



UNIVERSIDAD DE CUENCA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE ELÉCTRICA

**“ ESCENARIOS DE CONTINGENCIAS PARA LA
AUTOMATIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN PARA LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS
0321, 0322 Y 0722 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL
CENTRO SUR C.A.”**

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

Autor:

Marcelo Esteban León Tenesaca
C.I.: 0302444831

Director:

Ing. Juan Hernando Ugalde Delgado, Msc.
C.I.: 0101098663

Tutor:

Ing. Jaime Patricio Neira Campoverde, Msc.
C.I.: 1103173926

Cuenca-Ecuador

2017



Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo principal obtener los escenarios que surgen en casos de contingencias en el área comprendida por los alimentadores 0321, 0322, 0722, de la Empresa Eléctrica Centro Sur C.A., para lo cual es necesario conocer la topología de la red, realizar un análisis del funcionamiento normal del área piloto, analizar criterios de confiabilidad, criterios de protección, criterios de operación y aplicarlos a la ubicación de los reconectores, que deben ser implementados en la red. También se realiza el respectivo análisis de la red con criterios para contingencias de n-1 y se analiza las consideraciones necesarias para ejecutar las transferencias de carga entre los distintos alimentadores.

Después, se describen los modelos de automatización principales de los cuales se examina que arquitectura es la más apropiada para efectuar transferencias de carga ante contingencias de forma automática.

Para lograr lo antes expuesto se hace la modelación digital de cada uno de los casos a ser analizados con el software CYMDIST.

Con los resultados se muestra que consideraciones se debe tener en cuenta para realizar la automatización de esta área.

Palabras claves: Automatización de la Distribución, FLISR, Algoritmo FLISR, reconectores, Sistema de Automatización de las Subestaciones SAS, contingencias, CYMDIST, CENTROSUR.



Abstract

The main objective of this thesis is to obtain the contingency scenarios in the area delimited by the 0321 0322 and 0722 feeders of the Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. To achieve this goal is necessary to know the topology of the electric network, perform an analysis of the operation of the network, of the reliability and the protection, and apply them to find the location of the reclosers in the network. Also, it is necessary to study the criteria of N-1 and it is necessary to know the restrictions to execute load transfers between feeders.

Later, in this document is described the most important architecture of models of automation, to determinate which is the model that fits the requirements of load transfers. CYMDIST was used to make all the analysis of the present work.

Finally, the results show which considerations we have to considerate to automatize this area.

Key words: Distribution Automation, FLISR, FLISR Algorithms, reclosers, Substation Automation System – SAS, contingency, CYMDIST, CENTROSUR.



Contenido

1.	INTRODUCCIÓN:	11
1.1.	Sistema Eléctrico Potencia	11
1.1.1.	Sistema Eléctrico de Potencia: Generación	12
1.1.2.	Sistema Eléctrico de Potencia: Transmisión	13
1.1.3.	Sistema Eléctrico de Potencia: Distribución	15
1.2.	Centros de Control	17
2.	Análisis del área piloto (Alimentadores 0321, 0322, 0722)	18
2.1.	Conceptos fundamentales	18
2.1.1.	Sistemas de Distribución:	18
2.1.2.	Subestaciones:	19
2.1.3.	Alimentadores:	20
2.1.4.	Dispositivos de corte y maniobra:	21
2.1.5.	Generalidades sobre análisis de funcionamiento de los sistemas de distribución:	21
2.2.	Conociendo el área piloto (Alimentadores 0321, 0322, 0722)	27
2.2.1.	Topología de los alimentadores	34
2.3.	Criterios Basados en confiabilidad	40
2.3.1.	Costos de confiabilidad	41
2.3.2.	Tipos de análisis de confiabilidad	42
2.3.3.	Clasificación de las fallas	43
2.4.	Criterios basados en protección	43
2.5.	Criterios basados en la Operación de Sistemas de Distribución	44
2.5.1.	Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio (Fault Location, Isolation and Service Restoration - FLISR)	46
2.5.2.	Restricciones de FLISR	50
2.6.	Criterios basados en conocimiento del alimentador primario	50
2.7.	Reconfiguración de los alimentadores primarios	51
2.8.	Consideraciones para la transferencia	53
3.	Escenarios de contingencias para la automatización de la operación del sistema de distribución para los alimentadores primarios 0321, 0322 y 0722 de la CENTROSUR	54
3.1.	Sistema de Información Geográfica (SIG o GIS)	54
3.2.	CYMDIST	54
3.3.	ADMS (Advanced Distribution Management System)	55
3.4.	Escenarios Propuestos	56
3.5.	Criterio de N-1	58



3.6. Resultados de la modelación y simulación.	58
4. Automatización del Sistema de Distribución:	77
4.1. Modelos de Automatización (Arquitecturas para Automatización de Distribución DA):	77
4.2. Automatización de Alimentador (FA).....	77
4.2.1. Arquitectura de control local.	77
4.2.2. Arquitectura Distribuida.....	78
4.2.3. Arquitectura centralizada.....	79
4.2.4. Arquitectura semi-centralizada.....	79
4.3. Utilización de la modelación de los diferentes escenarios.	80
5. Conclusiones y Recomendaciones:	82
6. Referencias.....	84



Cláusula de licencia y autorización para publicaciones en el Repositorio Institucional

Marcelo Esteban León Tenesaca en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación **"ESCENARIOS DE CONTINGENCIAS PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS 0321, 0322 Y 0722 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A."**, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

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

Cuenca, octubre de 2017

Marcelo Esteban León Tenesaca
C.I: 0302444831



Cláusula de Derechos de Autor

Yo, Marcelo Esteban León Tenesaca, autor del trabajo de titulación “**ESCENARIOS DE CONTINGENCIAS PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS 0321, 0322 Y 0722 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.**”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en el presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre de 2017

Marcelo Esteban León Tenesaca
C.I. 0302444831



Cláusula de Derechos de Autor

El tutor de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., certifica que el trabajo de titulación **"ESCENARIOS DE CONTINGENCIAS PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS 0321, 0322 Y 0722 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A."**, ha sido desarrollado por el estudiante Marcelo Esteban León Tenesaca con C.I. 0302444831.

Cuenca, octubre de 2017



Ing. Jaime Patricio Neira Campoverde
C.I. 1103173926





Cláusula de Derechos de Autor

Certifico que el trabajo de titulación "ESCENARIOS DE CONTINGENCIAS PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS 0321, 0322 Y 0722 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.", ha sido desarrollado por el estudiante Marcelo Esteban León Tenesaca con C.I. 0302444831.

Cuenca, octubre de 2017

Ing. Juan Ugalde Delgado
C.I. 0101098663



AGRADECIMIENTO

Mis más sinceros agradecimientos a las personas que hicieron posible la realización de este trabajo, de manera especial al Ing. Patricio Neira Campoverde y al Ing. Juan Ugalde Delgado, por la paciencia demostrada y la disciplina para que el trabajo se desarrolle de la mejor manera.



1. INTRODUCCIÓN:

Los pilares sobre los cuales se fundamenta la energía eléctrica fueron cimentados por el científico inglés Michael Faraday, cuando en el año de 1831 descubrió la inducción electromagnética, lo que en investigaciones posteriores da como resultado los generadores eléctricos, encargados de transformar la energía mecánica en energía eléctrica y sobre la cual se fundamenta un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). (Vázquez Granda, 2013)

En los últimos años el Gobierno Nacional ha incrementado la inversión en el sector eléctrico, con la finalidad de realizar un cambio en la matriz energética, sustituyendo la energía proveniente de fuentes no renovables por otras que funcionan con energías renovables. Para el efecto, se han construido varias centrales hidroeléctricas, eólicas y solares, con lo cual en la actualidad se dispone de una gran reserva de este tipo de energía. Para cumplir con este propósito, el gobierno entre uno de sus programas ha emprendido una campaña para sustituir las cocinas que funcionan con gas licuado de petróleo (GLP) por las cocinas de inducción. También se tiene previsto que, en el futuro, el sistema de transporte masivo se lo realice utilizando este tipo de energía, como es el caso del “Metro” en la ciudad de Quito, y del Tranvía en la ciudad de Cuenca, proyectos que al momento se encuentran en ejecución. (SENPLADES, 2012)

En la sociedad actual en la cual el servicio de energía eléctrica es de carácter básico no se puede pensar en interrupciones del mismo. La importancia de garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica y el correcto funcionamiento de las redes, ha hecho que las empresas de generación, transmisión y distribución, estén exigidas a cumplir con estrictos estándares de calidad para su continuo funcionamiento. Entre estos estándares se consideran los eventos que comprenden la interrupción del servicio de energía eléctrica, en los cuales se debe determinar la causa, el origen y tomar decisiones para restablecer el servicio eléctrico con el objetivo de aumentar la seguridad del sistema y disminuir los costos asociados.

1.1. Sistema Eléctrico Potencia.

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un conjunto de elementos que tienen como fin la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La energía generada debe ser la necesaria para satisfacer la demanda de los consumidores de cierta área al menor costo posible, lo que implica tener pérdidas de potencia mínimas, garantizando la calidad del servicio y respetando el medio ambiente. El término operación se refiere a la ejecución o maniobra metódica y sistemática del SEP, con el objetivo de brindar el servicio de electricidad a las personas que lo requieran cumpliendo las normativas y estándares de calidad, sin embargo, en el sistema se presentan eventos en los cuales un elemento de la red es retirado o sale de servicio de manera imprevista o programada, estos incidentes son denominados contingencias. Los operadores, el momento que se presenta una contingencia, deben realizar maniobras antes analizadas para recuperar el funcionamiento normal del sistema. (Vázquez Granda, 2013)



En este ámbito un SEP se compone de tres partes principales:

-*Generación.*

-*Transmisión.*

-*Distribución.*

Cada una de estas etapas involucra una amplia red de elementos que hacen posible la integración efectiva de sistemas de suministro de energía.

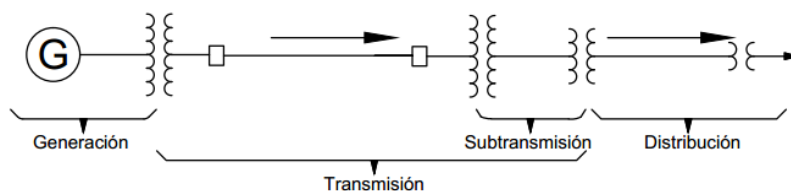


Ilustración 1 Diagrama básico de un Sistema Eléctrico de Potencia.

1.1.1. Sistema Eléctrico de Potencia: Generación.

La Generación de Energía Eléctrica es el proceso mediante el cual se transforma energía de tipo química, mecánica, térmica, luminosa, etc. en energía eléctrica. El desarrollo que ha tenido la sociedad exige la generación de energía eléctrica a gran escala, esto se lo realiza en Centrales de Generación, que ejecutan las transformaciones antes mencionadas.

Las Centrales de Generación se clasifican en dos grandes grupos según el tipo de recurso usado como materia prima, siendo estas: Fuentes de Energía Renovable y No Renovable.

Dentro de la categoría de Centrales de Generación de Energía Renovable se tienen las siguientes: Centrales de Energía Solar Fotovoltaica (o Centrales de Energía Solar Térmica), Centrales de Energía Eólica, Centrales de Biomasa, Centrales de Energía Geotérmica, Centrales Mareomotrices. Sin duda la predicción de la carga es uno de los retos que se tienen para las centrales de generación, ya que como se sabe la energía eléctrica no puede ser almacenada en grandes cantidades, sino se tienen operadores encargados de realizar el despacho de energía eléctrica suficiente, durante todo el tiempo para satisfacer las exigencias de la demanda de carga. Para almacenar energía eléctrica se están realizando varios estudios sobre tecnologías que pueden mejorar este aspecto como son: Almacenamiento mediante de Bombeo de Agua, Almacenamiento de Aire comprimido, Baterías Secundarias, Células de Combustible, Almacenamiento de Energía de Hidrogeno, Almacenamiento en Volantes, Super capacitores, etc. (Vázquez Granda, 2013)

Las Centrales de Energía No Renovable se refieren a las centrales que utilizan como energía primaria combustibles derivados del petróleo o elementos finitos como carbón, uranio, que pueden producir elementos contaminantes o tóxicos.



Generalmente la ubicación geográfica de los diferentes recursos que se usan para la generación de energía eléctrica, se encuentra en lugares alejados de los centros poblados donde se aglomera la carga. Por lo tanto, es necesario que en cada Central de Generación exista una subestación, encargada de elevar el nivel del voltaje para su posterior transporte. (Vázquez Granda, 2013)

En la Ilustración 2 se muestra la curva de generación de energía eléctrica diaria en el Ecuador, en donde se puede observar que predomina la generación de energía mediante fuentes hídricas, así como la que utiliza como fuente primaria el gas natural.

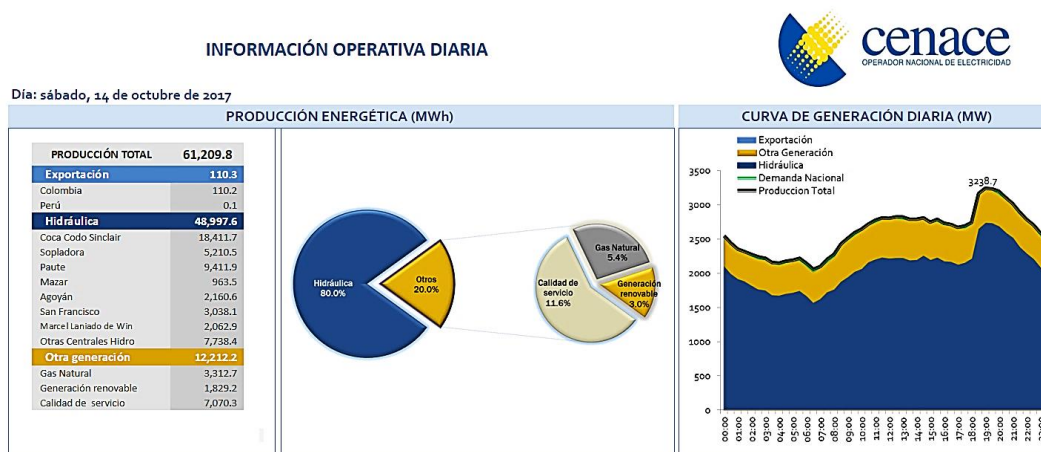


Ilustración 2 Información operativa diaria de producción energética y curva de generación. Fuente: CENACE

1.1.2. Sistema Eléctrico de Potencia: Transmisión.

Desde las centrales de generación, se realiza el transporte de la energía a través de líneas de transmisión. Considerando las grandes distancias entre las centrales y los centros de consumo, para evitar mayores pérdidas es conveniente que la transmisión se realice con niveles de voltaje elevado. Físicamente la red de transmisión en varios países tiene una configuración en malla, interconectando mediante las líneas a diferentes subestaciones. En nuestro país, la red de transmisión forma un anillo en donde se unen las centrales de generación con las cargas principales. Al momento, se encuentra en construcción la línea de transmisión de 500 KV, que interconectará varias subestaciones (San Rafael – El Inga – Tisaleo – Chorrillos), ubicadas entre la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair y Guayaquil.

En el Ecuador existe un organismo técnico estratégico, adscrito al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) conocido como el operador nacional de electricidad CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), el cual opera el sistema nacional interconectado (SNI) y ordena de forma estratégica y planificada la generación desde un Centro de Control (CC), siendo de esta manera el administrador comercial de las transacciones de bloques de energía. Bajo la supervisión del CENACE, también se encuentra la empresa pública CELEC TRANSELÉCTRIC, la cual realiza la operación del SNI y del sistema nacional de transmisión (SNT), desde un Centro de Control al cual llega toda la información proveniente de las subestaciones. En el país los voltajes que se utilizan para la transmisión son: 500 kV, 230 kV, y 138 kV.



La Ilustración 3 muestra la generación, transmisión y distribución de una forma clara y concisa; mientras que la Ilustración 5 muestra el recorrido de la línea de 500 kV en Ecuador. La Ilustración 4 muestra el diagrama unifilar del sistema nacional interconectado SNI.

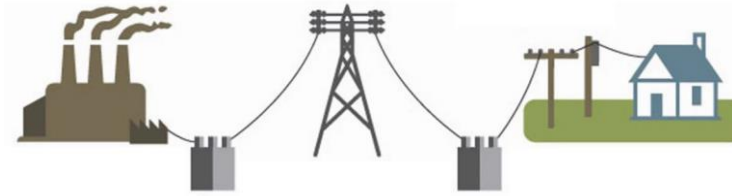


Ilustración 3 de generación, transmisión y distribución.

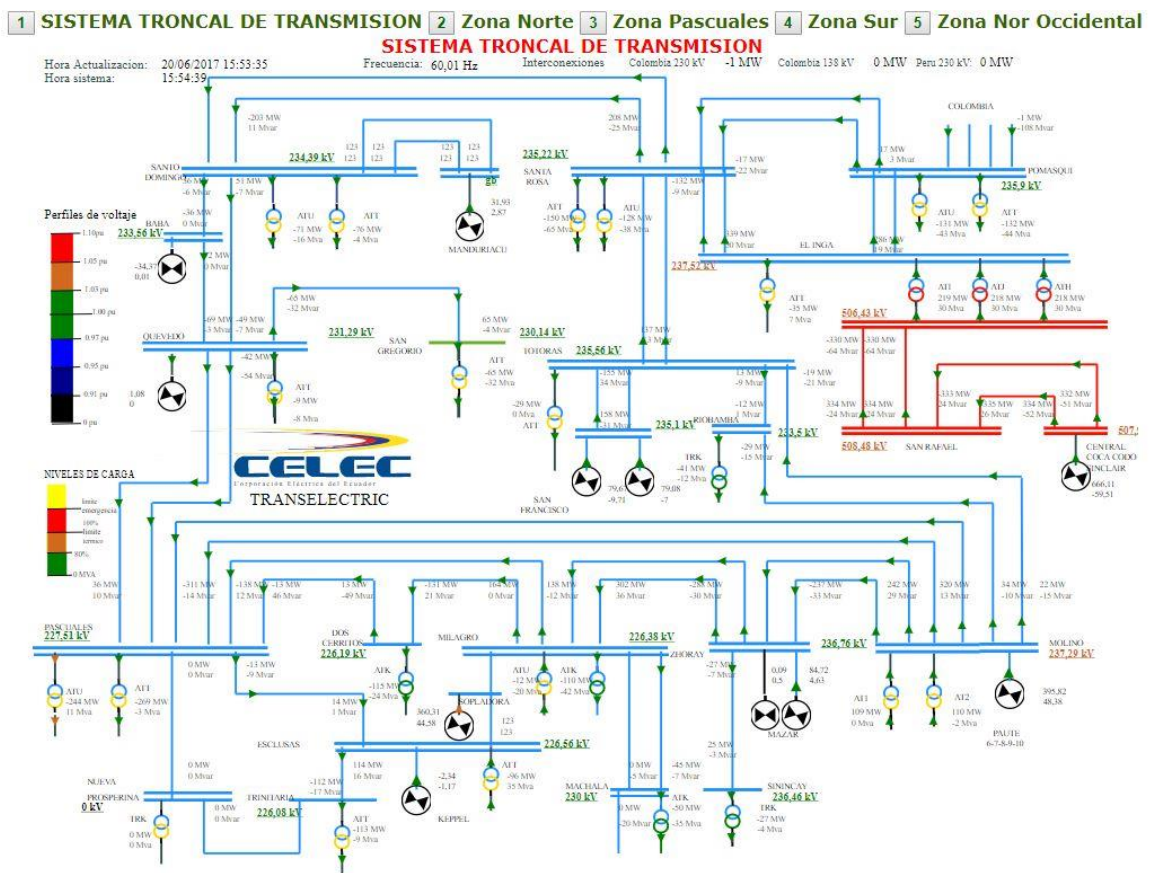


Ilustración 4 Sistema nacional interconectado, flujo de energía instantáneo.



Mapa de ruta de línea de transmisión del Sistema de 500 kV

CELEC EP
Corporación Eléctrica del Ecuador
TRANSELECTRIC

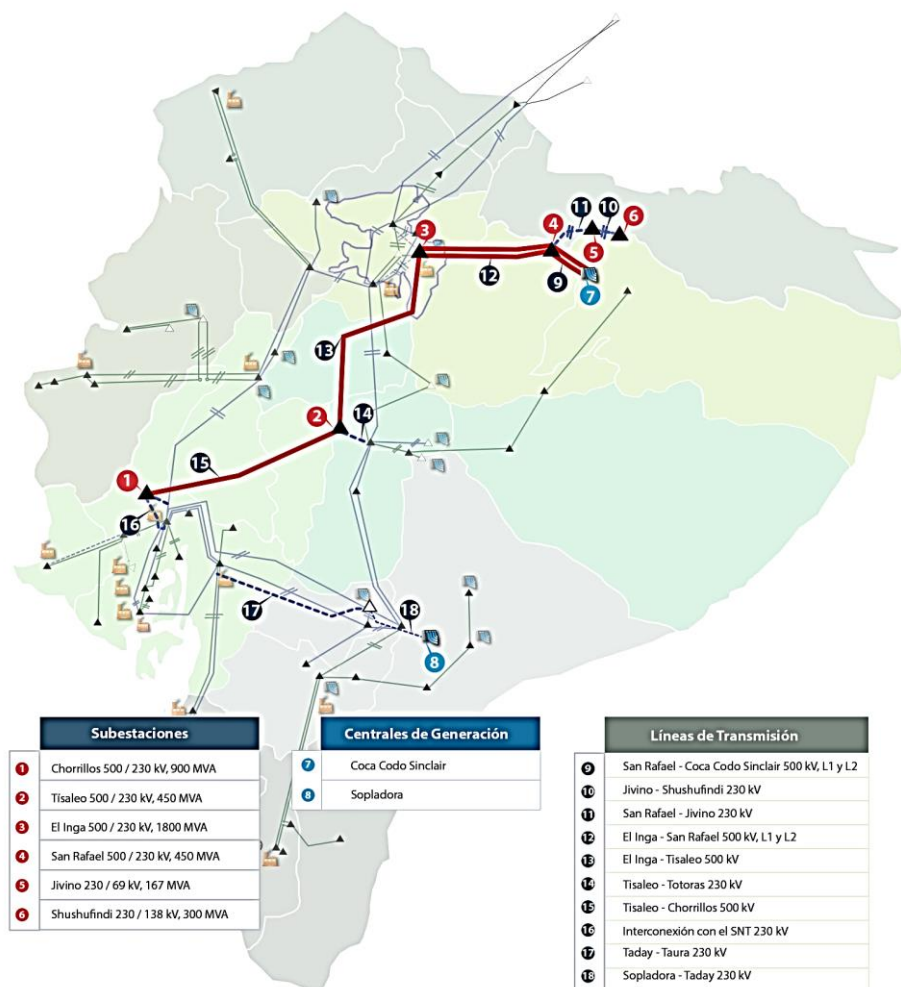


Ilustración 5 Mapa de la línea de transmisión de 500kV.

1.1.3. Sistema Eléctrico de Potencia: Distribución.

La distribución de energía comprende la etapa de reducción del voltaje que proviene de la transmisión, a un nivel de voltaje menor que puede ser: 6.3 kV, 13.8 kV, 22 kV, etc., para lo cual se utiliza subestaciones como las mencionadas en los apartados anteriores, las mismas que están construidas en función del crecimiento de la carga, es decir, ubicadas cerca de los centros de carga. Comprende, además, todos los elementos desde



la subestación de reducción de voltaje hasta el medidor o contador de energía. Los clientes o consumidores son considerados elementos pasivos dentro del sistema, ya que solo consumen la energía que necesitan y pagan una tarifa por el total de energía consumida, y la empresa distribuidora se encarga de garantizar el servicio eléctrico y de su comercialización. Los sistemas de distribución convencionales tienen una estructura centralizada, es decir, que la energía y el control parten del mismo lugar de la subestación a través de redes que recorren algunos kilómetros hasta el consumidor y se les conoce como "Alimentadores Primarios". Los alimentadores primarios tienen estructura radial para su funcionamiento cotidiano, además; forman anillos que garantizan la continuidad del servicio ante una contingencia. Entre los elementos que permiten el control y la operación del sistema de distribución se encuentran dispositivos de protección y maniobra como seccionadores, seccionalizadores, disyuntores o interruptores de cabecera, reconectores, etc., La Ilustración 6 muestra un diagrama básico de la estructura convencional de una red de distribución en donde se especifican algunos dispositivos de protección y maniobra. (Sanango Fernández, 2013) (Vázquez Granda, 2013)

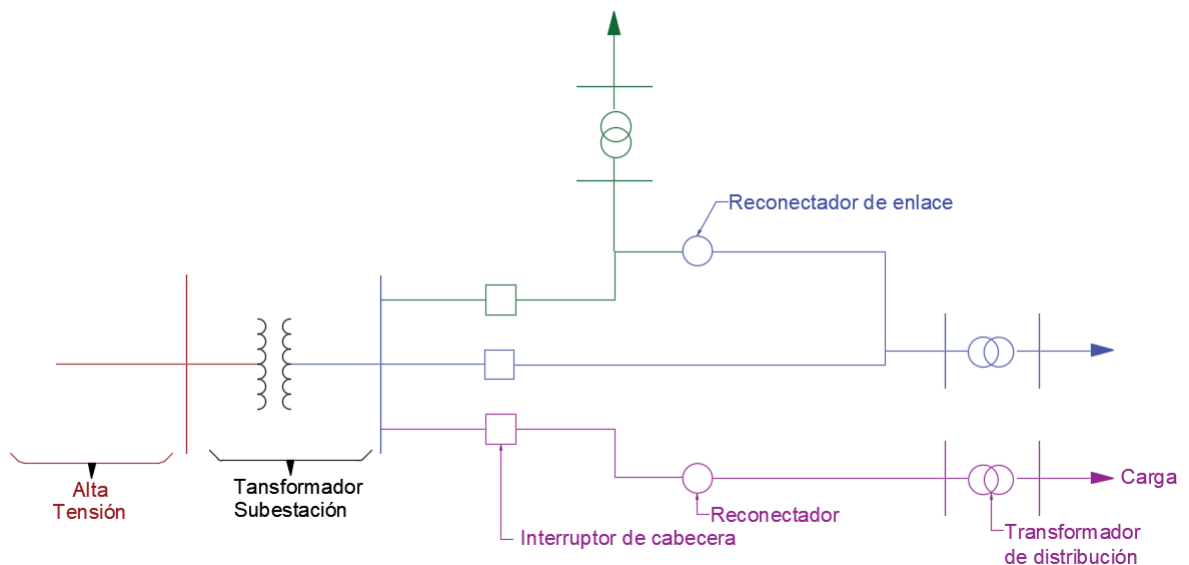


Ilustración 6 Estructura convencional básica sistema de distribución.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR) realiza la distribución y comercialización de energía eléctrica en el área comprendida entre las provincias de Azuay, Cañar, y Morona Santiago; dispone de un Centro de Control CC en el cual se encuentra la plataforma ADMS (Advanced Distribution Management System), Sistema Avanzado de Gestión de la Distribución, que está compuesto por: un SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) supervisión, control y adquisición de datos, por un DMS (Sistema de Gestión de la Distribución), por un OMS (Sistema de Gestión de Interrupciones del Servicio), por un MWM (Movil Workforce Management) utilizado para gestionar los grupos operativos y para superar interrupciones del servicio. (Landázuri Paredes, 2016)



1.2. Centros de Control.

Los Sistemas de Distribución son sistemas complejos debido a la cantidad de elementos involucrados en el mismo, y por la velocidad de crecimiento que actualmente experimentan estos sistemas. Muchas veces las frecuentes ampliaciones que sufren los sistemas, dificultan la tarea de reconfiguración que se ejecuta ante alguna contingencia, pudiendo causar sobrecargas, lazos indeseados, entre otros. En la operación se persigue un objetivo de mantener constante el suministro de energía y por lo tanto minimizar los costos por interrupción. Las acciones de control, sobre equipos de corte y seccionamiento, se realizan desde un centro de control (CC), en el cual se dispone de varios software que permiten la visualización en tiempo real de los alimentadores. En este espacio el operador dispone de un sistema de alarmas y advertencias, al presentarse situaciones de emergencia, esta persona en base a procedimientos de operación preestablecidos, toma la decisión más acertada para el manejo de tal situación. En este caso, se pueden cometer errores de operación a pesar del conocimiento que se tiene acerca de las contingencias que se pueden presentar en el sistema, esto justifica la necesidad de automatizar el sistema de distribución con el fin de mejorar la operación y el mantenimiento del mismo. (Landázuri Paredes, 2016)



2. Análisis del área piloto (Alimentadores 0321, 0322, 0722).

2.1. Conceptos fundamentales.

2.1.1. *Sistemas de Distribución:*

Los sistemas de distribución están conformados por las subestaciones de subtransmisión, subestaciones de distribución y alimentadores que parten de las mismas, y los elementos necesarios para su correcto funcionamiento.

2.1.1.1. *Clasificación de los sistemas de distribución:*

Existen dos tipos fundamentales de topologías de sistemas de distribución: radiales y mallados. La selección particular de cada tipo de topología depende de la continuidad del servicio que se desea, de la regulación del voltaje y principalmente de los costos.

Los sistemas de distribución se clasifican según su forma constructiva en:

- Sistemas aéreos.*
- Sistemas subterráneos.*
- Sistemas mixtos.*

Sistemas aéreos:

Este tipo de sistemas son los más utilizados debido a su sencillez y economía, son empleados en zonas urbanas con diferentes tipos de carga como:

- Carga comercial.*
- Carga residencial.*
- Carga industrial.*

También son empleados en zonas rurales con:

- Carga residencial.*
- Carga de pequeñas industrias como: bombas de agua, molinos, etcétera.*

En los sistemas de distribución aéreos, las maniobras en la carga se realizan mediante la utilización de reconectores, interruptores, seccionadores cuchilla o fusibles, los cuales pueden disponer de cámara apaga chispa, con los que se efectúan los trabajos de mantenimiento, emergencia, extensiones de red, entre otros. Cuando la carga requiere el servicio de energía eléctrica de manera ininterrumpida como es el caso de hospitales, clínicas, industrias, se pueden instalar dos circuitos aéreos provenientes de una misma subestación o de distintas subestaciones. (Vázquez Granda, 2013)

Sistemas subterráneos:

Este tipo de sistema de distribución se usa en centros poblados con alta densidad de carga y además se prevé un crecimiento de la misma, con la finalidad de mejorar la confiabilidad



del sistema y mejorar el ornato del lugar. Este incremento en confiabilidad y ornato tiene un costo elevado. (Vázquez Granda, 2013)

Los factores que se analizan para diseñar este tipo de sistemas de distribución son:

- Densidad de carga.*
- Costo de la instalación.*
- Confiabilidad.*
- Facilidad de operación.*
- Seguridad.*

Sistemas mixtos:

Este tipo de sistema surge cuando los conductores desnudos del sistema de distribución aéreo sufren una transición a cables aislados. Esto se realiza para bajar estos conductores a pozos y llevarlos a través de ductos para que brinden el servicio requerido. Resultando en la eliminación de varios conductores que muchas veces dañan la estética y también mejorando la confiabilidad del sistema. (Vázquez Granda, 2013)

2.1.1.2. Componentes de sistemas de distribución.

Los principales componentes de los sistemas de distribución son:

- Subestaciones.*
- Alimentadores primarios.*
- Transformadores de distribución.*
- Redes secundarias.*
- Acometidas.*
- Equipos de medición.*

2.1.2. Subestaciones:

Las subestaciones comprenden la etapa de reducción del voltaje desde las barras de alta tensión superior a 69kV, equipos de protección, transformador de potencia, alimentadores o líneas de subtransmisión. (Gómez Silva & Valarezo Vargas, 2017)

Las subestaciones se clasifican de acuerdo a la función que desempeñan de la siguiente manera:

Subestaciones de interconexión y seccionamiento: Este tipo de subestación no posee equipos de reducción o elevación de voltaje como son los transformadores de potencia, por lo tanto, no disponen de alimentadores primarios. Estas sirven para interconexión con otras subestaciones, como es el caso en el sistema eléctrico de la CENTROSUR la subestación 19 Corpanche.

Subestaciones de elevación: Este tipo de subestaciones se encuentran junto a las centrales de generación y su función es elevar el voltaje para el transporte de la energía,



se pueden interconectar con otras subestaciones, y también existen alimentadores que parten de estas.

Subestaciones de reducción: Este tipo de subestaciones reciben la energía de las líneas de transmisión y realizan la reducción del voltaje tanto en niveles de subtransmisión como de distribución. Por ejemplo, la subestación 03 Monay de la CENTROSUR.

Las subestaciones están estratégicamente ubicadas en los centros de carga. Por lo general el espacio de las subestaciones es limitado, por lo que se debe aprovechar eficientemente el espacio disponible.

Los elementos de una subestación son: las líneas entrantes, líneas salientes, transformadores de potencia, barras, elementos de aislamiento, interruptores, seccionadores cuchillas, seccionadores fusibles, cuchillas de puesta a tierra, pararrayos, transformadores de medición de voltaje, transformadores de corriente, sistema de puesta a tierra, blindaje, estructuras de soporte, equipo de control, equipos de comunicaciones y alumbrado, entre otros.

En las subestaciones se suele implementar el Sistema de Automatización de la Subestación (Substation Automation System SAS), debido a que la tecnología SAS está bien establecida y estandarizada, lo que ha generado que varias empresas de distribución realicen la instalación del mismo. Este sistema tiene la facilidad de realizar operaciones de automatización de la subestación, y si se extiende la red de comunicaciones hasta los dispositivos inteligentes de la red de distribución, también puede ser aprovechada la misma infraestructura para la automatización de los alimentadores. También posee un módulo (controlador) dedicado a la automatización del alimentador.

2.1.3. Alimentadores:

La parte comprendida entre la subestación de distribución y los transformadores de distribución es conocida como sistema primario o alimentadores primarios del sistema de distribución eléctrica SPDE. El SPDE por lo general es trifásico a 4 hilos, y las derivaciones que parten de él toman el nombre de ramales; los mismos que pueden ser trifásicos o monofásicos y generalmente conformados con conductores de menor calibre que de los alimentadores primarios. (Salgado, 2011)

Los alimentadores primarios disponen de varias topologías que principalmente dependen de la clase de servicio requerido por el cliente, las diferencias de las áreas servidas, el costo de las mismas, entre otros. Los alimentadores poseen dos partes principales que son:

El alimentador principal o troncal. Es el tramo que posee mayor capacidad de transmisión de energía eléctrica desde la subestación de distribución hasta los transformadores de distribución o a los ramales. Es común el uso de conductores de aluminio tipo ACSR de calibres 2/0 AWG, y 3/0 AWG, dependiendo de la densidad de la carga.

Ramal: Es parte del alimentador que se energiza a través de la troncal y en el cual se conectan los transformadores de distribución. El calibre de los conductores de los ramales puede ser menor que el de la troncal.



Las líneas de enlace son líneas de distribución que se conectan a dos fuentes de suministro de energía o alimentación para proporcionar un servicio de respaldo ante alguna contingencia para las cargas del área en la ruta del mismo.

A continuación, se muestran diferentes topologías de SPDE y de sistemas secundarios de distribución eléctrica SSDE:

Red primaria de distribución	Circuito alimentador primario radial simple.	Red secundaria de distribución.	Secundario radial.
	Alimentador primario radial con enlace o respaldo.		Secundario en malla.
	Malla primaria.		

2.1.4. Dispositivos de corte y maniobra:

Los dispositivos de seccionamiento que se usan frecuentemente son:

Disyuntor: Este dispositivo está ubicado normalmente al inicio del alimentador primario en la subestación de distribución, se usa para establecer, conducir e interrumpir corrientes normales y también producidas en una falla, para esto se hace uso de relés de sobre corriente o unidades RTU. En este proceso se genera un arco el cual es eliminado usando medios aislantes como el aceite, SF₆, aire y vacío. (Landázuri Paredes, 2016)

Reconectador: Es un dispositivo de tipo interruptor, que realiza reconexiones automáticas mediante un sistema de monitoreo de corrientes de falla con la capacidad de distinguir entre fallas permanentes o transitorias. Tiene la capacidad de accionamiento manual para eliminar corrientes de sobrecarga. (Landázuri Paredes, 2016)

Seccionalizador: Es un dispositivo que realiza la interrupción de la corriente de forma permanente una vez que el reconectador ubicado aguas arriba, ha culminado su ciclo de reconexiones. (Landázuri Paredes, 2016)

Seccionador: Este dispositivo se usa para aislar tramos del alimentador sin carga para lograr condiciones seguras para el acceso a ese tramo de tal forma que operan sin corriente o con corriente despreciable. (Landázuri Paredes, 2016)

Fusible: Este dispositivo generalmente se encuentra ubicado en las derivaciones de los alimentadores primarios, los cuales mediante un incremento considerable de corriente realiza la tarea de interrumpir el paso de la misma. Causa demoras en la reconexión ya que se lo debe reemplazar manualmente. (Landázuri Paredes, 2016)

2.1.5. Generalidades sobre análisis de funcionamiento de los sistemas de distribución:

Los estudios realizados para el análisis tanto de planificación, operación y funcionamiento de los sistemas de distribución son de esencial importancia en la satisfacción del



crecimiento de la demanda, los mismos que permiten establecer acciones adecuadas ante contingencias considerando aspectos técnico económicos.

2.1.5.1. Reconfiguración de los alimentadores:

La reconfiguración de los alimentadores es un cambio o alteración de la topología de los alimentadores primarios mediante la apertura, cierre de dispositivos como reconectadores o seccionadores de un sistema de distribución.

En la operación normal del sistema se realizan este tipo de reconfiguraciones con el objeto de evitar sobre cargas en los transformadores de las subestaciones, en alimentadores y para mejorar el perfil de tensión, por lo que se minimizan las pérdidas de energía. Por otro lado, en condiciones de emergencia se realizan reconfiguraciones del sistema para disminuir la cantidad de usuarios afectados por la interrupción del servicio, o para mantener la continuidad de servicio a cargas especiales.

2.1.5.2. Transferencia de carga:

Es el proceso mediante el cual un alimentador primario con cierta disponibilidad toma parte de la carga de otro alimentador, que por múltiples circunstancias dejó de servir a un grupo de consumidores. En el presente documento se analiza las transferencias de carga técnicamente posibles para el área piloto antes expuesta.

2.1.5.3. Índices de calidad:

Las empresas de distribución de energía eléctrica deben brindar un nivel satisfactorio de servicio a sus consumidores, para verificar que esto se cumpla se estipuló la Regulación No. CONELEC-004/01 mediante la cual se establece los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución, así mismo, los procedimientos de evaluación que deben realizar las Empresas Distribuidoras.

Calidad del producto:

Nivel de voltaje:

Índice de Calidad:

La calidad del voltaje está determinada como las "variaciones de los valores eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles" y se obtiene con la siguiente expresión:

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

Donde:

ΔV_k : variación de voltaje, en el punto medio de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

V_k : voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n : voltaje nominal en el punto de medición. (CONELEC-004/01, 2001)



Perturbaciones:

Parpadeo (flicker):

Es el efecto visual apreciable, resultado de un cambio en la amplitud de la tensión a menos del 10% de la tensión nominal y que puede repetirse varias veces por segundo. El índice de perturbaciones flicker está dado por:

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}}$$

Donde:

P_{st} : índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0.1}$: Niveles de efecto flicker que sobre pasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación. (CONELEC-004/01, 2001)

Armónicos:

Para realizar el cálculo del índice de calidad de armónicos se realiza:

$$V_i' = \left(\frac{V_i}{V_n} \right) * 100$$

$$THD = \left(\frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}}{V_n} \right) * 100$$

Donde:

V_i' : factor de distorsión armónica individual de voltaje.

THD : factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje.

V_i : valor eficaz (rms) del voltaje armónico "i" para $i=2...40$ expresado en voltios.

V_n : voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios. (CONELEC-004/01, 2001)

Factor de potencia:

Es la relación existente entre la potencia activa y la potencia aparente.

Índice de calidad:

Para efectuar la evaluación de calidad, si durante el 5% del periodo evaluado el factor de potencia es inferior al valor mínimo que es 0.92 entonces se está incumpliendo con el índice de calidad.

Calidad del servicio técnico:

La calidad del servicio técnico se evalúa por medio de la frecuencia y duración total de interrupciones.

Se efectúan controles en función a índices globales para el distribuidor discriminado por empresa y por alimentador. También se efectúan controles a nivel de consumidor de forma que se analiza la cantidad de interrupciones y la duración total de las mismas en cada consumidor.



En la subetapa 1 se calculan los índices de la siguiente manera:

“Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (RD) y para cada alimentador primario de medio voltaje (A_j), de acuerdo a las expresiones: ”

a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK).

En un periodo de tiempo determinado, este índice representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA f s_i}{kVA_{inst}}$$

$$FMIK_{A_j} = \frac{\sum_i kVA f s_{i A_j}}{kVA_{inst A_j}}$$

b) Tiempo Total de interrupción por kVA nominal instalado (TTIK).

Representa el tiempo medio en el que kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA f s_i * T f_i}{kVA_{inst}}$$

$$TTIK_{A_j} = \frac{\sum_i^{A_j} kVA f s_{i A_j} * T f_{s_{i A_j}}}{kVA_{inst A_j}}$$

Donde:

$FMIK$: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

$TTIK$: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio “i” con duración mayor a 3 minutos, para el tipo de causa considerada en el periodo de análisis.

$\sum_i^{A_j}$: Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador “ A_j ” en el periodo de análisis.

$kVA f s_i$: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones “i”.

kVA_{inst} : Cantidad de kVA nominales instalados.

$T f s_i$: Tiempo fuera de servicio, para la interrupción “i”.

R_d : Red de distribución global.

A_j : Alimentador primario de medio voltaje “j”. (CONELEC-004/01, 2001)



Cálculo de la energía no suministrada:

El cálculo de la energía no suministrada se realiza con las siguientes fórmulas en la subetapa 1:

a) Si $FMIK > LimFMIK$ y $TTIK < LimTTIK$

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

b) Si: $FMIK < LimFMIK$ y $TTIK > LimTTIK$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

c) Si: $FMIK > LimFMIK$ y $TTIK > LimTTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

d) Si: $FMIK > LimFMIK$ y $TTIK > LimTTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el periodo de análisis.

THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis.

FMIK: Índice de Frecuencia media de interrupción por kVA.

TTIK: Índice de Tiempo total de interrupción por kVA.

LimFMIK: Límite Admisible de FMIK.

LimTTIK: Límite admisible de TTIK. (CONELEC-004/01, 2001)

Para la subetapa 2 el control de servicio técnico se efectuará de la siguiente manera:

a) Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FAIc):

Representa el número de interrupciones con una duración mayor a tres minutos, que ha afectado a un consumidor "C" durante el periodo de análisis.

$$FAIc = Nc$$

Donde:

FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada Consumidor "c", durante el periodo considerado.



N_c : Número de interrupciones, con duración mayor a 3 minutos, que afectaron al Consumidor "c", durante el período de análisis.

b) Duración de las interrupciones por Consumidor:

Es la sumatoria de las duraciones individuales con su respectiva ponderación de todas las interrupciones en el suministro de energía eléctrica al Consumidor "c", durante el periodo de control.

$$DAIc = \sum_i (K_i * dic)$$

Donde:

dic : Duración individual de la interrupción "i" al Consumidor "c" en horas.

K_i : Factor de ponderación de las interrupciones.

$K_i = 1.0$ para interrupciones no programadas.

$K_i = 0.5$ para interrupciones programadas por el Distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los Consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos. (CONELEC-004/01, 2001)

El cálculo de la energía no suministrada se realiza con las siguientes fórmulas en la subetapa 2:

a) Cálculo de la Energía No Suministrada:

Si se ha excedido los valores límites admisibles de los Índices de Calidad de Servicio, aplicables durante la Subetapa 2, la Energía No Suministrada (ENS) se calculará aplicando las siguientes fórmulas:

a) Si: $FAIc > LimFAIc$ y $DAIc < LimDAIc$

$$ENS = (FAIc - LimFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA}$$

b) Si: $FAIc < LimFAIc$ y $DAIc > LimDAIc$

$$ENS = (DAIc - LimDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

c) Si: $FAIc > LimFAIc$ y $DAIc > LimDAIc$; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} < \frac{LimDAIc}{LimFAIc}$

$$ENS = (FAIc - LimFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA}$$

d) Si: $FAIc > LimFAIc$ y $DAIc > LimDAIc$; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} \geq \frac{LimDAIc}{LimFAIc}$

$$ENS = (DAIc - LimDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$



Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los Consumidores del nivel de voltaje que se esté considerando, en kWh, en el periodo en análisis. (CONELEC-004/01, 2001)

2.2. Conociendo el área piloto (Alimentadores 0321, 0322, 0722).

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., dispone de un área de concesión comprendida entre las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, como se muestra en la Ilustración 7. En la ciudad de Cuenca actualmente se cuenta con 17 subestaciones entre ellas se encuentran la subestación 07 Ricaurte, 12 El descanso, 05 El Arenal, etc. Estas subestaciones se identifican por un número de dos dígitos por ejemplo 03 es la subestación Monay ubicada entre la Av. Max Uhle y Av. Pumapungo, junto al Edificio en el cual funciona la CENTROSUR. De la misma forma, las subestaciones disponen de un número determinado de alimentadores primarios, encargados de transportar la energía demandada por los consumidores, los mismos que se identifican con cuatro dígitos de la siguiente manera:

-Alimentador 0321

03—Número de la subestación a la que pertenece el alimentador.

2 –Nivel de voltaje del alimentador en el cual 0 se usa para 6.3kV, 1 para 13.8 kV, 2 para 22 kV.

1 –Número de posición dentro de la subestación del alimentador.

Tabla 1 Ejemplos de alimentadores y subestaciones de la CENTROSUR. Fuente: CENTROSUR.

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	NIVEL DE TENSIÓN kV
3	0321	69/22
	0322	69/22
	0323	69/22
	0324	69/22
	0325	69/22
7	0721	69/22
	0722	69/22
	0723	69/22

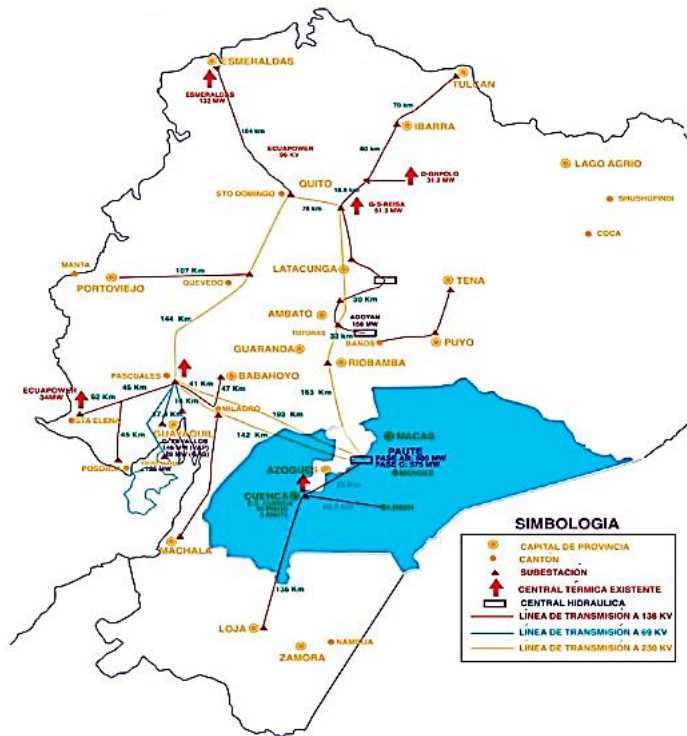


Ilustración 7 Área de concesión de la CENTROSUR. Fuente: CENTROSUR.

Los alimentadores de la CENTROSUR son trifásicos y monofásicos con conductor neutro múlti-aterrizado. Dentro de estos se tienen alimentadores primarios tipo radial con respaldo o enlace que mejoran la confiabilidad del sistema de distribución. Algunos alimentadores tienen capacidad para realizar diferentes tipos de transferencias de carga, los cuales se presentan a continuación:

Tabla 2 Ejemplos de transferencias de carga con alimentadores de la CENTROSUR. Fuente: CENTROSUR.

Alimentador	Transferencia de carga	Aéreo o Subterráneo
0101	0101	Subterráneo
0102	0103	Subterráneo
0102	0202	Subterráneo

En la Tabla 2 se aprecia las diferentes transferencias que se pueden efectuar. Así tenemos el caso de transferencia dentro del mismo alimentador 0101, el cual se realiza mediante un enlace entre secciones del mismo alimentador. La desventaja de este tipo de transferencia es que el alimentador quedará sin servicio en caso de falla en la subestación, así como en el caso de una falla antes del enlace mencionado. En la transferencia 0102 a 0103 se tiene un enlace entre dos alimentadores de la misma subestación que mejora la confiabilidad en caso de fallas dentro de uno de los alimentadores transfiriendo la carga al otro. En caso de que la subestación falle no podrá continuar brindando el servicio. En la transferencia entre 0102 y 0202, este enlace posee mejor confiabilidad ya que en caso de que exista una falla de un tramo del alimentador, o falla del alimentador, o falla de la subestación que sirve al alimentador, éste podrá continuar brindando el servicio de energía eléctrica.



