

**MODELIZACIÓN CON PETRI NET DE UNA APLICACIÓN AUTOMÁTICA DE DIAGNÓSTICO Y
RESTAURACIÓN DE AVERÍA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO

**TEMA:
MODELIZACIÓN CON PETRI NET DE UNA APLICACIÓN AUTOMÁTICA DE
DIAGNÓSTICO Y RESTAURACIÓN DE AVERÍA EN SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN**

**AUTOR:
FRANKLIN MANOLO ARMAS CHAMORRO**

**DIRECTOR:
MSC. LEONY ORTIZ MATOS**

Quito, Abril del 2015

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Franklin Manolo Armas Chamorro autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 15 de Abril del 2015

Franklin Manolo Armas Chamorro

CC: 1719582304

AUTOR

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía, así como el funcionamiento del “Modelización con Petri Net de una aplicación automática de diagnóstico y restauración de avería en sistema de distribución” realizada por el Sr. Franklin Manolo Armas Chamorro, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 07 de Abril del 2015

Msc. Leony Ortiz Matos
DIRECTOR

DEDICATORIA.

Franklin Manolo Armas Chamorro

Este proyecto es dedicado con mucho amor a mi esposa María Fernanda, a mi hija Danna Valentina, quienes con su apoyo y cariño supieron motivarme para continuar mis logros personales y profesionales, a mi madre Narcisa por su incansable lucha de velar por el bienestar de sus hijos, a mi padre Manuel Mesías por su apoyo incondicional en la educación y valores inculcados a lo largo de toda mi vida y quien me ha aconsejado para siempre levantarme en medio de las dificultades, a mis hermanos Johnny y Eliana por su preocupación y apoyo en la culminación de este proyecto.

A mi familia, sobrinos y amigos, que me han apoyado desde sus posibilidades en todo este proceso.

AGRADECIMIENTO.

Franklin Manolo Armas Chamorro

Agradezco a la Universidad Politécnica Salesiana por ser la institución que me formó profesionalmente. Al Msc. Leony Ortiz Matos, quien aportó su conocimiento, tiempo y paciencia al dirigir este trabajo de investigación y su gran perseverancia en la culminación de este proyecto. A los docentes y compañeros en general que aportaron en mi desarrollo académico.

INDICE GENERAL

INDICE GENERAL	VI
INDICE DE FIGURAS	X
INDICE DE TABLAS	XII
INDICE DE ANEXOS	XIII
GLOSARIO DE TERMINOS	XIV
INTRODUCCIÓN.....	XVII
CAPÍTULO I.....	1
CARACTERIZACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	1
1.1 Introducción	1
1.2 Características principales de los sistemas de distribución	1
1.2.1 Subestaciones eléctricas.....	2
1.2.2 Circuitos primarios o troncales	2
1.2.3 Protecciones	2
1.2.3.1 Relés de Sobrecorriente	3
1.2.3.2 Reconectores	3
1.2.3.3 Seccionadores	3
1.2.3.4 Fusibles	4
1.3 Configuración de las redes de distribución.....	5
1.3.1 Configuración radial.	5
1.3.2 Configuración en anillo.....	5
1.3.3 Configuración en malla.....	5
1.4 Características de las protecciones en los sistemas de distribución.....	5
1.5 Sobrecorriente direccional.	7
1.6 Interruptores automáticos.	7
1.7 Protecciones Digitales.....	8
1.8 Conclusiones del capítulo.	10

CAPÍTULO II.....	12
EVALUACIÓN DEL CIRCUITO “LOS ENCUENTROS, EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR” PARA LA UTILIZACIÓN DE MODELOS AUTOMÁTICOS CONTRA AVERÍAS	12
2.1 Introducción	12
2.2 Caracterización del circuito	12
2.2.1 Equipos de transformación instalados.	13
2.2.1.1 Descripción de los transformadores monofásicos.....	14
2.2.1.2 Descripción de los transformadores trifásicos.	15
2.2.2 Equipos de protección instalados.....	16
2.2.3 Equipos de restauración de fallas instalados.....	17
2.3 Evaluación técnica	18
2.3.1 Descripción del sistema de cables protegidos.....	19
2.4 Impacto social y medioambiental.	20
2.4.1 Impacto social	20
2.4.2 Impacto ambiental.....	22
2.5 Conclusiones del capitulo	23
CAPÍTULO III	24
DISEÑO, SIMULACIÓN Y VALIDACION DE LA APLICACIÓN AUTOMÁTICA CONTRA AVERÍA, DIAGNÓSTICO, Y RESTAURACIÓN.	24
3.1 Introducción.	24
3.2 Seccionalizador bajo carga Serie RL.	25
3.2.1 Función del seccionalizador.....	26
3.3 Restaurador Nulec Serie U.	27
3.4 Metodología propuesta para el diseño del sistema de protecciones.	28
3.5 Esquema de desconectivos del circuito en análisis.....	29
3.5.1 Esquema de desconectivos en ramales	29
3.5.1.1 Esquema de desconectivos en ramal 1	30
3.5.2 Esquema de desconectivos en el circuito troncal principal	31

3.5.2.1 Esquema de desconectivos para la ZONA 1	34
3.5.2.2 Esquema de desconectivos para la ZONA 2.....	35
3.5.2.3 Esquema de desconectivos para la ZONA 3.....	37
3.6 Clientes importantes y zonas de incidencia de fallas.....	37
3.7 Estado de carga del enlace.	39
3.8 Ubicación de los interruptores.	40
3.9 Valores de los ajustes globales.	41
3.10 Esquema en bloque del módulo controlador contra avería, diagnóstico, y restauración de averías.....	42
3.11 Modelización y simulación mediante grafos de Petri Net, del esquema en bloque del controlador automático.	42
3.11.1 Modelización y simulación mediante grafos de Petri Net, del esquema en bloque del controlador automático para seccionadores y reconectores	43
3.11.1 Modelización y simulación mediante grafos de Petri Net, del esquema en bloque del controlador automático general.....	44
3.11.1.1 Modelización y simulación de la zona 1	45
3.11.1.2 Modelización y simulación de la zona 2.....	50
3.11.1.3 Modelización y simulación de la zona 3.....	54
3.11.2 modelización y simulación esquema general red PN	59
3.12 Simulación y validación del controlador automatizado en Petri Net en el software Matlab.	59
3.12.1 Validación del controlador en su etapa operativa.....	60
3.12.2 Validación del controlador en su etapa de FALLA Y DESPEJE DE FALLA	62
3.12.3 Validación del controlador en su etapa de POSICION MANUAL	64
3.13 Conclusiones del capítulo.	66
CAPITULO IV	68
ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN AUTOMÁTICA CONTRA AVERÍA, DIAGNÓSTICO, Y RESTAURACIÓN	68
4.1 Introducción.	68

4.2	Análisis del comportamiento del controlador a partir de muestra de fallos tomadas.	68
4.3	Evaluación de los resultados obtenidos.	69
4.4	Conclusiones y recomendaciones.	70
REFERENCIAS		72
ANEXO A.....		76
Esquema de bloque de desconectivos en el ramal 1 del alimentador “Los Encuentros”.		76
ANEXO B.....		78
Esquema de bloque para desconectivos en la zona1 del alimentador “Los Encuentros”		78
ANEXO C.....		80
Esquema de desconectivos zona 2 del alimentador “Los Encuentros”		80
ANEXO D.....		82
Esquema de desconectivos zona 3 del alimentador “los Encuentros”		82
ANEXO E.		84
Esquema del control contra avería, diagnóstico y restauración de falla		84
ANEXO F.		92
Esquema PN de modelización y simulación del controlador automático general		92

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Elementos de un reconectador	3
Figura 2. Elementos de un seccionizador	4
Figura 3. Elementos fusibles	4
Figura 4. Esquema de bloques de protecciones sistema de distribucion	6
Figura 5. Esquema de un rele electronico digital	9
Figura 6. Circuito troncal principal alimentador “los Encuentros”	13
Figura 7. Descripción constructiva de los transformadores monofásicos	15
Figura 8. Descripción constructiva de los transformadores trifásicos.....	16
Figura 9. Cortacircuito intercambiable Tipo ICX	17
Figura 10. Implantación y descripción de un reconectador aéreo trifásico.	18
Figura 11. Descripción del sistema de cables aéreos con espaciadores	20
Figura 12. Red simple con la posición relativa del LBS (aguas abajo) de un Reconectador.	27
Figura13. Ubicación del seccionizador 1 para protección del ramal 1 Alimentador “Los Encuentros”.....	30
Figura15. Zonas de incidencias de fallas alimentador “Los Encuentros”	31
Figura16. Ubicación estratégica de los reconectores automáticos alimentador “Los Encuentros”	32
Figura17. Presencia de falla en la zona 1 del alimentador “Los Encuentros”	34
Figura 19. Presencia de falla en la zona 2 del alimentador “Los Encuentros”.....	35
Figura 23. Zonas de incidencias de fallas alimentador “Los Encuentros”	38
Figura 24. Zonas consideradas como clientes importantes en el Alimentador “Los Encuentros”	39
Figura 25, ubicación de las protecciones en el alimentador “Los Encuentros”	40
Figura 27. Esquema PN del controlador de diagnóstico y restauración de falla en el seccionador perteneciente al ramal 1	44
Figura 28. Control de inicio y control automático/manual red PN	45
Figura 29. Señal de falla permanente y corrección técnica de falla	46
Figura 30. Red PN zona 1 en estado automático y operativo.....	46
Figura 31. Red PN en estado de falla y despeje de falla en la zona 1	48
Figura 32. Corrección de falla red PN para la zona de falla 1	49
Figura 33. Control de inicio y control automático/manual red PN	50
Figura 34. Señal de falla permanente y corrección técnica de falla	50

Figura 35. Red PN zona 2 en estado automático y operativo.....	51
Figura 36. Red PN en estado de falla y despeje de falla en la zona 2	53
Figura 37. Corrección de falla red PN para la zona de falla 2.....	54
Figura 38. Control de inicio y control automático/manual red PN	55
Figura 39, señal de falla permanente y corrección técnica de falla.....	55
Figura 40. Red PN zona 3 en estado automático y operativo.....	56
Figura 41. Red PN en estado de falla y despeje de falla en la zona 3	57
Figura 42. Corrección de falla red PN para la zona de falla 3.....	58
Figura 43. Simulación del controlador de fallas en Matlab.....	60
Figura 44. Matriz de entrada del estado OPERATIVO del controlador	61
Figura 45. Matriz de salida del estado OPERATIVO del controlador.....	61
Figura 46. Matriz de incidencia del estado OPERATIVO del controlador.....	62
Figura 47. Matriz de entrada del estado FALLA Y DESPEJE DE FALLA del controlador.....	63
Figura 48. Matriz de salida del estado FALLA Y DESPEJE DE FALLA del controlador	63
Figura 49. Matriz de incidencia del estado FALLA Y DESPEJE DE FALLA del controlador.....	64
Figura 50. Matriz de entrada del estado POSICION MANUAL del controlador	65
Figura 51. Matriz de salida del estado POSICION MANUAL del controlador.....	65
Figura 52. Matriz de incidencia del estado POSICION MANUAL del controlador	66

INDICE DE TABLAS

TABLA I	14
CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES ALIMENTADOR “LOS ENCUENTROS”	14
TABLA II	30
UBICACION Y VARIABLES DE LAS PROTECCIONES DEL RAMAL 1	30
TABLA III.....	33
ABREVIATURAS DE LAS VARIABLES DE LOS EQUIPOS SECCIONADORES EN RAMALES.....	33
TABLA IV.....	33
ABREVIATURAS DE LAS VARIABLES DE LOS EQUIPOS RECONECTADORES DE LINEA.....	33
TABLA V	34
ABREVIATURAS DE LAS VARIABLES DE LOS EQUIPOS RECONECTADORES DE INTERCONEXION	34
TABLA VI.....	40
UBICACIÓN DE PROTECCIONES E INTERRUPTORES EN EL ALIMENTADOR “LOS ENCUENTROS”	40
TABLA VII	41
UBICACIÓN DE RECONECTADORES DE LINEA EN EL ALIMENTADOR “LOS ENCUENTROS”	41
TABLA VIII.....	41
UBICACIÓN DE RECONECTADDORES DE INTERCONEION EN EL ALIMENTADOR “LOS ENCUENTROS”	41
TABLA IX.....	42
VARIABLES PETRI NET DE SECCIONADORES PARA USO EN MODELACION DEL CONTROLADOR	42
TABLA X.....	43
VARIABLES PETRI NET DE RECONECTADORES DE LINEA PARA USO EN MODELACION DEL CONTROLADOR	43
TABLA XI.....	43
VARIABLES PETRI NET DE RECONECTADORES DE INTERCONEXION PARA USO EN MODELACION DEL CONTROLADOR.....	43

INDICE DE ANEXOS

ANEXO A	76
Esquema de bloque de desconectivos en el ramal 1 del alimentador “Los Encuentros”	76
ANEXO B.	78
Esquema de bloque para desconectivos en la zona1 del alimentador “Los Encuentros”	78
ANEXO C.	80
Esquema de desconectivos zona 2 del alimentador “Los Encuentros”	80
ANEXO D.	82
Esquema de desconectivos zona 3 del alimentador “los Encuentros”	82
ANEXO E.....	84
Esquema del control contra avería, diagnóstico y restauración de falla	84
ANEXO F.....	92
Esquema PN de modelización y simulación del controlador automático general.....	92

GLOSARIO DE TERMINOS

PN	Petri Net
SCADA	Supervisión, control y adquisición de datos
SF6	Hexafluoruro de azufre
CONELC	Consejo Nacional de Electrificación
EERSSA	Empresa eléctrica regional del sur
INEN	Instituto ecuatoriano de normalización
ANSI	Instituto de normas nacionales americanas
MATLAB	Laboratorio Matemático, programa computacional matemático
ASTM	Sociedad americana de prueba de materiales
IEEE	Instituto de ingeniería eléctrica y electrónica
ABB	Asea Brown Boveri
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced
FMIK	Frecuencia media de interrupciones por KVA
TTIK	Tiempo total de interrupciones por KVA

Resumen

“Modelización con Petri Net de una aplicación automática de diagnóstico y restauración de avería en sistema de distribución”

Franklin Manolo Armas Chamorro

farmas@est.ups.edu.ec

Universidad Politécnica Salesiana

Resumen—En este trabajo se pretende usar redes Petri Net para diseñar y modelar un controlador automático para diagnosticar con mayor precisión las señales emitidas por los equipos de protección y poder restaurar los sistemas de distribución a sus condiciones de servicio normal, teóricamente se analizara el funcionamiento de una red Petri Net y se aplicara estas teorías para diagnosticar las fallas por medio de la red Petri Net, cuando se pueda establecer un modelo que cumpla con las condiciones lógicas para el diagnóstico y restauración de las fallas, se realizara la simulación de un sistema de distribución real, bajo condiciones reales, y se pretende demostrar que el uso de las redes Petri Net en estos sistemas reduce el tiempo de diagnóstico y aumenta la exactitud de detección en las redes de distribución.

Índice de Términos— Sistemas de distribución, Sistema de protección, Seccionadores, restauradores, Diagnostico de fallas, Petri Net (PN), Simulación, modelamiento.

Abstract

“Modelling with Petri Net for automatic application of fault diagnosis and restoration in electric distribution system”

Franklin Manolo Armas Chamorro

Franklin_armas_1@hotmail.com

Salesian Polytechnic University

Abstract— In this paper, it is intended, using networks Petri Net to design and modeling and automatic controller to diagnose more accurately the signals emitted by the protective equipment, and to restore distribution systems to their normal service conditions, theoretically we will analyze the operation of a Petri Net network, and these theories are applied to diagnose faults through of Network Petri net, when we can establish a model that complies with logical conditions for the diagnosis and restoration of faults, simulating a real power distribution system, under real conditions, and is intended to demonstrate that the use of networks Petri Net in these systems reduce diagnostic time and increases the accuracy of detection in electric distribution systems.

Index of Terms— Distribution systems, protection system, switch disconnector, recloser, fault diagnosis, Petri Net (PN), Simulation and Modeling.

INTRODUCCIÓN

El proceso de cambio de la matriz energética nacional propuesto por el CONELEC (Consejo Nacional de electrificación) en el documento “Plan maestro de electrificación del Ecuador 2009-2020” señala que los sistemas de distribución de cada una de las empresas eléctricas del país deben cumplir con índices de confiabilidad y calidad de energía eléctrica, que involucra la reducción de desconexiones en los alimentadores, para esto cada empresa eléctrica debe realizar un plan de protección de sus sistemas de distribución, y esto se logra con un diseño de un sistema de protección de fallas en cada uno de sus circuitos alimentadores considerados como troncales principales, actualmente todavía en muchos alimentadores considerados como principales que alimentan a zonas rurales de cada una de las áreas de concesión de las empresas eléctricas del país donde la carga de demanda no es muy alta no se realizan o no se invierte en sistemas de protecciones, lo que se ha realizado es la instalación de equipos de protección sin ningún diseño y en lugares donde se considera que las fallas son altas para en algo tratar de reducir las desconexiones transitorias[1].

Esta realidad descrita genera una gran necesidad en trabajar con mayor énfasis en los sistemas de protección y más aun considerando que en el país se está realizando un cambio en el sistema de cocción, al pasar de una cocción con uso de GLP (gas licuado de petróleo) a una cocción por inducción obliga a que los sistemas de distribución eléctrica sean más confiables [1].

En este trabajo que tiene como objetivo diagnosticar y restaura una falla que conlleve a una desconexión del alimentador “Los Encuentros” en sus tres zonas de incidencia de fallas, tomara como base todo lo descrito anteriormente para realizar una restauración optima en el caso de presentares una falla. Se iniciara indicando cuales son las zonas de afectación de fallas en el circuito alimentador en estudio, se diseñara la instalación de equipos de protección en cada uno de los ramales que parten del alimentador principal, estos equipos serán los encargados de despejar la falla en el caso de presentarse una falla transitoria y de aislar la falla en el caso de presentarse una falla permanente, también se diseñara la instalación de equipos de restauración de fallas ubicados en sectores estratégicos a lo largo del circuito alimentador troncal, estos equipos serán los encargados de despejar la falla en el caso que la falla sea momentánea y de tomar

acciones emergentes en el caso de que la falla sea permanente. Cuando tengamos una falla permanente en el alimentador troncal principal nuestro sistema de protección será capaz de apoyarse en los alimentadores que salen de las subestaciones aledañas para entregar energía a las zonas de desconexión hasta que la falla sea reparada por el personal técnico de la empresa eléctrica.

Una vez que se haya diseñado este sistema de protección, lo modelaremos a través de una Red Petri Net que nos permitirá visualizar los estados de cada una de las variables de entrada y salida de cada equipo de protección y de esta manera saber lo que nuestro sistema ha realizado para mantener con flujo de energía al alimentador.

CAPÍTULO I

CARACTERIZACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.1 Introducción

En este capítulo se tratará sobre el tema de protecciones de los sistemas de distribución, sus componentes, usos y métodos de comunicación, características de operación en las configuraciones de un sistema de distribución en media tensión, también se realizará una descripción de las causas de fallas más comunes en estos sistemas, analizaremos los efectos de estas fallas en los conductores e identificaremos los equipos de protección de acuerdo al comportamiento ante la presencia de fallas, con el fin de entender globalmente las características técnicas generales de un sistema de distribución y sus protecciones.

1.2 Características principales de los sistemas de distribución

Los sistemas eléctricos de potencia están formados por diferentes etapas estas son: generación, transmisión, distribución y el consumidor final, siendo la etapa de distribución una de las más críticas en cuanto a volumen, en referencia al sistema eléctrico de potencia, lo que induce a un trabajo cuidadoso, en el diseño, planificación, construcción, confiabilidad, operación y mantenimiento del sistema de distribución, considerando que los porcentajes de pérdidas de energía son grandes [2].

Los sistemas de distribución de energía eléctrica están conformados por:

- a) Subestaciones eléctricas
- b) Circuitos primarios o troncales
- c) Protecciones
- d) Transformadores de distribución
- e) Redes de baja tensión

1.2.1 Subestaciones eléctricas

Una subestación eléctrica como parte de un sistema eléctrico de potencia es la encargada de dirigir y transformar el flujo de energía a un nivel de tensión igual o menor a las líneas de transmisión que confluyen en esta [2].

Las subestaciones eléctricas se pueden subdividir en Subestaciones elevadoras de voltaje, subestaciones reductoras de voltaje y subestaciones de maniobra, sin embargo más allá de esta subdivisión todas tienen en común el uso de equipos de protección y en muchos casos estos equipos de protección están comunicados entre sí a través de sistemas SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de datos).[2]

1.2.2 Circuitos primarios o troncales

Son aquellos circuitos que recorren los sectores urbanos y rurales suministrando potencia a los transformadores de distribución a niveles de tensión de: 13,8 kV, 22,8 kV y 46 kV, estos circuitos son conocidos como principales o troncales ya que inician en las subestaciones de distribución y de ellos inician los ramales secundarios o derivaciones a cargas especiales, es decir, que estos circuitos son la columna vertebral del alimentador general [3].

