tensión en el lado carga para el reconectador REC_3.
- Se verifica que el reconectador REC_3 se encuentre en estado abierto.
- Se verifica que el relé R1 y el reconectador REC_1 se encuentren en estado cerrado.
- Se verifica la presencia de tensión en el lado fuente del reconectador REC_3.
- Se verifica que no exista sobrecarga en el alimentador 221, en caso de transferencia de la carga del tramo de la sección D del alimentador 223. La corriente pre-falla en el reconectador REC_2 + corriente alimentador 221 < corriente máxima soportada en el alimentador 221 (90% pickup de sobrecorriente en el relé R1 en la cabecera del alimentador 221).
- En caso de no haber sobrecarga para la transferencia, se envía un mando de apertura al reconectador REC_2.
- Se envía un mando de desactivación de la protección de tierra para los reconectores REC_1, REC_4, REC_5 y al relé del alimentador 221 R1.
- Luego se envía un mando de cierre al reconectado de enlace REC_3.
- Al terminar la secuencia de acciones, se envía un mando para el cambio del grupo de protecciones de los reconectores REC_1 y REC_3 en base al sistema de protecciones para la topología final.
- Luego de obtener la topología final se habilita la protección de tierra en los reconectores REC_1, REC_3, REC_4 y REC_5 para posibles eventos que se pueda presentar de esta naturaleza.
- En el reconector de enlace REC_3, también es necesario habilitar el ciclo de recierre con el objetivo de despejar fallas temporales.
- Se envía un mando para habilitar la etiqueta del Hot Line Tag en el reconectador REC_2 hasta que el personal realice las correcciones correspondientes para volver a condiciones de operación normal.
- Realizada las acciones descritas, se restablecerá el servicio en el tramo D y se aislará la falla del tramo C del alimentador 223.

3.3.3.3 Análisis del flujo de carga para la topología del escenario C

El estudio de flujo de carga en un determinado sistema, permite conocer los valores de la tensión en cada nodo de análisis y el flujo de potencia activa y reactiva en los tramos de la topología, con esto es posible obtener la caída de tensión en los respectivos nodos, la cargabilidad y pérdidas de potencia que son objeto de análisis en la topología final del escenario C.

Para el estudio de flujo de carga se utilizó el software CYMDIST modelando el caso del escenario C, con las bases de datos de los equipos y redes de la Empresa que fueron proporcionadas por el departamento técnico luego de una validación exhaustiva.



Análisis de la caída de tensión para la topología final del escenario C

Con los resultados obtenidos del flujo de carga para la topología final del escenario C, se calculó la variación de voltaje en cada nodo de análisis con respecto a la tensión base de 22 kV. En la Tabla 3.5 se muestra el tramo que presentó la mayor variación de tensión de la topología final.

Tabla 3.5 Máximo valor de la caída de tensión para la topología final del escenario C. (Fuente: Autor)

Nodo Inicio	Nodo Fin	Tensión calculada (kV LL)	Tensión Base (kV LL)	ΔV (%)
MTA_S_116845	MTA_L_116845	21,713	22,00	1,304

Una vez analizado la tensión en todos los nodos de la topología final del escenario C, el nodo con la mayor caída de tensión tiene un valor de 21,713 kV, con una variación de tensión del 1,304 %, que es un valor que se encuentra dentro de los rangos admisibles en la normativa correspondiente, como se muestra en la Tabla 3.5. En resumen, la topología final del escenario C no presenta variaciones de tensión que superen los límites establecidos en la regulación vigente, favoreciendo a una buena calidad del producto.

Análisis de la cargabilidad para la topología final del escenario C

El análisis de cargabilidad se lo realiza con el objetivo de verificar que todos los tramos de la topología final del escenario C no se encuentren sobrecargados.

El análisis se ejecuta en el periodo de demanda máxima para la topología final, y se encontró que el tramo con el porcentaje máximo de cargabilidad es de 25,41% como se indica en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Tramo con máxima cargabilidad para la topología final del escenario C. (Fuente: Autor)

Nodo Inicio	Nodo Fin	Tensión Base (kV LL)	Cargabilidad (%)
MTA_S_113305	MTA_S_113300	22,00	25,41

Este valor máximo encontrando, nos indica que ningún tramo en la red de media tensión excede el límite de ampacidad de los conductores para la topología final del escenario C.

Análisis de las pérdidas de potencia para la topología final del escenario C

Con los flujos de potencia obtenidos del estudio de flujo de carga, se determinaron las pérdidas de potencia activa y reactiva en todos los tramos de la topología final del escenario C, con ello se calculó el porcentaje de pérdidas de potencia con respecto a los valores de potencia base y como resultado se obtuvo el tramo que presenta el mayor porcentaje de pérdidas de potencia como muestra en la Tabla 3.7.



Tabla 3.7 Máximas pérdidas de potencia activa y reactiva de la topología final del escenario C. (Fuente: Autor)

Nodo Inicio	Nodo Fin	Tensión Base (kV LL)	Potencia Activa Total (kW)	Potencia Reactiva Total (kVAR)	Pérdidas (W)	Pérdidas (VAR)	Pérdidas Activa (%)	Pérdidas Reactiva (%)
NODOFUENTE -221	MTS_S_8323	22,00	2556	279	511,35	488,17	0,020	0,175

Como se observa en la Tabla 3.7 el tramo que acumula el mayor porcentaje de pérdidas de potencia activa y reactiva total corresponde al nodo fuente del alimentador 221 donde se realizó la transferencia; los valores de pérdidas son menores al 1%, justificado como las pérdidas técnicas por efecto Joule en los conductores y las pérdidas por corrientes parásitas que calientan el núcleo en los transformadores y que justamente se concentran en el tramo que tiene la totalidad de carga conectada.

3.3.4 Falla en el alimentador 223: Escenario D

Se analizará una falla en el alimentador 223 en el tramo del escenario D, comprendido entre el reconectador REC_2 y el reconectador de enlace REC_3; el diagrama unifilar del caso de estudio del escenario D con la representación de la falla en el tramo se muestra en la Figura 3.6.

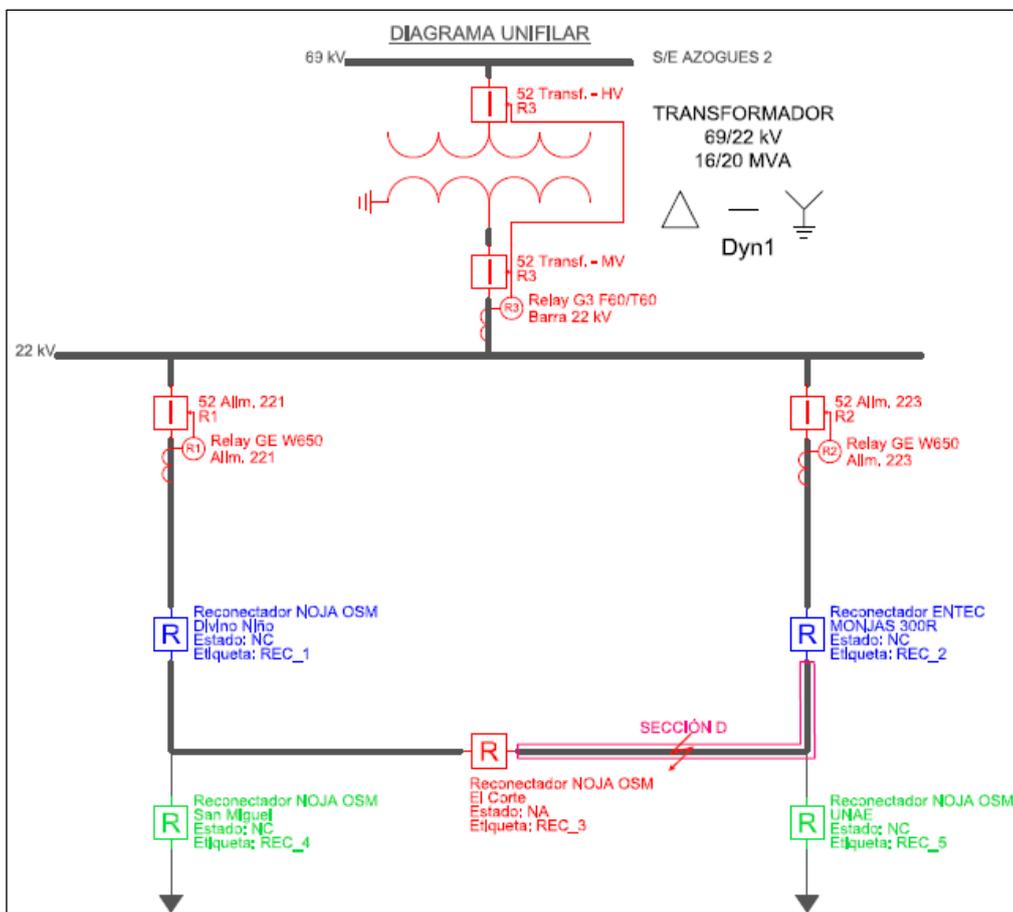


Figura 3.6. Falla en el alimentador 223: Escenario D. (Fuente: Autor)



3.3.4.1 Consideraciones iniciales para verificar el aislamiento del escenario D

Para efectuar la verificación del aislamiento del tramo del escenario D, es necesario verificar que se cumplan las siguientes condiciones de comunicación y protecciones:

- Variable de activación del automatismo iniciada.
- Tener comunicación con los equipos.
- Dispositivos en estado remoto.
- Etiqueta de Trabajo en Línea desactivada (Hot Line Tag desactivada) en los reconectores.
- Sin protección de baja frecuencia en estado de alarma tomada desde los relés de cabecera.
- Comprobación de que los dispositivos de protección se encuentren en su estado de operación normal.

En caso de no cumplir cualquiera de las condiciones iniciales descritas, el automatismo no evaluará los escenarios de falla por lo tanto ninguna acción será realizada y el proceso se volverá a ejecutar de manera continua.

3.3.4.2 Secuencia de acciones para verificar el aislamiento del escenario D

Una falla en el tramo del escenario D es detectado por la actuación del reconector REC_2 del alimentador 223, seguido de un lockout.

La secuencia de pasos que se deben seguir para verificar el aislamiento de la falla y comprobar el servicio normal en los tramos no fallados son los siguientes:

- Detecta la actuación de la protección del reconector REC_2, seguido de un lockout.
- El sistema detecta la pérdida de tensión en el lado carga para el reconector REC_3.
- Se verifica que el reconector REC_3 se encuentre en estado abierto.
- Se verifica que el relé R2 se encuentren en estado cerrado.
- Se verifica la presencia de tensión en el lado fuente del reconector REC_2.
- Se envía un mando para habilitar la etiqueta del Hot Line Tag en el reconector REC_2 hasta que el personal realice las correcciones correspondientes para restaurar el servicio.
- Luego de realizar estos pasos se mantendrá el servicio en el tramo C y se aislará la falla del tramo D del alimentador 223.

La operación para el aislamiento de la falla en el alimentador 223 para el tramo del escenario D es realizado de manera automática por parte del reconector REC_2.

3.4 Curvas de carga de los alimentadores en análisis

La carga eléctrica instalada, es la suma de las potencias nominales de los diferentes dispositivos que forman la carga de un cliente individual, y a su vez el grupo de clientes se agrupan para formar la carga en cada uno de los alimentadores y de la misma forma en el sistema en general.

Las cargas se pueden clasificar según su uso final con su respectivo pliego tarifario como: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y mixtas.



La demanda eléctrica en los terminales receptores es el valor medio de la potencia en un determinado intervalo de tiempo que puede ser de 10, 15, 30, 60 minutos según el análisis que se requiera. La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR, A, etc.

La variación de la demanda en el intervalo de tiempo analizado para una carga en particular origina la curva de carga diaria (demanda vs. tiempo).

Las curvas de carga diaria para los alimentadores 221 y 223 de la Empresa Eléctrica Azogues C.A., se obtuvieron para el día de máxima demanda de cada alimentador en el mes de enero 2021, la información de los perfiles de carga fue proporcionado por el área técnica de la Empresa para su análisis.

3.4.1 Curva de carga diaria del alimentador 221

Con las corrientes tomadas cada 15 minutos en la cabecera del alimentador 221 se puede tener una clara idea del comportamiento de la carga conectada a dicho alimentador. Durante el mes de enero de 2021 se obtuvo que el mayor pico de corriente se presentó el día 12 a las 19h30 con corrientes de 69,039 amperios en la fase a, 49,361 amperios en la fase b y 29,302 amperios en la fase c.

En la Figura 3.7 se muestra la curva de carga diaria del alimentador 221 para el día en que se presentó la corriente pico del mes de enero de 2021.

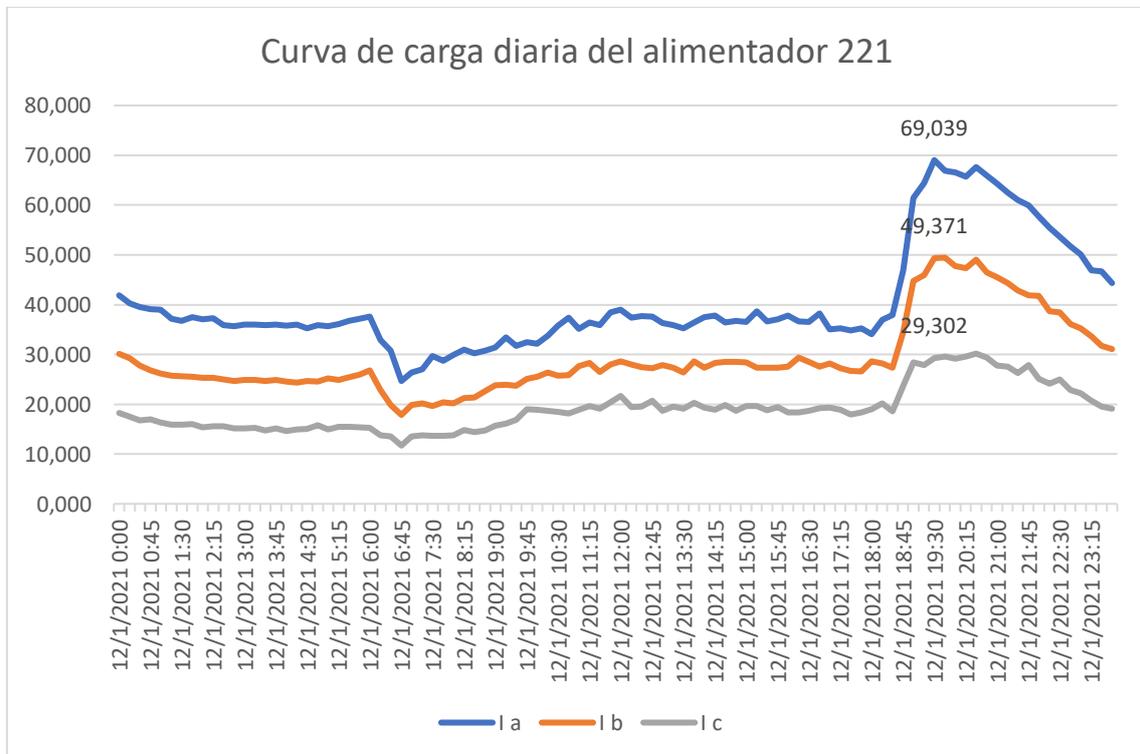


Figura 3.7 Curva de carga diaria del alimentador 221 para el día pico de enero 2021. (Fuente: Autor)

3.4.2 Curva de carga diaria del alimentador 223

La información de la corriente que circula en cada fase por la cabecera del alimentador 223 en el mes de enero 2021, fue tomada en un intervalo de tiempo de 15 minutos. En el mes de enero se analizó el comportamiento de la carga cada día, obteniendo en el día 19 de enero la máxima



demanda de todo el mes. En la Figura 3.8 se muestra el comportamiento de la curva de carga diaria para el día de máxima demanda del alimentador 223.

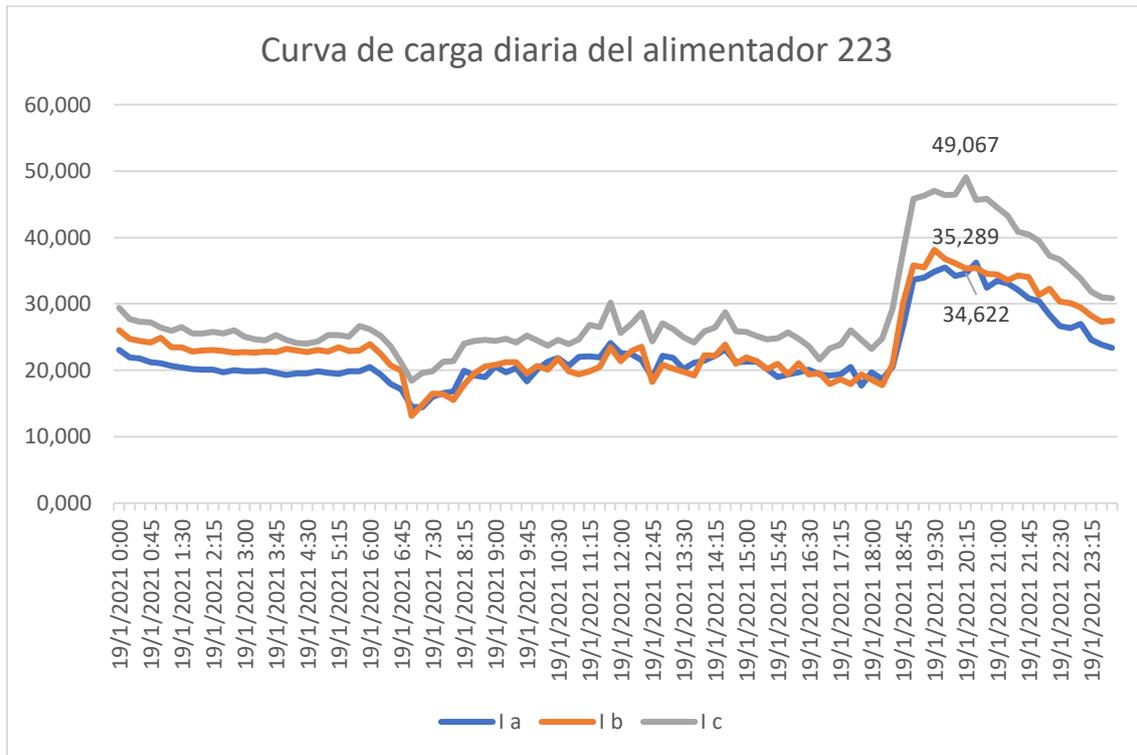


Figura 3.8 Curva de carga diaria del alimentador 223 para el día pico de enero 2021. (Fuente: Autor)

Como se observa en la Figura 3.8, el pico de máxima demanda para el alimentador 223 se presenta a las 20h15 obteniendo una corriente en las fases a, b y c de 34,622 A; 35,289 A y 49,067 A respectivamente. El período valle de mínima demanda se presenta a las 07h00 obteniendo una corriente en las fases a, b y c de 14,500 A; 13,134 A; 18,419 A respectivamente y no sobrepasando a una corriente de 23 A en ninguna de las fases hasta las 08h00, donde se podría recomendar el consumo de cargas industriales.

