



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

OPTIMIZACIÓN DE COSTOS EN LA EXPANSIÓN DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL CANTÓN LATACUNGA MEDIANTE
PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA EXACTA

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico

Autores:

Millingalle Vega Byron Moisés

Segovia Moreno Sebastián Francisco

Tutor Académico:

Ing. Quinatoa Caiza Carlos Iván Ms.C

LATACUNGA – ECUADOR

2023



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros **MILLINGALLE VEGA BYRON MOISÉS** y **SEGOVIA MORENO SEBASTIÁN FRANCISCO** declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: “**OPTIMIZACIÓN DE COSTOS EN LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL CANTÓN LATACUNGA MEDIANTE PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA EXACTA**”, siendo el Ing. **QUINATOA CAIZA CARLOS IVÁN** el tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de nuestra exclusiva responsabilidad.

.....
Millingalle Vega Byron Moisés
C.C. 0504024514

.....
Segovia Moreno Sebastián Francisco
C.C. 0504160227



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“OPTIMIZACIÓN DE COSTOS EN LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL CANTÓN LATACUNGA MEDIANTE PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA EXACTA”, de **MILLINGALLE VEGA BYRON MOISÉS** y **SEGOVIA MORENO SEBASTIÁN FRANCISCO**, de la carrera de Ingeniería en Electricidad, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Agosto 2023

El Tutor

Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza Ms.C

C.C. 0503287864



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes **MILLINGALLE VEGA BYRON MOISÉS** y **SEGOVIA MORENO SEBASTIÁN FRANCISCO** con el título de Proyecto de titulación "**OPTIMIZACIÓN DE COSTOS EN LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL CANTÓN LATACUNGA MEDIANTE PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA EXACTA**", han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, Agosto 2023

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)

Ing. Gabriel Napoleón Pesántez Palacios Ms.C
C.C. 0301893889

(Lector 2)

Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca Ms.C
C.C. 0603578956

(Lector 3)

Ing. Franklin Hernán Vásquez Teneda Ms.C
C.C. 1710434497

AGRADECIMIENTO

Muy agradecido con Dios por haberme regalado la vida, permitirme alcanzar una nueva etapa que enaltece y dignifica mi camino profesional.

A mis queridos padres, José Millingalle y María Vega, por el sacrificio constante que han realizado para brindarme siempre lo mejor, en especial a mi madre, quien ha sido el pilar fundamental para cumplir mis sueños, ofreciéndome un apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi y a cada uno de sus maestros, que de una u otra manera compartieron sus conocimientos, permitiéndome formar como un profesional de excelencia.

Byron Millingalle

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, deseo expresar mi profundo agradecimiento a Dios, cuya guía y fortaleza me han acompañado a lo largo de este apasionante viaje académico.

A mi querida madre, Martha, le debo un agradecimiento especial. Su incondicional apoyo, amor y aliento han sido mi fuente de inspiración constante. Sus palabras de aliento y su presencia han sido un faro de luz en los momentos desafiantes. Agradezco sinceramente a Marco por sus valiosos consejos y orientación durante este proceso.

No puedo pasar por alto la oportunidad que me brindó la Universidad Técnica de Cotopaxi y la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas. Agradezco profundamente por confiar en mí y darme la oportunidad de seguir creciendo como profesional.

Mi gratitud también se extiende al Ing. Carlos Quinatoa, mi tutor de tesis. Sus conocimientos expertos, paciencia y dedicación han sido un pilar fundamental en el desarrollo de este proyecto. Sus orientaciones y enseñanzas han sido invaluable para mí.

Sebastián Segovia

DEDICATORIA

Este proyecto de investigación lo dedico con todo mi amor sincero a mis amados padres José Millingalle y María Vega por darme la vida, por su apoyo incondicional en la parte moral, económica y que siempre ha hecho lo posible para que me pueda formar profesionalmente.

A mis hermanos Lorena, Myriam, Ernesto, Carlos, Marisol por su amor y cariño incondicional porque con su apoyo y consejos me han impulsado a seguir adelante en mi etapa profesional.

A quienes han creído en mí desde el principio y aún lo hacen...

Byron Millingalle

DEDICATORIA

Dedico este logro a dos pilares inquebrantables en mi vida, mi querida madre Martha y Marco. Su incansable esfuerzo, sabios consejos y sacrificio han sido la luz que me guio hasta este punto. A mi abuelita Juana, cuyos consejos siempre fueron un faro de sabiduría.

A toda mi familia, cuyo amor y apoyo han sido mi sustento en cada paso del camino. Y a todos aquellos que confiaron en mí, su creencia en mis capacidades fue el viento bajo mis alas.

Sebastián Segovia

TEMA: “OPTIMIZACIÓN DE COSTOS EN LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL CANTÓN LATACUNGA MEDIANTE PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA EXACTA”

Autores: Millingalle Vega Byron Moisés

Segovia Moreno Sebastián Francisco

RESUMEN

Este trabajo aborda la planificación óptima de la red de subtransmisión zona centro de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO S.A.) hacia zona segura para asegurar el suministro eléctrico para la nueva red de distribución del cantón Latacunga, ante el deslizamiento de lahares por la erupción del volcán Cotopaxi. Se desarrolla un modelo de optimización matemática exacta para minimizar costos de expansión, tomando en cuenta la construcción de nuevas subestaciones y alimentadores.

Se abordan tres casos de estudio relacionados con la red eléctrica de ELEPCO S.A. En el primer caso, se busca la identificación de los valores iniciales de voltaje, la capacidad de carga de los alimentadores y las subestaciones principales. Aquí, se excluye la expansión de la red. En el segundo caso, se analiza la expansión de la red eléctrica, centrándose en la infraestructura ubicada en zonas de riesgo. El propósito es asegurar el suministro eléctrico para todos los usuarios, incluso en áreas vulnerables. Además, se considera el desmantelamiento del alimentador principal de la subestación Mulaló. Por último, en el tercer caso, se evalúa la expansión de la red sin tener en cuenta la infraestructura en zonas de riesgo. Esta evaluación es crucial dado que dicha infraestructura desaparece debido a la erupción del volcán Cotopaxi. La implementación de nuevas subestaciones y alimentadores es esencial para garantizar un suministro eléctrico confiable y seguro en el contexto de riesgos volcánicos y crecimiento de la demanda.

Palabras clave: Costos, distribución, erupción, expansión, optimización matemática exacta, planificación, zona segura.

TOPIC: “COST OPTIMIZATION IN THE EXPANSION OF THE ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORK OF LATACUNGA CANTON THROUGH EXACT MATHEMATICAL PROGRAMMING”

Authors: Millingalle Vega Byron Moisés

Segovia Moreno Sebastián Francisco

ABSTRACT:

This work addresses the optimal planning of the sub-transmission network in the central area of the Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO S.A.) towards a safe zone to ensure the electricity supply for the new distribution network of the Latacunga canton, before the sliding of lahars due to the eruption of the Cotopaxi volcano. An exact mathematical optimization model to minimize expansion costs, taking into account the construction of new substations and feeders was developed.

Three case studies related to the electrical network of ELEPCO S.A. are addressed. In the first case, the identification of the initial voltage values, the load capacity of the feeders, and the main substations. In the second case, the expansion of the electrical network is analyzed, focusing on the infrastructure located in risk areas. The goal is to provide access to power for all consumers, even those in disadvantaged locations. In addition, the dismantling of the Mulaló substation's primary feeder is taken into consideration. The third scenario, on the other hand, assesses network expansion without taking into account the infrastructure of dangerous locations. This evaluation is crucial because the infrastructure disappears due to the eruption of the Cotopaxi volcano. The implementation of new substations and feeders is essential to guarantee a reliable and safe electricity supply in the context of volcanic risks and demand growth.

Keywords: Costs, distribution, eruption, expansion, exact mathematical optimization, planning, safe zone.



AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del proyecto de investigación cuyo título versa: “**OPTIMIZACIÓN DE COSTOS EN LA EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL CANTÓN LATACUNGA MEDIANTE PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA EXACTA**” presentado por: **Millingalle Vega Byron Moisés y Segovia Moreno Sebastián Francisco**, egresados de la Carrera de: **Ingeniería en Electricidad**, perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, 17 agosto del 2023

Atentamente,

**TANIA
ELIZABETH
ALVEAR
JIMENEZ**

Firmado digitalmente
por TANIA ELIZABETH
ALVEAR JIMENEZ
Fecha: 2023.08.18
08:02:06 -05'00'

Mg. Tania Elizabeth Alvear
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC
CI: 0503231763



**CENTRO
DE IDIOMAS**

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. INTRODUCCIÓN	2
2.1. El problema:	2
2.1.1. Situación Problemática	2
2.1.2. Formulación del problema.....	3
2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN	3
2.3. BENEFICIARIOS	3
2.3.1. Beneficiarios directos	3
2.3.2. Beneficiarios indirectos	3
2.4. Justificación	3
2.5. Hipótesis	4
2.6. OBJETIVOS	4
2.6.1. General.....	4
2.6.2. Específicos.....	4
2.7. Sistema de tareas	5
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	7
3.1. ANTECEDENTES	7
3.2. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	11
3.2.1. Niveles de voltaje	11
3.2.2. Topología.....	12
Radial.....	12
Anillo	12
Interconectado	13
3.2.3. Elementos del sistema de distribución.....	14
3.2.4. Características de un sistema de distribución ideal	14
Tensión adecuada	14

Disponibilidad de energía bajo demanda	14
Sistema fiable	15
3.2.5. Conductores	15
Conductor ASCR aleación aluminio - acero	15
Conductor ACAR aleación aluminio - aluminio	15
Conductor ASC aluminio trenzado.....	15
Conductor de cobre para aterrizamiento.....	16
3.3. Sistema por unidad	16
3.3.1. Sistemas monofásicos.....	16
3.3.2. Sistemas trifásicos	16
3.4. Normativa	17
3.4.1. Niveles de voltaje	18
3.4.2. Límites de voltaje	18
3.4.3. Límites de sobrecarga en líneas y equipamientos existentes.....	18
3.4.4. Límites de operación para generadores	18
3.5. PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	19
3.5.1. Etapas de la planificación	19
3.5.2. Factores que afectan el proceso de planificación	20
Proyección de la demanda	20
Política de planificación	20
Monitoreo del sistema	21
Estándares de planificación de la fiabilidad	21
3.6. ALIMENTADORES	21
3.6.1. Definición	21
3.6.2. Costos	22
3.7. SUBESTACIONES	22
3.7.1. Definición	22

3.7.2. Clasificación de las Subestaciones Eléctricas	22
Subestación de transmisión	22
Subestaciones Distribución Primaria.....	22
Subestaciones de Conmutación.	22
3.7.3. Costos	23
3.8. PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA EXACTA	24
3.8.1. Definición	24
3.8.2. Métodos de optimización	24
La función objetivo.....	24
Variables.....	24
Restricciones.....	24
3.8.3. Método para resolver problemas de optimización.....	24
3.8.4. Bus inyection model	26
Ecuaciones de balance de potencia.....	26
Flujos de potencia activa y reactiva:.....	27
Pérdidas:	27
3.8.5. Modelo de línea corta	27
4. MATERIALES Y MÉTODO	29
4.1. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN UTILIZADA.....	29
4.1.1. Método de observación.....	29
4.1.2. Método deductivo	29
4.1.3. Método inductivo.....	29
4.1.4. Método comparativo.....	29
4.2. MATERIALES E INSTRUMENTOS	29
4.2.1. Clasificación de barras.....	29
4.2.2. Google Earth.....	30
4.2.3. AMPL.....	31

4.2.4. Artelys Knitro	31
4.2.5. Excel	31
4.3. DIAGRAMA DE FLUJO	32
4.4. COSTOS DE LA EXPANSIÓN DE LA RED POR ELEPCO S.A.	33
4.5. COSTOS PARA LA EXPANSIÓN DE LA RED	34
4.5.1. Costos Fijos Alimentadores	34
4.5.2. Costos Variables de Alimentadores	34
4.5.3. Costos Fijos de Subestaciones	34
4.6. ALIMENTADORES NUEVOS Y SUBESTACIONES	35
4.7. FORMULACIÓN MATEMÁTICA	35
4.7.1. Nomenclatura	35
4.7.2. Estructura del modelo matemático	36
4.7.3. Modelo matemático	38
4.8. ZONA DE ESTUDIO	40
4.8.1. CARACTERÍSTICAS DE LA RED	41
Información General	41
Líneas de subtransmisión	42
Subestaciones	43
4.8.2. Zona de riesgo ante una erupción volcánica del Cotopaxi	43
4.9. CASOS DE ESTUDIO	46
4.9.1. Caso de estudio 1: Red actual sin expansión	46
Clasificación de Barras	47
Alimentadores	48
4.9.2. Caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo	49
Clasificación de Barras	50
Alimentadores	52
4.9.3. Caso de estudio 3: Expansión de la red sin infraestructura en zona de riesgo	56

Clasificación de Barras	57
Alimentadores.....	59
5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	62
5.1. VALIDACIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN	62
5.2. CASO DE ESTUDIO 1: RED ACTUAL SIN EXPANSIÓN.....	66
5.2.1. Perfil de tensiones.....	67
5.2.2. Cargabilidad de los alimentadores.....	68
5.2.3. Cargabilidad subestaciones principales	70
5.3. CASO DE ESTUDIO 2: EXPANSIÓN DE LA RED CON INFRAESTRUCTURA EN ZONA DE RIESGO	72
5.3.1. Configuración óptima de la red	72
Costos de los alimentadores	74
Costos Subestaciones.....	77
Costo total.....	79
Perfil de tensiones.....	80
Cargabilidad de los alimentadores.....	81
Cargabilidad subestaciones.....	84
5.4. CASO DE ESTUDIO 3: EXPANSIÓN DE LA RED SIN INFRAESTRUCTURA EN ZONA DE RIESGO	86
5.4.1. Configuración óptima de la red	86
Costos de los alimentadores	88
Costos Subestaciones.....	90
Costo total.....	92
Perfil de tensiones.....	93
Cargabilidad de los alimentadores.....	94
Cargabilidad subestaciones.....	97
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	99

6.1. CONCLUSIONES.....	99
6.2. RECOMENDACIONES	100
7. BIBLIOGRAFÍA	101
8. ANEXOS	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Sistema de suministro de electricidad [14].	11
Figura 3.2 Distribución eléctrica de forma radial [14].	12
Figura 3.3 Distribución eléctrica en forma de anillo [14].	13
Figura 3.4 Distribución eléctrica interconectado [14].	13
Figura 3.5 Estructura de la red de distribución eléctrica [14].	14
Figura 3.6 Diagrama de flujo del proceso de planificación del sistema de distribución [14].	19
Figura 3.7 Tareas del gestor de activos [14].	20
Figura 3.8 Componentes del sistema de monitoreo de distribución [14].	21
Figura 3.9 Diagrama del balance de potencia (Grupo de investigadores).	26
Figura 3.10 Modelo de línea corta [27]	27
Figura 4.1 Interfaz de Google Earth.	30
Figura 4.2 Diagrama de flujo.	32
Figura 4.3 Zona de estudio ELEPCO S.A.	41
Figura 4.4 Ubicación de las subestaciones	42
Figura 4.5 Zona de riesgo ante la erupción del volcán Cotopaxi.	43
Figura 4.6 Subestaciones y alimentadores afectados por la erupción del volcán Cotopaxi.	45
Figura 4.7 Caso de estudio 1: Red actual sin expansión.	46
Figura 4.8 Expansión de la red considerando la infraestructura en zona de riesgo.	49
Figura 4.9 Número de subestaciones en la configuración inicial de la red (Caso 2).	55
Figura 4.10 Número de alimentadores en la configuración inicial de la red (Caso 2).	55
Figura 4.11 Configuración inicial del caso de estudio 3	56
Figura 4.12 Número de subestaciones en la configuración inicial de la red (Caso 3).	61
Figura 4.13 Número de alimentadores en la configuración inicial de la red (Caso 3).	61
Figura 5.1 Configuración Inicial del Sistema [32].	62
Figura 5.2 Configuración óptima del Sistema [32].	64
Figura 5.3 Caso de estudio 1: Red actual sin expansión Google Earth.	66
Figura 5.4 Perfil de tensiones p.u del caso de estudio 1.	68
Figura 5.5 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 1	69
Figura 5.6 Cargabilidad de las subestaciones del caso de estudio 1	70
Figura 5.7 Aporte de potencia hacia la red por las subestaciones del caso de estudio 1.	71
Figura 5.8 Configuración óptima caso de estudio 2.	72
Figura 5.9 Configuración óptima caso de estudio 2 Google Earth.	73

Figura 5.10 Alimentadores instalados en el caso de estudio 2.....	78
Figura 5.11 Subestaciones instalados en el caso de estudio 2.....	78
Figura 5.12 Representación porcentual de costos fijos y variables del caso de estudio 2.....	79
Figura 5.13 Perfil de tensiones en p.u. del caso de estudio 2.....	81
Figura 5.14 Cargabilidad de los alimentadores el caso de estudio 2.....	83
Figura 5.15 Potencia suministrada subestaciones del caso de estudio 2.....	84
Figura 5.16 Aporte a la red por cada subestación del caso de estudio 2.....	85
Figura 5.17 Configuración óptima caso de estudio 3.....	86
Figura 5.18 Configuración óptima caso de estudio 3 Google Earth.....	87
Figura 5.19 Subestaciones instalados en el caso de estudio 3.....	91
Figura 5.20 Subestaciones instalados en el caso de estudio 3.....	91
Figura 5.21 Representación porcentual de costos fijos y variables del caso de estudio 3.....	92
Figura 5.22 Perfil de tensiones en p.u. del caso de estudio 3.del caso de estudio 3.....	94
Figura 5.23 Cargabilidad de los alimentadores para el caso de estudio 3.....	96
Figura 5.24 Potencia suministrada subestaciones del caso de estudio 3.....	97
Figura 5.25 Aporte a la red por cada subestación del caso de estudio 3.....	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Niveles de voltaje de América del Norte y Europa [14].	11
Tabla 3.2 Rango de voltaje admitidos [18].	18
Tabla 3.3 Expresiones matemáticas de los tipos de programación [26].	25
Tabla 4.1 Clasificación de barra en subestaciones	30
Tabla 4.2 Costos de la expansión de la red por ELEPCO S.A [30].	33
Tabla 4.3 Costo referencial de conductores [30].	34
Tabla 4.4 Costo por kWh [30].	34
Tabla 4.5 Costos fijos de las nuevas Subestaciones [30].	34
Tabla 4.6 Estructura del modelo matemático.	36
Tabla 4.7 Datos de las líneas de subtransmisión [30]	42
Tabla 4.8 Datos de datos de las subestaciones de ELEPCO S.A [30].	43
Tabla 4.9 Infraestructura eléctrica afectada por lahares ante la erupción del volcán Cotopaxi [29].	44
Tabla 4.10 Infraestructura eléctrica afectada por caída de ceniza ante la erupción del volcán Cotopaxi [29].	44
Tabla 4.11 Clasificación de barras caso de estudio 1: Red actual sin expansión.	47
Tabla 4.12 Alimentadores para el caso de estudio 1: Red actual sin expansión.	48
Tabla 4.13 Clasificación de barras para el caso de estudio 2 (parte 1/2).	50
Tabla 4.14 Clasificación de barras para el caso de estudio 2 (parte 2/2).	51
Tabla 4.15 Alimentadores para el caso de estudio 2 (parte 1/3).	52
Tabla 4.16 Alimentadores para el caso de estudio 2 (parte 2/3).	53
Tabla 4.17 Alimentadores para el caso de estudio 2 (parte 3/3).	54
Tabla 4.18 Clasificación de barras para el caso de estudio 3 (parte 1/2).	57
Tabla 4.19 Clasificación de barras para el caso de estudio 3 (parte 2/2).	58
Tabla 4.20 Alimentadores para el caso de estudio 3 (parte 1/2).	59
Tabla 4.21 Alimentadores para el caso de estudio 3 (parte 2/2).	60
Tabla 5.1 Datos de las Subestaciones	62
Tabla 5.2 Datos de la demanda en los nodos.	63
Tabla 5.3 Datos de los alimentadores	63
Tabla 5.4 Costos totales de la expansión de la red.	63
Tabla 5.5 Variable de decisión de instalar el alimentador.	64
Tabla 5.6 Costo Fijo de los Alimentadores.	65

Tabla 5.7 Costos Variables de los Alimentadores.....	65
Tabla 5.8 Voltaje en p.u. y ángulo del caso de estudio 1: Red actual sin expansión.	67
Tabla 5.9 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 1 (parte 1/2).	68
Tabla 5.10 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 1 (parte 2/2).	69
Tabla 5.11 Cargabilidad de las subestaciones del caso de estudio 1.....	70
Tabla 5.12 Costo de los alimentadores del caso de estudio 2 (parte 1/3).....	74
Tabla 5.13 Costo de los alimentadores del caso de estudio 2 (parte 2/3).....	75
Tabla 5.14 Costo de los alimentadores del caso de estudio 2 (parte 3/3).....	76
Tabla 5.15 Costo fijo subestaciones del caso de estudio 2.....	77
Tabla 5.16 Costo total de la expansión de la red del caso de estudio 2.....	79
Tabla 5.17 Voltaje en p.u. y ángulo del del caso de estudio 2.	80
Tabla 5.18 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 2 parte (1/2).	81
Tabla 5.19 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 2 parte (2/2).	82
Tabla 5.20 Potencia suministrada subestaciones del caso de estudio 2.	84
Tabla 5.21 Costo de los alimentadores del caso de estudio 3 (parte 1/2).....	88
Tabla 5.22 Costo de los alimentadores del caso de estudio 3 (parte 2/2).....	89
Tabla 5.23 Costo fijo subestaciones del caso de estudio 3.....	90
Tabla 5.24 Costo total de la expansión de la red del caso de estudio 3.....	92
Tabla 5.25 Voltaje en p.u. y ángulo del del caso de estudio 3.	93
Tabla 5.26 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 3 parte (1/2).	94
Tabla 5.27 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 3 parte (2/2).	95
Tabla 5.28 Potencia suministrada subestaciones del caso de estudio 3.	97

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título: Optimización de costos en la expansión de la red de distribución eléctrica del cantón Latacunga mediante programación matemática exacta.

Fecha de inicio: Abril del 2023

Fecha de finalización: Agosto del 2023

Lugar de ejecución: No Aplica

Facultad que auspicia: Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia: Carrera de Electricidad

Proyecto Macro Asociado: No aplica

Grupo de Investigación: Sistemas Eléctricos de Potencia

Equipo de Trabajo:

- **Tutor de Titulación:**
Quinatoa Caiza Carlos Iván
- **Estudiantes:**
Millingalle Vega Byron Moisés
Segovia Moreno Sebastián Francisco

Área de Conocimiento: 07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación: Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

Sublínea de investigación de la Carrera: Explotación y diseño de Sistemas eléctricos de potencia

Grupos Temáticos:

1. Planificación y operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.
2. Sistemas de Transmisión y Distribución de energía

2. INTRODUCCIÓN

2.1. EL PROBLEMA:

2.1.1. Situación Problemática

Las empresas eléctricas de distribución tienen la responsabilidad de planificar y llevar a cabo la expansión de la red eléctrica en respuesta a las necesidades futuras. Este proceso es fundamental para impulsar el crecimiento y el avance económico de una zona, región o país [1]. Para optimizar la red de distribución eléctrica, es fundamental considerar una serie de factores, como la ubicación de las subestaciones, el dimensionamiento adecuado de las mismas, la radialidad del sistema, el tamaño de los nuevos alimentadores, los niveles de voltaje requeridos y la estructura en general del sistema [1]. Todos estos aspectos deben ser cuidadosamente evaluados en la planificación del crecimiento de la red, ya que su integración implica grandes inversiones [2]. Una expansión inadecuada puede generar problemas en la operación de los transformadores y los alimentadores, aumentar las pérdidas del sistema, generar niveles de voltaje fuera de los límites aceptables y áreas de carga sin atención [1].

El plan de expansión y mejora de la red de distribución eléctrica implementado en Ecuador para el período 2018-2027 busca ampliar la red de distribución de manera eficiente y al menor costo posible, cumpliendo con las normas técnicas, políticas y directrices vigentes. En el contexto de este plan, se han identificado las zonas de riesgo del cantón Latacunga debido a los lahares que generaría una posible erupción del volcán Cotopaxi, donde se vería afectado la Subestación Mulaló que abastece el 60% de la demanda de energía eléctrica requerida por la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi (ELEPCO S.A.), la red de la línea Pucará-Mulaló de 138 kV provoca que el suministro eléctrico se divida en dos zonas, una oriental y otra occidental. Ante esta problemática, se planea desmontar la Subestación Mulaló y construir en su lugar la Subestación Tanicuchí de 60 MVA a 138/69 kV en zona segura en el sector de la Avelina parroquia de Tanicuchí con presupuesto aproximado de USD 9,000,000 que servirá como punto de entrega de energía para la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi y de la construcción de la Subestación Latacunga de 138/69 kV en el sector de Ashpacruz, esta subestación se utilizará para garantizar el suministro eléctrico en la zona oriental del área de distribución de ELEPCO, con presupuesto de aproximadamente USD 2,000,000 Además, se utilizarán equipos desmontados de la Subestación Mulaló para reducir los costos de implementación [3].

En este trabajo, se llevará a cabo la optimización de costos de nuevos alimentadores y subestaciones de la nueva red de subtransmisión de ELEPCO S.A. hacia zona segura ante el deslizamiento de lahares por erupción del volcán Cotopaxi, y así asegurar el suministro eléctrico para la nueva red de distribución del cantón Latacunga.

2.1.2. Formulación del problema

¿Cuáles serían los resultados del modelo de programación matemática exacta en la optimización de costos de nuevos alimentadores y subestaciones de la nueva red de subtransmisión eléctrica de ELEPCO S.A. para asegurar el suministro eléctrico de la nueva red de distribución del cantón Latacunga?

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

Objeto: Aplicación de la programación matemática exacta como herramienta para optimizar los costos asociados de nuevos alimentadores y subestaciones de la nueva red de subtransmisión eléctrica de ELEPCO S.A. para asegurar el suministro eléctrico de la nueva red de distribución del cantón Latacunga.

Campo de acción: 330000 Ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.99 Transmisión y Distribución.

2.3. BENEFICIARIOS

2.3.1. Beneficiarios directos

ELEPCO S.A., sector residencial, comercial e industrial de Latacunga

2.3.2. Beneficiarios indirectos

Empresas constructoras de subestaciones y alimentadores

2.4. JUSTIFICACIÓN

En el cantón Latacunga, se ubica la subestación Mulaló, la cual se encuentra en una zona de riesgo debido a los lahares que podrían generarse en caso de una erupción del volcán Cotopaxi. Esta subestación es responsable de suministrar el 60% de la demanda de energía de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO S.A.). Por lo tanto, es crucial llevar a cabo una planificación óptima para expandir la red eléctrica hacia una zona segura, con el fin de garantizar la continuidad del suministro [3].

De ahí se avisto la necesidad de utilizar el modelo de optimización matemática exacta, para encontrar la configuración óptima de la red eléctrica para minimizar los costos de inversión asociados a la expansión de la red. De esta manera, se resolverá el problema del planteamiento

de sistemas de distribución eléctrica en el cantón Latacunga y se garantizará una adecuada distribución de energía eléctrica en la zona.

2.5. HIPÓTESIS

¿Permitirá la utilización de un modelo de optimización no lineal mediante matemática exacta minimizar los costos de nuevos alimentadores y subestaciones de la nueva red de subtransmisión eléctrica de ELEPCO S.A. para asegurar el suministro eléctrico de la nueva red de distribución del cantón Latacunga?

2.6. OBJETIVOS

2.6.1. General

Realizar un modelo de optimización mediante matemática exacta para la minimización de costos de nuevos alimentadores y subestaciones en la red de subtransmisión de ELEPCO S.A.

2.6.2. Específicos

- Investigar el estado de arte mediante fuentes bibliográficas de los modelos de optimización utilizados en la planificación de la expansión de la red subtransmisión.
- Realizar un modelo de optimización no lineal, para la minimización de costos en la construcción de nuevos alimentadores y subestaciones en la red de subtransmisión de ELEPCO S.A.
- Analizar el modelo de optimización propuesto mediante el software AMPL para el análisis de resultados obtenidos en la red de subtransmisión de ELEPCO S.A.

2.7. SISTEMA DE TAREAS

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
<p>- Investigar el estado de arte mediante fuentes bibliográficas de los modelos de optimización utilizados en la planificación de la expansión de la red subtransmisión.</p>	<p>- Investigación bibliográfica de trabajos relacionados a la expansión de la red de subtransmisión.</p> <p>- Revisión de los métodos de optimización de matemática exacta.</p> <p>- Indagación de costos relacionados a la expansión de la red de subtransmisión.</p>	<p>- Estado del arte de modelos de optimización.</p> <p>- Métodos de optimización destacados.</p> <p>- Evaluación de costos y viabilidad económica.</p> <p>- Recomendaciones y perspectivas futuras.</p>	<p>- Búsqueda bibliográfica en: artículos científicos, tesis, informes técnicos, regulaciones etc.</p> <p>- Análisis de casos de estudio.</p>
<p>- Realizar un modelo de optimización no lineal, para la minimización de costos en la construcción de nuevos alimentadores y subestaciones en la red de</p>	<p>- Análisis de modelos matemáticos previamente desarrollados para la optimización en la expansión de redes de distribución eléctrica.</p>	<p>- Modelo de optimización no lineal basado en MILP para la expansión de la red de subtransmisión.</p> <p>- Resultados de la simulación y</p>	<p>- Microsoft Office</p> <p>- Software AMPL</p> <p>- Modelos de redes de subtransmisión eléctrica propuesta en la literatura.</p>

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
subtransmisión de ELEPCO S.A.	<ul style="list-style-type: none"> - Simulación del modelo matemático de optimización. - Validación del modelo de optimización. 	<ul style="list-style-type: none"> análisis comparativo. - Validación del modelo y aplicación práctica. 	
<ul style="list-style-type: none"> - Analizar el modelo de optimización propuesto mediante el software AMPL para el análisis de resultados obtenidos en la red de subtransmisión de ELEPCO S.A. 	<ul style="list-style-type: none"> - Recopilación de información acerca del caso base de la red de subtransmisión eléctrica del cantón Latacunga. - Aplicación del modelo de optimización y análisis de resultados del caso base. 	<ul style="list-style-type: none"> - Descripción del caso base de la red de subtransmisión eléctrica. - Resultados de la aplicación del modelo de optimización. - Análisis e interpretación de los resultados. 	<ul style="list-style-type: none"> - Google Earth - Software AMPL - Solucionador Knitro de NEOS Server - Microsoft Office

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1. ANTECEDENTES

En el año 2010, S. Jalilzade y A. Bagheri [4] propone un nuevo enfoque para la planificación de la expansión del Sistema de Subtransmisión (SS), utiliza un método denominado algoritmo genético estándar, es un enfoque de búsqueda aleatoria que puede emplearse para resolver sistemas de ecuaciones no lineales y optimizar problemas complejos, puede comenzar con estimaciones iniciales débiles y mejorarlas mediante un proceso evolutivo de adaptación, manipula cadenas binarias que representan posibles soluciones al problema, puede aplicarse a una amplia gama de problemas prácticos, como la planificación de la expansión de una red de transporte, además, el algoritmo genético típicamente incluye tres operadores genéticos fundamentales: reproducción, recombinación y mutación. El objetivo de este proceso es determinar la carga total de cada subestación, encontrar los mejores números y tamaños de transformadores en situaciones de contingencia. Si se decide ampliar una subestación existente, el costo de ampliación se enfoca únicamente en mejorar los transformadores. Sin embargo, si se elige construir una nueva subestación, el costo de ampliación incluirá el terreno, los equipos y los transformadores necesarios.

El presente trabajo expone un modelo matemático del planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica, presenta un modelo matemático del tipo Lineal Entero Mixto (PLEM) el cual incluye una función objetivo asociada al costo de diseño del sistema y una serie de restricciones que reflejan los requerimientos técnicos, por lo tanto, la planificación de un sistema de distribución tiene como propósito principal determinar la configuración óptima de la red, cuantificar el costo de inversión y ubicar en el momento indicado la construcción de las distintas partes de la red, con el fin de alcanzar costos globales mínimos asociados a la operación, expansión y construcción de dicho sistema [1].

En el año 2013, A. Mejía [5] realizó un estudio centrado en el problema del planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica usando modelos de optimización multiobjetivo, el presente trabajo propone una metodología empleando como técnica de solución un algoritmo (NSGA-II) donde se emplean diferentes modelos matemáticos todos con dos funciones objetivos, esto radica en una mejor aproximación del modelo matemático empleado para describir los sistemas reales, ya que las empresas encargadas de la planeación toman en cuenta diversos aspectos ambientales, económicos, seguridad, confiabilidad, entre otros. Esto permite tener una amplia gama de soluciones de gran calidad, lo cual podría evitar la instalación de

elementos sobredimensionados que ocasionen elevados costos de inversión, elementos sobrecargados que pueden ocasionar problemas operativos de voltajes, altos niveles de pérdidas, congestión de líneas y transformadores.

En el año 2013, M. Escobar [6] analizó cómo el direccionamiento de los escenarios de generación y demanda afecta la solución del problema de planificación de la expansión de redes eléctricas de menor costo, en este trabajo se utiliza el modelo DC y sus variantes para representar la red de transmisión y subtransmisión, se le reconoce como una opción óptima para abordar el desafío del planeamiento de la expansión de la red de transmisión y subtransmisión, habiendo demostrado consistentemente su efectividad en numerosas investigaciones, en esta investigación se usa un software AMPL y el *solver* CPLEX. Este último resuelve problemas del tipo lineal entero mixto, el cual corresponde a la naturaleza del modelo lineal disyuntivo. El propósito es evaluar costos al incorporar diferentes escenarios de generación y carga en el proceso de planificación de redes de transmisión utilizando modelos de transporte, híbrido lineal, DC y disyuntivo que permita representar la red eléctrica.

Por otra parte J. Home en el año 2014, [7] en su proyecto de tesis determina una metodología para planificar la expansión del sistema eléctrico de distribución, en zonas donde se presenta crecimiento de la demanda y aparición de nuevas cargas, la técnica de optimización búsqueda tabú, se muestra como una herramienta eficiente en la solución del problema de planeamiento multietapa, a su vez tiene como base la planificación estática ya que repite tantas veces como periodos halla en el horizonte, aumentando las demandas del sistema a cada etapa y teniendo como punto de partida la configuración encontrada en etapas anteriores, para finalmente proponer un plan de expansión, con el mejor plan de inversión en una red que cumpla con las restricciones técnicas y operativas, ubicación, dimensionamiento y redimensionamiento de subestaciones, así como la incorporación de nuevos alimentadores.

En el año 2014, N. Melchor [8] su proyecto de investigación se centra en la búsqueda de algoritmos eficientes que puedan ser implementados en conjunto con el algoritmo genético de Chu-Beasley, para abordar el problema de programación lineal, se utilizó como metodología de solución un algoritmo dual simplex canalizado que emplea un cuadro simplex reducido. Además, se utilizó un modelo de flujo DC modificado que permite aprovechar las características del algoritmo dual simplex canalizado para alcanzar la solución óptima del problema de programación lineal de manera más rápida, con el objetivo de reducir la carga computacional de esta técnica metaheurística de optimización y poder determinar las adiciones

necesarias de líneas de transmisión o transformadores, así como la repotenciación de los existentes, esto se realiza con el fin de minimizar los costos de inversión asociados a la construcción de estos elementos, la solución final, alcanzar un costo mínimo y satisfacer toda la demanda de energía de los usuarios finales, manteniendo la energía no suministrada por debajo de un umbral establecido al inicio del problema de planeamiento.

Tomando en cuenta el estudio de la metodología general para la planeación y optimización de la expansión óptima de redes generales de distribución (RGD), en el año 20019, G. López [9] analizo que el sistema de distribución alcanza rápidamente puntos críticos mediante el cual la nueva generación distribuida (GD) y fuentes de energía renovables no se pueden integrar sin grandes inversiones y sin considerar el crecimiento, se desarrolla una metodología de planificación que considera un estudio para evaluar la capacidad de los alimentadores de la GD en las RGD y se analiza el crecimiento de la GD fotovoltaica a nivel nacional, se agrega un enfoque que determina la ubicación óptima de la generación distribuida fotovoltaica (GDFV) en las RGD utilizando el algoritmo del murciélago, con el objetivo de minimizar las pérdidas, para garantizar la confiabilidad y operación eficiente de una red de distribución, considerando el crecimiento de la demanda y la ubicación óptima de la GD, cumpliendo con la ley de la industria eléctrica, políticas públicas y estándares nacionales e internacionales.

