

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**ESTUDIO PARA INTEGRACIÓN DE EQUIPOS LOCALIZADORES  
DE FALLA Y RECONECTADORES CON EL PROPÓSITO DE  
MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO PARA LOS  
USUARIOS DE LA ZONA II DE EMELNORTE S.A.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DARWIN MAURICIO DÍAZ LECHÓN**

**darwin.diaz@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: ING. MIGUEL ÁNGEL LUCIO CASTRO**

**miguel.lucio@epn.edu.ec**

**CODIRECTOR: DR.-ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI**

**fabian.perez@epn.edu.ec**

**Quito, enero 2020**

## **AVAL**

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Darwin Mauricio Díaz Lechón, bajo nuestra supervisión.

---

**ING. MIGUEL ÁNGEL LUCIO CASTRO**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

---

**DR.-ING. FABIÁN ERNESTO PEREZ YAULI**  
**CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, Darwin Mauricio Díaz Lechón, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

---

Darwin Mauricio Díaz Lechón

## **DEDICATORIA**

A mis padres, Aníbal y Matilde, quienes siempre me apoyaron y se sacrificaron para darme una educación.

# AGRADECIMIENTO

Primeramente, a Dios, por sus bendiciones derramadas sobre mi familia.

A mis padres, Aníbal y Matilde, por sus consejos y valores, por educarme con el ejemplo, por su apoyo incondicional y por la confianza depositada sobre mí.

A mi familia, Angélica, Jessica y Jefferson por su apoyo incondicional y porque siempre confiaron en mí.

Al Ing. José Angamarca, por ser un guía en el ámbito profesional, por darme la oportunidad de iniciar como profesional, por sus consejos, por su compromiso y orientación en el desarrollo con este proyecto.

Al Ing. Lincoln Galarza, por su ayuda y colaboración desinteresada.

Al Lic. Manuel Albán por su gran apoyo en uno de los momentos más difíciles de mi etapa académica.

Al Ing. Pablo Benalcazar por su apoyo y aliento a la culminación de ésta etapa académica.

Al Ing. Miguel Lucio y al Dr. Fabián Pérez, por sus directrices, sugerencias, que ha hecho posible finalizar de la mejor manera éste proyecto.

Al Departamento de Calidad y Estudios Eléctricos, especialmente al Ing. Omar Chacón y al Ing. Eduardo, por sus enseñanzas y colaboración altruista.

A EMELNORTE, por darme la oportunidad para desarrollar este proyecto y alcanzar una meta más en mi vida.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	VII
ABSTRACT .....	VIII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS .....	2
1.2 ALCANCE .....	3
1.3 MARCO TEÓRICO.....	4
1.3.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y TOPOLOGÍAS BÁSICAS.....	4
1.3.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	7
1.3.3 ESTADOS DE OPERACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	15
1.3.4 CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	17
1.3.5 TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA.....	21
1.3.6 INDICADORES DE FALLA .....	31
2. METODOLOGÍA DEL PROYECTO .....	37
3. CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO EN LA ZONA II DE EMELNORTE S.A. 39	
3.1. CONSIDERACIONES GENERALES .....	39
3.2. ANÁLISIS DE INDICADORES DE CALIDAD EN LA ZONA II.....	40
3.2.1. CARACTERIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES.....	40
3.2.2. INDICADORES DE CALIDAD.....	41
3.2.3. CARACTERIZACIÓN DE INTERRUPCIONES .....	43
3.2.4. ANÁLISIS DE CALIDAD – AÑO 2019 .....	46
4. ESTUDIO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA.....	49
4.1. MÓDULOS DEL SOFTWARE CYME.....	49
4.2. ANÁLISIS PRELIMINAR .....	51
4.2.1. SELECCIÓN DE ALIMENTADORES.....	51
4.2.2. DEMANDA DE ALIMENTADORES Y SUBESTACIONES .....	52

4.3. TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA ENTRE ALIMENTADORES I4 Y V2.....	56
4.3.1. ANÁLISIS DEL ESTADO OPERATIVO DE LAS SUBESTACIONES INVOLUCRADAS EN LA TRANSFERENCIA.....	57
4.3.2. READECUACIÓN DEL SISTEMA PARA TRANSFERENCIA DE CARGA.....	58
4.3.3. UBICACIÓN DE RECONECTADORES .....	62
4.3.4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS .....	80
4.3.5. UBICACIÓN DE EQUIPOS INDICADORES DE FALLA.....	108
4.4. TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA ENTRE ALIMENTADORES I5 Y H3 .....	114
4.4.1. UBICACIÓN DE RECONECTADORES AUTOMÁTICOS ACR .....	114
4.4.2. UBICACIÓN DE INDICADORES DE FALLA.....	120
4.5. IMPACTO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.....	121
5. COMUNICACIÓN CON EL CENTRO DE CONTROL.....	125
5.1. SISTEMA SCADA DE EMELNORTE S.A. ....	125
5.1.1. SISTEMAS DE COMUNICACIONES.....	126
5.2. TRASCENDENCIA DE LA INTEGRACIÓN DE LOS ACR AL SISTEMA SCADA.....	126
5.2.1. VARIABLES DE ENVÍO Y RECEPCIÓN DE LOS CONTROLADORES ADV.....	127
5.2.2. INTEGRACIÓN DE LOS ACR INVOLUCRADOS EN TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA..	128
5.3. EQUIPOS INDICADORES DE FALLA .....	131
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	132
6.1. CONCLUSIONES.....	132
6.2. RECOMENDACIONES .....	133
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	135
ANEXOS .....	138

## RESUMEN

El presente estudio técnico contiene información referente al mejoramiento de la calidad de servicio técnico de la zona II de EMELNORTE S.A., para ello, se analiza las alternativas como: transferencia automática de carga y ubicación de equipos indicadores de falla, mismos que serán complementados con la metodología de coordinación de protecciones eléctricas de la empresa distribuidora.

Primeramente, se analiza el estado actual de la red eléctrica perteneciente a la zona II de la empresa eléctrica, basándose en los indicadores globales, tal como se especifican en la regulación 005/18 de ARCONEL. Seguidamente, se eligen los alimentadores con los índices más altos y estos deberán cumplir ciertas condiciones para ser considerados idóneos en la transferencia de carga.

Luego, se realiza el análisis técnico en los alimentadores seleccionados para la transferencia automática de carga, también, se determina las condiciones que debe cumplir las subestaciones involucradas en la transferencia, puesto que, se debe garantizar una operación apropiada, en régimen normal, antes y después de la transferencia.

Finalmente, se define la ubicación de los reconectores automáticos y los indicadores de falla, cuya característica se condiciona por la cantidad de carga a ser trasferida y el cumplimiento de una coordinación adecuada entre los equipos de protección. Por último, se analiza la importancia de integrar los equipos utilizados en la transferencia al sistema SCADA Oasys de EMELNORTE S.A.

**PALABRAS CLAVE:** transferencia automática, reconectores, indicadores de falla, protecciones eléctricas, loop automation.

## **ABSTRACT**

The present technical study contains information regarding the improvement of the quality of technical service of the zone II of EMELNORTE SA, for this, the alternatives are analyzed such as: automatic load transfer and location of fault indicating equipment, which will be complemented with the electric protection coordination methodology of the distribution company.

First, the current state of the electricity network belonging to zone II of the electricity company is analyzed, based on the global indicators of each one, which are specified in regulation 005/18 of ARCONEL. Then, the feeders with the highest rates are chosen and these must meet certain conditions to be considered suitable in the load transfer.

Then, the technical analysis is performed on the feeders selected for automatic load transfer, also, the conditions that the substations involved in the transfer are determined, since proper operation must be guaranteed, in normal regime, before and After the transfer.

Finally, the location of the automatic reclosers and the fault indicators are defined, the characteristic of which is conditioned by the amount of load to be transferred and compliance with the proper coordination between the protection equipment. By last, the importance of integrating the equipment used in the transfer to the SCADA Oasys system of EMELNORTE S.A. is analyzed.

**KEYWORDS:** automatic transfer, reclosers, fault indicators, electrical protections, loop automation.

# 1. INTRODUCCIÓN

El suministro de energía eléctrica es un servicio público esencial y este debe cumplir con ciertos indicadores de calidad, así mismo la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) en el artículo cuatro inciso uno detalla el derecho del consumidor a recibir un servicio energético de calidad, eficiente, responsable y continuo, este último ha ganado mayor importancia en estos últimos años, puesto que, el ente de regulación y control (ARCONEL) ha mejorado e incrementado sus acciones de control, por lo tanto, las empresas distribuidoras en caso de no cumplimiento son sancionadas, con valores en proporción con la gravedad de los indicadores incumplidos.

Cabe mencionar que el sistema eléctrico de distribución en gran parte cuenta con una topología radial de sus alimentadores, sumado a esto la ineficiente utilización de sus equipos de protección y maniobra, reduciendo de esta manera su confiabilidad.

Además, la ausencia o reducción de la probabilidad de ocurrencia de fallas en el sistema eléctrico se debe a la calidad de los elementos que componen los diferentes alimentadores, como son: conductores, equipos de aislamiento y protección, herrajes y otros, es decir si estos se encuentran o no en su vida útil de operación, sin embargo, gran parte de la eficiencia y el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio de los sistemas de distribución se debe a los equipos instalados sobre las redes y la manera en que son operados.

Por lo tanto, no se puede anular por completo la ocurrencia de fallas en el sistema eléctrico y de esa manera garantizar la continuidad del servicio, sin embargo, dicho sistema debe ser capaz de soportarlos, despejarlos, debe estar apto para aislar la falla y suministrar energía eléctrica al resto de consumidores no involucrados con el lugar de origen de la falla eléctrica.

La Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE S.A.) en su área de concesión se divide en cuatro zonas, siendo la zona II el área de aplicación de este proyecto la cual comprende los cantones de Antonio Ante, Otavalo, Cotacachi, así como sus parroquias urbanas y rurales correspondientes a los cantones antes descritos. EMELNORTE S.A. en estos últimos años ha tenido inconvenientes para garantizar la continuidad del servicio energético los cuales se ven reflejados en los índices de calidad de servicio técnico; siendo de esta manera sujetos de sanciones y multas económicas.

En base a lo expuesto, se plantea la manera de mejorar los índices de servicio técnico y en lo posible garantizar la continuidad del servicio; se pretende realizar transferencia

automática de carga entre dos alimentadores de diferentes subestaciones con sus respectivos estudios de coordinación de protecciones, además, integrar indicadores de fallas con la finalidad de reducir los tiempos de respuesta ante estos eventos, puesto que, la topológica de la red y la existencia de zonas de difícil acceso aumenta el tiempo de la interrupción; dicho de otra manera, se plantea realizar reducción de los índices FMIK y TTIK de la zona II de EMELNORTE S.A. mediante transferencia automática y ubicación de indicadores de falla en los alimentadores cuyos índices de servicio técnico sean los más altos.

## **1.1 OBJETIVOS**

El objetivo general de este Proyecto Técnico es: realizar un estudio técnico con la ayuda de un software computacional para la integración de equipos localizadores de falla y reconectores en los alimentadores primarios (APs) cuyos indicadores sean los más altos, teniendo como propósito primordial mejorar la calidad de servicio técnico para los usuarios de la Zona II de EMELNORTE S.A.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Determinar las condiciones actuales de los alimentadores, condiciones operativas, índices de servicio técnico y definir el o los alimentadores con más altos índices.
- Realizar una revisión bibliográfica referente a los algoritmos, métodos, diseños y softwares de simulación de ubicación de reconectores y equipos localizadores de falla, que permitan mejorar los índices de confiabilidad.
- Diseño e implementación a nivel de simulación del algoritmo o metodología que permita determinar la ubicación de reconectores y equipos localizadores de falla con criterio de transferencia automática de carga, en los APs seleccionados para su aplicación, tomando como criterio la reducción de los índices FMIK, TTIK.
- Validar la metodología o modelamiento matemático, si así fuera el caso, de los APs a ser tratados, que permita verificar el mejoramiento de los índices de servicio técnico respecto a las condiciones iniciales.
- Análisis técnico del sistema de comunicación con el Centro de Control de la Empresa Eléctrica de los equipos eléctricos a ser implementados. Con la finalidad de: obtener información en tiempo real del estado operativo de los equipos instalados y permita realizar transferencias de forma remota.

## **1.2 ALCANCE**

En primera instancia, se realizará un análisis técnico de la situación actual de los alimentadores de la Zona II de EMELNORTE S.A., la situación operativa y los indicadores de servicio técnico (IST), FMIK, TTIK actuales. Posterior a esto, se escogerá el o los alimentados con los IST más altos.

Seguidamente, se realizará una búsqueda y revisión de las diferentes metodologías, algoritmos, softwares que permitan determinar la ubicación de equipos localizadores de falla y reconectores, mismos que serán definidos a fin de realizar transferencia automática de carga, mejorando de esta manera la confiabilidad de los alimentadores con más altos IST.

Luego, se procederá a diseñar e implementar a nivel de simulación, la metodología que mejor determine la ubicación de estos equipos con el criterio de mejoramiento de los IST y garantizar la continuidad de servicio eléctrico. Lo cual en un principio comprenderá, análisis de distribución de carga, estudio de coordinación de protecciones, análisis de corto circuitos, etc. Todo esto tomando en cuenta que el equipo encargado de dichos estudios en EMELNORTE S.A es el Departamento de Calidad y Estudios Eléctricos, el cual tiene su propia filosofía de coordinación de protecciones eléctricas y la mayoría de sus estudios de análisis y coordinación los realiza en los programas CYMDIST y CYMTCC de CYME International T&D Inc.

Todo esto estará complementado con un análisis técnico del sistema de comunicación entre el Centro de Control de la Empresa Eléctrica y los equipos eléctricos a ser implementados. Teniendo como finalidad obtener información en tiempo real del estado operativo de los equipos instalados y permita realizar transferencias de forma remota cuando las condiciones operativas así lo determinen.

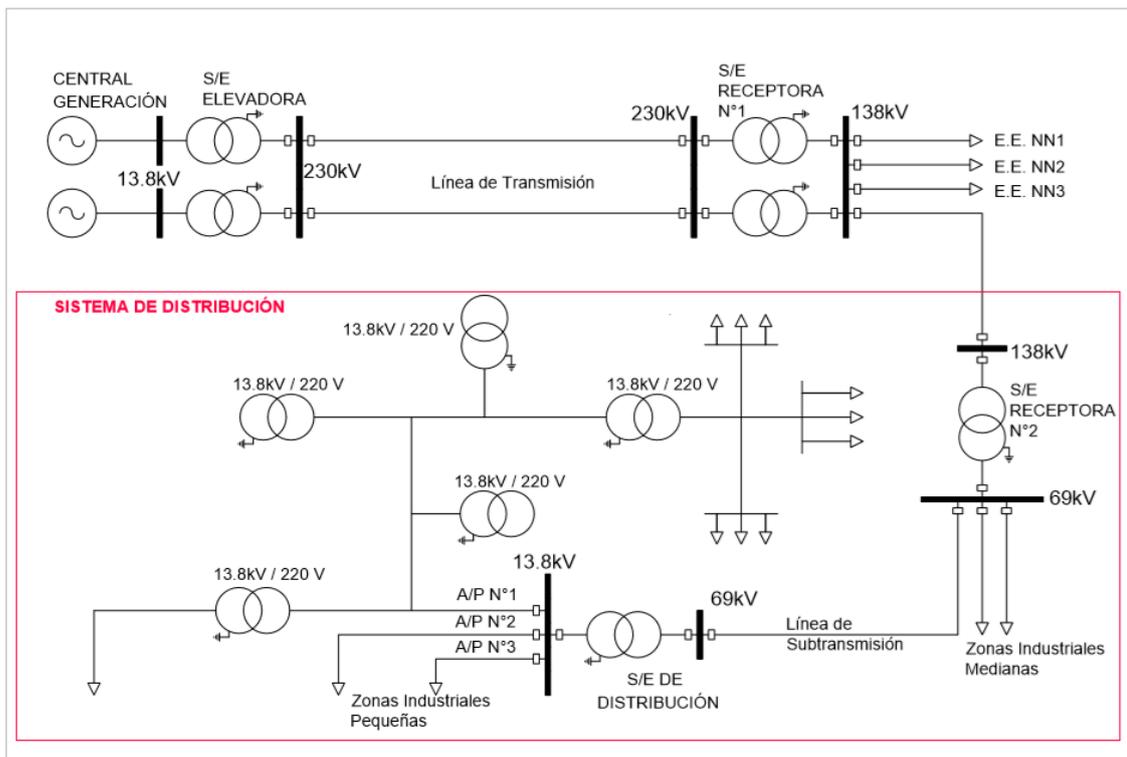
Una vez que se haya obtenido los resultados del estudio eléctrico planteado, se corroborará la metodología elegida mediante simulación, con la correcta operación de los equipos principales del sistema eléctrico analizado, que vayan acorde a la coordinación del sistema de protecciones, que no se generen condiciones anormales de operación, garantizando en lo posible la calidad de servicio técnico estipulado en la regulación 005/18 de ARCONEL.

## 1.3 MARCO TEÓRICO

### 1.3.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y TOPOLOGÍAS BÁSICAS

Los Sistemas Eléctricos de Distribución constituyen una parte de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), sin embargo, a nivel de inversión económica de un SEP representan casi el 80% junto con la generación, esto conlleva a que la distribución de la Energía Eléctrica sea cuidadosamente planificada, tanto en diseño como en su construcción y operación.

Los sistemas de distribución pueden ser tanto aéreos como subterráneos y esencialmente comprende los siguientes elementos: sistema de subtransmisión, subestación de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias y acometidas [1]. En la figura 1.1 se puede apreciar el SEP donde se puede constatar el esquema representativo del sistema de distribución.



**Figura 1.1.** Sistema Eléctrico de Distribución [Elaboración Propia].

Las configuraciones más comunes de las redes de distribución corresponden a topologías radiales, anillo y malla. En EMELNORTE S.A. todos sus alimentadores se encuentran en configuraciones radiales y anillo, la elección de una de ellas dependerá de un estudio eléctrico basado principalmente en el tipo de carga y disponibilidad de recursos económicos.

### 1.3.1.1 Alimentador primario tipo radial

Este sistema de servicio de energía eléctrica debido a su sencillez y bajo costo es sin lugar a dudas una de las configuraciones más antiguas y más comunes dentro de las empresas eléctricas de distribución, caracterizada principalmente por una sola dirección del flujo de energía, partiendo desde la subestación distribuidora hacia la carga. Esto determina una confiabilidad de servicio bajo, tiene los tiempos de interrupción más altos (horas). Generalmente su aplicación está destinada a zonas rurales o alimentadores de baja densidad de carga [2]. En la figura 1.2 se muestra el sistema radial convencional (sin interruptores de enlace).

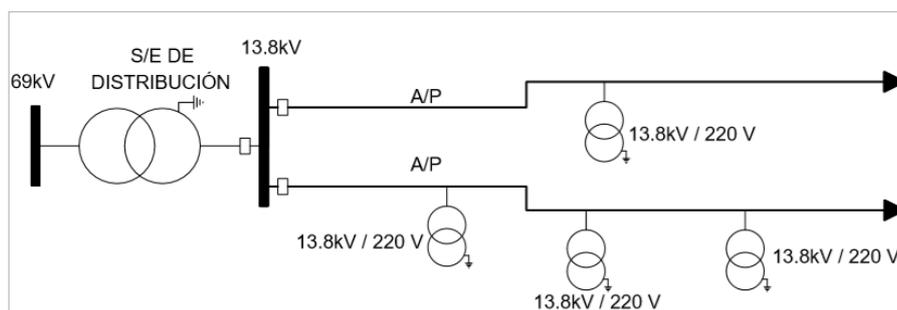


Figura 1.2. Esquema radial [Elaboración Propia].

### 1.3.1.2 Alimentador primario tipo anillo

El esquema en anillo, tal y como se muestra en la figura 1.3 provee dos caminos paralelos desde la subestación distribuidora a la carga con un interruptor de enlace en estado normalmente abierto, esta configuración referente a la tipo radial presenta mayor confiabilidad de servicio, en vista de que ofrece mayor oportunidad de continuar con el servicio energético. Su operación es más compleja debido al sistema de coordinación de protecciones eléctricas [2].

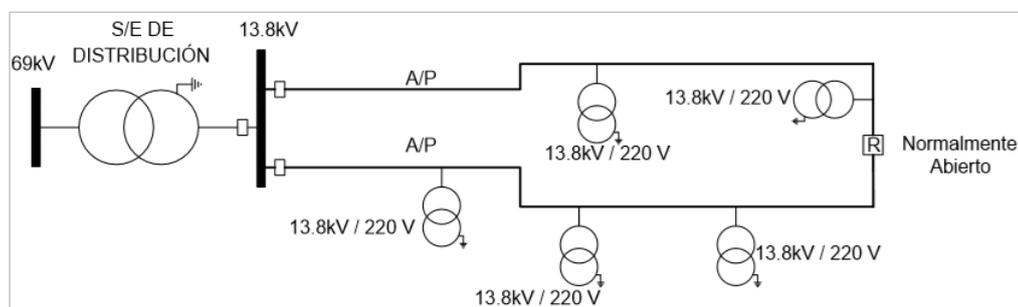
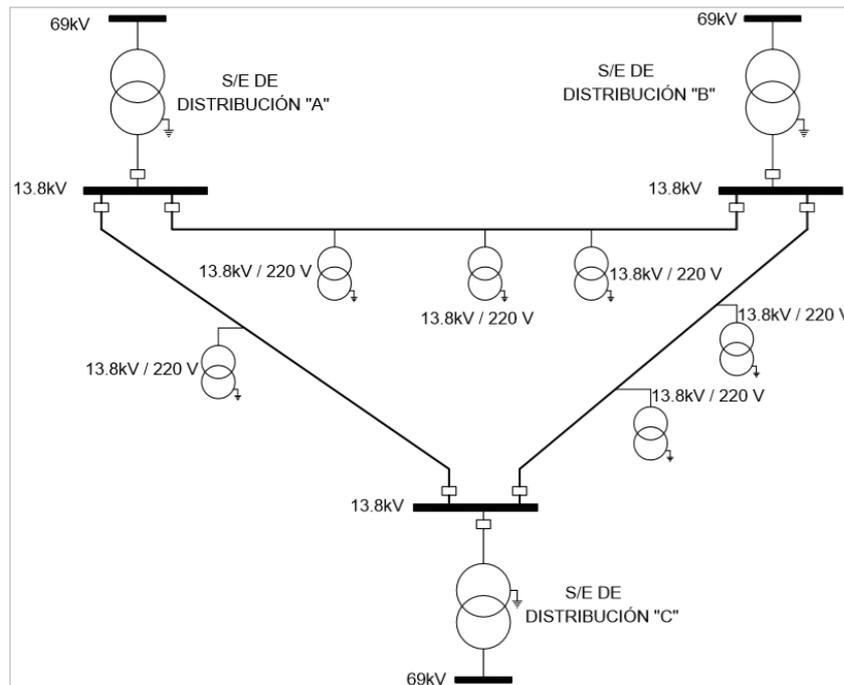


Figura 1.3. Esquema en anillo [Elaboración Propia].

### 1.3.1.3 Alimentador primario tipo malla

El esquema en mallado, presenta mayor confiabilidad comparado con las anteriores configuraciones, tal y como se observa en la figura 1.4 los alimentadores interconectan varias subestaciones de distribución. Este sistema es más complejo de diseñar y operar por lo cual su aplicación se recomienda en zonas con cargas consideradas de primera categoría cuya interrupción en el suministro implica grandes perjuicios al consumidor [2].



**Figura 1.4.** Esquema en malla [Elaboración Propia].

### 1.3.1.4 Circuito primario

Es importante entender y definir los elementos principales de un circuito primario, ya que es el encargado de transportar la energía eléctrica desde la subestación de distribución hacia la carga. Es decir, la distribución de energía en grandes territorios con cargas de diversas magnitudes.

- **Troncal Principal**

Corresponde la red trifásica de mayor capacidad de conducción eléctrica, que se origina en la subestación de distribución y se extiende en lo posible de forma lineal a lo largo de todo el circuito primario.

- **Derivación Primaria**

Es la red trifásica, bifásica o monofásica que se deriva de la troncal principal y se extiende de la forma más lineal posible.

- **Derivación Secundaria**

Es la red eléctrica, generalmente bifásica o monofásica, que se origina en una derivación primaria y se extiende de forma radial.

- **Derivación Terciaria**

Es la red eléctrica, generalmente monofásica, que se origina en una derivación secundaria y se extiende de la forma radial.

### **1.3.1.5 Transformadores de distribución**

Es el equipo electromagnético que transforma el voltaje medio (en EMELNORTE S.A. se maneja niveles de 13.8kV trifásico y 7.97kV monofásico) proveniente de la red eléctrica de corriente alterna a valores asequibles para el usuario final, los cuales corresponden a 120/240V de transformadores monofásicos y 127/220 V de transformadores trifásicos.

### **1.3.1.6 Red Secundaria**

Son circuitos eléctricos monofásico, bifásicos o trifásicos que nacen en los bornes secundarios del transformador de distribución y se extiende metódicamente por los lugares más cercanos al consumidor, manteniendo un margen de expansión en base al cumplimiento de la calidad de servicio técnico.

Así mismo, EMELNORTE S.A. ha definido el calibre de los conductores que se utilizarán en los circuitos primarios, el cable es tipo ACSR (Aluminum Conductors Steel Reinforced) por sus siglas en inglés, correspondiendo 3/0 AWG para la troncal principal, 2/0 AWG para las derivaciones primarias y secundarias, por último, 1/0 AWG para las derivaciones terciaria.

## **1.3.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

En primera instancia, se debe entender qué es un sistema de protecciones. En [3] lo conceptualiza como al conjunto de elementos y circuitos de control asociados, que se encuentran interconectados o dependientes entre sí, cuya función es proteger un equipo o un conjunto de equipos, componentes de un sistema eléctrico. Por otro lado, [4] enmarca una definición más concreta, el cual define al sistema de protecciones como una disposición completa de equipos y dispositivos necesarios para lograr una función específica basada en un principio de protección. En otro contexto, [5] detalla la evolución que ha tenido desde la operación de dispositivos primitivos a sistemas más complejos, selectivos en su detección y operación, involucrando temas como arreglo de equipos, cálculo de variables eléctricas del sistema, con el fin de proteger líneas, generadores y demás componentes esenciales del sistema eléctrico.

Acorde a lo expresado, se concluye que las protecciones eléctricas engloban aspectos técnicos de aplicación y configuración de equipos y dispositivos con miras de garantizar la vida útil de los elementos que están integrados.

### **1.3.2.1 Características básicas de un sistema de protección**

La selectividad, sensibilidad, rapidez y confiabilidad son las principales características que deben reunir los sistemas de protección, también, existen temas relacionados con la simplicidad y economía que se deben tomar en cuenta.

- **Selectividad**

Se dice que el sistema es selectivo cuando identifica las condiciones en las que debe operar, ya sea de manera temporizada o instantánea, inclusive en aquellas condiciones en las que no debe operar. Es decir, desconecta únicamente el elemento donde se produce la perturbación.

- **Rapidez**

Se refiere al tiempo mínimo de operación para eliminar la falla, con el objetivo de evitar daños en el equipo protegido. En distribución, con el criterio de garantizar la selectividad se utiliza temporización de las protecciones y ésta a su vez, se relaciona con la propiedad denominada economía. En todo caso, esta propiedad añade estabilidad al sistema [3].

- **Sensibilidad**

Es la capacidad del sistema para detectar una condición anormal que excede un valor umbral o de pick up<sup>1</sup>, dando como resultado una acción de protección, misma que estará definida en base al cumplimiento con los demás principios y capacidad de resistencia de los equipos [5].

- **Confiabilidad**

Se define como la probabilidad de que el sistema funcione correctamente cuando sea necesario actuar [5]. En definitiva, permite garantizar la operación de los equipos que forman el sistema de protección.

---

<sup>1</sup> corriente de pick up: es el valor umbral de corriente definido por el usuario en base a un estudio de coordinación de protecciones, de modo que, para valores superiores al pick up se activa la protección de sobrecorriente.

Para mantener o mejorar la confiabilidad se suele realizar mantenimientos preventivos de manera periódica; con mayor frecuencia a los circuitos de control. Además, los circuitos eléctricos tienen un segundo tipo de protección, llamado de respaldo.

- **Simplicidad**

Está relacionada con la solución más sencilla tanto en características de los equipos como en sus circuitos de control, es decir, mientras menor sea la dependencia entre los dispositivos que conforman el sistema de protección, más simple es y por lo tanto más confiable [3].

- **Economía**

Está relacionada con el costo total de los equipos de protección, control y elementos asociados, ya que sus características de operación inciden en las alternativas de diseño y operación del sistema de protección [3].

### **1.3.2.2 Protección primaria y de respaldo**

Como ya se mencionó en el apartado anterior, la protección de respaldo mejora la confiabilidad del sistema eléctrico. Es decir, se tiene protección primaria y de respaldo, ambas inician su funcionamiento al mismo instante de forma independiente y manteniendo entre ellas un margen de tiempo en actuación.

- **Protección primaria**

Se considera la primera línea de defensa ante las perturbaciones que se pueden presentar en el sistema eléctrico.

- **Protección de Respaldo**

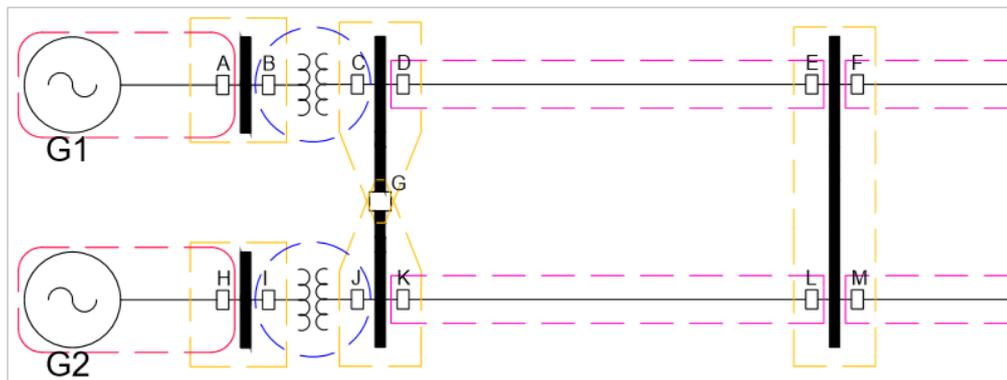
Se considera la segunda línea de defensa, actúa cuando la protección primaria no ha cumplido con su función. Dependiendo de la ubicación se tiene, respaldo local la cual se ubica en la misma subestación de la protección primaria y la de respaldo remoto ubicado en una subestación diferente a donde se encuentra la protección principal; ubicada aguas arriba de la protección principal.

### **1.3.2.3 Zonas de protección**

Es el área de actuación de los dispositivos de protección, mediante las zonas se limita el área del sistema eléctrico fuera de servicio por causa de una perturbación. Por consiguiente, a lo descrito en el ítem anterior se tiene zonas de protección primaria y de

respaldo. La figura 1.5 muestra las zonas de protección primaria las cuales presenta las siguientes características:

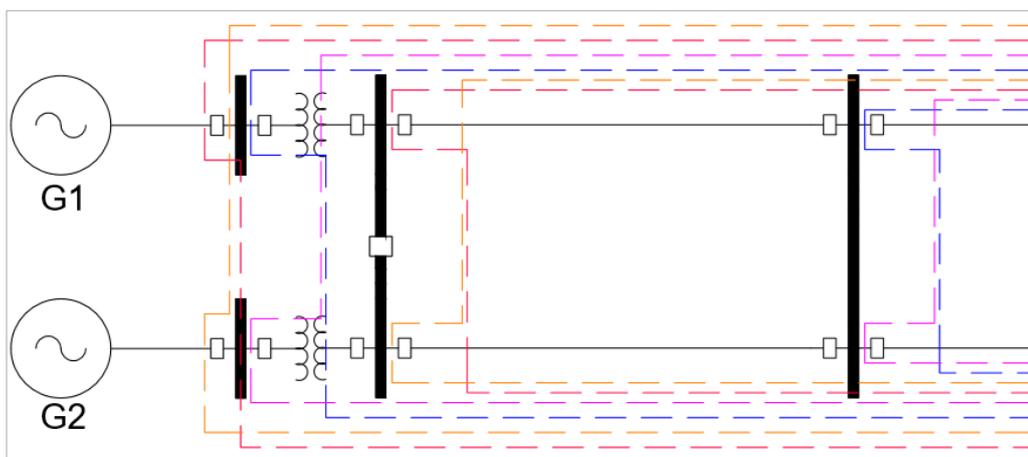
- Cada zona encierra a un solo elemento del sistema eléctrico.
- Cada zona está delimitada por un equipo de seccionamiento.
- Evitar zonas muertas, en otras palabras, las zonas deben superponerse con la finalidad de que ninguna área del sistema eléctrico quede desprotegida.



**Figura 1.5.** Zona de protección primaria [Elaboración Propia]

Por otro lado, en la figura 1.6 se muestra las zonas de protección de respaldo cuyas características principales son:

- Inicia en un punto y se extienden en una dirección.
- Cada zona esta comandada por el dispositivo de seccionamiento y protección donde inicia la zona.



**Figura 1.6.** Zona de protección de respaldo [Elaboración Propia]

### **1.3.2.4 Equipos de seccionamiento y protección**

Son equipos eléctricos complementados con elementos electrónicos que permiten realizar las operaciones de protección necesarias en una red eléctrica. De modo que, su orden de ejecución responderá a las perturbaciones de la red y filosofía de protección implementada. A continuación, se describen las características esenciales de los equipos que se emplean en los sistemas de distribución.

#### **1.3.2.4.1. Relé**

Es considerado el elemento principal del sistema de protección cuya función más destacada es recibir, comparar y procesar la información de campo. Si la información recibida corresponde a perturbaciones o fallas de la red, éste enviara una señal de apertura al interruptor. Las características y funciones del equipo dependen mucho del tipo tecnología. Por ejemplo, los relés numéricos están en capacidad de ejecutar funciones complejas de manera simultánea, detección de diferentes cambios de señales eléctricas, varios protocolos de comunicación, funciones de autosupervisión y registro de señales eléctricas, etc.

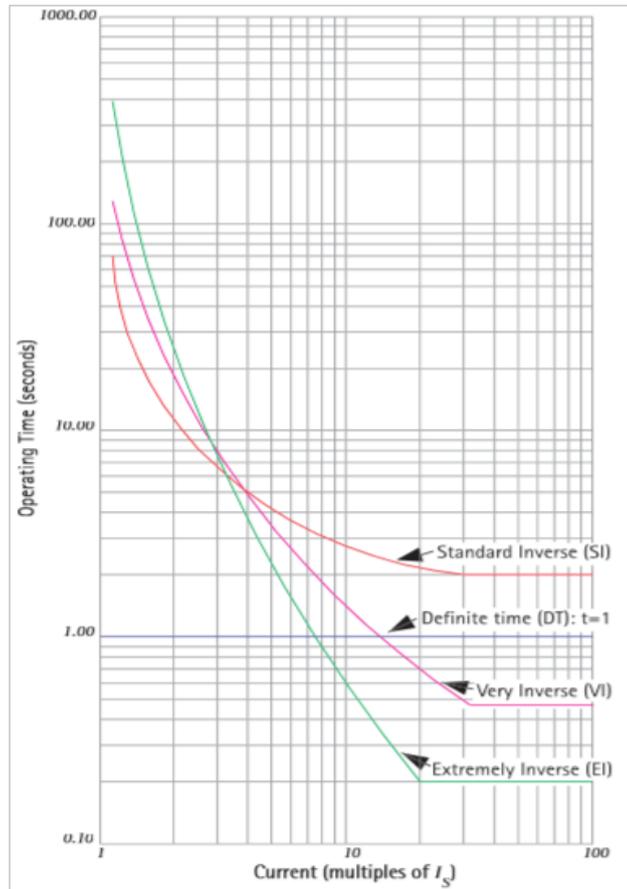
En los sistemas de distribución se utilizan relés de sobrecorriente y dependiendo del tiempo de operación se clasifican en instantáneos y temporizados. Actualmente, EMELNORTE S.A no utiliza la función por protección instantáneo, puesto que, la activación de ésta curva impide una adecuada coordinación con los demás equipos de protección. Por otra parte, el relé de sobrecorriente temporizado presenta los siguientes tipos de coordinación:

- **Coordinación por tiempo definido**

La ventaja respecto al instantáneo es que se logra coordinar los sistemas de protección. Sin embargo, ante las corrientes más altas registradas en un alimentador, ciertos equipos a proteger permanecen un tiempo innecesario en condición de falla.

- **Coordinación temporizada por curva**

También conocida como coordinación por tiempo inverso. Puesto que, a mayores corrientes de falla menor es el tiempo de operación. De acuerdo a la característica de operación tiempo – corriente se tiene una variedad de curvas tal y como se puede apreciar en la figura 1.7.



**Figura 1.7.** Curvas de tiempo inverso [4].

En la anterior figura se puede observar las curvas según la norma IEC 60255, por las pendientes que expresan dichas curvas se tiene: inversa (SI), muy inversa (VI) y extremadamente inversa (EI) [4].

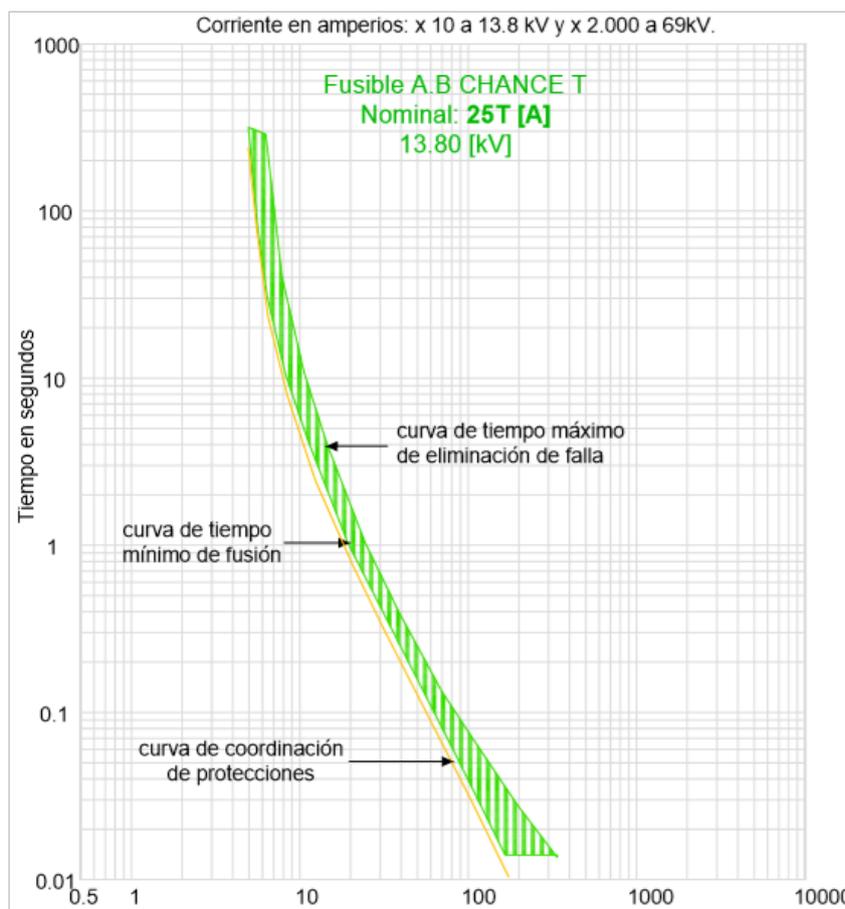
### 1.3.2.4.2. Fusible

Es un elemento de protección contra sobrecorriente considerado el dispositivo de interrupción más simple y por consiguiente de mayor confiabilidad. Posee un elemento que al calentarse por el paso de corriente se funde; esto ocurre cuando la corriente supera el límite de fundición del elemento. El área de operación está definida por dos aspectos, un límite inferior que representa el tiempo mínimo necesario para la fusión del elemento y un límite superior que representa el tiempo total máximo requerido para eliminar la falla [6], la característica de operación del fusible se observa en la figura 1.8.

En sistemas de distribución se utiliza tirafusibles<sup>2</sup> tipo K, T y los Slow Fast (SR) para protección de equipos específicos. La elección de los mismos depende de la filosofía de

<sup>2</sup> El tirafusible es un fusible tipo expulsión, es decir, mantiene el elemento fusible tensionado con la ayuda de un resorte dentro de un tubo de fibra desionizante para confinar el arco.

protección a implementar en el sistema. Los tipo K, son tirafusibles rápidos cuya relación de velocidad va desde 6.0 a 8.1, mientras que los tipo T son tirafusibles lentos cuya relación de velocidad se encuentra en el rango de 10.0 – 13.0 [5]. Entiéndase por relación de velocidad como una característica de fusión tiempo-corriente. Por último, los tirafusibles Slow Fast tienen característica constructiva dual, sección rápida y lenta lo que le hace óptimo para protección de transformadores.



**Figura 1.8.** Curvas de operación de los fusibles [Elaboración Propia]

En EMELNORTE S.A. de acuerdo a la metodología de protección utiliza tirafusible tipo T para derivaciones primarias, secundarias, terciarias y tipo Slow Fast (SR) para protección de transformadores de distribución. Los tipo T son elegidos debido a que coordina de mejor manera con las curvas de los relés de cada alimentador, además, frente a un tirafusible tipo K de la misma capacidad, los tipo T coordina adecuadamente con un mayor rango de fusibles SR; en consecuencia, permite instalar transformadores de mayor capacidad. Por otro lado, la empresa eléctrica utiliza los tirafusibles SR, puesto que, se acoplan de la mejor manera con la curva de daño del transformador de distribución.

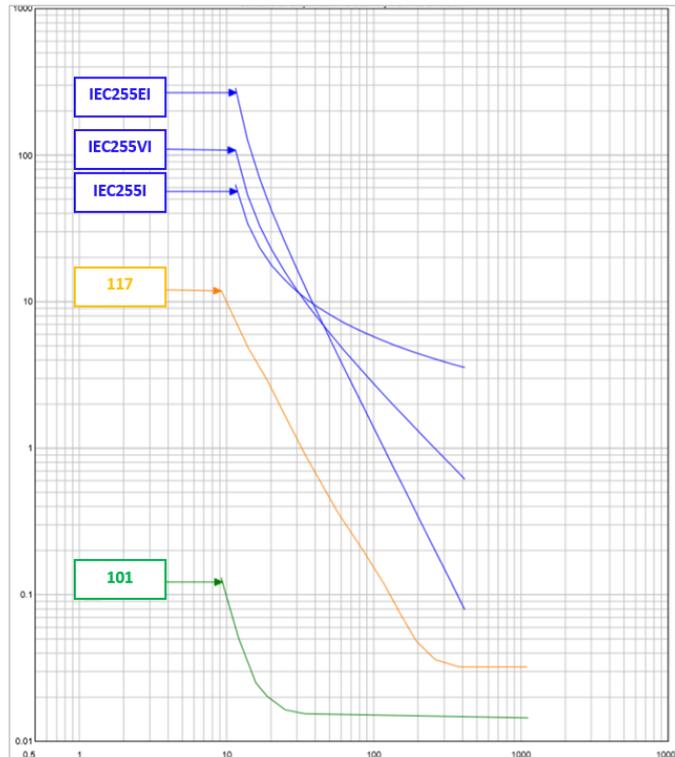
### **1.3.2.4.3. Reconectador**

Es un dispositivo auto controlado con funciones de seccionamiento y protección, en otras palabras, tiene la facilidad de interrumpir un circuito bajo falla y reanudar el servicio eléctrico de forma automática ante ausencia de la misma. Ante fallas temporales el servicio eléctrico será reestablecido mediante una serie de operaciones de recierres predefinidos, sin embargo, ante fallas permanentes el equipo realiza la secuencia de reconexión correspondiente hasta aislar la zona de perturbación. De lo anterior, se puede decir que la incorporación de éste dispositivo al sistema eléctrico garantiza la continuidad del servicio eléctrico, considerando que el 80% - 90% de las fallas de un sistemas de distribución son transitorias.

Anteriormente, en los sistemas eléctricos se usaban mucho los reconectores cuyo funcionamiento se fundamenta en carga y descarga de bobinas para realizar acciones de apertura y cierre, incorporan tres tipos de curvas tiempo-corriente, una rápida y dos lentas. Estos equipos presentan errores en coordinación de protecciones, poca seguridad de operación y costo considerable en mantenimiento. Por ello, se da un paso hacia los reconectores con controladores basados en microprocesadores, incorporan varias características de operación tiempo-corriente, las cuales pueden ser modificadas y adaptadas de acuerdo a las necesidades operativas, en la figura 1.9 se muestra la variabilidad de curvas de un reconector Schneider Electric, las ventajas principales de estos equipos modernos son:

- Bajos costos de mantenimiento, ya que posee contador de operaciones, lectura y cálculo periódico del estado mediante el controlador.
- Varias opciones configurables de curvas de coordinación, mediante el software de control del reconector.
- El medio de interrupción es amigable con el medio ambiente. No usan gas o aceite.
- Comunicación con el control de otros equipos enlazados mediante el sistema SCADA.
- Operación local y remota.

En resumen, los equipos con tecnología basada en solidos dieléctricos, interrupción en vacío y microelectrónica, presenta mayores ventajas de operación en los sistemas eléctricos de distribución.



**Figura 1.9.** Curvas principales de operación tiempo - corriente de reconectores basados en microprocesadores [Elaboración propia].

### 1.3.3 ESTADOS DE OPERACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El sistema eléctrico de distribución es muy dinámico y continuamente se realizan cambios técnicos y operativos en función de satisfacer necesidades a corto y mediano plazo. Por consiguiente, afecta directamente las condiciones operativas de los equipos eléctricos que conforma la red. Por esta razón, se hace necesario conceptualizar los estados en los que opera el sistema y definir la activación o no de los equipos que integran sistema de protecciones.