3.4.3 Curva de carga diaria de los alimentadores 221 y 223

Una vez analizado de manera independiente las curvas de carga diaria de los alimentadores 221 y 223, se realizó el estudio de la curva de carga diaria para el caso en donde se transfiera toda la carga del alimentador 221 al 223 o viceversa en su día pico; esto con el fin de verificar que al realizar una transferencia en cualquier escenario analizado no se exceda el 90% de la corriente de pickup de sobrecorriente en los relés de cabecera de los alimentadores.

Como se muestra en la Figura 3.9, el valor máximo de corriente se presenta en la fase a con un valor de 103,894 A; mientras que la corriente de pick up del relé de cabecera del alimentador 221 es de 228 amperios y del alimentador 223 es de 210 amperios. El 90% de las corrientes en los relés de cabecera son de 205,2 A y 189 A para los alimentadores 221 y 223 respectivamente; con respecto al valor que se obtiene en el escenario de máxima demanda analizado, se cumple la condición para la transferencia de carga.

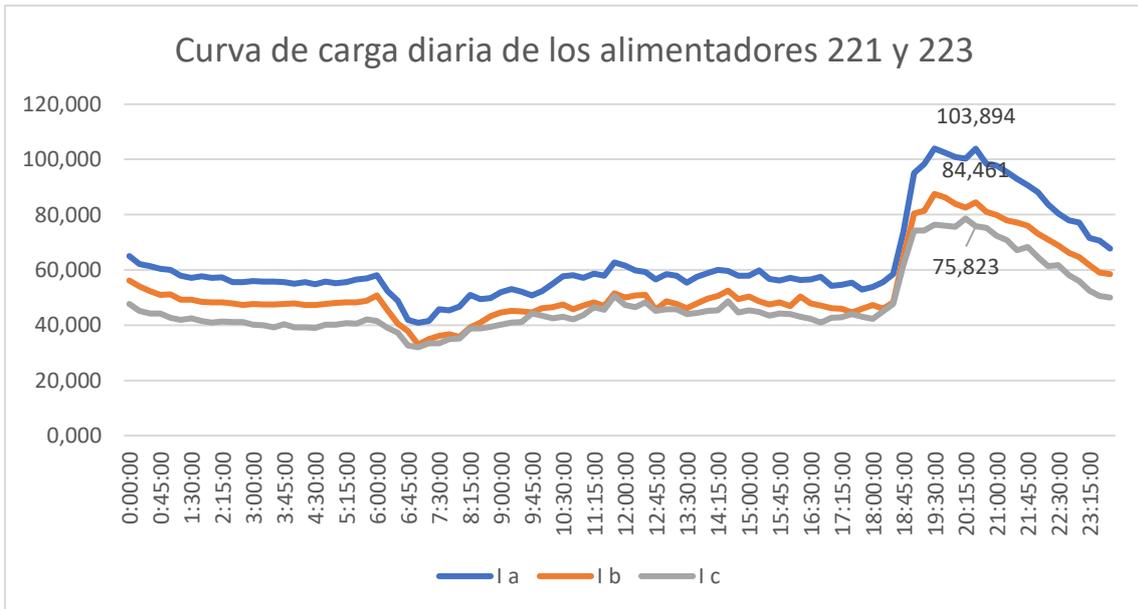


Figura 3.9 Curva de carga diaria transferida a un solo alimentador. (Fuente: Autor)



CAPÍTULO 4: DISEÑO DEL ALGORITMO PARA RESTAURACIÓN ÓPTIMA DE SUMINISTRO.

En este capítulo se va a diseñar un algoritmo que permita la automatización de acciones en los dispositivos de protección, frente a contingencias que se puedan presentar en los diferentes escenarios en estudio descritos en el capítulo 3 para los alimentadores 221 y 223 en análisis.

Los relés de cabecera y los reconectores que se encuentran a lo largo de los alimentadores tienen parametrizadas varias señales analógicas y digitales para conocer el estado de cada dispositivo y operar el sistema en tiempo real. Las señales son recibidas y procesadas por el centro de control de la EEA mediante software SUBNET SubSTATION Server; mediante esta arquitectura es posible monitorear el comportamiento de la red y realizar acciones desde el centro de control hacia los dispositivos tele controlados. El objetivo de la implementación de un algoritmo para la automatización de acciones frente a contingencias es la verificación de las condiciones iniciales del sistema para realizar la correcta operación y maniobra de los dispositivos de protección, obteniendo una respuesta rápida y eficaz en el sistema.

4.1 Definición del TAG de las señales

Los dispositivos esclavos como los reconectores y relés, están enviando y recibiendo información de manera continua con el dispositivo maestro del centro de control; la información transmitida por esta arquitectura comprende señales de entrada analógicas, y señales digitales de entrada y salida por sus respectivos módulos de comunicación.

En el centro de control el procesamiento de las señales digitales y analógicas de los dispositivos tele controlados se lo realiza mediante el Sistema Automático de Subestaciones (SAS), que tiene una arquitectura semicentralizada. En el SAS es posible diseñar lógicas de control con las señales obtenidas para realizar acciones en los dispositivos de protección de manera automática.

Las señales digitales y analógicas se integran en la dirección del esclavo SCADA OASYS para su vinculación con el centro de control nacional, mediante TAGs o etiquetas únicas de acuerdo a la lista de atributos estandarizados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable para cada empresa distribuidora del país de acuerdo con la estructura presentada en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 TAG ADE Nacional

02AZO2RPRI22122--R-A004-----	
02AZO2	Código de la subestación
R	Tipo de control (Remoto)
PRI221	Alimentador Primario
22--	Nivel de tensión 22 kV
R-A004	Etiqueta del Dispositivo
-----	Atributo

4.2 Interfaz gráfica de los reconectores

La Empresa Eléctrica Azogues C.A., se encuentra dentro del proyecto de automatización de subestaciones con equipos de última tecnología para el mejoramiento de la calidad de servicio a los consumidores, implementado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Es posible lograrlo mediante un control en tiempo real y remoto de la energía suministrada y el aislamiento oportuno de fallas que se puedan presentar en el sistema.

La Empresa tiene implementado 13 reconectores NOJA Power y 3 ETR300R de la marca ENTEC en su área de concesión, los cuales están parametrizados mediante el protocolo DNP3.0.

En cada reconector NOJA se tiene integrado 249 señales digitales de entrada, 43 señales digitales de salida y 123 señales analógicas de entrada, además una señal del estado de conexión con el dispositivo y 31 señales digitales calculadas mediante la herramienta Calculator del software SUBNET, para las respectivas señales de alarma.

De la misma forma, en cada reconector ENTEC se integraron 113 señales digitales de entrada, 21 señales digitales de salida y 112 señales analógicas de entrada, además una señal del estado de conexión con el dispositivo.

En total se tienen integrado 447 señales de cada reconector NOJA y 247 señales de los reconectores ENTEC, para las diferentes funciones que presentan cada dispositivo. Luego de estas señales, las más relevantes se integran al ADE Nacional con los TAGs existentes en la lista de atributos estandarizados; en caso de no existir un TAG adecuado para una señal se solicita al ADE Nacional la creación de la misma para su implementación.

En el SCADA de la empresa se tiene implementado una ventana en la que constan los 16 reconectores, como se muestra en la Figura 4.1.



Figura 4.1 Interfaz gráfica de los reconectores existentes en la EEA. (Fuente: Autor)

En la ventana se puede visualizar las corrientes de las fases y el neutro de cada reconector, el estado Abierto/Cerrado y un icono que permite el acceso a un determinado dispositivo para facilitar la operación y control de los siguientes mandos:



- Apertura y cierre del equipo reconectador.
- Estado Local/Remoto del reconectador
- Mando de habilitar - deshabilitar protecciones.
- Habilitar – deshabilitar recierre.
- Habilitar – deshabilitar falla tierra.
- Habilitar – deshabilitar falla a tierra sensible
- Habilitar – deshabilitar Hot Line Tag (Línea Energizada)
- Seleccionar grupo de protección.

Un ejemplo de la interfaz gráfica de un reconectador con los mandos que se pueden realizar se muestra en la Figura 4.2.



Figura 4.2 Interfaz gráfica de un reconectador con los mandos que se pueden realizar.

También es posible visualizar señales analógicas como tensiones en el lado fuente y carga, las corrientes de cada fase y las corrientes de falla quedarán registradas cuando ocurra una interrupción que afecte al reconectador.

4.3 Descripción de las principales señales implementadas en el algoritmo.

Para realizar el algoritmo de reconfiguración de la red para una falla en los alimentadores 221 y 223 se requiere de señales analógicas y digitales tanto de los relés como de los reconectadores; las señales que se usarán son las que los dispositivos están en capacidad de entregar, la mayoría de ellas han sido integradas y se pueden extraer del SAS; sin embargo, existen algunas señales que están integradas en los dispositivos y no en el SAS con su etiqueta correspondiente, en caso de necesitar alguna señal adicional se la pueda integrar en el SAS con el TAG correspondiente.



A partir de ahora se referirá a las señales de cada dispositivo con los últimos 14 caracteres del TAG que tienen asignadas, esto quiere decir los 6 caracteres de la etiqueta del dispositivo y los 8 del atributo.

En la Tabla 4.2 se muestra la etiqueta de los dispositivos que forman parte de la red en estudio, así como una descripción de su ubicación y la dirección IP con la que se encuentran en la red de la EEA.

Tabla 4.2 Información de los dispositivos. (Fuente: Autor)

Dispositivo	Etiqueta	Descripción	IP Address
R1	2Q11--	Relé ubicado en la cabecera del alimentador 221, perteneciente a la Subestación Azogues 2 en el sector Virgen Pamba.	192.168.111.231
R2	2Q31--	Relé ubicado en la cabecera del alimentador 223, perteneciente a la Subestación Azogues 2 en el sector Virgen Pamba.	192.168.111.233
REC_1	R-A004	Reconectador ubicado en Charasol, cerca de la Iglesia del Divino Niño.	192.168.110.50
REC_2	R-A002	Reconectador ubicado en Autopista - bajada a la UNAE.	192.168.110.114
REC_3	R-EN04	Reconectador ubicado en Panamericana Sur - Capizhun, enlaza los alimentadores 223 y 221.	192.168.110.82
REC_4	R-A005	Reconectador ubicado en el arranque a San Miguel de Porotos.	192.168.110.66
REC_5	R-UNAE	Reconectador ubicado para la carga de la Universidad Nacional de Educación.	192.168.110.53

4.3.1 Señales de los relés a emplearse en el algoritmo:

A continuación, se describen las principales señales de los relés, con los posibles estados que pueden tomar. Las señales que se van a utilizar en el algoritmo son:

INT-----: Es una señal digital que representa el estado del interruptor, puede ser configurada para enviar mando de apertura o cierre del dispositivo y sus estados son OPEN (interruptor abierto) y CLOSE (interruptor cerrado).

F_CO_IED: Es una señal digital que se activa cuando se ha perdido la comunicación con el dispositivo, toma los estados de ON (activada) y OFF (desactivada) y en condiciones ideales siempre se mantendrá en OFF.

LRNIVO--: Es una señal digital que informa si el dispositivo se encuentra en estado local o remoto a nivel de los equipos de patio.

LRNIV1--: Es una señal digital que indica la posición local o remoto a nivel del dispositivo de control.



D51-----: Es una señal digital que se activa cuando se ha producido un disparo debido a la protección de sobrecorriente temporizada, sus estados son ON (activada) y OFF (desactivada).

64-HAB--: Es una señal digital que indica si la protección de sobrecorriente a tierra se encuentra habilitada, se puede configurar para enviar el mando de habilitación o deshabilitación de dicha protección y sus estados son ON (habilitada) y OFF (deshabilitada). La señal se encuentra en los relés y los reconectores.

D81UF---: Es una señal digital que se activa cuando existe un disparo por baja frecuencia en el alimentador y puede tomar los estados de ON (habilitado por un disparo por baja frecuencia) OFF (no existe un disparo por baja frecuencia).

IA-----, IB-----, IC-----: Son señales analógicas de entrada que se actualizan continuamente y representan la corriente que circula a través de cada una de las fases respectivamente en los dispositivos. Las señales de las corrientes son utilizadas en los relés y los reconectores.

En el Anexo 1 se presenta las señales que se van a utilizar del relé de cabecera del alimentador 221 con sus estados de operación normal; y en el Anexo 2 de la misma forma se presentan las señales del relé de cabecera del alimentador 223.

4.3.2 Señales de los reconectores a emplearse en el algoritmo:

A continuación, se describen las principales señales de los reconectores, con los posibles estados que pueden tomar. Las señales que se van a utilizar en el algoritmo son:

F_CO_REC: Es una señal digital que se activa cuando se pierde comunicación con el reconector, toma los estados de ON (activada) y OFF (desactivada).

79_BLK--: Es una señal digital que se activa cuando el dispositivo completa su ciclo de recierre y termina en un estado de bloqueo, puede tomar los estados de ON (activado) y OFF (desactivado). Si el reconector se encuentra bloqueado, no es posible realizar el recierre.

REMOTO--: Es una señal digital que indica si el dispositivo se encuentra en estado local o remoto.

HLTA-HAB: Es una señal digital que se activa para indicar que se están realizando trabajos en la línea aguas abajo del reconector, puede tomar los estados de ON (activada) y OFF (desactivada). Si la señal se encuentra activada, no es posible realizar la operación de cierre del reconector.

REC-----: Es una señal digital que indica la posición del reconector, normalmente es configurada para enviar mandos de apertura o cierre del dispositivo y sus estados son OPEN (abierto) y CLOSE (cerrado).

PROT-HAB: Es una señal digital que indica cuando la protección del dispositivo se encuentra habilitada o deshabilitada, puede tomar los estados de ON (habilitada) y OFF (deshabilitada).

GP1-HAB-, GP4-HAB-: Son señales digitales que indican el grupo de protecciones que se encuentra habilitado, se puede configurar para que envíe mandos de activación o desactivación de dicho grupo de protecciones y sus estados son ON (habilitado) y OFF (deshabilitado).

79-HAB--: Es una señal digital que indica si el ciclo de recierre configurado se encuentra habilitado, se puede configurar para enviar mandos de ON (habilitado) y OFF (deshabilitado).

DPS__ABC: Es una señal digital que se activa cuando se detecta la pérdida de suministro en el lado de fuente del reconectador y puede tomar los estados de ON (activado) y OFF (desactivada).

DPS__RST: Es una señal digital que se activa cuando se detecta la pérdida de suministro en el lado de carga del reconectador y puede tomar los estados de ON (activada) y OFF (desactivada).

Las señales de los reconectadores R-A004, R-A002, R-EN04, R-A005 y R-UNAE que se van a utilizar para la implementación del algoritmo de reconfiguración se presentan en el Anexo 3, Anexo 4, Anexo 5, Anexo 6 y Anexo 7 respectivamente.

4.4 Algoritmo de reconfiguración automática

Para realizar el control lógico de las señales de los dispositivos de protección en los casos de estudio de los escenarios A, B, C y D que puedan presentarse, se implementó un algoritmo de reconfiguración para cada escenario y verificación de condiciones iniciales que se deben cumplir para el correcto funcionamiento y operación de los dispositivos.

Para representar el algoritmo de reconfiguración y verificación, se utilizó diagramas de flujo que muestran de manera gráfica la secuencia de pasos con un orden lógico y acción en particular para la solución de un determinado problema; en este caso de análisis mediante los diagramas de flujo se obtiene la reconfiguración del sistema para una falla en los diferentes escenarios en estudio.

Los símbolos que se utilizan para las diferentes acciones en el diagrama de flujo se conectan mediante flechas que indican el orden lógico de los procesos. Los símbolos que se utilizaron en el desarrollo del algoritmo se muestran en la Figura 4.3.