La planificación y ejecución del Plan de Expansión de la Distribución, generará impacto en el desarrollo productivo y económico del País, considera el abastecimiento de la demanda para el período 2018-2027 bajo los escenarios de crecimiento. En la provincia de Cotopaxi 98 % de la demanda requerida por ELEPCO S.A. proviene del sistema nacional interconectado (SNI), el 60 % de la demanda de la Empresa se encuentra conectada a la Subestación Mulaló propiedad de CELEC-EP TRANSELECTRIC, esta subestación se encuentra en zona de riesgo debido a los lahares que se generarían por una posible erupción del volcán Cotopaxi, esto dividirá en 2 zonas el área de suministro de energía eléctrica de ELEPCO S.A., una zona oriental y otra zona occidental, al utilizar modelos analíticos espaciales basados en la información que proporcionan los sistemas de control, interrupciones, administración de redes en tiempo real y un análisis especializado, tiene la finalidad de mejorar la gestión técnica en los ámbitos de construcción, operación, mantenimiento, pérdidas técnicas y el bienestar de la sociedad, consolidándose el compromiso de las Empresas Eléctricas de Distribución con lo técnico, económico, social y ambiental [3].

En el año 2020, J. Ramos [10] identificó un estudio de la expansión de los sistemas eléctricos de distribución en media tensión considerando generación distribuida basado en programación lineal entera mixta, aplica un método semiheurístico, se desarrolla un programa en MATLAB 2016 donde su función es tomar los modelos desde una base de datos construida para los modelos de restricción y de carga para exportarlos a NEOS, incluye características muy atractivas debido al análisis disyuntivo que ocupa, presentan más de una alternativa de diseño técnico e inversión económica, este análisis le permite buscar posibles soluciones hasta llegar a una que se ajuste a las necesidades deseadas, con el objetivo de alcanzar un plan de inversión óptimo a un coste mínimo, cumpliendo con los requisitos de seguridad y calidad.

En el año 2022, L. Amaya y M. Campaña [11] en su proyecto de investigación propusieron una metodología alternativa para diseñar de manera óptima un sistema eléctrico de distribución sobre un área urbana real, la metodología propuesta en este artículo consta de 4 etapas, mediante modelos de optimización y teoría de grafos, en la primera etapa consiste en la georreferenciación de la nueva urbanización, en la segunda etapa se emplea un modelo de optimización lineal entera para minimizar el número de transformadores necesarios, en la tercera etapa se procede a instalar postes en todas las calles, esto permite formar una malla factible o "mesh factible" y en la cuarta etapa, se procede a identificar y georreferenciar el punto de inicio de la nueva red de media tensión. Luego, se busca obtener la ruta más corta para el alimentador primario de la red usando el segundo modelo, se utilizó como herramienta de comprobación al extraer un polígono de red de medio voltaje (MT) de la página web de una empresa distribuidora (plataforma GIS) por lo tanto, se considera una nueva urbanización tipo residencial que ha sido estratificada como usuarios tipo B, con la finalidad de dotar energía eléctrica, con todas las exigencias técnicas que impone el ente regulador, buena calidad de energía y al mínimo costo.

En el año 2022, M. Saltos, A. Velásquez, M. Aguirre, A. Villamarín, R. Haro y D. Ortiz [12] en su proyecto proponen una metodología para determinar el dimensionamiento y la ubicación óptima de recursos energéticos distribuidos considerando sistemas fotovoltaicos (PV) y el almacenamiento por baterías (BESS), la metodología presenta dos etapas principales, en la primera fase se emplea el método de Monte Carlo para simular la amenaza y evaluar cómo afecta a la infraestructura del sistema de distribución (subestaciones y postes eléctricos de hormigón armado), esto se logra mediante el uso de curvas de vulnerabilidad, en la segunda fase se aborda un problema de optimización estocástica para determinar la ubicación y tamaño óptimos de los recursos energéticos distribuidos, esto se logra mediante la resolución de una

Corriente continua-Flujo de potencia óptimo (DCOPF) incorporando un modelo de pérdidas linealizado, tiene como finalidad aumentar la capacidad de recuperación de los sistemas de distribución eléctrica frente a desastres naturales, causados por erupciones volcánicas, mediante medidas de fortalecimiento y mitigación de daños.

3.2. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

La distribución eléctrica constituye la etapa final en el suministro de electricidad hacia los consumidores, siguiendo un flujo unidireccional que inicia en la generación, continúa en la transmisión y concluye en la distribución [13], como se indica en la Figura 3.1.

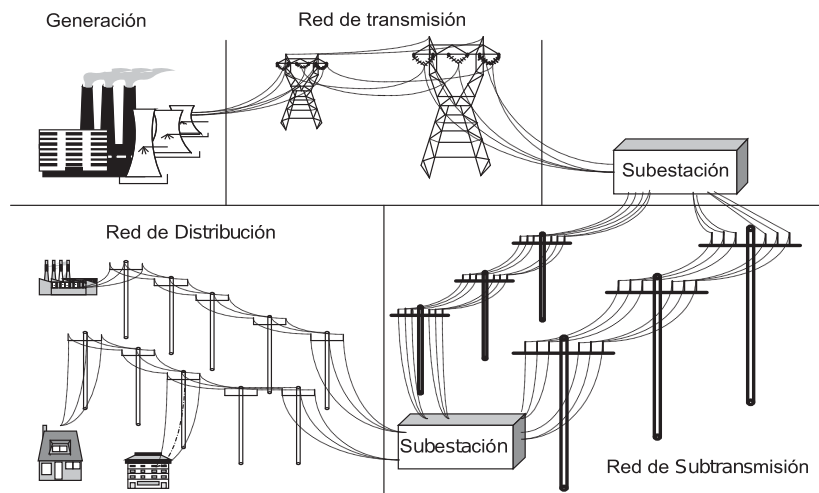


Figura 3.1 Sistema de suministro de electricidad [14].

3.2.1. Niveles de voltaje

Los niveles de voltaje varían de acuerdo con la distancia, al tamaño y tipo de carga (residencial, comercial e industrial). En general, podemos identificar dos niveles de voltaje de distribución: Medio Voltaje (MV) y Bajo Voltaje (LV) que se detallan en la Tabla 3.1, los cuales son comúnmente utilizados en América del Norte y Europa [14].

Tabla 3.1 Niveles de voltaje de América del Norte y Europa [14].

Tipo de Voltaje	Sistema Norte América	Sistema Europeo
Voltaje de distribución primaria (línea a línea)	Desde 4 a 35 kV	Desde 6.6 a 33 kV
Voltaje secundario trifásica (línea a línea)	208, 480 o 600 V	380, 400 o 416 V
Voltaje secundario monofásica (línea a neutro)	120/240, 277 o 347 V	220, 230 o 240 V

En Ecuador, según la regulación ARCERNNR – 002/20 (Codificada), se considera que el Medio Voltaje abarca valores mayores a 0.6 kV y menores o iguales a 40 kV , mientras que el Bajo Voltaje se refiere a valores menores o iguales a 0.6 kV [3].

3.2.2. Topología

La topología de la red de distribución se puede clasificar en:

Radial

Esta configuración se destaca por su simplicidad y bajo costo inicial, compuesta por varias líneas de alimentación de bajo voltaje como se indica en la Figura 3.2, se emplea principalmente en distancias cortas y en áreas urbanas donde la subestación está ubicada dentro de la ciudad. Sin embargo, cuando ocurre una falla en alguna de las líneas se interrumpe el suministro a todos los usuarios, debido que está conformado por un solo distribuidor y alimentador [14].

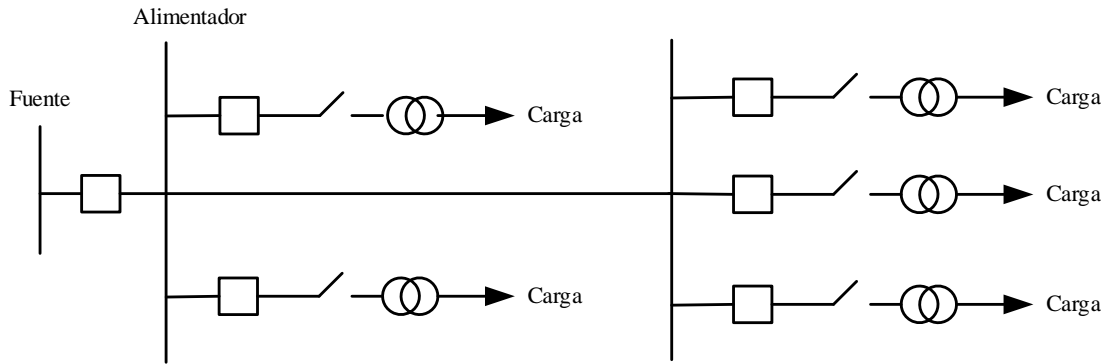


Figura 3.2 Distribución eléctrica de forma radial [14].

Anillo

La configuración en forma de anillo es más confiable que la configuración radial, ya que ante cualquier parte de corte que pueda ocurrir en el alimentador, el suministro de electricidad seguirá estando disponible. Esto se debe a que sigue un camino cerrado en el cual se regresa siempre al punto de partida. En la Figura 3.3 se puede observar la configuración en anillo que inicia desde las barras de distribución de la subestación, se extiende hacia los consumidores y luego regresa a la subestación.

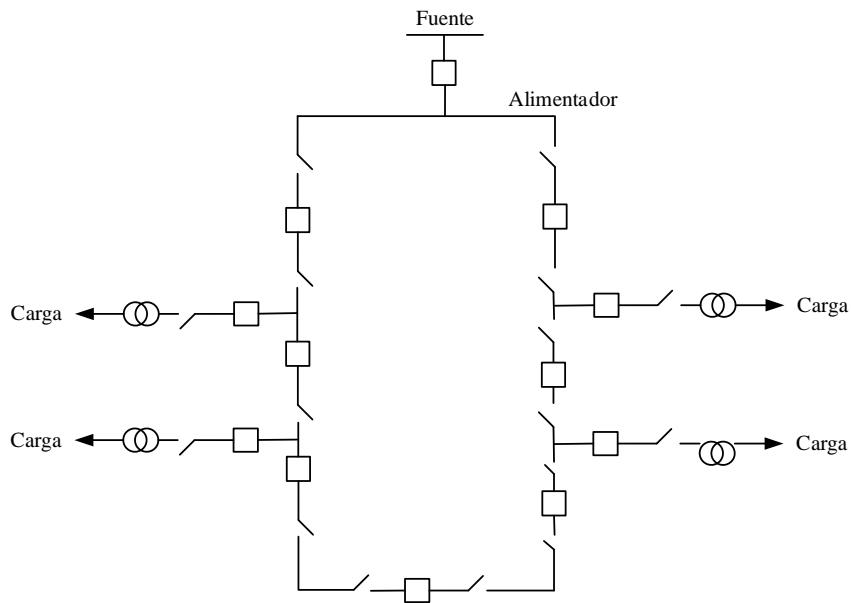


Figura 3.3 Distribución eléctrica en forma de anillo [14].

Interconectado

El sistema está compuesto por un anillo formado por dos o más fuentes como se indica en la Figura 3.4, lo cual mejora tanto la confiabilidad como la eficiencia del servicio. La presencia de múltiples fuentes de generación eléctrica permite satisfacer la demanda durante las horas pico.

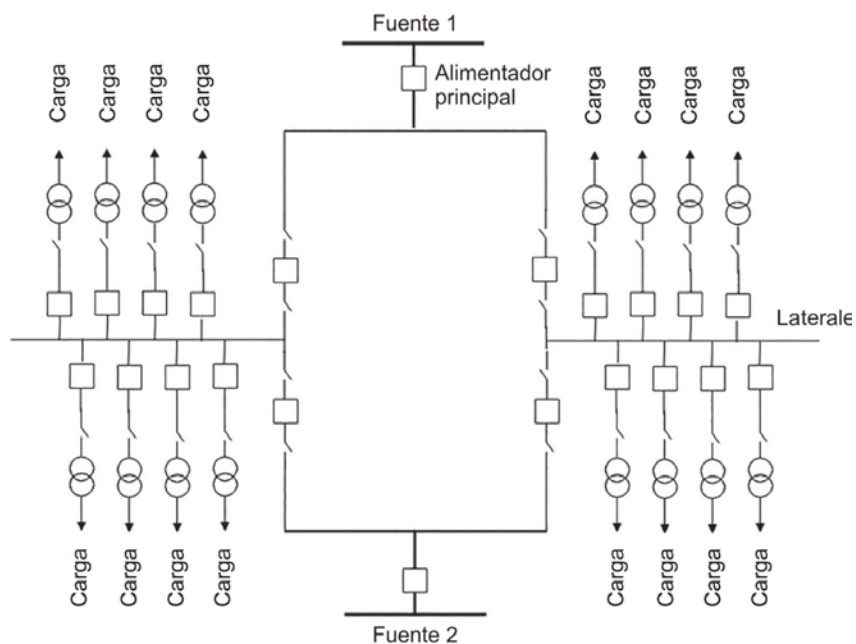


Figura 3.4 Distribución eléctrica interconectado [14].

3.2.3. Elementos del sistema de distribución

En la Figura 3.5 se muestra la estructura de la red de distribución, la cual suele estar compuesta por [14]:

- Subestación de baja tensión.
- Líneas de alimentación: son conductores encargados de transportar la electricidad de baja tensión desde la subestación de distribución.
- Transformadores de distribución: disminuye la tensión de entrada. En el caso de transformadores monofásicos, la tensión se reduce típicamente entre 110 a 120 V, mientras que en transformadores trifásicos la reducción es entre 220 a 240 V.
- Distribuidores: son las acometidas que tiene el usuario final.
- Red de servicio: se define como el sistema de distribución eléctrica que se extiende desde la subestación hasta el usuario final.
- Interruptores, dispositivos de protección, medición y otros componentes que forman parte del sistema de distribución.

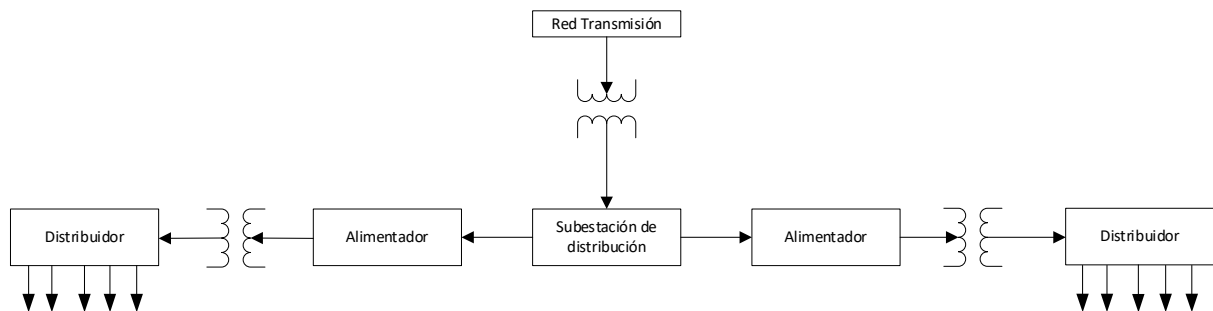


Figura 3.5 Estructura de la red de distribución eléctrica [14].

3.2.4. Características de un sistema de distribución ideal

Tensión adecuada

Se refiere a las variaciones de voltaje con respecto al valor nominal, las cuales deben ser mínimas. Cuando el voltaje es bajo, puede ocasionar problemas económicos, afectar la calidad de la iluminación y aumentar el riesgo de daños en equipos eléctricos. Por otro lado, cuando el voltaje supera el valor nominal, se corre el riesgo de dañar los electrodomésticos conectados a la red eléctrica [14].

Disponibilidad de energía bajo demanda

Considera que los consumidores deben tener acceso ininterrumpido de la energía cuando la necesiten, teniendo en cuenta la variación en la demanda energética a lo largo del tiempo [14].

Sistema fiable

El suministro de electricidad hacia los consumidores debe estar disponible las 24 horas del día, sin interrupciones, debido a su importancia en las actividades diarias de las personas, para garantizar una mayor fiabilidad del sistema eléctrico, se pueden implementar medidas como [14]:

- Interconexión
- Sistema de control automático
- Incorporación de instalaciones de reserva

3.2.5. Conductores

Los conductores eléctricos son materiales que permiten el flujo de corriente eléctrica, están compuestos principalmente por metales, como el cobre y el aluminio que tienen alta conductividad eléctrica, son fundamentales en la transmisión de energía y en la construcción de circuitos eléctricos.

Conductor ASCR aleación aluminio - acero

Este tipo de conductor concéntrico se caracteriza principalmente por poseer un núcleo con aleación de aluminio y refuerzos de alambre de acero lo que lo convierte en un cable de alta resistencia y eficiencia. Este tipo de conductor se utiliza principalmente en aplicaciones de transmisión de energía de larga distancia [15].

Conductor ACAR aleación aluminio - aluminio

Es un conductor eléctrico que combina un núcleo de aleación de aluminio con refuerzos de alambre de aluminio, este cable se utiliza en aplicaciones de transmisión de energía eléctrica que requieren alta resistencia y capacidad de carga a larga distancia, es adecuado para soportar condiciones climáticas adversas y tensiones mecánicas, lo que lo hace ideal para su uso en diversos entornos de transmisión de energía [16].

Conductor ASC aluminio trenzado

Es un tipo de conductor concéntrico que está conformado únicamente por aluminio desnudo, este diseño de trenzado proporciona flexibilidad al conductor y lo hace adecuado para diversas aplicaciones, como la distribución de energía eléctrica en líneas aéreas. El uso de aluminio en el conductor contribuye a su ligereza y conductividad eléctrica [15].

Conductor de cobre para aterrizamiento

Es un conductor concéntrico, fabricado con cobre electrolítico estirado, es ampliamente utilizado en sistemas de puesta a tierra. Su alta conductividad, capacidad para resistir temperaturas bajo cero y temple flexible convirtiéndolo en una opción confiable y versátil [15].

3.3. SISTEMA POR UNIDAD

Una fase previa en los análisis de los sistemas eléctricos de potencia es el adimensionamiento y normalización de todas las magnitudes eléctricas y parámetros del sistema. Este escalado se realiza dividiendo el valor de la variable por un valor base o de referencia, pasando así de valores de las magnitudes en unidades físicas a valores en tanto por uno o "por unidad" (p.u.).

$$valor_{p.u.} = \frac{valor\ de\ la\ variable}{valor\ base} \quad (3.1)$$

Estos valores base, que se hacen coincidir con los valores nominales en la medida de lo posible, son los módulos de las magnitudes eléctricas principales: U_B, I_B, S_B, Z_B .

Por regla general, se suelen tomar como magnitudes base la tensión en un punto del sistema y una potencia base común a todo el sistema (U_B y S_B) [17].

3.3.1. Sistemas monofásicos

Dadas la tensión y potencia base monofásica U_{B1} y S_{B1} , el resto de las magnitudes base se hallan a partir de las siguientes relaciones [17]:

$$I_{B1} = \frac{S_{B1}}{U_{B1}} \quad (3.2)$$

$$Z_{B1} = \frac{U_{B1}^2}{S_{B1}} \quad (3.3)$$

3.3.2. Sistemas trifásicos

Las magnitudes base en un sistema trifásico se obtienen de forma similar a las de un sistema monofásico. Se adopta como tensión base la tensión de línea en un punto del sistema y como potencia base una potencia trifásica común para todo el sistema: U_B y S_B . La intensidad base de línea y la impedancia base se obtienen de las ecuaciones:

$$I_B = \frac{S_B}{U_B \sqrt{3}} \quad (3.4)$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} \quad (3.5)$$

Una de las ventajas de trabajar en p.u. en sistemas trifásicos equilibrados es que las magnitudes de fase y de línea coinciden en p.u. cuando se adoptan como magnitudes base monofásicas las siguientes:

$$U_{B1} = \frac{U_B}{\sqrt{3}} \quad (3.6)$$

$$S_{B1} = \frac{S_B}{3} \quad (3.7)$$

$$I_{B1} = I_B \quad (3.8)$$

Dado un circuito eléctrico con valores dimensionales, convertirlo en un circuito adimensional con valores en p.u. consiste simplemente en dividir cada magnitud por su valor base [17]:

$$U[V] \leftrightarrow U_{pu} = \frac{U}{U_{Base}} \quad (3.9)$$

$$I[A] \leftrightarrow I_{pu} = \frac{I}{I_{Base}} \quad (3.10)$$

$$Z[\Omega] \leftrightarrow Z_{pu} = \frac{Z}{Z_{Base}} \quad (3.11)$$

3.4. NORMATIVA

Para el desarrollo del presente proyecto de investigación se utilizó diferentes regulaciones las cuales han sido elaboradas por organismos gubernamentales como es la ARCERNNR (Agencia de Regulación y Control de Electricidad y Recursos Naturales No Renovables), la cual es una entidad de carácter técnico administrativo, encargada de establecer los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica y definir los procedimientos de medición, registro y evaluación a ser cumplidos por las empresas eléctricas de distribución y consumidores, según corresponda. La presente regulación es de cumplimiento obligatorio para las empresas eléctricas de distribución, CENACE (Operador Nacional de Electricidad) cuando corresponda, y para los consumidores regulados y no regulados conectados a la red de distribución [18].

3.4.1. Niveles de voltaje

Se definen los siguientes valores de niveles de voltaje [18]:

- Bajo voltaje: menor o igual a 0,6 kV;
- Medio voltaje: mayor a 0,6 kV y menor o igual a 40 kV;
- Alto voltaje Grupo 1: mayor a 40 kV y menor o igual a 138 kV; y,
- Alto voltaje Grupo 2: mayor a 138 kV.

3.4.2. Límites de voltaje

En la Tabla 3.2 se muestran los rangos de voltaje admitidas por nivel de voltaje [18].

Tabla 3.2 Rango de voltaje admitidos [18].

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

3.4.3. Límites de sobrecarga en líneas y equipamientos existentes

En el largo plazo, no habrá sobrecargas permanentes. En el corto y muy corto plazo, se pueden establecer límites de sobrecarga basados en la duración. En todos los casos, se evitarán temperaturas máximas que afecten la vida útil de los equipos. La ampliación de capacidad de transformación se evalúa cuando la carga de los equipos existentes alcanza el 80% de su capacidad máxima [19].

3.4.4. Límites de operación para generadores

El Artículo 28 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) establece que los Agentes son responsables del control de potencia reactiva. CENACE verifica el cumplimiento de la calidad del servicio basado en el equipamiento declarado [20].

Los generadores deben entregar potencia hasta el 95% de su límite máximo, ya sea inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de las máquinas. En casos temporales, el CENACE puede solicitar que entreguen el 100% de su capacidad de generación de reactivos en intervalos de hasta 30 minutos, manteniendo las condiciones normales de operación de la unidad [20].

3.5. PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

3.5.1. Etapas de la planificación

En la Figura 3.6 se muestra un diagrama de flujos de las principales etapas de la planificación de un sistema de distribución eléctrica:

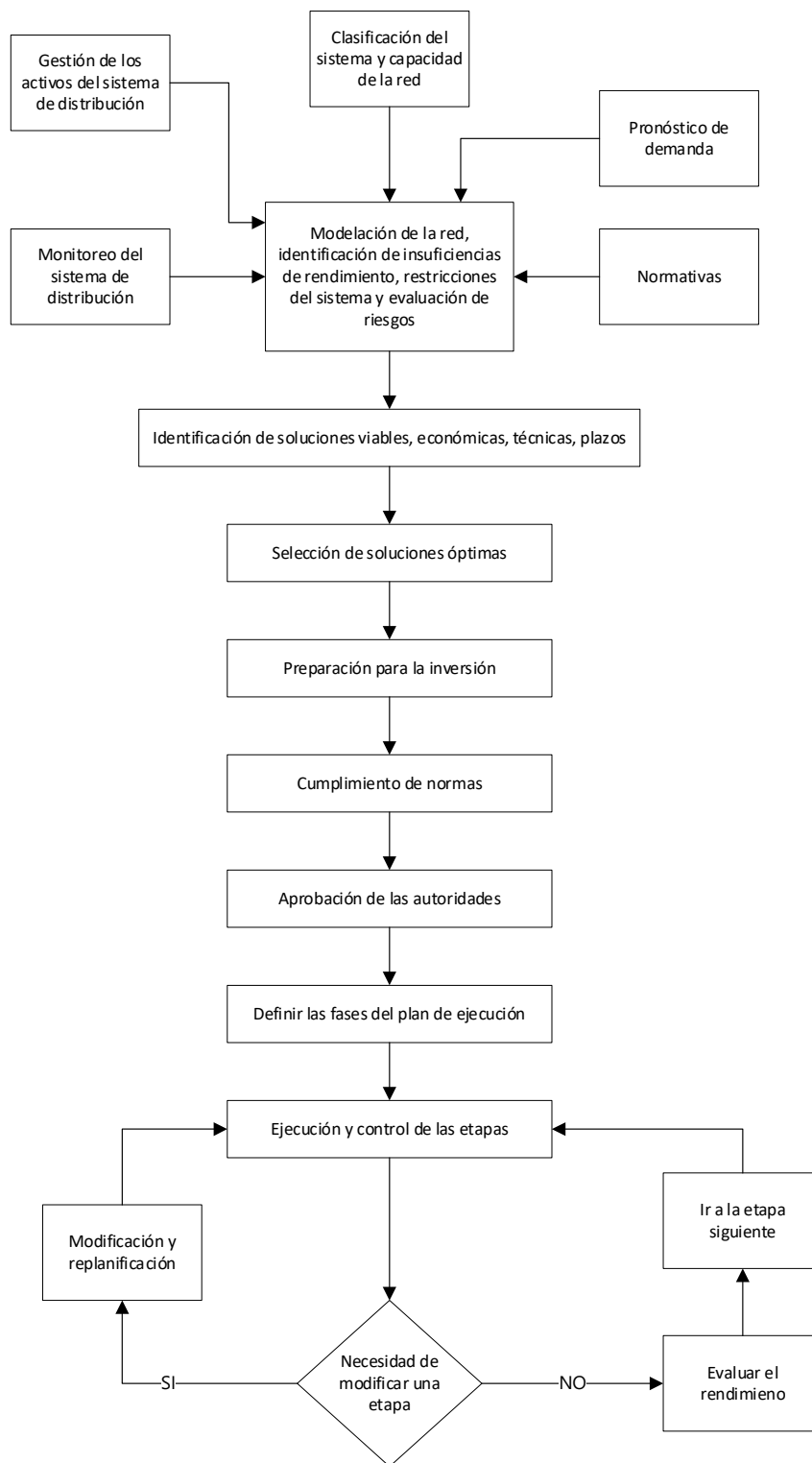


Figura 3.6 Diagrama de flujo del proceso de planificación del sistema de distribución [14].

Al diseñar un sistema de distribución, es importante tener en cuenta lo siguiente [21].

- Tipo de sistema eléctrico: Corriente Alterna (CA) o Corriente Continua (CC), si es AC monofásica o polifásica.
- Topología de la red: radial, anillo o interconectado.
- Tipo de construcción: área o subterránea.

3.5.2. Factores que afectan el proceso de planificación

Proyección de la demanda

La estimación de la demanda se basa en el comportamiento social, la actividad y la carga de los consumidores, así como las condiciones meteorológicas. Esto ayuda a los planificadores a identificar la solución óptima, ya sea aumentar la capacidad de las subestaciones o maximizar el rendimiento de los equipos del sistema [14].

Política de planificación

La planificación del sistema de distribución debe evaluarse como un proceso de inversión, considerando costos fijos y el funcionamiento de la red. Esto implica la posibilidad de adquirir o mejorar ciertas partes de la red, lo que se conoce como gestión de activos como se indica en la Figura 3.7. De esta manera, se determina qué acciones se deben tomar y cuándo es necesario contratar empresas para el diseño de la red de distribución [14].

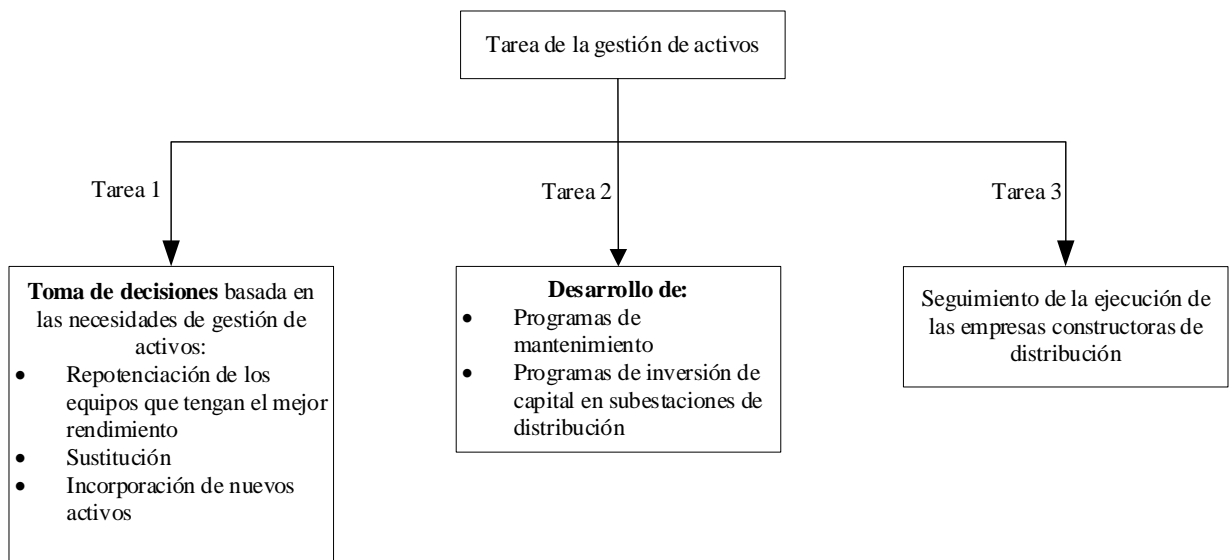


Figura 3.7 Tareas del gestor de activos [14].

Monitoreo del sistema

El proceso evalúa el estado del sistema de distribución eléctrica con el fin de incorporar programas de mantenimiento y optimización. El primer paso implica supervisar y medir los parámetros físicos utilizando sensores que convierten las magnitudes físicas en señales eléctricas. En segundo lugar, se recopilan los datos y se amplifican y procesan las señales de salida. La tercera etapa comprende el análisis de los datos obtenidos en comparación con los valores de referencia (condición normal) para detectar posibles anomalías en el sistema. Finalmente, la cuarta etapa consiste en identificar la falla, proporcionando información sobre su ubicación, tipo y el estado de la red afectada [14]. En la Figura 3.8 se indican los componentes que conforman el sistema de monitoreo de distribución.

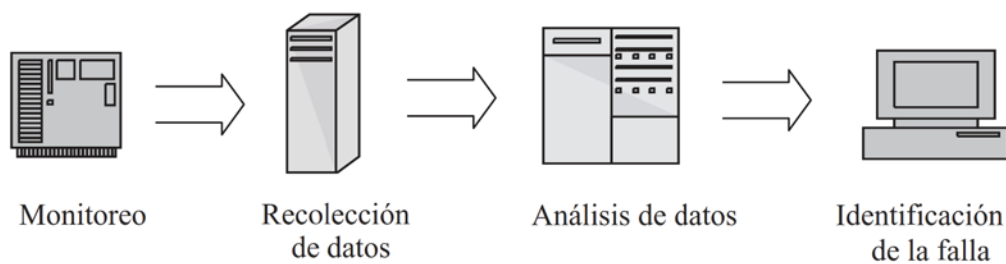


Figura 3.8 Componentes del sistema de monitoreo de distribución [14].

Estándares de planificación de la fiabilidad

La planificación del sistema de distribución debe considerar aspectos económicos y técnicos. Las interrupciones pueden deberse a mantenimiento, fallos, perturbaciones, daños en componentes o descargas atmosféricas. El suministro eléctrico debe estar disponible en todo momento, por lo que es necesario cumplir con las normativas de fiabilidad del sistema de distribución [14].

3.6. ALIMENTADORES

3.6.1. Definición

Es un conductor o conjunto de conductores diseñado para transportar energía eléctrica desde una fuente centralizada, como una subestación eléctrica, hacia puntos de consumo dispersos, se utilizan para distribuir eficientemente la energía a lo largo de distancias relativamente largas, ya sea en redes residenciales, comerciales o industriales, forman parte de un sistema eléctrico más amplio y su objetivo principal es suministrar energía de manera segura y confiable a los dispositivos y equipos eléctricos conectados a ellos [22].

3.6.2. Costos

Los costos de alimentadores de distribución están formados por [23]:

- Costos de inversión
- Costos de pérdida de energía
- Costo de pérdida de capacidad

El costo total de un alimentador de distribución está definido por:

$$T AFC = A IC + A EC + A DC \quad (3.12)$$

Donde:

T AFC: Costo total anual del alimentador por unidad de longitud

A IC: Costo de inversión anual por unidad de longitud

A EC: Costo anual de energía por unidad de longitud

A DC: Costo anual de la demanda por unidad de longitud

3.7. SUBESTACIONES

3.7.1. Definición

Una subestación eléctrica forma parte de un sistema de generación, transmisión y distribución de electricidad, donde se lleva a cabo la transformación de la tensión de baja a alta y viceversa, además de desempeñar otras funciones importantes. La energía eléctrica fluye a través de varias subestaciones desde las centrales generadoras hasta los consumidores finales, experimentando cambios en su nivel de tensión [24].

3.7.2. Clasificación de las Subestaciones Eléctricas

Subestación de transmisión

Una subestación de transmisión establece la conexión entre dos o más líneas de transmisión. El escenario más básico ocurre cuando todas las líneas tienen el mismo nivel de voltaje.

Subestaciones Distribución Primaria.

Una subestación de distribución es responsable de transferir energía eléctrica desde el sistema de transmisión hacia el sistema de distribución de un área particular.

Subestaciones de Conmutación.

Existe un tercer tipo de subestación conocida como Subestación de Conmutación ("Switching Substation"), la cual se distingue por la ausencia de transformadores y opera a una única tensión de transmisión [24].

3.7.3. Costos

Cada subestación requiere información específica, como su capacidad, ubicación y los costos fijos y variables asociados. Los costos fijos de una subestación engloban los gastos de los transformadores y otros equipos, así como los costos de construcción. Por otro lado, los costos variables de una subestación comprenden las pérdidas de potencia en los transformadores y los costos anuales de operación y mantenimiento.

La fórmula para calcular el costo total de una subestación es la siguiente:

$$TASC = AIC_{tr} + AVC_{tr} \quad (3.13)$$

Donde: AIC_{tr} y AVC_{tr} representan el gasto anual de inversión y el gasto variable anual de la subestación, respectivamente.

Para determinar el costo de las pérdidas en una subestación, es importante considerar las pérdidas en el núcleo y en el cobre. Estas pérdidas se calculan de la siguiente manera:

$$AVC_{tr_{Fe}} = (ga_K + 8760f_E)P_0 \quad (3.14)$$

$$AVC_{tr_{Cu}} = (ga_K + 8760f_E)P_{cun} \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \quad (3.15)$$

Donde:

f_E : Costo de la energía

P_0 : Pérdidas en el núcleo del transformador

S_n : Potencia nominal del transformador

n : Enésimo año

Por lo tanto, el coste anual de pérdidas de la subestación es la suma del coste de las pérdidas en el núcleo y en el cobre, es decir:

$$AVC_{tr} = AVC_{tr_{Fe}} + AVC_{tr_{Cu}} \quad (3.16)$$

En estudios anteriores de optimización del diseño de sistemas de distribución, el coste de explotación debido a las pérdidas de los transformadores no se incluía en los modelos matemáticos [23].

3.8. PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA EXACTA

3.8.1. Definición

Es el acto, proceso o metodología de hacer que algo (como un diseño, sistema o decisión) sea lo más perfecto, funcional o efectivo posible, la optimización existe esencialmente en todo, desde las decisiones simples de la vida diaria hasta los diseños de ingeniería complicados [25].

3.8.2. Métodos de optimización

La función objetivo

La función objetivo es una medida cuantitativa que se utiliza en problemas de optimización para evaluar y cuantificar el desempeño o calidad de una solución que se busca maximizar o minimizar, dependiendo del objetivo del problema [26].

Variables

Son las variables que pueden ser cambiadas o controladas por el algoritmo de optimización para cambiar los resultados y modificar la arquitectura para cumplir los objetivos [25].

Restricciones

Son condiciones o limitaciones (expresadas mediante ecuaciones e inecuaciones) que se imponen en un problema o sistema que ciertas variables están obligadas a satisfacer [26].

3.8.3. Método para resolver problemas de optimización

A continuación, se muestran en la Tabla 3.3 las representaciones matemáticas generales de diversos tipos de problemas de optimización utilizando los métodos clásicos. Estos problemas utilizan funciones (lineales o no lineales) y variables (continuas o discretas/enteras).

En los sistemas de distribución de energía, la mayoría de los problemas de optimización son problemas combinatorios no lineales complejos, de gran escala y de naturaleza entera mixta. Esto significa que el número de soluciones a evaluar crece exponencialmente con el tamaño del sistema, con muchas soluciones óptimas locales y un espacio de búsqueda amplio.

Una amplia variedad de técnicas de optimización es desarrolladas, discutidas y utilizadas. Principalmente, las técnicas de optimización se pueden clasificar según sus metodologías determinista y estocástica [25].

Tabla 3.3 Expresiones matemáticas de los tipos de programación [26].