#### 1.3.3.1 Régimen normal de operación

Se refiere a que el sistema eléctrico satisface la potencia demandada con un funcionamiento dentro de los límites establecidos, es decir, ausencia de caídas de voltaje, líneas y transformadores de distribución sin sobrecarga. En vista de que el sistema de distribución es dinámico, con frecuencia se tendrá corrientes inrush<sup>3</sup>, siendo las más relevantes por carga fría y magnetización de transformadores.

- **Corriente de magnetización**

<sup>3</sup> Corrientes inrush: se refiere a las corrientes de irrupción provocada por el estado eléctrico de una red; sin servicio eléctrico.

Es la corriente que resulta de energizar un transformador producto del flujo residual del equipo, en otras palabras, del valor instantáneo de la onda de voltaje y la magnitud del flujo residual depende el pico de la corriente de magnetización la cual se ira atenuando por la impedancia equivalente del sistema desde donde se energiza el transformador y la impedancia propia del equipo. En consecuencia, este es un fenómeno que ocurre con frecuencia en el sistema eléctrico, por lo tanto, las protecciones deben estar en capacidad de identificarlo y no operar.

- **Corriente por carga fría**

Se refiere a la corriente generada cuando se energiza un tramo o inclusive un alimentador principal, que previamente estuvo sin servicio eléctrico. La magnitud y duración de la corriente dependerá del tipo de carga y el tiempo que el circuito estuvo desenergizado. Así mismo, el sistema de protecciones debe discriminar este tipo de corrientes para evitar suspensiones innecesarias en el circuito eléctrico.

En la práctica, la corriente de magnetización de los transformadores y la corriente por carga fría se encuentran asociados entre sí, puesto que, ante la ausencia de servicio eléctrico en un tramo de la red, dicha sección está formada por transformadores de distribución y cargas residenciales causantes de este tipo de corrientes.

### **1.3.3.2 Régimen anormal de operación**

Se refiere a las condiciones inadecuadas en la que opera el sistema eléctrico, por lo tanto, el sistema eléctrico está brindando una mala calidad de servicio. Principalmente, se debe a que ciertas variables eléctricas se encuentran fuera de los límites aceptables, tales como: niveles de voltaje, carga de los transformadores y líneas, factor de potencia y pérdidas técnicas. Esto puede darse por crecimiento de demanda, transferencia inadecuada de carga e inclusive por contingencias que ocurren en los sistemas eléctricos. En el capítulo 3 de [3], referido a las anomalías que ocurren en el sistema eléctrico las clasifica como fallas y perturbaciones, mismas que comprenden fenómenos eléctricos como: cortocircuitos, apertura de conductores, pérdida de excitación de máquinas síncronas, sobrevoltajes, sobrecargas, desequilibrio, oscilaciones, etc. Finalmente, todos los acontecimientos antes mencionados tiene su importancia que ameritan su análisis técnico, sin embargo, para efecto de comprensión de éste estudio se tratará las sobrecargas y cortocircuitos.

- **Sobrecarga**

Es el fenómeno eléctrico en el cual los equipos que componen el sistema eléctrico operan en condiciones extremas, fuera de su capacidad nominal. Se debe identificar sobrecargas de corta duración y larga duración, la primera se caracteriza por ser de gran intensidad siendo aceptable por cortos periodos de tiempo y la segunda puede persistir semanas e incluso meses. En consecuencia, sean de un tiempo corto o prolongado las sobrecargas son perjudiciales para los dispositivos de la red eléctrica, provocando sobrecalentamiento y deterioro del aislamiento haciéndolos más susceptibles a un cortocircuito.

En el sistema de distribución, éste fenómeno es más notorio en transformadores y conductores, puesto que, las causas principales de las sobrecargas se las puede atribuir a la capacidad conductiva de las líneas y capacidad de los transformadores [7]. Por lo tanto, el sistema de protección debe estar en capacidad de actuar ante la ocurrencia de este fenómeno eléctrico.

- **Cortocircuito**

Se entiende por cortocircuito como la ausencia de aislamiento entre dos conductores de diferente potencial. En consecuencia, se origina la circulación de elevadas corrientes hasta el punto de falla. Son muy frecuentes en los sistemas de distribución aéreos debido a las condiciones y contingencias que ocurren en el medio, ya sea por vientos fuertes, contaminación de aisladores, contacto de líneas con vegetación o roedores, etc.

La magnitud de un cortocircuito en varias ocasiones supera la corriente nominal de los equipos, dependiendo de la capacidad de generación, distancia, impedancia entre la fuente y el lugar de ocurrencia junto con el tipo de cortocircuito. Las consecuencias son innumerables y costosas, tales como: fundición de conductores, incendio, carbonización de aislantes, deformación en las bobinas de los transformadores, inducen sobrevoltajes en líneas de telecomunicaciones aledañas, etc. [3].

#### **1.3.4 CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

Siendo uno de los objetivos de este proyecto la reducción de los indicadores de servicio técnico (IST) orientados a potencia, es necesario comprender la confiabilidad, dado que los indicadores muestran un reflejo de la confiabilidad del sistema eléctrico, en otras palabras, los IST muestran un dato cuantitativo de la calidad de servicio técnico presente en el sistema eléctrico.

Entiéndase por confiabilidad como la probabilidad de que el sistema eléctrico o un equipo determinado cumpla con su propósito satisfactoriamente por un periodo de tiempo proyectado y en ciertas condiciones operativas.

Dependiendo de los objetivos que persiga la evaluación de confiabilidad, ésta se puede caracterizar cuantitativamente en varios índices, ya sean orientadas al consumidor u orientados a la potencia y energía que se deja de servir a los usuarios ante una interrupción.

Por lo tanto, los valores de IST permiten tomar una decisión en cuanto a diseño, construcción y operación de los alimentadores que presentan pésimas características de confiabilidad.

#### 1.3.4.1 Indicadores de servicio técnico

Al mejorar los valores de IST, directamente se mejora la confiabilidad de las redes eléctricas y por ende la calidad operativa del sistema en general. Varios son los motivos por los cuales un sistema eléctrico se ve sometido a cortes de servicio eléctrico, provocando la desconexión de varios consumidores, ya sea por falla de aislamiento de los mismos equipos, condiciones climáticas o atmosféricas, etc. Según [8] estos indicadores están basados en el tiempo de interrupción y frecuencia del mismo. Por lo tanto, de acuerdo a la regulación 005/18 de ARCONEL se tiene:

- **Frecuencia media de interrupción(FMIK)**

Representa el promedio de veces que cada kVA nominal instalado sufrió una interrupción de servicio, durante el periodo de control [8], cuya expresión es:

$$FMIK = \sum_i FMIK_i \quad (1.1)$$

$$FMIK_i = \frac{kVA_i}{kVA_{Ti}} \quad (1.2)$$

- **Tiempo total de interrupción(TTIK)**

Representa el tiempo promedio, expresado en horas, en que cada kVA nominal instalado estuvo fuera de servicio, durante el periodo de control [8], cuya expresión es:

$$TTIK = \sum_i TTIK_i \quad (1.3)$$

$$TTIK_i = \frac{kVA_i * t_i}{kVA_{Ti}} \quad (1.4)$$

Donde:

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

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

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

$kVA_{Ti}$  = Representa los kVA nominales instalados en el alimentador registrado en el instante de la interrupción  $i$ .

$t_i$  = Representa el tiempo de duración de la interrupción  $i$ , en horas.

#### **1.3.4.2 Alternativas para mejorar la confiabilidad**

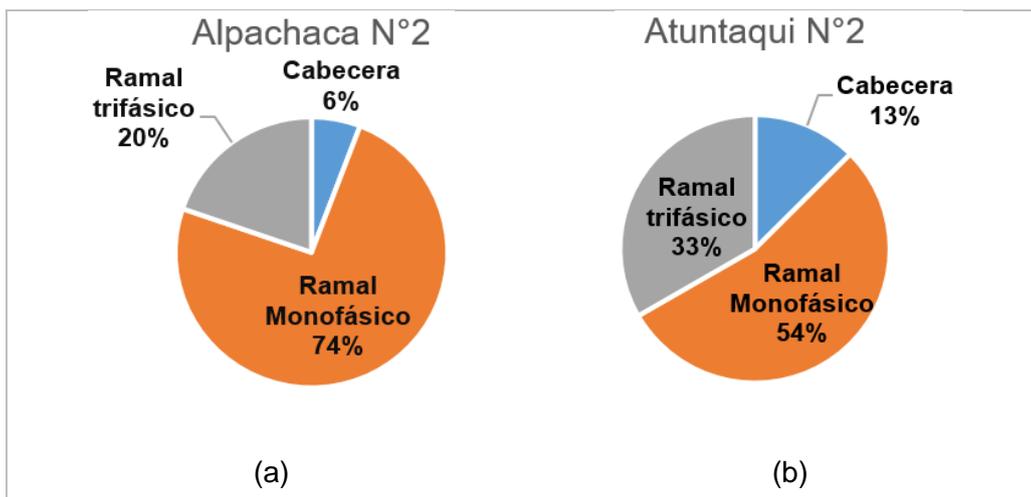
En base a los datos históricos que registra EMELNORTE S.A. se puede evidenciar que las principales causas de fallas eléctricas se deben a desperfectos en equipamiento, materiales y accesorios, vientos fuertes, descargas atmosféricas, arboles sin incluir podas. Gran parte de los inconvenientes generados por una interrupción se puede solucionar con mantenimientos, es decir, se debería sostener un itinerario riguroso de mantenimiento con carácter preventivo y predictivo. Los cuales involucra acciones como: limpieza de aisladores, mantenimiento de transformadores de distribución, chequeo de los equipos de corte y mantenimiento del área de servidumbre; actividades que resultaría beneficioso a corto y mediano plazo, sin embargo, ante contingencias más severas como son los cortocircuitos por casos fortuitos resultaría una solución insuficiente.

Por lo antes mencionado, se requiere un sistema que se encuentre en capacidad de garantizar la continuidad del servicio y apto para identificar el tipo de falla, puesto que, un alto porcentaje de las fallas y perturbaciones en los sistemas eléctricos son temporales.

- **Filosofía de coordinación de protecciones**

Primero, EMELNORTE S.A. tiene sus propios criterios técnicos de coordinación de protecciones eléctricas, sus principales consideraciones radica en, identificar adecuadamente las zonas de protección las cuales estarán limitadas por el interruptor principal o por la ubicación de reconectores a lo largo del alimentador, la troncal es protegida con el disyuntor o con reconectores, de acuerdo a un estudio de cortocircuitos los ramales del alimentador se clasifican como derivaciones primarias, secundarias y terciarias, cada derivación se protege con fusibles tipo T, la protección de transformadores de distribución se realiza con fusibles Slow Fast.

Segundo, para entender las bondades clasificar las ramificaciones del alimentador en derivaciones primarias, secundarias y terciarias observe en la figura 1.10 el nivel de afectación de dos alimentadores con distintos niveles de calidad de servicio técnico. Según los datos registrados por la empresa eléctrica, para el año 2018 el alimentador Alpachaca No.2 tiene sus indicadores de calidad de servicio técnico que superan el límite establecida por la regulación, definido en [8], por otro lado, el alimentador Atuntaqui No.2 mantiene sus indicadores de calidad en un rango aceptable.



**Figura 1.10.** Nivel de afección en un alimentador de diferente IST. (a) Alimentador con IST alto. (b) Alimentador con IST bajo. [Elaboración propia]

Por lo tanto, independientemente de la calidad de servicio técnico que tenga un alimentador, según la figura 1.10, aproximadamente el 90% de las fallas registradas en un alimentador corresponden a fallas eléctricas ubicadas en los ramales trifásicos y monofásicos, además, estos ramales están definidos como derivaciones primarias, secundarias y terciarias con su propio fusible de protección. En consecuencia, ante una falla permanente o temporal ubicada en las derivaciones, por protección actuará el fusible correspondiente y de esta manera se deja sin servicio a un pequeño número de consumidores. En otras palabras, se reduce la cantidad de KVA's desconectados.

- **Reducción de los tiempos de localización de falla**

Dependiendo de la extensión y topología de los alimentadores, identificar el lugar de la falla se convierte en un arduo problema a resolver, por consiguiente, se hace necesario la ubicación de equipos localizadores de falla, obteniendo de esta manera la reducción del tiempo que los trabajadores tardan en localizar y realizar las correspondientes reparaciones de los equipos afectados por fallas eléctricas.

Por lo tanto, se estará reduciendo el tiempo de interrupción y en consecuencia el índice TTIK.

- **Transferencia de carga**

Por lo expuesto en los anteriores ítems, el aplicar una adecuada coordinación de protecciones sumado con los equipos indicadores de fallas, se logra una mejora en la confiabilidad del sistema eléctrico. Aun así, ante la ocurrencia de fallas eléctricas en la

truncal principal se está dejando sin servicio a gran parte de los consumidores y en el peor de los casos, si se activa la protección principal todos los usuarios del alimentador se quedan sin servicio. Por esta razón, se hace necesario aislar la falla y continuar con el servicio eléctrico a los usuarios ubicados en zonas ausentes de falla y, una de las alternativas es mediante transferencia de carga.

La transferencia de carga permite restablecer el servicio mediante una reconfiguración de la red alimentada por la misma subestación o por una aledaña. Para realizar de una manera eficiente este tipo de maniobra se debe contar con el personal debidamente capacitado, con el equipo de corte y seccionamiento idóneo, siendo la mejor alternativa el empleo de reconectores. Sin embargo, la operación antes detallada al estar dirigida por el personal de manera local está sujeto a errores en ejecución, siendo la mejor opción integrar éstos equipos de corte al centro de control mediante el sistema SCADA<sup>4</sup> y, esta unidad sea la encargada de realizar la transferencia de carga. Con esto se reducirán los errores ocasionados en campo y reducción en tiempos de ejecución.

De lo anterior se puede concluir que, ésta es una alternativa muy eficiente para reducir la cantidad de usuarios sin servicio eléctrico, limitando la cantidad de kVA desconectados y en consecuencia la cantidad de energía no suministrada.

### **1.3.5 TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA**

Pues bien, en el anterior ítem se ha determinado que la transferencia de carga es una alternativa conveniente, favorable para garantizar la continuidad del servicio eléctrico, minimizando de esta manera la cantidad de usuarios sin servicio. Además, se ha mencionado que los reconectores son una excelente opción para ejecutar estas maniobras. Sin embargo, puede resultar demasiado oneroso para sistemas eléctricos que cuentan con equipos deficientes, caducos, es más, aun con equipos de última tecnología éstos deben ser incorporados al sistema SCADA para ser manipulados por el centro de control, esto sin lugar a duda tiene un costo importante.

En los últimos años EMELNORTE S.A. ha realizado la adquisición de reconectores de la marca Schneider Electric, que cuenta con varias características de protección y seccionamiento, entre ellos se encuentra el aplicativo denominado “loop automation”. Ésta aplicación permite realizar transferencia de carga de forma automática, sin la necesidad de la intervención del personal técnico o mandos remotos; dicha característica se desarrollara más adelante, en la sección 1.3.5.4.

---

<sup>4</sup> SCADA: acrónimo que viene del inglés Supervisory Control and Data Acquisition cuyo propósito es supervisar y controlar remotamente una instalación.

En conclusión, la transferencia automática de carga es el proceso de transferir la carga de un alimentador bajo falla a otro alimentador libre de falla de manera automática, mediante el uso coordinado de reconectores. La transferencia de carga se puede realizar entre dos alimentadores de una misma fuente o entre dos alimentadores de distinta fuente. El proceso de transferencia automática de carga termina cuando la carga transferida regresa a ser alimentada por su fuente inicial.

### 1.3.5.1 Reconector Schneider Electric serie-U

Es un reconector automático tripolar de la serie U de Schneider Electric, cuyo diseño ha sido optimizado para aplicaciones de automatización, control remoto y monitoreo. Todo esto se hace posible gracias a la incorporación de sensores de voltaje y corriente facilitando la medición y registro de datos. El medio de interrupción es el vacío, de modo que, los interruptores se encuentran aislados en bujes epóxicos cicloalifáticos, montado sobre un tanque de acero inoxidable de grado 316. La empresa suministradora del equipo lo define como automatic circuit recloser (ACR), es decir, un reconector automático de circuito que se conforma de tres componentes, el reconector, el controlador y el cable de interconexión [9].

Éste tipo de reconectores presenta excelentes características eléctricas y mecánicas para redes de distribución a nivel de medio voltaje, cuya característica se indica en la tabla 1.1. El reconector es un equipo de ejecución, es decir, su accionamiento es posible gracias a la incorporación de un controlador, el cual Schneider Electric lo denomina como ADVC controller.

**Tabla 1.1.** Características principales del reconector Schneider Electric Serie U [9].

Descripción	Observación	Valor Máximo
Operación	Voltajes nominales	15kV y 27kV
	Corriente nominal	630A
Operación anormal	Corriente Cortocircuito	12.5kA
	Interrupción arco	Vacío
Nivel aislamiento	BIL nominal	125KVP
Material	Tanque acero inoxidable	Grado 316
	Sensores de voltaje	3
	Sensores de voltaje externo(opcional)	3
	Sensores de corriente	3

### 1.3.5.2 Controlador ADVC

Se puede entender como el componente más valioso, ya que permite dirigir las operaciones del reconector ACR. Éste controlador ofrece protección avanzada, medidas del sistema,

diagnóstico, registro de eventos y comunicación. Su diseño permite un montaje en poste cuyo funcionamiento no se verá afectado por las inclemencias del clima.

Éste tipo de controlador ofrece una interfaz con el operador basada en estados de lámparas y botones o una interfaz controlada por despliegue de menú, de cualquier modo se puede personalizar para aplicaciones específicas. La gama de controladores ADVC está disponible en dos tipos de cubículos, el ULTRA diseñada para aplicaciones complejas, por ejemplo uso en subestaciones, ya que cuenta con una bandeja de accesorios estándar y una opcional facilitando el montaje de quipos auxiliares con interfaces especiales, mientras que el COMPACT es para aplicaciones directas. La figura 1.11 muestra un controlador ADVC COMPACT, cuyos elementos más importantes son: una interfaz basada en botones e indicadores led, una bandeja de accesorios estándar, un sistema de alimentación y baterías; a la variedad de opciones del controlador se puede acceder mediante un paquete de software denominado Windows Switchgear Operating System (WSOS), el cual permite la configuración, control y supervisión de los interruptores del reconectador [10].



**Figura 1.11.** Controlador: ADVC Compact [10]

En efecto, los reconectores actuales se ven favorecidos con la incorporación de relés electrónicos, obteniendo de esta manera, flexibilidad, mayor precisión en operaciones y coordinación temporizada. Las funciones de protección que incorpora este controlador son [10]:

- Protección contra sobrecorriente.
- Protección direccional.
- Protección de falla a tierra y falla sensible a tierra.
- Protección ante secuencia negativa.

- Ante pérdida de fase

Además, incorpora funciones adicionales como: control de secuencia, automatización de redes (conocido como loop automation), bloqueo por carga viva, bloqueo ante fuente muerta y alta corriente que son eventos presentes en los sistemas de distribución. Además las altas corrientes debido a carga fría y por magnetización de transformadores, pueden ser inhibidas por el controlador ADVK, ya que dichas corrientes corresponden a fenómenos eléctricos normales de un sistema de distribución.

### **1.3.5.3 Modos de trabajo del ACR**

El reconectador en mención permite cuatro modos de trabajo, que definen una operación determinada del reconectador ante presencia de fallas o perturbaciones. La elección del modo de trabajo del ACR dependerá de la necesidad operativa en el sistema eléctrico, del problema eléctrico destinado a mitigar o resolver, de la coordinación adecuada con todos los equipos del sistema de protecciones; Por lo tanto, de acuerdo a las necesidades del sistema eléctrico se ha definido los siguientes modos de trabajo: interruptor, relé, reconectador y etiqueta de trabajo (work tag).

- **Modo de trabajo: Interruptor**

El ACR está configurado para que opere como interruptor, en otras palabras, sin curva de protección, la apertura y cierre del dispositivo se realiza de forma local o remota. Por lo general, el uso de este modo de trabajo es por la ubicación del reconectador. Existen reconectores ubicados cerca del relé del alimentador y las curvas de protección impiden su coordinación.

- **Modo de trabajo: Relé**

También se lo conoce como disparo único (single shot), es decir, el ACR está configurado con una curva de protección que permite un disparo; una acción de apertura. Las curvas de protección son ante cortocircuitos, de modo que, ante una falla el equipo dispara y se queda bloqueado. Un reconectador bloqueado, es cuando el dispositivo realiza la acción de apertura luego de culminar la secuencia de protección configurada y, permanece en ese estado hasta que se cierra de forma manual una vez despejada la falla.

- **Modo de trabajo: Reconectador**

El ACR está configurado para que opere con una secuencia de recierres. Éste equipo permite configurar hasta tres recierres en diferentes tiempos. La elección del tipo de curva y los tiempos estarán sustentados por criterios técnicos, niveles de coordinación de

protecciones y naturaleza de las fallas eléctricas. En el caso de la filosofía de coordinación de EMELNORTE S.A., este modo de trabajo está definido para el último ACR de un alimentador, ya que son alimentadores con topologías radiales y las secciones más alejadas son zonas rurales. El resto de ACR se define en modo relé, en el caso de que el alimentador tenga más de un reconectador.

El criterio para configurar este equipo como relé o como reconectador depende mucho de la ubicación y de la tasa de fallas del alimentador. En una zona urbana por ejemplo, se tiene la mayor cantidad de carga muy sensible a cambios bruscos de corriente y varias de las instalaciones eléctricas se encuentran sin protecciones. Con estos antecedentes, los recierres ponen en peligro la seguridad de las personas y provocarían un daño parcial o permanente de los equipos, especialmente aquellos cuyo funcionamiento se basa en circuitos electrónicos. Por el contrario, es más factible realizar reconexiones en una zona rural o alejada de la urbe, puesto que, la cantidad de cargas sofisticadas conectadas en la red es poca o nula, asimismo, es poco probable que los transeúntes estén cerca de las fallas eléctricas durante el tiempo que toma la secuencia de reconexión.

- **Modo de trabajo: Etiqueta de Trabajo**

También se lo conoce como “work tag”, por su identificación en el programa del controlador, esta configuración bloquea cualquier método de cierre del ACR, es decir, el cierre no puede realizarse ni de forma local y remota o, por recierres automáticos. Su aplicación principal esta para trabajos en líneas energizadas, puesto que, protege a los operadores que trabajan en la línea energizada. Ésta configuración tiene su propia curva de protección, independientemente de las curvas definidas en modo relé o reconectador [10].

El proceso para configurar la curva es similar a los otros modos de trabajo, no obstante, los valores de ajuste en el modo “work tag” deben ser elegidos minuciosamente, puesto que la aplicación es en redes energizadas y ante el mínimo cambio de corriente el dispositivo se dispara y queda bloqueado, protegiendo de esta manera al personal que se encuentra laborando en las líneas activas. Este modo se puede activar, aun si el dispositivo está trabajando en modo relé o modo reconectador y se podrá manipular el dispositivo al desactivar el modo “work tag” [10].

#### **1.3.5.4 Automatización de circuitos eléctricos (loop automation)**

Loop Automation (LA) es una aplicación de los reconectores automáticos (ACR) que permite configurar a los equipo participantes de una manera particular, formando un esquema que tienen como finalidad aislar la falla eléctrica, reconfigurar y restaurar las redes de distribución de manera autónoma. El propósito es devolver el suministro a las

secciones libres de falla, puesto que, perdieron el suministro debido a una condición de falla en otra sección de la red. Una vez reparada la sección bajo falla, LA automáticamente restaura la red eléctrica a la configuración inicial. La lógica con la que opera éste esquema de automatización más la detección de voltaje integrada en los reconectores, lo exime de la necesidad de comunicación y la intervención permanente del personal técnico [11].

Por lo expuesto en el anterior párrafo, se describen a una automatización de red denominada LA clásica, sin embargo, una evolución del algoritmo clásico es la integración de comunicaciones punto a punto entre los dispositivos que conforman el esquema de automatización de red, con el fin de eliminar la posibilidad de que un dispositivo se cierre ante una falla mientras se reconfigura la red, a esto se lo define como LA Inteligente [11]. Siendo éste, un esquema de transferencia innovador, novedoso y, conociendo la confiabilidad y disponibilidad de ACR en las redes eléctricas de EMELNORTE S.A., el estudio y diseño técnico de este proyecto estará en marcado en las características operáticas de LA clásica.

En resumen, LA clásica plantea el uso de los ACR serie U, en un esquema que permita reconfigurar la red ante presencia de falla y restaurar la misma ante ausencia de falla eléctrica. Cabe mencionar que Schneider Electric a través de su aplicativo LA propone una configuración definida para cada reconector ACR que conforma el esquema de automatización, no obstante, la configuración y el número de equipos utilizados en el esquema dependerán de la situación actual de la red, la topología, extensión del alimentador primario, disponibilidad de una fuente alterna e inclusive la filosofía de coordinación de protecciones implementada en el sistema de distribución. Aun así, el concepto y la esencia de LA clásica no cambiarán ya que siempre se fundamentará en los siguientes principios:

- Aislar la sección bajo falla.
- Reconfigurar la red para restaurar el suministro de energía en las secciones de la red libres de fallas.
- Restaurar la configuración inicial de la red cuando la falla es despejada o eliminada.

#### **1.3.5.4.1. Esquema general de loop automation**

En este caso, tanto LA clásica y LA inteligente configura a cada reconector dependiendo de su posición en la red. Por lo tanto, cada dispositivo ACR debe ser configurado de la siguiente manera [11]:

- **Feeder (alimentador)**

Se le atribuye esta configuración al dispositivo que está ubicado más cerca de la subestación, por consiguiente, el esquema de automatización tendrá dos reconfiguradores en modo Feeder. Su estado será normalmente cerrado.

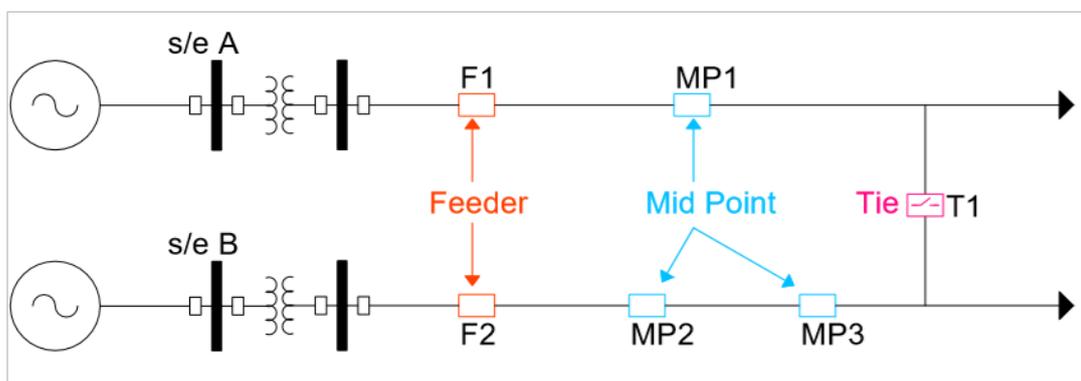
- **Tie (enlace)**

Se le atribuye al dispositivo que se encuentra en el punto de enlace de los dos alimentadores. Su estado será normalmente abierto.

- **Mid Point (punto medio)**

Se le atribuye al dispositivo que se ubica entre el Feeder y el Tie, el esquema de automatización puede tener varios dispositivos con esta configuración. Su estado es normalmente cerrado.

En la figura 1.12 se puede ver un esquema general de loop automation, los reconfiguradores cercanos a las subestación se configura en modo Feeder, el reconfigurador que une los dos alimentadores se define en modo Tie y los reconfiguradores que se encuentren entre el Feeder y el Tie se configura en modo Mid Point. La cantidad de reconfiguradores con la característica de Mid Point dependerá del seccionamiento de la red que se desea realizar, en base a un histórico de fallas del alimentador. Sin embargo, dicha cantidad debe garantizar una adecuada coordinación de protecciones, tanto en configuración de red normal y con transferencia de carga.



**Figura 1.12.** Esquema general de loop automation. [Elaboración propia]

De lo anterior, se puede concluir que el sistema constantemente estará operando en una topología radial, ya que el reconfigurador Feeder como los Mid Point se encuentran en un estado normalmente cerrado, a diferencia del reconfigurador Tie cuyo estado es normalmente abierto.

#### **1.3.5.4.2. Reglas para reconfigurar y restaurar la red**

Ante una falla eléctrica en cualquiera de las secciones de un alimentador, el esquema de automatización realizará la reconfiguración de red en base a lo siguiente [11]:

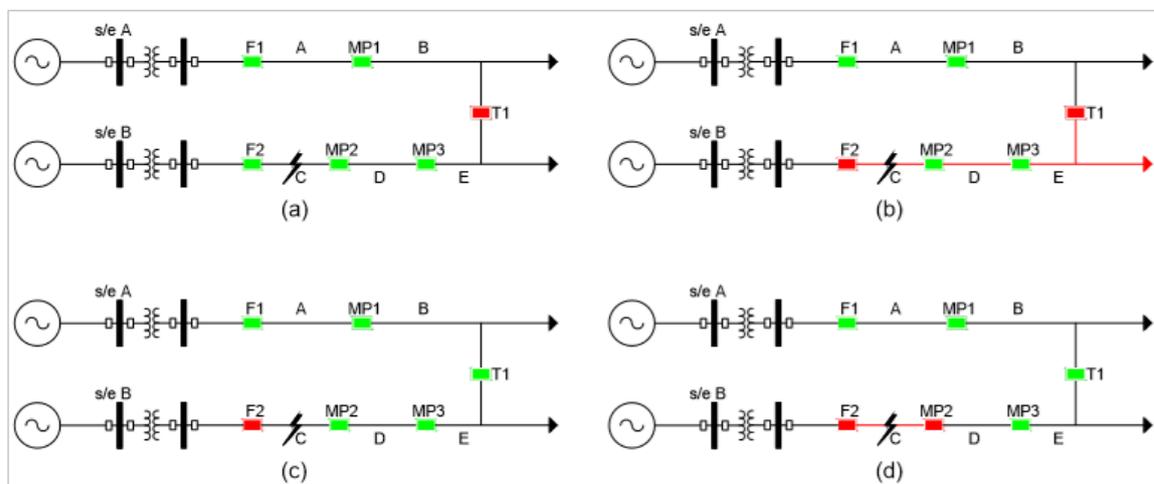
- Regla 1: El reconectador en modo Feeder únicamente dispara cuando pierde suministro de energía o por activación de las protecciones.
- Regla 2: Los reconectores definidos como Mid Point al detectar ausencia de voltaje en el lado de la fuente, cambia su grupo de protección principal a un grupo de protección alterno y sus contactos permanece en estado cerrado, además, bloquea las secuencias de reconexión y entra en modo de disparo único en el caso de que el dispositivo este configurado en modo de trabajo reconectador. También dispara cuando se activa su protección.
- Regla 3: El reconectador en modo Tie cierra cuando detecta que la alimentación en uno de los lados de la red no está disponible. Siempre que el suministro en el otro lado esté disponible. También dispara cuando se activa su protección.

Una vez que se haya eliminado la falla, la red eléctrica debe regresar a la configuración inicial, para ello los reconectores operaran de la siguiente manera [11]:

- Regla 4: El reconectador Feeder cierra cuando se reestablece el suministro del lado de la fuente siempre que se haya disparado por la función de loop automation, o cuando el suministro es restablecido en los dos lados.
- Regla 5: El reconectador Mid Point cierra cuando detecta suministro, voltaje en los dos lados.
- Regla 6: El reconectador Tie abre cuando el flujo de energía se reduce en un 50% o la dirección del flujo de energía a través de sus interruptores se invierte.

#### **1.3.5.4.3. Ejemplo de loop automation**

La figura 1.13 muestra la secuencia para reconfigurar la red considerando una falla en la sección C. El esquema es el mismo de la figura 1.12 coloreados en base a los estados de operación. El verde claro representa el reconectador en estado cerrado y el rojo el reconectador en estado abierto, así mismo, la red de color rojo significa red sin servicio eléctrico y negro se refiere a red con servicio eléctrico. Además, en base a los modos de trabajo del reconectador para análisis de este ejemplo se considera a todos los dispositivos ACR configurados como reconectores. Por lo tanto, la secuencia de operación para aislar la falla será de la siguiente manera:



**Figura 1.13.** Secuencia de aislamiento y reconfiguración de red. [Elaboración propia].

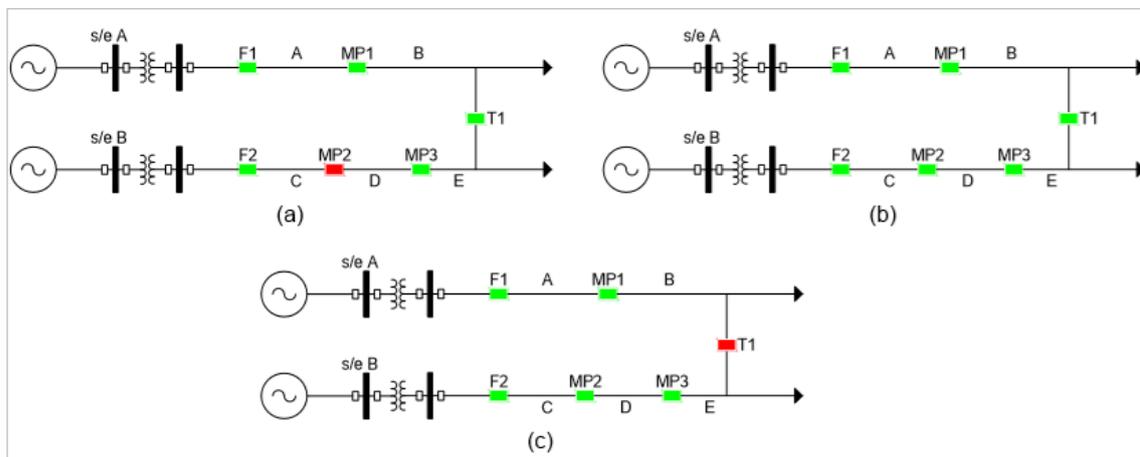
- Primero: La falla se localiza en el tramo C, esto indica que, el reconectador Feeder F2 realiza las secuencias de reconexión, con la intención de eliminar la falla, hasta quedar completamente en estado abierto si la falla es permanente. Nótese que es una operación de protección normal no un resultado de loop automation. Como consecuencia deja toda la sección aguas abajo del reconectador sin servicio eléctrico, tal como indica la parte (b) de la figura 1.13.
- Segundo: Los reconectores Mid Point MP2 y MP3 cambian su grupo de protección principal a uno alterno, apaga la acción de reconexión y entra en modo de disparo único.
- Tercero: En la parte (c) de la figura 1.13 se puede ver que el reconectador de enlace T1 cierra por función de loop automation, en otras palabras, el ACR Tie detecta ausencia de voltaje en un lado del dispositivo, por consiguiente, realiza la acción de cierre.
- Cuarto: Mediante la activación del T1 se está re energizando la sección bajo falla, por lo tanto, se activa la protección alterna del MP2 y éste dispara. Finalmente, se tiene aislada la falla y la sección D y E están alimentadas por la fuente A.

El personal técnico tendrá que trasladarse a la sección bajo falla a realizar las reparaciones correspondientes. Una vez eliminada la falla la siguiente etapa es la restauración de la red, para ello se tiene la siguiente secuencia de operación:

- Quinto: El personal de campo tiene que realizar un cierre manual, puede ser del Feeder o del Mid Point para indicar que la falla ha sido eliminada. Para el desarrollo

de éste ejemplo se realiza un cierre manual del reconectador F2, tal y como indica la parte (a) de la figura 1.14.

- Sexto: El reconectador MP2 detecta suministro en los dos lados y automáticamente realiza la acción de cierre, tal y como se observa en la parte (b) de la figura 1.14.
- Séptimo: El reconectador T1 detecta una disminución del flujo de energía y automáticamente realiza la acción de apertura. Por lo tanto, la configuración normal esta restaurada, tal y como se observa en la parte (c) de la figura 1.14.



**Figura 1.14.** Secuencia de restauración de red. [Elaboración propia]

### 1.3.5.5 Criterios para transferencia de carga

Existen ciertos criterios que se deben tomar en cuenta para garantizar operación normal del sistema al momento de realizar la transferencia de carga. Esos criterios deben estar enmarcados en aspectos como: niveles de voltaje y corriente, capacidad del alimentador, capacidad de la subestación y disponibilidad de fuente alterna. Para realizar un estudio en concordancia con el objetivo planteado de este proyecto, se tomarán las siguientes consideraciones para el escogimiento de los alimentadores que intervienen en la transferencia de carga:

- Por principio de confiabilidad, la transferencia de carga se realizará entre dos alimentadores con fuentes de alimentación distintas.
- Los dos alimentadores deben tener mínimo un punto de conexión, de preferencia un enlace entre las troncales de cada alimentador.
- Se elegirán los alimentadores con los indicadores de servicio técnico más altos de la Zona II de EMELNORTE S.A.

Una vez definido los alimentadores que participarán en la transferencia de carga, se debe asegurar que el sistema no se vea afectado al tomar cierta carga de un alimentador, esto indica, que se tomará en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las dos fuentes deben energizar a los alimentadores con el mismo nivel de voltaje y secuencia de fases.
- Los niveles de voltaje enmarcados en la regulación 005/18 ARCONEL debe cumplirse al menos en uno de los dos alimentadores.
- Evitar sobrecargar el alimentador que recibe la carga transferida, para ello se realizarán las adecuaciones pertinentes o limitar la carga a transferir. También, se debe tomar en cuenta el crecimiento de la demanda.
- Evitar sobrecargar la subestación que recibe la carga por transferencia, para ello se realizaran las adecuaciones pertinentes o limitar la carga a transferir. También, se debe tomar en cuenta el crecimiento de demanda y transferencias futuras en los demás alimentadores de la subestación.

### **1.3.6 INDICADORES DE FALLA**

Son dispositivos que proveen de una indicación visual o auditiva ante la presencia de una falla en la red eléctrica. El uso estratégico y técnico de los indicadores de falla permite reducir el área de búsqueda, por lo tanto, disminuye el tiempo en localizar la falla. El propósito de estos dispositivos es reducir el tiempo de una interrupción, en consecuencia, se reduce el tiempo de energía no suministrada y contribuye al mejoramiento de la confiabilidad del sistema.

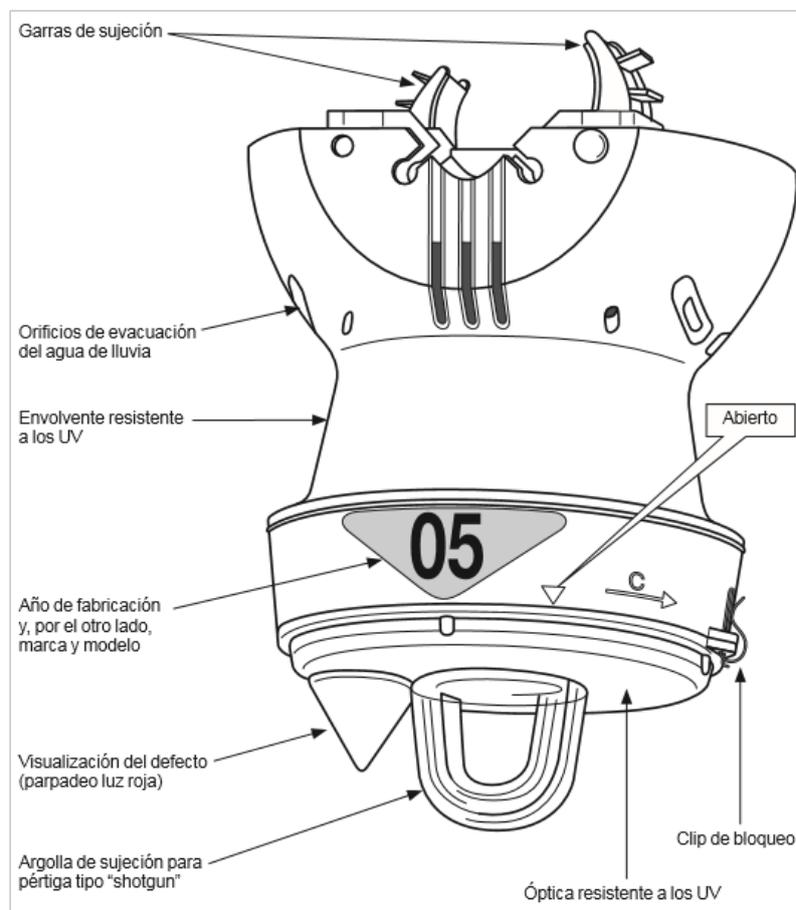
Los inconvenientes que dieron origen al empleo de estos dispositivos, principalmente se debe a la difícil tarea a la que se enfrentan las cuadrillas al momento de identificar la sección de falla. En una zona urbana, por ejemplo, el tiempo de desplazamiento puede incrementarse debido a la locomoción rutinaria que existe en una ciudad, del mismo modo, secciones de red en lugares de difícil acceso como son el caso de las zonas rurales, redes eléctricas con varios puntos de bifurcación que dan origen a extensas secciones de red.

Por lo expuesto, uno de los dispositivos indicadores de falla que permite reducir la duración de las interrupciones son los Flite 116-SA y el G200 de la marca de Schneider Electric. Estos equipos emiten una señal luminosa cuando detectan una falla eléctrica y envía información del evento suscitado a un concentrador de datos denominado G200. Éste último tiene la facilidad de ser integrado al sistema SCADA, por lo tanto, el centro de control

puede tener información veraz de la falla eléctrica que provoco la activación de los indicadores de falla.

### 1.3.6.1 Indicador de falla Flite 116-SA

Es un dispositivo inalámbrico, monofásico, indicador de corrientes de fallas para líneas de distribución de medio voltaje. Además, al mismo tiempo realiza mediciones de la corriente nominal del sistema. Los componentes que incorpora el dispositivo son: un sensor de medición de corriente y un sensor para detectar voltaje, un módulo de radio, una batería de litio, ocho leds rojos. También, cuenta con un nivel de protección IP55-IK7 resistente a los rayos UV y una pantalla transparente [12]. El diseño del flite 116-SA se lo puede ver en la figura 1.15. Un detalle importante es que el dispositivo cuenta con una envolvente de luces led de forma cónica, otorgando un mayor alcance visual.



**Figura 1.15.** Indicador de falla flite 116-SA. [13]

- **Operación y funciones adicionales**

Con la ayuda de una pértiga y un poco de destreza se coloca el dispositivo en la línea de medio voltaje, a través de las garra de sujeción tal y como se observa en la figura 1.15. Una vez montado en la línea, Flite 116-SA detectará los aumentos (di/dt) de corriente nominal que superen un valor de corriente umbral. Esta subida de corriente debe durar un tiempo de verificación, aproximadamente entre 50ms y 70ms, acto seguido detecta una caída de voltaje por acción del equipo de protección que debe durar más de 300ms. Una vez confirmado estos dos eventos, subida de corriente y caída de voltaje, el equipo Flite activa su alarma visual y envía una señal al concentrador de datos G200. El ciclo de parpadeo de la señal luminosa y el tiempo de duración puede ser configurada por el personal técnico [12].

Cuando la falla ha sido eliminada, el dispositivo detecta voltaje y éste debe permanecer por un tiempo mínimo para asegurar su restauración, por defecto viene configurado en 3 [s], inmediatamente el Flite apaga la señal luminosa y envía una alarma de falla borrada al G200. Además, el equipo Flite filtra las corrientes que se producen por secuencia de reconexión de un reconectador [12].

El dispositivo indicador de falla Flite 116SA constantemente está monitoreando la red, realiza funciones como: medición de corriente, detección inmediata de pérdida de voltaje, verificación regular de presencia o ausencia de voltaje, verificación del estado de la batería. Cada cierto periodo envía valores promedios de corrientes máximas y mínimas, estado de la batería al concentrador de datos G200, además, dichos valores pueden ser solicitados por el centro de control siempre y cuando el G200 este incorporado al sistema SCADA. En la tabla 1.2 se puede ver las características de operación del dispositivo [12].

**Tabla 1.2.** Especificaciones generales del indicador Flite 116-SA [12].

<b>Característica de operación</b>	<b>Descripción</b>
Voltaje LL	7 – 36Kv
Corriente carga	630A
calibre ACSR	6 – 636AWG
Frecuencia	50 – 60Hz
Tiempo de validación falla	70s
Tiempo de validación de restitución de voltaje	3,30,70s
Tiempo restablecimiento del temporizador	2,4,8,16 h
Duración de alarma visual por falla	2,4,8,16 h
Frecuencia del destello	20/min

### 1.3.6.2 Concentrador de datos G200

El concentrador de datos G200 es una RTU<sup>5</sup> muy importante, ya que realiza funciones de monitoreo y comunicación, es el enlace entre el Flite 116-SA y el centro de control. Hoy en día, existen dos versiones de RTU G200 tal y como se puede ver en la figura 1.16. El módulo G2GF presenta un nivel de protección IP54, permite instalación directa en campo, tiene una alimentación por celdas solares, mientras que la versión G2SF es para la integración de un gabinete de control remoto existente [12].



**Figura 1.16.** RTU G200. (a)G2GF, (b) G2SF. [14]

La versión G2GF presenta características de montaje acorde con la situación actual de las redes eléctricas de EMELNORTE S.A., ya que permite su instalación en cualquier lugar de la red y puede ser alimentada por paneles solares, por otro lado, el módulo G2SF necesita una unidad remota existente. Las funciones principales de estos módulos son [12]:

- Comunicación bidireccional con los Flite 116-SA vía radio HF de corto alcance.
- Indicación remota y local de: ruta de corriente de fallas, alarma de retorno o pérdida de voltaje, alarma de condición de la batería del Flite, alarma de comunicaciones fallidas.
- Comunicación con el centro de control, mediante protocolos DNP3, Modbus, IEC101, inclusive por GSM (conexión de acceso telefónico).
- Grabación de eventos a medida que ocurran con una precisión de 20ms.