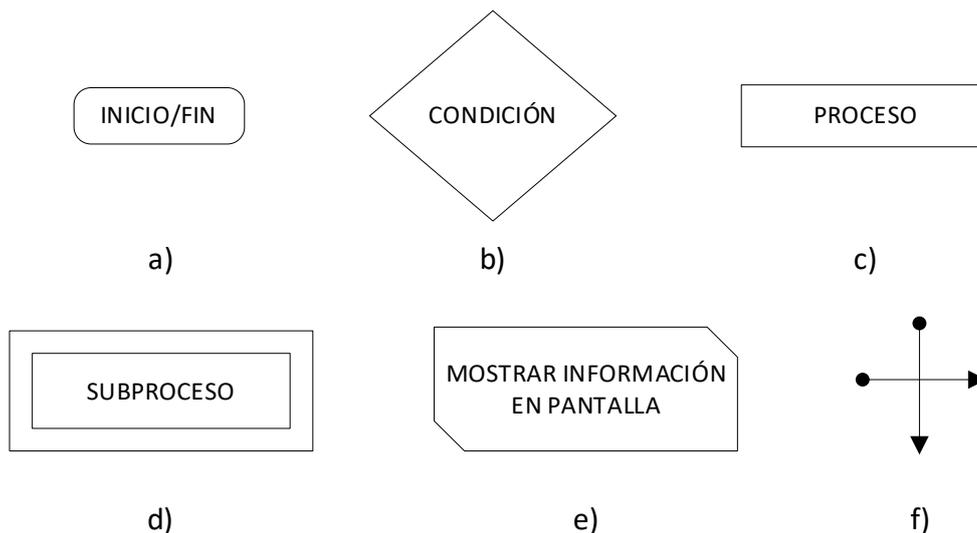


Figura 4.3 Símbolos utilizados para diferentes acciones en el diagrama de flujo. (Fuente: Autor)

En base a la Figura 4.3 los símbolos con la etiqueta correspondiente describen una acción en particular como sigue:

- Este símbolo en particular se utiliza para representar el inicio o fin del algoritmo en el diagrama de flujo.
- El símbolo de condición se utiliza para comprobar si una condición se cumple, en base al resultado se toma una decisión afirmativa y negativa.



- c) El símbolo de proceso se utiliza para realizar una acción o instrucción determinada, dando como resultado un cambio de valor en las señales.
- d) El símbolo de subproceso se utiliza para llamar a la realización de un proceso interno dentro del algoritmo.
- e) El símbolo es utilizado para mostrar información de salida por medio de una pantalla.
- f) Las líneas de flujo se utilizan para realizar la conexión con los símbolos descritos, dando un orden lógico a las acciones.

4.4.1 Algoritmo de verificación de las condiciones iniciales

Para que el algoritmo ingrese a evaluar alguno de los escenarios debe verificar el cumplimiento de algunas condiciones iniciales en las señales de los relés y los reconectores.

Primero se define una señal de activación del algoritmo AUTOM-ACTIVE que podrá ser activada por el operador para que el algoritmo se ejecute o no, luego de la confirmación de esta señal se verifica la comunicación con el relé 2Q11--, en caso de no poder establecer comunicación regresa al inicio, si se tiene comunicación con el dispositivo se verifica que el relé se encuentre en estado remoto tanto en el nivel de patio como en el nivel de subestación; a continuación se verifica que no exista un disparo por baja frecuencia, en caso que esta señal este activa el algoritmo no debería ejecutarse debido a que existió un alivio de carga; finalmente se verifica que el relé se encuentre en su posición normal de funcionamiento, es decir en estado CLOSE.

Se realiza la misma verificación de las señales del relé 2Q31-- y si se cumplen todas se procede con la verificación de las señales de los reconectores, que tienen las mismas señales descritas y otras que se deben analizar como: que no se encuentre habilitado el trabajo en línea viva, que no se haya activado el bloqueo luego de realizar el ciclo de recierre configurado, que se encuentre activado el grupo 1 de protecciones perteneciente a las condiciones de operación normal y que se encuentre habilitado el recierre.

También se obtienen señales analógicas como las corrientes de pre falla, realizando la actualización constante cuando las corrientes de fase son diferentes de cero, debido a que la corriente luego de ocurrir la falla su valor tiende a cero, esto con el objetivo de utilizar el valor de las corrientes registradas para comprobar que no exista sobrecarga para la transferencia de carga al alimentador en operación normal. Las condiciones descritas se verifican en los tres reconectores R-A002, R-A004 y R-EN04 en estudio.

Una vez verificado que se cumplan todas las condiciones iniciales, se evalúa si se cumplen las condiciones para el escenario A de falla, si se cumple el proceso de aislamiento de falla y transferencia de carga de dicho escenario se cambia el valor de la variable AUTOM-ACTIVE a OFF por lo que el programa no evaluará nuevos escenarios de falla hasta que se regrese a condiciones normales de operación; en caso de no haber realizado el automatismo del escenario A se evalúa el escenario B, si no se cumple el escenario B sigue con el escenario C y finalmente el D. Este proceso se encuentra ejecutándose de manera constante, cambiando las variables en función del estado que presenten en tiempo real.

El diagrama de flujo del algoritmo de condiciones iniciales se presenta en el Anexo 8.



4.4.2 Algoritmo del escenario A

En este escenario la falla se presenta en el tramo A del alimentador 221 entre el relé 2Q11—y el reconectador R-A004 como se había indicado en el capítulo anterior; lo que se busca es transferir el tramo B, libre de falla, al alimentador sano 223.

Luego de haber comprobado que se cumplan las condiciones iniciales se ingresa en el subproceso del escenario A y se detecta que el relé de cabecera del alimentador 221, 2Q11 se encuentre en estado abierto (2Q11--INT----- = OPEN) y que se haya realizado la acción por un disparo de sobrecorriente temporizada de fase (2Q11--D51----- = ON), si esto se cumple se verifica que el reconectador de enlace R-EN04 se encuentre abierto (R-EN04REC----- = OPEN); y que se haya activado la señal de detección de pérdida de suministro en el lado fuente (R-EN04DPS__ABC = ON); además, en el lado carga de dicho reconectador debe haber presencia de tensión por lo que la señal de pérdida de suministro del lado carga debe permanecer en su estado de operación normal (R-EN04DPS__RST = OFF).

Una vez verificado que se cumplan las condiciones antes descritas se procede a realizar la suma de las corrientes de fase del relé de cabecera del alimentador sano 223 con las corrientes de pre-falla del reconectador R-A004 guardadas previamente con el objetivo de confirmar que no se presentara una sobrecarga al transferir el tramo sin falla al alimentador 223 (2Q31--IA----- + R-A004IAPREF-- < 189 AND 2Q11--IB----- + R-A002IBPREF-- < 189 AND 2Q11--IC----- + R-A002ICPREF--< 189).

Si se cumplen las condiciones para la transferencia de carga se envía un mando de apertura del reconectador R-A004 (R-A004REC----- = OPEN) para separar el tramo A del B, luego de esto se desactiva las protecciones de tierra de los reconectores R-A002 (R-A00264-HAB-- = OFF), R-A005 (R-A00564-HAB-- = OFF) y R-UNAE (R-UNAE64-HAB-- = OFF), seguido se procede a cerrar el reconectador de enlace R-EN04 (R-EN04REC----- = CLOSE); luego de realizar este proceso se evalúa la condición de restablecimiento de servicio en el tramo B comprobando si existe tensión en el lado carga del reconectador R-A004 (R-A004DPS__RST = OFF), caso contrario se repite el proceso una vez más ya que puede darse el caso de que alguna señal no se haya enviado correctamente al equipo.

Realizada la transferencia de carga se activa el grupo 4 de protecciones del reconectador R-A002 (R-A002GP4-HAB- = ON) y el grupo 3 del reconectador R-EN04 (R-EN04GP3-HAB- = ON) además del recierre de dicho reconectador (R-EN0479-HAB- = ON), se activa nuevamente la protección de tierra de todos los reconectores R-EN04 (R-EN0464-HAB-- = ON), R-A002 (R-A00264-HAB-- = ON), R-A005 (R-A00564-HAB-- = ON) y R-UNAE (R-UNAE64-HAB-- = ON) y se activa la protección de Hot Line Tag en el reconectador R-A004 (R-A004HLTA-HAB = ON) hasta que se realice el mantenimiento y corrección de la falla; finalmente se cambia el estado de la variable de activación del automatismo (AUTOM-ACTIVE = OFF) , esto con el fin de no evaluar los otros escenarios hasta que se haya regresado a condiciones normales de operación.

El diagrama de flujo del algoritmo del escenario A se presenta en el Anexo 9.

4.4.3 Algoritmo del escenario B

Una incidencia en el tramo del escenario B, se encuentra en el alimentador 221 entre los reconectores R-A004 y R-EN04. En este escenario no se puede realizar transferencia de carga



por lo que únicamente se procede a verificar que la coordinación de protecciones haya actuado de forma correcta aislando la falla mediante la actuación del reconectador R-A004.

Se detecta que el reconectador R-A004 haya actuado ($R-A004REC----- = OPEN$) y la variable de bloqueo se encuentre en estado ON luego de haber realizado el número de recierres configurado ($R-A00479_BLQ-- = ON$), se procede a verificar que el reconectador de enlace R-EN04 se encuentre en estado abierto ($R-EN04REC----- = OPEN$) y se haya activado la señal de detección de pérdida de suministro en su lado fuente ($R-EN04DPS_ABC = ON$), se verifica que el relé de cabecera se encuentre en estado cerrado ($2Q11--INT----- = CLOSE$) y exista tensión en el lado fuente del reconectador R-A004 ($R-A004DPS_ABC = OFF$), con esto se confirma la correcta actuación del sistema de protecciones. Se habilita la protección de Hot Line Tag del reconectador R-A004 ($R-A004HLTA-HAB = ON$) mientras se realiza la reparación de la falla y se cambia el estado de la variable de activación del automatismo ($AUTOM-ACTIVE = OFF$) para evitar que se evalúe los demás escenarios hasta que se regrese a condiciones normales de operación.

El diagrama de flujo del escenario B se presenta en el Anexo 10

4.4.4 Algoritmo del escenario C

Una incidencia en el tramo del escenario C, se encuentra en el alimentador 223 entre el relé 2Q31-- y el reconectador R-A002 como se describió en el capítulo 3. El objetivo de la reconfiguración automática en este escenario es comprobar el correcto aislamiento de la falla en el tramo del escenario C y restablecer el servicio de energía eléctrica en el tramo del escenario D, transfiriendo la carga al alimentador 221 en funcionamiento de operación normal.

Luego de comprobar las condiciones iniciales, el subproceso del escenario C empieza a evaluar la condición de que el relé 2Q31-- se encuentre abierto ($2Q31--INT----- = OPEN$) y la operación sea debido al disparo de la protección de sobrecorriente temporizada ($2Q31--D51----- = ON$); la siguiente condición a evaluar es la detección de la pérdida de suministro en el lado carga del reconectador R-EN04 ($R-EN04DPS_RST = ON$) y que el reconectador se encuentra en estado abierto ($R-EN04REC----- = OPEN$); el siguiente paso es revisar la condición de que el alimentador 221 se encuentre en operación normal verificado que el relé 2Q11-- y el reconectador R-A004 se encuentren en estado cerrado ($2Q11--INT----- = CLOSE$ AND $R-A004REC----- = CLOSE$).

Al finalizar la evaluación de las condiciones descritas, para empezar con el proceso de transferencia de la carga del tramo del escenario D se comprueba la presencia de tensión en el lado fuente del reconectador R-EN04 ($R-EN04DPS_ABC = OFF$), luego se evalúa la condición de que no exista sobrecarga, sumando las señales de corriente del relé 2Q11-- y las corrientes pre-falla del reconectador R-A002, el resultado debe ser menor a 205 A correspondiente al 90% de la corriente de Pickup del relé 2Q11 ($2Q11--IA----- + R-A002IAPREF-- < 205$ AND $2Q11--IB----- + R-A002IBPREF-- < 205$ AND $2Q11--IC----- + R-A002ICPREF-- < 205$). Las acciones a realizar en caso de no existir sobrecarga en el alimentador 221 son: abrir el reconectador R-A002 ($R-A002REC--- = OPEN$), deshabilitar la protección de tierra en los reconectores R-A004 ($R-A00464-HAB-- = OFF$), R-A005 ($R-A00564-HAB-- = OFF$) y R-UNAE ($R-UNAE64-HAB-- = OFF$), y cerrar el reconectador R-EN04 ($R-EN04REC----- = CLOSE$); luego de realizar este proceso se evalúa la condición de restablecimiento de servicio en el tramo del escenario D comprobando si existe tensión en el lado carga del reconectador R-A002 ($R-A002DPS_RST = OFF$), en caso de no



cumplirse se vuelve a realizar las acciones descritas una vez más por si lo mandos no fueron correctamente recibidos en los dispositivos de protección.

Para finalizar el algoritmo de reconfiguración, se realiza el cambio del grupo de protecciones al número cuatro en los reconectores R- A004 (R-A004GP4-HAB- = ON) y R-EN04 (R-EN04GP4-HAB- = ON), luego se habilita el ciclo de recierre en el reconector R-EN04 para posibles eventos que puedan ocurrir (R-EN0479-HAB- = ON) y se habilita la protección de tierra en los reconectores que fue desactivada para la transferencia, R-EN04 (R-EN0464-HAB-- = ON), R-A004 (R-A00464-HAB-- = ON), R-A005 (R-A00564-HAB-- = ON) y R-UNAE (R-UNAE64-HAB-- = ON). Hasta que se realice el mantenimiento y correcciones necesarias en el tramo fallado del escenario C, se habilita la protección de Hot Line Tag en el reconector R-A002 para evitar el cierre del dispositivo (R-A002HLTA-HAB = ON); luego se desactiva la señal AUTOM-ACTIVE (AUTOM-ACTIVE = OFF) para que no evalúe ningún otro escenario, hasta que se pueda volver a condiciones normales de operación de los alimentadores 221 y 223.

El diagrama de flujo del algoritmo del escenario C se muestra en el Anexo 11.

4.4.5 Algoritmo del escenario D

Una incidencia en el tramo del escenario D, se encuentra en el alimentador 223 entre los reconectores R-A002 y R-EN04 como se describió en el capítulo 3. El objetivo del algoritmo en este escenario es comprobar el correcto aislamiento de la falla en el tramo del escenario D y verificar la selectividad del sistema de protecciones, corroborando el servicio normal de energía eléctrica en el tramo del escenario C.

Luego de comprobar las condiciones iniciales, el subproceso del escenario D empieza a evaluar la condición de que el reconector R-A002 se encuentre abierto (R-A002REC----- = OPEN) y la operación sea debido a que se completó el ciclo de recierre y terminó con el bloqueo del reconector (R-A00279_BLQ-- = ON); la siguiente condición a evaluar es la detección de la pérdida de suministro en el lado carga del reconector R-EN04 (R-EN04DPS__RST = ON) y que el reconector se encuentra en estado abierto (R-EN04REC----- = OPEN); el siguiente paso es comprobar que el tramo del escenario C se encuentre en operación normal, analizando si el relé 2Q31-- se encuentre cerrado no afectado la selectividad del sistema de protecciones (2Q31--INT----- = CLOSE) y se verifica la presencia de tensión en el lado fuente del reconector R-A002 (R-A002DPS__ABC = OFF).

Para finalizar se habilita la protección de Hot Line Tag en el reconector R-A002 para evitar el cierre del dispositivo (R-A002HLTA-HAB = ON), hasta que se realice el mantenimiento y correcciones necesarias en el tramo fallado del escenario D; luego se desactiva la señal AUTOM-ACTIVE (AUTOM-ACTIVE = OFF) para que no evalúe ningún otro escenario, hasta que se pueda volver a condiciones normales de operación de los alimentadores 221 y 223.

El diagrama de flujo del algoritmo del escenario D se muestra en el Anexo 12.

4.5 Cambio de estado de las señales

Al producirse un escenario de falla, existen algunas variables tanto de los relés como de los reconectores que van a cambiar de estado hasta que la falla haya sido corregida y se regrese a condiciones normales de operación.



Escenario A

Para una falla en el tramo A el relé de cabecera del alimentador 221 presenta un disparo por sobrecorriente y cambia su estado de CLOSE a OPEN; una vez reconfigurada la red el reconectador R-A004 cambia su estado a OPEN y detecta la pérdida de suministro en su lado fuente por lo que la señal DPS__ABC cambia su estado de OFF a ON. El reconectador R-A002 cambia su grupo de protecciones del grupo 1 al grupo 4 que se ha configurado para este escenario; finalmente, el reconectador de enlace de los alimentadores R-EN04 cambia su posición de OPEN a CLOSE, se activa el grupo 3 de protecciones al igual que la protección de sobrecorriente de tierra y el auto recierre.

El resumen de las variables que cambian de estado se presenta en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 Cambio de estado de las variables en los dispositivos para el escenario A. (Fuente: Autor)

Equipo	Variable	Estado Inicial	Estado Escenario A
R-A004	R-A004REC-----	CLOSE	OPEN
	R-A004DPS__ABC	OFF	ON
R-A002	R-A002GP1-HAB-	ON	OFF
	R-A002GP4-HAB-	OFF	ON
R-EN04	R-EN04REC-----	OPEN	CLOSE
	R- EN04GP3-HAB-	OFF	ON
	R- EN04GP1-HAB-	ON	OFF
	R- EN0464-HAB--	OFF	ON
	R-EN0479-HAB--	OFF	ON
2Q11--	2Q11--INT-----	CLOSE	OPEN
	2Q11-- D51-----	OFF	ON

Escenario B

Al no haber transferencia de carga del escenario B, únicamente se verifica que la coordinación de protecciones se haya realizado de manera correcta. El reconectador R-A004 cambia su posición de CLOSE a OPEN al igual que su señal de bloqueo cambia de OFF a ON, además se activa la señal de trabajo en línea energizada de OFF a ON; en el reconectador de enlace R-EN04 se detecta la pérdida de suministro en el lado fuente por lo que cambia su estado de OFF a ON.