Los alimentadores con enlace 0321 y 0322 tienen transferencia de carga entre sí, además los dos alimentadores tienen posibilidad de transferencia de carga con el alimentador 0722 incrementando el nivel de confiabilidad del sistema. En la siguiente Ilustración 8 se muestra el diagrama que conforma el área piloto de automatización:

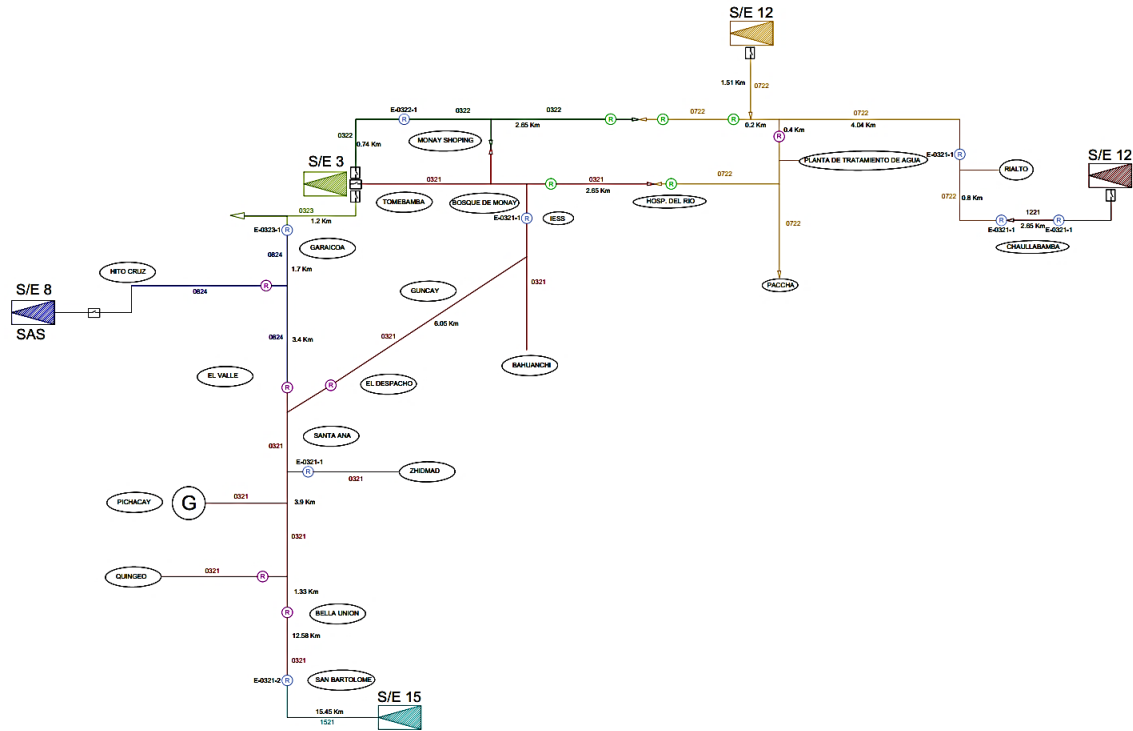


Ilustración 8 Diagrama simplificado de alimentadores del área piloto.

Las transferencias posibles entre alimentadores que se observan en el diagrama se muestran en la siguiente Tabla:

Tabla 3 Transferencias posibles.

Subestación	Alimentadores	Transferencia
03	0322	0321
	0322	0722
	0321	0824
	0321	1521
	0323	0824

En la TABLA 3 se pueden observar las subestaciones de la CENTROSUR que son parte del presente análisis. Se incluye el número de transformadores con su respectiva potencia.



Tabla 4 Cuadro de información de Subestaciones y Alimentadores. Fuente: CENTROSUR.

Cuadro de información de Subestaciones.						
			10/11/2016			
Subestación	Potencia	Núm. Transf.	kW máx.	Voltaje de ingreso	Voltaje de salida	Interruptores de cabecera de alimentador.
S/E 3 Monay	24/32 MVA	2	18491	69	22	5
S/E 7 Ricaurte	10-12,5 MVA	2	7544	69	22	3
S/E 8 Turi	24/32 MVA	1	11779	69	22	4
S/E 12 Descanso	10/12,5 MVA	2	6028	69	22	4
S/E 15 Gualaceo	16 MVA	1	10214	69	22	3

Las capacidades de potencia que puede suministrar cada una de las subestaciones, y que representan una limitación al realizar las transferencias de carga, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5 Subestaciones con respectiva potencia.

Subestación	Potencia	Número Transformador
S/E 3 Monay	24/32 MVA	2
S/E 7 Ricaurte	10/12,5 MVA	2
S/E 8 Turi	24/32 MVA	1
S/E 12 Descanso	10/12,5 MVA	2
S/E 15 Gualaceo	16 MVA	1

En la Tabla anterior se observa que en el caso de la subestación 03 Monay, se tienen dos transformadores de 24 MVA con un voltaje de entrada de 69 kV y un voltaje de salida de 22 kV; además con ventilación forzada, se puede extraer una potencia del transformador de 32 MVA. La subestación tiene una carga total instalada de 71.102 kVA con una potencia pico en el mes de noviembre de 18.491 kW. Como se mencionó, los alimentadores que pertenecen a esta subestación son: 0321, 0322, 0323, 0324, y 0325, los que cuentan con 5 interruptores de cabecera. Los alimentadores de esta subestación, en los tramos subterráneos utilizan cables de cobre con aislamiento XLPE, para 25 KV, calibre 3x3/0



AWG, y para los tramos aéreos cables de aluminio, tipo ACSR, calibres 3/0 AWG, 2/0 AWG para las fases, y calibre 1/0 AWG para el neutro.

En la Ilustración 9 Perfiles de carga de la subestación 03 el 10 de noviembre de 2016. se muestran los perfiles de carga de los diferentes alimentadores de la subestación 03, y además el perfil de carga de toda la subestación, que corresponde al día de mayor carga que fue el 10 de noviembre del año 2016.

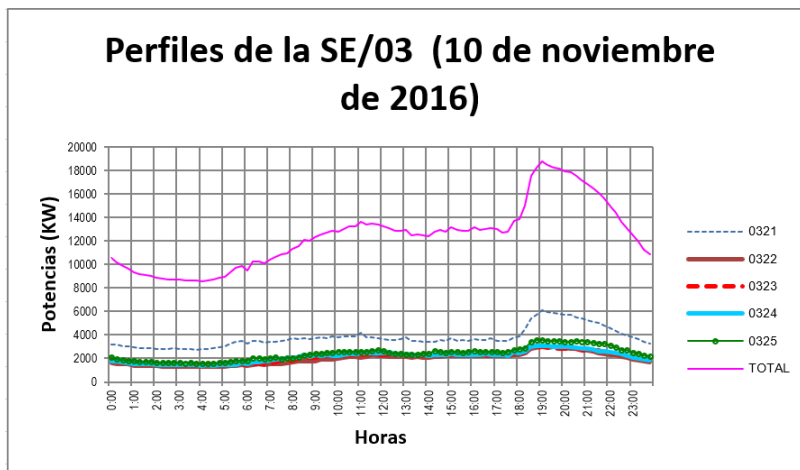


Ilustración 9 Perfiles de carga de la subestación 03 el 10 de noviembre de 2016. Fuente: CENTROSUR.

La subestación 07 Ricaurte que tiene una carga instalada de 35.884 kVA y una demanda de 10.650 kW, cuenta con tres alimentadores: 0721, 0722, y 0723. Para este trabajo se analiza el alimentador 0722 que tiene un voltaje nominal de 22 kV; además posee una carga instalada 12.602 KVA y una demanda máxima de 4.232 KW, con un factor de demanda de 0.33. El alimentador 0722 está conformado por conductores de aluminio tipo ACSR, calibre 3/0 AWG para las fases y calibre 1/0 AWG para el neutro. En la Ilustración 10 se encuentra el perfil de carga de cada alimentador y de la carga total de la subestación 07.

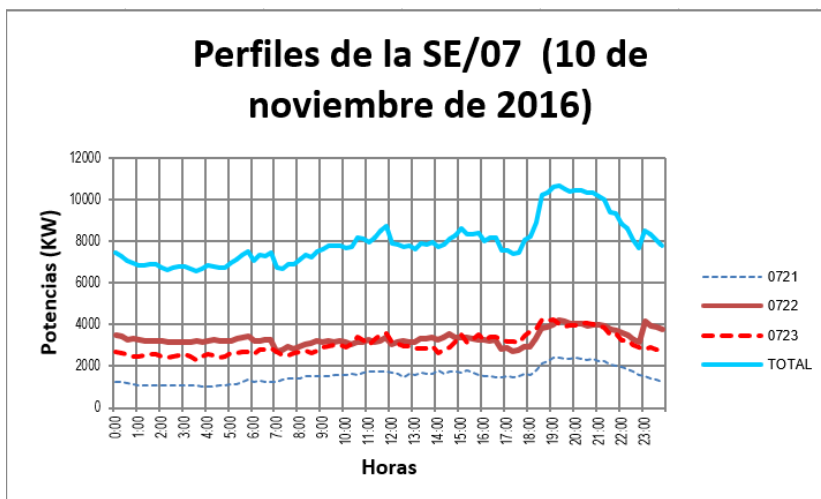


Ilustración 10 Perfiles de carga de la subestación 07 el 10 de noviembre de 2016. Fuente: CENTROSUR.

La subestación 08 Turi se encuentra ubicada geográficamente aproximadamente a 1.4 Km de la iglesia de la parroquia de Turi. Esta subestación posee una carga instalada de 37.718 kVA y una demanda de 12.110 kW; además posee cuatro alimentadores: 0821, 0822,



0823, y 0824, los mismos que tienen un voltaje de 22 kV. En este trabajo se analiza el alimentador 0824, el cual posee una carga instalada de 6.190 KVA, y una demanda en el mes de noviembre del año 2016 (mes de mayor demanda), y en el periodo de tiempo comprendido entre las 18h00 y 20h00 (periodo en el cual se presenta el pico en la curva de carga), es de 2.239 KW con lo que el factor de demanda del alimentador es de 0.36. El alimentador 0824 está conformado por conductores de aluminio tipo ACSR, calibre 3/0 AWG para las fases y calibre 1/0 AWG para el neutro.

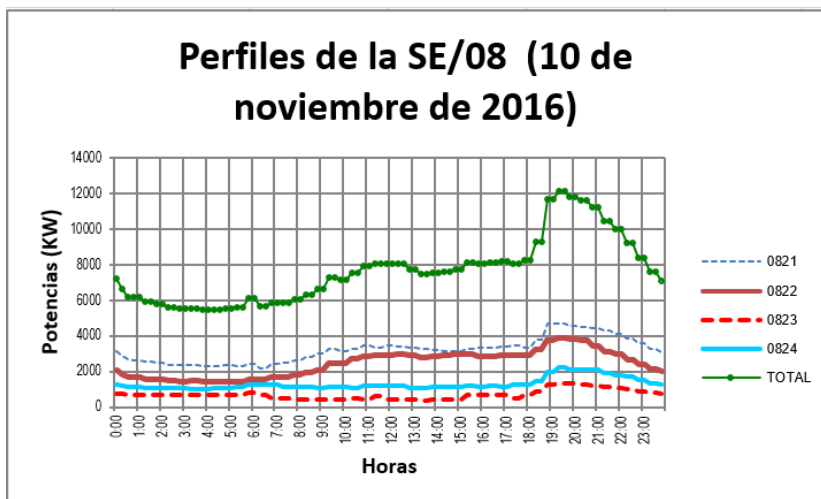


Ilustración 11 Perfiles de carga de la subestación 08 el 10 de noviembre de 2016. Fuente: CENTROSUR.

La subestación 12 El Descanso, se ubica aproximadamente a 20 km en dirección noreste de la ciudad de Cuenca, cerca donde confluyen los ríos Cuenca y Burgay en el sector conocido como "El Descanso", la cual posee una carga instalada de 58.634 kVA y una demanda máxima de 6.292KW, desde la cual parten tres alimentadores que son: 1221, 1222, y 1223. En este trabajo se analiza el alimentador 1221 que tiene un voltaje nominal de 22 kV, el mismo posee una carga instalada de 25.910 KVA y una demanda máxima 2.856 KW, por lo tanto, el factor de demanda de este alimentador es de 0.11.

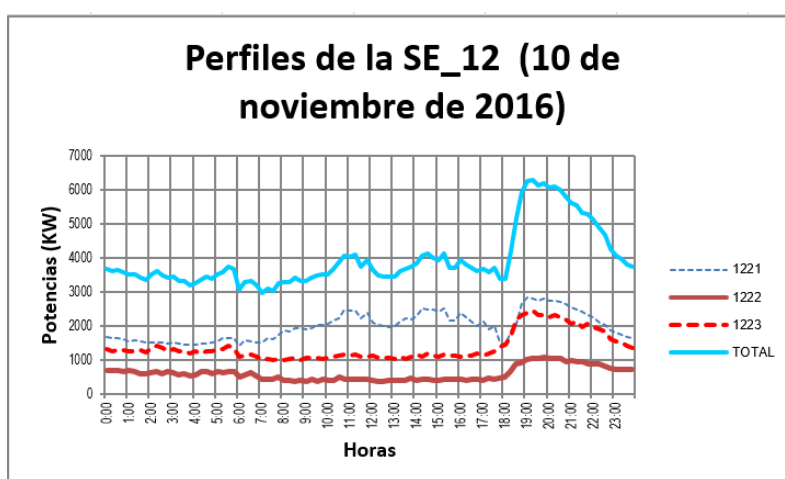


Ilustración 12 Perfiles de carga de la subestación 12 el 10 de noviembre de 2016. Fuente: CENTROSUR.



El alimentador 1221 está conformado por conductores de aluminio tipo ACSR, calibre 3/0 AWG para las fases y calibre 1/0 AWG para el neutro.

La subestación 15 Gualaceo, que se encuentra ubicada en la vía a Quimshi, cerca del cantón Gualaceo, posee una potencia instalada de 40.263 kVA y una demanda máxima de 10.232 kW, desde ésta parten tres alimentadores los cuales son: 1521, 1522, y 1523. En este trabajo se analiza el alimentador 1521, el mismo que posee una carga de 15.258 kW y una demanda máxima de 4.219 kW, con lo que el factor de demanda es de 0.27. El alimentador 1521 está conformado por conductores de aluminio tipo ACSR, calibre 3/0 AWG para las fases y calibre 1/0 AWG para el neutro.

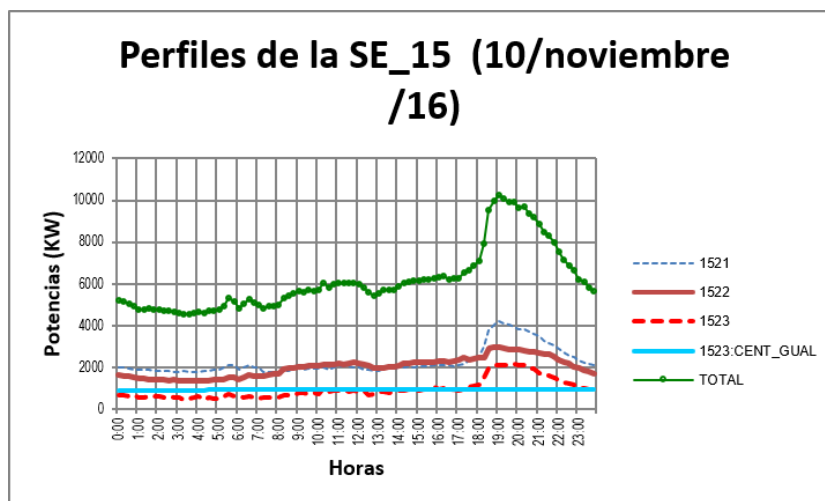


Ilustración 13 Perfiles de carga de la subestación 15 el 10 de noviembre de 2016. Fuente: CENTROSUR.

La capacidad nominal de los alimentadores, según el calibre del conductor, se puede observar en la Ilustración 15.

Tomando en cuenta que los conductores de los alimentadores en su mayoría son de aluminio tipo ACSR, calibre 3x3/0(1/0) AWG, se observa que los mismos tienen una capacidad de corriente de 315 A por fase. De esta manera se puede determinar que la capacidad de carga del alimentador es:

ACSR 3/0 22kV Cap. de corriente por conductor 315 A Fase A

ACSR 3/0 22kV Cap. de corriente por conductor 315 A Fase B

ACSR 3/0 22kV Cap. de corriente por conductor 315 A Fase C

ACSR 1/0 Neutro

$$S = \sqrt{3} * V * I = 12 \text{ MVA}$$

Ilustración 14 Alimentador trifásico diagrama trifilar y capacidad de conductores.



NOMBRE CLAVE	CALIBRE AWC ó MCM	SECCION AL mm ²	SECCION TOTAL mm ²	FORMACION No. de hilos por diámetro mm. AL . ST	DIAMETRO EXTERIOR mm.	PESO AL Kg/Km	PESO ACERO Kg/Km	PESO TOTAL Kg/Km	TENSION DE RUPTURA Kg.	RESISTENCIA C.C. A 20°C ohms/Km.	CAP. DE CORRIENTE DE AMP.
Turkey	6	13,30	15,46	6x1,68 + 1x1,68	5,04	36,39	17,22	53,61	530,00	2,154	105
Swan	4	21,15	24,71	6x2,12 + 1x2,12	6,36	57,89	27,42	85,31	830,00	1,353	140
Sparrow	2	33,62	29,22	6x2,67 + 1x2,67	8,01	92,02	43,63	135,65	1265,00	0,8507	184
Raven	1/0	53,49	62,38	6x3,37 + 1x3,37	10,11	146,50	69,40	215,90	1940,00	0,5351	242
Quail	2/0	67,43	78,64	6x3,78 + 1x3,78	11,34	184,60	87,50	272,10	2425,00	0,4245	276
Pigeon	3/0	85,01	99,23	6x4,25 + 1x4,25	12,75	232,70	110,20	342,90	3030,00	0,3367	315
Penguin	4/0	107,20	125,10	6x4,77 + 1x4,77	14,31	293,50	139,00	432,50	3820,00	0,2671	357
Waxwing	266,80	135,20	157,20	18x3,09 + 1x3,09	15,47	371,50	58,30	429,80	3210,00	0,2126	449
Partridge	266,80	135,20	142,60	26x2,57 + 7x2,00	16,28	373,50	171,90	545,40	5100,00	0,2117	457
Ostrich	300,00	152,00	176,70	26x2,73 + 7x2,12	17,28	419,70	193,00	612,70	5730,00	0,1900	492
Piper	300,00	152,00	187,50	30x2,54 + 7x2,54	17,78	420,20	276,80	697,00	7000,00	0,1902	490
Merlin	336,40	170,50	179,90	18x3,47 + 1x3,47	17,37	468,40	73,60	542,00	4060,00	0,1686	519
Linnet	336,40	170,50	198,30	26x2,89 + 7x2,25	18,31	470,70	216,70	687,40	6375,00	0,1671	529
Oriole	336,40	170,50	210,30	30x2,69 + 7x2,69	18,83	471,30	310,30	781,60	7735,00	0,1666	535
Chickadee	397,50	201,42	212,50	18x3,77 + 1x3,77	18,87	554,40	87,10	641,50	4717,00	0,1427	576

Ilustración 15 Información de conductores, capacidad de corriente. Fuente: Electrocables.

2.2.1. Topología de los alimentadores.

Se realiza un reconocimiento geográfico de los alimentadores en donde se confirma la ubicación y el estado de diferentes equipos de corte y maniobra, puentes de conexión, etc. Con la finalidad de disponer de información acerca de los diferentes alimentadores, objeto del presente trabajo, a continuación, se procede a describirlos:

2.2.1.1. Alimentador 0321.

El alimentador 0321 parte de la subestación 03 Monay hacía la Av. Veinticuatro de Mayo en la parroquia de Monay, y continua su trayecto por la Vía Monay-Bahuanchi-Paccha, brindando servicio a parte de las parroquias de Paccha, El Valle, Zhimad, Santa Ana, Quingeo, y San Bartolomé. Entre las cargas más relevantes que se encuentran a lo largo de este alimentador se tiene: Ciudadela la Prensa, Barrio Tomebamba, Hospital del IESS, Cerámica Andina, Hospital del Río, Fábrica ARELDI Cuenca, y Planta de Biogás en Pichacay. Este alimentador tiene la posibilidad de interconexión con los alimentadores 0323, 0322, 0722, 0824, 1521. El gráfico de la topología del alimentador 0321 se muestra en la Ilustración 16.

2.2.1.2. Alimentador 0322.

El alimentador 0322 parte de la subestación 03 Monay, brindando servicio a parte de las parroquias Totoracocha, Monay y Machángara. El recorrido de la parte que corresponde al presente estudio es por la Av. Max Uhle, luego por la Av. González Suárez, hasta llegar al reconector (ObjectID 110) ubicado entre Av. De las Américas y Av. González Suárez. A lo largo de su recorrido existen cargas relevantes como son los centros comerciales,



Gran Akí, Monay Shopping Center, y otras. Este alimentador tiene la posibilidad de interconexión con los alimentadores 0321, 0722, 0325, el gráfico de la topología del alimentador 0322 se muestra en la Ilustración 17.

Cabe señalar que un tramo de este alimentador que continúa hasta llegar a la Av. Veinticuatro de Mayo, pero que para efecto del presente trabajo no se considera como parte del alimentador 0322, sino que se ha integrado con el alimentador 0321.

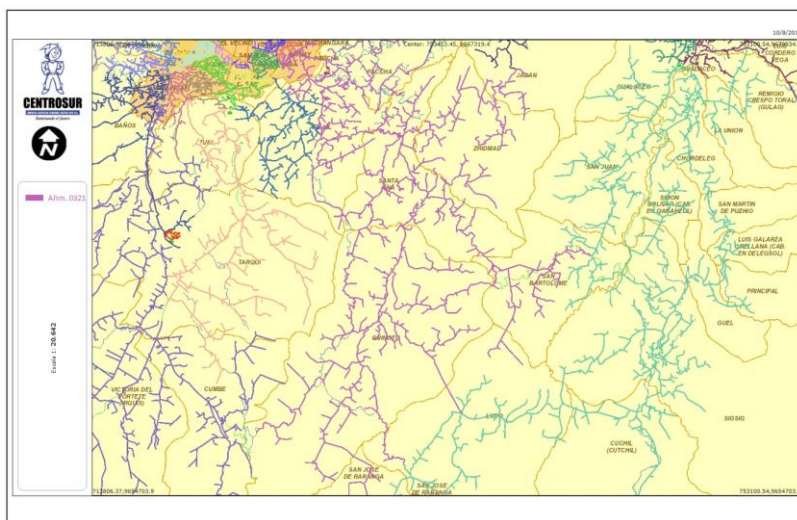


Ilustración 16 Topología del alimentador 0321 (GEOPORTAL CENROSUR). Fuente: CENTROSUR.

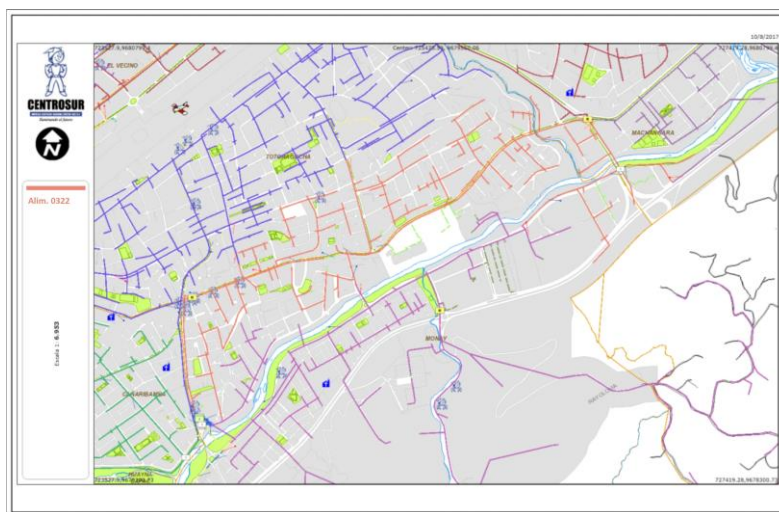


Ilustración 17 Topología del alimentador 0322 (GEOPORTAL CENROSUR). Fuente: CENTROSUR.

2.2.1.3. Alimentador 0323.

El alimentador 0323 que arranca en la subestación 03 Monay, brinda servicio a parte de la parroquia Huayna Cápac. Su recorrido es por la Av. Max Uhle, luego por la Av. Veinticuatro de Mayo, donde se encuentra instalado el reconector (ObjectID 109), ubicado frente al Colegio Garaicoa, para continuar hasta la Av. Fray Vicente Solano. A lo



largo de su recorrido existen cargas importantes, como es el caso del Sistema Integrado de Seguridad ECU 911. Este alimentador tiene la posibilidad de interconexión con los alimentadores 0325, 0824, y 0821. El gráfico de la topología de este alimentador se muestra en la Ilustración 18.

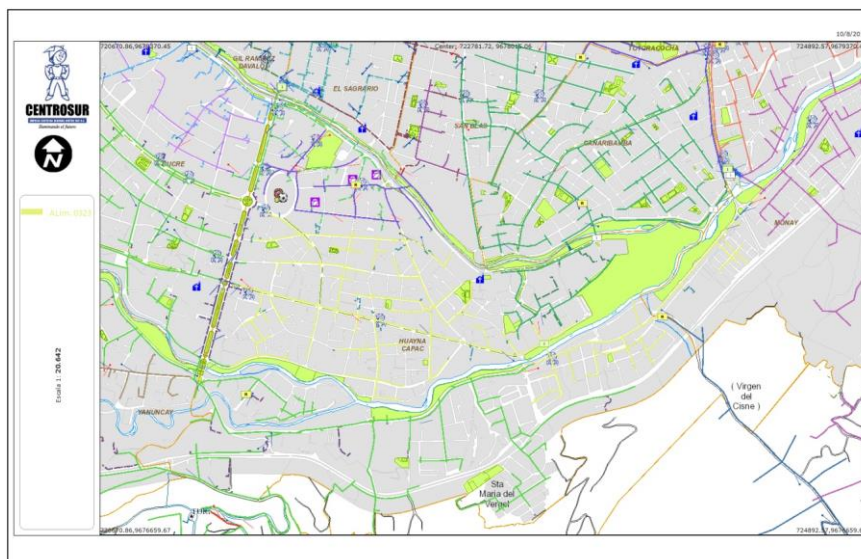


Ilustración 18 Topología del alimentador 0323 (GEOPORTAL CENROSUR). Fuente: CENTROSUR.

2.2.1.4. Alimentador 0722.

El alimentador 0722 arranca en la subestación 07 Ricaurte, hasta llegar a la Panamericana Norte por donde continúa su recorrido, brindando servicio a parte de las parroquias Machángara y Llaoco. A lo largo de su trayecto, existen cargas relevantes como son las siguientes: Ciudadela de los Ingenieros Civiles, Planta de Tratamiento de Aguas Residuales de Ucubamba, Cuartel Dávalos, y Cerámica RIALTO. Este alimentador tiene la posibilidad de interconexión con los alimentadores 0321, 0322, 1221, y 0721. El gráfico de la topología del alimentador 0722 se puede observar en la Ilustración 19 Topología del alimentador 0722 (GEOPORTAL CENROSUR)..

2.2.1.5. Alimentador 0824.

El alimentador 0824 arranca en la subestación 08 Turi, brindando servicio a parte de las parroquias Turi, El Valle, así como a los sectores Icto Cruz y San Miguel. A lo largo de su recorrido existen cargas importantes como es el caso de las antenas ubicadas en Icto Cruz y a la parroquia El Valle. Este alimentador tiene la posibilidad de interconexión con los alimentadores 0321, 0323. El gráfico de la topología del alimentador 0824 se muestra en la Ilustración 20.

2.2.1.6. Alimentador 1221.

El alimentador 1221 que arranca en la subestación 12 El Descanso, brinda servicio a parte de las parroquias Machángara, Nulti, Jadán, San Cristóbal. A lo largo de su recorrido existen cargas relevantes, como son: El sector de Challuabamba, Austrogas, y la parroquia Jadán del cantón Gualaceo. Este alimentador tiene la posibilidad de interconexión con los

alimentadores 0722, y 0321. El gráfico de la topología del alimentador 1221 se puede observar en la Ilustración 21.

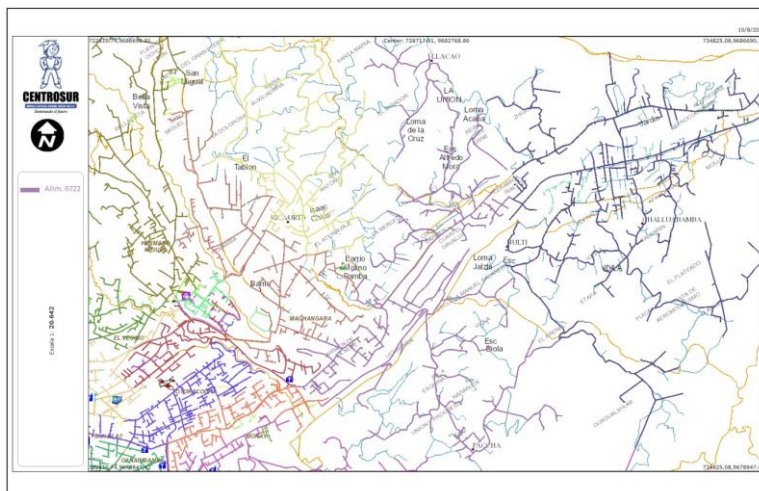


Ilustración 19 Topología del alimentador 0722 (GEOPORTAL CENROSUR). Fuente: CENTROSUR.

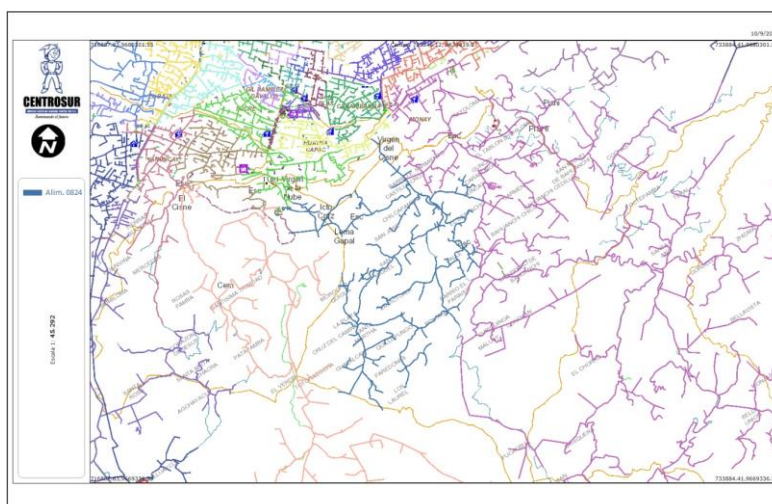


Ilustración 20 Topología del alimentador 0824 (GEOPORTAL CENROSUR). Fuente: CENTROSUR.

2.2.1.7. Alimentador 1521.

El alimentador 1521 que arranca en la subestación 15 Gualaceo, brinda servicio a parte de los cantones Gualaceo, Chordeleg, y Sigsig, así como a las parroquias de Ludo, Chordeleg, Guel, Cuchil (Cutchil), Gulag, Luis Galarza Orellana (Cab. En Delegsol), Principal, La Unión, San Martín de Puzhio, San Bartolomé, Luis Cordero Vega. De acuerdo a lo anterior se puede manifestar que este alimentador sirve a cargas muy importantes, como lo son los sectores poblados. Este alimentador tiene la posibilidad de interconexión con los alimentadores 0321, y 0521. El gráfico de la topología del alimentador 1521 se puede observar en la Ilustración 22.

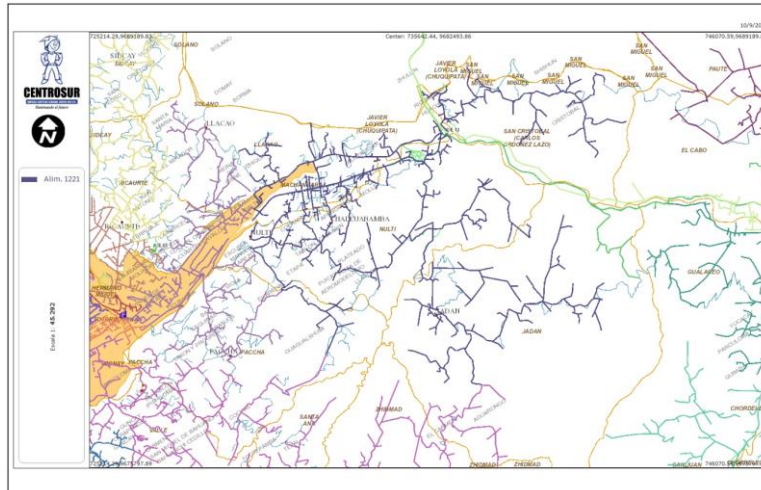


Ilustración 21 Topología del alimentador 1221 (GEOPORTAL CENROSUR). Fuente: CENTROSUR.

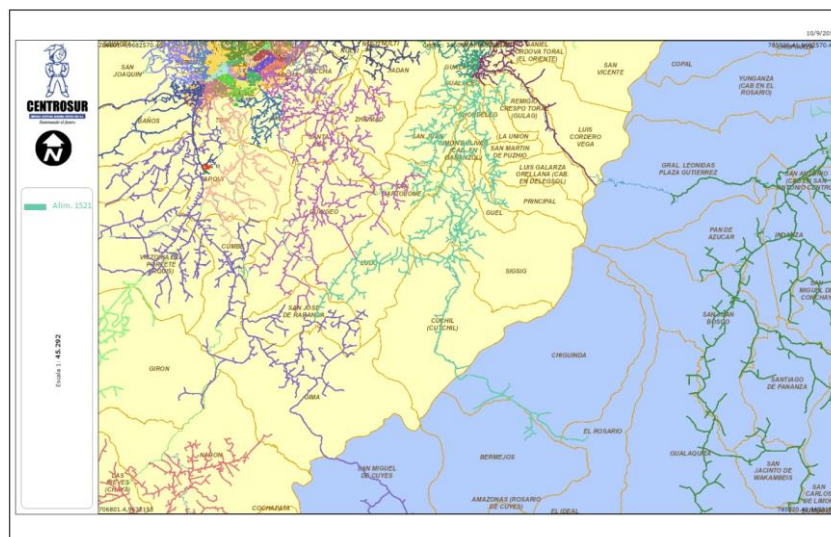


Ilustración 22 Topología del alimentador 1521 (GEOPORTAL CENROSUR). Fuente: CENTROSUR.

De acuerdo a lo descrito anteriormente, se puede manifestar que los alimentadores que se encuentra dentro del área piloto, tienen una configuración que ha sido diseñada con la capacidad suficiente para permitir que se realice transferencias de carga. En condiciones de funcionamiento normal, los operadores del sistema de distribución, realizan este tipo de transferencias con el objeto de disminuir la sobrecarga en los alimentadores, mejorar los niveles de tensión, aislar las fallas, etc. En la Ilustración 23 se muestra el diagrama de los alimentadores del área piloto, en donde se puede observar los puntos de conexión y su configuración:

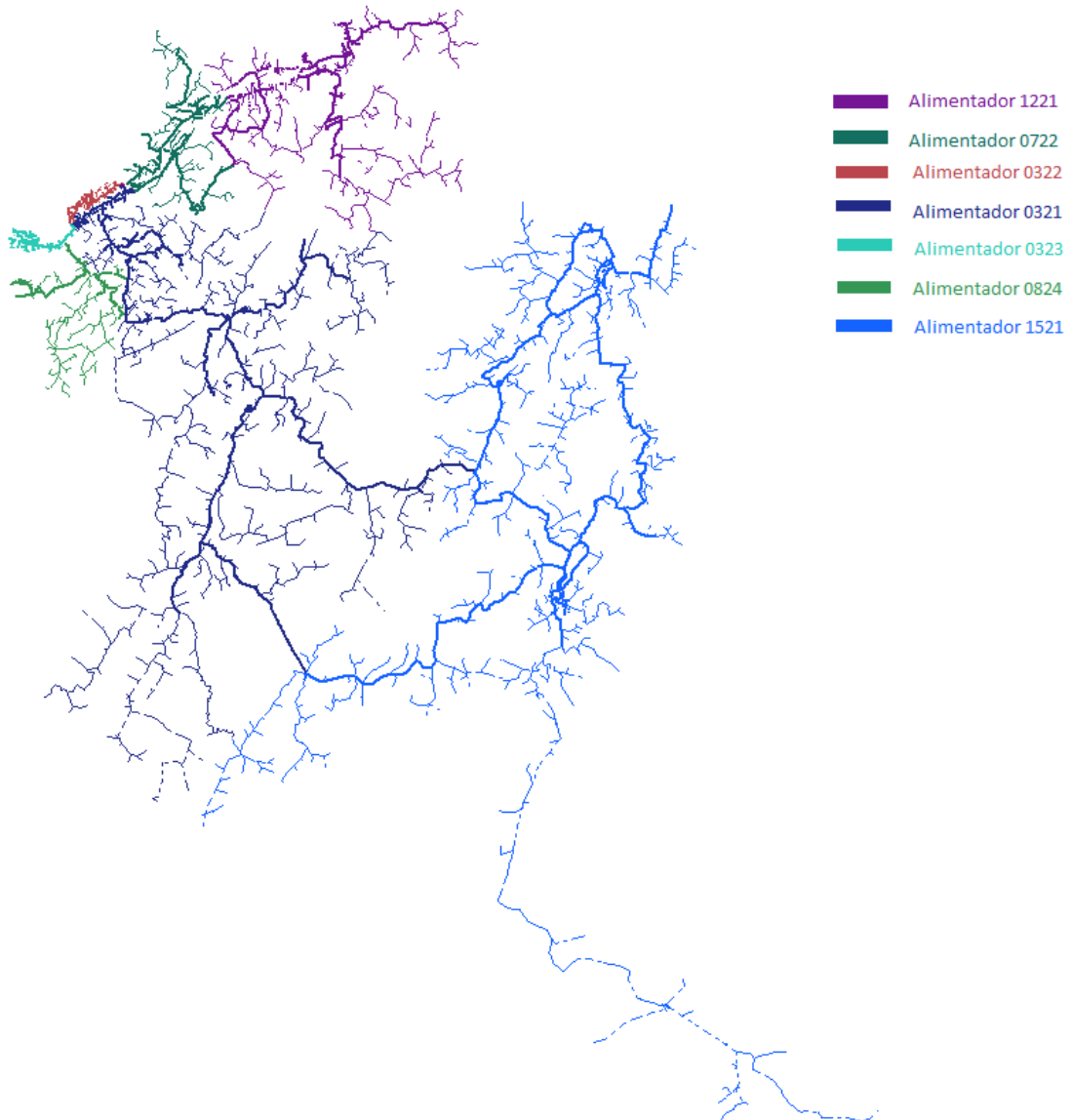


Ilustración 23 Alimentadores Plan Piloto de Automatización.

A partir de la configuración de los alimentadores, se obtiene un diagrama simplificado de los mismos, y sus puntos de conexión; además se realiza el reconocimiento físico de los alimentadores con el objetivo de conocer la estructura del sistema, la existencia de dispositivos de corte y maniobra, cargas importantes, etc. Como resultado de este recorrido, se obtiene el plano adjunto como ANEXO 1, en donde se muestra los seccionadores existentes en el área piloto, con su número de identificación, alimentador al que pertenecen, la demanda, y la potencia aguas abajo, etc. A continuación, se muestra una captura realizada del alimentador 0322, el cual dispone de al menos 16 seccionadores cuchilla, en el tramo considerado para este trabajo, así como de los dos reconectores existentes con sus números de identificación: 5118 y 110.

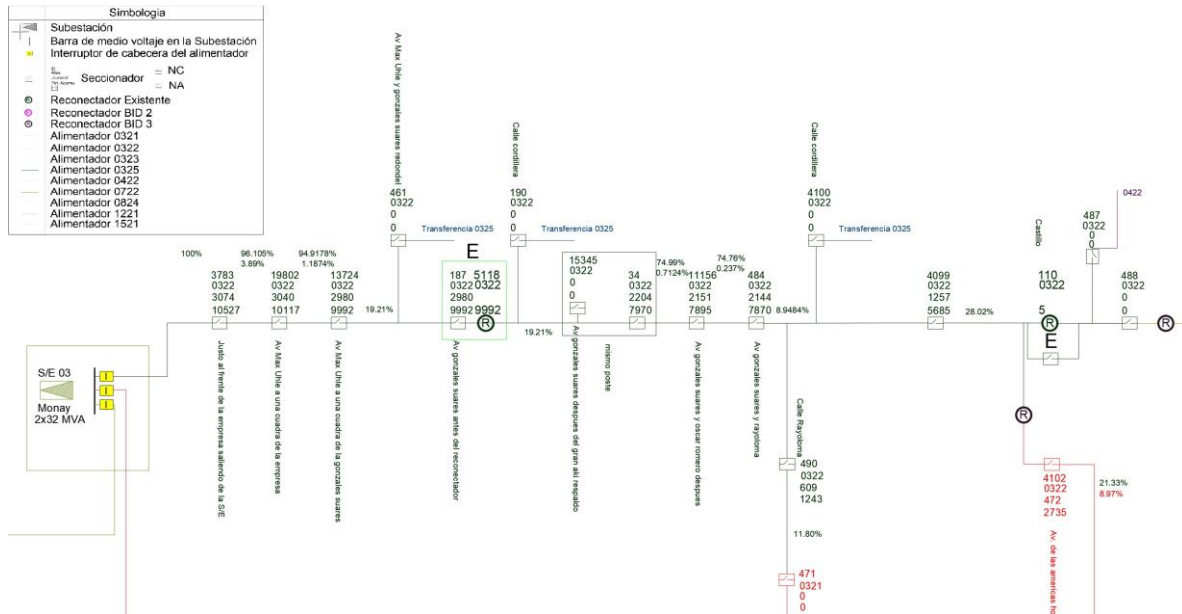


Ilustración 24 Diagrama unifilar del alimentador 0322, seccionadores cuchilla.

De la misma forma, en toda el área piloto se encuentran instalados al menos 95 seccionadores, 11 reconectores. Además, se disponen de interruptores de cabecera, los cuales se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 6 Interruptores de cabecera en alimentadores del área piloto. Fuente: CENTROSUR.

Protecciones en las cabeceras de los alimentadores			
Alimentador	Sistema de protección	Protección de	
		Fase	Neutro
		Pick up_51 (Amperios Primarios)	Pick up_51 (Amperios Primarios)
0321	DPU	300	90
0322	DPU	300	90
0323	DPU	282	90
0722	DPU	300	120
0824	REF	300	90
1221	DPU	300	100
1521	DPU	301	91

2.3. Criterios Basados en confiabilidad.

En el ambiente cotidiano se requiere tener el mejor funcionamiento de los bienes y servicios, por lo que se espera que la energía eléctrica al ser una parte importante dentro del desarrollo productivo de la sociedad, se enmarque dentro de tres aspectos básicos que son: 1) Calidad, 2) Seguridad, 3) Confiabilidad.



En cualquier sistema, aún bajo condiciones normales de funcionamiento, es imposible que algún componente sea inmune a ciertas anomalías, pudiendo ser éstas de carácter internas o externas, por lo que, se debe tratar de que éste nivel de incertidumbre, sea el menor posible, para acercarnos a un funcionamiento perfecto. Desde esta perspectiva se define lo que es la confiabilidad. (Zaruma Villamarin & Blacio Loaiza, 2012)

Confiabilidad: es la probabilidad de que un sistema o equipo cumpliendo una cierta función durante un periodo de tiempo no falle.

Las siguientes definiciones son importantes en confiabilidad:

Confiabilidad (R). Es la probabilidad de que un componente o sistema pueda cumplir su función en las condiciones operativas especificadas durante un intervalo de tiempo dado.

Seguridad (S). Es la probabilidad de evitar un evento peligroso. La gravedad de los distintos eventos proviene de las consecuencias que estos puedan generar para los usuarios, para la naturaleza o para el sistema.

Mantenibilidad (M). Es la probabilidad de que una operación dada de mantenimiento (correctivo o preventivo) pueda ser realizada en un intervalo de tiempo.

Para mejorar la confiabilidad de un sistema o de una parte del mismo se puede considerar:

Calidad: se refiere a la calidad del material o materiales usados en la fabricación de un componente, pruebas, calibración, transporte, y pruebas de puesta en funcionamiento.

Redundancia: Hace referencia a usar un elemento de respaldo, de esta forma si un componente falla se puede transportar la función a otro componente, estos componentes pueden ser activos o de standby. Los activos siempre están conectados al componente al que da respaldo, mientras que los standby se conectan en cuanto el componente ha fallado. También se puede mejorar la confiabilidad realizando mantenimientos predictivos, teniendo diversidad de componentes o un amplio stock de repuestos. (Zaruma Villamarin & Blacio Loaiza, 2012)

2.3.1. Costos de confiabilidad.

Las penalizaciones o sanciones económicas a las que tienen que hacer frente las Empresas Distribuidoras (EDs) por baja calidad del servicio, incluso llegando a ocasionar daños, son uno de los principales impulsos para que las EDs realicen inversiones para mejorar la confiabilidad.

Al realizar un excesivo gasto en mejorar el nivel de calidad, los usuarios terminan con altas tarifas debido a costos de operación y mantenimiento elevados; mientras que, cuando la inversión en calidad del servicio es baja los usuarios se ven en la necesidad de pagar inconvenientes ocasionados por fallas.

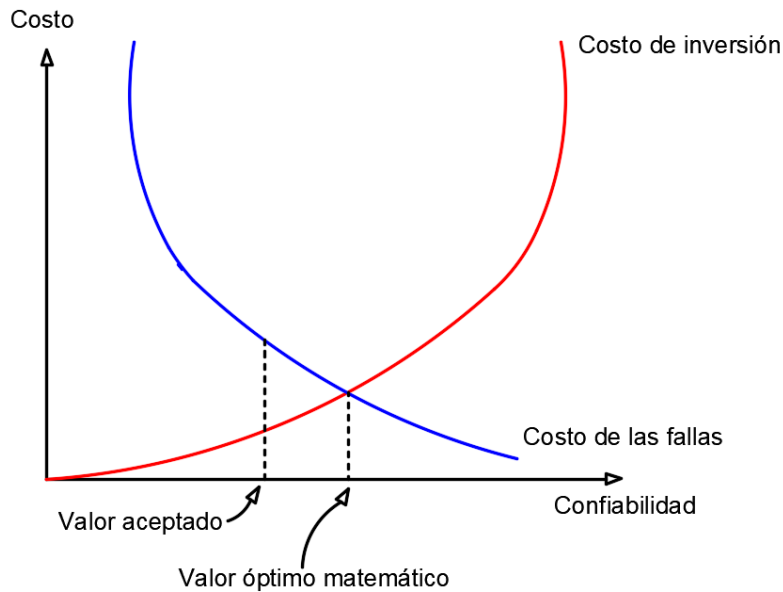


Ilustración 25 Función de costos de confiabilidad.

El valor óptimo no es posible determinar ya que no se conocen las funciones de costos de falta de calidad para los clientes, ni tampoco la función de inversión en acciones de mejora que realicen las EDs. Bajo este panorama se deben asociar costos a las fallas o interrupciones de servicio, tanto para los usuarios, como para las Empresas Distribuidoras, y como para la sociedad. (Zaruma Villamarin & Blacio Loaiza, 2012)

En el plan piloto de automatización descrito en este trabajo, los clientes a los que sirven los alimentadores antes mencionados son de tipo residencial, comercial e industrial; además se encuentran clientes de zonas urbanas y rurales, por lo que es complicado calcular los costos, tanto directos como indirectos, asociados a las interrupciones.

Los costos de interrupción del servicio de energía eléctrica pueden ser:

- Para Empresas Distribuidoras (EDs):
 - Disminución de ingresos y utilidades debido a energía que no pudo ser vendida.
 - Pago de multas por no cumplir con las exigencias de la regulación.
 - Pagos de compensaciones a clientes.
 - Afectación a la imagen corporativa.
- Clientes:
 - Carga crítica.
 - Duración de la interrupción.
 - Tiempo desde la última interrupción.
 - Fecha, hora y época del año.
 - Aviso de la interrupción.
 - Experiencia en el manejo de esta situación.

