



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO

**“ESTUDIO DE UN SISTEMA DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE
CARGA A TRAVÉS DE RECONECTADORES EN EL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE”**

**PLAN DE TRABAJO DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO**

AUTOR: RUIZ PROAÑO JERALDIN MARICELA

DIRECTOR: MSC. MAURICIO VÁSQUEZ

IBARRA – ECUADOR

2017



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA
UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

La UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE dentro del proyecto Repositorio Digital Institucional, determinó la necesidad de disponer de textos completos en formato digital con la finalidad de apoyar los procesos de investigación, docencia y extensión de la Universidad.

Por medio del presente documento dejo sentada mi voluntad de participar en este proyecto, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DEL CONTACTO	
Cédula de Identidad	100447595-8
Apellidos y Nombres	Ruiz Proaño Jeraldin Maricela
Dirección	Quiroga calle Fidel Egas y Vacas Galindo
E-mail	jmruizp@utn.edu.ec
Teléfono Fijo	062 537090
Teléfono Móvil	0986696345
DATOS DE LA OBRA	
Título	“ESTUDIO DE UN SISTEMA DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA A TRAVÉS DE RECONECTADORES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE”
Autor	Ruiz Proaño Jeraldin Maricela
Fecha	Abril del 2017
Programa	Pregrado
Título por el que se aspira:	Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico
Director	MSc. Mauricio Vásquez

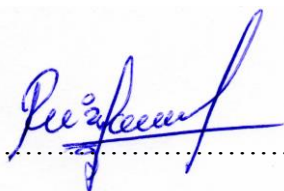
2. AUTORIZACIÓN DE USO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD

Yo, JERALDIN MARICELA RUIZ PROAÑO, con cédula de identidad Nro. 100447595-8, en calidad de autor y titular de los derechos patrimoniales del trabajo de grado descrito anteriormente, hago entrega del ejemplar respectivo en forma digital y autorizo a la Universidad Técnica del Norte, la publicación de la obra en el Repositorio Digital Institucional y uso del archivo digital en la Biblioteca de la Universidad con fines académicos, para ampliar la disponibilidad de material y como apoyo a la educación, investigación y extensión, en concordancia con la ley de Educación Superior artículo 144.

3. CONSTANCIAS

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad Técnica del Norte en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, abril del 2017



Jeraldin Maricela Ruiz Proaño

C.I. 100447595-8



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE GRADO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Yo, JERALDIN MARICELA RUIZ PROAÑO, con cédula de identidad Nro. 100447595-8, manifiesto mi voluntad de ceder a la Universidad Técnica del Norte los derechos patrimoniales consagrados en la Ley de Propiedad Intelectual del Ecuador, artículos 4, 5 y 6, en calidad de autor del trabajo de grado denominado: “ESTUDIO DE UN SISTEMA DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA A TRAVÉS DE RECONECTADORES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE”, que ha sido desarrollado para optar el título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico, en la Universidad Técnica del Norte, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos concedidos anteriormente. En mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Técnica del Norte.

Ibarra, abril del 2017

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Jeraldin Maricela Ruiz Proaño", is written over a horizontal dotted line.

Jeraldin Maricela Ruiz Proaño

C.I. 100447595-8



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

DECLARACIÓN

Yo, Jeraldin Maricela Ruiz Proaño, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; y que éste no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Universidad Técnica del Norte, según lo establecido por las Leyes de Propiedad Intelectual, Reglamentos y Normatividad vigente de la Universidad Técnica del Norte.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Ruiz Proaño", is written over a horizontal dotted line.

Jeraldin Maricela Ruiz Proaño

C.I. 100447595-8



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CERTIFICACIÓN

Certifico que la Tesis “ESTUDIO DE UN SISTEMA DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA A TRAVÉS DE RECONECTADORES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE” ha sido realizada en su totalidad por la señorita: JERALDIN MARICELA RUIZ PROAÑO portadora de la cédula de identidad número: 100447595-8

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "M. Vásquez", is written over a horizontal dotted line.

MSc. Mauricio Vásquez

Director de Tesis

DEDICATORIA

El presente trabajo de grado se lo dedico a mis padres y hermanos que siempre han estado presentes en cada logro alcanzado en mi vida.

Se lo dedico también a todas las personas que siempre estuvieron dispuestas a extenderme su mano con la finalidad de ayudarme sin interés alguno.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por haberme dado la vida y por ser ese ser incondicional que acompaña mi día a día.

Faltan las palabras para agradecer infinitamente a mis padres quienes con esfuerzo han logrado apoyarme en mis estudios.

A los ingenieros de esta distinguida universidad quienes han sido los encargados de impartir sus conocimientos.

Y por último agradezco a la empresa eléctrica Emelnorte, por permitirme realizar en sus instalaciones este trabajo de grado, especialmente a la Dirección de Planificación quienes siempre me brindaron su ayuda.

CONTENIDO

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE	ii
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE GRADO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE	iv
DECLARACIÓN	v
CERTIFICACIÓN	vi
DEDICATORIA.....	vii
AGRADECIMIENTO.....	viii
CONTENIDO.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	xviii
INTRODUCCIÓN	xxi
CAPÍTULO I.....	22
1.1. Antecedentes	22
1.2. Planteamiento del Problema.....	22
1.3. Formulación del Problema	23
1.4. Delimitación.....	23
1.4.1. Temporal.....	23
1.4.2. Espacial.....	23
1.5. Objetivos	24
1.5.1. Objetivo General.....	24
1.5.2. Objetivos Específicos	24
1.6. Justificación.....	24
CAPÍTULO II	26

2.1. Sistemas eléctricos de potencia	26
2.2. Sistemas de distribución de energía eléctrica.....	27
2.2.1. Topología de los sistemas de distribución eléctrica.....	27
2.2.2. Elementos de un sistema de distribución	29
2.2.3. Falla en los sistemas de distribución.....	31
2.3. Calidad del servicio eléctrico de distribución	32
2.3.1. Calidad del servicio técnico	33
2.4. Reconectador automático	34
2.4.1. Operación del reconectador	34
2.4.2. Reconectador de Schneider Nu-lec serie-U	35
2.5. Sistema automático de transferencia	38
2.5.1. Criterios para la selección de alimentadores en transferencias de carga	39
2.6. Loop automation (Automatización de lazos)	39
2.6.1. Configuración de los dispositivos	40
2.7. Reglas de reconfiguración y restauración	40
2.8. Información del sistema de distribución de Emelnorte.....	42
2.9. Softwares utilizados en el estudio	43
2.9.1. CYMDIST	43
2.9.2. Windows Switchgear Operator System (WSOS5).....	46
CAPÍTULO III	49
3.1. Tipo de investigación	49
3.1.1. Investigación tecnológica	49
3.1.2. Investigación bibliográfica	49
3.2. Métodos.....	49
3.2.1. Recopilación de información	49
3.2.2. Optimización.....	49

3.2.3. Analítico – sintético	50
3.2.4. Inductivo - deductivo	50
3.3. Técnicas e instrumentos	50
3.3.1. Modificación de planos.....	50
3.3.2. Mediciones.....	50
3.3.3. Simulación	51
CAPÍTULO IV	52
4.1. Objetivo.....	52
4.2. Determinación de alimentadores para la transferencia automática de carga	52
4.2.1. Alimentadores interconectados.....	52
4.2.2. Niveles de voltaje.....	54
4.3. Transferencia previa para adecuar al sistema de distribución.....	55
4.3.1. Ajaví C5 – Alpachaca C6	56
4.3.2. Ajaví C4 - Alpachaca C1	59
4.3.3. San Agustín C4 – Ajaví C2.....	61
4.3.4. San Agustín C3 –Ajaví C2.....	63
4.3.5. El Retorno C5- San Agustín C1.....	65
4.3.6. El Retorno C2 – Cayambe C5.....	67
4.3.7. Cotacachi C3 – San Vicente C3.....	69
4.3.8. San Vicente C1 - Otavalo C2.....	70
4.3.9. La Carolina C4 – Tulcán C4	71
4.4. Ubicación de reconectores para transferencia automática de carga	72
4.4.1. Alpachaca C6 - Ajaví C5	73
4.4.2. Alpachaca C1 – Ajaví C4	77
4.4.3. Ajaví C2- San Agustín C4	80
4.4.4. Ajaví C2 – San Agustín C3.....	83

4.4.5. El Retorno C5 – San Agustín C1	87
4.4.6. El Retorno C2 – Cayambe C5.....	91
4.4.7. Cotacachi C3 – San Vicente C3.....	94
4.4.8. Otavalo C2- San Vicente C1.....	96
CAPÍTULO V	99
5.1. Conclusiones	99
5.2. Recomendaciones.....	100
Referencias bibliográficas	101
Referencias linkográficas	102
ANEXOS.....	103
ANEXO 1	103
ANEXO 2.....	105
ANEXO 3.....	106
ANEXO 4.....	107
ANEXO 5.....	107

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de distribución	26
Figura 2. Sistema radial.....	28
Figura 3. Sistema anillo.....	28
Figura 4. Sistema en malla	29
Figura 5. Secuencia de operación de un reconectador.	35
Figura 6. Reconectador Schneider Electric Nu-lec serie-U 27kV	35
Figura 7. Partes del reconectador Schneider Nu-lec serie-U	36
Figura 8. Gabinete de comunicaciones	37
Figura 9. Principio de operación para una transferencia automática de carga.....	38
Figura 10. Configuración de los dispositivos.....	40
Figura 11. Reconfiguración de los reconectores.	41
Figura 12. Restauración de los reconectores.	41
Figura 13. Sistema de Distribución de Emelnorte.....	43
Figura 14. Programa CYMDIST.....	44
Figura 15. Pestaña del análisis de distribución de carga en CYMDIST	45
Figura 16. Pestaña del análisis de flujo de carga en CYMDIST.....	45
Figura 17. Detalles del nuevo conmutador.....	46
Figura 18. ON Loop Atomation.	47
Figura 19. Configuración del reconectador según su ubicación.	47
Figura 20. Under/ Over Voltage Protection.	48
Figura 21. Interconexión de alimentadores	53
Figura 22. Alimentadores Ajaví C5- Alpachaca C6	57

Figura 23. Alimentador Alpachaca C6.....	58
Figura 24. Alimentadores Ajaví C4- Alpachaca C1	59
Figura 25. Alimentadores Alpachaca C1	60
Figura 26. Alimentadores San Agustín C4- Ajaví C2.....	61
Figura 27. Alimentadores San Agustín C4- Ajaví C2.....	62
Figura 28. Alimentadores San Agustín C3- Ajaví C2.....	63
Figura 29. Alimentadores San Agustín C3- Ajaví C2.....	64
Figura 30. Alimentadores El Retorno C5 - San Agustín C1	65
Figura 31. Alimentadores El Retorno C5 - San Agustín C1	66
Figura 32. Alimentadores El Retorno C2 - Cayambe C5.....	67
Figura 33. Alimentadores El Retorno C2 - Cayambe C5.....	68
Figura 34. Alimentadores Cotacachi C3 - San Vicente C3.....	69
Figura 35. Alimentadores San Vicente C1 - Otavalo C2	70
Figura 36. Alimentadores La Carolina C4 - Tulcán C4	71
Figura 37. Configuración de los dispositivos.....	73
Figura 38. Caso 1 - alimentadores Alpachaca C6 - Ajaví C5	74
Figura 39. Caso 2 alimentadores Alpachaca C6- Ajaví C5.....	75
Figura 40. Caso 3 alimentadores Alpachaca C6- Ajaví C5.....	76
Figura 41. Caso 1 alimentadores Alpachaca C1- Ajaví C4.....	77
Figura 42. Caso 2 alimentadores Alpachaca C1- Ajaví C4.....	78
Figura 43. Caso 3 alimentadores Alpachaca C1- Ajaví C4.....	79
Figura 44. Caso 1 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C4.....	81
Figura 45. Caso 2 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C4.....	82

Figura 46. Caso 1 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C3.....	83
Figura 47. Caso 2 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C3.....	85
Figura 48. Caso 3 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C3.....	86
Figura 49. Caso 1 alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1	87
Figura 50. Caso 2 alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1	89
Figura 51. Caso 3 alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1	90
Figura 52. Caso1 alimentadores El Retorno C2- Cayambe C5.....	92
Figura 53. Caso 2 alimentadores El Retorno C2 - Cayambe C5.....	93
Figura 54. Caso 1 alimentadores Cotacachi C3 – San Vicente C3	94
Figura 55. Caso 2 alimentadores Cotacachi C3 – San Vicente C3	95
Figura 56. Caso 1 alimentadores Otavalo C2 – San Vicente C1.....	96
Figura 57. Caso 2 alimentadores Otavalo C2 – San Vicente C1.....	97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de voltaje	32
Tabla 2. Límite de tiempo de interrupción	33
Tabla 3. Especificaciones del reconectador Schneider Nu-lec serie-U	36
Tabla 4. Listado de subestaciones con sus alimentadores	42
Tabla 5. Listado de alimentadores interconectados	53
Tabla 6. Distribución de carga	55
Tabla 7. Análisis retrospectivo de los alimentadores	56
Tabla 8. Alimentadores Ajaví C5- Alpachaca C6.....	56
Tabla 9. Transferencia de los alimentadores Ajaví C5- Alpachaca C6	58
Tabla 10. Alimentadores Ajaví C4- Alpachaca C1	59
Tabla 11. Transferencia de los alimentadores Ajaví C4 - Alpachaca C1.....	60
Tabla 12. Alimentadores San Agustín C4- Ajaví C2	61
Tabla 13. Transferencia de los alimentadores San Agustín C4- Ajaví C2.....	62
Tabla 14. Alimentadores San Agustín C3- Ajaví C2	63
Tabla 15. Transferencia de los alimentadores San Agustín C3- Ajaví C2.....	64
Tabla 16. Alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1	65
Tabla 17. Transferencia de los alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1	66
Tabla 18. Alimentadores El Retorno C2- Cayambe C5	67
Tabla 19. Transferencia de los alimentadores El Retorno C2- Cayambe C5.....	68
Tabla 20. Alimentadores Cotacachi C3- San Vicente C3	69
Tabla 21. Alimentadores San Vicente C1- Otavalo C2	70
Tabla 22. Alimentadores La Carolina C4- Tulcán C4	71

Tabla 23. Carga de las subestaciones, luego de las transferencias de carga.	72
Tabla 24. Caso 1 - alimentadores Alpachaca C6 - Ajaví C5.....	73
Tabla 25. Caso 2 alimentadores Alpachaca C6- Ajaví C5.....	74
Tabla 26. Caso 3 alimentadores Alpachaca C6- Ajaví C5.....	76
Tabla 27. Caso 1 alimentadores Alpachaca C1- Ajaví C4.....	77
Tabla 28. Caso 2 alimentadores Alpachaca C1- Ajaví C4.....	78
Tabla 29. Caso 3 alimentadores Alpachaca C1- Ajaví C4.....	79
Tabla 30. Caso 1 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C4.....	80
Tabla 31. Caso 2 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C4.....	81
Tabla 32. Caso 1 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C3.....	83
Tabla 33. Caso 2 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C3.....	84
Tabla 34. Caso 3 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C3.....	86
Tabla 35. Caso 1 alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1.....	87
Tabla 36. Caso 2 alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1.....	88
Tabla 37. Caso 3 alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1.....	89
Tabla 38. Caso1 alimentadores El Retorno C2- Cayambe C5.....	91
Tabla 39. Caso 2 alimentadores El Retorno C2 - Cayambe C5.....	92
Tabla 40. Caso 1 alimentadores Cotacachi C3 – San Vicente C3.....	94
Tabla 41. Caso 2 alimentadores Cotacachi C3 – San Vicente C3.....	95
Tabla 42. Caso 1 alimentadores Otavalo C2 – San Vicente C1.....	96
Tabla 43. Caso 2 alimentadores Otavalo C2 – San Vicente C1.....	97

GLOSARIO DE TÉRMINOS

EMELNORTE - Empresa Eléctrica Regional del Norte.

ARCONEL - Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

SEP - Sistema Eléctrico de Potencia.

ArcGIS - Es el nombre de un conjunto de productos de software en el campo de los sistemas de información Geográfica.

CYMDIST - Es una herramienta de análisis para la planificación y estudio de redes eléctricas de distribución.

CONELEC – Consejo Nacional de Electricidad.

CELEC – Corporación Eléctrica del Ecuador.

WSOS5 - Windows Switchgear Operator System 5 (Conmutador del Sistema Operativo de Windows 5)

RESUMEN

El presente trabajo de grado tiene como objetivo principal la realización de un estudio eléctrico para la transferencia automática de carga, mediante reconectores en todo el sistema de distribución de Emelnorte. En el primer capítulo se presenta los antecedentes, en donde se describen los problemas existentes, y se plantea la justificación para la realización de este trabajo de grado. En el segundo capítulo se analizan los conceptos de sistemas eléctricos de potencia, sistema de distribución, elementos que lo conforman y su clasificación según la topología; se describen los tipos de fallas que se pueden producir en las redes de distribución y las consecuencias que pueden traer las mismas, por lo que también se analiza la calidad del servicio eléctrico y la regulación No. CONELEC 004/01, que deben cumplir las empresas distribuidoras de energía según el Consejo Nacional de Electricidad ahora denominada Agencia de Regulación y Control de Electricidad “ARCONEL”. Según el avance de la tecnología, existen equipos más eficientes para poder realizar transferencias automáticas de carga, por lo que en el presente capítulo se describen los reconectores automáticos y su forma de operar; se describe específicamente los reconectores de Schneider Electric marca Nun-Lec serie-U, ya que son los mismos que se instalaran en las redes de distribución de Emelnorte. En el tercer capítulo se mencionan las metodologías de investigación aplicadas en el presente trabajo de grado, como son los tipos de investigación y las técnicas e instrumentos aplicados. En el cuarto capítulo se presenta el desarrollo de la propuesta técnica en donde se da a conocer el sistema de distribución de Emelnorte y el procedimiento que se ha realizado para determinar los alimentadores en donde se ubicaran de los reconectores para realizar las transferencias automáticas de cargas. Finalmente, en el quinto capítulo se exponen las conclusiones y recomendaciones que han dado como resultado del estudio realizado, seguido de los anexos.

ABSTRACT

This research paper to get a bachelor degree has as its main objective the fulfilment of an electrical study for the automatic transfer of load, via reclosers; all the way through the distribution system of Emelnorte. The first chapter compiles the background, describing the standing problems, and for the accurate achievement of this paper the justification raises, which will suit the requirements to get the university degree. In the second chapter it is analysed the concepts of electrical power systems, distribution system, the elements that make them up, and its classification according to the topology; it is described the sorts of defects that could arise in the distribution networks and their consequences, subsequently it is also evaluated the quality of the electric service and the regulation No. CONELEC 004/01, which companies in charge of the distribution of energy must accurately meet according to the Consejo Nacional de Electricidad - *National Electricity Council* now called Agencia de Regulación y Control de Electricidad - *Regulation and Control Agency* "ARCONEL". According to the development of technology, there are more efficient equipment to perform automatic transfers of load, so this chapter describes the automatic reclosers and how they operate; specifically the reclosers of Schneider Electric brand Nun-lec series-U, since they are the ones which will be installed in the distribution networks of Emelnorte. Chapter three introduces the research methodology used for this study, like the types of research and techniques and instruments which were applied. The fourth chapter displays the development of the technical proposal in which the Emelnorte distribution system is disclosed as well as the complete procedure that had been implemented to determine the feeders; where the reclosers will be located to carry out with the automatic loads transfer. Finally, the fifth chapter poses the conclusions and recommendations which arose from the study, followed by the annexes.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica ha pasado a formar parte de la materia prima esencial para mover el desarrollo económico y social de los países. Es indiscutible imaginar la falta de este suministro, ya que mueve el comercio, hace posible el funcionamiento de la producción a nivel industrial y lo más importante mejora confortablemente la vida cotidiana del ser humano.

Debido a toda la importancia que tiene la energía eléctrica, las empresas distribuidoras de este servicio, en este caso Emelnorte, debe garantizar un servicio continuo, eficiente y de una manera segura al consumidor final. Para cumplir con este objetivo es necesario disponer de la capacidad de generación suficiente, debido al continuo incremento de la demanda.

Los organismos de regulación para la calidad del servicio eléctrico en el Ecuador están a cargo de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), misma que se encarga de normar todo lo concerniente al uso de energía eléctrica en el país. Esto ha obligado a las empresas distribuidoras del servicio a invertir e implementar estudios y proyectos de mejoramiento de su sistema eléctrico.

En un sistema de distribución con alta calidad es primordial la utilización de reconectores para transferencia automática de carga, mismos que se ubican en zonas estratégicas del sistema, con la finalidad de reponer el servicio eléctrico en el menor tiempo posible y disminuir la cantidad de abonados sin suministro de energía en caso de fallas en la red.

CAPÍTULO I

1.1. Antecedentes

Emelnorte es una de las empresas eléctricas que suministran energía a los abonados localizados en la zona norte del país, comprendiendo su área de concesión las provincias de Carchi e Imbabura en su totalidad, parte de las provincias de Esmeraldas y Sucumbíos como también gran parte de los cantones de Cayambe y Pedro Moncayo de la provincia de Pichincha.

Las empresas eléctricas del país deben cumplir con normativas de calidad de servicio eléctrico regulada por el ente de control CONELEC hoy ARCONEL, una de las normativas más importantes es la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/01.

En la mencionada regulación se puede encontrar diferentes indicadores como son la frecuencia media y tiempo total de interrupción, los cuales son una representación numérica del comportamiento de la red ante fallas, así como la capacidad de respuesta por parte de una empresa distribuidora para restaurar el servicio; minimizando el efecto de las fallas que provocan la suspensión en el servicio de energía eléctrica causando pérdidas económicas y malestar tanto en los clientes como en la empresa distribuidora.

Emelnorte es una empresa eléctrica que posee 66 alimentadores de distribución con una extensión aproximada de 18.210,91 km de redes trifásicas, debido a las grandes distancias que recorren estas líneas para entregar el servicio de energía eléctrica y de las diversas zonas geográficas que existen estas provincias, las redes son susceptibles a presentar fallas que imposibilitan la continuidad del servicio.

1.2. Planteamiento del Problema

Según la dirección de planificación de Emelnorte, en la actualidad existen inconvenientes en los indicadores de falla llegando a tener en ciertos alimentadores un aproximado de 30 interrupciones anuales, así como un aproximado de 37 horas anuales de energía no suministrada

Las protecciones eléctricas son equipos que operan ante la presencia de fallas en las redes eléctricas, las cuales pueden ser transitorias o permanentes, estas últimas requieren de intervención de grupos de mantenimiento para su restablecimiento.

Las fallas en las redes eléctricas que se producen en sectores rurales, por su ubicación geográfica dificultan la movilización del personal de mantenimiento, causando un aumento en el tiempo de reparación de la falla y el restablecimiento del servicio eléctrico.

En sectores urbanos las interrupciones prolongadas en el servicio eléctrico, afectan a una gran cantidad de abonados como clientes especiales, en los cuales se encuentran: negocios, industrias, empresas, las cuales presentan pérdidas económicas y en corto tiempo causando sanciones a la empresa eléctrica por parte del ente regulador.

En la actualidad la topología de los alimentadores del sistema eléctrico que posee Emelnorte es una configuración radial, por lo que al momento de una falla en las cercanías de una subestación deje sin energía a una gran cantidad de abonados.

1.3. Formulación del Problema

¿Cómo definir un sistema de transferencia automática de carga a través de reconectores en el sistema de distribución de Emelnorte?

1.4. Delimitación

1.4.1. Temporal

Este proyecto se llevará a cabo a partir del mes de mayo del 2016 hasta el mes de febrero del 2017.

1.4.2. Espacial

Este proyecto se llevará a cabo en las redes de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Norte “Emelnorte” en su área de concesión.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Realizar un estudio eléctrico para la transferencia automática de carga mediante reconectores en el sistema de distribución de Emelnorte.

1.5.2. Objetivos Específicos

1. Analizar la fundamentación teórica de reconectores y de la simulación del sistema eléctrico de distribución.
2. Analizar las redes eléctricas que cumplan con las condiciones técnicas necesarias para realizar transferencias automáticas de carga y proponer cambios que permitan dichas transferencias
3. Determinar la ubicación estratégica de reconectores que permitan la transferencia de carga de los alimentadores de distribución.

1.6. Justificación

En la actualidad los usuarios de este servicio son cada vez más exigentes respecto a la disponibilidad, continuidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, además las regulaciones serán cada vez más estrictas y penalizan las interrupciones de servicio a las empresas distribuidoras.

La calidad del servicio y regulaciones en el sector eléctrico, han motivado a que las empresas eléctricas de distribución realicen inversiones tecnológicas para mejorar su gestión y mejorar la prestación de servicio, siendo así la utilización de reconectores para transferencias de carga una de las opciones para mejorar la calidad del servicio técnico, este es un método de operación que permiten restaurar el servicio eléctrico, reducir los tiempos de interrupción y disminuir la cantidad de abonados sin suministro de energía eléctrica.

Es así que Emelnorte se encuentra en el proceso de adquisición de reconectores para transferencia de carga, siendo una necesidad definir la localización de dichos equipos que

cumplan con los aspectos técnicos de operación con la finalidad de mejorar la calidad del servicio.

Definir una correcta operación de los reconectores y adecuada localización que permita mitigar las afectaciones de las fallas en las redes de distribución, mejorar la confiabilidad del sistema disminuir los aspectos económicos que conllevan pérdidas como posibles sanciones a la empresa eléctrica.

CAPÍTULO II

Análisis teórico del tema

2.1. Sistemas eléctricos de potencia

Un sistema eléctrico de potencia “SEP” está formado por tres partes principales que son las centrales de generación, líneas de transmisión, y sistemas de distribución.

Cada una de estas partes está constituida por una variedad de elementos, mismos que tienen la función de llevar la energía desde las centrales generadoras hasta el usuario, siendo este el consumidor final, el cual reciba la energía de forma segura y con los niveles de calidad exigido (Vásquez, 2013).

Las centrales de generación, es donde se produce la eléctrica, por medio de las centrales generadoras, mediante una fuente de energía primaria.

Las líneas de transmisión son los elementos encargados de transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumos, a través de distintas etapas de transformación de voltaje.

El sistema de distribución se encarga de entregar la energía eléctrica a los usuarios a los niveles de tensión normalizados.

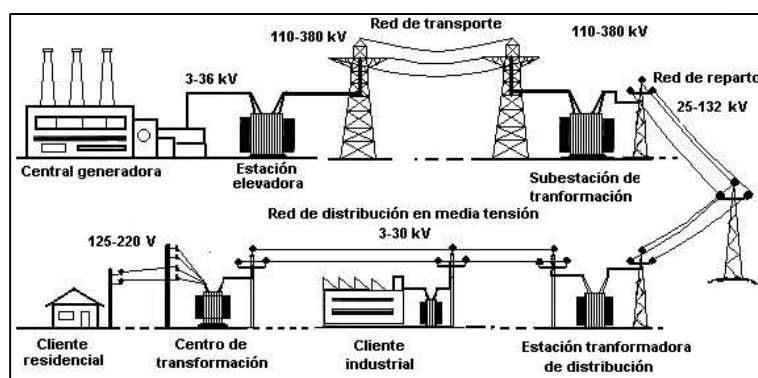


Figura 1. Sistema de distribución

Fuente: Tomada de Celcip, Construcciones eléctricas y civiles Pontón.

2.2. Sistemas de distribución de energía eléctrica

Un sistema de distribución de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico, cuya función es el abastecimiento de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales, está conformada por conjunto de equipos que permiten energizar de forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión. (Ordoñez, 2010)

El sistema de distribución debe proveer servicio con un mínimo de variaciones de tensión y el mínimo de interrupciones, debe ser proyectado para permitir expansiones progresivamente con escasas modificaciones en la construcción existente, tomando en cuenta ciertos principios económicos, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación (Ordoñez, 2010).

2.2.1. Topología de los sistemas de distribución eléctrica

Existen tres sistemas básicos de distribución, los cuales son: sistema radial, sistema anillo, sistema en malla o mallado.

2.2.1.1. Sistema radial

Un sistema radial es aquel que utiliza una sola línea de suministro, su principal ventaja es que es simple y económico, y la desventaja es que cualquier falla en el transformador, en un conductor o en una línea primaria, generalmente deja fuera a un número de usuarios sin servicio hasta que el problema se resuelva (Sistemamid, 2014).

De igual manera para la realización de mantenimientos de cada uno de los sistemas, estos primeramente deben estar desconectados.

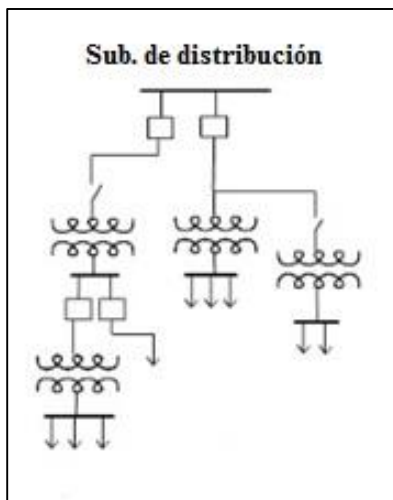


Figura 2. Sistema radial

2.2.1.2. Sistema anillo

Presenta dos posibles caminos de suministro, de forma que los consumidores pueden ser alimentados por cualquiera de ellos, proporcionando así una continuidad en caso de que ocurra una falla en alguno de los extremos del alimentador.

Su ventaja es que es un sistema más confiable, permite la continuidad del servicio, facilidad en el mantenimiento; su desventaja es que tiene un sistema más complejo en las operaciones, y económicamente un costo elevado (Ptolomeo, 2008).

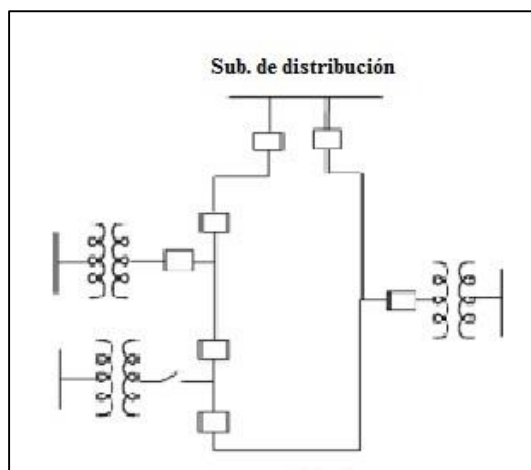


Figura 3. Sistema anillo

2.2.1.3. Sistema en malla

Un sistema en malla provee de mayor confiabilidad en el servicio, ya que cualquier punto de la línea tiene servicio desde dos direcciones, su principal desventaja es su alto costo de instalación, debido a que se requiere de más equipos

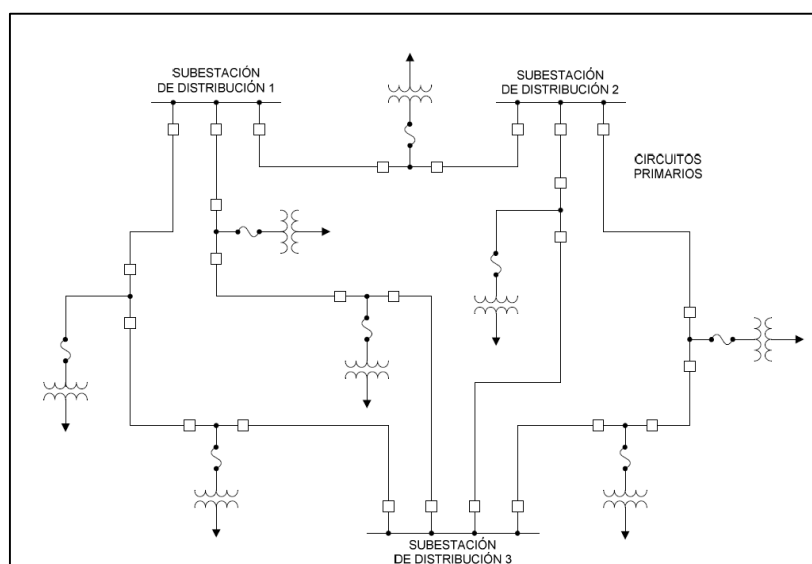


Figura 4. Sistema en malla

Fuente: Tomado de www.ptolomeo.unam.mx

2.2.2. Elementos de un sistema de distribución

Un sistema de distribución consta de la subestación de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y equipo de medición.