1.2.3 Protecciones

Existen varios equipos destinados a la protección de redes de distribución, la elección del tipo de protección a ser utilizada depende de la red de distribución a ser protegida y al voltaje de operación del circuito, y aunque no hay normas específicas de regulación para todas las protecciones, se puede indicar los grupos de protecciones que se deben utilizar[3]:

Los dispositivos más utilizados en la protección de redes de distribución son:

- Relés de sobrecorriente
- Reconectores
- Seccionadores
- Fusibles

1.2.3.1 Relés de Sobrecorriente

Un relé de protección es un dispositivo lógico cuya función es la comparación de una o varias señales de entrada con respecto a una referencia. Realiza una acción como disparo (apertura), cierre o alarma [7]

1.2.3.2 Reconectores

Un reconector es un dispositivo con la capacidad de detectar condiciones de sobrecorriente de fase y fase-tierra, para interrumpir el circuito si tal sobrecorriente persiste luego de un tiempo predeterminado, y luego reconectar la línea en forma automática para reenergizarla.[4]

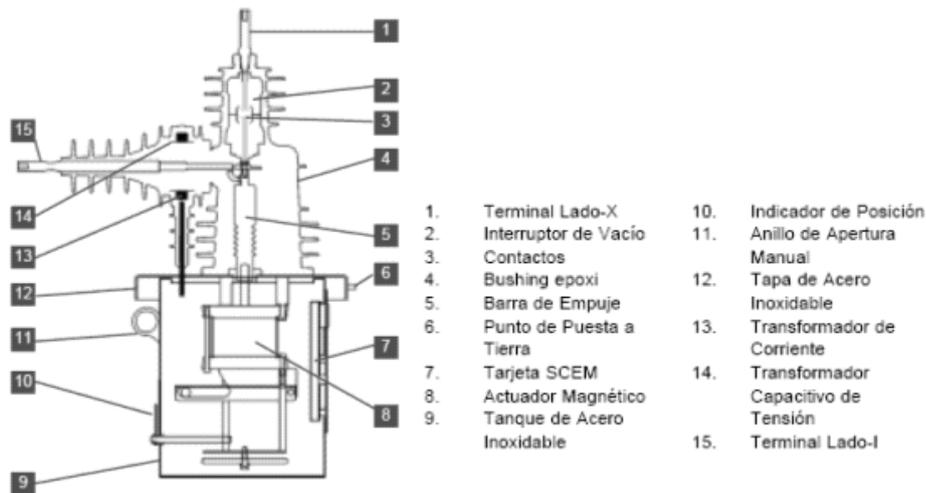


Figura 1, Elementos de un reconector

Fuente: Catalogo “automatic aerial recloser” Schneider Electric

1.2.3.3 Seccionadores

Un seccionador es un dispositivo el cual automáticamente aísla las secciones falladas de un circuito de distribución, una vez que un reconector o interruptor han interrumpido la corriente de falla y se instala comúnmente aguas debajo de un reconector.[5]

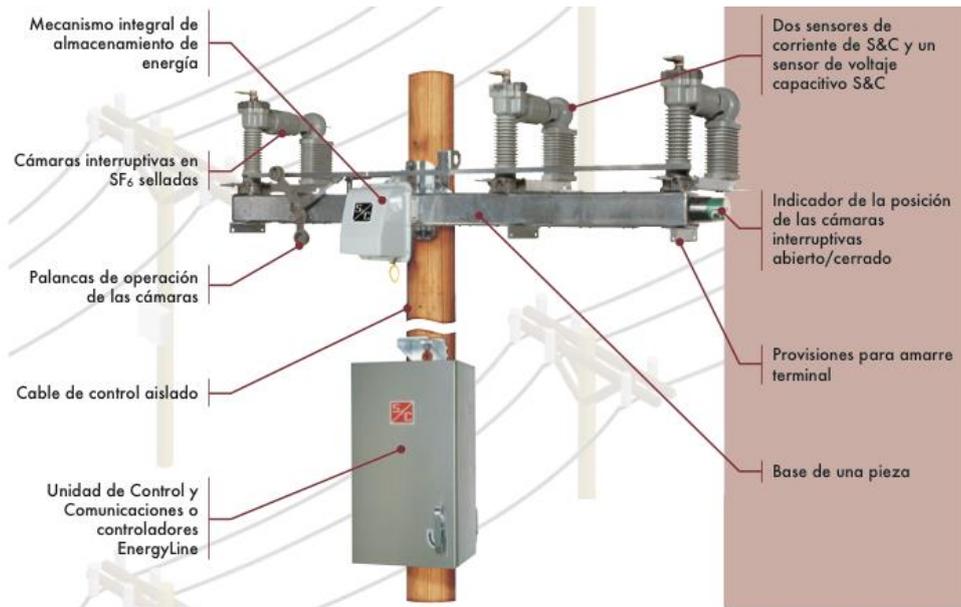


Figura 2. Elementos de un seccionizador
Fuente: Catalogo "S&C Power e-magazine"

1.2.3.4 Fusibles

Los fusibles son los dispositivos de sobrecorriente simples que se utilizan en la protección de redes de distribución. Al mismo tiempo son uno de los más confiables, dado que pueden brindar protección un tiempo muy prolongado (por arriba de 20 años) sin estar sujeto a tareas de mantenimiento frecuentes.[5]

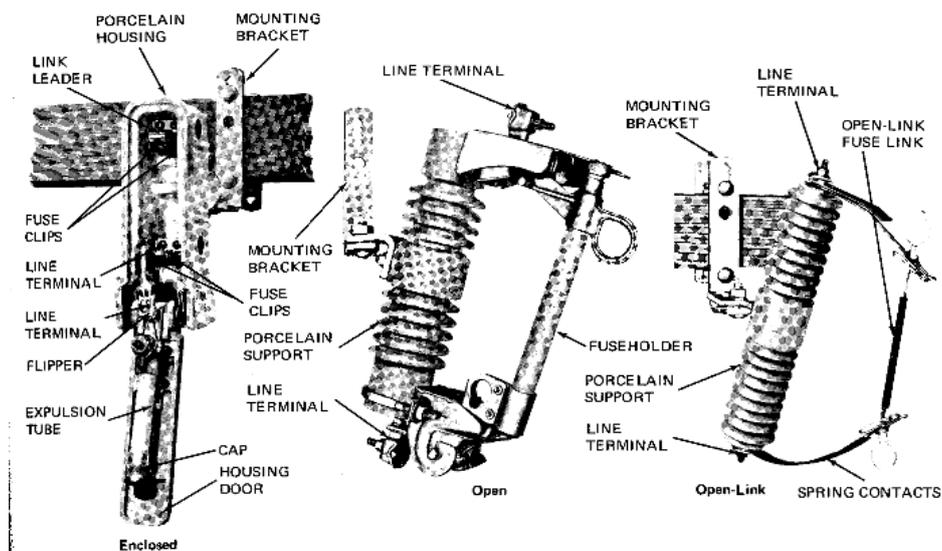


Figura 3. Elementos fusibles

Fuente: "Operación de sistemas eléctricos de potencia" Corporación CENACE

1.3 Configuración de las redes de distribución

Se puede realizar una primera configuración de las redes de distribución dependiendo de su disposición y modo de alimentación, y se puede considerar tres tipos:

1.3.1 Configuración radial.

La configuración radial significa que la alimentación a la carga se la da desde un solo punto, este tipo de configuración es muy simple pero de muy baja confiabilidad respecto a la garantía del servicio[6]

1.3.2 Configuración en anillo

La configuración en anillo significa que la carga es alimentada desde dos puntos, provee de mayor confiabilidad en la garantía del servicio, si bien es cierto la confiabilidad aumenta considerablemente y facilita las labores de mantenimiento, también requiere de mayor complejidad en su operación y en sus protecciones que resultan más complicadas[7].

1.3.3 Configuración en malla

La configuración en malla es una combinación de las redes en radiales y en anillo que forman las mallas, su ventaja radica en la seguridad de garantía del servicio pero presenta mayor problema en la complejidad de operación y en la configuración de sus protecciones

1.4 Características de las protecciones en los sistemas de distribución

Los sistemas eléctricos de potencia tienen como misión suplir de energía eléctrica a los clientes de una manera continua y confiable, por lo tanto toda configuración de los sistemas de distribución está encaminada a cumplir este objetivo, debido a que es imposible eliminar los eventos naturales que pueden afectar a los sistemas de distribución los sistemas de protección forman parte importante en la misión de confiabilidad y continuidad del servicio[7].

El objetivo de un sistema de protección en los sistemas de distribución es de minimizar el tiempo y la magnitud de los cortes de servicio, ocasionados por cualquier

causa, por ejemplo, eventos naturales, accidentes físicos, fallas en los equipos o errores en operación por fallas humanas[7]

Las fallas en los sistemas eléctricos normalmente, aunque no siempre, producen alteraciones en los valores de los parámetros normales del sistema, estos valores se pueden usar para determinar la condición de la falla, los valores que cambian por fallas son: corriente, voltaje, potencia, factor de potencia, impedancia, frecuencia, etc. La condición de falla más frecuente es el aumento de corriente o sobrecorriente.

Por lo antes mencionado los objetivos específicos de un sistema de protección son:

1. Aislar el equipo o los equipos que fallen de tal forma que el resto del sistema pueda seguir operando exitosamente, con el mínimo disturbio para los consumidores
2. Evitar o limitar el daño a los equipos adyacentes

Para lograr estos objetivos los sistemas de protección deben realizar las siguientes funciones:

- Detectar las fallas
- Localizarlas
- Iniciar la acción correctora: iniciar la apertura de los interruptores, sonar alarmas o iniciar acciones de control.[8]

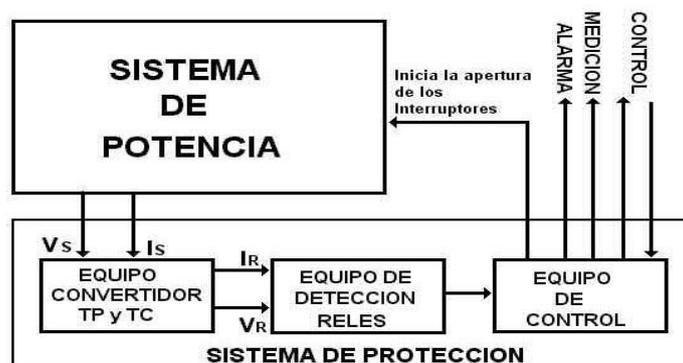


Figura 1. Esquema de bloques de protecciones sistema de distribución

Fuente: "Operación de sistemas eléctricos de potencia" Corporación CENACE

1.5 Sobrecorriente direccional.

Se denomina protección direccional de sobre corriente a aquella protección que responde al valor de la corriente y a la dirección de la potencia de cortocircuito en el punto de ubicación. La protección opera si la corriente sobrepasa el valor de arranque y la dirección de la potencia coincide con la correspondiente a un cortocircuito en la zona protegida. La protección direccional de sobrecorriente es aplicable en redes con alimentación bilateral o anillo, tanto para cortocircuito entre fases, como a tierra.[9]

1.6 Interruptores automáticos.

Son dispositivos de cierre o apertura mecánicos que soportan corrientes altas durante un tiempo específico, debido a fallas temporales o permanentes en el sistema. Pueden cerrar o abrir un circuito en forma manual o automática por medio de relevadores.

Deben tener alta capacidad de interrupción de corriente y soportar altas corrientes en forma continua. Su operación automática se hace por medio de relevadores que son los encargados de censar las condiciones de operación de la red; situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla que ejercen acciones de mando sobre el interruptor. Las señales de mando del relevador hacia el interruptor pueden ser enviadas en forma eléctrica, mecánica, hidráulica o neumática[10].

Los interruptores automáticos constan entre sus elementos más importantes de:

1. Circuito de control
2. Contactos principales
3. Contactos auxiliares
4. Cámara de extinción en aceite o hexafluoruro de azufre (SF₆).

Si analizamos desde una perspectiva de protección los interruptores automáticos se deben elegir de acuerdo a la rapidez de acción de separación de contactos y la capacidad de interrupción de la máxima corriente de cortocircuito en el punto más cercano a la falla.[10]

Las fallas más comunes en las redes de distribución son transitorias o momentáneas y los interruptores automáticos cumplen con la función de despejar estas fallas, el interruptor realiza la apertura de sus contactos y realiza una reenganche o cierre de contactos después de un tiempo, si la falla fue despejada el interruptor realiza la maniobra de cierre de sus contactos y el sistema de distribución vuelve a su operación normal, el interruptor puede realizar una secuencia de cierre de contactos, dependiendo de su configuración, para despejar las fallas momentáneas que pueden tener un periodo de duración más largo, por otro lado si las fallas no son transitorias sino permanentes los interruptores automáticos abren definitivamente sus contactos aislando la falla para evitar daños en el sistema de distribución, esto obliga a que un equipo de personas de operación y mantenimiento realice el despeje de la falla, una vez realizado este trabajo se puede reiniciar el interruptor cerrando sus contactos y regresando al sistema de distribución a su operación normal[10].

Si bien es cierto existen muchos parámetros que se pueden considerar como causas de fallas, es conveniente desde el punto de vista global del sistema de distribución agrupar estas fallas, los grupos de fallas se describen a continuación:

1. Sobrevoltajes.- se refiere al aumento de Voltaje en el sistema de distribución por encima de los valores nominales de construcción.
2. Sobrecorrientes.- de igual manera se refiere al incremento en la corriente del sistema de distribución que sobrepasa los valores permisibles de los equipos de protección.
3. Cortocircuito.- la diferencia entre una sobrecorriente y un cortocircuito es que el incremento de corriente es instantáneo.

1.7 Protecciones Digitales.

Con la innovación en la tecnología y en microprocesadores, la era digital también hizo su aparición en los sistemas de protecciones, esto impulso el uso de sistemas de protección basados en microprocesadores, esto hace a un sistema de protección mucho más veloz si hablamos de comunicaciones o transmisión de datos y obligo al uso de

fibra óptica que permite la transmisión de múltiples datos a velocidades muy elevadas, todo esto hace que fabricantes de equipos de protección para redes de distribución, mejoren frecuentemente sus equipos y los hagan más exactos y que su velocidad de operación sea mayor, lo que ayuda significativamente en la detección y despeje de fallas[11].

Las protecciones digitales funcionan similarmente a las protecciones analógicas, la diferencia está en el muestreo que realizan a la señal de entrada, es decir, mientras las señales analógicas mantienen una comparación de la medida de un valor de entrada continuo, las protecciones digitales realizan a través de algoritmos muestreos instantáneos de la señal de entrada. Para que esto sea posible las protecciones digitales deben obligatoriamente disponer de un convertidor de señal analógica a señal digital.[11]

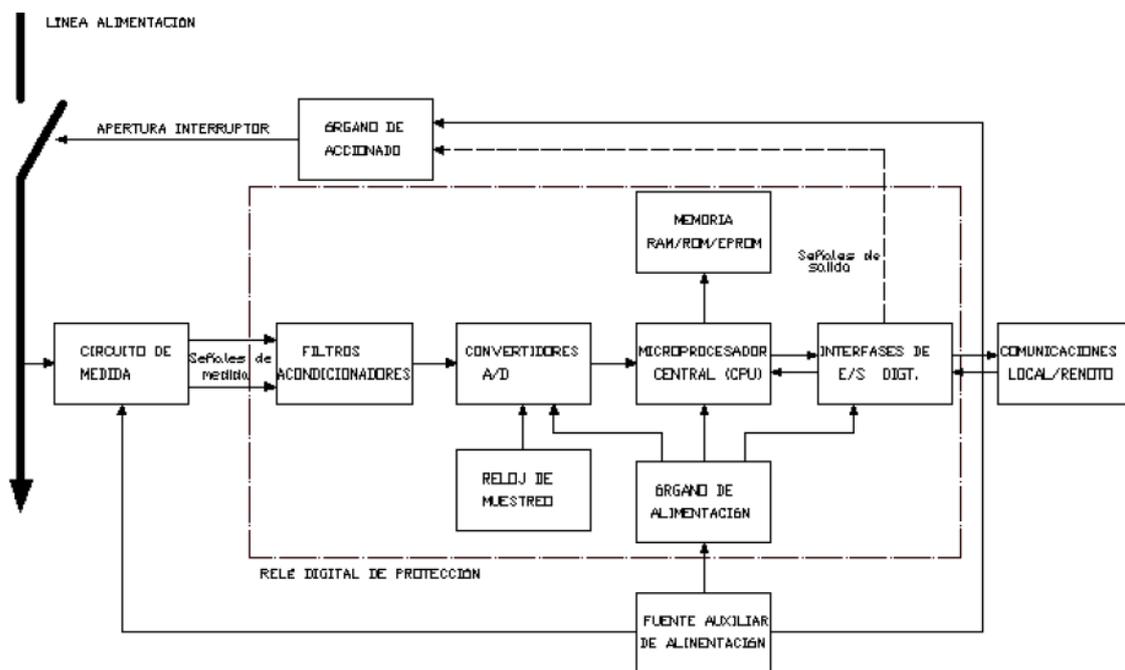


Figura 2. Esquema de un relé electrónico digital
Fuente: “ingeniería Técnica Industrial” B. Abdessamad

Como podemos ver en la figura 5, cada relé de protección está constituido por órganos individuales. Las señales analógicas procedentes del Circuito de Medida (transformador de intensidad o de tensión) entran en el Órgano Convertidor del relé de protección encargado de transformarlas de tal manera que puedan ser manejadas por el Órgano de Medida.

Este Órgano de Medida, que es el elemento más importante del relé, realiza las operaciones de integración, diferenciación, comparación de las señales analógicas de entrada para establecer si existe o no una falta en la zona de actuación del relé. Este órgano de medida suministra en su salida una señal binaria que puede ser 1 si establece que existe una falta, o 0 si establece que no existe falta. En el Órgano de Salida se amplifica y acondiciona esta señal binaria, y se transmite a los Órganos de Mando [12].

Éstos efectúan las maniobras de protección, como operaciones de acoplamiento-desacoplamiento tales como aperturas de interruptores, entrada en acción de un dispositivo de desexcitación rápida, accionamiento de un dispositivo de señalización o dan una orden de verificación a los relés de protección de otra posición.

Existe también un Órgano de Alimentación, para energizar los órganos de medida y salida. Esta alimentación puede ser recibida de una fuente auxiliar de tensión, o del propio circuito de medida, cuando se trata de un accionamiento por medio de transformadores de intensidad.[12]

1.8 Conclusiones del capítulo.

1. Los sistemas de distribución se caracterizan por sus niveles de voltaje, aunque no se ha establecido un valor mínimo, en Ecuador se considera un sistema de distribución a los circuitos de tensión menores a 69 kV.
2. Los sistemas de protección han evolucionado hacia una era digital que mejora en los aspectos de detección de fallas y velocidad de respuesta mejorando la confiabilidad de los sistemas de distribución
3. Es imposible eliminar las fallas en los sistemas de distribución, ya que las fallas más frecuentes son las relacionadas con eventos naturales, pero lo que si podemos hacer es mantener al 100% el flujo de energía hacia los usuarios del sistema de distribución.

4. Los interruptores automáticos ayudan mucho en la detección y reconexión de un sistema de distribución ante una falla temporal, pero se podría trabajar en un sistema de manejos preventivo para evitar que las fallas momentáneas se transformen en fallas permanentes, debido a que en este estado de falla permanente el tiempo de restauración del sistema es muy largo, porque depende del personal técnico para su reparación.

CAPÍTULO II

EVALUACIÓN DEL CIRCUITO “LOS ENCUENTROS, EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR” PARA LA UTILIZACIÓN DE MODELOS AUTOMÁTICOS CONTRA AVERÍAS

2.1 Introducción

Este capítulo tratará sobre las características principales del circuito de distribución en estudio que incluye una descripción de los equipos de protección instalados a lo largo de su longitud total, también se indicará cuáles son los procedimientos que se siguen ante la presencia de fallas y cuáles son los correctivos que se realizan.

2.2 Caracterización del circuito

En la provincia de Zamora Chinchipe con su cantón el Pangui se encuentra ubicada la S/E EL Pangui de la cual parte un alimentador llamado los Encuentros hacia la provincia de Morona Santiago con su cantón Yantzaza.

Este alimentador abastece de Energía Eléctrica a las poblaciones, San Ignacio, Chimbuza, Mutintza, Los Machos, Pita, Valle Hermoso, Mutintza, San Juan, La Yona, Muchime, Los Encuentros, la Centza, Padmi Bajo, Padmi, Pincho, San Francisco de Asís, San Roque, San Roque, San Vicente, Pachicutza, Quinches, etc.

Este alimentador se encuentra ubicado en el área de concesión de la empresa eléctrica regional del sur (EERSSA) entre el punto de inicio coordenadas X: 767111; Y: 9597408, y punto final coordenadas X: 748996; Y: 9578650 con una longitud aproximada de 35 km.

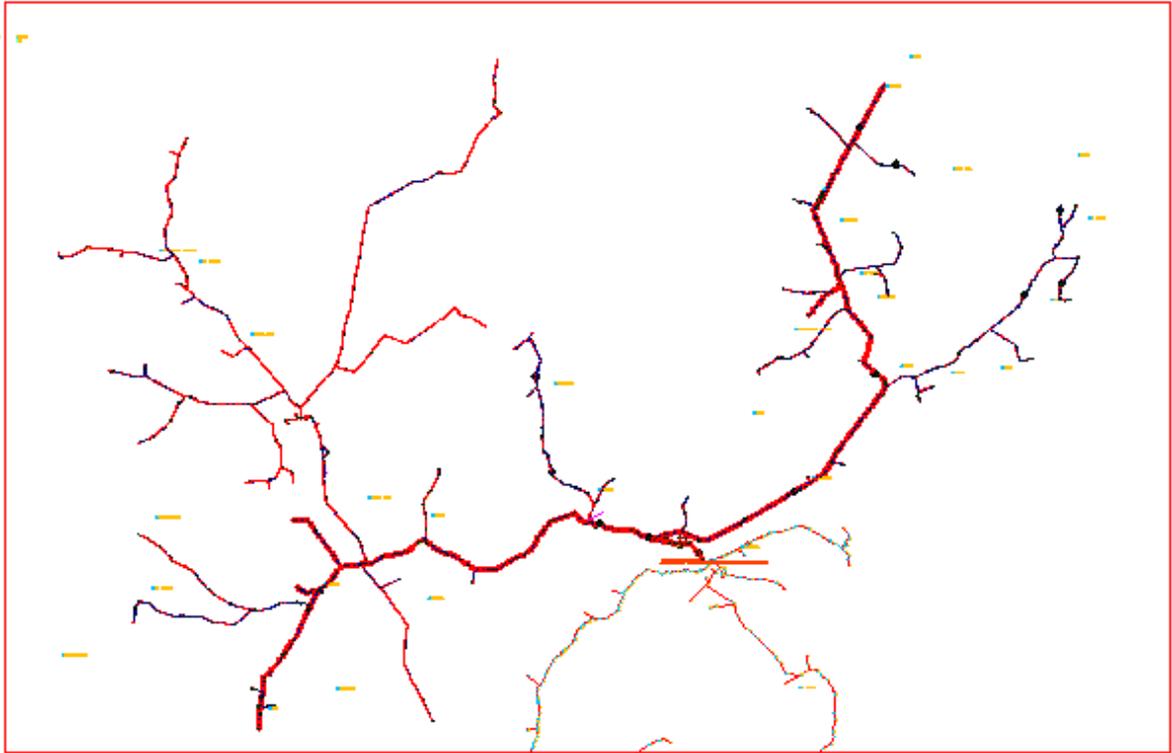


Figura 6. Circuito troncal principal alimentador “los Encuentros”

Fuente: Geoportal EERSSA

Este circuito tiene una configuración trifásica fases A, B, C a lo largo del cual se realizaron 17 derivaciones a los puntos de carga, estas derivaciones son variables de acuerdo a la demanda de la carga y varían entre derivaciones monofásicas, bifásicas y trifásicas.

El calibre de este conductor es ASCR 2/0 AWG, que es un conductor de aluminio con alma de acero, a lo largo de su longitud el circuito “Los Encuentros” se encuentran instalados equipos como por ejemplo 16 seccionadores de línea, 2 reconectores automáticos y 74 seccionadores de carga, como equipos de protección, 74 transformadores de distribución.

2.2.1 Equipos de transformación instalados.

Para este circuito se han instalado transformadores de distribución de acuerdo al siguiente cuadro:

TABLA I
CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES ALIMENTADOR “LOS ENCUENTROS”

CAPACIDADES DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS	CAPACIDADES DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS
5 KVA	30 KVA
10 KVA	50 KVA
15 KVA	75 KVA
25 KVA	
37,5 KVA	
50 KVA	

2.2.1.1 Descripción de los transformadores monofásicos.

El 90% de transformadores monofásicos instalados son de la marca INATRA por lo que a continuación se detalla la descripción de estos transformadores.

Los transformadores INATRA de distribución monofásica, son diseñados cumpliendo los requerimientos técnicos exigidos por las normas nacionales (INEN) y las normas internacionales (ANSI/IEEE C57.12), aptos para trabajar a la intemperie y de acuerdo a la capacidad son adecuados para instalar en poste o en subestación. Son fabricados en dos tipos, transformadores convencionales (utilizados en el alimentador “Los Encuentros”, y los transformadores Autoprotegidos (CSP), incluyen pararrayo, fusible de expulsión para media tensión y breaker de baja tensión, además poseen luz piloto para indicar condiciones de sobrecarga.