Las variables que cambian de estado en el escenario B se muestran en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4 Cambio de estado de las variables en los dispositivos para el escenario B. (Fuente: Autor)

Equipo	Variable	Estado Inicial	Estado Escenario B
R-A004	R-A004REC-----	CLOSE	OPEN
	R-A00479_BLQ--	OFF	ON
	R- A004DPS__RST	OFF	ON
	R- A004HLTA-HAB	OFF	ON
R-EN04	R-A004DPS__ABC	OFF	ON



Escenario C

Al presentarse una falla en el tramo C, el relé de cabecera del alimentador 223 presenta un disparo por sobrecorriente y cambia su estado de CLOSE a OPEN; una vez reconfigurada la red el reconectador R-A002 cambia su estado a OPEN y detecta la pérdida de suministro en su lado fuente por lo que la señal DPS__ABC cambia su estado de OFF a ON. El reconectador R-A004 cambia su grupo de protecciones del grupo 1 al grupo 4 que se ha configurado para este escenario; finalmente, el reconectador de enlace de los alimentadores R-EN04 cambia su posición de OPEN a CLOSE, se activa el grupo 4 de protecciones al igual que la protección de sobrecorriente de tierra y el auto recierre.

Las variables que cambian de estado se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5 Cambio de estado de las variables en los dispositivos para el escenario C. (Fuente: Autor)

Equipo	Variable	Estado Inicial	Estado Escenario C
R-A004	R-A004GP4-HAB-	OFF	ON
	R-A004GP1-HAB-	ON	OFF
R-A002	R-A002REC-----	CLOSE	OPEN
	R-A002DPS__ABC	OFF	ON
	R- A002HLTA-HAB	OFF	ON
R-EN04	R-EN04REC-----	OPEN	CLOSE
	R- EN04GP4-HAB-	OFF	ON
	R- EN04GP1-HAB-	ON	OFF
	R- EN0464-HAB--	OFF	ON
	R-EN0479-HAB--	OFF	ON
2Q31	2Q31--INT-----	CLOSE	OPEN
	2Q31--D51-----	OFF	ON

Escenario D

Al igual que en el escenario B, en este escenario no hay transferencia de carga por lo que solo se procede con la verificación de la correcta actuación de protecciones. El reconectador R-A002 cambia su posición de CLOSE a OPEN, de manera similar su señal de bloqueo cambia de OFF a ON, además se activa la señal de trabajo en línea energizada de OFF a ON; en el reconectador de enlace R-EN04 se detecta la pérdida de suministro en el lado carga por lo que cambia su estado de OFF a ON.

Las variables que cambian de estado en el escenario D se muestran en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 Cambio de estado de las variables en los dispositivos para el escenario D. (Fuente: Autor)

Equipo	Variable	Estado Inicial	Estado Escenario D
R-A002	R-A002REC-----	CLOSE	OPEN
	R-A00279_BLQ--	OFF	ON
	R- A002DPS__RST	OFF	ON
	R- A002HLTA-HAB	OFF	ON
R-EN04	R-EN04DPS__RST	OFF	ON

4.6 Análisis de las curvas tiempo – corriente para las topologías finales

Como se pudo observar, tanto para el escenario A como para el escenario C la red se reconfigura por lo que es necesario cambiar la coordinación de curvas tiempo - corriente para la nueva topología.

En los escenarios B y D, se comprueba el correcto aislamiento del tramo fallado al igual que la presencia de tensión en el tramo sano; por lo cual se mantiene las curvas de tiempo – corrientes analizadas en condiciones de operación normal.

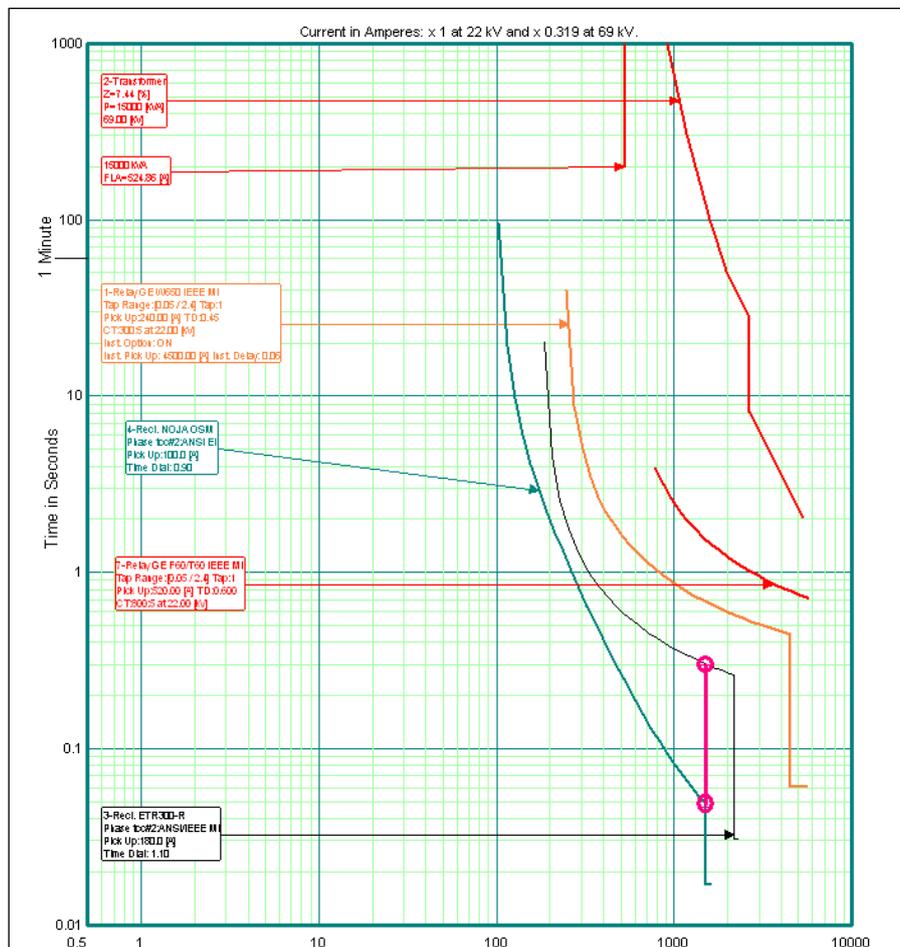


Figura 4.4 Curvas tiempo – corriente para la topología final del escenario A. (Fuente: Autor)

4.6.1 Coordinación de curvas tiempo - corriente para el escenario A

En la topología final del escenario A, la curva de protección del reconector R-A002 debe coordinar con la del reconector R-EN04 que al cerrarse entra a formar parte de la red.

La Figura 4.4 se puede explicar de la siguiente forma:

Las curvas con la etiqueta 2-Transformer, corresponden al límite de daño térmico del transformador de potencia; la siguiente curva corresponde a la corriente nominal del transformador y esta etiquetada como FLA (Full Load Ampere).

Para el lado secundario del transformador de potencia la curva seleccionada es una del tipo IEEE Moderadamente Inversa, con ajustes de corriente de Pick Up igual a 520 Amperios y un Time



Dial de 0.60 segundos. Estos ajustes protegen al transformador pues lo alejan de la curva de daño térmico y le permiten también asumir toda la carga nominal más un 25% de sobrecarga. Todos estos ajustes están parametrizados en el relé tipo General Electric modelo T60.

La siguiente curva, coloreada en naranja corresponde al ajuste colocado en el IED de la cabecera del alimentador 223. Esta curva es del tipo IEEE Moderadamente Inversa con una corriente de pick up de 240 Amperios. El Time Dial de este elemento está ajustado en 0.45 segundos. Los ajustes seleccionados únicamente corresponden a sobrecorriente de fase.

La curva coloreada de negro corresponde al reconectador ENTEC 300R que se encuentra en la troncal del alimentador 223 con una corriente de Pick up de 180 Amperios y un Time Dial de 1.10 segundos. La curva que le sigue, de color verde, pertenece al reconectador NOJA de enlace y esta parametrizada con una corriente de pick up de 100 Amperios y un Time Dial de 0.9 segundos.

4.6.2 Coordinación de curvas tiempo - corriente para el escenario C

En la topología final del escenario C, se debe coordinar las curvas de protección de los reconectores R-A004 y R-EN04. En la Figura 4.5 se muestra la coordinación de curvas tiempo – corriente para el escenario C; el análisis se describe de la siguiente forma:

Las curvas tiempo – corriente del transformador de potencia son las mismas analizadas en el escenario A.

La curva coloreada en naranja corresponde al ajuste colocado en el IED de la cabecera del alimentador 221. Esta curva es del tipo IEEE Moderadamente Inversa con una corriente de pick up de 240 Amperios. El Time Dial de este elemento está ajustado en 0.45 segundos. Los ajustes seleccionados únicamente corresponden a sobrecorriente de fase.

La curva coloreada de azul corresponde al reconectador R-A004 que se encuentra en la troncal del alimentador 221 con una corriente de Pick up de 180 Amperios y un Time Dial de 1.10 segundos. La curva que le sigue, de color verde, pertenece al reconectador NOJA de enlace y esta parametrizada con una corriente de pick up de 100 Amperios y un Time Dial de 0.9 segundos.

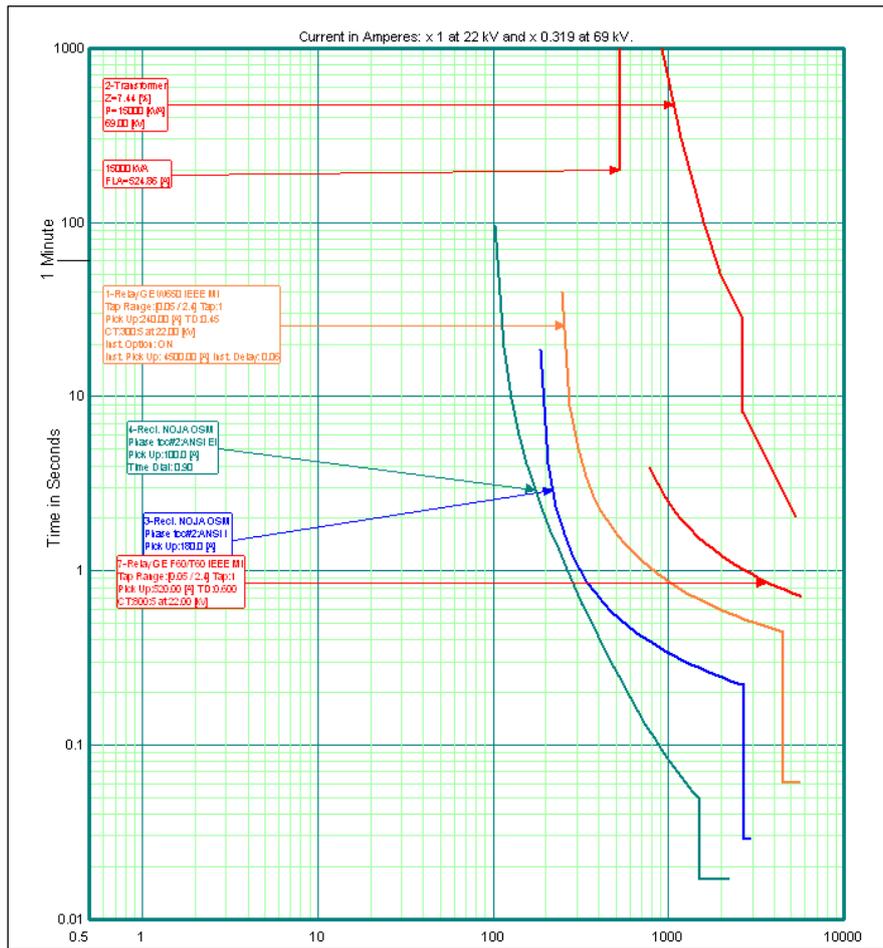


Figura 4.5 Curvas tiempo – corriente para la topología final del escenario C. (Fuente: Autor)



CAPÍTULO 5: RESULTADOS Y CONCLUSIONES

5.1 Resultados

La implementación del algoritmo de reconfiguración automática en los alimentadores 221 y 223, ayuda a resolver incidencias de manera automática que se pueden presentar en los tramos de los escenarios analizados, obteniendo una topología final con la menor carga afectada y con tiempos de actuación breves en comparación con lo que se tardaría en realizar estas acciones de forma manual.

Con la automatización de la reconfiguración de los alimentadores 221 y 223, se evidencia una mejora en los índices de la calidad de servicio técnico, lo que trae como consecuencia una mejora de los índices globales del sistema de distribución en general.

5.2 Topología final de los alimentadores luego de la reconfiguración automática.

Luego de haber realizado este estudio se pudo determinar las distintas topologías finales para cada escenario de falla analizado en las que se busca reducir la carga desconectada aislando la falla y energizando los tramos sanos al transferirlos al alimentador no fallado; además en los escenarios que no se pueda realizar transferencia de carga se verifica el correcto aislamiento de la falla mediante la actuación de los reconectores.

La topología de la red para condiciones normales de operación se muestra en el Anexo 13.

5.2.1 Topología final para el escenario A

Luego de que se complete el algoritmo de automatización para el escenario A, la topología final del sistema analizado se muestra en el Anexo 14.

Para este escenario se tuvo una carga inicial desconectada de 7162.5 kVA que equivale al total de la carga del alimentador y luego de realizar las maniobras de aislamiento de falla y transferencia de carga se puede recuperar un total de 5107.5 kVA que son transferidos al alimentador 223.

5.2.2 Topología final para el escenario B

Luego de que se complete el algoritmo de automatización para el escenario B, la topología final del sistema analizado se muestra en el Anexo 15.

En este escenario se tiene una carga fuera de servicio de 5107.5 kVA; además se comprueba el correcto aislamiento del tramo fallado y la selectividad del sistema de protecciones verificando la presencia de tensión en el lado fuente del reconector R-A004.

5.2.3 Topología final para el escenario C

Al finalizar el algoritmo de reconfiguración automática para el escenario C, la topología final del sistema analizado se muestra en el Anexo 16.

Luego de producirse una falla en el tramo del escenario C, la carga fuera de servicio será de 9105 kVA; gracias a la ejecución del algoritmo se puede transferir la carga conectada del escenario D al alimentador 221, restableciendo el servicio de energía eléctrica a una carga de 4790 kVA y



aislado de manera oportuna la zona fallada del escenario C con una carga de 4315 kVA hasta que se realice las correcciones necesarias.

5.2.4 Topología final para el escenario D

Al finalizar el algoritmo que comprueba el correcto aislamiento del escenario D, la topología final del sistema analizado se muestra en el Anexo 17.

Luego de producirse una falla en el tramo del escenario D, la carga que queda fuera de servicio es de 4790 kVA; gracias a la ejecución del algoritmo se puede comprobar el aislamiento de la zona fallada y si el servicio de energía eléctrica en el tramo del escenario C se encuentra energizado, para advertir una mala selectividad en el sistema de protecciones en caso de que se haya perdido el suministro de electricidad. La carga que se encuentra en estado de operación normal es de 4315 kVA.

5.3 Impacto en los índices de calidad de servicio técnico

Durante el año 2020 se presentaron algunas incidencias que requirieron de las acciones que se implementaron en el algoritmo previamente desarrollado y al no contar con un programa de automatización tardaron un tiempo considerable para ser resueltas. Teniendo en cuenta que con cada segundo que se tome en resolver la incidencia los índices FMIK y TTIK aumentan su valor es necesario analizar lo que hubiera sucedido con dichos índices si el algoritmo hubiera estado implementado.

De acuerdo con el libro maestro del Centro de Control de la Empresa Eléctrica Azogues, las incidencias que más afectaron a los índices son las siguientes:

– Incidencia 1100169844

Esta incidencia ocurrió el 10 de enero del 2020 y fue de origen interno debido a una causa no programada en la red de media tensión; se produjo la desconexión completa del alimentador 223 a las 05:58:00, luego se procedió con la apertura del reconectador R-A002 y el cierre del reconectador R-EN04 concluyendo las maniobras a las 06:01:19; el tiempo que le tomó al operador identificar la falla y realizar las maniobras para la reconfiguración de la red es de 00:03:19 por lo que es considerada una interrupción larga y considerada en el cálculo de los índices de calidad de producto, la carga que se mantuvo desconectada durante este tiempo fue de 8032.5 kVA lo que representa valores de 1 y 0.055 del FMIK y TTIK respectivamente.

Tabla 5.1 Descripción de la incidencia: 1100169844. (Fuente: Autor)

Int.	Hora Desconexión	Hora Conexión	Tiempo en horas	kVA Instalados	kVA Interrumpidos	FMIK	TTIK
1	5:58:00	6:01:19	0,0550	8032,5	8032,5	1,0000	0,0550

Esta falla corresponde al escenario C analizado y los tiempos de actuación de este dependen únicamente del tiempo de procesamiento de datos y envío de mandos a los dispositivos por

lo que se podría reducir esta interrupción a menos de 3 minutos; con ello esta incidencia no sería considerada para el cálculo de los índices del alimentador.

– **Incidencia 1100229152**

Esta incidencia se produjo el 27 de septiembre del 2020 y fue de origen interno debido a una causa no programada ocasionada por seccionadores en mal estado por lo que todo el alimentador 221 se abrió a las 13:26:11, se procedió con la apertura del reconectador R-A004 y el cierre del reconectador R-EN04 concluyendo las maniobras a las 13:32:34; el tiempo que le tomó al operador identificar la falla y realizar las maniobras para la reconfiguración de la red es de 00:06:23 y la carga que se mantuvo desconectada durante este tiempo fue de 7317.5 kVA lo que representa valores de 1 y 0.106 del FMIK y TTIK respectivamente.