2.2.2.1. Subestación de distribución

La subestación de distribución recibe las líneas de transmisión o subtransmisión, transformando la energía en un nivel de tensión más bajo mediante transformadores de reducción.

2.2.2.2. Alimentadores primarios de distribución

Es el conjunto de elementos encargados de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los transformadores de distribución.

2.2.2.3. Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor, de tal manera que el usuario pueda utilizarla. En si el transformador de distribución es la liga entre los alimentadores primarios y los alimentadores secundarios.

2.2.2.4. Redes secundarias

Las redes secundarias distribuyen la energía eléctrica desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los usuarios. En la mayoría de los casos estos alimentadores secundarios son circuitos radiales.

2.2.2.5. Acometidas

Según Vásquez (2013), “las acometidas son las partes que ligan al sistema de distribución de la empresa suministradora con las instalaciones del usuario. Las acometidas se pueden instalar en media o baja tensión, dependiendo de la magnitud de la carga que el usuario requiera” (Pag.24).

2.2.2.6. Equipo de medición

Los equipos de medición son los encargados de registrar magnitudes, en este caso censan magnitudes eléctricas como corriente, carga, potencial, energía, etc. La medición se la realiza según el tipo de acometida instalada.

2.2.3. Falla en los sistemas de distribución

Según González (2007), una falla es una condición que impide la operación de uno o más equipos de un sistema y que permitiera de la rápida intervención de los sistemas de protección para evitar el daño de los equipos.

Las estadísticas de fallas, consisten en un registro continuo de las fallas que se presentan en un sistema, dicho registro sirve para establecer programas de mantenimiento y para planificaciones futuras.

2.2.3.1. Tipos de fallas en las redes eléctricas

Según González (2007), “se considera una falla a aquel evento que produzca la apertura de un interruptor, error de operación de un interruptor o seccionador, o cualquier interrupción del servicio no planificado” (Pag.8).

Existen fallas transitorias y fallas permanentes.

2.2.3.1.1. Fallas transitorias

Entre el 60 y 70% de las fallas son transitorias, es decir son de corta duración (mili o microsegundos), transitorias quiere decir que la avería ocurre, operan las protecciones desconectando el circuito averiado y cuando se vuelve a conectar sin hacer cambios algunos la avería se ha disipado (Schneider Electric, 2014).

Estas fallas son producidas por conductores que chocan con el viento, ramas de árboles que caen sobre los conductores, animales que se atrapan en las líneas de potencia, descargas atmosféricas. Este tipo de fallas no requieren del personal de mantenimiento ya que actúan de manera inmediata los elementos de protección.

2.2.3.1.2. Fallas permanentes

En estas fallas se requiere del servicio de operación del equipo de mantenimiento ya que son de mayor duración y deben ser reparadas, ya que implica caídas de las líneas de potencia

ocasionados por fuego, árboles caídos, tormentas, accidentes de automóviles, etc. Este tipo de fallas son las menos frecuentes (Schneider Electric, 2014).

2.3. Calidad del servicio eléctrico de distribución

El CONELEC actualmente ARCONEL, ha desarrollado regulaciones en el sector eléctrico para que todas las empresas distribuidoras cumplan con lo establecido en cada una de estas. Una de las regulaciones con las que deben cumplir es con la calidad del servicio eléctrico de distribución (CONELEC, 2001), la misma que permite garantizar al consumidor un suministro eléctrico continuo y confiable.

La Regulación No. CONELEC 004/01, menciona en la Sección 1.1.- **Objetivo**, lo siguiente: “El objetivo de la presente Regulación es establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras”.

Según la mencionada regulación, las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal son:

Tabla 1. *Niveles de voltaje*

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	±7,0 %	±5,0 %
Medio Voltaje	±10,0 %	±8,0 %
Bajo Voltaje Urbano	±10,0 %	±8,0 %
Bajo Voltaje Rural	±13,0 %	±10,0 %

Fuente: Regulación No. CONELEC 004/01

Se considera que el distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del período de medición de siete días continuos, en cada mes, el servicio lo suministra incumpliendo los límites de voltaje.

2.3.1. Calidad del servicio técnico

La calidad del servicio técnico prestado se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración total de interrupción (CONELEC, 2001).

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución y para cada alimentador primario de medio voltaje de acuerdo a las siguientes expresiones:

2.3.1.1. Frecuencia media de interrupciones por kVA nominal instalado (FMIK)

En un periodo determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio (CONELEC, 2001).

2.3.1.2. Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

Según CONELEC (2001), en un período determinado, presenta el tiempo medio en que el kVA no tuvo servicio.

2.3.1.3. Límites admisibles

En la **tabla 2**, se describen los límites admisibles de interrupción según la regulación.

Tabla 2. Límite de tiempo de interrupción

Índice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4,0	8,0
Alimentador Urbano	5,0	10,0
Alimentador Rural	6,0	18,0

Fuente: Regulación No. CONELEC 004/01

Las desconexiones de alimentadores se cuentan cuando superan los tres minutos, siendo por lo tanto importante limitar la cantidad de carga desconectada y el tiempo.

2.4. Reconectador automático

El reconectador automático es un dispositivo de protección que está diseñado para interrumpir corrientes de falla, detectar condiciones de sobrecarga e interrumpir el flujo de la corriente (Rivas, 2013).

En una forma más básica la función del reconectador es detectar una falla en el circuito, después se abre por un tiempo programado antes de cerrar automáticamente. Este cierre automático es llamado auto-cierre y se pueden utilizar múltiples operaciones de apertura y cierre para disipar fallas transitorias.

Si la falla es transitoria y es despejada cuando la línea se encuentra desenergizada, en el siguiente auto-cierre retornará el suministro de energía. Pero si la falla es permanente, después de la cantidad de recierres programados el reconectador permanecerá abierto hasta que sea cerrado por el operador, a esta condición se la denomina bloqueo “lockout” (Torres, 2012).

Los fabricantes han estandarizado un máximo de cuatro aperturas de las cuales tres reconexiones son de protección antes de que se produzca el bloqueo.

2.4.1. Operación del reconectador

Para una mejor comprensión de la secuencia de trabajo de un reconectador, se debe tomar en cuenta los siguientes puntos:

- *Tiempo de reconexión.* Son los intervalos de tiempo en que los contactos del reconectador permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión.
- *Tiempo de reposición.* Es el tiempo después del cual el reconectador repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal o fue aclarada por otro elemento de protección.
- *Corriente mínima de operación.* Es el valor mínimo de corriente para el cual el reconectador comienza a ejecutar su secuencia de operación programada. La secuencia de operación típica de un reconectador para abrir en caso de una falla permanente se muestra en la **figura 5**.

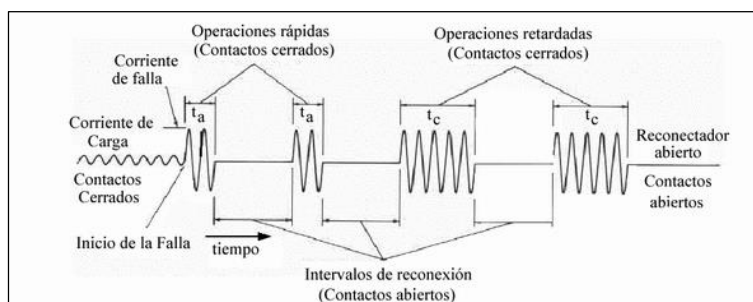


Figura 5. Secuencia de operación de un reconfigurador.
Fuente: Tomada de reseña y operación de los reconfiguradores.

2.4.2. Reconfigurador de Schneider Nu-lec serie-U

El reconfigurador Schneider Nu-lec serie-U es un interruptor automático trifásico, utiliza interruptores de vacío, contenidos en bushing de material epoxi eliminando la necesidad de aislantes como el aceite y el gas. El mecanismo está contenido dentro de un tanque de acero inoxidable con una tapa de igual material. Dispone de un sistema de medida de voltaje y corriente en las tres fases (Schneider Electric, 2002).

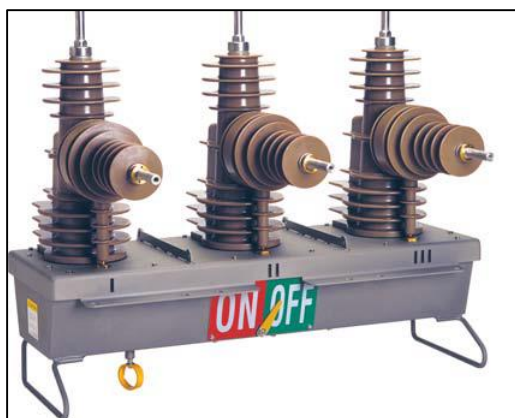


Figura 6. Reconfigurador Schneider Electric Nu-lec serie-U 27kV
Fuente: Tomado de Schneider Electric

2.4.3.1. Especificaciones

Las especificaciones del reconfigurador Schneider Nu-lec serie-U según el manual que indica el fabricante son las siguientes:

Tabla 3. Especificaciones del reconector Schneider Nu-lec serie-U

ESPECIFICACIONES	27 kV
Tensión máxima	27 kV
Corriente nominal	630 A
Capacidad de falla	12,5 kA
Temperatura ambiente	-30 a 50 °C
Aislamiento	Sólido dieléctrico
Nivel de aislación	125 kV
Peso	118 kg
Material	Acero Inoxidable grado 316
Interrupción	Vacío

Fuente: Tomada de catálogo de Schneider Electric.

2.4.3.2. Caja de polos

Llamada también caja de actuación, consta de tres polos, cada uno aislado con polímero epóxico cicloalifático (bushing) y una caja de acero inoxidable en donde se encuentra el mecanismo de actuación de los contactos de potencia.

La medición de voltaje se realiza como muestra la **figura 7**, en cada uno de los bushing del terminal I y se puede obtener la medición del terminal X por medio de transformadores de voltaje externos. La medición de corriente se realiza en cada fase (Schneider Electric, 2002).

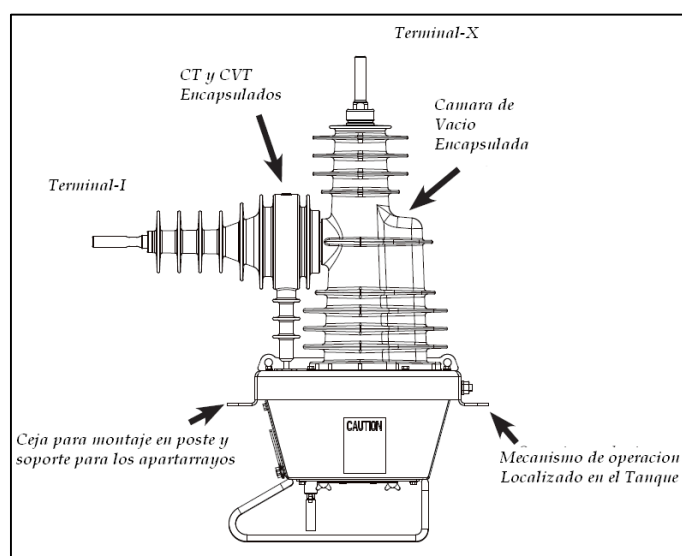


Figura 7. Partes del reconector Schneider Nu-lec serie-U
Fuente: Tomado de Schneider Electric.

Los polos están unidos mecánicamente a través de una barra, lo que permite que la apertura y cierre del equipo sea trifásico, es decir, los tres polos deben abrir o cerrar al mismo tiempo.

En la parte frontal del reconectador se encuentra un indicador de posición que permite identificar el estado de los polos ON u OFF respectivamente.

2.4.3.3. Gabinete de comunicaciones

Según el catálogo de Schneider Electric (2002), la protección avanzada, registro de eventos y capacidad de comunicación de los reconectadores serie-U, son posibles gracias a la tecnología contenida en el gabinete de control y comunicaciones. Recibe información de sensores (TC, TP, sensores de posición, etc.) ubicados en la caja de polos y, con base a ello envía señales de apertura y cierre a los elementos de actuación correspondientes.

Dentro del gabinete de comunicación constan un encapsulado de control y protección, la interfaz del operador, la unidad de fuente de alimentación y las baterías. Una de las principales ventajas del reconectador es que opera de una manera independiente de la alimentación de media tensión ya que cuenta con el set de baterías que son cargadas por la fuente auxiliar, las cuales permiten un período de funcionamiento de cinco días luego de la ocurrencia de la falla.

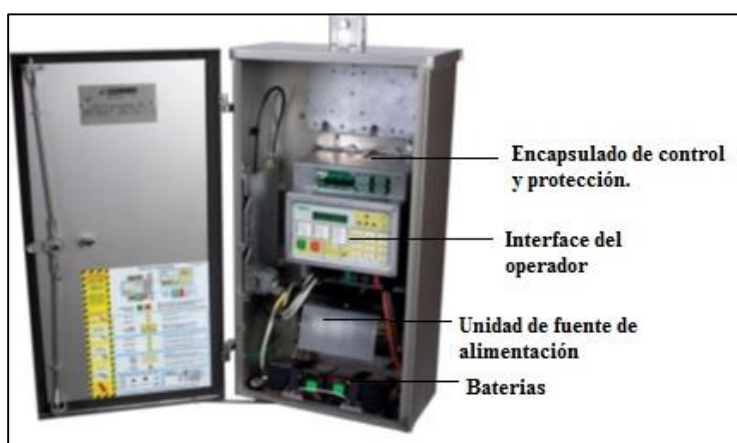


Figura 8. Gabinete de comunicaciones
Fuente: Tomado de Schneider Electric.

2.5. Sistema automático de transferencia

Según el catálogo de Schneider Electric (2014), un sistema automático de transferencia de energía es un conjunto de elementos que da la posibilidad de alimentar la carga desde dos o más fuentes diferentes.

Los sistemas de transferencia brindan mayor confiabilidad a los sistemas de alimentación de energía eléctrica, debido a que si existiese una falla en cualquiera de ellos no causaría la pérdida total de potencia en la carga.

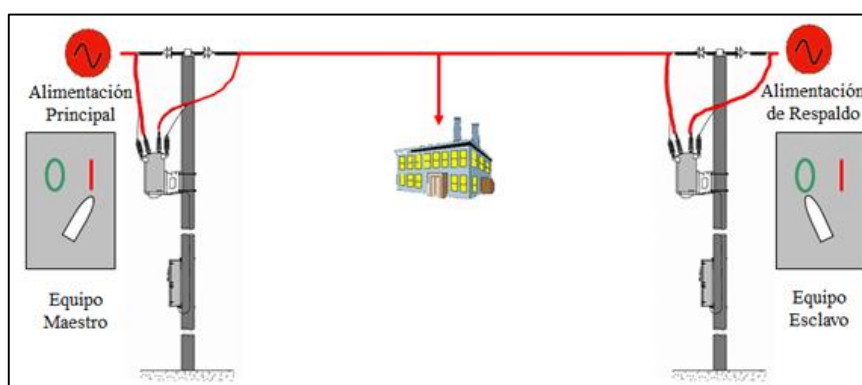


Figura 9. Principio de operación para una transferencia automática de carga
Fuente: Tomada de Schneider Electric.

El primer paso para realizar una transferencia es la evaluación de la fuente emergente y las condiciones de los equipos como se plantea en la **figura 9**. Durante los primeros milisegundos después de una perturbación, el control analiza la fuente emergente para asegurarse que se encuentra en mejores condiciones que la fuente afectada.

El segundo paso es transferir la carga de la fuente 1 a la fuente 2 y seguir monitoreando las condiciones de ambas fuentes. Si después de un determinado tiempo se requiere regresar la fuente 1 se inicia con el primer paso (Constructor Eléctrico, 2016).

Para dar solución ante situaciones de falla ya sean transitorias o permanentes, surge la implementación de equipos modernos, los cuales son capaces de localizar y aislar la falla en el menor tiempo posible, y dotar al circuito de la capacidad, de que, en caso de no eliminarse la perturbación, reconectarse automáticamente por otra vía, dejando sin servicio al menor número de usuarios posibles (D. Miraglia, 2015).

2.5.1. Criterios para la selección de alimentadores en transferencias de carga

Para que una transferencia de carga cumpla con el objetivo, que es el de mantener con servicio a un mayor número de usuarios en caso de ocurrir una falla en una de las fuentes de alimentación, debe cumplir con ciertas condiciones, para transferir la carga de una manera segura y confiable tanto para la empresa distribuidora como para el usuario.

Los criterios a considerar son:

- Los alimentadores deben tener un mismo nivel de voltaje y las subestaciones una misma secuencia de fases.
- Alimentadores que tengan un punto de interconexión entre ellos, preferiblemente de una red trifásica.
- Los alimentadores pueden ser de diferentes subestaciones, ya que de esta manera se aseguraría la disponibilidad del servicio en caso de ocurrir una falla en una de las fuentes.
- Por lo menos uno de los alimentadores debe cumplir con los niveles de voltaje de un $\pm 10\%$, establecidos en la regulación CONELEC 004/01.

2.6. Loop automation (Automatización de lazos)

Es un esquema de automatización de redes de distribución, el cual reconfigura una red para devolver el suministro de energía a secciones libres de falla, en la red en el menor tiempo posible, las cuales han sido desconectadas a causa de una falla en otra sección del circuito. (Schneider Electric, 2015).

Cuando la sección de la falla ha sido reparada, loop automation puede restaurar la configuración de la red inicial, la lógica asociada a cada reconectador opera en este esquema sin necesidad de comunicaciones o intervención del operador, usando la detección de tensión integrada de los reconectadores Nun-Lec. (Schneider Electric, 2009).

2.6.1. Configuración de los dispositivos

Según el catálogo de Schneider Electric (2014), loop automation requiere que cada dispositivo en el esquema tiene que ser configurado como un tipo particular, dependiendo de su posición en la red. Cada dispositivo, ya sea un reconectador o un seccionador, tendrá que ser configurado como uno de los siguientes:

- *Feeder recloser (alimentador)*. Este dispositivo se coloca más cerca de la subestación o la fuente de alimentación. Su estado es normalmente cerrado.
- *Tie recloser (unión)*. Este dispositivo se utiliza en la unión de dos alimentadores y es normalmente el punto abierto en la red.
- *Mid-point recloser (punto medio)*. Este dispositivo se ubica en función a la cantidad de carga que se desea transferir. Su estado es normalmente cerrado.

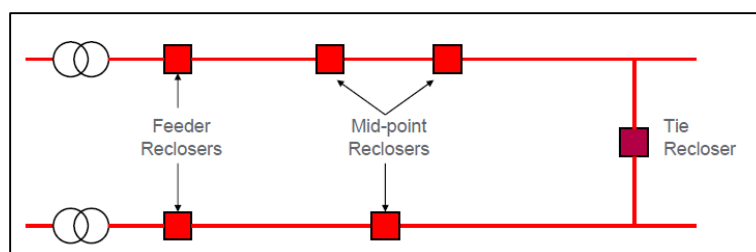


Figura 10. Configuración de los dispositivos.
Fuente: Tomada de Schneider Electric.

2.7. Reglas de reconfiguración y restauración

Según el catálogo de Schneider Electric (2009), las reglas de automatización de bucle que causan aislamiento y reconfiguración son las siguientes:

- 1) El reconectador *Feeder* dispara cuando detecta una falla.
- 2) El dispositivo *Mid-point* o punto medio cambia al grupo de protección alterna, y entra en modo de disparo único cuando la tensión de lado de la fuente se pierde.
- 3) El punto de unión o *Tie* se cierra cuando detecta que se ha perdido el suministro de un lado de red, pero todavía tiene suministro disponible en el otro lado.

Las siguientes reglas planteadas restauran la red a su configuración normal después de que una sección fallada ha sido reparada:

- 4) El reconector *Feeder* se cierra cuando la alimentación del lado fuente es reestablecida, o cuando el suministro es reestablecido en ambos lados.
- 5) Los reconectores *Mid point* se cierran cuando se ha restablecido el suministro en ambos lados.
- 6) El dispositivo *Tie* se abre cuando detecta una reducción del 50% o una inversión de dirección en el flujo de potencia.

En la **figura 11**, se evidencia que se genera una falla, en donde el *mid-point* cambia a un grupo de protecciones B, entra en modo de disparo único cuando se pierde tensión en el lado de la fuente como se menciona en la regla 2. El reconector *tie* se cierra cuando la alimentación se pierde en uno de sus lados.

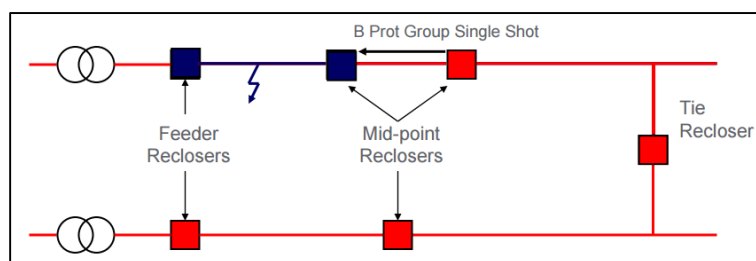


Figura 11. Reconfiguración de los reconectores.
Fuente: Tomada de Schneider Electric.

Cuando la falla se ha logrado reparar, el reconector *mid-point* se cierra, cuando el suministro es reestablecido en ambos lados, mientras que el dispositivo *tie* se dispara cuando el flujo de potencia es inverso, como se observa en la **figura 12**.

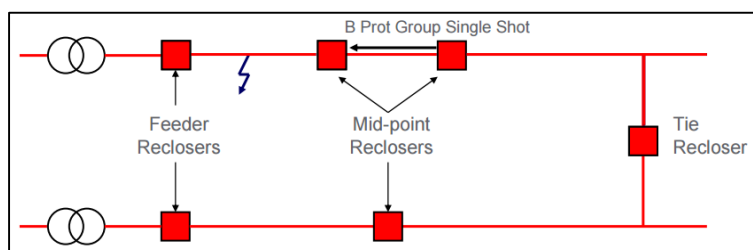


Figura 12. Restauración de los reconectores.
Fuente: Tomada de Schneider Electric.

2.8. Información del sistema de distribución de Emelnorte

Emelnorte, es una empresa líder en distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona norte del país. La empresa en la actualidad cuenta con 16 subestaciones y 66 alimentadores de distribución, los mismos que tienen un nivel de voltaje de 6,3 kV en el alimentador C3 de la subestación Ajaví y con 13,8 kV en el resto de los alimentadores, el sistema de distribución con el que cuenta es netamente radial, lo que implica mayor afectación del sistema en caso de fallas.

En la **tabla 4** constan las diferentes subestaciones con el número total de alimentadores, la cantidad de transformadores con la que cuenta cada subestación y la capacidad de cada uno de ellos, que pertenecen al sistema de distribución de Emelnorte.

Tabla 4. *Listado de subestaciones con sus alimentadores*

SUBESTACIÓN	ALIMENTADORES	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	TRANSFORMADOR (MVA)
La Esperanza	4	1	10
Cayambe	5	2	10
Otavallo	5	1	10
San Vicente	5	1	10
Cotacachi	4	1	5
Atuntaqui	3	1	20
El Retorno	4	1	10
San Agustín	5	1	10
Alpachaca	6	1	20
Chota	3	2	5
La Carolina	4	1	5
El Ángel	3	1	2,5
San Gabriel	4	1	10
Tulcán	5	1	10
Ajaví	5	1	10
El Rosal	1	1	5
TOTAL	66	18	167,5

Fuente: Tomada de Emelnorte.

En la **figura 13** se visualiza el área de concesión del sistema de distribución de Emelnorte.



Figura 13. Sistema de Distribución de Emelnorte.
Fuente: Tomado de Emelnorte.

2.9. Softwares utilizados en el estudio

2.9.1. CYMDIST

Según CYME International (2014), el programa de análisis de redes de distribución CYMDIST permite realizar varios tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, en configuración radial, en anillo o malla.

Este programa es una herramienta muy potente para realizar estudios predictivos por simulación para evaluar el impacto de los cambios efectuados en la red. Tomando en cuenta las herramientas que el programa proporciona, se realizó el análisis de la distribución de carga, flujo de carga, ubicación óptima de reconectores.

Los menús de las funciones de análisis de CYME se presentan en una interfaz gráfica de fácil manejo tal como se muestra en la **figura 14**.

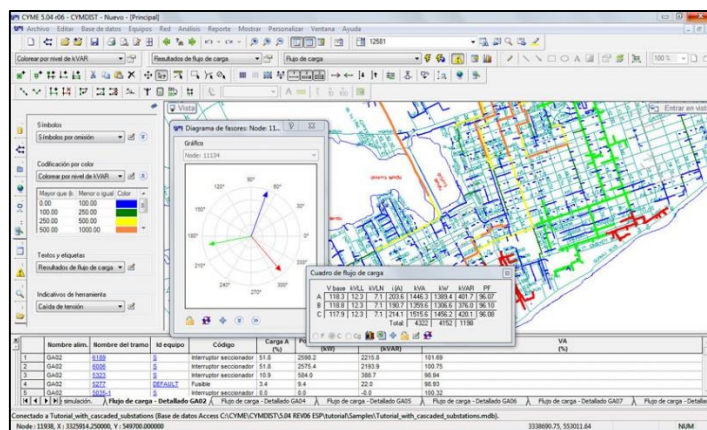


Figura 14. Programa CYMDIST.
Fuente: Tomada de CYME International.

2.9.1.1. Distribución de carga

Esta función hace un ajuste proporcional en la carga conectada, de tal forma que coincida con la demanda de medición. Los métodos de distribución a usar pueden ser: (Chumbi & Verdugo, 2013)

- kVA conectados: divide la demanda medida entre las cargas proporcionalmente a la capacidad de cada transformador.
- kWh conectados: divide la demanda medida entre las cargas proporcionalmente al consumo de energía de las mismas.
- REA: divide la demanda medida entre las cargas de acuerdo al número de consumidores.
- kVA real: divide la demanda medida entre las cargas proporcionalmente a los kVA ya definidos.

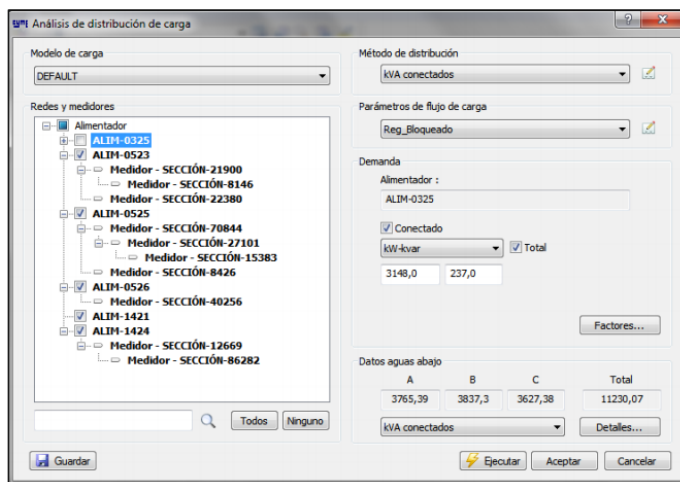


Figura 15. Pestaña del análisis de distribución de carga en CYMDIST

2.9.1.2. Flujo de carga

Según Escobar (2004) “el análisis del flujo de cargas tiene por objetivo analizar el desempeño en régimen permanente del sistema de potencia bajo diversas condiciones de funcionamiento. Es la herramienta de análisis de base para el planeamiento, diseño y operación de cualquier sistema eléctrico de potencia (Pag.7).

Los análisis de flujo de carga se ejecutan periódicamente para identificar posibles problemas de sobrecarga o voltajes inaceptables, como consecuencia del crecimiento de la demanda o cuando ocurren cambios de la topología de la red (Escobar Corona, 2004).

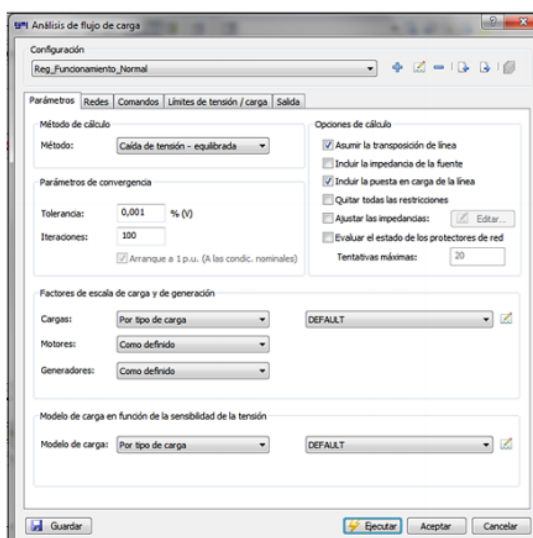


Figura 16. Pestaña del análisis de flujo de carga en CYMDIST.

2.9.2. Windows Switchgear Operator System (WSOS5)

Para poder configurar los reconectores que se ubicaran para la transferencia automática de carga, se desarrolló un paquete de software denominado WSOS5, que es un conmutador del sistema operativo de Windows (Schneider Electric, 2010).

Con este software se pueden realizar tareas como, el análisis del historial de los acontecimientos de cada dispositivo, obtener información para la optimización del sistema y cambiar la configuración de protección, permite comprobar el estado actual de los dispositivos mediante una conexión inalámbrica.

Una vez instalado el software, se crea un nuevo archivo de conmutación, en donde se escogen las características del dispositivo y también se muestra gráficamente en la **figura 17**.

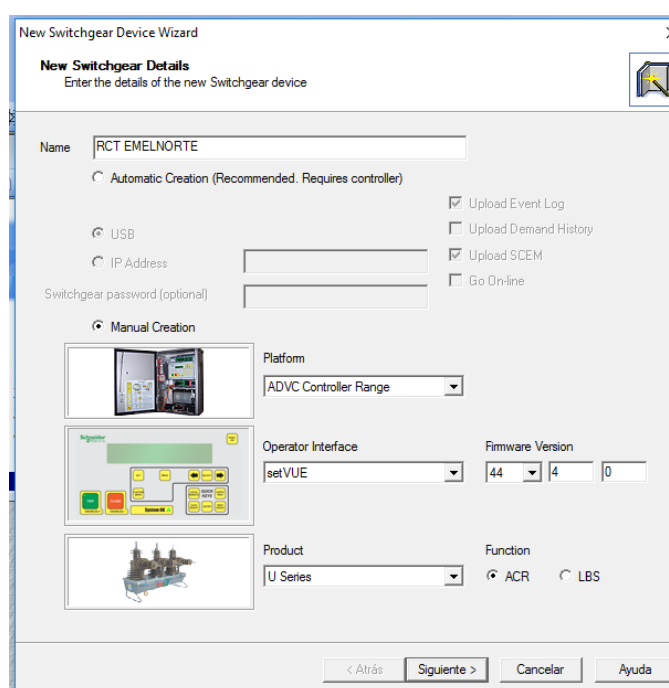


Figura 17. Detalles del nuevo conmutador.