Para otorgar una correcta operación de las protecciones, éstas se coordinan tomando en cuenta los lineamientos establecidos en la norma ANSI/IEEE C57.109.

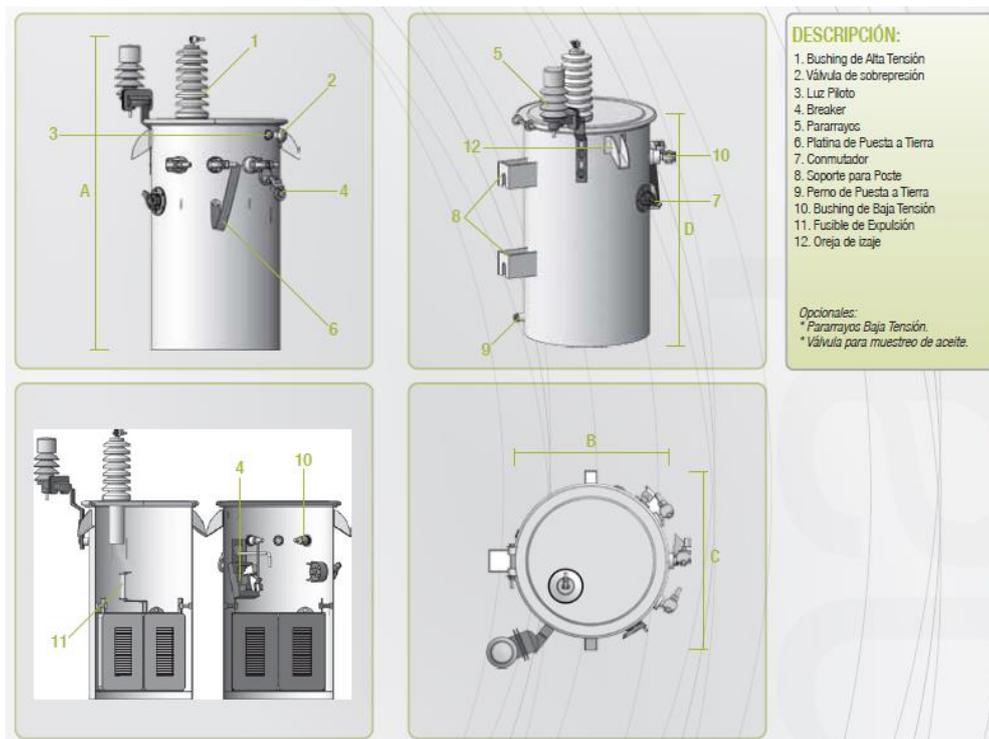


Figura 7. Descripción constructiva de los transformadores monofásicos

Fuente: "Catalogo transformadores" Inatra

2.2.1.2 Descripción de los transformadores trifásicos.

De igual manera el 90% de transformadores trifásicos instalados son de la marca INATRA por lo que a continuación se detalla la descripción de estos transformadores.

Los transformadores INATRA de distribución trifásica, con refrigeración natural en aceite (ONAN), clase de aislamiento A_0 , están preparados para trabajar de manera continua y a la intemperie. Dependiendo de la capacidad, son adecuados para instalación en poste o en subestación, con o sin ruedas.

El desarrollo de la ingeniería para el diseño, así como la alta tecnología para la fabricación, nos permite personalizar las características técnicas del transformador INATRA, de acuerdo a las necesidades del cliente, observando las normas nacionales INEN y las normas internacionales ANSI/IEEE C57.12.

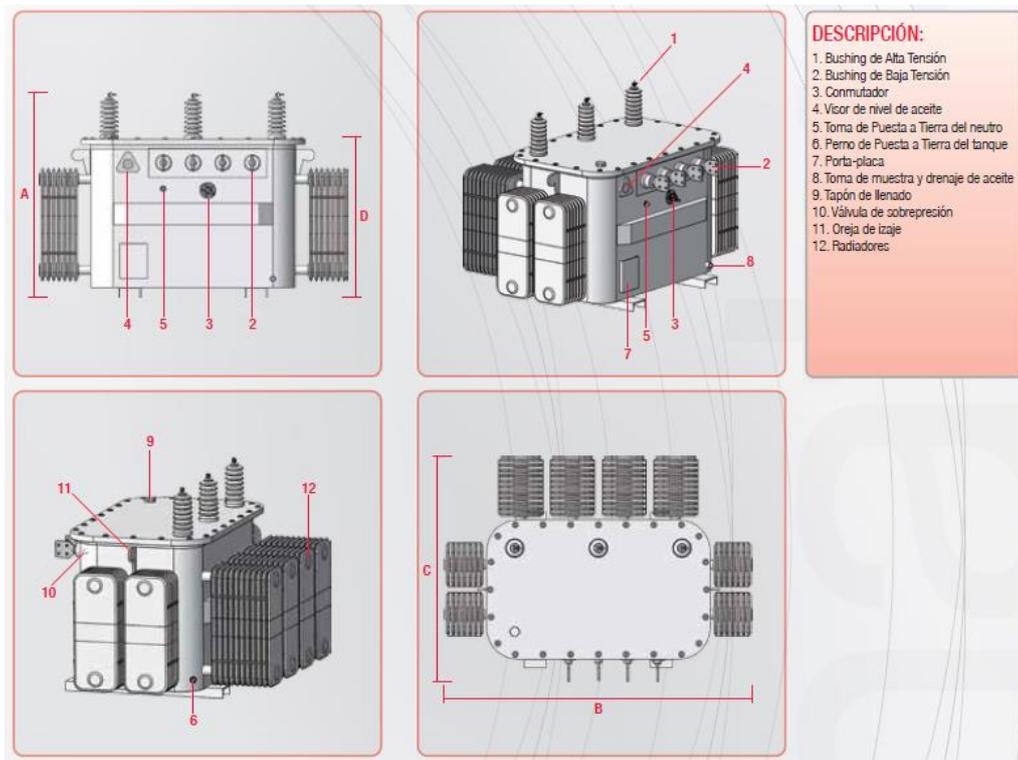


Figura 8. Descripción constructiva de los transformadores trifásicos

Fuente: "Catalogo transformadores" Intra

2.2.2 Equipos de protección instalados

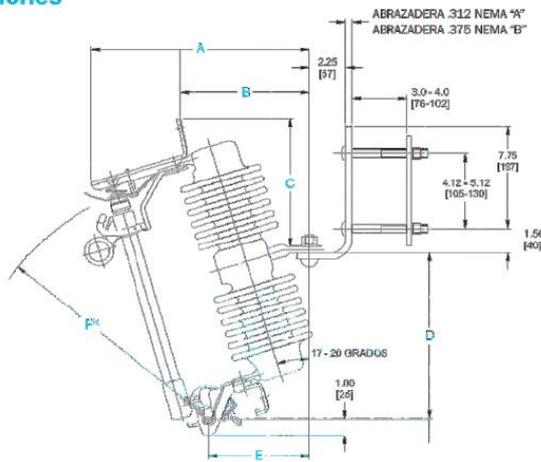
Dentro del grupo de protecciones instaladas, se encuentran los seccionadores fusible monopolares, pero que también son utilizados en líneas de distribución trifásicas como es en este caso, este tipo de seccionadores se han convertido en una forma de protección contra fallas por sobrevoltaje y cortocircuito, que si bien es cierto nos ayudan a evitar daños en los alimentadores y a los usuarios estos equipos deben ser restaurados de forma manual, es decir se debe cambiar el fusible y reconectar el servicio a través de un personal de operación.

A continuación haremos una descripción de los seccionadores fusibles instalados en el alimentador de Distribución "Los Encuentros".

Cortacircuitos intercambiables Cut Out de la marca ABB se usan en sistemas de distribución aérea para proporcionar protección de sobrecorriente e indicación visible de la operación del fusible. Este tipo de protección presenta un accionamiento mecánico que es visible a simple vista por el operador cuando ha ocurrido una falla por

sobrecorriente, tiene un punto de seccionamiento abierto y está equipada con ganchos para el uso de pértiga al momento de la restauración.

Dimensiones



Características del Producto

- 15, 27 ó 38 kV
- 110, 125, 150, 180 ó 200 kV BIL
- 100 A, 200 A con fusible
- 300 A, Cuchilla desconectadora
- Disponibles aisladores de porcelana, silicón o concreto de polímero
- Diseño para zona costera
- ECD (Aparato de Control de Emisión)
- Resorte expulsador

Figura 9. Cortacircuito intercambiable Tipo ICX

Fuente: Catalogo “Cut out Fuses” ABB

2.2.3 Equipos de restauración de fallas instalados.

En el circuito de distribución “Los Encuentros” se ha instalado un reconectador ABB en las coordenadas siguientes, X: 761868, Y: 9583554, este reconectador ejecuta operaciones de apertura y cierre de los contactos del interruptor al vacío en respuesta a las señales recibidas del control electrónico.

Estos reconectadores pueden ser programados para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Los tiempos de apertura pueden determinarse de acuerdo a las curvas características tiempo-corriente, las cuales son proporcionadas por el fabricante. Cada punto de las curvas características representa el tiempo de aclaración del reconectador para un determinado valor de corriente de falla. Es importante destacar que este dispositivo consta de dos tipos de curvas, una de operación rápida y una segunda de operación retardada.

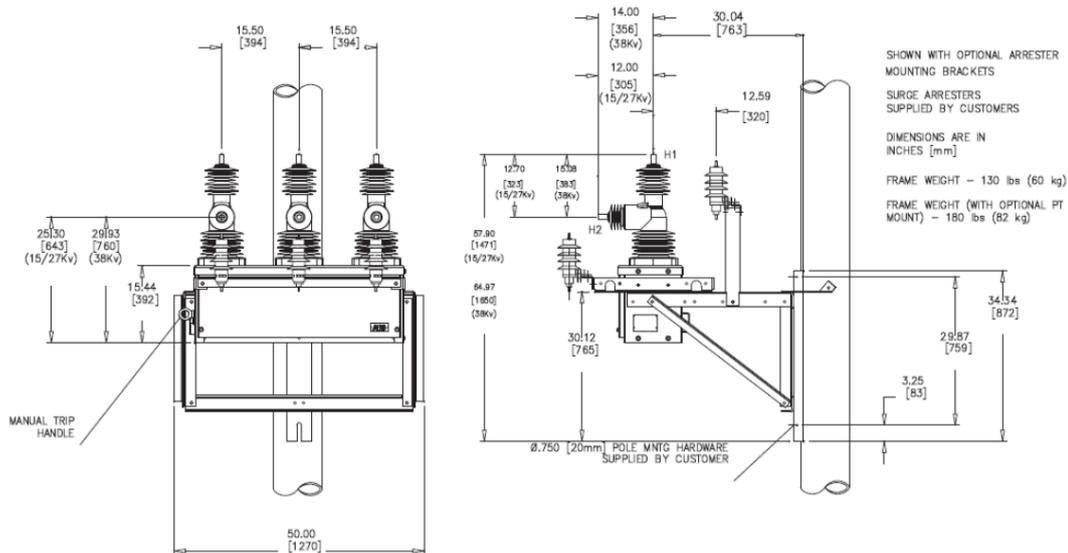


Figura 10. Implantación y descripción de un reconectador aéreo trifásico.

Fuente: Catalogo “Automatic Recloser” ABB

2.3 Evaluación técnica

El circuito de distribución “Los Encuentros” abastece de energía eléctrica a las poblaciones, San Ignacio, Chimbuza, Mutintza, Los Machos, Pita, Valle Hermoso, Mutintza, San Juan, La Yona, Muchime, Los Encuentros, la Centza, padmi Bajo, Pادمي, Pincho, San Francisco de Asís, San Roque, San Roque, San Vicente, Pachicutza, Quinches, a través de un circuito trifásico conformado por tres conductores de fase en su ramal principal de donde salen derivaciones que entregan energía a los consumidores, si evaluamos técnicamente este circuito debemos empezar por indicar que el circuito fue diseñado con un sistema de cable protegido o ecológico que ayuda a evitar fallas intermitentes ocasionadas por contactos con flora y fauna, aun así este circuito posee 16 derivaciones divididas entre trifásicas y monofásicas, estas derivaciones o ramales secundarios son construidas con cable desnudo tipo ASCR de calibre entre 1/0, 2/0 y 4/0 AWG.

Los ramales secundarios que a resumidas cuentas son los que alimentan al cliente final presentan un circuito que es propenso a fallas por contactos con flora y fauna y por descargas atmosféricas siendo estas tres tipos de fallas las más frecuentes.

Como se indicó anteriormente estas derivaciones tienen protecciones en su punto de inicio que consta de uno o tres seccionadores fusible que como se indicó actúa de manera mecánica y en el caso de producirse una falla por sobrecorriente disparan un fusible que debe ser reemplazado por un operador para que el servicio quede restaurado.

Si evaluamos a las fallas más frecuentes y el tiempo de duración de las mismas, más el tiempo de restauración del servicio eléctrico este circuito técnicamente no cumple con los parámetros solicitados por el ente regulador en el Ecuador que es el CONELEC. Si evaluamos los índices que regula el CONELEC que son el FMIK (cantidad de fallas en un periodo de 1 año) y el TTIK (tiempo de duración de las fallas) para este circuito el índice FMIK está en 45 y el TTIK está en 12, cuando los índices permitidos por el CONELEC son 6 y 1 respectivamente vemos que la incidencia de fallas provoca que estos índices sobrepasan lo permitido por la ley y por lo tanto afectan a la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución de la empresa eléctrica regional del sur (EERSSA)

Otro aspecto técnico que debemos considerar es que la restauración de los circuitos secundarios y del circuito primario depende los operarios, haciendo que el tiempo de respuesta sea largo, como medida para evitar esto se instaló un reconectador automático en un lugar estratégico donde se encontró mayor incidencia de fallas temporales, con la ayuda de este reconectador se pudo proteger de cierta manera la incidencia de fallas aguas abajo desde su ubicación, que si bien ayuda a mejorar los índices de calidad de servicio no es la solución técnica que se espera.

2.3.1 Descripción del sistema de cables protegidos.

Para conocer sobre las ventajas que presenta el uso de cable protegido o ecológico es importante conocer su aplicación uso y tipos de estructuras instaladas en el circuito principal o troncal del alimentador “Los Encuentros”.

El sistema eléctrico de cables con espaciadores se puede concebir como un sistema de distribución altamente confiable, consistente principalmente de 1 a 3 conductores de fase con una gruesa capa de aislamiento sin pantalla electrostática separados y suspendidos sobre espaciadores de polietileno de alta densidad compatible con la cubierta de los cables, a distancias equidistantes de 9 m o su equivalente a 30 pies;

soportados por un cable mensajero de alta resistencia mecánica que actúa como elemento de soporte para el sistema; como neutro en sistemas en estrella con neutro a tierra, y también como hilo de guarda o blindaje para protección contra descargas atmosféricas; La cubierta de los cables reduce el flujo de corriente a microamperios o miliamperios en el caso que existan puentes de contacto entre fases o entre fase y neutro, ya sean producidos por hielo, ramas de árboles u objetos ajenos a la línea, etc. De esta forma, los equipos de protección como fusibles, restauradores o interruptores no resultan afectados, con lo cual mejoran la calidad y la confiabilidad del servicio.



Figura 11. Descripción del sistema de cables aéreos con espaciadores

Fuente: Hendrix Wire and Cable

2.4 Impacto social y medioambiental.

2.4.1 Impacto social

De acuerdo al Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017, que en resumidas cuentas expresa, El Plan es un conjunto de objetivos que expresan la voluntad de continuar con la transformación histórica del Ecuador. Sus objetivos son: Consolidar el Estado democrático y la construcción del poder popular. Auspiciar la igualdad, la cohesión, la inclusión y la equidad social y territorial, en la diversidad. Mejorar la calidad de vida de la población. Fortalecer las capacidades y potencialidades de la ciudadanía.

Construir espacios de encuentro común y fortalecer la identidad nacional, las identidades diversas, la plurinacionalidad y la interculturalidad. Consolidar la transformación de la justicia y fortalecer la seguridad integral, en estricto respeto a los derechos humanos. Garantizar los derechos de la naturaleza y promover la sostenibilidad territorial y global.

Consolidar el sistema económico social y solidario, de forma sostenible. Garantizar el trabajo digno en todas sus formas. Impulsar la transformación de la matriz productiva. Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica. Garantizar la soberanía y la paz, profundizar la inserción estratégica en el mundo y la integración latinoamericana.

El Plan Nacional para el Buen Vivir está acompañado por un sistema de monitoreo y evaluación que hará posible conocer los impactos de la gestión pública y generar alertas oportunas para la toma de decisiones. Este sistema está basado en la lógica de comparar lo programado frente a lo realizado, tomando como base la planificación nacional y la formulación realista de indicadores y metas.[1]

De acuerdo a lo antes mencionado socialmente el circuito de distribución de energía “los Encuentros” abastece a las población antes mencionadas con un índice de confiabilidad mucho menor de lo que se debería tener para el cumplimiento del Plan del buen vivir, considerando que el sistema social y económico de cada población depende en un 80% del abastecimiento de energía eléctrica, uno de los objetivos del plan del buen vivir es de obtener un valor agregado nacional a la fabricación de productos o a la industrialización de los mismos, si bien es cierto se han instalado equipos que pueden mejorar la calidad del servicio eléctrico, todavía se tiene muchas fallas no provocadas que no permiten la industrialización de muchas zonas, más aun considerando que este alimentador es de forma radial es decir que si ocurre una falla dentro del alimentador principal todos los ramales derivados de este estarán sin energía [1].

2.4.2 Impacto ambiental

Como políticas del plan del Buen Vivir también está contemplado garantizar los derechos de la naturaleza y promover la sostenibilidad ambiental, territorial y global, que tiene como objetivo proponer el derecho ciudadano a vivir en un ambiente sano, libre de contaminación y sustentable, y la garantía de los derechos de la naturaleza, a través de una planificación integral que conserve los hábitats, gestione de manera eficiente los recursos, repare de manera integral e instaure sistemas de vida en una armonía real con la naturaleza. Dentro del plan de buen vivir para la construcción, remodelación, operación y mantenimiento de las redes eléctricas se debe considerar las políticas enumeradas en el plan del buen vivir que está en vigencia, que a continuación se describen.

Garantizar la bioseguridad precautelando la salud de las personas, de otros seres vivos y de la naturaleza

Promover la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles como medida de prevención de la contaminación ambiental.

Para cumplimiento de estas políticas es necesario considerar el impacto ambiental ejercido en la tala o poda de la flora de las zonas de influencia del alimentador “Los Encuentros” al ser este un sistema que presenta un índice de desconexiones muy por debajo de lo permitido y considerando que la mayor causa de fallas se deba a la Flora y fauna es necesario considerar un trabajo de desbroce muy amplio que implica la deforestación de al menos una franja de servidumbre de 10 metros de ancho a los dos lados de la red eléctrica que para este circuito el área de afectación por desbroce es aproximadamente 350Km² [1].

Por otra parte la en las desconexiones causadas por animales lo que se ha considerado es despejar las fallas instantáneas provocadas por contactos de animales y despejadas a través de reconectores automáticos, que si bien es cierto nos ayudan a mantener un sistema con energía continua no se ha logrado reducir el número de animales muertos. Como propuesta para evitar esto se ha considerado de muy buena manera el uso de cables protegidos para redes aéreas.

2.5 Conclusiones del capítulo

1. Como se puede observar en las características generales del circuito de distribución en estudio, este presenta características ideales en su comportamiento ante la presencia de fallas para proponer un modelo de diagnóstico y restauración de fallas.
2. A más de proteger la confiabilidad del circuito como podemos observar existe una serie de equipo como transformadores, seccionadores y reconectores que también pueden sufrir daños cuando ocurren fallas, por lo que estos también deben ser protegidos de una manera eficiente.
3. Una vez evaluado técnicamente el circuito en estudio y considerando los índices de confiabilidad que este tiene, se sugiere el uso de cables aéreos protegidos para ayudar a disminuir las operaciones de los reconectores y de los seccionadores instalados.
4. Está claro que el impacto social de este alimentador está por debajo de lo que establece la política del buen vivir del gobierno Ecuatoriano por lo que toda medida técnicamente estudiada que sirva para mejorar todos los sectores productivos y tecnológicos de la zona son bienvenidos.
5. Como se indicó anteriormente la protección y respeto a la naturaleza es una política importante en la construcción de sistemas eléctricos de distribución y con el uso de cables protegidos como complemento de un sistema de protección ayuda a hacer realidad esta política que beneficia al ecosistema sin afectar la funcionalidad del circuito en estudio.

CAPÍTULO III

DISEÑO, SIMULACIÓN Y VALIDACION DE LA APLICACIÓN AUTOMÁTICA CONTRA AVERÍA, DIAGNÓSTICO, Y RESTAURACIÓN.

3.1 Introducción.

De acuerdo a las características del circuito de distribución mencionadas en los capítulos anteriores, se realizará de una manera organizada un esquema que nos permita entender que el objetivo de un diagnóstico de fallas está en aumentar la confiabilidad del circuito en estudio, es decir que las acciones que se tomaran para evitar la salida de servicio estén encaminadas a la continuidad del servicio eléctrico en el ramal principal, considerando de manera especial las zonas donde los porcentajes de carga son más altos, y por lo tanto estos ramales secundarios debes ser reconfigurados de acuerdo al diagnóstico que presente la simulación o la modelación del esquema con uso de grafos Petri Net.

También se usaran programas que nos ayudan a visualizar el funcionamiento de cada etapa de la red Petri Net, es el caso de los software Visual Net Object ++ y MATLAB en el caso de Visual Net Object ++ es una herramienta Petri-Net innovadora para PC que soporta eventos continuos, discretos y mixta para redes Petri-Nets. Este es un software que permite realizar un fácil diseño y simulación de una red PN, también tiene todos los parámetros tradicionales de las redes PN.

Desde la versión 2 Visual Net apoya los conceptos de tiempo, prioridades, lugares, capacidades, y un concepto de jerarquía basada en objetos para el manejo de grandes redes PN.

En el caso del software Matlab es un lenguaje de alto nivel y el entorno interactivo utilizado por millones de ingenieros y científicos en todo el mundo. Le permite explorar y visualizar ideas, así como colaborar interdisciplinariamente en procesamiento de señales e imagen, comunicaciones y sistemas de control, se puede emplear MATLAB en proyectos tales como modelizar el consumo de energía para redes eléctricas inteligentes, desarrollar algoritmos de control, analizar datos y ejecutar millones de simulaciones en

el caso de las redes PN este software al igual que el software visual Net nos ayuda en la simulación de la red PN que se ha diseñado y puede dar un análisis de resultados de acuerdo al comportamiento de los estados, transiciones y tokens que se han desplazado a lo largo de toda la red PN.

3.2 Seccionizador bajo carga Serie RL.

El Seccionador Bajo Carga de la Serie-RL es de última tecnología, de tres fases, aislado por gas, para montaje en poste de madera o concreto, Seccionizador /LBS trifásico, esta optimizado para controlarse a distancia y para esquemas de automatización.

El uso innovador de un sistema de interrupción locomotor aislado con gas SF₆, dentro de un tanque de acero inoxidable sellado permanentemente, asegura una larga vida de servicio con poco mantenimiento. El sistema de cableado completamente aislado y el montaje sencillo para poste contribuyen a una instalación rápida y de bajo costo.