Tabla 5.2 Descripción de la incidencia: 1100229152. (Fuente: Autor)

Int.	Hora Desconexión	Hora Conexión	Tiempo en horas	kVA Instalados	kVA Interrumpidos	FMIK	TTIK
1	13:26:11	13:32:34	0,1060	7317.5	7317,5	1,0000	0,1060

Esta falla corresponde al escenario A analizado y pudo haber sido resuelta de forma casi instantánea, solo el tiempo que le toma al sistema recibir la información, procesarla y enviar los comandos, reduciendo esta interrupción a menos de 3 minutos; con ello esta incidencia no sería considerada para el cálculo de los índices del alimentador.

– **Incidencia 1100199819**

La incidencia 1100199819, se produjo el 17 de marzo de 2020 tiene un origen interno debido a una causa no programada del tipo ambiental, ocasionada por ramas de árboles sobre la red de media tensión necesitando realizar un desbroce de manera urgente en la zona afectada. El tramo donde se presenta la incidencia corresponde a un caso del escenario D entre los reconectores R-A002 y R-EN04, donde el algoritmo pudiera comprobar el correcto aislamiento de esta falla y la presencia de tensión en los tramos no fallados para que no exista pérdida de selectividad en el sistema de protecciones implementado. La descripción de la incidencia analizada se muestra en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Descripción de la Incidencia: 1100199819. (Fuente: Autor)

Int.	Hora Desconexión	Hora Conexión	Tiempo en horas	kVA Instalados	kVA Interrumpidos	FMIK	TTIK
1	18:43:15	18:48:37	0,0894	8147,5	2872,5	0,3526	0,0315

Como se muestra en la Tabla 5.3, la carga instalada del alimentador 223 es de 8147,5 kVA y presenta una incidencia que interrumpe el servicio a una carga de 2872,5 kVA por un tiempo de 0,089 horas produciendo un FMIK de 0,3526 veces y un TTIK de 0,0315 horas.

– Incidencia 1100241023

La incidencia 1100241023, se produjo el 13 de noviembre de 2020 tiene un origen interno debido a una causa no programada en la red de media tensión, ocasionada por una falla trifásica dejando a todo el alimentador 223 sin servicio. El tramo donde se presenta la incidencia corresponde a un caso del escenario C entre el relé 2Q31- y el reconectador R-A002, según lo descrito por el operador de turno las acciones realizadas son: identificar la falla trifásica a las 0:49:29 y realizar intento de conexión a las 0:50:00 “fallido”, al no tener alarmas en los reconectores aguas abajo se procede a transferir parte de la carga al 221 utilizando los reconectores de monjas y del corte exitosamente. El algoritmo de reconfiguración automática pudiera resolver esta incidencia de manera más eficiente, detectando las señales de sobrecorriente en los dispositivos y comprobando los tramos de las cargas no afectadas para la transferencia en tiempo muy cortos, mejorando los índices de la calidad de servicio técnico evidentemente. La descripción de la incidencia analizada se muestra en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4 Descripción de la incidencia: 1100199819. (Fuente: Autor)

Int.	Hora Desconexión	Hora Conexión	Tiempo en horas	kVA Instalados	kVA Interrumpidos	FMIK	TTIK
1	0:50:00	0:54:01	0,0669	9105,0	4315,0	0,4739	0,03173
2	0:54:02	1:52:24	0,9728	9105,0	3930,0	0,4316	0,41988

Como se muestra en la Tabla 5.4, se presentan dos interrupciones en la carga instalada del alimentador 223 con 9105,0 kVA, la primera incidencia interrumpe el servicio a una carga de 4315,0 kVA por un tiempo de 0,0669 horas produciendo un FMIK de 0,4739 veces y un TTIK de 0,03173 horas, la segunda incidencia logra restablecer el servicio en una zona interrumpiendo ahora una carga de 3930,0 kVA por un tiempo de 0,9728 horas produciendo un FMIK de 0,4316 veces y un TTIK de 0,41988 horas.

5.4 Conclusiones

- Las empresas distribuidoras de energía eléctrica están sujetas a regulaciones que establecen los límites de los indicadores de calidad de producto y servicio; cuando esta no cumple con dichos límites es amonestada con multas y sanciones económicas por lo que están en constante implementación de nuevas técnicas y acciones que permitan la reducción de los indicadores a valores aceptables tanto para el bien de la empresa como de los consumidores. Entre los indicadores que más se busca reducir son el FMIK y el TTIK relacionados directamente con la interrupción del servicio y su tiempo de duración lo cual se logra identificando el tramo fallado, aislándolo y energizando el tramo que no presenta falla ya sea desde el mismo alimentador o transfiriéndolo a otro.
- Los límites máximos que debe cumplir la Empresa Eléctrica Azogues C.A. para el FMIK y TTIK son 6 y 8 respectivamente en cuanto a la red, 7 y 10 para alimentadores de alta densidad y 9.5 y 16 para alimentadores de baja densidad para un periodo de un año.



- La automatización de la distribución contribuye en gran medida en la mejora de la calidad del servicio ya que reduce los tiempos de actuación ante una falla de manera coordinada entre dispositivos inteligentes y software de control, el cual a través de lógicas implementadas y mediante el uso de señales de los dispositivos evalúa distintos escenarios y llega a la mejor solución posible para una situación presentada.
- La coordinación de protecciones entre los dispositivos de un alimentador es de gran importancia para la implementación de lógicas de control ya que una buena coordinación ayuda a localizar una falla y en consecuencia mejora el aislamiento de esta mediante la apertura de los dispositivos entre los cuales se encuentre la falla.
- Los alimentadores 221 y 223 de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. en condiciones de operación normal, presentan una variación de tensión de 0,882% y 0,909% respectivamente en período de máxima demanda cumpliendo con los valores admitidos de $\pm 6\%$ para el índice de nivel de voltaje, entregando un nivel de tensión adecuado a los usuarios favoreciendo la calidad del producto. También se analizó la cargabilidad de las redes en estudio, obteniendo un 51,5% de máxima cargabilidad en los dos alimentadores, valor con el cual no exceden la ampacidad de los conductores existente en sus redes de distribución. Por último, se analizó las pérdidas potencia en cada alimentador, siendo menores al 1% valor justificable debido a las pérdidas técnicas del sistema que ocasionan las pérdidas por efecto Joule en conductores y las pérdidas por corrientes parásitas que calientan el núcleo en los transformadores.
- El esquema de protecciones eléctricas implementado por la Empresa Eléctrica Azogues C.A. para los alimentadores en estudio, utiliza dispositivos como: relés con las unidades de protección de sobrecorriente temporizada e instantánea, reconectores con curvas de actuación rápidas y lentas, y fusibles con sus curvas de tiempo de fusión mínimo y tiempo de máximo despeje. Los principales criterios de coordinación como: confiabilidad, selectividad y sensibilidad, se cumplen de manera eficiente obteniendo un sistema confiable y selectivo ante fallas que puedan presentarse utilizando la coordinación de las curvas de tiempo - corriente adoptadas en cada dispositivo de protección.
- En el año móvil enero – diciembre 2020, los indicadores de la calidad de servicio técnico FMIK y TTIK para el alimentador 221 presentaron valores de 1,912 veces y 1,676 horas respectivamente, y para el alimentador 223 presentaron valores de 3,977 veces y 3,790 horas respectivamente; la causa debido a incidencias en la red de medio voltaje por falla de equipamiento, materiales y accesorios, fueron las que más afectaron en los indicadores siendo un 53,6% y un 67% del FMIK para el alimentador 221 y 223 respectivamente. Por ello la necesidad de implementar acciones para mejorar los indicadores en la red de media tensión, empezando con el algoritmo de la reconfiguración automática.
- Los indicadores de la calidad de servicio técnico, en comparación con el año móvil 2019 presentaron un comportamiento decreciente que favorece a la calidad del servicio eléctrico, esto se debe a que en el año 2020 se presentó la emergencia sanitaria debido a la pandemia del COVID – 19, período en que se tuvo una etapa de confinamiento haciendo que gran parte de la carga instalada del tipo industrial y comercial se encuentre fuera de servicio y no presente mayores incidencias en el alimentador



- principal; además, con la restricción de la movilidad se redujo de manera evidente los incidentes causados por terceros como puede ser el caso de los accidentes de tránsito.
- El alimentador 221 consta de un relé de cabecera, un reconectador normalmente cerrado en la troncal del mismo en el sector del Divino Niño, un reconectador de enlace normalmente abierto con el alimentador 223 ubicado en el sector El Corte y una derivación con un reconectador de arranque hacia San Miguel de Porotos; por su parte el alimentador 223 está conformado por un relé de cabecera, un reconectador normalmente cerrado en el sector de Monjas, un reconectador de derivación hacia la UNAE y el reconectador de enlace antes mencionado con el alimentador 221. Los dispositivos que intervienen en el algoritmo de automatización son los relés de cabecera, los reconectores de Monjas y Divino Niño que forman parte de la troncal principal de los alimentadores y el reconectador de enlace.
 - Se analizaron cuatro posibles escenarios de falla en la topología de red de los alimentadores 221 y 223. El escenario A considera una falla entre el relé de cabecera del alimentador 221 y el reconectador del Divino Niño, el escenario B establece una falla entre el reconectador del Divino Niño y el reconectador de enlace de El Corte; el escenario C define una falla entre el relé de cabecera del alimentador 223 y su reconectador Monjas y finalmente el escenario D evalúa una falla entre el reconectador Monjas y el reconectador de enlace con el alimentador 221.
 - Para el escenario A, las maniobras a realizar para el aislamiento del tramo fallado son la apertura del relé de cabecera del 221 y del reconectador Divino Niño además, para la transferencia del tramo no fallado al alimentador 223 se realiza el cierre del reconectador de enlace. Además de la transferencia de carga se debe cambiar el grupo de protecciones para la nueva topología de red.
 - En el escenario B el tramo que presenta falla es aislado mediante la acción de apertura del reconectador Divino Niño; este escenario no requiere mayores maniobras ya que la correcta coordinación de protecciones permite el aislamiento de la falla de manera automática.
 - El escenario C, al igual que el escenario A, requiere del aislamiento de la falla mediante la apertura del relé de cabecera del alimentador 223 y de su reconectador Monjas, además de la transferencia del tramo no fallado al alimentador 221 cerrando el reconectador de enlace; una vez realizadas las maniobras se cambia el grupo de protecciones para la nueva topología de red.
 - En el escenario D, al igual que en el escenario B, se aísla la falla de manera automática gracias a la actuación del relé Monjas dejando sin energía al tramo fallado y energizado el tramo que no presenta falla.
 - Una condición necesaria para poder realizar la transferencia de carga entre alimentadores es que no se exceda del 90% de la corriente de pick up configurada en los relés de cabecera; se evaluó el peor escenario en donde se transfiere el total de carga de los días pico entre alimentadores y se pudo confirmar que efectivamente no se sobrepasa dicha corriente.
 - La implementación de un algoritmo para la reconfiguración automática en los alimentadores 221 y 223 analizados, permite realizar el aislamiento del tramo fallado en tiempos cortos y la reconfiguración de la red de manera eficiente, comprobando que se cumplan varias condiciones de las señales de los dispositivos de protección para realizar



las maniobras adecuadas y obtener la topología final de cada escenario analizado con la habilitación del nuevo grupo de protecciones para posibles eventos que puedan ocurrir, hasta que se restablezca el servicio en la zona fallada y el sistema regrese a las condiciones de operación normal.

- El algoritmo de reconfiguración, ayudará a mejorar los índices de la calidad de servicio técnico en los alimentadores 221 y 223, disminuyendo principalmente las incidencias presentadas por causas en la red de media tensión aportando también a la reducción en los índices globales del sistema de distribución, también aporta a que no se presenten fallas por malas maniobras y evita que se ejecuten acciones indebidas al no comprobar el estado de operación normal de las señales de los dispositivos de protección.

5.5 Recomendaciones

- Se puede implementar el protocolo IEC 61850 en los dispositivos como reconectores, para utilizar la mensajería GOOSE que favorecería en la velocidad de la transmisión de datos y en el caso de producirse eventos con el protocolo se mejorara la eficiencia del algoritmo de reconfiguración automática.
- Es posible realizar estudios de reconfiguración automática en otros alimentadores de la Empresa Eléctrica Azogues C.A., donde exista problemas con los valores de los índices de calidad de servicio técnico, pudiendo seguir automatizando otras áreas de concesión del sistema para mejorar la confiabilidad del sistema y reducir incidencias de manera global.
- Analizar y diseñar un algoritmo para restablecer los escenarios en estudio a sus condiciones de operación normal, es posible utilizando las señales descritas y algunas lógicas de control implementadas en los algoritmos descritos.



BIBLIOGRAFÍA

Gers, J. M. (2013). *Distribution System Analysis and Automation*. [1° ed.], Londres, Reino Unido, 308 págs.

Northcote-Green, J., & Wilson, R. G. (2017). *Control and automation of electrical power distribution systems* [Vol. 28], CRC press, 464 págs.

Momoh, J. A. (2007). *Electric Power Distribution, Automation, Protection and Control*. [1° ed], Washington DC, USA, 360 págs.

ARCONEL, R. N. 002/20. (2020). *Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*, Quito, Ecuador, 2020.

Uluski, B. (Julio de 2011). *Distribution Management Systems*. Electric Power Research Institute. Cleveland, Ohio.

Ramírez Castaño, S. (2003). *Protección de sistemas eléctricos*. [1° ed.], Manizales, Colombia, 638 págs.

Corporación CENACE. (2001). *Curso de posgrado: Operación de sistemas eléctricos de potencia, Modulo VI: Protección de sistemas eléctricos de potencia y automatismos*, Quito, Ecuador.

Schneider Electric. (2015). *ADMS (Advanced Distribution Management System) Manual de Funciones*.

Schneider Electric. (2015). *DMD (Dynamic Mimic Diagram) Manual de Operaciones*.

Telvent ADMS. (s.f.). *Advanced Distribution Management System*.

CYME. (2013). *CYME 7.0 - Manual de Referencia*. St. Roberval, Canadá.



ANEXOS

ANEXO A

SEÑALES ANALÓGICAS Y DIGITALES DE LOS RELÉS Y RECONECTADORES UTILIZADAS EN EL ALGORITMO DE RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA

Señal	TAG SCADA	Descripción	Tipo de Señal	Valor Inicial	Variable Algoritmo
Interruptor	02AZO2RPRI22122--2Q11--INT-----	Estado del interruptor	Entrada / Salida digital	CLOSE	2Q11--INT-----
Comunicación alimentadores	02AZO2RPRI22122--2Q11--F_CO_IED	Falla comunicación IED	Entrada digital	OFF	2Q11--F_CO_IED
Local/Remoto Nivel 0	02AZO2RPRI22122--2Q11--LRNIV0--	Control en equipos de patio	Entrada digital	REMOTO	2Q11--LRNIV0--
Local/Remoto Nivel 1	02AZO2RPRI22122--2Q11--LRNIV1--	Control del IED	Entrada digital	REMOTO	2Q11--LRNIV1--
Sobrecorriente	02AZO2RPRI22122--2Q11--D51-----	Disparo Sobrecorriente temporizada fase	Entrada digital	OFF	2Q11--D51-----
Protección de Tierra	02AZO2RPRI22122--2Q11--64-HAB--	Protección de sobrecorriente de tierra	Entrada / Salida digital	ON	2Q11--64-HAB--
Baja frecuencia	02AZO2RPRI22122--2Q11--D81UF--	Disparo por baja frecuencia	Entrada digital	OFF	2Q11--D81UF--
la	02AZO2RPRI22122--2Q11--IA-----	Corriente de la fase a	Entrada analógica	En función de la demanda	2Q11--IA-----
lb	02AZO2RPRI22122--2Q11--IB-----	Corriente de la fase b	Entrada analógica	En función de la demanda	2Q11--IB-----
lc	02AZO2RPRI22122--2Q11--IC-----	Corriente de la fase c	Entrada analógica	En función de la demanda	2Q11--IC-----

Anexo 1 Señales del Relé 1: 2Q11 (Cabecera del Alimentador 221). (Fuente: Autor)

Señal	TAG SCADA	Descripción	Tipo de Señal	Valor Inicial	Variable Algoritmo
Interruptor	02AZO2RPRI22322--2Q31--INT-----	Estado del interruptor	Entrada digital	CLOSE	2Q31--INT-----
Comunicación alimentadores	02AZO2RPRI22322--2Q31--F_CO_IED	Falla comunicación IED	Entrada digital	OFF	2Q31--F_CO_IED
Local/Remoto Nivel 0	02AZO2RPRI22322--2Q31--LRNIV0--	Control en equipos de patio	Entrada digital	REMOTO	2Q31--LRNIV0--
Local/Remoto Nivel 1	02AZO2RPRI22322--2Q31--LRNIV1--	Control del IED	Entrada digital	REMOTO	2Q31--LRNIV1--
Sobrecorriente	02AZO2RPRI22122--2Q31--D51-----	Disparo Sobrecorriente	Entrada digital	OFF	2Q31--D51-----



		temporizada fase			
Protección de Tierra	02AZO2RPRI22122--2Q31--64-HAB--	Protección de sobrecorriente de tierra	Entrada / Salida digital	ON	2Q31--64-HAB--
Baja frecuencia	02AZO2RPRI22122--2Q31--D81UF---	Disparo por baja frecuencia	Entrada digital	OFF	2Q31--D81UF--
la	02AZO2RPRI22322--2Q31--IA-----	Corriente de la fase a	Entrada analógica	En función de la demanda	2Q31--IA-----
lb	02AZO2RPRI22322--2Q31--IB-----	Corriente de la fase b	Entrada analógica	En función de la demanda	2Q31--IB-----
lc	02AZO2RPRI22322--2Q31--IC-----	Corriente de la fase c	Entrada analógica	En función de la demanda	2Q31--IC-----