---

<sup>5</sup> RTU: acrónimo que viene del inglés Remote Terminal Units, funciones como adquisición de datos y control de equipos.

En resumen, este módulo tiene la capacidad de enlazarse con un máximo de 9 indicadores de falla, la distancia recomendada entre el dispositivo indicador y el módulo G200 no debe superar los 100m. Periódicamente está recibiendo y registrando datos de la línea, estado del flite, registro de eventos, información accesible al operador desde el módulo G200 o el centro de control.

### **1.3.6.3 Criterio de ubicación e instalación**

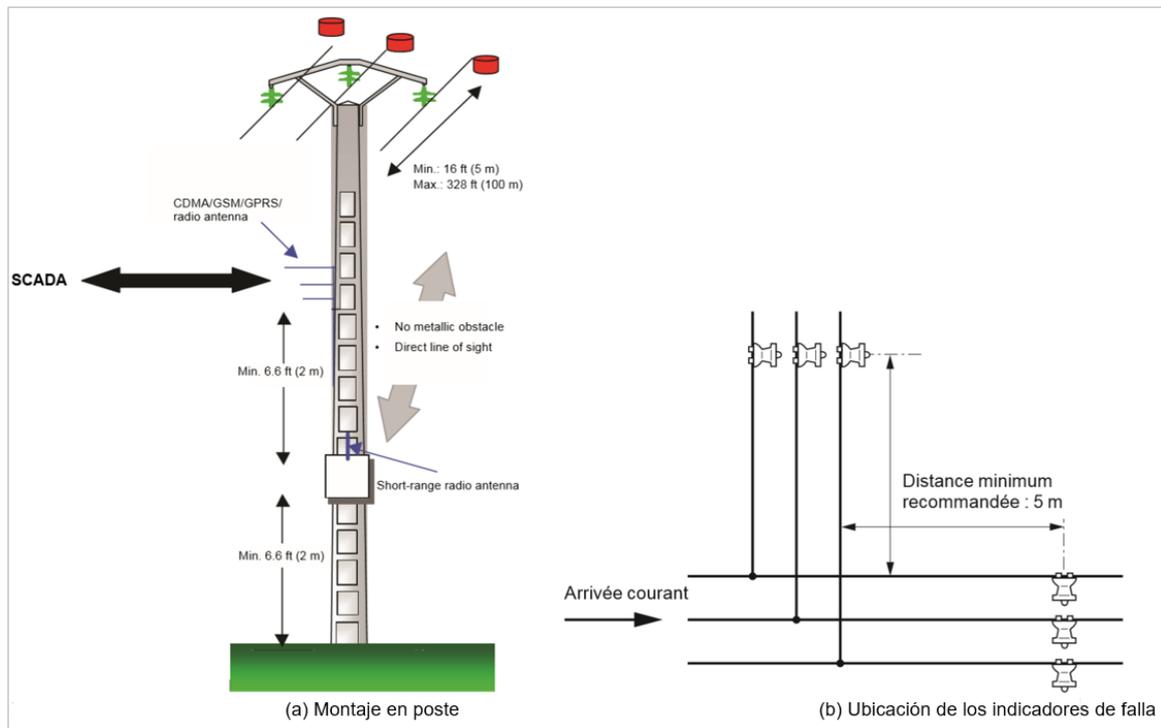
Se deben tomar ciertas precauciones y consideraciones para la instalación del indicador de falla y el módulo RTU, con el fin de garantizar una comunicación óptima entre estos dos elementos [12].

- Distancia.- La distancia máxima entre el módulo G200 y las unidades Flite 116 debe estar entre 50m y 100m, siendo la zona más confiable en un radio de 50m alrededor de la RTU.
- G200.- Su montaje se puede realizar en poste, a lo largo de una vía se debe instar el módulo a una altura que supere cualquier elemento móvil, camiones por ejemplo, que puedan bloquear la comunicación directa entre los dos dispositivos. Además, considere mantener la antena del G200 lejos de objetos metálicos.
- Orientación Flite y G200.- Instalar el Flite en la línea manteniendo una distancia mayor a 5m del poste o del punto de bifurcación. Mantener una línea de visión directa entre el módulo RTU y los Flite, en el peor de los casos oriente el módulo al equipo indicador más lejano.
- Separación de G200.- Con el fin de evitar interferencias entre dos módulos RTU, se debe instalar uno del otro a una distancia mayor a 1km, así mismo, el Flite que pertenece a un módulo G200 debe estar a una distancia mayor a 1km de otro módulo RTU.

Tomando en cuenta todas estas consideraciones se evitará alteraciones de la señal de radio entre el módulo RTU y el Flite. Además, se debe considerar los lugares con altos ruidos electromagnéticos o zonas con antenas de radio de alta potencia, ya que pueden afectar la calidad de la comunicación. Sin embargo, garantizando que ningún obstáculo interfiera entre estos dos dispositivos, especialmente metálicos, la distancia de separación entre estos dos elementos puede ser mayor, porque el Flite cuenta con una antena de banda ancha. Por lo expuesto en los anteriores párrafos, se considera la ubicación de estos dispositivos en lugares como:

- Puntos de bifurcación que pertenezcan a la misma zona de derivación, ya sea derivación primaria, secundaria, terciaria, sobre todo si es la troncal principal.
- En derivaciones que se encuentran en lugares de difícil acceso. Esto ayudará al personal operativo a reducir la zona de búsqueda, orientándose únicamente en la sección indicada.

En la figura 1.17 se observa el montaje de los indicadores de falla Flite, la parte (a) indica el montaje en poste y su interacción con el concentrador de datos G200, la parte (b) indica el montaje en un punto de bifurcación.



**Figura 1.17.** Montaje de indicadores de falla. [13] [14]

## **2. METODOLOGÍA DEL PROYECTO**

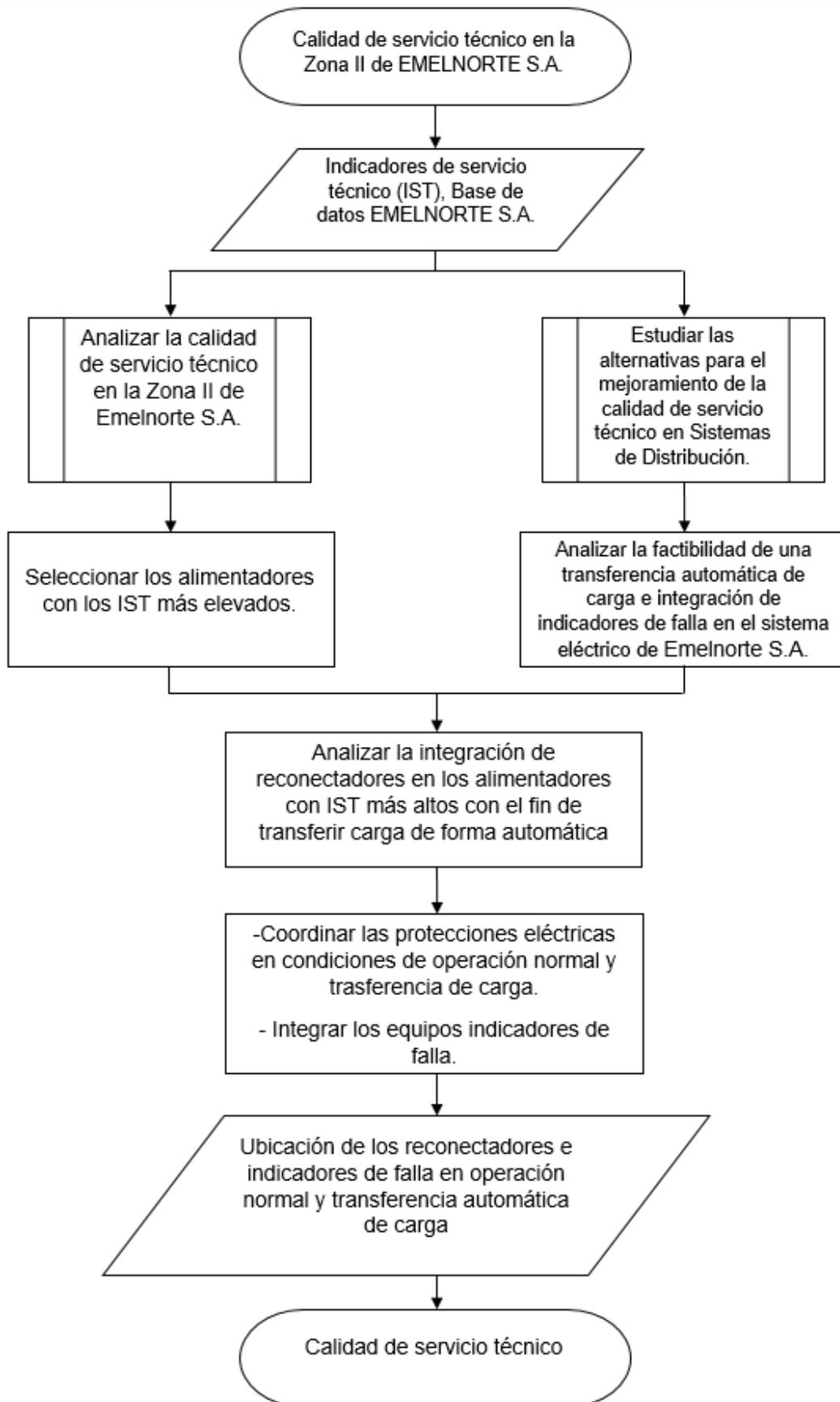
En esta sección se presenta la metodología utilizada para el desarrollo de este proyecto, misma que guarda concordancia con lo mostrado en el diagrama de flujo de la figura 2.1. Para entender la situación actual de la Zona II de EMELNORTE S.A., se analizará los indicadores cuantitativos proporcionados por la distribuidora, de esta manera se determinará los alimentadores que merecen una solución técnica inmediata. Las alternativas con las que se trabajará para el mejoramiento de la calidad del servicio técnico están descritas en la sección 1.3.4.2.

Para cumplir lo antes estipulado se prevé la utilización de equipos denominados ACR más la incorporación de dispositivos indicadores de falla, complementados con el estudio de coordinación de protecciones eléctricas. Se busca una solución conveniente, en lo posible aprovechando los recursos existentes y obteniendo de esta manera una solución económicamente provechosa.

El estudio técnico será desarrollado en el departamento de Estudios Eléctricos y Calidad de Energía de EMELNORTE S.A., así mismo, el departamento realiza todos sus estudios de redes eléctricas en el software CYME, mediante el programa CYMDIST para análisis de redes de distribución y CYMTCC para coordinación de dispositivos de protección; por lo tanto, el análisis de las alternativas se realizará con el mismo sistema de trabajo del departamento.

Las alternativas de mejora se basan en ciertos estudios eléctricos que facilitarán el desarrollo de éste proyecto, los cuales abarca temas como:

- Distribución de carga
- Flujos de potencia
- Balance de carga
- Estudios de cortocircuito
- Ubicación óptima de reconectores
- Coordinación de protecciones eléctricas



**Figura 2.1.** Diagrama de flujo de la metodología empleada. [Elaboración propia]

### 3. CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO EN LA ZONA II DE EMELNORTE S.A.

En este capítulo se analiza la calidad de servicio técnico de la Zona II de EMELNORTE S.A. en los términos detallados en el numeral 1.3.4. Estos indicadores permiten cuantificar la confiabilidad del sistema, mediante los datos de indicadores de servicio técnico (IST) proporcionados por la distribuidora. Se realizará un análisis de calidad de servicio para el año 2018 y la mitad del año 2019 para obtener una idea más clara de las condiciones en las que está operando el sistema y de esta manera identificar los alimentadores que requieren una solución inmediata.

#### 3.1. CONSIDERACIONES GENERALES

En la regulación, definido en [8], se realizan tres consideraciones para definir el tipo de interrupción, por su duración, por su origen y por su causa. De acuerdo a la duración serán breves si éstas duran tres minutos o menos, caso contrario serán consideradas largas y por lo tanto sujetas de sanción. Las interrupciones de origen internas son aquellas originadas por la empresa eléctrica distribuidora, de igual modo, la tipo externa son aquellas originadas por generación, transmisión, suspensiones generales, por otra distribuidora o consumidor. Por otro lado, por su causa se refiere aquellas programadas ya sean por mejoras o mantenimiento y la tipo no programada producto de condiciones climáticas, ambientales, fallas de red y terceros.

De igual manera, en [8] se detallan las interrupciones que serán consideradas para el cálculo de los indicadores de calidad y aquellas que se excluyen son:

- Por suspensión general
- Por caso fortuito
- Aquellas causadas por fallas en las instalaciones de un consumidor

El valor máximo de las indicadores de calidad de servicio técnico son en función del tipo de alimentador, y estos se clasifican en aquellos de baja densidad y alta densidad. En [8] se considera los alimentadores de baja densidad, aquel alimentador con potencia nominal instalada menor a 50 kVA/km del alimentador, por otro lado, son considerados de alta densidad aquel alimentador con potencia nominal instalada mayor o igual a 50 kVA/km del alimentador. Se determina de acuerdo a la ecuación 3.1.

$$TA = \frac{kVA_{inst j}}{km_j} \quad (3.1)$$

$TA$ = Tipo de alimentador [kVA/km].

$kVA_{inst j}$ = Potencia nominal instalada total de los transformadores de distribución del alimentador  $j$ , expresado en [kVA].

$km_j$ = Sumatoria de la longitud de línea monofásica, bifásica y trifásica del alimentador  $j$ , expresado en [km].

La tabla 3.1 muestra los límites de indicadores de servicio técnico, para un periodo de evaluación de doce meses continuos del año calendario, según el tipo de alimentador.

**Tabla 3.1.** Límites para la calidad de servicio técnico [8].

índice	Red	Alimentador	
		Baja densidad	Alta densidad
FMIK	6,0	9,5	7,0
TTIK	8,0	16,0	10,0

## 3.2. ANÁLISIS DE INDICADORES DE CALIDAD EN LA ZONA II

### 3.2.1. CARACTERIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES

En la Zona II se encuentran cuatro subestaciones, San Vicente, Otavalo, Cotacachi y Atuntaqui, cuyos alimentadores se distribuyen en los cantones de Otavalo, Antonio Ante y Cotacachi cubriendo de servicio eléctrico a las parroquias urbanas y rurales de cada cantón. La tabla 3.2 muestra todos los alimentadores de la Zona II con su respectiva clasificación.

**Tabla 3.2.** Alimentadores de la zona II [Elaboración propia].

Subestación	Alimentador	Etiqueta	Tipo de alimentador [kVA/km]
Otavalo	Otavalo 1	V1	Alta densidad
	Otavalo 2	V2	Alta densidad
	Otavalo 3	V3	Alta densidad
	Otavalo 4	V4	Alta densidad
	Otavalo 5	V5	Baja densidad
San Vicente	San Vicente 1	I1	Alta densidad
	San Vicente 2	I2	Alta densidad
	San Vicente 3	I3	Alta densidad
	San Vicente 4	I4	Alta densidad
	San Vicente 5	I5	Baja densidad

Cotacachi	Cotacachi 1	H1	Alta densidad
	Cotacachi 2	H2	Alta densidad
	Cotacachi 3	H3	Alta densidad
	Cotacachi 4	H4	Alta densidad
Atuntaqui	Atuntaqui 1	A1	Alta densidad
	Atuntaqui 2	A2	Alta densidad
	Atuntaqui 3	A3	Alta densidad
	Atuntaqui 4	A4	Alta densidad
	Atuntaqui 5	A5	Alta densidad

La etiqueta de cada alimentador es definida por EMELNORTE S.A., así mismo, la definición del tipo de alimentador fue determinada por la distribuidora. En la tabla 3.2 se puede ver que existen dos alimentadores considerados de baja densidad, esto porque son redes muy extensas, en el caso del alimentador I5 por ejemplo, abarca parroquias como: Apuela y García Moreno, mismas que se encuentran a grandes distancias del cantón Cotacachi.

### 3.2.2. INDICADORES DE CALIDAD

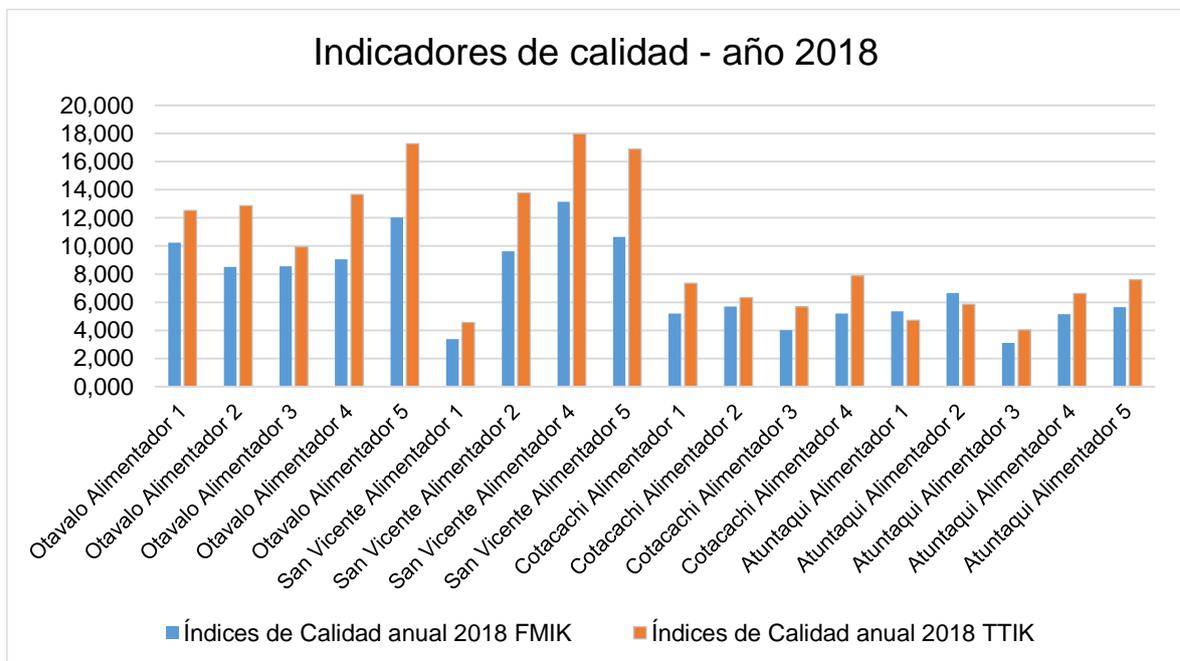
En la tabla 3.3 se muestra los valores de calidad de servicio técnico de cada alimentador correspondiente al año 2018. Los valores detallados se determinaron en base a los datos proporcionados por la empresa distribuidora, la manera en la cual se determina el valor anual se describe en el anexo A.

**Tabla 3.3.** Indicadores de calidad de los alimentadores de la zona II [Elaboración propia].

Alimentador	Índices de Calidad anual 2018	
	FMIK	TTIK
Otavalo Alimentador 1	10,246	12,527
Otavalo Alimentador 2	8,522	12,869
Otavalo Alimentador 3	8,560	9,943
Otavalo Alimentador 4	9,055	13,678
Otavalo Alimentador 5	12,031	17,279
San Vicente Alimentador 1	3,381	4,547
San Vicente Alimentador 2	9,626	13,783
San Vicente Alimentador 4	13,147	17,986
San Vicente Alimentador 5	10,652	16,886
Cotacachi Alimentador 1	5,185	7,349

Cotacachi Alimentador 2	5,701	6,337
Cotacachi Alimentador 3	4,021	5,662
Cotacachi Alimentador 4	5,203	7,885
Atuntaqui Alimentador 1	5,361	4,708
Atuntaqui Alimentador 2	6,648	5,858
Atuntaqui Alimentador 3	3,093	4,036
Atuntaqui Alimentador 4	5,154	6,620
Atuntaqui Alimentador 5	5,655	7,610

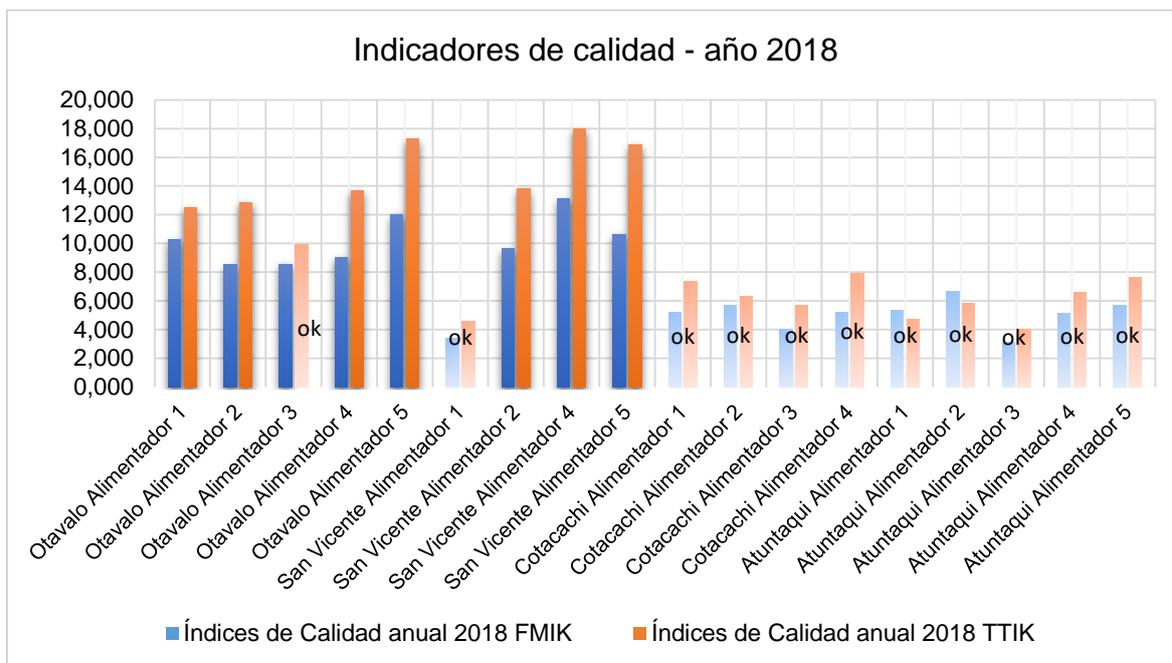
El escogimiento de los alimentadores mejores puntuados se realiza en base al histograma que se muestra en la figura 3.1, donde los alimentadores de baja densidad sobrepasan los límites establecidos tanto en FMIK y TTIK. Del mismo modo, todos los alimentadores de alta densidad pertenecientes a la subestación Otavalo sobrepasan el margen en los dos indicadores, de la misma manera, en la subestación San Vicente solo el alimentador 1 se encuentra dentro del rango permitido. Es un caso opuesto para los alimentadores de la subestación Cotacachi y Atuntaqui, donde todos sus alimentadores se encuentran dentro del rango establecido por la regulación. En la figura 3.2 se observa los alimentadores que se encuentran fuera del límite permitido.



**Figura 3.1.** Indicadores de calidad de los alimentadores de la Zona II - año 2018

[Elaboración propia].

En la figura 3.2 se observa que son ocho los alimentadores que sobrepasan los límites marcados por la regulación, siendo los más críticos los perteneciente a la subestación Otavalo. Por lo tanto, se puede decir que los sectores pertenecientes a Otavalo y sus parroquias tanto urbanas como rurales han tenido múltiples interrupciones de larga duración, los cuales ameritan medidas correctivas inmediatas.



**Figura 3.2.** Alimentadores que sobrepasan el límite de calidad de servicio técnico [Elaboración propia].

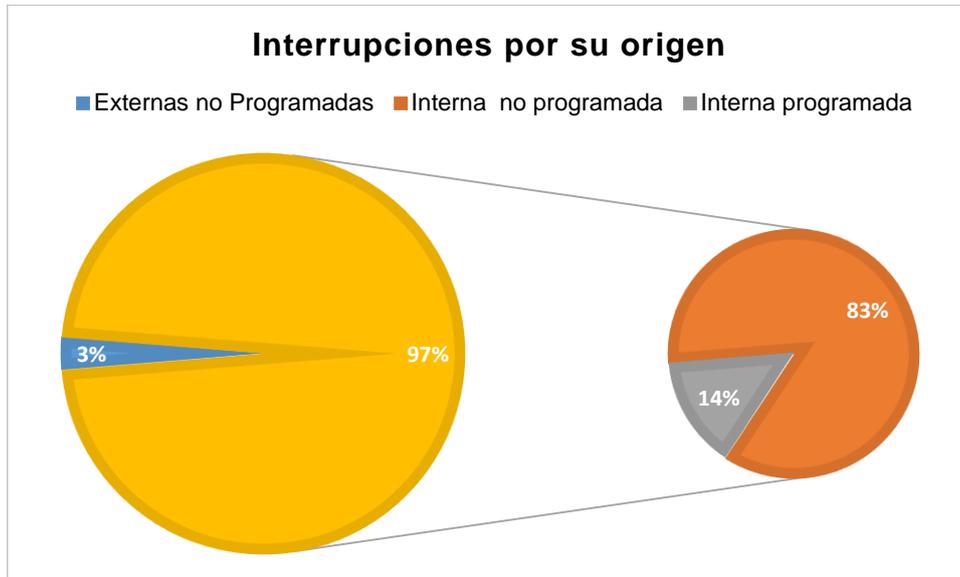
### 3.2.3. CARACTERIZACIÓN DE INTERRUPCIONES

En este inciso se considera a todas las fallas, simétricas y asimétricas, como un fenómeno que solicita la acción inmediata de los sistemas de protección, pues el objetivo principal de este capítulo es identificar las causas y las secciones de mayor tendencia, más no el tipo de falla. El análisis se realiza para todos los alimentadores que conforman la Zona II, puesto que, las medidas correctivas deben ser ampliadas a todo el sistema de distribución.

En efecto, tal y como se explicó en el capítulo anterior, la clasificación de las fallas por su origen son externas e internas, de ello se consideran las tipo internas, puesto que, su reducción está al alcance de las distribuidoras.

En la figura 3.3 se muestra un gráfico de las interrupciones eléctricas por su origen. El círculo más grande representa los porcentajes de las fallas externas e internas ocurridas en todo el año. Como se observa, más del 90% son fallas originadas en el sistema de distribución. En el círculo pequeño de la misma figura se observa que más del 80% de las

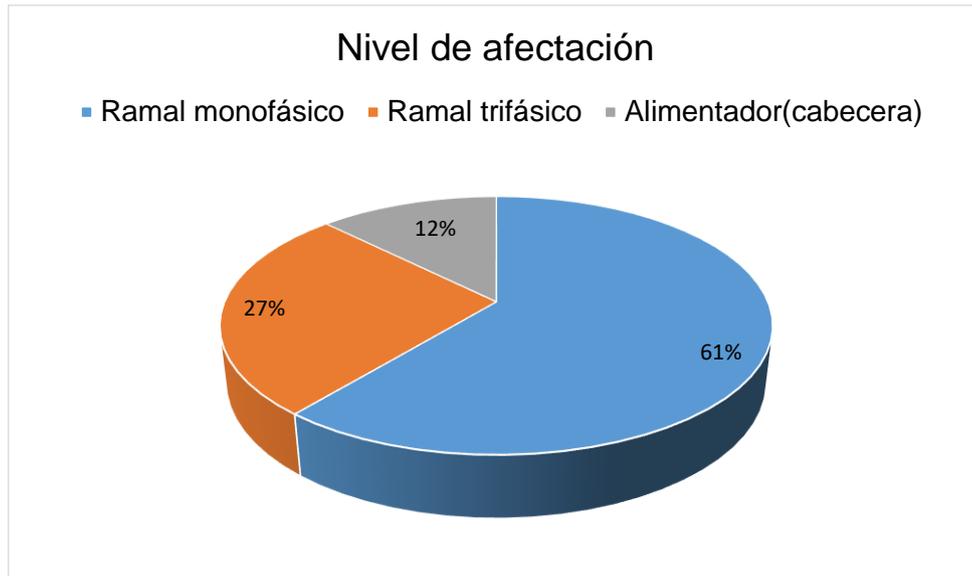
fallas de origen interno son de tipo no programadas, es decir, se deben a condiciones de la red, condiciones ambientales o climáticas, mientras que las interrupciones programadas corresponde a los trabajos programados por la empresa eléctrica. Los trabajos programados son aquellos que la interrupción se da por labores de mantenimiento, extensión de red y cambios de niveles de voltaje.



**Figura 3.3.** Interrupciones por su origen [Elaboración propia].

Del mismo modo, es importante conocer el sector de la red afectado por una falla eléctrica, lo cual permite identificar las zonas más propensas a la ocurrencia de una falla, ya que puede ser por nivel cerámico, condiciones ambientales o estado de la red. Posterior a dicho análisis se tienen las herramientas necesarias para seleccionar la mejor solución.

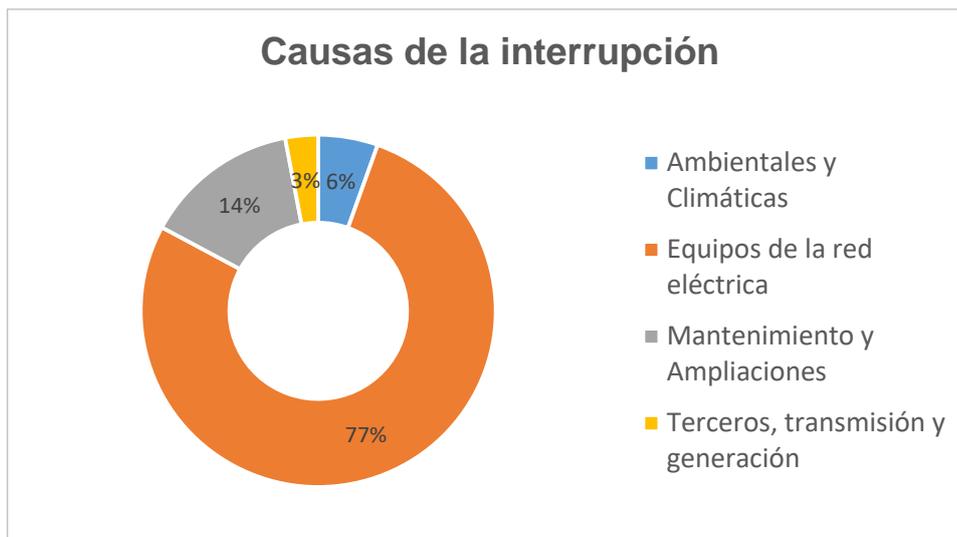
En la figura 3.4 se observa las secciones más afectadas de un alimentador. En el análisis se consideran ramales trifásicos, monofásicos y cabecera del alimentador, este último significa que una falla eléctrica ocasiona la salida de todo el alimentador por apertura del interruptor principal.



**Figura 3.4.** Niveles de afección [Elaboración propia].

En el gráfico 3.4 se observa que casi el 90% de las fallas ocurridas en todo el alimentador corresponden a sus derivaciones. Las derivaciones primarias en su gran mayoría son monofásicas y se extienden a grandes longitudes, esta característica es más clara en alimentadores de baja densidad, por lo tanto, el 60% de las interrupciones se encuentran en ramales monofásicos. Por consiguiente, la filosofía de coordinación de protecciones que propone EMELNORTE S.A. es bastante razonable, ya que se estará limitando la zona afectada y evitando el corte de suministro de grandes extensiones de red.

Por último, las causas más frecuentes de las interrupciones en un sistema de distribución se debe a: condiciones atmosféricas, condiciones medioambientales, suspensiones programadas y estado de los elementos de la red. En la figura 3.5 se muestra una gráfica de las causas más frecuentes registradas en la zona II, en ella se observa que las interrupciones ocasionadas por condiciones ambientales y terceros tienen poca influencia en la totalidad de las interrupciones de un alimentador, sin embargo, la causa más frecuente se origina en la misma red eléctrica. En otras palabras, más del 75% de las interrupciones ocasionadas en un alimentador se debe al mal estado de los equipos y elementos de la red eléctrica.



**Figura 3.5.** Causas principales de interrupción [Elaboración propia].

En la anterior imagen se observa que la causa principal de las interrupciones es originada en la misma red eléctrica, la figura indica que aproximadamente es el 77% de las interrupciones, generalmente es por:

- Falla en operación de equipos.
- Falla de equipamiento, materiales y accesorios.
- Interferencia accidental por personal de la empresa eléctrica o contratistas.

De las razones antes mencionadas más del 95% son por fallas de los elementos que conforma la red eléctrica. En efecto, se puede decir que la reducción de las interrupciones está al alcance de la distribuidora.

Por otro lado, en la misma figura se observa que aproximadamente el 14% de las interrupciones suscitadas en el alimentador es por mantenimiento y ampliaciones, esto es por actividades programadas que se realiza en la red eléctrica, las cuales comprende:

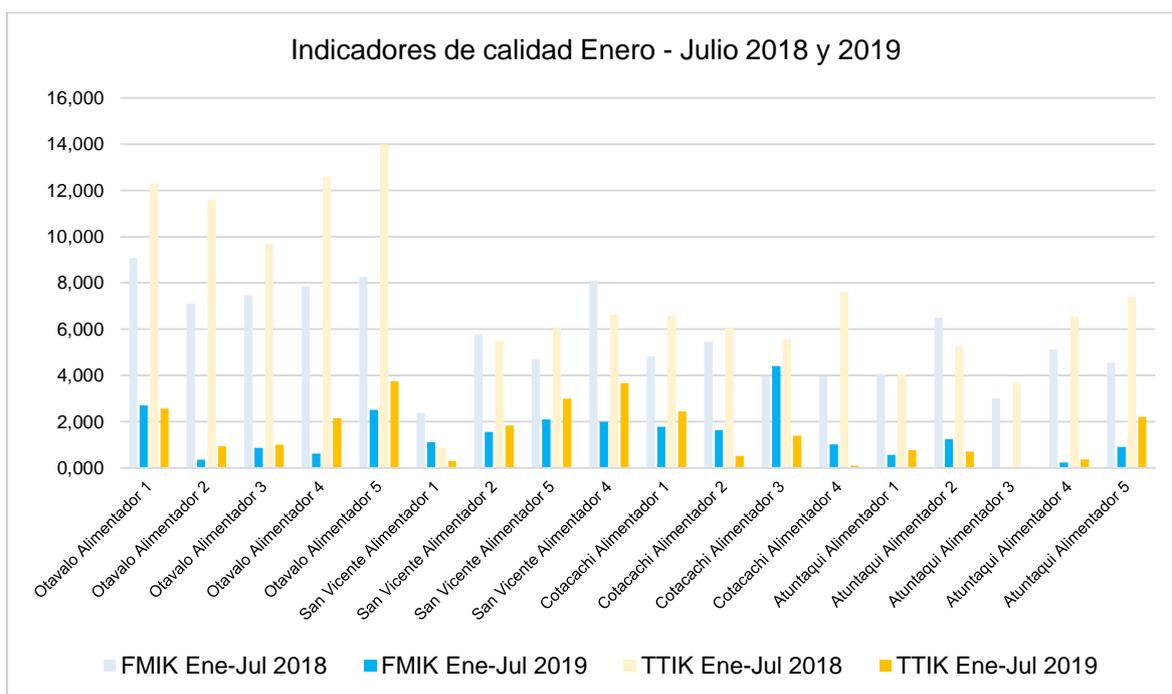
- Mantenimientos correctivos y preventivos.
- Mejoras y remodelaciones de la red.
- Ampliaciones
- Cambio de nivel de voltaje

### **3.2.4. ANÁLISIS DE CALIDAD – AÑO 2019**

EMELNORTE S.A. con el fin de mejorar la calidad de servicio técnico y cumplir con la regulación 005/18 ARCONEL, realizó un plan de contingencia mismo que contenía las

siguientes medidas: cambio de elementos en mal estado de la red, mantenimientos correctivos y preventivos de las subestaciones, implementar la filosofía de coordinación de protecciones emitida por el departamento de calidad y estudios eléctricos, mantenimientos correctivos definidos por el equipo de trabajo de cada Zona.

En la figura 3.6 se puede ver los resultados de calidad de servicio técnico de la Zona II en el periodo enero - julio del año 2018 y enero - julio del 2019, esto con el fin de realizar un análisis comparativo en el mismo periodo para cada año. En la gráfica se observa una gran diferencia, los índices del año 2018 son muy altos en comparación a los registrados en el año 2019, representan aproximadamente cuatro veces los índices del 2019. Éste cambio se registra en todos los alimentadores de la Zona II, siendo la diferencia más clara en los alimentadores de la subestación Otavalo. Sin embargo, al analizar los valores más altos tanto para el año 2018 y 2019 se observa que la tendencia es la misma, es decir, los valores más altos se registran en los alimentadores Otavalo No.5 y San Vicente No.4; siguen siendo los más altos a pesar de obtener buenos resultados para el año 2019.



**Figura 3.6.** Indicadores de calidad, enero - julio 2018 y 2019 [Elaboración propia].

En conclusión, en base a los registros de interrupción se ha obtenido una valoración de la calidad de servicio técnico de la zona II tanto para el año 2018 como para el año 2019. Esto define que alimentadores requieren medidas de corrección de manera planificada, sustentadas en un estudio técnico. Las decisiones correctivas implementadas a inicios del año 2019 arrojaron excelentes resultados, no obstante, existen eventos que producen

perturbaciones en el sistema eléctrico, por ejemplo, transferencia de carga de forma manual, maniobra que supera el tiempo máximo de una interrupción y; salida de un alimentador por un tiempo prolongado debido a fallas temporales.

## **4. ESTUDIO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA**

En esta sección se analizará la transferencia automática de carga basada en la operación de reconectadores Schneider Electric series U, tal y como se explica en el capítulo 1.3.5. Por lo expuesto en el numeral 1.3.4.2, alternativas para mejorar la confiabilidad, este proyecto se basará en la integración de reconectadores y equipos localizadores de falla para transferencia automática de carga, de la misma manera, el estudio se aplica a las redes eléctricas con los indicadores de calidad más altos de la Zona II.

Por lo tanto, la ubicación de los reconectadores automáticos (ACR) se define con el propósito de realizar transferencia automática de carga entre dos alimentadores de diferente fuente de alimentación. La ubicación de los ACR determina la cantidad de carga a transferir de un alimentador a otro, por consiguiente, se debe tomar en cuenta la capacidad de los alimentadores y subestaciones. También, al utilizar varios ACR en un mismo alimentador se debe evitar el traslape de sus curvas de protección y mantener una coordinación adecuada, por esta razón, se debe tomar en cuenta las magnitudes de corrientes de cortocircuitos a lo largo de un alimentador y la coordinación de protecciones eléctricas en operación radial y con transferencia de carga.

### **4.1. MÓDULOS DEL SOFTWARE CYME**

El software CYME presenta diferentes módulos para el análisis de sistemas de distribución a través del programa CYMDIST, para el desarrollo de éste estudio específicamente se utilizará los siguientes módulos:

- **Distribución de carga**

Desarrolla un modelo de carga conveniente al asignar la demanda del alimentador a través de la red en función de los siguientes métodos [15]:

- Método kVA conectado.
- Método consumo kWh.
- Método REA.
- Método kVA real.

Para el desarrollo de este proyecto se utilizará el método de consumo kWh, puesto que, el software asigna una porción de la demanda máxima anual del alimentador a cada fase de cada sección en base a los datos de consumo del cliente.

- **Flujo de carga**

Por otra parte, el software ofrece los siguientes métodos de flujo de potencia [15]:

- Caída de voltaje desequilibrada/equilibrada.
- Newton Raphson desequilibrado.
- Gauss Seidel equilibrado.
- Newton Raphson equilibrado.
- Fast Decoupled equilibrado.

Sin desmerecer los otros métodos, este proyecto realizará el flujo de potencia por caída de voltaje en redes desequilibradas, puesto que, es un método iterativo diseñado y optimizado estrictamente para sistemas radiales.

- **Análisis de fallas**

Se utilizará la función de cálculo de cortocircuitos, esta información es útil al momento de realizar la coordinación de protecciones. El módulo de análisis de fallas presenta tres métodos para el cálculo de corrientes de cortocircuito [15]:

- Convencional.- Éste método no sigue los principios de ninguna norma.
- Normas ANSI.- Éste método se basa en los principios de la norma C37.010, C37.5 y C37.13 del American National Standards Institute (ANSI).
- Normas IEC 60909.- Calcula las corrientes de cortocircuito inicial, de cresta y cortada en redes de cualquier configuración, sea radial o mallado.

Por las características expuestas en [15] de cada uno de los métodos de análisis de falla, éste estudio se basará en el cálculo de corrientes de cortocircuito según la norma IEC 60909, puesto que, el procedimiento de análisis y característica de cálculo se acopla de mejor manera a las características del sistema de distribución.

- **Balance de carga**

Por otra parte, el programa cuenta con la función balance de carga, el programa determina que cargas reconectar a las diferentes fases en función de los objetivos definidos por el usuario, estos son: minimizar las pérdidas en kW, equilibrar la carga, equilibrar la corriente o equilibrar el voltaje [15].

## 4.2. ANÁLISIS PRELIMINAR

Primeramente, se debe realizar una selección de los alimentadores que intervienen en la transferencia automática de carga, seguidamente, analizar las demandas de cada alimentador y subestación en un cierto periodo de tiempo con el fin de estimar el comportamiento de la demanda, por último, precisar la capacidad de las subestaciones ya que esto definirá la cantidad de carga a transferir.

### 4.2.1. SELECCIÓN DE ALIMENTADORES

Los alimentadores para realizar transferencia de carga deben cumplir ciertas requisitos, tal y como se explicó en el capítulo 1.3.5.5, ellos incluyen:

- Alimentadores con fuentes de alimentación distintas, por razones de confiabilidad.
- Los dos alimentadores deben tener mínimo un punto de conexión, de preferencia un enlace entre las troncales de cada alimentador.

Adicional, para desarrollo de este proyecto los criterios antes mencionados se aplican a los alimentadores con los indicadores de servicio técnico más altos de la Zona II de EMELNORTE S.A., que se obtiene del análisis realizado en las secciones 3.2 cuyos resultados se observa en la figura 3.2 correspondiente al año 2018 y figura 3.6 correspondiente al año 2018 y 2019, en otras palabras, por lo menos uno de los dos alimentadores involucrados en la transferencia automática de carga debe pertenecer al grupo de indicadores más altos de la Zona.

Por lo tanto, los alimentadores que cumplen con los requisitos y condiciones descritas anteriormente son: alimentador Otavalo No.2 con alimentador San Vicente No.4 otro caso es el alimentador San Vicente No.5 con el alimentador Cotacachi No.3. En el primer caso se tiene dos puntos de enlace y de la misma secuencia de fases, en el segundo caso se tiene un punto de enlace y misma secuencia de fases. La característica de los alimentadores se presenta en la tabla 4.1.

**Tabla 4.1.** Características de los alimentadores para transferencia automática de carga  
[Elaboración propia].

Subestación	Alimentador	VLL[kV]	Dmáx [kVA]	Secuencia fase
Otavalo	Otavalo(V2)	13,8	2762,17	ABC
San Vicente	San Vicente(I4)	13,8	2282,49	ABC
San Vicente	San Vicente(I5)	13,8	3159,92	ABC
Cotacachi	Cotacachi (H3)	13,8	523,58	ABC

De lo anterior, la transferencia automática de carga se efectuará entre los alimentadores V2 – I4 y los alimentadores I5 – H3, pertenecientes a las subestaciones Otavalo, San Vicente y Cotacachi. Se debe realizar un análisis previo de la demanda de los alimentadores involucrados y de las subestaciones.

## 4.2.2. DEMANDA DE ALIMENTADORES Y SUBESTACIONES

### 4.2.2.1. Demanda de los alimentadores

Para realizar las transferencias de carga es importante conocer las demandas de los alimentadores y de las subestaciones involucradas en la transferencia. Para ello se recomienda un análisis de la demanda por lo menos de un año, en nuestro caso se analizará desde junio del 2018 a junio del 2019. La información para el análisis de demanda es proporcionada por EMELNORTE S.A. con mediciones realizadas en cabecera de cada alimentador. La tabla 4.2 muestra la demanda máxima mensual de cada alimentador. Para el análisis de transferencia de carga se trabajará con las demandas máximas, puesto que, se aplica en la red condiciones más severas de carga y caída voltaje.

**Tabla 4.2.** Demanda máxima mensual [Elaboración propia].

Fecha	Demanda máxima mensual [kW]			
	V2	I4	H3	I5
Junio 2018	2717,838	2076,978	496,545	3054,357
Julio 2018	2685,380	2083,777	496,641	3223,783
Agosto 2018	2662,234	2065,178	489,272	3407,687
Septiembre 2018	2702,649	2167,362	508,392	3655,357
Octubre 2018	2718,484	1888,150	495,200	3514,937
Noviembre 2018	2694,825	2180,045	501,764	3333,985
Diciembre 2018	2621,173	1997,236	515,883	3232,197
Enero 2019	2670,726	2219,185	511,155	3248,221
Febrero 2019	2710,276	2059,672	495,925	3465,300
Marzo 2019	2723,729	3416,870	2248,056	3116,995
Abril 2019	2677,537	2125,596	2102,958	3011,296
Mayo 2019	3589,255	2065,918	509,773	3557,781
Junio 2019	2508,459	1976,164	500,872	3475,729

Los valores registrados en las casillas sombreadas no representan la demanda máxima mensual del alimentador en análisis, puesto que, en esos meses los alimentadores descritos en la tabla 4.2 participan en pequeñas transferencias de carga, es decir, toman

carga de los alimentadores con los cuales se enlazan y operaron en ese estado por pequeños periodos de tiempo, por esta razón, dicho valor representa la demanda del alimentador en análisis más la carga total o parcial del alimentador interconectado. Por lo tanto, se valida las demanda de cada alimentador con su topología de origen, sin recibir carga del alimentador aledaño. La demanda máxima de los alimentadores en el periodo analizado se muestra en la tabla 4.3.