El monitoreo a distancia y el control también puede proporcionarse sin la adición de una Unidad Terminal Remota (RTU).

El controlador ADVC lee y muestra la información que se encuentra almacenada en el LBS y proporciona las propiedades de protección y comunicaciones hacia el LBS. El ADVC

- consiste en:
 - un controlador electrónico del interruptor que monitorea al LBS y proporciona las funciones de detección y comunicaciones CAPE (Control and Protección Enclosure),
 - Una interface del operador ubicada en el CAPE O.I (Operator Interface), o una fuente de alimentación la cual, a su vez, proporciona alimentación al compartimiento del usuario PSU (Power Supply Unit),

- un compartimiento para equipamiento y accesorios del usuario.
- se alimenta de una fuente de voltaje auxiliar de 115 o 230 VCA, de manera alterna por medio de un VT integrado (27.8 VAC- solamente gabinete **ULTRA**),
- se conecta al LBS por medio de un cable de control desmontable.

El compartimiento del usuario proporciona un espacio amplio para equipamiento. Se pueden utilizar cables de comunicación estándar para conectarse a los puertos de comunicaciones en el CAPE y la alimentación se encuentra fácilmente accesible desde el bloque programable de alimentación. Consulte la sección

3.2.1 Función del seccionalizador.

Cuando se usa con un controlador ADVC (advanced controller), el LBS (load Break switch) Series RL, puede llevar a cabo la función de un seccionalizador automático. La lógica de seccionalización abre el LBS durante el tiempo muerto de un reconectador de respaldo (aguas arriba) en un punto de la secuencia de recierre configurado por el usuario[12].

La característica de seccionalización puede ser habilitada o deshabilitada por un operador desde la O.I. Cuando se habilita, el seccionalizador utiliza el Contador de Interrupción de Alimentación para “contar” las aperturas de un reconectador de respaldo (aguas arriba) durante una secuencia de recierre. Cuando el contador alcanza el valor configurado por el usuario, el LBS abre automáticamente. La falla “aguas abajo” es aislada desde la red y el reconectador de respaldo (aguas arriba) restablece la energía de los alimentadores de respaldo del LBS[12].

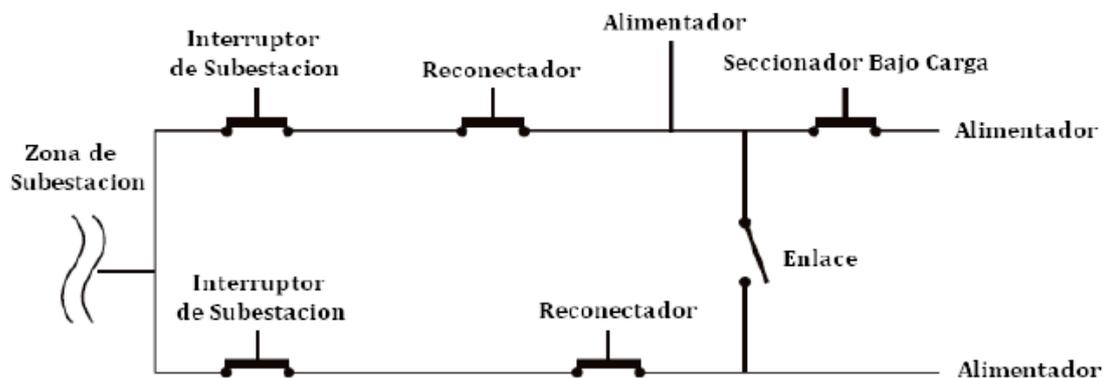


Figura 12. Red simple con la posición relativa del LBS (aguas abajo) de un Reconectador.

Fuente: Catalogo “Médium Voltage distribution” Schneider Electric

En esta figura puede verse como una falla “aguas abajo” del LBS puede ser aislada y la energía restablecida por el Reconectador a los alimentadores “aguas arriba” de este.

La condición de falla debe ser rectificadada antes de cerrar el LBS manualmente para restablecer la alimentación hacia debajo de los alimentadores.[13]

3.3 Restaurador Nulec Serie U.

Los Restauradores de la serie U de Nu-Lec, integran la tecnología más avanzada en el rubro de Restauradores Trifásicos con control Microprocesado, para montaje en poste servicio intemperie, para emplearse en sistemas de Distribución y Automatización.

El Restaurador Serie U de Nulec modelo U-27 cumple con las especificaciones de CFE, para sistemas de voltaje nominal de 13.8 kV hasta 23 kV, corriente nominal de 630 A, 60 Hz, BIL de 125 kV. Boquillas poliméricas de resina epoxica ciclo-alifática con distancia de fuga de 780 mm para zonas de alta contaminación[14].

El Restaurador Trifásico Serie U, está fabricado en acero inoxidable grado 316, cuenta con una palanca de operación de apertura manual por pértiga. La apertura y cierre del restaurador es asistida por Actuadores Magnéticos los cuales son controlados a través del control electrónico microprocesado. El Aislamiento es en sólido y la interrupción del arco eléctrico se realiza en cámaras de vacío. Incluye puentes semiaislados, antifauna y a prueba de agua, con longitud de 3 metros por puente,

incluye dos soportes para instalar los seis apartarrayos sobre el tanque, su dinámico diseño para montaje en poste, contribuye a una rápida instalación a bajo costo[14].

El tanque del Restaurador tiene indicador visual de estado abierto/cerrado. El Restaurador monitorea permanentemente la línea sin tener necesidad de integrar equipos de medición adicional, gracias a los 3 transformadores de corriente (1 por fase) y los 3 transformadores de potencial (1 por cada fase) instalados de fábrica en el interior del tanque. Se pueden conocer en tiempo real: el valor de las corrientes en cada fase y a tierra y los voltajes fase a fase y fase a tierra en el lado carga de las boquillas. De igual forma se puede conocer la potencia real (kW), aparente (kVA), reactiva (kVAR) y el factor de potencia, así como el flujo de potencia total real integrada (kWh) semanal y mensual[14].

Se puede controlar, configurar y conocer los parámetros de detección, las mediciones, el estado que guarda el Restaurador y el Gabinete de Control y Comunicaciones (como por ejemplo, conocer si quedó abierto el Restaurador por haber concluido los disparos programados en una secuencia de coordinación de protección; o bien, saber si está normal la alimentación auxiliar del Gabinete o modificar parámetros de protección) y los eventos que se han presentado en el sistema (por ejemplo el valor de la corriente de falla en cualquier fase o si quedo muerta alguna boquilla) local y remotamente.

3.4 Metodología propuesta para el diseño del sistema de protecciones.

Para el diseño del sistema de protección del alimentador “LOS ENCUENTROS” antes que nada se debe clarificar los parámetros generales de protección que deseamos cubrir, es decir, cuáles son las zonas de mayor incidencia de fallas y cuáles son las cargas o clientes especiales a los que no se puede suspender el servicio de energía eléctrica, teniendo presente que las fallas no programadas no se pueden eliminar al 100%, se toma como metodología de diseño el uso de seccionadores o seccionadores en los ramales que se derivan del circuito principal, también el uso de reconectores ubicados estratégicamente a lo largo del circuito troncal principal, estos reconectores serán los que controlan el sistema de protección, adicionalmente también se utilizaran seccionadores de interconexión entre las subestaciones más cercanas (S/E SARAGURO Y S/E CUMBARATZA) para alimentar los ramales con mayor carga o los clientes

especiales, con el uso de todos estos equipos podemos realizar una red de protección que ante la presencia eventual de una falla que obligue a una desconexión permanente del circuito troncal principal, esta falla sea aislada y afecte a una cantidad mínima de usuarios hasta que la falla sea reparada por el personal técnico de la empresa eléctrica regional del sur (EERSSA).

3.5 Esquema de desconectivos del circuito en análisis.

Previo a establecer el esquema de desconectivos del circuito troncal principal debemos recordar que el diseño del diagnóstico y restauración de averías de alimentador “LOS ENCUENTROS” está encaminado a proteger el circuito troncal principal, evitar desconexiones a clientes especiales y minimizar la afectación de la desconexión en general, para lograr esto se establece dos esquemas de desconectivos que son:

1. Esquema de desconectivos en ramales
2. Esquema de desconectivos en el circuito troncal principal.

3.5.1 Esquema de desconectivos en ramales

Cada ramal que se deriva del circuito troncal principal debe estar protegido a través de un seccionador o seccionalizador automático que tiene la función de despejar fallas momentáneas por contactos a tierra, sobrevoltajes o sobrecorrientes intermitentes, a continuación se indica el esquema de desconectivos para el ramal 1 que a sus vez sirve como esquema de desconectivos general para cada uno de los 16 ramales que existen a lo largo del circuito troncal principal, es decir, que se puede aplicar el mismo principio para cada seccionador en cada ramal.

3.5.1.1 Esquema de desconectivos en ramal 1

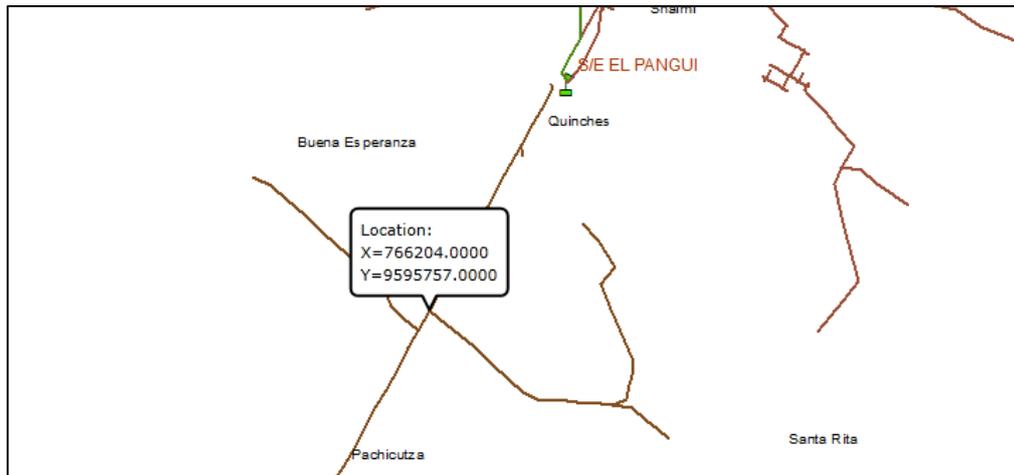


Figura13. Ubicación del seccionador 1 para protección del ramal 1 Alimentador “Los Encuentros”

Fuente: Geoportal EERSSA

El ramal 1 se encuentra ubicado en las coordenadas que se detallan en la TABLA 1, en el poste donde inicia este ramal se colocará un seccionador automático para protección contra fallas momentáneas, instantáneas o temporales. Este seccionador posee dos relés, uno de apertura (RAS1) y uno de cierre (RCS1) de flujo de energía eléctrica, quienes serán los encargados de enviar las señales para la restauración del sistema o apertura permanente del ramal.

TABLA II
UBICACIÓN Y VARIABLES DE LAS PROTECCIONES DEL RAMAL 1

SECCIONADORES	RELE DE APERTURA	RELE DE CIERRE	CARGABILIDAD DE LOS RAMALES	COORDENADA A X	COORDENADA Y
SECCIONADOR RAMAL 1	RAS1	RCS1	1.58 amp	766204	9595757

Una vez que hemos conocido la ubicación y las variables que se deben considerar para la protección del ramal, a continuación presentamos el flujo del esquema de desconectivos del Ramal 1.

Donde, el seccionador estará en comunicación con el centro de control de la empresa eléctrica regional del sur, e indicara el estado del seccionador ante la presencia de una falla.

El seccionador valora la magnitud de la falla, sin importar el tipo de falla que sea este intenta despejar la falla a tierra, esta acción es realizada internamente en el seccionador con la ayuda de las variables de entrada RAS1 y salida RCS1, el seccionador intenta despejar la falla, una vez que la falla fue despejada el seccionador restaura el servicio eléctrico, si la falla es persistente el seccionador realiza el intento de despeje de la falla por tres ocasiones, si la falla fue despejada el seccionador activa el relé de cierre RCS1 y el servicio eléctrico es restaurado, por otro lado en el caso en el que el seccionador una vez que intenta despejar la falla por tres ocasiones la falla persiste entonces el seccionador realiza la activación del relé de apertura RAS1 de manera permanente hasta que la falla sea despejada de forma manual por personal de operaciones de la empresa eléctrica regional del sur, y el servicio de energía sea reestablecido de forma manual.

El esquema de bloque donde se aprecia el funcionamiento del seccionador en el ramal 1 se indica en el **ANEXO A**:

3.5.2 Esquema de desconectivos en el circuito troncal principal

Para realizar el esquema de desconectivos en el circuito troncal principal es necesario primero identificar las zonas de mayor incidencia de fallas que para el alimentador “Los Encuentros”, se han considerado tres zonas, numeradas de acuerdo a la mayor cantidad de fallas que ocurren a lo largo de todo el circuito troncal principal, estas zonas se indican en la siguiente figura.

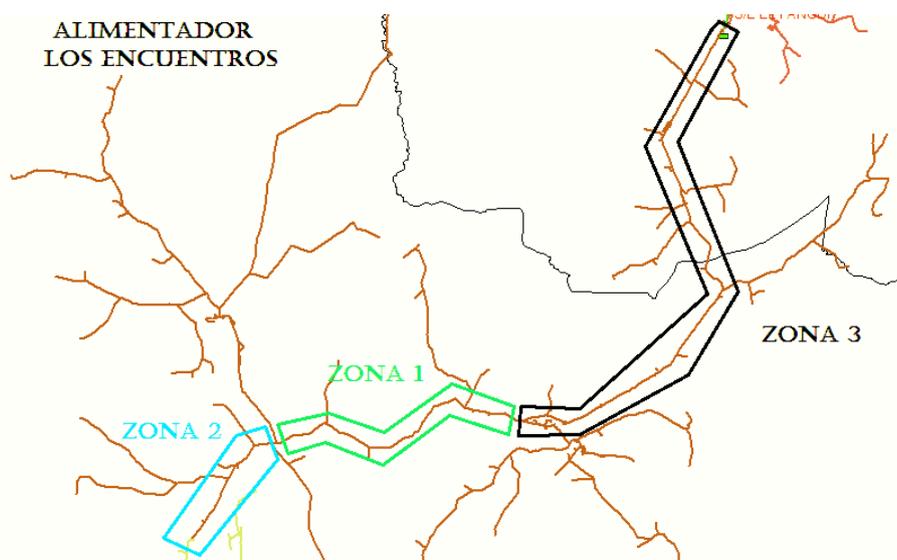


Figura15. Zonas de incidencias de fallas alimentador “Los Encuentros”

Fuente: Autor

La zona 1 es la zona donde existe mayor incidencia de fallas que provocan desconexiones del circuito troncal principal, la zona 2 es considerada una zona de incidencia de fallas intermedia y la zona 3 es considerada una zona baja de incidencia de fallas.

El esquema de desconectivos debe basarse en proteger cada una de estas zonas y tomar los correctivos necesarios para evitar la desconexión del circuito o evitar desconectar los ramales que alimentan a los clientes especiales.

Para realizar este objetivo debemos instalar tres reconectores automáticos ubicados estratégicamente esta ubicación se detalla a continuación:

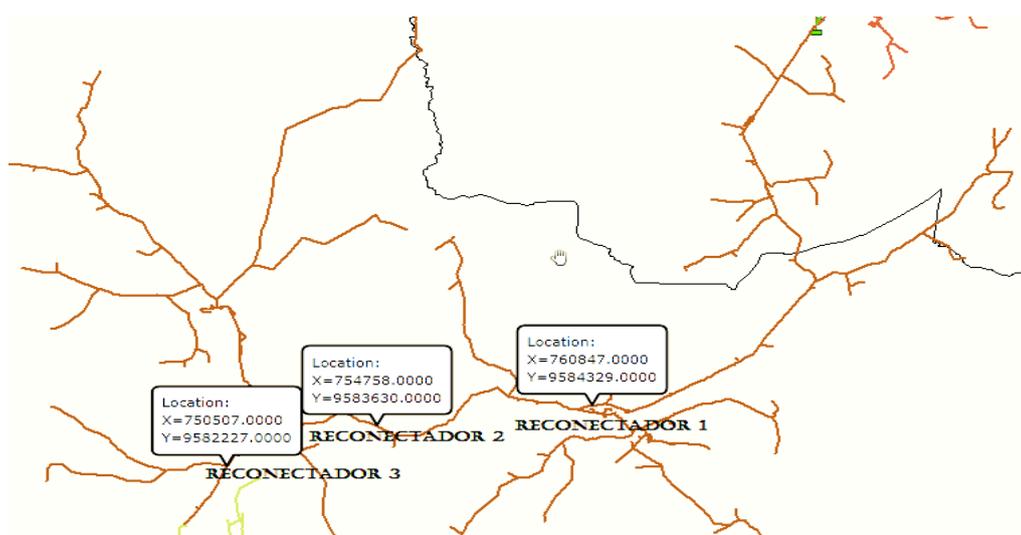


Figura16. Ubicación estratégica de los reconectores automáticos alimentador “Los Encuentros”

Fuente: Autor

De acuerdo a esta ubicación se realizara el esquema de desconectivos para cada una de las zonas de incidencias de fallas, utilizando estos tres reconectores y los seccionadores de cada uno de los ramales para aislar la falla y dar continuidad de servicio eléctrico a las cargas o clientes especiales, para lograr que el servicio sea continuo para los clientes especiales se contempla el uso de seccionadores o seccionalizadores en las subestaciones aledañas, es decir, en las subestaciones El Pangui, Saraguro y Cumbaratza.

Al igual que en el caso del esquema de desconectivos para los ramales que se derivan del circuito troncal principal las señales de activación de cada uno de los reconectores están dadas por sus relés de apertura o cierre que están resumidos en la siguiente tabla.

TABLA III
ABREVIATURAS DE LAS VARIABLES DE LOS EQUIPOS SECCIONADORES EN RAMALES

SECCIONADORES	ABRE V.	RELE DE APERTURA	RELE DE CIERRE	CARGABILIDA		
				D DE LOS RAMALES	COORD X	COORD Y
SECCIONADOR RAMAL 1	S1	RAS1	RCS1	1.58 amp	766204	9595757
SECCIONADOR RAMAL 2	S2	RAS2	RCS2	0.83 amp	766122	9595601
SECCIONADOR RAMAL 3	S3	RAS3	RCS3	3.70 amp	765147	9593834
SECCIONADOR RAMAL 4	S4	RAS4	RCS4	0.35 amp	765469	9592737
SECCIONADOR RAMAL 5	S5	RAS5	RCS5	1.58 amp	765752	9592010
SECCIONADOR RAMAL 6	S6	RAS6	RCS6	7.06 amp	765895	9591537
SECCIONADOR RAMAL 7	S7	RAS7	RCS7	1.08 amp	766076	9590872
SECCIONADOR RAMAL 8	S8	RAS8	RCS8	6.18 amp	767147	9588584
SECCIONADOR RAMAL 9	S9	RAS9	RCS9	7.6 amp	761246	9584386
SECCIONADOR RAMAL 10	S10	RAS10	RCS10	27.3 amp	760417	9584170
SECCIONADOR RAMAL 11	S11	RAS11	RCS11	6.88 amp	758470	9584638
SECCIONADOR RAMAL 12	S12	RAS12	RCS12	5.47 amp	753777	9584119
SECCIONADOR RAMAL 13	S13	RAS13	RCS13	24.64 amp	752153	9583442
SECCIONADOR RAMAL 14	S14	RAS14	RCS14	3.17 amp	751987	9583426
SECCIONADOR RAMAL 15	S15	RAS15	RCS15	2.74 amp	751386	9583366
SECCIONADOR RAMAL 16	S16	RAS16	RCS16	11.04 amp	750507	9582227

TABLA IV
ABREVIATURAS DE LAS VARIABLES DE LOS EQUIPOS RECONECTADORES DE LINEA

RECONECTADORES DE LINEA		RELE DE APERTURA	RELE DE CIERRE	CARGABILIDA		
				D DE LOS RAMALES AGUAS ABAJO	COORD X	COORD Y
RECONECTADOR 1	R1	RAR1	RCR1	27 amp	760847	9584329
RECONECTADOR 2	R2	RAR2	RCR2	24.64 amp	754758	9583630
RECONECTADOR 3	R3	RAR3	RCR3	11.04 amp	750507	9582227

TABLA V
ABREVIATURAS DE LAS VARIABLES DE LOS EQUIPOS RECONECTADORES DE INTERCONEXIÓN

RECONECTADORES DE INTERCONEXION	ABREV.	RELE DE APERTURA	RELE DE CIERRE	CARGABILIDAD DE LOS RAMALES AGUAS ABAJO		
				COORD X	COORD Y	
RECONECTADOR INTERCONEXION SARAGURO	RIS	RAIS	RCIS	749280	9580242	
RECONECTADOR INTERCONEXION CUMBARATZA	RIC	RAIC	RCIC	743238	9592486	

Utilizando estas nomenclaturas para las variables de los relés de apertura y cierre ya sea de los seccionadores o seccionalizadores de los ramales, o de los seccionadores de interconexión ubicados en las subestaciones aledañas y los relés de apertura y cierre de los reconectadores de línea a continuación se indican los esquemas de desconectivos de cada una de las zonas de incidencia de fallas:

3.5.2.1 Esquema de desconectivos para la ZONA 1

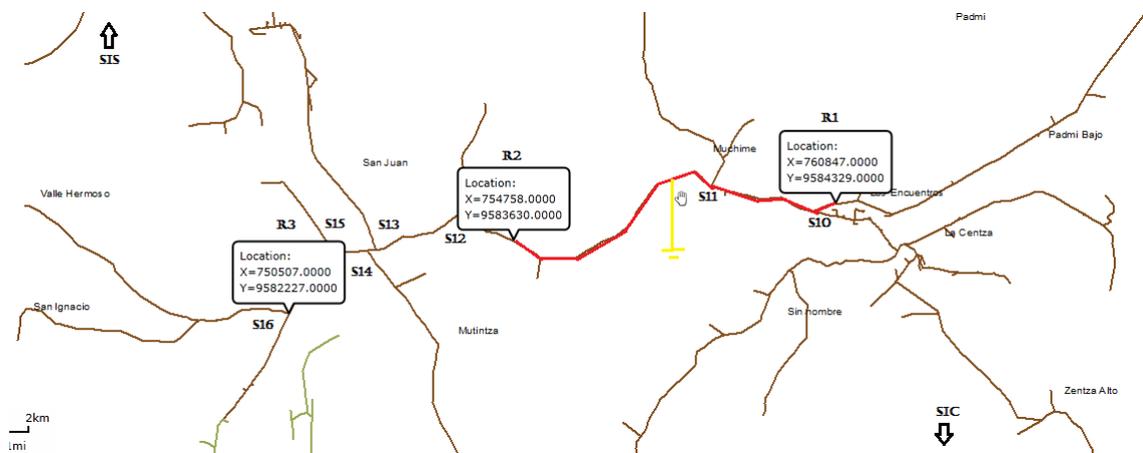


Figura 17. Presencia de falla en la zona 1 del alimentador “Los Encuentros”

Fuente: Autor

Como se muestra en la figura si ocurre una falla en la zona 1 se debe aislar la falla entre el reconector 1 (R1) y el reconector 2 (R2), esto debido a que si la falla no es aislada no se puede realizar las conexiones de respaldo para las cargas ubicadas aguas abajo del R1, en este esquema de desconectivos para la zona 1 se realiza el siguiente procedimiento:

Si ocurre una falla en la zona 1 el sistema de protección debe aislar la falla abriendo los relés de apertura de los reconectores 1 y 2 respectivamente, además debe activar los relés de apertura de los seccionadores de los ramales 10 y 11.