Anexo 2 Señales del Relé 2: 2Q31 (Cabecera del Alimentador 223). (Fuente: Autor)

Señal	TAG SCADA	Descripción	Tipo de Señal	Valor Inicial	Variable Algoritmo
Comunicación	02AZO2RPRI22122--R-A004F_CO_REC	Falla de la comunicación en los reconectores	Entrada digital	OFF	R-A004F_CO_REC
79_Bloqueo (Cualquiera)	02AZO2RPRI22122--R-A00479_BLK--	Bloqueo debido a la Operación de Protección y con cualquier número de disparos	Entrada digital	OFF	R-A00479_BLK--
Control Remoto	02AZO2RPRI22122--R-A004REMOTO--	Dispositivo en modo remoto	Entrada digital	ON	R-A004REMOTO--
Control Local	02AZO2RPRI22122--R-A004LOCAL---	Dispositivo en modo local	Entrada Digital	OFF	R-A004LOCAL---
Hot Line Tag	02AZO2RPRI22122--R-A004HLTA-HAB	Trabajo en línea viva	Entrada / Salida Digital	OFF	R-A004HLTA-HAB
Reconector	02AZO2RPRI22122--R-A004REC-----	Estado del reconector	Entrada / Salida Digital	CLOSE	R-A004REC-----
Protección	02AZO2RPRI22122--R-A004PROT-HAB	Protección contra eventos	Entrada Digital	ON	R-A004PROT-HAB
Grupo 1 de protecciones	02AZO2RPRI22122--R-A004GP1-HAB-	Ajuste de protección Grupo 1	Entrada / Salida Digital	ON	R-A004GP1-HAB-
Grupo 4 de protecciones	02AZO2RPRI22122--R-A004GP4-HAB-	Ajuste de protección Grupo 4	Entrada / Salida Digital	OFF	R-A004GP4-HAB-
EF	02AZO2RPRI22122--R-A00464-HAB--	Elemento de sobrecorriente de Tierra	Entrada / Salida Digital	ON	R-A00464-HAB--
AR	02AZO2RPRI22122--R-A00479-HAB--	Auto Recierre por OC/EF, UV/OV, NPS, SEF y ABR está activado	Entrada / Salida Digital	ON	R-A00479-HAB--



Estado del voltaje de fuente	02AZO2RPRI22122--R-A004DPS__ABC	Detección de Perdida de Suministro lado ABC	Entrada Digital	OFF	R-A004DPS__ABC
Estado del voltaje de carga	02AZO2RPRI22122--R-A004DPS__RST	Detección de Perdida de Suministro lado RST	Entrada Digital	OFF	R-A004DPS__RST
la	02AZO2RPRI22122--R-A004IA-----	Valor de la corriente de la Fase A	Entrada Analógica	En función de la demanda	R-A004IA-----
lb	02AZO2RPRI22122--R-A004IB-----	Valor de la corriente de la Fase B	Entrada Analógica	En función de la demanda	R-A004IB-----
lc	02AZO2RPRI22122--R-A004IC-----	Valor de la corriente de la Fase C	Entrada Analógica	En función de la demanda	R-A004IC-----

Anexo 3 Señales de Reconector REC_1: R-A004 (Divino Niño). (Fuente: Autor)

Señal	TAG SCADA	Descripción	Tipo de Señal	Valor Inicial	Variable Algoritmo
Comunicación	02AZO2RPRI22122--R-A002F_CO_REC	Falla de la comunicación en los reconvertadores	Entrada digital	OFF	R-A002F_CO_REC
79_Bloqueo (Cualquiera)	02AZO2RPRI22122--R-A00279_BLQ--	Bloqueo debido a la Operación de Protección y con cualquier número de disparos	Entrada digital	OFF	R-A00279_BLQ--
Control Remoto	02AZO2RPRI22122--R-A002REMOTO--	Dispositivo en modo remoto	Entrada digital	REMOTE	R-A002REMOTO--
Hot Line Tag	02AZO2RPRI22122--R-A002HLTA-HAB	Trabajo en línea viva	Entrada / Salida Digital	OFF	R-A002HLTA-HAB
Reconector	02AZO2RPRI22122--R-A002REC-----	Estado del reconvertador	Entrada / Salida Digital	CLOSE	R-A002REC-----
Protección	02AZO2RPRI22122--R-A002PROT-HAB	Protección contra eventos	Entrada Digital	ON	R-A002PROT-HAB
Grupo 1 de protecciones	02AZO2RPRI22122--R-A002GP1-HAB-	Ajuste de protección Grupo 1	Entrada / Salida Digital	ON	R-A002GP1-HAB-
Grupo 4 de protecciones	02AZO2RPRI22122--R-A002GP2-HAB-	Ajuste de protección Grupo 4	Entrada / Salida Digital	OFF	R-A002GP4-HAB-
EF	02AZO2RPRI22122--R-A00264-HAB--	Elemento de sobrecorriente de Tierra	Entrada / Salida Digital	ON	R-A00264-HAB--
AR	02AZO2RPRI22122--R-A00279-HAB--	Auto Recierre por OC/EF, UV/OV, NPS, SEF y ABR está activado	Entrada / Salida Digital	ON	R-A00279-HAB--
Estado del voltaje de fuente	02AZO2RPRI22122--R-A002DPS__ABC	Detección de tensión en lado ABC	Entrada Digital	ON	R-A002DPS__ABC



Estado del voltaje de carga	02AZO2RPRI22122--R-A002DPS__RST	Detección de tensión en lado ABC	Entrada Digital	ON	R-A002DPS__RST
la	02AZO2RPRI22122--R-A002IA-----	Valor de la corriente de la Fase A	Entrada Analógica	En función de la demanda	R-A002IA-----
lb	02AZO2RPRI22122--R-A002IB-----	Valor de la corriente de la Fase B	Entrada Analógica	En función de la demanda	R-A002IB-----
lc	02AZO2RPRI22122--R-A002IC-----	Valor de la corriente de la Fase C	Entrada Analógica	En función de la demanda	R-A002IC-----

Anexo 4 Señales del reconector REC_2: R-A002 (Monjas). (Fuente: Autor)

Señal	TAG SCADA	Descripción	Tipo de Señal	Valor Inicial	Variable Algoritmo
Comunicación	02AZO2RPRI22122--R-EN04F_CO_REC	Falla de la comunicación en los reconectores	Entrada digital	OFF	R-EN04F_CO_REC
79_Bloqueo (Cualquiera)	02AZO2RPRI22122--R-EN0479_BLK--	Bloqueo debido a la Operación de Protección y con cualquier número de disparos	Entrada digital	OFF	R-EN0479_BLK--
Control Remoto	02AZO2RPRI22122--R-EN04REMOTO--	Dispositivo en modo remoto	Entrada digital	ON	R-EN04REMOTO--
Control Local	02AZO2RPRI22122--R-EN04LOCAL---	Dispositivo en modo local	Entrada Digital	OFF	R-EN04LOCAL---
Hot Line Tag	02AZO2RPRI22122--R-EN04HLTA-HAB	Trabajo en línea viva	Entrada / Salida Digital	OFF	R-EN04HLTA-HAB
Reconector	02AZO2RPRI22122--R-A002REC-----	Estado del reconector	Entrada / Salida Digital	CLOSE	R-A002REC-----
Protección	02AZO2RPRI22122--R-EN04PROT-HAB	Protección contra eventos	Entrada Digital	ON	R-EN04PROT-HAB
Grupo 1 de protecciones	02AZO2RPRI22122--R-EN04GP1-HAB-	Ajuste de protección Grupo 1	Entrada / Salida Digital	ON	R-EN04GP1-HAB-
Grupo 4 de protecciones	02AZO2RPRI22122--R-EN04GP2-HAB-	Ajuste de protección Grupo 2	Entrada / Salida Digital	OFF	R-EN04GP4-HAB-
EF	02AZO2RPRI22122--R-EN0464-HAB--	Elemento de sobrecorriente de Tierra	Entrada / Salida Digital	OFF	R-EN0464-HAB--
AR	02AZO2RPRI22122--R-EN0479-HAB--	Auto Recierre por OC/EF, UV/OV, NPS, SEF y ABR está activado	Entrada / Salida Digital	OFF	R-EN0479-HAB--
Estado del voltaje de fuente	02AZO2RPRI22122--R-EN04DPS__ABC	Detección de Perdida de Suministro lado ABC	Entrada Digital	OFF	R-EN04DPS__ABC



Estado del voltaje de carga	02AZO2RPRI22122--R-EN04DPS__RST	Detección de Perdida de Suministro lado RST	Entrada Digital	OFF	R-EN04DPS__RST
la	02AZO2RPRI22122--R-EN04IA-----	Valor de la corriente de la Fase A	Entrada Analógica	En función de la demanda	R-EN04IA-----
lb	02AZO2RPRI22122--R-EN04IB-----	Valor de la corriente de la Fase B	Entrada Analógica	En función de la demanda	R-EN04IB-----
lc	02AZO2RPRI22122--R-EN04IC-----	Valor de la corriente de la Fase C	Entrada Analógica	En función de la demanda	R-EN04IC-----

Anexo 5 Señales de Reconector REC_3: R-EN04 (El Corte). (Fuente: Autor)

Señal	TAG SCADA	Descripción	Tipo de Señal	Valor Inicial	Variable Algoritmo
Comunicación	02AZO2RPRI22122--R-A005F_CO_REC	Falla de la comunicación en los reconectores	Entrada digital	OFF	R-A005F_CO_REC
79_Bloqueo (Cualquiera)	02AZO2RPRI22122--R-A00579_BLK--	Bloqueo debido a la Operación de Protección y con cualquier número de disparos	Entrada digital	OFF	R-A00579_BLK--
Control Remoto	02AZO2RPRI22122--R-A005REMOTO--	Dispositivo en modo remoto	Entrada digital	ON	R-A005REMOTO--
Control Local	02AZO2RPRI22122--R-A005LOCAL---	Dispositivo en modo local	Entrada Digital	OFF	R-A005LOCAL---
Hot Line Tag	02AZO2RPRI22122--R-A005HLTA-HAB	Trabajo en línea viva	Entrada / Salida Digital	OFF	R-A005HLTA-HAB
Reconector	02AZO2RPRI22122--R-A005REC-----	Estado del reconector	Entrada / Salida Digital	CLOSE	R-A005REC-----
Protección	02AZO2RPRI22122--R-A005PROT-HAB	Protección contra eventos	Entrada Digital	ON	R-A005PROT-HAB
EF	02AZO2RPRI22122--R-A00564-HAB--	Elemento de sobrecorriente de Tierra	Entrada / Salida Digital	ON	R-A00564-HAB--
AR	02AZO2RPRI22122--R-A00579-HAB--	Auto Recierre por OC/EF, UV/OV, NPS, SEF y ABR está activado	Entrada / Salida Digital	ON	R-A00579-HAB--
Estado del voltaje de fuente	02AZO2RPRI22122--R-A005DPS__ABC	Detección de Perdida de Suministro lado ABC	Entrada Digital	OFF	R-A005DPS__ABC
Estado del voltaje de carga	02AZO2RPRI22122--R-A005DPS__RST	Detección de Perdida de Suministro lado RST	Entrada Digital	OFF	R-A005DPS__RST



Anexo 6 Señales del reconector REC_4: R-A005 (San Miguel de Porotos).

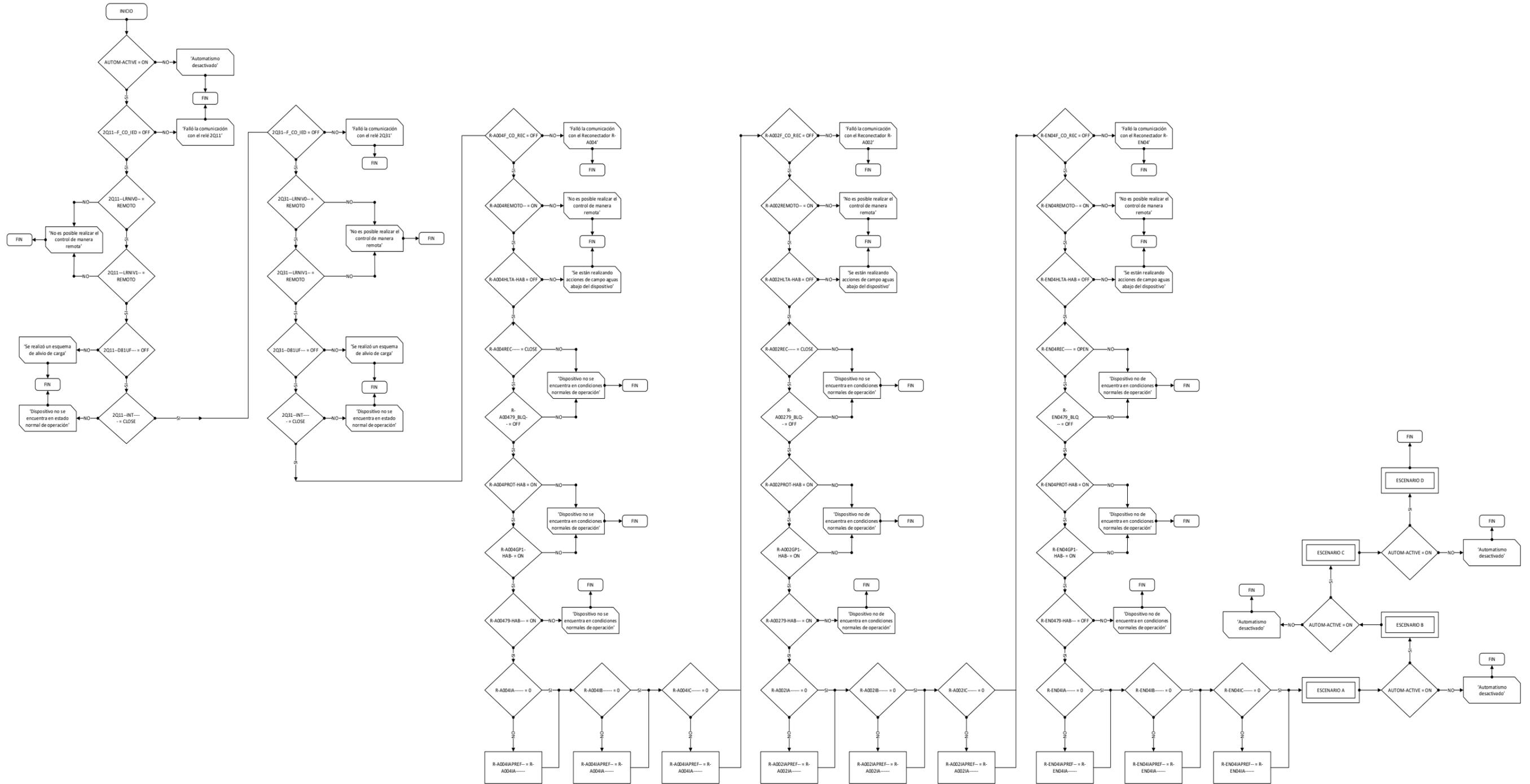
Señal	TAG SCADA	Descripción	Tipo de Señal	Valor Inicial	Variable Algoritmo
Comunicación	02AZO2RPRI22122--R-UNAEF_CO_REC	Falla de la comunicación en los reconectores	Entrada digital	OFF	R-UNAEF_CO_REC
79_Bloqueo (Cualquiera)	02AZO2RPRI22122--R-UNAIE79_BLK--	Bloqueo debido a la Operación de Protección y con cualquier número de disparos	Entrada digital	OFF	R-UNAIE79_BLK--
Control Remoto	02AZO2RPRI22122--R-UNAEREMOTO--	Dispositivo en modo remoto	Entrada digital	ON	R-UNAEREMOTO--
Control Local	02AZO2RPRI22122--R-UNAELLOCAL---	Dispositivo en modo local	Entrada Digital	OFF	R-UNAELLOCAL---
Hot Line Tag	02AZO2RPRI22122--R-UNAIEHLTA-HAB	Trabajo en línea viva	Entrada / Salida Digital	OFF	R-UNAIEHLTA-HAB
Reconector	02AZO2RPRI22122--R-UNAEREC-----	Estado del reconector	Entrada / Salida Digital	CLOSE	R-UNAEREC-----
Protección	02AZO2RPRI22122--R-UNAIEPROT-HAB	Protección contra eventos	Entrada Digital	ON	R-UNAIEPROT-HAB
EF	02AZO2RPRI22122--R-UNAIE64-HAB--	Elemento de sobrecorriente de Tierra	Entrada / Salida Digital	ON	R-UNAIE64-HAB--
AR	02AZO2RPRI22122--R-UNAIE79-HAB--	Auto Recierre por OC/EF, UV/OV, NPS, SEF y ABR está activado	Entrada / Salida Digital	ON	R-UNAIE79-HAB--
Estado del voltaje de fuente	02AZO2RPRI22122--R-UNAIEDPS__ABC	Detección de Perdida de Suministro lado ABC	Entrada Digital	OFF	R-UNAIEDPS__ABC
Estado del voltaje de carga	02AZO2RPRI22122--R-UNAIEDPS__RST	Detección de Perdida de Suministro lado RST	Entrada Digital	OFF	R-UNAIEDPS__RST

Anexo 7 Señales del reconector REC_5: R-UNAIE (Universidad Nacional de Educación). (Fuente: Autor)