**Tabla 4.3.** Demanda máxima anual [Elaboración propia].

Alimentador	Demanda máxima [kW]	Demanda máxima [kVA]	Fecha
V2	2723,729	2762,169	Marzo 2019
I4	2219,185	2282,487	Enero 2019
H3	515,883	523,578	Diciembre 2018
I5	3655,357	3712,921	Septiembre 2018

#### 4.2.2.2. Demanda y capacidad de las subestaciones.

De la misma manera, es importante conocer la demanda y capacidad de las subestaciones involucradas en las transferencias de carga. El resultado de este análisis definirá la capacidad de la subestación a recibir carga, además, se debe considerar un margen de reserva de la subestación, porque el sistema de distribución está constantemente cambiando la topología de las redes, tanto por crecimiento de demanda o por decisiones técnicas en la cual se realiza transferencias de carga por cortos periodos, por lo tanto, considerando estas variables el sistemas siempre debe garantizar un funcionamiento en condiciones normales.

- **Análisis de la demanda máxima de las subestaciones**

El periodo de análisis es el mismo de los alimentadores, la tabla 4.4 muestra valores de las demandas máximas mensuales de las subestación Otavalo, San Vicente y Cotacachi.

**Tabla 4.4.** Demanda máxima mensual [Elaboración propia].

Fecha	Demanda máxima mensual[kW]		
	S/E Otavalo	S/E San Vicente	S/E Cotacachi
Junio 2018	7338,60	6750,69	2984,35
Julio 2018	7234,50	6931,05	2748,07
Agosto 2018	7229,24	7077,24	3012,68
Septiembre 2018	7223,98	7442,43	3118,69

Octubre 2018	7367,90	7357,65	3200,39
Noviembre 2018	7290,86	7420,91	3084,57
Diciembre 2018	7219,29	6957,44	2972,47
Enero 2019	7164,03	7360,08	3039,05
Febrero 2019	7162,28	7364,43	3017,25
Marzo 2019	6370,69	7076,50	4448,32
Abril 2019	6345,13	8140,96	4443,88
Mayo 2019	6849,06	8352,84	2878,52
Junio 2019	6131,55	8000,29	2974,52

Las celdas de color oscuro de la tabla 4.4 muestran valores de demandas máximas con transferencia de carga entre sus alimentadores de enlace. En el caso de las subestaciones Otavalo y San Vicente se registra una transferencia de carga entre sus alimentadores V1 e I1, aproximadamente sale 870 kVA del alimentador Otavalo No.1 y pasa al alimentador San Vicente No.1. Ésta maniobra se registra en el mes de marzo 2019 y el sistema ha estado operando de esa manera los siguientes meses, más tarde, en el mes de mayo 2019 se registra otra maniobra, se realiza transferencia de carga entre los alimentadores V2 e I4, en ese mes se pasa toda la carga del alimentador San Vicente No.4 al alimentador Otavalo No.2, por lo tanto, las subestaciones Otavalo y San Vicente han estado operando con esta última maniobra por un tiempo de 17 días y posterior a este periodo de operación se restablece la operación normal de los alimentadores V2 e I4 mas no entre los alimentadores V1 e I1.

En el caso de la subestación Cotacachi, los valores ubicados en las celdas oscuras de la tabla 4.4 corresponden a demandas máximas con transferencia de carga, es decir, en los meses de marzo y abril 2019 se registra transferencia de carga entre los alimentadores I5 y H3, una parte de la carga del alimentador San Vicente No.5 se pasa al alimentador Cotacachi No.3, por lo tanto, las subestaciones y sus alimentadores han estado operando con esta maniobra por un tiempo aproximado de 2 meses y posterior a este periodo las operación de los alimentadores I5 y H3 son restablecidas a su configuración normal.

Finalmente, se puede decir que las operaciones de transferencia de carga influyen en la demanda máxima de las subestaciones, además, todas las transferencias mencionadas se han realizado de forma manual con apertura y cierre de seccionadores porta fusibles. Por lo expuesto en los párrafos anteriores, para determinar las demandas máximas de las subestaciones no se consideran los valores de las celdas oscuras de la tabla 4.4, puesto

que, son valores correspondientes a maniobras de transferencia de carga que han durado periodos cortos en operación. Un caso excepcional es la transferencia de los alimentadores V1 e I1 de las subestaciones Otavalo y San Vicente ya que prácticamente el sistema ha estado operando de esa manera desde el mes de marzo 2019, sin embargo, los valores medidos son en un periodo muy corto, aproximadamente 4 mese, para estimar la demanda real de las subestaciones. Por lo tanto la tabla 4.5 muestra las demandas máximas de las subestaciones.

**Tabla 4.5.** Demanda máxima anual [Elaboración propia].

Subestación	Demanda máxima [kW]	Fecha
Otavalo	7367,904	Octubre 2018
San Vicente	7442,432	Septiembre 2018
Cotacachi	3200,392	Octubre 2018

- **Capacidad y reserva de las subestaciones**

La capacidad de las subestaciones se determina por la capacidad del o los transformadores de la subestación, considerando un margen de sobrecarga del 25% con todos sus sistemas de refrigeración activos. No obstante, dicha capacidad se puede ver disminuida por caídas de voltaje a nivel de subtransmisión y esta condición se refleja en el secundario del transformador. Se puede realizar correcciones mediante los cambiadores de tap del mismo equipo de potencia, sin embargo, en algunos transformadores se ha realizado tres y cuatro pasos de tap para mejorar el voltaje de salida, pero, en algunas subestaciones no se ha logrado llegar al voltaje nominal. Por lo tanto, cambia la capacidad y reserva de las subestaciones. Por ejemplo, en la subestación Otavalo se registra la demanda máxima en el mes de octubre del 2018 y registra un voltaje de línea de aproximadamente 13.51kV. Estas caídas de voltaje se deben a las líneas de subtransmisión, se tiene la línea Pomasqui-Ibarra, Ibarra-Cayambe e Ibarra-Tulcán, en estas dos últimas líneas la caída de voltaje es más notorio, desencadenando una caída de voltaje hasta las subestaciones Otavalo y San Vicente. Finalmente, tomando en cuenta estas consideraciones la capacidad y reserva de las subestaciones se muestran en la tabla 4.6.

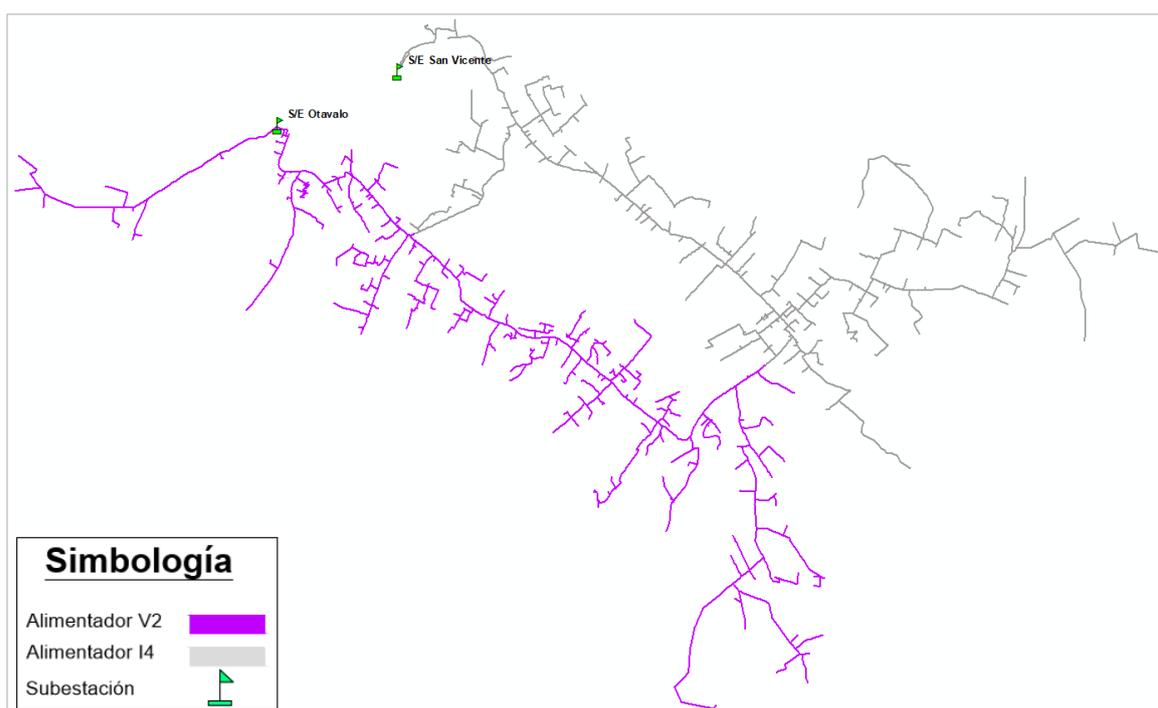
**Tabla 4.6.** Capacidad de las subestaciones [Elaboración propia].

Subestación	Demanda máxima [MVA]	VLL [kV]	Transformador de la s/e [MVA]	Capacidad de la s/e [MVA]	Reserva de la s/e [MVA]
Otavalo	7,51	13,50	10,00	9,67	2,16

San Vicente	7,60	13,50	10,00	9,67	2,07
Cotacachi	3,20	13,75	5,00	5,00	1,80

### 4.3. TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA ENTRE ALIMENTADORES I4 Y V2

En la figura 4.1 se muestra la topología de los alimentadores Otavalo No.2 (V2) y San Vicente No.4 (I4) con dos puntos esenciales de enlace. El alimentador V2 inicia en la ciudad de Otavalo y se extiende por las parroquias Eugenio Espejo, San Rafael y Gonzales Suarez, del mismo modo, el alimentador I4 inicia en la ciudad de Otavalo y se extiende por los sectores de Agato, La Compañía, Camuendo hasta la parroquia San Pablo. El tipo de carga de los dos alimentadores se conforma principalmente de sectores residenciales y comerciales, de modo que, el alimentador Otavalo No.2 presta servicio eléctrico aproximadamente a 10 232 usuarios y el alimentador San Vicente No.4 presta servicio aproximadamente a 7 793 clientes.



**Figura 4.1.** Topología del Alimentador Otavalo No.2 y San Vicente No.4 [Elaboración propia].

### 4.3.1. ANÁLISIS DEL ESTADO OPERATIVO DE LAS SUBESTACIONES INVOLUCRADAS EN LA TRANSFERENCIA

El periodo de análisis realizado en la sección 4.2.2 con el objetivo de determinar la demanda máxima anual se realiza para un año móvil correspondiente a junio 2018 – junio 2019, sin embargo, a partir del mes de marzo del 2019 se realizaron ciertos cambios con los alimentadores, que tienen interconexión, de las subestaciones Otavalo y San Vicente. Se registran dos cambios que por decisión técnica del personal a cargo serán de manera permanente o por lo menos permanecerán en ese estado por un largo periodo de tiempo.

En consecuencia, estos cambios afectan la demanda y reserva de las subestaciones involucradas en la transferencia de carga, por lo tanto, es de suma importancia definir el estado actual de las subestaciones que participan en la transferencia automática. Los cambios más relevantes se registran entre los alimentadores:

- Transferencia de carga entre Otavalo No.1 (V1) y San Vicente No.1 (I1)
- Transferencia de carga entre Otavalo No.4 (V4) y San Vicente No.5 (I5)

El análisis de los cambios mencionados se adjunta en el anexo B. Por lo tanto, el resultado final se muestra en la tabla 4.7, en la misma se puede observar valores de reservas de las subestaciones antes y después de los cambios.

**Tabla 4.7.** Cambios en la reserva de las subestaciones Otavalo y San Vicente considerando las dos transferencias previas [Elaboración propia].

Subestación	Reserva [MVA]	Reserva [MVA]	Reserva actual [MVA]
	Inicio, sin cambios previos	Con transferencia entre V1 e I1	Con transferencia entre V4 e I5
Otavalo	2,156	3,033	2,480
San Vicente	2,072	1,195	1,748

De esta manera, la reserva actual de las subestaciones Otavalo y San Vicente son 2.48 [MVA] y 1.75 [MVA] respectivamente.

#### 4.3.2. READECUACIÓN DEL SISTEMA PARA TRANSFERENCIA DE CARGA

El sistema de distribución es muy dinámico y un aspecto muy influyente es el crecimiento de demanda, de modo que, la reserva de una subestación permite mantener la operación del sistema en condiciones normales. Realmente EMELNORTE S.A no cuenta con un estudio de crecimiento de demanda, por esta razón, se ha considerado la experiencia del personal a cargo de la Zona II y del departamento de calidad y estudios eléctricos para determinar la reserva que debe mantener una subestación, por consiguiente, se ha definido mantener una reserva del 5% - 10% de la capacidad de la subestación. Esto garantiza una operación adecuada del sistema por un tiempo de 2 o 3 años, el mismo dependerá de los planes de expansión de la distribuidora.

En la tabla 4.8 se puede ver las condiciones en las que se encuentra los alimentadores y subestaciones involucradas en la transferencia automática de carga. En ella se observa que la reserva de la subestación San Vicente no cuenta con la reserva suficiente para garantizar una operación adecuada, en condiciones normales, cuando ésta reciba carga de la subestación Otavalo.

**Tabla 4.8.** Demanda máxima de los alimentadores y subestaciones [Elaboración propia].

<b>Alimentador</b>	<b>Demanda máxima [kVA]</b>	<b>Subestación</b>	<b>Demanda máxima [kVA]</b>	<b>Reserva actual s/e [MVA]</b>
V2	2762,169	Otavalo	7514,412	2,480
I4	2282,487	San Vicente	7597,886	1,748

Por lo tanto, si transfiero un porcentaje de la demanda total del alimentador V2, en este caso 2000 [kVA], a la subestación San Vicente, ésta se va a sobrecargar ya que supera su capacidad permitida, considerando que tiene una reserva de 1700 [kVA]. Por esta razón, la reserva actual de la subestación San Vicente no permiten realizar una transferencia de carga adecuada entre los alimentadores I4 y V2. Por consiguiente, la subestación San Vicente debe ser descargada a una subestación aledaña. La primera opción es la subestación Otavalo, sin embargo, interviene en la transferencia mediante su alimentador V2 y su reserva se vería mermada. La segunda opción es transferir carga a la subestación Atuntaqui, puesto que, su capacidad está cerca de los 20MVA y existe interconexión entre los alimentadores San Vicente No. 2 y Atuntaqui No.5. Siendo la segunda opción la mejor alternativa, cuyo análisis se detalla en el anexo C, el resultado de esta maniobra se muestra en la tabla 4.9.

#### 4.3.2.1. Descarga de la subestación San Vicente

La tabla 4.9 muestra los cambios que ha tenido la reserva de las subestaciones Otavalo y San Vicente. La última columna de la tabla mencionada muestra la nueva reserva de la subestaciones San Vicente, se observa que aproximadamente es 3 [MVA].

**Tabla 4.9.** Reserva de las subestaciones [Elaboración propia].

Subestación	Reserva [MVA]	Reserva [MVA]	Reserva [MVA]	Reserva [MVA]
	Inicio, sin cambios previos	Con transferencia entre V1 e I1	Con transferencia entre V4 e I5	Descarga de la s/e San Vicente
Otavalo	2,156	3,033	2,480	2,480
San Vicente	2,072	1,195	1,748	3,033

#### 4.3.2.2. Balance de carga de los alimentadores I4 y V2

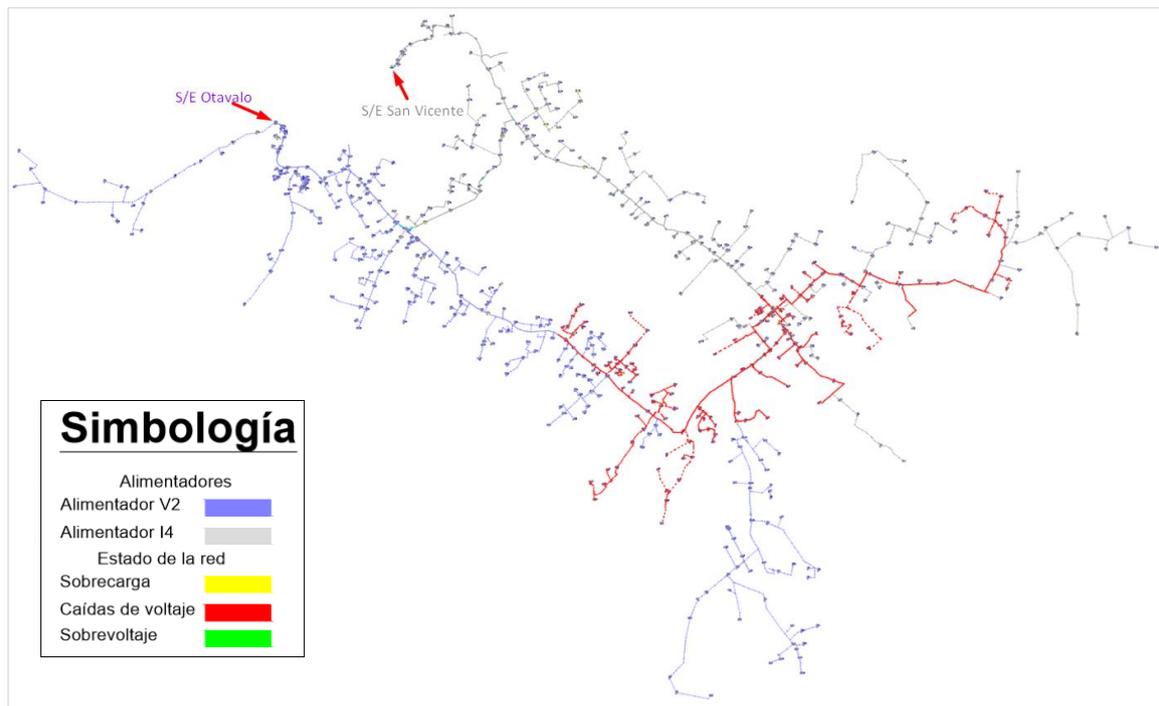
Las subestaciones Otavalo y San Vicente, con el cambio detallado en el inciso anterior están aptas para recibir carga por transferencia automática, sin embargo, se debe evaluar el estado de los alimentadores involucrados en la transferencia. En la sección 4.2.2.1 se determinó la demanda máxima anual de los alimentadores V2 e I4. Por lo tanto, con la ayuda del programa CYMDIST los valores de la tabla 4.3 se realiza la distribución de carga y flujo de potencia. El resultado se muestra en la tabla 4.10, son valores de corriente y carga por fase en cabecera de cada alimentador.

**Tabla 4.10.** Estado de los alimentadores V2 e I4 [Elaboración propia].

Fase	San Vicente No.4			Otavalo No. 2		
	VLL [kVA]	I[A]	carga [kW]	VLL [kVA]	I[A]	carga [kW]
<b>A</b>	13,8	121,8	937,5	13,8	155,1	1197,5
<b>B</b>	13,8	86,4	667,1	13,8	84,3	662,2
<b>C</b>	13,8	96,9	736,1	13,8	124,7	961,1
<b>TOTAL</b>			2341	<b>TOTAL</b>		2821

La figura 4.2 muestra el resultado de la evaluación realizada por el programa CYMDIST, se observa que los dos alimentadores tienen niveles de bajo voltaje en las secciones más alejadas de la subestación. Además, las caídas de voltaje son mayor con transferencia de

carga, porque, cambia la trayectoria del flujo de energía, cambia la topología de cada alimentador y el grado de desbalance es mayor.

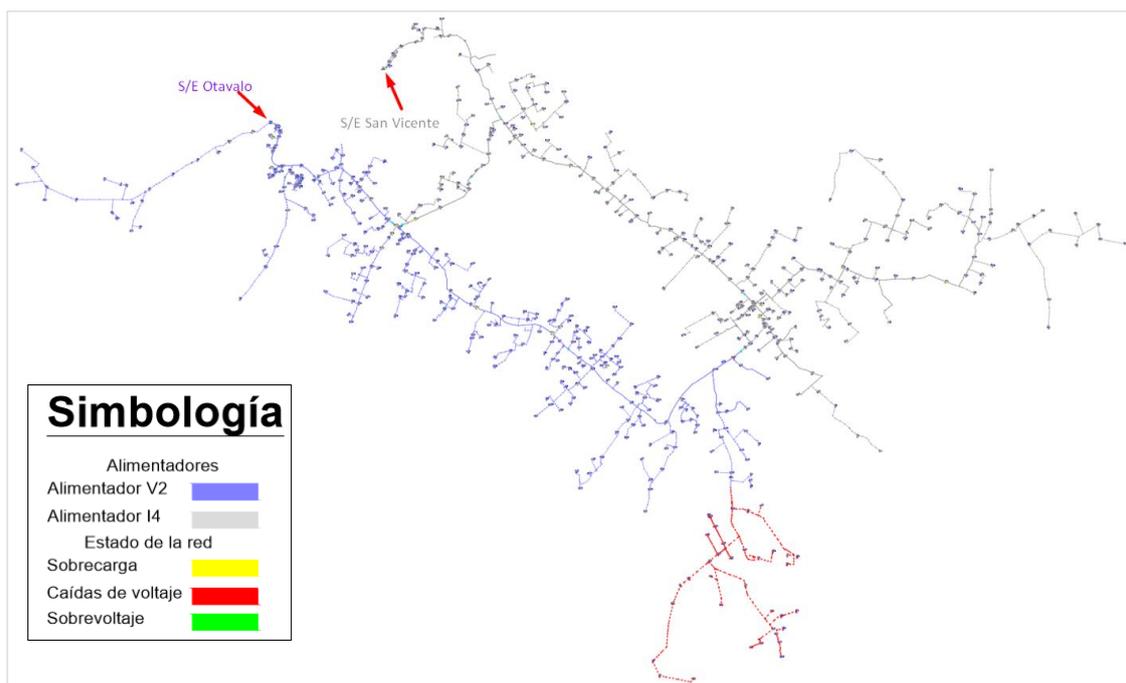


**Figura 4.2.** Estado de los alimentadores San Vicente No.4 y Otavalo No.2 [Elaboración propia].

La caída de voltaje en los sistemas de distribución generalmente se debe a dos condiciones en las que se encuentran las redes eléctricas. El primer caso tiene que ver con la desigualdad en el calibre del conductor, específicamente en la troncal del alimentador. Por ejemplo, la troncal del alimentador San Vicente No.4 parte de la subestación con un calibre 3/0 AWG y va disminuyendo a medida que se extiende el alimentador llegando al segundo enlace del alimentador con un calibre 2 AWG; lo ideal es mantener un solo calibre de conductor en todo el tramo de la troncal principal. El segundo caso se debe al desbalance de carga, en la tabla 4.10 se puede ver las corrientes de cada fase de los alimentadores I4 y V2; ciertas fases están más cargadas que otras, por lo tanto, las caídas de voltaje en un tramo trifásico generalmente ocurre en una o dos fases.

Por la tabla 4.10 se puede ver que existe una exigencia mayor en las fases A y C de los alimentadores, por consiguiente, no se registra caída de voltaje en las tres fases de los alimentadores de la figura 4.2. Por ejemplo, el alimentador I4 en su tramo más distante se obtiene un voltaje de 7,4 [kV] en la fase A, así mismo, un valor similar se registra en las fases A y C del alimentador V2 de la subestación Otavalo.

Por lo expuesto, las alternativas económicas para mejorar las caídas de voltaje es unificar el calibre de la troncal de un alimentador y balancear las cargas. De las dos alternativas, el proceso de balancear las cargas es más realizable y menos complejo que cambiar el conductor de un alimentador. Sin embargo, existen alimentadores en la cual no es suficiente el cambio de conductor y balance de carga, de modo que, la mejor solución sea integrar reguladores de voltaje. En los alimentadores V2 e I4 se realiza balance de carga mediante el programa CYMDIST y los resultados obtenidos se muestran en la figura 4.3.



**Figura 4.3.** Balance de carga en los alimentadores San Vicente No.4 y Otavalo No.2 [Elaboración propia].

El balance de carga se realizó con el objetivo de equilibrar las corrientes, puesto que, el desbalance de los alimentadores tiene mayor efecto en las corrientes de cada alimentador, existiendo una diferencia de corriente de hasta 70 [A] entre las fases. En la figura 4.3 se observa un resultado bastante aceptable, únicamente se tiene caída de voltaje en una sección monofásica del alimentador Otavalo No.2. La tabla 4.11 muestra los resultados esperados luego del balance de carga, medidos a cabecera de los alimentadores por el programa de simulación.

**Tabla 4.11.** Estado de los alimentadores V2 e I4 luego del balance de carga [Elaboración propia].

Fase	San Vicente No.4			Otavalo No. 2		
	VLL [kVA]	I[A]	carga [kW]	VLL [kVA]	I[A]	carga [kW]

<b>A</b>	13,8	102,86	793,0	13,8	117,62	911,8
<b>B</b>	13,8	96,95	746,9	13,8	115,76	902,9
<b>C</b>	13,8	104,47	797,5	13,8	128,58	995,0
<b>TOTAL</b>			2337	<b>TOTAL</b>		2810

Los resultados muestran un mejor equilibrio de corriente entre fases, obteniéndose una diferencia de hasta 12 [A] entre fases de cada alimentador, del mismo modo, las cargas por fases muestran valores más uniformes. El detalle de los resultados de balance de carga, cambios de fase de los tramos de cada alimentador, se encuentra en el anexo E.

#### **4.3.3. UBICACIÓN DE RECONECTADORES**

En la sección 1.3.5.4 se explica a detalle la aplicación loop automation para realizar transferencia automática de carga y se define un esquema general basado en la ubicación de los reconectores automáticos, mismo que se nombran de la siguiente manera:

- Tie (enlace)
- Feeder (alimentador)
- Mid Point (punto medio)

El esquema a utilizar para la transferencia automática de carga entre los alimentadores V2 e I4 se fundamenta en el diseño de la figura 1.12 de la sección 1.3.5.4, es decir, un reconector de enlace, un alimentador y uno de punto medio para cada alimentador. No obstante, el esquema de transferencia automática se adapta a las condiciones y necesidades del sistema eléctrico en el cual se está realizando tal aplicación; por esta razón es importante tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- El reconector denominado Feeder según la configuración de loop automation es el más cercano a la fuente, por lo tanto, nunca debe alimentar energía en dirección inversa, el propósito de su modo de operación dentro del esquema es aislar la fuente.
- El reconector denominado Mid Point según la configuración de loop automation permite el flujo de energía en ambas direcciones.
- Por estas razones, el esquema de loop automation siempre tendrá un Feeder para cada alimentador y uno de enlace entre los dos alimentadores. En un esquema de loop automation si por razones técnicas debo prescindir de uno de los reconectores automáticos, se recomienda excluir un Mid Point.

- Las razones técnicas que limitan el número de reconectores automáticos en el esquema es por coordinación de protecciones, generalmente los reconectores que se ubican cerca, uno del otro, presentan traslape en sus curvas de protección, por lo tanto, se debe evitar que sus curvas de protección se sobrepongan.

Para concluir, en el esquema que se va a utilizar para transferir carga de manera automática, todos los reconectores estarán configurados en modo de trabajo tipo relé. Puesto que, el esquema utiliza varios reconectores y esto impide una adecuada coordinación de protecciones entre elementos, reconector – fusible, reconector – relé principal del alimentador y entre reconectores. Un caso típico es la coordinación reconector – fusible, si el objetivo de salvaguardar los fusibles, entonces, el reconector activa la curva rápida para el primer disparo, la curva rápida no coordina correctamente con los otros equipos de protección, por lo tanto, se activará el modo de trabajo tipo reconector solamente para el equipo cuya ubicación se encuentre al final del alimentador y no forme parte del esquema de loop automation.

#### **4.3.3.1. Ubicación del reconector automático Tie**

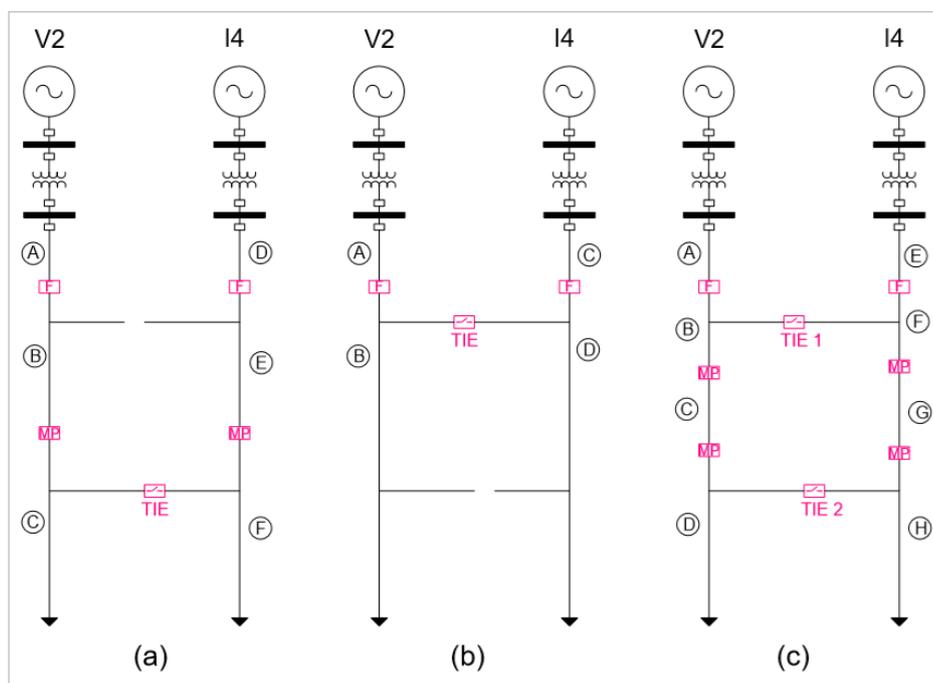
La topología del sistema eléctrico V2 e I4 tiene dos puntos de enlace, de modo que, por lógica se ubicaría el Tie en el punto de enlace más distante de las fuentes y de esta manera conseguir suficiente espacio físico y eléctrico para ubicar los Mid Point y Feeder. También, existen dos opciones adicionales, ubicar el reconector Tie en el primer punto de enlace o ubicar los reconectores Tie en los dos puntos de enlace.

Las tres opciones se visualizan en la figura 4.4, la opción (a) muestra un diseño similar al de la figura 1.12. La opción (b) muestra un ACR Tie y dos Feeder por cada alimentador, por las sugerencias descritas a inicios de la sección 4.3.3 no es posible ubicar otro ACR entre el Feeder y el Tie. Por último, la opción (c) muestra el esquema general de loop automation para cada punto de enlace. Cada opción divide el alimentador en tantas secciones como número de reconectores automáticos tenga el mismo.

- **Opción a**

Esta opción permite seccionar la carga del alimentador en tres partes a través de los ACR Feeder y Mid Point, sin embargo, ante una falla en la sección A del alimentador V2, la realimentación de las secciones B, C se realizará por el cierre del Tie; el mismo caso sucede ante una falla en la sección D del alimentador I4. El inconveniente está en que se genera grandes caídas de voltaje en la sección B y E, porque, la trayectoria que utiliza la energía de la fuente alterna es mayor, además, el calibre del conductor de la troncal

principal va disminuyendo conforme se extiende el alimentador, por ejemplo, en el punto de enlace donde se ubica el Tie es calibre 2 AWG y en las secciones B y E es 2/0 AWG.



**Figura 4.4.** Opciones para ubicar el ACR de enlace [Elaboración propia].

- **Opción b**

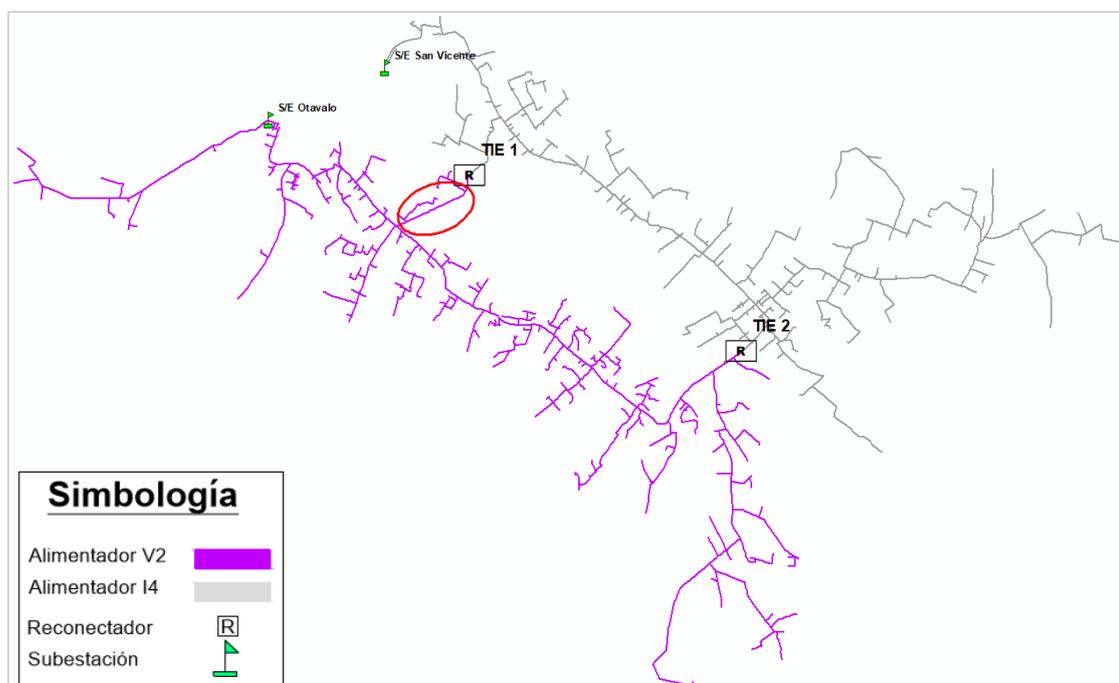
Esta opción corrige el problema de caída de voltaje en la sección B y E del primer caso, sin embargo, solo puede transferir carga cuando la falla ocurra en las secciones A o C. Del mismo modo, las secciones B y D del alimentador ante una falla son intransferibles, porque, son secciones bajo falla y se quedan sin servicio por el tiempo que se demore en reparar el daño causado por la falla. Además, el seccionamiento del alimentador es deficiente, puesto que, ante una falla estoy salvando una pequeña parte del alimentador y dejando sin servicio a más del 70 – 80% de usuarios.

- **Opción c**

Esta opción permite corregir los inconvenientes generados en las anteriores alternativas. Por ejemplo, ante una falla en la sección A o E, las secciones B y F serán realimentadas por el cierre del Tie, de modo que, la trayectoria para el flujo de energía es más directa y se evita las fuertes caídas de voltaje en la sección B y F. Además, estoy seccionando la carga de cada alimentador varias partes y evitando que más de la mitad del alimentador se quede sin servicio eléctrico.

Por lo tanto, de las tres opciones vistas en la figura 4.4 para ubicar el ACR Tie, la alternativa más apropiada es la opción (c) con un ACR Tie en cada punto de enlace, puesto que, permite salvaguardar más carga y evitar caídas de voltajes drásticas. Es posible que se obtenga caídas de voltaje luego de transferir carga, porque, cambia la topología normal de la red, además, el balance de carga esta realizado para una operación radial con la topología de origen de cada alimentador ya que es así como el sistema va a operar la mayor parte del tiempo. El tema de transferir carga es disminuir las secciones sin servicio, el objetivo es transferir carga de manera inmediatamente y una vez eliminada la falla restaurar el sistema a su operación normal.

En la topología de los alimentadores V2 e I4, de la figura 4.3, el primer punto de enlace se encuentra muy cerca del alimentador V2 y al ubicar el ACR Tie en ese punto posiblemente ocasiona problemas de coordinación de protecciones con el ACR Feeder ubicado aguas arriba del alimentador V2, puesto que, la curva del ACR Feeder del alimentador V2 se traslaparía con la curva del Tie 1. Por lo tanto, el Tie del primer enlace se desplazará aproximadamente a un punto medio entre los dos alimentadores; manteniendo distancias similares entre el Tie 1 y el Feeder de cada alimentador. El ACR Tie del segundo punto de enlace se ubicará en el mismo punto donde la red de los dos alimentadores se une. Finalmente, la ubicación de los ACR Tie queda definida según indica la figura 4.5.



**Figura 4.5.** Ubicación del re conectador ACR Tie [Elaboración propia].

Al cambiar el primer punto de enlace, desplazando la ubicación del Tie 1, se está transfiriendo carga entre los alimentadores V2 e I4. Por consiguiente, afecta la demanda y reserva de las subestaciones Otavalo y San Vicente. La figura 4.5 indica la sección transferida del alimentador I4 al V2 y en la tabla 4.12 se puede apreciar la carga transferida.

**Tabla 4.12.** Transferencia de carga por desplazamiento del Tie 1 [Elaboración propia].

Alimentador [KVA]	Sale [kVA]	Entra [KVA]	Result. Alim. [KVA]	Reserva s/e [MVA]	s/e
V2	2762,169	146	2908,169	2,334	Otavalo
I4	2282,487	0	2136,487	3,180	San Vicente

En los datos de la tabla 4.12 se observa que la reubicación del primer punto de enlace entre los alimentadores V2 e I4 tiene un efecto de poca trascendencia en la carga del alimentador y reserva de las subestaciones, puesto que, se trasfiere aproximadamente 146 [kVA] de carga. De todos modos, la tabla 4.13 muestra el proceso de cambio de las reservas de las subestaciones y la reserva actual en las subestaciones Otavalo y San Vicente; considerando el cambio por reubicación del ACR Tie 1.

**Tabla 4.13.** Reserva de las subestaciones Otavalo y San Vicente [Elaboración propia].

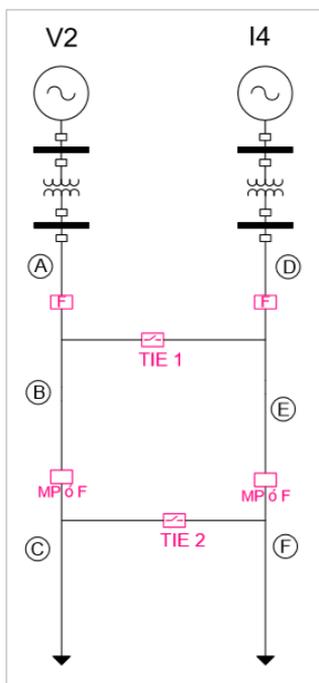
Subestación	Reserva [MVA]	Reserva [MVA]	Reserva [MVA]	Reserva [MVA]	Reserva [MVA]
	Inicio, sin cambios previos	Con transferencia entre V1 e I1	Con transferencia entre V4 e I5	Descarga de la s/e San Vicente	Transferencia por desplazamiento del Tie 1
Otavalo	2,156	3,033	2,48	2,48	2,334
San Vicente	2,072	1,195	1,748	3,033	3,179

#### 4.3.3.2. Ubicación del reconectador automático Feeder y Mid Point.

En el análisis del inciso anterior se determinó que la mejor opción es ubicar un reconectador automático (ACR) por cada punto de enlace, se optó por la alternativa (c) de la figura 4.4. Sin embargo, esta opción utiliza 8 ACR para realizar transferencia de carga entre los alimentadores V2 e I4; 3 por cada alimentador y 2 en cada punto de enlace.

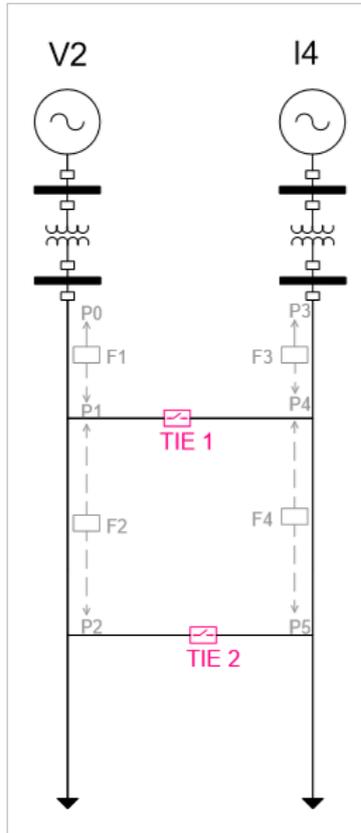
Al aumentar el número de ACR aumenta la dependencia del sistema de protecciones, por consiguiente, disminuye la confiabilidad, además, impide una coordinación de protecciones adecuada entre los ACR utilizados. Por esta razón, según la alternativa (c) de la figura 4.4

las secciones B y C se transforman en una sola, el mismo efecto para las secciones F y G de la misma figura. En resumen, se prescinde de un ACR y se divide en 3 secciones a cada alimentador, en consecuencia, se utilizará 6 ACR para transferir carga entre los alimentadores V2 e I4 tal y como se observa en la figura 4.6.



**Figura 4.6.** Número de ACR para transferencia automática de carga [Elaboración propia].

Los ACR que separa a las secciones A, B y D, E según indica la figura 4.6 serán Feeder, esto por razones expuestas a inicio de la sección 4.3.3 y por la ubicación que tienen dentro del esquema de loop automation. Los ACR que dividen a las secciones B, C y E, F pueden ser tipo Feeder o Mid Point de igual modo se puede realizar la transferencia de carga, sin embargo, cuando las secciones B o E se encuentren bajo falla el modo de operación del Mid Point dentro del esquema de transferencia automática hace que las secciones B y E sean realimentadas dos veces por el cierre del Tie 1 y el Tie 2. La acción de realimentar dos veces una sección bajo falla puede resultar perjudicial tanto para la carga como para los usuarios ubicados en dicha sección. Por esta razón, todos los ACR que dividen al alimentador serán Feeder dentro del esquema de loop automation, con un margen de ubicación como se indica en la figura 4.7.



**Figura 4.7.** Zonas de ubicación de ACR Feeder [Elaboración propia].

En la figura 4.7 se puede ver el margen de ubicación de cada ACR Feeder, por ejemplo, el Feeder 1 es posible instalar entre los punto P0 y P1, así mismo, el Feeder 4 solo se puede instalar entre los puntos P4 y P5. Estos límites denominados P0, P1, P2 hasta P5 son con la finalidad de mantener el esquema general de “loop automation”, según se observa en la figura 1.12.

Si bien, el software CYME tiene un módulo de ubicación óptima de reconectadores, sin embargo, el resultado no sería confiable, puesto que, el software requiere el ingreso de parámetros de evaluación de confiabilidad. En otras palabras, el software realiza un proceso iterativo buscando la mejor ubicación del equipo con el objetivo en mejorar los parámetros SAIDI y SAIFI. Éste método de ubicación se basa en parámetros de confiabilidad propios de la red en análisis. Y los datos que posee la empresa eléctrica respecto a las condiciones de falla del sistema son insuficientes, se cuenta con el registro de la causa de la interrupción, el lugar y tipo de la protección activada.

Además, la coordinación de protecciones eléctricas todavía no se aplica en su totalidad y en el mejor de los casos se ha implementado hasta derivaciones primarias; de modo que,

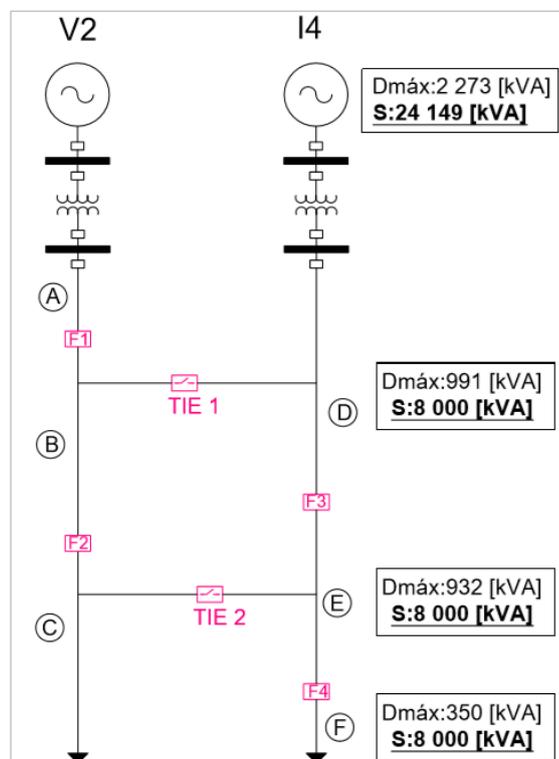
al existir una descoordinación de las protecciones eléctricas, la protección activada no necesariamente corresponde a la protección más cercana aguas arriba de la falla.

Por lo expuesto, se prescinde del módulo de ubicación óptima de reconectores del software y la ubicación del ACR Feeder se define con el criterio de seccionar la carga de cada alimentador en tres partes similares; por el número de ACR a utilizar en cada alimentador, según la figura 4.7. Esto, porque se considera la ocurrencia de una falla a la vez, de esta manera una sección del alimentador estará bajo falla y el resto será transferido a la fuente alterna. En otras palabras, ante la presencia de una falla se dejará sin servicio a 1/3 del alimentador.

Según la figura 4.7, se utilizará dos ACR por cada alimentador, por lo tanto, se divide cada alimentador en tres secciones. Se puede ubicar los ACR con la intención de dividir en tres secciones con demandas similares o con potencia instalada iguales.

- **Seccionamiento por potencia instalada**

En este caso se analiza la segmentación del alimentador I4, en la figura 4.8 se observa la potencia instalada en el alimentador y en cada sección.



**Figura 4.8.** Ubicación de ACR Feeder por seccionamiento del alimentador en base a la potencia instalada [Elaboración propia].