Este procedimiento debe ser controlado a través del centro de control de la empresa eléctrica regional del sur.

Una vez aislada la falla el sistema debe enviar flujo de energía principalmente hacia los ramales 10 y 13 por lo que es necesario recurrir a la energía suministrada por las subestaciones aledañas, es decir, la subestación Saraguro y la subestación Cumbaratza, para esto se debe cerrar los seccionadores de interconexión de las subestaciones mencionadas para que el flujo de energía se reestablezca provisionalmente en los ramales ubicados aguas debajo de la falla aislada.

Cuando la falla haya sido despejada se envía una orden desde el centro de control para que los seccionadores y reconectores que cambiaron de estado regresen a su estado original y el servicio de energía fluya de manera normal.

Cabe indicara que previo a realizar las interconexión con las subestaciones aledañas se debe revisar si a potencia disponible en cada una de las subestaciones es igual o mayor a la potencia de carga que necesitan los ramales que se conectaran a través de esa interconexión, en el **ANEXO B** se muestra el diagrama de flujo del esquema de desconectivos para la zona 1.

3.5.2.2 Esquema de desconectivos para la ZONA 2

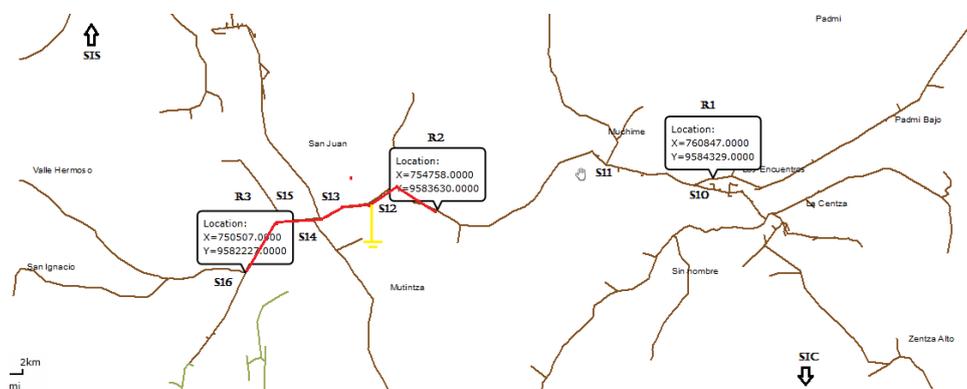


Figura 19. Presencia de falla en la zona 2 del alimentador “Los Encuentros”

Fuente: Autor

Como se muestra en la figura si ocurre una falla en la zona 2 se debe aislar la falla entre el reconector 2 (R2) y el reconector 3 (R3), esto debido a que si la falla no es aislada no se puede realizar las conexiones de respaldo para las cargas ubicadas aguas abajo del R3 y aguas arriba del reconector R2, en este esquema de desconectivos para la zona 2 se realiza el siguiente procedimiento:

Si ocurre una falla en la zona 2 el sistema de protección debe aislar la falla abriendo los relés de apertura de los reconectores 2 y 3 respectivamente, además debe activar los relés de apertura de los seccionadores de los ramales 12, 13, 14 y 15.

Este procedimiento debe ser controlado a través del centro de control de la empresa eléctrica regional del sur.

Una vez aislada la falla el sistema debe enviar flujo de energía principalmente hacia el ramal 13 por lo que es necesario recurrir a la energía suministrada por la subestación aledaña, es decir, la subestación Saraguro, para esto se debe cerrar los seccionadores de interconexión de las subestaciones mencionadas para que el flujo de energía se reestablezca provisionalmente en los ramales ubicados aguas debajo de la falla aislada.

Cuando la falla haya sido despejada se envía una orden desde el centro de control para que los seccionadores y reonectores que cambiaron de estado regresen a su estado original y el servicio de energía fluya de manera normal.

Cabe indicar que previo a realizar la interconexión con la subestación aledaña se debe revisar si a potencia disponible en la subestación es igual o mayor a la potencia de carga que necesitan el ramal que se conectará a través de esa interconexión, en el **ANEXO C** se muestra el diagrama de flujo del esquema de desconectivos para la zona 2.

3.5.2.3 Esquema de desconectivos para la ZONA 3

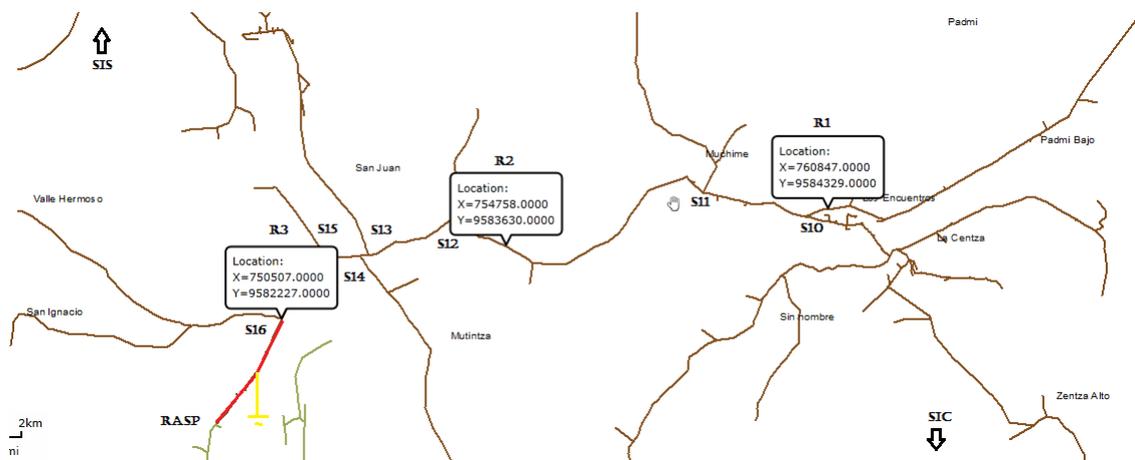


Figura 21. Presencia de falla en la zona 3 del alimentador “Los Encuentros”

Fuente: Autor

Como se muestra en la figura si ocurre una falla en la zona 3 se debe aislar la falla entre el reconector 3 (R3) y el reconector de interconexión el Pangui (RASP), esto debido a que si la falla no es aislada no se puede realizar las conexiones de respaldo para las cargas ubicadas aguas arriba del reconector R3, en este esquema de desconectivos para la zona 3 se realiza el siguiente procedimiento:

Si ocurre una falla en la zona 3 el sistema de protección debe aislar la falla abriendo el relé de apertura del reconector 3.

Este procedimiento debe ser controlado a través del centro de control de la empresa eléctrica regional del sur.

Cuando la falla haya sido despejada se envía una orden desde el centro de control para que el reonectador que cambió de estado regrese a su estado original y el servicio de energía fluya de manera normal como se puede visualizar en el **ANEXO D**.

3.6 Clientes importantes y zonas de incidencia de fallas.

Para establecer una zona de incidencia de fallas se debe hacer un análisis por zonas a lo largo del alimentador troncal principal para valorar cuantitativamente cual es la zona de mayor riesgo de fallas o desconexiones.

Como ya se ha mencionado anteriormente las zonas de incidencia de fallas a lo largo del alimentador “Los Encuentros” están divididas en tres zonas siendo la zona 1 la de mayor incidencia de fallas por desconexiones, en la zona 2 existe una incidencia de fallas relativamente moderadas y en la zona 3 donde existe una incidencia de fallas relativamente baja, como se puede observar en la figura.

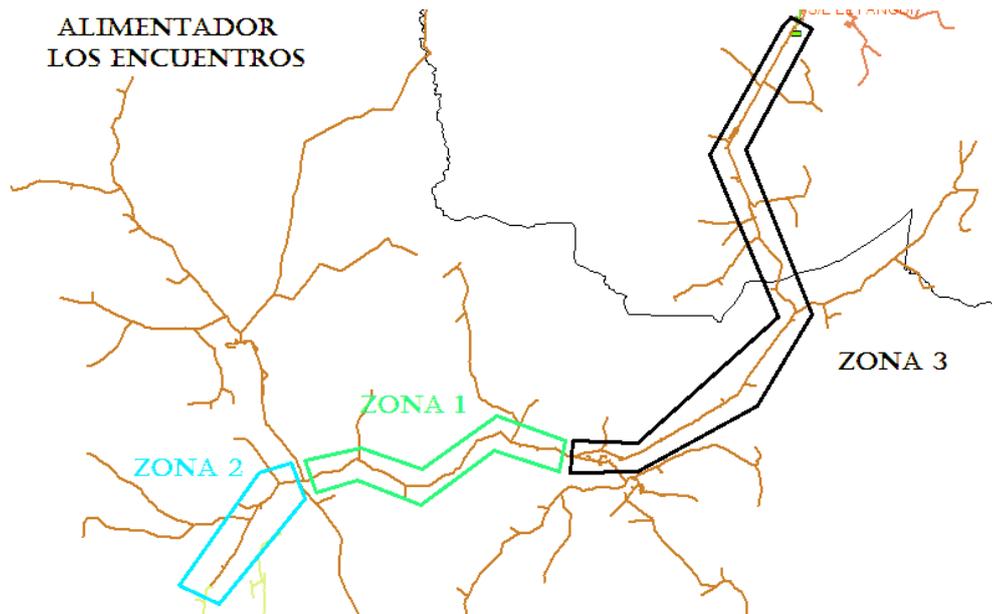


Figura 23. Zonas de incidencias de fallas alimentador “Los Encuentros”

Fuente: Autor

De acuerdo a las mediciones de corriente realizadas a cada uno de los ramales y considerando la carga instalada en estos ramales se considera que los clientes importantes están ubicados a lo largo de los ramales 10 y 13 estos ramales poseen corrientes de 27.3 amperios y 24.64 amperios respectivamente, en estos lugares se considera clientes importantes a toda carga que pertenezca a algún tipo de industria como es el caso de estos ramales la población se dedica al procesamiento de café, palma africana y posee un buen número de cargas por equipos industriales para este fin, además en estos ramales se pudo observar la existencia de escuelas y dispensarios médicos o centros de salud, lo que hace, de forma obligatoria considerar la no desconexión de estos ramales al momento que se produzca una falla en el circuito alimentador principal, a continuación en la figura mostraremos la ubicación de los ramales que pertenecen a los clientes considerados importantes.

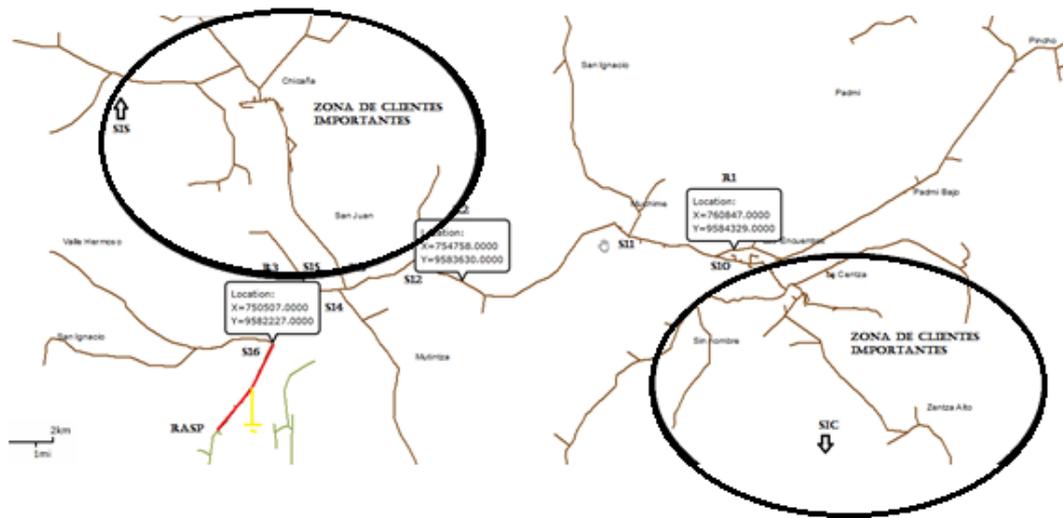


Figura 24. Zonas consideradas como clientes importantes en el Alimentador “Los Encuentros”

Fuente: Autor

3.7 Estado de carga del enlace.

La carga del enlace se refiere a la carga que existe aguas abajo o aguas arriba de los reconectores de línea, esta carga es muy importante valorarla antes de realizar el enlace con las subestaciones aledañas al alimentador “Los Encuentros”, esto debido a que si la carga que valora el restaurador o reconector debe ser asumida por las subestaciones aledañas o de apoyo mientras se realiza la reparación de la falla, por lo que, antes de hacer la maniobras de enlace se debe compara la potencia disponible que tiene cada una de las subestaciones y que esta potencia sea igual o menor a la potencia de carga del enlace, si la potencia de carga del enlace es menor o igual a la potencia disponible en la subestación a ser enlazada, el enlace se realiza y la energía eléctrica es suministrada desde la subestación aledaña o de apoyo y las cargas importantes son atendidas de energía.

En el caso en que la potencia de carga del enlace sea mayor a la potencia disponible en enlace no se puede realizar, debido a que si de todas maneras de hiciera el enlace la subestación aledaña o de apoyo puede entrar en sobrecarga y podría entrar en perdida lo que resultaría en un problema mucho más grave que la falla inicial. Porque es de vital importancia realizar la comparación de la carga del enlace y la carga disponible en las subestaciones aledañas o de apoyo.

3.8 Ubicación de los interruptores.

Hay dos tipos de protecciones que se instalarán a lo largo del circuito troncal principal, las protecciones que se instalarán en los ramales que se derivan del circuito troncal principal serán seccionadores o seccionalizadores automáticos, y a los restauradores o reconectores automáticos serán instalados en lugares estratégicos que se muestran en la figura para cubrir las tres zonas de incidencia de fallas.

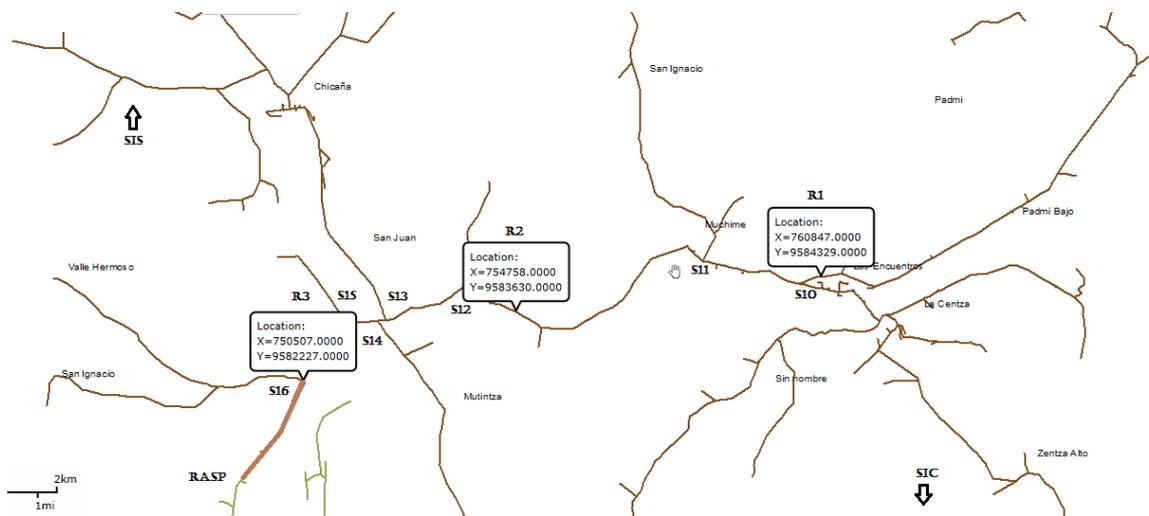


Figura 25, Ubicación de las protecciones en el alimentador “Los Encuentros”

Fuente: Autor

A continuación se indica la tabla de ubicaciones con las coordenadas UTM de cada una de las protecciones instaladas y sus abreviaturas de acuerdo a la figura anterior.

TABLA VI
UBICACIÓN DE PROTECCIONES E INTERRUPTORES EN EL ALIMENTADOR “LOS ENCUENTROS”

SECCIONADORES	ABREV.	COORD X	COORD Y
SECCIONADOR RAMAL 1	S1	766204	9595757
SECCIONADOR RAMAL 2	S2	766122	9595601
SECCIONADOR RAMAL 3	S3	765147	9593834
SECCIONADOR RAMAL 4	S4	765469	9592737
SECCIONADOR RAMAL 5	S5	765752	9592010
SECCIONADOR RAMAL 6	S6	765895	9591537
SECCIONADOR RAMAL 7	S7	766076	9590872
SECCIONADOR RAMAL 8	S8	767147	9588584

SECCIONADOR RAMAL 9	S9	761246	9584386
SECCIONADOR RAMAL 10	S10	760417	9584170
SECCIONADOR RAMAL 11	S11	758470	9584638
SECCIONADOR RAMAL 12	S12	753777	9584119
SECCIONADOR RAMAL 13	S13	752153	9583442
SECCIONADOR RAMAL 14	S14	751987	9583426
SECCIONADOR RAMAL 15	S15	751386	9583366
SECCIONADOR RAMAL 16	S16	750507	9582227

TABLA VII
UBICACIÓN DE RECONECTADORES DE LÍNEA EN EL ALIMENTADOR “LOS ENCUENTROS”

RECONECTADORES DE LINEA	ABREV	COORD X	COORD Y
RECONECTADOR 1	R1	760847	9584329
RECONECTADOR 2	R2	754758	9583630
RECONECTADOR 3	R3	750507	9582227

TABLA VIII
UBICACIÓN DE RECONECTADORES DE INTERCONEXIÓN EN EL ALIMENTADOR “LOS ENCUENTROS”

RECONECTADORES DE INTERCONEXION	ABREV.	COORD X	COORD Y
RECONECTADOR INTERCONEXIÓN SARAGURO	RIS	749280	9580242
RECONECTADOR INTERCONEXIÓN CUMBARATZA	RIC	743238	9592486

3.9 Valores de los ajustes globales.

Los parámetros de ajustes globales de cada uno de los seccionadores están dados por la programación misma del controlador, es decir, en el diseño del controlador se debe determinar cuál es el estado de inicio de cada una de las protecciones, los relés de apertura o cierre estarán identificados para cada uno de los seccionadores y restauradores y en base a estas nomenclaturas se determinara si el estado de las señales de entrada o salida deben estar activadas o desactivadas.

Debemos recordar que los valores de ajustes globales se dan en un controlador que funciona de manera automática, en el caso que el controlador falle debe existir una opción que pase el controlador a operación manual y ahí los valores de ajuste se pueden establecer de manera manual.

3.10 Esquema en bloque del módulo controlador contra avería, diagnóstico, y restauración de averías.

Básicamente el esquema de bloque del módulo controlador contra avería, diagnóstico y restauración de falla es la unificación de los procesos de diagnóstico y restauración de averías de las tres zonas de incidencia de falla, la zona 1, la zona 2 y la zona 3, con la diferencia que en el esquema general se debe aumentar la visualización global del estado del circuito troncal principal, es decir si el sistema global está operativo, falla o despeje de falla, como se muestra en el **ANEXO E**.

3.11 Modelización y simulación mediante grafos de Petri Net, del esquema en bloque del controlador automático.

Antes de realizar la modelización y simulación de grafos Petri Net (PN) del esquema de bloque del controlador automático, se debe establecer las variables para la red PN, a continuación se indica la tabla donde se establecen las variables para la red PN de acuerdo a los relés de apertura y cierre de los seccionadores y restauradores o reconectadores.

TABLA IX
VARIABLES PETRI NET DE SECCIONADORES PARA USO EN MODELACIÓN DEL CONTROLADOR

SECCIONADORES	ABREV.	RELE			
		RELE DE APERTURA	VARIABLE PN	RELE DE CIERRE	VARIABLE PN
SECCIONADOR RAMAL 1	S1	RAS1	m76	RCS1	m77
SECCIONADOR RAMAL 2	S2	RAS2	m78	RCS2	m79
SECCIONADOR RAMAL 3	S3	RAS3	m80	RCS3	m81
SECCIONADOR RAMAL 4	S4	RAS4	m82	RCS4	m83
SECCIONADOR RAMAL 5	S5	RAS5	m84	RCS5	m85
SECCIONADOR RAMAL 6	S6	RAS6	m86	RCS6	m87
SECCIONADOR RAMAL 7	S7	RAS7	m88	RCS7	m89
SECCIONADOR RAMAL 8	S8	RAS8	m90	RCS8	m91
SECCIONADOR RAMAL 9	S9	RAS9	m92	RCS9	m93
SECCIONADOR RAMAL 10	S10	RAS10	m24	RCS10	m23
SECCIONADOR RAMAL 11	S11	RAS11	m94	RCS11	m95
SECCIONADOR RAMAL 12	S12	RAS12	m38	RCS12	m42

SECCIONADOR RAMAL 13	S13	RAS13	m39	RCS13	m43
SECCIONADOR RAMAL 14	S14	RAS14	m40	RCS14	m44
SECCIONADOR RAMAL 15	S15	RAS15	m41	RCS15	m45
SECCIONADOR RAMAL 16	S16	RAS16	m96	RCS16	m97

TABLA X
VARIABLES PETRI NET DE RECONECTADORES DE LÍNEA PARA USO EN MODELACION DEL CONTROLADOR

RECONECTADORES DE LINEA	ABREV	RELE DE		RELE DE	
		APERTURA	VARIABLE PN	CIERRE	VARIABLE PN
RECONECTADOR 1	R1	RAR1	m12	RCR1	m13
RECONECTADOR 2	R2	RAR2	m15	RCR2	m16
RECONECTADOR 3	R3	RAR3	m36	RCR3	m37

TABLA XI
VARIABLES PETRI NET DE RECONECTADORES DE INTERCONEXIÓN PARA USO EN MODELACIÓN DEL CONTROLADOR

RECONECTADORES DE INTERCONEXIÓN	ABREV.	RELE DE		RELE DE	
		APERTURA	VARIABLE PN	CIERRE	VARIABLE PN
RECONECTADOR INTERCONEXIÓN SARAGURO	RIS	RAIS	m22	RCIS	m21
RECONECTADOR INTERCONEXIÓN CUMBARATZA	RIC	RAIC	m20	RCIC	m19

3.11.1 Modelización y simulación mediante grafos de Petri Net, del esquema en bloque del controlador automático para seccionadores y reconectadores

Una vez que las variables PN se han establecido debemos realizar dos tipos de control, el primer control está dado por los seccionadores o seccionalizadores y reconectadores que están ubicados en cada uno de los ramales y a lo largo del circuito troncal principal, estos equipos son los encargados de eliminar las fallas temporales de cada ramal para evitar que esta falla ingrese al circuito troncal principal, estos seccionadores deben realizar el despeje de fallas momentáneas de cada ramal, se realiza el intento de despeje de falla por tres ocasiones, si la falla fue despejada el ramal vuelve a su operación normal, pero si la falla persiste después de tres intentos, el estado del seccionador pasa a un estado de falla permanente y el seccionador abre activa el relé de

apertura hasta que la falla sea reparada y reestablecida por el personal técnico de la empresa eléctrica regional del sur, una vez que la falla es reparada el seccionador regresa a su posición original y el servicio de energía fluye con normalidad.