Para que el reconector cumpla con la función de reconfigurar la red para devolver el servicio eléctrico en caso de falla, se debe activar la función Loop Atomation, que se encuentra en Configuration > Feature Selection > Loop Automation Available, como se muestra en la **figura 18**.

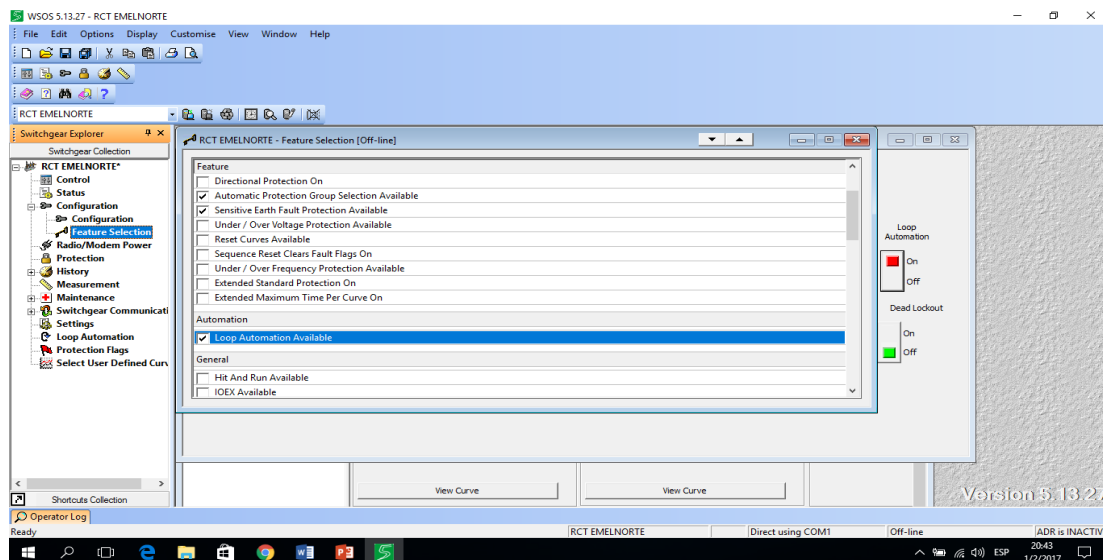


Figura 18. ON Loop Atomation.

Después de activar Loop Atumation, se designa a cada reconectador la configuración que tendrán, según la posición en la que están ubicados, pudiendo ser *Feeder*, *Mid-point*, o *Tie*, también en esta ventana se escoge la restauración que tendrán, pudiendo ser en una vía o dos vías, y se define el tiempo en el que operarán, como se muestra en la **figura 19**.

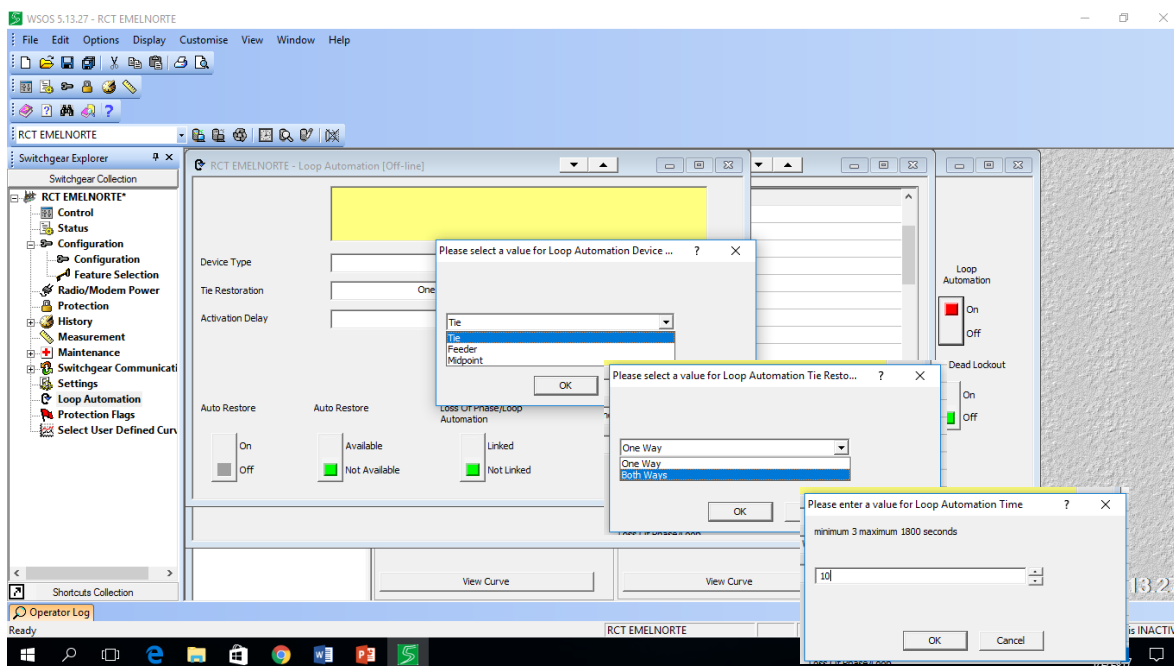


Figura 19. Configuración del reconectador según su ubicación.

Los reconectadores actuarán al momento en que ocurra una falla, es decir cuando exista un bajo voltaje, entonces, en el programa WSOS5 se tendrá que activar la función Under/ Over Voltage Protection, que se encuentra en Configuration > Feature Selection > Under /Over Voltage Protection Available, después de activar esta función se da clic en Protection > Under Over Voltage Protection en donde se desplegara la pantalla de la **figura 20**, en la cual se registra los voltajes normales de operación y con base a estos valores se procede a la activación de la función Under Voltage Protection, en donde se coloca el voltaje en por unidad con el cual entrara en función el dispositivo y el tiempo en que tardará en detectar que existe un bajo voltaje.

Phase Logic o lógica de fases controla el método en que se evalúan los voltajes de fase medidos con respecto a los voltajes normales, cuando los voltajes de fase medidos son menores o igual que el nominal se produce una captación de bajo voltaje.

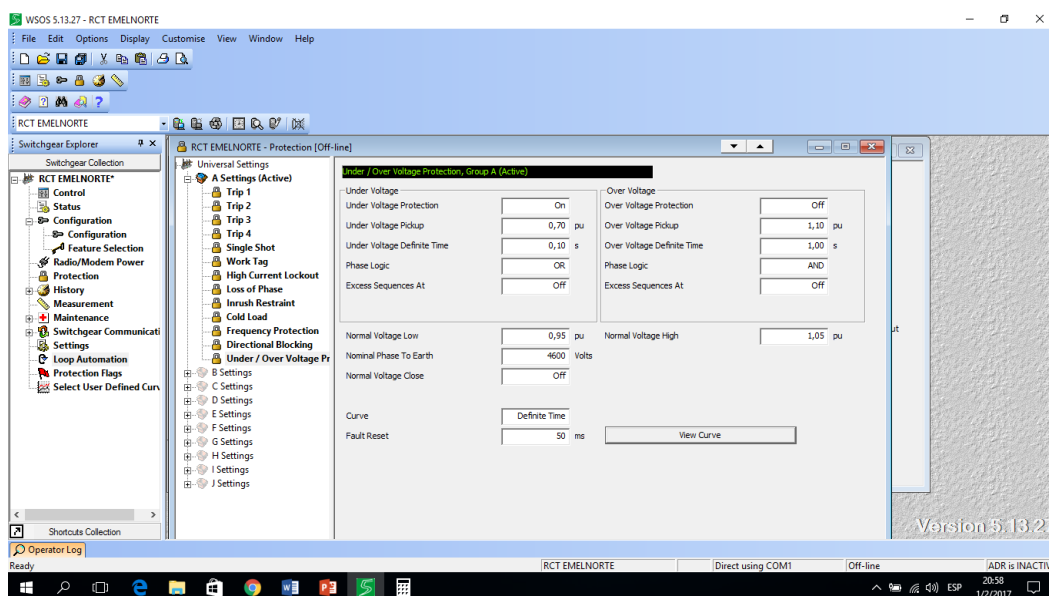


Figura 20. Under/ Over Voltage Protection.

CAPÍTULO III

Metodología de la investigación

3.1. Tipo de investigación

3.1.1. Investigación tecnológica

La investigación que se ha planteado para la realización de este tema es de tipo tecnológico, ya que se busca resolver un problema que surge de las necesidades de la sociedad, fomentando la innovación y haciendo uso de la tecnología, teorías y técnicas existente para poner en práctica el conocimiento científico.

3.1.2. Investigación bibliográfica

Para este trabajo se requiere de documentos existentes en libros, normativas eléctricas, tesis de grado, artículos relacionados, ya que se obtendrán los conceptos técnicos y científicos necesarios para llevar a cabo el proceso de investigación de los temas a tratar.

3.2. Métodos

Para este tipo de investigación, se puede afirmar que se utilizaron los siguientes métodos:

3.2.1. Recopilación de información

Se realiza la recolección de información a través de los planos y de mediciones de cada uno de los alimentadores, los cuales permitan conocer el sistema de distribución de Emelnorte.

3.2.2. Optimización

Mediante la ubicación adecuada de los reconectores, se logrará optimizar la calidad del servicio eléctrico de los alimentadores ante fallas en el sistema de distribución de la empresa.

3.2.3. Analítico – sintético

A través del análisis de la información recolectada en cada proceso para la transferencia automática de carga y por medio de una sistematización de la información se obtuvo los alimentadores en los que si es factible la ubicación de reconectores.

3.2.4. Inductivo - deductivo

Mediante los conocimientos previos adquiridos y el desarrollo de este trabajo de grado se planteó las diferentes soluciones técnicas, las cuales se encuentran sustentadas por cada resultado obtenido y que fueron analizados en cada etapa o sección de este trabajo.

3.3. Técnicas e instrumentos

Las técnicas utilizadas en este tipo de proyectos son:

3.3.1. Modificación de planos

Se realiza modificaciones de planos en los alimentadores de Alpachaca, Ajaví, San Agustín, El Retorno, Cayambe, Cotacachi, San Vicente y Otavalo; mismos que cumplen con las condiciones para poder realizar las transferencias de carga entre ellos, se determina la ubicación de los reconectores.

3.3.2. Mediciones

En base a la información de la base de datos que mantiene Emelnorte, se toma en cuenta las mediciones de la demanda (kW), el voltaje en por unidad, la corriente (A) y el factor de potencia de las tres fases, además los tiempos en los que actuaran los reconectores, estos datos se ingresaran en los softwares utilizados en este estudio.

3.3.3. Simulación

Mediante la simulación en el software CYMDIST de CIME International T&D Inc. se pudo probar el funcionamiento ideal en los que operaran los reconectores.

CAPÍTULO IV

Desarrollo de la propuesta técnica

4.1. Objetivo

Realizar el estudio y análisis que permita determinar la ubicación adecuada de los reconectores marca Nu-lec Schneider serie-U, en el sistema de distribución de Emelnorte para la transferencia automática de carga.

4.2. Determinación de alimentadores para la transferencia automática de carga

En el punto 2.5.1. se describieron los criterios para seleccionar lo alimentadores en los cuales se realizará la transferencia automática de carga, mediante la utilización de reconectores, es así que se afirma que el sistema de distribución de Emelnorte en sus 65 alimentadores cuentan con un nivel de voltaje de 13,8 kV, y los transformadores se las subestaciones tienen con una conexión DyN1.

4.2.1. Alimentadores interconectados

Otro de los criterios considerados es que los alimentadores considerados para el estudio deben tener un punto que los interconecte, pero a la vez deben ser de diferentes subestaciones, para de esta manera garantizar la continuidad del servicio en caso de ocurrir una falla en el sistema eléctrico.

Para poder cumplir con esta condición se realiza una inspección visual, mediante la ayuda de planos en el programa ArcGIS. En la **figura 21** se muestra un ejemplo de como los alimentadores de diferentes subestaciones pueden interconectarse.

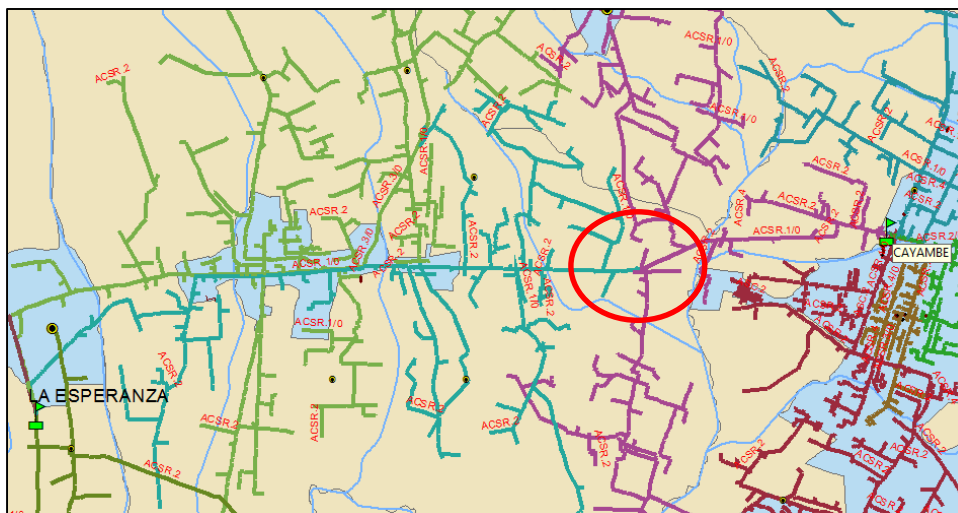


Figura 21. Interconexión de alimentadores
Fuente: Tomado de Emelnorte.

Se determinó que 36 alimentadores de todo el sistema de distribución de Emelnorte tienen un punto de interconexión. En la **tabla 5** se describen las subestaciones y los alimentadores con los que tienen interconexión para una transferencia de carga, en caso de falla en el sistema; ver (ANEXO 1) la lista completa.

Tabla 5. Listado de alimentadores interconectados

Subestación 1	Alimentador 1	Alimentador 2	Subestación 2
La Esperanza	C1	C3	Cayambe
	C3	C3	
	C4	C2	
Cayambe	C5	C2	El Retorno
Otavalo	C2	C1	San Vicente
	C2	C4	
	C4	C3	
San Vicente	C2	C3	Atuntaqui
	C3	C3	Cotacachi
Atuntaqui	C1	C2	Alpachaca
	C1	C4	Cotacachi
El Retorno	C1	C2	Alpachaca
	C1	C5	San Agustín
	C4	C1	Ajaví
	C4	C2	San Agustín

	C5	C1	
San Agustín	C2	C1	Ajaví
	C3	C2	
	C4	C2	
	C4	C4	
	C5	C4	
La Carolina	C1	C1	Chota
	C4	C4	Tulcán
El Chota	C1	C3	El Ángel
Ajaví	C1	C2	San Agustín
	C2	C4	
	C2	C3	
	C4	C1	Alpachaca
	C4	C2	
	C4	C5	San Agustín
	C5	C1	Alpachaca
	C5	C6	
Alpachaca	C2	C1	Atuntaqui
	C2	C1	El Retorno
El Ángel	C1	C5	San Gabriel
San Gabriel	C1	C3	Tulcán

4.2.2. Niveles de voltaje

Con la información de la base de datos que mantiene Emelnorte se obtuvieron los datos de cada alimentador como son: la demanda (kW), el voltaje en por unidad, la corriente (A) y el factor de potencia en las tres fases. Es necesario adquirir estos datos, ya que con ellos se realizará el flujo de carga de cada alimentador para verificar su estado actual de operación y poder determinar los alimentadores en los que se podrá realizar la transferencia de carga. Para visualizar los reportes de las condiciones de operación ver (ANEXO 2).

Mediante el software CYMDIST de CIME International T&D Inc., se realiza la distribución de cargas para determinar las condiciones de los alimentadores, los cuales deben cumplir con un $\pm 10\%$ de caída de tensión según la regulación CONELEC 004/01.

Luego de haber realizado los flujos de carga de los 36 alimentadores preseleccionados anteriormente, estos se simplifican a 9 casos, en los cuales al menos uno de los alimentadores

cumple con el $\pm 10\%$ de caídas de voltaje. Para verificar la distribución de carga realizada de todos los alimentadores ver (ANEXO 3).

Tabla 6. *Distribución de carga*

Subestación 1	Alimentador 1	V menor 1	Subestación 2	Alimentador 2	V menor 2
Cayambe	C5	79,90 %	El Retorno	C2	90,43 %
Otavallo	C2	79,90 %	San Vicente	C1	93,69 %
San Vicente	C3	66,05 %	Cotacachi	C3	96,45 %
El Retorno	C5	88,99 %	San Agustín	C1	94,67 %
San Agustín	C3	91,89 %	Ajaví	C2	82,93 %
	C4	90,27 %	Ajaví	C2	82,93 %
La Carolina	C4	84,47 %	Tulcán	C4	90,73 %
Ajaví	C4	77,52 %	Alpachaca	C1	96,20 %
	C5	56,07 %	Alpachaca	C6	90,89 %

4.3. Transferencia previa para adecuar al sistema de distribución

Se realiza esta transferencia para equilibrar la carga entre los 9 alimentadores interconectados, en los que se determina, mediante la simulación, que cantidad de carga es posible transferir automáticamente, verificando que no haya caídas de tensión ni sobre corrientes.

Para esto se debe conocer la demanda actual de los alimentadores, como la carga, la corriente y la capacidad de cada transformador. Para obtener la tabla completa de la transferencia realizada ver (ANEXO 4).

Para comenzar con este proceso se realiza un análisis entre los alimentadores, por lo que se determinó que el transformador de la subestación El Retorno es de una capacidad de 10 MVA, pero por el momento se encuentra sobrecargado con un valor de 10,91MVA, lo que conlleva a realizar un análisis retrospectivo de los demás alimentadores como se muestra en la **tabla 7**, para así lograr que la descarga de El Retorno sea considerable.

Al adecuar los alimentadores para poder realizar las transferencias automáticas de carga se modifica el punto de unión, en donde se ubicará el reconector denominado *Tie*, mismo que al entrar en operación permitirá transferir la cantidad de carga determinada en este estudio.

Tabla 7. Análisis retrospectivo de los alimentadores

Subestaciones	Cayambe	El Retorno	San Agustín	Ajaví	Alpachaca
Demanda actual (kVA)	13557,71	10908,54	7298,67	7959,41	7140,26
	C5 →	C2			
		C5 →	C1		
			C3 →	C2	
			C4 →	C2	
				C4 →	C1
				C5 →	C6

A continuación, se detallan los alimentadores antes y después de realizar la transferencia de carga.

4.3.1. Ajaví C5 – Alpachaca C6

El estado actual de los alimentadores se detalla en la **tabla 8**, en donde el alimentador Ajaví C5 presenta una carga pico aproximadamente de 1200 kW., mientras que en el alimentador Alpachaca C6 presenta una subutilización del transformador menor al 50% de su capacidad total.

Tabla 8. Alimentadores Ajaví C5- Alpachaca C6

Subestación	Alimentador	Carga (kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Ajaví	C5	1151,41	61,95	7959,41
Alpachaca	C6	1260,13	59,59	7140,26

En la **figura 22** se muestra la distribución de cargas de los alimentadores Ajaví C5 y Alpachaca C6.

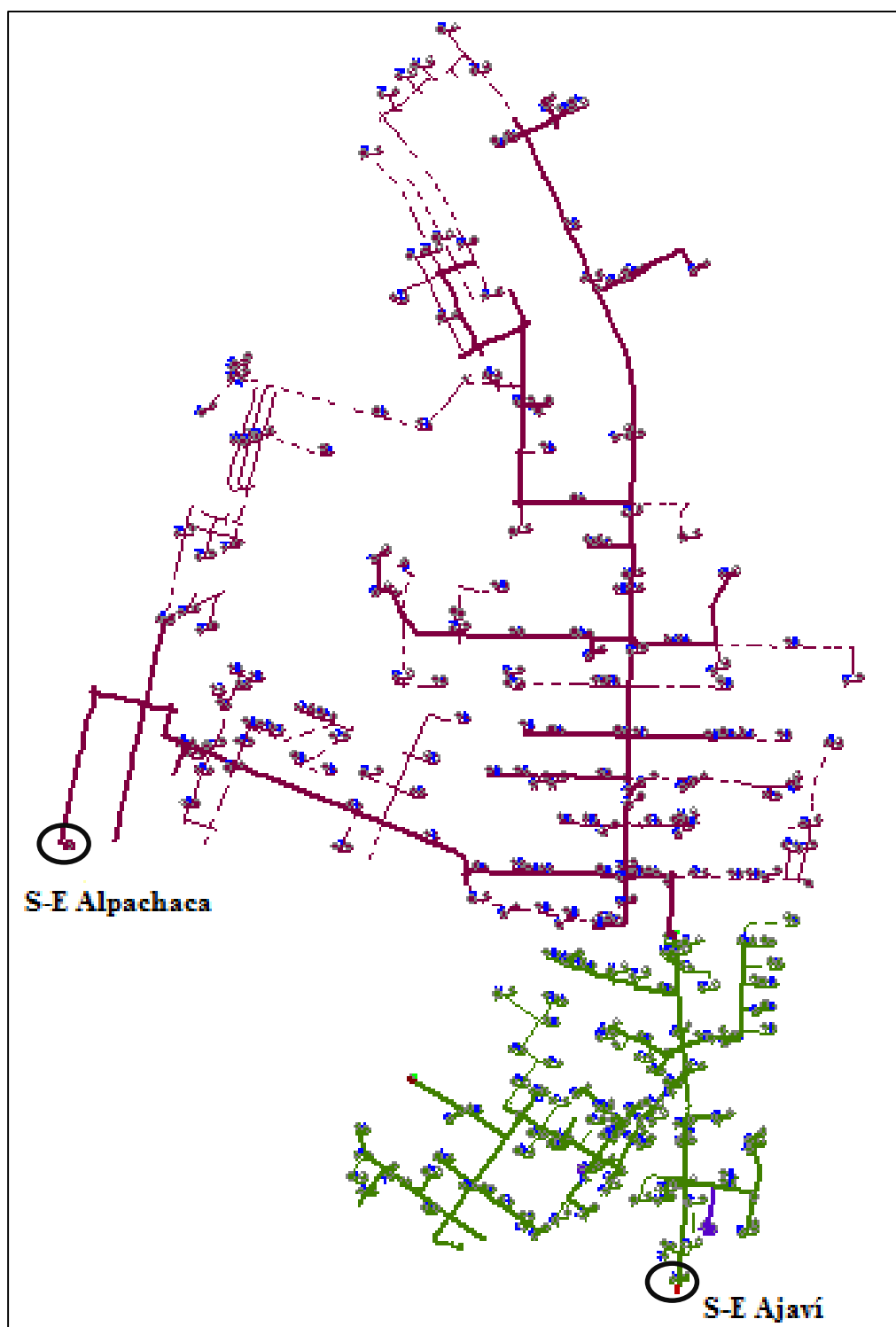


Figura 22. Alimentadores Ajaví C5- Alpachaca C6
Fuente: Tomado de Emelnorte.

Se realiza la transferencia total del alimentador Ajaví C5 hacia el alimentador Alpachaca C6, siendo la carga transferida de 1151 kW como se describe en la **tabla 9**, por lo tanto, el alimentador Ajaví C5 forma parte del alimentador Alpachaca C6, como muestra la **figura 23**.

Tabla 9. *Transferencia de los alimentadores Ajaví C5- Alpachaca C6*

Subestación	Alimentador	Transferencia (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Reserva
Ajaví	C5	1151,41	0	0	6808	3191,99
Alpachaca	C6	1151,41	2411,55	115,51	8291,68	11708,32

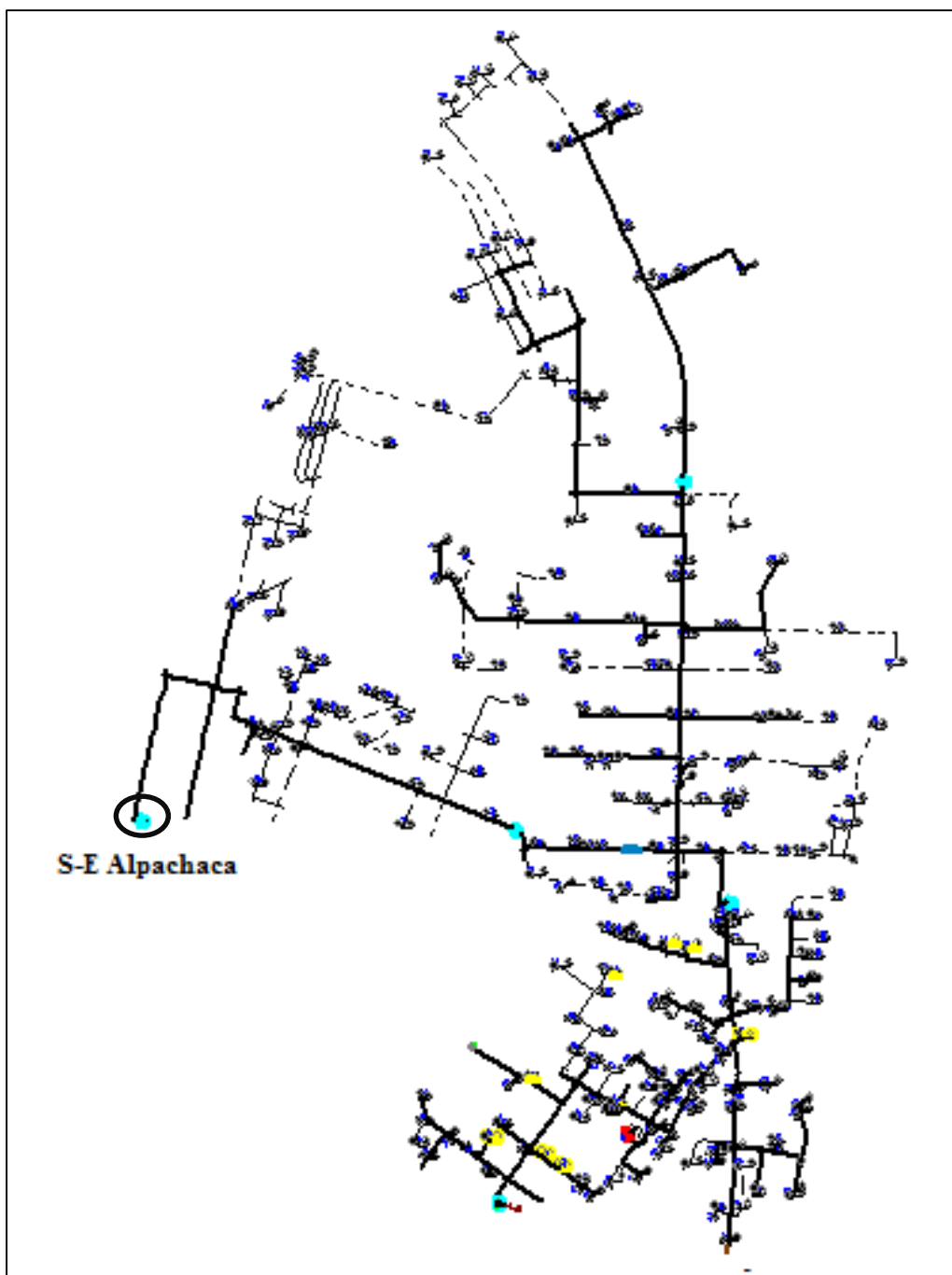


Figura 23. Alimentador Alpachaca C6
Fuente: Tomado de Emelnorte.

4.3.2. Ajaví C4 - Alpachaca C1

El estado actual de los alimentadores se detalla en la **tabla 10**, en donde el alimentador Alpachaca C1 tiene una carga menor a 1 MW debido a que es una zona rural, mientras que el alimentador de Ajaví C4 tiene una carga mayor a 1164 kW.

Tabla 10. Alimentadores Ajaví C4- Alpachaca C1

Subestación	Alimentador	Carga(kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Ajaví	C4	1164,57	60,02	6808
Alpachaca	C1	987,48	50,06	8291,68

En la **figura 24**, se muestra la distribución de cargas de los alimentadores Ajaví C4 Alpachaca C1.

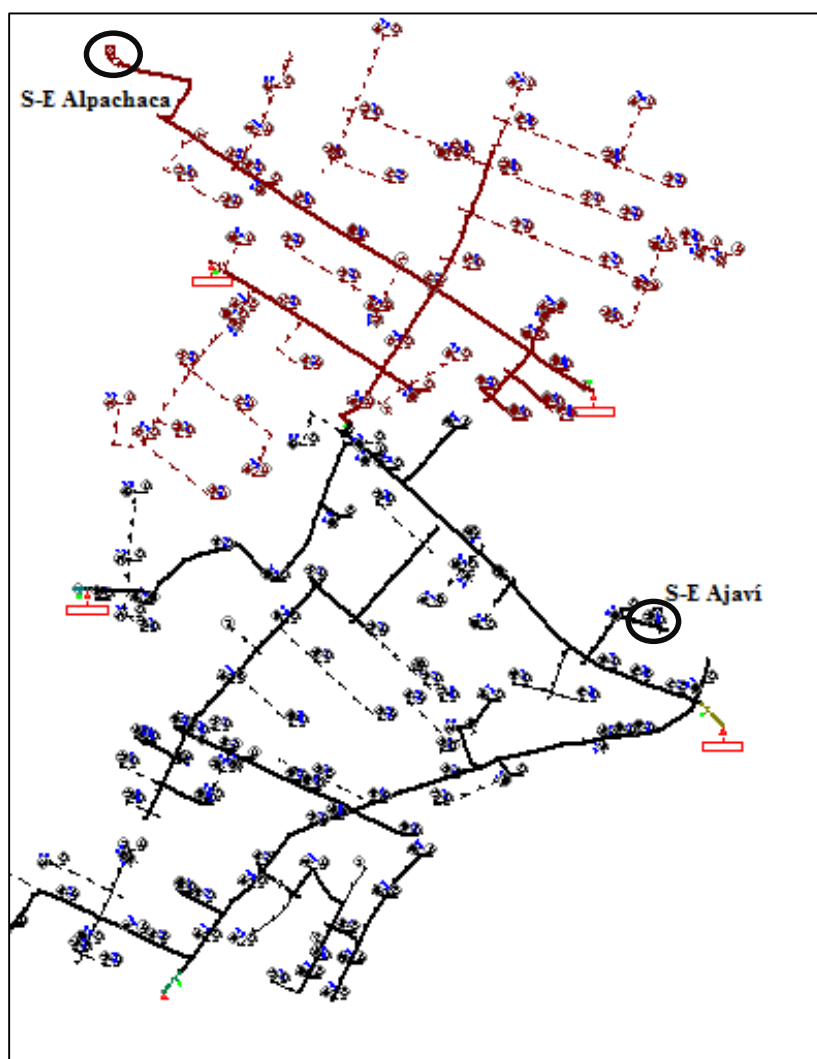


Figura 24. Alimentadores Ajaví C4- Alpachaca C1
Fuente: Tomado de Emelnorte.

La transferencia se realiza de todo el alimentador de Ajaví C4 hacia el alimentador Alpachaca C1, descargando de esta manera más de 1 MVA a la subestación Ajaví como se describe en la **tabla 11**.