2.3.2. Tipos de análisis de confiabilidad.

Se puede enumerar los siguientes tipos de análisis de confiabilidad:



- *Cualitativo o cuantitativo:* Cualitativo es un análisis del tipo subjetivo razón por la cual es conocido como "Juicio de ingeniería" por lo tanto no es útil para comparar alternativas o hacer análisis económicos; mientras que el análisis cuantitativo es una valoración objetiva en donde se establecen índices numéricos que pueden ser tanto probabilísticos como determinísticos.
- *Determinístico y probabilístico:* En el determinístico las variables son fijas o con funciones que determinan su valor para cualquier instante de tiempo, se considera siempre el peor escenario por lo tanto resulta en un sobredimensionamiento, prácticamente no existe incertidumbre con respecto a las ecuaciones a usar ni con respecto a sus parámetros; en cuanto al probabilístico las variables se consideran aleatorias, es decir; no tienen un valor fijo o una función que permita determinar su valor para cualquier instante de tiempo, en este sentido determinados valores de la variable se expresa en términos de probabilidad; por lo tanto, existe incertidumbre con relación a la modelación del fenómeno físico en estudio.
- *Análítico o de simulación:* En el caso analítico, el sistema en estudio se representa por medio de un modelo matemático, en otras palabras, como un sistema de ecuaciones; de esta forma los índices de confiabilidad se evalúan por medio de soluciones matemáticas directas. En el caso de simulación se realiza la simulación del comportamiento aleatorio del componente o sistema y los índices de confiabilidad se evalúan por medio de técnicas numéricas de forma indirecta.
- *Histórico o predictivo:* Se realiza un estudio de datos existentes del sistema o componente y su comportamiento en el pasado, con la información obtenida se obtiene índices históricos que generalmente son estadísticos y se determinan los valores esperados de los índices de confiabilidad o las funciones de probabilidad.

2.3.3. Clasificación de las fallas.

Las fallas se pueden clasificar por su duración o por la causa de su origen; según su origen se puede clasificar en programadas o no programadas.

2.3.3.1. Interrupciones programadas:

La Empresa de Distribución toma la decisión de realizar una interrupción del servicio, ya sea por mantenimiento, reparación, instalación de nuevos equipos, maniobras, etc., este tipo de operaciones son conocidas de antemano por los clientes lo que permite reducir los posibles perjuicios que podrían generarse.

2.3.3.2. Interrupciones no programadas:

Son interrupciones de carácter aleatorio, no se puede predecir cuando ocurre una interrupción y sus posibles causas pueden ser situaciones climatológicas adversas, fallo de componente, etc.

2.4. Criterios basados en protección.

En la coordinación de dispositivos de protección se pueden emplear los criterios básicos a mencionar:

1. La protección principal debe despejar una falla permanente o temporal antes que opere la protección de backup, o continuar operando hasta que el circuito sea desconectado. Se puede considerar un caso especial la coordinación entre un reconector y un fusible.



2. La pérdida de suministro de energía causada por una falla, debe restringirse la menor parte posible del sistema, por el tiempo más corto posible.

Existen varios tipos de coordinación posibles, a continuación se enumeran algunas:

1. Coordinación fusible-fusible.
2. Coordinación reconectador-fusible.
3. Coordinación reconectador-reconectador.
4. Coordinación reconectador-seccionalizador.
5. Coordinación relé-fusible.
6. Coordinación reconectador-relé.
7. Coordinación reconectador-seccionalizador-fusible.

En el área piloto, objeto del presente trabajo, generalmente las redes de distribución tienen una topología básica como la mostrada en la Ilustración 26, en donde se puede observar la presencia del interruptor de cabecera. En todo el trayecto que continúa existen varios seccionadores cuchilla y seccionadores fusibles, seguidos de uno o dos reconectadores. En varios puntos de existen reconectadores de enlace, que transfieren la carga entre diferentes alimentadores. En este caso la coordinación que debe tomarse en cuenta básicamente es entre reconectador-reconectador, la cual se puede presentar en algunos alimentadores del proyecto piloto.

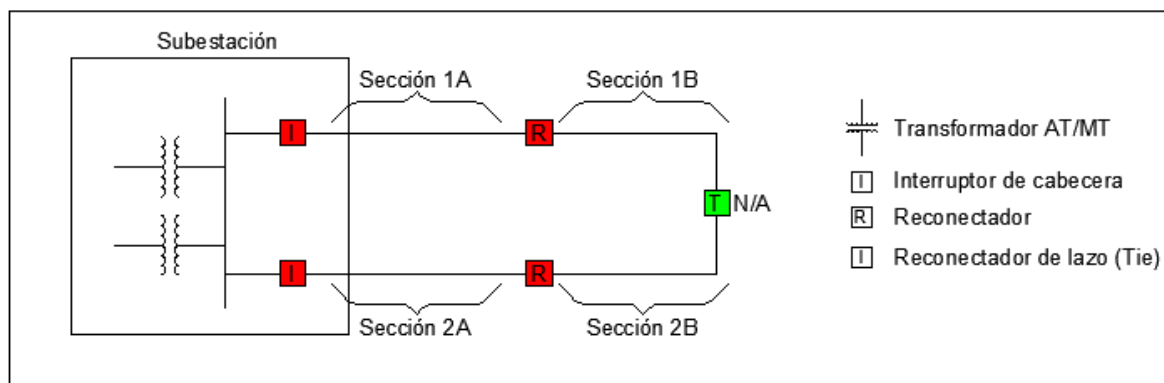


Ilustración 26 Topología simple de un alimentador de distribución.

En el área piloto constituida por los alimentadores 0321, 0322, y 0722, se ha constatado la presencia de al menos 95 seccionadores (tipo cuchilla o fusible), y de 11 reconectadores. Adicionalmente, se tiene previsto instalar 6 reconectadores que pertenecen al proyecto BID 2, y 6 reconectadores que pertenecen al proyecto BID 3.

2.5. Criterios basados en la Operación de Sistemas de Distribución.

En la operación de sistemas de distribución se tienen principalmente las siguientes funciones:

- a) Supervisión: Esta función la realizan personas que posee experiencia, conocimiento del recorrido de los alimentadores primarios y de la existencia y ubicación de equipos de corte y maniobra a lo largo de los mismos. Para esto



dispone de varias herramientas como: planos eléctricos, GIS (Geographical Information System), etc.

Las principales tareas de los supervisores son:

- Planificar la toma de lecturas.
 - Ejecución de maniobras a lo largo de los alimentadores.
 - Programar maniobras para labores de mantenimiento preventivo y correctivo.
 - Redefinen áreas de influencia de los alimentadores primarios, con el objetivo de corregir la presencia de eventos como: sobrecargas, actuación de elementos de protección, presencia de bajos voltajes, daños de conductores por sobrecargas, etc.
- b) Recolección de datos y ejecución de maniobras: La ejecución de obras la realizan los grupos de trabajo de linieros que recorren los alimentadores en vehículos, y realizan los procedimientos necesarios. La recolección de datos también la realizan en parte los grupos de trabajo de campo, sin embargo, gran parte de estos procedimientos también son realizados por el software de Supervisión, Control y Adquisición de Datos SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition).
- c) Procesamiento de información: El personal que realiza esta función se encarga de recibir y registrar la información de suspensiones de servicio de energía eléctrica, se encarga de ingresar al sistema esta información para que el centro de control envíe los respectivos grupos a las zonas afectadas.

En la CENTROSUR se cuenta con herramientas que facilitan todas las funciones de operación como es el caso del sistema SCADA, software GIS, plataforma ADMS. Además, se dispone de personal altamente capacitado y con conocimiento del sistema de distribución de la empresa. En algunas subestaciones existe el sistema de automatización de la subestación SAS (Substation Automation System), que es una tecnología estandarizada y establecida, por lo que su implantación es rápida, y robusta.

Los conceptos desarrollados anteriormente sirven para definir que una de las principales características de la metodología de operación, consiste en priorizar las actividades orientadas a mantener la continuidad del servicio tomando en cuenta la calidad del mismo. Esto implica el conocimiento de las etapas siguientes:

- Conocimiento de la falla.
- Ubicación de la falla.
- Ejecución de maniobras.
- Reparación.

Con el plan piloto de automatización se pretende mejorar los tiempos de reposición del servicio sin una intervención directa del operador, para lo cual las etapas mencionadas anteriormente sin tomar en cuenta la ejecución de maniobras, se conocen como FLISR (Fault Location, Isolation and Service Restoration). Como resultado, la ejecución de maniobras quedaría fuera de este concepto debido a que sería un procedimiento automático.



2.5.1. Localización de la falla, aislamiento y restauración del servicio (Fault Location, Isolation and Service Restoration - FLISR).

También conocido como Detection, Isolation and Restoration (FDIS), es una altamente efectiva aplicación de auto-recuperación (self-healing), en donde la red tiene la capacidad de restablecer el servicio ante una falla a la mayor cantidad de consumidores, en el menor tiempo posible; mientras que los grupos de trabajo de campo realizan las respectivas reparaciones. Esta aplicación se fundamenta en un plan de maniobras a realizar para re-energizar secciones de un circuito que han perdido el servicio a causa de una falla permanente. Este plan de maniobras es ejecutado por el FLISR de manera instantánea, una vez que se ha constatado que la falla no es de carácter transitoria, para lo cual se requiere de equipos de seccionamiento controlados de manera remota, controladores de campo y sistema de comunicaciones. (Landázuri Paredes, 2016)

La ventaja de este sistema FLISR se transparenta en el momento que ocurre una falla, y los clientes realizan un reporte de interrupción del servicio, por ejemplo mediante llamadas telefónicas, entonces los grupos de trabajo de campo se trasladan al lugar y localizan la falla identificada por los IED, e indicadores de circuito fallado (Faulted Circuit Indicators – FCI), o estimada por el OMS. Después de haber localizado el daño se procede a realizar maniobras de re-energización de los tramos no afectados. Mientras se realizan estas actividades, se dejaría sin servicio por un tiempo considerable a un número mayor de consumidores que se encuentran en las fallas no afectadas. En la siguiente imagen se presenta una línea de tiempo referencial hasta el restablecimiento del servicio sin FLISR en un área urbana. (Landázuri Paredes, 2016)

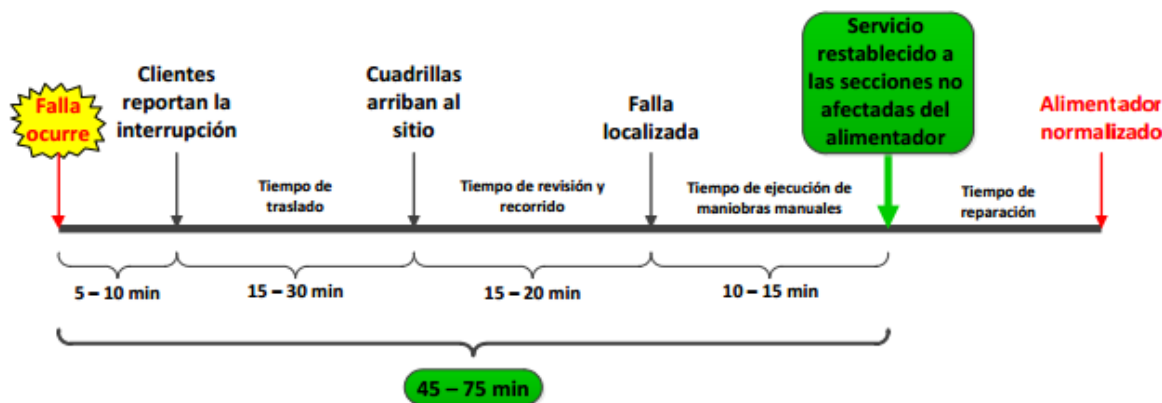


Ilustración 27 Secuencia de actividades de restauración del servicio sin FLISR. (Landázuri Paredes, 2016)

Mientras tanto con la aplicación FLISR los indicadores de falla que se encuentran en los equipos de seccionamiento, reportan este evento a la inteligencia FLISR, ésta se encarga de esperar hasta que se confirme por parte de los equipos que la falla no es transitoria, inmediatamente después se localiza la falla (entre interruptores de media tensión), activa los comandos de apertura para realizar el aislamiento y envía los comandos de cierre para energizar las secciones no afectadas del alimentador. En la siguiente figura se muestra el cambio en la línea del tiempo referencial para restablecer el servicio en un área urbana.



Ilustración 28 Restauración del servicio con un esquema FLISR. (Landázuri Paredes, 2016)

Para la **Detección de la falla**: El FLISR únicamente operará después de un corto circuito en el alimentador, no operará cuando el circuito es desenergizado debido a deslastre de carga por baja frecuencia, o baja tensión, o por operaciones manuales. Cuando se presentan corrientes de falla los detectores de falla iniciarán la operación FLISR, normalmente esto lo realiza un IED (Intelligent Electronic Device), o los reconectores de la línea que posee controladores incorporados. (Landázuri Paredes, 2016) Esto se observa en la siguiente figura:

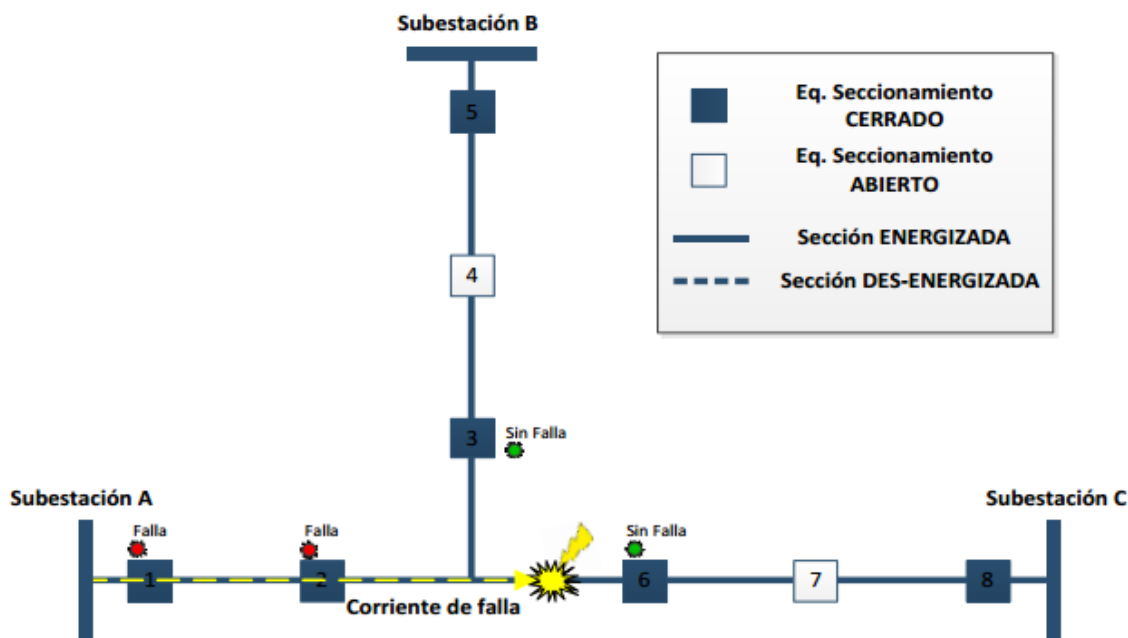


Ilustración 29 Detección de la falla. (Landázuri Paredes, 2016)

Para la **Localización de la Falla**: Una sección del alimentador, es decir, una porción limitada por equipos de seccionamiento telecomandados, que poseen indicadores de falla (Faulted Circuit Indicator -FCI), al presentarse ésta los dispositivos FCI indican que la corriente de falla pasó a través de los mismos; el FLISR conociendo la topología del



alimentador, determina cual es la sección fallada, considerando que la misma se encuentra ubicada entre un FCI que tiene indicación de falla activa y un FCI que no ve ninguna falla, como se muestra en la ilustración 30. (Landázuri Paredes, 2016)

Para el **Aislamiento de la falla**: La lógica FLISR espera que hayan culminado los re-cierres del reconectador y con esto se asegura que sea una falla permanente, envía los comandos de apertura a los equipos de seccionamiento con lo que la falla que aislada. (Landázuri Paredes, 2016)

El aislamiento de la falla se muestra en Ilustración 31.

Para la **Restauración del servicio**: Una vez aislada la sección con falla, FLISR restaura el servicio a la mayor cantidad de secciones no afectadas, usando las fuentes disponibles como se muestra en la Ilustración 32. (Landázuri Paredes, 2016)

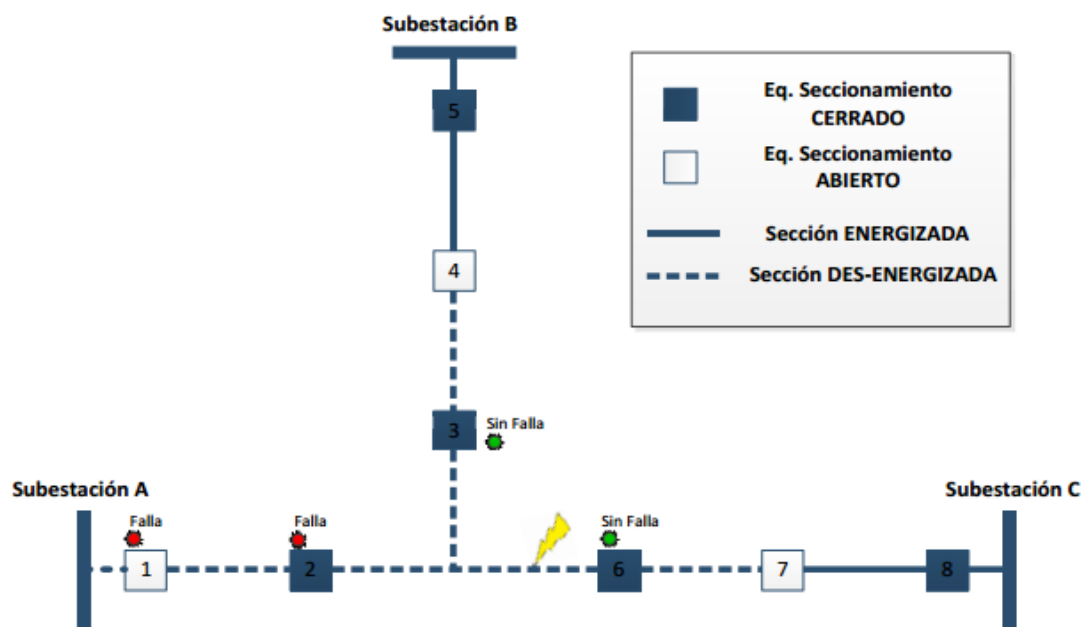


Ilustración 30 Localización de la falla. (Landázuri Paredes, 2016)

Tomando en cuenta el funcionamiento de la inteligencia FLISR, es necesario para la restauración del servicio en la mayor cantidad de secciones disponibles, que el alimentador tenga al menos una fuente adicional para realizar transferencias con la misma.

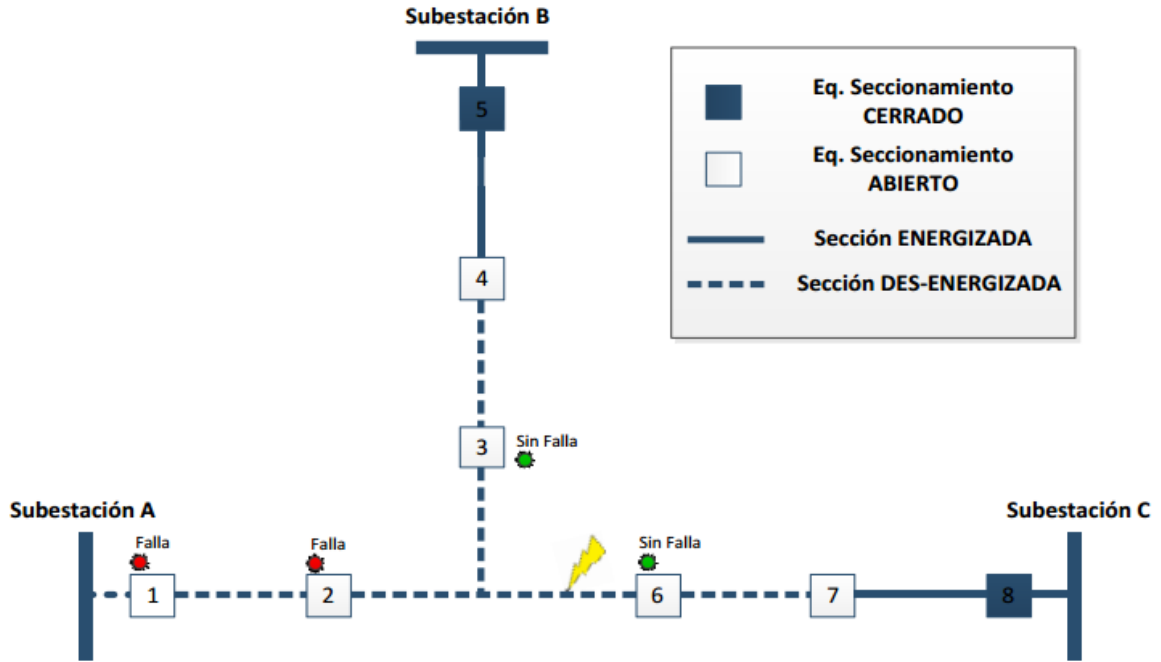


Ilustración 31 Aislamiento de la falla. (Landázuri Paredes, 2016)

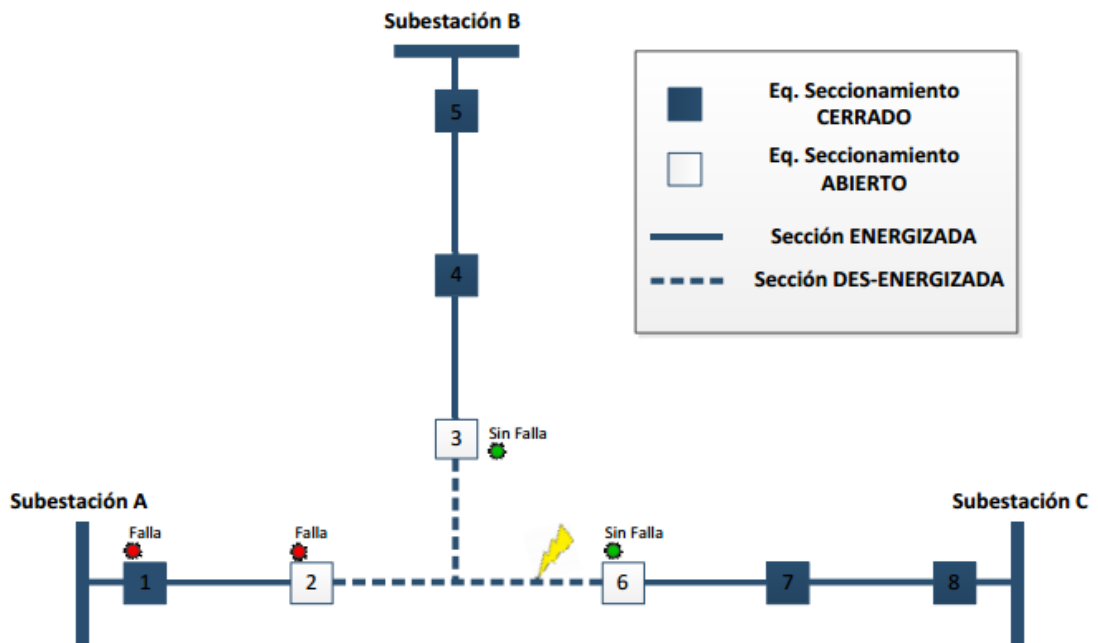


Ilustración 32 Restauración del servicio. (Landázuri Paredes, 2016)

FLISR puede tener un registro de carga de cada sección del alimentador, pudiendo ser el resultado del promedio de los valores medidos en cada interruptor dentro de un lapso de 15 minutos. De esta manera FLISR realiza una comparación entre los valores medidos pre-falla, con la capacidad de reserva en las fuentes de respaldo y si hay suficiente capacidad, se restablece el servicio haciendo uso de los interruptores de laso o enlace, caso contrario no se restablecería hasta que lleguen los grupos de trabajo. Este procedimiento es



ejecutado de forma automática sin que un operador tenga que realizar el proceso, por lo tanto, sería instantánea. La inteligencia FLISR tendría implementaciones futuras como: “restaurar secciones de alimentador con cargas mayores a la capacidad de las fuentes de respaldo, o puede utilizar mecanismos de respuesta de la demanda (Demand Response – DR), inclusive podría usarse con fuentes de generación distribuidas DER, como fuentes de respaldo para FLISR”. (Landázuri Paredes, 2016)

2.5.2. Restricciones de FLISR.

Al ejecutarse la aplicación FLISR el sistema debe satisfacer las siguientes restricciones:

- La capacidad de transporte de corriente de los transformadores y líneas deben estar dentro de los límites de diseño de la red.
- La caída de tensión debe permanecer dentro del margen establecido.
- El sistema debe permanecer siendo radial.
- El número de operaciones del equipamiento debe mantenerse dentro de los límites.
- Los clientes importantes tienen prioridad.
- El sistema debe permanecer balanceado tanto como sea posible.
- La coordinación de protecciones debe mantenerse. (Landázuri Paredes, 2016)

2.6. Criterios basados en conocimiento del alimentador primario.

Con los criterios antes descritos, se procede a elaborar un diagrama unifilar simple en donde se muestre los seccionadores cuchilla, o fusible, y los reconectores existentes. Se deben incluir los porcentajes de carga instalada que existen entre seccionadores, y la capacidad de los transformadores en las subestaciones. En la Ilustración 33 se muestra una captura del plano (Anexo 1), con la información descrita anteriormente.

Una vez conocido el diagrama unifilar del área piloto de automatización, se procede a ubicar los reconectores del proyecto BID 2 y BID 3 tomando en cuenta los criterios de confiabilidad descritos anteriormente, y los criterios de operación del sistema; además, para realizar la aplicación FLISR, se necesita de una topología como la que se indica en la Ilustración 26.

2.6.1.1. Criterios de ubicación óptima de equipos de corte.

En la CENTROSUR se desarrollaron proyectos con el objetivo de realizar automatización de redes de distribución, como la instalación de SAS (Automatización de Subestaciones). También se desarrollaron proyectos tales como BID 2 y BID 3, los cuales tienen como finalidad incrementar la confiabilidad del sistema con la instalación de varios equipos de corte y maniobra, que permitirán a la Empresa Eléctrica mejorar el índice TTIK e incrementar la redundancia entre sus redes.

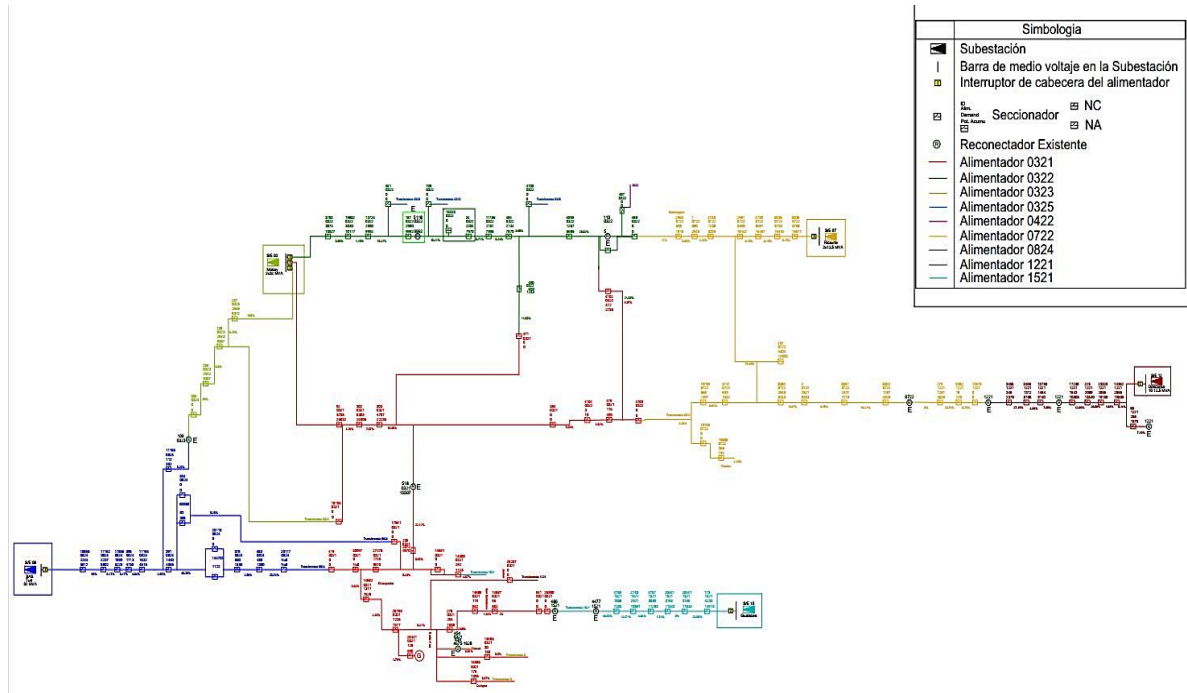


Ilustración 33 Diagrama unifilar del Área Piloto de Automatización.

Para el efecto, se va a proceder a la instalación de al menos 11 reconectores en el Área Piloto de Automatización, en base al diseño existente, en el cual para la ubicación óptima, se tomaron las siguientes consideraciones:

1. Indicadores de confiabilidad FMIK y TTIK.
2. Criterios de operación.
3. Criterios de protecciones.
4. Criticidad de la carga.
5. Restricciones operativas.

Tomando en cuenta los criterios antes descritos se procede a ubicar los reconectores en el diagrama unifilar que se muestran en la Ilustración 34.

2.7. Reconfiguración de los alimentadores primarios.

Con la información de los seccionadores existentes y las cargas por sección entre reconectores; además, con los reconectores de los proyectos BID 2 y BID 3, ya ubicados, se puede simplificar el diagrama como se muestra en la Ilustración 35 (Anexo 3), con lo cual se tiene una mejor comprensión y fácil interacción.

Como se mencionó anteriormente, se realizan algunas modificaciones a la red de alimentadores existentes, como en el caso del alimentador 0322, el cual transmitía la potencia eléctrica hasta el Hospital del Río y parte de la parroquia Monay; sin embargo, para este trabajo la sección antes descrita está siendo servida por el alimentador 0321. El mismo procedimiento se ha utilizado para el alimentador 1221.

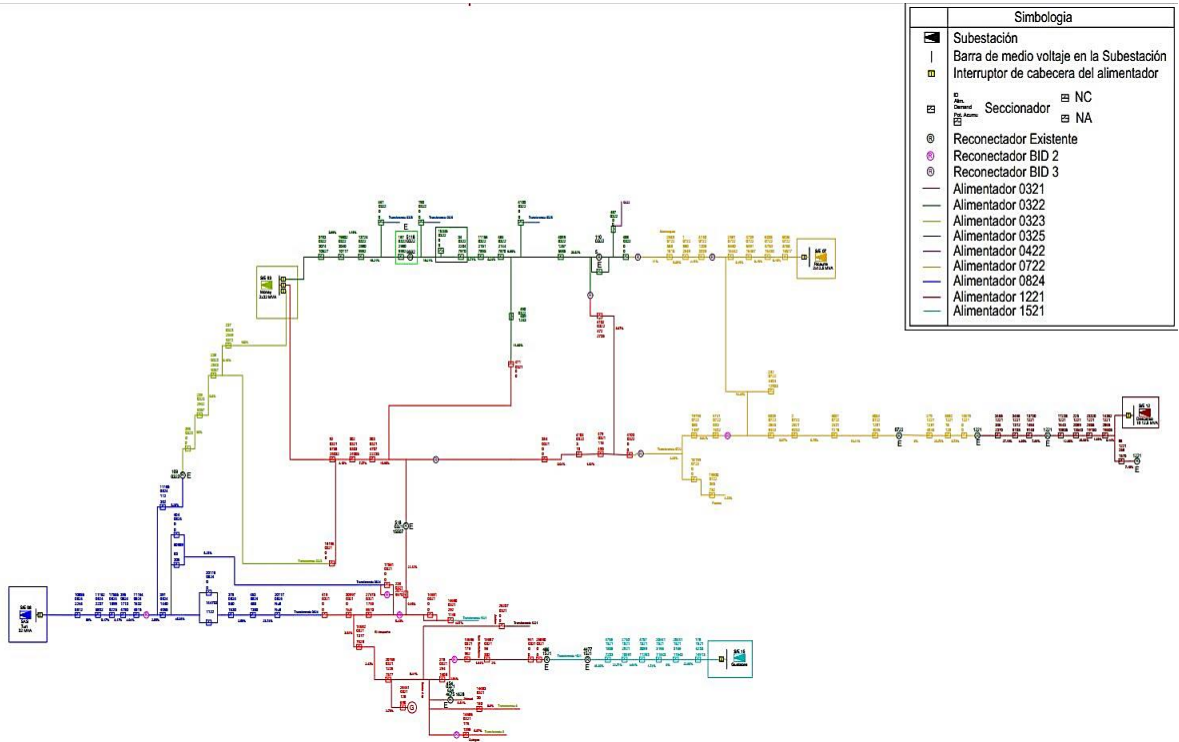


Ilustración 34 Diagrama unifilar del Plan Piloto de Automatización incluyendo los proyectos BID 2 y BID 3.

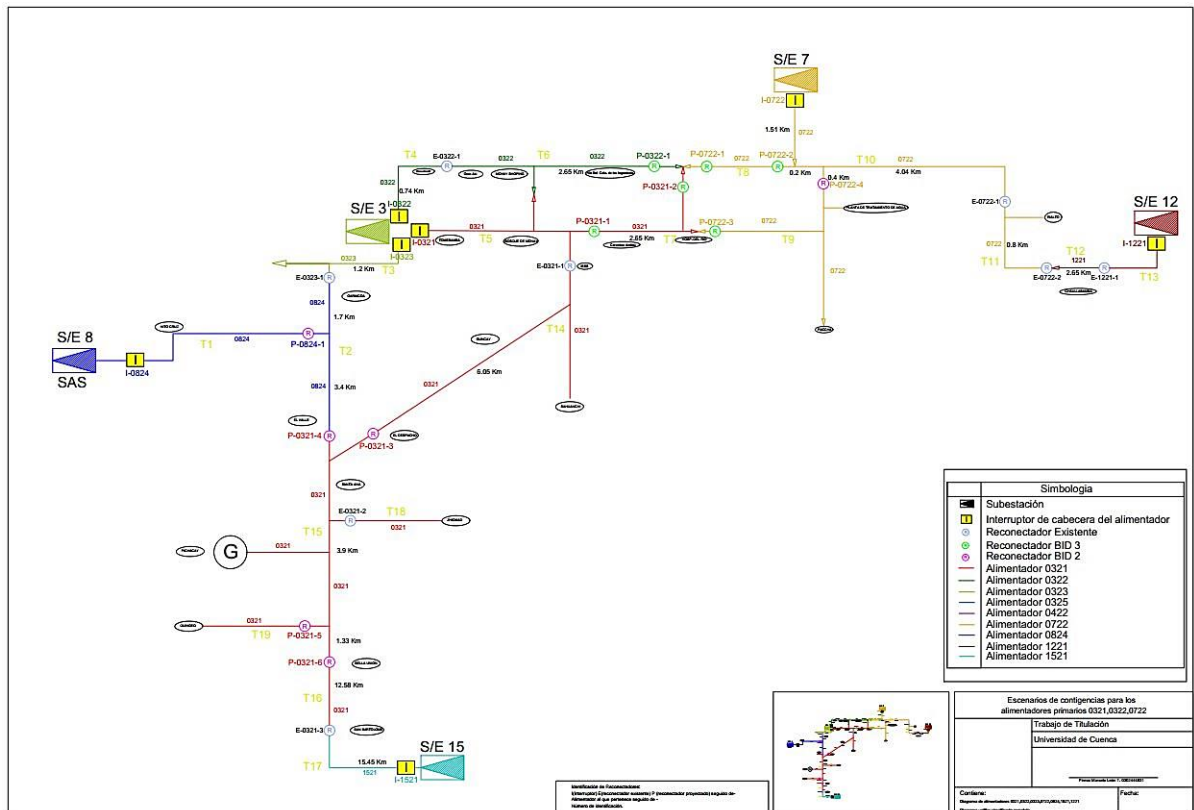


Ilustración 35 Diagrama unifilar simplificado Plan Piloto de automatización.



2.8. Consideraciones para la transferencia.

En los capítulos anteriores se describe las consideraciones a tener en cuenta para realizar transferencias de carga entre los distintos alimentadores del Plan Piloto de Automatización; por ejemplo, en el Capítulo 2, se especifica que, debido a las características constructivas de los alimentadores, no deben sobrepasar el transporte de una potencia mayor a 12 MVA. También se tiene que considerar que el Nivel de Voltaje no sobrepase los límites establecidos en la Regulación No. CONELEC 004-01, que para medio voltaje (0.6 a 40 kV según el Reglamento de Suministro del Servicio de Energía Eléctrica), en la subetapa 1, está definido con $\pm 10.0\%$, y en la subetapa 2 está definido con $\pm 8.0\%$, durante un 5% o más del periodo de medición de 7 días continuos, en cada mes. La configuración de las protecciones al incrementar el número de reconectores, se complica debido a la coordinación que se debe realizar para los alimentadores. Sin embargo, considerando los criterios de protección y de buenas prácticas de la ingeniería, se consideran como dispositivos de apertura y cierre.



3. Escenarios de contingencias para la automatización de la operación del sistema de distribución para los alimentadores primarios 0321, 0322 y 0722 de la CENTROSUR.

Para realizar la descripción de los escenarios de contingencias para el plan piloto de automatización, se requiere de una breve explicación de las herramientas necesarias para realizar el estudio correspondiente, las cuales se exponen a continuación:

3.1. Sistema de Información Geográfica (SIG o GIS):

SIG en español o GIS en inglés hace referencia a un conjunto de herramientas que permiten la unión, el almacenamiento, organización, manipulación, análisis y modelación de datos espaciales sobre el mundo o entorno que nos rodea, vinculando la información a referencias espaciales, facilitando la organización, aspecto, y toma de decisiones.

Este software da importancia a la información que posee cierta ubicación geográfica y lo presenta de manera gráfica en forma de capas. En el caso de la CENTROSUR se hace uso de la información geo-referenciada que se encuentra en la plataforma del GEOPORTAL, en donde se tiene acceso a la información geográfica topológica, eléctrica, puntos de pago, demografía, clientes y etc. En el presente trabajo, se hace uso de la herramienta GEOPORTAL para el conocimiento del sistema y la información correspondiente, tanto de conductor usado en el alimentador, como de la presencia de los dispositivos de corte y maniobra, como son los seccionadores, indicándose el estado en el que se encuentra, ya sea normalmente cerrado (NC), o normalmente abierto (NA); además se hace uso de información de la potencia instalada, interruptores de cabecera, etc.

3.2. CYMDIST:

CYMDIST se refiere al programa de análisis de redes de distribución, diseñado para realizar estudios de planificación y simulación del comportamiento de redes de distribución en distintas condiciones de funcionamiento y distintos escenarios. El programa CYMDIST perteneciente a la plataforma CYME, consta de una serie de aplicaciones como por ejemplo un editor de redes, módulos de análisis como flujos de carga en sistemas balanceados y desbalanceados, etc.; este programa fue diseñado con el objetivo de realizar la planificación de redes de distribución y realizar la simulación en distintas condiciones de las mismas. En el presente trabajo en primer lugar es necesario ingresar la base de datos que corresponde al sistema de distribución, y como paso siguiente se procede a crear un nuevo estudio, en este se seleccionan los alimentadores necesarios (en el presente trabajo los mencionados anteriormente), luego se selecciona la configuración visual más adecuada, posteriormente se realizan las modificaciones en las redes del plan piloto de automatización para obtener el esquema mostrado en la Ilustración 35; a continuación se ingresan al software los reconectores de los proyectos BID 2 y BID 3, luego se selecciona el estudio a realizarse, en este caso el Flujo de Carga. El programa permite realizar una codificación con colores, para identificar caídas de tensión, porcentajes de carga, etc., y los resultados se pueden exportar en formato Libro de Excel.

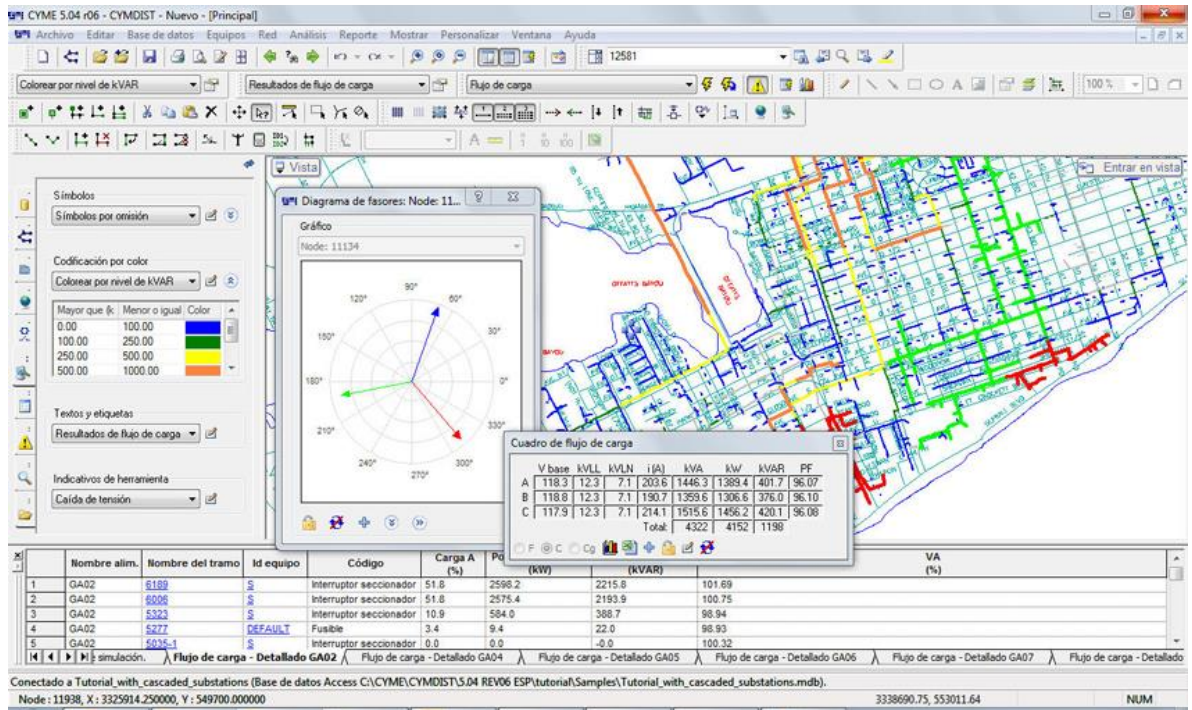


Ilustración 36 Captura del software CYMIST (Web).

3.3. ADMS (Advanced Distribution Management System).

El Sistema Avanzado de Gestión de Distribución, es una solución que puede unificar al menos las cinco partes fundamentales, a saber: SCADA, DMS (Distribution Management System), OMS (Outage Management System), MWM (Movil Workforce Management) utilizado para gestionar los grupos operativos para superar interrupciones del servicio, WOM (Work Order Management), etc. El software ADMS proporciona herramientas para visualización dinámica, para el monitoreo y control de sistemas de distribución eléctricos, además posee varias aplicaciones de potencia para el análisis de operaciones, como es la planificación, operación, confiabilidad y optimización. (Schneider Electric, 2017) A continuación, se exponen algunas características del software ADMS:

- Interfaz de usuario eficiente y fácil de usar para gestionar la red de distribución.
- Las aplicaciones de potencia son rápidas, robustas, y eficientes, además estandarizadas.
- Aplicaciones de potencia para distribución.
- Plataforma de integración de base de datos y máximo rendimiento en utilización de los mismos.
- Fundamentos para la “Smart Grid Solution” y gestión total de la distribución.

A continuación, en la Ilustración 37, se muestra una captura del software ADMS:

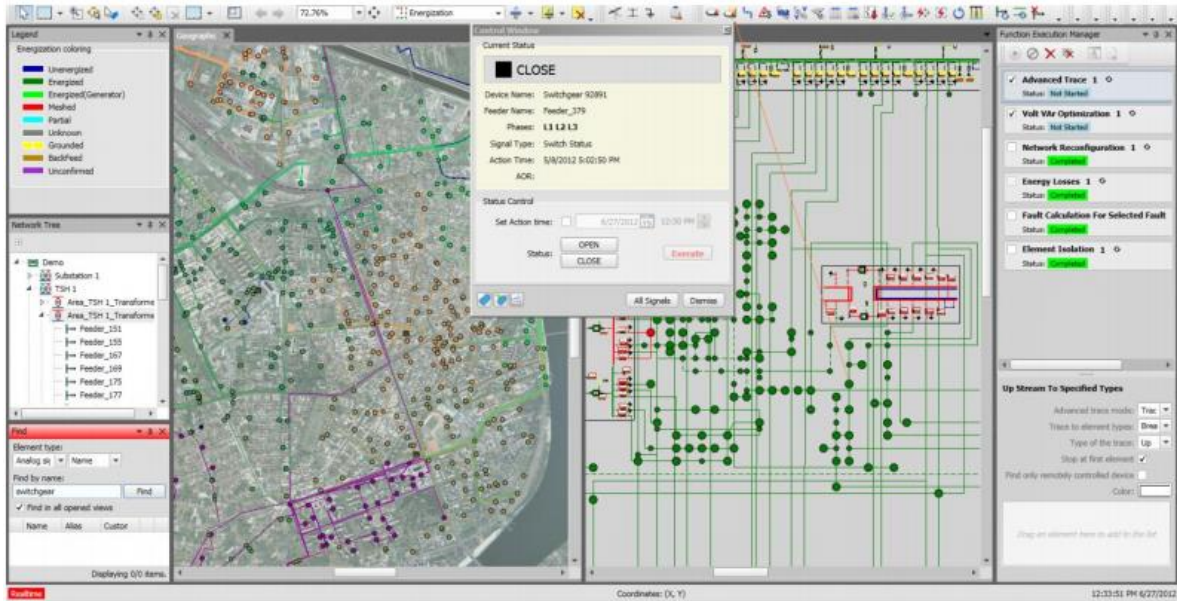


Ilustración 37 Interfaz de usuario de software DMS. (Fuente: ADMS Smart Grid Solution for Electricity Distribution Networks.)

3.4. Escenarios Propuestos.

Para obtener los escenarios de contingencias, se especifican trece secciones entre equipos de corte; en la Tabla 7 se observa las secciones existentes con la carga instalada en cada una y el alimentador al que pertenecen.

Tabla 7 Secciones de los alimentadores 0321, 0322, 0323, 0722, 0824, 1221, 1521.

Sección	Carga inst. por tramo en porcentaje	Carga total inst. en porcentaje	Alimentador
T1	13.38		
T2	84.70	98.08	0824
T3	99.16	99.16	0323
T4	24.29		
T6	68.93	93.21	0322
T5	38.05		
T7	10.99		
T14	27.54		
T15	8.41		
T18	6.51		
T19	5.57		



Sección	Carga inst. por tramo en porcentaje	Carga total inst. en porcentaje	Alimentador
T16	3.84	100.91	0321
T17	99.99	99.99	1521
T8	20.23		
T9	9.48		
T10	45.56		
T11	24.49	99.76	0722
T12	39.97		
T13	48.46	88.43	1221

Se debe realizar la identificación de los dispositivos de corte y maniobra, para efectos prácticos, se identifican de la siguiente manera:

Letra – Alimentador - Número de identificación

En donde la “Letra” puede ser la “I” para interruptor de cabecera, “E” para reconectador existente, y la “P” para reconectador proyectado. El “Alimentador” consta de las cuatro cifras con las que se identifica un alimentador, por ejemplo 0321, y el “Número de identificación” se asigna con el objetivo de que no existan confusiones con relación al reconectador que se hace referencia. De esta forma al mencionar al E-0322-1, se refiere al reconectador existente 1 que pertenece al alimentador 0322. En el ANEXO 3, se puede observar la utilización de esta forma de identificar.

En este trabajo se consideran únicamente fallas trifásicas a tierra, por su carácter de mayor perjuicio a la red de distribución; por lo tanto, al mencionar que ocurre una falla, implica que se trata de este tipo. Con la información obtenida se procede a realizar la Tabla 8, en donde se describe los distintos escenarios ante fallas en las diferentes secciones del alimentador, la actuación de los reconectores debido a esta contingencia, la transferencia que se debe realizar, consecuentemente las maniobras necesarias para la misma. El término N/E usado, se refiere a que no existe la posibilidad de realizar una transferencia en ese caso en particular.



Tabla 8 Escenarios ante fallas propuestos.