Este proceso se repite en todos los 16 ramales que se derivan del circuito troncal principal por lo que, a continuación se presentara un modelo de controlador de un seccionador en el ramal 1, este modelo servirá para controlar también los seccionadores de los 16 ramales existentes con la diferencia que las variables PN deben ser cambiadas.

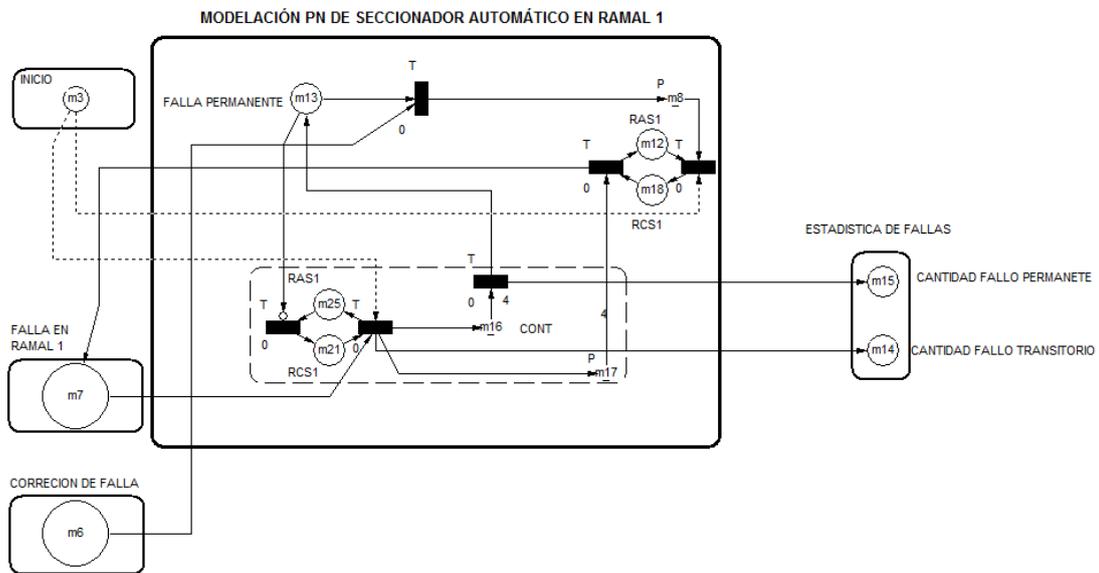


Figura 27. Esquema PN del controlador de diagnóstico y restauración de falla en el seccionador perteneciente al ramal 1

Fuente: Autor

3.11.1 Modelización y simulación mediante grafos de Petri Net, del esquema en bloque del controlador automático general.

De la misma forma que en el controlador para los seccionadores y reconectores una vez que tenemos establecidas las variable PN, el esquema de modelización y simulación del esquema en bloque del controlador automático general, está basado en las acciones que debe tomar el sistema para evitar desconexiones en el circuito troncal principal y evitar la desconexión en los ramales considerados de clientes especiales.

Estas acciones las diagnostica el sistema de acuerdo a la zona de incidencia de fallas, ya sea en la zona 1, zona 2 o zona 3.

Las acciones que se toman ante la presencia de una falla en cualquiera de las tres zonas fueron mencionadas en el ítem 3.5.2, estas acciones son replicadas en el esquema de modelación y simulación general, lo que si se debe aumentar es la parte donde el controlador me permite visualizar el si el sistema está operativo, en falla o en proceso de despeje de falla.

3.11.1.1 Modelización y simulación de la zona 1

El funcionamiento del modelo de la red de Petri esta realizado considerando los siguientes aspectos generales, un inicio, un control automático/manual, una señal de entrada de falla permanente, y una preconexion que es la reparación de la falla realizada por el personal técnico de la empresa eléctrica.

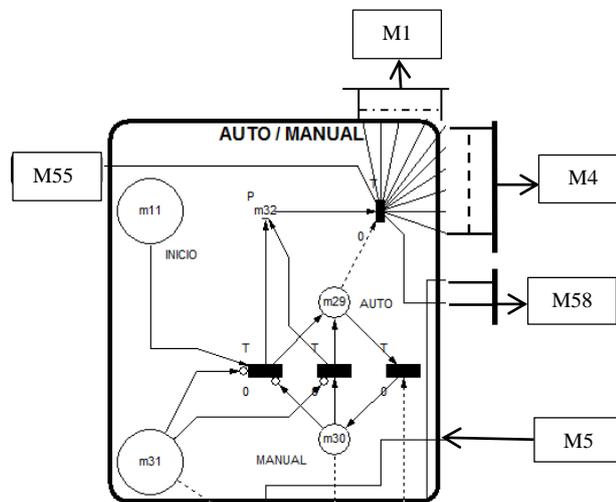


Figura 28. Control de inicio y control automático/manual red PN

Fuente: Autor

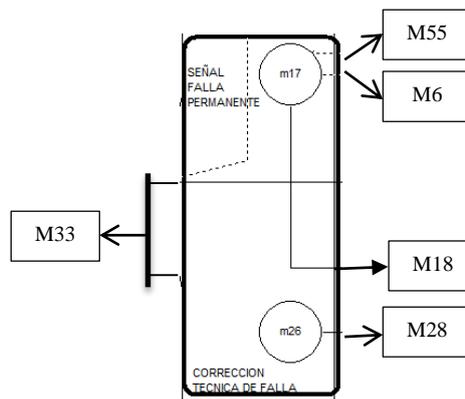


Figura 29. Señal de falla permanente y corrección técnica de falla

Fuente: Autor

Cuando ingresamos una señal o token de inicio el sistema empieza a correr, si se selecciona la señal o token para que el sistema trabaje de forma automática el estado de la red PN pasa a través de una transición a ser operativo y se mantendrá de esta forma hasta que se detecte una señal o token de falla permanente.

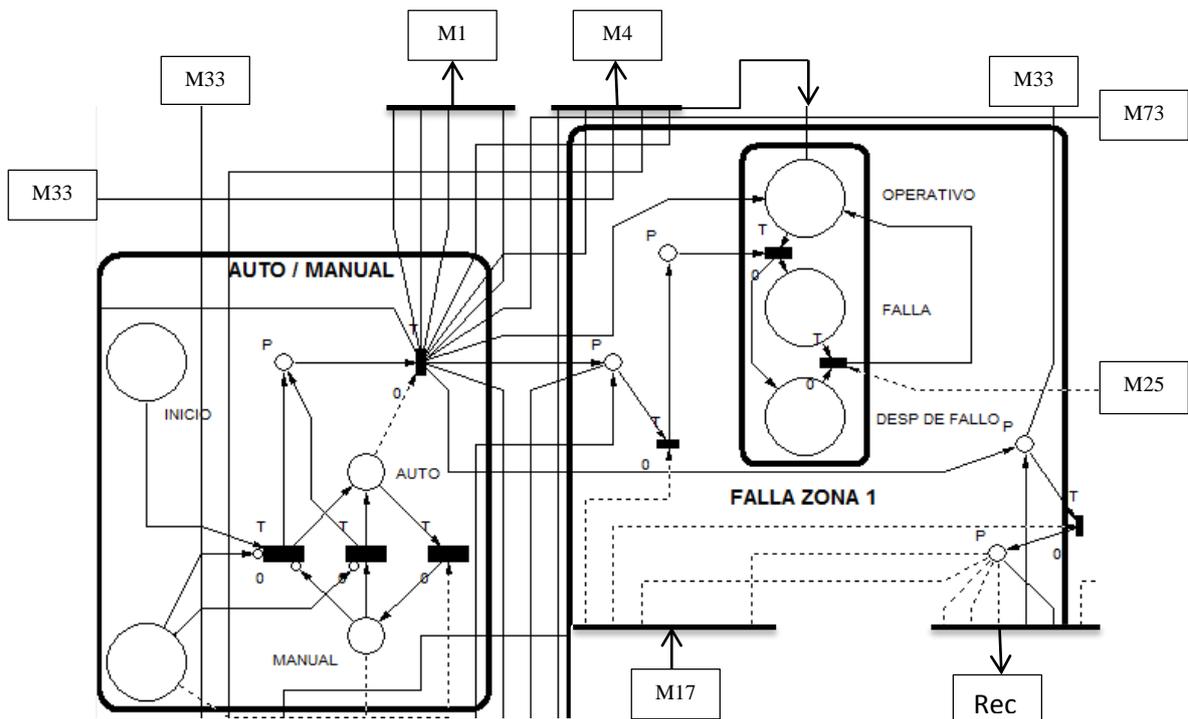


Figura 30. Red PN zona 1 en estado automático y operativo

Fuente: Autor

Las fallas transitorias o momentáneas serán despejadas por la red PN que está cargada en cada seccionador o reconectador es decir que las fallas transitorias no afectan al

sistema general, el sistema general de la modelación y simulación de la zona de falla 1 solamente actual cuando recibe una señal de falla permanente.

Una vez que el sistema se encuentra operativo y se presenta una señal o token de falla permanente se activa una acción de falla y el sistema para a estar en estado de falla y de despeje de falla, es decir, el token pasa a ubicarse en los lugares de falla y despeje de falla, al mismo tiempo se activa un transición para que los estados de las variables de los relés de apertura y cierre se activen, en este caso los estados del reconectador 1 (R1) y el reconectador 2 (R2) cambian, el token que está ubicado en la variable RCR1 pasa a la variable RAR1 y el estado del reconectador R1 pasa a estar abierto, de igual manera ocurre con el reconectador 2, el token que está ubicado en la variable RCR2 pasa a la variable RAR2 y el estado del reconectador 2 pasa a estar abierto. Este procedimiento permite aislar la falla en la zona 1 (ver fig. 23)

A su vez como indicamos anteriormente el estado de la red PN en la zona 1 también pasa a una estado de despeje de falla, es decir, que el sistema debe realizar acciones para que además de aislar la falla en sistema pueda continuar con su flujo de energía, por lo tanto e sistema realiza la apertura del ramal 10 pasando el token del estado de la variable RCS10 a la variable RAS10 y el estado de los seccionadores de interconexión de la subestación cumbaratza y Saraguro de abierto a cerrado, en otras palabras el token de estado del seccionador de interconexión de la subestación cumbaratza RAIC pasa al estado RCIC, con esta acción el flujo de energía se mantiene en uno de los ramales considerados como clientes especiales a través de la energía suministrada por la subestación Cumbaratza, de la misma manera el token de estado del seccionador de interconexión de la subestación Saraguro RAIS pasa al estado RCIS, con esta acción el flujo de energía se mantiene en los ramales 12, 13, 14, 15 y 16, siendo el ramal 13 considerado como cliente especiales y que se alimentan a través de la energía suministrada por la subestación Saraguro.

Con esto la falla presentada en la zona 1 queda aislada completamente y el único ramal afectado por esta falla sería el ramal 11, que por sus características de corriente de carga y de uso de energía podría justificar su desconexión.

Una vez que la red PN se encuentra en estado de falla y el sistema ha tomado los correctivos necesarios para evitar las desconexiones en la gran parte del alimentador los encuentros el operador del centro de control puede indicar al personal técnico que se traslade al sitio donde se presentó la falla para que esta sea restaurada.

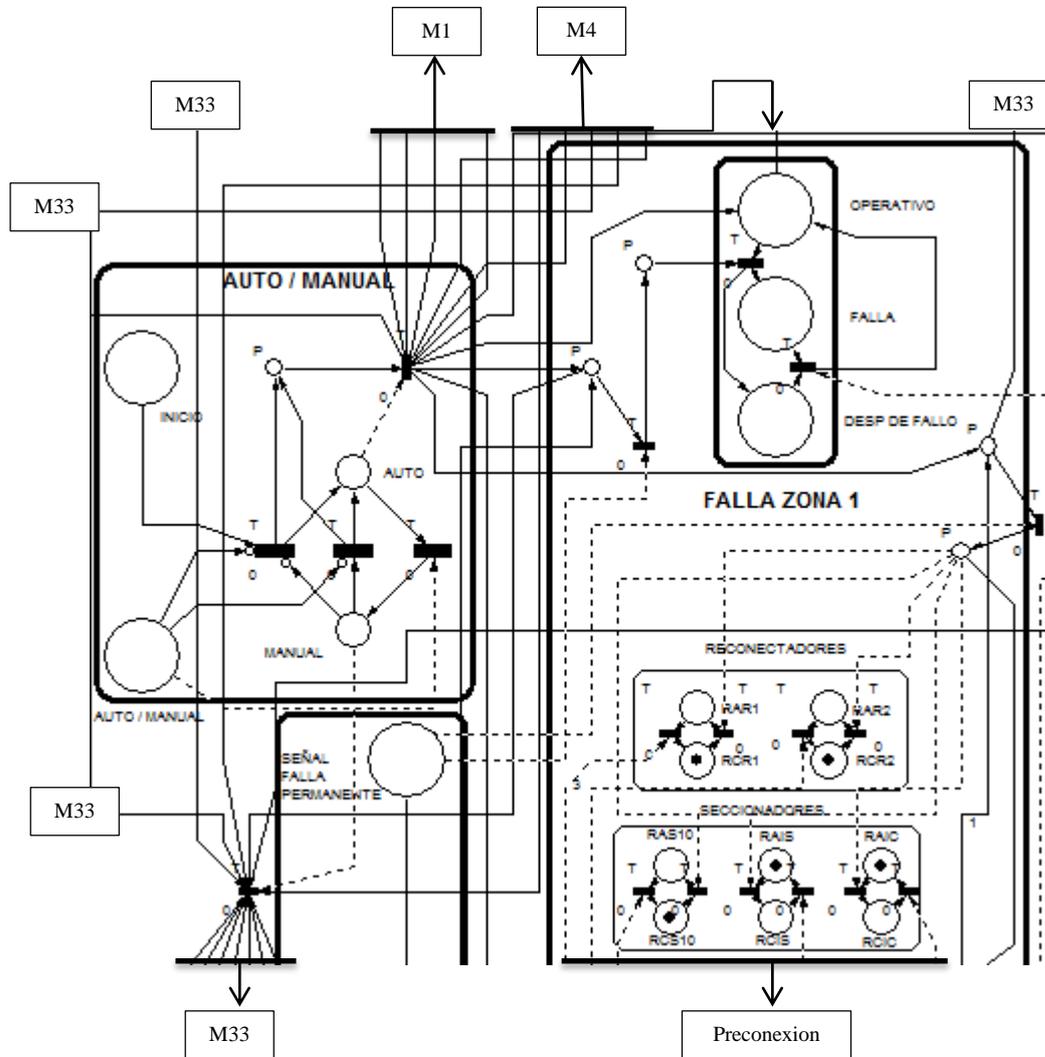


Figura 31. Red PN en estado de falla y despeje de falla en la zona 1

Fuente: Autor

Cuando la falla en la zona 1 ha sido restaurada, el personal técnico debe indicar al centro de control esta novedad y proceder a realizar el procedimiento para que el sistema regrese a su condición original y el flujo de energía eléctrica se restablezca a sus condiciones normales, para esto, el operador realiza tres intentos de conexión del reconectador 1, estas señales de intento de conexión son visualizadas en el centro de control, lo que esto significa es que el token estado del reconectador 1 debe pasar de

RAR1 a RCR1 por tres ocasiones si esto sucede de manera normal el sistema automáticamente regresa todos los tokens de estado que cambiaron al momento de la presencia de una falla a su estado original y el servicio eléctrico se reestablece de manera normal, quedando todos los ramales con una alimentación de flujo de energía eléctrica desde la subestación el Pangui, y el token de estado del sistema en la zona 1 regresa a estar en el estado Operativo.

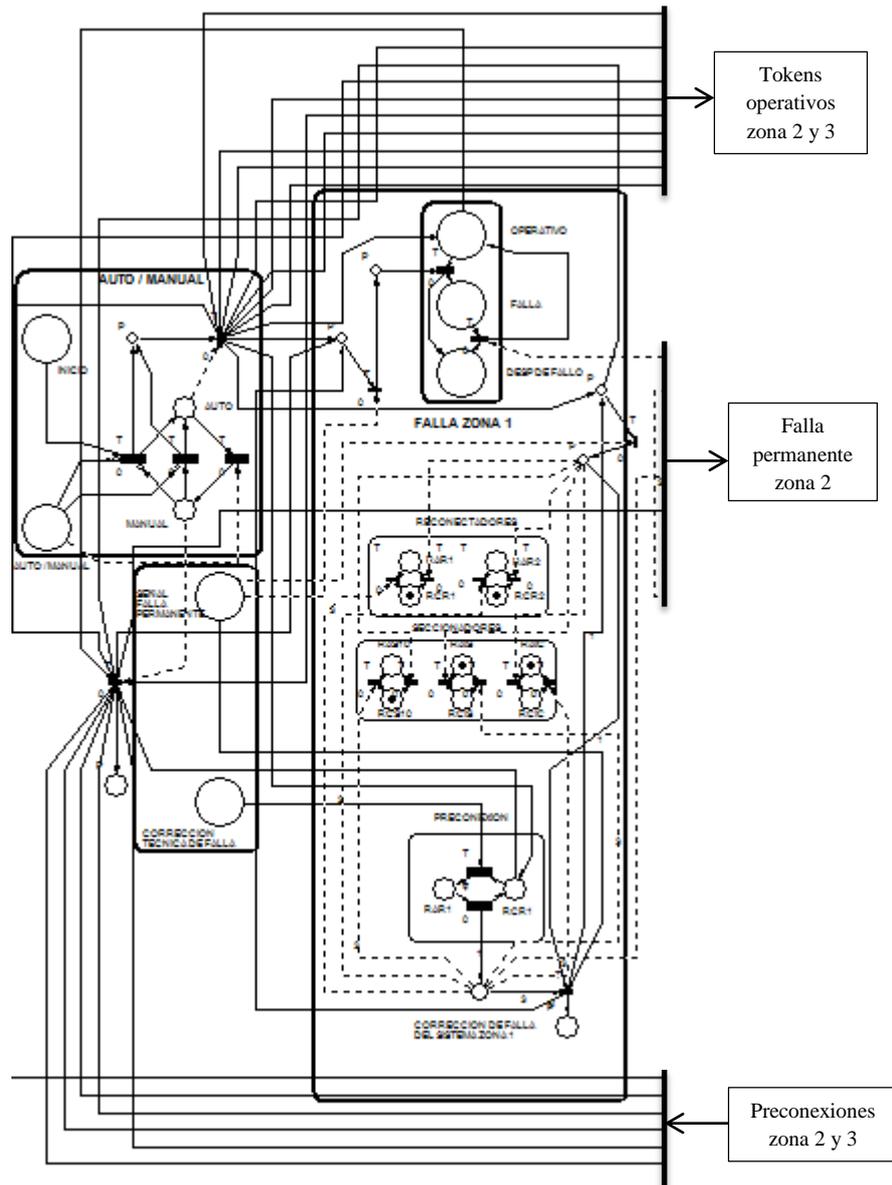


Figura 32. Corrección de falla red PN para la zona de falla 1

Fuente: Autor

hasta que se detecte una señal o token de falla permanente.

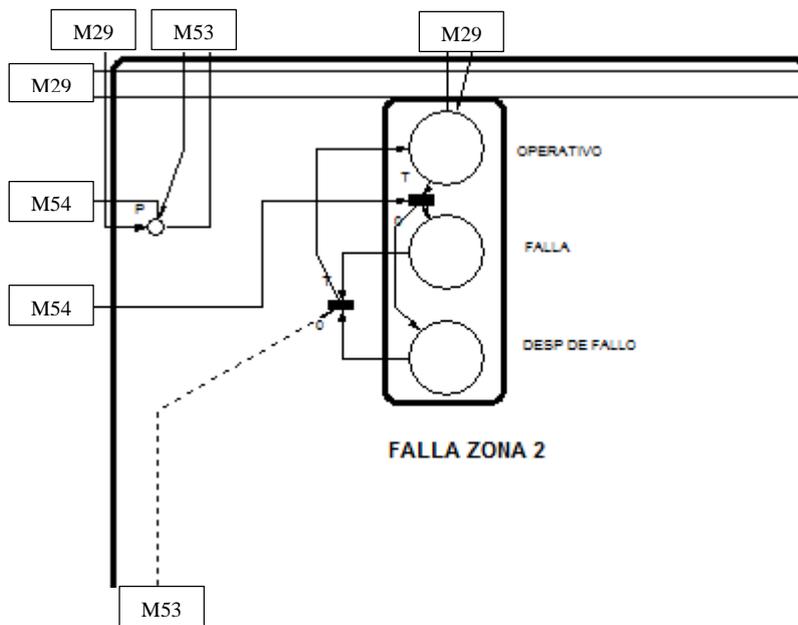


Figura 35. Red PN zona 2 en estado automático y operativo

Fuente: Autor

Las fallas transitorias o momentáneas serán despejadas por la red PN que está cargada en cada seccionador o reconectador es decir que las fallas transitorias no afectan al sistema general, el sistema general de la modelación y simulación de la zona de falla 1 solamente actual cuando recibe una señal de falla permanente.

Una vez que el sistema se encuentra operativo y se presenta una señal o token de falla permanente se activa una acción de falla y el sistema para a estar en estado de falla y de despeje de falla, es decir, el token pasa a ubicarse en los lugares de falla y despeje de falla, al mismo tiempo se activa un transición para que los estados de las variables de los relés de apertura y cierre se activen, en este caso los estados del reconectador 3 (R3) y el reconectador 2 (R2) cambian, el token que está ubicado en la variable RCR2 pasa a la variable RAR2 y el estado del reconectador R2 pasa a estar abierto, de igual manera ocurre con el reconectador 3, el token que está ubicado en la variable RCR3 pasa a la variable RAR3 y el estado del reconectador 3 pasa a estar abierto. Este procedimiento permite aislar la falla en la zona 2 (ver fig. 23)

A su vez como indicamos anteriormente el estado de la red PN en la zona 2 también pasa a una estado de despeje de falla, es decir, que el sistema debe realizar acciones para

que además de aislar la falla en sistema pueda continuar con su flujo de energía, por lo tanto el sistema realiza la apertura del ramal 12, 13, 14, 15 pasando el token del estado de la variable RCS12, RCS13, RCS14, RCS15 a la variable RAS12, RAS13, RAS14, RAS15 y de la misma manera el token de estado del seccionador de interconexión de la subestación Saraguro RAIS pasa al estado RCIS, con esta acción el flujo de energía se mantiene en los ramales 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, siendo el ramal 13 considerado como cliente especiales y que se alimentan a través de la energía suministrada por la subestación Saraguro.

Con esto la falla presentada en la zona 1 queda aislada completamente y el único ramal afectado por esta falla sería los ramales 12, 13, 14, y 15 que por sus características de corriente de carga y de uso de energía podría justificar su desconexión.

Una vez que la red PN se encuentra en estado de falla y el sistema ha tomado los correctivos necesarios para evitar las desconexiones en la gran parte del alimentador los encuentros el operador del centro de control puede indicar al personal técnico que se traslade al sitio donde se presentó la falla para que esta sea restaurada.