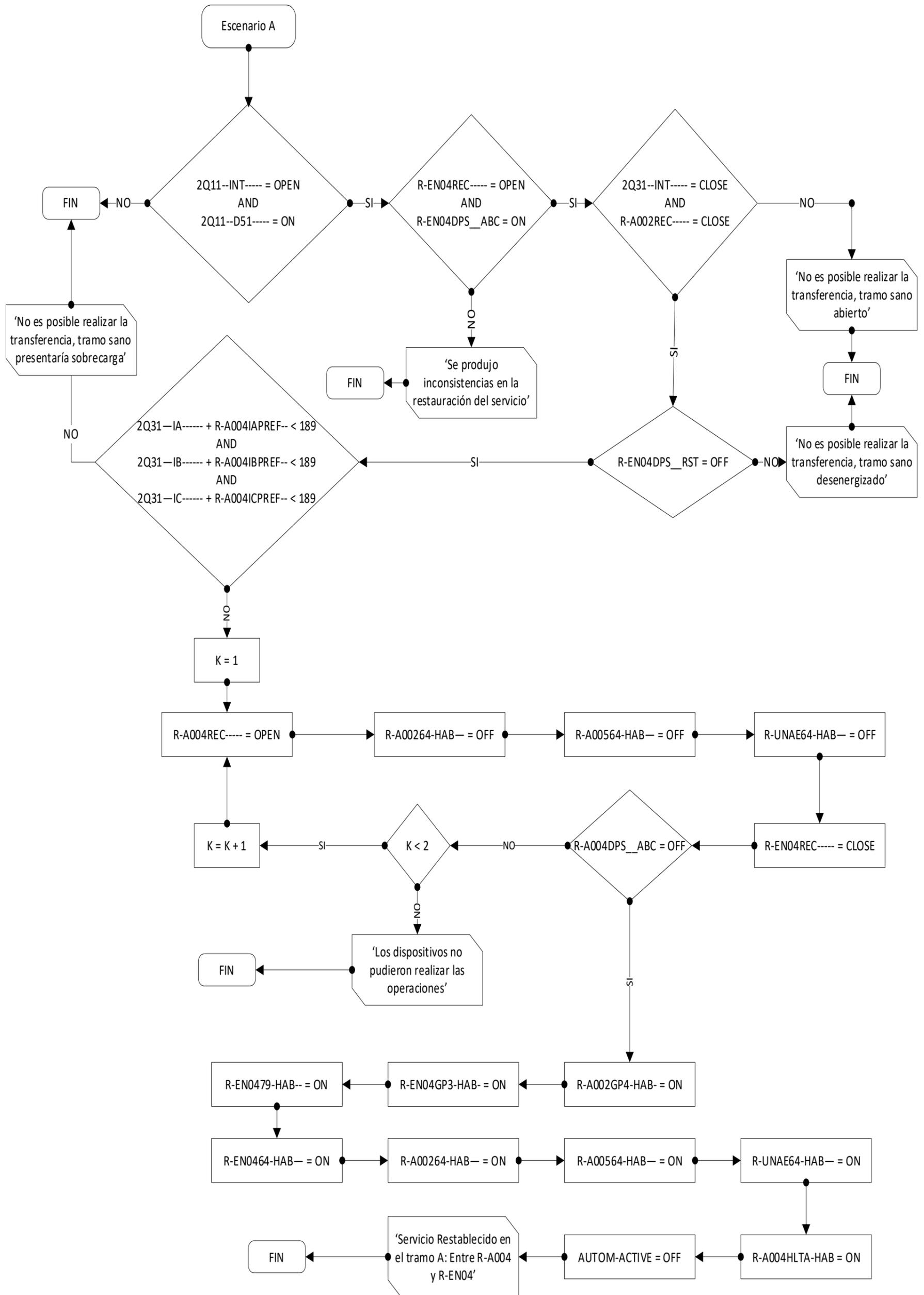


ANEXO B

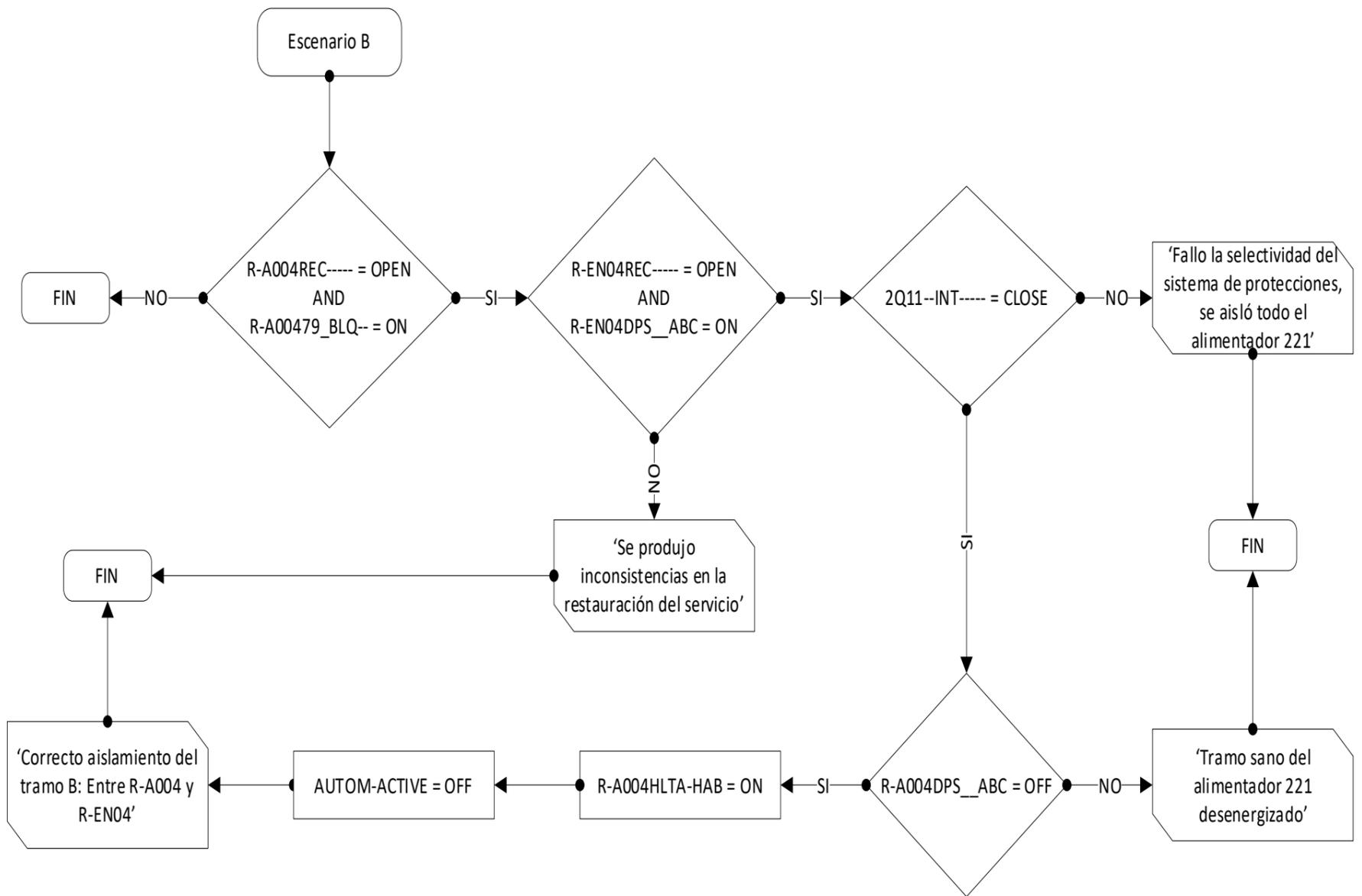
DIAGRAMAS DE FLUJO DEL ALGORITMO DE RECONFIGURACIÓN AUTOMÁTICA: CONDICIONES INICIALES, ESCENARIO A, ESCENARIO B, ESCENARIO C, ESCENARIO D.



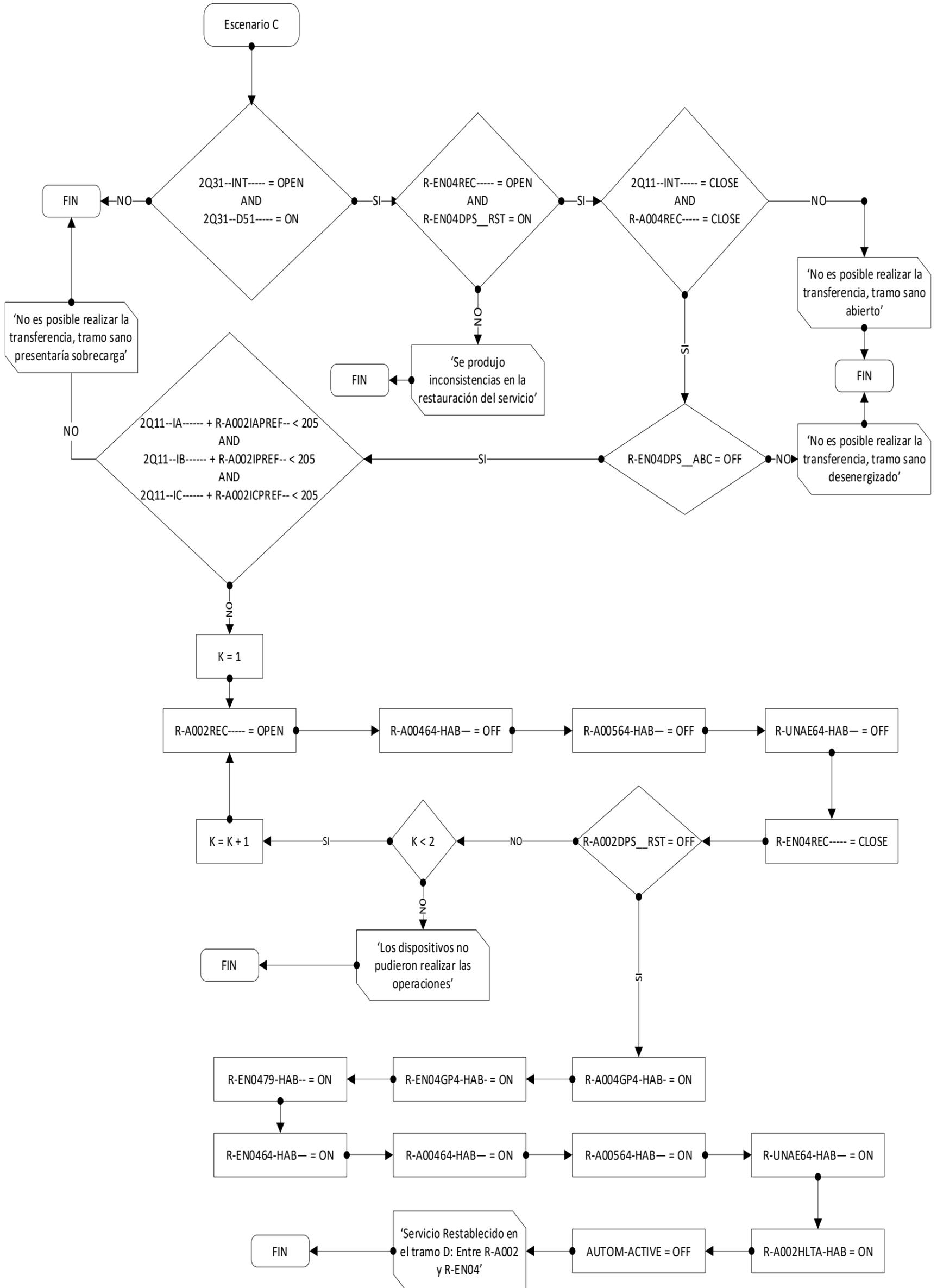
Anexo 8 Diagrama de flujo de condiciones iniciales. (Fuente: Autor)



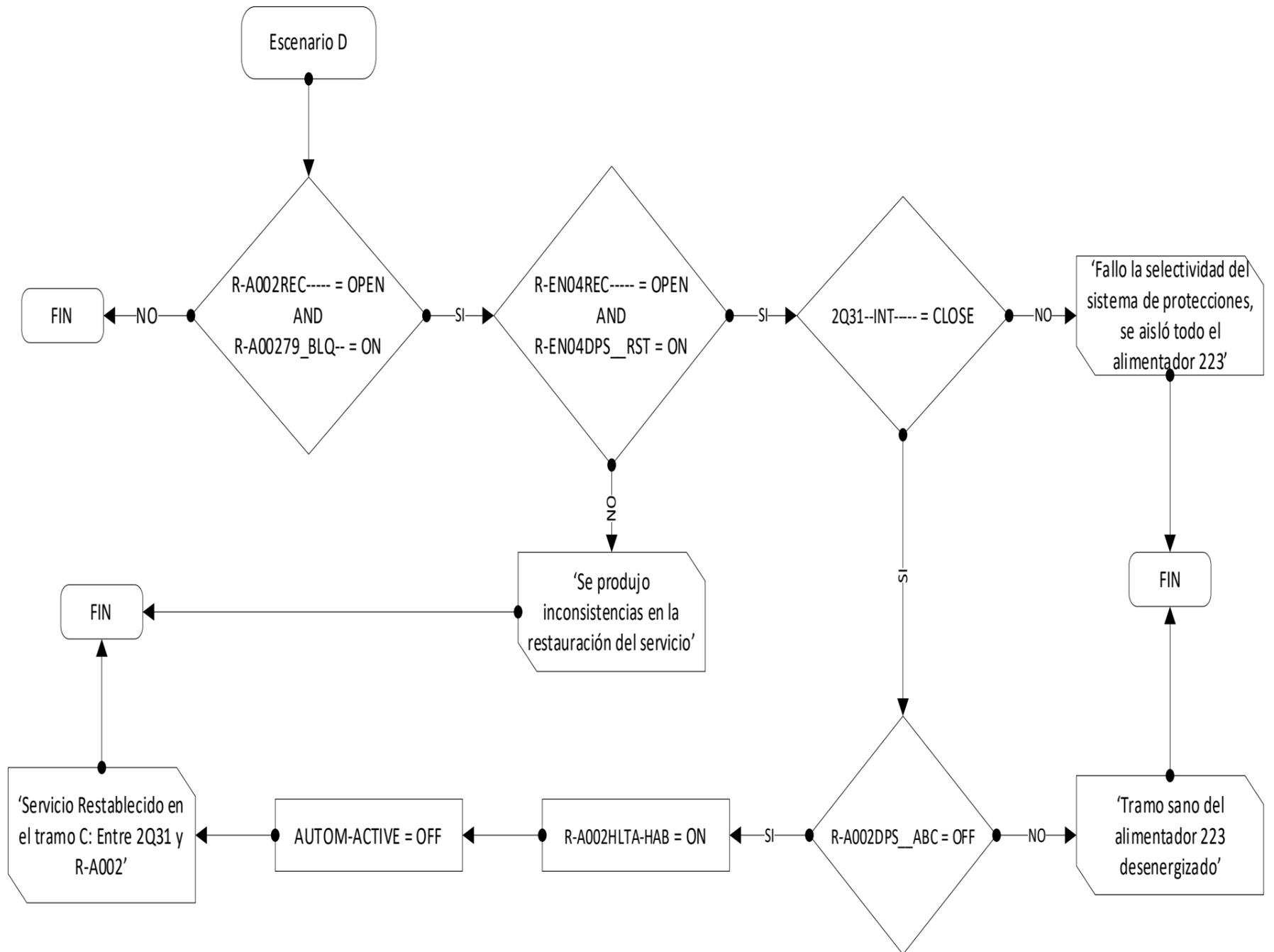
Anexo 9 Diagrama de flujo del escenario A. (Fuente: Autor)



Anexo 10 Diagrama de flujo del escenario B. (Fuente: Autor)



Anexo 11 Diagrama de flujo del escenario C. (Fuente: Autor)

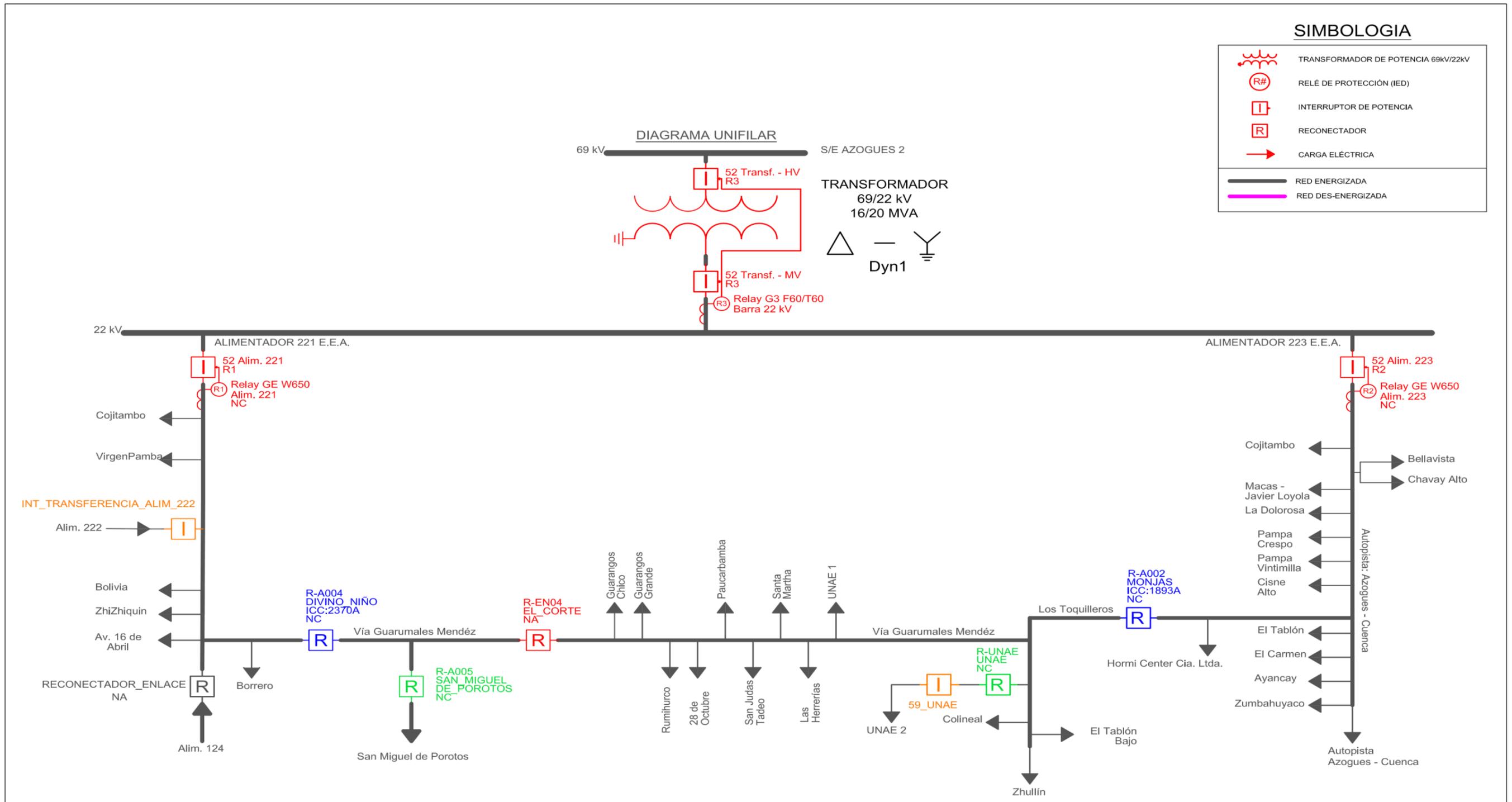


Anexo 12 Diagrama de flujo del escenario D. (Fuente: Autor)