Tabla 11. *Transferencia de los alimentadores Ajaví C4 - Alpachaca C1*

Subestación	Alimentador	Transferencia (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Reserva
Ajaví	C4	1164,57	0	0	5643,43	4356,57
Alpachaca	C1	1164,57	2152,05	106	9456,25	10543,75

En la **figura 25**, se muestra el alimentador después de la transferencia, quedando como un solo alimentador Alpachaca C1.

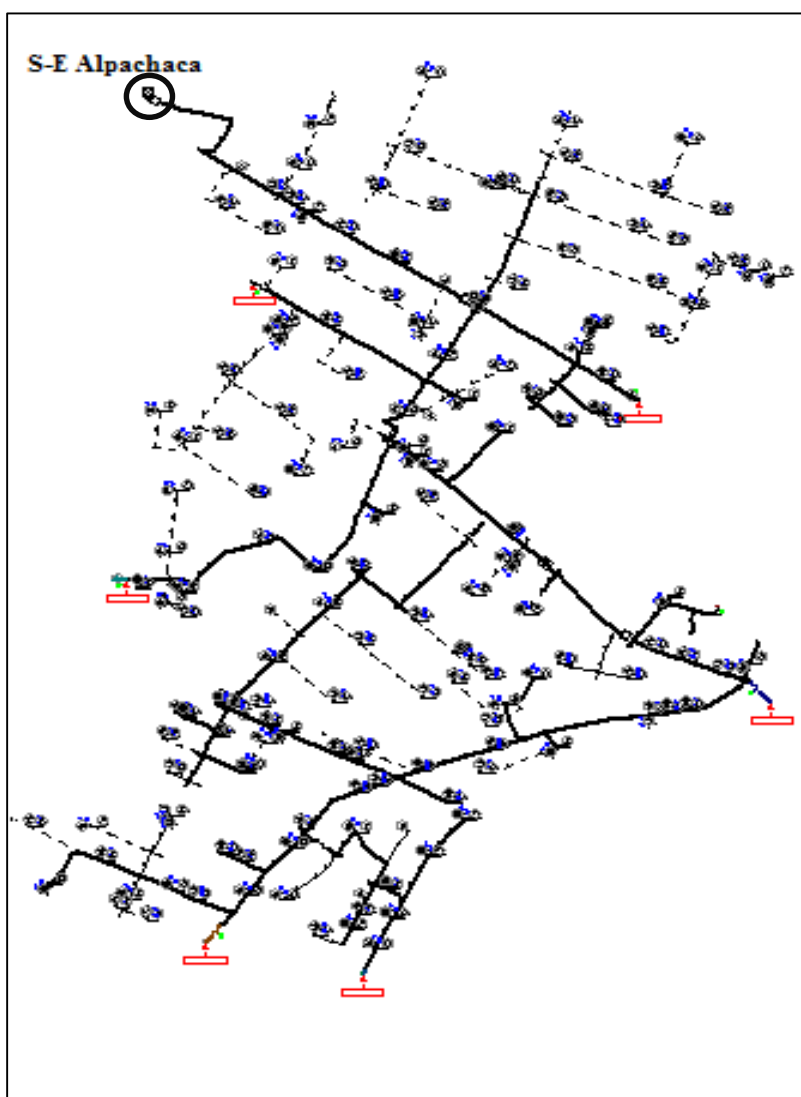


Figura 25. Alimentadores Alpachaca C1
Fuente: Tomado de Emelnorte.

4.3.3. San Agustín C4 – Ajaví C2

Actualmente en la **figura 26** se observa que el alimentador de Ajaví C2 es físicamente pequeño, pero tiene más carga ya que es una zona urbana, mientras que el alimentador San Agustín C4 tiene una carga menor a los 1500 kW, datos que se describe en la **tabla 12**.

Tabla 12. Alimentadores San Agustín C4- Ajaví C2

Subestación	Alimentador	Carga (kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
San Agustín	C4	1478,49	77,46	7298,67
Ajaví	C2	1780,30	93,57	5643,43

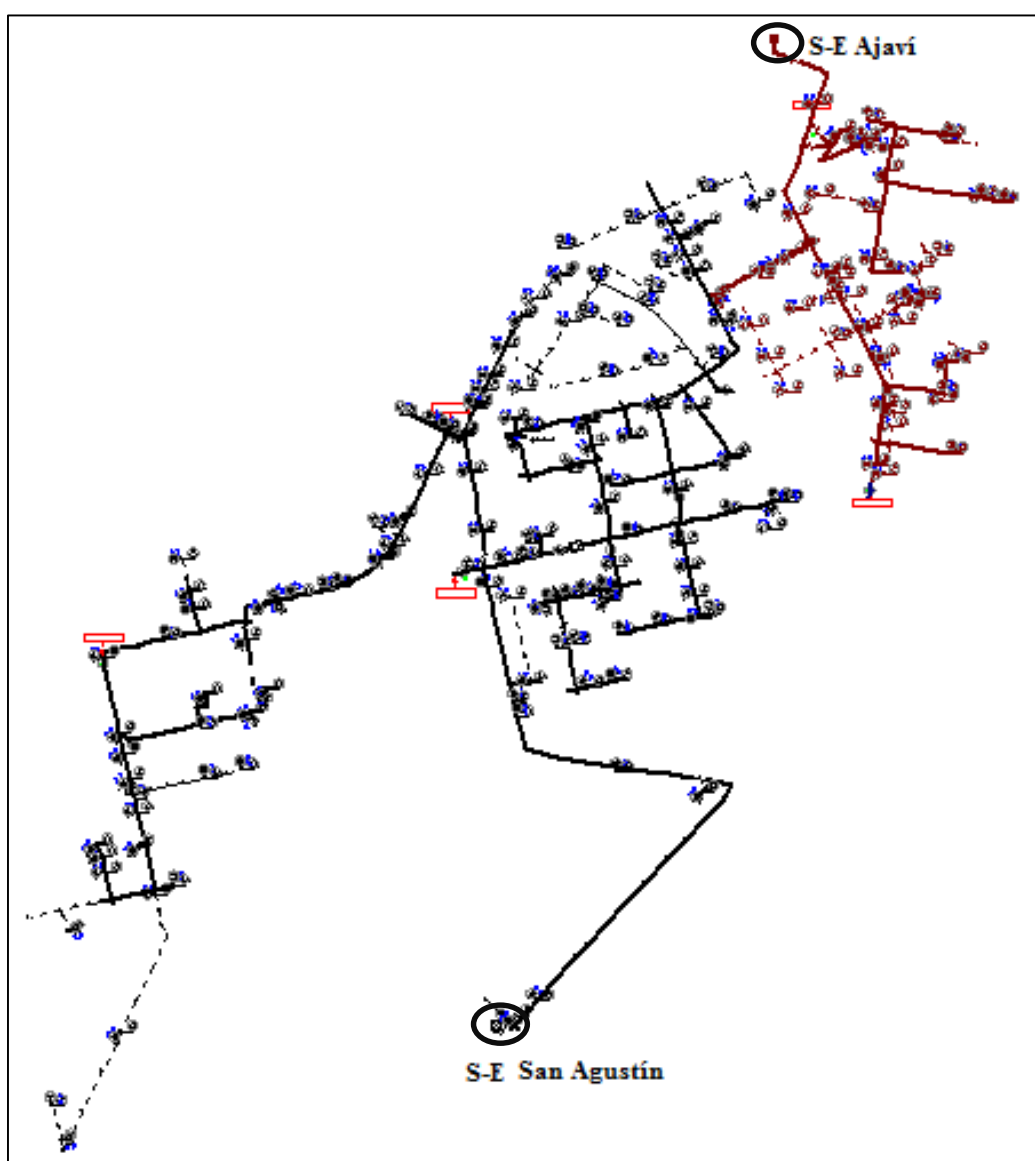


Figura 26. Alimentadores San Agustín C4- Ajaví C2
Fuente: Tomado de Emelnorte.

La transferencia se realiza de una parte del alimentador de San Agustín C4 hacia el alimentador Ajaví C2 como se describe en la **tabla 13**, en donde debido a la topología del alimentador de San Agustín C4 no se puede transferir más carga.

Tabla 13. *Transferencia de los alimentadores San Agustín C4- Ajaví C2*

Subestación	Alimentador	Transferencia (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Reserva
San Agustín	C4	810,69	667,79	41,50	6487,97	3512,03
Ajaví	C2	810,69	2591	129,10	6454,13	3545,87

En la **figura 27**, se muestra la parte transferida del alimentador San Agustín C4 hacia el alimentador Ajaví C2.

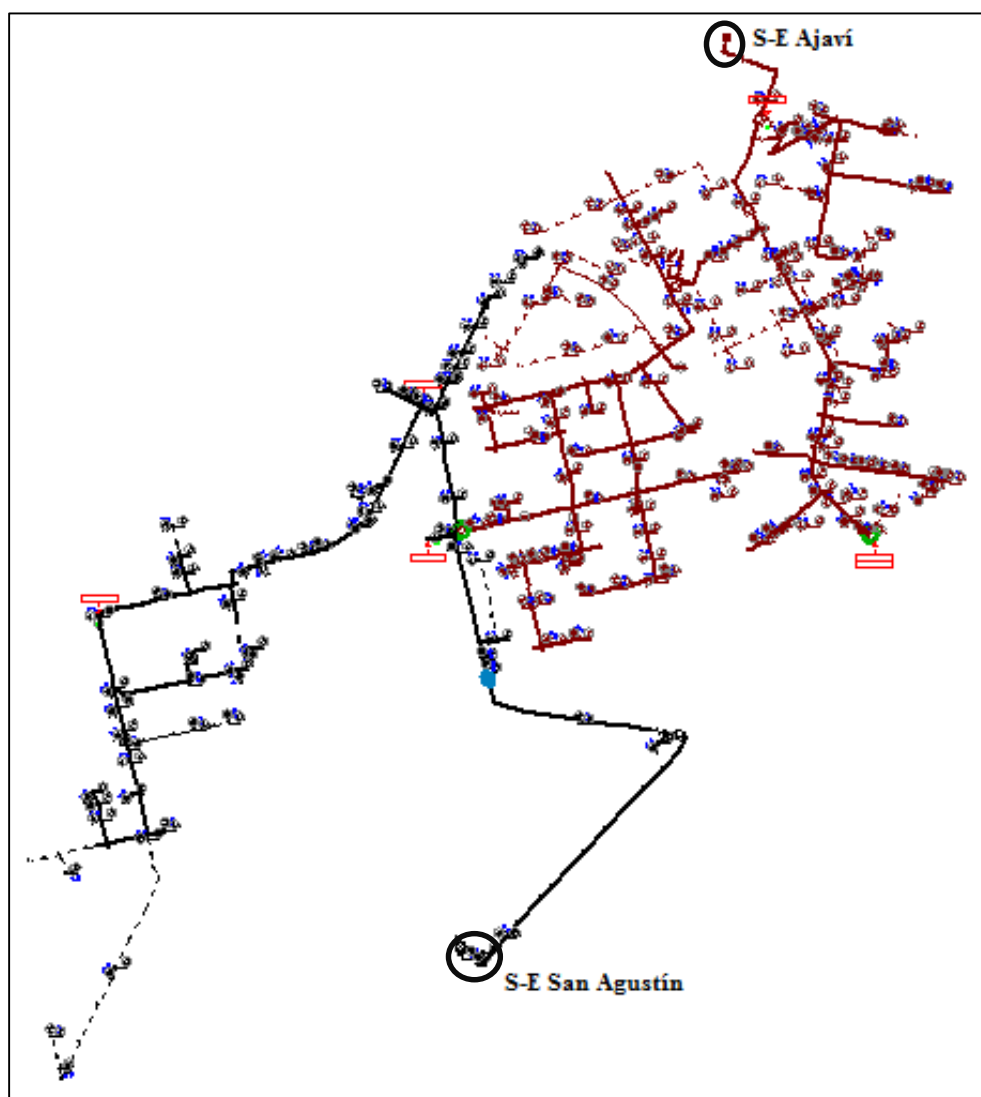


Figura 27. Alimentadores San Agustín C4- Ajaví C2
Fuente: Tomado de Emelnorte.

4.3.4. San Agustín C3 –Ajaví C2

En la **tabla 14** se describe el estado actual de los alimentadores, en donde las capacidades de los transformadores son casi similares, a pesar de que la carga del alimentador Ajaví C2 sea el doble que la del alimentador San Agustín C3.

Tabla 14. Alimentadores San Agustín C3- Ajaví C2

Subestación	Alimentador	Carga(kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
San Agustín	C3	1411,37	61,67	6487,98
Ajaví	C2	2591	129,10	6454,13

En la **figura 28**, se muestra la distribución actual de carga de los alimentadores de San Agustín C3 y Ajaví C2.

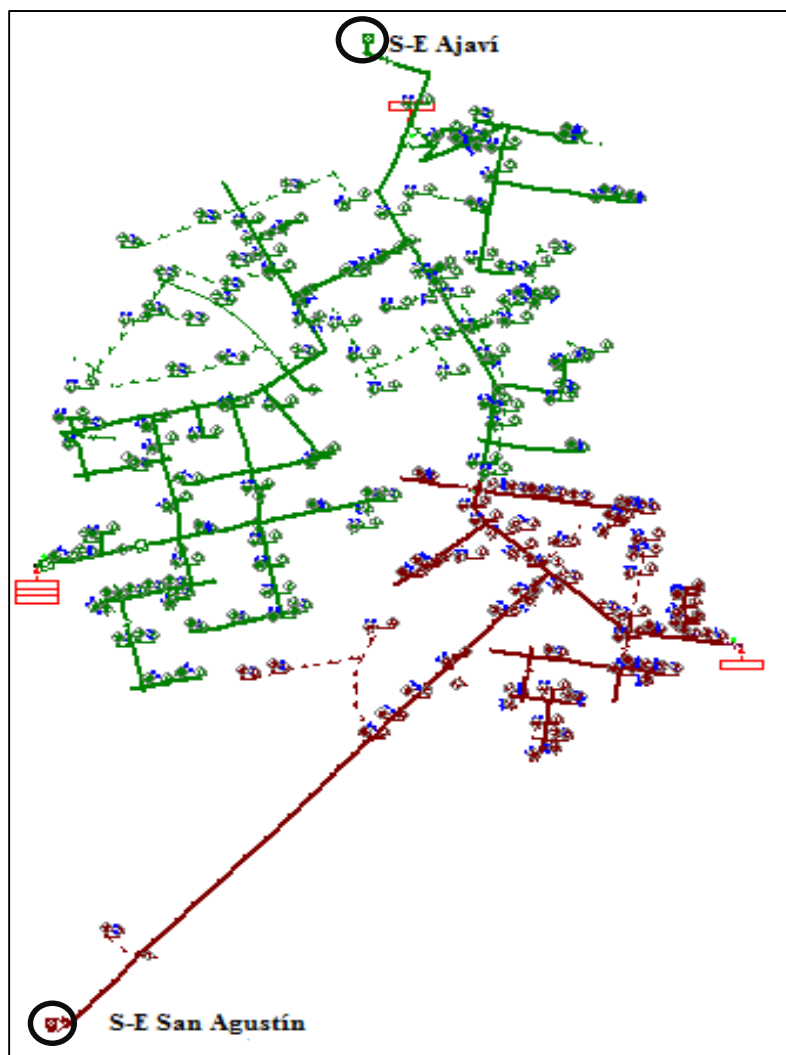


Figura 28. Alimentadores San Agustín C3- Ajaví C2
Fuente: Tomado de Emelnorte.

La transferencia se realiza de San Agustín C3 hacia Ajaví C2, en donde debido a la topología que se visualiza en la **figura 29**, con la que cuenta el alimentador de San Agustín C3 no se puede transferir una mayor cantidad de carga, siendo esta de 249 kVA, como se describe en la **tabla 15**.

Tabla 15. *Transferencia de los alimentadores San Agustín C3- Ajaví C2*

Subestación	Alimentador	Transferencia (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Reserva
San Agustín	C3	249	1162,37	47,51	6238,98	3761,02
Ajaví	C2	249	2840	143,40	6703,13	3296,87

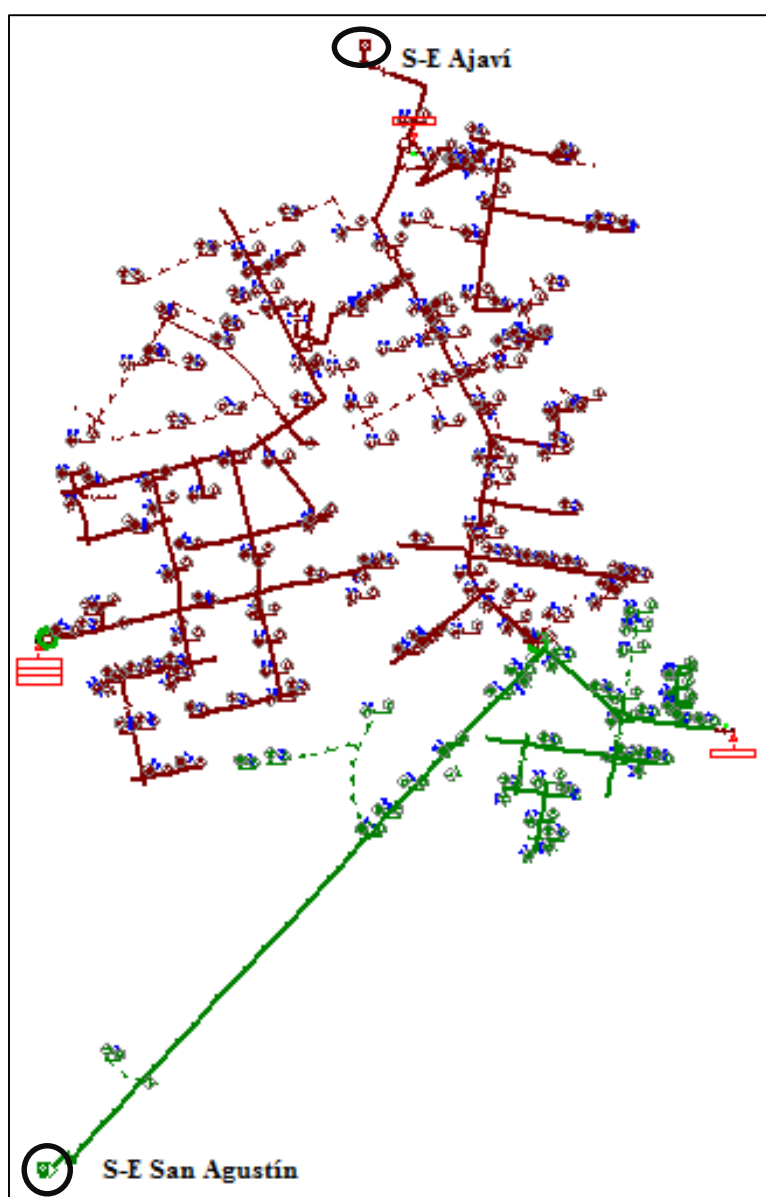


Figura 29. Alimentadores San Agustín C3- Ajaví C2
Fuente: Tomado de Emelnorte.

4.3.5. El Retorno C5- San Agustín C1

En la **tabla 16**, se evidencia que el transformador de la subestación El Retorno esta sobrecargado con más de 900 kVA, pudiendo generar problemas ya que no son transformadores en buen estado, mientras que la carga del alimentador San Agustín C1 es muy pequeña, por lo que el objetivo es transferir carga hacia este alimentador.

Tabla 16. Alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1

Subestación	Alimentador	Carga(kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
El Retorno	C5	3237,27	147,39	10908,55
San Agustín	C1	288,35	16,07	6238,98

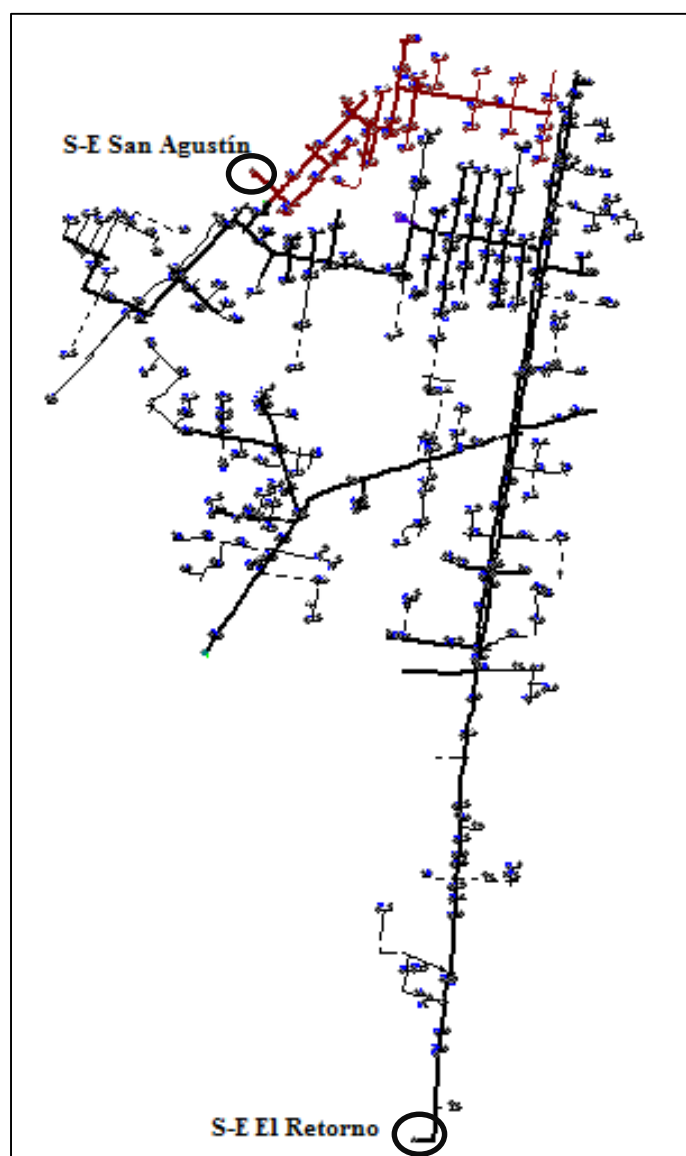


Figura 30. Alimentadores El Retorno C5 - San Agustín C1
Fuente: Tomado de Emelnorte.

La transferencia se realiza del alimentador El Retorno C5 hacia el alimentador San Agustín C1, obteniendo de esta manera una descarga considerable de 2221 kVA del alimentador de El Retorno C5, como se describe en la **tabla 17**.

Tabla 17. *Transferencia de los alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1*

Subestación	Alimentador	Transferencia (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Reserva
El Retorno	C5	2221,65	1015,61	67,61	8686,89	1313,11
San Agustín	C1	2221,65	2510	93,21	8460,63	1539,37

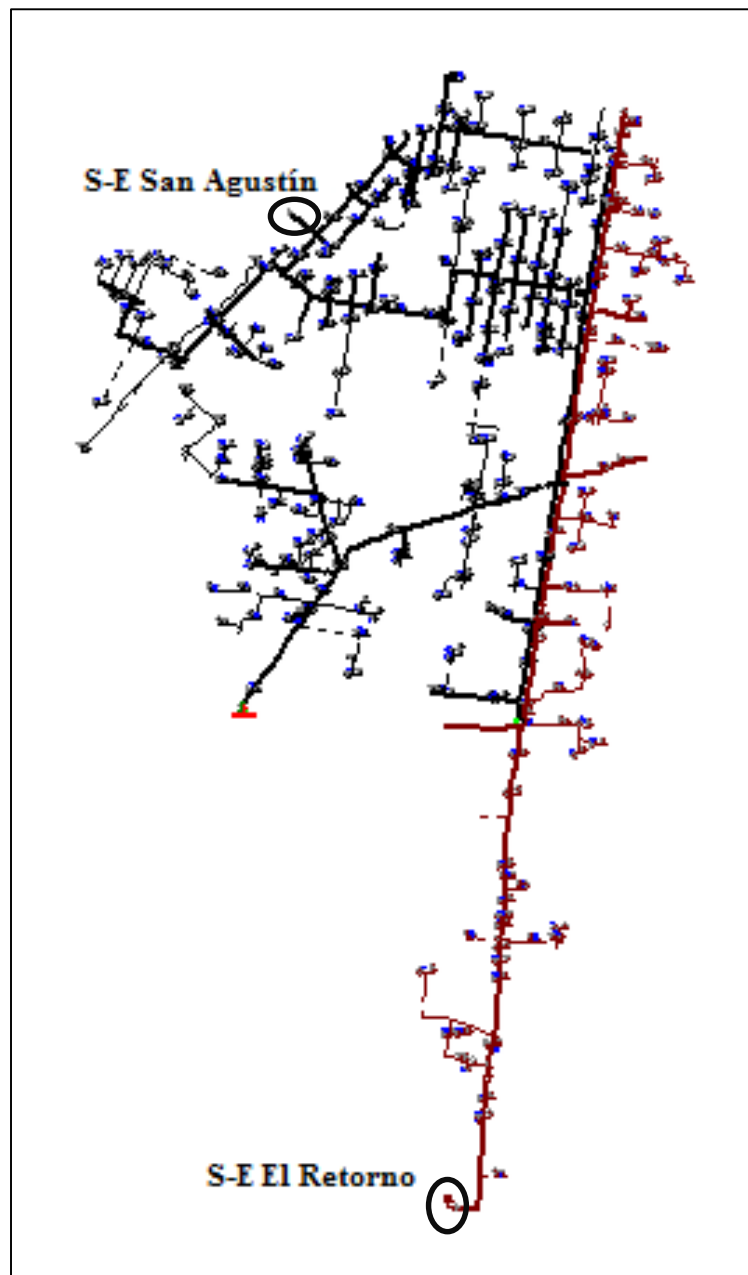


Figura 31. Alimentadores El Retorno C5 - San Agustín C1
Fuente: Tomado de Emelnorte.

4.3.6. El Retorno C2 – Cayambe C5

Mediante el simulador CYMDIST, se evidencio que actualmente el alimentador de Cayambe C5 genera caídas de voltaje debido a la extensión del alimentador, por lo que el objetivo es reducir estas mismas, en la **tabla 18** se detallan las cargas con las que cuentan los dos alimentadores interconectados antes de realizar la transferencia previa .

Tabla 18. Alimentadores El Retorno C2- Cayambe C5

Subestación	Alimentador	Carga (kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
El Retorno	C2	1069,65	54,25	8686,89
Cayambe	C5	2758,76	141,43	13557,71

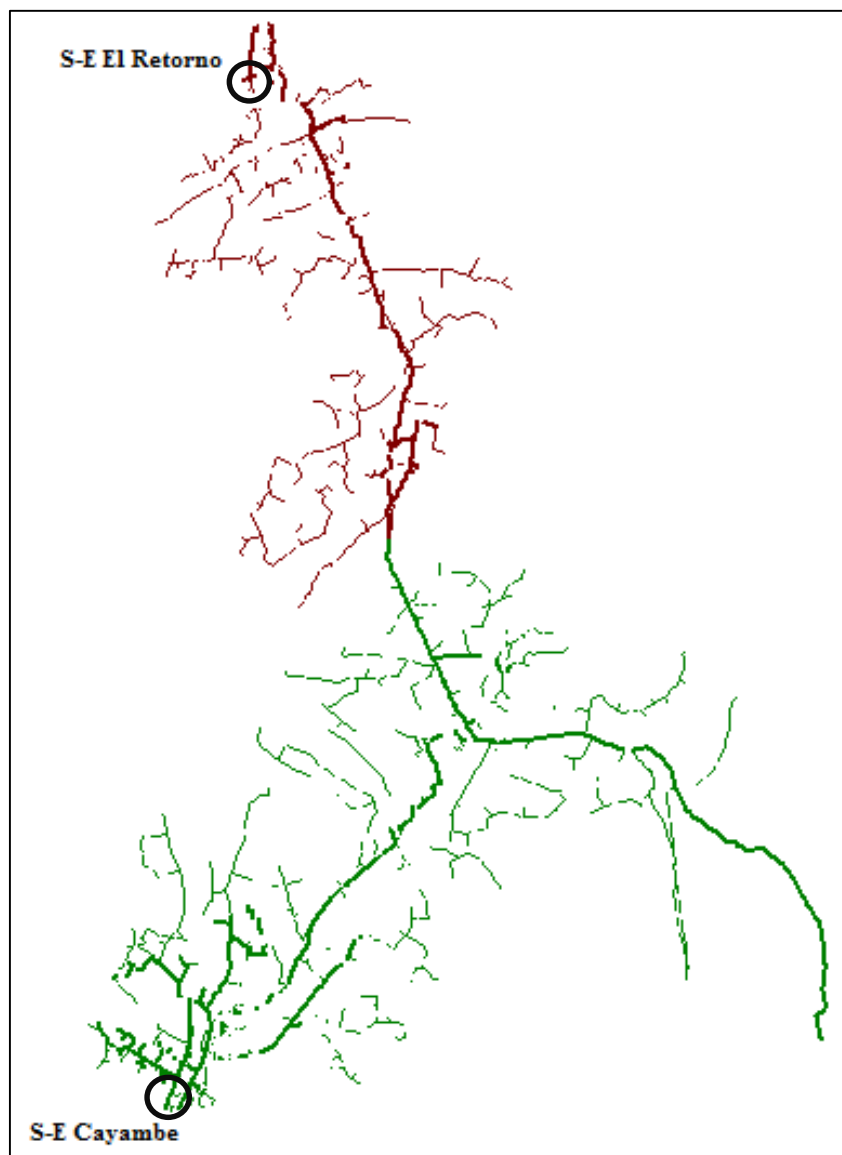


Figura 32. Alimentadores El Retorno C2 - Cayambe C5
Fuente: Tomado de Emelnorte.

La transferencia de 334, 35 kVA se realiza de Cayambe hacia El Retorno, por lo que se logra reducir las caídas de voltaje considerablemente y de igual manera se toma en cuenta que la subestación El Retorno no se sobrecargue manteniendo de esta manera una reserva de 978 kVA como se muestra en la **tabla 19**.