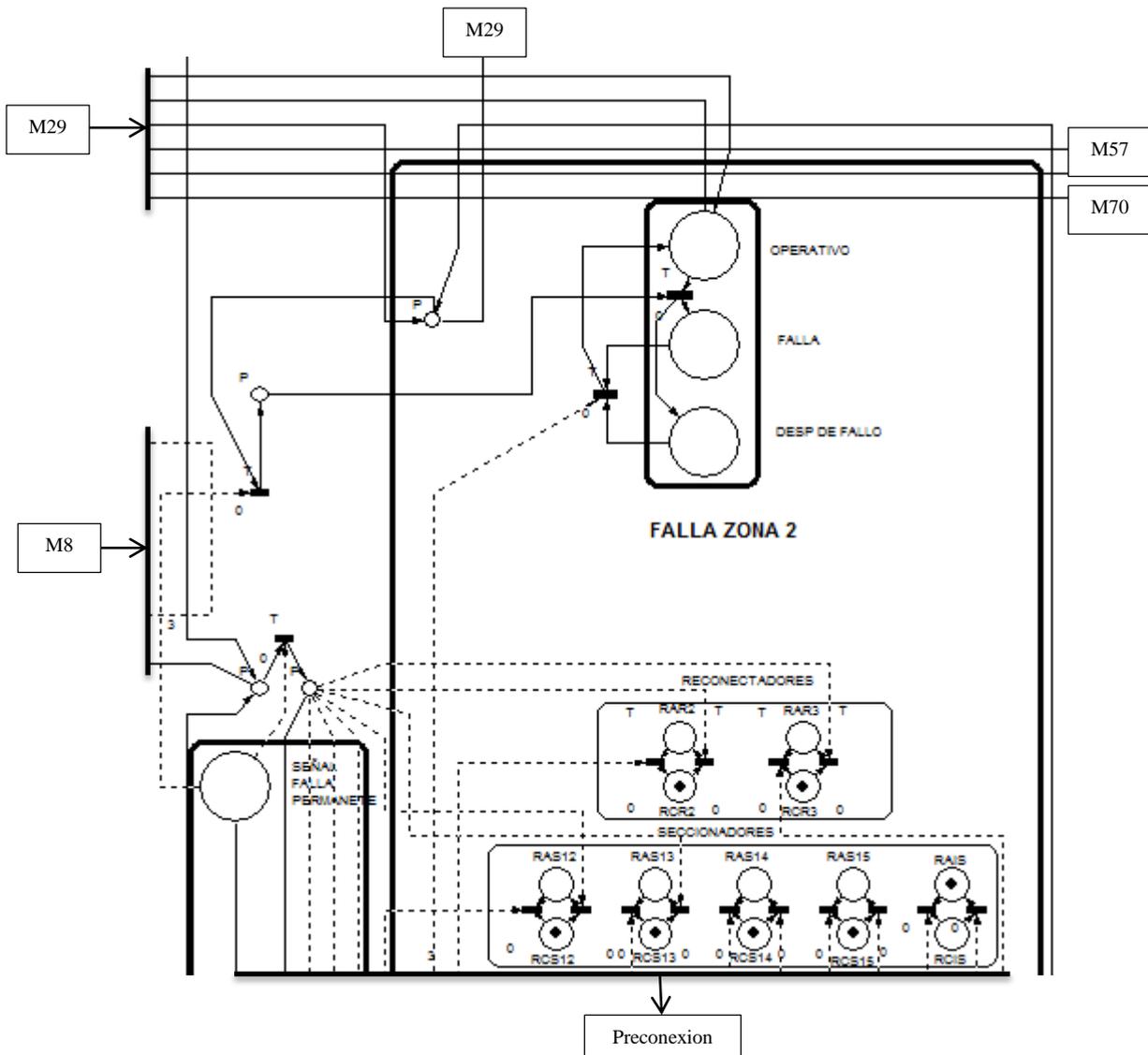


Figura 36. Red PN en estado de falla y despeje de falla en la zona 2

Fuente: Autor

Cuando la falla en la zona 1 ha sido restaurada, el personal técnico debe indicar al centro de control esta novedad y proceder a realizar el procedimiento para que el sistema regrese a su condición original y el flujo de energía eléctrica se restablezca a sus condiciones normales, para esto, el operador realiza tres intentos de conexión del reconector 1, estas señales de intento de conexión son visualizadas en el centro de control, lo que esto significa es que el token estado del reconector 1 debe pasar de RAR1 a RCR1 por tres ocasiones si esto sucede de manera normal el sistema automáticamente regresa todos los tokens de estado que cambiaron al momento de la presencia de una falla a su estado original y el servicio eléctrico se reestablece de manera normal, quedando todos los ramales con una alimentación de flujo de energía

eléctrica desde la subestación el Pangui, y el token de estado del sistema en la zona 1 regresa a estar en el estado Operativo.

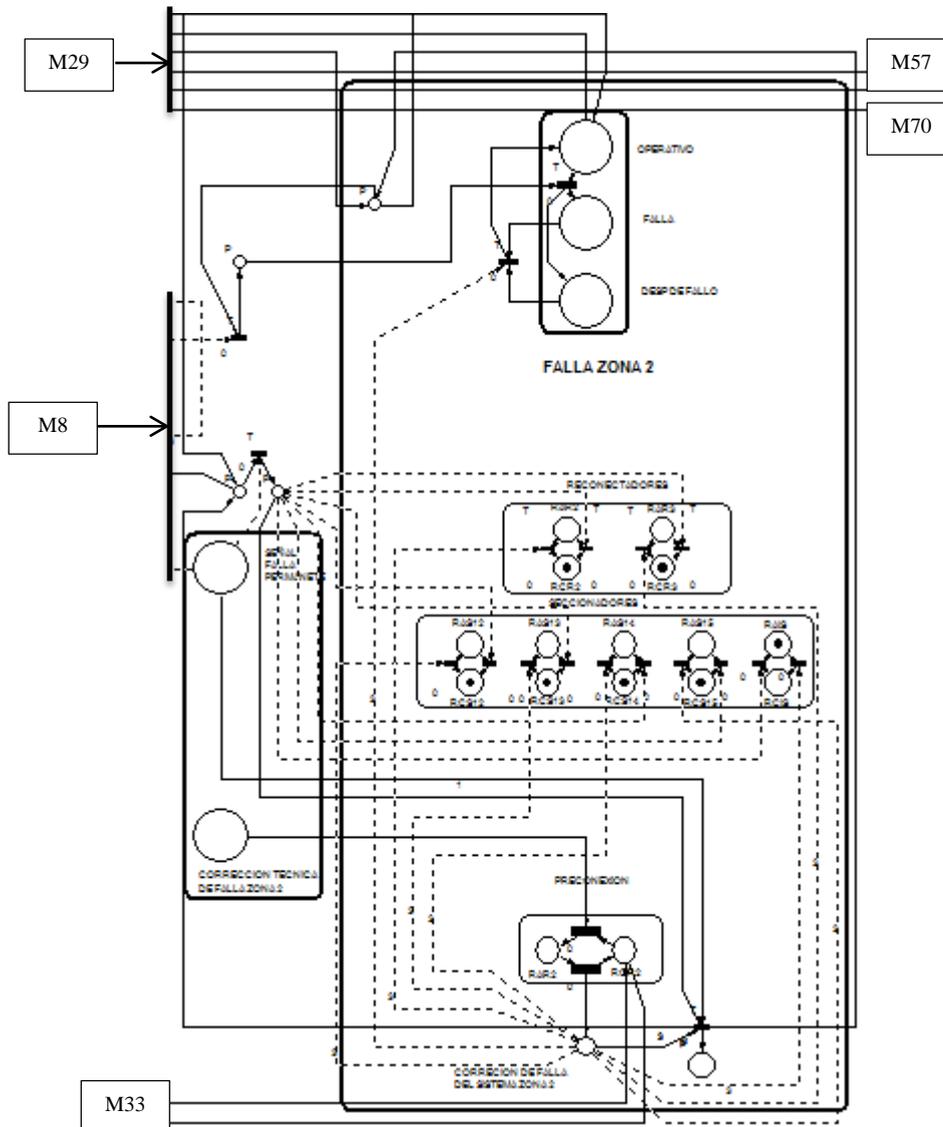


Figura 37. Corrección de falla red PN para la zona de falla 2

Fuente: Autor

3.11.1.3 Modelización y simulación de la zona 3

El funcionamiento del modelo de la red de Petri está realizado considerando los siguientes aspectos generales, un inicio, un control automático/manual, una señal de entrada de falla permanente, y una preconexión que es la reparación de la falla realizada por el personal técnico de la empresa eléctrica.

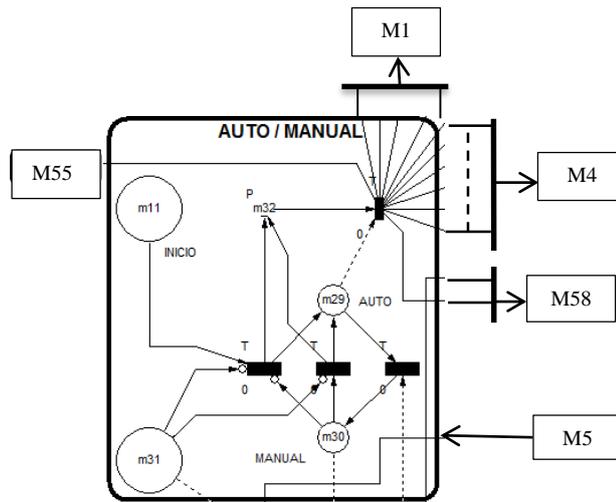


Figura 38. Control de inicio y control automático/manual red PN

Fuente: Autor

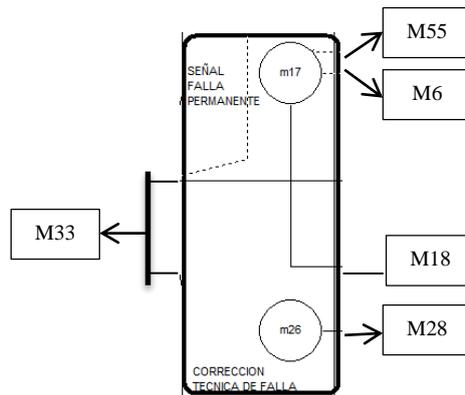


Figura 39, señal de falla permanente y corrección técnica de falla

Fuente: Autor

Quando ingresamos una señal o token de inicio el sistema empieza a correr, si se selecciona la señal o token para que el sistema trabaje de forma automática el estado de la red PN pasa a través de una transición a ser operativo y se mantendrá de esta forma hasta que se detecte una señal o token de falla permanente.

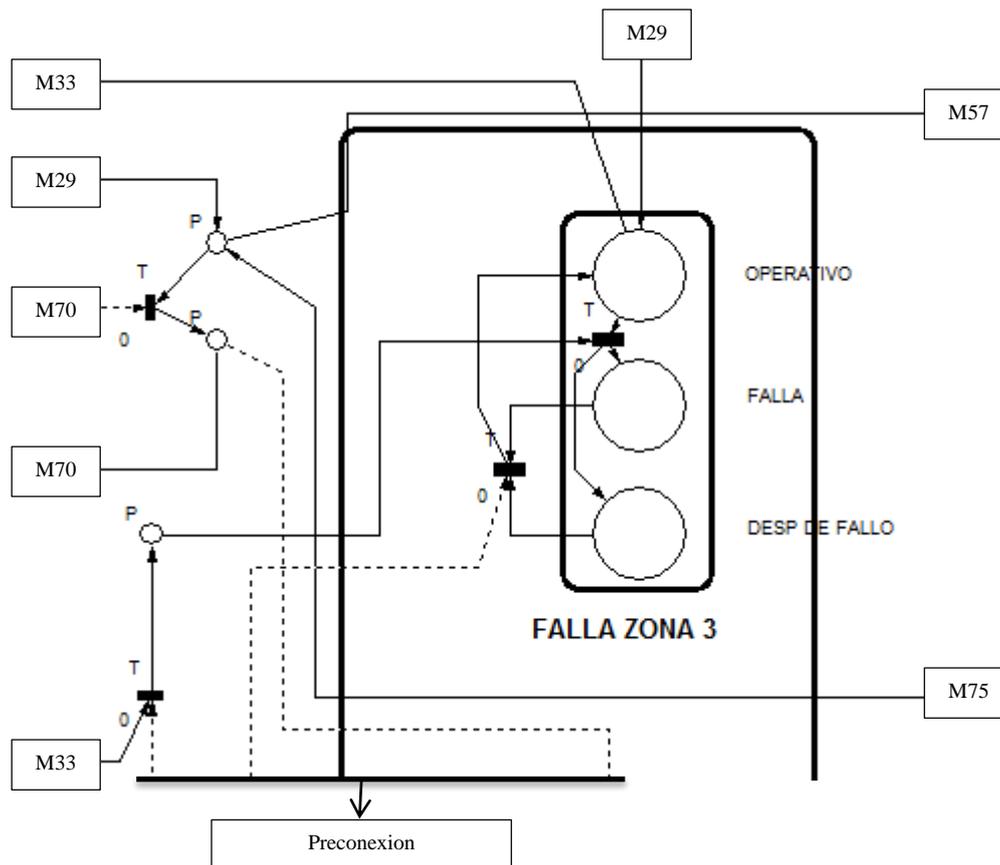


Figura 40. Red PN zona 3 en estado automático y operativo

Fuente: Autor

Las fallas transitorias o momentáneas serán despejadas por la red PN que está cargada en cada seccionador o reconectador es decir que las fallas transitorias no afectan al sistema general, el sistema general de la modelación y simulación de la zona de falla 3 solamente actual cuando recibe una señal de falla permanente.

Una vez que el sistema se encuentra operativo y se presenta una señal o token de falla permanente se activa una acción de falla y el sistema para a estar en estado de falla y de despeje de falla, es decir, el token pasa a ubicarse en los lugares de falla y despeje de falla, al mismo tiempo se activa un transición para que los estados de las variables de los relés de apertura y cierre se activen, en este caso el estado del reconectador 3 (R3) y el token que está ubicado en la variable RCR3 pasa a la variable RAR3 y el estado del reconectador R3 pasa a estar abierto,. Este procedimiento permite aislar la falla en la zona 3 (ver fig. 23)

A su vez como indicamos anteriormente el estado de la red PN en la zona 3 también pasa a una estado de despeje de falla, es decir, que el sistema debe realizar acciones para

que además de aislar la falla en sistema pueda continuar con su flujo de energía, que para el caso de la presencia de una falla en la zona 3 el único elemento que quedara sin energía es la zona 3 y los ramales de los clientes considerados especiales permanezcan con un flujo de energía eléctrica de manera normal.

Una vez que la red PN se encuentra en estado de falla y el sistema ha tomado los correctivos necesarios para evitar las desconexiones en la gran parte del alimentador los encuentros el operador del centro de control puede indicar al personal técnico que se traslade al sitio donde se presentó la falla para que esta sea restaurada.

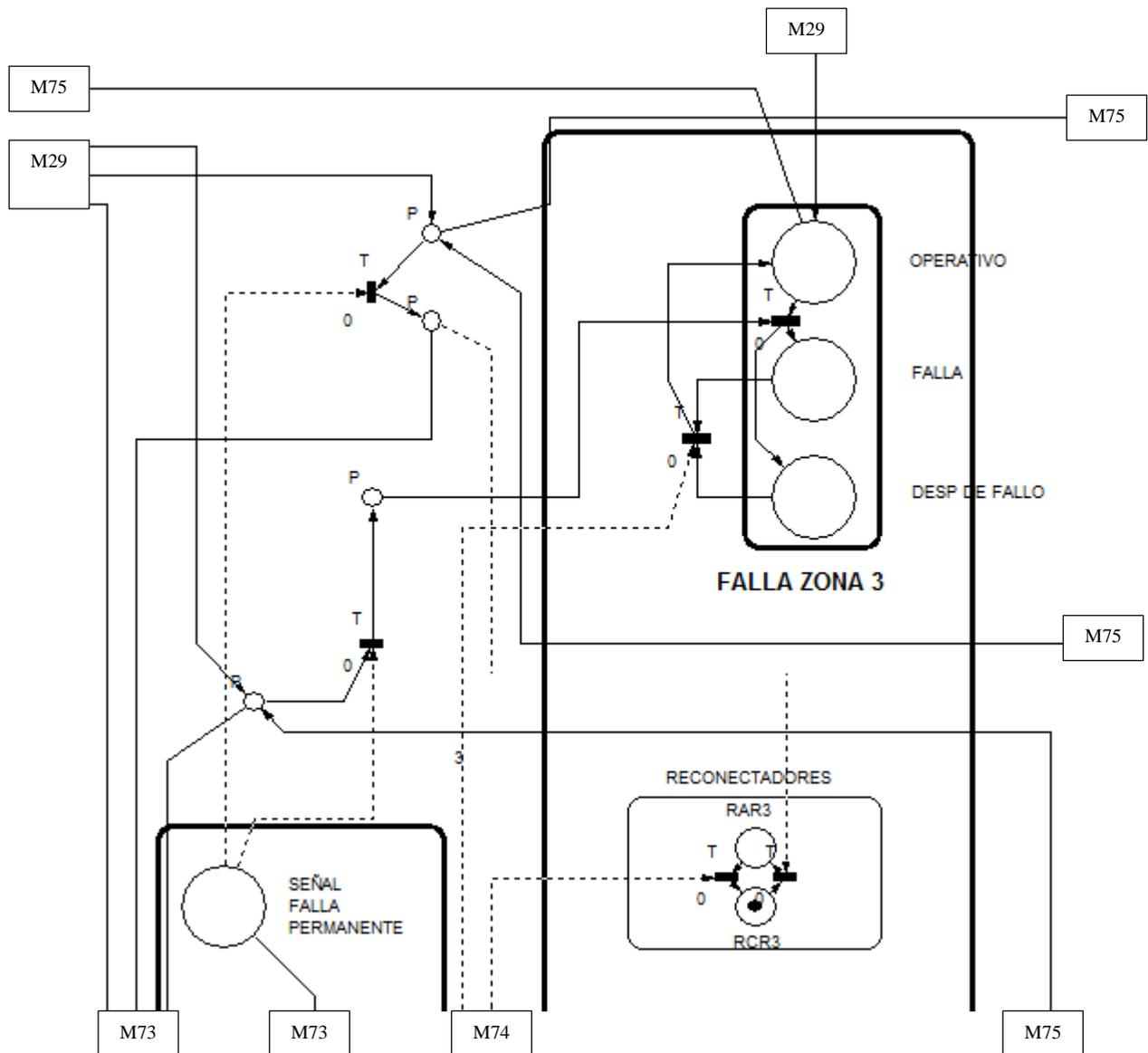


Figura 41. Red PN en estado de falla y despeje de falla en la zona 3

Fuente: Autor

Cuando la falla en la zona 1 ha sido restaurada, el personal técnico debe indicar al centro de control esta novedad y proceder a realizar el procedimiento para que el sistema regrese a su condición original y el flujo de energía eléctrica se restablezca a sus condiciones normales, para esto, el operador realiza tres intentos de conexión del reconector 1, estas señales de intento de conexión son visualizadas en el centro de control, lo que esto significa es que el token estado del reconector 1 debe pasar de RAR1 a RCR1 por tres ocasiones si esto sucede de manera normal el sistema automáticamente regresa todos los tokens de estado que cambiaron al momento de la presencia de una falla a su estado original y el servicio eléctrico se reestablece de manera normal, quedando todos los ramales con una alimentación de flujo de energía eléctrica desde la subestación el Pangui, y el token de estado del sistema en la zona 1 regresa a estar en el estado Operativo.

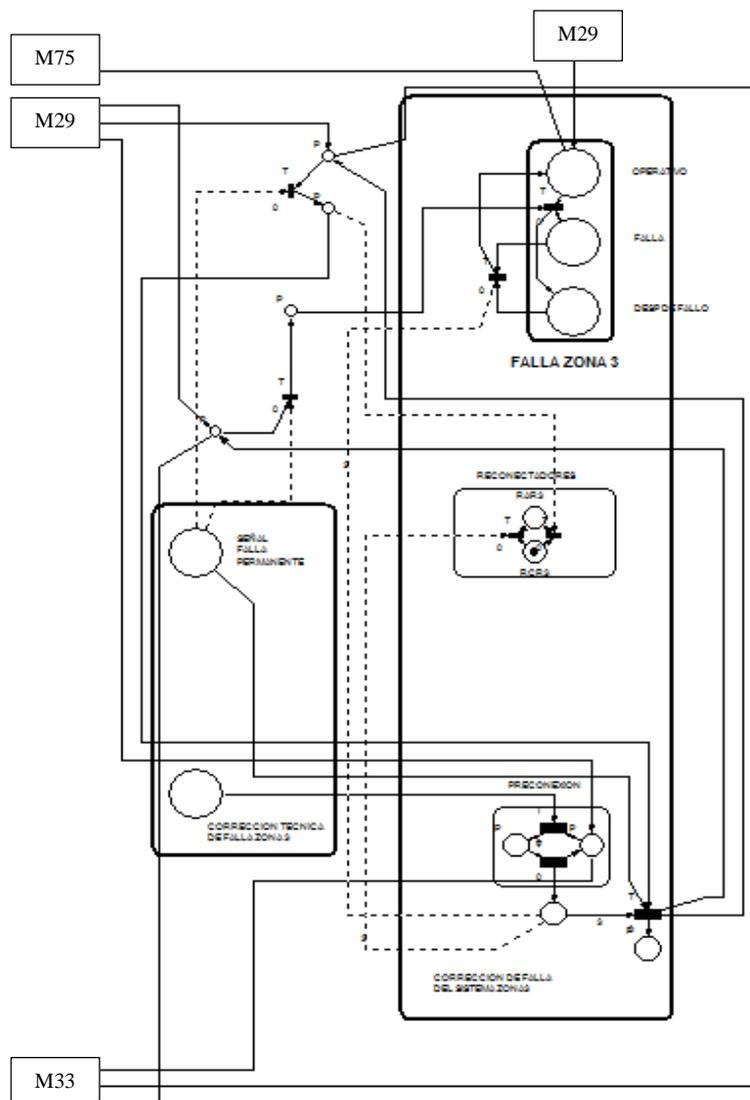


Figura 42. Corrección de falla red PN para la zona de falla 3

Fuente: Autor

3.11.2 modelización y simulación esquema general red PN

Una vez que se ha comprendido estas acciones y considerando que el sistema toma acciones de despeje de falla para alimentar a los ramales de los clientes importantes se realiza la modelación del esquema PN general para el alimentador “los Encuentros”.

Una de las cosas importante que se aumentan en el esquema general es que la señal de entrada de falla se da una vez que se ha producido una falla permanente en cualquiera de las tres zonas de incidencia de fallas y que en la reparación de la falla se considera que el operador debe realizar una preconexión del reconectador donde se presentó la falla y esta señal debe ser activada de manera normal por tres ocasiones si la falla es reparada de forma correcta, entonces el reconectador envía una señal al centro de control y realiza las acciones para que el sistema regrese a sus condiciones de operación normal.

Dicho todo esto en el **ANEXO F** se presenta el esquema PN de modelización y simulación del controlador automático general.