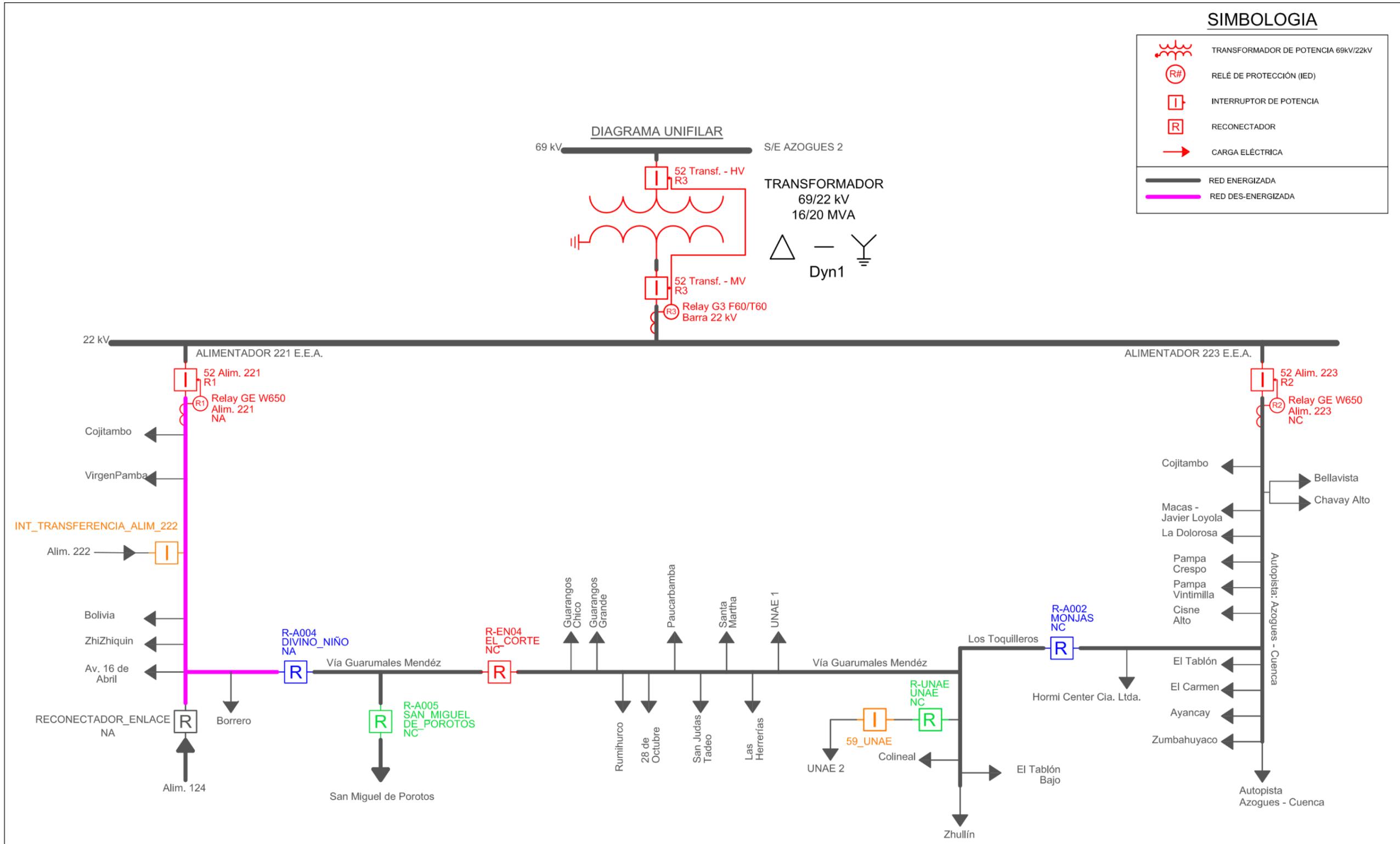


ANEXO C

DIAGRAMA UNIFIAR DE LA TOPOLOGÍA FINAL EN LOS ESCENARIO: ESCENARIO A, ESCENARIO B, ESCENARIO C, ESCENARIO D.



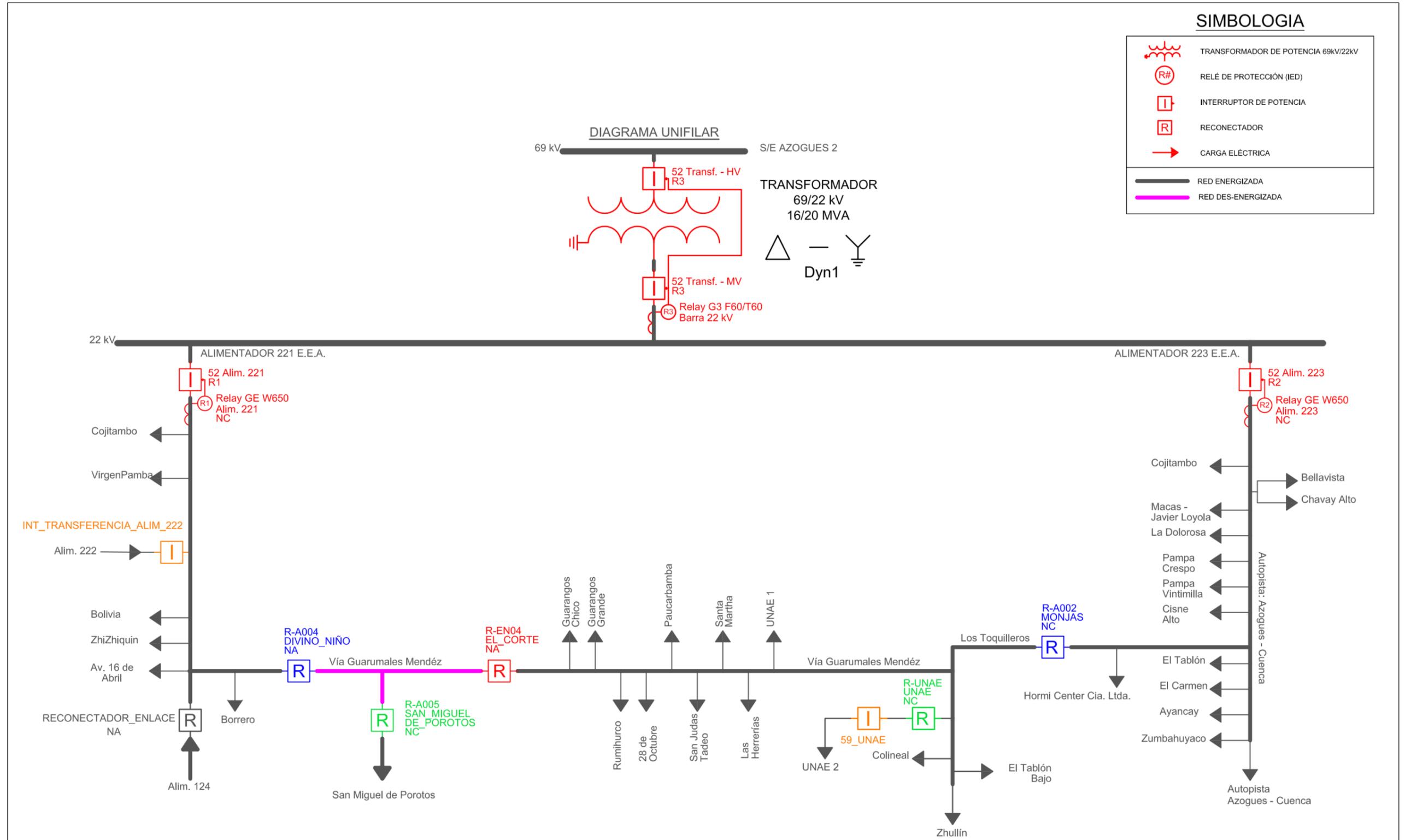
Anexo 13. Diagrama unifilar de la topología final para condiciones de operación normal. (Fuente: Autor)



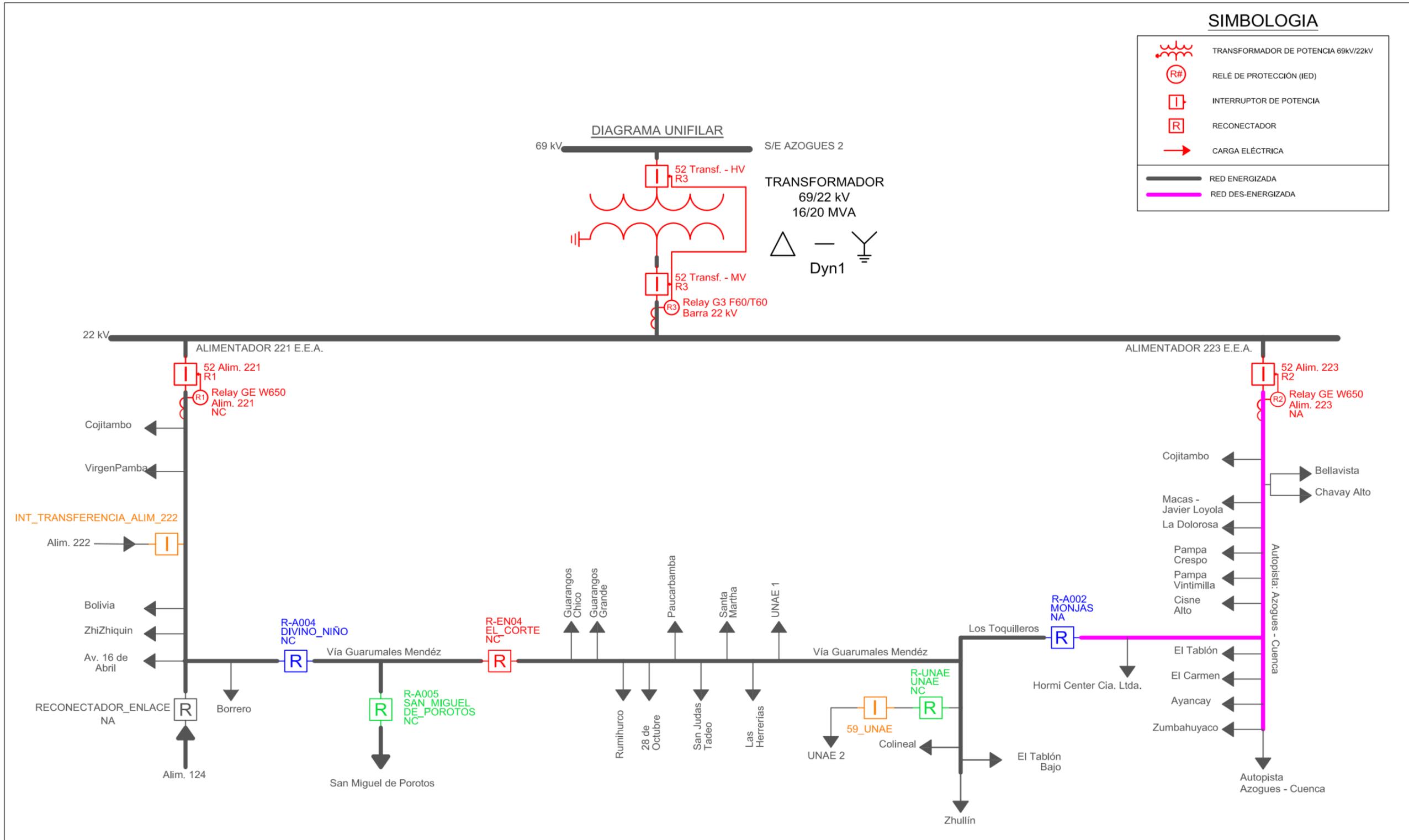
SIMBOLOGIA

	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69kV/22kV
	RELÉ DE PROTECCIÓN (IED)
	INTERRUPTOR DE POTENCIA
	RECONECTADOR
	CARGA ELÉCTRICA
	RED ENERGIZADA
	RED DES-ENERGIZADA

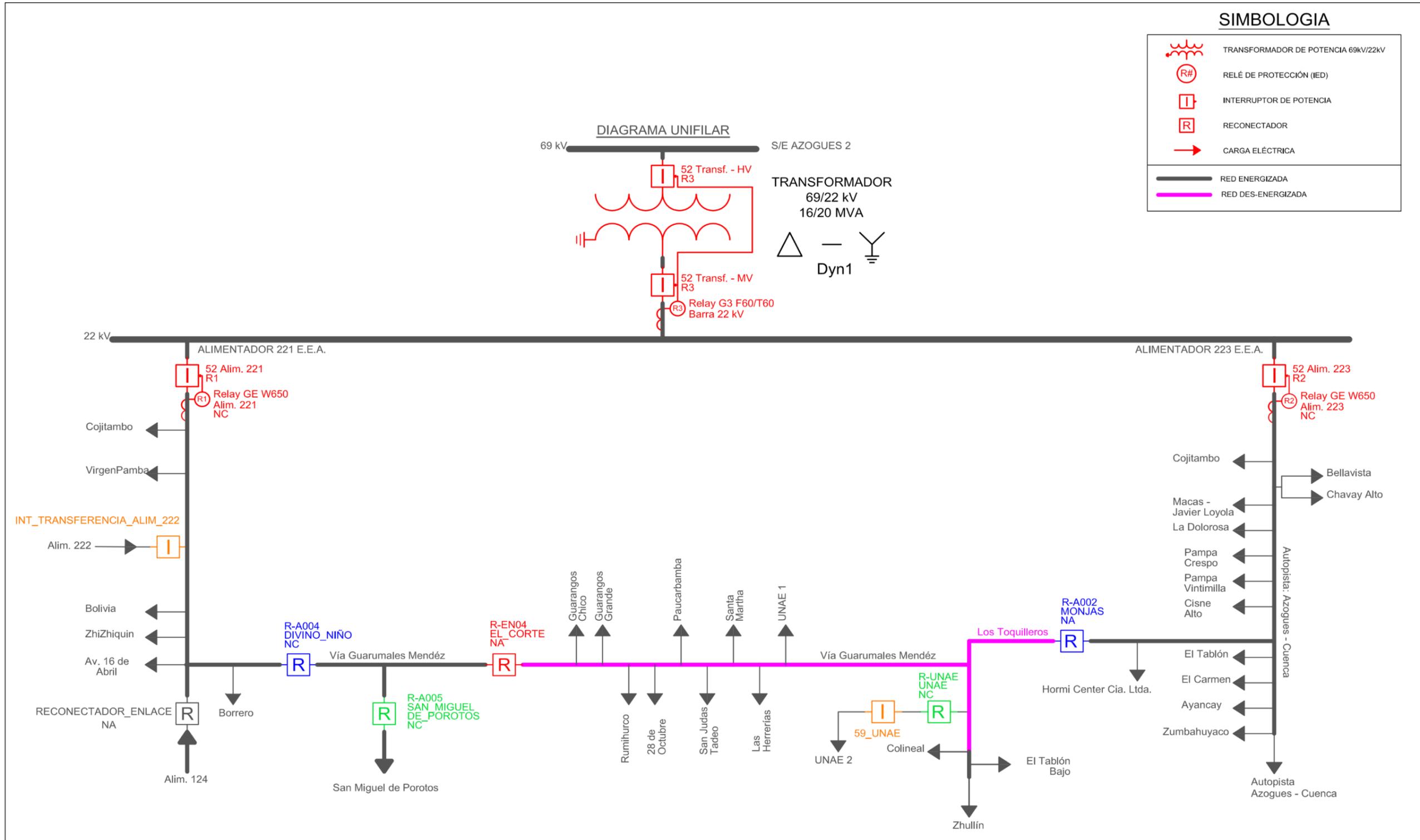
Anexo 14 Diagrama unifilar de la topología final para el escenario A. (Fuente: Autor)



Anexo 15 Diagrama unifilar de la topología final para el escenario B. (Fuente: Autor)



Anexo 16 Diagrama unifilar de la topología final para el escenario C. (Fuente: Autor)



Anexo 17 Diagrama unifilar de la topología final para el escenario D. (Fuente: Autor)