Falla	Sección	Apertura por actuación de protecciones.	Apertura por maniobra de aislamiento de la falla.				Sección a ser transferida.	Maniobra de Cierre de dispositivo.		Alimentador al que pertenece antes de la contingencia	Alimentador al que pertenece después de la contingencia
F1	T1	I-0824	P-0824-1				T2	E-0323-1		0824	0323
F2	T2	E-0323-1	P-0824-1				N/E		P-0321-4	0824	0321
F3	T3	I-0323					N/E				
F4	T4	I-0322	E-0322-1				T6	P-0322-1	P-0321-2	0322	0321
F5	T5	I-0321	E-0321-1	P-0321-1			T7	P-0322-1	P-0722-1	0322	0722
								P-0321-2	P-0322-1	0321	0322
									P-0722-3	0321	0722
							T14-T15-T16-T18-T19	P-0321-4		0321	0824
F6	T6	E-0322-1					N/E				
F7	T7	P-0321-1					N/E				
F8	T8	P-0722-2					N/E				
F9	T9	P-0722-4					N/E				
F10	T10	I-0722	P-0722-2	P-0722-4	E-0722-1		T8	P-0322-1	P-0722-1	0722	0322
								P-0321-2	P-0722-1	0722	0321
							T9	P-0722-3		0722	0321
						T11	E-0722-2		0722	1221	
F11	T11	E-0722-1					N/E				
F12	T12	E-1221-1					N/E				
F13	T13	I-1221	E-1221-1				T12	E-0722-2		1221	0722
F14	T14	E-0321-1	P-0321-3				T15-T16-T18-T19	P-0321-4		0321	0824
F15	T15	P-0321-3	P-0321-4	P-0321-5	P-0321-6	E-0321-2		E-0321-3	0321	1521	
F16	T16	P-0321-6					N/E				
F17	T17	I-1521					N/E				
F18	T18	E-0321-2					N/E				
F19	T19	P-0321-5					N/E				

3.5. Criterio de N-1.

Un sistema cumple con el criterio de N-1, cuando al ocurrir una contingencia simple más severa, el sistema mantiene condiciones de funcionamiento aceptables; es decir, que los flujos de potencia en las líneas se mantengan en los límites normales de operación y dentro de los límites establecidos en la regulación. Este criterio consiste en la simulación de la red sin un componente de la misma (líneas de transmisión/distribución, transformadores, generadores). Para este caso en específico se modelaron diecinueve casos de falla, basados en la disminución de un componente en la red de distribución, perteneciente al plan piloto de automatización (PPARD). Como el análisis contempla la capacidad de la red para mantener el servicio normal en las zonas no afectadas, se emplea la peor situación posible, que se refiere a la simulación de la contingencia cuando la carga es máxima o pertenece al periodo del año en el cual la CENTROSUR ha presentado la mayor carga durante el año 2016. (Salao Paredes, Masache Masache, & Mera Gencón)

3.6. Resultados de la modelación y simulación.

Previo la simulación se deben crear diagramas unifilares simplificados de los diferentes casos de fallas, los cuales se pueden observar en los planos que se encuentran en los ANEXOS desde el 4 en adelante.

Se realiza las simulaciones correspondientes analizando los datos y luego construyendo una tabla de resumen en la que se identifica de la mejor manera los resultados obtenidos, los mismos que se muestran en la Tabla 10. Se puede observar que los casos a ser analizados, se ven incrementados a treinta y cinco, esto se debe a que en el número de casos de fallas, no se toma en cuenta que para una falla, existen varias transferencias de carga posibles, y además se puede dividir la carga de algunos de los alimentadores, con el objetivo de mejorar la caída de tensión en los extremos del alimentador, como es el caso de la Falla 14, Caso 1, en la que la caída de tensión sobrepasa el límite exigido por la Regulación No. CONELEC-004/01. Adicionalmente, se presentan dos alternativas para la



transferencia de la misma carga, las cuales se encuentran en los límites adecuados. En el cuadro de resultados, también se observa que la carga a través del alimentador en ningún caso sobrepasa el límite de la capacidad del calibre de los conductores que es de 12 MVA.

En cuanto a la capacidad de las subestaciones analizadas para cada contingencia, estas tienen una holgura relativa, que se puede observar en los resultados de la simulación, en donde estas tienen la capacidad suficiente para entregar la potencia necesaria para realizar las transferencias de carga correspondientes, aplicando el criterio de N-1.

Tabla 9 de estado de las subestaciones frente a las distintas contingencias.

Sección.	Caso	Subestación	Capacidad máxima de la subestación con ventilación forzada. (MVA)	Carga máxima de la subestación. (MVA)	Incremento de la carga debido a la transferencia realizada. (MVA)	Carga total con la transferencia de carga. (MVA)
T1	Caso 1	08	32	12,47	1,63	14,11
	Caso 2		32	12,47	1,71	14,18
	Caso 1 Alternativa 1		32	12,47	3,35	15,83
T2		08	32	12,47	-1,64	10,84
T3		03	32	18,97	-2,81	16,16
T4	Caso 2	03	32	18,97	2,21	21,18
	Caso 1		32	18,97	2,19	21,16
T5	Caso 4	03	32	18,97	0,66	19,63
	Caso 3		32	18,97	0,66	19,63
	Caso 1		32	18,97	0,66	19,62
	Caso 2		32	18,97	3,14	22,11
	Caso 1		32	18,97	3,20	22,17
	Caso 1 Alternativa 1		32	18,97	2,88	21,85
	Caso 1 Alternativa 2		32	18,97	4,47	23,44
T6		03	32	18,97	-2,16	16,81
T7		03	32	18,97	-0,66	18,31
T8		07	12,5	11,13	-1,05	10,09
T9		07	12,5	11,13	-1,37	9,76
T10	Caso 2	07	12,5	11,13	1,04	12,17
	Caso 1		12,5	11,13	2,44	13,58
	Caso 3		12,5	11,13	3,08	14,21
	Caso 1		12,5	11,13	2,44	13,58
	Caso 1		12,5	11,13	0,70	11,83
T11		07	12,5	11,13	-0,69	10,45
T12		12	12,5	6,39	-1,89	4,50
T13	Caso 1	12	12,5	6,39	-4,00	2,40
T14	Caso 2	03	32	18,97	1,73	20,70
	Caso 1		32	18,97	1,90	20,86
	Caso 1 Alternativa 2		32	18,97	0,00	18,97
	Caso 1 Alternativa 1		32	18,97	3,35	22,32
T15	Caso 1	03	32	18,97	0,26	19,23
T16		03	32	18,97	-0,26	18,71
T17		15	16	10,52	-4,27	6,24
T18		03	32	18,97	-0,25	18,72
T19		03	32	18,97	-0,30	18,67



Falla 1: En la falla 1, se presentan tres casos para realizar transferencia de carga, a continuación, se muestra el **Caso 1**. La sección del alimentador que se encuentra sin servicio, está encerrada dentro del recuadro.

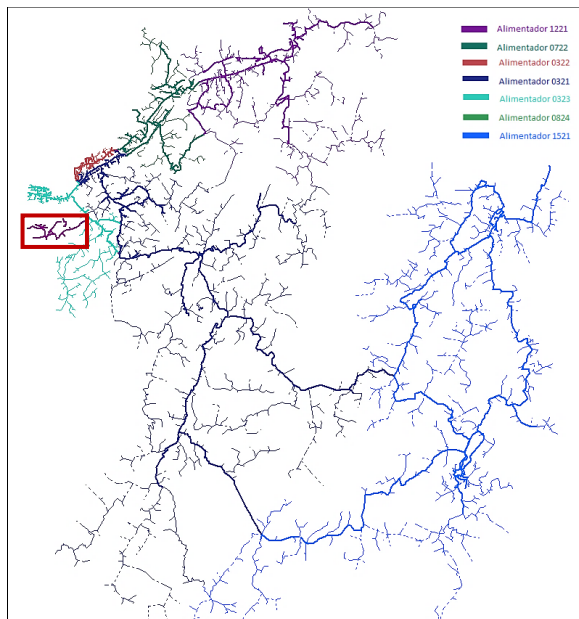


Ilustración 38 Falla 1 Caso 1 de transferencia de carga.

Caso 2:

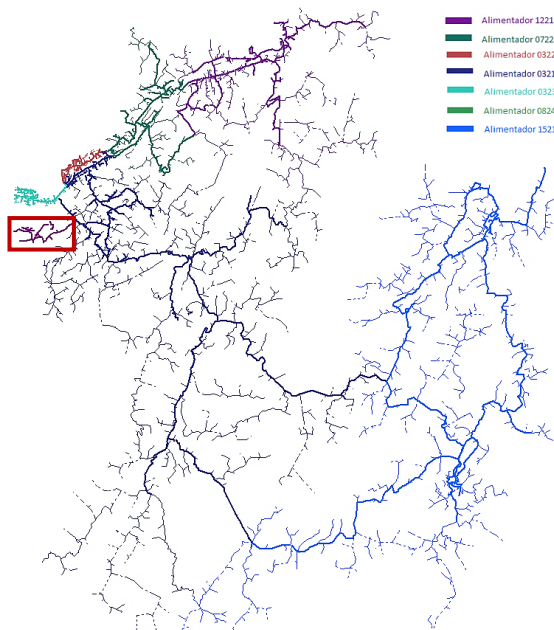


Ilustración 39 Falla 1 Caso 2 de transferencia de carga.



Caso 1 Alternativa 1:

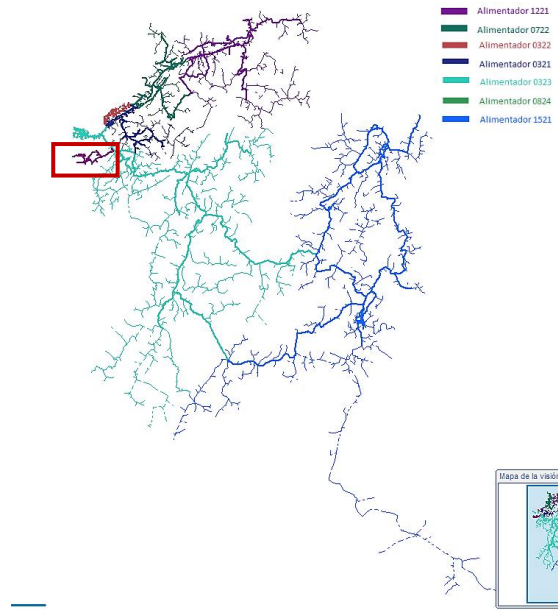


Ilustración 40 Falla 1 Caso 1 Alternativa 1.

Falla 2:

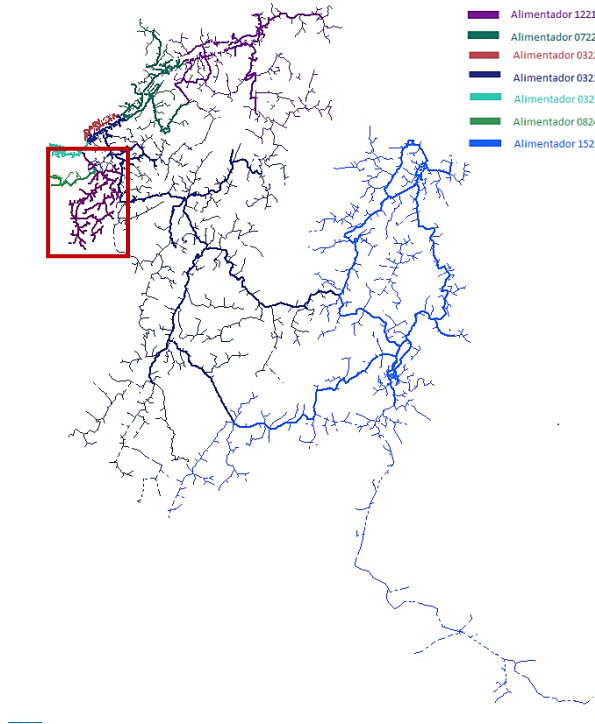


Ilustración 41 Falla 2.



Falla 3:

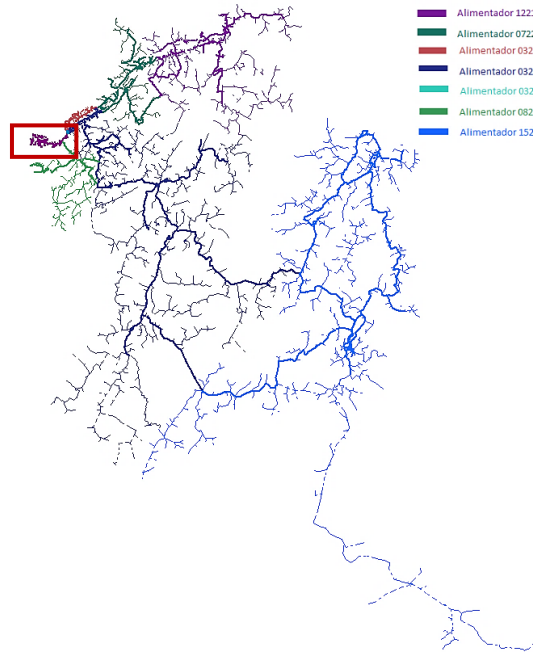


Ilustración 42 Falla 3.

Falla 4 Caso 1:

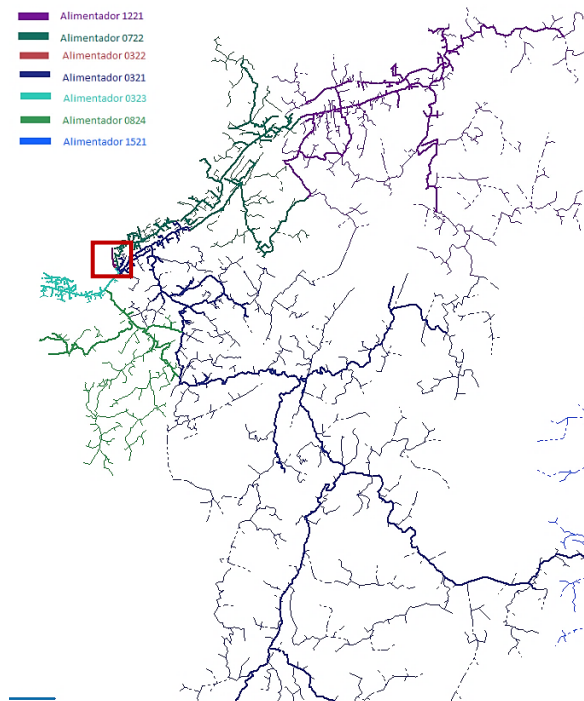


Ilustración 43 Falla 4 Caso 1.



Falla 4 Caso 2:

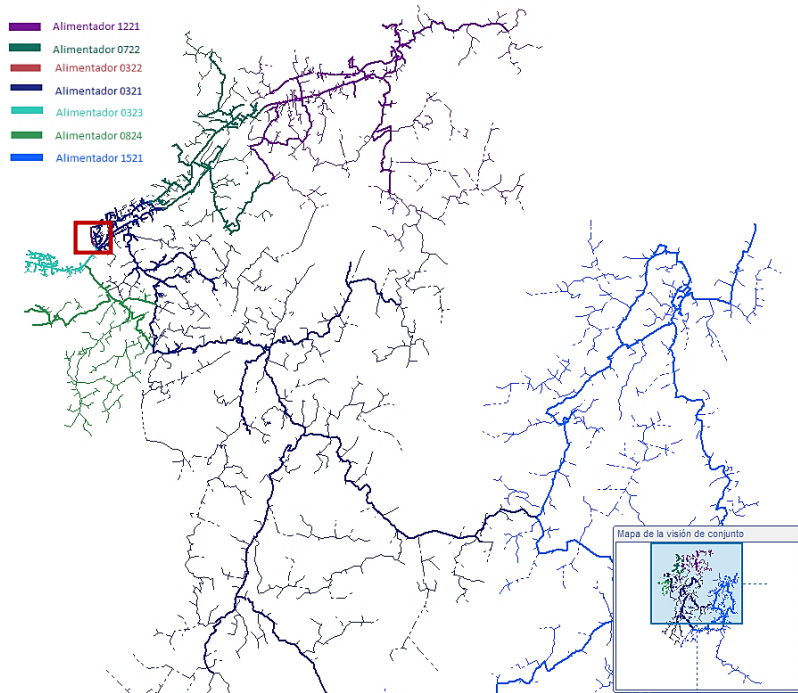


Ilustración 44 Falla 4 Caso 2.

Falla 5 Caso 1:

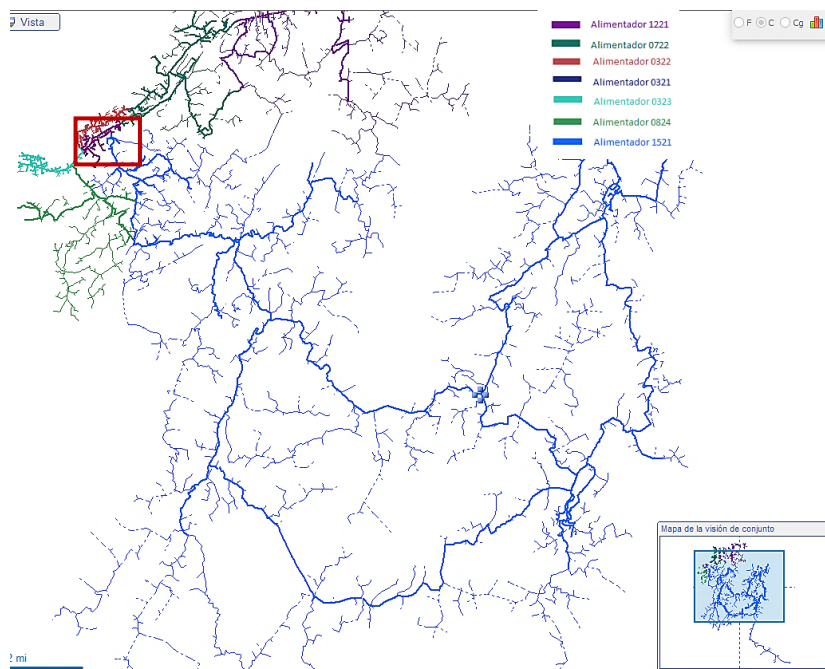


Ilustración 45 Falla 5 Caso 1.



Falla 5 Caso 2:

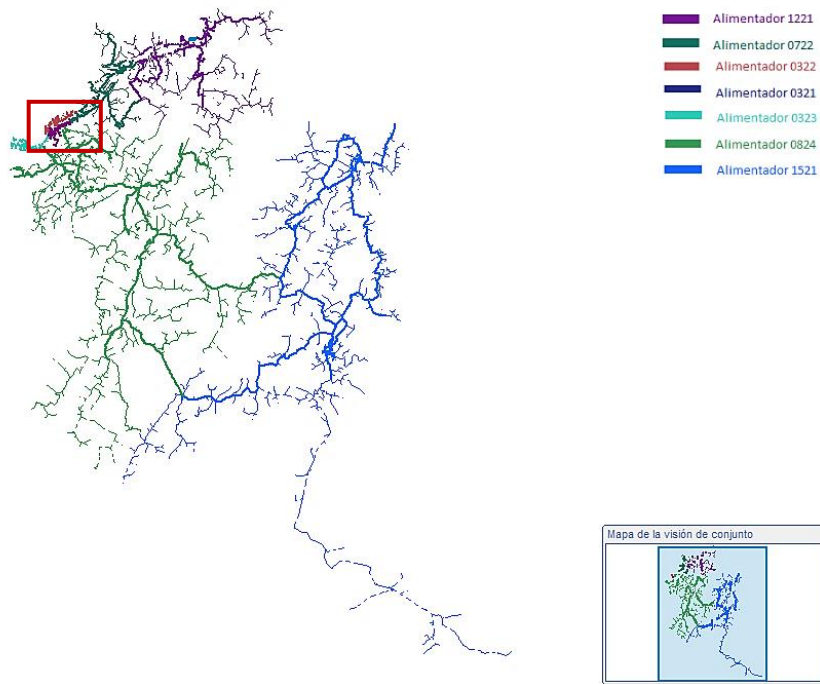


Ilustración 46 Falla 5 Caso 2.

Falla 5 Caso 3:

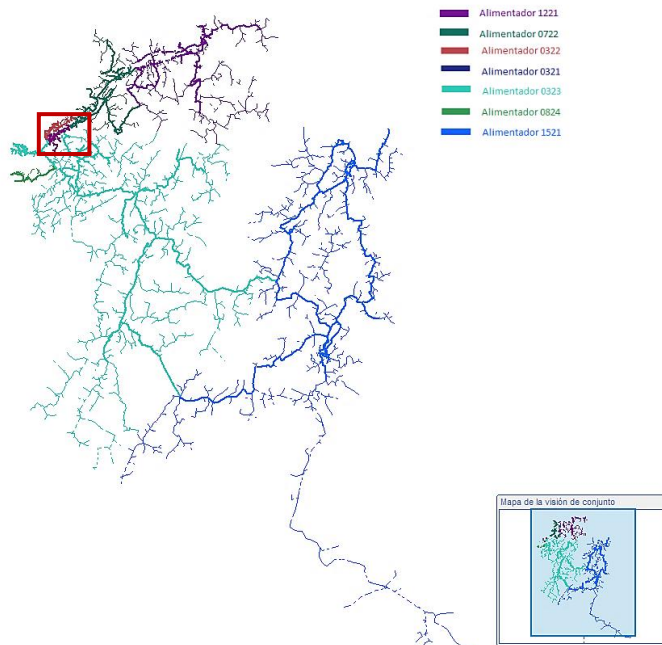


Ilustración 47 Falla 5 Caso 3.



Falla 5 Caso 4:

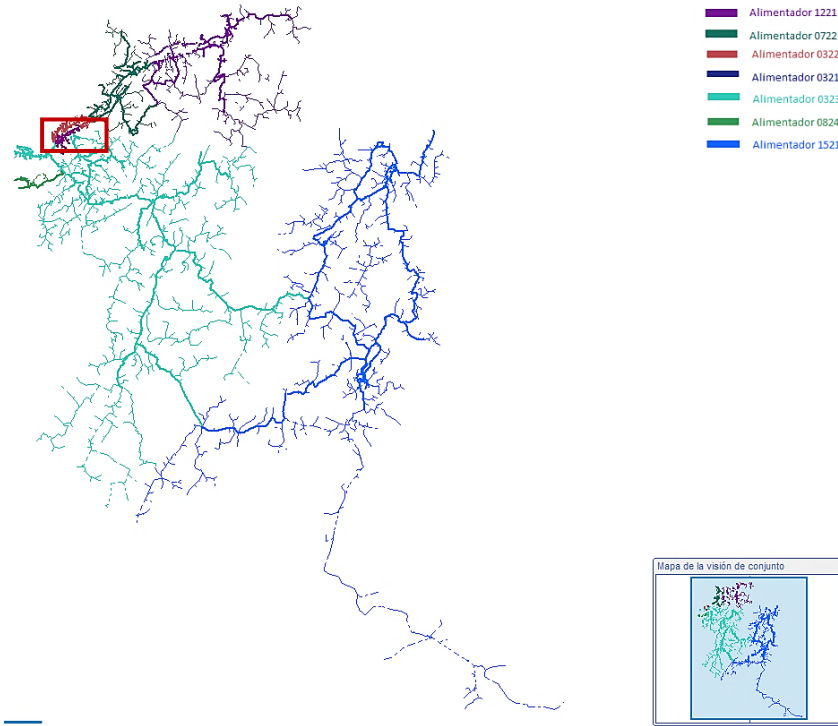


Ilustración 48 Falla 5 Caso 4.

Falla 5 Caso 1 Alternativa 1:

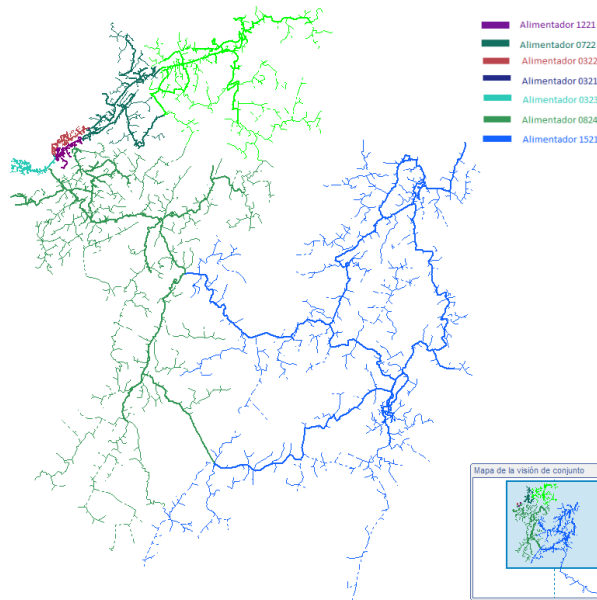


Ilustración 49 Falla 5 Caso 1 Alternativa 1.



Falla 5 Caso 1 Alternativa 2:

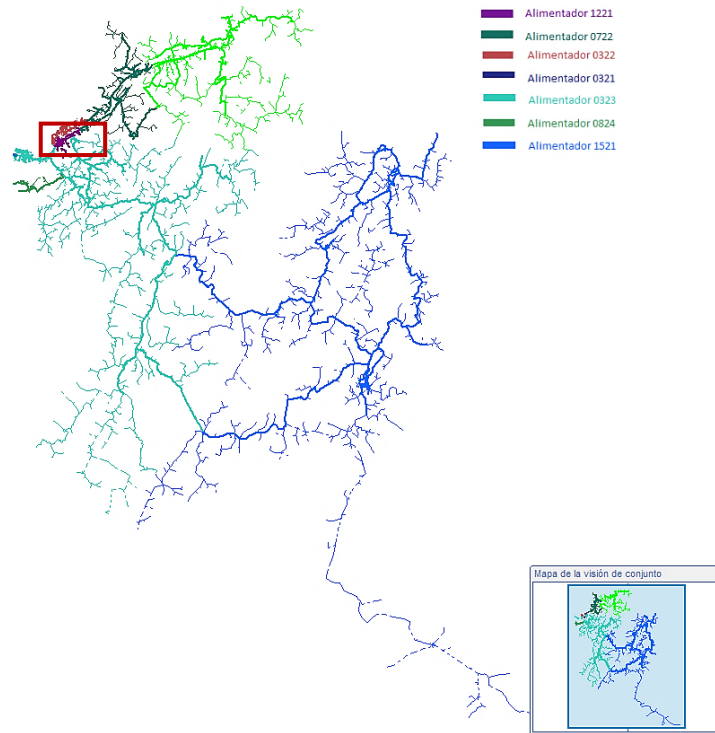


Ilustración 50 Falla 5 Caso 1 Alternativa 2.

Falla 6:

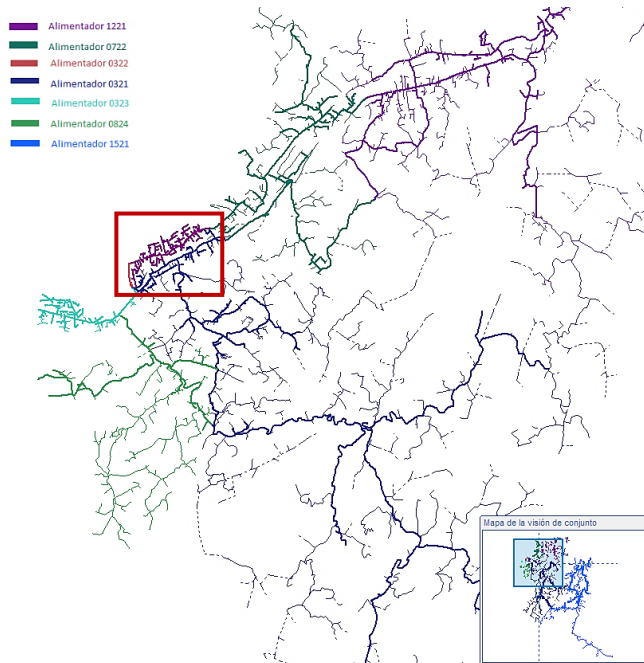


Ilustración 51 Falla 6.



Falla 7:

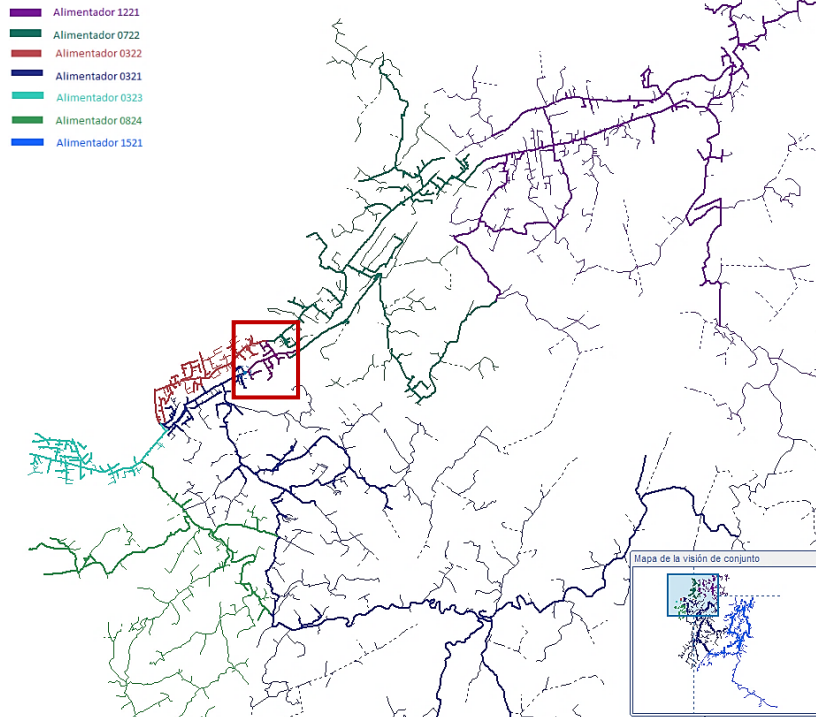


Ilustración 52 Falla 7.

Falla 8:

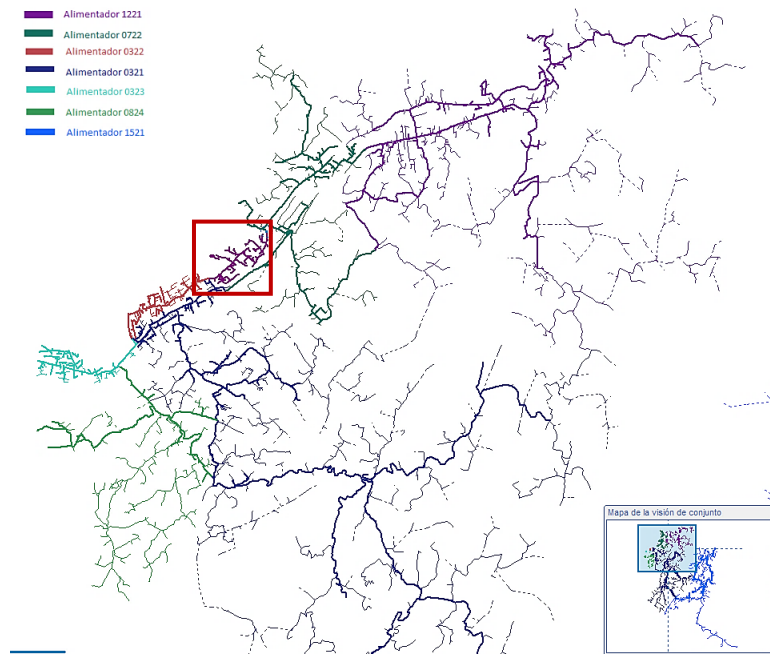


Ilustración 53 Falla 8.



Falla 9:

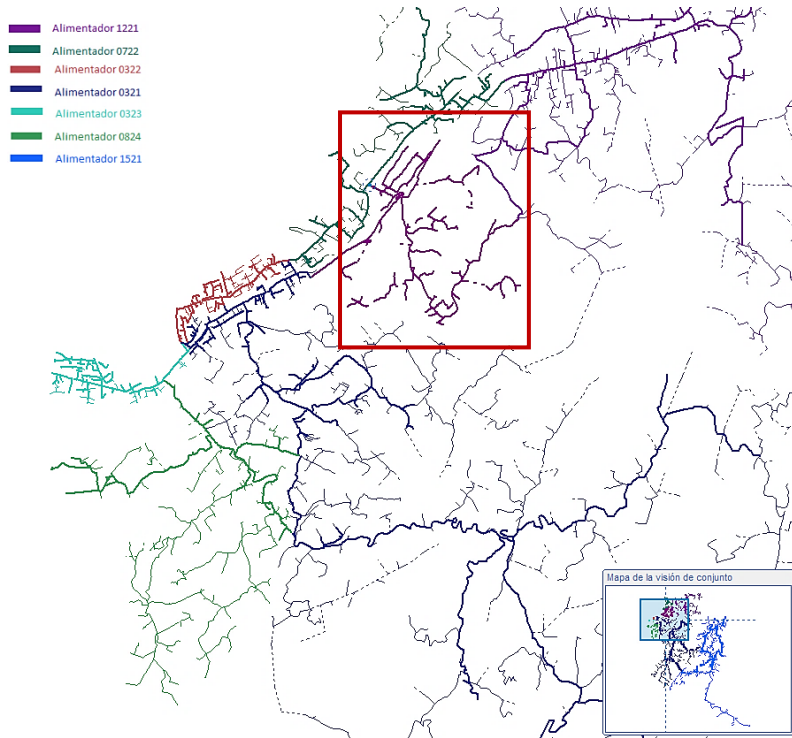


Ilustración 54 Falla 9.

Falla 10 Caso 1:

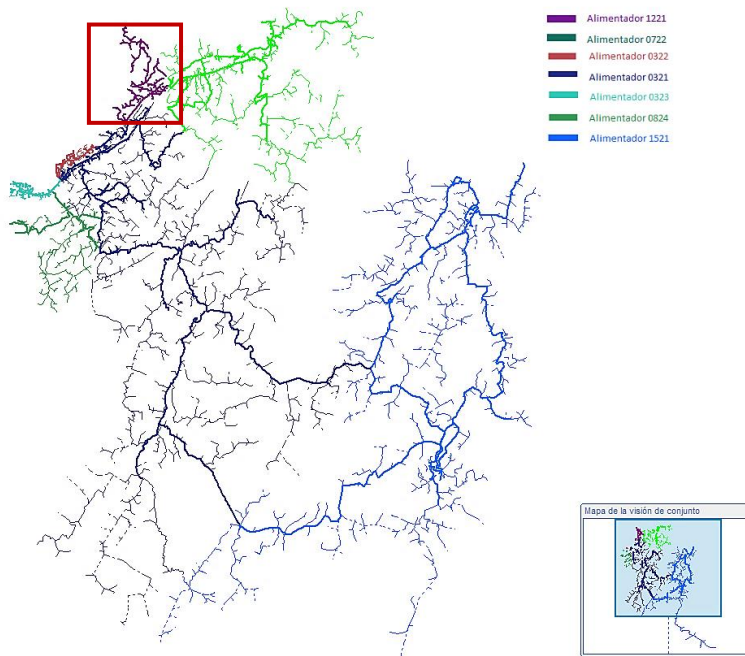


Ilustración 55 Falla 10 Caso 1.



Falla 10 Caso 2:

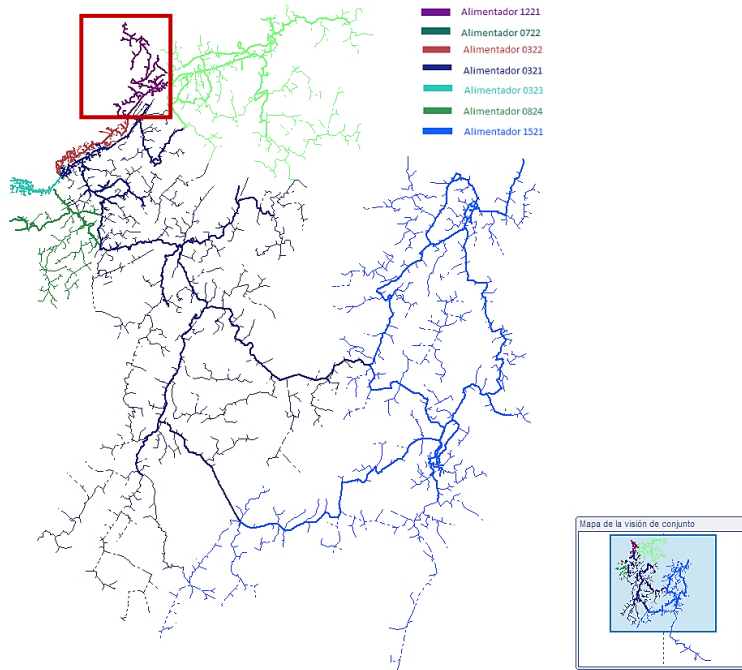


Ilustración 56 Falla 10 Caso 2.

Falla 10 Caso 3:

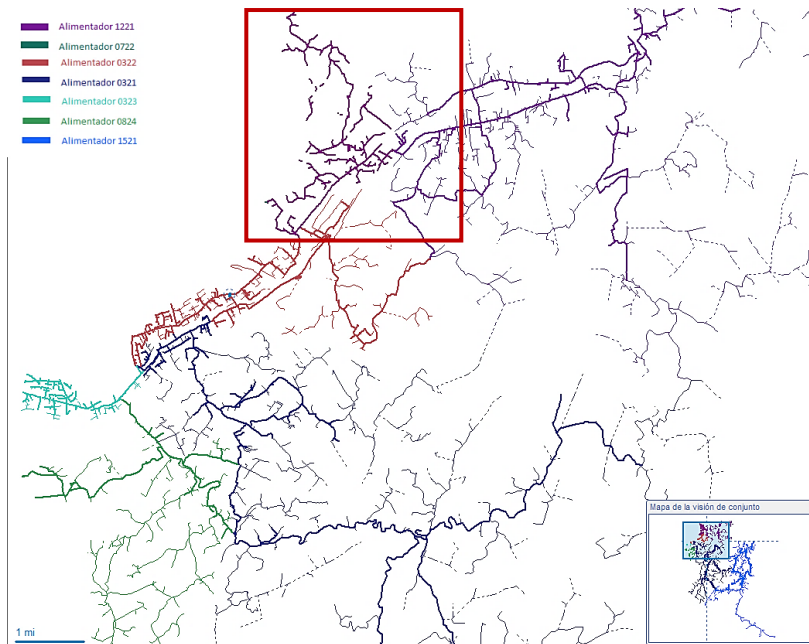


Ilustración 57 Falla 10 Caso 3.



Falla 11:

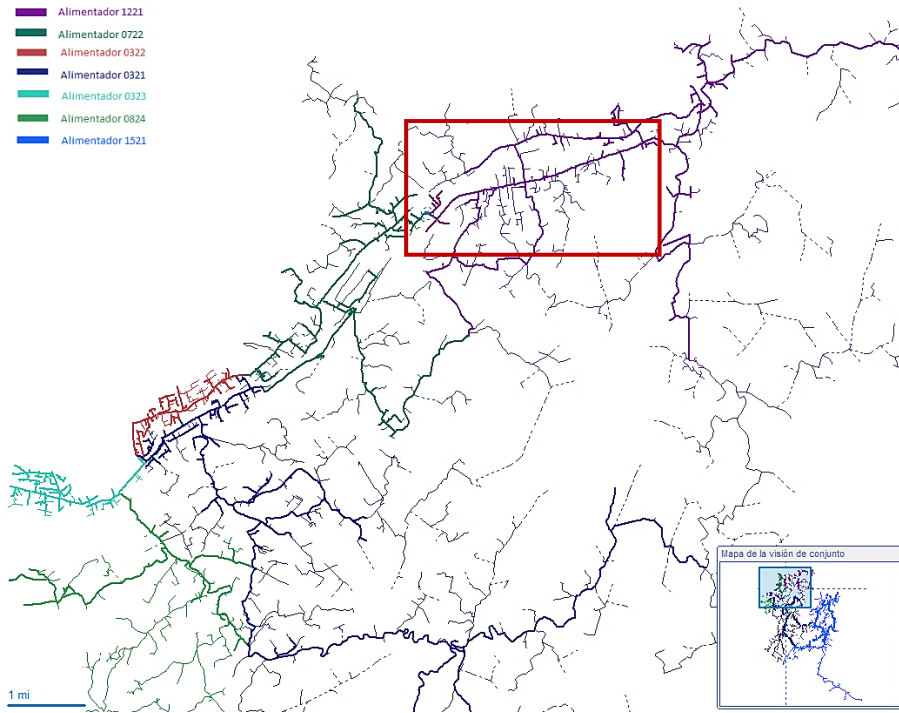


Ilustración 58 Falla 11.

Falla 12:

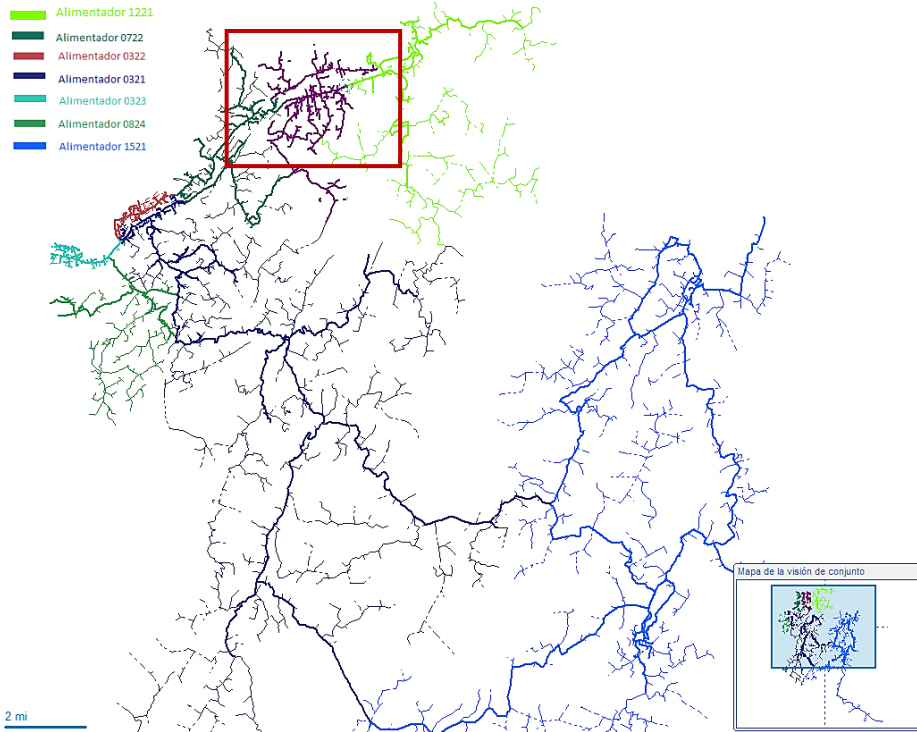


Ilustración 59 Falla 12.



Falla 13:

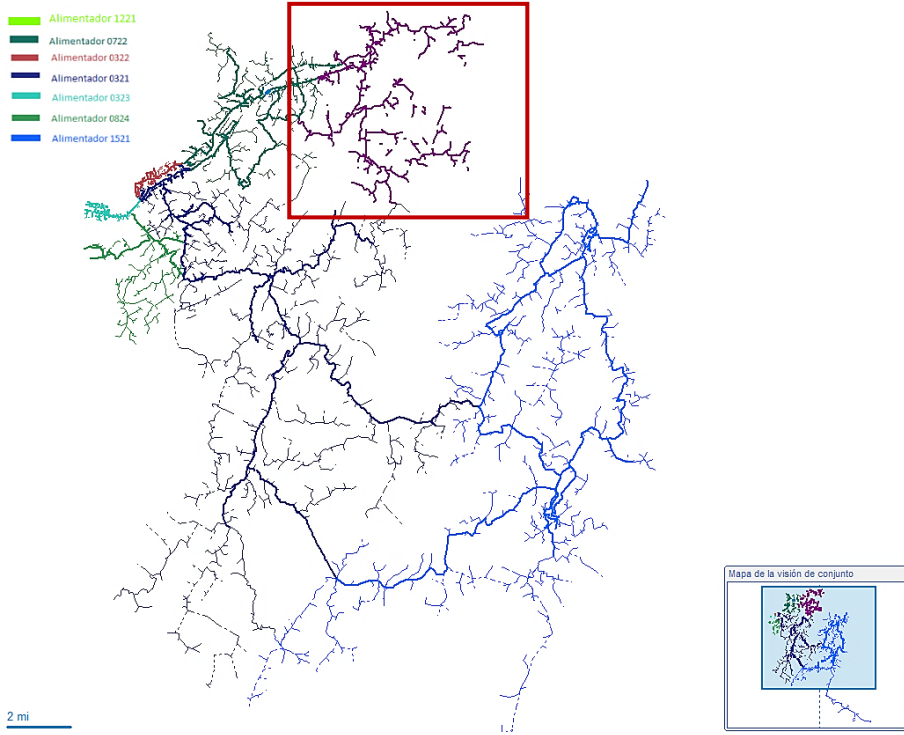


Ilustración 60 Falla 13.

Falla 14 Caso 1:

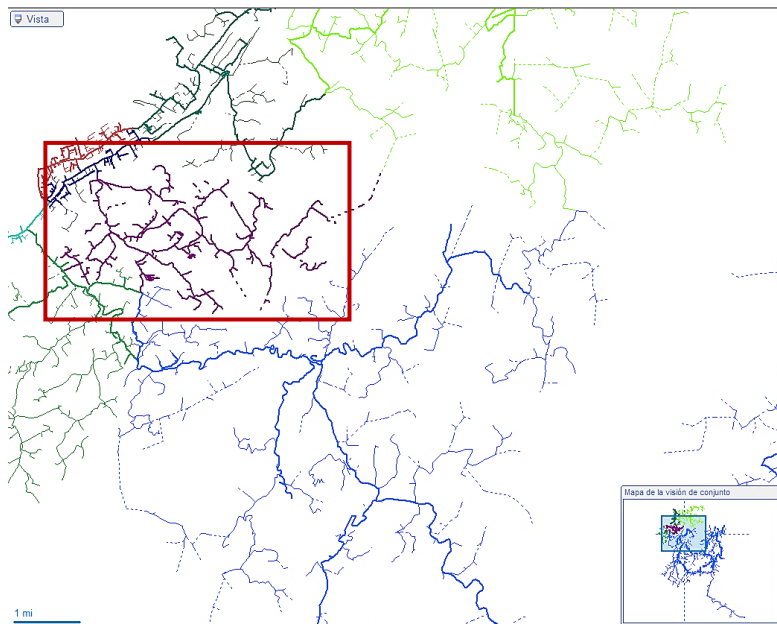


Ilustración 61 Falla 14 Caso 1.



Falla 14 Caso 1 Alternativa 1:

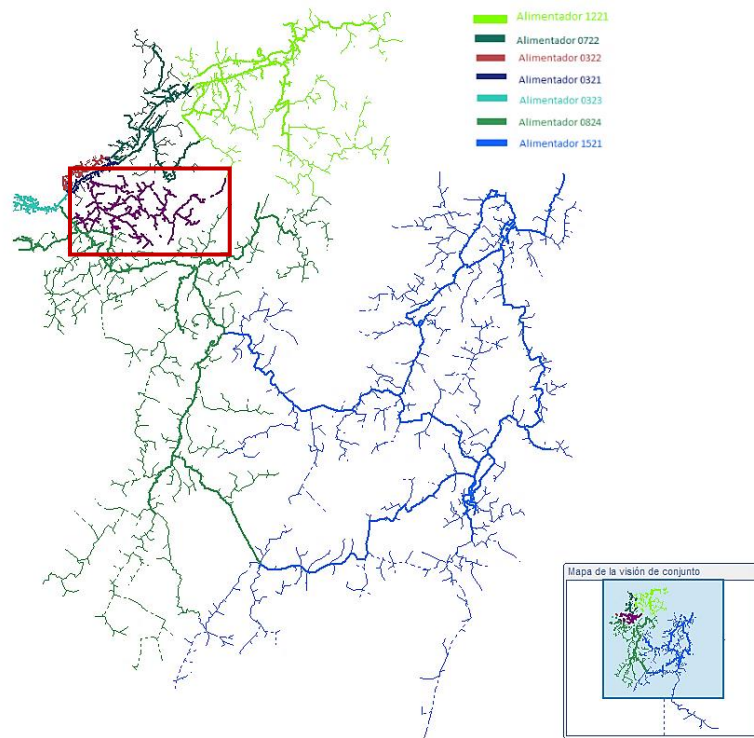


Ilustración 62 Falla 14 Caso 1 Alternativa 1.

Falla 14 Caso 2:

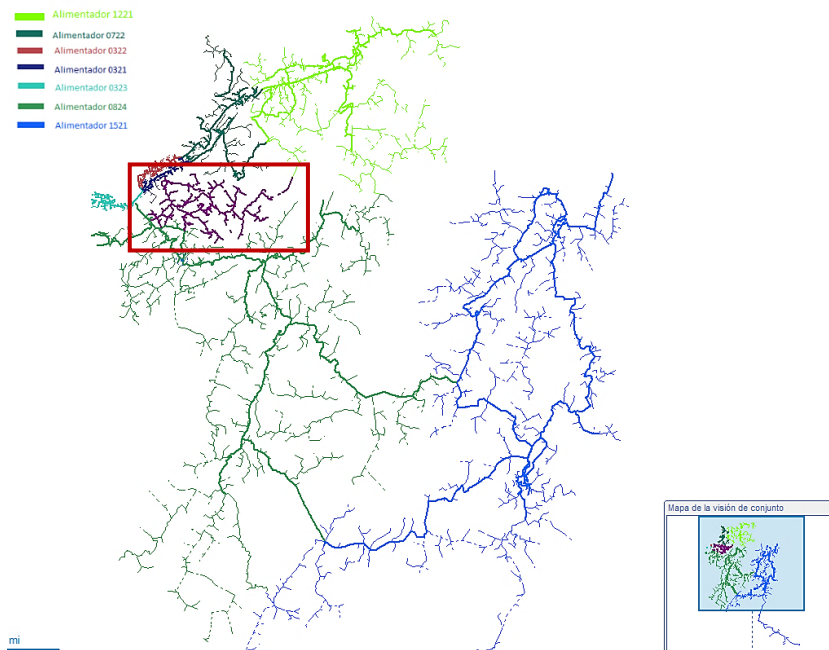


Ilustración 63 Falla 14 Caso 2.