3.12 Simulación y validación del controlador automatizado en Petri Net en el software Matlab.

Como una ayuda matemática para validar el controlador, se realiza la validación del controlador a través de una simulación en el Petri Net ToolBox de Matlab, lo que con esto se desea visualizar es el comportamiento de los estados y transiciones que realizan el orden de cambio de estado en los relés de apertura y cierre de los seccionadores y reconectores, además de visualizar las matrices de entradas, salidas y la matriz de incidencia de cada una de las etapas, operación, falla y despeje de falla y posición manual del controlador.

A continuación mostramos el esquema de simulación en el Petri Net ToolBox del software Matlab.

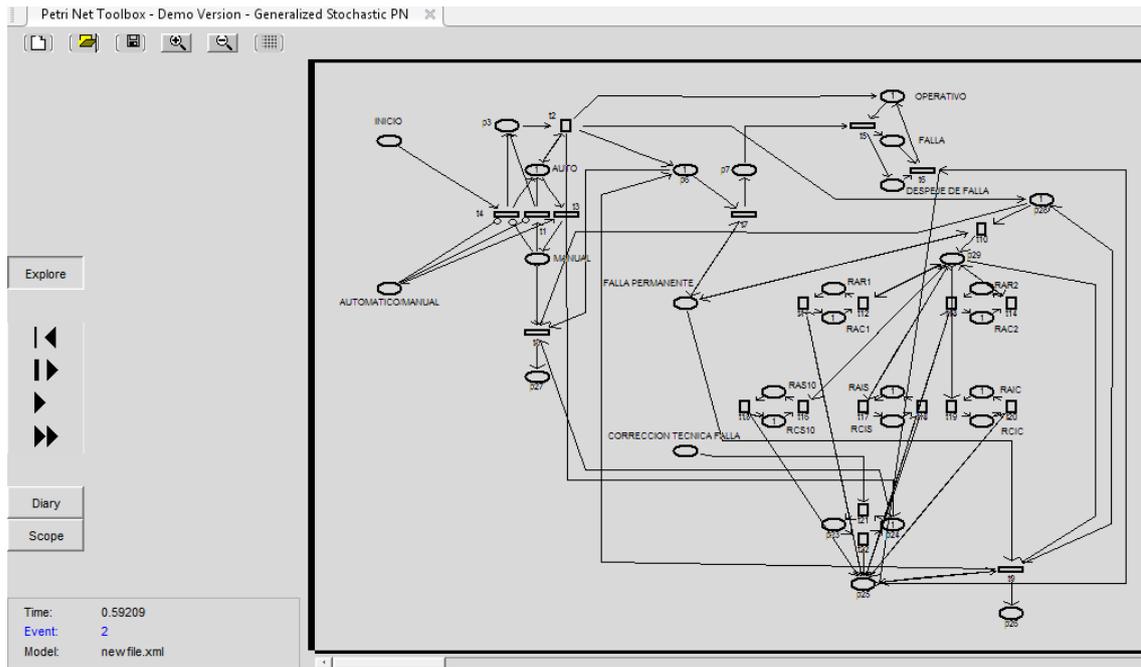


Figura 43. Simulación del controlador de fallas en Matlab

Fuente: Autor

Como se mencionó anteriormente se validara la simulación de acuerdo a tres fases que realiza el controlador, la primera fase es aquella en la cual el controlador está OPERATIVO, la segunda fase es aquella donde el controlador se encuentra en FALLA Y DESPEJE DE FALLA y la tercera es aquella donde el controlador se encuentra en posición MANUAL.

3.12.1 Validación del controlador en su etapa operativa

Cuando el controlador se encuentra en etapa operativa, quiere decir que el sistema de protecciones se encuentra trabajando en condiciones normales y todos los tokens auxiliares se encuentran en estado de espera de falla, lo que quiere decir que el sistema de protecciones actuará de forma instantánea ante la presencia de una falla, y las acciones que tome el sistema dependerá exclusivamente de la señal de falla.

En el estado OPERATIVO, el sistema tiene tres matrices, una matriz de entrada o matriz previa, una matriz de salida o posterior y una matriz de incidencia, en el caso de la matriz de entrada A_i que no es más que la existencia de un arco que va desde P (lugares o estados) a T (Transiciones), es decir, que la matriz $A_i = (TxP)$ es el peso del arco $P \rightarrow T$; el peso es de 1 si el arco existe y 0 si no, como en esta simulación tenemos 29 lugares o estados (P) y 22 transiciones (T), nuestra matriz de entrada es $A_i = (PxT)$,

Para la matriz de incidencia que está dada por la expresión $A = A_o - A_i$, donde A_o es la existencia de un arco que va desde T (Transiciones) a P (lugares o estados) y A_i que es la existencia de un arco que va desde P (lugares o estados) a T (Transiciones), como en esta simulación tenemos 29 lugares o estados (P) y 22 transiciones (T), nuestra matriz de incidencia es $A = (A_o - A_i)$, como se muestra en la figura 46.

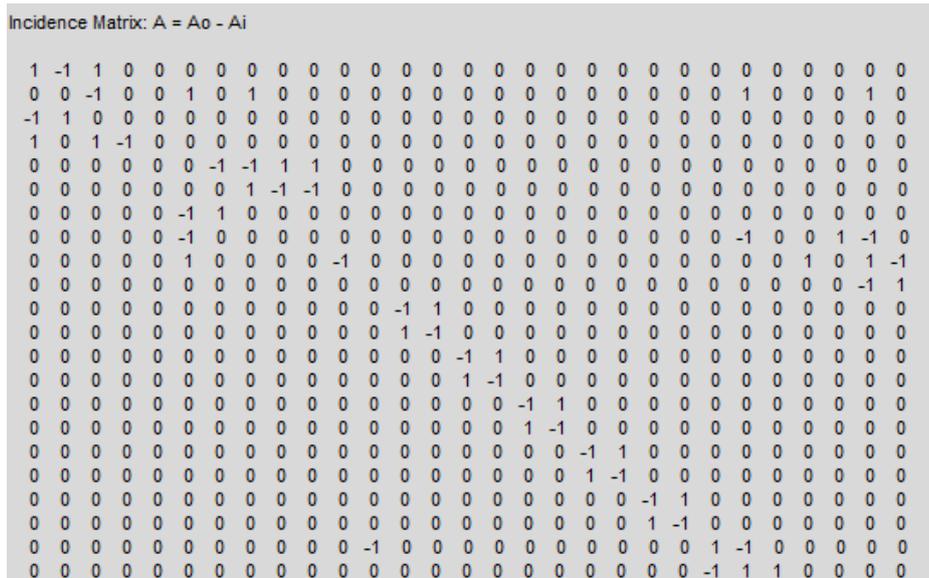


Figura 46. Matriz de incidencia del estado OPERATIVO del controlador

Fuente: Autor

3.12.2 Validación del controlador en su etapa de FALLA Y DESPEJE DE FALLA

Cuando el controlador se encuentra en etapa de falla y despeje de falla, quiere decir que el sistema recibió una señal de falla permanente y al debe realizar las acciones necesarias para que la falla sea aislada y también realice las acciones necesarias para que el servicio de energía eléctrica fluya a los ramales aguas debajo de la zona de afectación de la falla.

En el estado de FALLA Y DESPEJE DE FALLA, el sistema tiene tres matrices, una matriz de entrada o matriz previa, una matriz de salida o posterior y una matriz de incidencia, en el caso de la matriz de entrada A_i que no es más que la existencia de un arco que va desde P (lugares o estados) a T (Transiciones), es decir, que la matriz $A_i = (T \times P)$ es el peso del arco $P \rightarrow T$; el peso es de 1 si el arco existe y 0 si no, como en esta

la señal enviada por el restaurador no presenta ninguna anomalía es un indicativo que la falla ha sido despejada o reparada lo que indica que el restaurador puede regresar a su operación normal.

3. El esquema de configuración en bloque que se presenta en el ítem 3.10 es una herramienta que puede servir para realizar modelación y simulación de sistemas de protección con otros softwares o lenguajes de comunicación en un red.
4. Los grafos de la red PN son una herramienta muy interactiva con el usuario que me permite revisar el estado de una red paso a paso, lo que ayuda a un mejor control al momento de presentarse un evento como en el caso de la modelación de una red PN para el diagnóstico y restauración de fallas en los sistemas de distribución.
5. Al momento de diagnosticar y restaurar una falla en un sistema de protección se debe considerar la ubicación de los equipos de protección en una forma que se produzca la menor afectación al usuario final considerando también que en una falla permanente el personal técnico pueda acceder a reparar la falla lo más pronto posible, sin que esto afecta los índices de calidad.
6. Cuando tenemos cargas muy elevadas en los ramales que inician en un circuito troncal principal el esquema de detección de fallas en la zona 1 o 2 de este capítulo nos pueden servir de gran ayuda para cubrir secciones del ramal y evitar la desconexión total del ramal.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN AUTOMÁTICA CONTRA AVERÍA, DIAGNÓSTICO, Y RESTAURACIÓN

4.1 Introducción.

Una vez que la aplicación ha sido modelada en el programa visual net y que se ha podido visualizar el comportamiento de los estados de cada una de las variables de los equipos de protección, en este capítulo se analizará los resultados obtenidos ante la presencia de fallas momentáneas y permanentes en cada una de las zonas de incidencia de fallas antes mencionadas considerando que cualquiera que sea el tipo de falla esta nos llevara a la actuación de los relés de apertura y cierre de cada equipo de protección.

4.2 Análisis del comportamiento del controlador a partir de muestra de fallos tomadas.

Como ya hemos mencionado en los capítulos anteriores se ha considerado tres zonas de incidencia de fallas, zona 1, zona 2 y zona 3 siendo la zona 1 la de mayor incidencia de fallas que conllevan a una desconexión, si consideramos que se produce un falla en la zona 1 nuestro controlador realizara las acciones para aislar la falla entre el reconectador 1 y el reconectador 2 como se muestra en la figura 17, desde la subestación el Pangui hasta el reconectador 1, el servicio de energía eléctrica es normal y para poder alimentar las cargas del alimentador aguas abajo del reconectador 1 el controlador lo que hace es abrir el seccionador del ramal 10 y cerrar los seccionadores de interconexión con las subestaciones Cumbaratza y Saraguro respectivamente para que así la única zona afectada por la desconexión sea la contemplada entre el reconectador 1 y reconectador 2, que por las condiciones de carga instalada se podría justificar la desconexión de esta zona hasta que la falla sea restaurada por el personal técnico de la empresa eléctrica, con esto evitamos que las cargas de mayor consumo se queden sin energía por largos periodos de tiempo.

Hay que tomar en cuenta que no se está realizando un análisis exhaustivo de las señales de falla lo que aquí se está considerando es que sin importar el tipo de falla que

se presente en la zona 1 va a llevar a una desconexión ya sea que este se dé por una sobre corriente o un sobrevoltaje no consideramos la magnitud de estas señales sino que consideramos la desconexión o no, por lo que el controlador se basa en analizar si la falla que se presenta es transitoria o permanente.

En el caso de presentarse una falla en la zona 2 el principio de funcionamiento es prácticamente el mismo que si se presentara una falla en la zona 1 es decir que se aísla de igual forma la falla en la zona 2 abriendo de forma permanente los reconectores 2 y 3 y suministrando energía eléctrica a los ramales aguas abajo del reconector 2, para poder aislar esta falla se debe realizar también la desconexión de los ramales 12, 13, 14 y 15, tomando en cuenta que el ramal con la mayor carga instalada es el ramal 13 realizamos la conexión del seccionador de interconexión de la subestación Saraguro quien será el encargado de proporcionar de energía eléctrica al ramal 13.

Para el caso de presentarse una falla en la zona 3, de igual forma se debe aislar la falla aguas abajo del reconector 3 que en este caso no afecta a ningún ramal considerado como cliente especial por lo que no se debe hacer ninguna reconexión desde las subestaciones aledañas

4.3 Evaluación de los resultados obtenidos.

Debido a las características del circuito alimentador “los Encuentros” donde se ha realizado la modelación de la aplicación para el diagnóstico y restauración de fallas, los resultados que se han logrado son los siguientes:

1. Las desconexiones del alimentador ante la presencia de una falla se han reducido, si bien es cierto no se ha podido lograr mantener un servicio continuo en todo el alimentador, al menos los ramales considerados como clientes especiales se mantienen con un flujo de energía constante, se produzca una falla o no.
2. Se ha considerado en la elaboración de la aplicación como primer frente ante la presencia de una falla el despeje de la misma por hasta tres intentos, esto para el caso de que las fallas producidas sean momentáneas o transitorias,

considerando que un 60% de las fallas que se han tenido en este alimentador han sido de este tipo.

3. Cuando una falla ha pasado de un estado de falla transitoria a falla permanente hemos obtenido como resultado que el alimentador continúe abasteciendo de energía eléctrica a las cargas ubicadas aguas debajo de la zona de la falla, esto gracias al uso de los succionadores de interconexión de las subestaciones aledañas que para el caso del alimentador “Los Encuentros” son las subestaciones Saraguro y el Pangui
4. La aplicación también permite visualizar los estados de cada una de las zonas e indica cuales fueron las acciones tomadas para realizar el despeje de la falla y la continuidad en el servicio eléctrico, toda esta información ingresa a una base de datos estadísticos de la cantidad de eventos que han tenido cada una de las zonas
5. Como es bien sabido también ningún sistema de detección de fallas automático es 100% confiable, siempre habrán eventos que estén fuera del alcance en los que no se pueda realizar un control de forma automática por lo tanto esta aplicación también es capaz de pasar a un control manual, con la finalidad de que este control manual sirva para detener el proceso automático y realizar la restauración del servicio de manera manual por los operadores de la empresa eléctrica.

4.4 Conclusiones.

1. Los sistemas de protección hoy por hoy presentan muchas ventajas en sus configuraciones y se acoplan a las necesidades de los técnicos de operación utilizando señales analógicas y digitales que facilitan su configuración y mejoran la velocidad de respuesta mejorando la confiabilidad de los sistemas de distribución
2. Resulta imposible eliminar al 100 % las fallas en los sistemas de distribución,

esto debido a que un gran porcentaje de estas se dan por eventos naturales lo que si se ha demostrado con el diseño de este controlador es que podemos aislar estas fallas y continuar con el suministro de energía a la gran mayoría de usuarios.

3. Si bien hemos podido mantener el flujo de suministro eléctrico en la gran mayoría de usuarios, también con este controlador se evita el daño en los equipos de potencia instalados a lo largo del circuito troncal principal ya que la falla es reconocida y aislada por los equipos de protección.
4. Como se indicó anteriormente la protección y respeto a la naturaleza es una política importante en la construcción de sistemas eléctricos de distribución y con el uso de cables protegidos como complemento de un sistema de protección ayuda a hacer realidad esta política que beneficia al ecosistema sin afectar la funcionalidad del circuito en estudio.
5. Los grafos de la red PN son una herramienta muy interactiva con el usuario que me permite revisar el estado de una red paso a paso, lo que ayuda a un mejor control al momento de presentarse un evento como en el caso de la modelación de una red PN para el diagnóstico y restauración de fallas en los sistemas de distribución.

4.5 Recomendaciones

1. Cuando tenemos cargas muy elevadas en los ramales que inician en un circuito troncal principal el esquema de detección de fallas en la zona 1 o 2 de este capítulo nos pueden servir de gran ayuda para cubrir secciones del ramal y evitar la desconexión total del ramal.
2. Al momento de diagnosticar y restaurar una falla en un sistema de protección se debe considerar la ubicación de los equipos de protección en una forma que se produzca la menor afectación al usuario final considerando también que en una falla permanente el personal técnico pueda acceder a reparar la falla lo más pronto posible, sin que esto afecta los índices de calidad.

REFERENCIAS

- [1] R. C. Delgado and P. N. De Desarrollo, Cambio de matriz energetica. 2007-2020.
- [2] “Ingeniería Técnica Industrial : Electricidad,” 2009.
- [3] R. Rifaat, S. Part, P. Sutherland, and F. Ieee, “Power System Protection Coordination,” no. November, 2013.
- [4] F. S. Guide, “Reclosers G280-42-2,” pp. 1–20, 2012.
- [5] I. D. E. E. Eléctrica, “Corporación ‘cenace,’” 2001.
- [6] A. Hannah, “Power Quality Considerations in Distribution Engineering Power Quality Maze Po Solutions,” 2012.
- [8] “Title : ‘ Power System Protection Coordination ,’” p. 20873, 2013.
- [9] T. A. K. Yumak, “Distance Protection,” pp. 1–6, 2013.
- [10] M. S. Almas, R. Leelaruji, and L. Vanfretti, “Over-current relay model implementation for real time simulation & Hardware-in-the-Loop (HIL) validation,” *IECON 2012 - 38th Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, pp. 4789–4796, Oct. 2012.
- [11] “Resumen Plan Nacional Buen Vivir - español.pdf.” .
- [12] M. V. Distribution, “RL-Series,” 2013.
- [14] I. Consultores, “Restaurador Serie ‘ U ’ con Control Microprocesado ADVC2 de Nu-Lec,” no. 21, pp. 1–14.
- [15] I. Reliability, “Remote Controlled Mid-circuit Recloser Operation Savings.”
- [16] L. Electrónico, R. D. E. Petri, and I. E. C. Compatibles, “Manual de Usuario,” 2004.
- [17] A. L. Chojnacki, “The use of Extended Petri Nets in Analyzing the Reliability of MV / LV Distribution Transformer Stations,” vol. 5, no. 5, pp. 17–22, 2012.
- [18] J. Lobos, V. Gil-costa, A. Giubergia, and M. Printista, “Herramientas de Modelado y Simulación para Sistemas de Gran Escala,” pp. 466–470.
- [19] A. Arboleda and L. Marín, “SOFTWARE FOR FAULT DIAGNOSIS USING KNOWLEDGE MODELS IN PETRI NETS SOFTWARE PARA EL DIAGNÓSTICO DE FALLAS MEDIANTE MODELOS DE CONOCIMIENTO EN REDES DE PETRI,” pp. 96–103, 2012.
- [20] “Getting Started Guide R 2014 a,” 2014.

- [21] M. Redjimi and S. Boukelkoul, "Algorithmic Tools for the Transformation of Petri Nets to DEVS Multi-modelling PN to DEVS Transformation," vol. 37, pp. 411–418, 2013.
- [22] B. Abdessamad, K. Salah-ddine, and C. E. Mohamed, "A Comparative study of Analog and digital Controller On DC / DC Buck-Boost Converter Four Switch for Mobile Device Applications," pp. 3–7.
- [23] D. a. Zaitsev, "A Small Universal Petri Net," *Electron. Proc. Theor. Comput. Sci.*, vol. 128, no. Mcu, pp. 190–202, Sep. 2013.
- [24] T. H. E. Welding, T. Influence, O. N. The, D. T. Girder, and B. Buckling, "THE WELDING TECHNOLOGY INFLUENCE ON THE DOUBLE T GIRDER BEAMS BUCKLING (Paper Title) MATLAB / SIMULINK LIBRARY FOR COMPENSATING CURRENT CALCULATIO CALCULATI O N IN THREE-THREE - PHASE SHUNT ACTIVE FILTERING," no. 4, pp. 246–250, 2012.
- [25] N. Distinguished, I. Fellow, M. Zhou, I. I. Conference, N. Method, S. Supervisor, A. M. S. Based, P. Nets, I. Analysis, B. Zhou, S. M. Tools, M. C. Time, I. Transactions, and A. Science, "Team uses Petri nets to solve automation problems," no. June, pp. 2013–2014, 2013.
- [26] C. Batard, F. Poitiers, C. Millet, and N. Ginot, "Simulation of Power Converters Using Matlab-Simulink," 2012.
- [27] E. S. Addasi, "Modelling and Simulation of DC-Motor Electric Drive Control System with Variable Moment of Inertia," vol. 4, no. 1, 2013.
- [28] U. N. O. F. M. Aribor, F. A. Of, M. E. E. Ngeineering, S. M. Ulica, and M. Aribor, "COMPARISON OF LabVIEW AND MATLAB FOR SCIENTIFIC," pp. 389–394.
- [29] C. Mahulea, C. Seatzu, M. P. Cabasino, and M. Silva, "Fault Diagnosis of Discrete-Event Systems Using Continuous Petri Nets," *IEEE Trans. Syst. Man, Cybern. - Part A Syst. Humans*, vol. 42, no. 4, pp. 970–984, Jul. 2012.
- [30] S. Issac, "Modelling of single Sided Linear Induction Motor by MATLAB / SIMULINK," no. 3, pp. 492–494, 2012.
- [31] M. S. Almas, R. Leelaruji, and L. Vanfretti, "Over-current relay model implementation for real time simulation & Hardware-in-the-Loop (HIL) validation," *IECON 2012 - 38th Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, pp. 4789–4796, Oct. 2012.
- [32] E. Engineers, *IEEE C2: National Electrical Safety Code*, vol. 552, no. d. .
- [33] R. K. Maddali, "MODELING ORDINARY DIFFERENTIAL EQUATIONS IN MATLAB SIMULINK ®," vol. 3, no. 3, pp. 406–410.
- [34] T. A. K. Yumak, "Distance Protection," pp. 1–6, 2013.

- [35] “Title : ‘ Power System Protection Coordination ,’” p. 20873, 2013.
- [36] C. Power, S. Protection, and E. M. S. Sachdev, Power System Protection - Varanasi Power System Protection Professor Emeritus Mohindar S Sachdev , University of Saskatchewan Power System Protection - Varanasi Outline of the course Professor Emeritus Mohindar S Sachdev , University of Saskatchewan. 2012.
- [37] R. Rifaat, S. Part, P. Sutherland, and F. Ieee, “Power System Protection Coordination,” no. November, 2013.
- [38] A. Kamel, M. A. Alaam, A. M. Azmy, and A. Y. Abdelaziz, “P ROTECTION C OORDINATION OF D ISTRIBUTION S YSTEMS E QUIPPED WITH D ISTRIBUTED G ENERATIONS,” vol. 2, no. 2, pp. 1–13, 2013.
- [39] I. Standards, C. Committee, D. Generation, and E. Storage, *IEEE Guide for Design , Operation , and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems IEEE Standards Coordinating Committee 21 Sponsored by the*, no. July. 2011.
- [40] F. Angerer, B. Reed-harmel, F. Diguglielmo, J. Hans, F. Koch, J. Banting, G. Weaver, T. Robeson, M. Boettcher, B. R. Harmel, and F. Jibril, “IEEE Guide for the Application of Faulted Circuit Indicators Discussion Group - B17D March 2012 Seattle,” no. March, 2012.
- [41] A. D. Clarke, H. A. Bihani, E. B. Makram, and K. A. Corzine, “Analysis of the Impact of Different PEV Battery Chargers during Faults,” no. August, pp. 31–44, 2014.
- [42] A. Hannah, “Power Quality Considerations in Distribution Engineering Power Quality Maze Po Solutions,” 2012.
- [43] S. Ali, D. S. Rani, T. C. S. Rao, and K. H. Rao, “A Simulink Model for Emergency Power System and Electricity Market using Green Energy Technology,” vol. 2, no. 8, pp. 1379–1385, 2012.
- [44] B. Suiphon, Z. Simeu-abazi, and E. Gascard, “Implementation of a fault diagnosis method for timed discrete-event systems,” 2013.
- [45] D.- Bielefeld, “A NEW OBJECT-ORIENTED PETRI NET SIMULATION ENVIRONMENT BASED ON MODELICA,” pp. 3415–3427, 2012.