Tabla 19. *Transferencia de los alimentadores El Retorno C2- Cayambe C5*

Subestación	Alimentador	Transferencia (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Reserva
El Retorno	C2	334,35	1404	69	9021,25	978,75
Cayambe	C5	334,35	2424,40	108,11	13223,35	6776,65

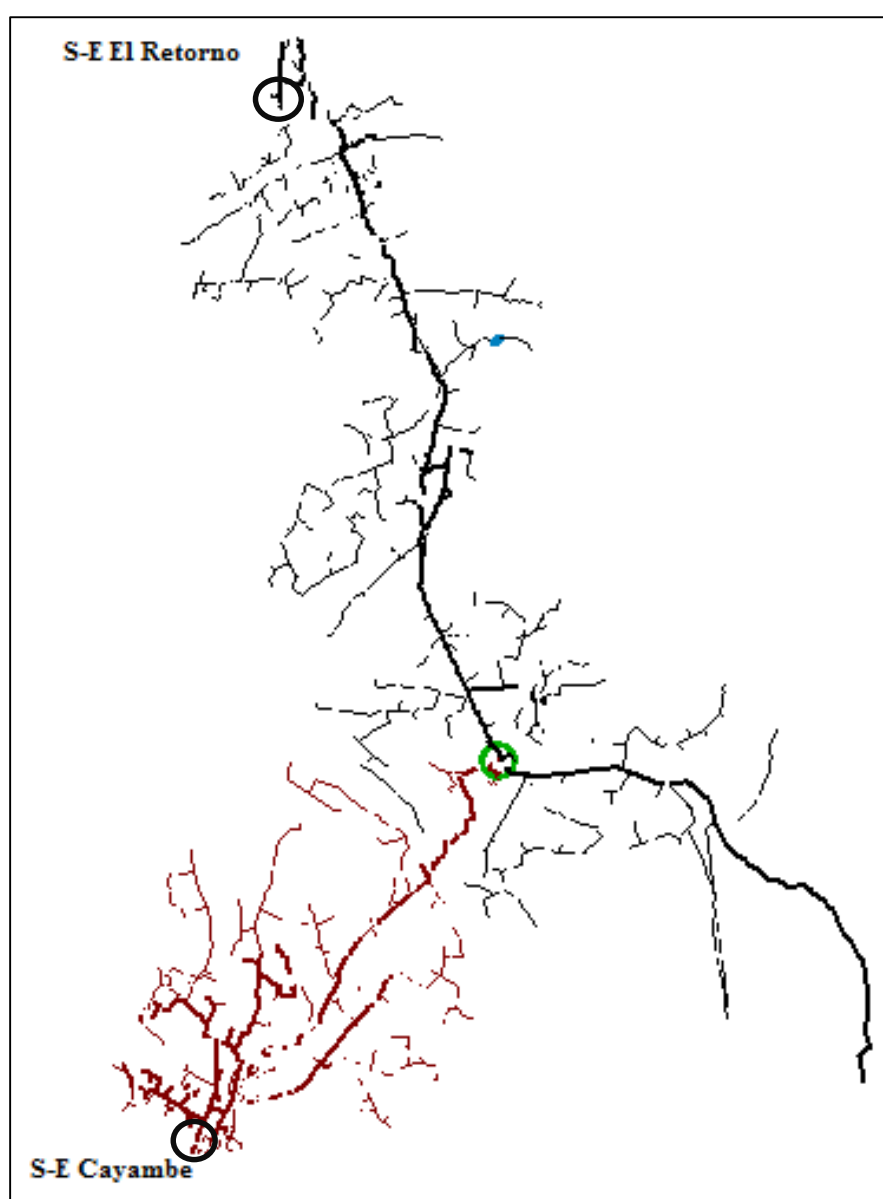


Figura 33. Alimentadores El Retorno C2 - Cayambe C5
Fuente: Tomado de Emelnorte.

4.3.7. Cotacachi C3 – San Vicente C3

En la **tabla 20**, se evidencian los valores con los que cuentan actualmente los dos alimentadores interconectados, por lo que se determina que el alimentador Cotacachi C3 cuenta con una carga nominal en relación a la capacidad del transformador de 5 MVA., y de igual manera el alimentador San Vicente C3 ya que cuenta con un transformador de 10 MVA.

Tabla 20. Alimentadores Cotacachi C3- San Vicente C3

Subestación	Alimentador	Carga(kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Cotacachi	C3	516,80	26	2832,62
San Vicente	C3	3238,64	154,83	6887,03

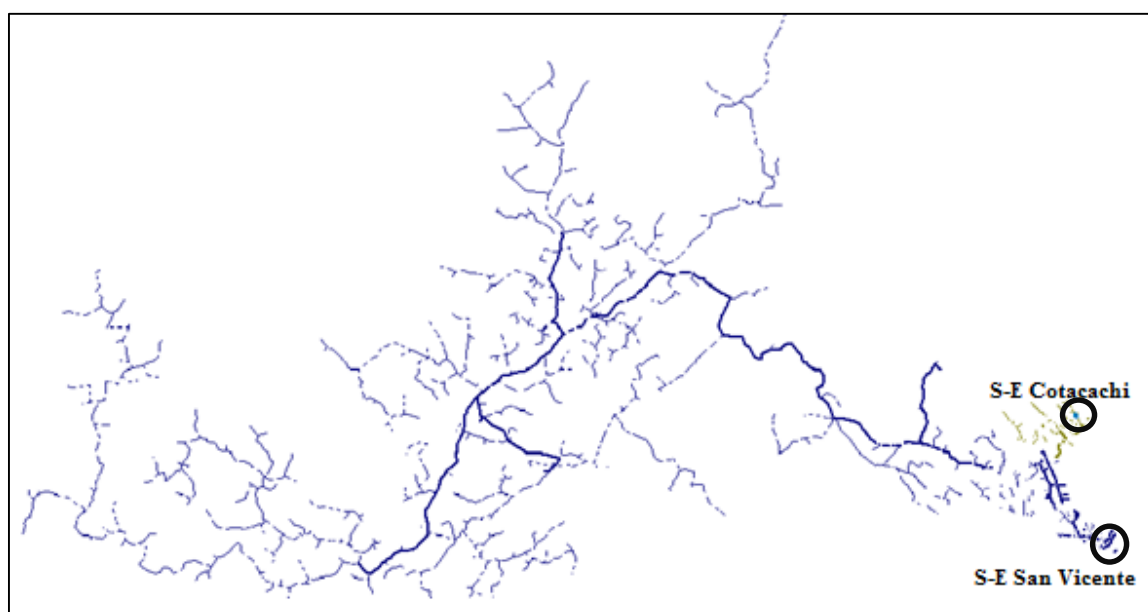


Figura 34. Alimentadores Cotacachi C3 - San Vicente C3
Fuente: Tomado de Emelnorte.

Debido a que los alimentadores cuentan con cargas nominales en relación a la capacidad de sus transformadores, no es necesario realizar una transferencia previa en los alimentadores, por tal motivo se procede a la ubicación de los reconectores denominados *mid-points*.

4.3.8. San Vicente C1 - Otavalo C2

Actualmente los alimentadores cuentan con las cargas descritas en la **tabla 21**, las mismas que se consideran adecuadas para poder realizar la transferencia automática de carga, sin inconvenientes, se procede a la localización de los *mid-points* en estas condiciones

Tabla 21. Alimentadores San Vicente C1- Otavalo C2

Subestación	Alimentador	Carga(kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
San Vicente	C1	278,81	19,82	6887,03
Otavalo	C2	2494,39	146,96	7122,34

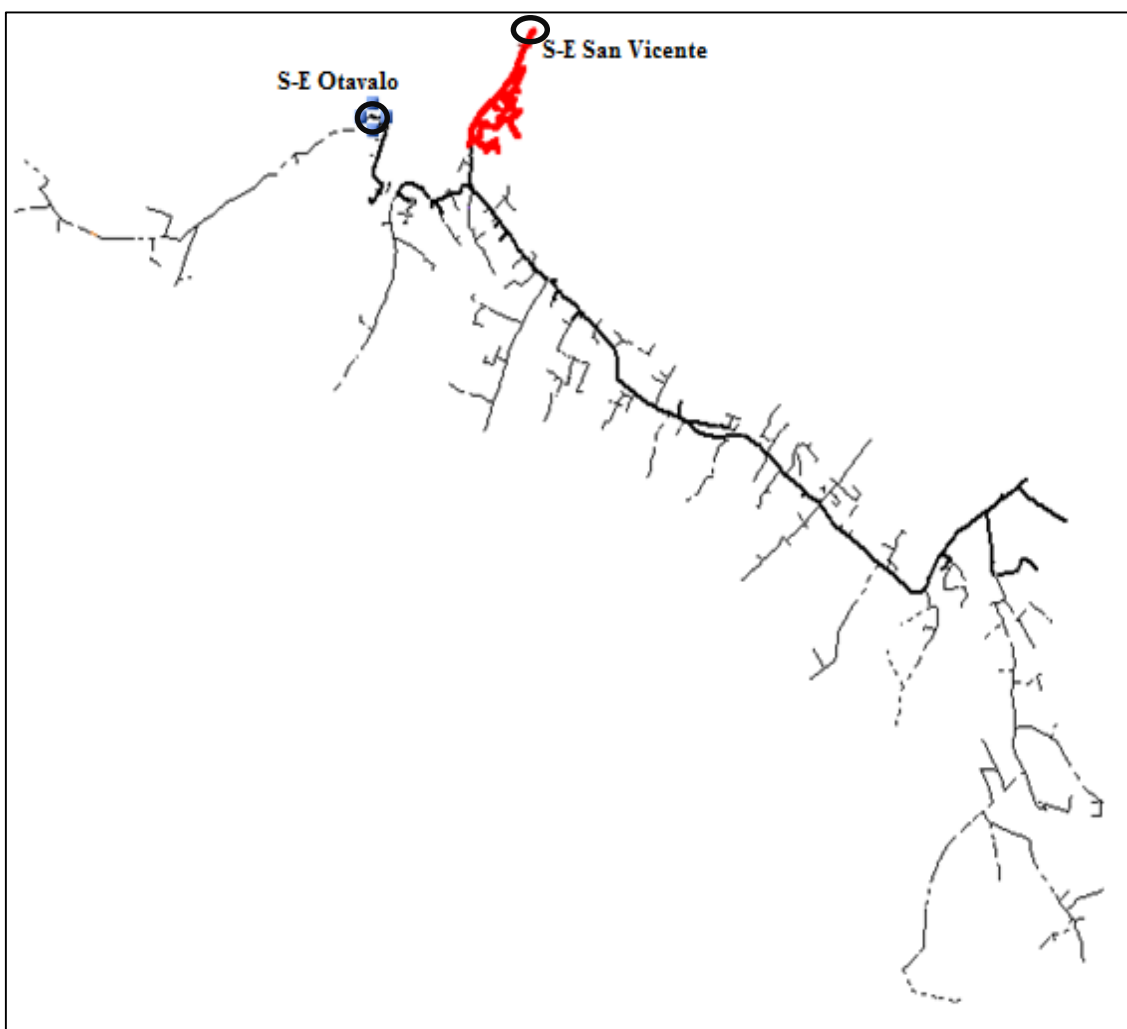


Figura 35. Alimentadores San Vicente C1 - Otavalo C2
Fuente: Tomado de Emelnorte.

4.3.9. La Carolina C4 – Tulcán C4

Estado actual de los alimentadores:

Tabla 22. Alimentadores La Carolina C4- Tulcán C4

Subestación	Alimentador	Carga (kW)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
La Carolina	C4	438,11	24,85	1496,89
Tulcán	C4	1187,20	63,16	8453,91

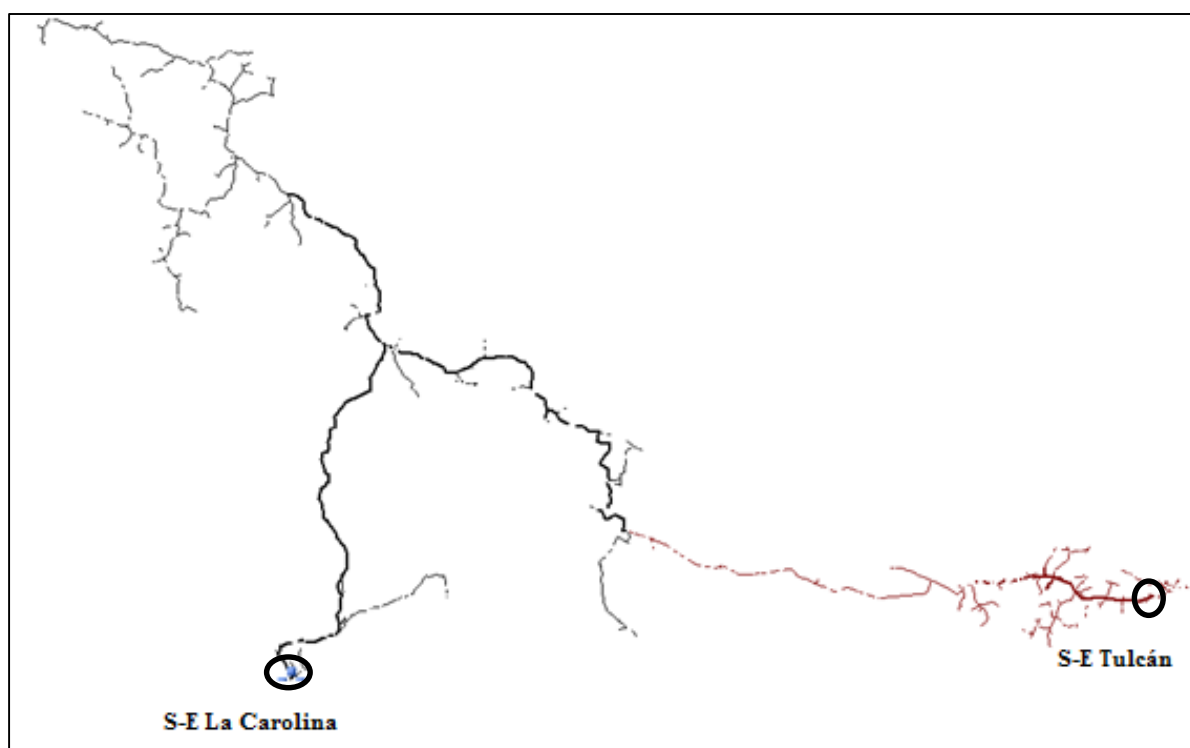


Figura 36. Alimentadores La Carolina C4 - Tulcán C4
Fuente: Tomado de Emelnorte.

Como se observa en la **figura 36**, las subestaciones La Carolina y Tulcán, en el punto de unión de las mismas, la línea es monofásica por lo tanto no es factible realizar la transferencia de carga, ya que se aplica para líneas trifásicas.

Después de haber realizado la transferencia previa para adecuar los alimentadores, en la **tabla 23** se detallan los nuevos valores de carga con los que cuentan las subestaciones y la carga de reserva con la que contarán para poder realizar la transferencia automática de carga.

Tabla 23. Carga de las subestaciones, luego de las transferencias de carga.

Subestación	Trafo (kVA)	Reserva trafo (kVA)
Alpachaca	9456,25	10543,75
Ajaví	6703,13	3296,87
San Agustín	8460,63	1539,37
El Retorno	9021,25	978,75
Cayambe	13223,35	6776,65
Cotacachi	2832,62	2167,38
San Vicente	6887,03	3112,97
Otavalo	7122,34	2877,66

4.4. Ubicación de reconectores para transferencia automática de carga

Después de haber realizado la transferencia previa, en donde ya se determinó la ubicación del primer dispositivo *TIE*, se procede a ubicar los *mid-points*, los cuales según su ubicación se determina la cantidad de carga que se transferiría. Para lo cual se definen casos, en los cuales se determinará las diferentes posibilidades de ubicación de los reconectores y la cantidad de carga que se transferirá en caso de ocurrir una falla.

Según el esquema descrito en el punto 2.6.1. se describieron tres maneras de configurar los reconectores, el *Feeder Recloser*, es el reconector que se coloca más cerca de la subestación, el cual para este estudio realizado no se utiliza ya que el sistema eléctrico de Emelnorte no cuenta con interruptores de recierres automáticos en las cabeceras de las subestaciones.

Una de las ventajas de configurar estos dispositivos es que la lógica asociada a cada reconector opera en este esquema sin necesidad de comunicaciones o intervención del operador, usando la detección de tensión integrada de los reconectores Nu-Lec y según los tiempos programados, por ejemplo, como se muestra en la **figura 37**.

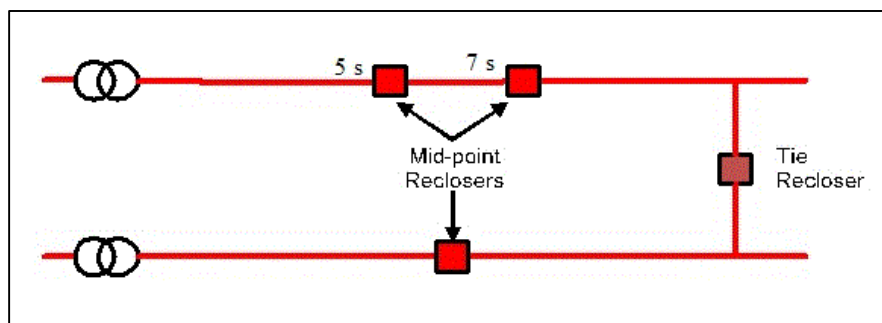


Figura 37. Configuración de los dispositivos.
Fuente: Tomada de Schneider Electric.

4.4.1. Alpachaca C6 - Ajaví C5

a) CASO 1

Tabla 24. *Caso 1 - alimentadores Alpachaca C6 - Ajaví C5*

Caso 1	Alpachaca- C6				Transferencia			Ajaví- C5			
	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Alpachaca 1	1263	1328	53,11	8332,25	1146,55	55,91	1168	1095	1140	61,70	7899,13

En este caso se plantea regresar aproximadamente la mitad de la capacidad del alimentador de Alpachaca-C6 hacia Ajaví-C5, siendo 1168 kVA de carga de considerable, ya que se encuentra en un sector urbano; por lo que si es factible. Para identificar las coordenadas de ubicación de los reconectores ver (ANEXO 5).

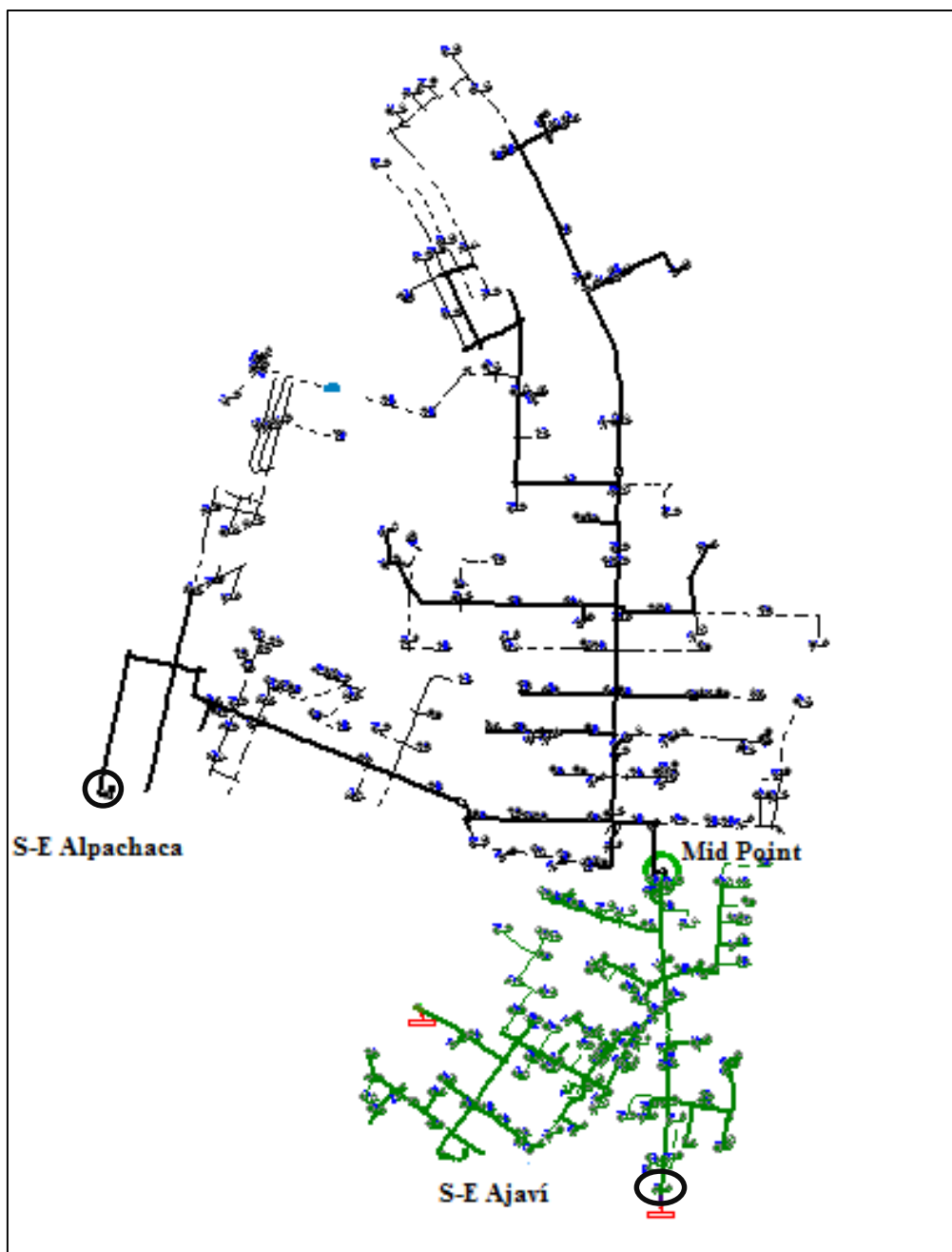


Figura 38. Caso 1 - alimentadores Alpachaca C6 - Ajaví C5
Fuente: Tomado de Emelnorte.

b) CASO 2

Tabla 25. Caso 2 alimentadores Alpachaca C6- Ajaví C5

Caso 2	Alpachaca- C6				Transferencia			Ajaví- C5				
	Reconector	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Alpachaca 2		346	366	34	7324,25	2065,55	81,5	2132	2015	2015	103,31	8718,12

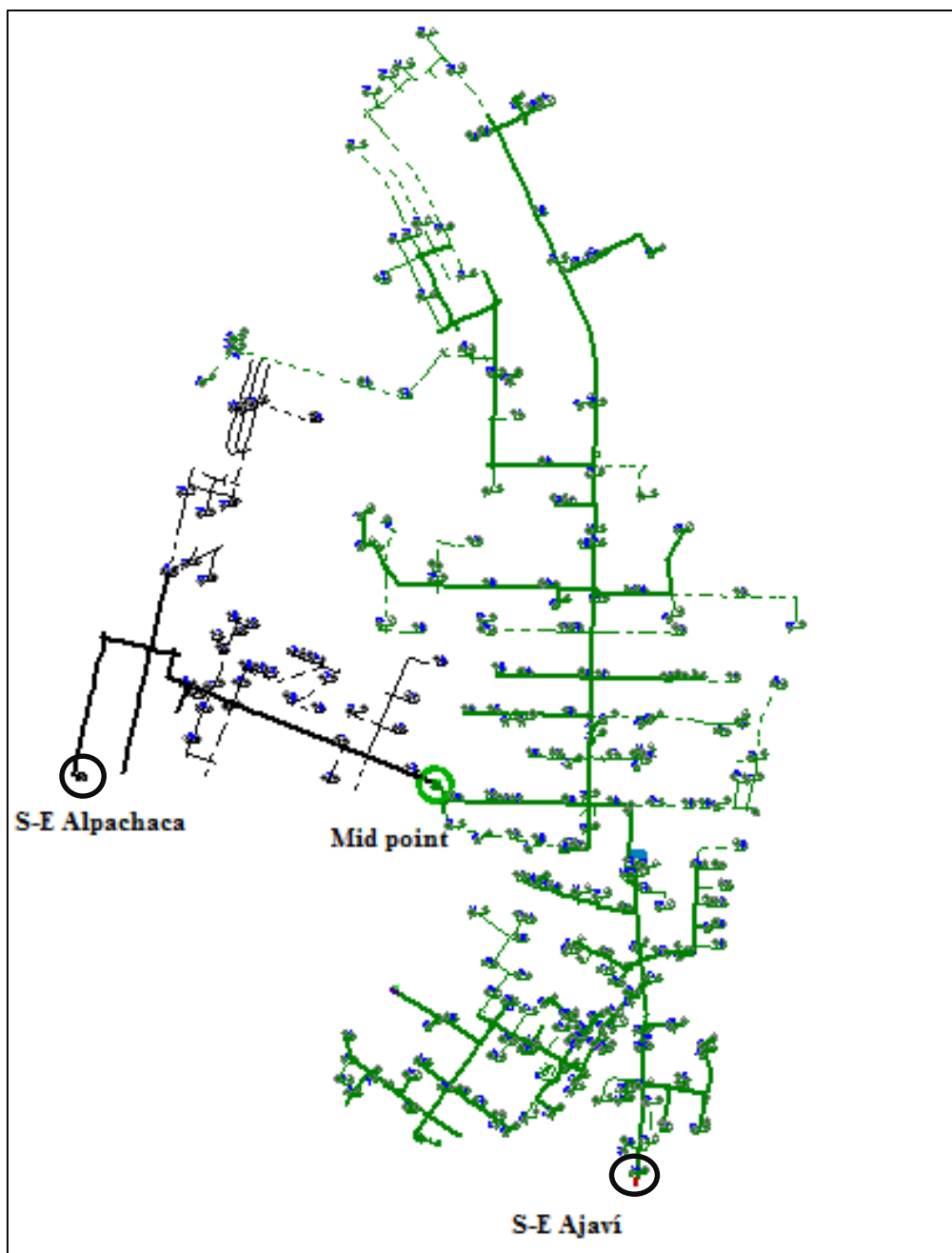


Figura 39. Caso 2 alimentadores Alpachaca C6- Ajaví C5
Fuente: Tomado de Emelnorte.

A pesar de que la carga que se pretende transferir es de 2132 kVA, siendo esta significativa, desde el alimentador Alpachaca-C6 hacia Ajaví-C5, no es posible ya que implica la instalación de un nuevo reconector y este tendría que ser accionado manualmente en caso de que exista una falla.

c) CASO 3

Tabla 26. Caso 3 alimentadores Alpachaca C6- Ajaví C5

Caso 3	Alpachaca- C6				Transferencia			Ajaví- C5			
Reconectador	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Alpachaca3	17	17	1,80	6975,25	2695	113,71	2481	2350	2460	115	9163,13

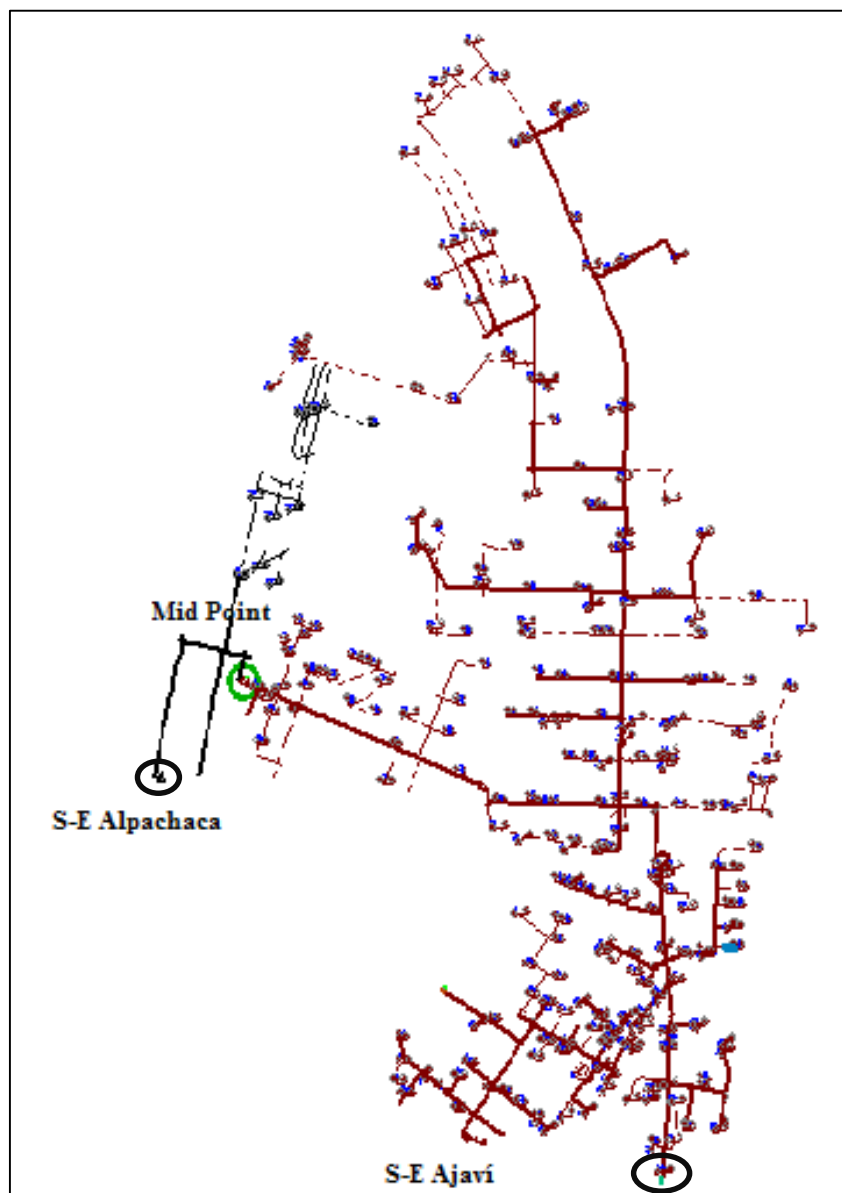


Figura 40. Caso 3 alimentadores Alpachaca C6- Ajaví C5
Fuente: Tomado de Emelnorte.

Este caso no es factible ya que es poco probable que la falla ocurra en este tramo del alimentador de Alpachaca-C6, para que el reconectador entre en funcionamiento y se pueda transferir gran parte de la carga del alimentador.

4.4.2. Alpachaca C1 – Ajaví C4

a) CASO 1

Tabla 27. Caso 1 alimentadores Alpachaca C1- Ajaví C4

Caso 1	Alpachaca- C1				Transferencia			Ajaví- C4			
Reconectador	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Alpachaca1	118	122	5,81	7333,25	2034,05	100,20	2123	2033	2113	100,30	9446,13

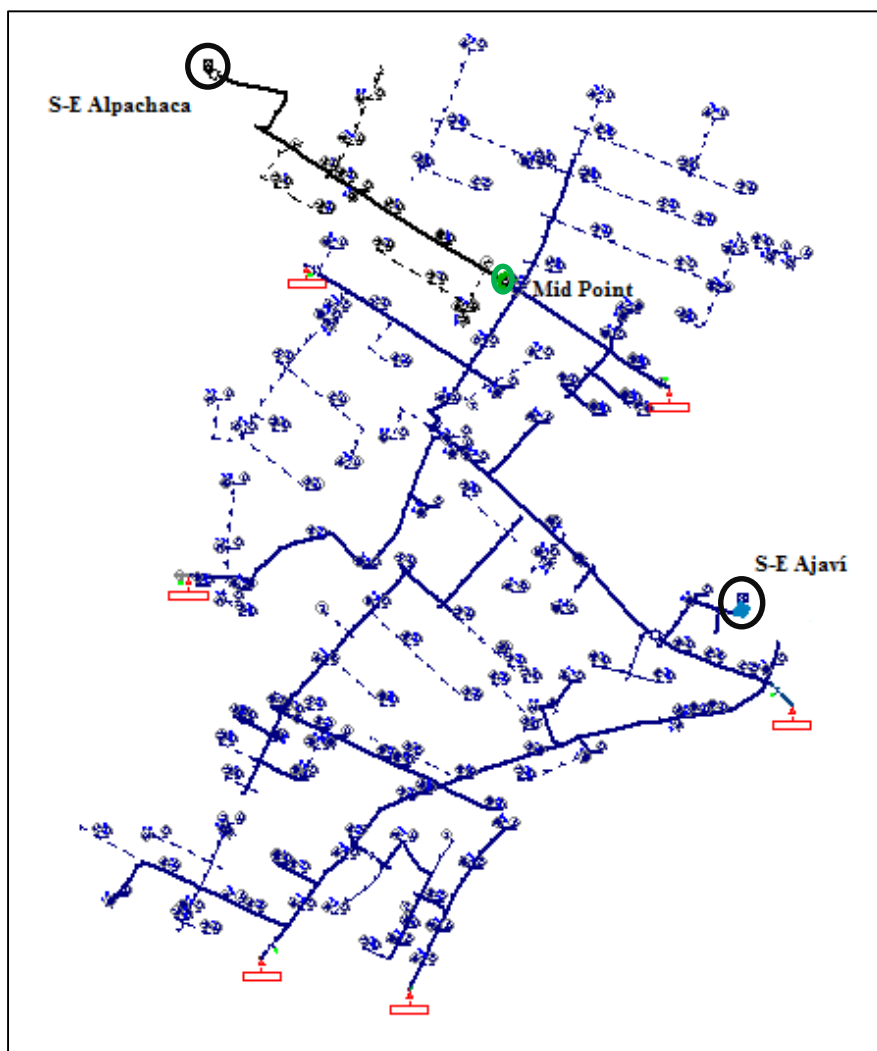


Figura 41. Caso 1 alimentadores Alpachaca C1- Ajaví C4
Fuente: Tomado de Emelnorte.