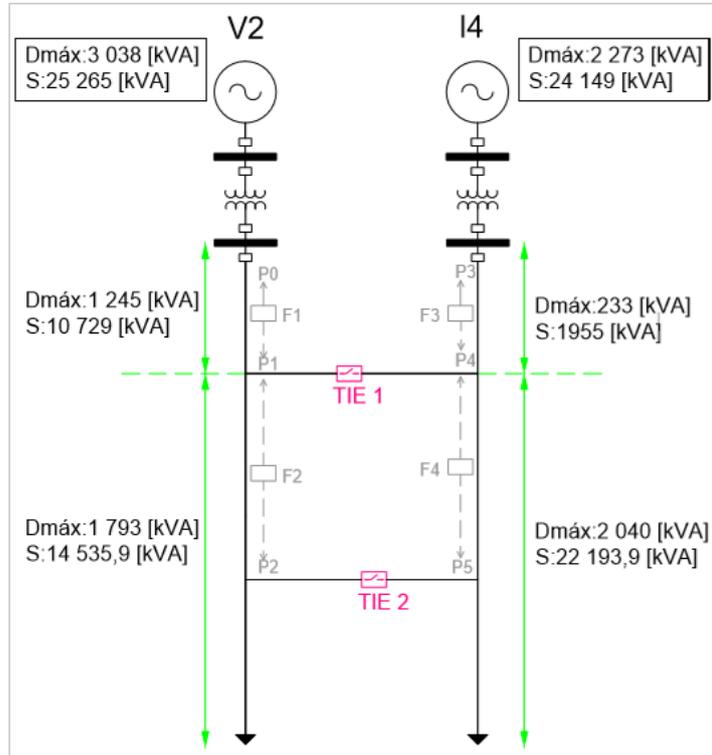
En esta alternativa, el seccionar el alimentador por potencia instalada define otra ubicación de los ACR Feeder, formando un esquema diferente al de “loop automation”, tal y como se observa en la figura 4.8. El inconveniente se registra en el alimentador I4, utilizando el criterio de potencia instalada el Feeder 3 se ubicaría en la zona limitada por los puntos P4 y P5 según la figura 4.7, de la misma manera, el Feeder 4 se ubicaría en la zona limitada por el punto P5 y el extremo del alimentador I4, de esta manera quedaría dividido el alimentador en tres secciones de aproximadamente 8 000 [kVA].

Esta opción no permite una operación adecuada al realizar la transferencia automática de carga, puesto que, no podría realimentar secciones libres de falla, por ejemplo, ante la ocurrencia de una falla en la sección D de la figura 4.8 se quedaría sin servicio eléctrico todo el alimentador, las secciones E y F no se puede transferir. De igual manera, ante una falla en la sección E, el tramo F se queda sin servicio, puesto que, por ubicación del ACR F4 dicho tramo se declara como una sección intransferible.

- **Seccionamiento por demanda máxima**

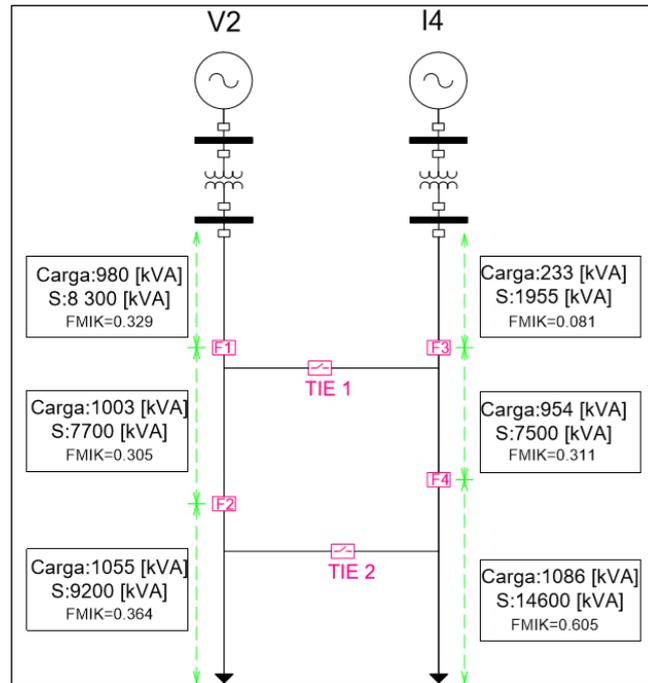
En la figura 4.9 se puede apreciar la demanda y potencia instalada del alimentador y de las secciones más representativas, mismas que son definidas por la posible ubicación de los equipos Feeder. Por ejemplo, el alimentador V2 tiene una potencia instalada de 25 265 [kVA] y una demanda máxima de 3 [kVA], del mismo modo, la sección P0 - P1 tiene una demanda de 1 245[kVA] y una potencia instalada de 10 729 [kVA] y la sección aguas abajo de P1 registra una demanda de 1 793[kVA] con potencia instalada de 14 536[kVA].

Lo ideal es seccionar el alimentador en tres partes iguales, cada sección con la misma demanda. En el alimentador V2, cada grupo quedaría con una demanda de 1.0 [kVA] y en el alimentador I4 idealmente quedaría dividido en tres partes de 758 [kVA]. Sin embargo, en el alimentador I4 no es posible dividir en tres secciones iguales, puesto que, la demanda máxima de la sección donde se ubicaría el ACR F3 solo es de 233 [kVA], por lo tanto, la sección aguas abajo del punto P4 es posible dividir en dos partes iguales; aproximadamente de 1.0 [kVA] en demanda.



**Figura 4.9.** Distribución de carga por secciones de cada alimentador [Elaboración propia].

Por lo tanto, el fraccionamiento de los alimentador se realiza dividiendo la demanda del alimentador en tres partes, tal y como indica la figura 4.10. El figura muestra que, el alimentador V2 prácticamente se ha dividido en tres secciones similares, cada una aproximadamente de 1.0 [kVA], Por otro lado, el alimentador I4 se ha dividido en dos secciones similares, cada una aproximadamente de 1.0 [kVA] y otra sección con 233 [kVA].



**Figura 4.10.** Ubicación de ACR Feeder por seccionamiento de carga del alimentador [Elaboración propia].

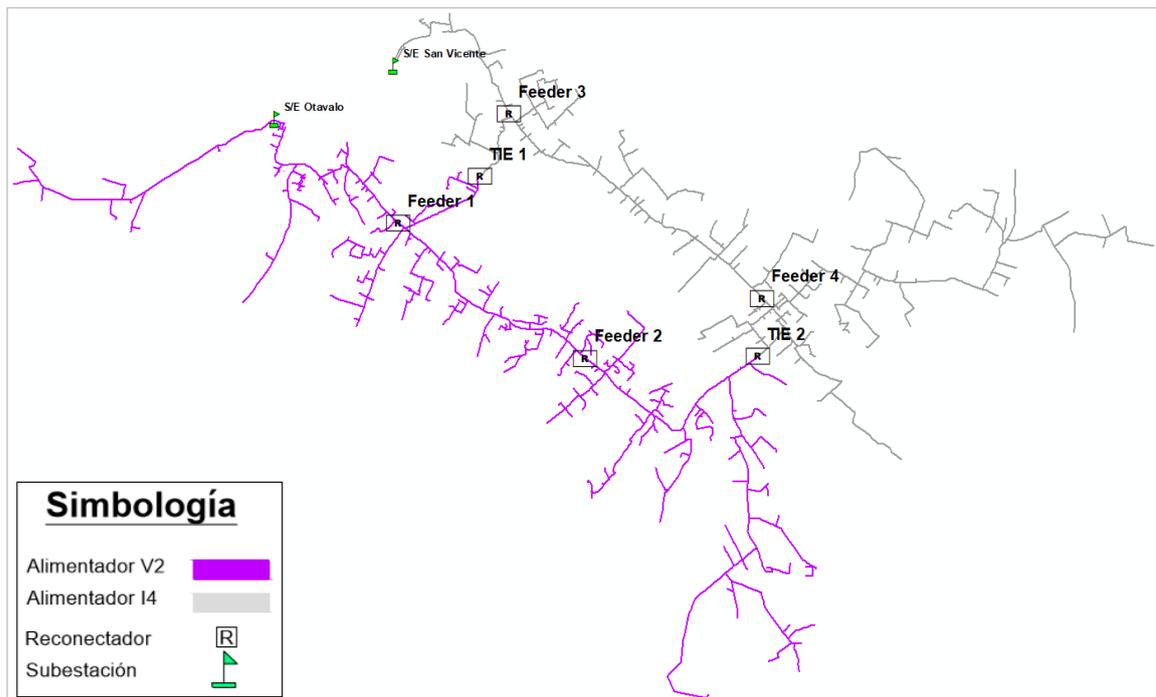
Además, la figura 4.10 muestra un valor estimado del indicador FMIK cuando dicha sección se encuentre fuera de servicio. El alimentador V2 por ejemplo, en las tres secciones se tendría valores de FMIK similares ya que representa la salida de servicio de 1/3 del alimentador. En el alimentador I4 en el peor de los casos se tendrá un FMIK aproximadamente de 0,6. No se registran valores de TTIK ya que este valor depende del tiempo, medido en horas, que se encuentre fuera de servicio dicha sección.

En resumen, en este estudio la ubicación del ACR Feeder está condicionada por dos criterios, que tienen como finalidad dividir el alimentador en tres secciones semejantes:

- La ubicación del Feeder debe estar aguas arriba del equipo Tie, formando el esquema de loop automation.
- Cumpliendo con el primer requisito, su ubicación es tal que permita seccionar el alimentador en tres partes similares, en cuanto a demanda o potencia instalada.

Por lo tanto, la ubicación de los reconectores automáticos Feeder y Tie en los alimentadores Otavalo No.2 y San Vicente No.4 se muestra en la figura 4.11. Las coordenadas o postes de ubicación serán confirmados con el estudio de coordinación de protecciones, puesto que, la coordinación de protecciones se realiza en base a magnitudes

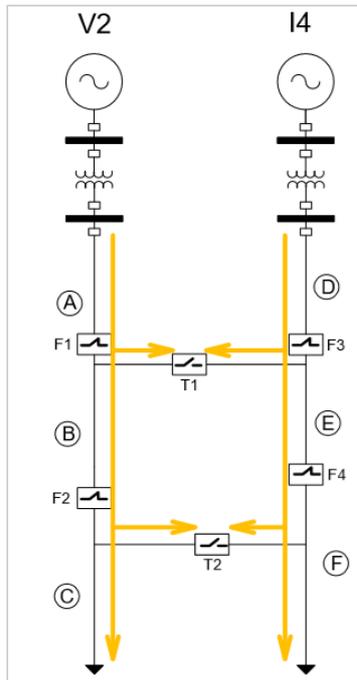
de corrientes de corto circuito y para coordinar de la mejor manera posiblemente se reubique los ACR. La figura 4.11 se puede apreciar de mejor manera en el anexo D.



**Figura 4.11.** Ubicación definitiva de ACR Tie y Feeder [Elaboración propia].

#### 4.3.3.3. Secuencia de operación

El sistema de la figura 4.11 con la ubicación y configuración de los dispositivos ACR de acuerdo al esquema de loop automation está en capacidad de aislar la sección bajo falla y realimentar los tramos libres de falla, así mismo, una vez eliminada la falla el sistema de transferencia automática restaura a operación inicial los alimentadores. Los alimentadores V2 e I4 siempre estarán operando con los ACR Tie normalmente abiertos y los ACR Feeder normalmente cerrados, tal y como indica la figura 4.12.



**Figura 4.12.** Operación normal de los alimentadores Otavalo No.2 y San Vicente No.4.  
[Elaboración propia].

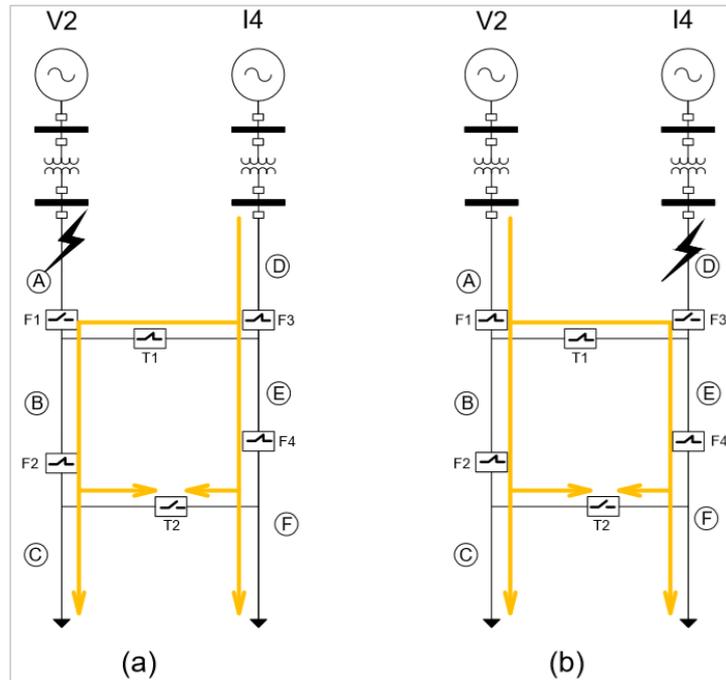
La secuencia de operación de los ACR se basa en las reglas de reconfiguración y restauración de red, detalladas en la sección 1.3.5.4.2, que cada dispositivo ACR debe cumplir dentro del esquema de loop automation, además, se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- La función loop automation se activa en un dispositivo ACR cuando el equipo pierde voltaje de suministro o se restablece el voltaje de suministro en sus terminales.
- Los dispositivos ACR deben operar coordinadamente, puesto que, primero se debe aislar la falla y luego transferir carga. Por consiguiente, los dispositivos tipo Feeder y Mid Point operan antes que el equipo denominada Tie.

Considerando estas dos recomendaciones, ante una falla eléctrica ubicada en la troncal del alimentador, el sistema de transferencia automática V2 e I4 opera de la siguiente manera.

- **Falla en la primera sección del alimentador**

En este caso se considera una falla eléctrica en la sección más cercana al alimentador, tal y como indica la figura 4.13.



**Figura 4.13.** Reconfiguración de la red ante una falla eléctrica en la sección A o sección D. [Elaboración propia].

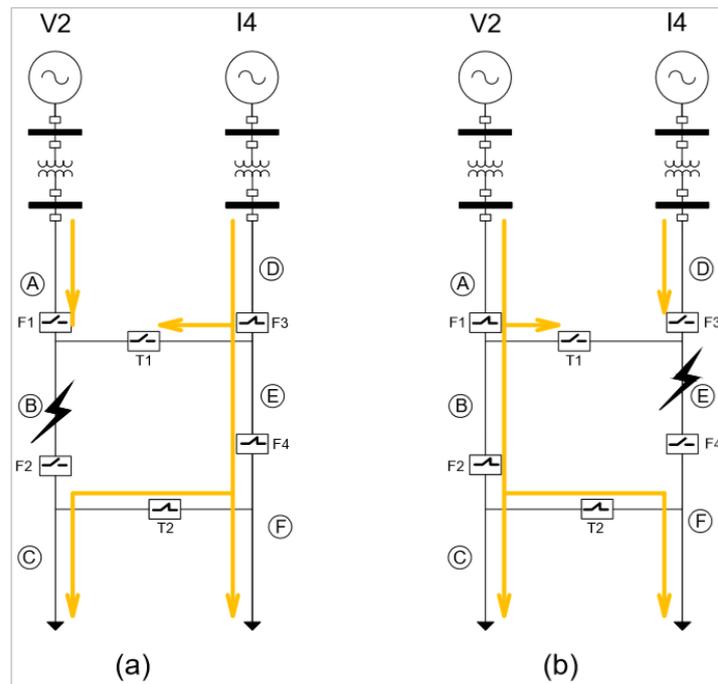
La figura 4.13 muestra la reconfiguración de la red; el resultado de la transferencia de carga ante una falla en la sección A en un caso y sección D en el otro caso. Mientras que la tabla 4.14 muestra la secuencia de operación.

**Tabla 4.14.** Secuencia de operación de los ACR ante una falla en la sección A o D [Elaboración propia].

Evento:	Falla sección A		Evento:	Falla sección D	
Orden de operación	Estado ACR	Acción ACR	orden de operación	Estado ACR	Acción ACR
1	cerrado	abre F1 y F2	1	cerrado	abre F3 y F4
2	abierto	cierre de T1	2	abierto	cierre de T1
3	abierto	cierre de T2	3	abierto	cierre de T2
4	abierto	cierre de F2	4	abierto	cierre de F4
5	cerrado	abre T2	5	cerrado	abre T2

- **Falla en la segunda sección del alimentador**

En este caso se considera una falla eléctrica en la mitad del alimentador, tal y como indica la figura 4.14.



**Figura 4.14.** Reconfiguración de la red ante una falla eléctrica en la sección B o sección E. [Elaboración propia].

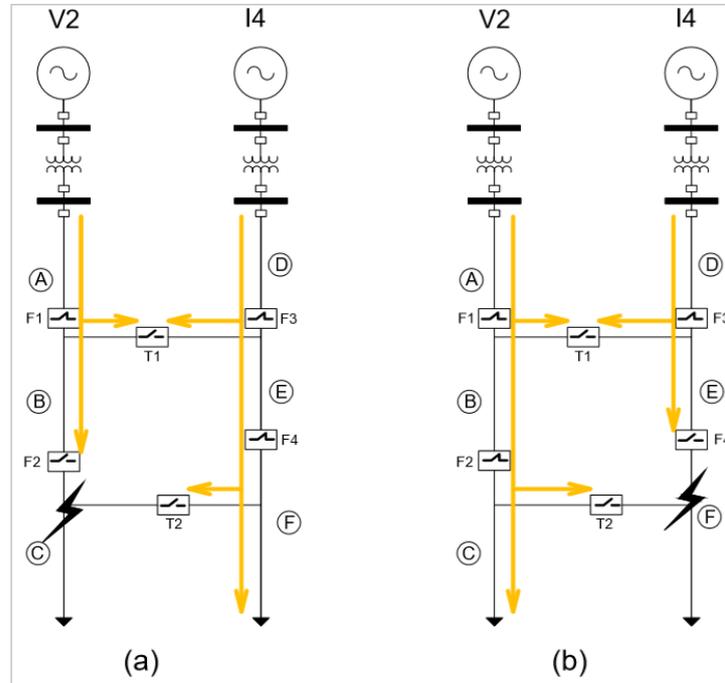
En la tabla 4.15 se muestra la secuencia de operación. Nótese que el Feeder 1 y Feeder 3 abren por activación de la protección del equipo.

**Tabla 4.15.** Secuencia de operación de los ACR ante una falla en la sección B o sección E [Elaboración propia].

Evento:	Falla sección B		Evento:	Falla sección E	
Orden de operación	Estado ACR	Acción ACR	orden de operación	Estado ACR	Acción ACR
1	cerrado	dispara F1	1	cerrado	dispara F3
2	cerrado	apertura de F2	2	cerrado	Apertura de F4
3	abierto	cierre de T1	3	abierto	cierre de T1
4	cerrado	dispara T1	4	cerrado	Dispara T1
5	abierto	cierre de T2	5	abierto	cierre de T2

- **Falla en la tercera sección del alimentador**

En este caso se considera una falla eléctrica en la sección más distante de la fuente del alimentador, tal y como indica la figura 4.15.



**Figura 4.15.** Reconfiguración de la red ante una falla eléctrica en la sección C o sección F. [Elaboración propia].

En la tabla 4.16 se muestra la secuencia de operación. Nótese que el Feeder 2 y Feeder 4 abren por activación de la protección del equipo.

**Tabla 4.16.** Secuencia de operación de los ACR ante una falla en la sección C o sección F [Elaboración propia].

<b>Evento:</b>	Falla sección C		<b>Evento:</b>	Falla sección F	
<b>Orden de operación</b>	<b>Estado ACR</b>	<b>Acción ACR</b>	<b>orden de operación</b>	<b>Estado ACR</b>	<b>Acción ACR</b>
1	cerrado	dispara F2	1	cerrado	dispara F4
2	abierto	cierre de T2	2	abierto	cierre de T2
3	cerrado	Dispara T2	3	cerrado	Dispara T2

En conclusión, la secuencia de operación de los equipos ACR es similar para los dos alimentadores, es decir, si la falla eléctrica ocurre en las secciones afines de los dos alimentadores, el proceso para reconfigurar la red es semejante para los dos casos. De todos modos, la función principal de los dispositivos ACR es la de proteger, de modo que, cada reconectador automático opera en modo de trabajo relé; con curva de protección.

El proceso para restaurar la red eléctrica una vez eliminada la falla es similar para los dos alimentadores. La restauración inicia cuando el operador realiza un cierre manual del equipo Feeder o Mid Point. La siguiente tabla indica la secuencia de restauración para el alimentador V2, siendo similar en el I4.

**Tabla 4.17.** Secuencia para restaurar el sistema eléctrico [Elaboración propia].

caso	Evento:	Orden de operación	Estado ACR	Acción ACR
Primera sección sin servicio (A)	cierre del seccionamiento principal del alimentador	1	abierto	cierre de F1
		2	cerrado	apertura de T1
Segunda sección sin servicio (B)	cierre manual de F1	1	abierto	cierre de F2
		2	cerrado	apertura de T2
Tercera sección sin servicio (C)	cierre manual de F2			

Por otra parte, los dispositivos ACR operan con cierto tiempo de retardo, puesto que, se debe garantizar una operación coordinada entre los equipos ACR y evitar que la transferencia automática inicie antes de que finalice el proceso del sistema de protecciones. Por lo tanto se considera los siguientes tipos:

- Tiempo de suministro (ST).- se refiere al tiempo entre detección de un cambio en los terminales del equipo y la generación del evento suministro activo o suministro desactivado. Dependiendo de las condiciones de los equipos, generalmente se lo considera en 5 [s].
- Tiempo de coordinación (T1).- se refiere al tiempo de coordinación en la operación de los equipos Feeder y Mid Point contra los Tie. Puesto que, primero se debe aislar

la falla con la operación de los Feeder o Mid Point y luego se podrá transferir carga con el cierre del equipo Tie. El margen de tiempo recomendado entre la operación del Feeder (o Mid Point) y la operación del Tie es de 5[s] – 10[s].

- Tiempo máximo de secuencia (T2).- se refiere al tiempo que tarda en desconectarse. Puesto que, ante una falla eléctrica primero opera el sistema de protecciones, si el ACR está operando en modo de trabajo reconectador el dispositivo cuenta con ciclos de recierres que duran 1 o 2[s] en cada ciclo, generalmente transcurre entre 5 – 6[s] y el dispositivo se bloquea. Por otra lodo, el equipo puede estar operando en modo de trabajo relé para ello se considera un tiempo apropiado de 2[s] considerando un margen de seguridad.

Además, el esquema de transferencia de carga entre los alimentadores Otavalo No.2 y San Vicente No.4 utiliza dos dispositivos tipo Tie. Se recomienda un margen de coordinación entre los dos dispositivos de 5 [s], en este caso el Tie 2 tendrá el retraso de activación de loop automation más largo. La siguiente tabla muestra los tiempos de retraso de activación de la función loop automation en cada dispositivo ACR.

**Tabla 4.18.** Tiempo de retraso en la activación de la función loop automation [Elaboración propia].

Tipo		Tiempo [s]
ST	tiempo suministro	5
T1	tiempo coordinación	5
T2	tiempo secuencia	2
<b>ACR</b>	<b>Criterio</b>	<b>tiempo [s]</b>
Feeder 1	ST +T2	7
Feeder 2	ST +T2	7
Feeder 3	ST +T2	7
Feeder 4	ST +T2	7
Tie 1	ST+T1+T2	12
Tie 2	ST+T1+T2+5*	17
* margen de coordinación entre los Tie		

#### **4.3.4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS**

Los elementos que conforman el sistema de transferencia automática Otavalo No.2 y San Vicente No.4 se protegen según la filosofía de EMELNORTE S.A., es decir, la empresa eléctrica tiene su metodología para coordinar adecuadamente el sistema de protecciones eléctricas. Algunas de las características principales son:

- Protección de la troncal principal mediante el seccionamiento principal, ubicado a cabecera del alimentador, o por reconectores. También, la protección de los transformadores de distribución es por fusibles tipo Slow Fast y la protección de las derivaciones se realiza con fusibles tipo T.
- Los ramales de un alimentador se clasifican en derivaciones primarias, secundarias y terciarias.
- Los fusibles de protección de las distintas derivaciones deben coordinar adecuadamente con los fusibles de protección de los transformadores de distribución, con el relé de cabecera, con los reconectores existentes en la red y entre fusibles de las mismas derivaciones.

El desarrollo de éste estudio no enfatiza en la aplicación de la filosofía de coordinación de protecciones de la empresa eléctrica, puesto que, el propósito principal de este estudio es mejorar el servicio técnico a través de las transferencias automáticas, sin embargo, existen tesis de grado que puntualizan de mejor manera la metodología de coordinación. Los estudios realizados por [16] y [17] se basan en la coordinación de protecciones en los alimentadores de las subestaciones de EMELNORTE S.A. y son la referencia para la continuidad de este estudio. Por consiguiente, se aplicará ésta metodología para coordinar las protecciones eléctricas en un sistema que realiza transferencia automática de carga. Por otro lado, la coordinación de protecciones se realiza con la ayuda del programa CYMTCC del software CYME.

##### **4.3.4.1. Consideraciones generales**

EMELNORTE S.A. protege a su sistema eléctrico contra sobrecorriente, para ello utiliza equipos de protección con características constructivas y operativas diseñadas para actuar ante este fenómeno eléctrico, así mismo, la coordinación de los equipos que conforman el sistema de protecciones se basa en curvas de operación tiempo – corriente tipo inversa.

###### **4.3.4.1.1. Protección de la troncal del alimentador**

Se protege con un relé de sobrecorriente tipo 51F para fase y 51N en neutro ubicado en la cabecera del alimentador. Los ajustes del relé se definen en base a un estudio de

coordinación con el relé general, con el sistema de subtransmisión y principalmente con la capacidad de conducción del conductor de la troncal.

Con el fin de garantizar una adecuada coordinación con los equipos de protección ubicados aguas abajo del relé, en la troncal del alimentador únicamente se permite la instalación de reconectores. Así mismo, la ubicación y configuración de los ajustes del reconector deben garantizar una correcta coordinación con el relé y los equipos aguas abajo del reconector.

#### **4.3.4.1.2. Protección de las derivaciones**

A lo largo del alimentador se realizan derivaciones primarias, secundarias y terciarias; cada derivación se protege con un fusible de expulsión tipo T. La curva de operación de éste fusible debe coordinar adecuadamente con los fusibles de las demás derivaciones, con el fusible de protección del transformador de distribución y con la curva de operación del relé o reconector en el caso de un fusible ubicado en una derivación primaria.

#### **4.3.4.1.3. Protección del transformador de distribución**

En un estudio previo y de acuerdo a la característica de operación y daño del transformador se define al fusible tipo Slow Fast como el mejor elemento para su protección. Éste tipo de fusibles protege al mismo en condiciones de sobrecargas y cortocircuitos.

#### **4.3.4.1.4. Límites de coordinación de los equipos de protección**

EMELNORTE S.A. a través de su departamento de Estudios Eléctricos y Calidad de Energía ha definido los siguientes límites de coordinación entre los equipos de protección. Las tablas 4.19 y 4.20 muestran magnitudes de corrientes de cortocircuito, esto indica, que los fusibles coordinan adecuadamente hasta el valor de corriente registrado en la celda, y la tabla 4.21 muestra la capacidad de los transformadores de distribución con la capacidad máxima del fusible de protección.

La celda de color rojo significa que a ese valor de corriente de cortocircuito los fusibles coordinan adecuadamente, es decir, sus curvas de protección no se sobrepone y mantiene entre si un margen de seguridad. Éste margen de seguridad se debe a características de operación de los fusibles. Del mismo modo, las celdas de color anaranjado claro representan valores de corriente de cortocircuito que no garantiza la operación coordinada de los fusibles, existe un margen en el cual las curvas de protección de los fusibles se traslapan.

**Tabla 4.19.** Corrientes de cortocircuito para la coordinación entre fusibles tipo T [EMELNORTE].

Corriente de cortocircuito máxima																		
FUSIBLES TIPO T																		
T	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
1	-	-	-	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
2	-	-	-	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
3	-	-	-	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
5	-	-	-	-	265	500	710	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	350	680	930	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	-
8	-	-	-	-	-	-	430	840	1200	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
10	-	-	-	-	-	-	-	530	1010	1530	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
12	-	-	-	-	-	-	-	-	620	1280	1950	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	720	1550	2540	3200	4000	5000	6400	9700	15200
20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	880	2000	3200	4000	5000	6400	9700	15200
25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1200	2500	4000	5000	6400	9700	15200
30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1300	3100	5000	6400	9700	15200
40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1400	3700	6200	9700	15200
50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1800	4700	9700	15200
65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2200	9000	15200
80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6800	15200
100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2900	13800
140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5000

**Tabla 4.20.** Corrientes de cortocircuito para la coordinación fusibles tipo T con fusible SF [EMELNORTE].

Corriente de cortocircuito máxima																		
FUSIBLES TIPO T																		
SF	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
0.2	2	4	88	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.3	1	4	7	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.4	1	4	6	296	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.6	-	4	6	291	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0.7	-	4	6	289	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.0	-	4	6	15	388	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.3	-	-	6	14	24	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.4	-	-	6	14	22	546	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1.6	-	-	6	13	19	32	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
2.1	-	-	-	12	17	25	38	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3.1	-	-	-	12	15	21	33	50	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3.5	-	-	-	-	15	20	31	46	1182	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
4.2	-	-	-	-	15	20	30	43	65	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
5.2	-	-	-	-	-	19	27	39	56	1436	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
6.3	-	-	-	-	-	-	26	36	51	79	1939	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7.0	-	-	-	-	-	-	25	34	48	75	1876	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7.8	-	-	-	-	-	-	-	32	44	63	94	2491	3325	4440	5335	6965	9525	9725
10.4	-	-	-	-	-	-	-	-	42	58	80	149	2980	4440	5335	6965	9525	9725
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	104	165	4440	5335	6965	9525	9725
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	183	4324	6328	9525	9725
32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152	229	5436	9525	9725
46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	184	301	8898	9725

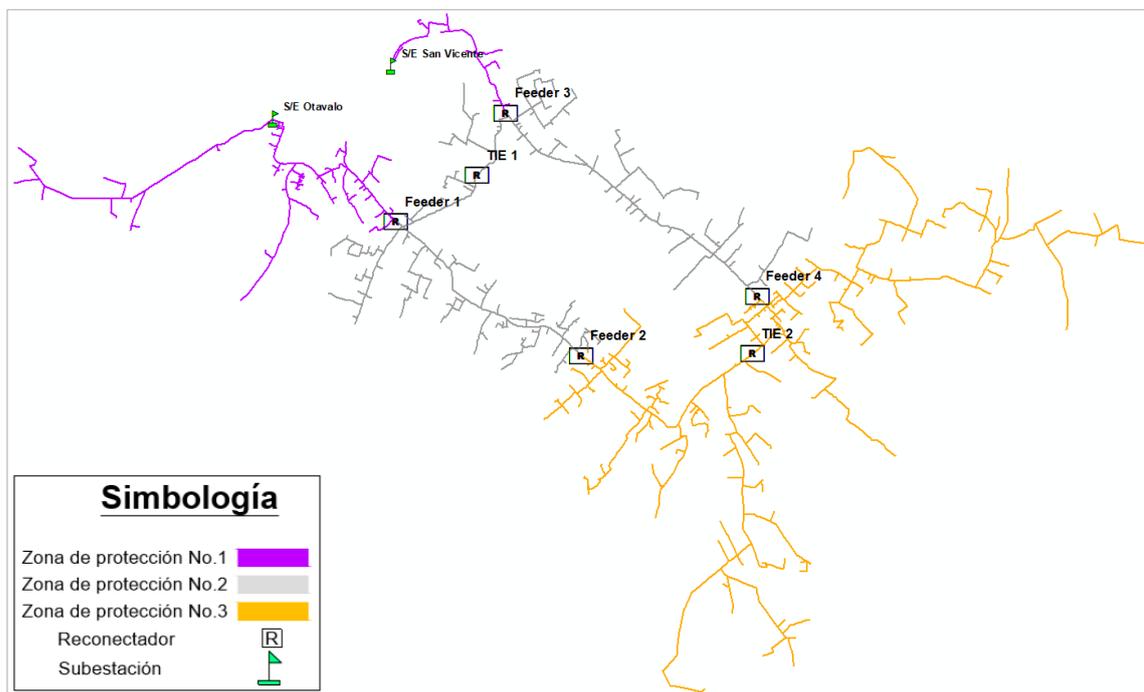
**Tabla 4.21.** Capacidad de transformadores de distribución por cada fusible SF [EMELNORTE].

<b>TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS</b>			
<b>KVA</b>	<b>VPN</b>	<b>IN</b>	<b>F (SF)</b>
3	7,62	0,39	0.2
5	7,62	0,66	0.4
7,5	7,62	0,98	0.6
10	7,62	1,31	0.7
15	7,62	1,97	1.0
25	7,62	3,28	2.1
37,5	7,62	4,92	3.1
50	7,62	6,56	3.5
75	7,62	9,84	6.3
<b>TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS</b>			
30	13,2	1,31	0.7
45	13,2	1,97	1.0
50	13,2	2,19	1.3
75	13,2	3,28	2.1
100	13,2	4,37	3.1
112,5	13,2	4,92	3.1
125	13,2	5,47	3.1
150	13,2	6,56	3.5
200	13,2	8,75	5.2
225	13,2	9,84	6.3
250	13,2	10,93	6.3
300	13,2	13,12	7.8
350	13,2	15,31	10,4
400	13,2	17,50	10,4
500	13,2	21,87	14
600	13,2	26,24	14
630	13,2	27,56	14
750	13,2	32,80	21
800	13,2	34,99	21
1000	13,2	43,74	32
1200	13,2	52,49	32
1500	13,2	65,61	46

#### **4.3.4.2. Zonas de protección**

En la figura 4.11 se puede observar que cada alimentador se divide en tres partes, cada una delimitada por los reconectores automáticos (ACR) y los relés de cabecera. Por lo tanto, cada sección representa una zona de protección, dando un total de tres zonas de protección por cada alimentador. Sin embargo, aquellas secciones son alimentadas por la

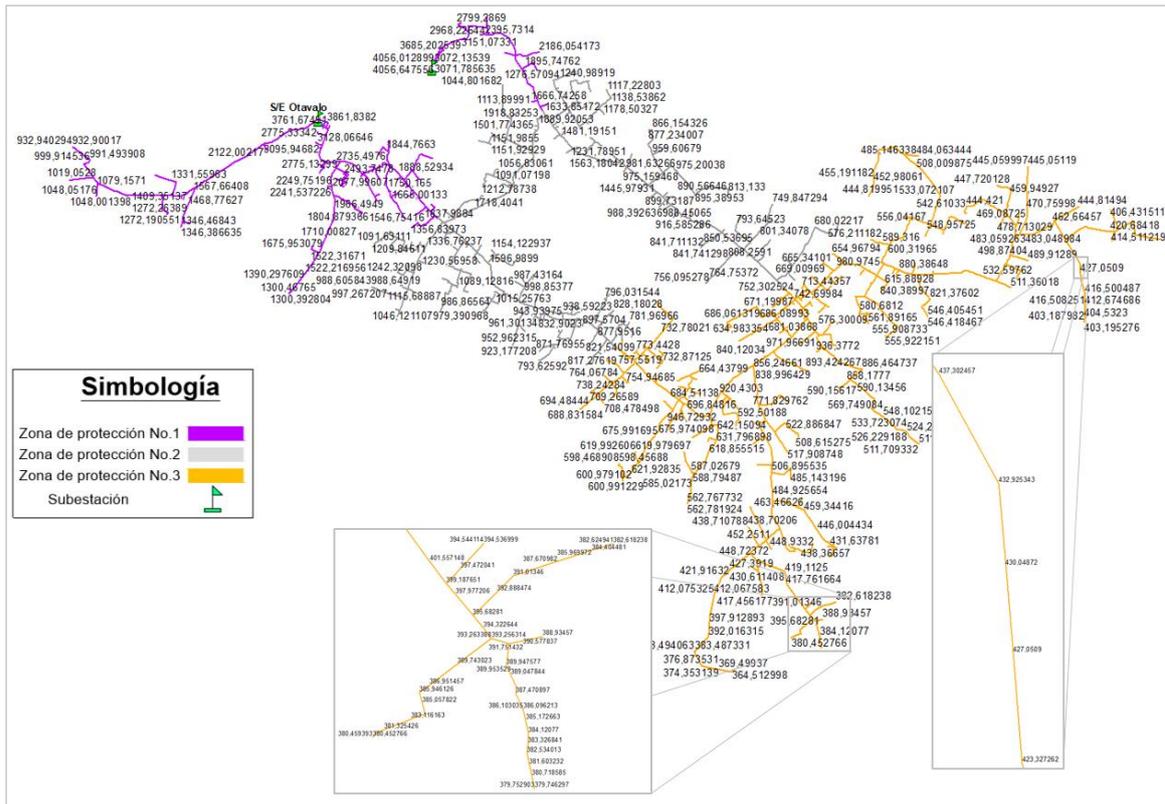
fuelle principal y la fuente alterna al momento de ser transferidas, de modo que, se recomienda definir tres zonas de protección en todo el sistema conformado por los alimentadores V2 e I4. En la figura 4.16 se muestra las zonas de protección, la primera zona se define entre el Feeder 1, Feeder 3 y los relés de cada alimentador, la segunda zona por los Feeder 1, Feeder 3, Feeder 4 y Feeder 2, la tercera zona comprende los tramos aguas debajo de los Feeder 2 y Feeder 4. Esto con la finalidad de ubicar los mismos fusibles de protección de las derivaciones, ya que son secciones que tendrán que operar coordinadamente con su fuente principal y con la fuente alterna cuando sean transferidas.



**Figura 4.16.** Zonas de protección del sistema V2 e I4 [Elaboración propia].

#### 4.3.4.3. Corrientes de corto circuito

Con la ayuda del módulo de análisis de fallas se obtiene las magnitudes de corrientes de corto circuito en máxima generación a lo largo de los alimentadores V2 e I4. El programa CYMDIST analiza los cuatro tipos de fallas, trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica. En la figura 4.17 se presenta el valor máximo en cada nodo de los alimentadores V2 e I4; por el volumen de información contenida los datos de la figura 4.17 no es de fácil apreciación, razón por el cual su detalle se presenta adjunto en un medio magnético.



**Figura 4.17.** Magnitudes de corrientes de cortocircuito del sistema V2 e I4 [Elaboración propia].

Como ejemplo de cálculo realizado por el programa, en la tabla 4.22 se aprecia los valores de cortocircuito de las cuatro fallas en el nodo fuente de cada alimentador. Éstos valores son de suma importancia para el desarrollo de la siguiente sección; coordinación de los equipos de protección.

**Tabla 4.22.** Corrientes de cortocircuito en el nodo fuente [Elaboración propia].

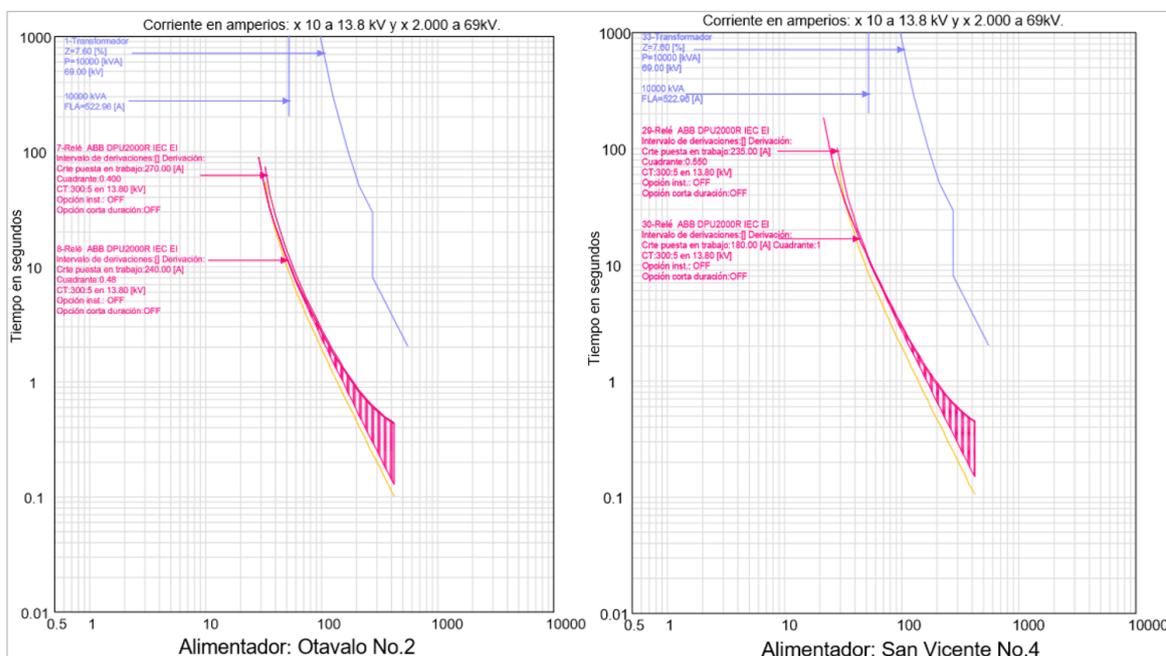
Alimentador	kV antes de falla (kV)	I <sup>"k</sup> LLL (kA)	I <sup>"k</sup> LLT (kA)	I <sup>"k</sup> LL (kA)	I <sup>"k</sup> LT (kA)	I <sub>cc</sub> máx (A)
Otavalo No.2	13,800	3,680	4,071	3,187	4,195	4195,462
San Vicente N.4	13,800	3,623	3,964	3,138	4,086	4086,474

#### 4.3.4.4. Coordinación de los equipos de protección

La coordinación de todos los elementos de protección parte de la configuración del relé de cada alimentador, la siguiente tabla muestra los parámetros de protección definidos en cada relé del alimentador. De la misma manera, la figura 4.18 muestra las curvas de protección de fase y neutro de cada alimentador así como la curva de daño del transformador de la subestación.

**Tabla 4.23.** Parámetros y ajustes de los relés de sobrecorriente [Elaboración propia].

Parámetro	Alimentador	
	Otavalo No.2	San Vicente No.4
Voltaje [kV]	13,8	13,8
RTC Protección	300:5	300:5
Tipo de curva	IEC Extremadamente Inversa	IEC Extremadamente Inversa
I pick up- Fase[A]	270	235
I pick up-Neutro[A]	240	180
Dial-Fase[s]	0,4	0,5
Dial-Neutro[s]	0,48	1,0



**Figura 4.18.** Curvas de protección (relé) de los alimentadores V2 e I4 [Elaboración propia].

En la tabla 4.23 se observa que la corriente de pick up del alimentado san Vicente No.4 (I4) es menor a la corriente pick up del alimentador Otavalo No.2 (V2), esto genera inconvenientes al momento de coordinar con los fusibles de derivación y con los reconectores automáticos (ACR) aguas abajo, puesto que, los dos relés limitan la misma zona de protección.

Para solucionar este inconveniente se actualiza la información del conductor existente en la troncal del alimentador y se determinó que en la zona de protección 1 y 2, ver figura 4.16, poseen conductor de calibre 3/0 AWG y 2/0 AWG, además, existe un margen aceptable de

coordinación con el relé general y el sistema de subtransmisión. Por consiguiente, es posible aumentar la corriente pick up del alimentador I4, quedando de la siguiente manera:

**Tabla 4.24.** Actualización de los parámetros y ajustes de los relés de sobrecorriente  
[Elaboración propia].

Parámetro	Alimentador	
	Otavalo No.2	San Vicente No4
Voltaje [kV]	13,8	13,8
RTC Protección	300:5	300:5
Tipo de curva	IEC Extremadamente Inversa	IEC Extremadamente Inversa
I pick up- Fase[A]	270	270
I pick up-Neutro[A]	240	180
Dial-Fase[s]	0,4	0,43
Dial-Neutro[s]	0,48	1,0

#### 4.3.4.4.1. Coordinación entre zonas de protección

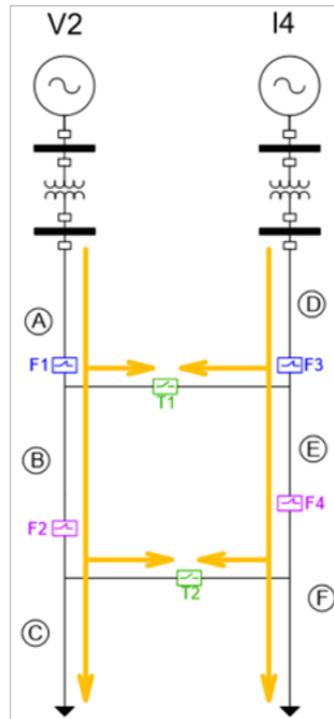
La operación de los relés de cabecera o los ACR se da cuando ocurre una falla en la troncal principal de los alimentadores. La coordinación entre el relé de sobrecorriente y los ACR Feeder garantiza una operación coordinada de los equipos. Es decir, la activación del relé de cabecera o de los ACR se da porque la falla ocurrió en su zona de protección. Por ejemplo, si la falla se da en la zona de protección 1 del alimentador V2 se activa la protección comandada por el relé del mismo alimentador y si la falla se registra en el alimentador I4 de la zona de protección 3 se activa el ACR aguas arriba, en este caso basándonos en la figura 4.16 se activa el Feeder 4. Además, cada dispositivo ACR de cada alimentador limita la misma zona de protección, por lo tanto, se considera los mismos parámetros de protección para los ACR que limitan la misma zona.

La coordinación de protecciones debe funcionar correctamente con la configuración normal de cada alimentador y con reconfiguración del sistema, es decir, sin transferencia de carga y con transferencia de carga.