Falla 14 Caso 2 Alternativa 1:

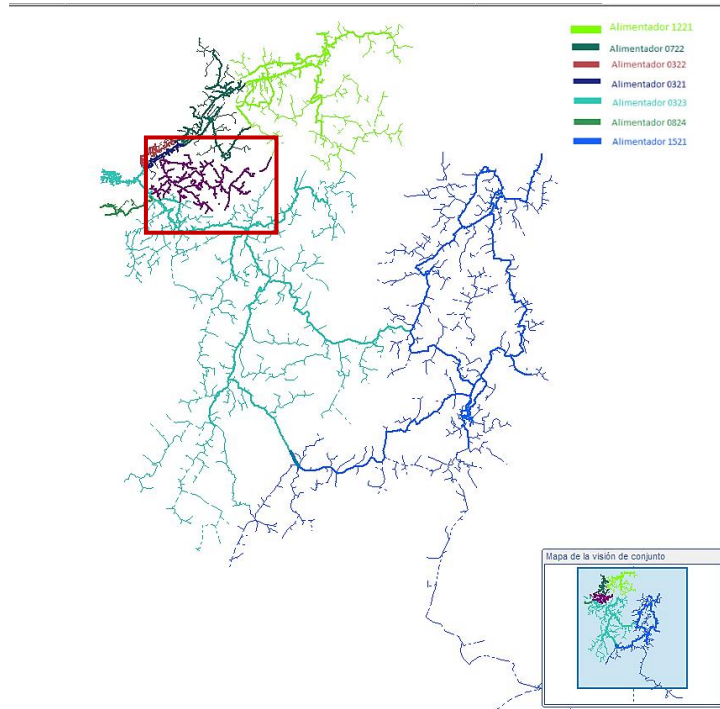


Ilustración 64 Falla 14 Caso 2 Alternativa 1.

Falla 15:

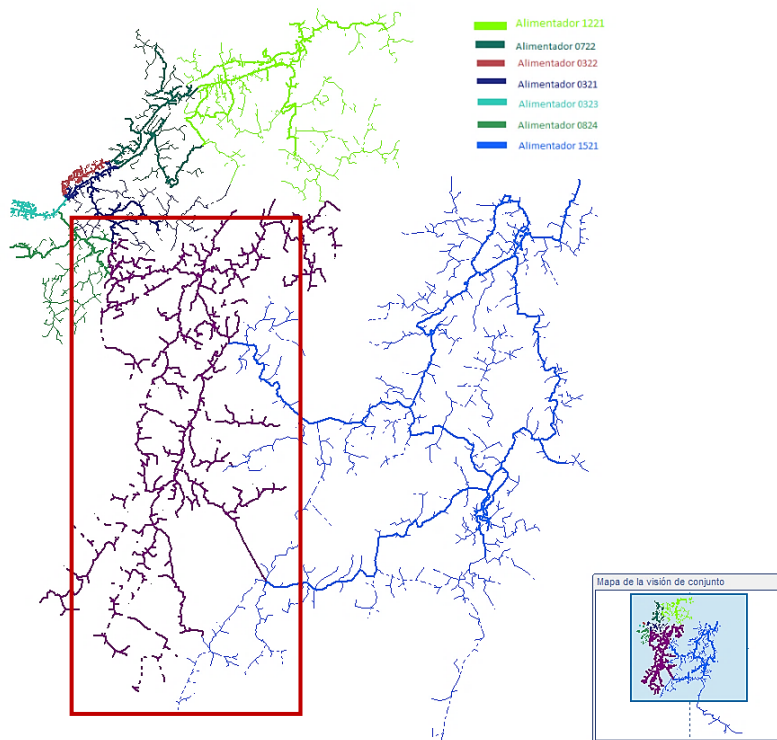


Ilustración 65 Falla 15.



Falla 16:

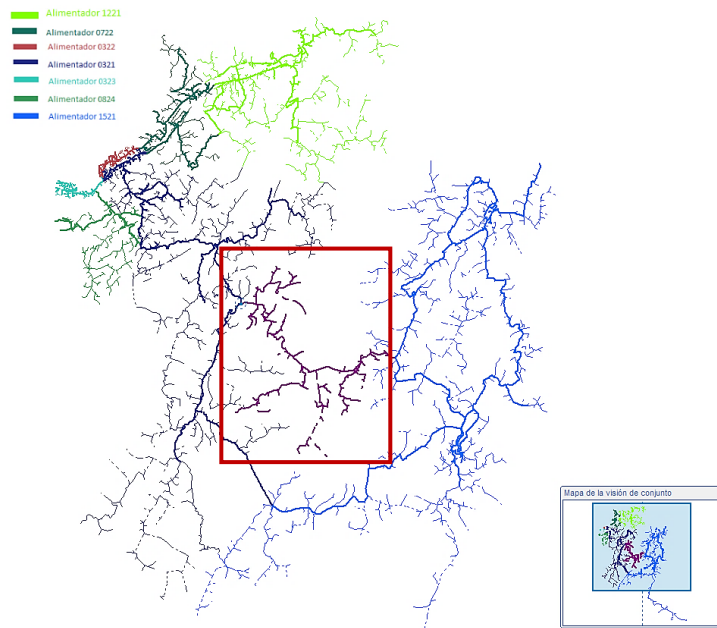


Ilustración 66 Falla 16.

Falla 17:

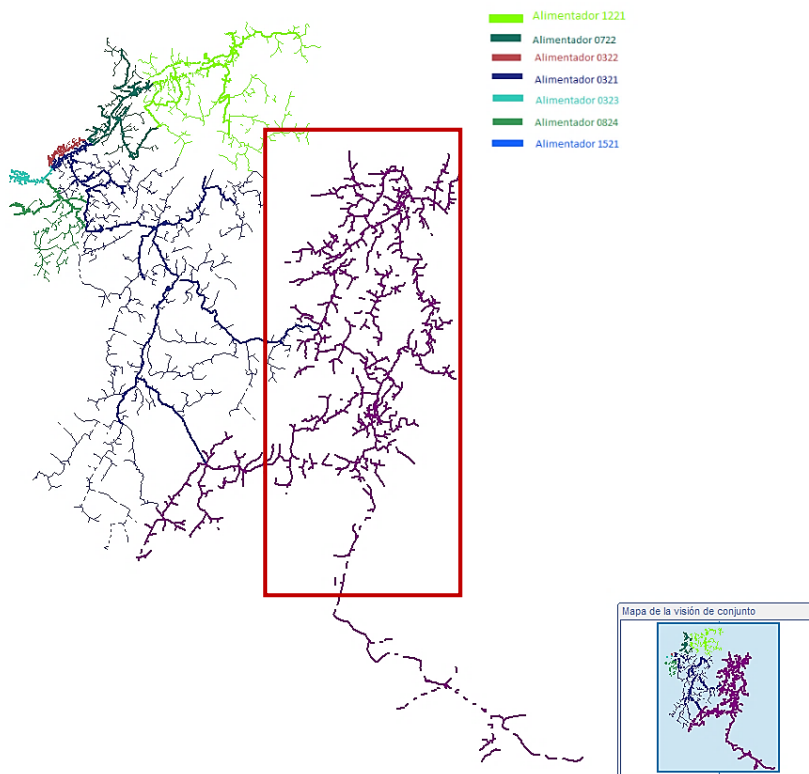


Ilustración 67 Falla 17.



Falla 18:

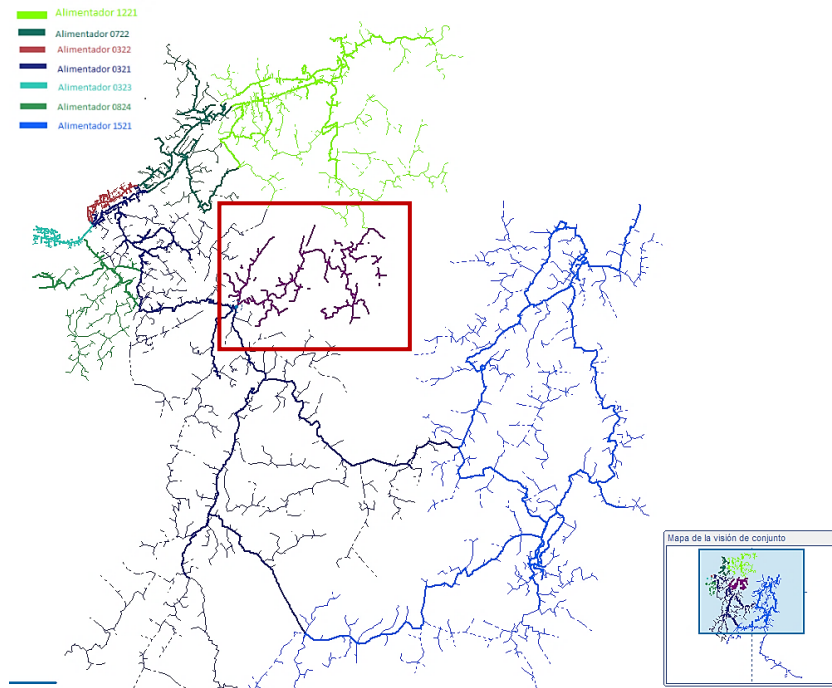


Ilustración 68 Falla 18.

Falla 19:

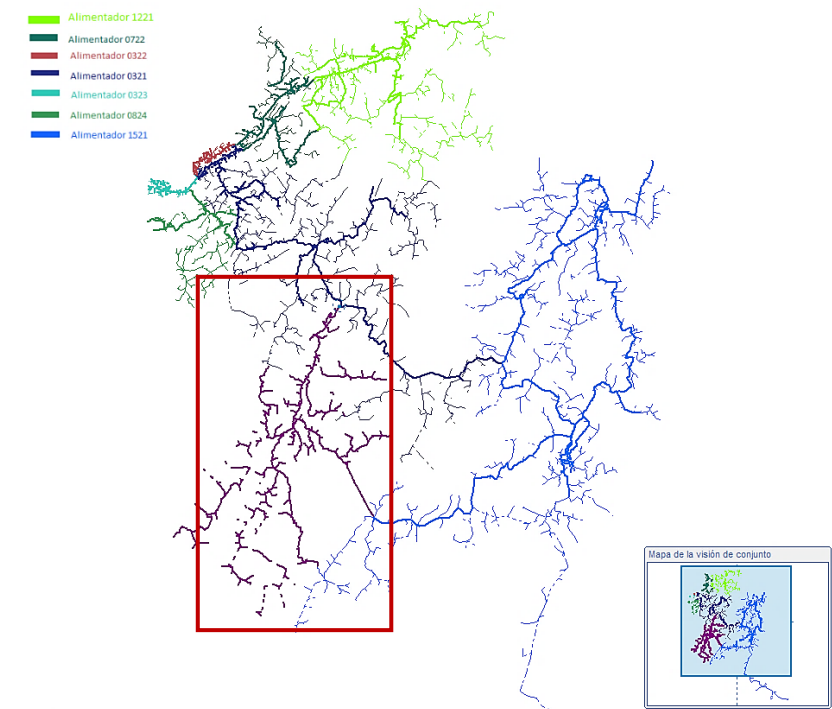


Ilustración 69 Falla 19.



4. Automatización del Sistema de Distribución:

4.1. Modelos de Automatización (Arquitecturas para Automatización de Distribución DA):

“El desarrollo de una arquitectura conceptual debe tener como objetivo la identificación de las características técnicas de alto nivel de un sistema de automatización, como por ejemplo la necesidad de redundancia en elementos esenciales.” (Landázuri Paredes, 2016) Se identifican tres componentes en una arquitectura básica de automatización de la distribución:

- Los equipos de seccionamiento a ser operados deben ser inteligentes.
- El sistema de comunicaciones.
- El Gateway, llamado también Gateway de automatización de distribución (DA).

Esto es aplicable tanto en la automatización de alimentador (Feeder Automation FA), como en la automatización de la subestación (Substation Automation). En el caso de aplicaciones de subestación, el gateway es el computador de estación que realiza las tareas de recopilación de información de los distintos dispositivos de protección. La RTU es reemplazada por este equipo, trasladando la función de interfaz con el sistema de comunicaciones para enviar los datos desde y hacia el control central. (Landázuri Paredes, 2016)

Si se hace referencia a la automatización de alimentadores (FA), el gateway realiza la función de concentrador de datos, aliviando así la tarea del control central de ver a cada equipo como un punto individual de control, de esta manera se encarga de manejar las comunicaciones entre los múltiples equipos de seccionamiento inteligentes. (Landázuri Paredes, 2016)

En el caso de configuraciones híbridas, el computador de estación o RTU actúa como gateway para los equipos de seccionamiento en los alimentadores que se deriven a la subestación. Por lo tanto, el gateway es un punto de conversión de una infraestructura (protocolos y sistema de comunicaciones) a otra infraestructura. (Landázuri Paredes, 2016)

En el gateway se puede colocar la función de concentrador de datos, con una interfaz gráfica de usuario para lograr el control local, y la lógica de control para automatización.

4.2. Automatización de Alimentador (FA).

En la implementación de automatización de alimentador, las arquitecturas se dividen en cuatro categorías:

- Arquitectura de control local.
- Arquitectura distribuida.
- Arquitectura centralizada.
- Arquitectura semi-centralizada. (Landázuri Paredes, 2016)

4.2.1. *Arquitectura de control local.*

Los sistemas de distribución han operado durante mucho tiempo de forma autónoma, con una inteligencia conocida hoy en día como inteligencia local, la cual es sencilla ya que

hace uso de la inteligencia local incorporada en los dispositivos inteligentes del alimentador. (Landázuri Paredes, 2016)

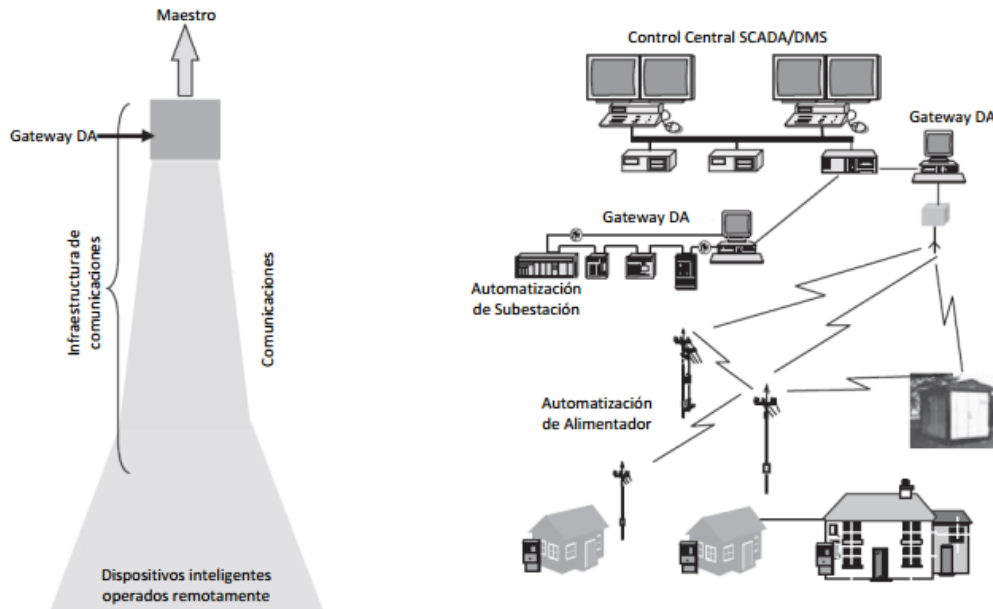


Ilustración 70 Arquitectura DA y componentes de un sistema DA.

Por ejemplo, cuando se configura al interruptor de circuito en la subestación como dispositivo que realice auto recierre, al presentarse una falla el interruptor del circuito se dispara y los reconectores de la línea abren por pérdida de tensión, después de un tiempo prudencial el interruptor cierra el circuito y energiza la línea. Cada uno de los reconectores realiza la re-energización de manera consecutiva, hasta que el reconector donde se encuentra la falla se conecta y se vuelve a abrir el interruptor del circuito. De esta manera se identifica la sección dañada y se la aísla, se energiza las secciones del alimentador sanas, y las secciones aguas debajo de la sección fallada quedan desenergizadas.

Este método no requiere de infraestructura sofisticada de control, ni tampoco brinda facilidades para identificar el punto de falla de la red. (Landázuri Paredes, 2016)

4.2.2. Arquitectura Distribuida.

Esta arquitectura indica que las funciones de control están repartidas en diferentes ubicaciones; es decir, hace uso de las comunicaciones y lógica entre los dispositivos de campo para proveer el control automatizado dentro de un área. Las comunicaciones compartidas distribuyen la información de los eventos o de la condición del sistema para realizar reconfiguraciones. Los dispositivos del alimentador no son controlados desde una ubicación central. (Landázuri Paredes, 2016)

El control es ejecutado con la finalidad de restablecer de la forma más rápida las secciones de alimentador no afectadas por la falla, estos sistemas tienen la capacidad de evaluar la carga a transferir y seleccionar el esquema de transferencia más adecuado, evitando sobrecargas en el alimentador y en la subestación. En la actualidad, los interruptores



inteligentes que posee un alimentador son organizados por grupos, los cuales son configurados con inteligencia local FLISR. Este utiliza comunicaciones par - a -par (peer-to-peer), entre los miembros de un grupo. (Landázuri Paredes, 2016)

Cada grupo se responsabiliza de una sección de alimentador y se comunica con los grupos vecinos cuando ocurre una falla, se aísla la sección con la falla y en las secciones adyacentes se comunica con grupos vecinos con el objetivo de buscar una fuente de restauración, percatándose de la capacidad de la subestación, del conductor, etc. En este sentido la configuración FLISR, no requiere de un conocimiento de la topología de la red "as operated", las configuraciones de cada grupo son establecidas desde el centro de control de manera remota y se descargan de manera individual a cada dispositivo del alimentador. (Landázuri Paredes, 2016)

Un aspecto negativo de este tipo de arquitectura, es que el desconocimiento de la estructura completa del sistema de distribución, podría desencadenar en la ejecución de acciones no confiables, además no es efectivo para otras aplicaciones como transferencia de carga o balanceo de fases. (Landázuri Paredes, 2016)

4.2.3. Arquitectura centralizada.

El sistema de control centralizado es el más común en automatización de distribución a gran escala, ya que usa el conocimiento total de la red, tomando en cuenta su topología y parámetros de operación, optimizando así las maniobras a realizar como FLISR y además incluyendo funciones como Reconfiguración Óptima de la Red y Optimización Volt/VAR (VVO). Es muy apropiada cuando existen sistemas como SCADA en salas de control y DMS, debido a que estos soportan funciones de control y monitoreo. (Landázuri Paredes, 2016)

El gateway y las aplicaciones de FA, como FLISR, residen en servidores ubicados en el centro de control de forma centralizada o en el DATACENTER, se requiere de una importante infraestructura de comunicaciones entre los dispositivos de campo y el centro de control. (Landázuri Paredes, 2016)

La aplicación FLISR con inteligencia centralizada permite:

- Analizar las fallas con información en tiempo real del SCADA y de los reportes de las cuadrillas en el campo.
- Aislar la falla tomando en cuenta el estado actual de la red de distribución.
- Generar maniobras para aislar fallas y restaurar el servicio a los clientes no afectados.
- Generar varios planes de restauración basados en el estado de la red, límites de equipamiento, y objetivos deseados como pérdidas mínimas, perfiles de tensión, etc.

La inteligencia centralizada requiere de una gran inversión para su implementación a gran escala, los tiempos de respuesta pueden ser menores. (Landázuri Paredes, 2016)

4.2.4. Arquitectura semi-centralizada.

Consiste en extender el sistema de automatización de subestaciones hacia los alimentadores, principalmente debido a que la tecnología SAS (Substation Automation System) está bien estandarizada y madura, por lo tanto, las subestaciones disponen de estos sistemas mucho antes que los alimentadores. Se extiende las comunicaciones desde



la subestación hacia los equipos o dispositivos inteligentes en los alimentadores, utilizando el computador de estación SAS como gateway para FA o se puede implementar un módulo de dedicado a FA que puede incluir funciones de inteligencia como FLISR. (Landázuri Paredes, 2016)

En la práctica los alimentadores tienen reconectores de enlace para conectarse con otros alimentadores, y estos reconectores deben ser monitoreados por las subestaciones a las cuales se puede transferir la carga, al realizarse la transferencia de carga los dispositivos que son transferidos, ahora son parte del sistema inteligente de la nueva subestación, y la subestaciones tienen acceso a la información de la carga que presentan antes de ocurrir cualquier contingencia, por lo tanto, discriminan si la subestación que va a recibir la transferencia está en capacidad de hacerlo. (Landázuri Paredes, 2016)

Esta arquitectura hereda las ventajas de las arquitecturas distribuidas y centralizadas, pero no involucra el hardware y software adicional, y su implementación es relativamente fácil como extensión de la automatización de subestaciones. (Landázuri Paredes, 2016)

Comparación entre arquitecturas:

La elección de una arquitectura en particular depende del tipo de negocio o del resultado que se quiera obtener, normalmente se emplea una combinación de dos arquitecturas, considerando el tiempo de respuesta y la complejidad asociado al sistema como se muestra en la ilustración 71.

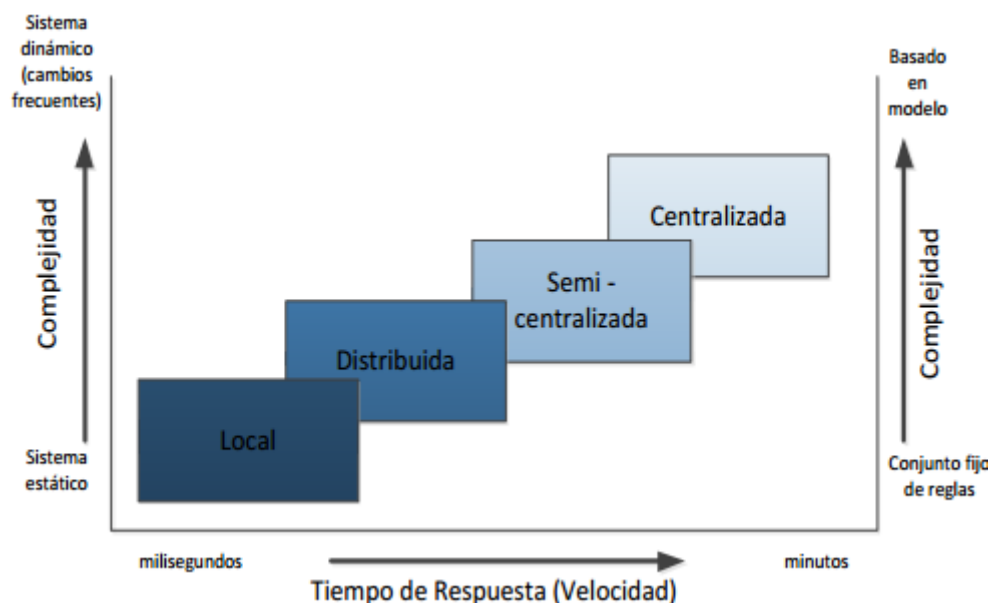


Ilustración 71 Cuadro tiempo de respuesta y complejidad de las Arquitecturas para DA. (Landázuri Paredes, 2016)

4.3. Utilización de la modelación de los diferentes escenarios.

La arquitectura de automatización que corresponde a los criterios analizados en los casos de contingencias, y que mejor implementación inmediata tendría es la semi-centralizada, debido a la presencia del SAS en la subestación 08 Turi, la cual actuaría como gateway para los alimentadores. Sí consideramos que se emplea un módulo de automatización de alimentadores FA, en este se realizaría la programación de la aplicación FLISR. La



CENTROSUR en su afán por mejorar la calidad del servicio a sus clientes, está realizando la implementación del sistema SAS en varias subestaciones con el objetivo de implementar la automatización de sus sistemas de manera extensa. (Landázuri Paredes, 2016)



5. Conclusiones y Recomendaciones:

- El presente trabajo muestra el análisis de los diferentes escenarios de contingencias en los alimentadores 0321, 0322, 0323, 0722, 0824, 1221 y 1521, que debido a su topología y al extenso conocimiento de datos, equipos, etc., fueron seleccionados para realizar el presente trabajo, a partir de los cuales se han obtenido los siguientes resultados:
- En los treinta y cinco casos simulados, aplicando el criterio de N-1, tomando en cuenta el límite térmico de los conductores, se comprobó que, con las cargas analizadas hasta el 10 de noviembre de 2016, no se acercan al límite de los calibres de los conductores utilizados en los alimentadores. Esto elimina la restricción del límite térmico de los conductores; sin embargo, este debe ser tomando en cuenta en estudios futuros ya que la carga crece con el pasar de los años.
- En lo que respecta a la capacidad de las subestaciones a recibir transferencias de carga de alimentadores de otras subestaciones, existe una holgura que se muestra en la Tabla 9, y que permite todas las transferencias de carga propuestas; pero, también se deben considerar aspectos como desbalances de carga o mantenimientos de las unidades de transformación, que pueden resultar en una disminución de la capacidad de la subestación, impidiendo que el algoritmo de automatización pueda ser usado en ese caso.
- En cuanto a las caídas de voltaje en los alimentadores producto de transferencias de carga debido a la salida de servicio de algún tramo por una contingencia, se observa en la Tabla 10, que los cuatro casos que presentan caídas de tensión más altas son:

Tabla 11 Resumen de mayores caídas de tensión.

Falla y sección.	Caso	Caída de tensión (%)	Sección de mayor caída de tensión.
F1-T1	Caso 1	4.42	E-0321-4
F5-T5	Caso 1	18.75	Bahuanchi
F14-T14	Caso 1	11.3	P-0321-3
F15-T15	Caso 1	4.45	P-0321-6

- En donde F5-T5 y F14-T14 como se observa en Tabla 11, presentan caídas de tensión fuera del rango permitido por la regulación ecuatoriana, por lo tanto para estos y los dos casos adicionales F1-T1 y F15-T15 se crean casos alternativos, en los cuales se presenta reconfigurado el sistema ante la presencia de la misma falla, con una caída de tensión diferente, la cual pretende ser menor a las caídas excesivas mostradas en la Tabla 11. Considerando los criterios de confiabilidad y de buenas prácticas de ingeniería eléctrica, se debe hacer hincapié en que las caídas de tensión no sean elevadas, debido a que esto significaría incrementar las pérdidas en los alimentadores, lo cual tiene un costo para la Empresa Distribuidora CENTROSUR.
- Al realizar estos procedimientos de automatización se pretende disminuir el índice TTIK, el cual indica el tiempo que sale de servicio cierta carga debido a contingencias de larga duración, como se demostró en el capítulo 2 Ilustración



28, el tiempo en el que se re-energiza las partes sanas de la red es un 93% más rápido con la aplicación FLISR, que sin hacer uso de ella.

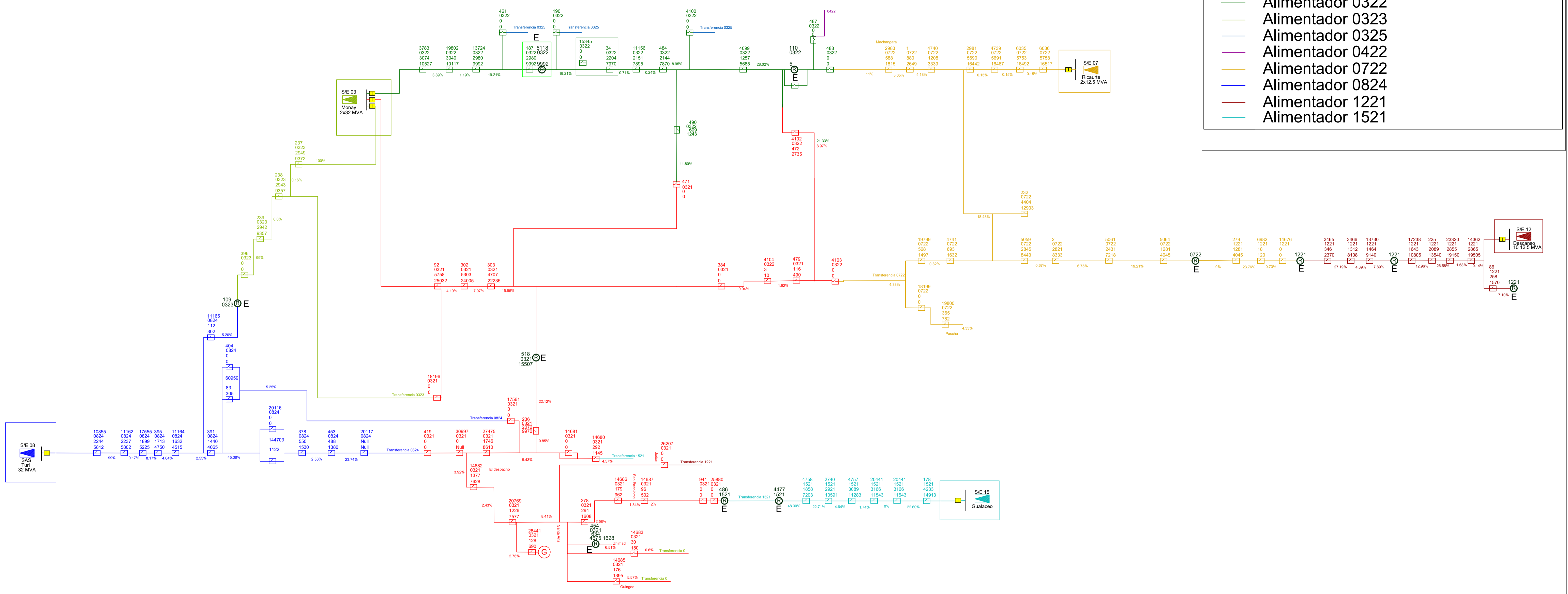
- Los clientes a los que beneficia este proyecto son clientes residenciales, comerciales, industriales y rurales, destacando así la intención de la CENTROSUR por mejorar su servicio, no solamente al sector productivo de la ciudad de Cuenca que tienen vital importancia en la economía de la región, sino también a sectores rurales y residenciales que son parte de los mayores beneficiarios de la inversión en confiabilidad, que realiza la empresa a través de la automatización de su sistema.
- En la Tabla 7 se especifican los porcentajes de carga instalada en cada tramo de los alimentadores correspondientes, con existencia de valores que superan el 100% y valores que no completan el mismo valor, esto se debe a la reconfiguración que se tuvo que realizar a la red convencional para obtener el esquema más apropiado según criterios de automatización.
- El esquema de automatización apropiado a emplearse en este proyecto es el de arquitectura semi-centralizada, el cual se caracteriza por tener un computador de estación SAS, el cuál será el encargado de ejecutar la aplicación FLISR, para lo que es necesario complementar el sistema de comunicaciones existentes con los dispositivos que se van a instalar en los proyectos BID 2 y BID 3. La presencia del software ADMS que facilita la integración de varios módulos de los que hace uso la empresa, y el centro de control que dispone la misma, facilitarían la implementación de una arquitectura de automatización centralizada; sin embargo, la elevada inversión inicial que es necesaria, no está dentro de los planes cercanos de la CENTROSUR.
- El software ADMS es la puerta de entrada al futuro, en la gestión de Sistemas de Distribución, ya que puede integrar varios sistemas, haciendo que los resultados sean más fiables y se integren de mejor manera a la automatización del sistema y disponer en un futuro de redes inteligentes.



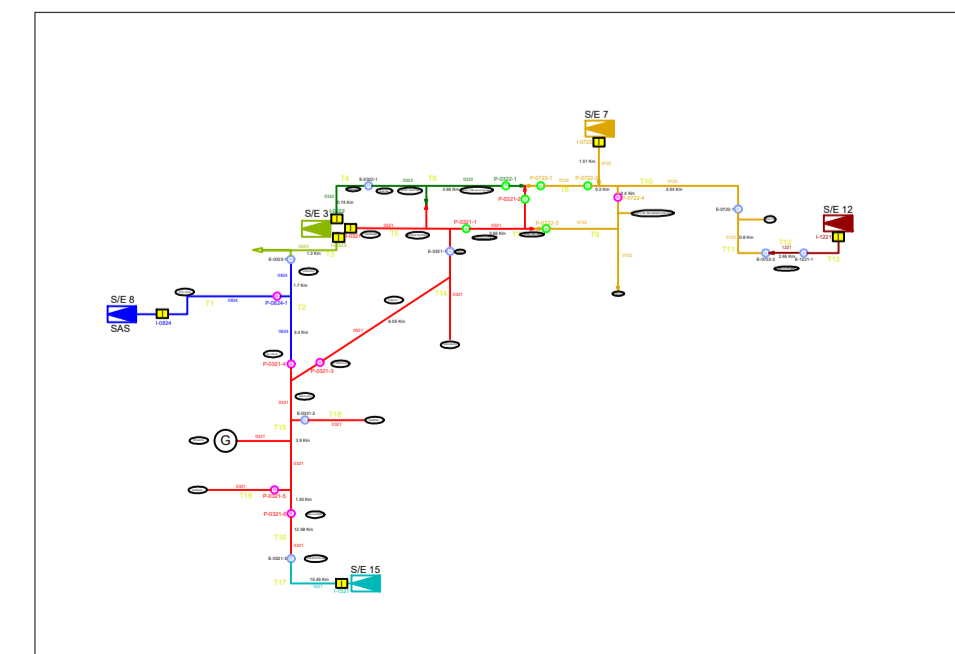
6. Referencias

- CONELEC-004/01, R. N. (2001). *Regulación No. CONELEC-004/01*.
- Gómez Silva, N. A., & Valarezo Vargas, E. S. (2017). *PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL SECTOR MIRADOR EN QUITO*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Landázuri Paredes, C. E. (2016). *DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA PILOTO PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE ALIMENTADORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.* Cuenca, Ecuador: UNIVERSIDAD DE CUENCA.
- Salao Paredes, R. E., Masache Masache, J. F., & Mera Gencón, C. (s.f.). *Análisis de contingencia del sistema nacional interconectado*.
- Salgado, M. (14 de 03 de 2011). *SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA*. Cuenca, Azuay, Ecuador.
- Sanango Fernández, J. B. (2013). *DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE INTERRELACIÓN PARA MICROREDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA*. Cuenca: Universidad de Cuenca.
- Schneider Electric. (2017). *Advanced Distribution Management System Specification Document*.
- SENPLADES. (2012). *Transformación de la Matriz Productiva*. Quito: Ediecuatorial.
- Vázquez Granda, P. M. (2013). *PARAMETRIZACIÓN, CONTROL, DETERMINACIÓN Y REDUCCIÓN DE PERDIDAS DE ENERGÍA EN BASE A LA OPTIMIZACIÓN EN EL MONTAJE DE ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN EN LA PROVINCIA DE MORONA SANTIAGO*. Cuenca: Universidad de Cuenca.
- Zaruma Villamarin, J. L., & Blacio Loaiza, D. A. (2012). *ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.* Cuenca: Universidad de Cuenca.

Simbología	
	Subestación
	Barra de medio voltaje en la Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Seccionador
	NC
	NA
	Reconectador Existente
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

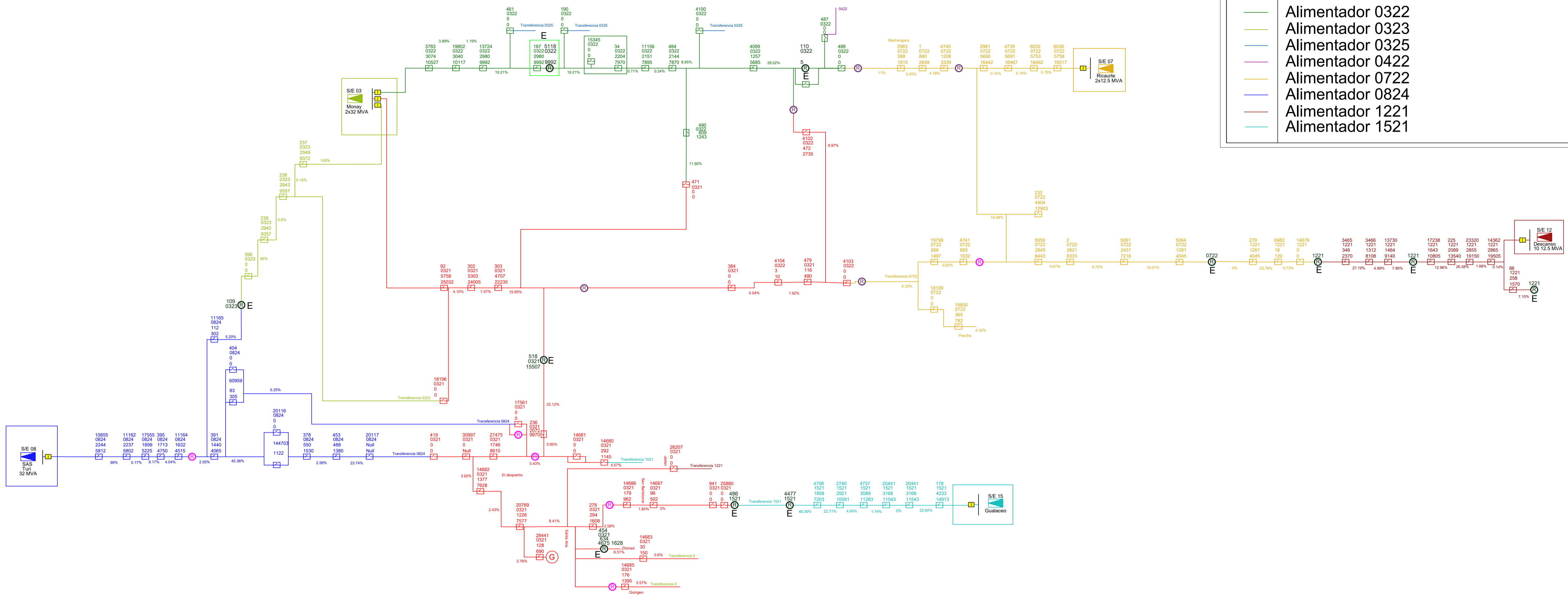


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconectador existente) P (reconectador proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

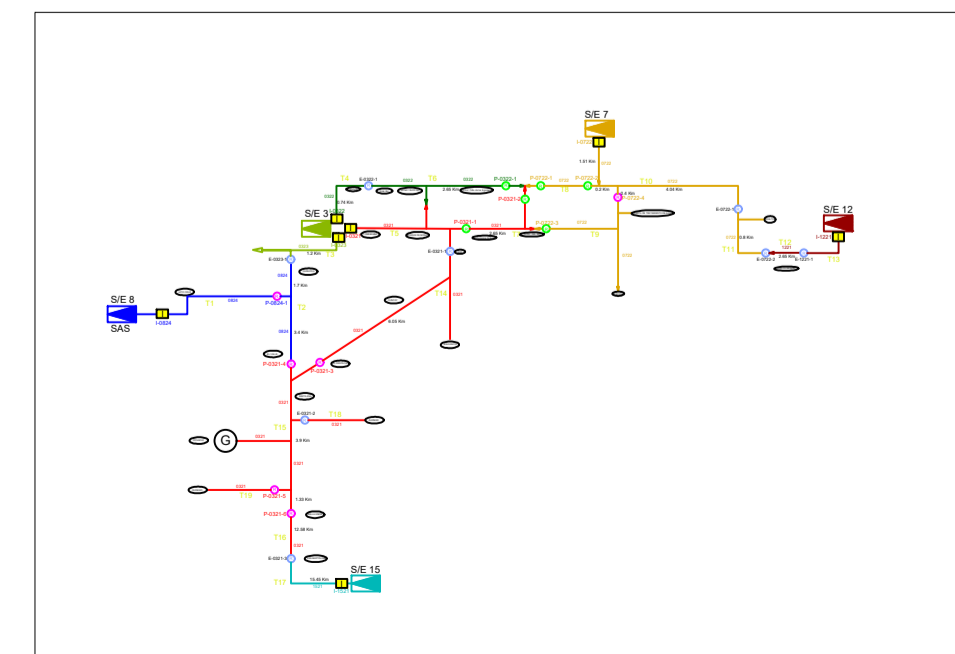


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722,0824,1521,1221	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 con seccionadores y carga a lo largo de su recorrido. Sin Reconectores Anexo 1	Fecha:

Simbología		
	Subestación	
	Barra de medio voltaje en la Subestación	
	Interruptor de cabecera del alimentador	
	Seccionador	
	Reconectador Existente	
	Reconectador BID 2	
	Reconectador BID 3	
	Alimentador 0321	
	Alimentador 0322	
	Alimentador 0323	
	Alimentador 0325	
	Alimentador 0422	
	Alimentador 0722	
	Alimentador 0824	
	Alimentador 1221	
	Alimentador 1521	



Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconectador existente) P (reconectador proyectado) seguido de-
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.



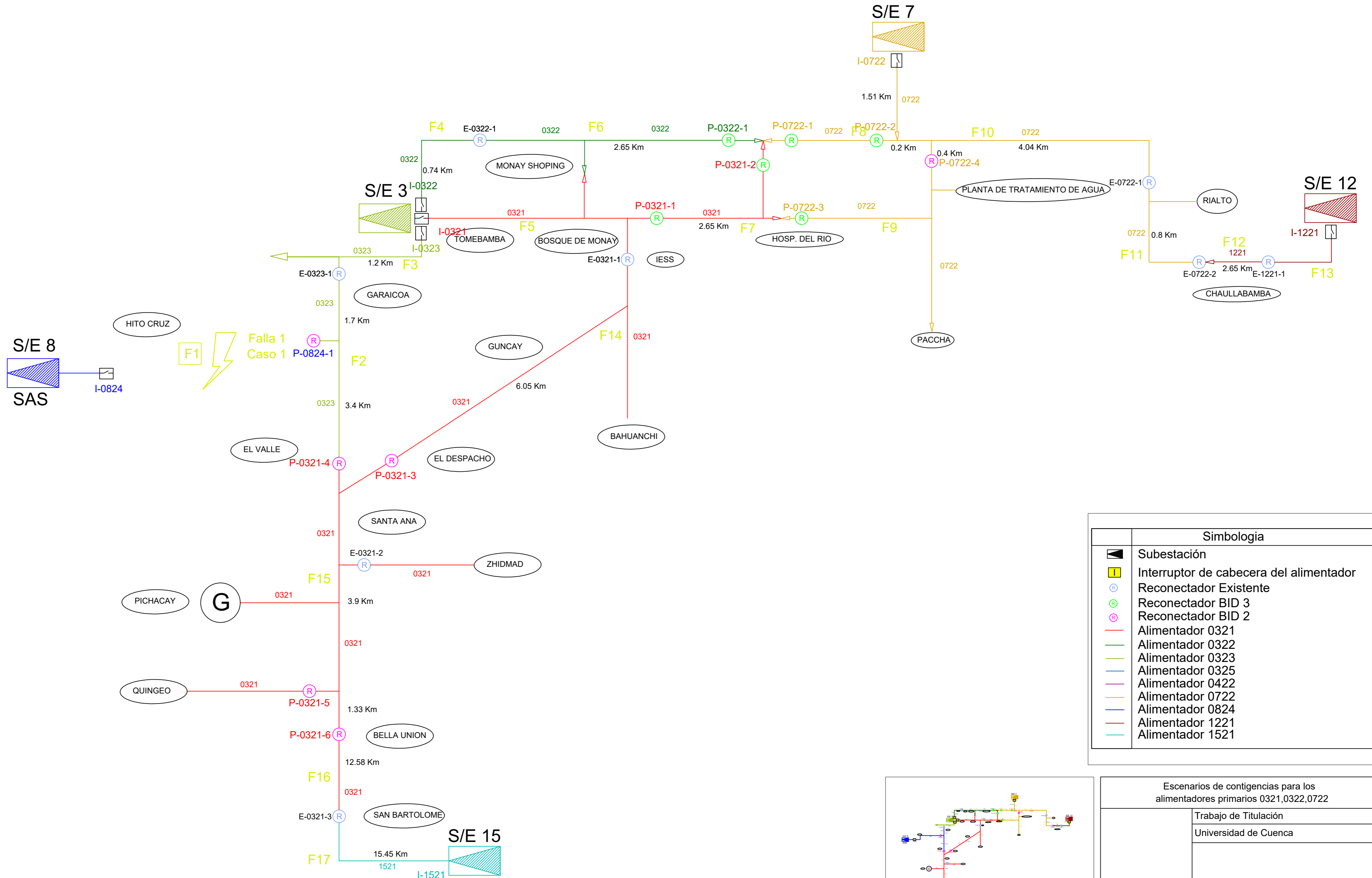
Escenarios de contingencias para los
 alimentadores primarios 0321,0322,0722,0824,1521,1221

Trabajo de Titulación
 Universidad de Cuenca

Firma _____

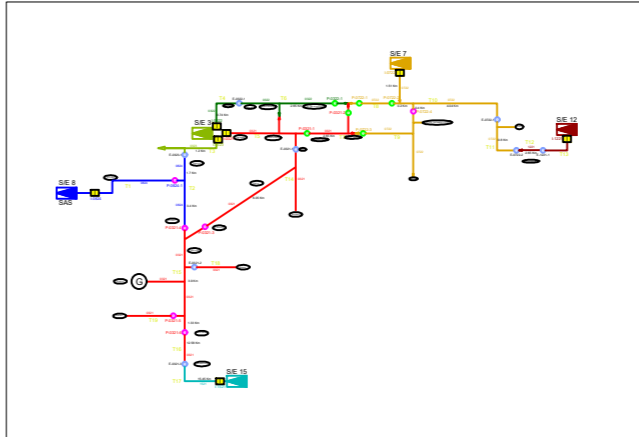
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 con seccionadores y carga a lo largo de su recorrido. Con reconectores. Anexo 2

Fecha: _____



Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.