En este caso se plantea transferir 2123 kVA, siendo esta carga gran parte de la capacidad del alimentador de Alpachaca-C1 hacia Ajaví-C4, y la probabilidad de que en caso de falla se pierda la mayoría del alimentador es más alta. No es factible. Ver (ANEXO 5) para identificar las coordenadas de ubicación de los reconectores.

b) CASO 2

Tabla 28. Caso 2 alimentadores Alpachaca C1- Ajaví C4

Reconectador	Alpachaca- C1				Transferencia			Ajaví- C4			
	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Alpachaca 2	986	1020	45,71	8231,25	1166,05	60,30	1225	1162	1211	60	7914,13

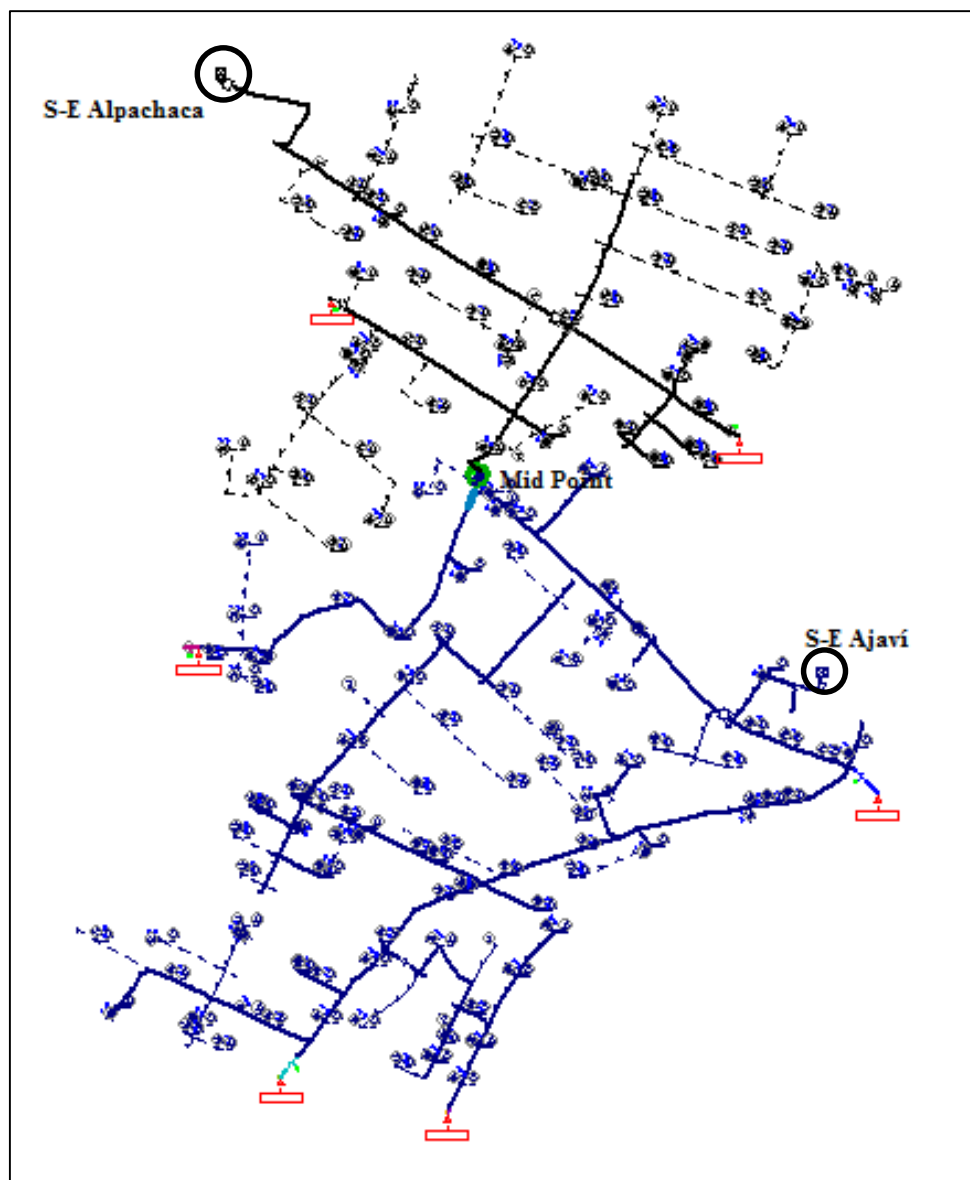


Figura 42. Caso 2 alimentadores Alpachaca C1- Ajaví C4
Fuente: Tomado de Emelnorte.

En este caso se transfiere 1225 kVA, siendo la mitad de la carga del alimentador de Apachaca-C1 hacia Ajavi-C4, asegurando de esta manera la continuidad del servicio en caso de falla, por lo tanto, si es aplicable.

c) CASO 3

Tabla 29. Caso 3 alimentadores Alpachaca C1- Ajaví C4

Caso 3 Reconectador	Alpachaca- C1				Transferencia			Ajaví- C4			
	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Alpachaca 3	1264	1310	62,11	8521,25	888	43,90	935	885	923	43,60	7626,13

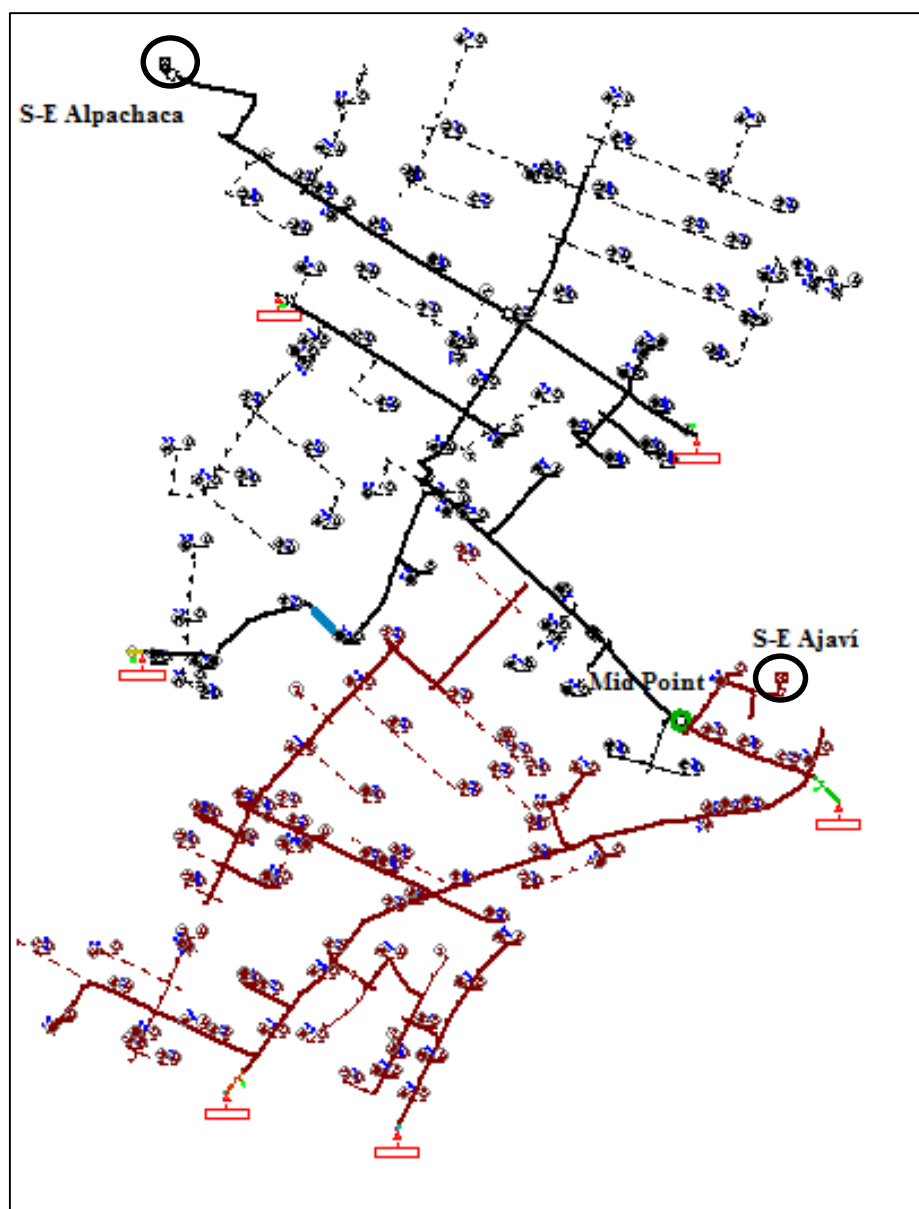


Figura 43. Caso 3 alimentadores Alpachaca C1- Ajaví C4
Fuente: Tomado de Emelnorte.

La carga que se pretende transferir desde el alimentador de Alpachaca-C1 hacia Ajaví-C4 es insignificativa siendo esta de 935 kVA ya que en caso de falla más del 50% de la capacidad de este alimentador quedaría sin suministro eléctrico. No es factible.

4.4.3. Ajaví C2- San Agustín C4

a) CASO 1

Tabla 30. *Caso 1 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C4*

Caso 1 Reconectador	Ajaví- C2				Transferencia			San Agustín- C4			
	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Ajaví 1	2029	2112	107,90	5873,14	810	35,61	836	1478	1516	77,11	9292,61
Tie											
Mid-point San Agustín 1	3489	3610	184,90	7371,13	649,79	41,51	668	18	18	0,60	7798,63

- *Mid-point* Ajaví 1: en estos alimentadores se analizó transferencia bidireccional obteniendo como resultado la ubicación del *mid-point* Ajaví 1 en donde, se transfiere una carga de 836 kVA hacia el alimentador San Agustín-C4 a condiciones iniciales al estudio realizado en el punto 4.3.3. Es factible.

- *Mid-point* San Agustín 1: para el análisis de la ubicación del *mid-point* denominado San Agustín 1, en donde se transfiere una carga de 668 kVA desde el alimentador San Agustín-C4 hacia el alimentador Ajaví-C2, se determinó que no es factible ya que implica la instalación de un nuevo reconectador y este tendría que ser accionado manualmente en caso de que exista una falla.

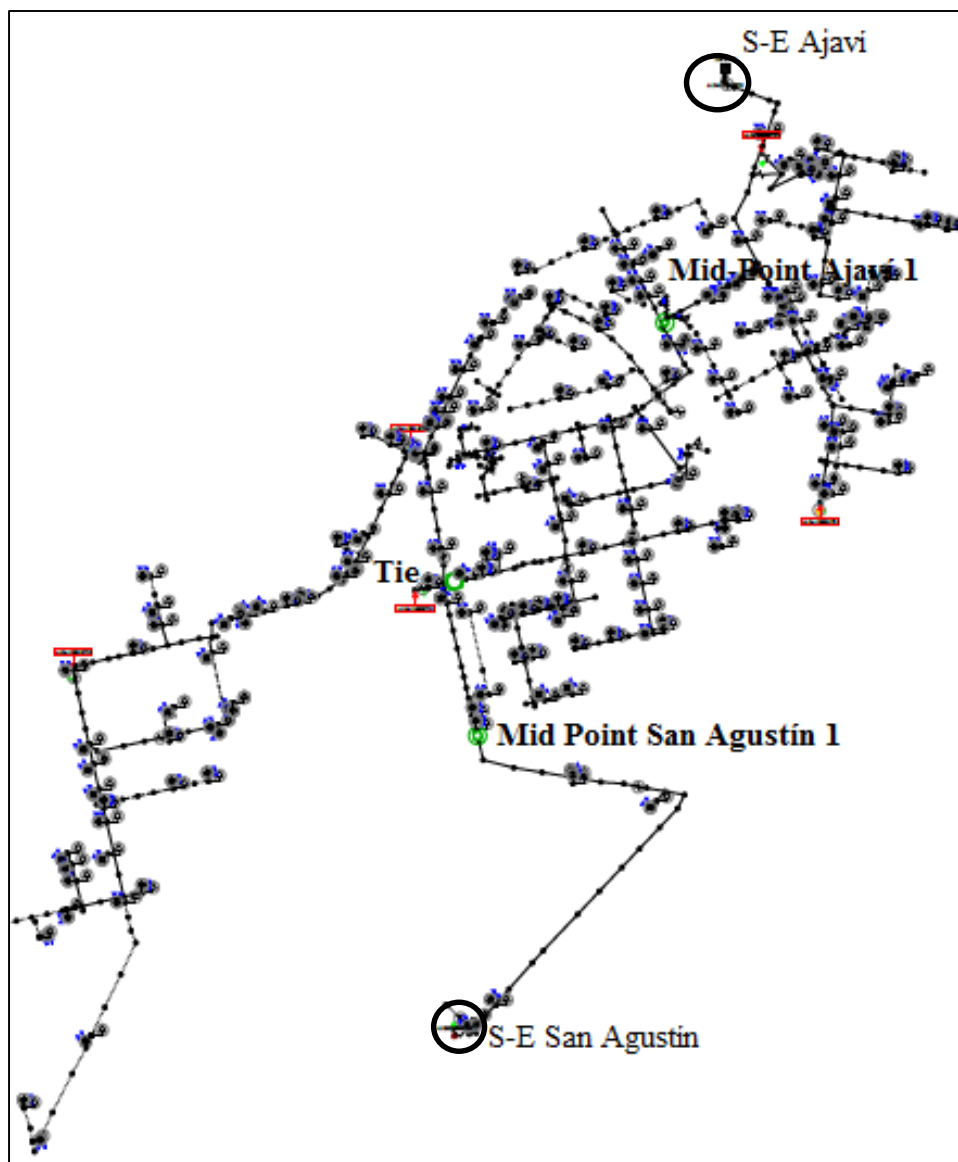


Figura 44. Caso 1 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C4
Fuente: Tomado de Emelnorte.

b) CASO 2

Tabla 31. Caso 2 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C4

Caso 2	Ajaví- C2				Transferencia			San Agustín- C4				
	Reconectador	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Ajaví 1		277	281	8,41	4042,13	3112,20	142	3282	3780	3962	183,50	11742,63
Tie												
Mid-point San Agustín 1		3501	3623	185,41	7384,13	661	42	681	5	5	0,10	7785,63

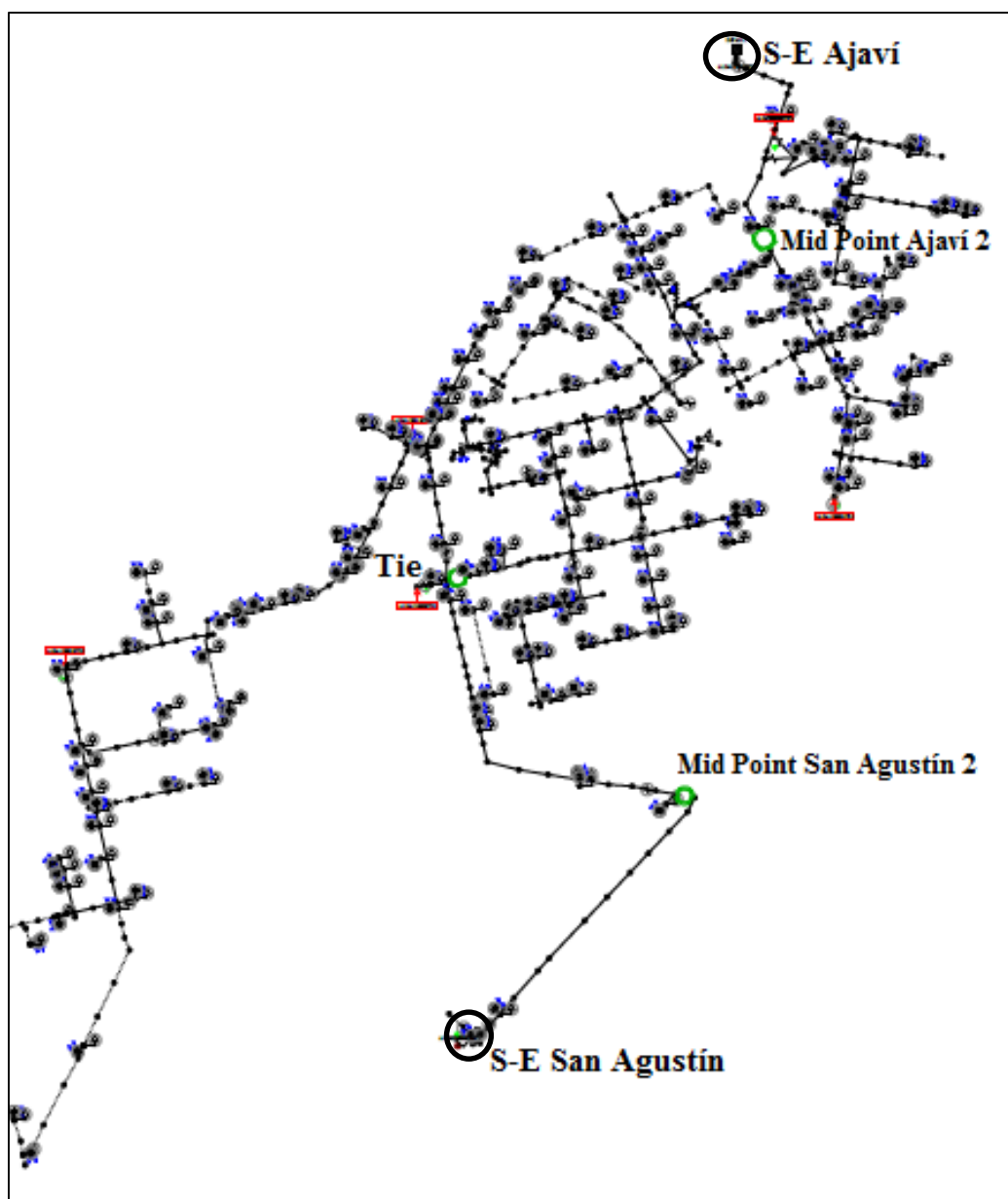


Figura 45. Caso 2 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C4
Fuente: Tomado de Emelnorte.

En este caso para realizar la transferencia desde Ajaví-C2 hacia San Agustín-C4 no es posible, ya que por factores de ubicación del *mid-point* Ajaví 2, se transfiere 3780 kVA, siendo demasiada carga y el transformador de la subestación San Agustín se sobrecargará con más de 1 MVA.

Para la transferencia desde el alimentador San Agustín-C4 hacia Ajaví-C2, no es factible por motivos mencionados en el caso anterior.

4.4.4. Ajaví C2 – San Agustín C3

a) CASO 1

Tabla 32. Caso 1 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C3

Caso 1 Reconectador	Ajaví- C2				Transferencia			San Agustín- C3			
	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Ajaví 1	277	281	8,41	4042,13	2617,63	136	2727	3780	3962	183,50	11187,63
Tie											
Mid-point San Agustín 1	3883	4055	188,91	7816,13	1043	45,50	1113	131	137	3,71	7362,63

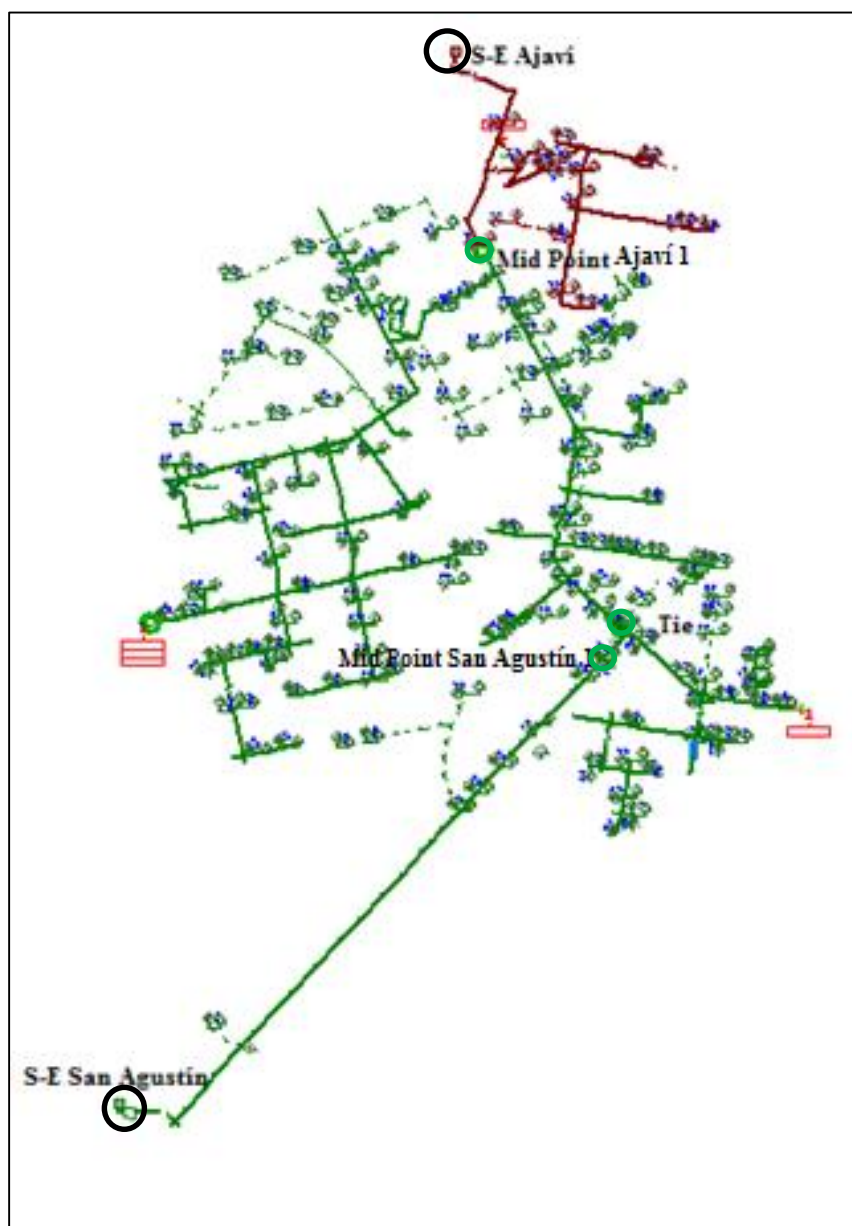


Figura 46. Caso 1 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C3
Fuente: Tomado de Emelnorte.

- *Mid-point* Ajaví 1: se transfiere una carga de 2727 kVA, desde el alimentador Ajaví-C2 hacia San Agustín-C3, por lo que el transformador se sobrecarga con más de 1 MVA, por tal motivo se descarta esta transferencia.

- *Mid-point* San Agustín 1: en estos tres casos la transferencia desde el alimentador San Agustín-C3 hacia Ajaví-C2 no es factible, debido a que la sección del conductor que se encuentra instalado en el alimentador Ajaví-C2 no soportaría la corriente en el circuito.

b) CASO 2

Tabla 33. Caso 2 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C3

Caso 2	Ajaví- C2				Transferencia			San Agustín- C3				
	Reconectador	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Ajaví 2	1320	1350	64,10	5353,12	1543,63	78,81	1622	2706	2857	126,31	10082,63	
Tie												
Mid-point San Agustín 1	3883	4055	188,90	6713,13	1031,37	43,81	534	131	137	3,71	7759,63	

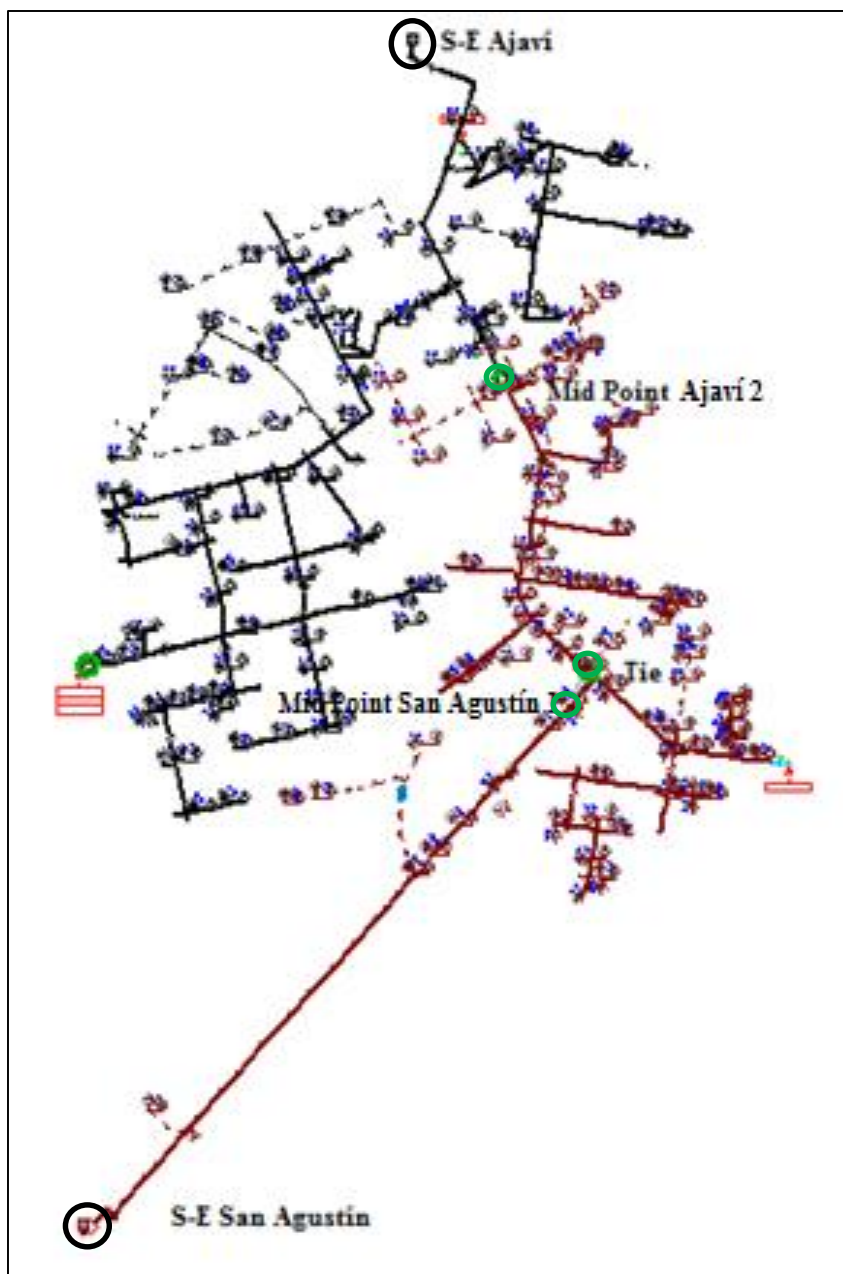


Figura 47. Caso 2 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C3
Fuente: Tomado de Emelnorte.

Para este caso se modificó la carga transferida a 1622 kVA, siendo esta menor, dando como resultado que el transformador de la subestación San Agustín continúe sobrecargado y este transformador no se encuentra en óptimas condiciones para permitir una sobrecargar, aunque sea insignificativa. No es factible.

c) CASO 3

Tabla 34. Caso 3 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C3

Caso 3 Reconectador	Ajaví- C2				Transferencia			San Agustín- C3			
	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo kVA	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Ajaví 3 Tie	2001	2069	117,40	5830,13	853,63	25,40	894	2016	2129	72,90	9354,63
Mid-point San Agustín 1	3883	4055	188,90	6713,13	1031,37	43,80	534	131	137	3,70	7759,63

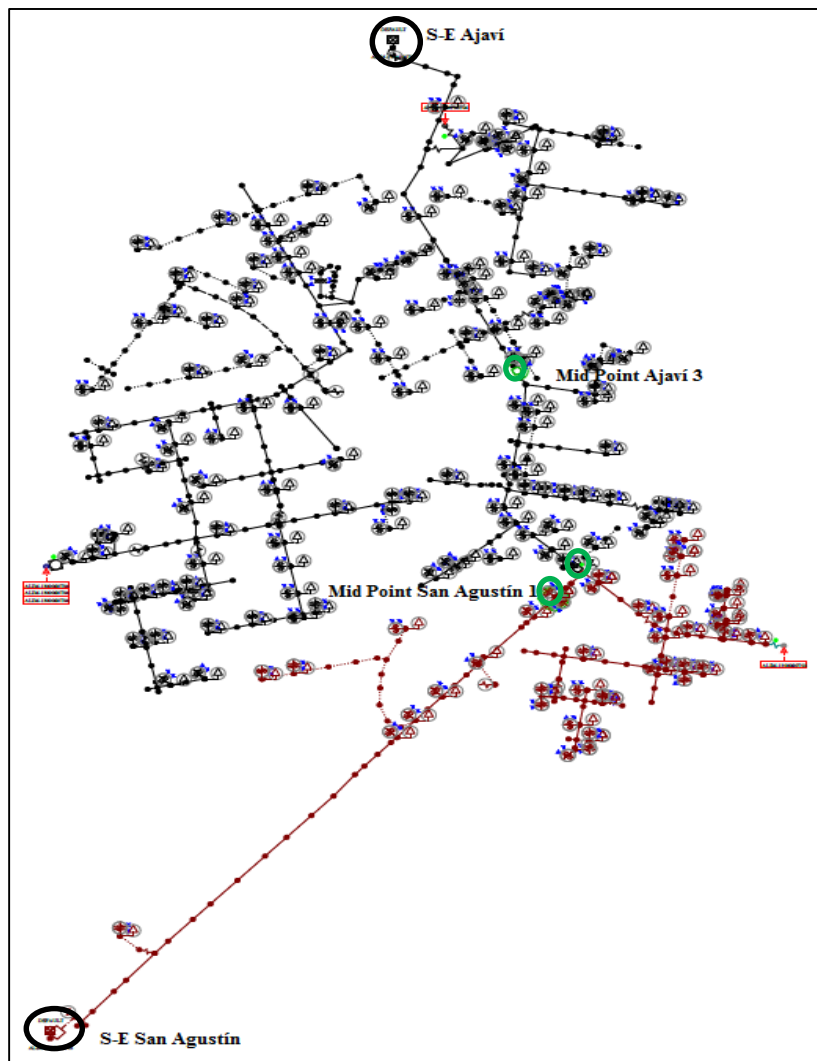


Figura 48. Caso 3 alimentadores Ajaví C2- San Agustín C3
Fuente: Tomado de Emelnorte.

Con la ubicación del *mid-point* Ajaví 3, se consigue que el transformador no se sobrecargue al momento de realizar la transferencia automática de carga de 894 kVA, y a la vez permite mantener una pequeña reserva para un crecimiento de demanda de usuarios. Si es factible la transferencia. Ver (ANEXO 5) las coordenadas de ubicación de los reconectadores.

4.4.5. El Retorno C5 – San Agustín C1

a) CASO 1

Tabla 35. Caso 1 alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1

Caso 1	El Retorno- C5				Transferencia			San Agustín- C1			
Reconectador	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point El Retorno 1	303	313	6,51	8576,25	748	65,21	781	3258	3350	158,61	9241,63
Tie											
Mid-point San Agustín 1	2848	2932	139,91	11195,25	1832,39	72,31	1873	682	701	21,30	6592,63

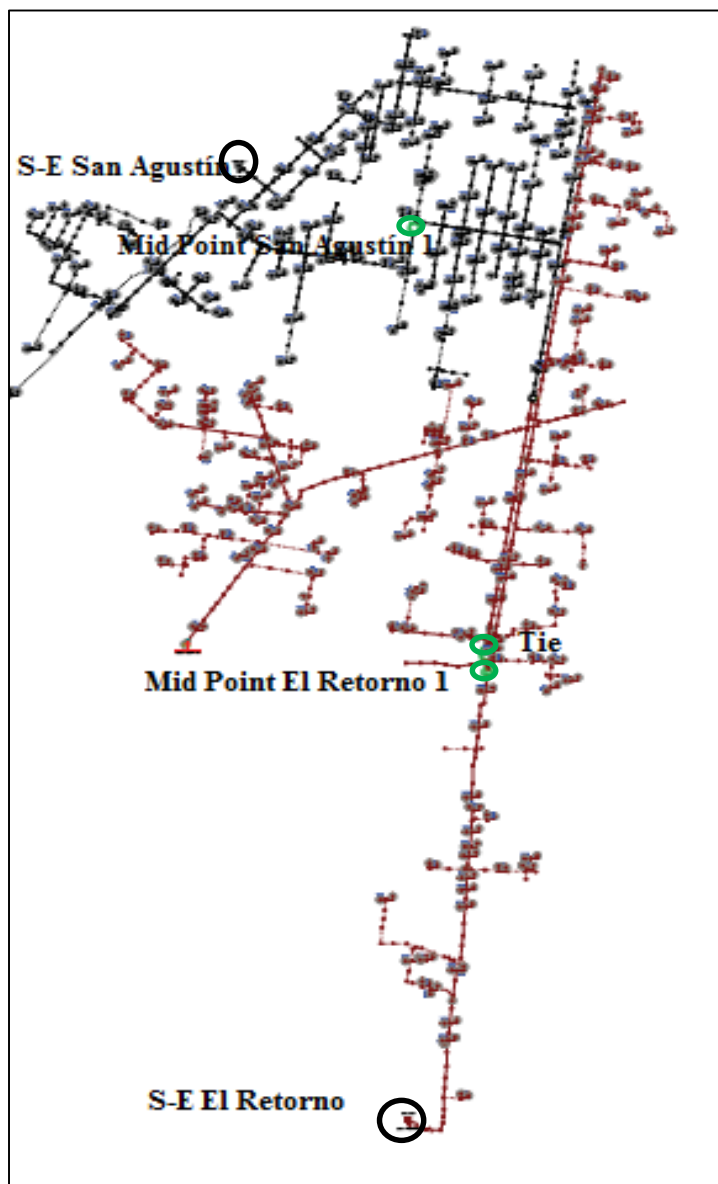


Figura 49. Caso 1 alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1
Fuente: Tomado de Emelnorte.

- *Mid-point* El Retorno1: se transfiere una carga de 781 kVA, siendo considerable desde el alimentador El Retorno-C5 hacia San Agustín-C1, los transformadores quedan con cargas adecuadas, por lo que se considera que es factible.

- *Mid-point* san Agustín 1: al transferir carga desde el alimentador San Agustín C1 hacia El Retorno C5, el transformador de la subestación El Retorno se sobrecarga con más de 1 MVA, por lo tanto, no es factible la transferencia.

b) CASO 2

Tabla 36. Caso 2 alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1

Caso 2 Reconectador	El Retorno- C5				Transferencia			San Agustín- C1			
	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point El Retorno 2	22	23	2,91	8286,25	993,61	64,71	1036	3550	3653	162,20	8756
Tie											
Mid-point San Agustín 2	3254	3353	145,71	11616,25	2238,39	78,11	2294	288	296	15,10	6187

- *Mid-point* El Retorno 2, se transfiere una carga de 1036 kVA, la mayor parte desde el alimentador El Retorno-C5 hacia San Agustín-C1, por lo que no es recomendable, ya que es poco probable que se produzca una falla en ese tramo del alimentador, es innecesario la ubicación de un reconectador en ese punto.

- *Mid-point* San Agustín 2: Al transferir una carga de 2294 kVA desde el alimentador San Agustín-C1 hacia el alimentador El Retorno-C5, el transformador de la subestación El Retorno se sobrecarga con más de 1 MVA, la carga transferida sobrepasa la capacidad del transformador, por lo cual se descarta esta opción.

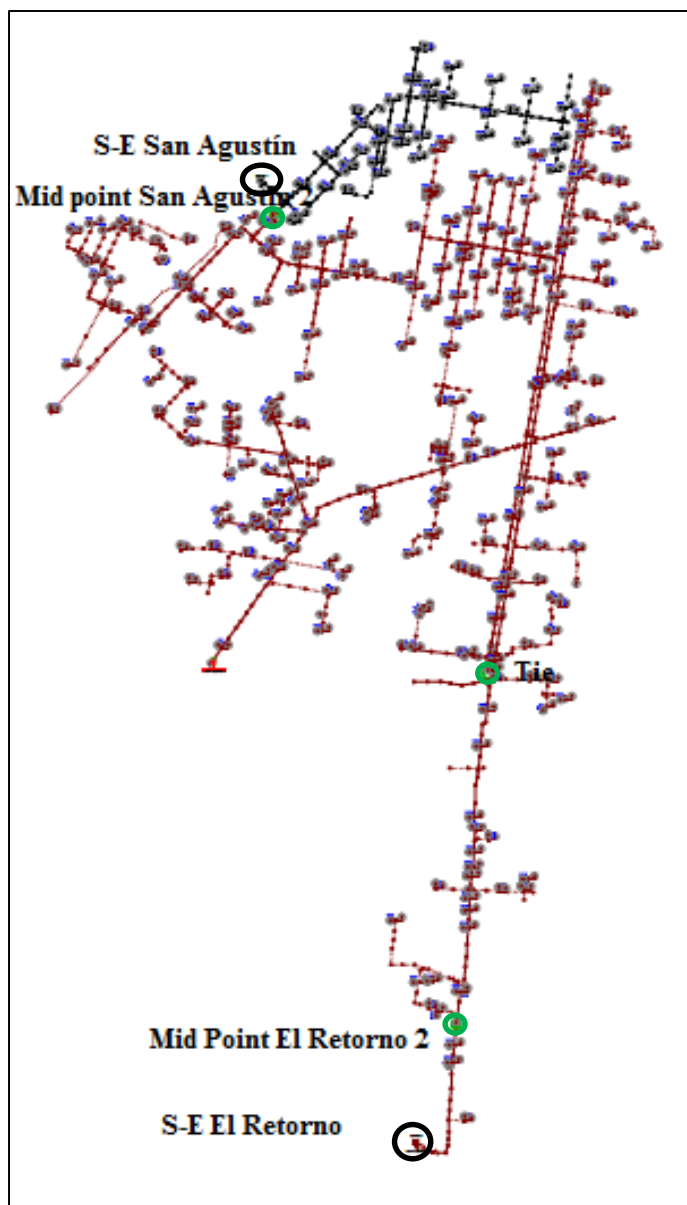


Figura 50. Caso 2 alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1
Fuente: Tomado de Emelnorte.

c) CASO 3

Tabla 37. Caso 3 alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1

Caso 3 Reconectador	El Retorno- C5				Transferencia			San Agustín- C1			
	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point El Retorno 1	303	313	6,50	8576,25	748	65,41	781	3258	3350	158,60	9241,63
Tie											
Mid-point San Agustín 3	2094	2146	94,70	10409,25	1086	27,61	1100	1424	1469	65,60	7360

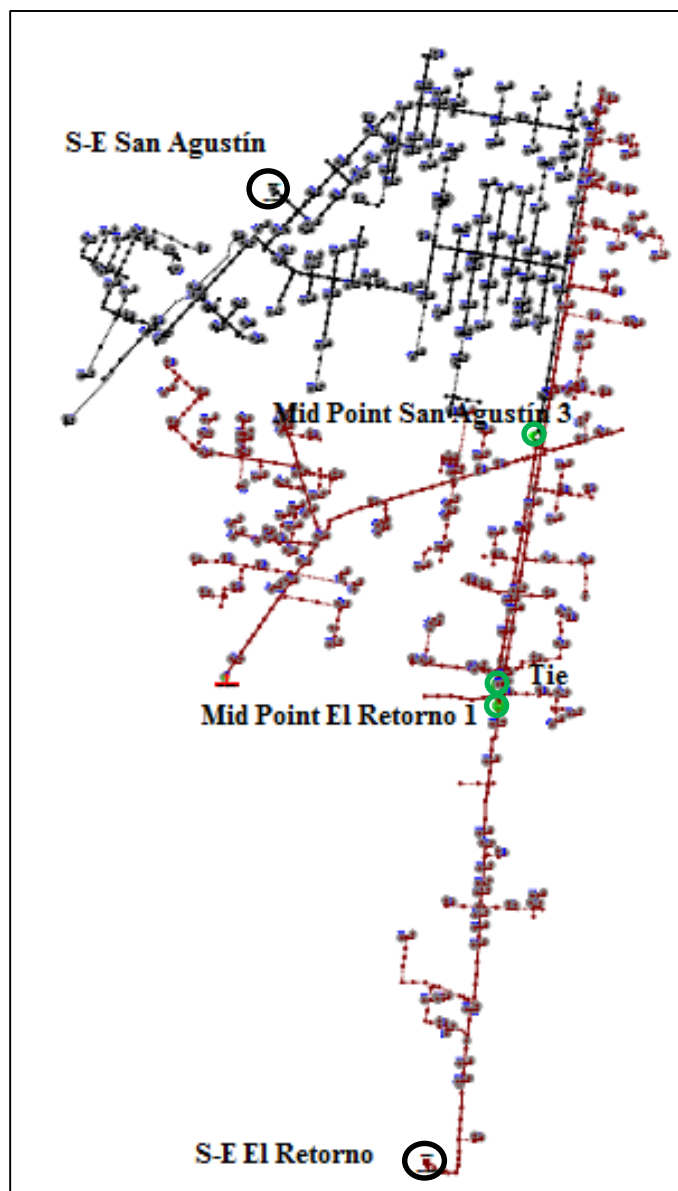


Figura 51. Caso 3 alimentadores El Retorno C5- San Agustín C1
Fuente: Tomado de Emelnorte.

- *Mid-point* El Retorno 1: Como se analiza ya en el primer caso la ubicación del *mid point* El Retorno 1, es el más factible, ya que en caso de ocurrir una falla se puede transferir una carga considerable de 781 kVA, tomando en cuenta que el alimentador de San Agustín C1 operara sin ningún inconveniente.
- *Mid-point* San Agustín 3: Para la transferencia del alimentador San Agustín-C1 hacia El Retorno-C5 se toma en cuenta la carga transferida, siendo esta más de 1 MVA, por lo que sí es considerable a pesar que el transformador de El Retorno sigue sobrecargado, si puede soportar esa sobrecarga ya que es solo en caso de que ocurra una falla. Por lo tanto, este caso si se lo aplica.

4.4.6. El Retorno C2 – Cayambe C5

a) CASO 1

Tabla 38. *Caso1 alimentadores El Retorno C2- Cayambe C5*

Caso 1 Reconectador	El Retorno- C2				Transferencia			Cayambe- C5			
	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point El Retorno 1	1083	1098	50,61	8989,25	334,59	16,70	339	2759	2873	124,80	13261,35
Tie											
Mid-point Cayambe 1	2121	2189	109,71	10080	717	40,71	758	1746	1815	69,60	12203

- *Mid-point* El Retorno 1: Al momento de realizar la transferencia automática de carga del alimentador El Retorno-C2 hacia Cayambe-C5, con la ubicación del *mid-point* nombrado El Retorno 1, se regresa a condiciones iniciales analizadas en el punto 4.3.6 en donde se garantiza la correcta funcionalidad del alimentador con la carga transferida de 339 kVA. Sí se considera factible.

- *Mid-point* Cayambe 1, se transfiere carga de 758 kVA desde el alimentador de Cayambe-C5 hacia El Retorno-C5, a pesar de que existen caídas de voltaje, si se lo aplica ya que se operara solamente en caso de falla, logrando mantener en servicio una carga considerable.

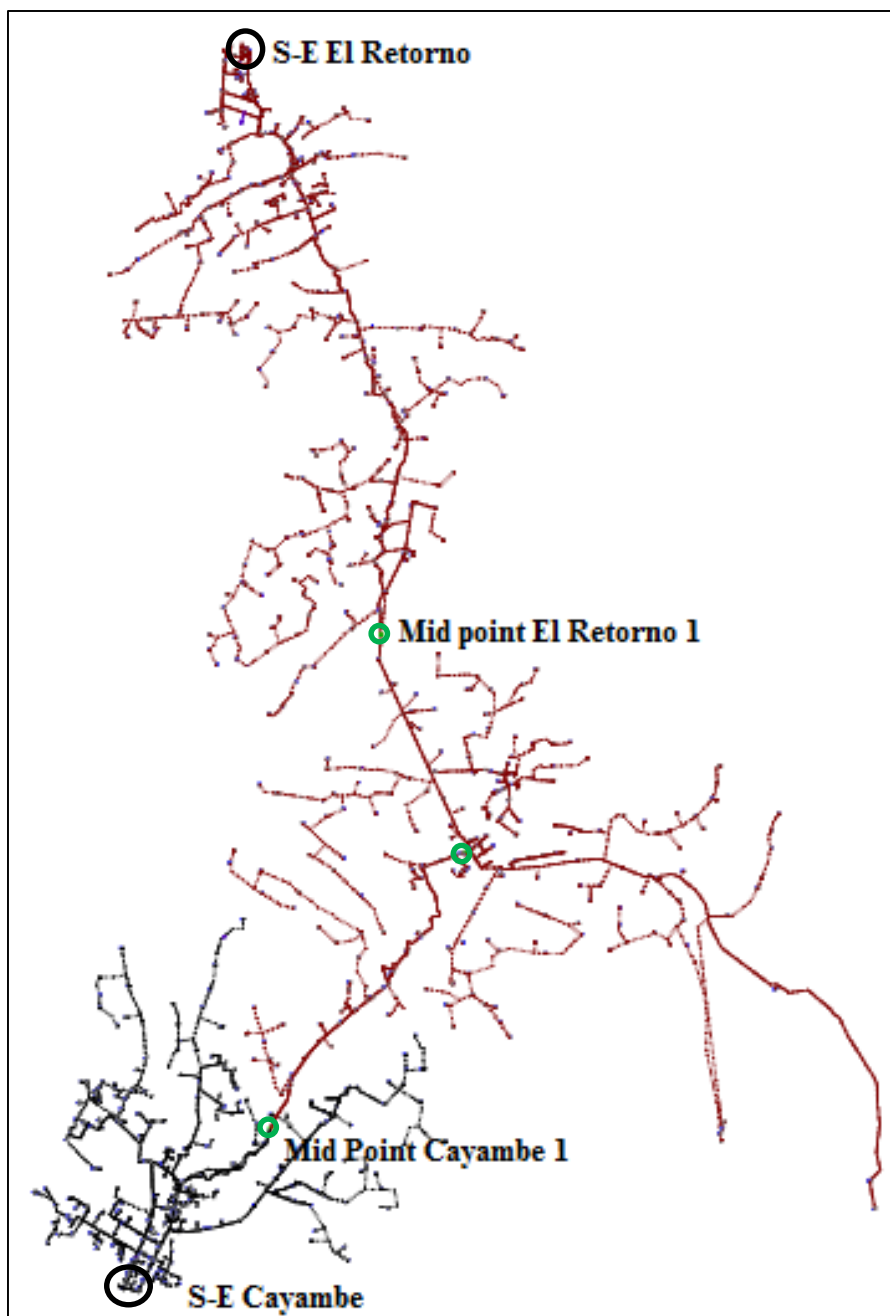


Figura 52. Caso1 alimentadores El Retorno C2- Cayambe C5
Fuente: Tomado de Emelnorte.

b) CASO 2

Tabla 39. Caso 2 alimentadores El Retorno C2 - Cayambe C5

Caso 2	El Retorno- C2				Transferencia			Cayambe- C5			
	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point El Retorno 2	455	460	15,80	8351,25	949	53,20	971	3077	3201	140,30	13589,35
Tie											
Mid-point Cayambe 2	2051	2116	110	10007	647	41	685	1816	1887	69,80	12275

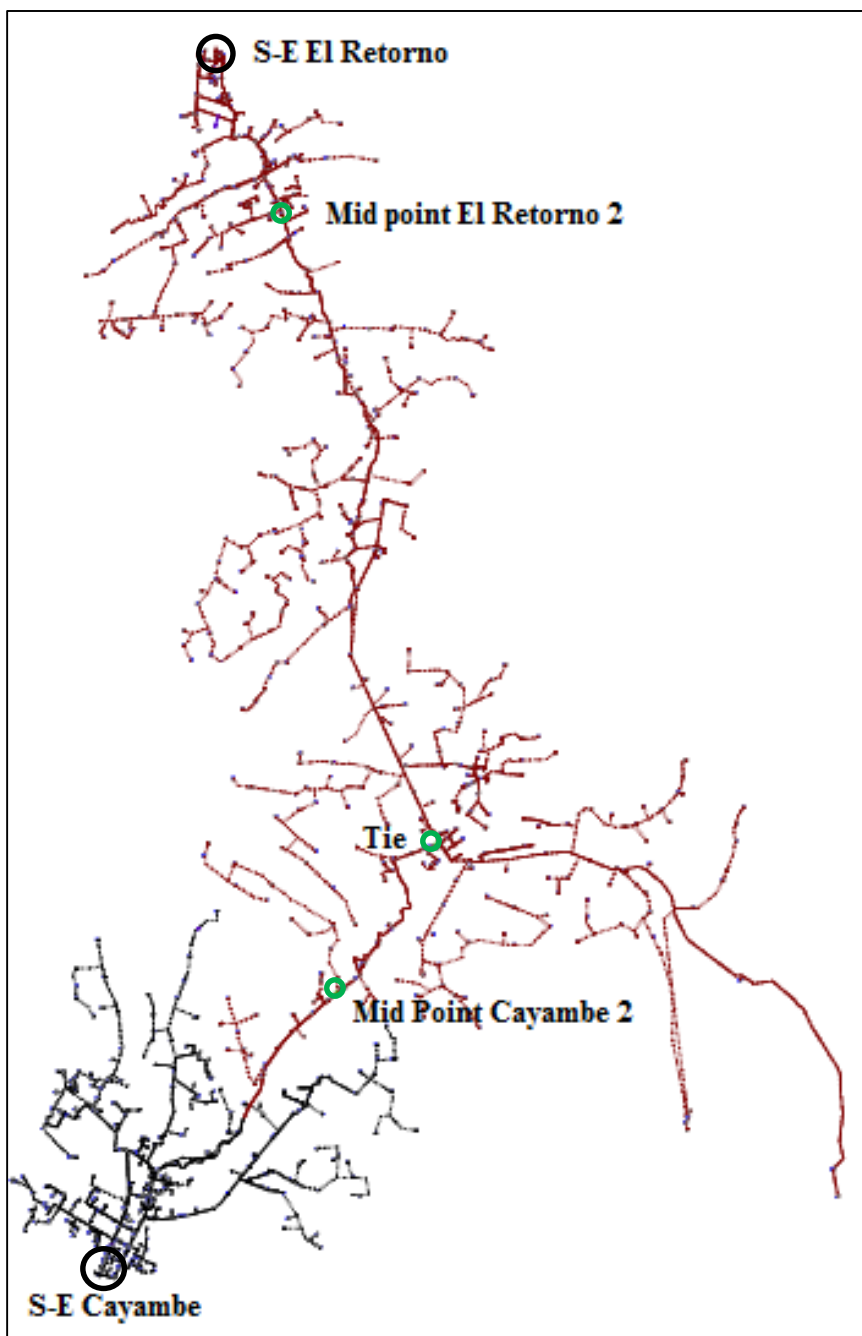


Figura 53. Caso 2 alimentadores El Retorno C2 - Cayambe C5
Fuente: Tomado de Emelnorte.

- *Mid-point* El Retorno 2: más cerca de la cabecera de la subestación El Retorno se genera caídas de voltaje, debido a los 971 kVA de carga que se pretende transferir, por lo cual no es recomendable.
- *Mid-point* Cayambe 2: se transfiere una carga menor siendo de 685 kVA, pero de igual manera existen caídas de voltaje, por lo tanto, se prefiere transferir más carga a pesar de las caídas de voltaje que se producen.

4.4.7. Cotacachi C3 – San Vicente C3

a) CASO 1

Tabla 40. Caso 1 alimentadores Cotacachi C3 – San Vicente C3

Caso 1	Cotacachi - C3				Transferencia			San Vicente - C3				
	Reconectador	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Cotacachi 1		184	192	18,60	2486	332,80	7,40	346	3577	3637	161,90	7231
Tie												
Mid-point San Vicente 1		2550	2592	110,40	4886	2027,19	84,40	2054	1361	1373	67,30	4967

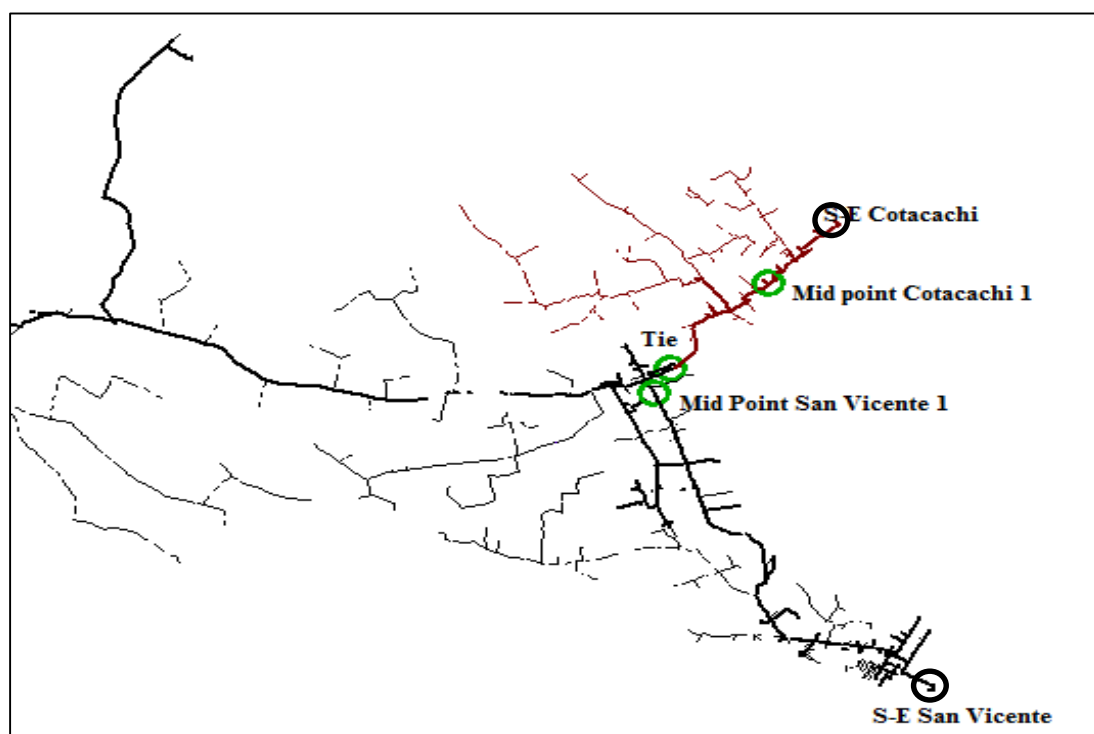


Figura 54. Caso 1 alimentadores Cotacachi C3 – San Vicente C3
Fuente: Tomado de Emelnorte.

- *Mid-point* Cotacachi 1: la transferencia se realiza del alimentador de Cotacachi-C3 hacia San Vicente-C3, transfiriendo una carga muy pequeña de 346 kVA, que no es considerable, con relación a lo que implica montar una reconector. Por lo tanto, no se recomienda la ubicación de este *mid-point*.
- *Mid-point* San Vicente 1: Al realizando la transferencia del alimentador San Vicente-C3 hacia el alimentador de Cotacachi-C3, se logra mantener en servicio una carga considerable de 2054 kVA, en caso de ocurrir una falla, tomando en cuenta que los transformadores operaran normalmente. Si es factible.

b) CASO 2

Tabla 41. Caso 2 alimentadores Cotacachi C3 – San Vicente C3

Caso 2 Reconectador	Cotacachi - C3				Transferencia			San Vicente - C3			
	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Cotacachi 2	26	27	0,30	2321	490,80	25,70	511	3733	3802	181,50	7396
Tie											
Mid-point San Vicente 2	2780	2827	131,40	5121	2310,19	105,40	2289	1141	1151	46,90	4745

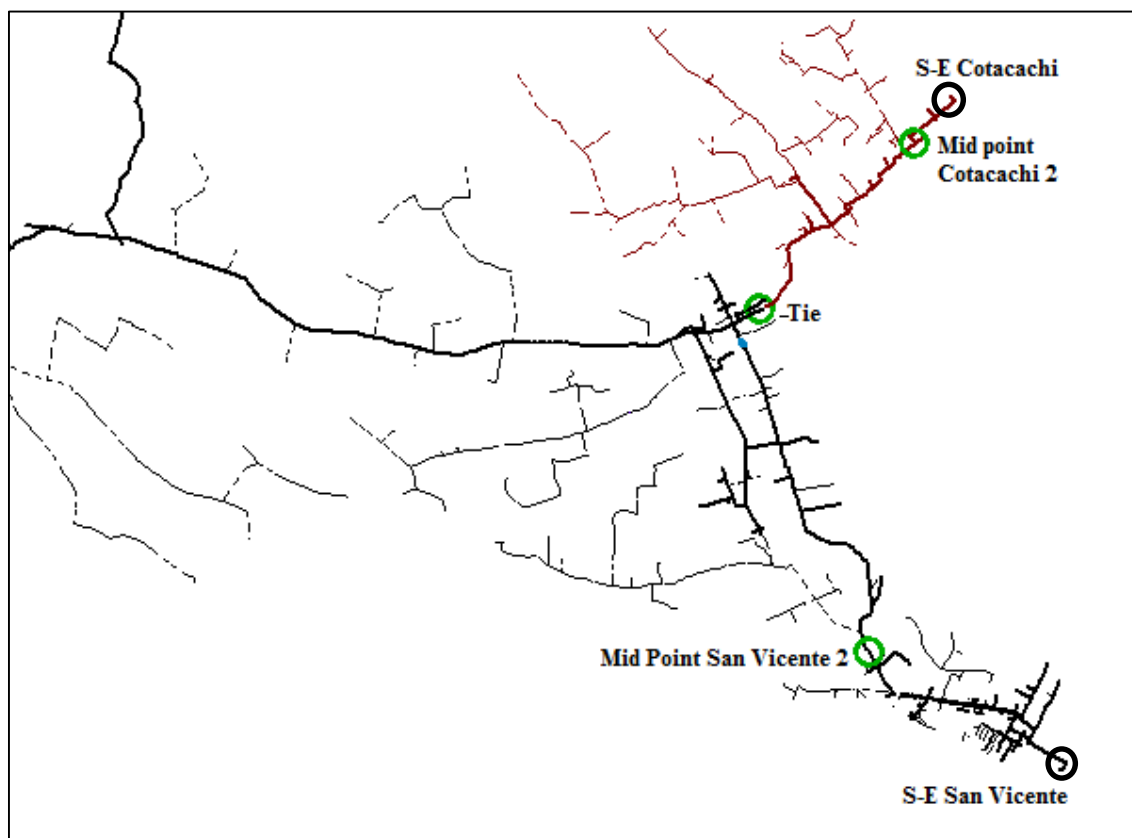


Figura 55. Caso 2 alimentadores Cotacachi C3 – San Vicente C3
Fuente: Tomado de Emelnorte.

- *Mid-point* Cotacachi 2: 511 kVA, sigue siendo una carga muy pequeña, a pesar de haber cambiado la ubicación del reconectador, por lo que se considera el mismo criterio del caso 1.
- *Mid-point* San Vicente 2: se transfiere mucha carga desde el alimentador San Vicente-C3 hacia el alimentador de Cotacachi-C3, por lo que el transformador de la subestación Cotacachi se sobrecarga. No es factible.

4.4.8. Otavalo C2- San Vicente C1

a) CASO 1

Tabla 42. Caso 1 alimentadores Otavalo C2 – San Vicente C1

Caso 1	Otavalo- C2				Transferencia			San Vicente - C1			
	Reconectador	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)
Mid-point Otavalo 1	804	819	11,61	3697,95	1692	96,20	1736	1970	2022	104,10	8578
Tie											
Mid-point San Vicente 1	2772	2839	111,91	5717,95	278	7,50	286	8	8	0,4	8299,43

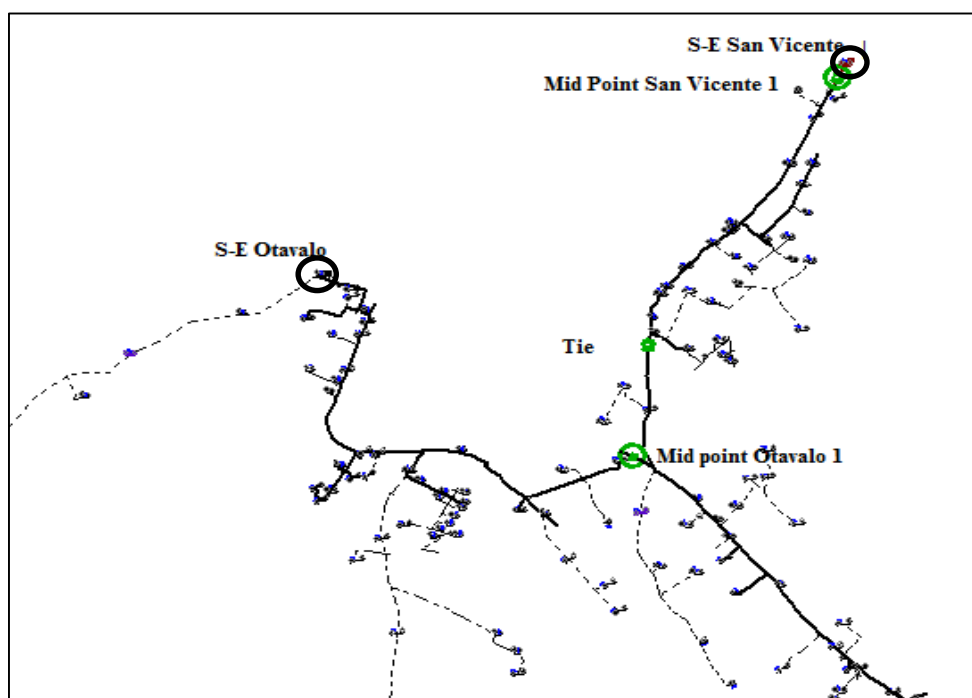


Figura 56. Caso 1 alimentadores Otavalo C2 – San Vicente C1
Fuente: Tomado de Emelnorte.

- *Mid-point* Otavalo 1: La transferencia automática de carga que se realiza del alimentador Otavalo-C2 hacia el alimentador San Vicente-C1, si es factible, ya que la carga que se mantendrá en servicio en caso de ocurrir una falla es más de 1MW, y los transformadores operaran con cargas adecuadas.
- *Mid-point* San Vicente 1: Debido a la estructura con la que cuentan los alimentadores interconectados, la transferencia del alimentador San Vicente-C1 hacia Otavalo-C2, no es posible realizarla ya que la carga que se transferiría sería muy pequeña con relación a la implementación del reconectador.

b) CASO 2

Tabla 43. Caso 2 alimentadores Otavalo C2 – San Vicente C1

Caso 2	Otavalo- C2				Transferencia			San Vicente - C1				
	Reconectador	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid-point Otavalo 2	287	292	1,60	5416,95	2225	106,90	278	2503	2568	114,80	9111	
Tie												

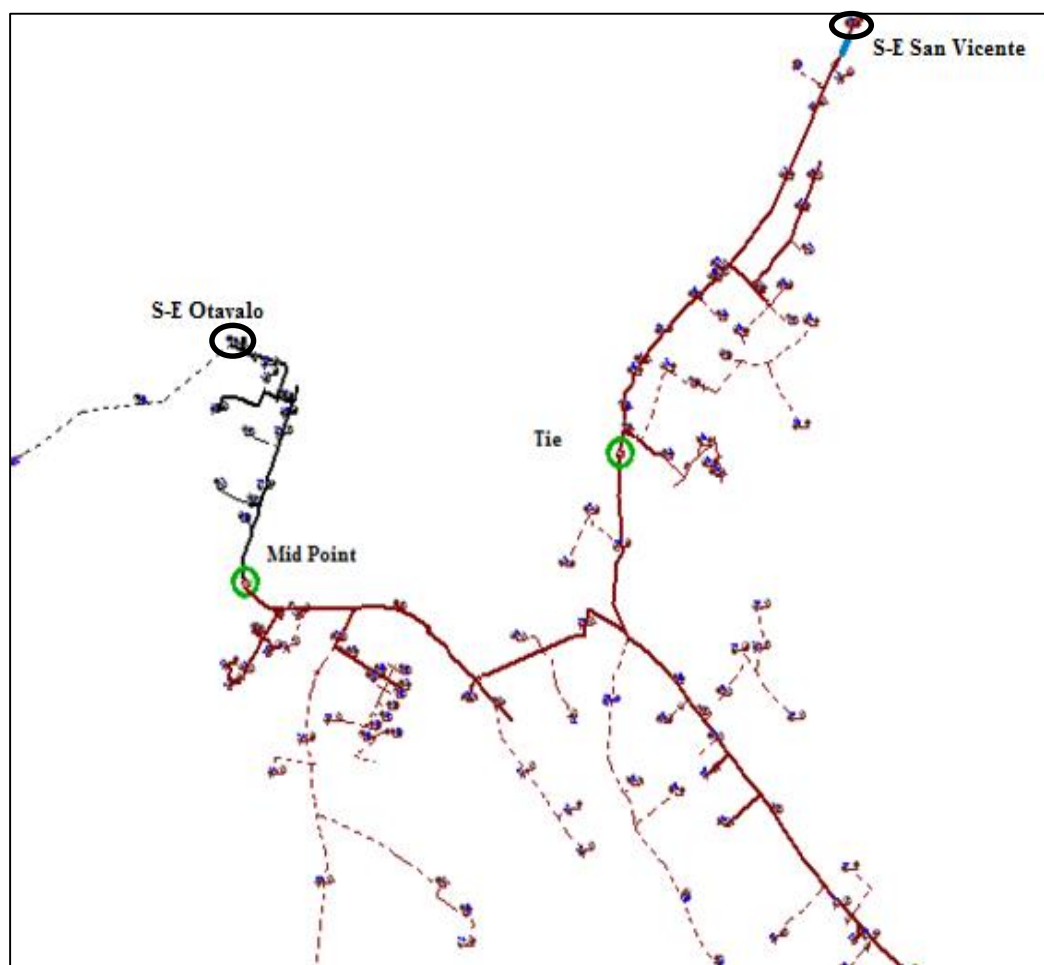


Figura 57. Caso 2 alimentadores Otavalo C2 – San Vicente C1
Fuente: Tomado de Emelnorte.

La ubicación del *mid point* Otavalo 2, no es recomendable, ya que las probabilidades de que ocurra una falla en el tramo de la subestación y el reconectador es muy baja, y no recompensaría el montaje de reconectador.

En resumen, se lista a continuación las transferencias que se pueden ejecutar en el estudio realizado:

Transferencias bidireccionales:

- Alpachaca C6- Ajaví C5 con el Caso 1
- Alpachaca C1- Ajaví C4 con el Caso 2
- Ajaví C2- San Agustín C3 con el Caso 3
- El Retorno C5- San Agustín C1 con el Caso 3
- El Retorno C2- Cayambe C5 con el Caso 1.

Transferencias unidireccionales:

- Ajaví C2- San Agustín C4 con el *Mid-point* Ajaví 1,
- Cotacachi C3- San Vicente C3 con el *Mid-point* San Vicente 1
- Otavalo C2- San Vicente C1 con el *Mid-point* Otavalo 1

CAPÍTULO V

Conclusiones y recomendaciones

5.1. Conclusiones

- Con el presente estudio, se concluyó que el reconectador además de operar como dispositivo de protección, actúa también como un elemento que permite realizar transferencias automáticas de carga, permitiendo de esta manera mantener con servicio a un mayor número de usuarios, en caso de ocurrir una falla en el sistema de distribución.
- Se determinó que, de los 66 alimentadores que conforman el sistema de distribución de Emelnorte, es posible proceder con la realización de transferencia automática de carga a través de reconectadores Schneider Nu-Lec, en 8 alimentadores los cuales cuentan con las condiciones técnicas necesarias para la selección.
- Mediante la utilización del simulador CYMDIST, se determinó que fue necesario realizar una transferencia previa para mejorar la cargabilidad de los alimentadores, y así contar con óptimas condiciones para proceder a la ubicación de los reconectadores denominados *mid-points*, mismos que según su ubicación se determina la cantidad de carga a transferir.
- Con la ubicación estratégica de los reconectadores, se logró determinar la carga a transferir, tomando en cuenta la capacidad de los transformadores de las subestaciones y se logró mantener en servicio alrededor de la mitad de la carga, en caso de ocurrir una falla en el sistema eléctrico.
- Se concluyó que Emelnorte cuentan con tramos del sistema de distribución de red monofásica, por lo que impide poder realizar la transferencia automática de carga, ya que el estudio se aplica solo para redes trifásicas.

5.2. Recomendaciones

- Se recomienda, realizar la configuración adecuada de los reconectores, ya que su estado de operación depende de la posición que se designe en los alimentadores, esta configuración se la realiza mediante el software WSOS5, el mismo que facilita programar las condiciones con las que operara el reconector Schneider Nu-Lec.
- Se recomienda, mejorar el voltaje en el sistema de distribución de Emelnorte, para que cumplan con la regulación CONELEC 004/01, y de esta manera poder realizar más transferencias de carga entre alimentadores de diferentes subestaciones que cumplan con las condiciones técnicas.
- Se recomienda, mejorar la distribución de cargas de los alimentadores, para así optimizar las condiciones iniciales previo a la transferencia de carga, garantizando de esta manera la disponibilidad del servicio a un mayor número de usuarios en caso de ocurrir una falla.
- Para optimizar la transferencia de carga que se realizará entre los alimentadores, se debe tomar en cuenta la ubicación de los reconectores, recomendando un lugar en donde en caso de falla se pueda transferir más de la mitad de la carga.
- Se recomienda, realizar el aumento de fases en los tramos de configuración monofásica que cuentan con un punto de interconexión entre alimentadores, ya que impide realizar la transferencia automática de carga debido a que los reconectores son para instalarlos en redes trifásicas.

Referencias bibliográficas

- Alexis Zhungur Procel, E. C. (2014). *Diseño de esquemas de control integrado de tensión y potencia reactiva del sistema de distribución de la empresa eléctrica regional CENTRO SUR C.A.* Cuenca.
- Allen Wood, B. W. (1996). *Power generation, Operation and Control.*
- Chumbi, R., & Verdugo, T. (2013). *Integración con CYMDIST de las redes de media tensión y subtransmisión del sistema de CENTROSUR.* Cuenca.
- D. Miraglia, J. M. (2015). Aplicación de Loop Automation en una red de distribución aérea de media tensión. *INGE@UAN*, 17.
- Escobar Corona, R. (2004). *Metodología para la solución del problema de flujos de potencia convencional mediante el metodo desacoplado rapido incluyendo el compensador avanzado serie para el control del flujo de potencia.* Morelia.
- Ganoa, J. L. (2009). *Aspectos para la planeación de redes de distribución.* Mexico D.F.
- Juárez, J. (2006). *Sistemas de distribución de energía eléctrica.* Mexico D.F: Sans Serif Editores.
- Rivas, C. (2013). *Manual de operación, programación y pruebas eléctricas del reconectador automático trifásico.* Camurí Grande.
- Schneider Electric. (2002). *Reconectador Trifásico automático.*
- Schneider Electric. (2009). *Automatización de redes.*
- Schneider Electric. (2010). *Recloser Solution- Descripción Técnica General.*
- Schneider Electric. (2014). *Descripción Técnica General.*
- Schneider Electric. (2014). *Distribución Aérea y Automatización de Redes.*
- Schneider Electric. (2015). *Loop Automation.*
- Soto, R. (2002). *Power System Protection and Switchgear.* Sao Paulo, Brazil: Limusa.
- Torres, O. (2012). *Protecciones de los sistemas eléctricos de distribución.*

Referencias linkográficas

- CELEC S.A. (14 de Febrero de 2011). *Sistema eléctrico ecuatoriano*. Obtenido de https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/ley/terminologia.pdf
- CONELEC. (23 de Mayo de 2001). *Calidad de servicio eléctrico de distribución*. Obtenido de <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wpcontent/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-CalidadDeServicio.pdf>
- Constructor Eléctrico. (12 de Enero de 2016). *Sistemas de Transferencia*. Obtenido de <https://constructorelectrico.com/sistemas-de-transferencia/>
- EATON Powering Business Worldwide. (Noviembre de 2014). *CYME International T&D*. Obtenido de <http://www.cyme.com/es/>
- Gonzalez, F. (2007). *Anormalidades en sistemas de potencia*. Obtenido de http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_I/Capitulo4,SP1-2007.pdf
- Ordoñez, J. (02 de 2010). *Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución*. Obtenido de <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2119/15/UPS-GT000156.pdf>
- Ptolomeo. (2008). *Sistemas de Distribución*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/784/A4%20SISTEMAS%20DE%20DISTRIBUCION.pdf?sequence=4>
- Sistemamid. (23 de Septiembre de 2014). *Sistema de distribución de energía eléctrica*. Obtenido de http://sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2014-09-23_12-57-35110593.pdf
- Vásquez, P. (Abril de 2013). *Parametrización, control, determinación y reducción de pérdidas de energía en base a la optimización en el montaje de estaciones de transformación en la provincia de Morona Santiago*. Obtenido de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/423/1/Tesis.pdf>

ANEXOS

ANEXO 1

Subestación	Alimentador	Transferencia	Alimentador transferencia	Subestación
La Esperanza	C1	Si	3	Cayambe
	C2	No	No	No
	C3	Si	3	Cayambe
	C4	Si	2	Cayambe
Cayambe	C1	No	No	No
	C2	Si	4	La Esperanza
	C3	Si	1	La Esperanza
	C3	Si	3	La Esperanza
	C4	No	No	No
	C5	Si	2	El Retorno
Otavalo	C1	No	No	No
	C2	Si	1	San Vicente
	C2	Si	4	San Vicente
	C3	No	No	No
	C4	Si	3	San Vicente
	C5	No	No	No
San Vicente	C1	Si	2	Otavalo
	C2	Si	3	Atuntaqui
	C3	Si	4	Otavalo
	C3	Si	3	Cotacachi
	C4	Si	2	Otavalo
Atuntaqui	C1	Si	2	Alpachaca
	C1	Si	4	Cotacachi
	C2	No	No	No
	C3	Si	2	San Vicente
Cotacachi	C1	No	No	No
	C2	No	No	No
	C3	Si	3	San Vicente
	C4	Si	1	Atuntaqui
El Retorno	C1	Si	2	Alpachaca
	C1	Si	5	San Agustín
	C2	Si	5	Cayambe
	C4	Si	1	Ajaví
	C4	Si	2	San Agustín
	C5	Si	1	San Agustín
San Agustín	C1	Si	5	El Retorno
	C2	Si	1	Ajaví
	C2	Si	4	El Retorno
	C3	Si	2	Ajaví
	C4	Si	2	Ajaví

	C4	Si	4	Ajaví
	C5	Si	1	El Retorno
	C5	Si	4	Ajaví
La Carolina	C1	Si	1	Chota
	C3	No	No	No
	C4	Si	4	Tulcán
El Chota	C1	Si	1	La Carolina
	C1	Si	3	El Ángel
	C2	No	No	No
	C4	No	No	No
Ajaví	C1	Si	2	San Agustín
	C1	Si	4	El Retorno
	C2	Si	4	San Agustín
	C2	Si	3	San Agustín
	C3	No	No	No
	C4	Si	1	Alpachaca
	C4	Si	2	Alpachaca
	C4	Si	4	San Agustín
	C4	Si	5	San Agustín
	C5	Si	1	Alpachaca
	C5	Si	6	Alpachaca
Alpachaca	C1	Si	4	Ajaví
	C1	Si	5	Ajaví
	C2	Si	1	Atuntaqui
	C2	Si	1	El Retorno
	C2	Si	4	Ajaví
	C4	No	No	No
	C5	No	No	No
	C6	Si	5	Ajaví
El Ángel	C1	Si	5	San Gabriel
	C2	No	No	No
	C3	Si	1	Chota
San Gabriel	C1	Si	3	Tulcán
	C2	No	No	No
	C3	No	No	No
	C5	Si	1	El Ángel
Tulcán	C1	No	No	No
	C2	No	No	No
	C3	Si	1	San Gabriel
	C4	Si	4	La Carolina

ANEXO 2

Subestación	Alimentador	Demanda (kW)	V1 (pu)	V2 (pu)	V3 (pu)	Ia	Ib	Ic	Fp 1	Fp 2	Fp 3
La Esperanza	C1	3622,41	0,91	0,91	0,91	174,80	174,81	189,45	95,53	96,10	94,85
	C3	2793,18	0,92	0,92	0,93	117,84	135,62	136,56	95,53	96,10	94,85
	C4	1820,42	0,97	0,97	0,97	76,140	90,61	91,11	90,42	91,04	90,68
Cayambe	C2	3937,97	0,96	0,95	0,93	187,59	186,48	169,15	94,89	95,05	92,76
	C3	3449,49	0,93	0,92	0,93	159,57	177,86	170,17	91,10	92,14	91,19
	C5	2758,75	0,98	0,97	0,99	101,46	141,42	124,80	94,42	96,79	96,27
Otavalo	C2	2494,39	0,96	0,97	0,98	146,96	76,87	104,57	97,34	98,76	97,27
	C4	556,02	0,95	0,95	0,97	24,33	32,46	18,05	97,12	96,43	97,83
San Vicente	C1	278,81	0,94	0,93	0,95	10,37	19,81	7,80	97,62	97,32	97,29
	C2	1714,63	0,93	0,93	0,95	76,75	87,04	69,68	97,87	97,70	97,77
	C3	3238,64	0,93	0,93	0,95	129,64	154,83	152,11	99,42	98,83	97,86
	C4	1923,18	0,93	0,93	0,94	106,11	78,40	85,73	96,03	95,25	94,66
Atuntaqui	C1	1607,73	0,93	0,93	0,94	61,71	89,29	62,44	96,03	95,25	94,66
	C3	171,95	0,98	0,98	1,00	19,46	17,91	17,98	96,16	96,46	95,47
Cotacachi	C3	516,80	0,98	0,98	1,00	20,91	21,25	26,00	96,16	96,46	95,47
	C4	521,74	0,99	0,99	1,00	19,53	31,14	16,79	95,29	98,08	97,68
El Retorno	C1	2919,77	0,96	0,96	0,97	149,22	120,43	121,98	97,67	97,75	96,55
	C2	1069,64	0,95	0,96	0,97	36,91	54,25	51,85	99,18	98,16	98,34
	C4	3566,76	0,96	0,97	0,98	137,98	180,71	158,28	97,79	96,72	97,21
	C5	3237,26	0,96	0,97	0,98	138,76	147,39	145,86	97,49	97,43	96,22
San Agustín	C1	288,34	0,97	0,99	0,97	16,06	6,82	15,16	97,22	97,18	97,13
	C2	1349,50	0,97	0,98	0,96	59,17	44,99	75,53	95,70	96,13	97,79
	C3	1411,37	0,99	1,00	0,98	55,24	71,30	61,66	92,61	94,59	95,92
	C4	1478,49	0,97	0,99	0,97	56,67	60,30	77,46	97,75	97,46	97,28
	C5	3027,40	0,98	0,99	0,97	138,44	128,92	132,47	96,91	96,62	96,48
La Carolina	C1	262,99	0,96	0,97	0,95	15,41	11,52	15,41	80,27	73,12	87,71
	C4	438,11	0,96	0,97	0,9	18,77	24,84	14,69	98,46	96,60	97,81
El Chota	C1	1252,07	0,98	0,99	0,97	56,46	54,84	54,92	95,66	95,73	96,36
Ajaví	C1	2401,16	0,97	0,97	0,98	113,43	80,62	124,77	96,47	96,24	96,74
	C2	1780,30	0,96	0,96	0,97	81,98	64,75	93,57	96,92	95,62	95,61
	C4	1307,97	0,97	0,98	0,97	39,02	31,35	301,30	86,84	91,86	34,91
	C5	1151,41	0,97	0,97	0,97	42,86	42,86	61,94	97,06	96,78	94,96
Alpachaca	C1	987,48	0,97	0,99	0,99	33,58	50,05	45,74	97,45	96,29	96,48
	C2	2559,25	0,97	0,98	0,99	132,78	101,08	105,00	96,22	96,33	96,42
	C6	23,86	0,99	1,00	1,00	1,48	2,23	1,54	43,93	80,43	34,38
El Ángel	C1	218,16	0,96	0,96	0,95	6,44	9,66	12,87	98,37	99,35	97,68
	C3	923,27	0,94	0,96	0,94	39,77	43,73	41,74	97,29	96,47	97,44
San Gabriel	C1	2091,84	0,97	0,98	0,97	118,61	60,94	95,77	98,32	98,35	96,41
	C5	1763,99	0,99	1,01	0,99	82,51	79,78	68,08	97,27	93,99	96,81
Tulcán	C3	424,68	0,98	0,96	0,97	107,54	111,69	120,37	98,22	97,66	98,41
	C4	1187,20	0,98	0,96	0,97	55,74	36,65	63,160	98,11	98,09	98,19

ANEXO 3

Subestación	Alimentador	Subestación	V menor	Perd. líneas (kW)	Perd. total (kW)
La Esperanza	C1	Cayambe	67,91%	392,13	538,21
	C3	Cayambe	56,72%	247,54	365,34
	C4	Cayambe	72,54%	171,18	221,68
Cayambe	C2	La Esperanza	82,03 %	120,07	200,77
	C3	La Esperanza	70,54 %	266,29	420,25
	C5	El Retorno	79,90 %	166,70	227,32
Otavalo	C2	San Vicente	79,90 %	166,70	227,32
	C4	San Vicente	83,79 %	1,62	28,46
San Vicente	C1	Otavalo	93,69 %	0,38	5,82
	C2	Atuntaqui	84,35 %	20,54	63,87
	C3	Otavalo	66,05 %	243,48	309,28
	C4	Otavalo	81,20 %	77,58	121,05
Cotacachi	C3	San Vicente	96,45 %	1,69	12,51
	C4	Atuntaqui	88,48 %	2,63	27,98
El Retorno	C1	Alpachaca	84,12 %	132,41	205,54
	C2	Cayambe	90,43 %	17,02	40,90
	C4	Ajaví	82,37 %	143,18	228,90
	C5	San Agustín	88,99 %	56,73	132,77
San Agustín	C1	El Retorno	94,67 %	0,37	6,09
	C2	Ajaví	88,41 %	6,52	36,54
	C3	Ajaví	91,89 %	7,19	42,47
	C4	Ajaví	90,27 %	10,64	50,92
	C5	El Retorno	85,83 %	48,1	120,55
La Carolina	C1	Chota	82,54%	3,81	14,35
	C4	Tulcán	84,47 %	4,84	22,65
El Chota	C1	La Carolina	85,91 %	57,45	90,65
Ajaví	C1	San Agustín	88,59 %	47,77	111,69
	C2	San Agustín	82,93 %	5,29	88,35
	C4	Alpachaca	77,52 %	35,36	147,21
	C5	Alpachaca	56,07 %	2,92	24,19
Alpachaca	C1	Ajaví	96,20 %	3,03	17,22
	C2	Atuntaqui	88,76 %	96,09	145,23
	C6	Ajaví	90,89 %	14,17	45,68
El Ángel	C1	San Gabriel	88,27 %	1,44	9,02
	C3	Chota	79,28 %	16,38	56,93
San Gabriel	C1	Tulcán	74,57 %	160,39	210,35
	C5	El Ángel	87,53 %	59,44	92,58
Tulcán	C3	San Gabriel	87,00 %	26,47	91,92
	C4	La Carolina	90,73 %	15,88	39,82

ANEXO 4

DEMANDA ACTUAL					TRANSFERENCIA		DEMANDA ÓPTIMA			
Subestación	Alimentador	Carga (kW)	I corriente (A)	Trafo (kVA)	kVA	Acción	Carga (kW)	I corriente (A)	Trafo (kVA)	Reserva
Ajaví	C5	1151,41	61,94	7959,41	1151,41	Quitar	0	0	6808	3191,99
Alpachaca	C6	23,86	2,24	7140,26	1151,41	Agregar	1175,27	62,10	8291,67	11708,32
Ajaví	C4	1164,57	60,02	6808	1164,57	Quitar	0	0	5643,43	4356,56
Alpachaca	C1	987,47	50,05	8291,67	1164,57	Agregar	2152,04	106	9456,24	10543,75
San Agustín	C4	1478,49	77,46	7298,67	810,69	Quitar	667,79	41,50	6487,97	3512,02
Ajaví	C2	1780,30	93,57	5643,43	810,69	Agregar	2591	129,11	6454,12	3545,87
San Agustín	C3	1411,37	61,67	6487,97	249	Quitar	1162,37	47,55	6238,97	3761,02
Ajaví	C2	2591	129,11	6454,17	249	Agregar	2840	143,41	6703,12	3296,87
El Retorno	C5	3237,26	147,39	10908,54	2221,65	Quitar	1015,61	67,61	8686,89	1313,11
San Agustín	C1	288,34	16,06	6238,97	2221,65	Agregar	2510	93,20	8460,63	1539,36
El Retorno	C2	1069,64	54,24	8686,89	334,35	Agregar	1404	69	9021,24	978,75
Cayambe	C5	2758,75	141,43	13557,71	334,35	Quitar	2424,40	108,11	13223,34	6776,65
Cotacachi	C3	516,80	26	2832,62	1877,80	Agregar	2394,60	110,40	4710,42	289,57
San Vicente	C3	3238,64	154,83	6887,03	1877,64	Quitar	1361	67,30	5009,39	4990,61
San Vicente	C1	278,81	19,82	6887,03	1690,39	Agregar	1969,21	104,10	8577,42	1422,57
Otavallo	C2	2494,39	146,96	7122,34	1690,39	Quitar	804	11,60	5431,94	4568,05
La Carolina	C4	438,11	24,84	1496,88	15,20	Agregar	453,31	14,81	1512,08	3487,91
Tulcán	C4	1187,20	63,16	8453,91	15,20	Quitar	1172	63,20	8438,71	1561,29

ANEXO 5

Caso 2		Coordenadas		Trans de carga	Alpachaca- C1				Transferencia			Ajaví- C4			
Reconectador	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	S (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point Alpachaca 2	J4P64	819415,87	10039891,72	Si	986	1020	45,71	8231,24	1166,04	60,30	1225	1162	1211	60	7914,12
Tie	J4P1	820044,61	10039492,34												

Caso 3		Coordenadas		Trans de carga	Alpachaca- C1				Transferencia			Ajaví- C4			
Reconectador	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	S (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point Alpachaca 3	J4P103	819850,27	10039464,31	Si	1264	1310	62,11	8521,24	888	43,90	935	885	923	43,60	7626,12
Tie	J4P1	820044,61	10039492,34												

Caso 1		Coordenadas		Trans de carga	Ajaví- C2				Transferencia			San Agustín- C4			
Reconectador	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	S (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point Ajaví 1	J2P244	819913,21	10039003,7	Si	2029	2112	107,90	5873,13	810	35,61	836	1478	1516	77,10	9292,61
Tie	S4P9	819482,25	10038452,06												
Mid point San Agustín 1	S4P614	819512,07	10038107,19	No	3489	3610	184,90	7371,12	649,79	41,51	668	18	18	0,60	7798,63

Caso 2		Coordenadas		Trans de carga	Ajaví- C2				Transferencia			San Agustín- C4			
Reconectador	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	S (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point Ajaví 2	J2P136	820075,09	10039165,97	No	277	281	8,41	4042,12	3112,20	142	3282	3780	3962	183,51	11742,63
Tie	S4P9	819482,25	10038452,06												
Mid point San Agustín 2	S4P2	819904,81	10038004,14	Si	3501	3623	185,41	7384,12	661	42	681	5	5	0,11	7785,63

Caso 1		Coordenadas		Trans de carga	Ajaví- C2				Transferencia			San Agustín- C3			
Reconectador	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point Ajaví 1	J2P136	820075,09	10039165,97	No	277	281	8,41	4042,12	2617,62	136	2727	3780	3962	183,50	11187,63
Tie	S3P149	820338,91	10038446,21												
Mid point San Agustín 1	S3P487	820327,77	10038397,17	Si	3883	4055	188,91	7816,12	1043	45,50	1113	131	137	3,70	7362,63

Caso 2		Coordenadas		Trans de carga	Ajaví- C2				Transferencia			San Agustín- C3			
Reconectador	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point Ajaví 2	J2P47	820203,91	10038971,55	No	1320	1350	64,10	5353,12	1543,62	78,80	16212	2706	2857	126,3	10082,63
Tie	S3P149	820338,91	10038446,21												
Mid point San Agustín 1	S3P487	820327,77	10038397,17	Si	3883	4055	188,91	6713,12	1031,37	43,80	534	131	137	3,71	7759,63

Caso 3		Coordenadas		Trans de carga	Ajaví- C2				Transferencia			San Agustín- C3			
Reconectador	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	Carga (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point Ajaví 3	J2P43	820238,61	10038858,22	Si	2001	2069	117,40	5830,12	853,62	25,40	894	2016	2129	72,90	9354,63
Tie	S3P149	820338,90	10038446,21												
Mid point San Agustín 1	S3P487	820327,77	10038397,17	Si	3883	4055	188,90	6713,12	1031,37	43,80	534	131	137	3,70	7759,63

Caso 1		Coordenadas		Trans de carga	El Retorno- C5				Transferencia			San Agustín- C1			
Reconectador	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	S (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point San Agustín 1	R5P970	820030,58	10037251,76	No	2848	2932	139,91	11195,24	1832,38	72,31	1873	682	701	21,30	6592,63
Tie	R5P116	820271,95	10035766,71												
Mid point El Retorno 1	R5P79	820272,78	10035675,27	Si	303	313	6,51	8576,24	748	65,20	781	3258	3350	158,61	9241,63

Caso 2		Coordenadas		Trans de carga	El Retorno- C5				Transferencia			San Agustín- C1			
Reconectador	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	S (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point San Agustín 2	R5P2092	819527,40	10037387,53	No	3254	3353	145,71	11616,24	2238,38	78,10	2294	288	296	15,10	6187
Tie	R5P116	820271,95	10035766,71												
Mid point El Retorno 2	R5P16	820163,22	10034524,55	Si	22	23	2,91	8286,24	993,61	64,70	1036	3550	3653	162,20	8756

Caso 3		Coordenadas		Trans de carga	El Retorno- C5				Transferencia			San Agustín- C1			
Reconectador	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	S (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point San Agustín 3	R5P215	820462,50	10037224,62	No	2094	2146	94,71	10409,24	1086	27,61	1100	1424	1469	65,61	7360
Tie	R5P116	820271,95	10035766,71												
Mid point El Retorno 1	R5P79	820272,78	10035675,27	Si	303	313	6,51	8576,24	748	65,41	781	3258	3350	158,61	9241,63

Caso 1		Coordenadas		Trans de carga	El Retorno- C2				Transferencia			Cayambe- C5			
Reconectador	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	S (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point El Retorno 1	R2P5963	823653,34	10020798,48	Si	1083	1098	50,61	8989,24	334,59	16,70	339	2759	2873	124,81	13261,34
Tie	C5P12233	825626,45	10015553,06												
Mid point Cayambe 1	C5P2575	821129,87	10009166,25	Si	2121	2189	109,71	10080	717	40,70	758	1746	1815	69,61	12203

Caso 2		Coordenadas		Trans de carga	El Retorno- C2				Transferencia			Cayambe- C5			
Reconectador	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	S (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point El Retorno 2	R2P3227	821836,64	10030688,44	Si	455	460	15,80	8351,24	949	53,2	971	3077	3201	140,30	13589,34
Tie	C5P12233	825626,45	10015553,06												
Mid point Cayambe 2	C5P795	823329,57	10012097,67	Si	2051	2116	110	10007	647	41	685	1816	1887	69,80	12275

Caso 1		Coordenadas		Trans de carga	Cotacachi - C3				Transferencia			San Vicente - C3			
Reconector	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	S (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point San Vicente 1	H3P1385	802550,3186	10031433,88	Si	2550	2592	110,4	4886	2027,19	84,4	2054	1361	1373	67,3	4967
Tie	H3P11173	802574,26	10031446,25												
Mid point Cotacachi 1	H3P2113	803579,7004	10032647,74	Si	184	192	18,6	2486	332,80	7,4	346	3577	3637	161,9	7231

Caso 2		Coordenadas		Trans de carga	Cotacachi - C3				Transferencia			San Vicente - C3			
Reconector	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	S (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point San Vicente 2	I3P924	803693,66	10027635,76	No	2780	2827	131,41	5121	2310,19	105,41	2289	1141	1151	46,90	4745
Tie	H3P11173	802574,26	10031446,25												
Mid point Cotacachi 2	H3P966	804180,52	10033229,41	Si	26	27	0,30	2321	490,80	25,71	511	3733	3802	181,50	7396

Caso 1		Coordenadas		Trans de carga	Otavalo- C2				Transferencia			San Vicente - C1			
Reconector	Localización	X	Y		Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)	Carga (kW)	Corriente (A)	S (kVA)	Carga (kW)	Carga (kVA)	Corriente (A)	Trafo (kVA)
Mid point Otavalo 1	V2P6500	805037,99	10024351,51	No	804	819	11,61	3697,94	1692	96,20	1736	1970	2022	104,10	8578
Tie	V2P837	805111,87	10024792,86												
Mid point San Vicente	I1P5	805867,82	10026061,46	Si	2772	2839	111,91	5717,94	278	7,50	286	8	8	0,41	8299,42