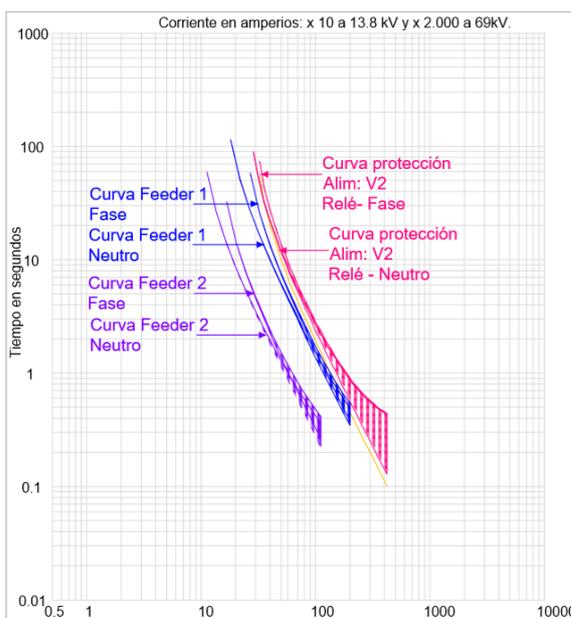
- **Operación sin transferencia de carga**

La figura 4.19 muestra la operación de los alimentadores V2 e I4 sin transferencia de carga; con los ACR Feeder normalmente cerrados y los ACR Tie normalmente abiertos. Así mismo, la sección (b) y sección (c) de la misma figura muestra la coordinación de protecciones para ese estado de operación. Por ejemplo, en el caso del alimentador V2 la curva de protección del Feeder 2 se encuentra por debajo de la curva del Feeder 1 y las

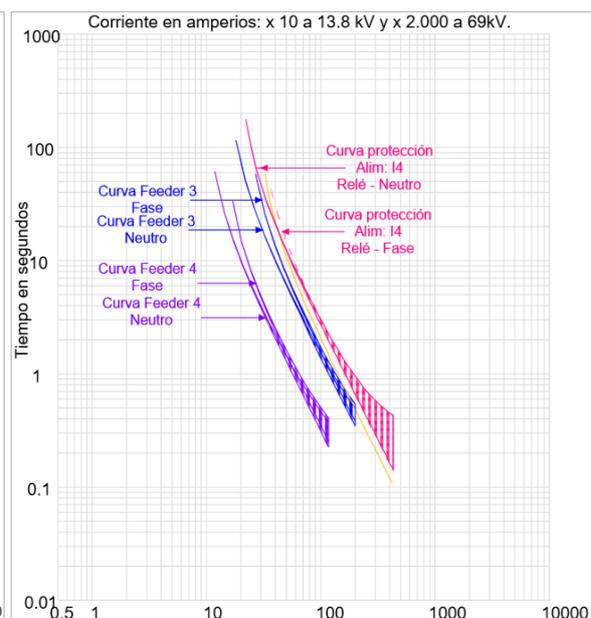
dos por debajo de la curva del relé de alimentador; la misma coordinación de curvas es para el alimentador I4. La protección de respaldo del Feeder 2 es la protección del Feeder 1 y la protección del relé, en el caso de ocurrir un inconveniente en la activación de la protección del Feeder 2 actuará la protección de respaldo. En resumen, si la falla ocurre en la sección C se activa la protección del Feeder 2, por otro lado, si la falla ocurre en la sección E se activa la protección del Feeder 3.



(a) Operación del sistema V2-I4 sin transferencia



(b) Coordinación de protecciones de V2



(c) Coordinación de protecciones de I4

**Figura 4.19.** Operación del sistema V2 – I4 sin transferencia de carga [Elaboración propia].

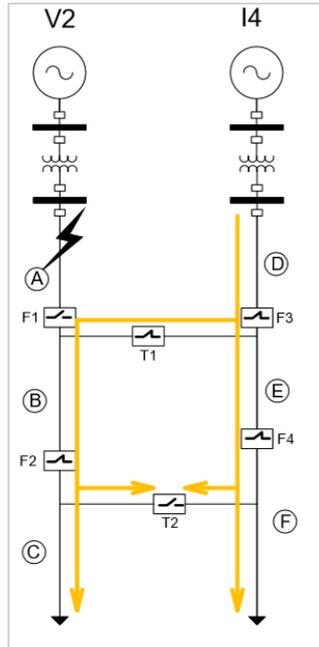
En las secciones anteriores se analizó la mejor ubicación para cada uno de los ACR, por consiguiente, cada equipo ACR tiene un valor de corriente de cortocircuito de acuerdo a su ubicación en el alimentador, esos valores se encuentran en la figura 4.17 y se puede asociar el valor correspondiente a los ACR de acuerdo a la ubicación del equipo.

Además, en la coordinación que se muestra en la figura 4.19 se considera un margen de seguridad entre la curva de operación aguas arriba y aguas abajo, es decir, por tiempos de operación, estado del equipo, etc., puede darse el efecto de descoordinación al momento de la activación de la protecciones de los equipos, por ejemplo, ante una magnitud de corriente de cortocircuito la protección del equipo que debe operar se activa y acto seguido también se activa la protección de respaldo. Por esta razón, para evitar este inconveniente de coordinación de protecciones se considera un margen de seguridad del 20% entre las protecciones de los equipos ACR y relé del alimentador. Ésta consideración se aplica en los valores de pick up de cada equipo de protección, por ejemplo, si el pick up del relé V2 está a 270 [A] el pick up del Feeder 2 no debe superar los 216 [A].

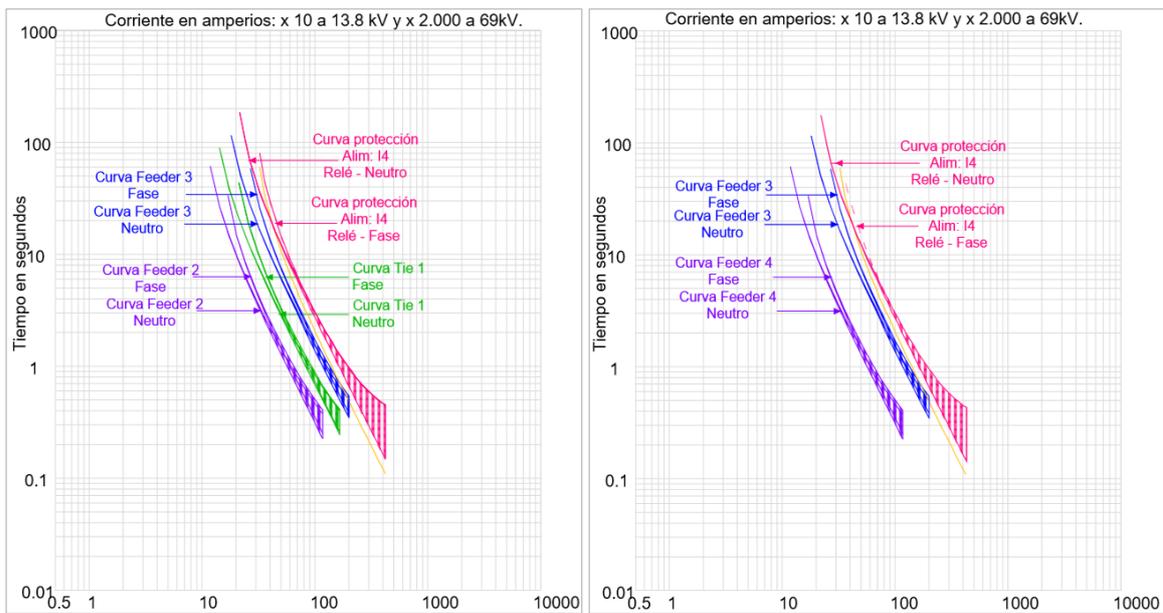
- **Operación con transferencia de carga**

En este caso se debe considerar las fallas en todas las secciones de los alimentadores, por lo tanto, el resultado de la coordinación de protecciones se basa en la secuencia de operación desarrollada en el numeral 4.3.3.3.

El primer caso por ejemplo, se considera una falla en la sección A o D, tal y como indica la figura 4.13, de modo que, actúa la protección del relé de cada alimentador y las secciones B, C y E, F son realimentadas por la fuente alterna. En este caso la coordinación de protecciones queda tal y como indica las figuras 4.20 y 4.21. El literal (b) de la figura 4.20 muestra la coordinación de protecciones con las secciones B y C alimentadas por la fuente alterna, así mismo, la parte (c) de la misma figura muestra la coordinación de los ACR Feeder del alimentador I4.



(a) Falla en la sección A

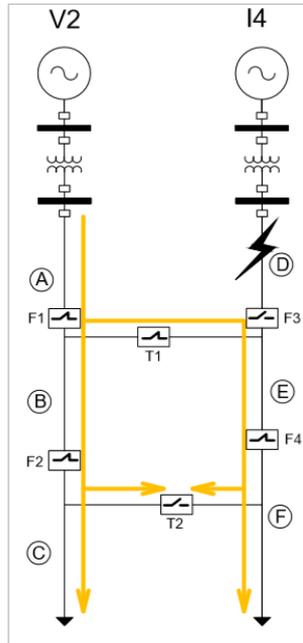


(b) Con F3, T1 y F2 cerrado

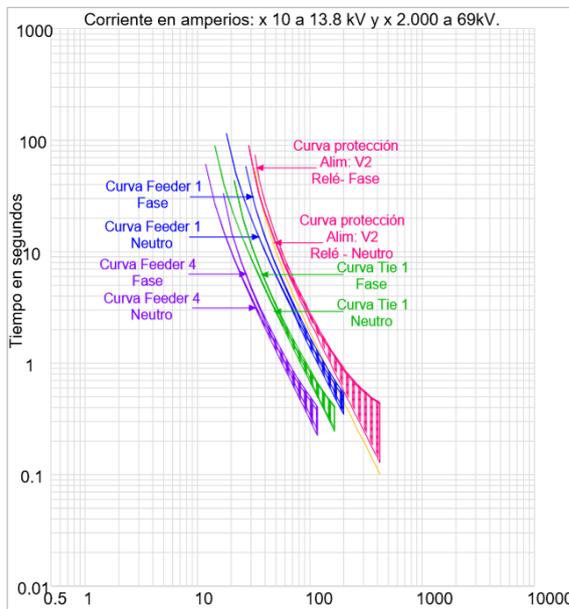
(c) Con F3 y F4 cerrado

**Figura 4.20.** Coordinación de I4 con falla en el primer tramo de V2 [Elaboración propia].

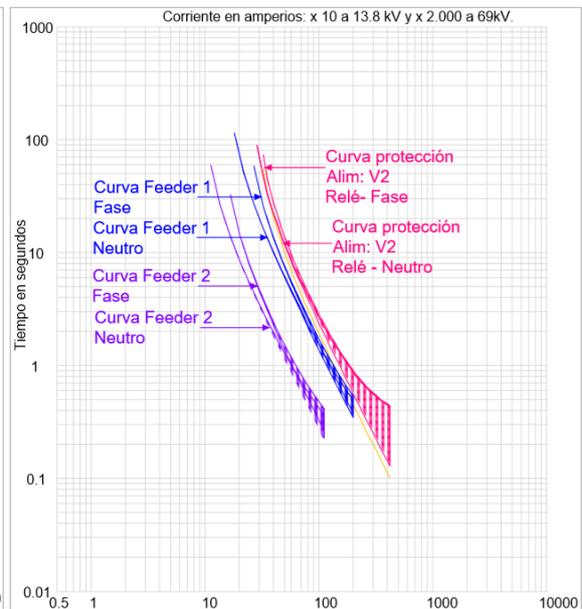
Por otro lado la figura 4.21 muestra la coordinación del alimentador V2 considerando la falla en la sección D del alimentador I4. El literal (b) de la figura 4.21 muestra la coordinación de protecciones con las secciones E y F alimentadas por la fuente alterna, así mismo, la parte (c) de la misma figura muestra la coordinación de los ACR Feeder del alimentador V2.



(a) Falla en la sección D



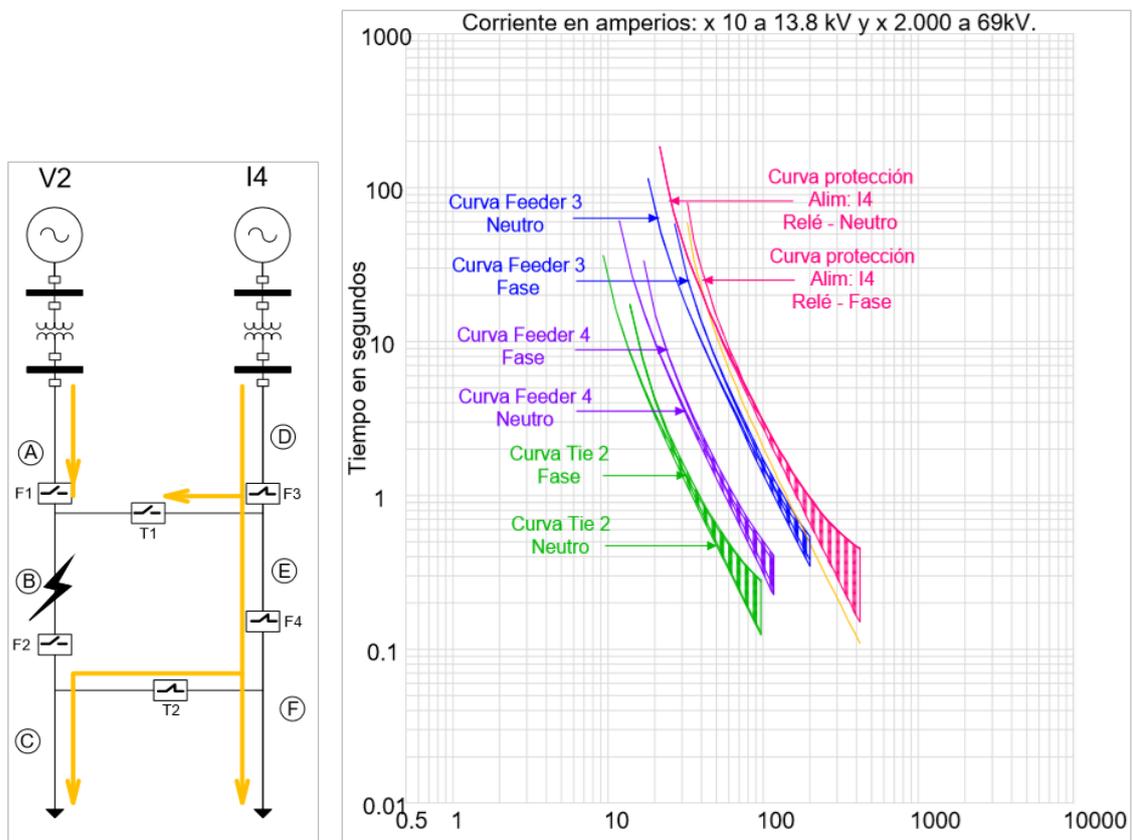
(b) Con F1, T1 y F4 cerrado



(c) Con F1 y F2 cerrado

**Figura 4.21.** Coordinación de V2 con falla en el primer tramo de I4 [Elaboración propia].

En el segundo caso se considera una falla en la sección B o E, tal y como indica la figura 4.14, de modo que, las secciones C y F son realimentadas por la fuente alterna. En este caso la coordinación de protecciones queda tal y como indica las figuras 4.22 y 4.23.

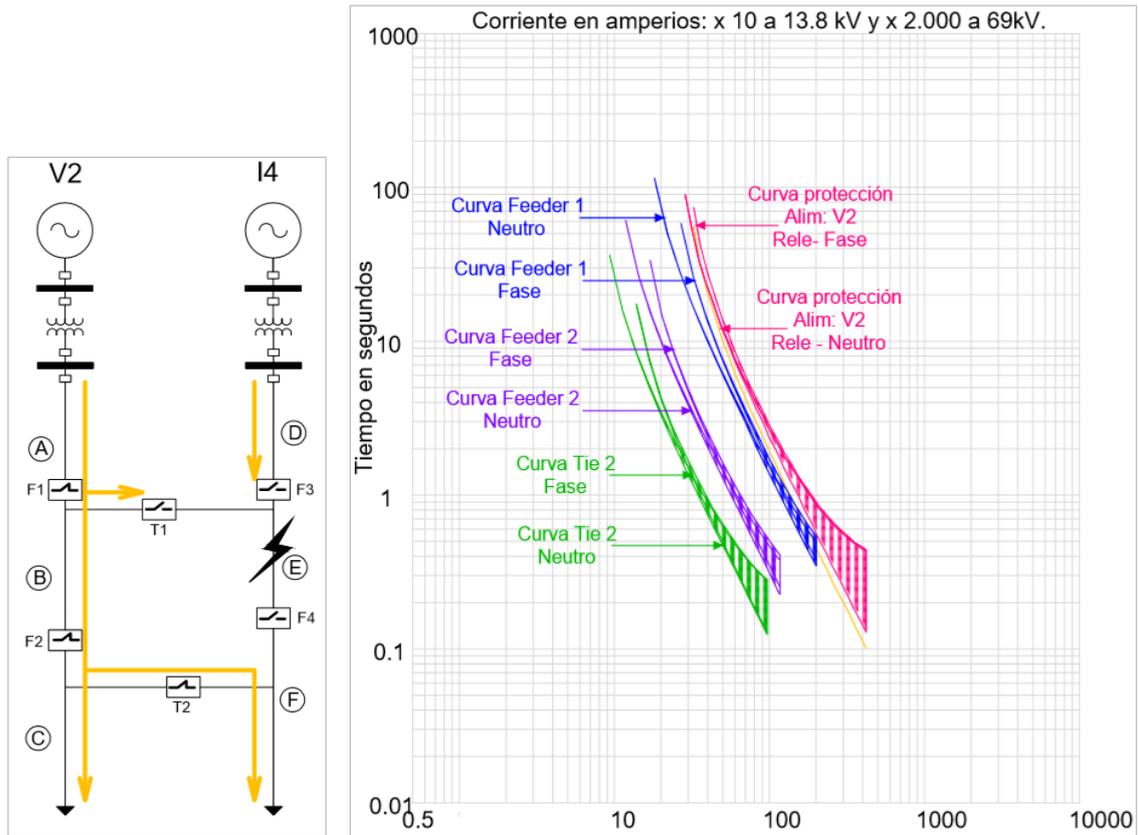


(a) Falla en la sección B

(b) Con F3, F4 y T2 cerrado

**Figura 4.22.** Coordinación de I4 con falla en el segundo tramo de V2 [Elaboración propia].

En este caso, el tramo A se encuentra alimentado por su propia fuente y el tramo C es transferido, por lo tanto, la coordinación del alimentador I4 se muestra en la parte (b) de la figura 4.22.



(a) Falla en la sección E

(b) Con F1, F2 y T2 cerrado

**Figura 4.23.** Coordinación de V2 con falla en el segundo tramo de I4 [Elaboración propia].

En este caso, el tramo D se encuentra alimentado por su propia fuente y el tramo F es transferido, por lo tanto, la coordinación del alimentador V2 se muestra en la parte (b) de la figura 4.23.

#### 4.3.4.4.2. Coordinación de las zonas de protección

En cada zona de protección se realizaran derivaciones primarias, secundarias y terciarias, de modo que, los fusibles de protección de las distintas derivaciones deben coordinar adecuadamente entre los mismos fusibles y con la protección principal de cada zona.

La selección de la capacidad de los fusibles de primera, segunda y tercera derivación se realiza considerando lo siguiente:

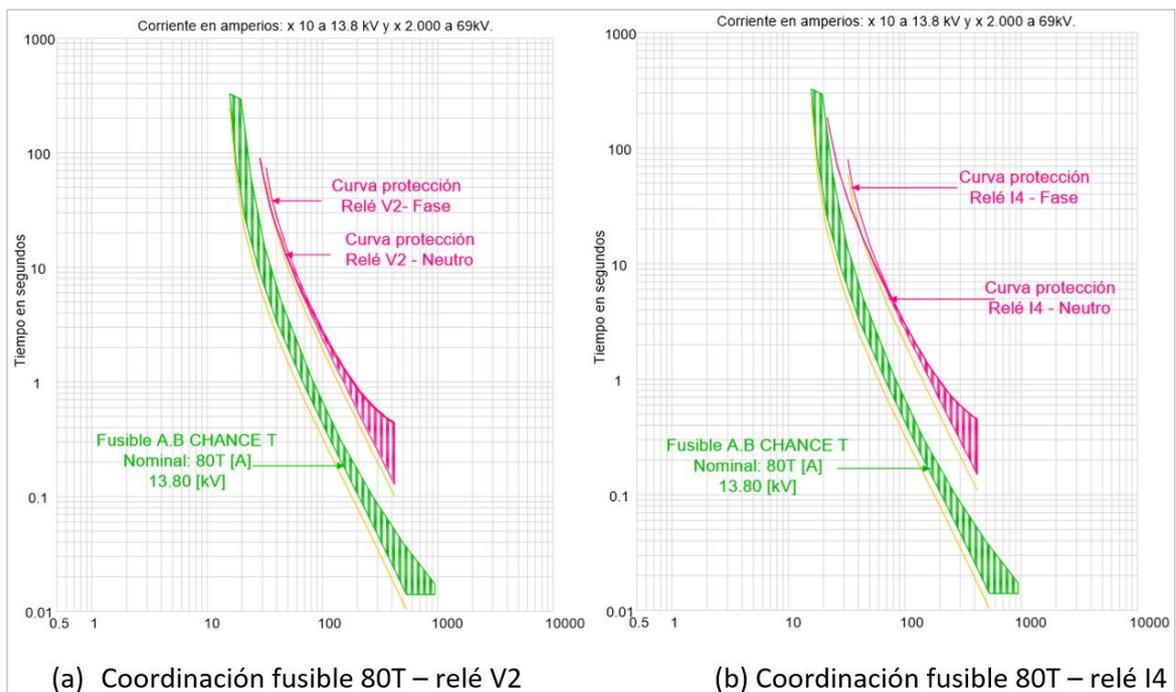
- El fusible que mejor coordine con la curva de protección del equipo principal de cada Zona, sea el relé de sobrecorriente o ACR, protegerá las derivaciones primarias.

- La capacidad del fusible de las derivaciones secundarias es la mitad de la capacidad del fusible de derivación primaria.
- La capacidad del fusible de las derivaciones terciarias es la mitad más uno de la capacidad del fusible de derivación secundaria.

Primero, se debe definir el fusible de protección de las derivaciones primarias de cada zona, luego, por los criterios mencionados los fusibles de las derivaciones secundarias y terciarias, por último, se precisa los límites de cada derivación.

- **Capacidad de los fusibles de las derivaciones**

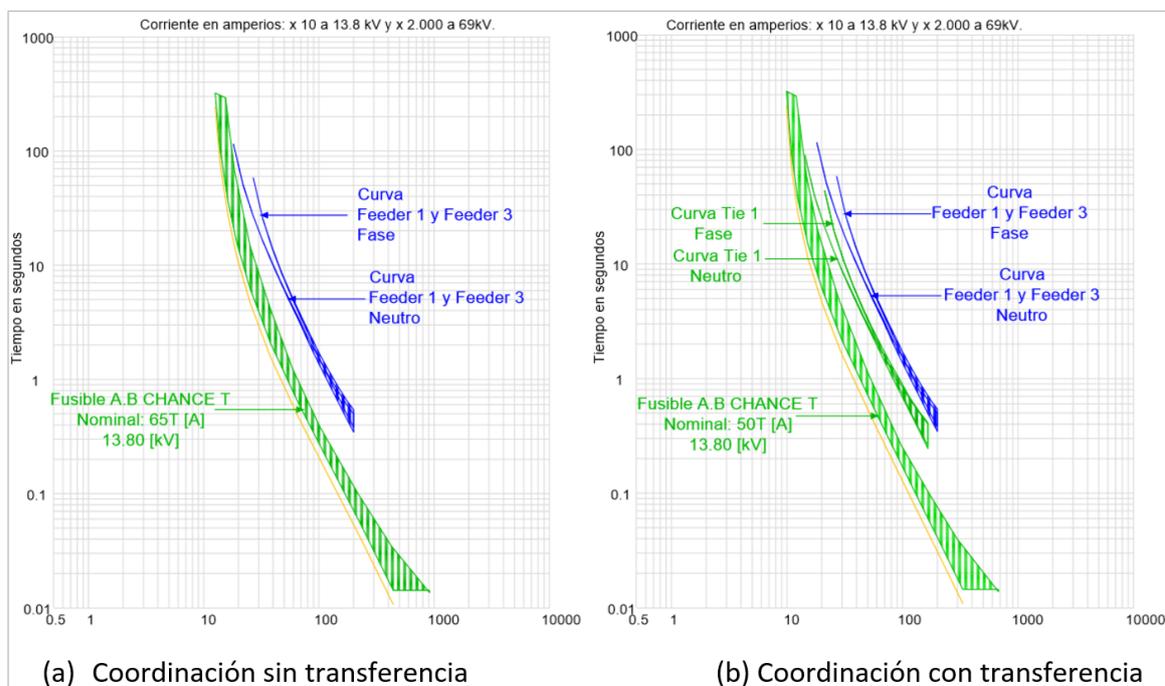
La figura 4.24 muestra la coordinación de la zona de protección 1, en este caso las curvas del relé de sobrecorriente de cada alimentador con el fusible de derivación primaria. Se observa que la curva de protección del fusible 80T coordina adecuadamente con las curvas del relé principal.



**Figura 4.24.** Coordinación relé de alimentador - 80T de la zona de protección 1  
[Elaboración propia].

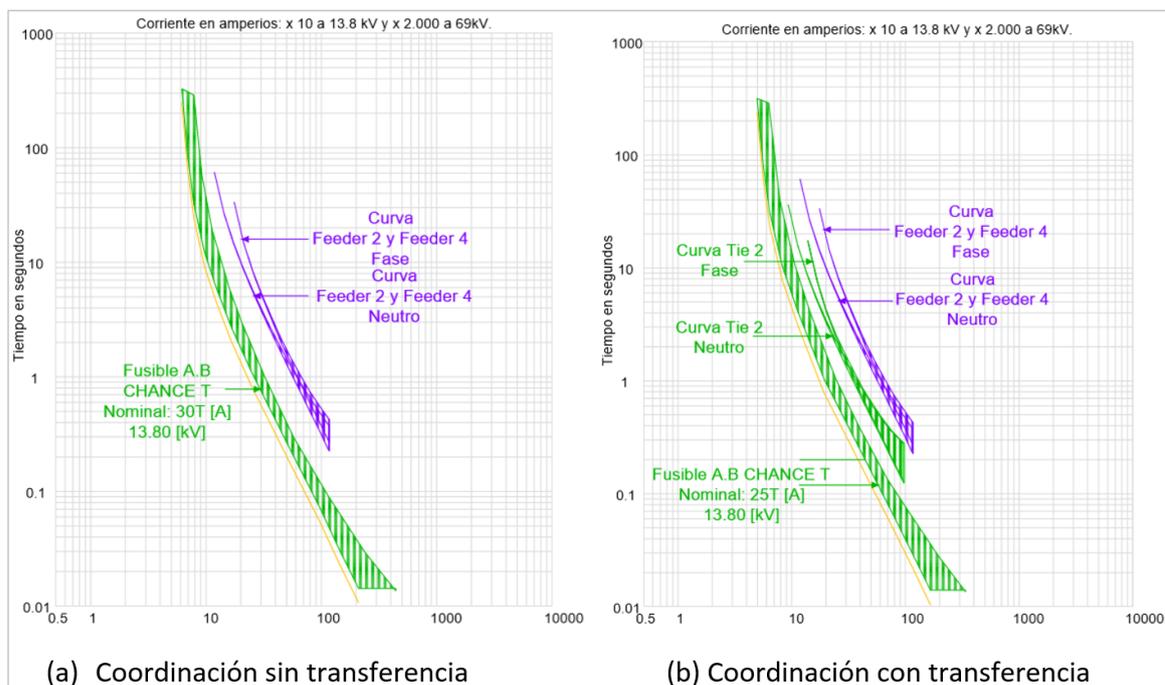
En la zona de protección 2 los ACR Feeder 1 y 3 están configurados con los mismos parámetros, en consecuencia, coordinan adecuadamente con el fusible 65T tal y como se observa en la parte (a) de la figura 4.25, sin embargo, las secciones de la zona de protección 2 son transferibles mediante el cierre del Tie 1, por lo tanto, la curva del fusible de derivación primaria debe estar por debajo del Feeder 1, Feeder 3 y Tie 1. En la parte

(b) de la misma figura se observa que el fusible 50T cumple tal criterio de coordinación, de modo que, el fusible 50T es el indicado para proteger las derivaciones primarias de la zona de protección 2.



**Figura 4.25.** Coordinación Feeder 1 y 3 con el fusible de derivación primaria de la zona de protección 2 [Elaboración propia].

Por otra parte, en la zona de protección 3 el fusible de derivación primaria debe coordinar adecuadamente con el Feeder 2 y 4 en condiciones de operación normal del sistema; sin transferencia de carga. No obstante, las secciones de ésta zona de protección también son transferibles mediante el cierre de Tie 2, por lo tanto, la curva de operación de fusible también debe coordinar con la curva del Tie 2. En la figura 2.29 se observa los dos casos de coordinación de protecciones, con transferencia de carga y sin transferencia de carga. Por lo tanto, el fusible 25T cumple de mejor manera con las dos condiciones de operación del sistema.



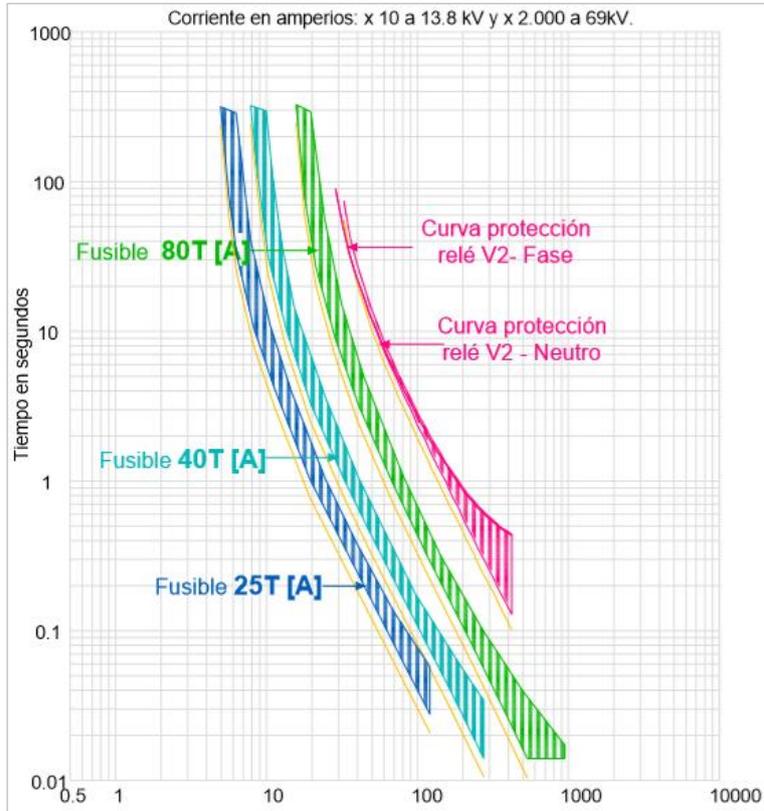
**Figura 4.26.** Coordinación Feeder 2 y 4 con el fusible de derivación primaria de la zona de protección 3 [Elaboración propia].

Por lo tanto, tomando en cuenta los criterios descritos al inicio de esta sección, los fusibles de protección de las derivaciones secundarias y terciarias se enlistan en la tabla 4.25 para cada zona de protección.

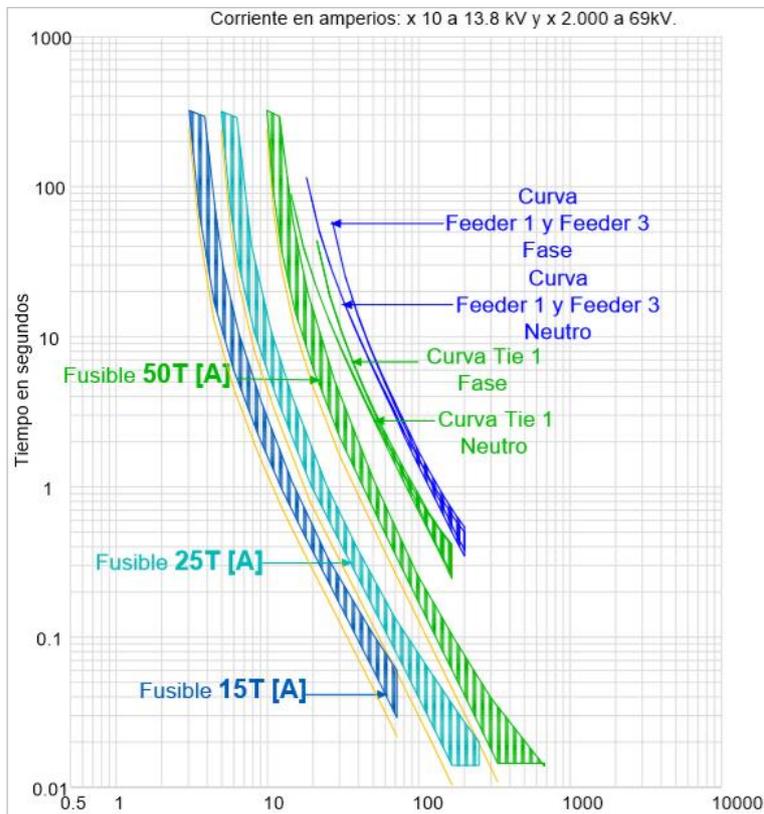
**Tabla 4.25.** Fusibles de protección de las derivaciones [Elaboración propia].

Zona de Protección	Tipo de derivación	Capacidad de fusible
1	Primaria	80T
	Secundaria	40T
	Terciaria	25T
2	Primaria	50T
	Secundaria	25T
	Terciaria	15T
3	Primaria	25T
	Secundaria	15T
	Terciaria	No aplica

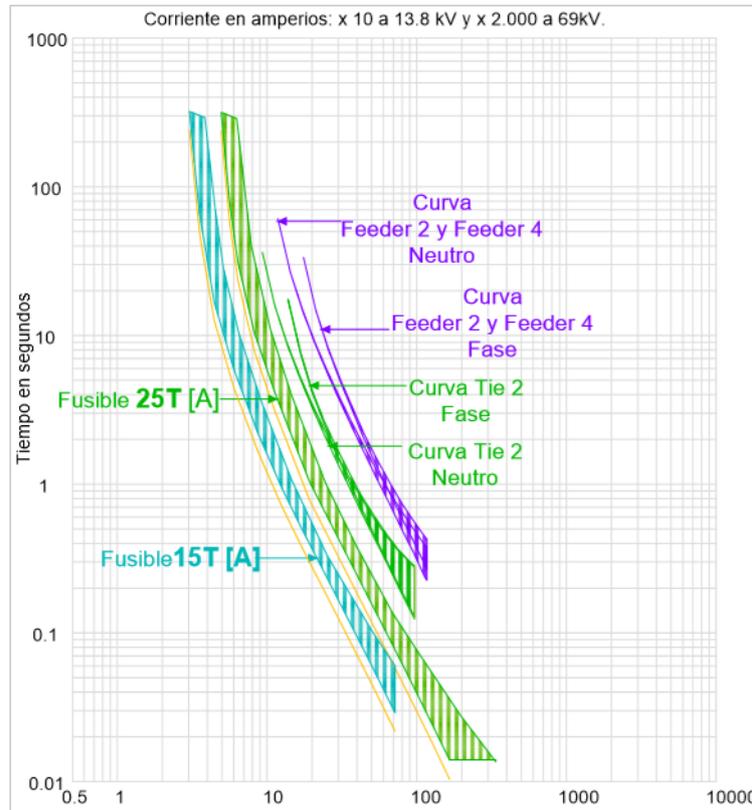
En la figura 4.27 se muestra la coordinación de todos los fusibles correspondientes a cada zona de protección; la coordinación se realiza en la ayuda del programa CYMTCC.



(a) Zona de protección 1



(b) Zona de protección 2



(c) Zona de protección 3

**Figura 4.27.** Coordinación de los fusibles de derivación por cada zona [Elaboración propia].

En la zona de protección 3 se prescinde de las derivaciones terciarias, puesto que, implica ubicar fusible de protección 8T y su curva de protección no coordina adecuadamente con el fusible de protección de los transformadores de distribución existentes, en este caso son transformadores monofásicos de 15 y 25 [kVA]. Por lo tanto, la protección de la derivación secundaria coordina correctamente con la protección de los transformadores de distribución.

Luego, se debe determinar a partir de que secciones o tramos de la red se pueden realizar derivaciones primarias, secundarias o terciarias. Este propósito se logra con los valores de corrientes de cortocircuitos a lo largo del sistema V2 e I4, detallados en la figura 4.17, y con los datos de coordinación de los fusibles registrados en las tablas 4.19, 4.20 y 4.21.

- **Rangos de corrientes de cortocircuitos para derivaciones en la zona de protección 1**

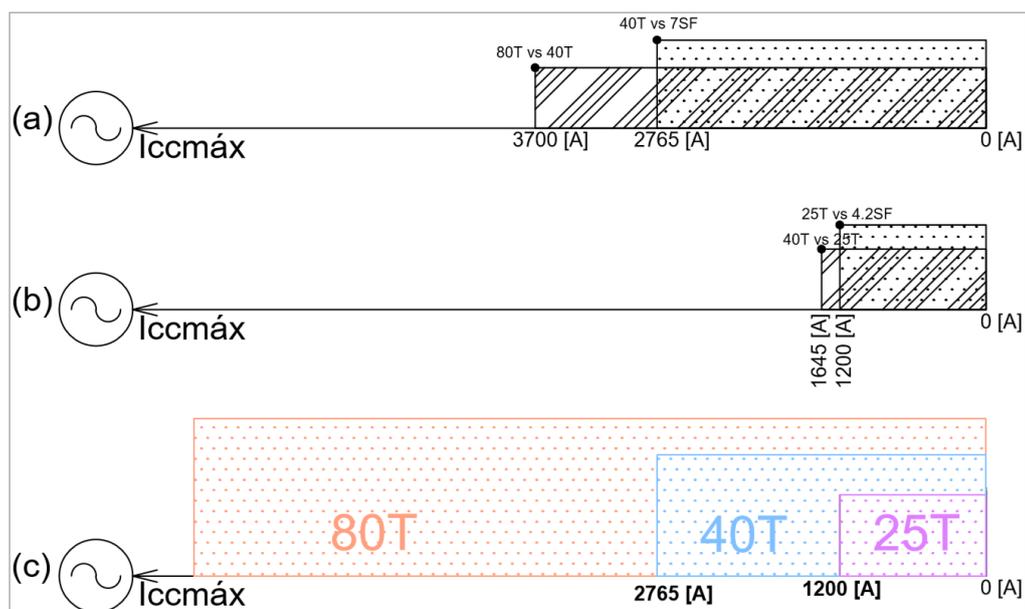
La tabla 4.26 muestra el valor de corriente de cortocircuitos máximos en el cual coordinan adecuadamente los fusibles de las derivaciones y los fusibles Slow Fast (SF). Por ejemplo,

el fusible 80T coordina con el fusible 40T hasta una corriente de cortocircuito de 3700 [A], así mismo, coordina correctamente máximo con un fusible 14SF mientras la corriente de cortocircuito no supere los 5335 [A]. Es decir, con un fusible de protección 14SF en tramos de la red considerada derivación primaria se puede instalar transformadores monofásicos de hasta 75 [kVA] y hasta 630 [kVA] en trifásicos.

**Tabla 4.26.** Coordinación entre fusibles de protección por corrientes de cortocircuito en la zona de protección 1 [Elaboración propia].

Derivaciones				
Primaria	Icc [A]	Secundaria	Icc [A]	Terciaria
80T	3700	40T	1200	25T
5335 [A]	-	2765 [A]	-	1645 [A]
14SF		7SF		4,2SF

La figura 4.28 muestra el análisis de las corrientes de cortocircuito máximas en la cual coordinan los fusibles. Para entender la gráfica se analiza el literal (a), el fusible 80T coordina correctamente con el fusible 40T hasta una corriente de 3700 [A], pero, el fusible 40T coordina adecuadamente con los fusibles SF máximo con una corriente de 2765 [A], puesto que, la coordinación más apropiada se da cuando la curva del fusible de protección del transformador este por debajo del fusible 40T y está a su vez por debajo del fusible 80T; esta última condición se consigue para corrientes menores o iguales a 2765 [A]. Por lo tanto, gráficamente la respuesta de una coordinación adecuando entre fusibles de derivación y SF está representada por la intercesión de los dos rango de coordinación, tal y como se puede ver en los ítems (a) y (b) de la figura 4.28



**Figura 4.28.** Facultad para realizar derivaciones en la zona de protección 1 [Elaboración propia].

Finalmente, el resultado general que define a partir de que valores de corrientes de cortocircuitos se puede realizar derivaciones se observa en el literal (c) de la misma figura. Para corriente de cortocircuitos mayores de 2765 [A] solo se debe realizar derivaciones primarias, así mismo, únicamente se puede realizar derivaciones secundarias para corrientes menores o iguales a 2765 [A]. Y, las derivaciones terciarias se pueden realizar a partir de corrientes de cortocircuitos menores o iguales a 1200 [A].

La tabla 4.27 muestra el resumen general de los límites de cada derivación de la zona de protección 1. Recuerde que, una derivación primaria nace de la troncal del alimentador, una derivación secundaria nace de la derivación primaria y una terciaria nace de la derivación secundaria.

**Tabla 4.27.** Límite de las derivaciones de la zona de protección 1 [Elaboración propia].

Zona	$I_{ccm\acute{a}x}$ [A]	Tipo de derivación
Zona de protección 1	> 2765	Solo D. Primarias
	$\leq$ 2765	Puedo D. Secundarias
	$\leq$ 1200	Puedo D. Terciarias

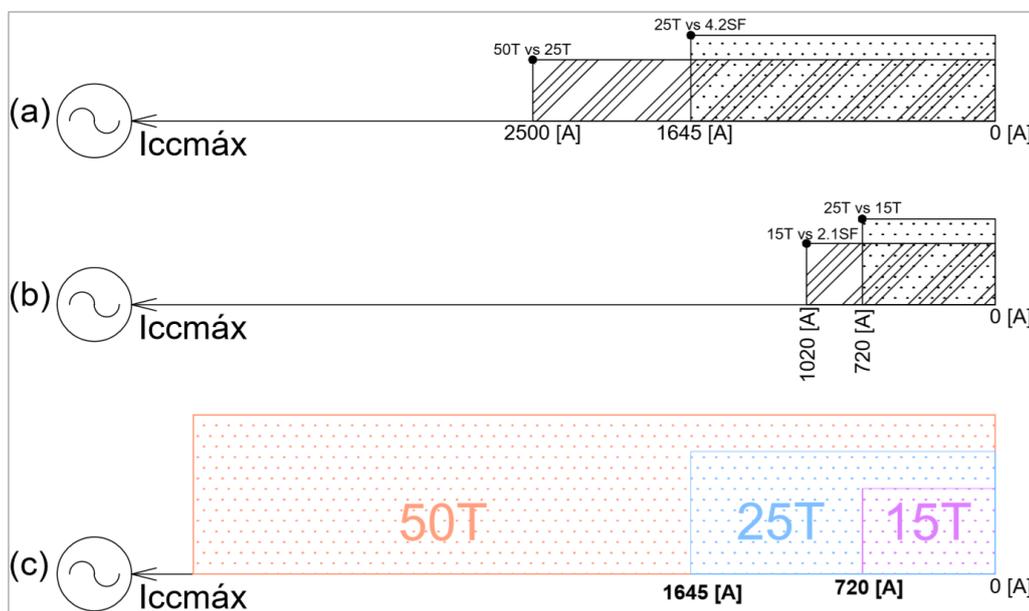
- Rangos de corrientes de cortocircuitos para derivaciones en la zona de protección 2

En esta zona de protección se aplica el mismo criterio y metodología realizada en la zona de protección 1, por lo tanto, la tabla 4.28 muestra el valor de corriente de cortocircuitos máximos en el cual coordinan adecuadamente los fusibles de las derivaciones y los fusibles SF.

**Tabla 4.28.** Coordinación entre fusibles de protección por corrientes de cortocircuito en la zona de protección 2 [Elaboración propia].

Derivaciones				
Primaria	Icc [A]	Secundaria	Icc [A]	Terciaria
50T	2500	25T	720	15T
3225 [A]	-	1645 [A]	-	1020 [A]
7.8SF		4.2SF		2.1SF

La figura 4.29 muestra el análisis de los datos de corrientes de cortocircuitos de la tabla 4.28. Finalmente resulta que, para corriente de cortocircuitos mayores a 1645[A] solo se debe realizar derivaciones primarias, así mismo, se puede realizar derivaciones secundarias a partir de corrientes menores o iguales a 1645[A]. Las derivaciones terciarias solo se podrán realizar a partir de corrientes menores o iguales a 720[A].



**Figura 4.29.** Facultad para realizar derivaciones en la zona de protección 2 [Elaboración propia].

En la tabla 4.29 se resume el resultado final de las derivaciones a realizar en la zona de protección 2.