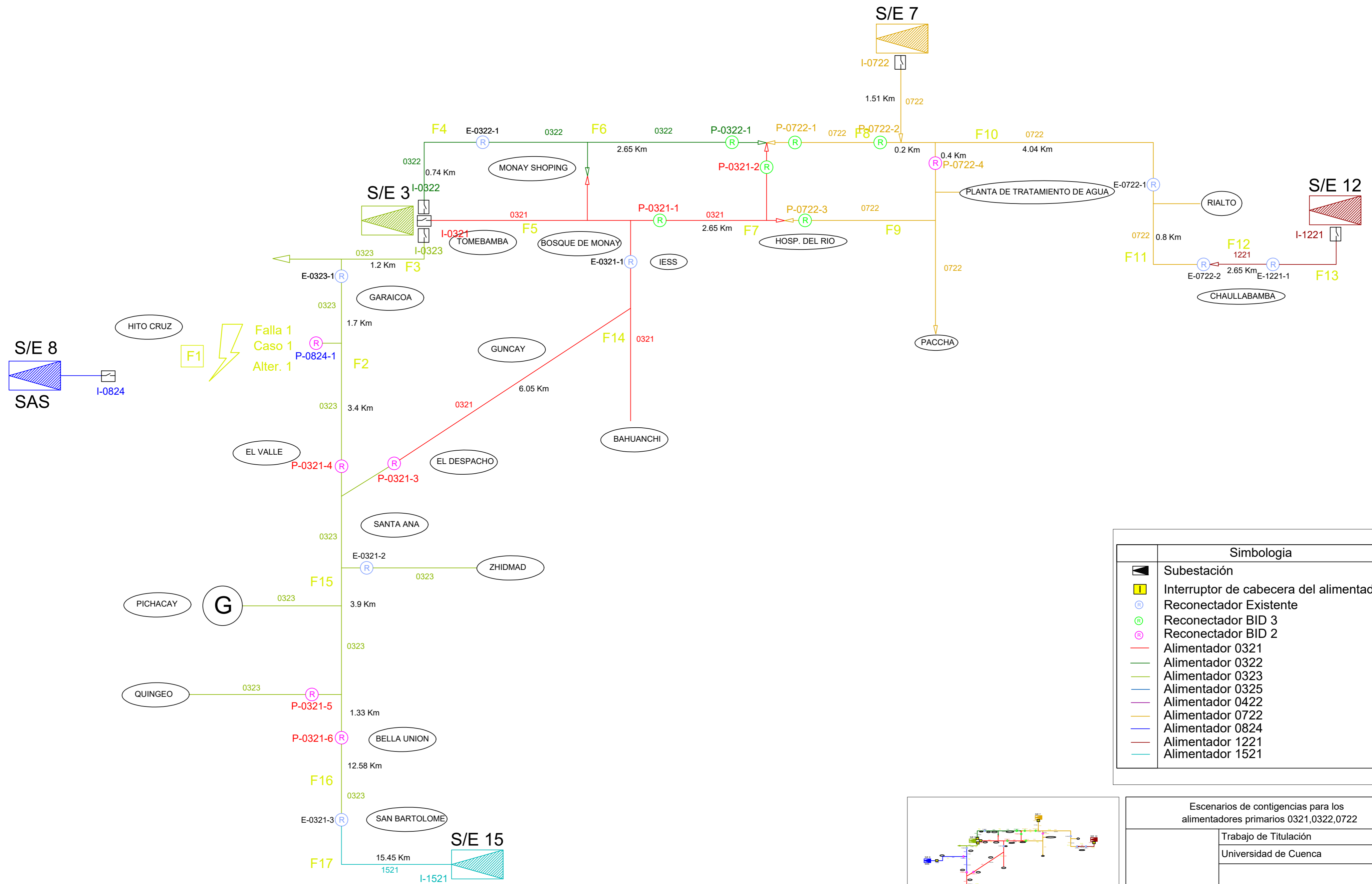
Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722

Trabajo de Titulación
 Universidad de Cuenca

Firma: Marcelo León T. 0302444831

Contiene:
 Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221
 Falla 1 Caso 1

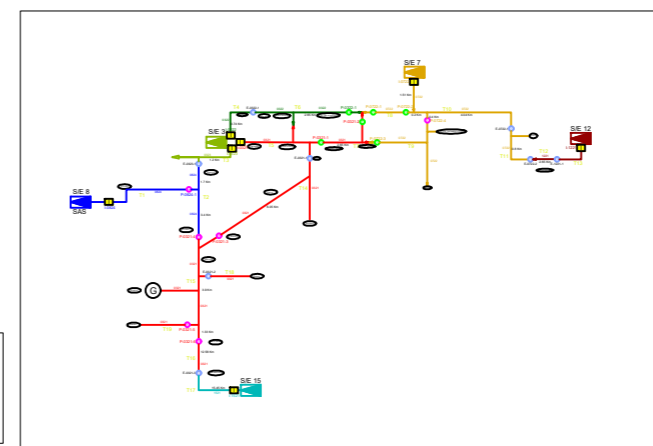
Fecha:



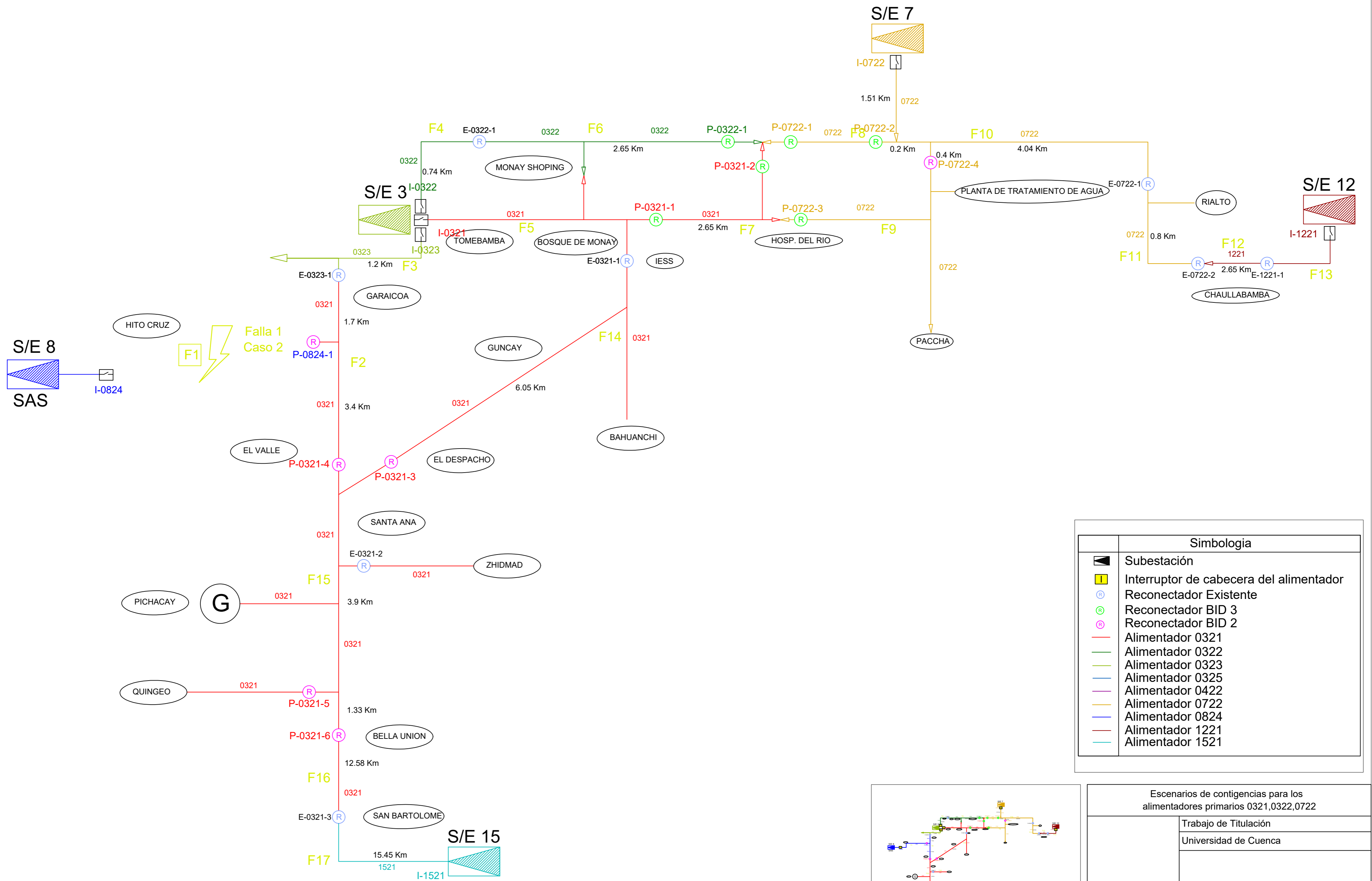
Falla 1
Caso 1
Alter. 1

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Identificación de Reconectores:
I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
Alimentador al que pertenece seguido de -
Número de identificación.



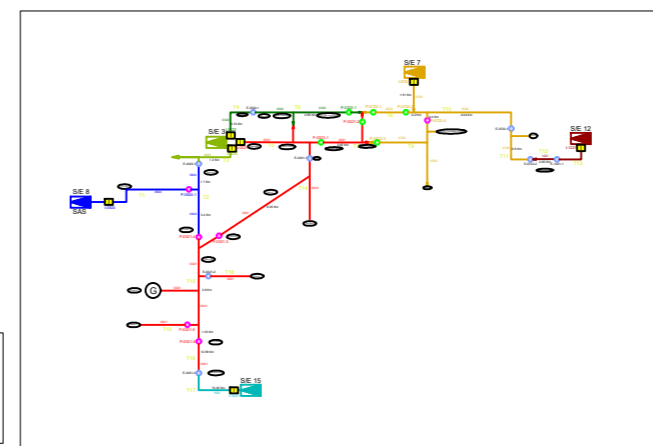
Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 1 Caso 1 Alternativa 1	Fecha:



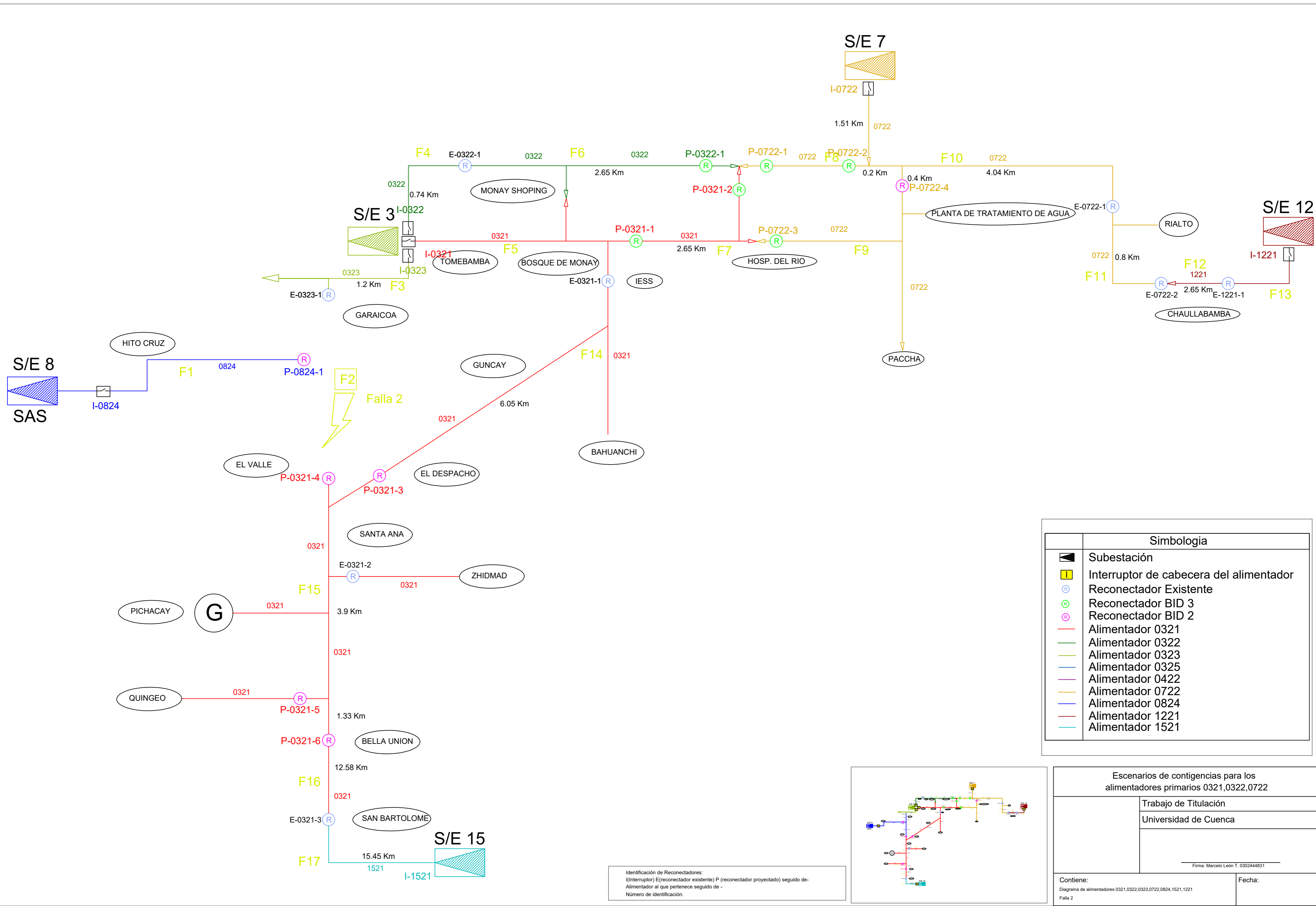
Falla 1
Caso 2

Identificación de Reconectores:
I (Interrupor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
Alimentador al que pertenece seguido de -
Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interrupor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

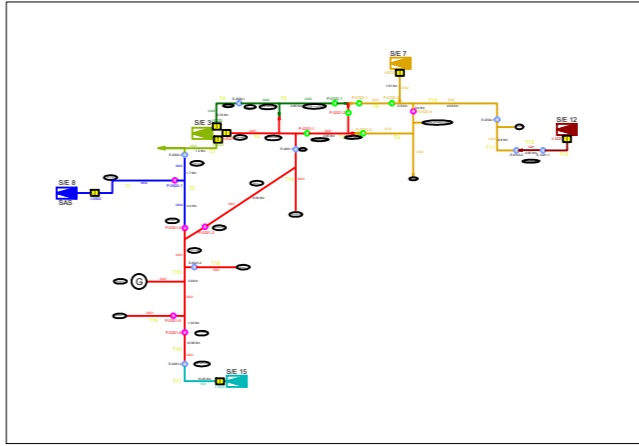


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 1 Caso 2	Fecha:

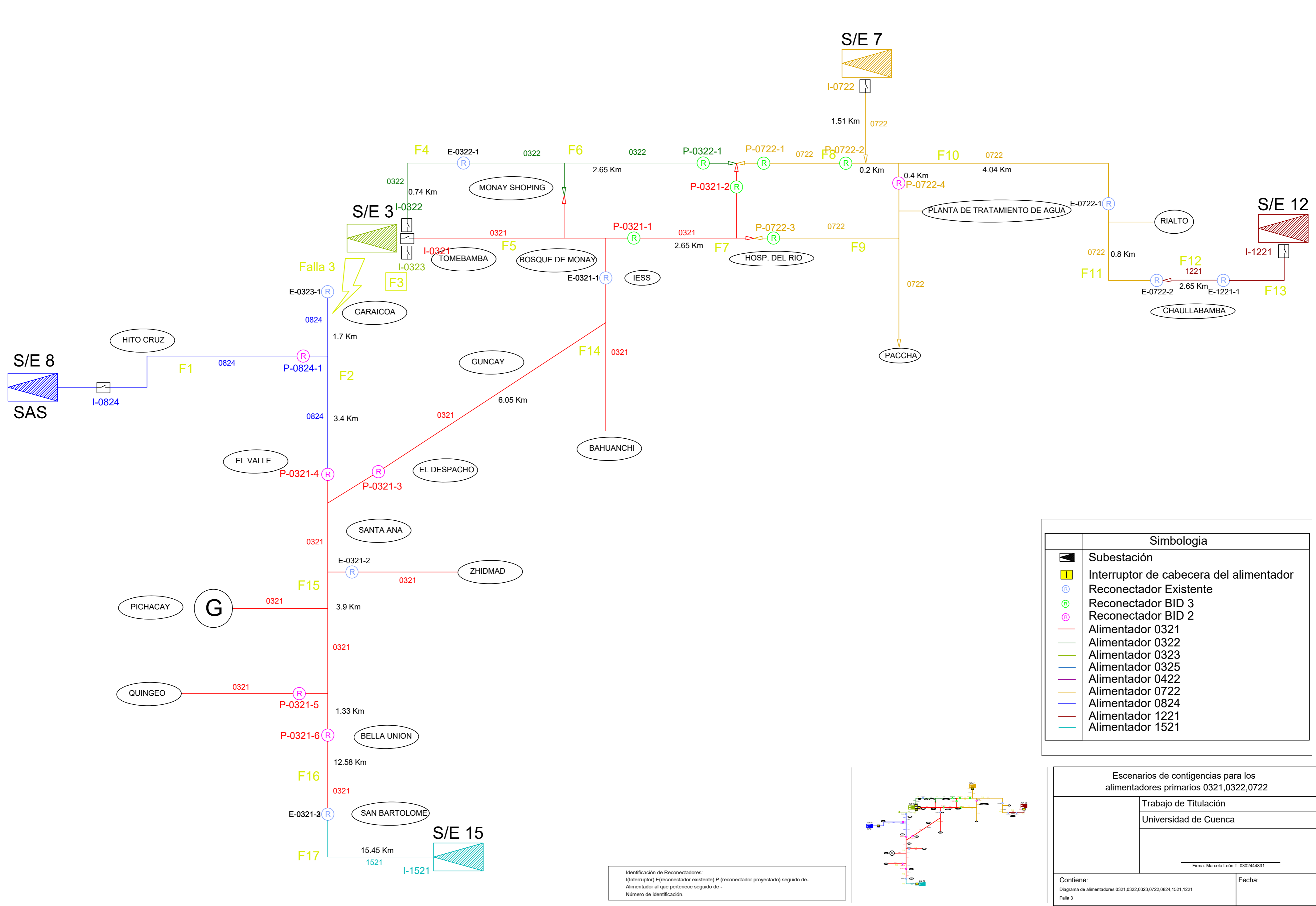


Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

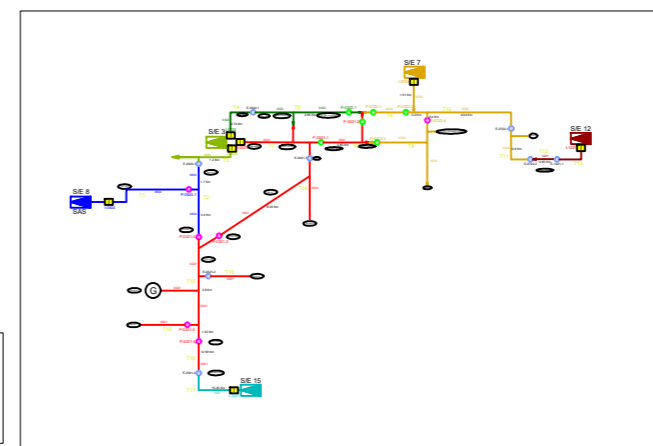
Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.



Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 2	Fecha:



Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521



Identificación de Reconectores:
 I (Interrupción) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

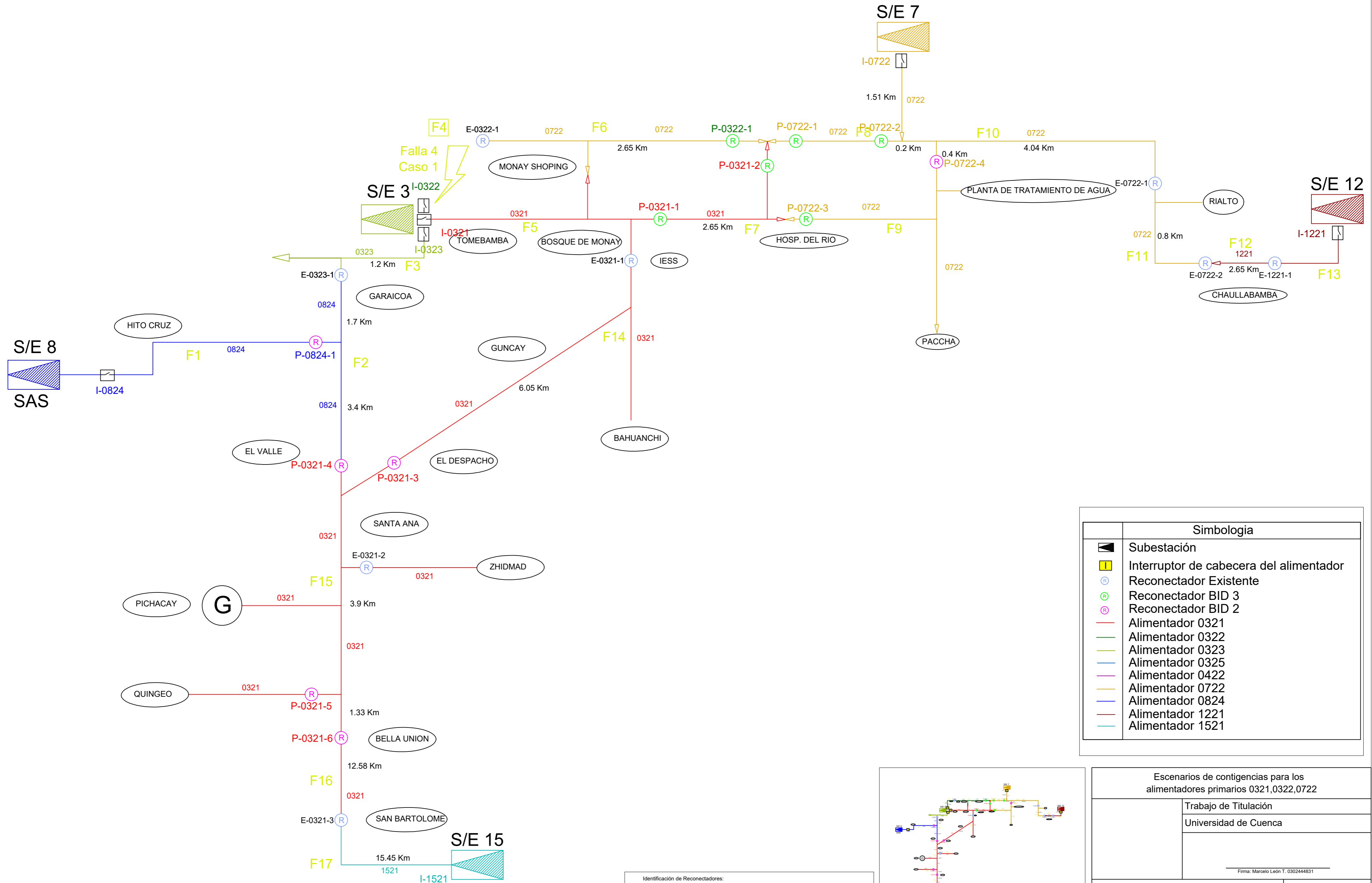
Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321, 0322, 0722

Trabajo de Titulación
 Universidad de Cuenca

Firma: Marcelo León T. 030244831

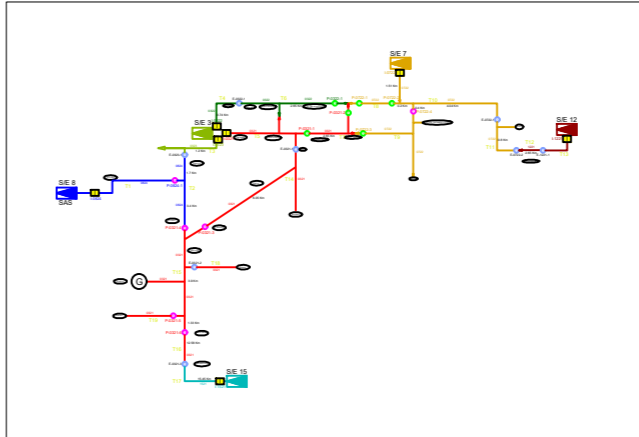
Contiene:
 Diagrama de alimentadores 0321, 0322, 0323, 0722, 0824, 1521, 1221
 Falla 3

Fecha:

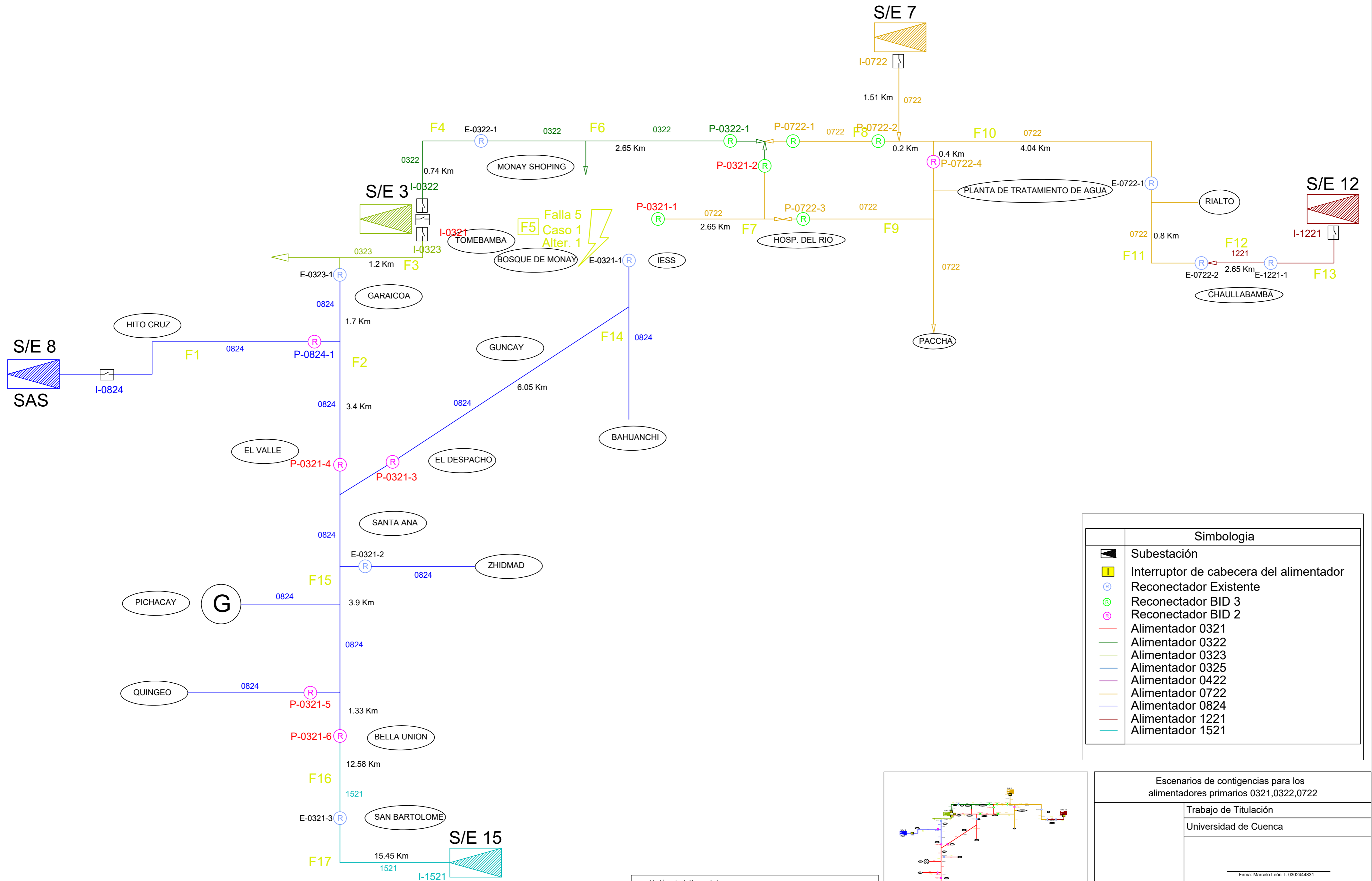


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

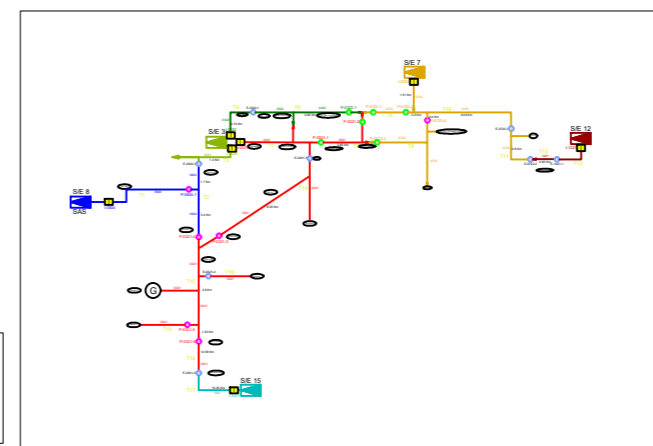


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 4 Caso 1	Fecha:

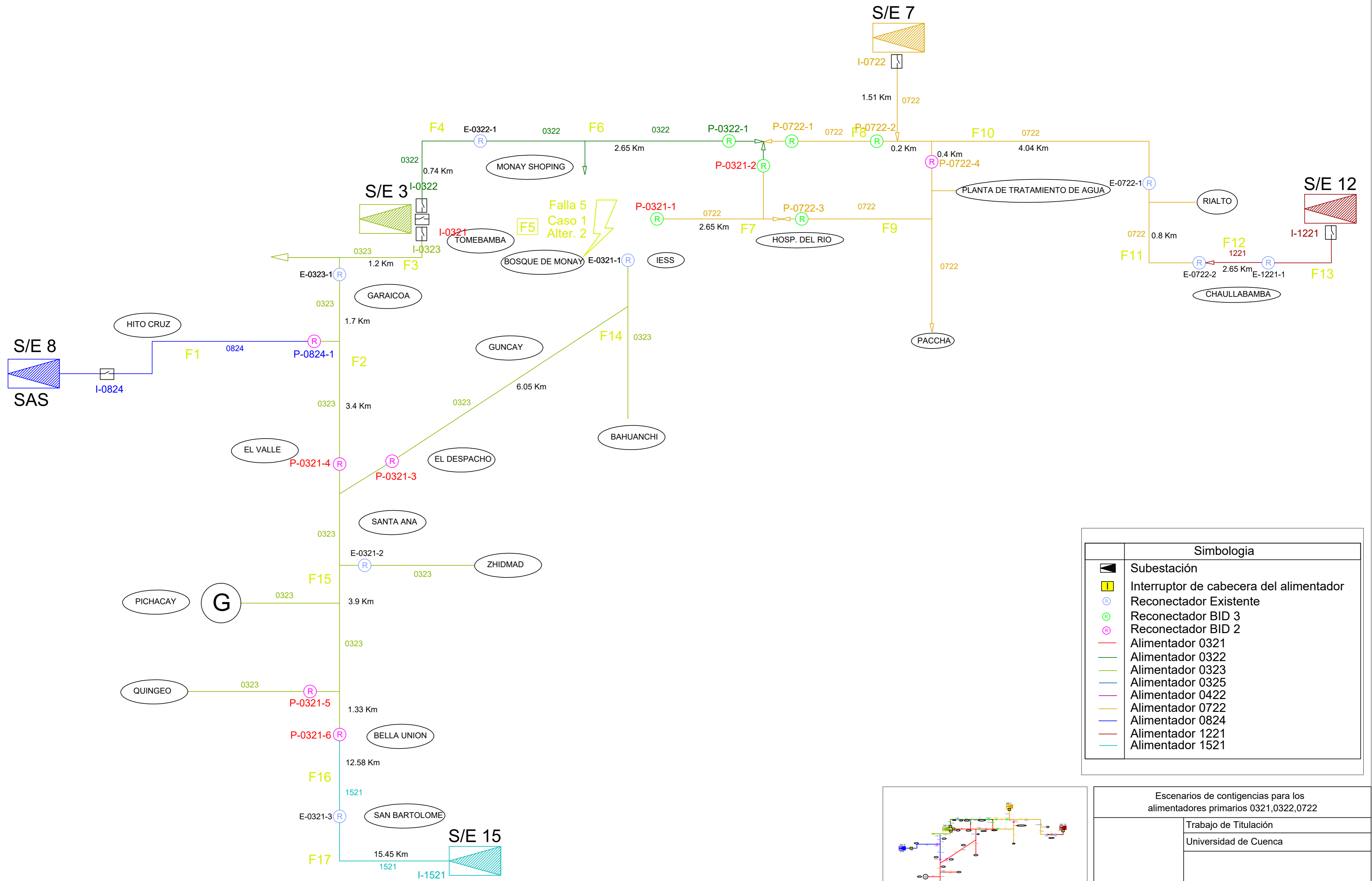


Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

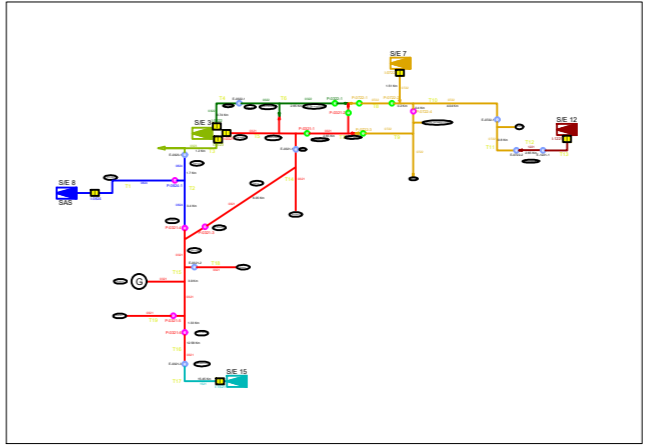


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 030244831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 5 Caso 1 Alternativa 1	Fecha:

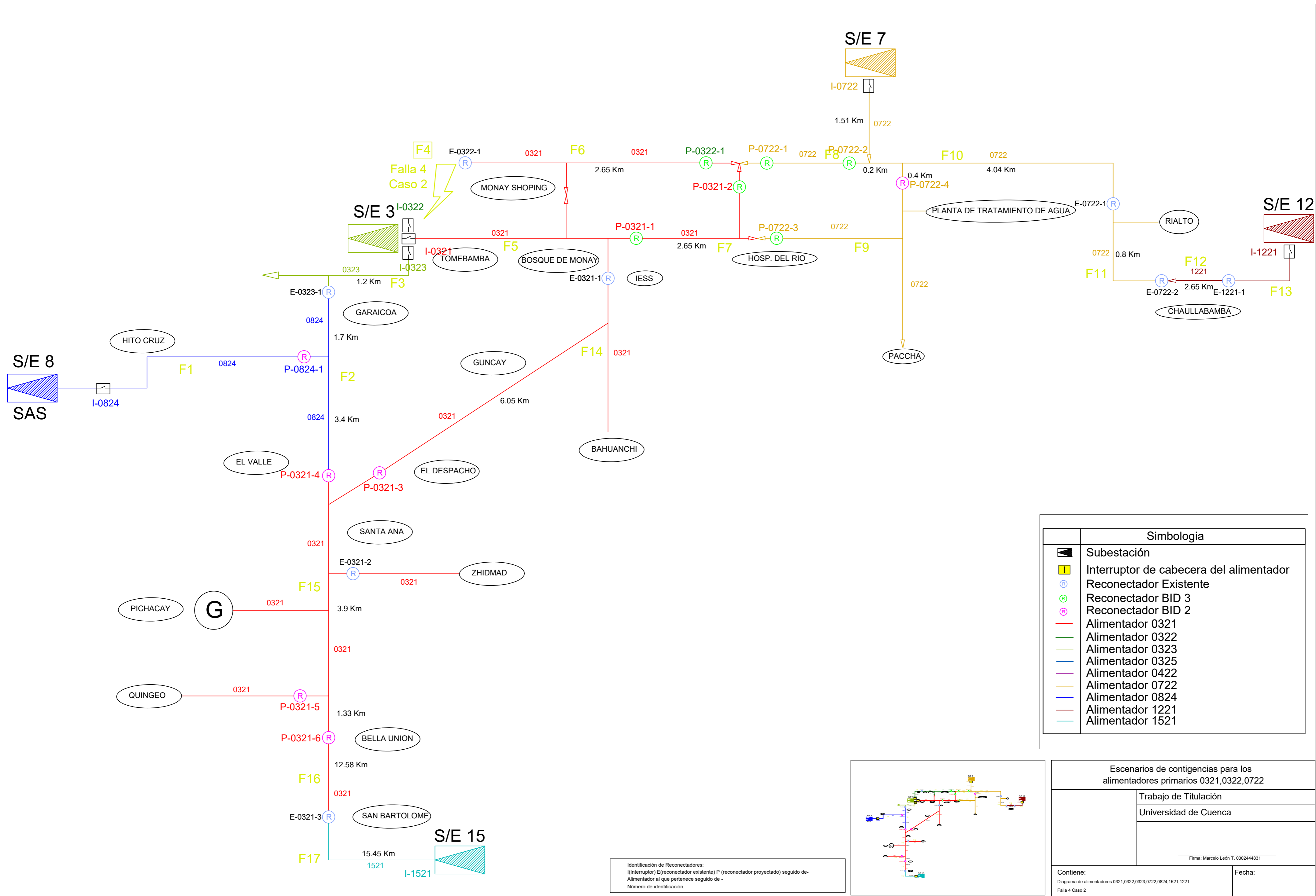


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

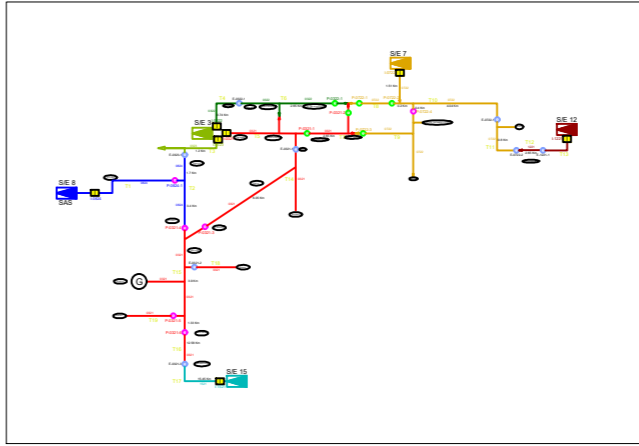


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 5 Caso 1 Alternativa 2	Fecha:

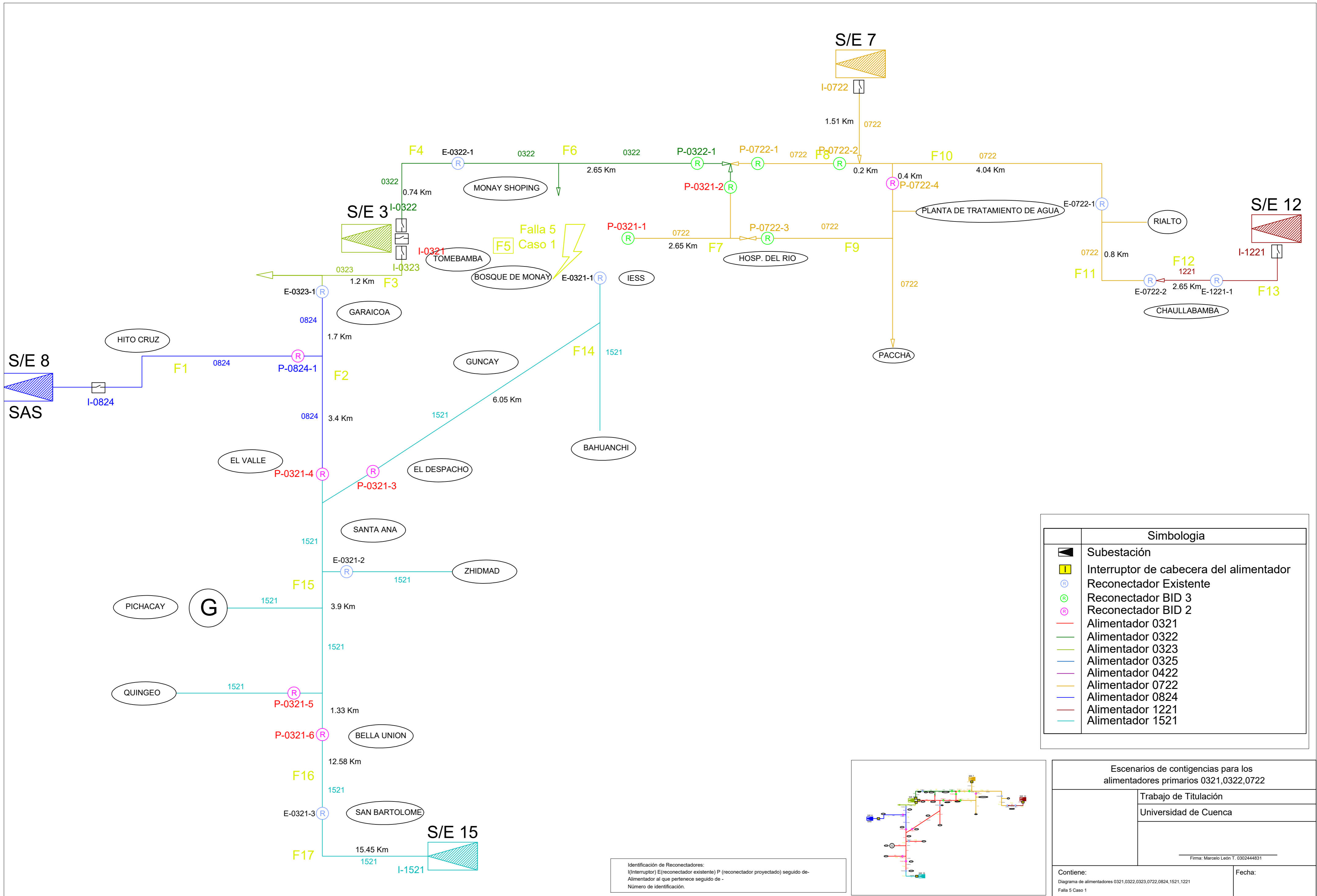


Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

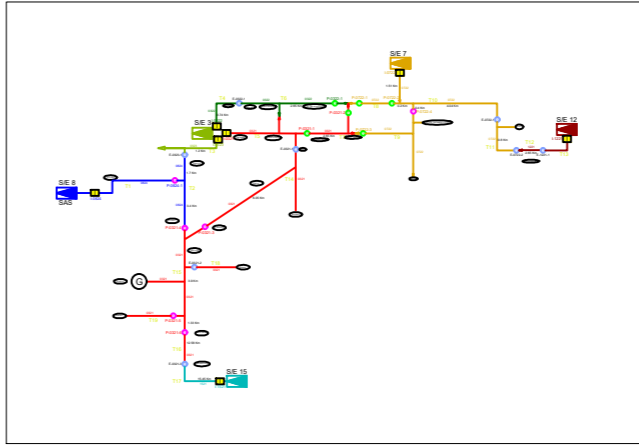


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 4 Caso 2	Fecha:

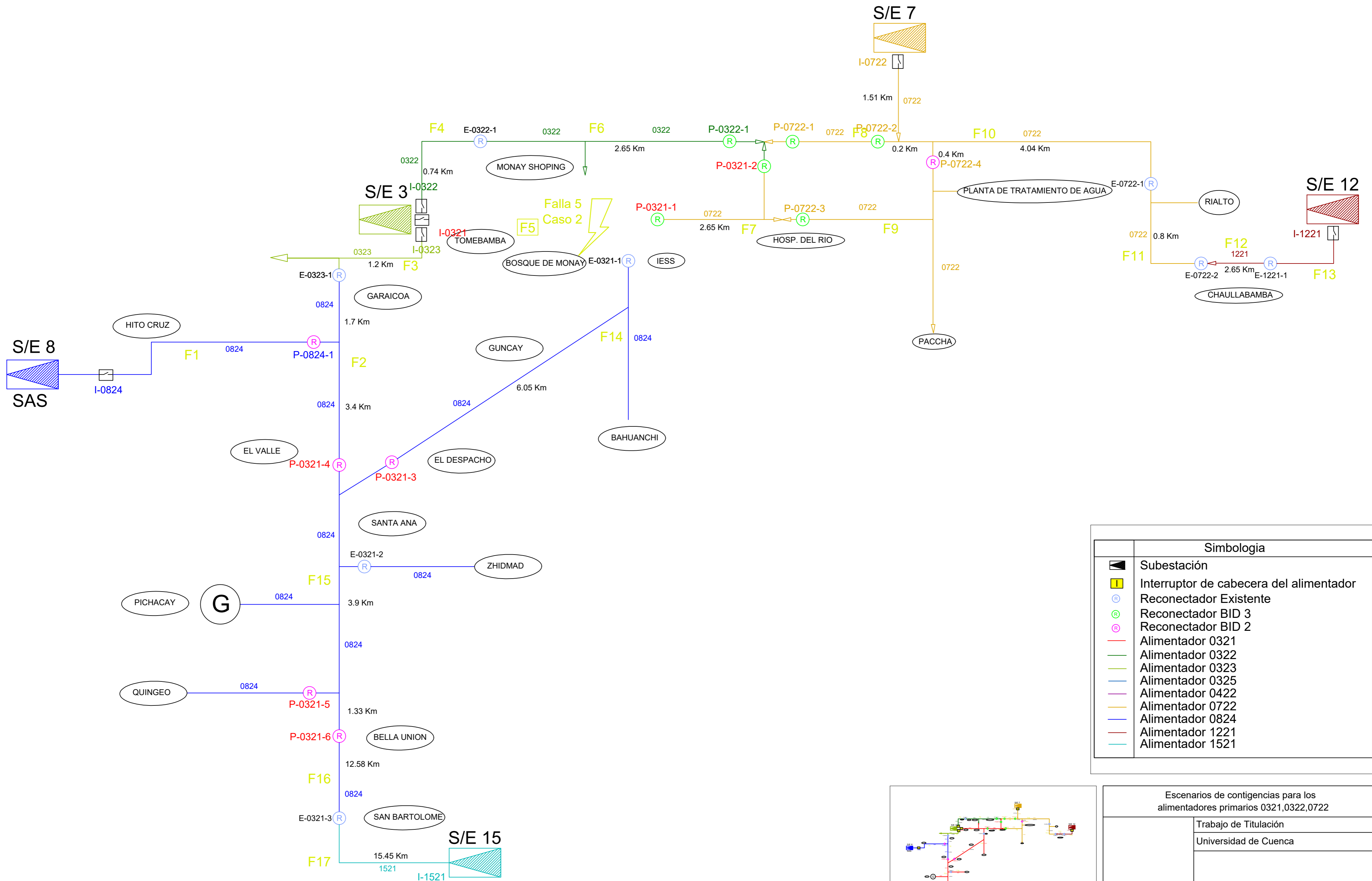


Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 030244831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 5 Caso 1	Fecha:

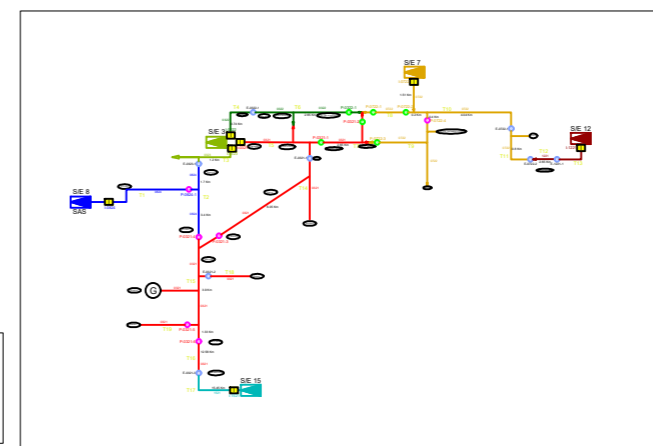


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

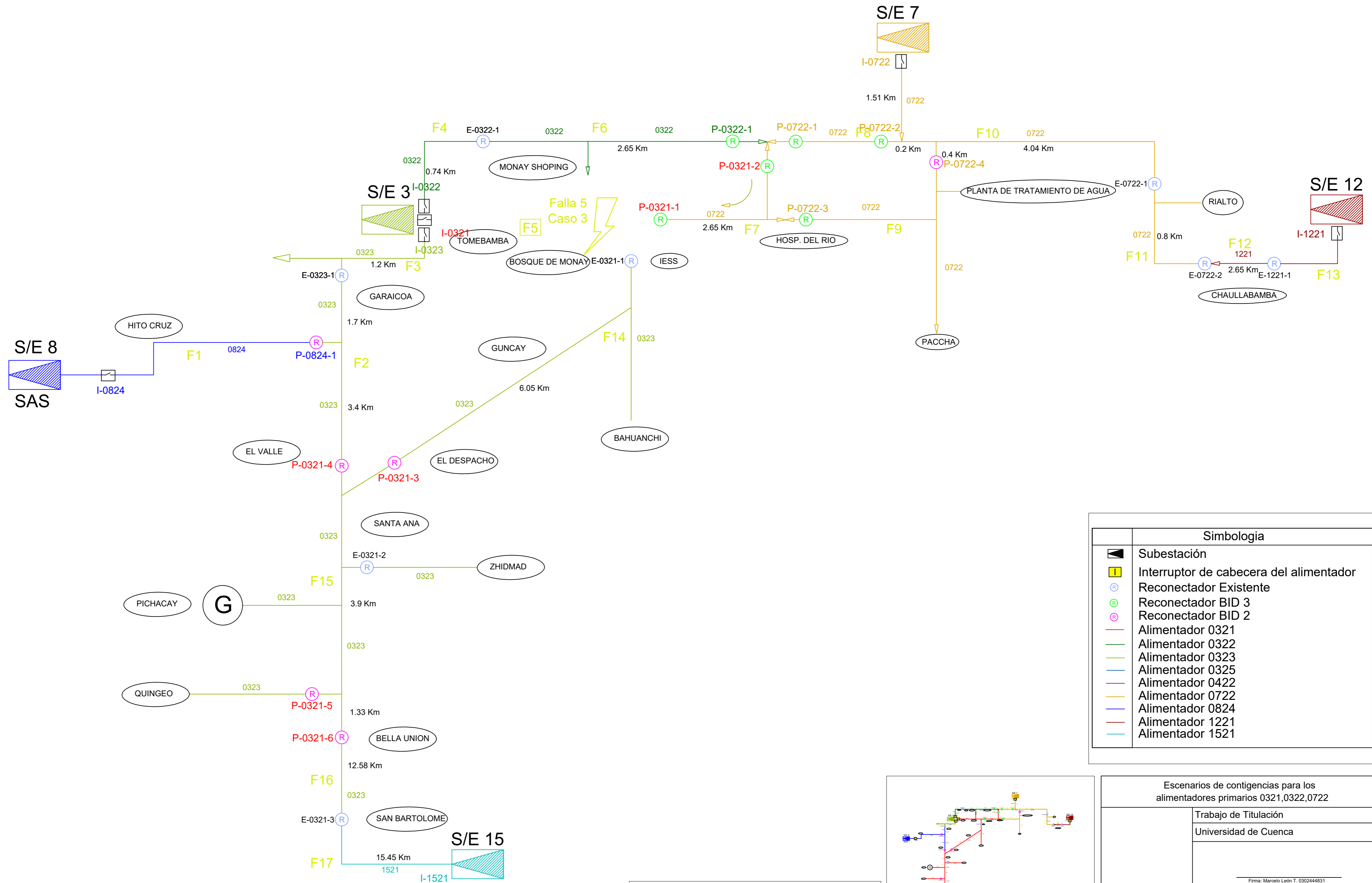


Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

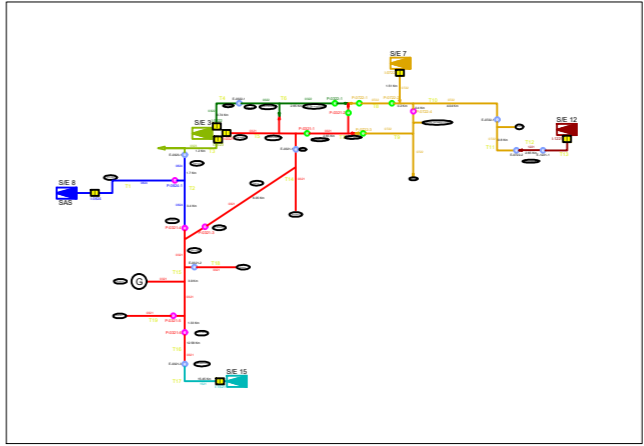


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 5 Caso 2	Fecha:

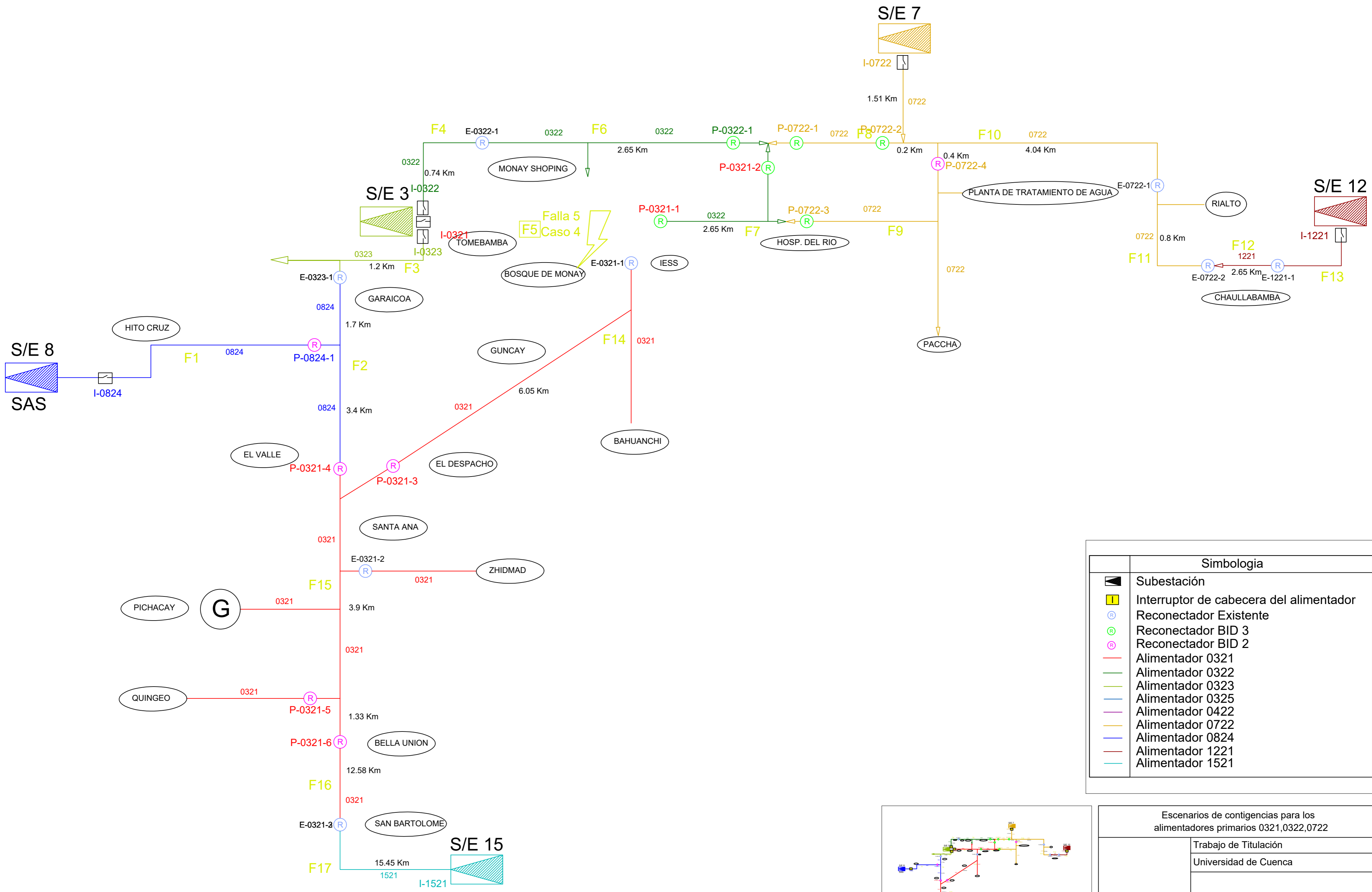


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

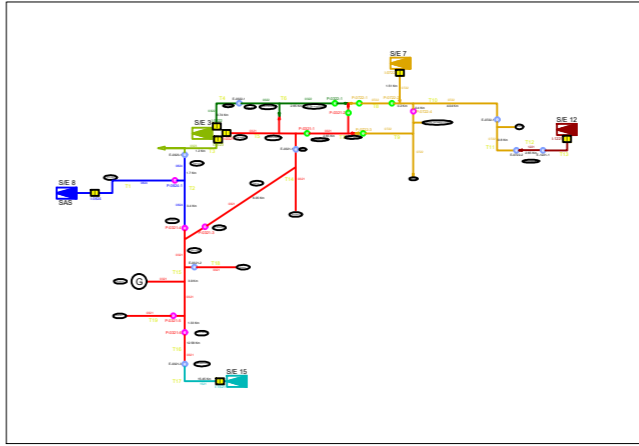


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 030244831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 5 Caso 3	Fecha:



Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.