<p>Programación lineal (LP)</p>	$\min c^t x$ x $Ax = b$ $x \geq 0$ $x \in \mathbb{R}^n, c \in \mathbb{R}^n, \quad A \in \mathbb{R}^{m \times n}, \quad b \in \mathbb{R}^m$
<p>Programación lineal entera mixta (MILP)</p>	$\min c^t x + d^T y$ x $Ax + By = b$ $x, y \geq 0$ $x \in \mathbb{Z}^n, y \in \mathbb{Z}^l, \quad c \in \mathbb{R}^n, \quad d \in \mathbb{R}^l$ $A \in \mathbb{R}^{m \times n}, \quad B \in \mathbb{R}^{m \times l}, \quad b \in \mathbb{R}^m$
<p>Programación cuadrática (QP)</p>	$\min c^t x + \frac{1}{2} x^T Q x$ x $Ax = b$ $x \geq 0$ $x \in \mathbb{R}^n, \quad c \in \mathbb{R}^n, \quad A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ $Q \in \mathbb{R}^{n \times n}, \quad B \in \mathbb{R}^m$
<p>Programación no lineal (NLP)</p>	$\min f(x)$ x $g(x) = 0; \quad h(x) \leq 0$ $l \leq x \leq u$ $f: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}, h: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$

3.8.4. Bus inyección model

El modelo de inyección de bus es el modelo estándar para potencia, análisis y optimización de flujos. Se centra en las variables nodales como voltajes, corrientes e inyecciones de potencia y no tratar directamente con los flujos de energía en ramas individuales. En lugar de variables nodales, el modelo de flujo de rama se enfoca sobre corrientes y potencias en las ramas. Se ha usado principalmente para modelar circuitos de distribución que tienden a ser radial, pero ha recibido mucha menos atención.

Ecuaciones de balance de potencia

$$P_{S_i} - P_{d_i} - \sum P_{i,j} - \sum P_{j,i} = 0 \quad (3.17)$$

$$Q_{S_i} - Q_{d_i} - \sum Q_{i,j} - \sum Q_{j,i} = 0 \quad (3.18)$$

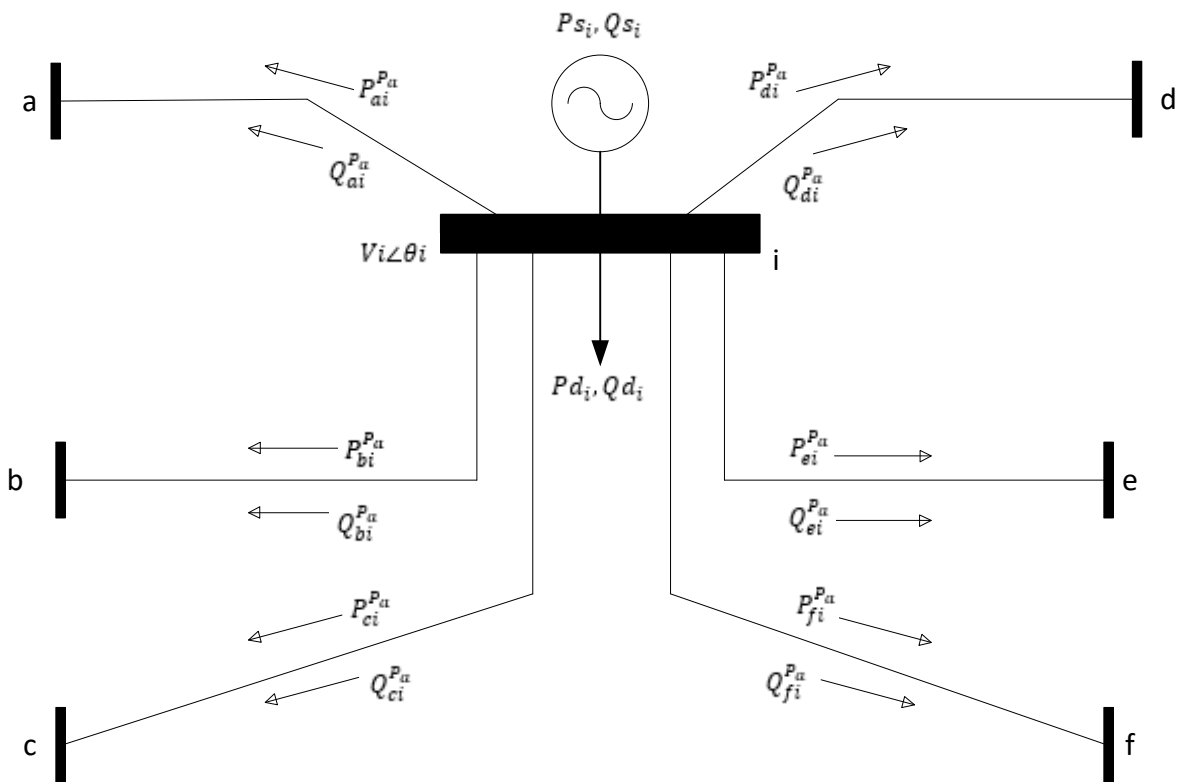


Figura 3.9 Diagrama del balance de potencia (Grupo de investigadores).

Flujos de potencia activa y reactiva:

$$P_{i,j} = V_i^2 - V_i V_j g_{i,j} \cos \theta_{i,j} + V_i V_j b_{i,j} \sin \theta_{i,j} \quad (3.19)$$

$$Q_{i,j} = -b_{i,j} V_i^2 + V_i V_j b_{i,j} \cos \theta_{i,j} - V_i V_j g_{i,j} \sin \theta_{i,j} \quad (3.20)$$

$$P_{j,i} = g_{i,j} V_j^2 - V_i V_j g_{i,j} \cos \theta_{i,j} + V_i V_j b_{i,j} \sin \theta_{i,j} \quad (3.21)$$

$$Q_{j,i} = -b_{i,j} V_j^2 + V_i V_j b_{i,j} \cos \theta_{i,j} - V_i V_j g_{i,j} \sin \theta_{i,j} \quad (3.22)$$

Pérdidas:

$$P_{p,j,i} = P_{i,j} + P_{j,i} \quad (3.23)$$

$$Q_{p,j,i} = Q_{i,j} + Q_{j,i} \quad (3.24)$$

3.8.5. Modelo de línea corta

Se habla de una línea de menos de 80 km, se tiene la capacidad de transmitir hasta 1,5 veces la potencia nominal. En una línea de transmisión corta, normalmente se desprecian la conductancia y la capacitancia en derivación. Los parámetros considerables son la resistencia y la inductancia de la línea, también denominados parámetros en serie de la línea, de modo que la corriente que fluye a través de la línea sigue siendo la misma en toda su longitud.

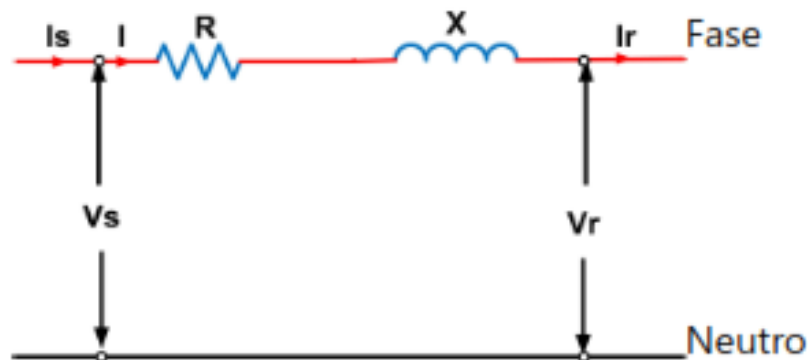


Figura 3.10 Modelo de línea corta [27]

En la Figura 3.10, los símbolos V e I representan la tensión y la corriente, mientras que los subíndices "s" y "r" representan las magnitudes de los extremos emisor y receptor, respectivamente. La resistencia de la línea se representa por R y la reactancia inductiva de la línea se representa por X . La tensión del extremo receptor se toma como fasor de referencia y puede representarse como:

$$V_r = V_r \angle 0^\circ = V_r + j0 \quad (3.25)$$

Para un factor de potencia de retardo, la corriente de línea puede representarse como:

$$I_s = I_r = I \angle \Phi_r = I(\cos \Phi_r - j \sin \Phi_r) \quad (3.26)$$

La impedancia Z de la línea se representa como:

$$Z = R + jX \quad (3.27)$$

La tensión del extremo emisor se expresa como:

$$TAFC = AIC + AEC + ADC \quad (3.28)$$

$$V_s = V_r + IZ \quad (3.29)$$

Simplificando:

$$V_s = (V_r + IR \cos \Phi_r + IX \sin \Phi_r) + j(IX \cos \Phi_r - IR \sin \Phi_r) \quad (3.30)$$

La ecuación (3.30) representa la tensión del extremo emisor de la línea de transmisión corta en términos de la tensión del extremo receptor, la corriente de línea y el factor de potencia del extremo receptor y los parámetros R y X de la línea [27].

4. MATERIALES Y MÉTODO

4.1. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN UTILIZADA

Para optimizar los costos en la expansión de la nueva red de subtransmisión eléctrica de ELEPCO S.A. hacia zona segura, ante el riesgo de deslizamiento de lahares por erupción del volcán Cotopaxi, se utilizaron los siguientes métodos de investigación: observación, deductivo, inductivo y comparativo.

4.1.1. Método de observación

El método consiste en observar y detallar los resultados obtenidos en la optimización de costos en la expansión de la nueva red de subtransmisión eléctrica de ELEPCO S.A., esperando que los datos sean los óptimos.

4.1.2. Método deductivo

El método se refiere a la formulación de premisas o proposiciones, que se relacionan con la cantidad y capacidad de alimentadores y subestaciones necesarios para la expansión de la nueva red de subtransmisión eléctrica de ELEPCO S.A. hacia zona segura.

4.1.3. Método inductivo

El método consiste en observar y analizar los niveles de voltaje, la cargabilidad de alimentadores y subestaciones de la nueva red de subtransmisión eléctrica de ELEPCO S.A., así como los costos relacionados.

4.1.4. Método comparativo

El método comparativo implica analizar los resultados derivados de la optimización de costos para la expansión de la nueva red de subtransmisión eléctrica de ELEPCO S.A. en comparación con los costos propuestos por la propia empresa. Este enfoque busca evaluar si las estrategias de optimización logran reducir los costos de manera significativa y si son consistentes con las estimaciones iniciales de ELEPCO S.A.

4.2. MATERIALES E INSTRUMENTOS

4.2.1. Clasificación de barras

Para el presente trabajo es necesario clasificar las barras de la red, para obtener el flujo de potencia de la red eléctrica como se muestra en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Clasificación de barra en subestaciones

Tipo	Descripción
Slack	Fuente principal del suministro
PV	Posee generadores
PQ	Suministra energía a las cargas

4.2.2. Google Earth

Google Earth es una innovadora aplicación desarrollada por la reconocida empresa Google. Esta herramienta revolucionaria ofrece una experiencia única al proporcionar acceso a imágenes satelitales detalladas y precisa información geográfica sobre diversos lugares y rutas. Además, brinda a los usuarios la oportunidad de llevar a cabo proyectos personalizados, como realizar mediciones, trazar rutas específicas y obtener datos adicionales sobre ubicaciones específica. En el presente trabajo, Google Earth resulta invaluable debido a su capacidad para localizar subestaciones, alimentadores y zonas de riesgo relacionadas con el desplazamiento de lahares durante una posible erupción volcánica del Cotopaxi. Además, nos permite identificar áreas seguras para ubicar nuevas subestaciones y alimentadores. A continuación, en la Figura 4.1, se presenta la interfaz de Google Earth, la cual utilizamos con estos propósitos.

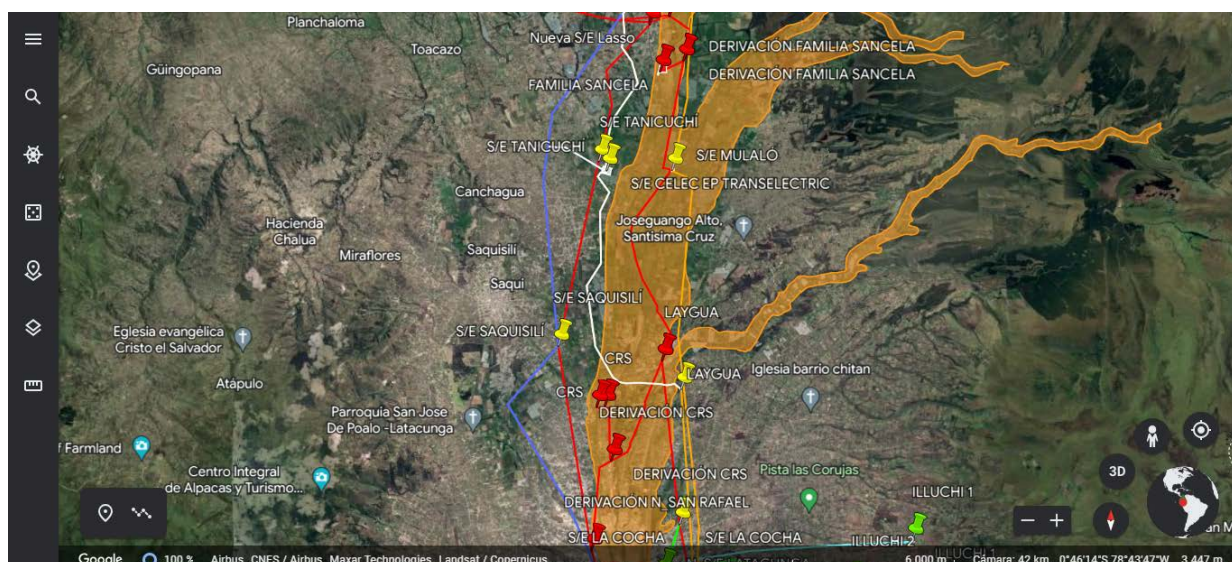


Figura 4.1 Interfaz de Google Earth.

En el **Anexo A y Anexo B**, se indica las coordenadas de las subestaciones (proyectadas y existentes) y alimentadores (proyectadas y existentes) respectivamente, que fueron utilizadas en Google Earth de ELEPCO S.A.

4.2.3. AMPL

AMPL (A Modeling Language for Mathematical Programming) constituye un lenguaje de modelado algebraico con aplicación en programación matemática y optimización. Su plataforma de alto nivel simplifica la creación de modelos de optimización al proporcionar una interfaz intuitiva para la formulación y adaptación de problemas. A través de su sintaxis simple y expresiva, AMPL posibilita la representación simbólica y matemática de cuestiones complejas. Un aspecto destacado es su versatilidad, al ser compatible con diversos solucionadores de optimización. Esta versatilidad permite la resolución de modelos empleando una diversidad de algoritmos y enfoques, en sintonía con las preferencias del usuario.

En el presente trabajo, se emplea AMPL para llevar a cabo la modelación matemática relacionada con la expansión de la red de subtransmisión.

4.2.4. Artelys Knitro

Knitro es un solucionador especializado en la optimización no lineal a gran escala, lo que implica su capacidad para gestionar sistemas complejos caracterizados por numerosas variables y restricciones. El software emplea algoritmos avanzados y técnicas de optimización con el propósito de buscar soluciones óptimas en consonancia con las condiciones específicas del problema en cuestión.

Para obtener el óptimo global en Knitro se utilizará el algoritmo Branch and Bound, activando en Knitro la siguiente opción:

- `option knitro_options 'mip_multistart=1'`.

Para este trabajo se utilizara el solucionador Knitro disponible en NEOS Server .

4.2.5. Excel

Excel es un software de hoja de cálculo desarrollado por Microsoft que se utiliza ampliamente en diversos campos, como negocios, finanzas, ciencia de datos y educación. Para el presente trabajo se utilizará para organizar y analizar los resultados obtenidos por el solucionado Knitro.

4.3. DIAGRAMA DE FLUJO

A continuación, se presenta el diagrama de flujo del procesamiento de las variables en varias etapas, como se muestra en la Figura 4.2. Este diagrama de flujo tiene como objetivo lograr la minimización de costos en la expansión de la red.

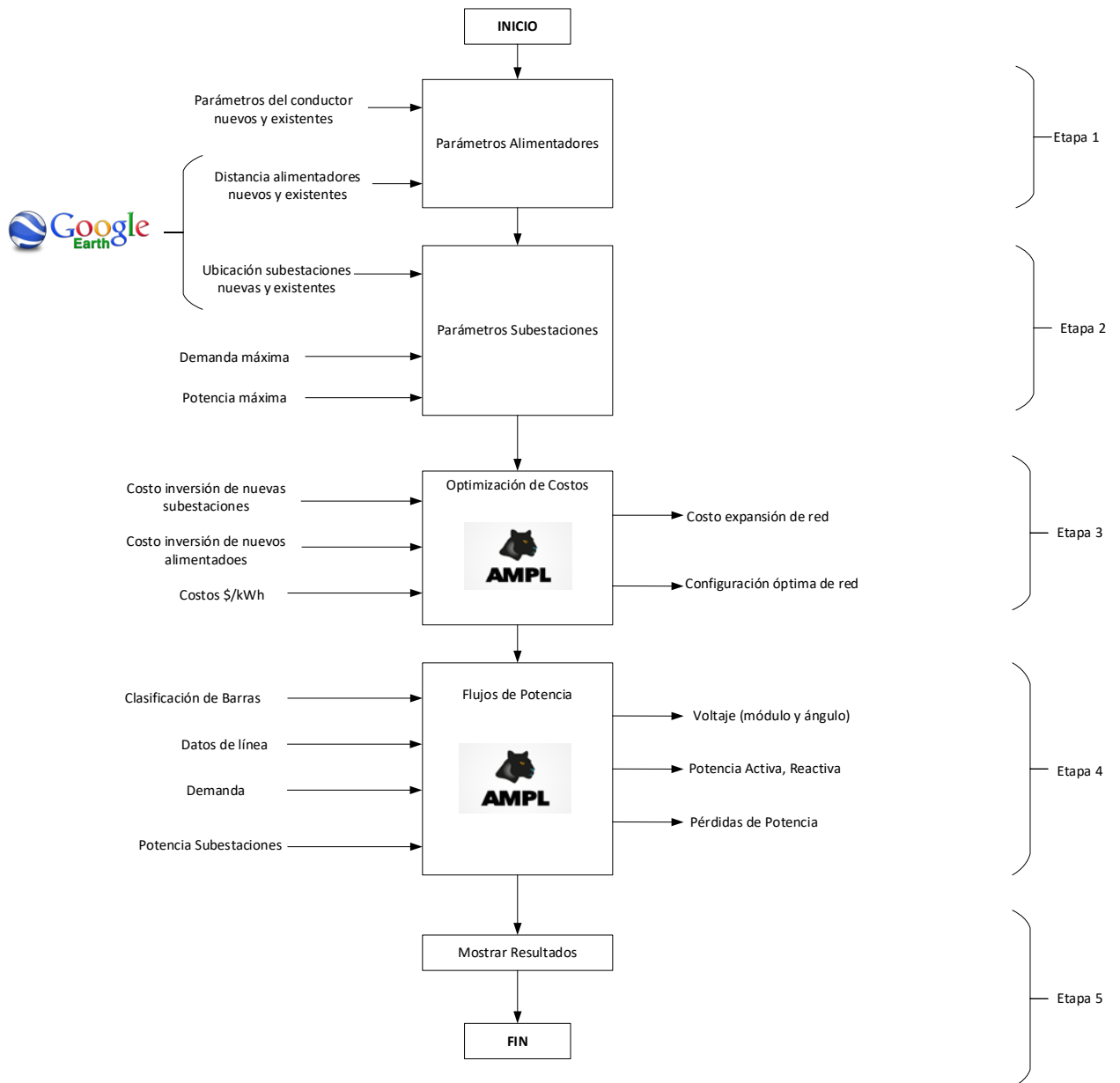


Figura 4.2 Diagrama de flujo

Etapa 1: Localización y determinación de parámetros de los alimentadores existentes y nuevos utilizando Google Earth, con el propósito de establecer posibles rutas para los alimentadores adicionales.

Etapa 2: Determinación de la ubicación y parámetros de las subestaciones existentes y nuevas mediante el uso de Google Earth, con el fin de identificar las posibles ubicaciones para las nuevas subestaciones.

Etapa 3: Se lleva a cabo la optimización de costos para la expansión de la red, teniendo en cuenta los costos de inversión de las subestaciones, los alimentadores y el costo por *kWh*. El objetivo es obtener la configuración óptima de la red que minimice los costos totales.

Etapa 4: Consiste en el cálculo del flujo de potencia generado por las subestaciones, tanto las existentes como las nuevas, así como por los alimentadores, con el objetivo de satisfacer la demanda de energía eléctrica.

Etapa 5: Presenta los resultados obtenidos de la optimización de costos de la red y del flujo de potencia, lo que conduce a la obtención de la configuración óptima de la red.

4.4. COSTOS DE LA EXPANSIÓN DE LA RED POR ELEPCO S.A.

En la Tabla 4.2 se muestra los costos de la nueva red subtransmisión de ELEPCO S.A. hacia zona segura ante el deslizamiento de lahares por la erupción del volcán Cotopaxi, con la inversión total de **\$32.627.353,30** [30].

Tabla 4.2 Costos de la expansión de la red por ELEPCO S.A [30].

Nombre Proyecto	Inversión Total
Construcción de la línea 69 kV San Rafael - Latacunga (6km)	\$724.416,00
Construcción de la línea 69 kV Yambo - Salcedo Oriente - Latacunga - La Cocha	\$2.248.512,00
Construcción de la línea a simple circuito CRS - El Chan a 69 kV (12km)	\$1.434.007,28
Construcción de la subestación de seccionamiento El Chan 69kV	\$1.734.286,52
Construcción de la subestación de seccionamiento El Yambo 69 kV	\$2.196.109,44
Construcción de la subestación Latacunga 138/69 kV de 75 MVA	\$8.815.342,42
Construcción de la subestación Tanicuchí 138/69 kV de 75 MVA	\$8.815.342,42
Construcción línea a doble circuito 69 kV desde la subestación Salcedo Occidente	\$1.378.054,72
Construcción línea doble circuito Saquisilí - CRS 69 kV	\$291.000,00
Construcción y puesta en operación de las líneas de 22 kV desde Illuchi 1-El calvario (10km aéreo Y 1 km subterráneo)	\$504.000,00
Construcción y puesta en operación de las líneas de 69 kV Tanicuchi - Lasso, Tanicuchí -Saquisilí, desde la subestación Tanicuchí	\$1.411.200,00
Puesta en operación del sistema en anillo de 69 kV, Tanicuchí - Latacunga – Ambato	\$3.075.082,50
TOTAL	\$32.627.353,30

4.5. COSTOS PARA LA EXPANSIÓN DE LA RED

4.5.1. Costos Fijos Alimentadores

Los costos fijos de los alimentadores fueron obtenidos de la publicación “Plan General de Negocios, Expansión e Inversión de ELEPCO S.A. 2022” [30]. En la Tabla 4.3 se indica el costo referencial de un conductor de 69 kV, utilizada en ELEPCO S.A.

Tabla 4.3 Costo referencial de conductores [30].

	Voltaje (kV)	Distancia (km)	Costo Fijo Alimentador	
			Total de Inversión (USD)	\$/km
Circuito simple ACSR 26/7 CRS - El Chan	69	12,00	\$1.434.007,28	\$119.500,61
Línea Illuchi 1 - El Calvario	22	9,45	\$243.157,62	\$25.730,97

4.5.2. Costos Variables de Alimentadores

Para obtener los costos variables de los alimentadores fueron obtenidos de [30], en la Tabla 4.4 se indica el precio por *kWh*.

Tabla 4.4 Costo por *kWh* [30].

Concepto	Costo kWh	
	Unidad	Proforma 2022
Energía disponible	kWh	549.244.870,47
Energía facturada	kWh	501.634.300,00
Pérdidas de energía del sistema	kWh	47.610.570,47
Pérdidas de energía del sistema	%	8,67%
Valor compra de energía	US\$	16.978.974,45
Precio medio de compra	CENT/kWh	3,09
	\$/kWh	0,03

4.5.3. Costos Fijos de Subestaciones

Los costos fijos de las nuevas subestaciones se obtuvieron de [30], en la Tabla 4.5 se detallan los costos totales de inversión de cada subestación a construirse en zona segura.

Tabla 4.5 Costos fijos de las nuevas Subestaciones [30].

Proyecto	TIPO	Voltaje	Potencia (MVA)	Costo Fijo
				Total de Inversión (USD)
Tanicuchí	Reductora	138/69 kV	75	\$8.815.342,42
Latacunga	Reductora	138/69 kV	75	\$8.815.342,42

4.6. ALIMENTADORES NUEVOS Y SUBESTACIONES

Para las nuevas rutas de los alimentadores y nuevas subestaciones de la red de subtransmisión de ELEPCO S.A.: se tomaron las siguientes consideraciones:

- Ubicación en zona segura
- Terrenos sin construcción distante a zonas pobladas
- Infraestructura eléctrica existente en zona segura

4.7. FORMULACIÓN MATEMÁTICA

La formulación matemática es una etapa crucial en la planificación y optimización de la expansión de una red eléctrica. En este proceso, se busca diseñar una función objetivo que permita minimizar los costos asociados a la expansión, considerando diversas variables y restricciones que reflejen el comportamiento de la red.

4.7.1. Nomenclatura

Nod: Conjunto de Nodos, $i = 1, \dots, N_{Nod}$

N_{Nod} : Número de Nodos

Al: Conjunto de ramales que pertenece a Nod $k = 1, \dots, N_k$, $i, j = 1, \dots, N_{Nod}$

N_k : Número de ramales conectado a Al .

$A_{k,i,j}$: Variable binaria que indica la instalación o no del alimentador en el ramal k desde el nodo i hacia el nodo j $\{0,1\}$

CFal $_{k,i,j}$: Costo fijo de nuevos alimentadores [\\$]

CVal $_{k,i,j}$: Costo variable de los alimentadores [\$/kWh]

$P_{k,i,j}$: Flujo de potencia activa en el ramal k desde el nodo i hacia el nodo j [MW]

$P_{k,j,i}$: Flujo de potencia activa en el ramal k desde el nodo j hacia el nodo i [MW]

$Q_{k,i,j}$: Flujo de potencia reactiva en el ramal k desde el nodo i hacia el nodo j [MVA]

$Q_{k,j,i}$: Flujo de potencia reactiva en el ramal k desde el nodo j hacia el nodo i [MVA]

Sal $_{k,i,j}$: Flujo de potencia aparente en el ramal k desde el nodo i hacia el nodo j [MVA]

Sal $_{k,j,i}$: Flujo de potencia aparente en el ramal k desde el nodo j hacia el nodo i [MVA]

$I_{k,i,j}$: Corriente en el ramal k desde el nodo i hacia el nodo j [kA]

$I_{k,j,i}$: Corriente en el ramal k desde el nodo j hacia el nodo i [kA]

Imax $_{k,i,j}$: Corriente máxima que puede circular en el ramal k desde el nodo i hacia el nodo j [kA]

$Val_{k,i,j}$: Voltaje del ramal k desde el nodo i hacia el nodo j [kV]
 $g_{k,i,j}$: Conductancia del alimentador [*siemens*]
 $b_{k,i,j}$: Susceptancia del alimentador [*siemens*]
 B_i : Variable binaria que indica la instalación o no de la subestación en el nodo i {0,1}
 $CFsub_i$: Costo fijo de nuevas subestaciones en el nodo i [\$]
 $Ssmax_i$: Potencia aparente máxima que puede suministrar la subestación en el nodo i [MVA]
 Ss_i : Potencia aparente que suministra la subestación en el nodo i [MVA]
 Pd_i : Potencia activa de demanda en el nodo i [MW]
 Qd_i : Potencia reactiva de demanda en el nodo i [$MVAR$]
 V_i : Voltaje en el nodo i [kV]
 V_j : Voltaje en el nodo j [kV]
 $\theta_{k,i,j}$: Diferencia de ángulo que hay desde nodo i hasta el nodo j
 θ_{min} : Ángulo de voltaje mínimo en el nodo i
 θ_{max} : Ángulo de voltaje máximo en el nodo i
 V_{min} : Módulo de voltaje mínimo en el nodo i
 V_{max} : Módulo de voltaje máximo en el nodo i

4.7.2. Estructura del modelo matemático

En Tabla 4.6 se presenta la estructura del modelo matemático, donde se detallan los conjuntos, parámetros, variables y ecuaciones.

Tabla 4.6 Estructura del modelo matemático.

CONJUNTOS	<p>Nod: Conjunto de Nodos, $i = 1, \dots, N_{Nod}$</p> <p>N_{Nod}: Número de Nodos</p> <p>Al: Conjunto de ramales que pertenece a Nod $k = 1, \dots, N_k$, $i, j = 1, \dots, N_{Nod}$</p> <p>N_k: Número de ramales conectado a Al.</p>
PARÁMETROS	<p>$CFal_{k,i,j}$: Costo fijo de nuevos alimentadores [\$]</p> <p>$Imax_{k,i,j}$: Corriente máxima que puede circular en el ramal k desde el nodo j hacia el nodo i [kA]</p> <p>$Val_{k,i,j}$: Voltaje del ramal k desde el nodo i hacia el nodo j [kV]</p> <p>$g_{k,i,j}$: Conductancia del alimentador [<i>siemens</i>]</p> <p>$b_{k,i,j}$: Susceptancia del alimentador [<i>siemens</i>]</p>

	<p>$CFsub_i$: Costo fijo de nuevas subestaciones en el nodo i [\$]</p> <p>$Ssmax_i$: Potencia aparente máxima que puede suministrar la subestación en el nodo i [MVA]</p> <p>Pd_i: Potencia activa de demanda en el nodo i [MW]</p> <p>Qd_i: Potencia reactiva de demanda en el nodo i [MVAR]</p> <p>θ_{min}: Ángulo de voltaje mínimo en el nodo i [-90°]</p> <p>θ_{max}: Ángulo de voltaje máximo en el nodo i [90°]</p> <p>V_{min}: Módulo de voltaje mínimo en el nodo i [0,94 p. u.]</p> <p>V_{max}: Módulo de voltaje máximo en el nodo i [1,06 p. u.]</p>
VARIABLES	<p>$CVal_{k,i,j}$: Costo variable de los alimentadores [\$/kWh]</p> <p>$P_{k,i,j}$: Flujo de potencia activa en el ramal k desde el nodo i hacia el nodo j [MW]</p> <p>$P_{k,j,i}$: Flujo de potencia activa en el ramal k desde el nodo j hacia el nodo i [MW]</p> <p>$Q_{k,i,j}$: Flujo de potencia reactiva en el ramal k desde el nodo i hacia el nodo j [MVAR]</p> <p>$Q_{k,j,i}$: Flujo de potencia reactiva en el ramal k desde el nodo j hacia el nodo i [MVAR]</p> <p>$Sal_{k,i,j}$: Flujo de potencia aparente en el ramal k desde el nodo i hacia el nodo j [MVA]</p> <p>$Sal_{k,j,i}$: Flujo de potencia aparente en el ramal k desde el nodo j hacia el nodo i [MVA]</p> <p>$I_{k,i,j}$: Corriente en el ramal k desde el nodo i hacia el nodo j [kA]</p> <p>$I_{k,j,i}$: Corriente en el ramal k desde el nodo j hacia el nodo i [kA]</p> <p>Ss_i: Potencia aparente que suministra la subestación en el nodo i [MVA]</p> <p>V_i: Voltaje en el nodo i [kV]</p> <p>V_j: Voltaje en el nodo j [kV]</p> <p>$\theta_{k,i,j}$: Diferencia de ángulo que hay desde nodo i hasta el nodo j</p>
FUNCIÓN OBJETIVO	$\min \sum_{\forall k,i,j \in Al} A_{k,i,j} * CFal_{k,i,j} + \sum_{\forall k,i,j \in Al} CVal_{k,i,j} * Pp_{k,j,i} * 8760$ $+ \sum_{\forall i \in Nod} B_i * CFsub_i$
RESTRICCIONES	Ecuaciones (4.1) - (4.20)

4.7.3. Modelo matemático

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{\forall k,i,j \in Al} A_{k,i,j} * CFal_{k,i,j} + \sum_{\forall k,i,j \in Al} CVal_{k,i,j} * Pp_{k,j,i} * 8760 \\ & + \sum_{\forall i \in Nod} B_i * CFsub_i \end{aligned} \quad (4.1)$$

$$Ps_i - Pd_i - \sum_{\forall k,i,j \in \Omega Al} P_{k,i,j} - \sum_{\forall k,j,i \in \Omega Al} P_{k,j,i} = 0 \quad \forall i, \in Nod \quad (4.2)$$

$$Qs_i - Qd_i - \sum_{\forall k,i,j \in \Omega Al} Q_{k,i,j} - \sum_{\forall k,j,i \in \Omega Al} Q_{k,j,i} = 0 \quad \forall i, \in Nod \quad (4.3)$$

$$P_{k,i,j} = A_{k,i,j} (g_{k,i,j} V_i^2 - V_i V_j g_{k,i,j} \cos \theta_{k,i,j} + V_i V_j b_{k,i,j} \sin \theta_{k,i,j}) \quad \forall k, i, j \in Al \quad (4.4)$$

$$Q_{k,i,j} = A_{k,i,j} (-b_{k,i,j} V_i^2 + V_i V_j b_{k,i,j} \cos \theta_{k,i,j} - V_i V_j g_{k,i,j} \sin \theta_{k,i,j}) \quad \forall k, i, j \in Al \quad (4.5)$$

$$P_{k,j,i} = A_{k,i,j} (g_{k,i,j} V_j^2 - V_i V_j g_{k,i,j} \cos \theta_{k,i,j} + V_i V_j b_{k,i,j} \sin \theta_{k,i,j}) \quad \forall k, j, i \in Al \quad (4.6)$$

$$Q_{k,j,i} = A_{k,i,j} (-b_{k,i,j} V_j^2 + V_i V_j b_{k,i,j} \cos \theta_{k,i,j} - V_i V_j g_{k,i,j} \sin \theta_{k,i,j}) \quad \forall k, j, i \in Al \quad (4.7)$$

$$Sal_{k,i,j} = \sqrt{P_{k,i,j}^2 + Q_{k,i,j}^2} \quad \forall k, i, j \in Al \quad (4.8)$$

$$Sal_{k,j,i} = \sqrt{P_{k,j,i}^2 + Q_{k,j,i}^2} \quad \forall k, j, i \in Al \quad (4.9)$$

$$I_{k,i,j} = \frac{Sal_{k,i,j}}{Val_{k,i,j}} \quad \forall k, i, j \in Al \quad (4.10)$$

$$I_{k,j,i} = \frac{Sal_{k,j,i}}{Val_{k,i,j}} \quad \forall k, j, i \in Al \quad (4.11)$$

$$I_{k,i,j} \leq I_{max_{k,i,j}} \quad \forall k, i, j \in Al \quad (4.12)$$

$$I_{k,j,i} \leq I_{max_{k,i,j}} \quad \forall k, i, j \in Al \quad (4.13)$$

$$Pp_{k,j,i} = g_{k,i,j}V_i^2 + V_j^2 - 2V_i^2V_j^2 \cos \theta_{k,i,j} \quad \forall k, i, j \in Al \quad (4.14)$$

$$Qp_{k,j,i} = -b_{k,i,j}V_i^2 + V_j^2 - 2V_i^2V_j^2 \cos \theta_{k,i,j} \quad \forall k, i, j \in Al \quad (4.15)$$

$$Ss_i = \sqrt{Ps_i^2 + Qs_i^2} \quad \forall i, \in Nod \quad (4.16)$$

$$Ss_i \leq B_i * Ss_{max_i} \quad \forall i, \in Nod \quad (4.17)$$

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad \forall i, \in Nod \quad (4.18)$$

$$\theta_{min} \leq \theta_i \leq \theta_{max} \quad \forall i, \in Nod \quad \forall i, \in Nod \quad (4.19)$$

$$\sum_{\forall k,l,j \in Al} A_{k,i,j} = N_{Nod} - 1 \quad (4.20)$$

La función objetivo se define en la ecuación (4.1) con el propósito de minimizar los costos de inversión, en esta ecuación, el primer término representa los costos fijos asociados con la instalación de nuevos alimentadores, el segundo término expresa los costos variables que surgen debido a las pérdidas óhmicas, por último, el tercer término corresponde a los costos fijos relacionados con la construcción de nuevas subestaciones.

La restricción (4.2) y (4.3) se refieren al balance de potencia activa y reactiva, respectivamente. Esto implica que el flujo de potencia que entra a un nodo debe ser igual a la suma del flujo de potencia que sale. Por otro lado, las restricciones (4.4) y (4.5) indican el flujo de potencia activa y reactiva, respectivamente, desde el nodo i hasta el nodo j. Asimismo, las restricciones (4.6) y (4.7) indican el flujo de potencia activa y reactiva respectivamente, que hay desde el nodo j hasta el nodo i.

La restricción (4.8) indica el flujo de potencia aparente desde el nodo i hasta el nodo j, y la restricción (4.9) indica el flujo de potencia aparente desde el nodo j hasta el nodo i.

La restricción (4.10) establece que la corriente que circula en el alimentador desde el nodo i hasta j es inversamente proporcional a la potencia aparente que circula en el alimentador desde el nodo i hasta el nodo j y al voltaje del alimentador. Y la restricción (4.11) establece que la corriente que circula en el alimentador desde el nodo j hasta i es inversamente proporcional a la potencia aparente que circula en el alimentador desde el nodo j hasta el nodo i y al voltaje del alimentador.

La restricción (4.12) establece el límite de corriente permitida en el alimentador desde el nodo i hasta j , y la restricción (4.13) establece el límite de corriente que puede circular en el alimentador, desde el nodo j hasta i .

Las restricciones (4.14) y (4.15) definen las pérdidas de potencia activa y reactiva respectivamente, que se producen por la transmisión de potencia a lo largo del alimentador, la restricción (4.16) establece la potencia aparente que suministra la subestación, y la restricción (4.17) indica el límite de potencia aparente que puede suministrar la subestación.

La restricción (4.18) establece los límites máximo y mínimo para el módulo de voltaje en el nodo i , asimismo la restricción (4.19) establece los límites máximo y mínimo de ángulo en el nodo i . Por último, la restricción (4.20) se refiere a la radialidad, donde el flujo de potencia fluye en una sola dirección, desde la subestación hacia los consumidores.

4.8. ZONA DE ESTUDIO

Representa la franja que se encuentra resaltada con color amarillo de la Figura 4.3, que corresponde a los dos puntos de conexión de 138/69 kV que tiene ELEPCO S.A con el SNI que está localizado en las subestaciones de Mulaló y Samanga, y que a su vez abastece la demanda de las subestaciones de 69/13.8 kV que son Sigchos, Lasso, La Cocha, El Calvario, San Rafael, Pujilí, Familia Sancela, CRS Salcedo, Holcim y Fairis, que se refiere a la zona centro.

Mientras que la zona que no está resaltada de la Figura 4.3 corresponde a la red que se encuentra aislada a la zona centro, donde la subestación La Maná de 69/13.8 kV se abastece del punto de conexión con el SNI de 138/69 kV de la subestación Quevedo.

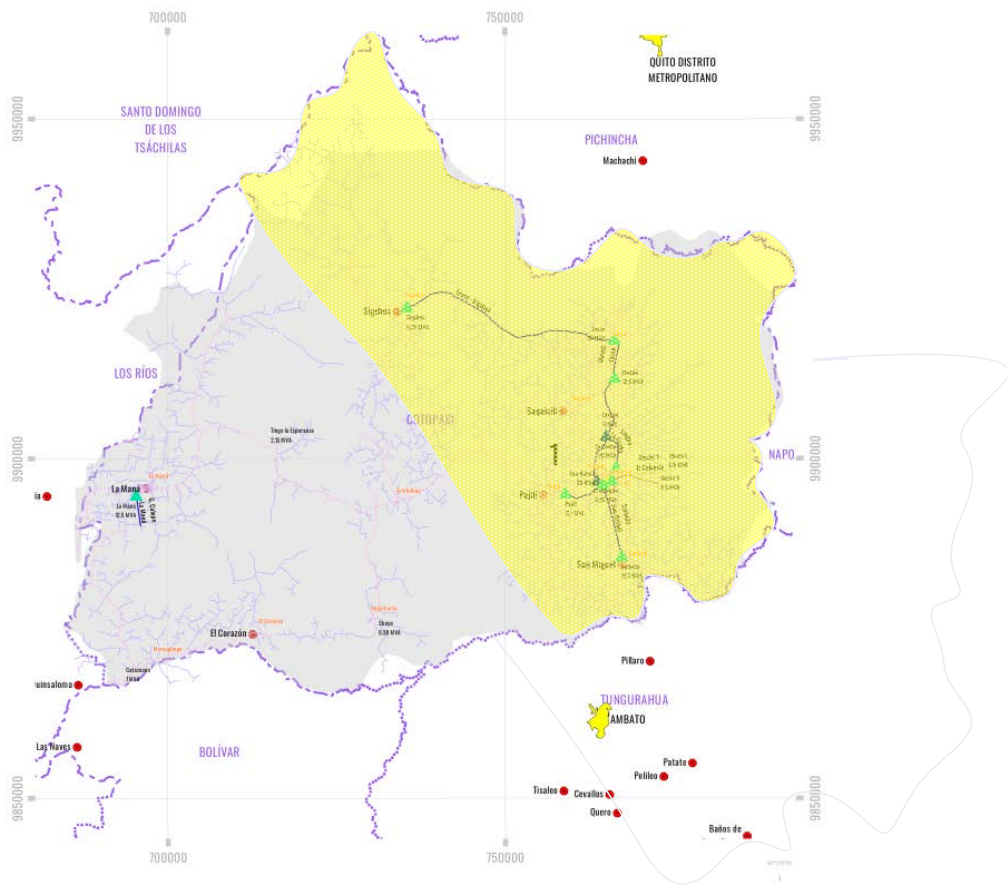


Figura 4.3 Zona de estudio ELEPCO S.A.

Las subestaciones Mulaló, Lasso y San Rafael, ubicadas en el cantón Latacunga (ver Figura 4.6), se encuentran en una zona de riesgo debido al deslizamientos de lahares provocados por una posible erupción del volcán Cotopaxi. Es importante resaltar que la subestación Mulaló suministra el 60% de la demanda de energía eléctrica de ELEPCO S.A. Por esta razón, es necesario reconfigurar la red hacia una zona segura mediante la construcción de nuevas subestaciones y alimentadores primarios. Además, se considerarán nuevos puntos de conexión con el Sistema Nacional Interconectado (SNI) de ELEPCO S.A.

4.8.1. CARACTERÍSTICAS DE LA RED

Información General

ELEPCO S.A. es la empresa encargada de la distribución de la energía eléctrica a los siete cantones de la provincia de Cotopaxi: Latacunga, Salcedo, Pujilí, Saquisilí, Sigchos, Pangua y La Maná, con un área de cobertura estimada de 6562 km^2 , cuenta con una potencia instalada de $112,5 \text{ MVA}$ mediante la operación de 10 subestaciones tipo reductoras de 69/13.8 kV. Además, se encuentra una derivación de 69 kV en el sector de Laigua, es importante mencionar

que la subestación de Yambo se encuentra actualmente fuera de operación [30]. En la Figura 4.4 se indica la ubicación de cada subestación por cantón:

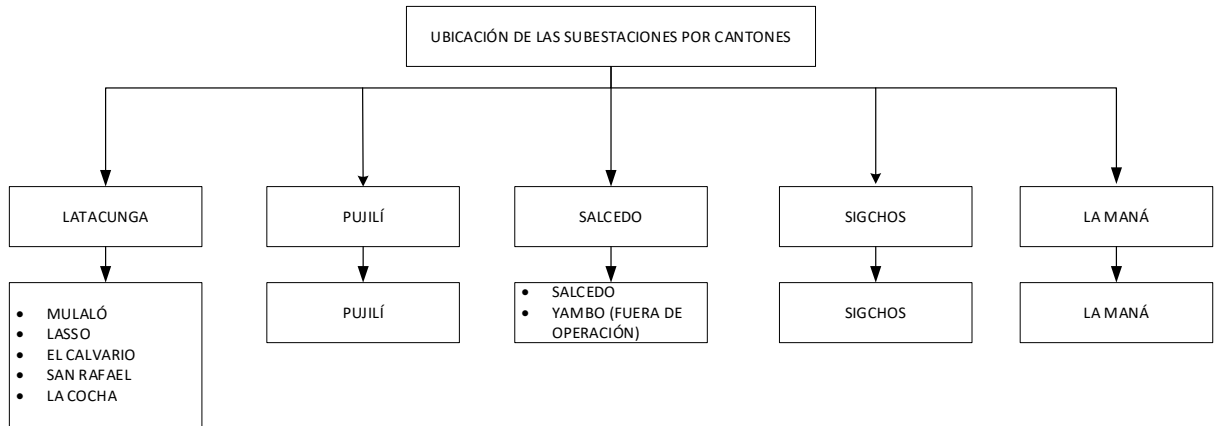


Figura 4.4 Ubicación de las subestaciones

Líneas de subtransmisión

En la Tabla 4.7 , se presentan los datos de las líneas de subtransmisión que fueron obtenidos de la publicación “Plan General de Negocios, Expansión e Inversión de ELEPCO S.A 2022” [30].

Tabla 4.7 Datos de las líneas de subtransmisión [30] .

Nombre	V [kV]	I [kA]	Longitud (km)	R(1) (Ohm/km)	X(1) (Ohm/km)	R(0) (Ohm/km)	X(0) (Ohm/km)	B1 (uS/Km)
San Rafael-Pujilí	69,000	0,458	7,050	0,209	0,468	0,559	1,669	3,532
Rafael – Der. C.R.S.	69,000	0,458	6,000	0,209	0,462	0,542	1,622	3,575
Der. C.R.S. – Der. Laigua	69,000	0,458	4,440	0,209	0,462	0,542	1,622	3,575
Der. Laigua - La Cocha	69,000	0,458	6,440	0,209	0,471	0,520	1,554	3,509
Mulaló – Der. Laigua	69,000	0,458	8,190	0,209	0,459	0,538	1,599	3,598
Mulaló – Der. Familia Sancela	69,000	0,458	4,270	0,209	0,463	0,571	1,673	3,561
Der. Familia Sancela – Lasso	69,000	0,458	2,220	0,209	0,463	0,571	1,673	3,561
Lasso- Sigchos	69,000	0,458	34,900	0,209	0,478	0,561	1,754	3,486
La Cocha - El Calvario	13,800	0,277	2,320	0,822	1,170	1,227	4,707	3,900
El Calvario - Illuchi II	13,800	0,670	7,490	0,917	2,878	2,225	14,294	3,900
El Calvario - Illuchi I	23,000	0,230	9,450	5,811	4,603	9,442	16,274	3,900

Subestaciones

En la Tabla 4.8 se presentan los datos de las subestaciones de 69/13.8 kV de ELEPCO S.A que fueron obtenidos de [30].

Tabla 4.8 Datos de datos de las subestaciones de ELEPCO S.A [30].

Nombre	Coordenadas		Voltaje kV	Potencia MVA Instalada	Grupo de Conexión	Z %	Demanda Máxima MW	Factor de Utilización (D. Máx.) %
	X	Y						
Mulaló	766182	9911998	69/13.8	10/12,5	Dyn1	7,57	8,48	84,8
Lasso	766115	9917646	69/13.8	16/20	Dyn1	7,13	11,04	69,00
Salcedo	767189	9885736	69/13.8	10/12,5	Dyn1	6,87	9,51	95,10
Pujilí	758884	9895022	69/13.8	15/17,5	Dyn1	6,87	7,70	57,40
El Calvario	765764	9896936	69/13.8	4/5,2	Dyn1	5,81	8,19	Interconexión Con Illuchí
Sigchos	735407	9922426	69/13.8	5/6,25	Dyn1	6,87	1,22	24,40
La Maná	695223	9894730	69/13.8	10/12,5	Dyn1	7,50	8,13	81,30
San Rafael	764518	9896368	69/13.8	16/20	Dyn1		13,76	86,00
La Cocha	766489	9898874	69/13.8	16/20	Dyn1		11,27	70,44
Yambo	767714	9878617	69/13.8	2,5	Dyl	6,76	—	Fuera De Operación

4.8.2. Zona de riesgo ante una erupción volcánica del Cotopaxi

La zona de riesgo ante una erupción volcánica del Cotopaxi fue obtenida de [28], en la Figura 4.5 se resaltan en color naranja las zonas que se encuentran en peligro de ser afectadas por el desplazamiento de lahares (flujo de lodo y escombros volcánicos) en caso de una erupción volcánica del Cotopaxi.

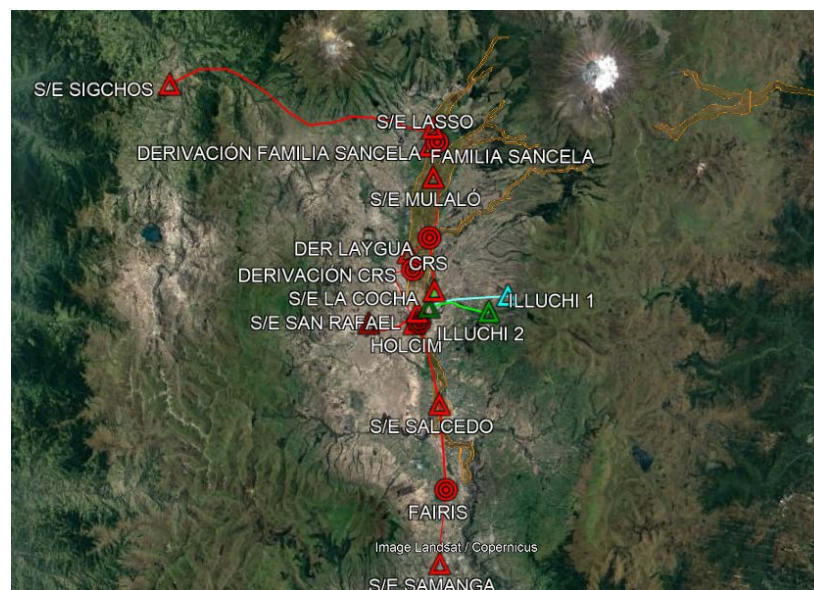


Figura 4.5 Zona de riesgo ante la erupción del volcán Cotopaxi.

En la Tabla 4.9 se muestra la infraestructura susceptible de ser afectada por los lahares ante la erupción del volcán Cotopaxi [29].

Tabla 4.9 Infraestructura eléctrica afectada por lahares ante la erupción del volcán Cotopaxi [29].

CELEC	ELEPCO S.A.
<ul style="list-style-type: none"> • S/E Mulaló 138/69 Kv • L/T Mulaló – Vicentina 138 kV • L/T Totoras – Santa Rosa 230 kV • L/T Pucará - Mulaló 138 kV 	<ul style="list-style-type: none"> • Subestación Mulaló 69/13,8 kV • Subestación Lasso 69/13,8 kV • Subestación Centro de Rehabilitación 69/13,8 kV • Subestación San Rafael 69/13,8 kV • Subestación Salcedo 69/13,8 kV

En la Tabla 4.10 se muestra la infraestructura afectada por caída de ceniza ante la erupción del volcán Cotopaxi [29].

Tabla 4.10 Infraestructura eléctrica afectada por caída de ceniza ante la erupción del volcán Cotopaxi [29].

ELEPCO S.A.
<ul style="list-style-type: none"> • Subestación Pujilí 69/13,8 kV • Subestación Calvario 23/13,8 kV • Central Illuchi I (5,2 MW) • Central Illuchi II (6,5 MW)

La infraestructura de la subestación Sigchos 69/13,8 kV se mantendría intacta durante la erupción del volcán Cotopaxi. Sin embargo, quedaría sin suministro eléctrico ya que se abastece de la subestación Lasso [29]

En la Figura 4.6 se detallan de manera precisa las áreas afectadas (marcadas en color naranja) por el desplazamiento de lahares en caso de una erupción volcánica del Cotopaxi.

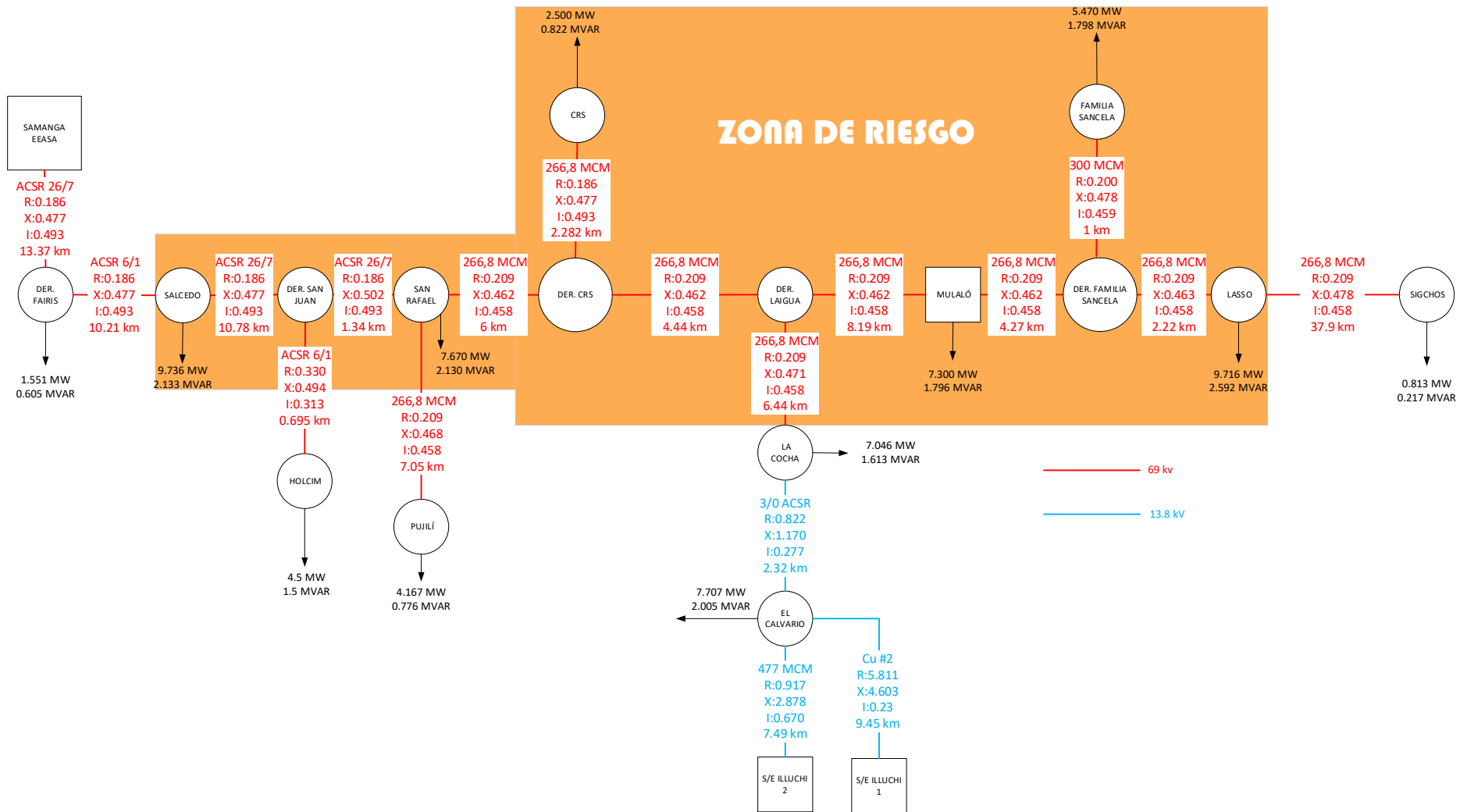


Figura 4.6 Subestaciones y alimentadores afectados por la erupción del volcán Cotopaxi.

4.9. CASOS DE ESTUDIO

4.9.1. Caso de estudio 1: Red actual sin expansión

En el primer caso de estudio, se llevará a cabo el OPF (Optimal Power Flow) de la red, utilizando la minimización de las pérdidas óhmicas del sistema como función objetivo. Esto proporciona información sobre las condiciones iniciales de voltaje, la capacidad de carga de los alimentadores y las subestaciones principales. En la Figura 4.7 se presenta la configuración actual de la red sin ninguna expansión realizada.

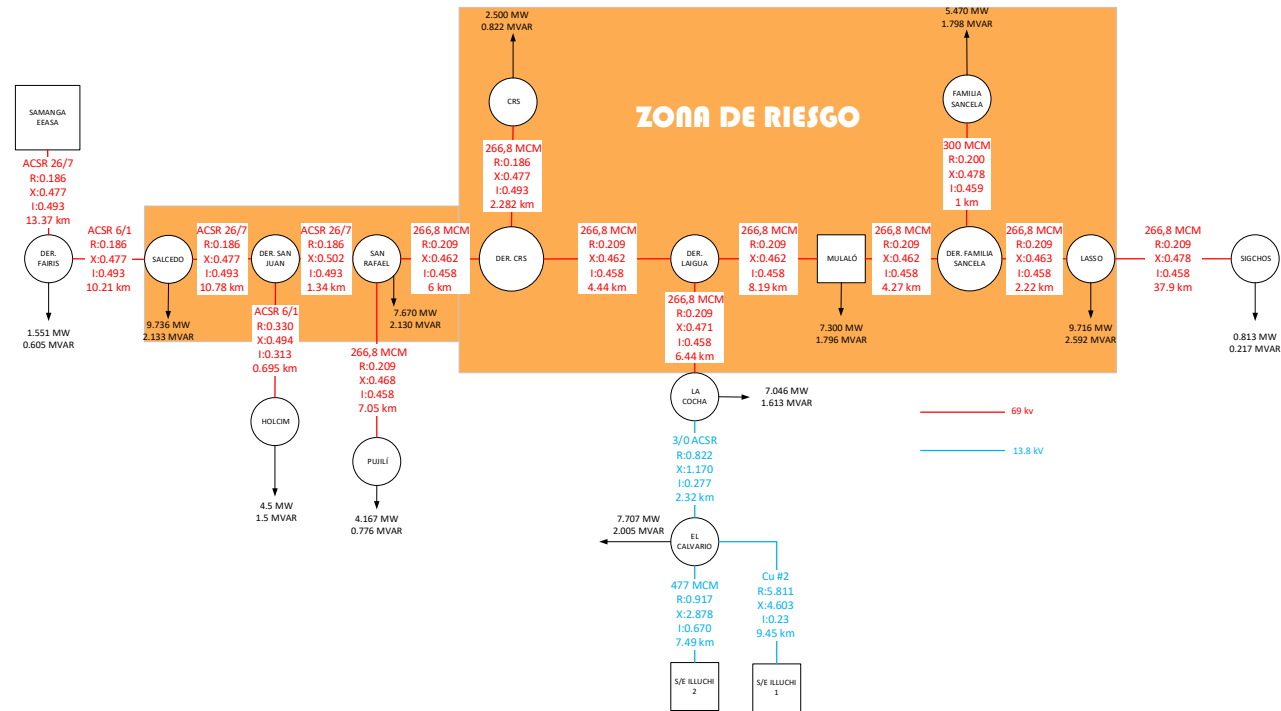


Figura 4.7 Caso de estudio 1: Red actual sin expansión.

Clasificación de Barras

En la Tabla 4.11 se muestra la clasificación de barras para el caso de estudio 1: Red actual sin expansión.

Tabla 4.11 Clasificación de barras caso de estudio 1: Red actual sin expansión.

Nombre	Barra	Tipo de Barra	Demanda		Potencia subestación
			MW	MVAr	MVA
SAMANGA EEASA	B1	Slack	0,000	0,000	86,000
DER. FAIRIS	B2	PQ	1,551	0,605	0,000
SALCEDO	B3	PQ	9,736	2,133	0,000
SAN JUAN	B4	PQ	0,000	0,000	0,000
HOLCIM	B5	PQ	4,500	1,500	0,000
PUJILÍ	B6	PQ	4,167	0,776	0,000
SAN RAFAEL	B7	PQ	7,670	2,130	0,000
CRS	B8	PQ	2,500	0,822	0,000
DER. CRS	B9	PQ	0,000	0,000	0,000
DER. LAIGUA	B10	PQ	0,000	0,000	0,000
LA COCHA	B11	PQ	7,046	1,613	0,000
EL CALVARIO	B12	PQ	7,707	2,005	0,000
ILLUCHI 2	B13	PV	0,000	0,000	6,500
ILLUCHI 1	B14	PV	0,000	0,000	5,240
MULALÓ	B15	Slack	7,300	1,796	66,000
DER.FAMILIA SANCELA	B16	PQ	0,000	0,000	0,000
FAMILIA SANCELA	B17	PQ	5,470	1,798	0,000
LASSO	B18	PQ	9,716	2,592	0,000
SIGCHOS	B19	PQ	0,813	0,217	0,000

Alimentadores

En la Tabla 4.12 se muestra los alimentadores para el caso de estudio 1: Red actual sin expansión.

Tabla 4.12 Alimentadores para el caso de estudio 1: Red actual sin expansión.

Ramal	Desde	Hasta	Nº ¹	Distancia [km]	Voltaje [kA]	Conductor	Corriente [kA]
1	SAMANGA EEASA	DER. FAIRIS	1	13,370	69,000	ASCR 26/7	0,493
2	DER. FAIRIS	SALCEDO	1	10,270	69,000	ACSR 6/1	0,493
3	SALCEDO	SAN JUAN	1	10,780	69,000	ASCR 26/7	0,493
4	SAN JUAN	HOLCIM	1	0,695	69,000	ACSR 6/1	0,313
5	SAN JUAN	SAN RAFAEL	1	1,340	69,000	ASCR 26/7	0,493
6	SAN RAFAEL	PUJILÍ	1	7,050	69,000	266.8 MCM	0,458
7	SAN RAFAEL	DER. CRS	1	6,000	69,000	266.8 MCM	0,458
8	CRS	DER. CRS	1	2,282	69,000	266.8 MCM	0,493
9	DER. CRS	DER. LAIGUA	1	4,440	69,000	266.8 MCM	0,458
10	DER. LAIGUA	LA COCHA	1	6,440	69,000	266.8 MCM	0,458
11	DER. LAIGUA	MULALÓ	1	8,190	69,000	266.8 MCM	0,458
12	LA COCHA	EL CALVARIO	1	2,320	13,800	3/0 ACSR	0,277
13	EL CALVARIO	ILLUCHI 2	1	7,490	13,800	477 MCM	0,670
14	EL CALVARIO	ILLUCHI 1	1	9,450	23,000	Cu2	0,230
15	MULALÓ	DER. FAMILIA SANCELA	1	4,270	69,000	266.8 MCM	0,458
16	DER. FAMILIA SANCELA	FAMILIA SANCELA	1	1,000	69,000	300 MCM	0,459
17	DER. FAMILIA SANCELA	LASSO	1	2,220	69,000	266.8 MCM	0,458
18	LASSO	SIGCHOS	1	37,900	69,000	266.8 MCM	0,458

¹ Número de circuitos del alimentador

Clasificación de Barras

En la Tabla 4.13 y Tabla 4.14 se muestra la clasificación de barras para el caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo.

Tabla 4.13 Clasificación de barras para el caso de estudio 2 (parte 1/2).

Nombre	Barra	Tipo de Barra	Sub. prop. ²	Sub. exis. ³	Cfs [USD] ⁴	Demanda			Potencia subestación
						MW	MVAr	MVA	MVA
SAMANGA EEASA	B1	Slack	0	1	\$0,00	0,000	0,000	0,000	86,000
MULALÓ	B2	PQ	0	0	\$0,00	7,300	1,796	0,000	0,000
ILLUCHI 2	B3	PV	0	1	\$0,00	0,000	0,000	0,000	6,500
ILLUCHI 1	B4	PV	0	1	\$0,00	0,000	0,000	0,000	5,240
NV. LATACUNGA	B5	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,000	0,000	20,000	75,000
NV. TANICUCHÍ	B6	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,000	0,000	0,000	75,000
DER. FAIRIS	B7	PQ	0	0	\$0,00	1,551	0,605	0,000	0,000
DER. YAMBO	B8	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
SALCEDO	B9	PQ	0	0	\$0,00	9,736	2,133	0,000	0,000
HOLCIM	B10	PQ	0	0	\$0,00	4,500	1,500	0,000	0,000
NV. SALCEDO OCCIDENTE	B11	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	16,000	0,000
NV. DER. SAN JUAN	B12	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
DER. SAN JUAN	B13	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
SAN RAFAEL	B14	PQ	0	0	\$0,00	7,670	2,130	0,000	0,000
NV. DER. PUJILÍ	B15	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	0,000	0,000

² Subestaciones propuestas.

³ Subestaciones existentes.

⁴ Costo fijo de las subestaciones en dólares americanos.

Tabla 4.14 Clasificación de barras para el caso de estudio 2 (parte 2/2).

Nombre	Barra	Tipo de Barra	Sub. prop. ⁵	Sub. exis. ⁶	Cfs [USD] ⁷	Demanda		Potencia subestación	
						MW	MVAr	MVA	MVA
PUJILÍ	B16	PQ	0	0	\$0,00	4,167	0,776	0,000	0,000
NV. SAN RAFAEL	B17	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	20,000	0,000
NV. DER. SAN RAFAEL	B18	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
DER. CRS	B19	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
CRS	B20	PQ	0	0	\$0,00	2,500	0,822	0,000	0,000
NV. SAQUSILÍ	B21	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,000	0,000	16,000	75,000
DER. LAIGUA	B22	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
LA COCHA	B23	PQ	1	0	\$8.815.342,42	7,046	1,613	0,000	75,000
EL CALVARIO	B24	PQ	0	0	\$0,00	7,707	2,005	0,000	0,000
DER. FAMILIA SANCELA	B25	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
FAMILIA SANCELA	B26	PQ	0	0	\$0,00	5,470	1,798	0,000	0,000
NV. LASSO	B27	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,000	0,000	20,000	75,000
LASSO	B28	PQ	0	0	\$0,00	9,716	2,592	0,000	0,000
SIGCHOS	B29	PQ	0	0	\$0,00	0,813	0,217	0,000	0,000
NV. SALCEDO ORIENTE	B30	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,000	0,000	16,000	75,000
TOTAL			6	3					

⁵ Subestaciones propuestas.

⁶ Subestaciones existentes.

⁷ Costo fijo de las subestaciones en dólares americanos.

Alimentadores

En la Tabla 4.15, Tabla 4.16 y Tabla 4.17 se muestra los alimentadores para el caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo.

Tabla 4.15 Alimentadores para el caso de estudio 2 (parte 1/3).

Ramal	Desde	Hasta	Alim. prop. ⁸	Alim. exis. ⁹	Cfa [\$/km] ¹⁰	Distancia [km]	Voltaje [kA]	Conductor	Corriente [kA]
1	SAMANGA EEASA	DER. FAIRIS	0	1	0,000	13,370	69,000	ACSR 26/7	0,493
2	SAMANGA EEASA	NV. SALCEDO ORIENTE	1	0	119500,607	22,800	69,000	ACSR 26/7	0,493
3	MULALÓ	DER. LAIGUA	0	1	0,000	8,190	69,000	266,8 MCM	0,458
4	MULALÓ	DER. FAMILIA SANCELA	0	1	0,000	4,270	69,000	266,8 MCM	0,458
5	ILLUCHI 2	EL CALVARIO	0	1	0,000	7,490	13,800	477 MCM	0,670
6	ILLUCHI 1	EL CALVARIO	1	0	25730,970	9,450	23,000	3/0 ACSR	0,277
7	NV. LATACUNGA	LA COCHA	1	0	119500,607	3,420	69,000	ACSR 26/7 MCM	0,493
8	NV. LATACUNGA	NV. SALCEDO ORIENTE	1	0	119500,607	9,670	69,000	ACSR 26/7	0,493
9	NV. TANICUCHÍ	NV. SAQUSILÍ	1	0	119500,607	6,990	69,000	ACSR 26/7	0,493
10	NV. TANICUCHÍ	NV. LASSO	1	0	119500,607	5,860	69,000	ACSR 26/7	0,493
11	DER. FAIRIS	NV. SALCEDO OCCIDENTE	1	0	119500,607	1,180	69,000	ACSR 26/7	0,493
12	DER. FAIRIS	DER. YAMBO	0	1	0,000	3,140	69,000	ACSR 6/1	0,493
13	DER. YAMBO	SALCEDO	0	1	0,000	7,070	69,000	ACSR 6/1	0,493
14	DER. YAMBO	NV. SALCEDO OCCIDENTE	1	0	119500,607	7,550	69,000	ACSR 26/7	0,493
15	SALCEDO	DER. SAN JUAN	0	1	0,000	1,340	69,000	ACSR 26/7	0,493

⁸ Alimentadores propuestos.

⁹ Alimentadores existentes

¹⁰ Costo fijo de los alimentadores [\$/km]

Tabla 4.16 Alimentadores para el caso de estudio 2 (parte 2/3).

Ramal	Desde	Hasta	Alim. prop. ¹¹	Alim. exis. ¹²	Cfa [\$/km] ¹³	Distancia [km]	Voltaje [kA]	Conductor	Corriente [kA]
16	HOLCIM	NV. DER. SAN JUAN	0	1	0,000	0,380	69,000	ACSR 6/1	0,313
17	NV. SALCEDO OCCIDENTE	NV. DER. SAN JUAN	1	0	119500,607	9,860	69,000	ACSR 26/7	0,493
18	NV. SALCEDO OCCIDENTE	PUJILÍ	1	0	119500,607	11,400	69,000	ACSR 26/7	0,493
19	NV. DER. SAN JUAN	DER. SAN JUAN	0	1	0,000	0,315	69,000	ACSR 6/1	0,313
20	NV. DER. SAN JUAN	NV. DER. PUJILÍ	1	0	119500,607	1,000	69,000	ACSR 26/7	0,493
21	NV. DER. SAN JUAN	NV. SAN RAFAEL	1	0	119500,607	0,760	69,000	ACSR 26/7	0,493
22	DER. SAN JUAN	SAN RAFAEL	0	1	0,000	0,695	69,000	ACSR 6/1	0,313
23	SAN RAFAEL	NV. DER. PUJILÍ	0	1	0,000	0,740	69,000	266,8 MCM	0,458
24	NV. DER. PUJILÍ	NV. SAN RAFAEL	1	0	119500,607	0,630	69,000	ACSR 26/7	0,493
25	NV. DER. PUJILÍ	PUJILÍ	0	1	0,000	6,310	69,000	266,8 MCM	0,458
26	PUJILÍ	NV. SAQUSILÍ	1	0	119500,607	12,600	69,000	ACSR 26/7	0,493
27	NV. SAN RAFAEL	NV. DER. SAN RAFAEL	0	1	0,000	1,700	69,000	266,8 MCM	0,458
28	NV. DER. SAN RAFAEL	NV. SAQUSILÍ	1	0	119500,607	7,680	69,000	ACSR 26/7	0,493
29	NV. DER. SAN RAFAEL	DER. CRS	0	1	0,000	3,600	69,000	266,8 MCM	0,458
30	DER. CRS	CRS	0	1	0,000	2,282	69,000	266,8 MCM	0,493
31	DER. CRS	DER. LAIGUA	0	1	0,000	4,440	69,000	266,8 MCM	0,458
32	DER. LAIGUA	LA COCHA	0	1	0,000	6,440	69,000	266,8 MCM	0,458
33	LA COCHA	EL CALVARIO	1	0	25730,970	2,320	13,800	477 MCM	0,670

¹¹ Alimentadores propuestos.

¹² Alimentadores existentes

¹³ Costo fijo de los alimentadores [\$/km]

Tabla 4.17 Alimentadores para el caso de estudio 2 (parte 3/3).

Ramal	Desde	Hasta	Alim. prop. ¹⁴		Alim. exis. ¹⁵	Cfa [\$/km] ¹⁶	Distancia [km]	Voltaje [kA]	Conductor	Corriente [kA]
34	DER. FAMILIA SANCELA	FAMILIA SANCELA	0	1	0,000	1,000	69,000	300 MCM	0,459	
35	DER. FAMILIA SANCELA	LASSO	0	1	0,000	2,220	69,000	266,8 MCM	0,458	
36	NV. LASSO	LASSO	0	1	0,000	0,800	69,000	266,8 MCM	0,458	
37	NV. LASSO	SIGCHOS	0	1	0,000	37,090	69,000	266,8 MCM	0,458	
TOTAL			16	21						

¹⁴ Alimentadores propuestos.

¹⁵ Alimentadores existentes

¹⁶ Costo fijo de los alimentadores [\$/km]

En la Figura 4.9 se muestra que se propone construir 6 subestaciones y que existen 3 subestaciones, en el caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo.

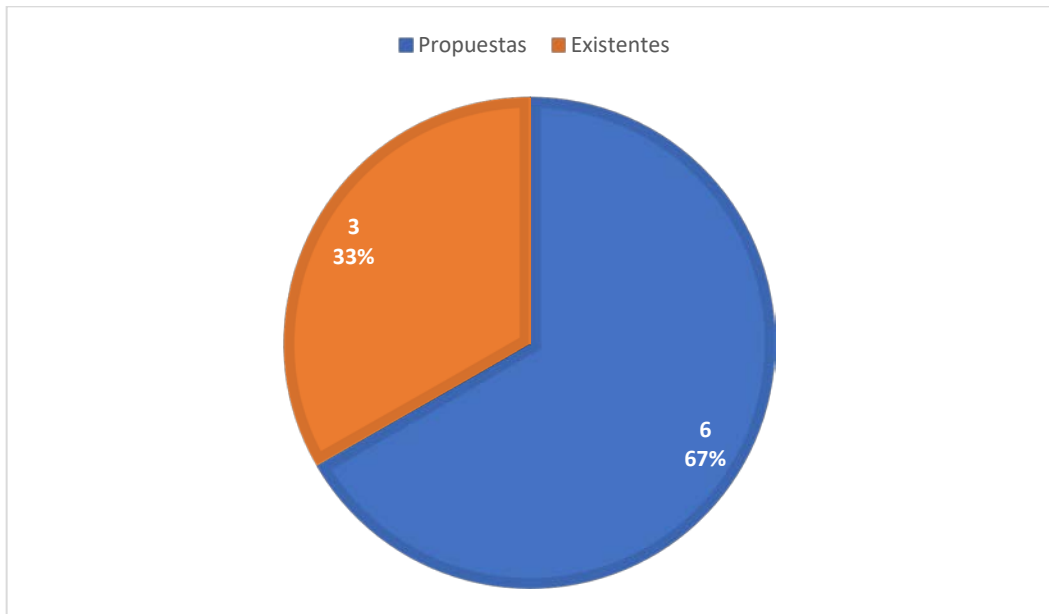


Figura 4.9 Número de subestaciones en la configuración inicial de la red (Caso 2).

En la Figura 4.10 se muestra que se propone construir 16 alimentadores y que existen 21 alimentadores, en el caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo.

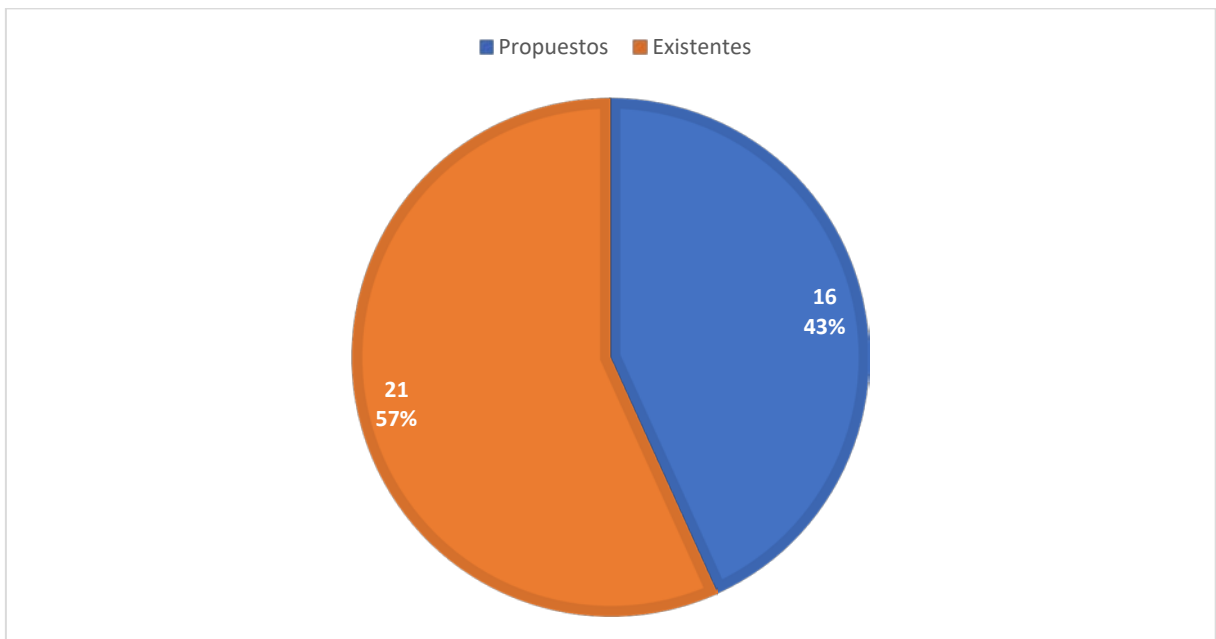


Figura 4.10 Número de alimentadores en la configuración inicial de la red (Caso 2).

4.9.3. Caso de estudio 3: Expansión de la red sin infraestructura en zona de riesgo.

Para el tercer caso de estudio la expansión de la red no se considera la demanda en la zona de riesgo ante el deslizamiento de lahares por la erupción del volcán Cotopaxi, como se muestra en la Figura 4.11.

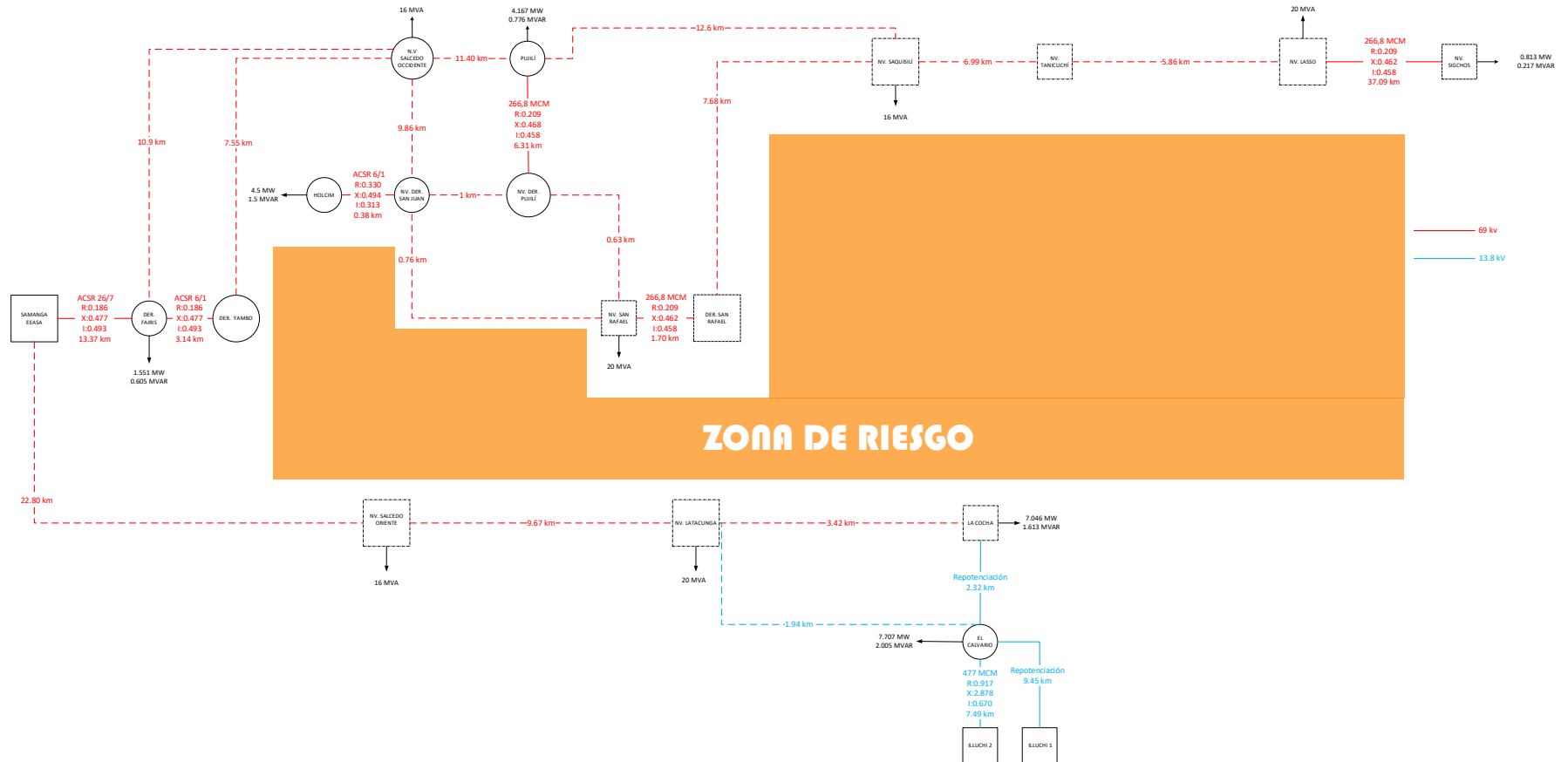


Figura 4.11 Configuración inicial del caso de estudio 3

Clasificación de Barras

En la Tabla 4.18 y Tabla 4.19 se muestra la clasificación de barras para el caso de estudio 3: Expansión de la red sin infraestructura en zona de riesgo.

Tabla 4.18 Clasificación de barras para el caso de estudio 3 (parte 1/2).

Nombre	Barra	Tipo de Barra	Sub. prop. ¹⁷	Sub. exis. ¹⁸	Cfs [USD] ¹⁹	Demanda			Potencia subestación
						MW	MVAr	MVA	MVA
SAMANGA EEASA	B1	Slack	0	1	\$0,00	0,000	0,000	0,000	86,000
DER.FAIRIS	B2	PQ	0	0	\$0,00	1,551	0,605	0,000	0,000
DER.YAMBO	B3	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
HOLCIM	B4	PQ	0	0	\$0,00	4,500	1,500	0,000	0,000
NV.SALCEDO OCCIDENTE	B5	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	16,000	0,000
NV.DER.SAN JUAN	B6	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
NV.SALCEDO ORIENTE	B7	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,000	0,000	16,000	75,000
PUJILÍ	B8	PQ	0	0	\$0,00	4,167	0,776	0,000	0,000
NV.DER.PUJILÍ	B9	PQ	0	0	\$0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
NV.SAN RAFAEL	B10	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,000	0,000	20,000	75,000
NV.LATACUNGA	B11	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,000	0,000	20,000	75,000
NV.DER.SAN RAFAEL	B12	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,000	0,000	0,000	75,000
NV.SAQUSILÍ	B13	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,000	0,000	16,000	75,000

¹⁷ Subestaciones propuestas.

¹⁸ Subestaciones existentes.

¹⁹ Costo fijo de las subestaciones en dólares americanos.

Tabla 4.19 Clasificación de barras para el caso de estudio 3 (parte 2/2).

Nombre	Barra	Tipo de Barra	Sub. prop. ²⁰	Sub. exis. ²¹	Cfs [USD] ²²	Demanda		Potencia subestación	
						MW	MVAr	MVA	MVA
NV.TANICUCHÍ	B14	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,000	0,000	0,000	75,000
LA COCHA	B15	PQ	1	0	\$8.815.342,42	7,046	1,613	0,000	75,000
EL CALVARIO	B16	PQ	0	0	\$0,00	7,707	2,005	0,000	0,000
ILLUCHI 2	B17	PV	0	1	\$0,00	0,000	0,000	0,000	6,500
ILLUCHI 1	B18	PV	0	1	\$0,00	0,000	0,000	0,000	5,240
NV.LASSO	B19	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,000	0,000	20,000	75,000
SIGCHOS	B20	PQ	1	0	\$8.815.342,42	0,813	0,217	0,000	75,000
TOTAL			9	3					

²⁰ Subestaciones propuestas.

²¹ Subestaciones existentes.

²² Costo fijo de las subestaciones en dólares americanos.

Alimentadores

En la Tabla 4.20 y Tabla 4.21 se muestra los alimentadores para el caso de estudio 3: Expansión de la red sin infraestructura en zona de riesgo.

Tabla 4.20 Alimentadores para el caso de estudio 3 (parte 1/2).

Ramal	Desde	Hasta	Alim. prop. ²³	Alim. exis. ²⁴	Cfa [\$/km] ²⁵	Distancia [km]	Voltaje [kA]	Conductor	Corriente [kA]
1	SAMANGA EEASA	DER. FAIRIS	0	1	0,000	13,370	69,000	ACSR 26/7	0,493
2	SAMANGA EEASA	NV. SALCEDO ORIENTE	1	0	119500,607	22,800	69,000	ACSR 26/7	0,493
3	DER. FAIRIS	NV. SALCEDO OCCIDENTE	1	0	119500,607	10,900	69,000	ACSR 26/7	0,493
4	DER. FAIRIS	DER. YAMBO	0	1	0,000	3,140	69,000	ACSR 6/1	0,493
5	DER. YAMBO	NV. SALCEDO OCCIDENTE	1	0	119500,607	7,550	69,000	ACSR 26/7	0,493
6	HOLCIM	NV. DER. SAN JUAN	0	1	0,000	0,380	69,000	ACSR 6/1	0,313
7	NV. SALCEDO OCCIDENTE	NV. DER. SAN JUAN	1	0	119500,607	9,860	69,000	ACSR 26/7	0,493
8	NV. SALCEDO OCCIDENTE	PUJILÍ	1	0	119500,607	11,400	69,000	ACSR 26/7	0,493
9	NV. DER. SAN JUAN	NV. SAN RAFAEL	1	0	119500,607	0,760	69,000	ACSR 26/7	0,493
10	NV. DER. SAN JUAN	NV. DER. PUJILÍ	1	0	119500,607	1,000	69,000	ACSR 26/7	0,493
11	NV. SALCEDO ORIENTE	NV. LATACUNGA	1	0	119500,607	9,670	69,000	ACSR 26/7	0,493
12	PUJILÍ	NV. DER. PUJILÍ	0	1	0,000	6,310	69,000	266,8 MCM	0,458
13	PUJILÍ	NV. SAQUSILÍ	1	0	119500,607	12,600	69,000	ACSR 26/7	0,493
14	NV. DER. PUJILÍ	NV. SAN RAFAEL	1	0	119500,607	0,630	69,000	ACSR 26/7	0,493
15	NV. SAN RAFAEL	NV. DER. SAN RAFAEL	0	1	0,000	1,700	69,000	266,8 MCM	0,458
16	NV. LATACUNGA	LA COCHA	1	0	119500,607	3,420	69,000	ACSR 26/7	0,493
17	NV. LATACUNGA	EL CALVARIO	1	0	25730,970	1,940	13,800	477 MCM	0,670
18	NV. DER. SAN RAFAEL	NV. SAQUSILÍ	1	0	119500,607	7,680	69,000	ACSR 26/7	0,493

²³ Alimentadores propuestos.

²⁴ Alimentadores existentes.

²⁵ Costo fijo de los alimentadores [\$/km]

Tabla 4.21 Alimentadores para el caso de estudio 3 (parte 2/2).

Ramal	Desde	Hasta	Alim. prop. ²⁶	Alim. exis. ²⁷	Cfa [\$/km] ²⁸	Distancia [km]	Voltaje [kA]	Conductor	Corriente [kA]
19	NV. SAQUSILÍ	NV. TANICUCHÍ	1	0	119500,607	6,990	69,000	ACSR 26/7	0,493
20	NV. TANICUCHÍ	NV. LASSO	1	0	119500,607	5,860	69,000	ACSR 26/7	0,493
21	LA COCHA	EL CALVARIO	1	0	25730,970	2,320	13,800	477 MCM	0,670
22	EL CALVARIO	ILLUCHI 2	0	1	0,000	7,490	13,800	477 MCM	0,670
23	EL CALVARIO	ILLUCHI 1	1	0	25730,970	9,450	23,000	3/0 ACSR	0,277
24	NV. LASSO	SIGCHOS	0	1	0,000	37,090	69,000	266,8 MCM	0,458
TOTAL			17	7					

²⁶ Alimentadores propuestos.

²⁷ Alimentadores existentes.

²⁸ Costo fijo de los alimentadores [\$/km]

En la Figura 4.12 se muestra que se propone construir 9 subestaciones y que existen 3 subestaciones, en el caso de estudio 3: Expansión de la red sin infraestructura en zona de riesgo.

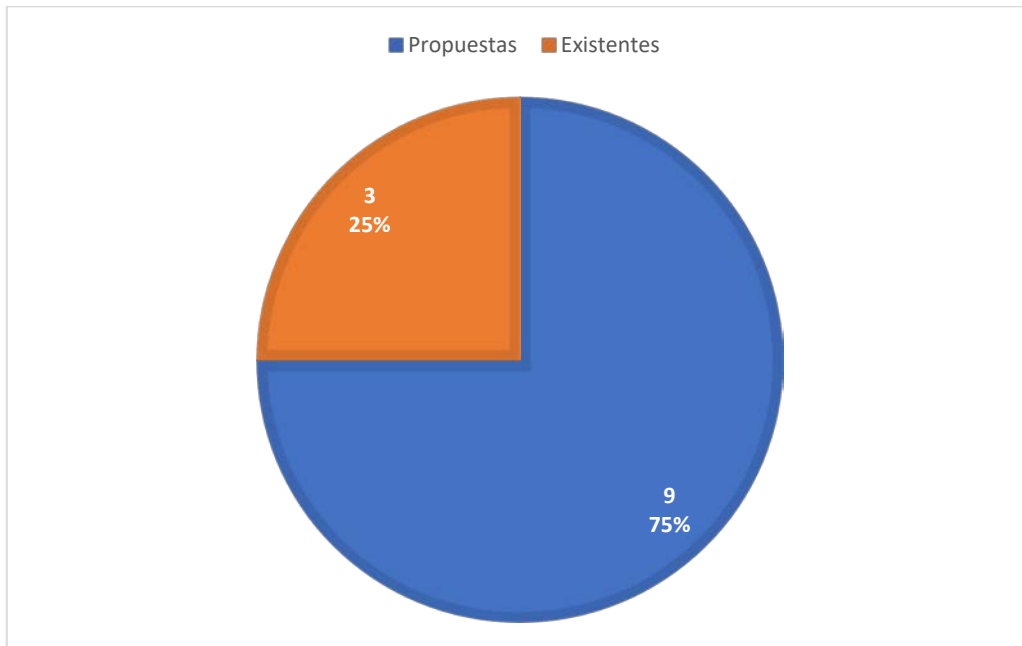


Figura 4.12 Número de subestaciones en la configuración inicial de la red (Caso 3).

En la Figura 4.13 se muestra que se propone construir 17 alimentadores y que existen 7 alimentadores, en el caso de estudio 3: Expansión de la red sin infraestructura en zona de riesgo.

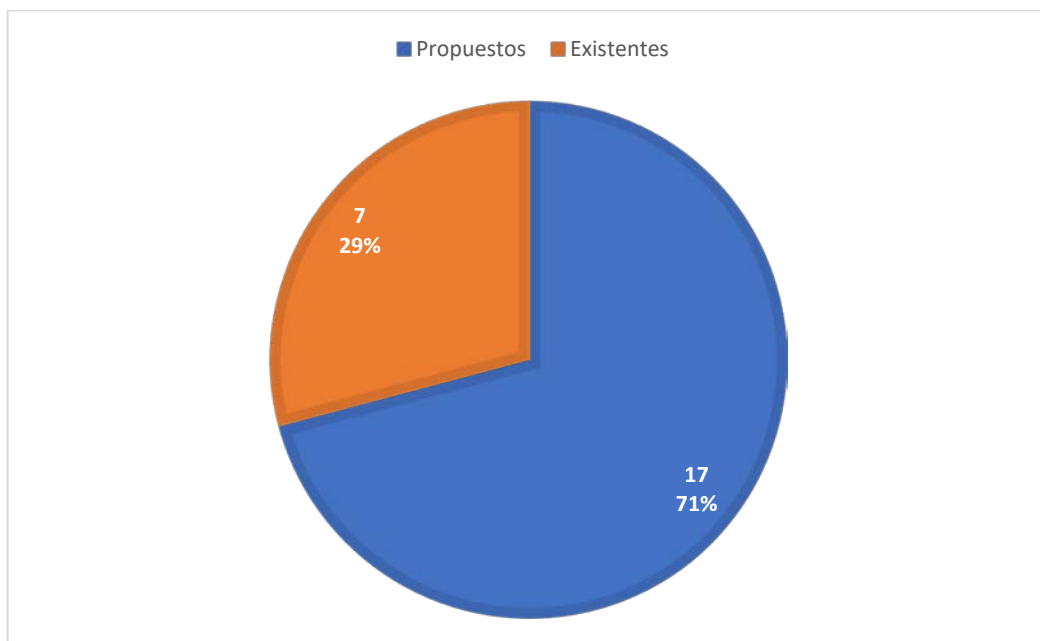


Figura 4.13 Número de alimentadores en la configuración inicial de la red (Caso 3).

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En esta sección se presenta los resultados obtenidos en la expansión de la red de subtransmisión de ELEPCO S.A.

5.1. VALIDACIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN

Para validar el modelo matemático, se utilizará el ejercicio del Sistema 1 de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, titulado “Planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica usando Branch and Bound [32]”, en la Figura 5.1 se indica la configuración inicial del sistema, y en la Figura 5.2 se muestra la configuración óptima de los alimentadores.

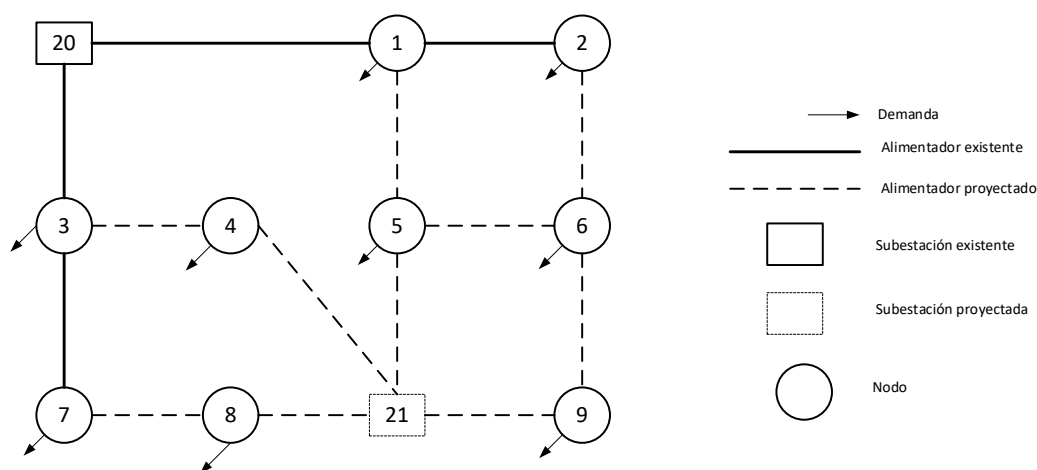


Figura 5.1 Configuración Inicial del Sistema [32].

En [32], se presenta un modelo de optimización lineal. Para validar el modelo propuesto, se realizaron modificaciones en los datos del ejercicio 1, que incluyen los parámetros del alimentador como lo es la resistencia, inductancia. El objetivo es comprobar la configuración óptima calculada con los obtenidos en el ejercicio 1.

En la Tabla 5.1 se muestra los datos de las subestaciones, como la capacidad y los costos fijos. En la Tabla 5.2, se presentan los datos de la demanda en los nodos. Por último, la Tabla 5.3 se indica los datos de los alimentadores, incluyendo la distancia entre nodos, los costos fijos y las variables."

Tabla 5.1 Datos de las Subestaciones

S/E	Capacidad [MVA]	Costo Fijo [\$]
20	60	0
21	60	400

Tabla 5.2 Datos de la demanda en los nodos

Nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Demanda [MW]	4,75	4,75	1,90	4,75	3,80	4,75	5,70	4,75	4,75
Demanda [MVAR]	1,56	1,56	0,62	1,56	1,25	1,56	1,87	1,56	1,56

Tabla 5.3 Datos de los alimentadores

Envió	Recibido	Distancia [Km]	Resistencia [Ohm/Km]	Inductancia [Ohm/Km]	Costo Fijo [\$/Km]	Costo Variable [\$/ (MVA * Km)]
20	1	2,0	0,186	0,477	0	4
1	2	1,0	0,186	0,477	0	4
20	3	2,0	0,186	0,477	0	4
3	7	1,0	0,186	0,477	0	4
1	5	2,0	0,186	0,477	20	4
2	6	2,0	0,186	0,477	20	4
3	4	1,0	0,186	0,477	20	4
5	6	2,0	0,186	0,477	20	4
4	21	1,5	0,186	0,477	20	4
5	21	1,0	0,186	0,477	20	4
6	9	1,0	0,186	0,477	20	4
7	8	1,0	0,186	0,477	20	4
8	21	1,0	0,186	0,477	20	4
21	9	1,0	0,186	0,477	20	4

A continuación, se comparan los resultados calculados del ejercicio 1 de [32] con los datos obtenidos en AMPL. En la Tabla 5.4 se indican los costos totales de la expansión de la red, presentando una variación porcentual del 0.82% entre los resultados obtenidos y calculados. Esta diferencia se atribuye a las pérdidas óhmicas que influye en los costos del resultado obtenido.

Tabla 5.4 Costos totales de la expansión de la red.

	Calculados	Obtenidos	$\Delta\%$
Costos	820	826,735	0,82%

La decisión de instalar un alimentador se define mediante una variable binaria, donde el valor 1 indica la instalación del alimentador (también puede indicar la existencia del alimentador), mientras que el valor 0 indica lo contrario. Al observar la Tabla 5.5, se puede

apreciar que no hay diferencia en los valores de la variable binaria entre los datos calculados y los obtenidos. Por lo tanto, se concluye que se ha obtenido la misma configuración óptima en ambos resultados ver Figura 5.2.

Tabla 5.5 Variable de decisión de instalar el alimentador.

k	I	j	A[k,i,j]	
			Calculado ²⁹	Obtenido ³⁰
1	20	1	1	1
2	20	3	1	1
3	21	5	1	1
4	21	4	1	1
5	21	8	1	1
6	21	9	1	1
7	1	2	1	1
8	1	5	0	0
9	21	8	0	0
10	3	4	0	0
11	3	7	1	1
12	7	8	0	0
13	6	9	1	1
14	7	8	1	1

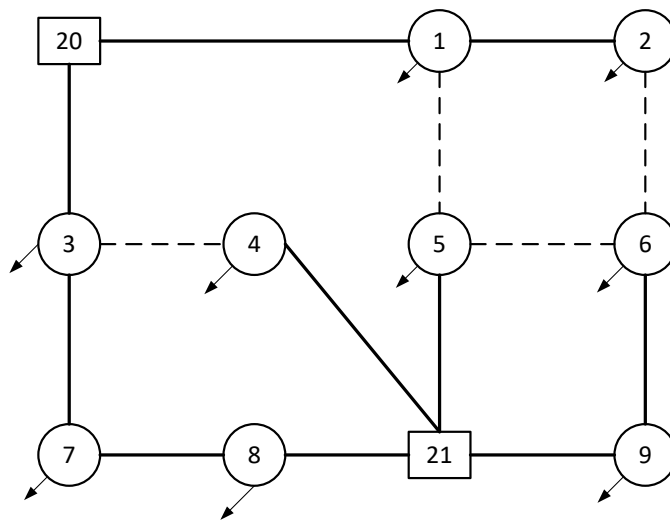


Figura 5.2 Configuración óptima del Sistema [32].

En la Tabla 5.6, se compara los costos fijos de los alimentadores en donde no hay diferencia entre los resultados calculados y obtenidos.

²⁹ Se refiere a los resultados del artículo

³⁰ Se refiere a los resultados obtenidos por Knitro

Tabla 5.6 Costo Fijo de los Alimentadores.

k	I	j	Costos Fijos de los Alimentadores [\\$]	
			Calculado ³¹	Obtenido ³²
1	20	1	0	0
2	20	3	0	0
3	21	5	20	20
4	21	4	30	30
5	21	8	20	20
6	21	9	20	20
7	1	2	0	0
8	1	5	0	0
9	21	8	0	0
10	3	4	0	0
11	3	7	0	0
12	7	8	0	0
13	6	9	20	20
14	7	8	20	20

En la Tabla 5.7, se compara los costos variables de los alimentadores, y se observa que hay variación porcentual entre los resultados calculados y obtenidos. Esta variación se debe a las pérdidas óhmicas.

Tabla 5.7 Costos Variables de los Alimentadores.

k	i	j	Costos Variables de los Alimentadores [\\$]		
			Calculado	Obtenido	$\Delta\%$
1	20	1	80,00	83,44	4,31%
2	20	3	16,00	16,10	0,62%
3	21	5	16,00	16,11	0,71%
4	21	4	30,00	30,40	1,32%
5	21	8	44,00	45,15	2,61%
6	21	9	40,00	40,91	2,27%
7	1	2	20,00	20,19	0,94%
8	1	5	0,00	0,00	0,00%
9	21	8	0,00	0,00	0,00%
10	3	4	0,00	0,00	0,00%
11	3	7	0,00	0,00	0,00%
12	7	8	0,00	0,00	0,00%
13	6	9	20,00	20,18	0,90%
14	7	8	24,00	24,26	1,08%

³¹ Se refiere a los resultados del artículo

³² Se refiere a los resultados obtenidos por Knitro

5.2. CASO DE ESTUDIO 1: RED ACTUAL SIN EXPANSIÓN

Se llevó a cabo el cálculo del Flujo de Potencia Óptima (Optimal Power Flow, OPF) en el caso de estudio 1 (ver Figura 4.7 y Figura 5.3) mediante el *solver Artelys Knitro* de NEOS Server Version 6.0 (ver **Anexo C**) con el objetivo de obtener las condiciones iniciales de voltaje y la capacidad de carga de los alimentadores y subestaciones principales. A continuación, se detallan los resultados obtenidos:

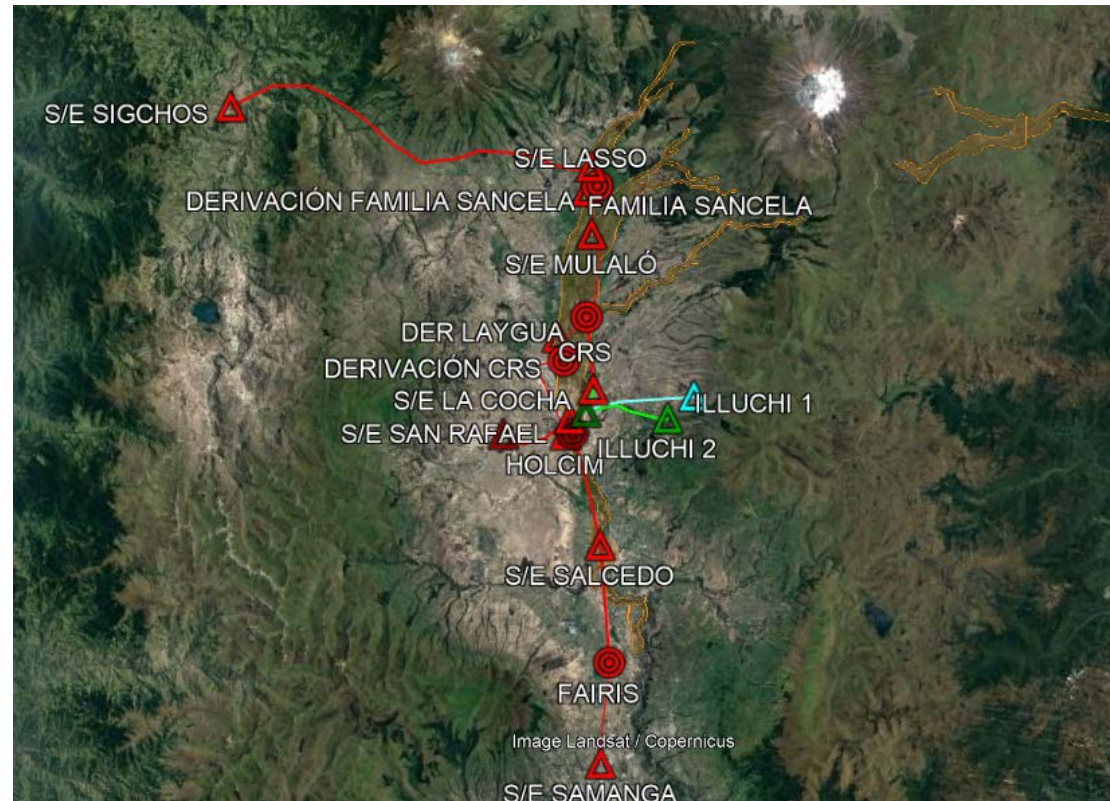


Figura 5.3 Caso de estudio 1: Red actual sin expansión Google Earth.

5.2.1. Perfil de tensiones

En la Tabla 5.8 y la Figura 5.4 se presentan los valores de voltaje en por unidad (p.u.) de las diferentes barras del caso de estudio 1: Red actual sin expansión.

Tabla 5.8 Voltaje en p.u. y ángulo del caso de estudio 1: Red actual sin expansión.

Nombre	Voltaje p.u.	Ángulo °
SAMANGA EEASA	1,004	26,843
DER. FAIRIS	0,991	24,141
SALCEDO	0,984	22,102
SAN JUAN	0,984	20,516
HOLCIM	0,983	20,501
PUJILÍ	0,982	20,186
SAN RAFAEL	0,984	20,343
CRS	0,990	19,938
DER. CRS	0,991	19,967
DER. LAIGUA	0,996	19,745
LA COCHA	0,992	19,280
EL CALVARIO	0,950	13,639
ILLUCHI 2	1,000	36,382
ILLUCHI 1	1,000	2,438
MULALÓ	1,012	19,913
DER. FAMILIA SANCELA	1,007	19,589
FAMILIA SANCELA	1,007	19,563
LASSO	1,005	19,476
SIGCHOS	1,003	19,321

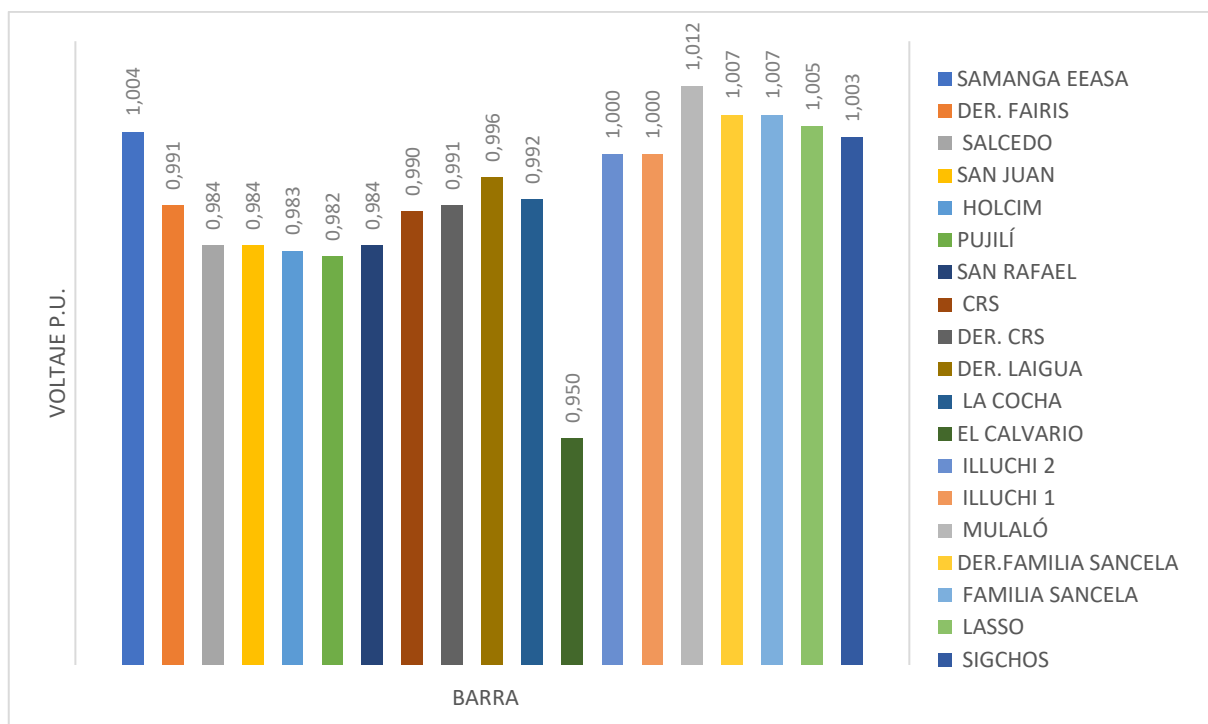


Figura 5.4 Perfil de tensiones p.u del caso de estudio 1.

En la Figura 5.4, se observa que la subestación El Calvario presenta voltajes en por unidad de 0,95 p. u., este valor se encuentra en el límite del rango permitido de ± 5 con respecto al voltaje nominal de 1 p.u., según lo establecido en la regulación ARCERNNR-002-20.

5.2.2. Cargabilidad de los alimentadores

En la Tabla 5.9, Tabla 5.10 y Figura 5.5 se presentan la cargabilidad de los alimentadores referente al caso de estudio 1: Red actual sin expansión.

Tabla 5.9 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 1 (parte 1/2).

Ramal	N° Circuitos	Desde	Hasta	%	Corriente [kA]	
					Suministrada	Máxima
1	1	SAMANGA EEASA	DER. FAIRIS	57,61%	0,28	0,49
2	1	DER. FAIRIS	SALCEDO	55,13%	0,27	0,49
3	1	SALCEDO	SAN JUAN	39,86%	0,20	0,49
4	1	SAN JUAN	HOLCIM	12,91%	0,04	0,31
5	1	SAN JUAN	SAN RAFAEL	34,06%	0,17	0,49
6	1	SAN RAFAEL	PUJILÍ	7,88%	0,04	0,46
7	1	SAN RAFAEL	DER. CRS	26,27%	0,12	0,46
8	1	CRS	DER. CRS	4,50%	0,02	0,49
9	1	DER. CRS	DER. LAIGUA	26,48%	0,12	0,46
10	1	DER. LAIGUA	LA COCHA	23,84%	0,11	0,46

Tabla 5.10 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 1 (parte 2/2).

Ramal	N° Circuitos	Desde	Hasta	%	Corriente [kA]	
					Suministrada	Máxima
11	1	DER. LAIGUA	MULALÓ	34,08%	0,16	0,46
12	1	LA COCHA	EL CALVARIO	90,51%	0,25	0,28
13	1	EL CALVARIO	ILLUCHI 2	21,45%	0,14	0,67
14	1	EL CALVARIO	ILLUCHI 1	23,83%	0,05	0,23
15	1	MULALÓ	DER.FAMILIA SANCELA	30,24%	0,14	0,46
16	1	DER. FAMILIA SANCELA	FAMILIA SANCELA	10,44%	0,05	0,46
17	1	DER. FAMILIA SANCELA	LASSO	19,80%	0,09	0,46
18	1	LASSO	SIGCHOS	1,53%	0,01	0,46

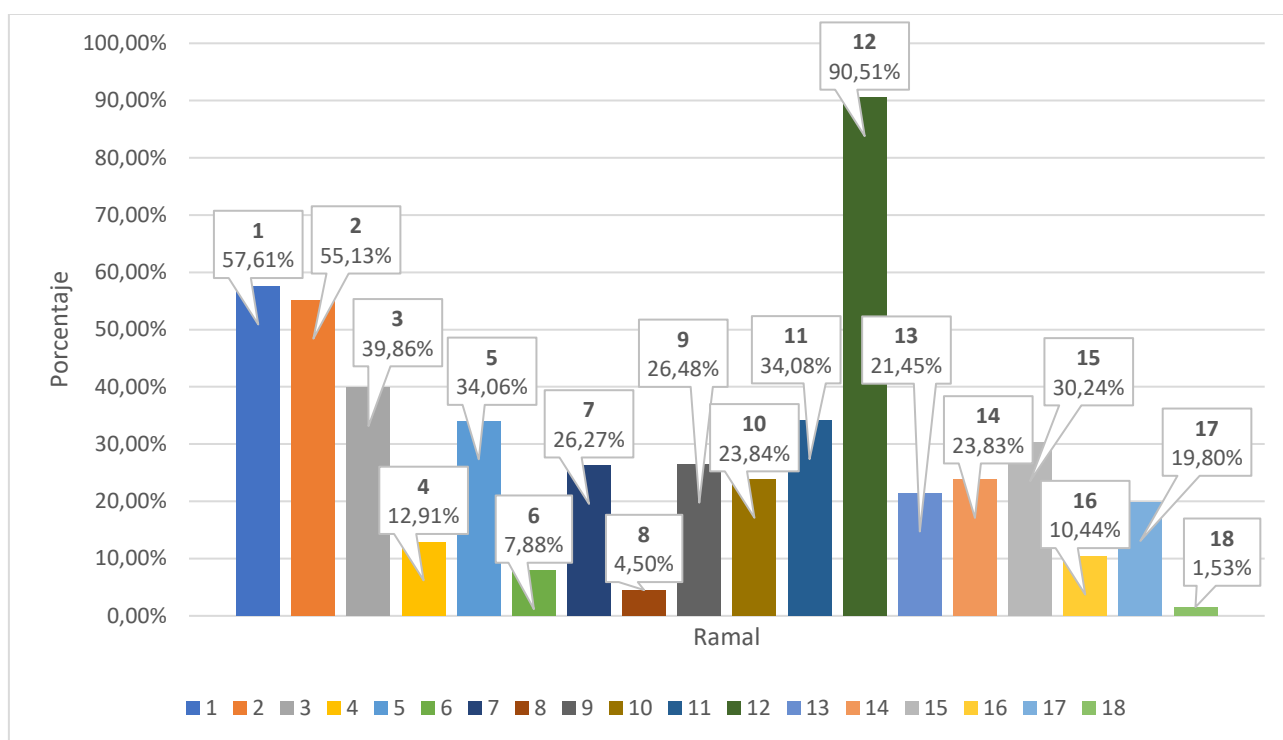


Figura 5.5 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 1

En la Figura 5.5 se observa que la cargabilidad del alimentador del ramal 12 es del 90,51 % de su capacidad, que se extiende desde la subestación El Calvario hasta la subestación La Cocha.

5.2.3. Cargabilidad subestaciones principales

En la Tabla 5.11 y Figura 5.6 se presentan la cargabilidad de las subestaciones para el caso de estudio 1: Red actual sin expansión.

Tabla 5.11 Cargabilidad de las subestaciones del caso de estudio 1.

Nombre	%	Potencia [MVA]	
		Suministrada	Máxima
SAMANGA EEASA	39,63%	34,08	86,00
ILLUCHI 2	50,19%	3,26	6,50
ILLUCHI 1	28,35%	1,49	5,24
MULALÓ	61,18%	40,38	66,00

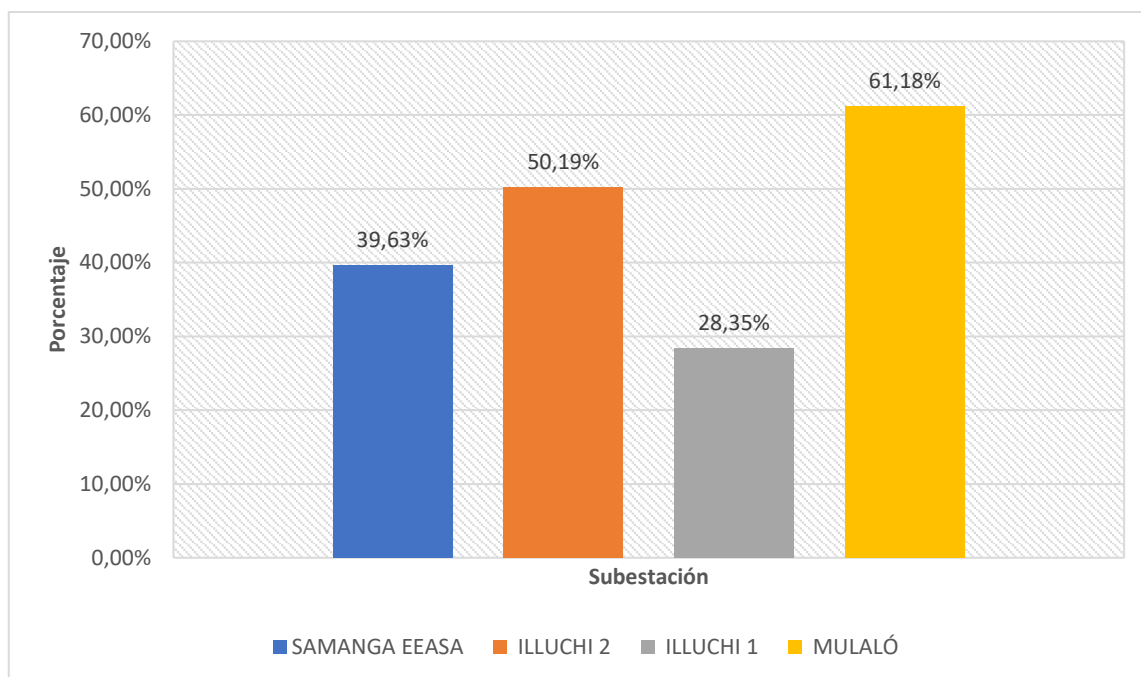


Figura 5.6 Cargabilidad de las subestaciones del caso de estudio 1

En la Figura 5.6 se puede observar que la cargabilidad de la subestación Mulaló es del 61,18%, por otro lado, las subestaciones EASA, Illuchi 2 e Illuchi 1 tienen la siguiente cargabilidad del 39,63%, 50,19% y 28,35% respectivamente.

En la Figura 5.7 se muestra el aporte de potencia hacia la red por las subestaciones para el caso de estudio 1.

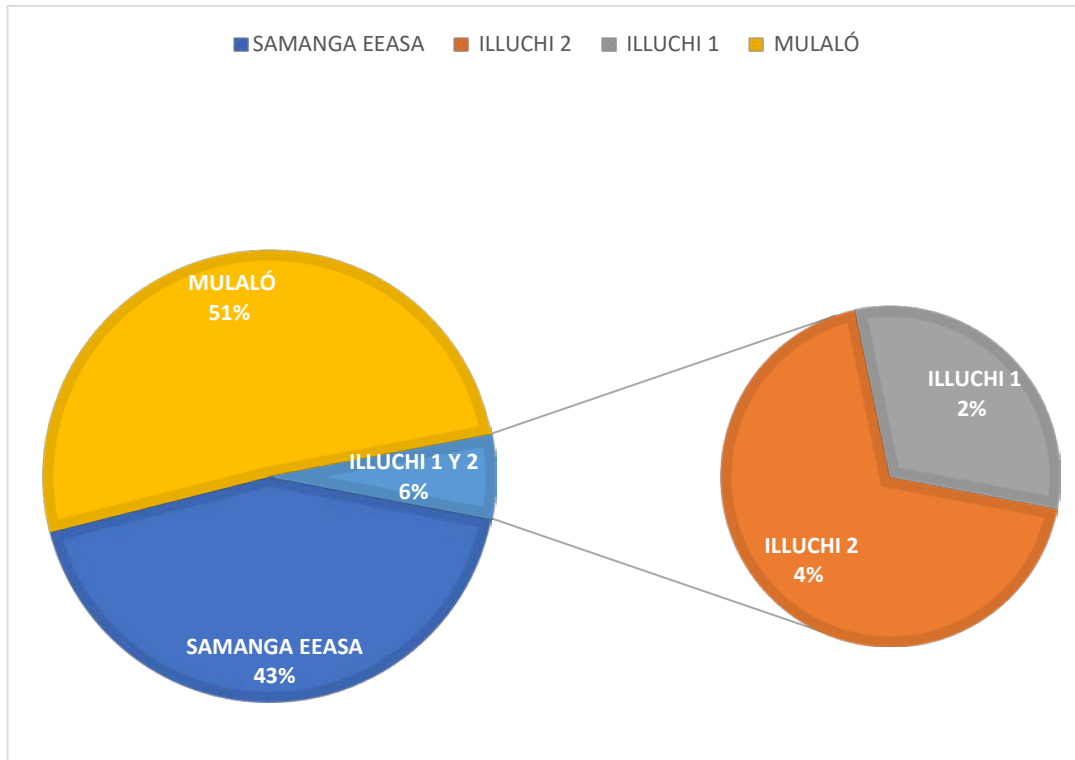


Figura 5.7 Aporte de potencia hacia la red por las subestaciones del caso de estudio 1

En la Figura 5.7 se muestra que el mayor aporte de potencia en el del caso de estudio 1: Red actual sin expansión, es de la subestación Mulaló con el 51%, seguido por la subestación Samanga de EEASA con el 43%, luego la subestación Illuchi 2 con el 4% y por último Illuchi 1 con el 2%.

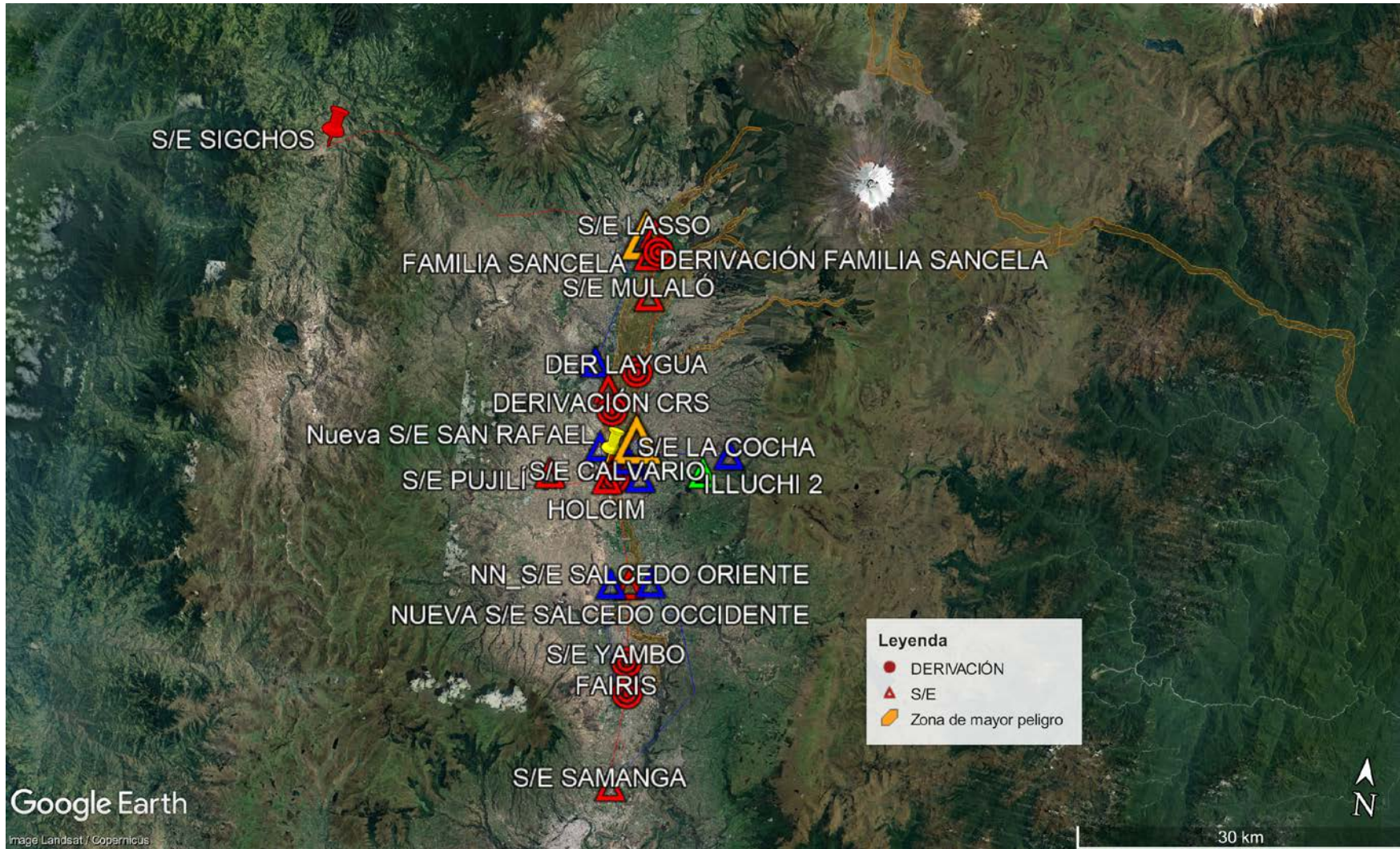


Figura 5.9 Configuración óptima caso de estudio 2 Google Earth.

Costos de los alimentadores

En la Tabla 5.12, Tabla 5.13 y Tabla 5.14 se presentan los costos fijos y variables del caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo de los alimentadores, calculados mediante el *solver Knitro*. El costo fijo total de los alimentadores asciende a **\$6.618.460,58** mientras que el costo variable total anual generado por pérdidas óhmicas se estiman en **\$853.203,67**

Tabla 5.12 Costo de los alimentadores del caso de estudio 2 (parte 1/3).

Ramal	Desde	Hasta	Alim. prop. ³³	Alim. exis. ³⁴	Alim. Inst. ³⁵	Costo Fijo [\$]	Costo Variable	
							[\$/h]	[\$/anual]
1	SAMANGA EEASA	DER. FAIRIS	0	1	0	\$0,00	\$34,08	\$298.500,72
2	SAMANGA EEASA	NV. SALCEDO ORIENTE	1	0	1	\$2.724.613,83	\$7,15	\$62.651,03
3	MULALÓ	DER. LAIGUA	0	1	0	\$0,00	\$0,78	\$6.866,95
4	MULALÓ	DER. FAMILIA SANCELA	0	1	0	\$0,00	\$0,52	\$4.544,84
5	ILLUCHI 2	EL CALVARIO	0	1	0	\$0,00	\$3,79	\$33.180,01
6	ILLUCHI 1	EL CALVARIO	1	0	1	\$243.157,67	\$1,77	\$15.473,57
7	NV. LATACUNGA	LA COCHA	1	0	1	\$408.692,07	\$1,47	\$12.848,99
8	NV. LATACUNGA	NV. SALCEDO ORIENTE	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00
9	NV. TANICUCHÍ	NV. SAQUSILÍ	1	0	1	\$835.309,24	\$4,25	\$37.201,11
10	NV. TANICUCHÍ	NV. LASSO	1	0	1	\$700.273,56	\$3,56	\$31.187,19
11	DER. FAIRIS	NV. SALCEDO OCCIDENTE	1	0	1	\$141.010,72	\$0,37	\$3.253,33
12	DER. FAIRIS	DER. YAMBO	0	1	0	\$0,00	\$3,32	\$29.100,53
13	DER. YAMBO	SALCEDO	0	1	0	\$0,00	\$7,48	\$65.522,53
14	DER. YAMBO	NV. SALCEDO OCCIDENTE	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00

³³ Alimentadores propuestos

³⁴ Alimentadores existentes

³⁵ Alimentadores instalados

Tabla 5.13 Costo de los alimentadores del caso de estudio 2 (parte 2/3).

Ramal	Desde	Hasta	Alim. prop. ³⁶	Alim. exis. ³⁷	Alim. Inst. ³⁸	Costo Fijo [\$]	Costo Variable	
							[\$/h]	[\$/anual]
15	SALCEDO	DER. SAN JUAN	0	1	0	\$0,00	\$0,71	\$6.205,20
16	HOLCIM	NV. DER. SAN JUAN	0	1	0	\$0,00	\$0,02	\$164,74
17	NV. SALCEDO OCCIDENTE	NV. DER. SAN JUAN	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00
18	NV. SALCEDO OCCIDENTE	PUJILÍ	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00
19	NV. DER. SAN JUAN	DER. SAN JUAN	0	1	0	\$0,00	\$0,02	\$136,56
20	NV. DER. SAN JUAN	NV. DER. PUJILÍ	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00
21	NV. DER. SAN JUAN	NV. SAN RAFAEL	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00
22	DER. SAN JUAN	SAN RAFAEL	0	1	0	\$0,00	\$0,47	\$4.109,27
23	SAN RAFAEL	NV. DER. PUJILÍ	0	1	0	\$0,00	\$0,20	\$1.773,50
24	NV. DER. PUJILÍ	NV. SAN RAFAEL	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00
25	NV. DER. PUJILÍ	PUJILÍ	0	1	0	\$0,00	\$1,73	\$15.122,70
26	PUJILÍ	NV. SAQUSILÍ	1	0	1	\$1.505.707,64	\$2,82	\$24.666,57
27	NV. SAN RAFAEL	NV. DER. SAN RAFAEL	0	1	0	\$0,00	\$0,86	\$7.553,22
28	NV. DER. SAN RAFAEL	NV. SAQUSILÍ	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00
29	NV. DER. SAN RAFAEL	DER. CRS	0	1	0	\$0,00	\$1,83	\$15.995,06

³⁶ Alimentadores propuestos

³⁷ Alimentadores existentes

³⁸ Alimentadores instalados

Tabla 5.14 Costo de los alimentadores del caso de estudio 2 (parte 3/3).

Ramal	Desde	Hasta	Alim. prop. ³⁹	Alim. exis. ⁴⁰	Alim. Inst. ⁴¹	Costo Fijo [\$]	Costo Variable	
							[\$/h]	[\$/anual]
30	DER. CRS	CRS	0	1	0	\$0,00	\$0,02	\$154,06
31	DER. CRS	DER. LAIGUA	0	1	0	\$0,00	\$2,88	\$25.219,23
32	DER. LAIGUA	LA COCHA	0	1	0	\$0,00	\$5,95	\$52.135,49
33	LA COCHA	EL CALVARIO	1	0	1	\$59.695,85	\$10,29	\$90.181,27
34	DER. FAMILIA SANCELA	FAMILIA SANCELA	0	1	0	\$0,00	\$0,04	\$348,30
35	DER. FAMILIA SANCELA	LASSO	0	1	0	\$0,00	\$0,51	\$4.433,30
36	NV. LASSO	LASSO	0	1	0	\$0,00	\$0,50	\$4.385,53
37	NV. LASSO	SIGCHOS	0	1	0	\$0,00	\$0,03	\$288,88
TOTAL			16	21	8	\$6.618.460,58	\$97,40	\$853.203,67

³⁹ Alimentadores propuestos

⁴⁰ Alimentadores existentes

⁴¹ Alimentadores instalados

Costos Subestaciones

El costo fijo total de las subestaciones es **\$17.630.684,84**, tal como se indica en la Tabla 5.15.

Tabla 5.15 Costo fijo subestaciones del caso de estudio 2.

Nombre	Barra	Sub. prop.	Sub. exis.	Sub. Inst.	Costo Fijo [\$]
SAMANGA EEASA	B1	0	1	0	\$0,00
MULALÓ	B2	0	0	0	\$0,00
ILLUCHI 2	B3	0	1	0	\$0,00
ILLUCHI 1	B4	0	1	0	\$0,00
NV. LATACUNGA	B5	1	0	0	\$0,00
NV. TANICUCHÍ	B6	1	0	0	\$0,00
DER. FAIRIS	B7	0	0	0	\$0,00
DER. YAMBO	B8	0	0	0	\$0,00
SALCEDO	B9	0	0	0	\$0,00
HOLCIM	B10	0	0	0	\$0,00
NV. SALCEDO OCCIDENTE	B11	0	0	0	\$0,00
NV. DER. SAN JUAN	B12	0	0	0	\$0,00
DER. SAN JUAN	B13	0	0	0	\$0,00
SAN RAFAEL	B14	0	0	0	\$0,00
NV. DER. PUJILÍ	B15	0	0	0	\$0,00
PUJILÍ	B16	0	0	0	\$0,00
NV. SAN RAFAEL	B17	0	0	0	\$0,00
NV. DER. SAN RAFAEL	B18	0	0	0	\$0,00
DER. CRS	B19	0	0	0	\$0,00
CRS	B20	0	0	0	\$0,00
NV. SAQUSILÍ	B21	1	0	0	\$0,00
DER. LAIGUA	B22	0	0	0	\$0,00
LA COCHA	B23	1	0	1	\$8.815.342,42
EL CALVARIO	B24	0	0	0	\$0,00
DER. FAMILIA SANCELA	B25	0	0	0	\$0,00
FAMILIA SANCELA	B26	0	0	0	\$0,00
NV. LASSO	B27	1	0	1	\$8.815.342,42
LASSO	B28	0	0	0	\$0,00
SIGCHOS	B29	0	0	0	\$0,00
NV. SALCEDO ORIENTE	B30	1	0	0	\$0,00
TOTAL		6	3	2	\$17.630.684,84

En la Figura 5.10 se muestra que se han instalado 8 de los 16 alimentadores que habían sido propuestos inicialmente para el caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo.

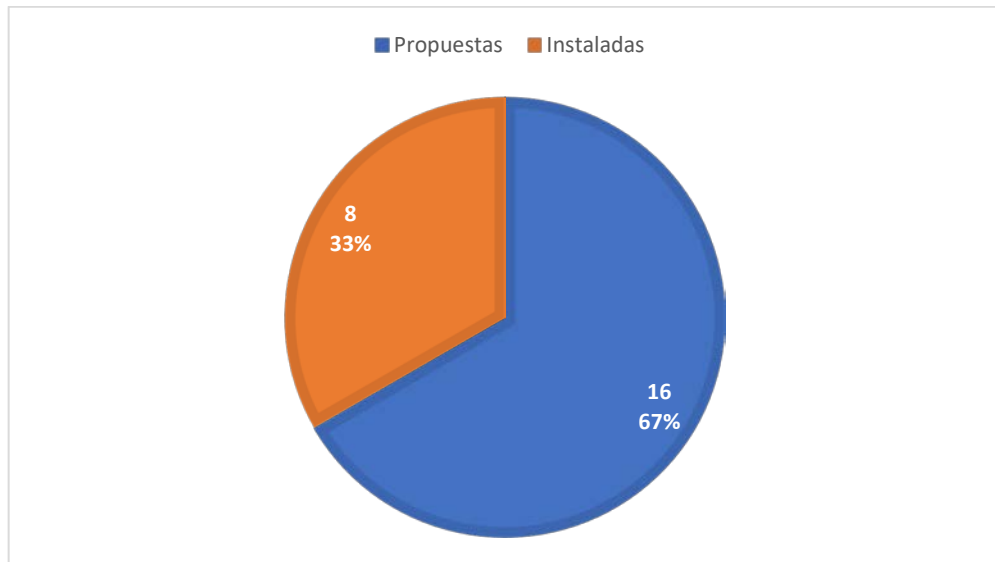


Figura 5.10 Alimentadores instalados en el caso de estudio 2.

En la Figura 5.11 se muestra que se han instalado 2 de las 6 subestaciones que habían sido propuestos inicialmente para el caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo.

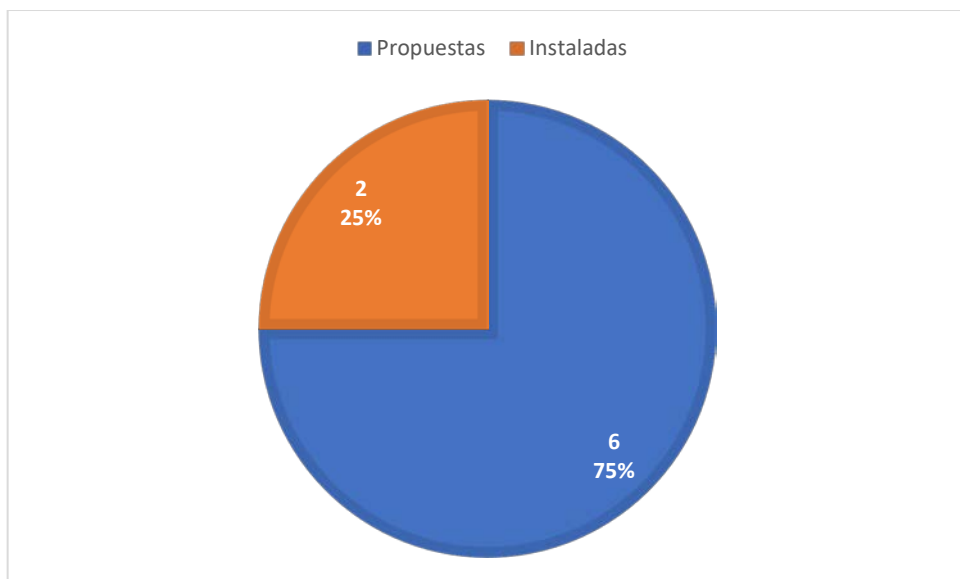


Figura 5.11 Subestaciones instalados en el caso de estudio 2.

Costo total

El costo total de la expansión de la red del caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo es de **\$25.102.349,09** tal como se muestra en la Tabla 5.16

Tabla 5.16 Costo total de la expansión de la red del caso de estudio 2.

	Costo	USD
Alimentadores	Fijo	\$6.618.460,58
	Variable	\$853.203,67
Subestaciones	Fijo	\$17.630.684,84
Total		\$25.102.349,09

En la Figura 5.12 se muestra que el costo fijo de las subestaciones representa el 70% del costo total de la expansión de la red del caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo, mientras el costo fijo de las subestaciones es del 26% y por último el costo variable de los alimentadores producidas por pérdidas óhmicas es del 4%.

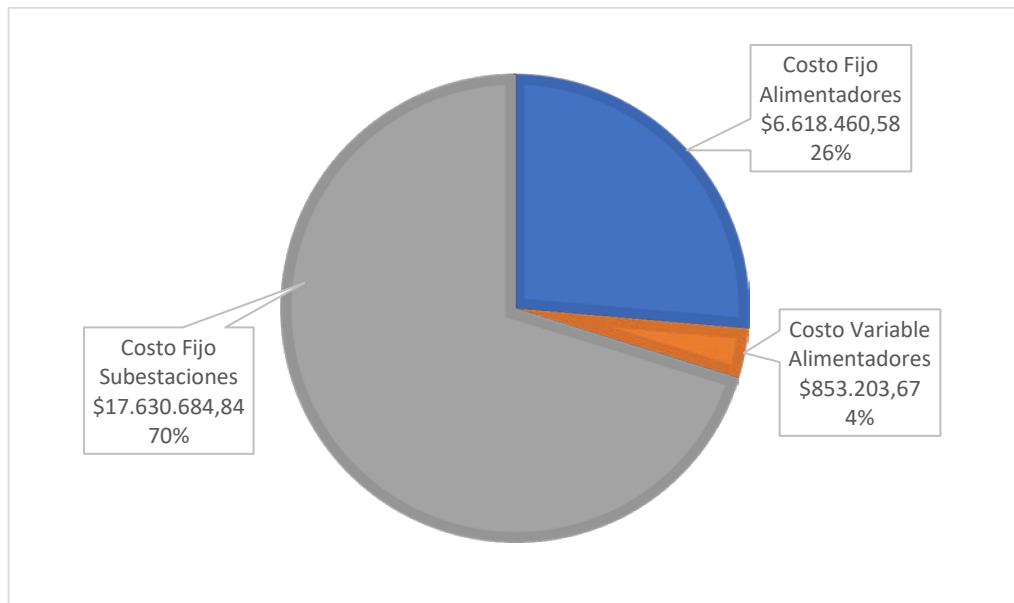


Figura 5.12 Representación porcentual de costos fijos y variables del caso de estudio 2.

Perfil de tensiones

En la Tabla 5.17 y la Figura 5.13 se presentan los valores de voltaje en por unidad (p.u.) de las diferentes barras del caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo. Según la regulación ARCERNNR-002-20, se establece que el voltaje p.u. debe estar dentro de un rango de $\pm 5\%$ con respecto al voltaje nominal.

Tabla 5.17 Voltaje en p.u. y ángulo del del caso de estudio 2.

Nombre	Voltaje p.u.	Ángulo °
SAMANGA EEASA	1,004	26,843
MULALÓ	1,027	19,935
ILLUCHI 2	1,000	22,823
ILLUCHI 1	1,000	9,431
NV. LATACUNGA	1,046	19,979
NV. TANICUCHÍ	1,012	20,254
DER. FAIRIS	0,978	23,276
DER. YAMBO	0,976	22,690
SALCEDO	0,972	21,363
HOLCIM	0,972	21,160
NV. SALCEDO OCCIDENTE	0,976	23,182
NV. DER. SAN JUAN	0,972	21,168
DER. SAN JUAN	0,973	21,175
SAN RAFAEL	0,973	21,083
DER. PUJILÍ	0,973	21,030
PUJILÍ	0,979	20,580
NV. SAN RAFAEL	1,019	18,884
NV. DER. SAN RAFAEL	1,022	19,033
DER. CRS	1,027	19,346
CRS	1,026	19,319
NV. SAQUSILÍ	0,996	20,025
DER. LAIGUA	1,034	19,778
LA COCHA	1,050	20,276
EL CALVARIO	0,950	10,065
DER. FAMILIA SANCELA	1,025	20,164
FAMILIA SANCELA	1,025	20,138
NV. LASSO	1,026	20,441
LASSO	1,026	20,340
SIGCHOS	1,024	20,298
NV. SALCEDO ORIENTE	0,978	25,076

En la Figura 5.13 se muestra el voltaje nominal en por unidad de las barras del del caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo, donde la barra de la nueva subestación de Latacunga tiene el valor del voltaje 1,04 p.u., la subestación La Cocha tiene el valor 1,05 p.u. y la subestación El Calvario tiene el valor de 0,95 p.u.

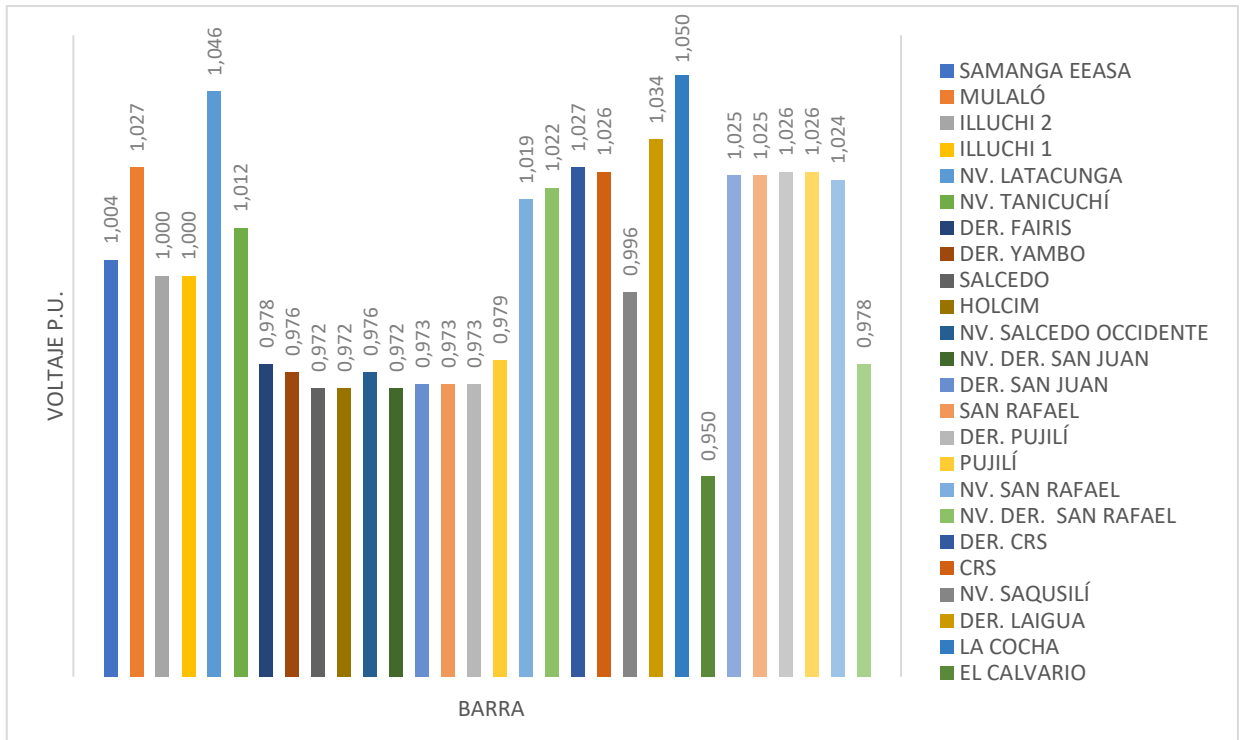


Figura 5.13 Perfil de tensiones en p.u. del caso de estudio 2.

Cargabilidad de los alimentadores

En la Tabla 5.18 , Tabla 5.19 y la Figura 5.14 se presentan los porcentajes de carga permitidos que no deben superar el 80 % de la capacidad del alimentador de acuerdo con el plan de la expansión de la transmisión [19].

Tabla 5.18 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 2 parte (1/2).

Ramal	N° Circuitos	Desde	Hasta	%	Corriente [kA]	
					Suministrada	Máxima
1	1	SAMANGA EEASA	DER. FAIRIS	79,15%	0,39	0,49
2	1	SAMANGA EEASA	NV. SALCEDO ORIENTE	27,77%	0,14	0,49
3	1	MULALÓ	DER. LAIGUA	15,68%	0,07	0,46

Tabla 5.19 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 2 parte (2/2).

Ramal	N° Circuitos	Desde	Hasta	%	Corriente [kA]	
					Suministrada	Máxima
4	1	MULALÓ	DER. FAMILIA SANCELA	17,55%	0,08	0,46
5	1	ILLUCHI 2	EL CALVARIO	11,69%	0,08	0,67
6	1	ILLUCHI 1	EL CALVARIO	18,16%	0,05	0,28
7	1	NV. LATACUNGA	LA COCHA	32,62%	0,16	0,49
9	1	NV. TANICUCHÍ	NV. SAQUSILÍ	38,64%	0,19	0,49
10	1	NV. TANICUCHÍ	NV. LASSO	39,17%	0,19	0,49
11	1	DER. FAIRIS	NV. SALCEDO OCCIDENTE	27,81%	0,14	0,49
12	1	DER. FAIRIS	DER. YAMBO	50,99%	0,25	0,49
13	1	DER. YAMBO	SALCEDO	50,99%	0,25	0,49
15	1	SALCEDO	DER. SAN JUAN	36,06%	0,18	0,49
16	1	HOLCIM	NV. DER. SAN JUAN	13,04%	0,04	0,31
19	1	NV. DER. SAN JUAN	DER. SAN JUAN	13,04%	0,04	0,31
22	1	DER. SAN JUAN	SAN RAFAEL	48,18%	0,15	0,31
23	1	SAN RAFAEL	DER. PUJILÍ	26,35%	0,12	0,46
25	1	DER. PUJILÍ	PUJILÍ	26,51%	0,12	0,46
26	1	PUJILÍ	NV. SAQUSILÍ	23,81%	0,12	0,49
27	1	NV. SAN RAFAEL	NV. DER. SAN RAFAEL	35,94%	0,16	0,46
29	1	NV. DER. SAN RAFAEL	DER. CRS	36,03%	0,17	0,46
30	1	DER. CRS	CRS	4,36%	0,02	0,49
31	1	DER. CRS	DER. LAIGUA	40,83%	0,19	0,46
32	1	DER. LAIGUA	LA COCHA	49,15%	0,23	0,46
33	1	LA COCHA	EL CALVARIO	34,61%	0,23	0,67
34	1	DER. FAMILIA SANCELA	FAMILIA SANCELA	10,24%	0,05	0,46
35	1	DER. FAMILIA SANCELA	LASSO	24,04%	0,11	0,46
36	1	NV. LASSO	LASSO	39,83%	0,18	0,46
37	1	NV. LASSO	SIGCHOS	1,51%	0,01	0,46

En la Figura 5.14 se muestra que la cargabilidad del ramal 1 es del 79,15% que corresponde al alimentador que desde Samanga EEASA hacia la derivación de Fairis.

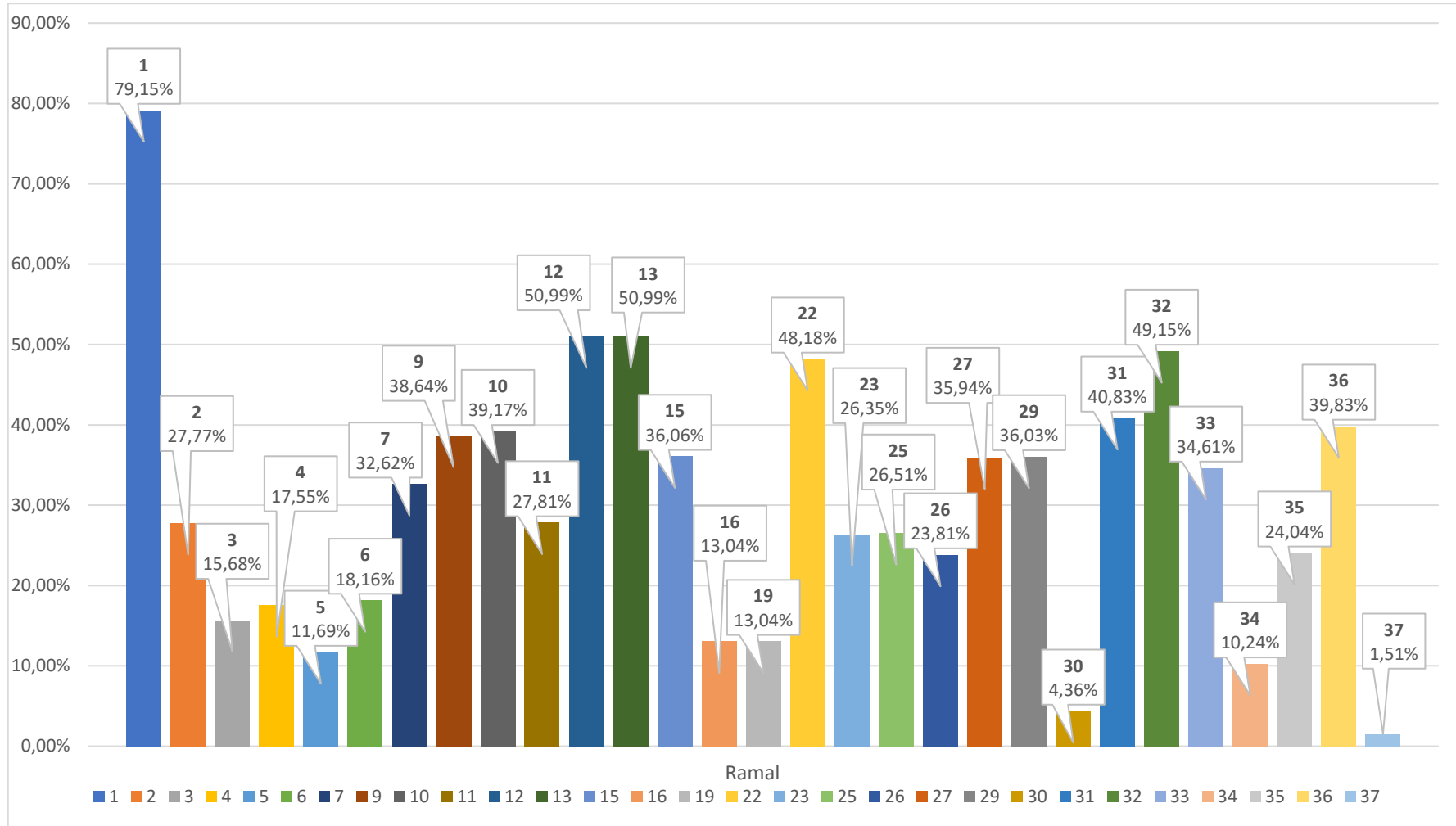


Figura 5.14 Cargabilidad de los alimentadores el caso de estudio 2

Cargabilidad subestaciones

En la Tabla 5.20 y la Figura 5.15 se presentan las potencias suministradas en MVA de las subestaciones del caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo.

Tabla 5.20 Potencia suministrada subestaciones del caso de estudio 2.

Nombre	%	Potencia [MVA]	
		Suministrada	Máxima
SAMANGA EEASA	72,96%	62,75	86,00
ILLUCHI 2	28,78%	1,87	6,50
ILLUCHI 1	38,21%	2,00	5,24
LA COCHA	80,00%	60,00	75,00
NV. LASSO	80,00%	60,00	75,00

En la Figura 5.15 se presenta la cargabilidad de las subestaciones, con el 80% de cargabilidad son las subestaciones La Cocha y NV. Lasso seguido por la subestación Samanga EEASA, Illuchi 1 e Illuchi 2 con el 72,96 %, 38,21% y 28,78% respectivamente.

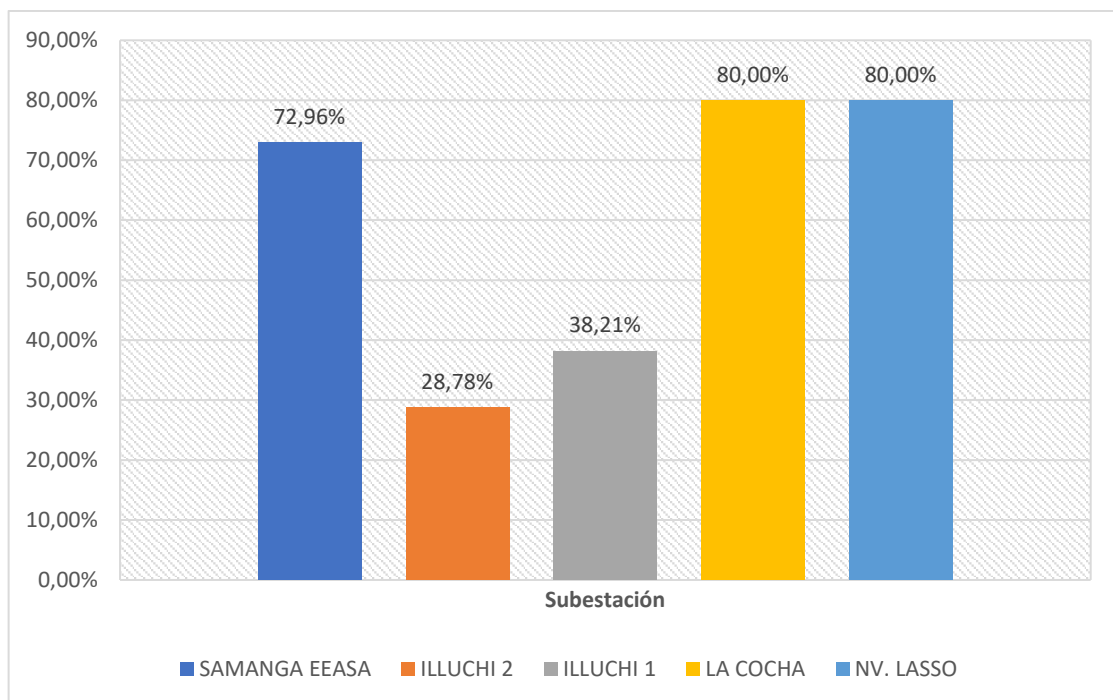


Figura 5.15 Potencia suministrada subestaciones del caso de estudio 2.

La Figura 5.16 muestra el desglose porcentual de la contribución de cada subestación a la red en el caso de estudio 2: Expansión de la infraestructura de la red con infraestructura en zona de riesgo. En donde la subestación Samanga EEASA lidera con un aporte del 34%, seguida de cerca por las subestaciones La Cocha y NV. Lasso, ambas con un 32% de participación

respectivamente. Por último, las subestaciones Iluchi 1 e Iluchi 2 contribuyen con un 1% cada una.

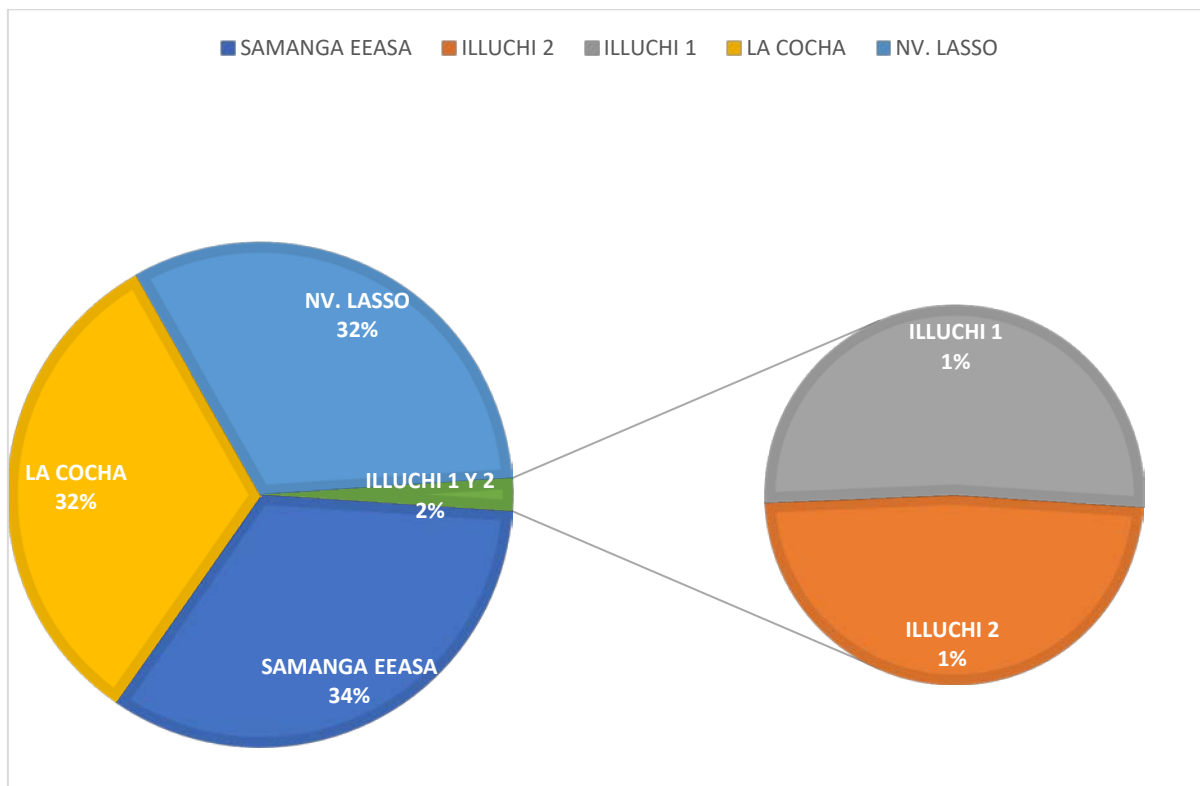


Figura 5.16 Aporte a la red por cada subestación del caso de estudio 2.

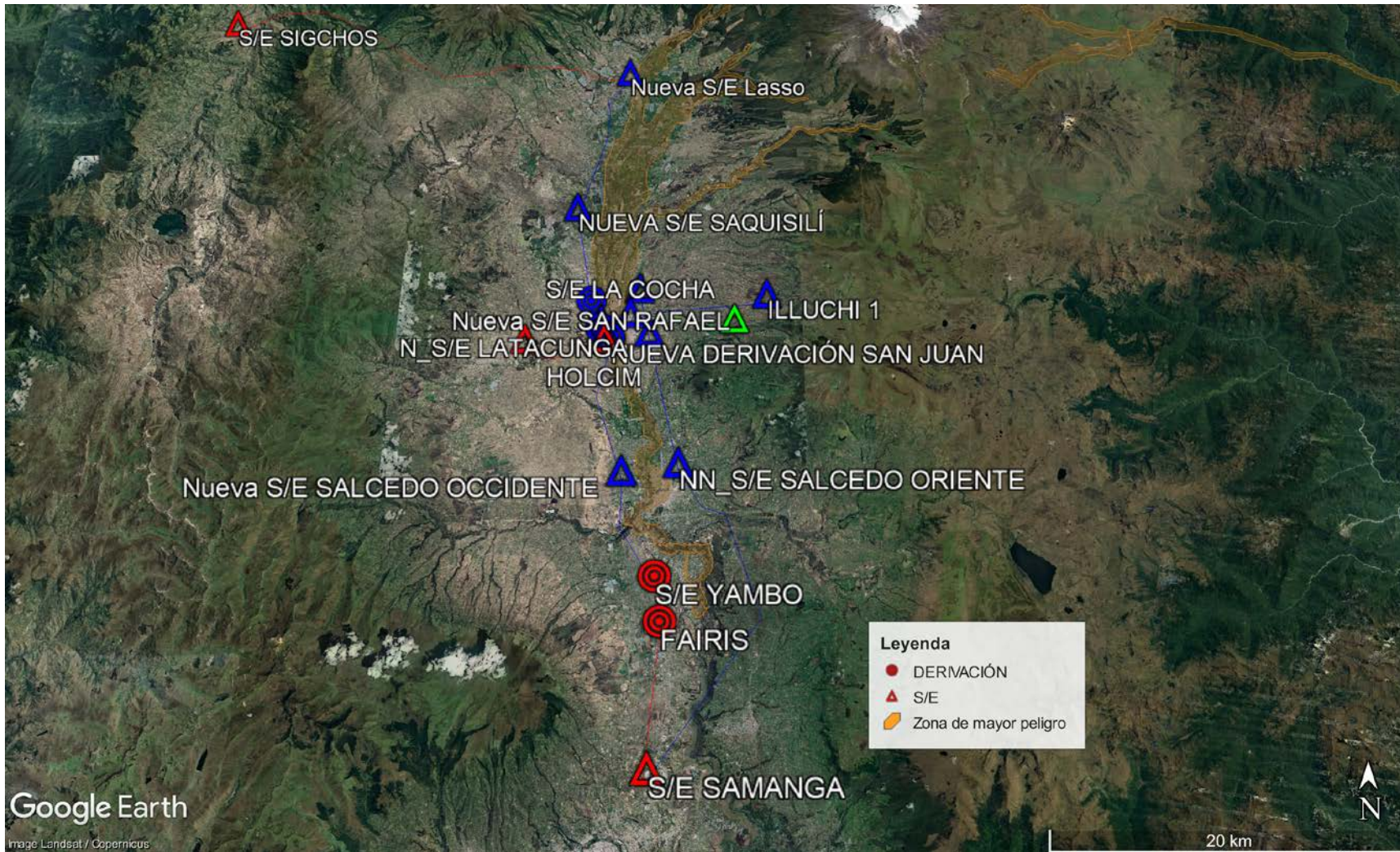


Figura 5.18 Configuración óptima caso de estudio 3 Google Earth.

Costos de los alimentadores

En la Tabla 5.21 y Tabla 5.22 se presentan los costos fijos y variables del caso de estudio 3: Expansión de la red sin infraestructura en zona de riesgo de los alimentadores, calculados mediante el *solver Knitro*. El costo fijo total de los alimentadores asciende a **\$9.335.904,40** mientras que el costo variable total anual generado por pérdidas óhmicas se estiman en **\$287.554,19**

Tabla 5.21 Costo de los alimentadores del caso de estudio 3 (parte 1/2).

Ramal	Desde	Hasta	Alim. prop. ⁴²	Alim. exis. ⁴³	Alim. Inst. ⁴⁴	Costo Fijo [\$]	Costo Variable	
							[\$/h]	[\$/anual]
1	SAMANGA EEASA	DER. FAIRIS	0	1	0	\$0,00	\$0,55	\$4.804,52
2	SAMANGA EEASA	NV. SALCEDO ORIENTE	1	0	1	\$2.724.613,84	\$3,12	\$27.295,17
3	DER. FAIRIS	NV. SALCEDO OCCIDENTE	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00
4	DER. FAIRIS	DER. YAMBO	0	1	0	\$0,00	\$0,07	\$584,64
5	DER. YAMBO	NV. SALCEDO OCCIDENTE	1	0	1	\$902.229,58	\$0,16	\$1.405,75
6	HOLCIM	NV. DER. SAN JUAN	0	1	0	\$0,00	\$0,02	\$154,49
7	NV. SALCEDO OCCIDENTE	NV. DER. SAN JUAN	1	0	1	\$1.178.275,99	\$1,62	\$14.148,16
8	NV. SALCEDO OCCIDENTE	PUJILÍ	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00
9	NV. DER. SAN JUAN	NV. SAN RAFAEL	1	0	1	\$90.820,46	\$0,38	\$3.353,61
10	NV. DER. SAN JUAN	NV. DER. PUJILÍ	1	0	1	\$119.500,61	\$0,02	\$183,59

⁴² Alimentadores propuestos

⁴³ Alimentadores existentes

⁴⁴ Alimentadores instalados

Tabla 5.22 Costo de los alimentadores del caso de estudio 3 (parte 2/2).

Ramal	Desde	Hasta	Alim. prop. ⁴⁵	Alim. exis. ⁴⁶	Alim. Inst. ⁴⁷	Costo Fijo [\$]	Costo Variable	
							[\$/h]	[\$/anual]
11	NV. SALCEDO ORIENTE	NV. LATACUNGA	1	0	1	\$1.155.570,87	\$5,41	\$47.416,13
12	PUJILÍ	NV. DER. PUJILÍ	0	1	0	\$0,00	\$0,15	\$1.301,69
13	PUJILÍ	NV. SAQUSILÍ	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00
14	NV. DER. PUJILÍ	NV. SAN RAFAEL	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00
15	NV. SAN RAFAEL	NV. DER. SAN RAFAEL	0	1	0	\$0,00	\$0,19	\$1.632,80
16	NV. LATACUNGA	LA COCHA	1	0	1	\$408.692,08	\$0,69	\$6.084,23
17	NV. LATACUNGA	EL CALVARIO	1	0	0	\$0,00	\$0,00	\$0,00
18	NV. DER. SAN RAFAEL	NV. SAQUSILÍ	1	0	1	\$917.764,66	\$0,75	\$6.564,67
19	NV. SAQUSILÍ	NV. TANICUCHÍ	1	0	1	\$835.309,24	\$0,39	\$3.402,35
20	NV. TANICUCHÍ	NV. LASSO	1	0	1	\$700.273,56	\$0,33	\$2.852,33
21	LA COCHA	EL CALVARIO	1	0	1	\$59.695,85	\$13,14	\$115.098,88
22	EL CALVARIO	ILLUCHI 2	0	1	0	\$0,00	\$3,47	\$30.434,32
23	EL CALVARIO	ILLUCHI 1	1	0	1	\$243.157,67	\$2,34	\$20.535,95
24	NV. LASSO	SIGCHOS	0	1	0	\$0,00	\$0,03	\$300,90
TOTAL					12	\$9.335.904,40	\$32,83	\$287.554,19

⁴⁵ Alimentadores propuestos

⁴⁶ Alimentadores existentes

⁴⁷ Alimentadores instalados

Costos Subestaciones

El costo fijo total de las subestaciones es **\$26.446.027,26**, tal como se indica en la Tabla 5.23.

Tabla 5.23 Costo fijo subestaciones del caso de estudio 3.

Nombre	Barra	Sub. prop.	Sub. exis.	Sub. Inst.	Costo Fijo [\$]
SAMANGA EEASA	B1	0	1	0	\$0,00
DER. FAIRIS	B2	0	0	0	\$0,00
DER. YAMBO	B3	0	0	0	\$0,00
HOLCIM	B4	0	0	0	\$0,00
NV. SALCEDO OCCIDENTE	B5	0	0	0	\$0,00
NV. DER. SAN JUAN	B6	0	0	0	\$0,00
NV. SALCEDO ORIENTE	B7	1	0	0	\$0,00
PUJILÍ	B8	0	0	0	\$0,00
NV. DER. PUJILÍ	B9	0	0	0	\$0,00
NV. SAN RAFAEL	B10	1	0	1	\$8.815.342,42
NV. LATACUNGA	B11	1	0	1	\$8.815.342,42
NV. DER. SAN RAFAEL	B12	1	0	0	\$0,00
NV. SAQUSILÍ	B13	1	0	0	\$0,00
NV. TANICUCHÍ	B14	1	0	0	\$0,00
LA COCHA	B15	1	0	0	\$0,00
EL CALVARIO	B16	0	0	0	\$0,00
ILLUCHI 2	B17	0	1	0	\$0,00
ILLUCHI 1	B18	0	1	0	\$0,00
NV. LASSO	B19	1	0	1	\$8.815.342,42
SIGCHOS	B20	1	0	0	\$0,00
TOTAL				3	\$26.446.027,26

En la Figura 5.19 se muestra que se han instalado 12 de los 17 alimentadores que habían sido propuestos inicialmente para el caso de estudio 3: Expansión de la red sin infraestructura en zona de riesgo.

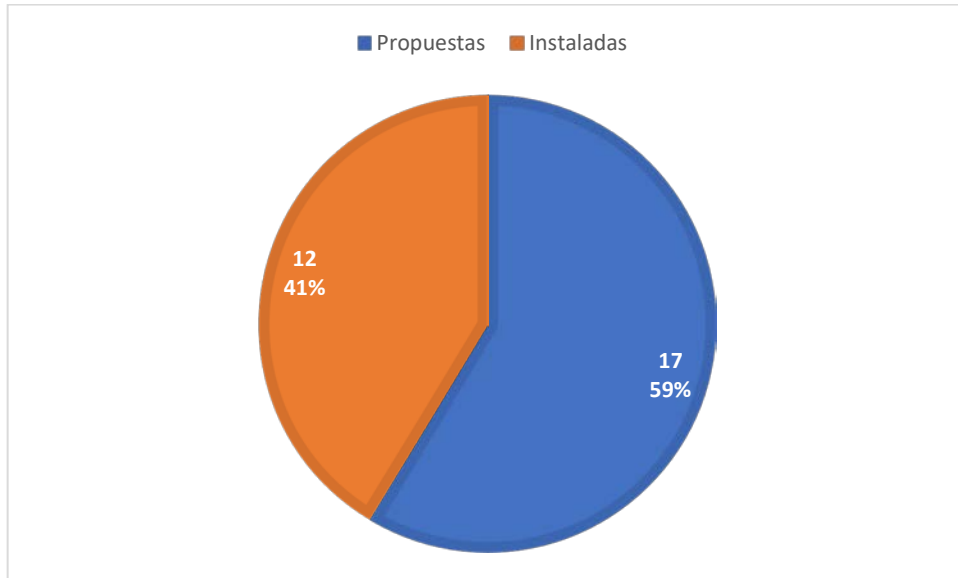


Figura 5.19 Subestaciones instalados en el caso de estudio 3.

En la Figura 5.20 se muestra que se han instalado 3 de las 9 subestaciones que habían sido propuestos inicialmente para el caso de estudio 3.

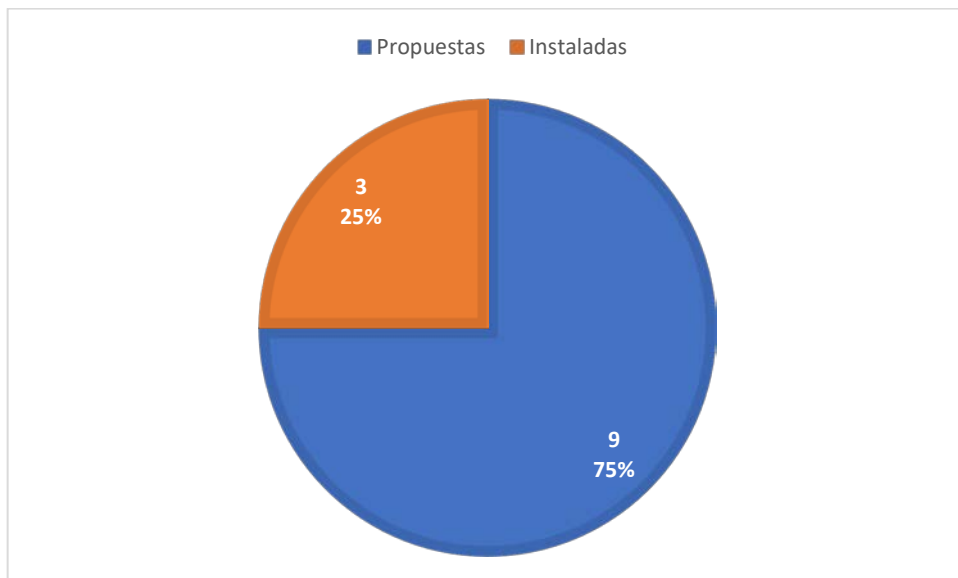


Figura 5.20 Subestaciones instalados en el caso de estudio 3.

Costo total

El costo total de la expansión de la red del caso de estudio 3: Expansión de la red sin infraestructura en zona de riesgo es de **\$36.069.485,85** tal como se muestra en la Tabla 5.24.

Tabla 5.24 Costo total de la expansión de la red del caso de estudio 3.

	Costo	USD
Alimentadores	Fijo	\$9.335.904,40
	Variable	\$287.554,19
Subestaciones	Fijo	\$26.446.027,26
Total		\$36.069.485,85

En la Figura 5.21 se muestra que el costo fijo de las subestaciones representa el 73% del costo total de la expansión de la red del caso de estudio 3: Expansión de la red sin infraestructura en zona de riesgo, mientras el costo fijo de las subestaciones es del 26% y por último el costo variable de los alimentadores producidas por pérdidas óhmicas es del 1%.

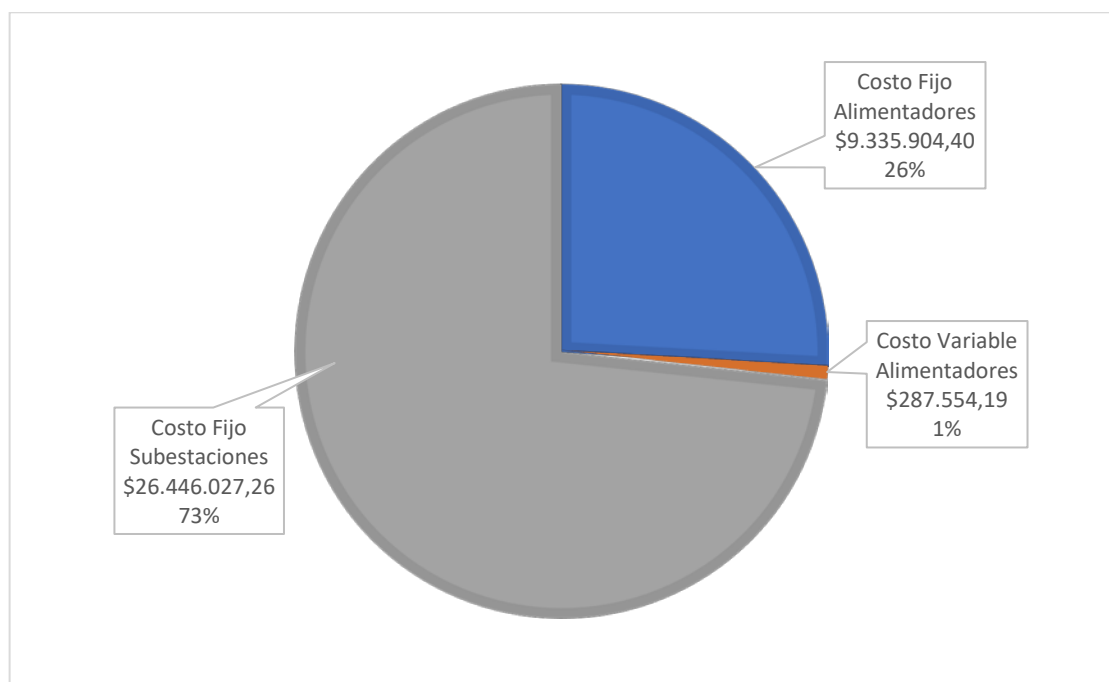


Figura 5.21 Representación porcentual de costos fijos y variables del caso de estudio 3

Perfil de tensiones

En la Tabla 5.25 y la Figura 5.22 se presentan los valores de voltaje en por unidad (p.u.) de las diferentes barras del caso de estudio 3: Expansión de la red sin infraestructura en zona de riesgo. Según la regulación ARCERNNR-002-20, se establece que el voltaje p.u. debe estar dentro de un rango de $\pm 5\%$ con respecto al voltaje nominal.

Tabla 5.25 Voltaje en p.u. y ángulo del del caso de estudio 3.

Nombre	Voltaje p.u.	Ángulo °
SAMANGA EEASA	1,004	26,842
DER. FAIRIS	0,999	26,457
DER. YAMBO	0,998	26,390
HOLCIM	1,004	26,759
NV. SALCEDO OCCIDENTE	0,996	26,228
NV. DER. SAN JUAN	1,004	26,767
NV. SALCEDO ORIENTE	1,029	26,358
PUJILÍ	1,002	26,610
NV. DER. PUJILÍ	1,004	26,745
NV. SAN RAFAEL	1,005	26,842
NV. LATACUNGA	1,050	26,842
NV. DER. SAN RAFAEL	1,004	26,772
NV. SAQUSILÍ	0,999	26,438
NV. TANICUCHÍ	1,003	26,665
LA COCHA	1,047	26,624
EL CALVARIO	0,950	14,604
ILLUCHI 2	1,000	26,791
ILLUCHI 1	1,000	12,771
NV.LASSO	1,006	26,854
SIGCHOS	1,003	26,706

En la Figura 5.22 se muestra el voltaje nominal en por unidad de las barras del caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo, donde la barra de la nueva subestación de Latacunga tiene el valor del voltaje 1,05 p.u., la subestación La Cocha tiene el valor 1,04 p.u. y la subestación El Calvario tiene el valor de 0,95 p.u.

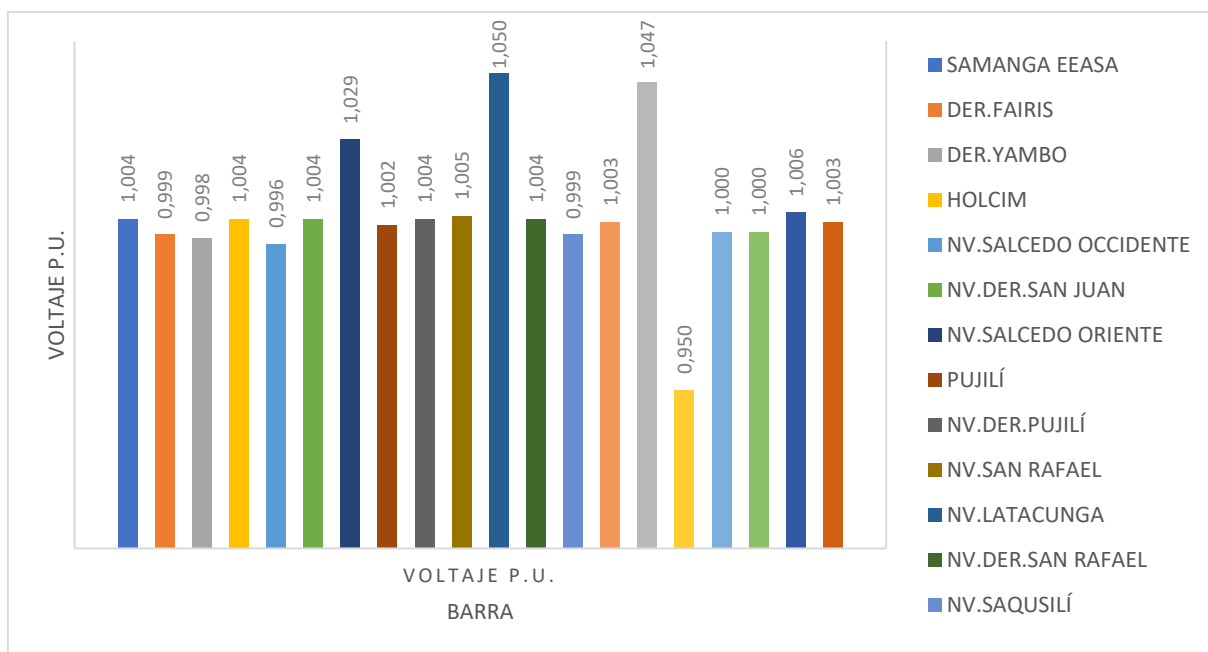


Figura 5.22 Perfil de tensiones en p.u. del caso de estudio 3. del caso de estudio 3

Cargabilidad de los alimentadores

En la Tabla 5.26, Tabla 5.27, y Figura 5.23 se presentan los porcentajes de carga, no debe superar el 80 % de la capacidad del alimentador de acuerdo con el plan de la expansión de la transmisión [19].

Tabla 5.26 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 3 parte (1/2).

Ramal	N° Circuitos	Desde	Hasta	%	Corriente [kA]	
					Suministrada	Máxima
1	1	SAMANGA EEASA	DER.FAIRIS	10,04%	0,05	0,49
2	1	SAMANGA EEASA	NV.SALCEDO ORIENTE	18,78%	0,09	0,49
4	1	DER. FAIRIS	DER. YAMBO	7,22%	0,04	0,49
5	1	DER. YAMBO	NV.SALCEDO OCCIDENTE	7,22%	0,04	0,49
6	1	HOLCIM	NV. DER. SAN JUAN	12,62%	0,04	0,31
7	1	NV.SALCEDO OCCIDENTE	NV. DER. SAN JUAN	20,22%	0,10	0,49
9	1	NV. DER. SAN JUAN	NV. SAN RAFAEL	35,23%	0,17	0,49
10	1	NV. DER. SAN JUAN	NV. DER. PUJILÍ	7,18%	0,04	0,49

Tabla 5.27 Cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 3 parte (2/2).

Ramal	N° Circuitos	Desde	Hasta	%	Corriente [kA]	
					Suministrada	Máxima
11	1	NV.SALCEDO ORIENTE	NV. LATACUNGA	37,85%	0,19	0,49
12	1	PUJILÍ	NV. DER. PUJILÍ	7,73%	0,04	0,46
15	1	NV. SAN RAFAEL	NV. DER. SAN RAFAEL	16,66%	0,08	0,46
16	1	NV. LATACUNGA	LA COCHA	22,33%	0,11	0,49
18	1	NV. DER. SAN RAFAEL	NV. SAQUSILÍ	15,48%	0,08	0,49
19	1	NV. SAQUSILÍ	NV. TANICUCHÍ	11,72%	0,06	0,49
20	1	NV. TANICUCHÍ	NV. LASSO	11,72%	0,06	0,49
21	1	LA COCHA	EL CALVARIO	39,10%	0,26	0,67
22	1	EL CALVARIO	ILLUCHI 2	11,78%	0,08	0,67
23	1	EL CALVARIO	ILLUCHI 1	22,02%	0,06	0,28
24	1	NV. LASSO	SIGCHOS	1,53%	0,01	0,46

En la Figura 5.23 se muestra que la cargabilidad de los alimentadores del caso de estudio 3: Expansión de la red sin infraestructura en zona de riesgo no supera el 80% de cargabilidad.

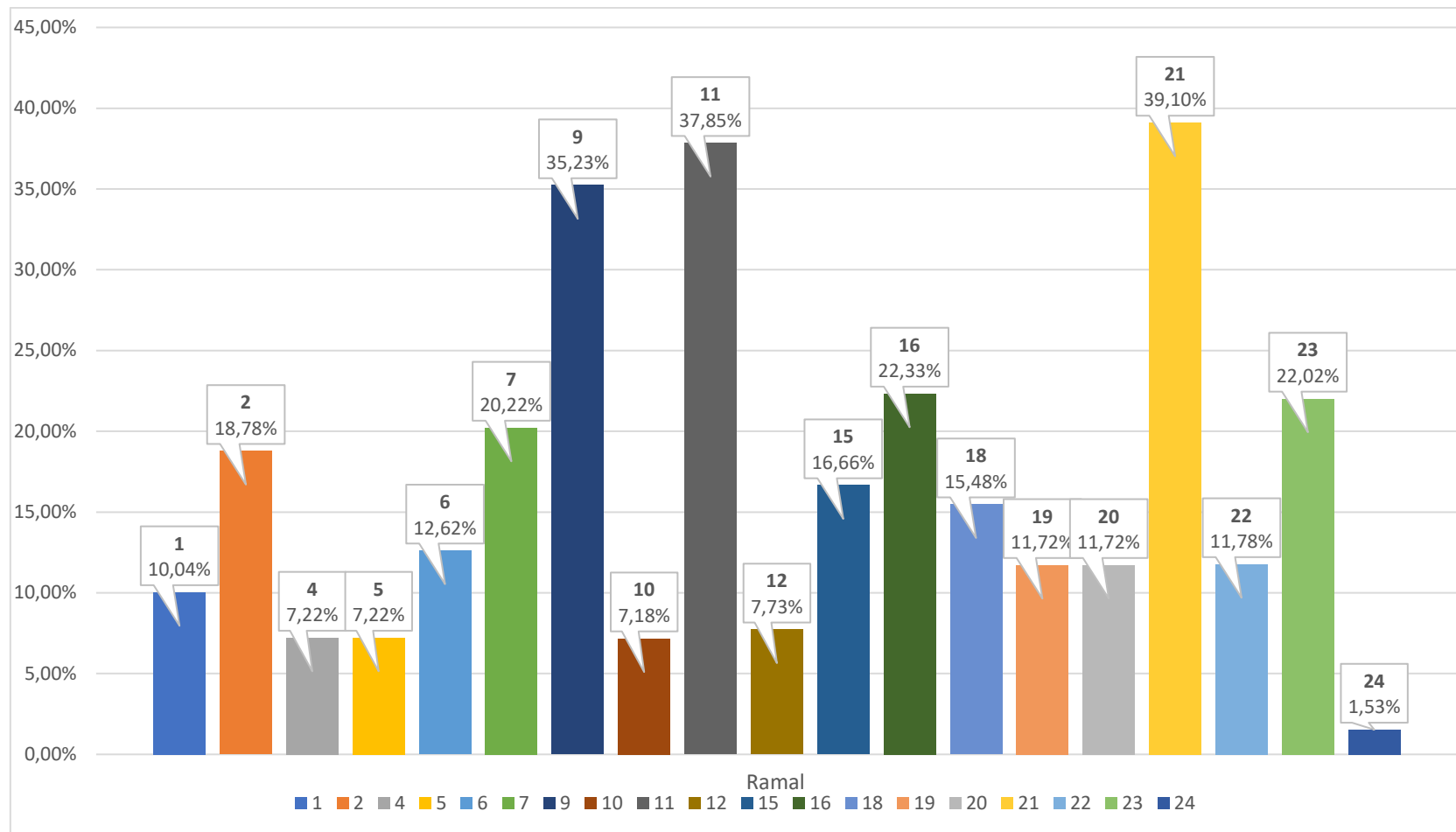


Figura 5.23 Cargabilidad de los alimentadores para el caso de estudio 3.

Cargabilidad subestaciones

En la Tabla 5.28 y la Figura 5.24 se presentan las potencias suministradas en MVA de las subestaciones del caso de estudio 2: Expansión de la red con infraestructura en zona de riesgo.

Tabla 5.28 Potencia suministrada subestaciones del caso de estudio 3.

Nombre	%	Potencia [MVA]	
		Suministrada	Máxima
SAMANGA EEASA	12,28%	10,56	86,00
NV. SAN RAFAEL	66,69%	50,01	75,00
NV. LATACUNGA	73,17%	54,87	75,00
ILLUCHI 2	27,57%	1,79	6,50
ILLUCHI 1	44,02%	2,31	5,24
NV.LASSO	37,02%	27,76	75,00

En la Figura 5.24 se presenta la cargabilidad de las subestaciones, con el 73,71% la subestación NV.Latacunga, seguido por la subestación NV.San Rafael con el 66,69%, mientras que las subestaciones Illuchi 1, NV. Lasso, Illuchi 2 y Samanga EEASA, con el 44,02%, 37,02%, 27,57% y 12,28% respectivamente.

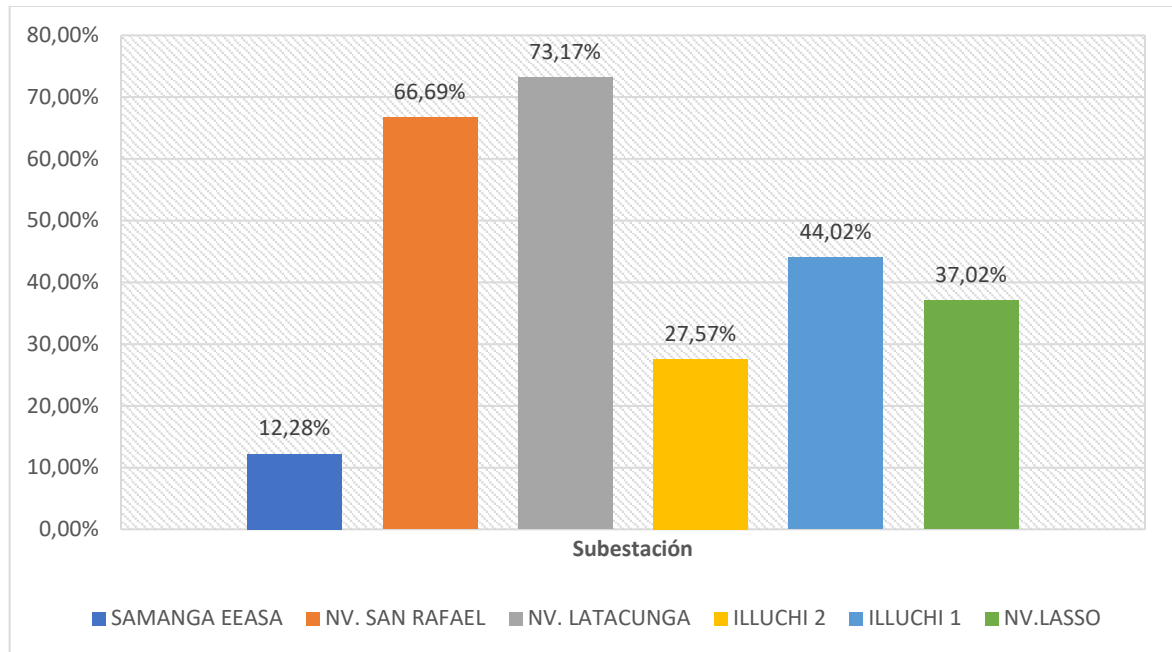


Figura 5.24 Potencia suministrada subestaciones del caso de estudio 3.

La Figura 5.25 muestra el desglose porcentual de la contribución de cada subestación a la red en el caso de estudio 3: Expansión de la infraestructura de la red sin infraestructura en zona de riesgo. donde la subestación NV. Latacunga aporta con 37%, seguido por la subestación NV. San Rafael 34%, con el 19% NV. Lasso, 7% Samanga EEASA, Illuchi 1 % e Iluchi 2 con el 1%.

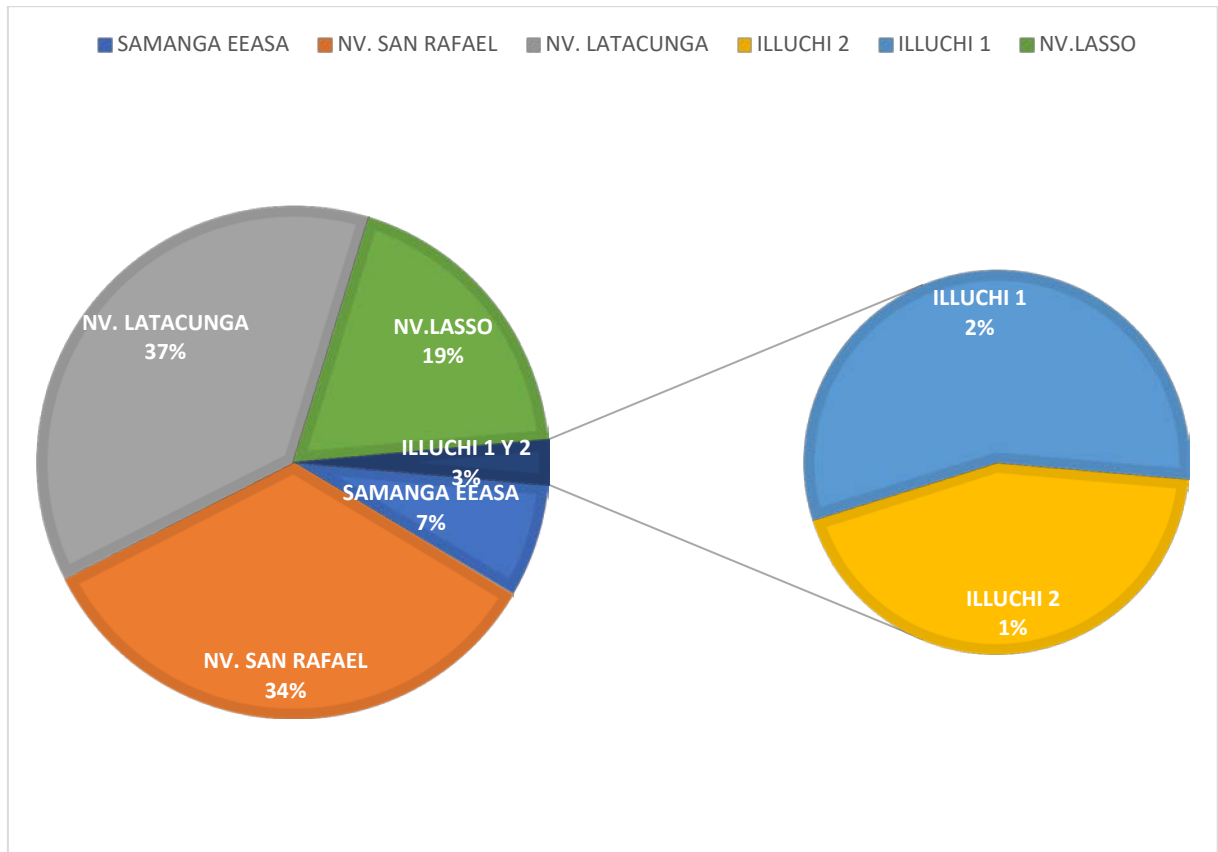


Figura 5.25 Aporte a la red por cada subestación del caso de estudio 3.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Los modelos utilizados en la planificación de la expansión de la red de distribución son principalmente modelos lineales enteros mixtos. En algunos casos, estos modelos consideran la linealización de las pérdidas óhmicas, mientras que en otros casos no se tiene en cuenta. Por lo tanto, se ha modificado el modelo de optimización lineal entera mixta presentado en el artículo 'Planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica usando Branch and Bound' para convertirlo en un modelo de optimización no lineal entera mixta
- Se desarrolló un modelo de optimización no lineal entero mixto en el lenguaje AMPL para abordar el desafío de expandir la red eléctrica de manera eficiente. Este modelo matemático abarca las ecuaciones de flujo de potencia, costos asociados a los alimentadores tanto fijos como variables, así como los costos fijos relacionados con las subestaciones. Al combinar estos elementos, el modelo proporciona una herramienta sólida y completa para tomar decisiones informadas sobre la expansión de la red eléctrica.
- La expansión de la red en el caso de estudio 2 conlleva un costo total de \$25.102.349,09 que es 23,06% más económico a los \$32.627.353,30 propuesto por el plan general de negocios, expansión e inversión de ELEPCO S.A. 2022, desglosando los costos fijos y variables de los alimentadores del caso 2, se tiene una inversión de \$6.618.460,58 para la instalación de 8 alimentadores, además de \$853.203,67 para los costos variables. Asimismo, se contempla un costo fijo de \$17.630.684,84 para las subestaciones, con la implementación de 2 nuevas subestaciones.
- La expansión de la red en el caso de estudio 3 conlleva un costo total de \$36.069.485,85 que es 10,55% más costoso a los \$32.627.353,30 propuesto por el plan general de negocios, expansión e inversión de ELEPCO S.A. 2022, desglosando los costos fijos y variables de los alimentadores del caso 3, se tiene una inversión de \$9.335.904,40 para la instalación de 12 alimentadores, además de \$287.554,19 para los costos variables. Asimismo, se contempla un costo fijo de \$26.446.027,26 para las subestaciones, con la implementación de 3 nuevas subestaciones.

6.2. RECOMENDACIONES

- Para trabajos futuros, es necesario llevar a cabo la linealización y convexificación de los flujos de potencia, que representan las restricciones de equilibrio dentro del modelo matemático.
- Se recomienda activar la opción “multistart” en Knitro para obtener el óptimo global en la solución de un modelo de optimización no lineal con variables enteras.
- Considerando la complejidad de los sistemas no lineales, se recomienda realizar estudios en trabajos futuros que permitan abordarlos utilizando distintos solucionadores. Hasta el momento, los resultados obtenidos se basan en el uso exclusivo del *solver KNITRO*.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. Hincapié, M. Granada, y R. Gallego, «Planeación óptima del sistema eléctrico de la ciudad de Pereira usando una metodología matemática exacta», *Revista de Ingeniería*, vol. 28, p. 9, oct. 2008, doi: 10.16924/revinge.28.7.
- [2] G. López, «Metodología general para la planeación y optimización de las redes de distribución considerando la generación distribuida», Tesis de Maestría, Dpto, Ciencias Químicas e Ingeniería, Universidad Autónoma del Estado de Morelos, Morelos, México, 2019.
- [3] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, *Plan Maestro de Electricidad, 2021.^a-2025.^a* ed. Ecuador, 2018. Accedido: 10 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [4] S. Jalilzade y A. Bagheri, «A New Approach for Subtransmission System Expansion Planning with genetic algorithm», *Institute of Electrical and Electronics Engineers.*, p. 8, abr. 2010, doi: 10.1109/ICUMT.2010.5676609.
- [5] A. Mejía, «Metodología para el planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica considerando optimización multiobjetivo», Tesis de Maestría, Dpto, de Ingeniería, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2013.
- [6] M. Escobar, «Impacto del direccionamiento de los escenarios de generación y demanda en la solución del problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión», Tesis de Grado, Dpto, de Ingeniería, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2013.
- [7] J. Home, «Planeamiento multi-etapa coordinado de sistemas de distribución de energía eléctrica usando un algoritmo de búsqueda tabú», Tesis de Maestría, Dpto, de Ingeniería, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2014.
- [8] N. Melchor, «Planeamiento de la expansión de redes de transmisión utilizando un algoritmo genético especializado y programación lineal eficiente», Tesis de Maestría, Dpto, de Ingeniería, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2014.
- [9] G. López, «Metodología general para la planeación y optimización de las redes de distribución considerando la generación distribuida», Tesis de Maestría, Dpto, Ciencias Químicas e Ingeniería, Universidad Autónoma del Estado de Morelos, Morelos, México, 2019.

- [10] J. Ramos, «Planificación de la expansión de sistemas eléctricos de distribución en media tensión considerando generación distribuida», Tesis de Maestría, Dpto, de Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, México, 2020.
- [11] L. Amaya y M. Campaña, «Diseño Óptimo de Redes Eléctricas de Distribución Mediante Modelos de Optimización», *Revista Científica y Tecnológica*, vol. 25, n.º 1, p. 17, jun. 2022, doi: 10.25100/iyc.v25i1.11572.
- [12] M. Saltos, A. Velásquez, M. Aguirre, A. Villamarín, J. Haro, y D. Ortiz, «Planificación Óptima de Recursos Energéticos Distribuidos para Mejorar la Resiliencia de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica frente a Desastres Naturales: Caso en Lahares Volcánicos», *Revista Técnica «energía»*, vol. 18, p. 12, ene. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.488.
- [13] F. Shahnia, A. Arefi, y G. Ledwich, *Electric Distribution Network Planning*. Singapore: Springer Singapore, 2018. doi: 10.1007/978-981-10-7056-3.
- [14] S. Abdelhay, *Electric Distribution Systems*, 2.^a ed. Estados Unidos de América: IEEE Press, 2019.
- [15] Corporación Nacional de Electricidad, «Especificaciones Técnicas de Materiales y Equipos Eléctricos», Guayas, Ecuador, abr. 2016. Accedido: 13 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2016/04/ANEXO-2-ESPECIFICACIONES.pdf>
- [16] C. E. C. Electriero, «Cambio de celdas de media tensión en la subestación la primavera», El Oro, Ecuador, abr. 2022. Accedido: 13 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2016/04/Memoria-descriptiva-BID-L1231-CNELEOR-LPN-ST-OB-002.pdf>
- [17] A. Gómez, J. Martínez, J. Rosendo, E. Romero, y J. Riquelme, *Sistemas Eléctricos de Potencia Problemas y ejercicios resueltos*, 1.^a ed. Madrid: Pearson Educación, 2003.
- [18] ARCERNNR, «REGULACIÓN Nro. ARCERNNR 002/20 (Codificada)», Quito, Ecuador, ene. 2023. [En línea]. Disponible en: www.controlrecursosyenergia.gob.ec
- [19] Plan Maestro de Electricidad, «Plan de expansión de la transmisión», Ecuador, ene. 2020. Accedido: 31 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/5.-PLAN-DE-EXPANSION-DE-LA-TRANSMISION.pdf>



- [20] CONELEC, «Transacciones de potencia reactiva en el mercado eléctrico mayorista», Quito, Ecuador, abr. 2002. Accedido: 31 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://vvalner.com/wp-content/uploads/2021/10/SGCR006-415.pdf>
- [21] A. Pansini, *Electric Power Distribution*, 3.^a ed. India: The Fairmont Press, 2006. Accedido: 10 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.iberlibro.com/servlet/BookDetailsPL?bi=30951461307&searchurl=ds%3D20%26kn%3D0-8493-8249-1%26sortby%3D17&cm_sp=snippet-_-srp1-_-title1
- [22] My.ElectricianExp.com, «Qué es un alimentador eléctrico», *Alimentador eléctrico*, 19 de marzo de 2017. <https://my.electricianexp.com/es/chto-takoe-fider-v-elektrike.html> (accedido 4 de julio de 2023).
- [23] B. Türkay, «Distribution System Planning Usign Mixed Integer Programming», *Elektr_ik*, vol. 6, n.º 1, p. 12, 1998, Accedido: 4 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://journals.tubitak.gov.tr/elektrik/vol6/iss1/4/>
- [24] F. Ramírez, *Centrales de generación y subestaciones eléctricas*, 2.^a ed. República Dominicana, 2019.
- [25] L. Kwang y V. Zita, *Applications of Modern Heuristic Optimization Methods in Power and Energy Systems*, 1.^a ed. Atenas: John Wiley & Sons, Inc., 2020.
- [26] A. Ramos, P. Sánchez, J. M. Ferrer, J. Barquín, y P. Linares, «Modelos Matemáticos de Optimización», *Organización Industrial*, vol. 23, p. 55, oct. 2010.
- [27] A. Shoukat, M. A. Mughal, y A. Hussain, «Short transmission line parameter estimation using firefly algorithm», *2021 International Conference on Emerging Power Technologies, ICEPT 2021*, p. 5, abr. 2021, doi: 10.1109/ICEPT51706.2021.9435491.
- [28] IGEPN, «Volcán Cotopaxi - Instituto Geofísico - EPN», *IGEPN*. <https://www.igepn.edu.ec/mapas/amenaza-volcanica/mapa-volcan-cotopaxi.html> (accedido 4 de julio de 2023).
- [29] Recursos y Energía, «Gestión de riesgos del sector eléctrico», p. 30, 2019, Accedido: 4 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.rekursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/09/10-Ape%CC%81ndice-C-Gestio%CC%81n-de-Riesgos.pdf>
- [30] ELEPCO S.A, «Plan General de Negocios, Expansión e Inversión de ELEPCO S.A 2022», *Apéndice-C-Gestión-de-Riesgos*, 2022. https://elepcosa.com.ec/wp-content/uploads/2022/02/informe_plan_de_negocios_cotopaxi_2022_v2_aprobado.pdf (accedido 25 de junio de 2023).

- [31] P. Bernal, «Evaluación de seguridad del sistema eléctrico de distribución de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. mediante análisis de contingencias», Tesis de Grado, Dpto, Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador, 2022.
- [32] E. Granada, A. Gallego, y R. Hincapié, «Planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica usando Branch and Bound», *Ingeniería Industrial*, vol. 10, n.º 2, p. 8, 2005, Accedido: 31 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/4988/498850161008.pdf>



8. ANEXOS

ANEXO 1. INFORME ANTI PLAGIO PROYECTO DE TITULACIÓN

Facultad:	Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas
Carrera:	Ingeniería en Electricidad
Nombre del docente evaluador que emite el informe:	Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza Ms.C
Documento evaluado:	Proyecto de investigación presentada previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico
Autores del documento:	Byron Moisés Millingalle Vega Sebastián Francisco Segovia Moreno
Programa de similitud utilizado:	COMPILATION
Porcentaje de similitud según el programa utilizado:	3%
Observaciones: Calificación de originalidad atendiendo a los siguientes criterios: <ul style="list-style-type: none">• El documento cumple criterios de originalidad, sin observaciones.• El documento cumple criterios de originalidad, con observaciones.• El documento no cumple criterios de originalidad.	-- X -- -----
Fecha de realización del informe:	15/08/2023 15:00 PM
Captura de pantalla del documento analizado:	
 <p>The screenshot shows a Turnitin report for the document 'Tesis_Millingalle_Segovia_G19'. The report indicates a 3% similarity score and 1% of unrecognized language. It also provides document details such as the number of words (28,994) and characters (195,901).</p>	
 Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza Ms.C Tutor	



CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

Tesis_Millingalle_Segovia_G19

3% Similitudes
2% Texto entre comillas
< 1% similitudes entre comillas
< 1% Idioma no reconocido

Nombre del documento: Tesis_Millingalle_Segovia_G19.pdf
ID del documento: d7bd2a4d6c5025495ed659e8969c05403d7e022e
Tamaño del documento original: 3,56 MB

Depositante: Carlos Quinatoa
Fecha de depósito: 15/8/2023
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 15/8/2023

Número de palabras: 28.994
Número de caracteres: 198.901

Ubicación de las similitudes en el documento:



Fuentes

Fuentes principales detectadas

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	repositorio.utc.edu.ec Simulación del control de potencia activa y reactiva de un ... 27 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (201 palabras)
2	docplayer.es , Sistemas Eléctricos de Potencia. Problemas y ejercicios resueltos - ...	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (255 palabras)
3	repositorio.utc.edu.ec 27 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (264 palabras)
4	repositorio.utc.edu.ec 27 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (196 palabras)
5	TESIS ORBE Y PUNGAÑA.pdf TESIS ORBE Y PUNGAÑA <small>ecf008</small> El documento proviene de mi grupo 27 fuentes similares	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (185 palabras)

Fuentes con similitudes fortuitas

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
1	revistaenergia.cenace.gob.ec Planificación Óptima de Recursos Energéticos Distr...	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (24 palabras)
2	repositorio.espe.edu.ec Criterios de propuesta para implementación de compen...	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (38 palabras)
3	revistaenergia.cenace.gob.ec Planificación Óptima de Recursos Energéticos Distr...	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (23 palabras)
4	library.co CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. - 1 INFORME DE TRABAJO DE ...	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (20 palabras)
5	revistas.udistrital.edu.co Planeación Óptima de sistemas de distribución conside...	< 1%		Palabras idénticas: < 1% (21 palabras)

Fuentes mencionadas (sin similitudes detectadas) Estas fuentes han sido citadas en el documento sin encontrar similitudes.

- <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- <https://www.cnelep.gob.ec/wp>
- <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2016/04/Memoria-descriptiva-BID>
- <https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/5.-PLAN-DE>
- <https://avalner.com/wp-content/uploads/2021/10/SGCR006-415.pdf>



Anexo A

COORDENADAS DE SUBESTACIONES (PROYECTADAS Y EXISTENTES)

SAMANGA EEASA			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,20	-78,60	767435,00	9867314,00

MULALÓ			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,80	-78,61	766218,00	9911970,00

ILLUCHI 2			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,94	-78,55	772830,00	9896500,00

ILLUCHI 1			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,918	-78,529	775040,000	9898389,001

NV. LATACUNGA			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,97	-78,61	766376,99	9893140,31

NV. TANICUCHÍ			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,79	-78,63	763658,00	9912113,00

DER. FAIRIS			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,12	-78,59	768060,00	9875806,00

DER. YAMBO			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,10	-78,59	767714,00	9878617,00



SALCEDO			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,03	-78,60	767200,00	9885737,00

HOLCIM			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,95	-78,63	764166,00	9895039,00

NV. SALCEDO OCCIDENTE			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,03	-78,61	765532,00	9885564,00

NV. DER. SAN JUAN			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,95	-78,62	764542,00	9895068,00

DER. SAN JUAN			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,95	-78,62	764771,00	9895086,00

SAN RAFAEL			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,94	-78,62	764514,00	9896356,00

NV. DER. PUJILÍ			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,94	-78,63	763877,00	9895796,00

PUJILÍ			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,95	-78,67	758893,00	9895025,00

NV. SAN RAFAEL			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,94	-78,63	763925,00	9896424,00



NV. DER. SAN RAFAEL			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,92	-78,64	763205,00	9897894,00

DER. CRS			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,89	-78,63	763945,00	9901212,00

CRS			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,87	-78,63	763402,00	9903215,00

NV. SAQUSILÍ			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,85	-78,65	761977,00	9905469,00

DER. LAIGUA			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,86	-78,61	765843,00	9904926,00

LA COCHA			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,91	-78,61	766493,00	9898859,00

EL CALVARIO			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,93	-78,61	765866,00	9896953,00

DER. FAMILIA SANCELA			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,76	-78,60	766640,00	9915989,00



FAMILIA SANCELTA			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,76	-78,61	765773,00	9915594,00

NV. LASSO			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,75	-78,62	765370,00	9917413,00

LASSO			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,74	-78,61	766098,00	9917660,00

SIGCHOS			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,70	-78,88	735410,00	9922431,00

NV. SALCEDO ORIENTE			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,10	-78,59	767687,00	9878586,00



Anexo B

COORDENADAS DE ALIMENTADORES (PROYECTADAS Y EXISTENTES)

		SAMANGA EEASA - DER. FAIRIS	
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,20	-78,60	767435,00	9867314,00
-1,20	-78,60	767434,83	9867310,49

		SAMANGA EEASA - NV. SALCEDO ORIENTE	
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,20	-78,60	767435,00	9867314,00
-1,12	-78,59	768057,94	9875809,29
-1,11	-78,54	774205,23	9876715,56
-1,06	-78,56	772042,35	9883222,22
-1,05	-78,57	770644,52	9883832,39
-1,03	-78,58	769152,02	9886051,06

		MULALÓ - DER. LAIGUA	
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,80	-78,61	766218,00	9911970,00
-0,80	-78,61	766111,17	9911866,93
-0,81	-78,62	764766,04	9910074,92
-0,82	-78,62	764664,38	9909606,79
-0,83	-78,62	765077,49	9907977,79
-0,84	-78,61	765652,70	9906973,79
-0,84	-78,61	765658,13	9906735,97
-0,84	-78,61	765782,23	9906624,98
-0,85	-78,61	766214,48	9905858,09
-0,86	-78,61	765877,80	9905010,50

		MULALÓ - DER. FAMILIA SANCELA	
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,80	-78,61	766218,00	9911970,00
-0,79	-78,61	765888,63	9912054,11
-0,76	-78,60	766638,22	9915985,31
-0,76	-78,61	765778,06	9915595,68



		ILLUCHI 2 - EL CALVARIO	
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,94	-78,55	772830,00	9896500,00
-0,93	-78,61	16790489,95	9329413,46
-0,93	-78,60	766992,18	9897227,10
-0,93	-78,59	767882,90	9897453,34
-0,93	-78,59	768440,32	9897556,38
-0,93	-78,58	769776,61	9897006,76
-0,94	-78,55	772559,81	9896339,98
-0,94	-78,55	772829,95	9896500,89

		ILLUCHI 1 - EL CALVARIO	
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,92	-78,53	775040,00	9898389,00
-0,92	-78,58	16791006,49	9334447,67
-0,93	-78,60	16790786,13	9332295,39
-0,93	-78,61	16790395,64	9328498,46

		NV. LATACUNGA - LA COCHA	
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,97	-78,61	766376,99	9893140,31
-0,93	-78,61	765865,74	9896953,47

		NV. LATACUNGA - NV. SALCEDO ORIENTE	
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,97	-78,61	766376,99	9893140,31
-0,94	-78,60	767128,32	9895488,33
-0,96	-78,60	767400,55	9893876,02
-0,96	-78,60	767385,62	9893400,34
-0,96	-78,60	767536,68	9893243,98
-0,99	-78,59	767977,33	9890110,26
-1,03	-78,58	769139,90	9886102,75

		NV. TANICUCHÍ - NV. SAQUSILÍ	
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,79	-78,63	763658,00	9912113,00
-0,79	-78,63	16799875,58	9427804,36



NV. TANICUCHÍ - NV. LASSO			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,79	-78,63	763658,00	9912113,00
-0,77	-78,63	16801039,28	9441217,08
-0,76	-78,63	16801739,53	9449446,49
-0,75	-78,62	16802706,81	9461021,73

DER. FAIRIS - NV. SALCEDO OCCIDENTE			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,12	-78,59	768060,00	9875806,00
-1,12	-78,60	766892,12	9875973,47
-1,06	-78,61	765482,11	9882447,19
-1,03	-78,61	765532,28	9885564,78

DER. FAIRIS - DER. YAMBO			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,12	-78,59	768060,00	9875806,00
-1,10	-78,59	767686,11	9878594,46
-1,10	-78,59	767713,76	9878616,92

DER. YAMBO - SALCEDO			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,10	-78,59	767714,00	9878617,00
-1,03	-78,60	767199,50	9885735,73

DER. YAMBO - NV. SALCEDO OCCIDENTE			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,10	-78,59	767714,00	9878617,00
-1,10	-78,59	767687,04	9878596,42
-1,06	-78,61	765496,67	9882411,71
-1,03	-78,61	765529,37	9885549,94

SALCEDO - DER. SAN JUAN			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,03	-78,60	767200,00	9885737,00
-0,97	-78,61	16787325,71	9299369,70
-0,99	-78,61	16786162,44	9288646,10
-1,02	-78,60	16783218,18	9262206,38
-1,03	-78,60	16782974,84	9260063,74
-1,03	-78,60	16782497,52	9255879,05



HOLCIM - NV. DER. SAN JUAN			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,95	-78,63	764166,00	9895039,00
-0,95	-78,62	764770,92	9895086,90

NV. SALCEDO OCCIDENTE - NV. DER. SAN JUAN			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,03	-78,61	765532,00	9885564,00
-0,98	-78,63	16786596,38	9292627,21
-0,95	-78,62	16789110,10	9316148,48

NV. SALCEDO OCCIDENTE - NV. DER. SAN JUAN			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,03	-78,61	765532,00	9885564,00
-0,98	-78,63	16786596,38	9292627,21
-0,95	-78,62	16789110,10	9316148,48

NV. SALCEDO OCCIDENTE - PUJILÍ			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-1,03	-78,61	765532,00	9885564,00
-0,95	-78,67	16789089,28	9315950,31

NV. DER. SAN JUAN - DER. SAN JUAN			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,95	-78,62	764542,00	9895068,00
-0,95	-78,62	764769,40	9895085,60

NV. DER. SAN JUAN - NV. DER. PUJILÍ			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,95	-78,62	764542,00	9895068,00
-0,94	-78,63	16789615,94	9320980,96

NV. DER. SAN JUAN - NV. SAN RAFAEL			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,95	-78,62	764542,00	9895068,00
-0,94	-78,63	16789603,36	9320860,36
-0,94	-78,63	763926,41	9896423,46



DER. SAN JUAN - SAN RAFAEL			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,95	-78,62	764771,00	9895086,00
-0,95	-78,62	16789226,04	9317253,11
-0,95	-78,62	764652,69	9895348,58
-0,94	-78,62	764541,10	9895790,04
-0,94	-78,62	764541,45	9896232,68
-0,94	-78,62	764513,99	9896356,03

SAN RAFAEL - NV. DER. PUJILÍ			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,95	-78,64	762758,86	9895016,25
-0,94	-78,63	763875,54	9895796,25
-0,94	-78,62	764319,66	9895792,61
-0,94	-78,62	764333,84	9895914,27
-0,94	-78,62	764514,13	9896355,36

NV. DER. PUJILÍ - NV. SAN RAFAEL			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,94	-78,63	763877,00	9895796,00
-0,94	-78,63	763925,85	9896423,83

NV. DER. PUJILÍ - PUJILÍ			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,94	-78,63	763877,00	9895796,00
-0,96	-78,66	760507,13	9894135,46
-0,95	-78,64	762203,34	9894687,96
-0,95	-78,64	762424,89	9894677,61
-0,95	-78,64	762758,86	9895016,25
-0,94	-78,63	763875,54	9895796,25
-0,94	-78,63	763926,05	9896422,95

PUJILÍ - NV. SAQUSILÍ			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,95	-78,67	758893,00	9895025,00
-0,87	-78,68	16794533,22	9369901,05
-0,85	-78,65	16795837,86	9383536,26



NV. SAN RAFAEL - NV. DER. SAN RAFAEL			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,94	-78,63	763925,00	9896424,00
-0,93	-78,63	16790268,91	9327270,80
-0,93	-78,63	763317,36	9897437,32
-0,93	-78,63	763316,12	9897565,32
-0,92	-78,64	763202,45	9897912,47

NV. DER. SAN RAFAEL - NV. SAQUSILÍ			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,92	-78,64	763205,00	9897894,00
-0,85	-78,65	761974,37	9905474,64

NV. DER. SAN RAFAEL - DER. CRS			
UTM 17 M			
Grados decimales			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,92	-78,64	763205,00	9897894,00
-0,90	-78,63	763504,83	9900974,05
-0,89	-78,63	763948,94	9901216,69

DER. CRS - CRS			
UTM 17 M			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,89	-78,63	763945,00	9901212,00
-0,89	-78,63	763907,07	9901321,26
-0,89	-78,63	763897,35	9901614,78
-0,89	-78,63	763884,45	9901868,67
-0,88	-78,63	763867,95	9903080,19
-0,88	-78,63	763874,32	9903185,23
-0,88	-78,63	763667,20	9903161,86
-0,88	-78,63	763568,68	9903154,64
-0,88	-78,63	763474,50	9903179,06
-0,87	-78,63	763402,52	9903215,75

DER. CRS - DER. LAIGUA			
UTM 17 M			
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,89	-78,63	763945,00	9901212,00
-0,89	-78,62	764540,23	9901545,14
-0,89	-78,62	764658,15	9901768,80
-0,89	-78,62	764653,99	9901879,61
-0,87	-78,62	765217,91	9903217,79
-0,87	-78,62	765211,06	9903420,82
-0,86	-78,61	765840,71	9904925,88



DER. LAIGUA - LA COCHA			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,86	-78,61	765843,00	9904926,00
-0,86	-78,61	16795502,31	9380000,44

LA COCHA - EL CALVARIO			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,91	-78,61	766493,00	9898859,00
-0,92	-78,61	766305,24	9898255,97
-0,91	-78,61	766490,05	9898868,60

DER. FAMILIA SANCELA - FAMILIA SANCELA			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,76	-78,60	766640,00	9915989,00
-0,76	-78,60	16801936,29	9451781,21

DER. FAMILIA SANCELA - LASSO			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,76	-78,60	766640,00	9915989,00
-0,76	-78,60	766672,10	9916149,03
-0,76	-78,60	766782,52	9916371,12
-0,75	-78,60	766890,83	9917126,74
-0,74	-78,61	766130,53	9917646,92

NV. LASSO - LASSO			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,75	-78,62	765370,00	9917413,00
-0,74	-78,61	766144,73	9917624,51

NV. LASSO - SIGCHOS			
Grados decimales		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,75	-78,62	765370,00	9917413,00
-0,68	-78,85	16806216,17	9505297,17
-0,68	-78,82	16806221,66	9505369,55
-0,69	-78,82	16806160,59	9504564,98
-0,69	-78,82	16806105,06	9503834,61
-0,69	-78,81	16805940,72	9501679,07
-0,71	-78,79	746511,12	9921700,22
-0,73	-78,76	749186,93	9919378,52
-0,74	-78,74	751523,07	9917924,55
-0,74	-78,74	751860,64	9917815,76



Grados decimales		NV. LASSO - SIGCHOS	
		UTM 17 M	
Latitud	Longitud	Este (X)	Norte (Y)
-0,74	-78,73	752996,42	9918030,39
-0,74	-78,72	754308,98	9918144,46
-0,74	-78,71	755089,71	9918366,67
-0,73	-78,69	756649,93	9918918,65
-0,73	-78,68	757764,13	9918807,46
-0,73	-78,68	758098,53	9918807,76
-0,73	-78,67	758876,55	9918804,42
-0,74	-78,65	761438,45	9918474,78
-0,74	-78,65	761994,55	9918249,88
-0,74	-78,64	762661,94	9917807,78
-0,74	-78,63	763552,68	9917585,44
-0,74	-78,63	763662,49	9917586,58
-0,75	-78,63	764110,31	9917485,55
-0,75	-78,62	765370,27	9917413,20
-0,74	-78,61	766111,88	9917614,20
-0,74	-78,61	766119,30	9917653,04



Anexo C

CASO DE ESTUDIO 1: RED ACTUAL SIN EXPANSIÓN

Se proporciona el usuario y contraseña de NEOS Server Version 6.0 para la visualización de los resultados, que deben ser ingresados en <https://neos-server.org/neos/admin.html>

```
NEOS Server Version 6.0
Job#       : 13299324
Password   : ojRhpFsn
User       : sebastian.segovia0227
Solver     : nco:Knitro:AMPL
Start      : 2023-08-07 22:05:08
End        : 2023-08-07 22:05:09
Host       : prod-sub-1.neos-server.org
```

Anexo D

CASO DE ESTUDIO 2: EXPANSIÓN DE LA RED CON INFRAESTRUCTURA EN ZONA DE RIESGO

Se proporciona el usuario y contraseña de NEOS Server Version 6.0 para la visualización de los resultados, que deben ser ingresados en <https://neos-server.org/neos/admin.html>

```
NEOS Server Version 6.0
Job#       : 13299325
Password   : qXrktDAP
User       : sebastian.segovia0227
Solver     : nco:Knitro:AMPL
Start      : 2023-08-07 22:05:25
End        : 2023-08-07 22:06:03
Host       : prod-sub-1.neos-server.org
```

Anexo E

CASO DE ESTUDIO 3: EXPANSIÓN DE LA RED SIN INFRAESTRUCTURA EN ZONA DE RIESGO

Se proporciona el usuario y contraseña de NEOS Server Version 6.0 para la visualización de los resultados, que deben ser ingresados en <https://neos-server.org/neos/admin.html>

```
NEOS Server Version 6.0
Job#       : 13300841
Password   : avXAoORM
User       : sebastian.segovia0227
Solver     : nco:Knitro:AMPL
Start      : 2023-08-08 08:01:14
End        : 2023-08-08 08:01:55
Host       : prod-sub-1.neos-server.org
```