**Tabla 4.29.** Límite de las derivaciones de la zona de protección 1 [Elaboración propia].

Zona	$I_{ccm\acute{a}x}$ [A]	Tipo de derivación
Zona de protección 2	$> 1645$	Solo D. Primarias
	$\leq 1645$	Puedo D. Secundarias
	$\leq 720$	Puedo D. Terciarias

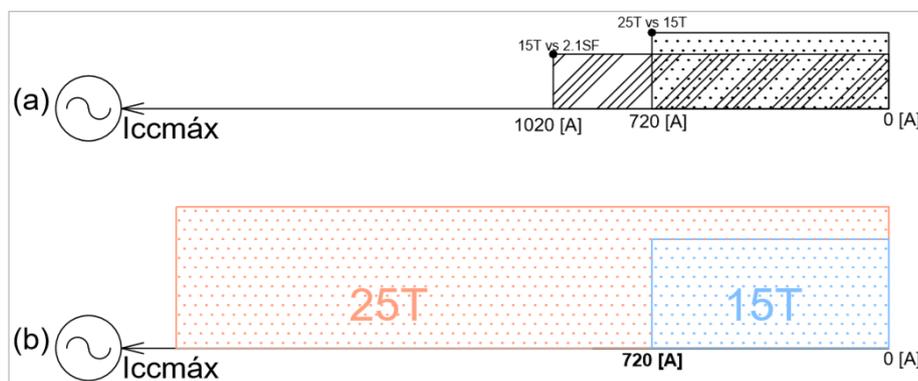
- **Rangos de corrientes de cortocircuitos para derivaciones en la zona de protección 3**

En esta zona de protección se aplica el mismo criterio y metodología realizada en la zona de protección 1 y 2, por lo tanto, la tabla 4.30 muestra el valor de corriente de cortocircuitos máximos en el cual coordinan adecuadamente los fusibles de las derivaciones y los fusibles SF.

**Tabla 4.30.** Coordinación entre fusibles de protección por corrientes de cortocircuito en la zona de protección 3 [Elaboración propia].

Primaria	$I_{cc}$ [A]	Secundaria
25T	720	15T
1645 [A]	-	1020 [A]
4.2SF		2.1SF

La figura 4.30 muestra el análisis de los datos de corrientes de cortocircuitos de la tabla 4.30. Finalmente resulta que, para corriente de cortocircuitos mayores a 720[A] solo se debe realizar derivaciones primarias, así mismo, se puede realizar derivaciones secundarias a partir de corrientes menores o iguales a 720[A]. No se realiza derivaciones terciarias en esta zona de protección.



**Figura 4.30.** Facultad para realizar derivaciones en la zona de protección 3 [Elaboración propia].

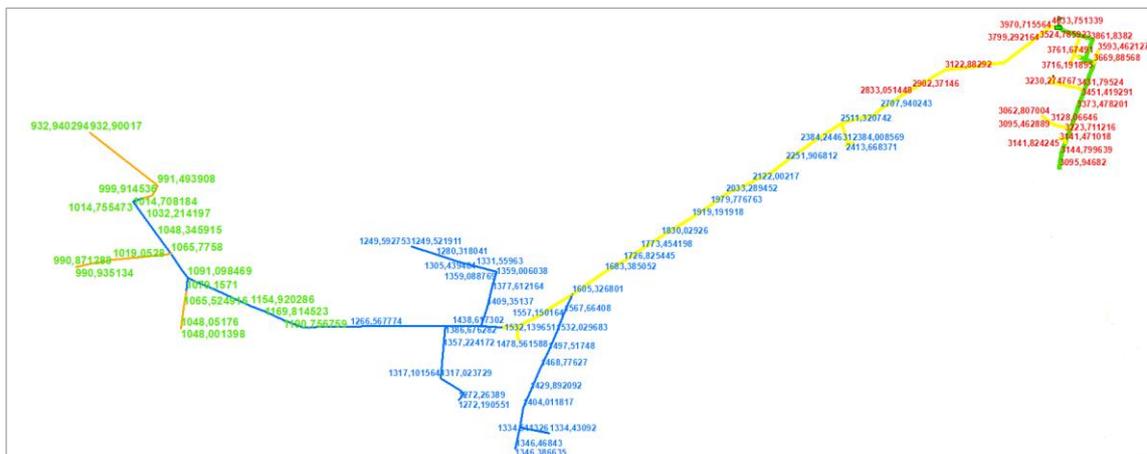
En la tabla 4.31 se resume el resultado final de las derivaciones a realizar en la zona de protección 3.

**Tabla 4.31.** Límite de las derivaciones de la zona de protección 1 [Elaboración propia].

Zona	lccmáx [A]	Tipo de derivación
Zona de protección 3	> 720	Solo D. Primarias
	<= 720	Puedo D. Secundarias

#### 4.3.4.5. Derivaciones

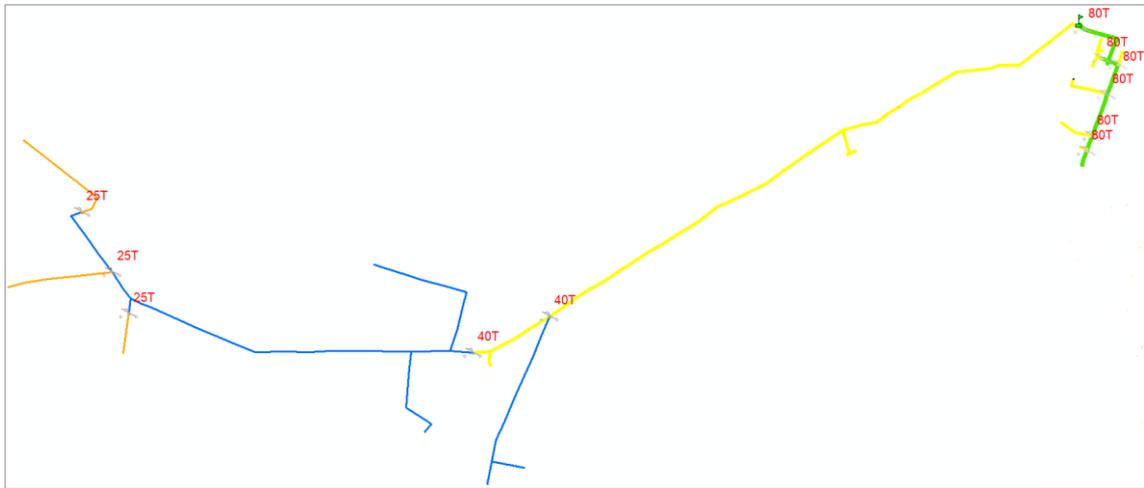
En el inciso anterior se determinó los límites de las corrientes de cortocircuito en la cual se pueden hacer derivaciones primarias, secundarias y terciarias por cada zona de protección. La figura 4.31 muestra un ejemplo del análisis realizado, los valores de color rojo significa los tramos de red en donde solo se podrá realizar derivaciones primarias, los valores de color azul representan secciones de red donde es posible realizar derivaciones secundarias y los valores de corriente de color verde significan la posibilidad de realizar derivaciones terciarias.



**Figura 4.31.** Discriminación de las corrientes de cortocircuito [Elaboración propia].

Para identificar de mejor manera las derivaciones de red en el plano, se ha normalizado de la siguiente manera: el color verde para la troncal principal, amarillo para las derivaciones primarias, azul para las derivaciones secundarias y naranja para las derivaciones terciarias. Así mismo, se mencionó que cada derivación debe tener su fusible de protección, en la figura 4.32 se muestra los fusibles de las derivaciones de un tramo de red de la zona de

protección 1. En la figura se observa que la derivación primaria sale de la troncal principal, la secundaria sale de la derivación primaria y la terciaria sale de la derivación secundaria.



**Figura 4.32.** Fusibles de protección por cada derivación [Elaboración propia].

Finalmente, las derivaciones del sistema conformado por los alimentadores Otavalo No.2 y San Vicente No.4 se muestran en la figura 4.33.



**Figura 4.33.** Derivaciones del sistema V2 e I4 [Elaboración propia].

Al momento de definir las derivaciones de un alimentador es decisión del personal técnico si se realiza o no una derivación, es decir, a pesar de que los valores de corrientes de cortocircuito permiten realizar un tipo de derivación existen ocasiones en las que no se

realiza, ya que influye aspectos como: tendencia a fallas del tramo a seccionar, cantidad de carga en el ramal, costos de equipo, costos de desplazamiento, etc. Por lo tanto, las derivaciones realizadas en la figura 4.33 se realizaron considerando los límites de corriente de cortocircuito y potencia instalada en los ramales.

La siguiente tabla muestra el número de fusibles que se requiere para llevar a cabo la protección de las derivaciones propuestas en el sistema V2 e I4.

**Tabla 4.32.** Número de fusibles de derivación del sistema V2 e I4 [Elaboración propia].

Alimentador	Capacidad fusibles	Cantidad
V2	80T	47
	50T	30
	40T	14
	25T	50
	15T	21
I4	80T	15
	50T	52
	25T	76
	15T	11
<b>Total fusibles</b>		<b>316</b>

De la misma manera, la ubicación de los fusibles de protección de cada derivación propuesta según la figura 4.33 se adjunta en el anexo F.

En la sección 4.3.3 se determinó la ubicación de los reconectores automáticos (ACR) y se comprobó que su ubicación no influye en la coordinación adecuada del sistema de protecciones, por lo tanto, las coordenadas y los postes donde se propone la ubicación de los ACR se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 4.33.** Coordenadas de ubicación de los ACR [Elaboración propia].

ACR	Alimentador	Coordenadas		Poste
		x	y	
Feeder 1	Otavalo No.2	806.033,82	10.023.294,87	V2P535
Feeder 2	Otavalo No.2	809.387,47	10.020.873,33	V2P3815
Feeder 3	San Vicente No.4	808.024,86	10.025.278,04	I4P242
Feeder 4	San Vicente No.4	812.560,25	10.021.955,11	I4P1537
Tie 1	San Vicente No.4	807.501,14	10.024.156,18	I4P326

Tie 2	San Vicente No.4	812.475,43	10.020.914,91	I4P2715
-------	------------------	------------	---------------	---------

De igual modo, los parámetros de protección definidos en el apartado anterior se muestran en la tabla 4.34.

**Tabla 4.34.** Parámetros de protecciones eléctricas de los ACR [Elaboración propia].

ACR	Parámetros y ajustes			
	Observación	curva	I_Tap [A]	Dial
Feeder 1, Feeder 3	Fase	IEC 255 EI	215	0,4
	Neutro	IEC 255 EI	145	0,8
Feeder 2, Feeder 4	Fase	IEC 255 EI	135	0,23
	Neutro	IEC 255 EI	95	0,42
Tie 1	Fase	IEC 255 EI	170	0,3
	Neutro	IEC 255 EI	115	0,62
Tie 2	Fase	IEC 255 EI	110	0,12
	Neutro	IEC 255 EI	75	0,25

#### 4.3.4.6. Verificación del sistema de protecciones

Una vez definido las protecciones del sistema, las mismas deben asegurar que los elementos del sistema estén protegidos y operen cuando tiene que operar y no cuando no deben de operar. De modo que, se verifica lo siguiente:

- **Protección del conductor de las derivaciones**

El fusible de la derivación correspondiente debe proteger al conductor de medio voltaje existente. Para ello, es necesario revisar el calibre del conductor aguas abajo del fusible de protección. La siguiente tabla muestra la corriente a la cual se funde el fusible y la corriente nominal del conductor ACSR.

**Tabla 4.35.** Corriente de fusión y nominal de los fusibles de protección y conductor ACSR [Elaboración propia].

Fusible de protección		Cable ACSR	
Capacidad	If [A]	No. AWG	In [A]
80T	158,2	3/0	315
50T	98,9	2/0	276
40T	78,2	1/0	242
25T	49,7	2	184

15T	30,48	4	140
-----	-------	---	-----

Por los datos de la anterior tabla se concluye que el fusible 80T no protege al conductor No.4 AWG. Por lo tanto, actualizando las condiciones en las que se encuentra la red eléctrica de la Zona II de EMELNORTE S.A. y por registros definidos en los programas CYMDIST y ArcGIS se verifica que todas las derivaciones cuentan con un conductor ACSR 1/0 y 2 AWG, excepto las bajantes de medio voltaje de los transformadores de distribución, en algunos casos se registra conductor ACSR No.4 AWG y otros ASC No.4; en estos casos el fusible de protección de la derivación es inferior al 80T.

- **Operación por corrientes de carga fría**

EMELNORTE S.A. no tiene un estudio definido sobre el tipo de carga de cada alimentador y su influencia en las corrientes de energización. Sin embargo, por registro de datos de corrientes al momento de realimentar secciones y tramos de red se considera que la corriente de energización aproximadamente es tres veces la corriente nominal de la sección realimentada.

Por lo tanto, se encuentra dos derivaciones primarias de la zona de protección 3 que posiblemente actuó el fusible de protección, el tramo corresponde al alimentador V2. La primera derivación inicia en el poste V2P2780 y la segunda inicia en el poste V2P3646. Los datos se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 4.36.** Operación del fusible por corrientes de carga fría [Elaboración propia].

Zona	Derivación	Poste de derivación	In [A]	I carga fría [A]	Fusible de protección	If [A]
Zona de protección 3	Primaria	V2P3646	17,2	51,6	25T	49,7
	Primaria	V2P2782	25,5	76,5	25T	49,7

- **Sensibilidad del fusible de derivación**

El fusible debe actuar ante pequeñas magnitudes de corrientes de falla, este caso puede darse por alta impedancia o en secciones de red ubicadas a grandes distancias de la fuente del alimentador. Para verificar esta propiedad de las protecciones eléctricas, se determina los valores de corrientes de cortocircuito en mínima generación, también, se puede considerar la mitad de la corriente de cortocircuito en máxima generación.

Se verifica y no se registra problemas de sensibilidad en todos los fusibles de protección de las distintas derivaciones, sin embargo, en una derivación primaria, monofásica de la

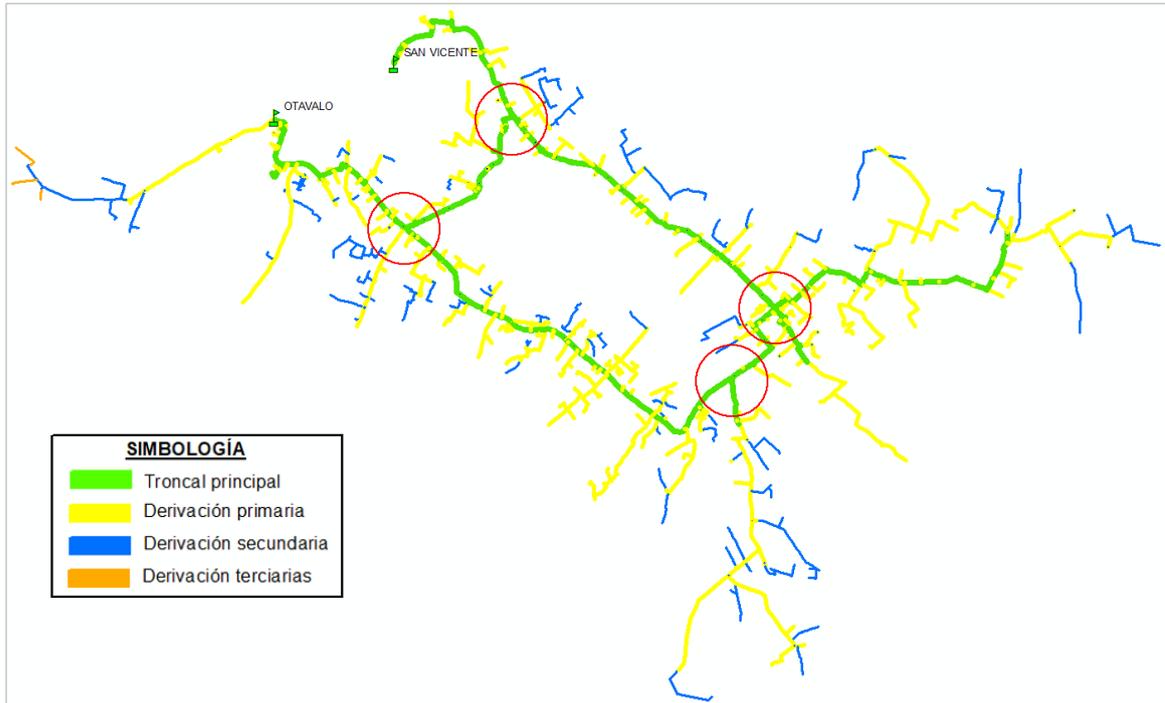
zona de protección 3 cuyo fusible de protección es 25T se verifica que el fusible de protección del transformador no coordina con el fusible de derivación. Esto se da porque el transformador es monofásico de 75 [kVA] con un fusible 6.3 SF, puesto que, el fusible de derivación, 25T, máximo coordina con los fusibles 4.2SF. Por consiguiente, la solución inmediata será cambiar el fusible tipo Slow Fast por un tipo T correspondiente.

#### **4.3.5. UBICACIÓN DE EQUIPOS INDICADORES DE FALLA**

El objetivo principal de utilizar un dispositivo indicador de falla eléctrica es reducir el tiempo de una interrupción. De modo que, se debe reducir el tiempo que tarda el personal técnico en localizar la falla y reducir el área de búsqueda. Por lo tanto, se recomienda ubicar los dispositivos en puntos de bifurcación de las redes eléctricas. En el sistema eléctrico un punto de bifurcación se refiere a uno o varios tramos de red que nacen en un mismo punto de la red eléctrica. Por lo tanto, para definir los puntos donde se ubicará los equipos indicadores de falla se considera lo siguiente:

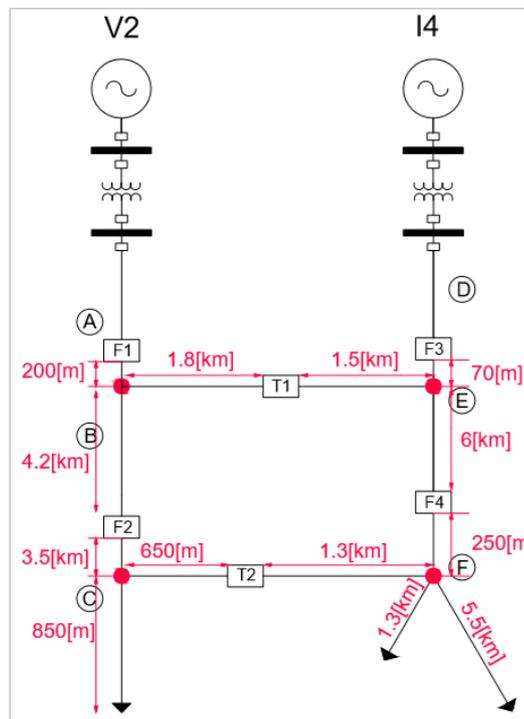
- Los equipos indicadores solo se ubicara en tramos de red que formen parte de la troncal del alimentador. Puesto que, la falla eléctrica de una troncal es más trascendente que la falla de una derivación.
- Se considera los tramos de red que se extiendan de un mismo punto y su longitud sea mayor a 500 [m]. Puesto que, la empresa eléctrica cuenta con varios alimentadores que ameriten la utilización de este dispositivo y un tramo inferior a 500 [m] no justifica la inversión del equipo; prácticamente una forma de optimizar recursos.

Con estas consideraciones la red conformada por los alimentadores Otavalo No.2 y San Vicente No.4 muestra cuatro lugares en donde se divide la troncal, en la figura 4.34 se muestra tal característica.



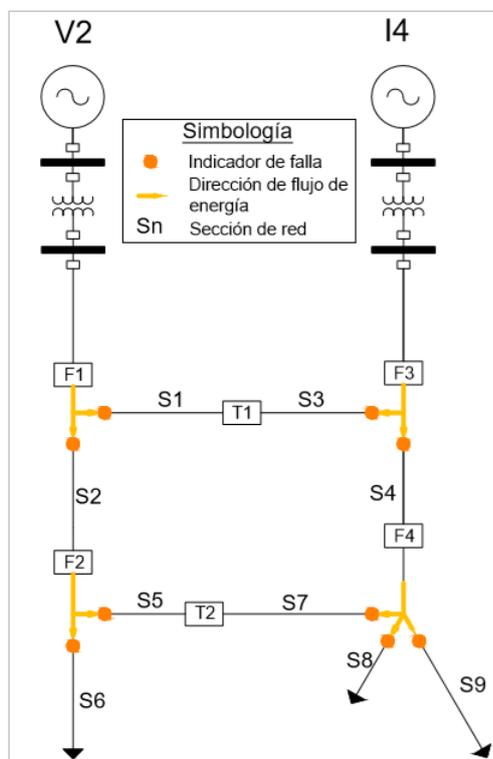
**Figura 4.34.** Puntos de bifurcación para ubicar los dispositivos indicadores de falla [Elaboración propia].

Por otra parte, la figura 4.35 muestra las longitudes aproximadas de los tramos de red, medidos desde el punto de división de la troncal hasta el dispositivo ACR adyacente.



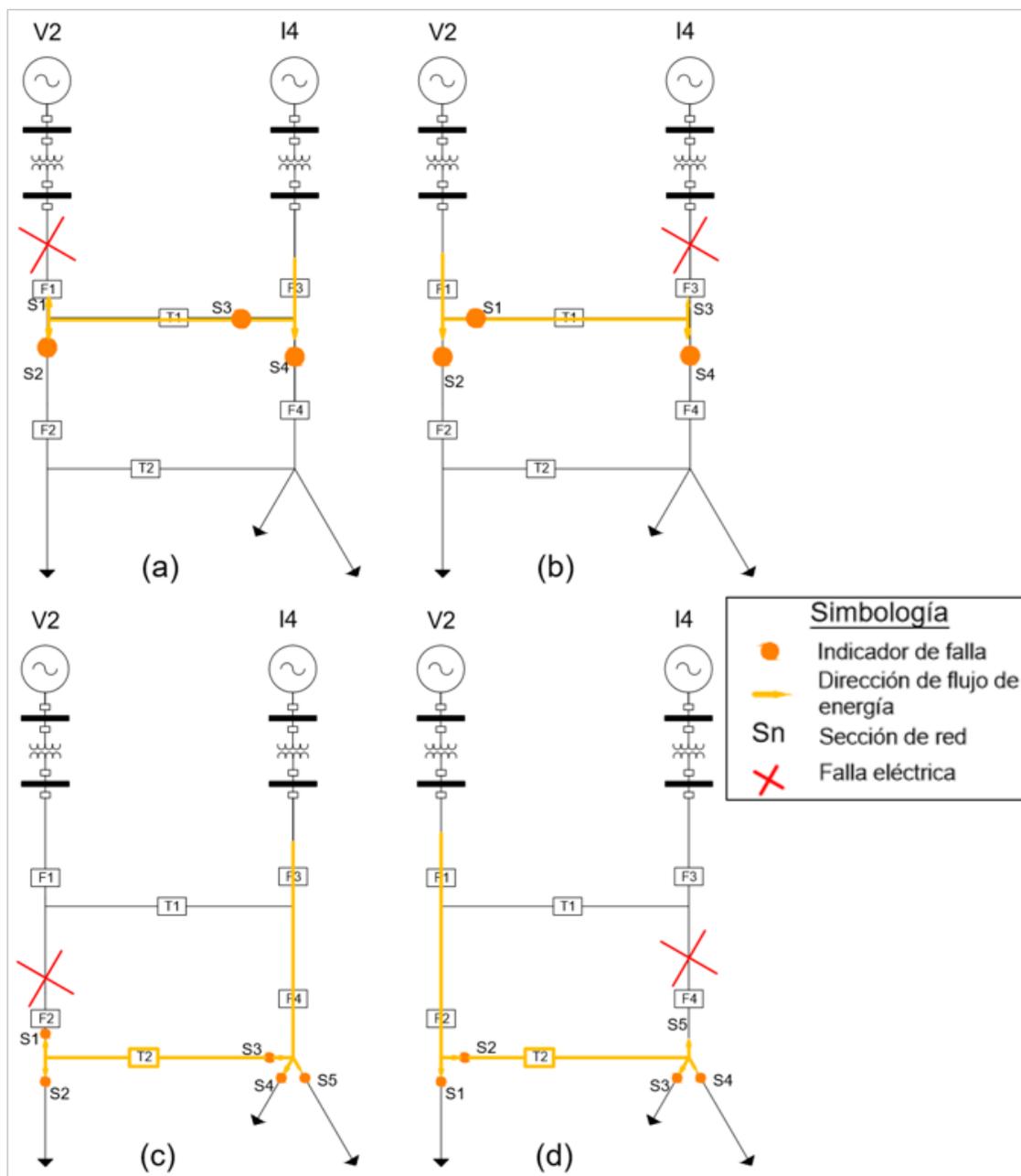
**Figura 4.35.** Longitud de los tramos de red [Elaboración propia].

Para la ubicación de los indicadores de falla se debe considerar la operación del sistema en condiciones normales y en condiciones de carga transferida. Puesto que, existen secciones que serán alimentadas por la fuente principal y por la fuente alterna. El siguiente esquema representa la operación de los alimentadores V2 e I4 sin transferencia de carga. En la figura 4.36 se observa que la protección del ACR F1 puede ser activado por una falla en el tramo S1 o S2, así mismo, el accionamiento del Feeder F4 puede ser por una falla eléctrica en el tramo S7, S8 o S9; ante esto, el tramo bajo falla tendrá una señal luminosa, esto le permitirá al personal técnico orientarse de la mejor manera hacia la sección bajo falla.



**Figura 4.36.** Ubicación de indicadores de falla – sin transferencia de carga [Elaboración propia].

Además, cuando el sistema V2 – I4 está operando con carga transferida, el mismo no está exento de una segunda falla, por lo tanto, la protección correspondiente debe actuar; sin embargo, determinar la ubicación de la falla puede complicarse nuevamente, ya que cambia el trayecto del flujo energético y los indicadores de falla pueden estar mal posicionados o simplemente no están ubicados en el tramo bajo falla. La siguiente gráfica muestra la ubicación de los indicadores de falla cuando el sistema está trabajando con transferencia de carga.



**Figura 4.37.** Ubicación de indicadores de falla – con transferencia de carga [Elaboración propia].

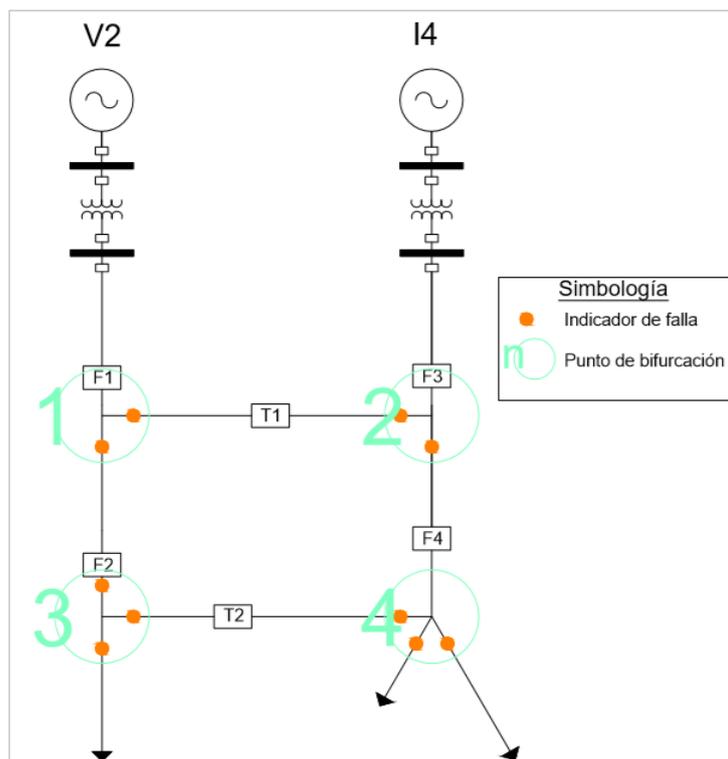
La figura 4.37 muestra los diferentes casos de transferencia de carga, de modo que, hay ciertas secciones que son alimentadas por las fuentes alternas. Las secciones bajo falla eléctrica se identifican con una “X” y el flujo energético de la fuente alterna se resalta con un color amarillo. El análisis se lo realiza por casos, es decir, cuando la falla es en la primera zona de protección y luego en la segunda zona de protección.

- Caso (a).- las secciones S1 y S2 son alimentadas por la fuente del alimentador I4 a través de F3 y T1, sin embargo, el tramo S1 tiene una longitud aproximada de

200[m], por consiguiente, no es meritorio ubicar un dispositivo costoso para evitar una inspección visual de un tramo de 200 [m] de longitud, por otro lado, si es necesario ubicar un equipo en la sección S2, puesto que, la falla puede ubicarse en cualquier punto de la sección que tiene una longitud de 4 [km]. En el mismo caso, las secciones S3 y S4 si ameritan la ubicación de dispositivos indicadores de falla; son secciones que superan el 1[km] de longitud.

- Caso (b).- las secciones S3 y S4 son alimentadas por la fuente del alimentador V2 a través de F1 y T1, así mismo, la sección S3 es aproximadamente de 70[m] y no es meritorio ubicar un dispositivo indicador de falla, por otro lado, la sección S4 si debería tener un equipo, puesto que, es una sección de aproximadamente 6 [km]. En el mismo caso, las secciones S1 y S2 si ameritan la ubicación de dispositivos indicadores de falla; son secciones que superan el 1[km] de longitud.
- Caso (c).- las secciones S1 y S2 son alimentadas por la fuente del alimentador I4 a través de F3, F4 y T2, de la misma manera, son secciones cuya longitud es mayor a 500 [m], por lo tanto es necesario ubicar un indicador de falla en cada sección. En el mismo caso, las secciones S3, S4 y S5 si ameritan la ubicación de dispositivos indicadores de falla; son secciones que superan el 1[km] de longitud.
- Caso (d).- las secciones S3, S4 y S5 son alimentadas por la fuente del alimentador V2, se descarta el tramo S5 porque es de una longitud aproximada de 250[m]. Sin embargo, es provechoso ubicar en los tramos S3 y S4, cuyas longitudes son 1.3 [km] y 5.5 [km] respectivamente. En el mismo caso, las secciones S1 y S2 si ameritan la ubicación de dispositivos indicadores de falla; son secciones que superan el 1[km] de longitud.

Considerando el análisis realizado para las condiciones en las que puede operar los alimentadores V2 e I4, la ubicación de los dispositivos indicadores de falla se define de la siguiente manera:



**Figura 4.38.** Ubicación definitiva de indicadores de falla [Elaboración propia].

Al ser un dispositivo monofásico, para el sistema conformado por los alimentadores Otavalo No.2 y San Vicente No.4 es necesario 30 equipos indicadores de falla, puesto que, son 10 puntos de la red donde es meritorio ubicar los dispositivos.

**Tabla 4.37.** Ubicación de indicadores de falla [Elaboración propia].

Zona de división	Arranque del tramo		Indicador de falla
	alimentador	poste	cantidad/fase
1	Otavalo No.2	V2P735-V2P6513	3
	Otavalo No.2	V2P735-V2P743	3
2	San Vicente No.4	I4P245	3
	San Vicente No.4	I4P610	3
3	Otavalo No.2	V2P2770-V2P6140	3
	Otavalo No.2	V2P2770-V2P7354	3
	Otavalo No.2	V2P2770-V2P6141	3
4	San Vicente No.4	I4P2468	3
	San Vicente No.4	I4P2595	3
	San Vicente No.4	I4P1583	3
<b>Total indicadores de falla</b>			<b>30</b>

#### 4.4. TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA ENTRE ALIMENTADORES I5 Y H3

La figura 4.39 muestra la topología de los alimentadores San Vicente No.5 (I5) y Cotacachi No.5 (H3); el alimentador I5 es sumamente extenso, su troncal se extiende por más de 60 [km], inicia en la ciudad de Otavalo y se extiende por las parroquias Quiroga, Apuela, Peñaherrera, Cuellaje, Vacas Galindo, San Miguel de Pamplona y García Moreno. Por otro lado, el alimentador H3 únicamente se extiende por el cantón Cotacachi, la longitud de su troncal no supera los 5 [km]. Los dos alimentadores tienen un punto de enlace, ubicado aproximadamente en la parroquia de Quiroga.



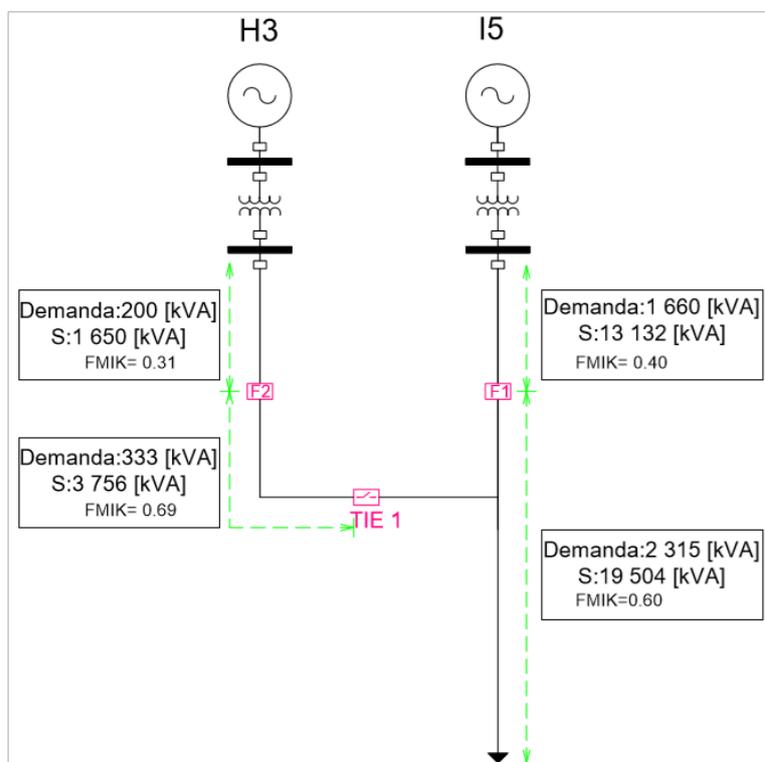
**Figura 4.39.** Topología del Alimentador Cotacachi No.3 y San Vicente No.5 [Elaboración propia].

Por lo tanto, en esta sección se analiza la transferencia automática entre los alimentadores I5 y H3. Para su desarrollo se utiliza la misma metodología empleada en los alimentadores Otavalo No.2 (V2) y San Vicente (No.4), por lo tanto, no se explica a detalle ciertos procesos de análisis y diseño, puesto que, fueron desarrollados explícitamente en la transferencia de los alimentadores V2 e I4. Sin embargo, en el anexo G se detalla el procedimiento y análisis de dicha transferencia. Por consiguiente, se obtiene los siguientes resultados:

##### 4.4.1. UBICACIÓN DE RECONECTADORES AUTOMÁTICOS ACR

La figura 4.40 muestra un diagrama unifilar de los alimentadores H3 e I5, en el cual se detalla la ubicación de los reconectores automáticos (ACR) por seccionamiento de

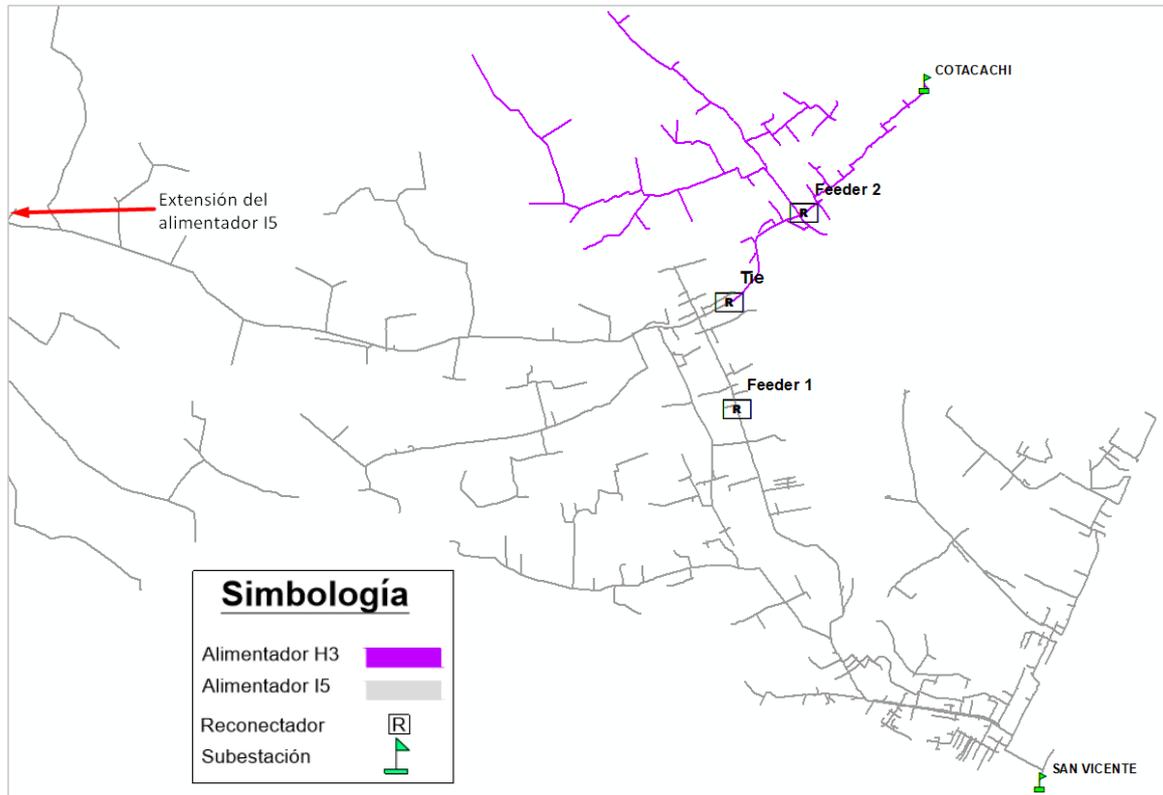
demanda del alimentador; además, se muestra el valor aproximado de FMIK de cada sección, en el caso que dicho tramo se encuentre bajo falla eléctrica.



**Figura 4.40.** Ubicación de los ACR por seccionamiento de carga del alimentador [Elaboración propia].

Por lo mostrado en la figura 4.40, se requiere 3 ACR para realizar transferencia automática entre los alimentadores H3 e I5, dentro del esquema de “loop automation” dos de ellos estarán operando como Feeder y el otro como Tie. Por otro lado, el modo de trabajo de cada ACR es en modo relé, similar al propuesto en la transferencia V2 e I4, sin embargo, el ACR F2 ubicado en el alimentador H3 trabaja en modo interruptor, puesto que, la activación de su curva de protección implica una operación descoordinada, en el anexo G se explica con más detalle tal situación.

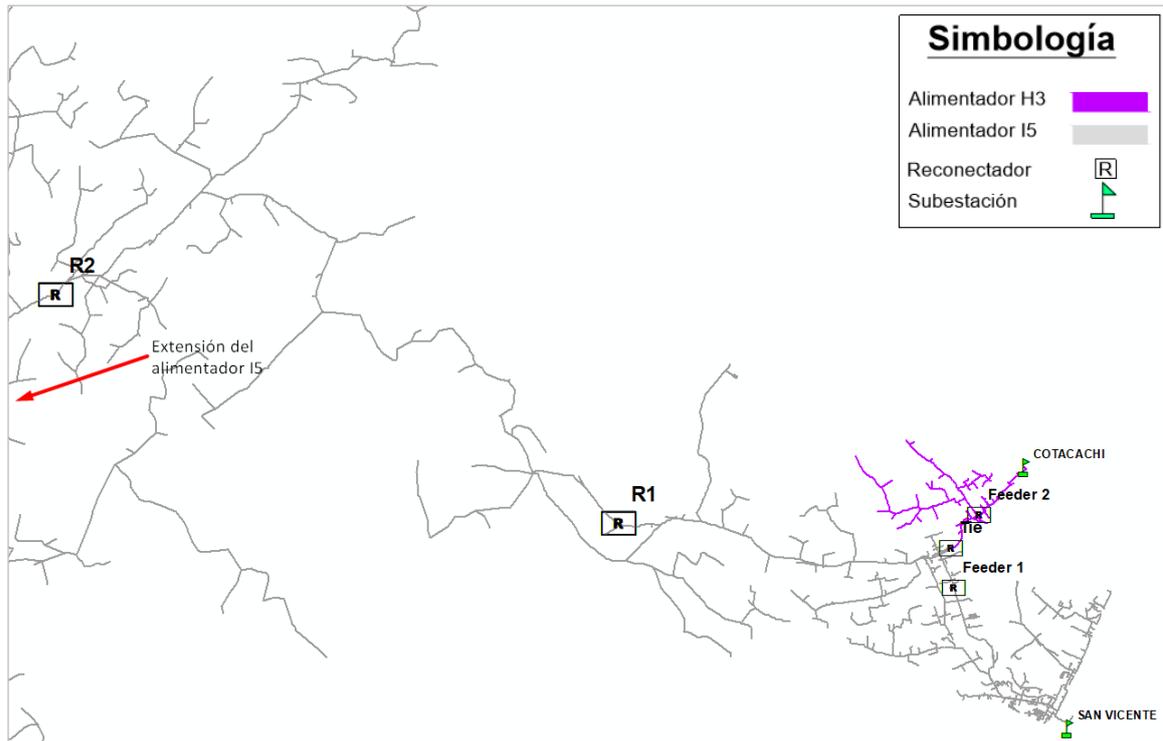
De la misma manera, la figura 4.41 muestra la topología de los alimentadores H3 e I5 con la ubicación de los ACR. Con el fin de apreciar de mejor manera la ubicación de los ACR, la siguiente figura es una ampliación del sistema H3 – I5.



**Figura 4.41.** Ubicación definitiva de los ACR en los alimentadores H3 e I5 [Elaboración propia].

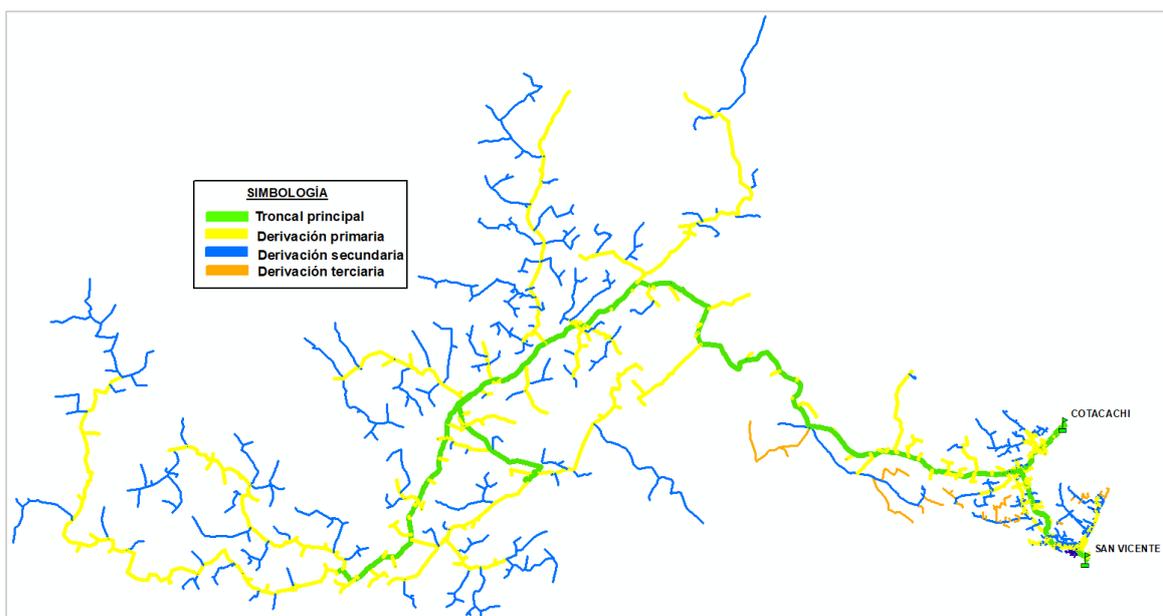
Actualmente, el alimentador I5 cuenta con dos equipos ACR ubicados estratégicamente aguas abajo del punto de enlace. La ubicación de los dos equipos ACR no forma parte del esquema de transferencia automática, sin embargo, su operación debe estar coordinada con los ACR que forman parte del esquema de “loop automation”. La ubicación de estos equipos permite seccionar aún más el alimentador, caso contrario, ante una falla en la troncal del I5, ubicado en el punto más extenso de la misma, sale de servicio aproximadamente el 60% del alimentador.

Por consiguiente, la figura 4.42 muestra la ubicación de los ACR involucrados en la transferencia y los ACR existentes en el alimentador I5. La ubicación del ACR R1 y ACR R2 fue definida por un estudio previo desarrollado por la empresa eléctrica.

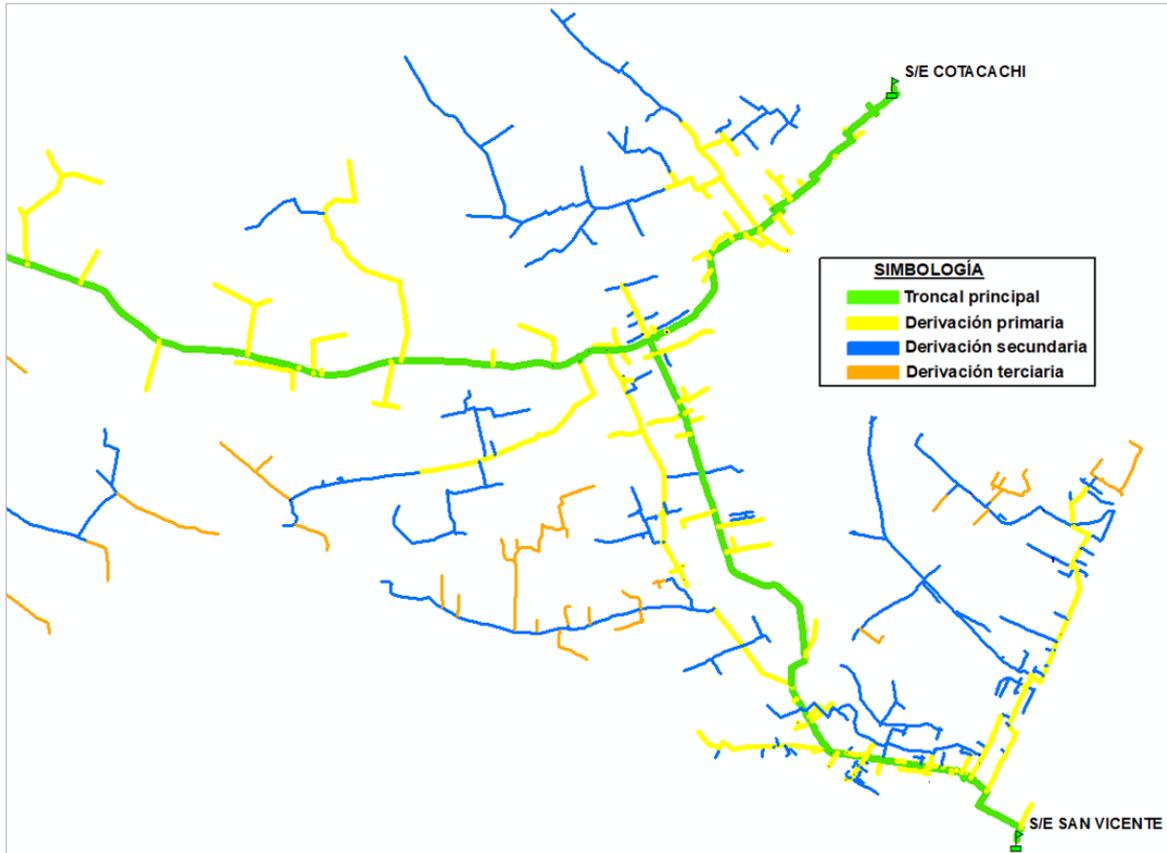


**Figura 4.42.** Ubicación definitiva de los ACR de transferencia automática y los ACR de seccionamiento del alimentador I5 [Elaboración propia].

Seguidamente, se procede a realizar el estudio de coordinación de protecciones eléctricas en el sistema H3 – I5, las derivaciones propuestas se muestran en la figura 4.43. De igual modo, en la figura 4.44 se visualiza las mismas derivaciones en un plano más amplio, con el fin de apreciar las derivaciones del alimentador H3 y cabecera del I5.



**Figura 4.43.** Derivaciones del sistema H3 e I5 [Elaboración propia].



**Figura 4.44.** Derivaciones del sistema H3 e I5 [Elaboración propia].

La siguiente tabla muestra el número de fusibles que se requiere para llevar a cabo la protección de las derivaciones propuestas en la figura 4.43 del sistema H3 - I5.

**Tabla 4.38.** Número de fusibles para protección de las derivaciones del sistema H3 e I5 [Elaboración propia].

Alimentador	Capacidad fusibles	Cantidad
H3	40T	28
	20T	5
I5	80T	58
	40T	134
	30T	31
	25T	58
	20T	40
	15T	97
12T	6	
<b>Total fusibles</b>		<b>457</b>

Por lo tanto, con el análisis de ubicación de los ACR formando el esquema de “loop automation” y el estudio de coordinación de protecciones se define la ubicación de los ACR, lo cual se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 4.39.** Coordenadas de ubicación de los ACR [Elaboración propia].

ACR	Alimentador	Coordenadas		Poste
		x	y	
Feeder 1	San Vicente No.5	802.633,957	10.030.262,315	I5P1534
Feeder 2	Cotacachi No.3	803.369,097	10.032.417,795	H3P1101
Tie 1	Cotacachi No.3	802.544,095	10.031.447,295	H3P1385

De la misma manera, se obtiene los siguientes parámetros para configurar las curvas de protección de los ACR, garantizando una operación coordinada en condiciones de transferencia de carga y sin transferencia de carga.

**Tabla 4.40.** Parámetros y ajustes de los ACR [Elaboración propia].

ACR	Parámetros y ajustes			
	Observación	curva	I_Tap [A]	Dial
Feeder 1	Fase	IEC 255 EI	240	0,20
	Neutro	IEC 255 EI	145	0,50
Tie 1	Fase	IEC 255 EI	145	0,13
	Neutro	IEC 255 EI	105	0,25
R1	Fase	IEC 255 EI	115	0,11
	Neutro	IEC 255 EI	85	0,20
R2	Fase	IEC 255 EI	90	0,12
	Neutro	IEC 255 EI	65	0,25

Además, la tabla 4.41 muestra los tiempos de retraso en la activación de la función “loop automation” en cada dispositivo ACR.

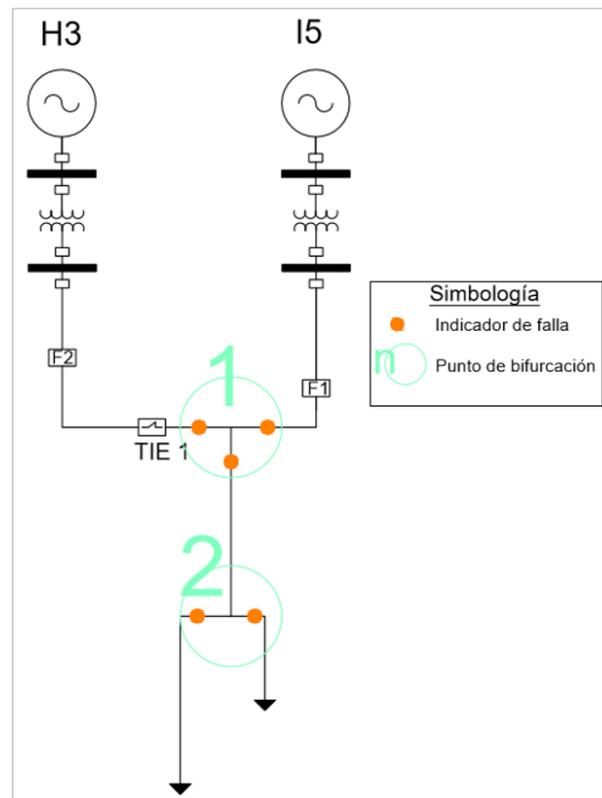
**Tabla 4.41.** Tiempo de retraso en la activación de la función loop automation [Elaboración propia].

Tipo		Tiempo [s]
ST	tiempo suministro	5
T1	tiempo coordinación	5

T2	tiempo secuencia	2
<b>ACR</b>	<b>Criterio</b>	<b>tiempo [s]</b>
Feeder 1	ST +T2	7
Feeder 2	ST +T2	7
Tie 1	ST+T1+T2	12

#### 4.4.2. UBICACIÓN DE INDICADORES DE FALLA

La figura 4.45 muestra un diagrama unifilar del sistema H3 – I5, donde se muestra los ACR y la ubicación de los equipos indicadores de falla. Por lo tanto, considerando las condiciones en las que va a operar los alimentadores H3 e I5, con transferencia y sin transferencia de carga, la ubicación de los dispositivos indicadores de falla se define de la siguiente manera:



**Figura 4.45.** Ubicación definitiva de indicadores de falla [Elaboración propia].

La tabla 4.42 muestra la ubicación estimada de los equipos indicadores de falla en los alimentadores Cotacachi No.3 y San Vicente No.5. De modo que, es necesario 15 equipos indicadores de falla, puesto que, se ha identificado 2 puntos del sistema H3 – I5 donde es meritorio ubicar los dispositivos.

**Tabla 4.42.** Ubicación de indicadores de falla [Elaboración propia].

Zona de división	Arranque del tramo		Indicador de falla
	alimentador	postes	cantidad/fase
1	San Vicente No.5	I5P1648 – I5P1688	3
	San Vicente No.5	I5P1648 – I5P1839	3
	San Vicente No.5	I5P1648 – I5P1647	3
2	San Vicente No.5	I5P6033 – I5P6034	3
	San Vicente No.5	I5P6033 – I5P10410	3
<b>Total indicadores de falla</b>			<b>15</b>

#### 4.5. IMPACTO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

En la tabla 3.3 y en la figura 3.6 se puede apreciar los valores de FMIK y TTIK de los alimentadores que participan en el estudio de transferencia automática, cuyo resumen se puede observar en la tabla 4.43.

**Tabla 4.43.** Indicadores de calidad de los alimentadores seleccionados para la transferencia automática [Elaboración propia].

Alimentador	Índices de Calidad anual 2018		Índices de Calidad enero-julio 2019	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
Otavalo Alimentador 2	8,522	12,869	0,360	0,933
San Vicente Alimentador 4	13,147	17,986	2,001	3,669
San Vicente Alimentador 5	10,652	16,886	2,097	2,992
Cotacachi Alimentador 3	4,021	5,662	4,409	1,392

En la anterior tabla se puede observar que para el año 2018, tres de los alimentadores descritos sobrepasan el límite permitido por la regulación 005/18 ARCONEL, por otro lado, al alimentador Cotacachi 3 en el periodo de análisis del año 2019 se encuentra a menos de 3 puntos de sobrepasar el límite máximo establecido por tal regulación. Por lo tanto, se puede decir que los alimentadores Otavalo 2, San Vicente 4 y San Vicente 5 son los de mayor cuidado.

De esta manera, aplicando los resultados de transferencia automática sugeridos por este proyecto se pretende mejorar los indicadores de calidad de servicio técnico. En las figuras 4.10 y 4.40 se muestran la ubicación de los equipos ACR y un valor estimado del indicador

FMIK por cada sección que se encuentre fuera de servicio, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

**Tabla 4.44.** Valores estimados de FMIK para los alimentadores que participan en la transferencia automática [Elaboración propia].

Alimentador	Posibles valores de FMIK		
	FMIK 1	FMIK 2	FMIK 3
Otavalo 2	0,329	0,305	0,364
San Vicente 4	0,081	0,311	0,605
San Vicente 5	0,4	0,6	-
Cotacachi 3	0,31	0,69	-

Para apreciar el mejoramiento del FMIK en los alimentadores descritos, se considera el peor de los casos posibles, una interrupción cuya falla eléctrica se ubica en la troncal del alimentador a cabecera del mismo, en este caso se activa la protección principal del alimentador. La tabla 4.45 muestra los posibles valores de FMIK considerando los siguientes escenarios, con y sin transferencia de carga.

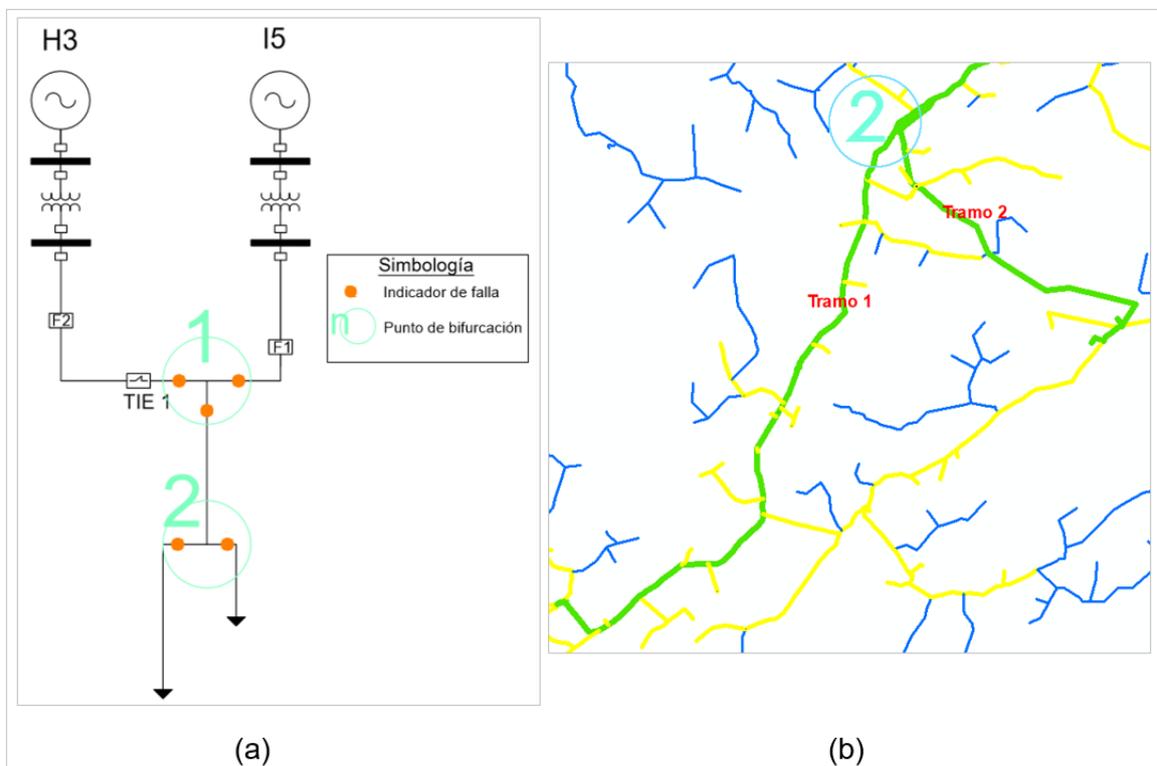
**Tabla 4.45.** Valores de FMIK con y sin transferencia de carga ante una falla ubicada a cabecera del alimentador [Elaboración propia].

Alimentador	Sin transferencia	Con Transferencia
	FMIK	FMIK
Otavalo 2	1,000	0,329
San Vicente 4	1,000	0,081
San Vicente 5	1,000	0,400
Cotacachi 3	1,000	0,310

En un sistema que no permite transferencia de carga, prácticamente todo el alimentador se queda sin servicio, originando un valor de FMIK de 1.0, sin embargo, si dicho sistema permite aislar la falla, se reduce la cantidad de carga sin suministro, reduciendo de esta manera los valores de FMIK, tal y como se especifica en la columna 3 de la tabla 4.45.

Por otro lado, el tiempo total de interrupción (TTIK) está definido por la cantidad de potencia nominal fuera de servicio y duración de la interrupción. En las figuras 4.38 y 4.45 se puede observar la ubicación sugerida de los indicadores de falla en los dos sistemas de transferencia automática (sistema eléctrico I4 – V2 y sistema eléctrico I5 – H3).

De la misma manera, es muy complejo estimar valores probables de TTIK, puesto que, el sistema eléctrico y los escenarios de operación ante una interrupción están sujetos a diferentes condiciones y situaciones en las que se genera. No es posible estimar con tal certeza la reducción del tiempo de una interrupción, el mismo dependerá de aspectos como: niveles de acceso, facilidad en el desplazamiento, conocimiento de la interrupción, visibilidad de red, etc. Sin embargo, si es posible apreciar la reducción del tiempo de una interrupción, puesto que, suceden dos condiciones nuevas de operación, primero, con la utilización de los ACR para transferencia de carga se reduce la cantidad de carga sin servicio, segundo, se identifica de una manera más rápida la ubicación del origen de una falla eléctrica. Éste último punto se puede apreciar de mejor manera con el siguiente ejemplo.



**Figura 4.46.** Análisis de reducción del tiempo de una interrupción [Elaboración propia].

En la figura 4.46 se aprecia dos visualizaciones de un mismo escenario; en el punto de bifurcación número 2 se tiene dos tramos de diferente longitud, el tramo 1 es aproximadamente 13.5 [km] y el tramo 2 de aproximadamente 8 [km]. Si consideramos una falla eléctrica ubicada en el tramo 1 o tramo 2 se activará la protección del ACR F1 y dichos tramos se quedan sin suministro energético. Al momento de solucionar el problema, los operadores se desplazarán sin ningún problema hasta el punto de bifurcación 2, en ese momento se da los siguientes casos:

- Sin indicadores de falla: en el peor de los casos la cuadrilla tiene que recorrer los dos tramos para ubicar el origen de la falla.
- Con indicadores de falla: la cuadrilla solo recorre el tramo donde se encuentra el origen de la falla, puesto que, el equipo activa una señal luminosa generada por la misma falla eléctrica.

Por lo tanto, con la utilización de estos equipos elimino el tiempo innecesario en la búsqueda de la falla eléctrica, de esto modo, la cuadrilla se desplaza únicamente por el tramo que contiene el origen de la falla.

## **5. COMUNICACIÓN CON EL CENTRO DE CONTROL**

En esta sección se analiza la participación del centro de control de EMELNORTE S.A. en la operación de los reconectores automáticos (ACR) que forman parte de la transferencia automática V2 – I4 y H3 – I5.

### **5.1. SISTEMA SCADA DE EMELNORTE S.A.**

Los sistemas de supervisión, control y adquisición de datos, conocidos como SCADA por las siglas en inglés (Supervisory Control And Data Acquisition), permiten supervisar y controlar las diferentes variables propias del sistema eléctrico. En [18] define al SCADA como un conjunto de aplicaciones de software diseñado para acceder a los datos de un proceso y permita su control de forma remota. En fin, el sistema permite una serie de funciones y aplicaciones con el propósito de establecer una comunicación clara entre el proceso y el operador, las cuales comprenden [18]:

- Monitorización
- Supervisión
- Adquisición de datos del proceso en análisis.
- Visualización del estado de las variables eléctricas de un sistema eléctrico.
- Control de manera remota.
- Seguridad en el acceso al sistema.
- Almacenamiento de información.
- Programación de eventos.

Actualmente, EMELNORTE S.A. realiza el monitoreo y control de las variables operacionales a nivel de subestación a través del sistema SCADA Oasys. Varias subestaciones de la empresa eléctrica se han automatizado con este sistema, la más reciente se registra en el año 2018 con la subestación Otavalo. El sistema de supervisión y control se compone de varios elementos, entre ellos se encuentran: la unidad central o MTU (Master Terminal Unit), unidad remota o RTU (Remote Terminal Unit) y los sistemas de comunicaciones. Para análisis y conforme el objetivo principal de éste proyecto se analizará los dos elementos de varios que conforman el sistema SCADA Oasys.

Los RTU son dispositivos ubicados en una posición remota cuya función principal es obtener datos, descifrarlos y transmitirlos a una unidad central, así mismo, pone en ejecución los procesos enviados por la unidad central [19].

Hoy en día, la empresa eléctrica EMELNORTE S.A. tiene acceso mediante el sistema SCADA Oasys únicamente a nivel de subestaciones, el resto de equipos ubicados en la red no están integrados al sistema. Referente a este estudio, los ACR serán incorporados al sistema a través de los controladores ADVC, que dentro del sistema de supervisión y control tomarán la posición de un RTU.

Por otro lado, los sistemas de comunicaciones tiene como función principal la transferencia de información desde el punto donde se realiza las operaciones hasta el punto de supervisión y control del proceso, también, se encarga de llevar la información del centro de supervisión hacia los RTU para ejecutar ordenes, solicitudes, etc., mediante emisores, receptores y medios de comunicación [19].

Además, los sistemas de comunicaciones están normados por los mismos protocolos de comunicación, en el caso de sistemas de automatización de subestaciones es rige por el protocolo IEC 61850, sin embargo, existen varios protocolos industriales de carácter privado o abierto que permiten la conexión de los RTU al sistema SCADA Oasys; depende de los protocolos de comunicación disponibles de los controladores de los equipos.

#### **5.1.1. SISTEMAS DE COMUNICACIONES**

Puesto que, el sistema SCADA de EMELNORTE S.A tiene un alcance hasta las subestaciones, el sistema de comunicaciones opera de la siguiente manera. Primero, existe una comunicación nivel proceso y bahía con el fin de manejar señales de voltaje y corriente con los equipos de campo a través de un conductor de cobre, segundo, la comunicación nivel bahía y estación se realiza con un concentrador de datos mediante señales binarias cableadas o por protocolos de comunicación, finalmente, para la comunicación con la central de operaciones de la empresa eléctrica , hace uso de una red de área amplia (WAN), esto puede ser por medios como: fibra óptica o por radio frecuencia [20].

### **5.2. TRASCENDENCIA DE LA INTEGRACIÓN DE LOS ACR AL SISTEMA SCADA**

Los controladores ADVC de los ACR generalmente son vinculados al sistema SCADA como una unidad terminal remota RTU. Esto se hace posible, puesto que, los controladores están dotados de los siguientes elementos [10]:

- Espacio de montaje para una radio o módem en el cubículo de control.
- Una fuente de alimentación para la radio o el módem.
- Un controlador de protocolo incorporado para el protocolo SCADA requerido en el firmware del controlador.

Además, cuenta con los siguientes protocolos de comunicación que permiten su interconexión al sistema SCADA Oasys, tal y como se indica en la figura 5.1.

- DNP3
- IEC60870-5-101
- IEC60870-5-104
- Modbus
- MITS

Communication	
<input type="checkbox"/>	Radio Data Interface (RDI) Driver Available
<input checked="" type="checkbox"/>	DNP3 Available
<input type="checkbox"/>	IEC 60870-5-101/4 Available
<input type="checkbox"/>	Modbus Available
<input checked="" type="checkbox"/>	SCADA Communications Diagnostics Available
<input type="checkbox"/>	Hayes Modem Driver Available
<input type="checkbox"/>	MITS Available
<input type="checkbox"/>	SOS Multidrop Driver Available
<input checked="" type="checkbox"/>	TCP/IP Available
<input type="checkbox"/>	SCADA Output Control Mode Enabled
<input type="checkbox"/>	NTP Available

**Figura 5.1.** Comunicación del controlador ADVC [Elaboración propia].

Actualmente, EMELNORTE S.A. está trabajando en la integración de todos los ACR al sistema SCADA, mediante el protocolo de comunicación DNP3. La configuración de los ACR es posible gracias al software WSOS (Windows Switchgear Operating System), el mismo es un paquete de software que permite el control remoto y la supervisión de los ACR.

### **5.2.1. VARIABLES DE ENVÍO Y RECEPCIÓN DE LOS CONTROLADORES ADVC**

La figura 5.2 muestra un ejemplo de las variables eléctricas que dispone el controlador del ACR. En la barra de menú de la figura 5.2 se observa datos binarios y análogos al cual el

operador del centro de control puede acceder, así mismo, el operador puede activar y desactivar grupos de protecciones, modificar el modo de trabajo del equipo, etc.

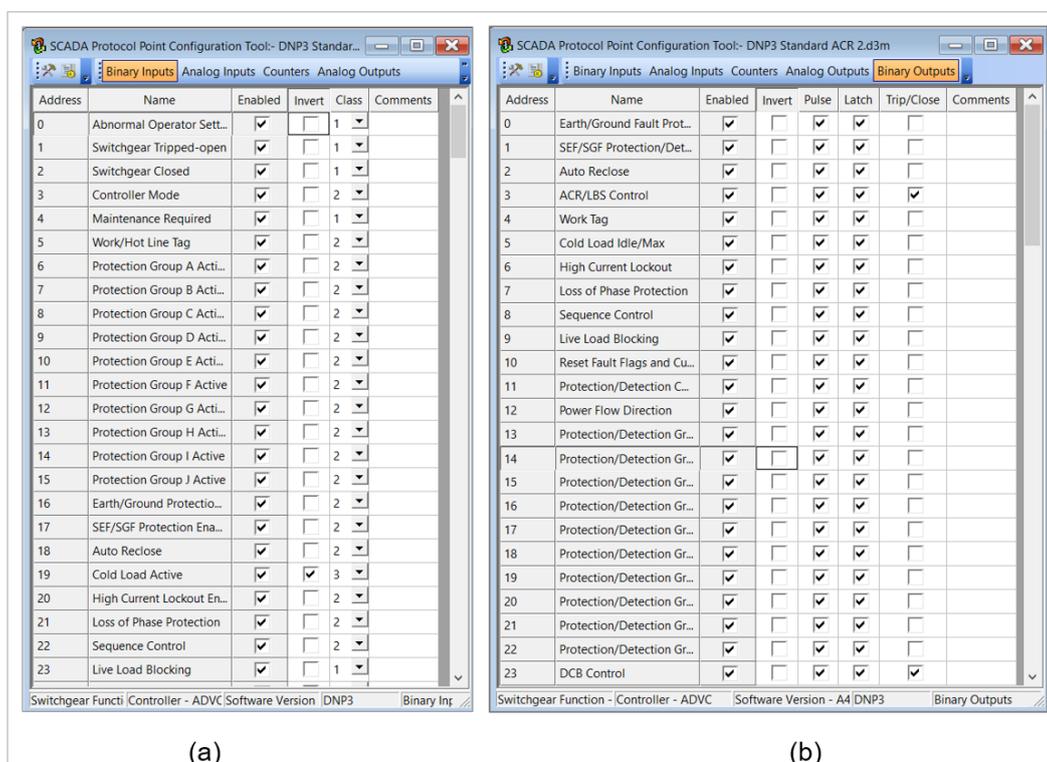


Figura 5.2. Comunicación del controlador ADVC [Elaboración propia].

## 5.2.2. INTEGRACIÓN DE LOS ACR INVOLUCRADOS EN LA TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA

Por lo expuesto en la anterior sección, es de suma importancia la integración de los equipos ACR el sistema SCADA, puesto que, de esta manera el centro de control tiene información inmediata del estado operativo de los equipos, lectura de variables eléctricas del sistema eléctrico, con toda esta información el operador puede tomar mejores decisiones en cuanto al estado operativo de las redes eléctricas. Sin embargo, en los equipos ACR que intervienen en la transferencia automática no es necesario la integración de estos equipos para su funcionamiento.

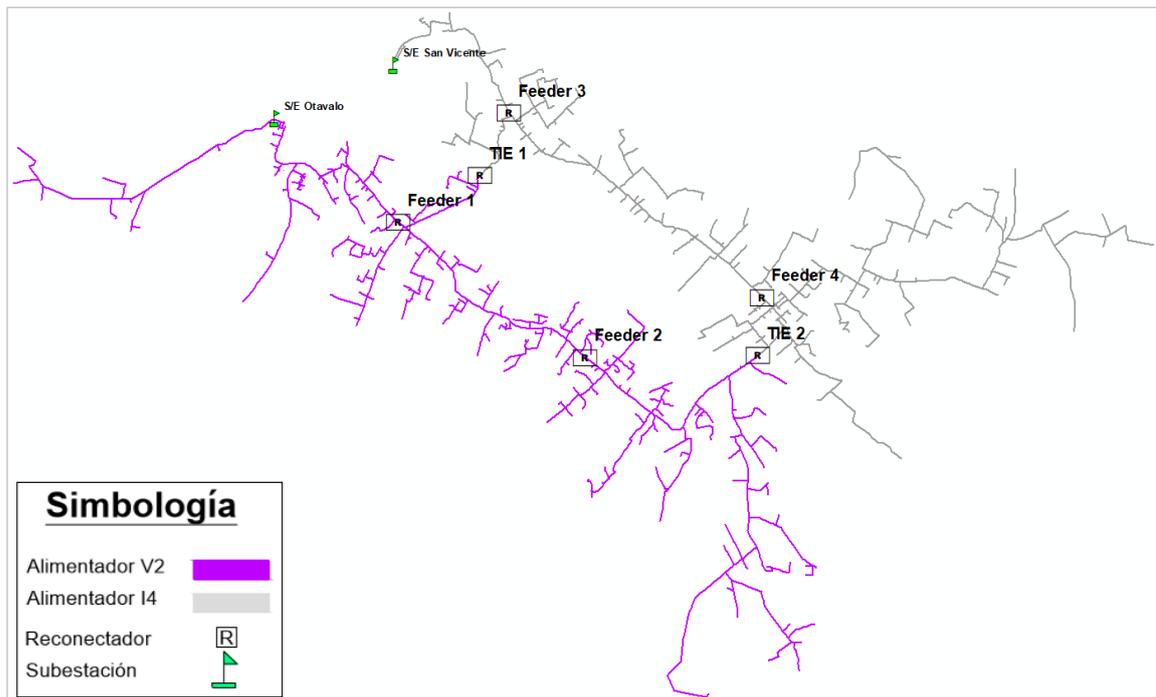
En el desarrollo de este estudio se ha tratado el esquema general de la transferencia automática y, dentro de este esquema cada ACR está configurado de una manera particular y su operación es de manera independiente; de acuerdo a las reglas de operación de cada dispositivo ACR [10]. Por lo tanto, para la operación de los equipos ACR en transferencia automática de carga, cuya aplicación de los ACR se denomina loop automation clásico, no es necesaria la interconexión con el sistema SCADA, es decir, estos equipos operan de acuerdo a su configuración definida con o sin sistema SCADA.

- **Caso V2 - I4**

En este caso, los alimentadores Otavalo No.2 (V2) y San Vicente No.4 (I4) cuentan con 6 equipos que intervienen en la transferencia automática, tal y como indica la figura 5.3. Todos los equipos están configurados en modo de trabajo relé, es decir, tienen las protecciones eléctricas activadas, además, cada equipo cumple con una función específica dentro del esquema de transferencia automática. Por lo tanto, el sistema de transferencia automática de los alimentadores V2 – I4 está en capacidad de:

- Aislar la sección bajo falla.
- Reconfigurar la red para devolver el suministro a las secciones libres de falla.
- Restaurar el sistema V2 – I4 una vez eliminada la falla.

Por lo tanto, el esquema de transferencia opera de manera automática, sin la intervención del sistema SCADA Oasys para su funcionamiento, sin embargo, esto no exime la importancia de que dichos equipos estén enlazados al centro de control.



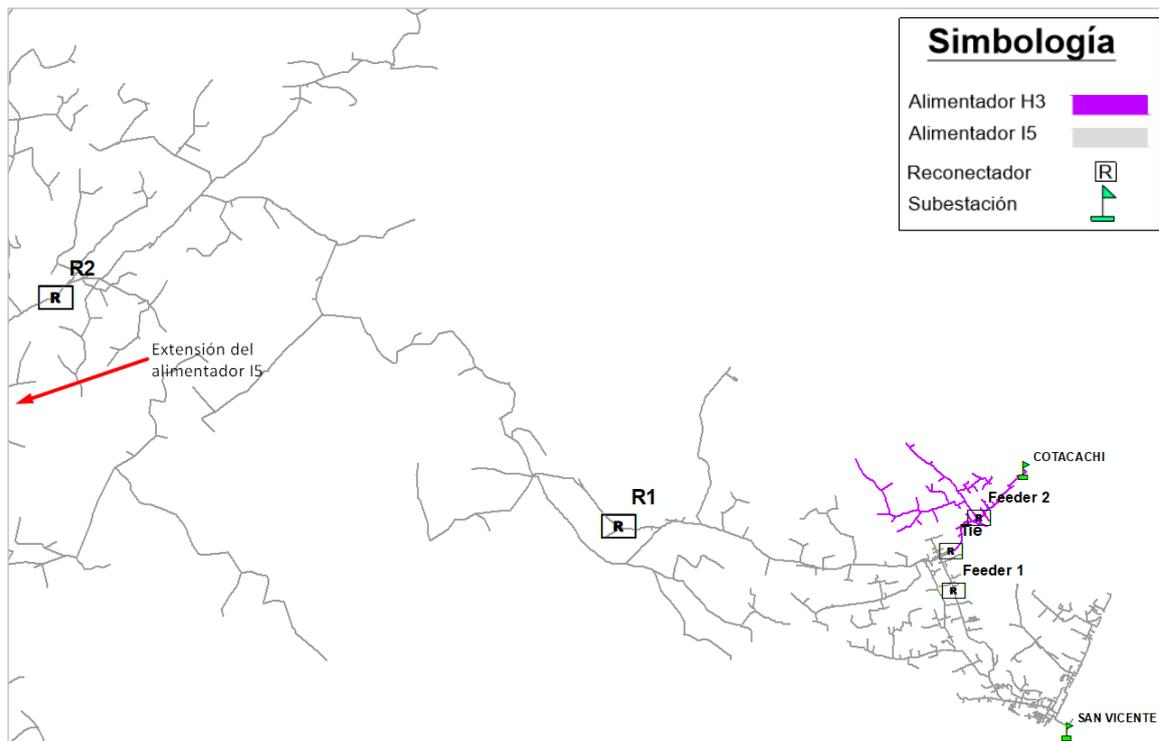
**Figura 5.3.** Ubicación de los ACR en los alimentadores V2 – I4 [Elaboración propia].

- **Caso H3 – I5**

En este caso, los alimentadores Cotacachi No.3 (H3) y San Vicente No.5 (I5) cuentan con 3 equipos que intervienen en la transferencia automática, tal y como indica la figura 5.4. Los equipos denominados Feeder 1 y Tie tienen sus protecciones eléctricas activadas, por

otro lado, el equipo Feeder 2 tiene su grupo de protecciones desactivadas, puesto que, está configurado para que opere como interruptor. Los análisis realizados en la sección 4.4 justifican la ubicación y configuración del Feeder 2.

En esta situación, cuando la falla eléctrica se da en el alimentador H3 se presentan dos casos. Primero, si la falla se ubica entre el Feeder 2 y la subestación Cotacachi, la falla queda aislada y el tramo bajo el Feeder 2 se transfiere al I5 de forma automática. Segundo, si la falla se ubica entre el punto de enlace y el Feeder 2, no existe transferencia de carga y todo el alimentador H3 se queda sin servicio, puesto que, se activa la protección principal del alimentador y Feeder 2 abre porque detecta ausencia de suministro. En este caso, por secuencia de operación del esquema de transferencia automática se activa la protección del equipo Tie y éste dispara. De modo que, si los ACR están interconectados con el sistema SCADA, en el centro de control se puede ver que se activó el grupo de protecciones del ACR Tie y este sigue abierto, esto indica, que la falla eléctrica se ubica bajo el Feeder 2, por lo tanto, puedo realizar un cierre del seccionamiento principal del alimentador H3 y de esta manera realimentar el tramo aguas arriba del Feeder 2.



**Figura 5.4.** Ubicación de los ACR en los alimentadores H3 - I5 [Elaboración propia].

Finalmente, cuando el alimentador I5 se encuentra bajo falla el proceso de aislar la falla, reconfigurar y luego restaurar la red se realiza de manera automática. Sin embargo, cuando la falla se ubica en cierta sección del alimentador H3 si amerita la intervención del

operador, a través del sistema SCADA Oasys, para evitar la salida de servicio eléctrico de todo el alimentador.

### 5.3. EQUIPOS INDICADORES DE FALLA

En este estudio, se ha propuesto la utilización de equipos indicadores de falla denominados Flite 116 – SA. Cada dispositivo estará en lazo a un concentrador de datos denominado G200, éste último puede ser interconectado al sistema SCADA. En el mercado existen varias versiones de concentradores de datos G200, tales como: G2PF, G2SF y G2GF. En la siguiente tabla se detalla la comunicación con el sistema SCADA de los controladores.

**Tabla 5.1.** SCADA comunicación [Elaboración propia].

Protocolo	DNP3, IEC 870-5-101, Modbus.		
<b>comunicación de largo alcance</b>	Interfaz integrada	RS232	G2SF: estándar
			G2GF: bajo pedido
		GSM	G2SF: estándar
			G2GF: bajo pedido
		GPRS/3G	G2SF: bajo pedido
			G2GF: estándar
	Dispositivo externo	G2GF	No (modem GSM o GPRS/3G integrado)
		G2SF	opcional

Como se observa en la tabla 5.1, estos equipos también pueden interconectarse al sistema SCADA por sistema global para móviles (GSM) o un mejorado llamado GPRS por sus siglas en inglés (General Packet Radio Service). A pesar de todo, el operador a través del sistema SCADA puede solicitar al controlador G200 en cualquier momento corrientes instantáneas de fase, de esta manera, puede tener una visión clara de la demanda de cada fase del alimentador. También, el operador puede modificar los parámetros de detección de corrientes de falla y, recibe un aviso de comunicación fallida entre el controlador y el equipo indicador de falla. Por lo tanto, es importante que estos equipos estén enlazados al sistema SCADA; gestionando, monitoreando de mejor manera los alimentadores involucrados en la transferencia automática [12].

## **6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **6.1. CONCLUSIONES**

- La función loop automation es propia de los equipos ACR series U de Schneider Electric, la cual permite configurar de cierta manera los equipos y formar un esquema que posibilita la transferencia automática de carga entre dos alimentadores de una misma o diferente fuente de alimentación.
- El esquema de transferencia automática es propio de cada sistema de transferencia, específicamente, éste se debe acoplar a la topología y estado eléctrico de los alimentadores. Por ejemplo, el sistema eléctrico constituido por los alimentadores San Vicente 4 y Otavalo 2 requiere de 6 equipos ACR, los mismos forman dos esquemas estándar en un solo sistema de transferencia, por otro lado, los alimentadores San Vicente 5 y Cotacachi 3 solo requieren de 3 equipos ACR.
- La transferencia automática de carga permite mejorar la calidad del servicio técnico en cierta medida, sin embargo, su aplicación es más efectiva si se complementa con la filosofía de coordinación de protecciones eléctricas de EMELNORTE S.A. El trabajo en conjunto de estas dos aplicaciones mejora la selectividad de las protecciones y reduce la cantidad de tramos de red sin servicio, puesto que, los datos estadísticos determinan que la mayoría de las causas de una interrupción en sistemas de distribución se originan en los ramales de un alimentador.
- La transferencia automática de carga es un método que se puede complementar con otros estudios de mejoramiento de la confiabilidad del sistema eléctrico. Tal es el caso del sistema conformado por los alimentadores San Vicente 5 y Cotacachi 3, en tal situación, la incorporación de los ACR que forman el esquema de transferencia automática se ajusta correctamente a dos ACR del alimentador San Vicente 5 cuya ubicación fue definida por un estudio previo.
- Existe deficiencia por parte de la empresa eléctrica al momento de caracterizar las interrupciones, puesto que, la causa, origen y duración de las mismas no están correctamente identificadas, por consiguiente, la información existente es insuficiente para cumplir a cabalidad con el objetivo de modelamiento matemático de los APs a ser tratados, imposibilitando de esta manera una mejor verificación del mejoramiento de los índices de servicio técnico.
- El estudio de coordinación de protecciones recomendada por el Departamento de Calidad y Estudios Eléctricos para cada AP no se ha implementado en su totalidad,

provocando de esa manera una descoordinación parcial del sistema de protecciones eléctricas de cada alimentador, por lo tanto, dificulta la valoración real del estado del alimentador en cuanto a calidad de servicio técnico.

- En un sistema de transferencia automática de carga se requiera la incorporación de más equipos indicadores de falla, puesto que, los tramos de red son alimentados por la fuente propia del alimentador o por la fuente alterna (en estado de transferencia de carga). Por lo tanto, existe mayor probabilidad de ubicar los indicadores de falla en todos los trayectos de un punto de bifurcación.
- El funcionamiento del esquema estándar de transferencia automática no requiere de comunicación entre los ACR o la intervención de un operador de manera local o remota, sin embargo, en ciertos casos su operación a través del sistema SCADA puede ser bien visto como complemento del esquema loop automation.
- El esquema de transferencia para aislar la falla, reconfigurar la red y restaurar la misma opera de manera automática, sin la intervención del sistema SCADA para su funcionamiento, sin embargo, esto no exime la importancia de que dichos equipos estén enlazados al centro de control, puesto que, de esta manera el centro de control tiene acceso inmediato al estado del equipo y monitorear las variables eléctricas de la red.
- Para el aislamiento y reconfiguración de la red a través del esquema de transferencia automática no se requiere la intervención de un operador, ya sea de forma manual o a través del sistema SCADA, sin embargo, en ciertos casos su participación mediante el sistema SCADA puede ser bien vista al momento de restaurar la red, puesto que, el sistema de transferencia requiere de un aviso previo para iniciar el proceso de restauración de red. Cuando la falla eléctrica ya fue reparada, dicho aviso se puede agilizar a través del sistema de comunicaciones por el centro de control.

## **6.2. RECOMENDACIONES**

- Antes de implementar el esquema de transferencia automática se debe realizar los cambios previos sugeridos para cada sistema de transferencia. Estos cambios principalmente involucran descarga de las subestaciones San Vicente y Cotacachi, balance de carga de los alimentadores Otavalo No.2 y San Vicente No.4.

- Se sugiere realizar una reconfiguración de red en el alimentador San Vicente No.5, especialmente en tramos cercanos a la subestación. Esto mejorará la coordinación de las protecciones eléctricas y la ubicación de las fallas será más exacta.
- Se debe tomar en cuenta las observaciones del estudio de coordinación de protecciones, el cual está ajustado a cada sistema de transferencia de carga, puesto que, al momento de energizar el alimentador, existe la posibilidad de la activación de ciertos fusibles, ubicados en los ramales del alimentador, por efecto de carga fría.
- Los equipos indicadores de falla por si solos no mejoran los tiempos de una interrupción, de la misma manera que la transferencia automática, su aplicación debe ser complementada con la metodología de coordinaciones de protecciones implementada por la empresa eléctrica. Por lo tanto, para un mejor resultado se recomienda la implementación de los tres criterios analizados: transferencia automática, coordinación de protecciones e integración de equipos indicadores de falla.
- Se debe actualizar el estudio de coordinación de protecciones en los alimentadores que permitieron la descarga de las subestaciones, puesto que, su topología ya no es la misma, ciertos tramos de red que pertenecieron a dicho alimentador serán alimentados por una nueva fuente, la cual sirvió como receptora de carga.
- Se recomienda aplicar en su totalidad el estudio de coordinación de protecciones sugerido por el Departamento de Calidad y Estudios Eléctricos para el resto de alimentadores, puesto que, mejora la coordinación de protecciones del alimentador y se puede caracterizar de mejor manera las interrupciones, brindando de esta manera una fuente de información confiable para posteriores estudios de mejoramiento de la confiabilidad del sistema eléctrico.
- La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. y las Distribuidoras del país deberían considerar, incursionar e implementar las transferencias automáticas con la metodología planteada en el presente trabajo.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Juárez Cervantes, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, 1st ed. Ciudad de México: Sans Serif Editores, 1995, p. 11.
- [2] S. Ramírez Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, 3rd ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004, p. 311.
- [3] L. Marca Contreras and J. Moncada Vergara, *Protecciones de Sistemas Eléctricos*, 1st ed. Santiago de Chile: Hugo E. González A., 1976, pp. 10,17,18,32,33,34.
- [4] "Fundamentos de la práctica de protección", *Guía de automatización y protección de red*. Alstom Grid, Stafford, pp. 2-3, 9-5, 2011.
- [5] P. Anderson, *Power System Protection*, 1st ed. Nueva York: NJ: IEEE Press; Wiley-Interscience, 1998, pp. 3,4,9,50.
- [6] J. Gers and E. Jolmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*, 2nd ed. London: The Institution of Electrical Engineers, 2004, pp. 114,115.
- [7] F. Quianquian, "Determinación de la máxima sobrecarga admisible de corta duración en un transformador", *Licenciatura, Escuela Politécnica Superior Carlos III de Madrid*, 2015.
- [8] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, "Regulación No. ARCONEL 005/18", Arconel, Quito, 2018.
- [9] "Serie U - Schneider Electric", Se.com, 2019. [En línea]. Disponible: <https://www.se.com/ww/en/product-range-presentation/1407-u-series/>. [Acceso: 18-nov.2019].
- [10] "Controlador ADVC - Schneider Electric", Se.com, 2019. [En línea]. Disponible: <https://www.se.com/br/pt/product-range-presentation/60266-controlador-advc/>. [Acceso: 18- nov.2019].
- [11] "Loop Automation-Schneider Electric", Se.com, 2013. [Online]. Available: [https://www.se.com/ww/library/SCHNEIDER\\_ELECTRIC/SE\\_LOCAL/APS/213039\\_E57A/SEAU26709\\_Loop\\_Automation\\_Manual\\_WEB.pdf](https://www.se.com/ww/library/SCHNEIDER_ELECTRIC/SE_LOCAL/APS/213039_E57A/SEAU26709_Loop_Automation_Manual_WEB.pdf). [Accessed: 19- Nov-2019].

- [12] G200 y Flite 116 - Manual de usuario, 10th ed. Rueil-Malmaison, Paris: Schneider Electric, 2019, pp. 7,8,15,16,17,18,19.
- [13] Flite 110/116-SA Manual de instalación, 9th ed. Rueil-Malmaison, Paris: Schneider Electric, 2019, pp. 3,4,7,8,10.
- [14] Easergy Range Flite 116-SA, 10th ed. Rueil-Malmaison, Paris: Schneider Electric, 2014, pp. 1,2.
- [15] Software de Ingeniería Eléctrica CYME. Canadá: CYME International T&D, 2017.
- [16] R. Navas Lechón, "Estudio de coordinación de protecciones de los alimentadores primarios de la subestación san agustín y creación de un manual de procedimientos empleando la metodología aplicada en Emelnorte", Licenciatura, Escuela Politécnica Nacional, 2017.
- [17] A. Cholango Quishpe, "Estudio de coordinación de protecciones para los alimentadores de la subestación atuntaqui, utilizando la metodología aplicada en la empresa eléctrica regional norte s.a. (EMELNORTE)", Licenciatura, Universidad Técnica del Norte, 2019.
- [18] K. Esquivel Olivos, "Suministro de equipos y configuración de software SCADA Oasys DNA, para gestionar los energéticos proporcionados por el distribuidor", Licenciatura, Instituto Politécnico Nacional, 2016.
- [19] L. Chavarría Meza, Sistema SCADA y Telemetría. Ciudad de México: Atlantic International University, 2007, pp. 7,8.
- [20] C. Báez Rivera and C. León Guerrero, "Diseño e implementación de un sistema SCADA complementario para control y monitoreo de la subestación eléctrica San Gabriel", Licenciatura, Universidad de las Fuerzas Armadas, 2016.
- [21] D. Bermejo, "Comparación entre VAN y TIR - Qué es, definición y concepto | Economipedia", Economipedia, 2020. [Online]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/comparacion-entre-van-y-tir.html>. [Accessed: 07- Apr- 2020].

- [22] C. Chamorro Orbe, "Localización óptima de reconectores con criterios de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución radial", Licenciatura, Escuela Politécnica Nacional, 2017.

# **ANEXOS**

ANEXO A. Cálculo de indicadores de calidad deservicio técnico.

ANEXO B. Análisis del estado operativo de las subestaciones involucradas en la transferencia.

ANEXO C. Análisis de la descarga de la subestación San Vicente.

ANEXO D. Planos de balance de carga del sistema Otavalo No.2 y San Vicente No.4.

ANEXO E. Análisis de balance de carga en los alimentadores Otavalo No.2 y San Vicente No.4

ANEXO F. Ubicación de los fusibles de protección de las derivaciones propuestas en los alimentadores Otavalo No.2 y San Vicente No.4.

ANEXO G. Análisis de la transferencia automática de carga entre los alimentadores San Vicente No.5 y Cotacachi No.3

ANEXO H. Reglas de operación de los ACR en transferencia automática.

ANEXO I. Evaluación financiera.