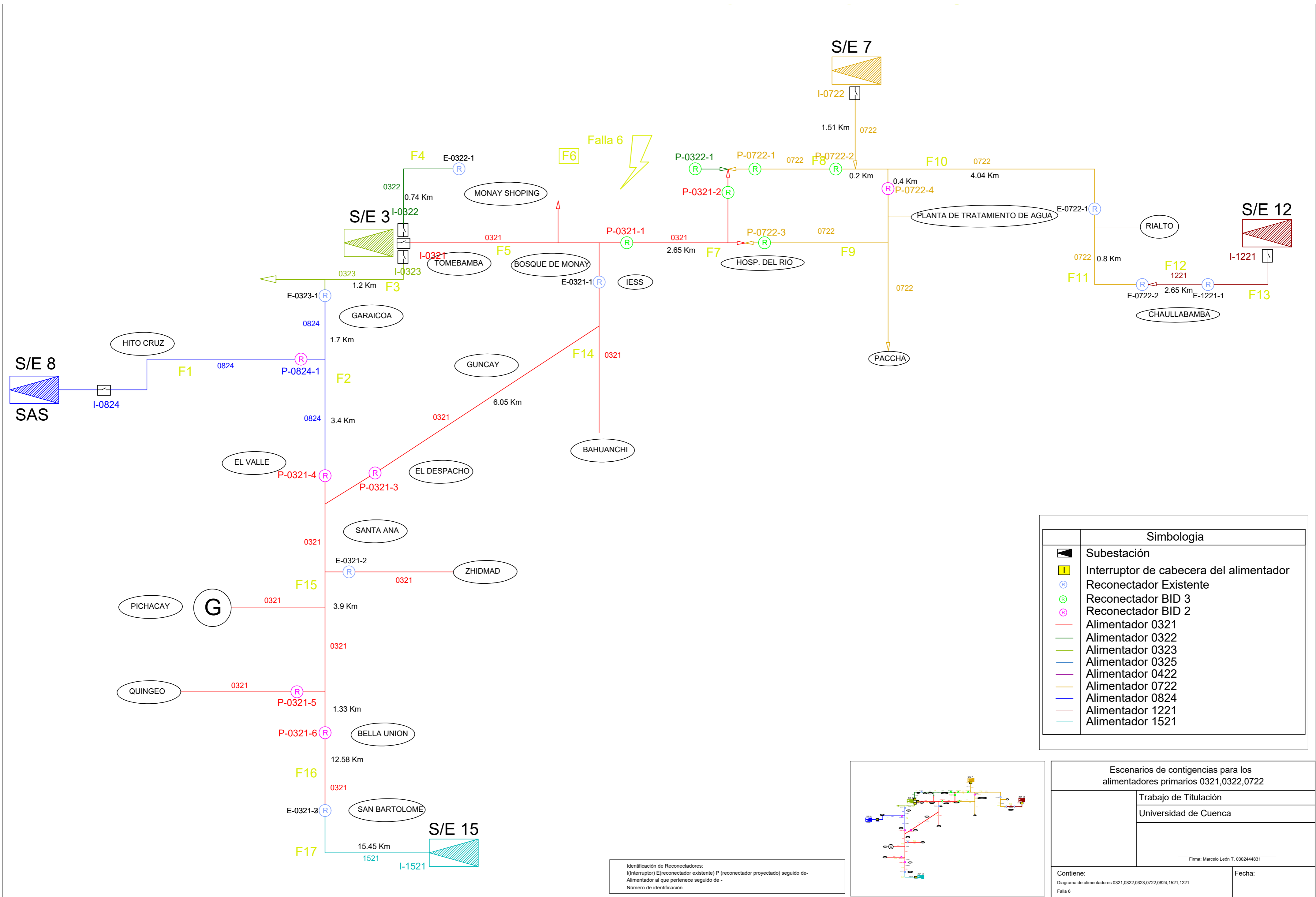
Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722,0824,1521,1221

Trabajo de Titulación
 Universidad de Cuenca

Firma: Marcelo León T. 0302444831

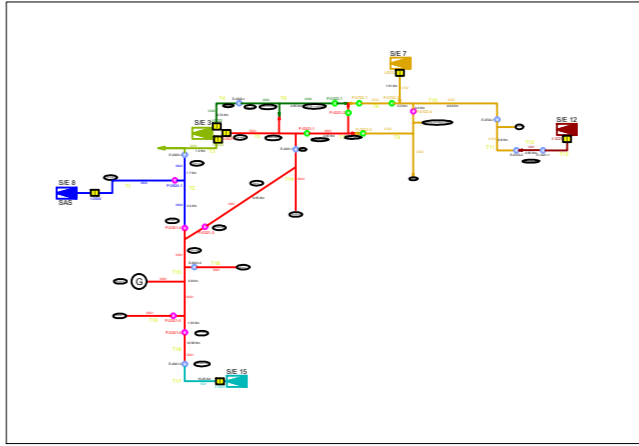
Contiene:
 Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221
 Falla 5 Caso 4

Fecha:

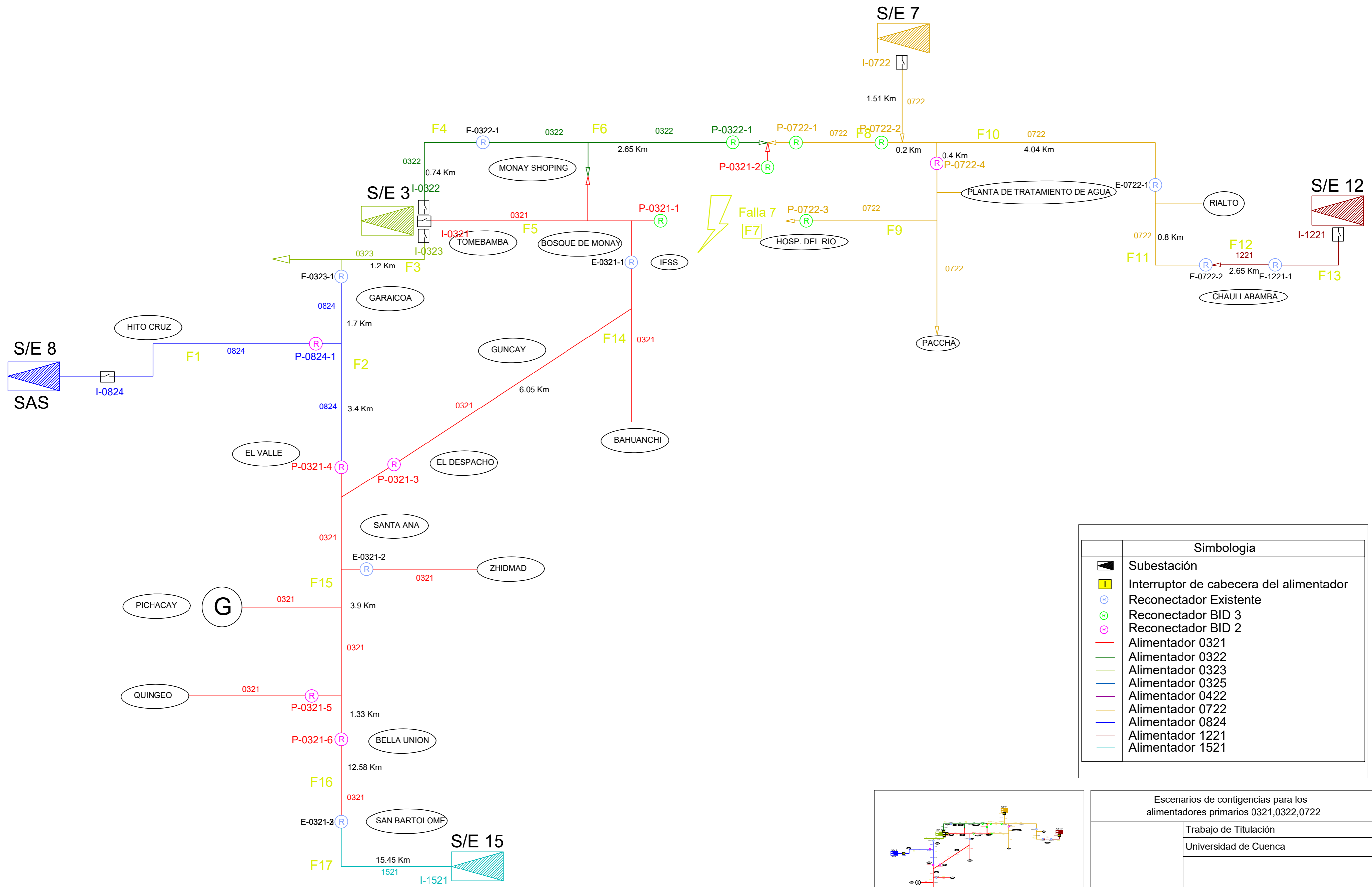


Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

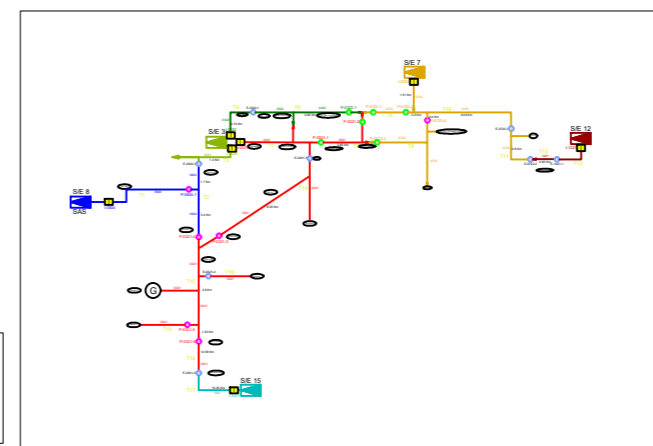


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 6	Fecha:

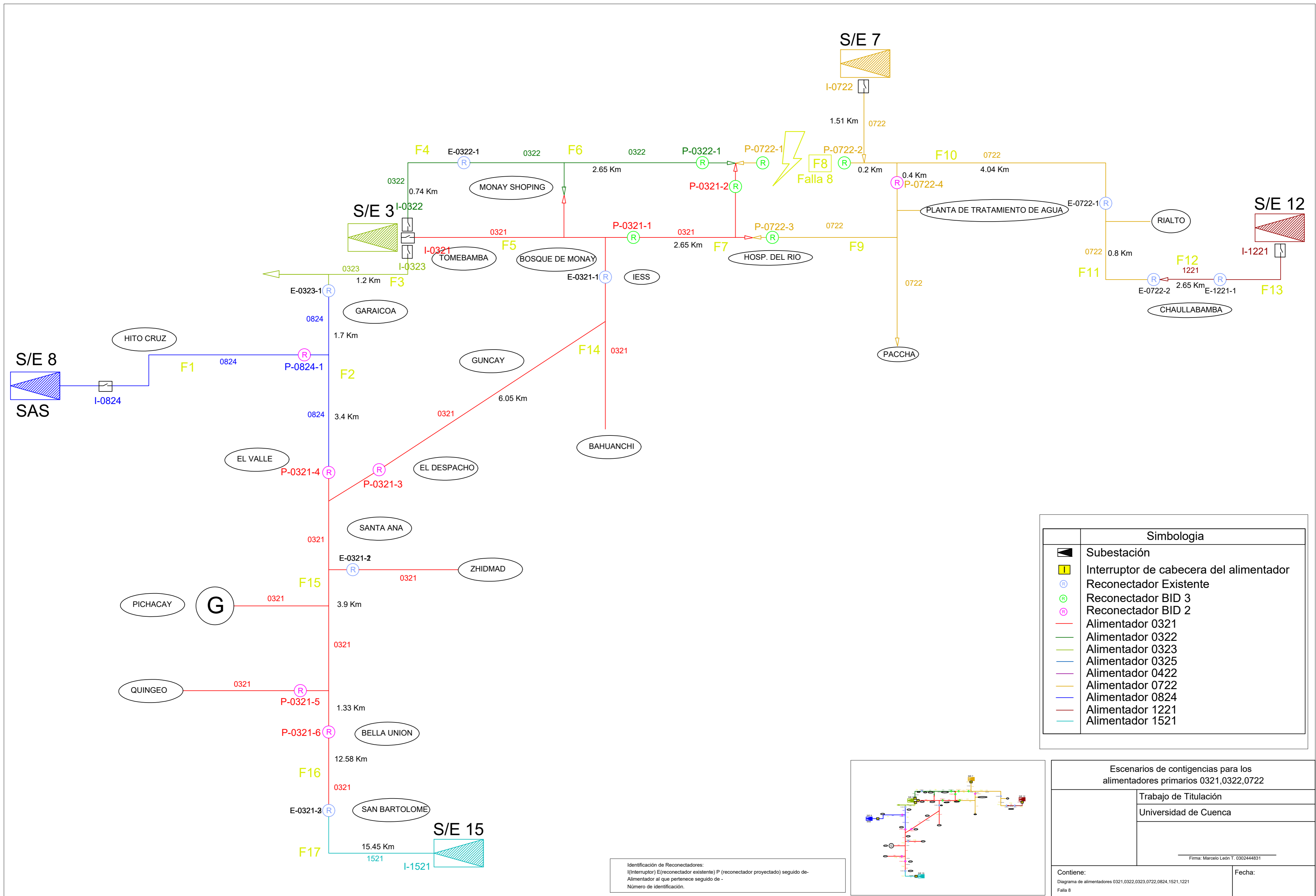


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521



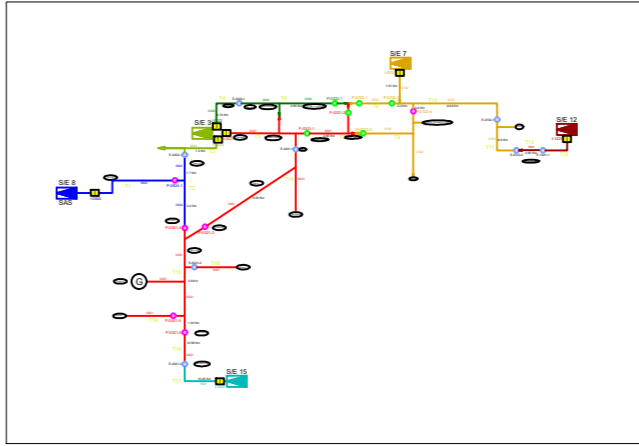
Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 7	Fecha:

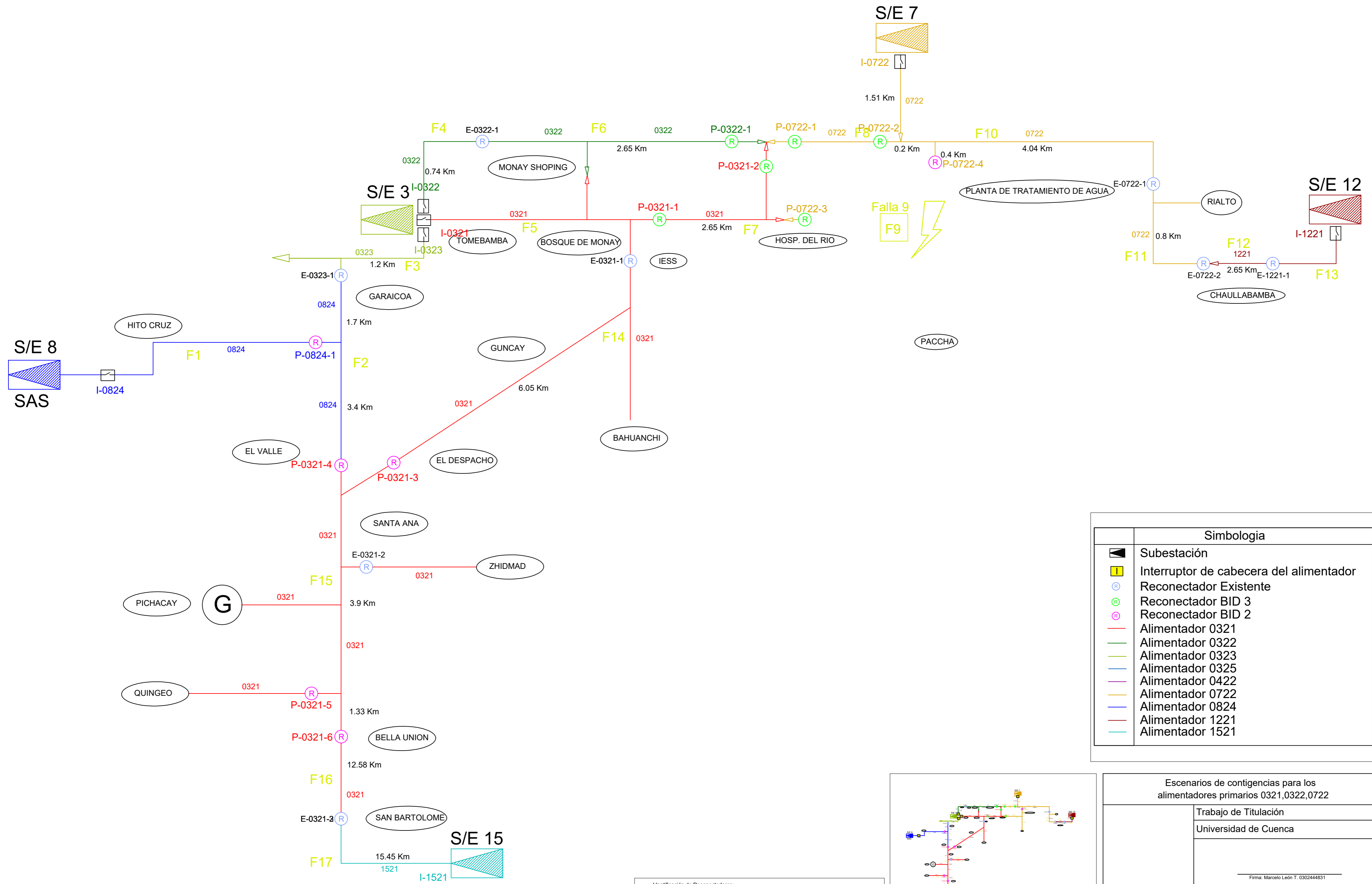


Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 8	Fecha:

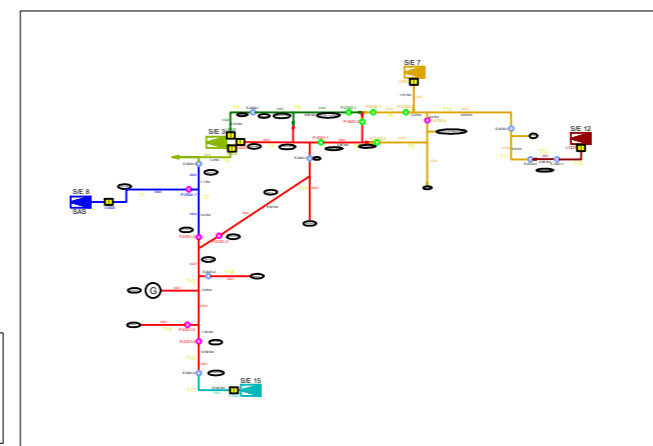
Identificación de Reconectores:
I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
Alimentador al que pertenece seguido de -
Número de identificación.



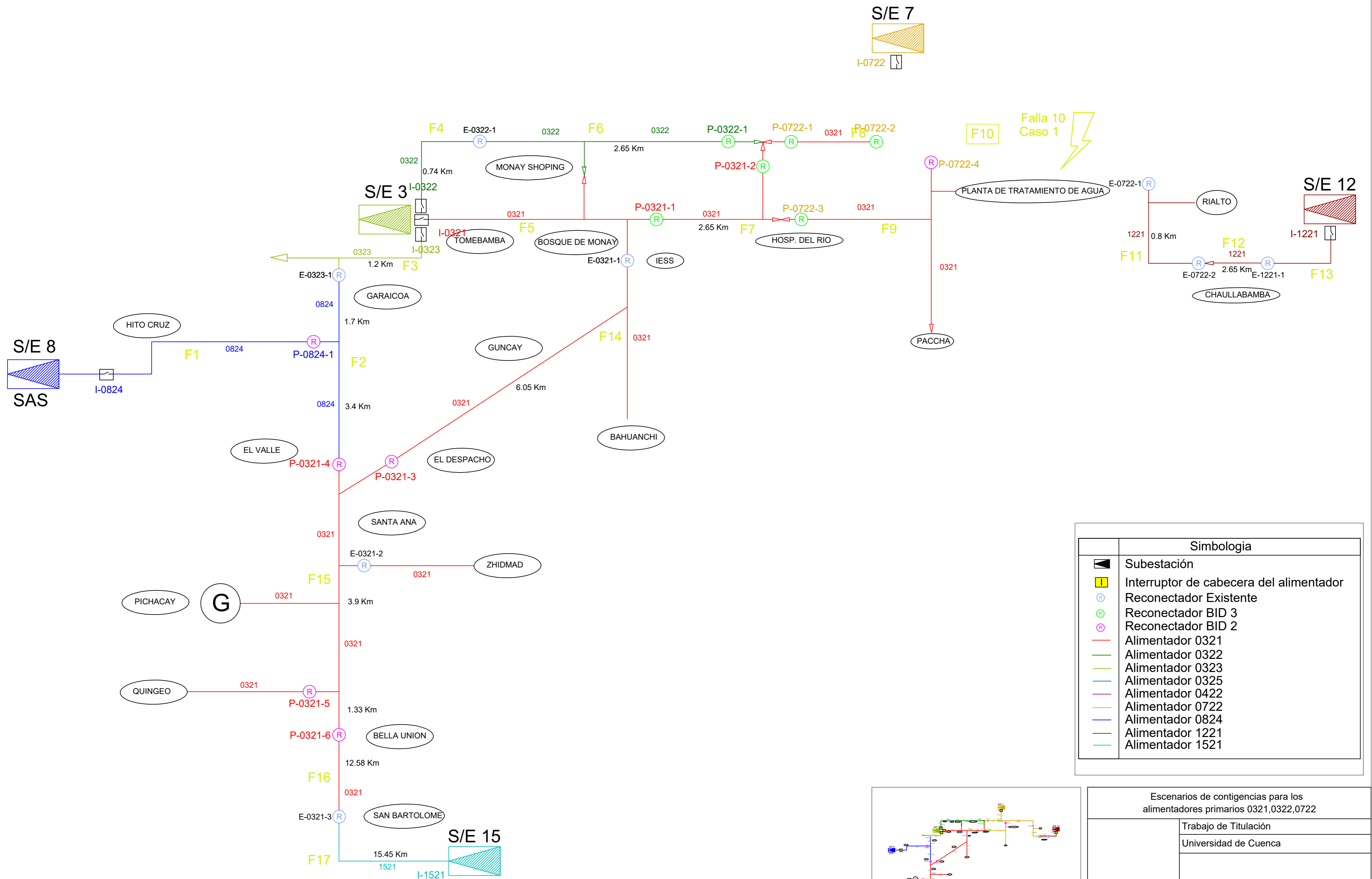


Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

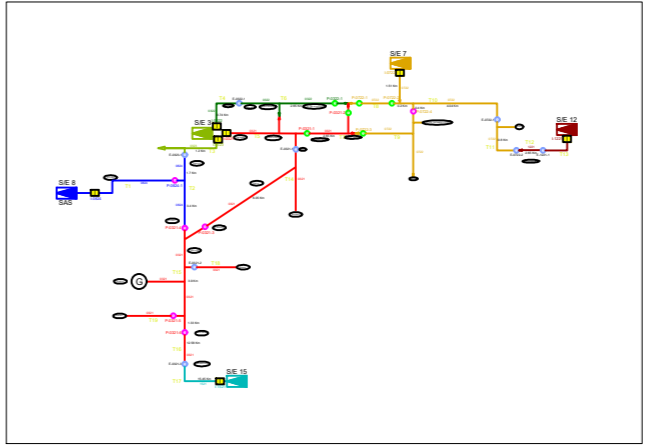


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 030244831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 9	Fecha:

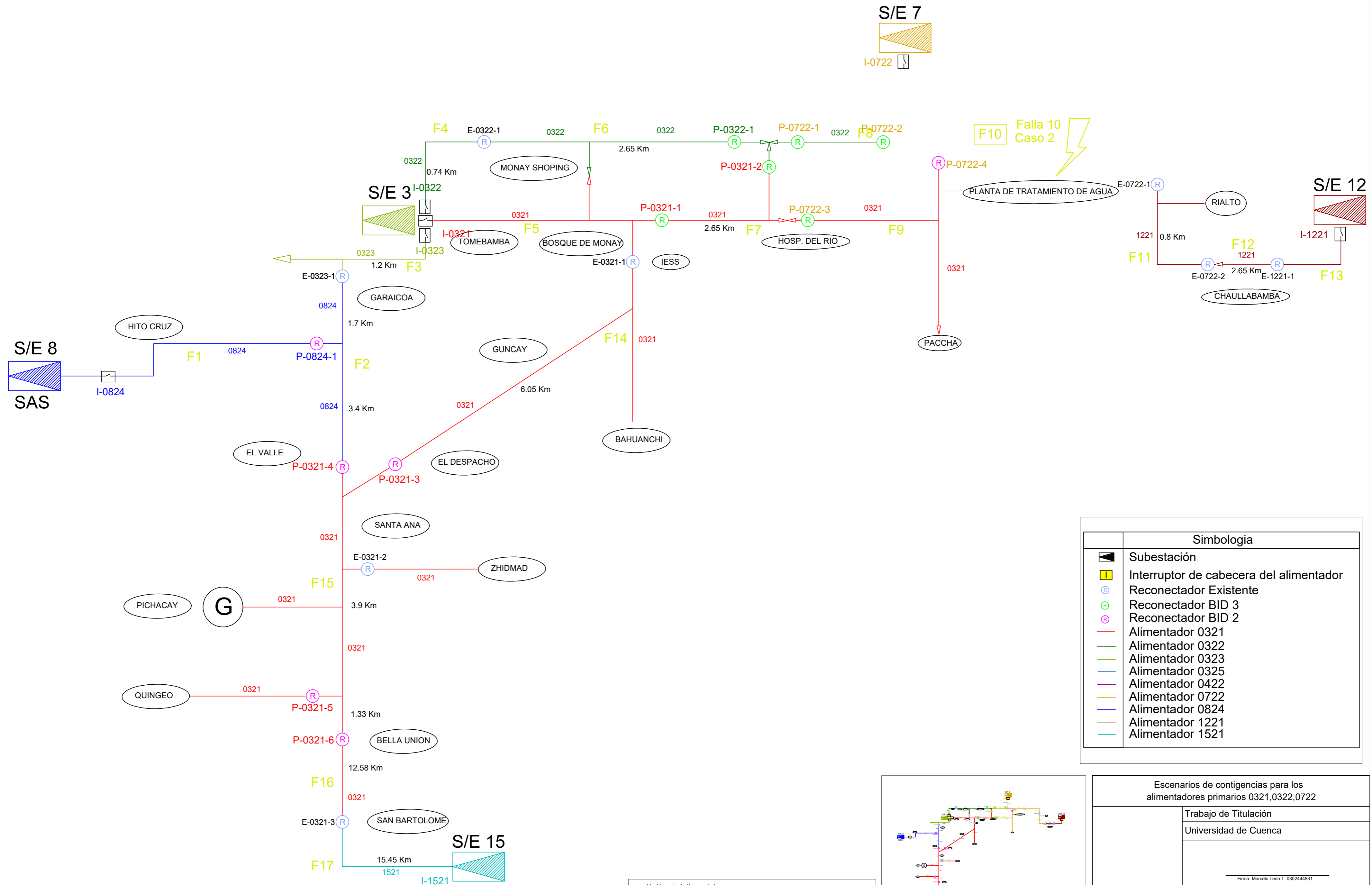


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

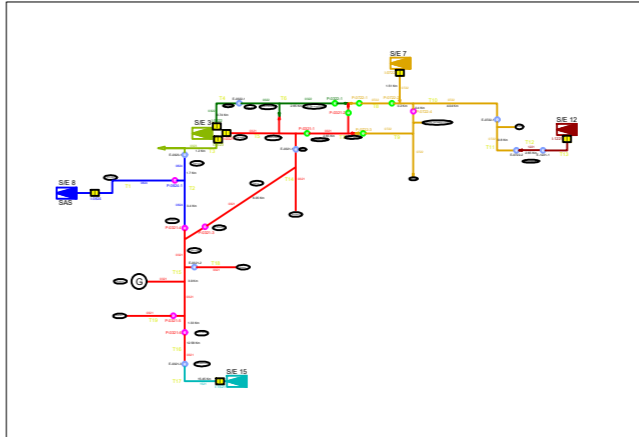


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 10 Caso 1	Fecha:

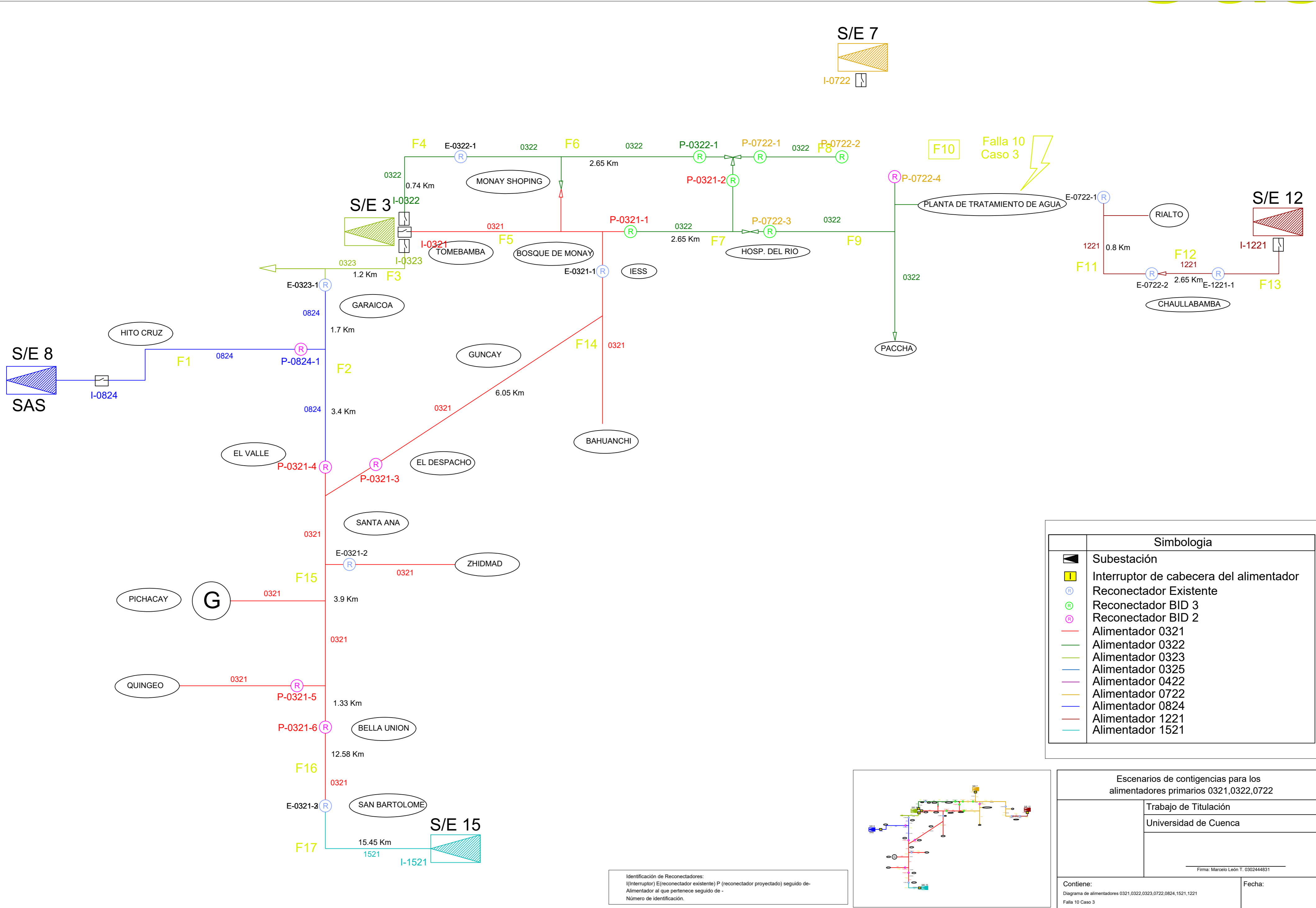


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521



Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 030244831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 10 Caso 2	Fecha:



Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

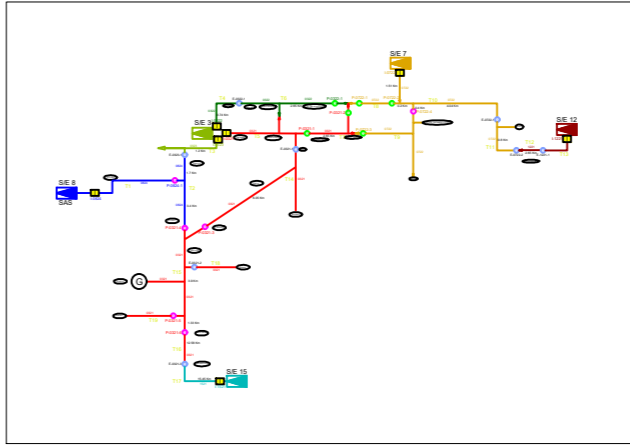
Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722

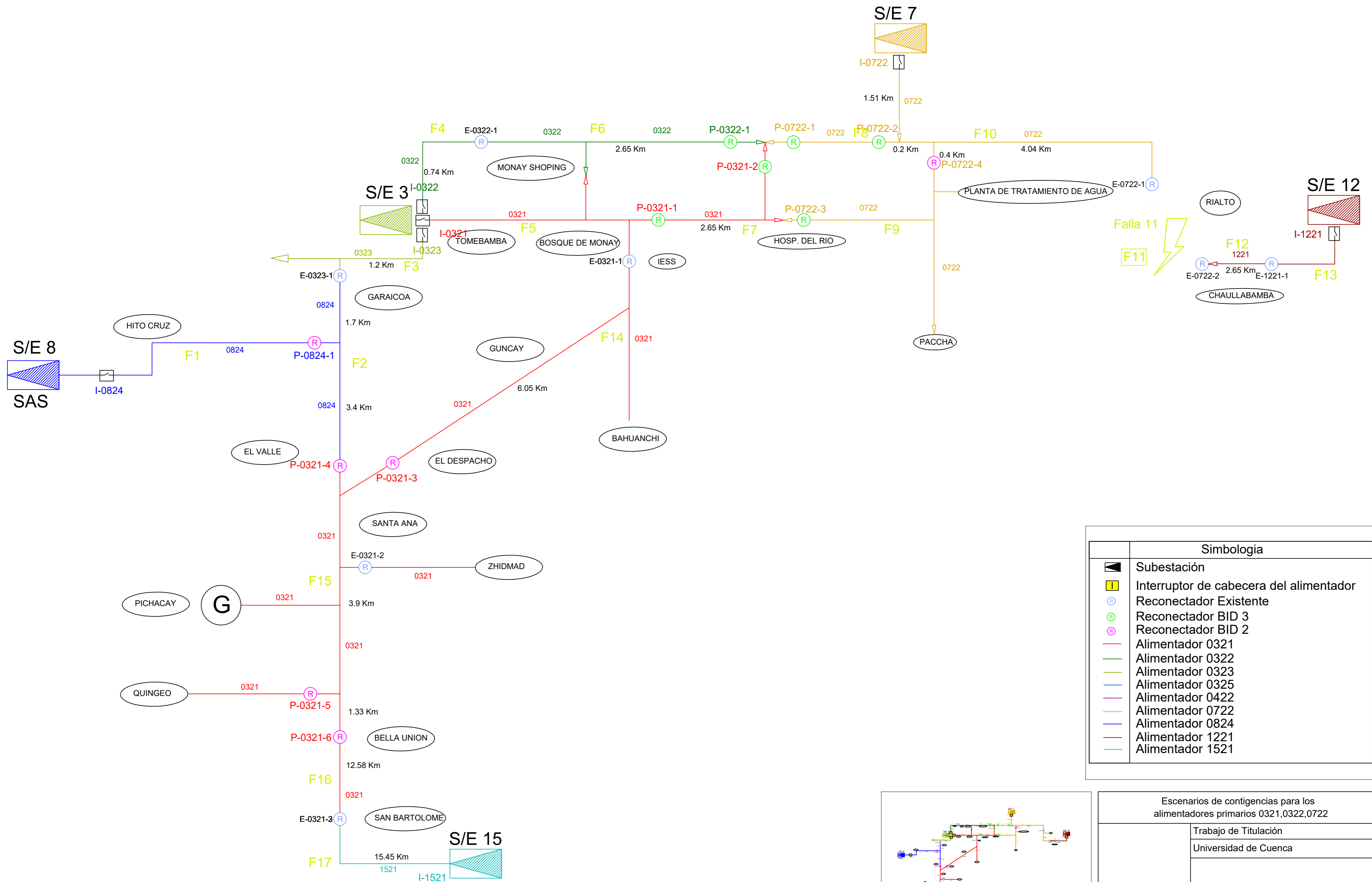
Trabajo de Titulación
 Universidad de Cuenca

Firma: Marcelo León T. 0302444831

Contiene:
 Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221
 Falla 10 Caso 3

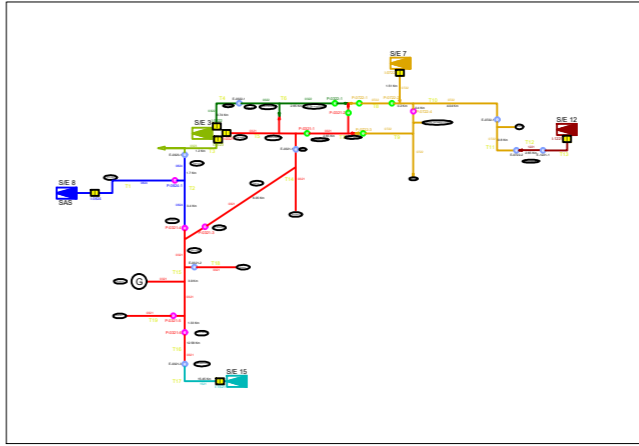
Fecha:



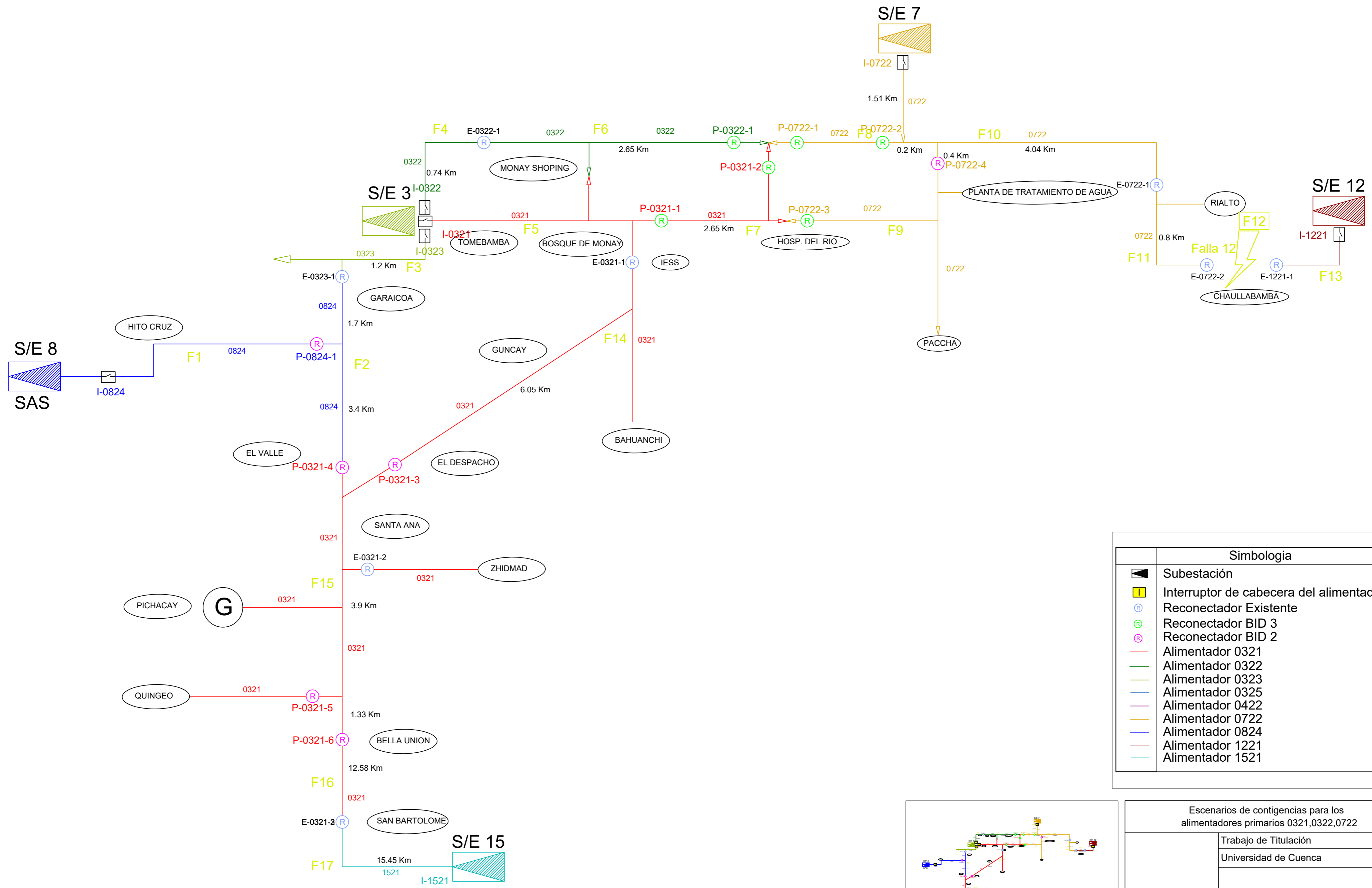


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

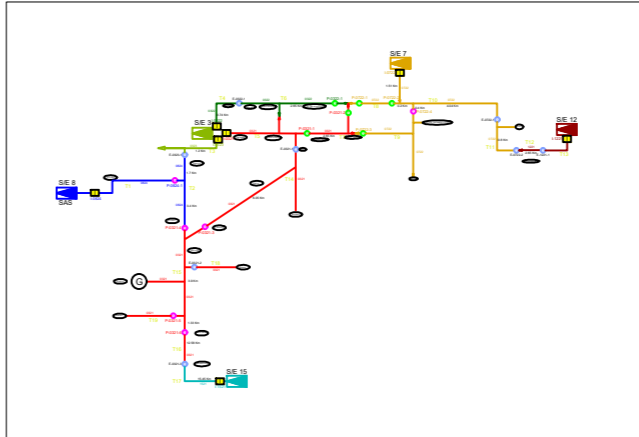


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 030244831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 11	Fecha:

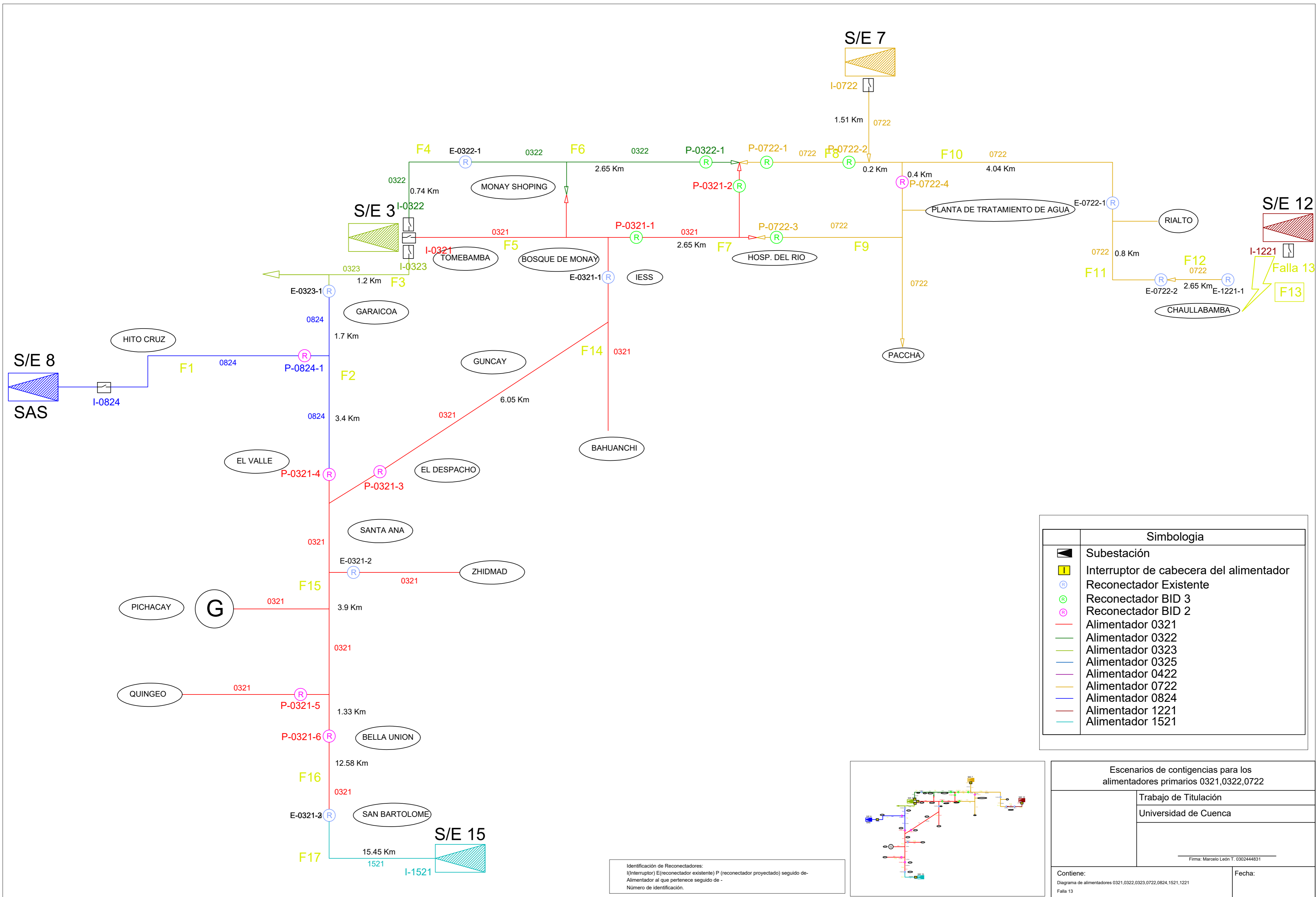


Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

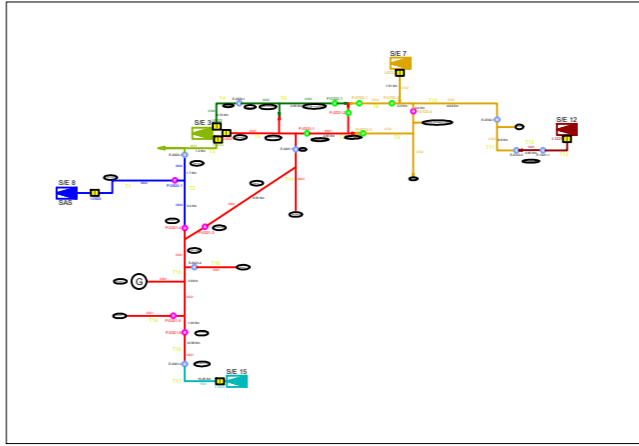


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 12	Fecha:

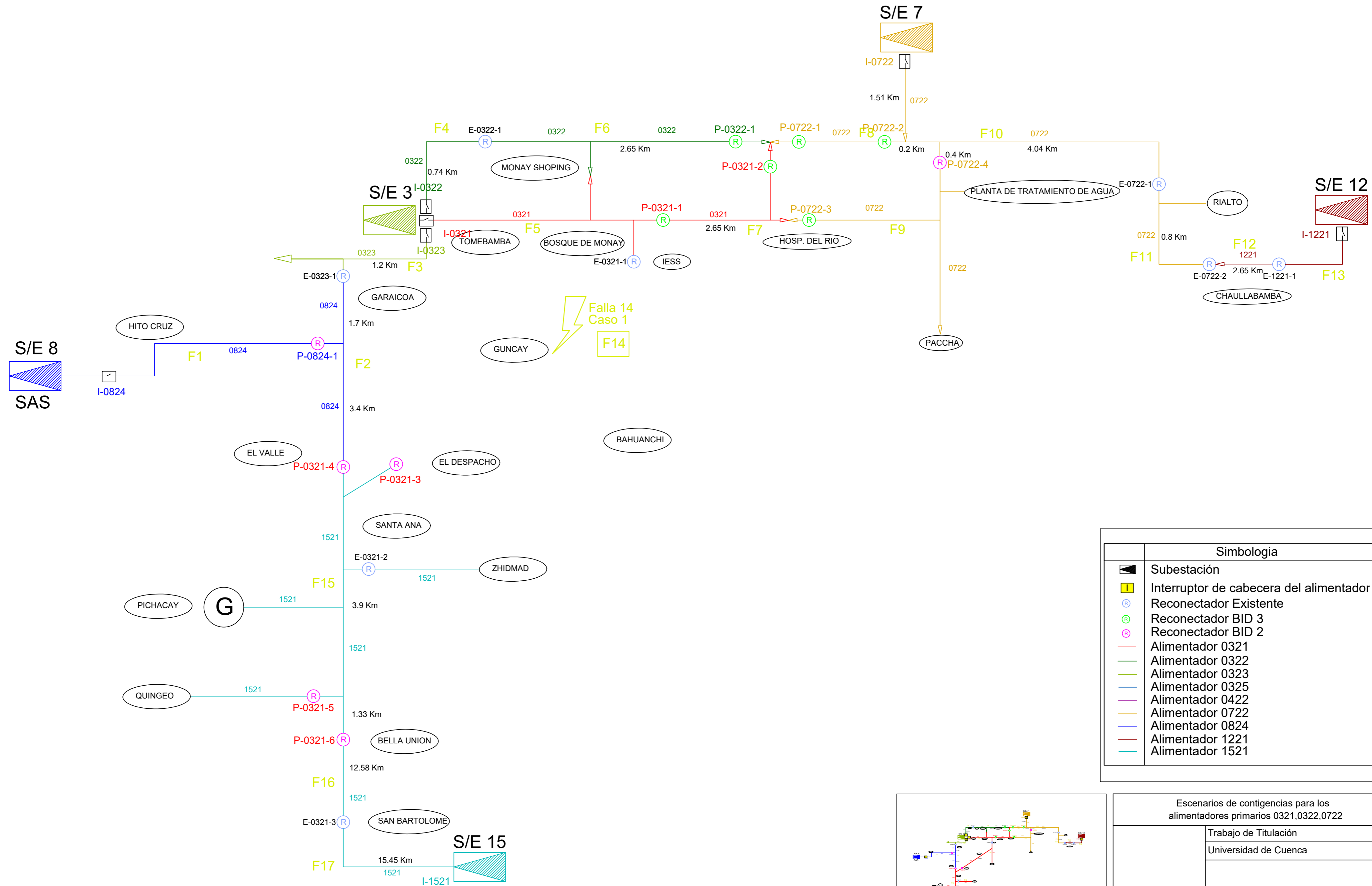


Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

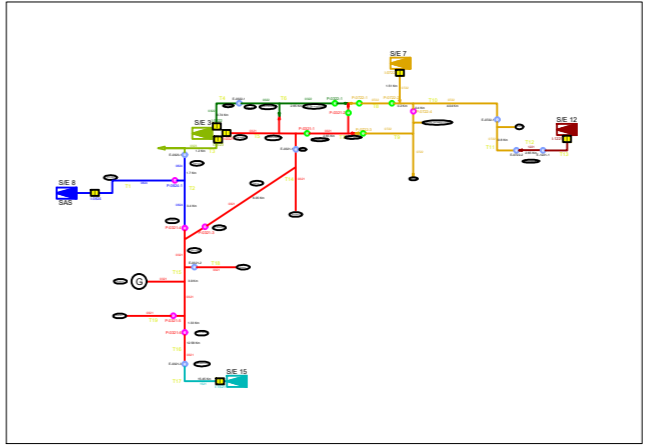


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 13	Fecha:

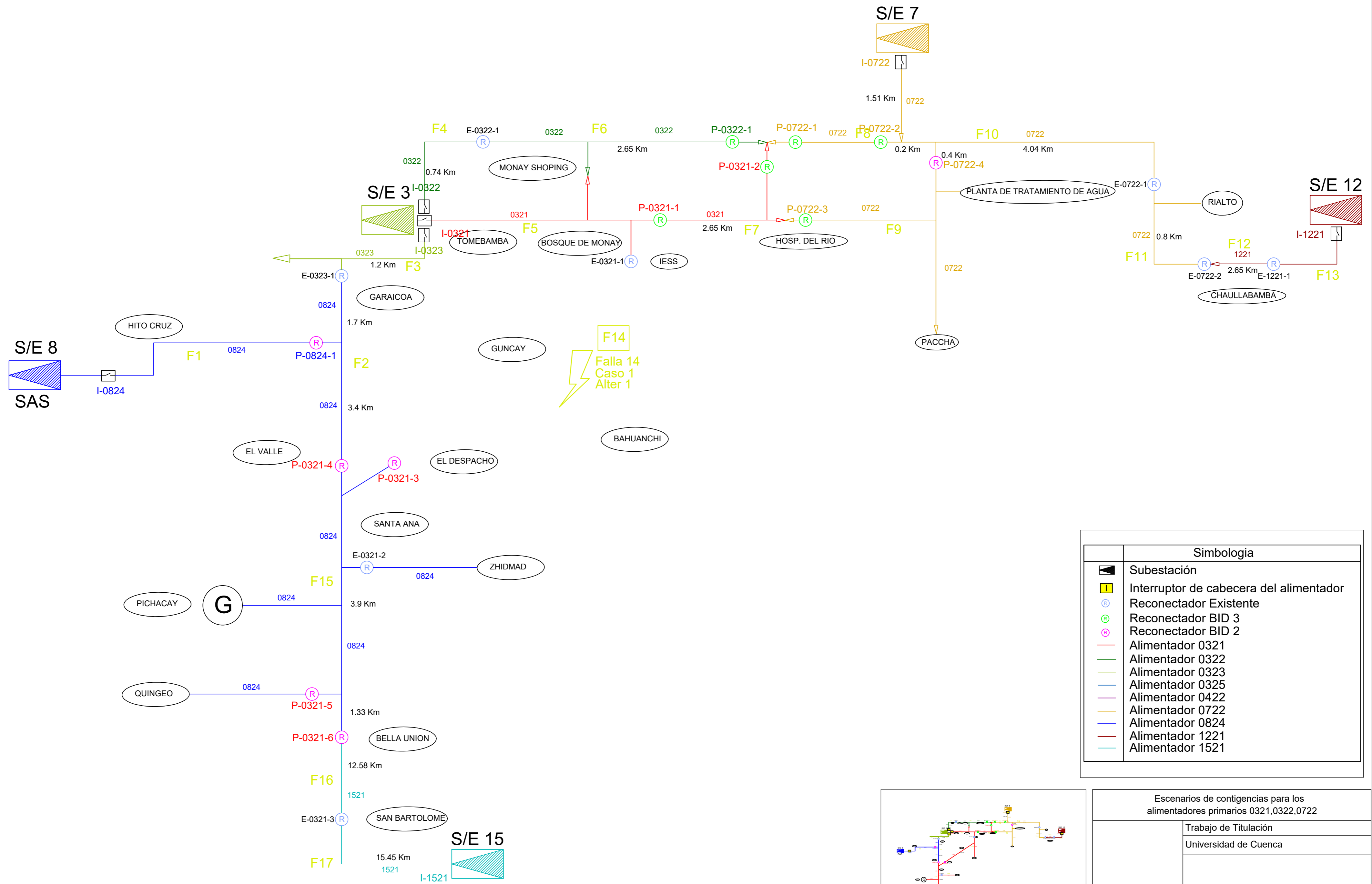


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

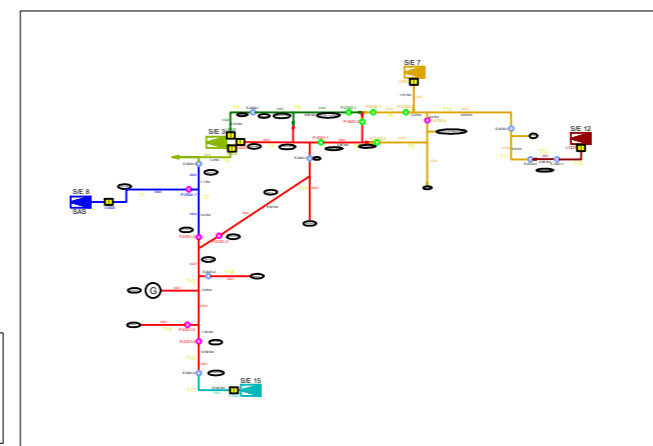


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 14 Caso 1	Fecha:

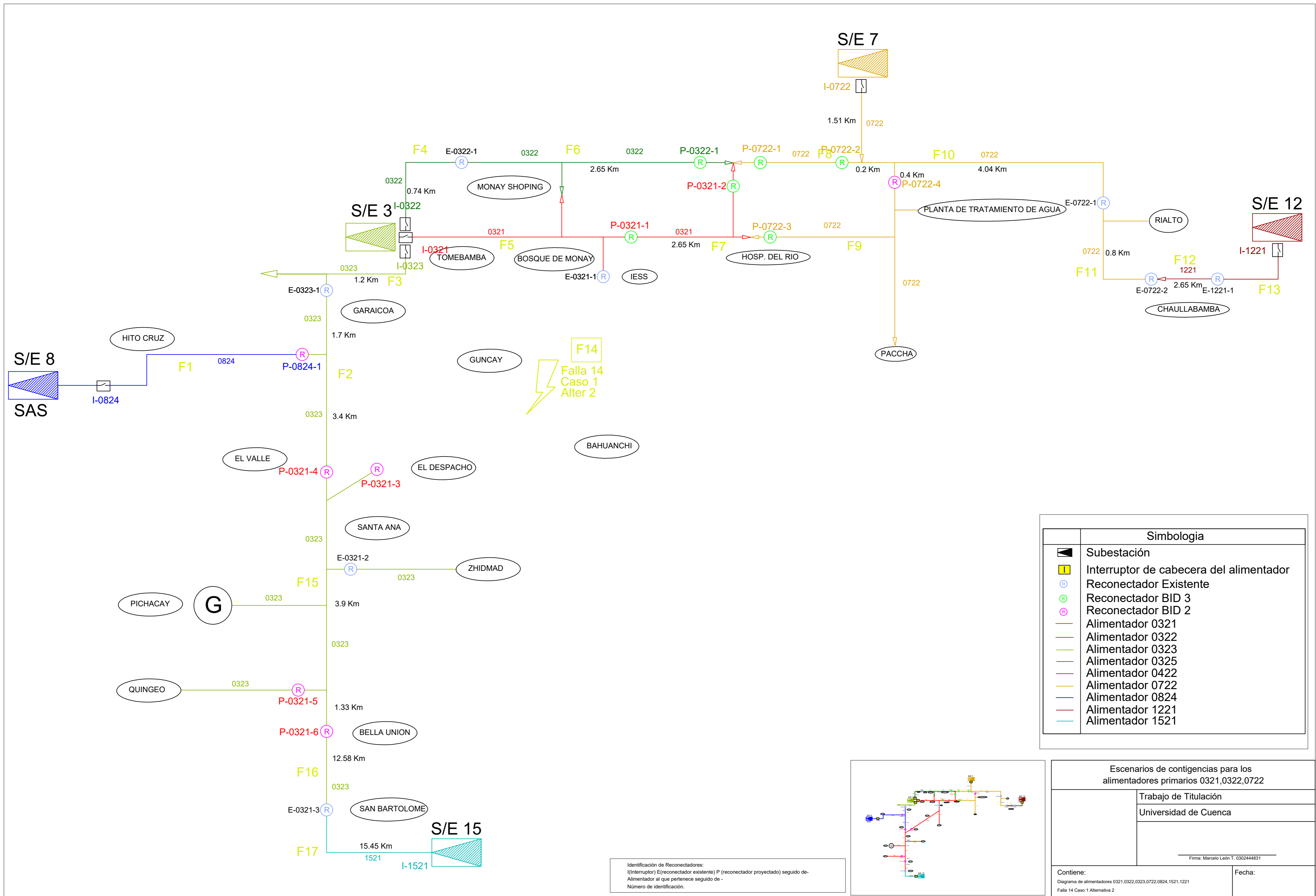


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

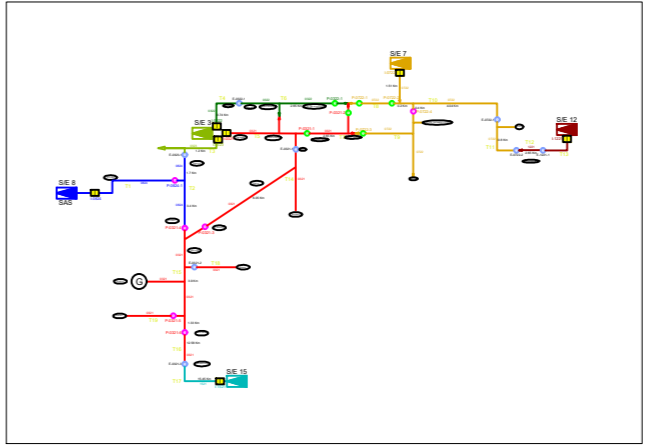


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 14 Caso 1 Alternativa 1	Fecha:

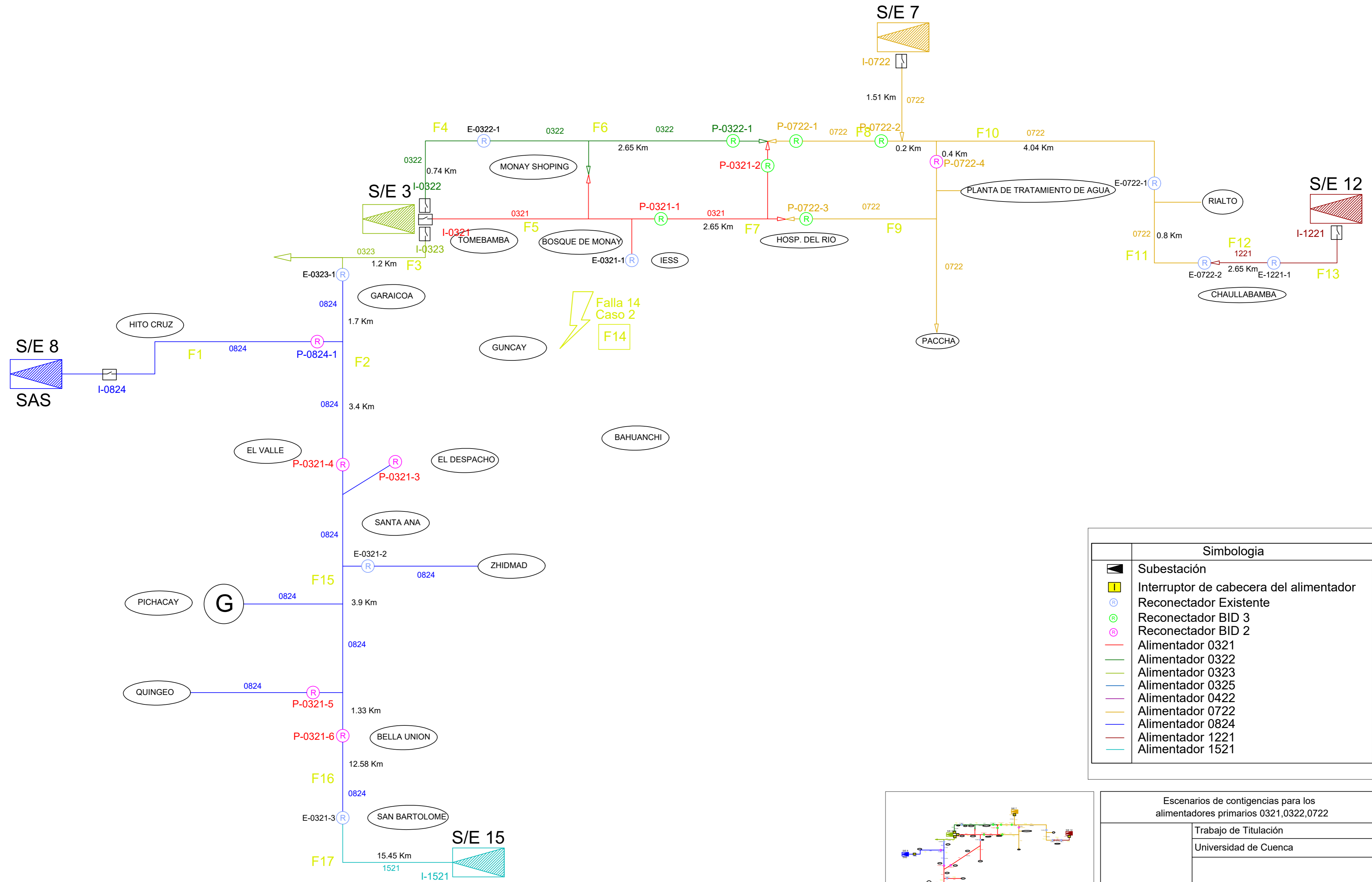


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

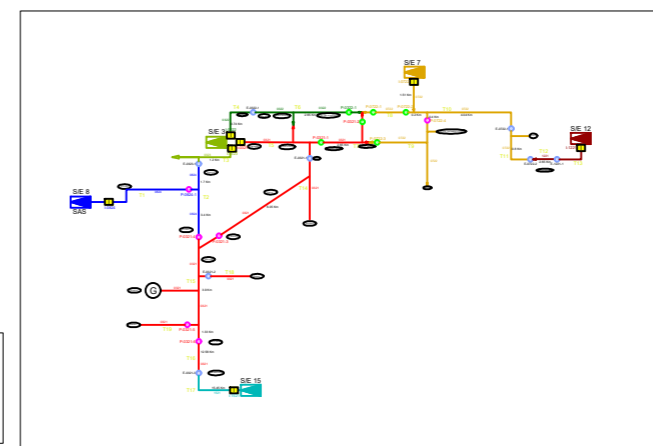


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 14 Caso 1 Alternativa 2	Fecha:

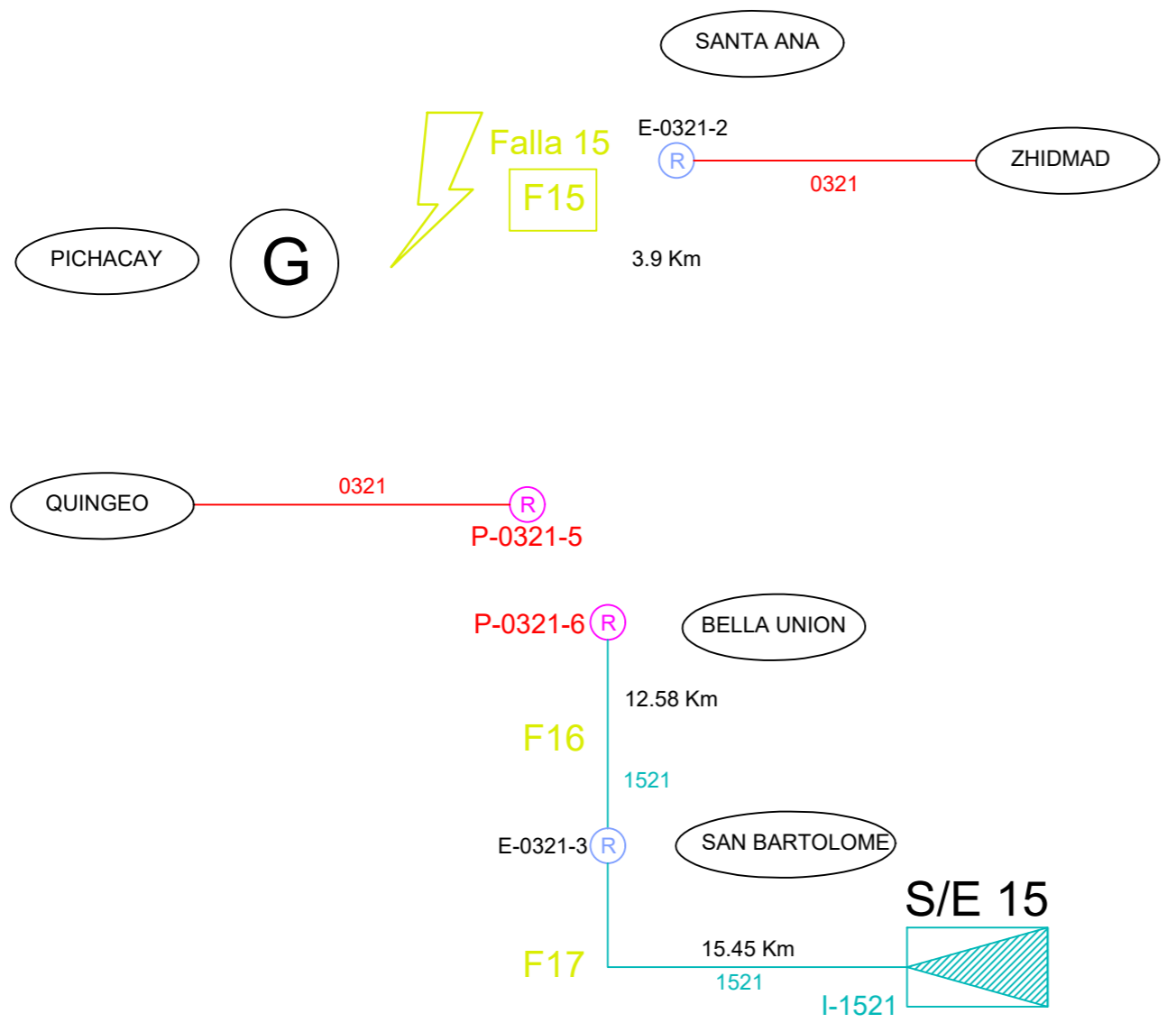
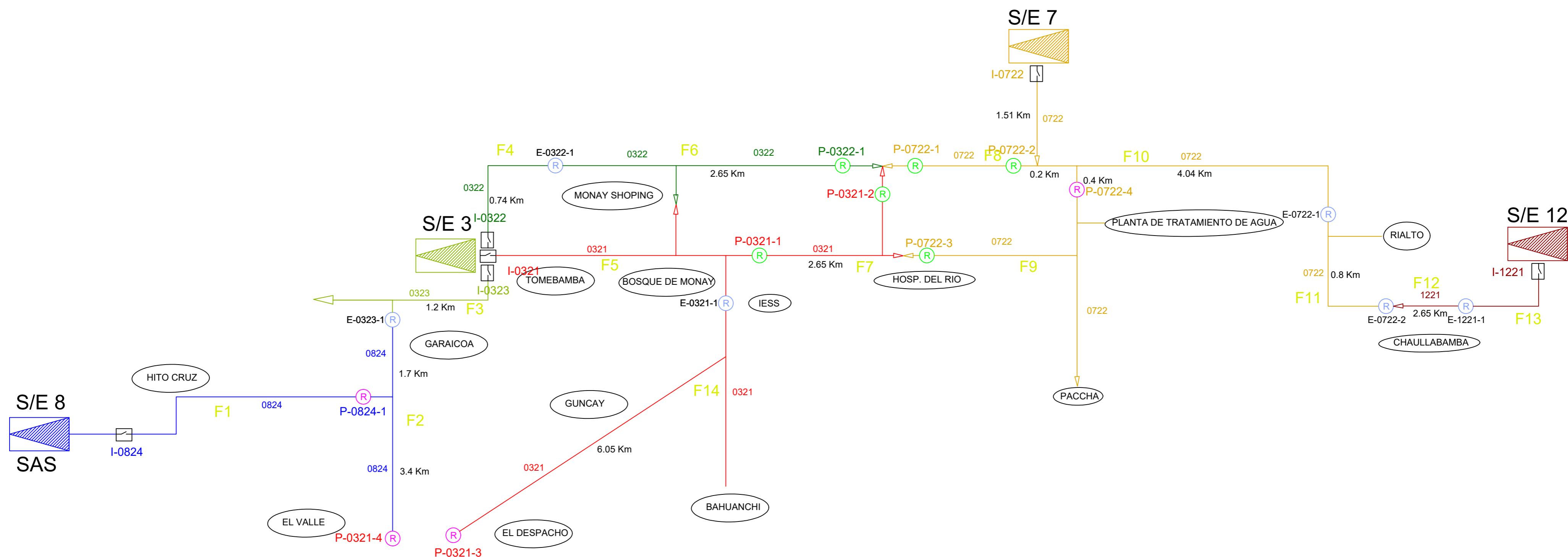


Identificación de Reconectores:
 I(Interruptor) E(reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

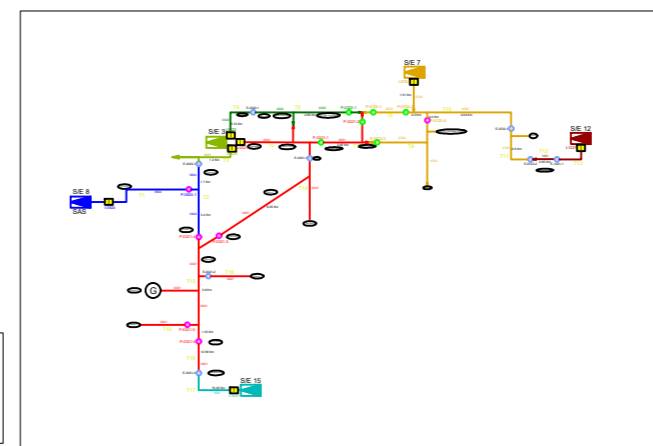


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 14 Caso 2	Fecha:

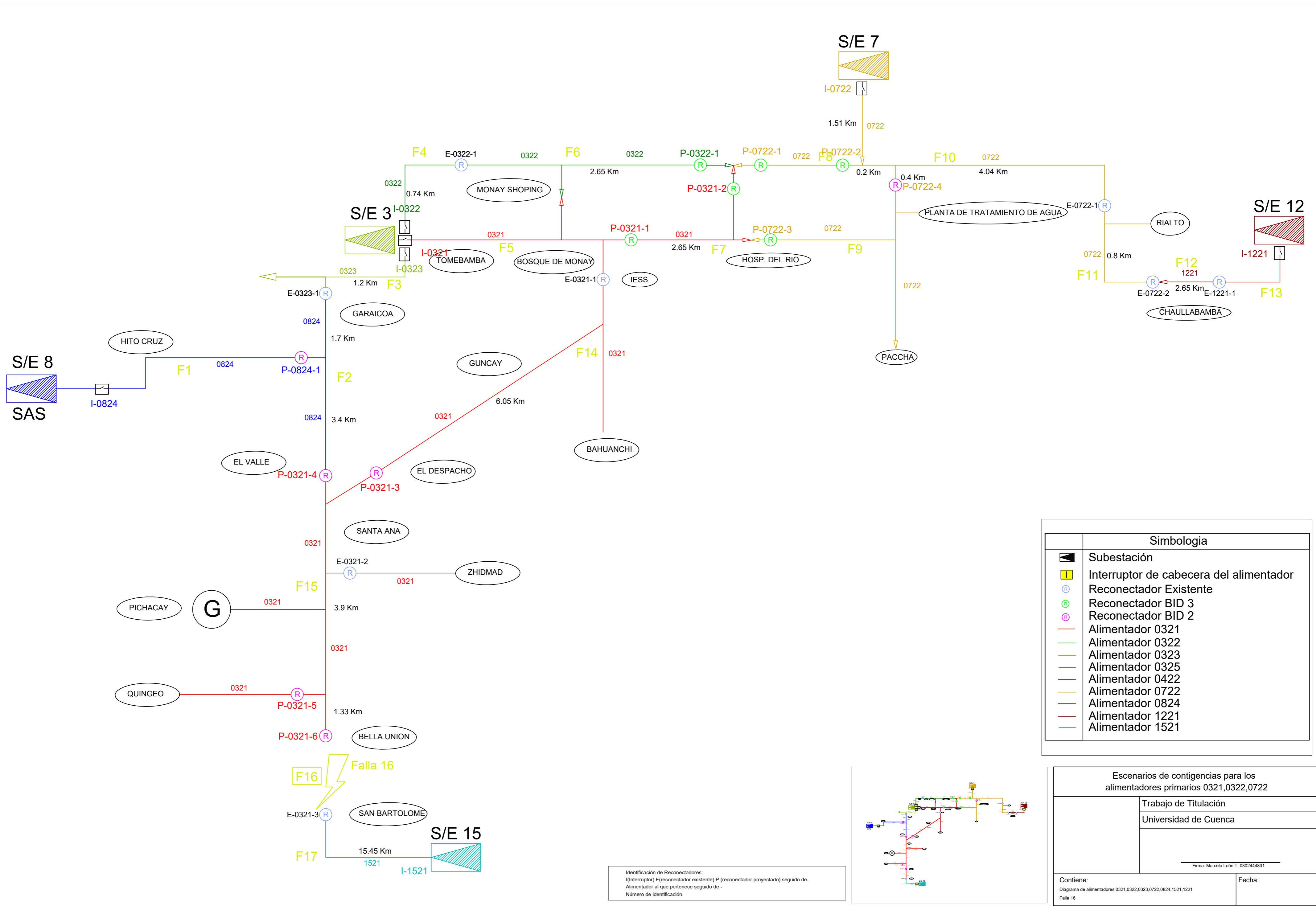


Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

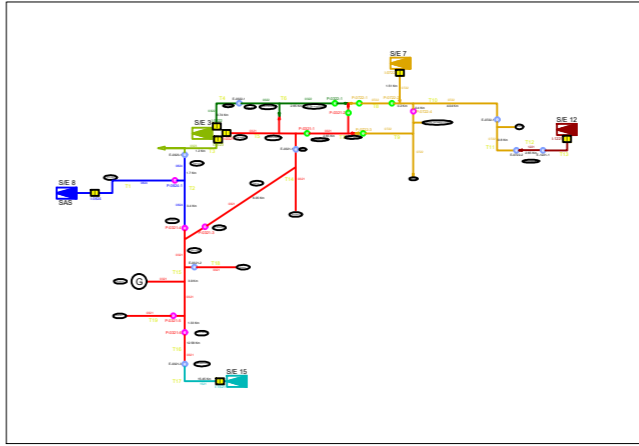


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 15	Fecha:

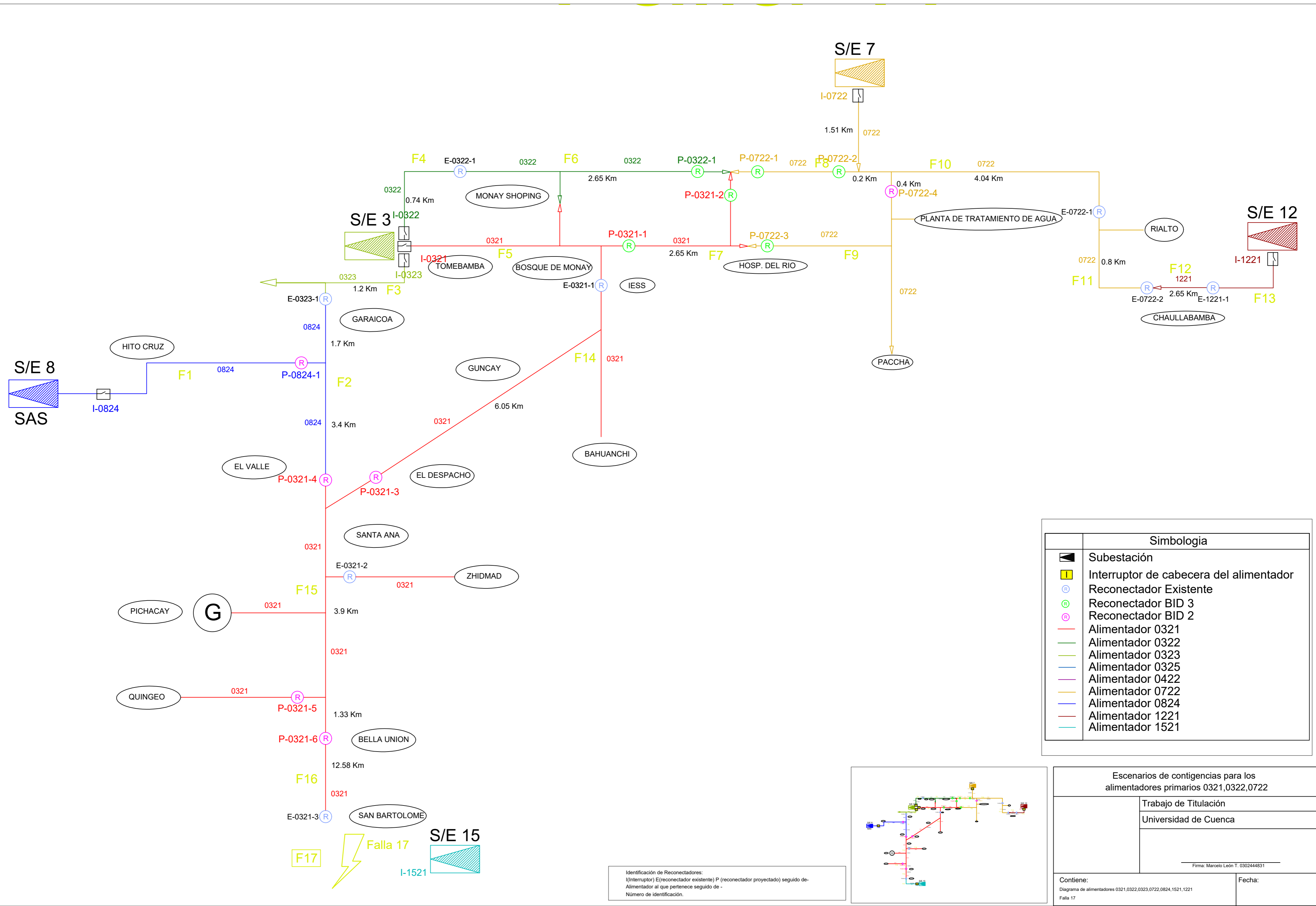


Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

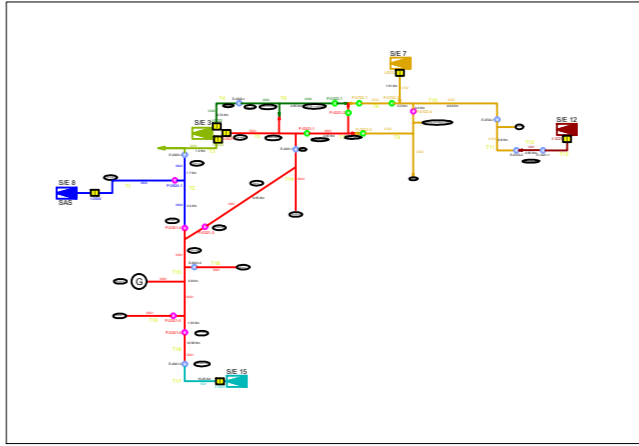


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 030244831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 16	Fecha:

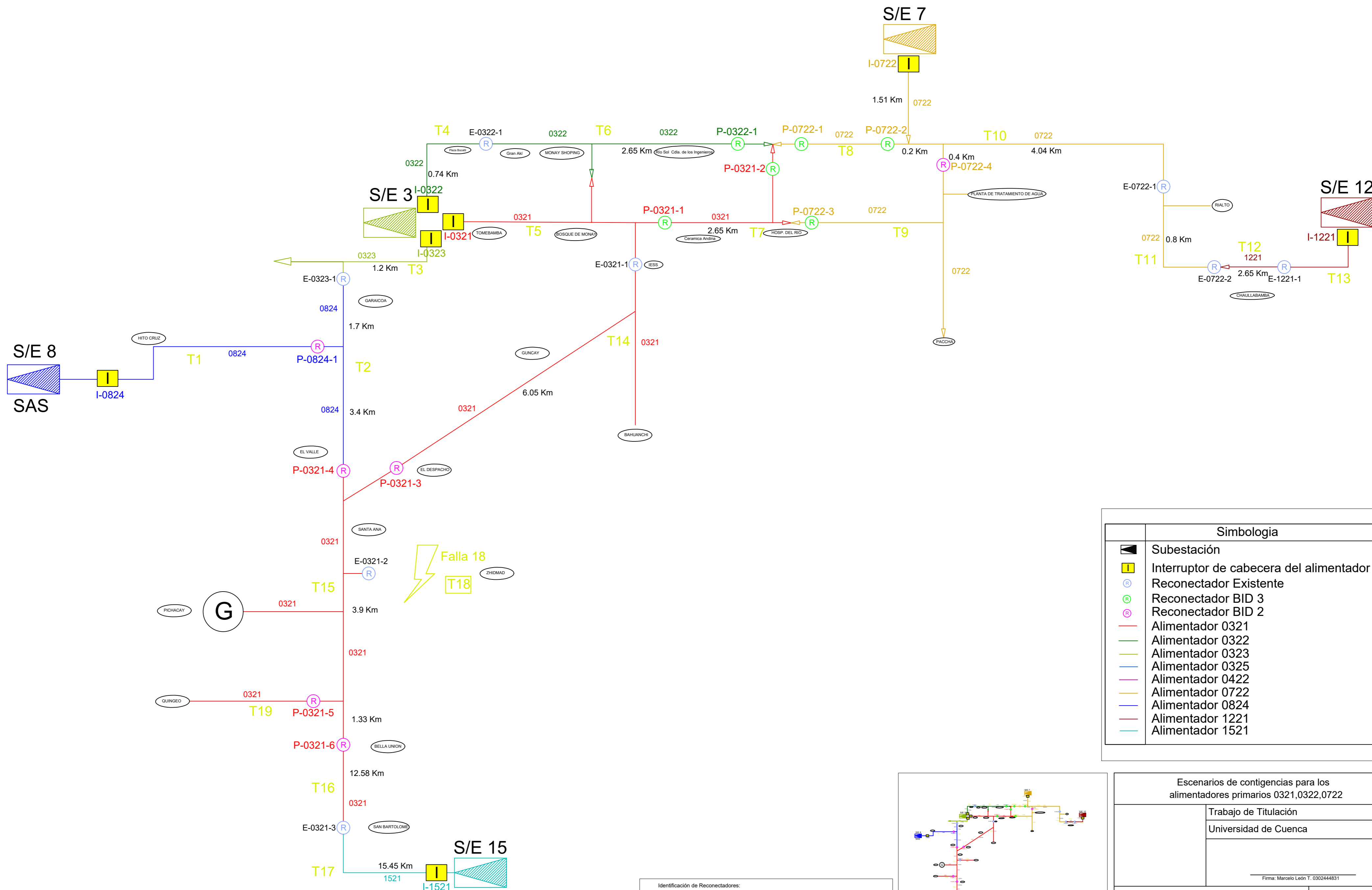


Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

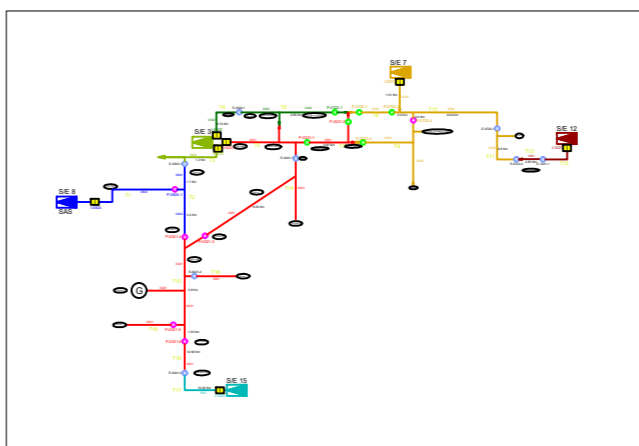


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 030244831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 17	Fecha:

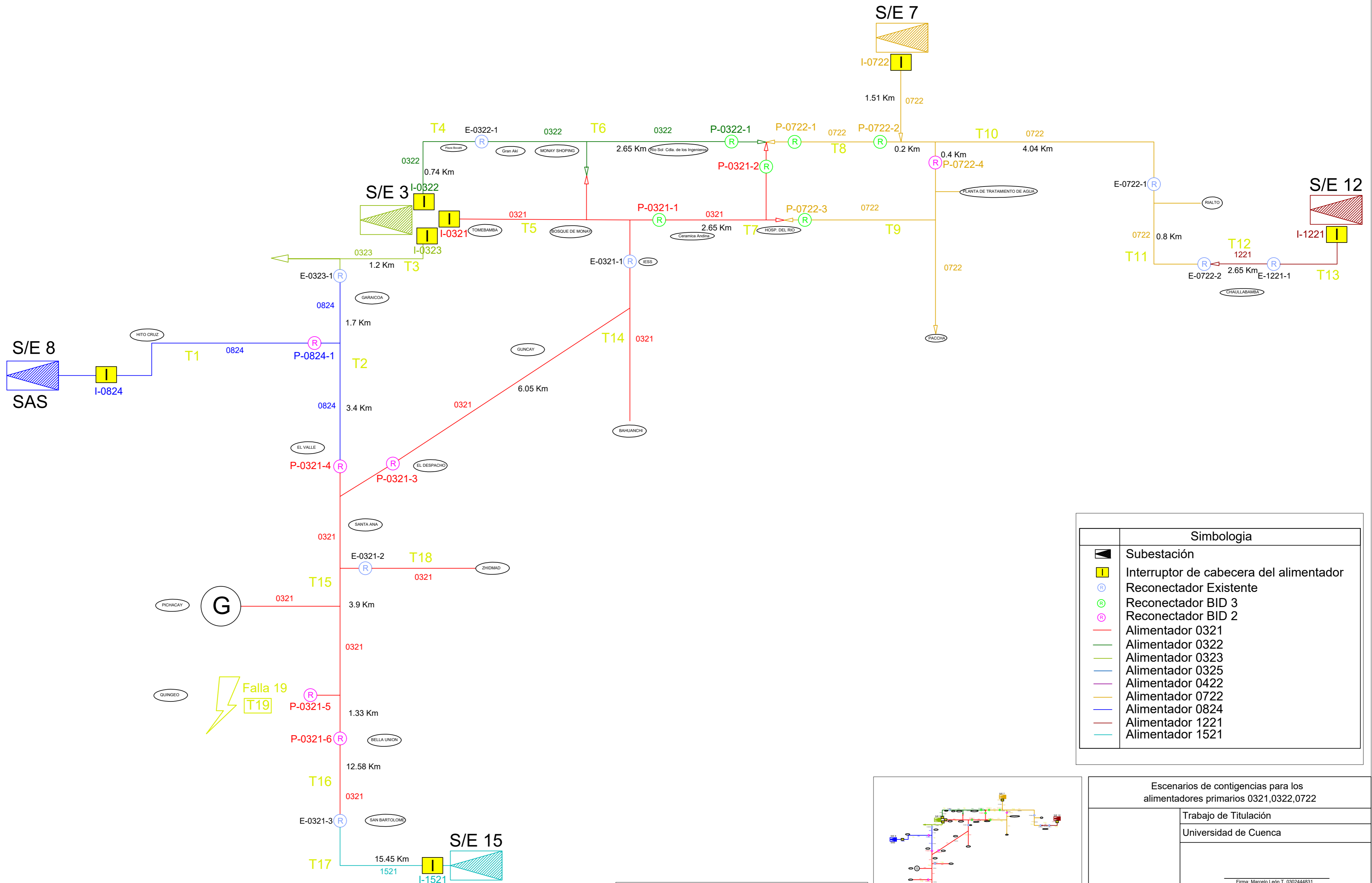


Identificación de Reconductores:
 I (Interruptor) E (reconductor existente) P (reconductor proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.

Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconductor Existente
	Reconductor BID 3
	Reconductor BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

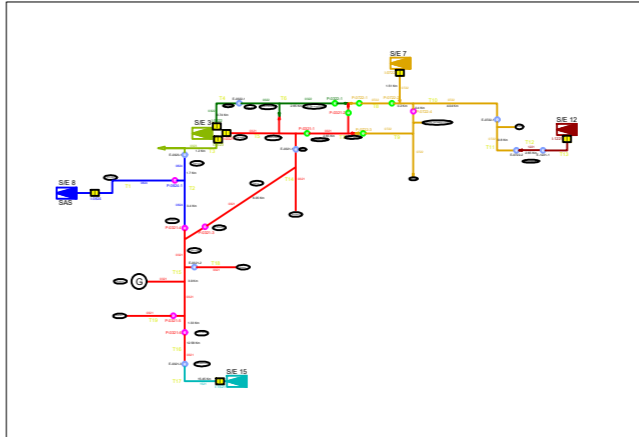


Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 18	Fecha:



Simbología	
	Subestación
	Interruptor de cabecera del alimentador
	Reconector Existente
	Reconector BID 3
	Reconector BID 2
	Alimentador 0321
	Alimentador 0322
	Alimentador 0323
	Alimentador 0325
	Alimentador 0422
	Alimentador 0722
	Alimentador 0824
	Alimentador 1221
	Alimentador 1521

Identificación de Reconectores:
 I (Interruptor) E (reconector existente) P (reconector proyectado) seguido de -
 Alimentador al que pertenece seguido de -
 Número de identificación.



Escenarios de contingencias para los alimentadores primarios 0321,0322,0722	
Trabajo de Titulación	
Universidad de Cuenca	
Firma: Marcelo León T. 0302444831	
Contiene: Diagrama de alimentadores 0321,0322,0323,0722,0824,1521,1221 Falla 19	Fecha: