



REPÚBLICA DEL ECUADOR

# Escuela Politécnica Nacional

" E SCIENTIA HOMINIS SALUS "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

***Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.***

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y  
ELECTRÓNICA**

**PLANIFICACIÓN A CORTO PLAZO DEL SISTEMA DE  
DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE  
INCORPORANDO EL PROGRAMA DE COCINAS DE INDUCCIÓN**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**MARCO ANTONIO ANDRADE SUÁREZ**

andrade\_marco92@hotmail.com

**DIRECTOR: Dr. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ**

gabriel.salazar@epn.edu.ec

**Quito, Junio 2018**

## **AVAL**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Marco Antonio Andrade Suárez, bajo mi supervisión.

---

**Dr. Gabriel Salazar Yépez**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, Marco Antonio Andrade Suárez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Marco Antonio Andrade Suárez

## **DEDICATORIA**

A mis padres, Marco Andrade y Miriam Suárez por siempre estar a mi lado brindándome sus consejos y motivarme a seguir adelante aun en los momentos más difíciles.

A mis hermanas, Fernanda Andrade y Alexandra Andrade por su apoyo incondicional.

## **AGRADECIMIENTO**

A la Empresa Eléctrica EMELNORTE y en especial al Ing. Omar Chacón, Ing. Hernán Pérez, Ing. Eduardo Ruano, Ing. Diego Rivera y la Ing. Nicolita Gafita que conforman el Departamento de Calidad de Energía y Estudios Eléctricos, por brindarme toda la ayuda necesaria para el correcto desarrollo del presente proyecto.

Al Dr. Gabriel Salazar Yépez, por su acertada dirección.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	II
DEDICATORIA .....	III
AGRADECIMIENTO .....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO .....	V
RESUMEN.....	IX
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.    Objetivos .....	1
1.1.1.    Objetivo General.....	1
1.1.2.    Objetivos Específicos .....	2
1.2.    Alcance.....	2
1.3.    Contenido .....	3
1.3.1.    Capítulo 1 .....	3
1.3.2.    Capítulo 2 .....	3
1.3.3.    Capítulo 3.....	3
1.3.4.    Capítulo 4 .....	3
1.3.5.    Capítulo 5 .....	3
1.3.6.    Capítulo 6 .....	3
CAPÍTULO 2.....	4
MARCO TEÓRICO .....	4
2.1.    Conceptos Generales .....	7
2.1.1.    Demanda.....	8
2.1.2.    Demanda máxima .....	8
2.1.3.    Demanda coincidente o diversificada .....	8
2.1.4.    Factor de coincidencia:.....	9
2.1.5.    Factor de diversidad .....	10
2.1.6.    Carga instalada .....	10
2.1.7.    Capacidad instalada .....	10
2.1.8.    Densidad de carga .....	10
2.1.9.    Factor de demanda:.....	11
2.1.10.    Factor de carga .....	11
2.1.11.    Curva de carga diaria .....	11

2.2.	Planificación de Sistemas de Distribución.....	12
2.2.1.	Planificación a Largo Plazo.....	12
2.2.2.	Planificación a Mediano Plazo .....	13
2.2.3.	Planificación a Corto Plazo .....	13
2.3.	Etapas de la Planificación a Corto Plazo de Sistemas Eléctricos de Distribución .....	13
2.3.1.	Recopilación de Información.....	14
2.3.2.	Análisis de la Situación Actual del Sistema.....	14
2.3.3.	Estrategias de Solución .....	14
2.3.4.	Análisis de las Condiciones Futuras de Operación .....	14
2.3.5.	Análisis Técnico – Económico .....	15
2.4.	Principales Problemas Operativos de un Sistema de Distribución .....	15
2.4.1.	Voltaje de Servicio .....	15
2.4.2.	Caída de Voltaje .....	15
2.4.3.	Voltaje de Salida de la Subestación.....	16
2.4.4.	Cargabilidad en Alimentadores Primarios .....	16
2.4.5.	Bajo Factor de Potencia .....	17
2.4.6.	Pérdidas de Potencia y Energía.....	18
2.5.	Estrategias para Mejorar las Condiciones de Operación de un SED .....	19
2.5.1.	Balance de Cargas .....	19
2.5.2.	Transferencias de Carga .....	20
2.5.3.	Cambio de Configuración un Tramo del Alimentador de Monofásico a Trifásico.....	21
2.5.4.	Aumento del Calibre de Conductor .....	21
2.5.5.	Compensación de Reactivos .....	22
2.5.6.	Regulación de Voltaje.....	24
2.6.	Proyección de Demanda.....	26
2.7.	Programas Computacionales.....	27
2.7.1.	CYMDIST .....	27
2.7.2.	ArcGIS 10.....	28
CAPÍTULO 3.....		31
SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE .....		31
3.1.	Descripción del Sistema de Eléctrico de EMELNORTE .....	31
3.1.1.	Generación.....	31
3.1.2.	Subtransmisión y Subestaciones de Distribución.....	32
3.2.	Sistemas de Distribución de la Subestación Cayambe .....	34

3.2.1.	Subestación Cayambe.....	34
3.2.2.	Alimentadores Primarios.....	36
3.3.	Condiciones Actuales de Operación del Sistema de Distribución de la Subestación Cayambe .....	41
3.3.1.	Modelación de Alimentadores Primarios.....	41
3.3.2.	Distribución de carga .....	47
3.3.3.	Voltaje de Servicio y Caídas de Voltaje .....	47
3.3.4.	Cargabilidad de Conductores .....	49
3.3.5.	Factor de Potencia.....	51
3.3.6.	Pérdidas Técnicas de Potencia y Energía .....	52
3.4.	Transferencias de Carga .....	58
3.4.1.	Transferencia I – Alimentadores Cayambe 2 y La Esperanza 4.....	58
3.4.2.	Transferencia II – Alimentadores Cayambe 1 y Cayambe 2 .....	60
3.4.3.	Transferencia III – Alimentadores Cayambe 1 y Cayambe 4 .....	62
CAPÍTULO 4.....		66
PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE .....		66
4.1.	Proyección de Demanda.....	67
4.1.1.	Zona Urbana.....	69
4.1.2.	Zonas Rurales .....	74
4.1.3.	Cálculo del Incremento de Demanda por Nuevos Clientes .....	81
4.1.4.	Clientes Industriales .....	87
4.2.	Soluciones a los Problemas Detectados en el SED de la Subestación Cayambe .....	89
4.2.1.	Alternativa 1 .....	91
4.2.2.	Alternativa 2 .....	95
4.3.	Propuesta para el Sistema de Distribución de la Subestación Cananvalle.....	98
4.3.1.	Centro de Carga de las Subestaciones La Esperanza, Cayambe y Cananvalle.....	100
4.4.	Operación del Sistema de Distribución de la Subestación Cayambe .....	105
4.4.1.	Condiciones de Operación para el Año 2020.....	106
4.4.2.	Condiciones Actuales de Operación con Modificaciones Planteadas .....	110
CAPÍTULO 5.....		114
ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO .....		114
5.1.	Vialidad del proyecto .....	114
5.2.	Costo de Inversión.....	116
5.3.	Beneficios Económicos.....	117
5.3.1.	Costos por Pérdidas Técnicas de Potencia .....	118

5.3.2.	Costos por Pérdidas Técnicas de Energía.....	120
5.3.3.	Beneficio Anual por Disminución de Pérdidas Técnicas de Potencia y Energía.....	121
5.4.	Análisis de Alternativas con Indicadores Financieros.....	121
5.4.1.	Valor Actual Neto (VAN).....	122
5.4.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	123
5.4.3.	Relación Beneficio/Costo.....	123
CAPITULO 6.....		125
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		125
6.1.	Conclusiones.....	125
6.2.	Recomendaciones.....	127
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		128
ANEXOS.....		130

## RESUMEN

En el presente estudio se realizó un análisis mediante simulación de las condiciones de operación del sistema de distribución de la Subestación Cayambe, el cual cuenta con 2 transformadores de potencia con una capacidad de 10/12 MVA (ONAN/ONAF), conectados en paralelo, de donde se derivan 5 alimentadores primarios para brindar el servicio eléctrico a las parroquias de Cayambe, Tabacundo, Olmedo (Pesillo), Tupigachi y Cangahua. Se detectó varios problemas operativos en este sistema de distribución, principalmente con el voltaje y pérdidas técnicas de potencia y energía.

Para realizar modificaciones a la red y analizar las condiciones futuras de operación de los 5 alimentadores, previamente se realizó una proyección de demanda en un plazo de 3 años. Además, dentro del análisis se consideró transferir carga a una nueva subestación de distribución llamada Cananvalle, misma que entrará en operación dentro del plazo establecido.

Una vez establecidas las configuraciones necesarias para la red, se realizó un análisis financiero, con el objetivo de determinar si estos proyectos son económicamente viables.

## **ABSTRACT**

In the present technical study was performed an analysis by simulation about the “Distribution System of the Cayambe Substation” operating conditions, which has 2 power transformers with a capacity of 10/12 MVA (ONAN / ONAF), connected in parallel, from where 5 primary circuits are derived to provide electric service to the parishes of Cayambe, Tabacundo, Olmedo (Pesillo), Tupigachi and Cangahua. Several operational problems were detected in this distribution system, mainly with voltage and technical power and energy losses.

In order to perform modifications to the network and analyze the future operating conditions of the 5 primary circuits, a demand projection was previously made within a period of 3 years. In addition, it was considered to transfer loads to a new distribution substation called Cananvalle, which will enter into operation within the established period.

With the necessary configurations for the electrical network, a financial analysis was performed, in order to determine if these projects are economically feasible.

# **CAPÍTULO 1**

## **INTRODUCCIÓN**

El sistema de distribución de la Subestación Cayambe, que abarca principalmente a las parroquias de Cayambe, Olmedo (Pesillo), Tupigachi y un pequeño sector perteneciente a las parroquias de Tabacundo y Cangahua, actualmente presenta problemas operativos, que si bien no impiden el suministro continuo de energía eléctrica, la calidad del servicio no es la más adecuada, y genera costos operativos muy altos para la empresa eléctrica EMELNORTE.

Los principales problemas detectados, tienen relación con el voltaje, cargabilidad de conductores y las pérdidas técnicas de potencia y energía en los alimentadores primarios que se derivan de la Subestación Cayambe; ocasionados de cierto modo, por el sistema de subtransmisión y desbalances de carga.

Con una adecuada reconfiguración del sistema, a nivel de medio voltaje, las condiciones de operación pueden mejorar, brindando un servicio eléctrico más adecuado a todos los usuarios pertenecientes a este sector, además de disminuir las pérdidas técnicas de potencia y energía brindando beneficios económicos directos a EMELNORTE. Las readecuaciones propuestas deben brindar mejores condiciones de operación tanto en la actualidad como a futuro, por lo que previamente es necesario proyectar la demanda de este sistema con el fin de estimar el comportamiento de la red en los siguientes años.

Además, se debe tener en cuenta el costo de la inversión que implica cada reconfiguración planteada, ya que esta debe ser compensada con los beneficios obtenidos, para que el proyecto sea viable; por lo tanto, la mejor propuesta de reconfiguración será elegida en base a un análisis técnico-económico.

### **1.1. Objetivos**

#### **1.1.1. Objetivo General**

Realizar un planeamiento a corto plazo para el sistema de distribución de la Subestación Cayambe mediante un estudio del crecimiento de la demanda, garantizando un servicio eléctrico de calidad por parte de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.

### **1.1.2. Objetivos Específicos**

- Analizar mediante simulaciones las condiciones de operación actuales del sistema de distribución de la Subestación Cayambe.
- Pronosticar las condiciones futuras de operación del sistema de distribución de la Subestación Cayambe mediante una proyección de demanda incluyendo la incorporación de cocinas de inducción residenciales.
- Plantear posibles soluciones a los problemas técnicos actuales para los alimentadores de la Subestación Cayambe que sean factibles dentro de un plazo establecido, analizando: perfiles de voltaje, cargabilidad de conductores, factor de potencia y pérdidas en medio voltaje.
- Definir las alternativas óptimas que permitan mejorar las condiciones de operación del sistema de distribución de la Subestación Cayambe mediante un análisis técnico-económico.

## **1.2. Alcance**

En base a la información proporcionada por la empresa EMELNORTE S.A. y simulaciones mediante el programa computacional CYME 7.2 de determinará las condiciones de operación actual que tiene el sistema de distribución de la Subestación Cayambe analizando perfiles de voltaje, cargabilidad de conductores, factor de potencia y pérdidas a nivel de medio voltaje.

Con el fin de establecer una estimación de las condiciones futuras de operación del sistema de distribución de la Subestación Cayambe se proyectará la demanda al año 2020 en base al consumo de energía, estrato y tipo de cliente al cual pertenecen los abonados del sistema. Para la proyección de tomará en cuenta el programa de cocinas de inducción dependiendo de la acogida que este ha tenido por la población del cantón Cayambe.

Con los resultados obtenidos de la simulación para condiciones de operación actual del sistema, se procederá a plantear estrategias que solucionen los problemas detectados y permitan mantener al sistema operando de forma óptima dentro del plazo establecido. En caso de presentarse nuevos problemas de operación a futura, se propondrá nuevas estrategias o se modificará aquellas propuestas iniciales.

Finalmente se establecerá los costos de las estrategias propuestas y se seleccionará la más adecuada mediante un análisis técnico-económico.

## **1.3. Contenido**

### **1.3.1. Capítulo 1**

Se presenta una breve introducción, los objetivos y el alcance del proyecto.

### **1.3.2. Capítulo 2**

Se describe los principales conceptos que se utilizarán en el desarrollo del presente proyecto, los tipos de planificación de acuerdo al año horizonte que se plantee realizar el análisis y las etapas de la planificación a corto plazo. Además, se indica los principales problemas operativos que se tiene en un sistema eléctrico de distribución, y las estrategias más utilizarás para solucionarlas.

### **1.3.3. Capítulo 3**

Se presenta una descripción del sistema de distribución en medio voltaje de la subestación Cayambe y las condiciones operativas de este sistema, haciendo referencia a voltaje, cargabilidad de alimentadores primarios, factor de potencia y pérdidas técnicas de potencia y energía. Además, se analiza la capacidad de los conductores para soportar trasferencias de carga.

### **1.3.4. Capítulo 4**

Se sugiere varias modificaciones a la red en medio voltaje del sistema de distribución de la subestación Cayambe, mismas que se las planteó mediante 2 alternativas. Se presenta las nuevas condiciones de operación de este sistema, con las reconfiguraciones planteadas, tanto para las condiciones actuales de operación, como futuras, para lo cual, previamente se proyectó la demanda para los próximos 3 años.

### **1.3.5. Capítulo 5**

Se realiza un análisis económico, con los indicadores financieros VAN, TIR y Relación Costo/Beneficio, para determinar si las modificaciones planteadas al sistema representan un proyecto viable para EMELNORTE.

### **1.3.6. Capítulo 6**

Contiene las conclusiones y recomendaciones referentes al estudio realizado

## CAPÍTULO 2

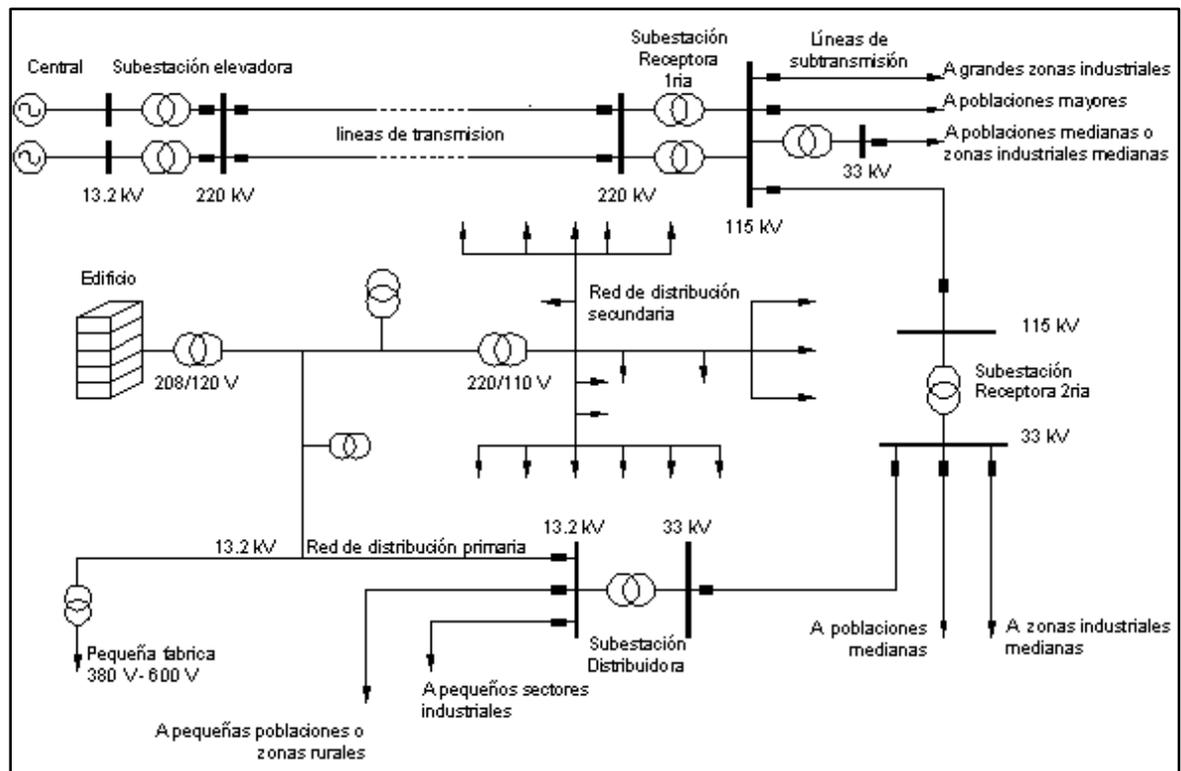
### MARCO TEÓRICO

Un sistema eléctrico, es un conjunto compuesto por las etapas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución; las cuales operan como un todo y están orientadas a transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo bajo niveles de calidad definidos. Comúnmente a las etapas constituidas por generación, transmisión y subtransmisión se las conoce como Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), mientras que a la etapa de distribución se la conoce como Sistema Eléctrico de Distribución (SED) [3][4].

Se considera Sistema Eléctrico de Distribución desde la Subestación de Distribución hasta el consumidor final, por lo tanto un SED está conformado por las siguientes componentes:

- Subestación de Distribución.
- Alimentadores Primarios.
- Transformadores de distribución.
- Redes secundarias.
- Acometidas.

En la Figura 2.1, se muestra el esquema típico de un sistema eléctrico, desde los centros de generación hasta el consumidor final, cabe mencionar que el esquema es válido tanto para redes aéreas como subterráneas.



**Figura 2.1.** Sistema Eléctrico de Potencia [3]

- **Subestación de distribución:**

Una subestación de distribución está conformado principalmente por un transformador reductor encargado de recibir la potencia de los circuitos de subtransmisión, y transforma niveles de voltaje de subtransmisión a niveles de distribución. Además del transformador, se tiene equipos de control, medición y protección, etc. [1][4].

Comúnmente la capacidad de los transformadores de las subestaciones de distribución se encuentra en el orden de las decenas de MW, potencia que es distribuida a través de varios circuitos llamados alimentadores primarios [1].

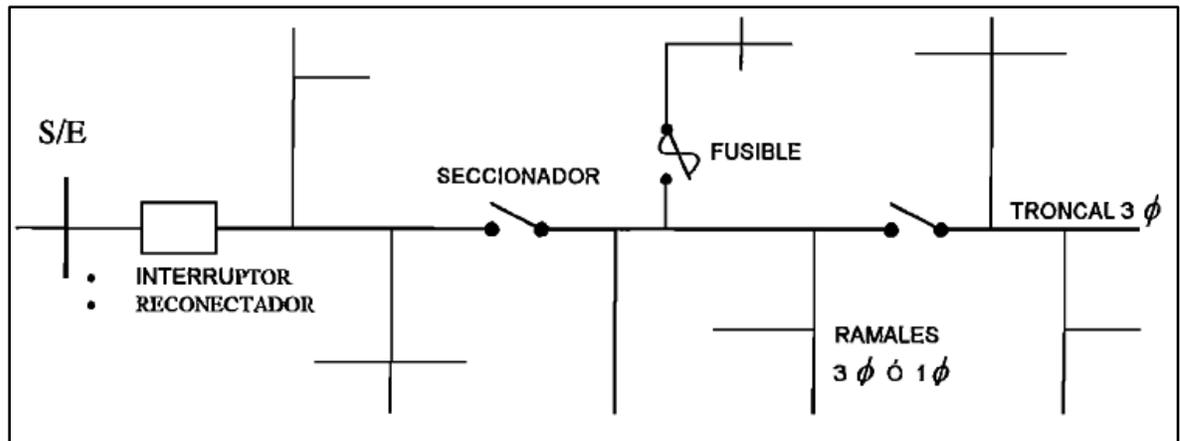
- **Alimentadores primarios**

Son circuitos que se derivan desde la Subestación de Distribución y se encargan de llevar el flujo de potencia hasta los centros de transformación (transformadores de distribución). La potencia que estos circuitos pueden soportar dependerá principalmente del nivel de voltaje al cual estén operando y del calibre del conductor. A los alimentadores primarios se los puede dividir en 2 componentes: troncal y ramales [1][2]:

**La troncal principal:** Es el tramo principal de un alimentador primario encargado de transportar el flujo de potencia desde la subestación hasta los ramales, razón por la cual este tramo debe estar constituido por conductores con un calibre igual o superior a los ramales [2].

**Los ramales:** Son circuitos que se derivan desde la troncal principal y se encargan de llevar el flujo de potencia hasta los transformadores de distribución. Estos ramales a la vez se los puede subdividir en: ramal primario, secundario y terciario [2].

En la Figura 2.2. se muestra un modelo básico de un alimentador primario radial simple.



**Figura 2.2.** Esquema de un alimentador primario radial [22]

- **Transformadores de distribución**

Son equipos utilizados para reducir el nivel de voltaje del alimentador primario a voltajes de red secundaria. Comúnmente, tienen una capacidad que va desde los 3 kVA hasta 1 MVA, entre transformadores monofásicos y trifásicos [1].

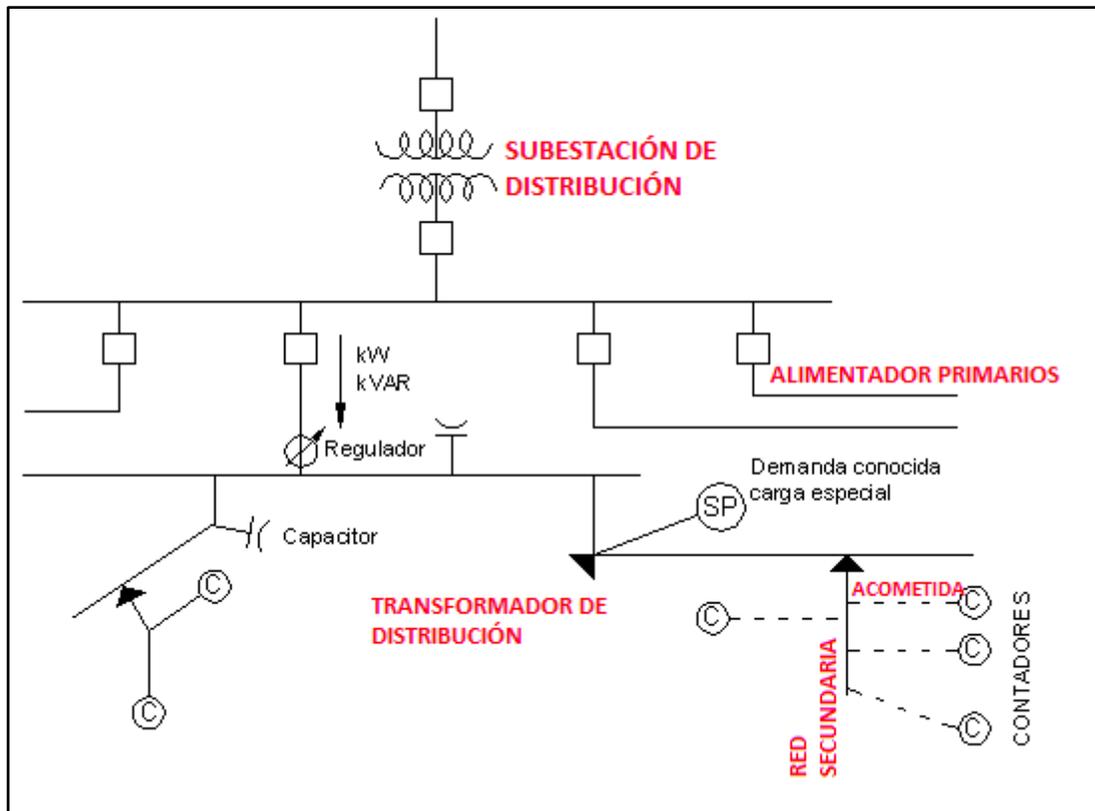
- **Redes secundarias de distribución**

Son circuitos en bajo voltaje encargados de transportar el flujo de potencia desde el transformador de distribución hasta la acometida de los usuarios. Normalmente en Ecuador se tiene voltajes de 120, 240, 127 y 220 V, dependiendo de la necesidad de cada cliente y del tipo de transformador al cual se conecta (monofásico o trifásico) [2].

- **Acometidas**

Es el enlace entre el sistema de distribución de la empresa eléctrica local con las instalaciones internas de los usuarios. Dependiendo de la necesidad de los usuarios, la acometida se la realizará en medio o bajo voltaje. Comúnmente las acometidas en medio voltaje se las realiza en industrial o grandes edificios donde el cliente tiene su propio transformador de distribución [2].

En la Figura 2.3, se muestra un esquema de un sistema de distribución, desde la subestación de distribución hasta el consumidor. Además, se puede apreciar equipos como un capacitor y regulador de voltaje, que también es común tener en este tipo de sistemas eléctricos.



**Figura 2.3.** Esquema de un sistema eléctrico de distribución [3]

## 2.1. Conceptos Generales

Los términos que se describen a continuación son muy utilizados en planificación de sistemas de distribución, y por ende, se los menciona con frecuencia en el presente informe; por lo que es importante conocer de manera general el significado y características de cada uno de ellos.

### **2.1.1. Demanda**

La demanda es un concepto clave para el diseño y planificación de sistemas de distribución ya que retiene todas las variaciones de la carga, refleja la energía y es la base para dimensionar equipos y sistemas [3].

La demanda de una instalación o un sistema, es la carga en los terminales de recepción promediada un intervalo de tiempo específico. Este periodo durante el cual se obtiene el valor promediado se lo llama intervalo de demanda y comúnmente se utilizan tiempos de: 5, 15, 30 y 60 segundos, siendo 5 o 15 minutos los tiempos más empleados. En vista que la demanda hace referencia a potencia, esta puede ser expresada en kW, KVA o kVA; aunque en también se la puede expresar como corriente en amperios [3].

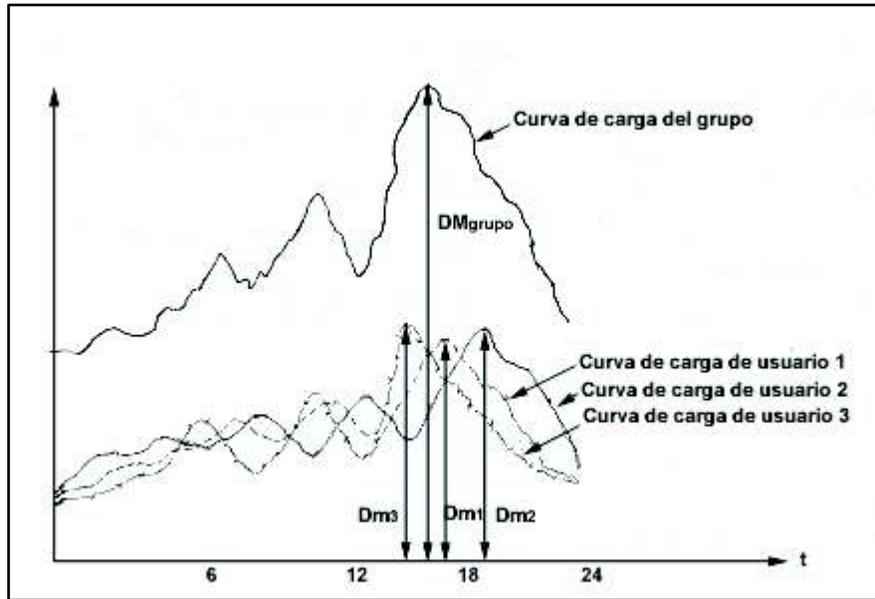
### **2.1.2. Demanda máxima**

Corresponde al mayor valor registrado de todos los intervalos de demanda dentro de un periodo de trabajo establecido (horas, días, meses, etc.). La demanda máxima es uno de los parámetros más importantes en el análisis de sistemas eléctricos de distribución ya que es precisamente en ese instante donde se presentan las mayores caídas de voltaje y la máxima corriente por los conductores para análisis de: cargabilidad, capacidad de transferencias de carga entre circuitos y pérdidas de energía en el sistema [3].

### **2.1.3. Demanda coincidente o diversificada**

Es la demanda de un grupo de cargas en un determinado intervalo de tiempo. Generalmente la demanda coincidente es menor a la sumatoria de demandas individuales del mismo grupo de cargas a menos que se tenga únicamente una carga, en tal caso será la misma; nunca la demanda coincidente será superior a la suma de demandas individuales. [4].

Este concepto es muy importante al momento de dimensionar equipos, especialmente transformadores de distribución, ya que el sobredimensionamiento de este equipo implica un incremento en las pérdidas de energía, mismas que se convierten en pérdidas económicas para la empresa eléctrica. En la Figura 2.4, se muestra la demanda máxima de 3 clientes, y la demanda máxima del grupo, misma que se forma a partir de los aportes de cada cliente [3].



**Figura 2.4.** Demanda máxima coincidente de un grupo de usuarios [3]

#### 2.1.4. Factor de coincidencia:

Es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de usuarios y la sumatoria de las demandas máximas individuales, tomado en un mismo tiempo y punto de la red. Debido a que la demanda máxima coincidente siempre es menor a la suma de demandas máximas individuales, este factor es menor o igual a 1 (es 1 únicamente cuando se tiene 1 usuario). Se lo puede calcular mediante la Ecuación 2.1 [3].

$$f_{co} = \frac{D_{max-grupo}}{\sum_{i=1}^n D_{max-i}} \leq 1$$

**Ecuación 2.1.** Factor de coincidencia [3]

Donde:

$f_{co}$  : Factor de coincidencia

$D_{max-grupo}$ : Demanda máxima coincidente de un grupo de usuarios

$\sum_{i=1}^n D_{max-i}$ : Sumatoria de demandas máximas individuales

El factor de coincidencia constituye uno de los conceptos más importantes en la planificación de sistemas de distribución ya que se puede determinar una demanda más real en un circuito y evitar sobredimensionar conductores y equipos [3].

### 2.1.5. Factor de diversidad

Establece la diversidad de demandas máximas de un grupo de usuarios. Se define como la relación entre la suma de demandas máximas individuales de un grupo y la demanda máxima coincidente del dicho grupo y se lo puede calcular utilizando la ecuación 2.3, valor que siempre será mayor o igual a 1 [3].

$$f_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{max-i}}{D_{max-grupo}} = \frac{1}{f_{co}} \geq 1$$

#### Ecuación 2.3. Factor de diversidad [3]

Este factor se lo puede aplicar en varios niveles del sistema como: clientes asociados a una misma red, transformadores conectados a un mismo alimentador o alimentadores provenientes de una misma subestación [3].

### 2.1.6. Carga instalada

Se denomina carga instalada a la suma de las potencias nominales de todos los aparatos conectados a un sistema o parte de él. Comúnmente se expresa en kVA, MVA, kW o MW dependiendo de la magnitud del sistema o del tipo y cantidad de aparatos conectados [3].

### 2.1.7. Capacidad instalada

Se conoce como capacidad instalada a la suma de la capacidad nominal de todos los equipos conectados a la red que transporta la potencia hasta las cargas conectadas. Estos equipos comúnmente con transformadores, generadores, capacitores, reguladores, etc. [3].

### 2.1.8. Densidad de carga

Se define a la densidad de carga como la relación entre la suma total de las cargas dentro de un área determinada. Normalmente, la densidad de carga esta expresada en kVA/km<sup>2</sup> o kW/km<sup>2</sup> [1][3].

### 2.1.9. Factor de demanda:

Se define como la relación entre la demanda máxima y la carga total instalada en un sistema y establece el grado de simultaneidad con que operan los equipos dentro de una instalación. Matemáticamente, se lo puede expresar como: [3].

$$F_c = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga Instalada}}$$

**Ecuación 2.4.**Factor de demanda

### 2.1.10. Factor de carga

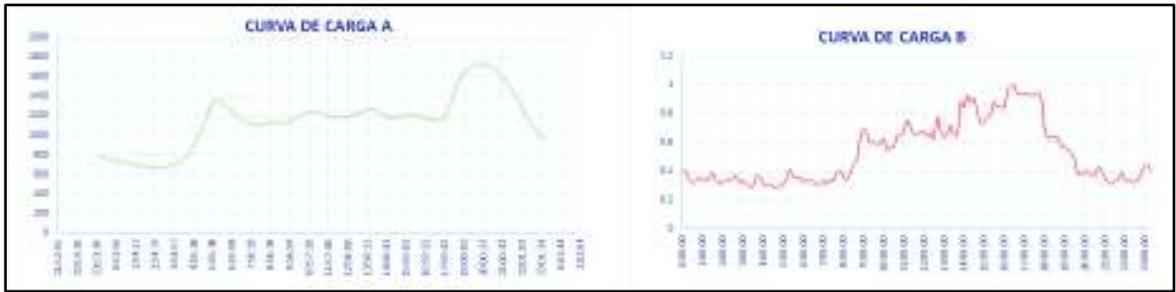
Es la razón entre la entre la demanda promedio y la demanda máxima de un sistema en un periodo de tiempo establecido. Este valor puede variar entre 0 y 1, e indica el grado de alteración que sufre la demanda en un periodo establecido, así por ejemplo, si el factor de carga es cercano a 1 establece que la demanda no sufre muchas variaciones durante el periodo de análisis, este comportamiento normalmente se tienen en sectores industriales; mientras que si el factor de demanda es muy inferior a 1 indica que la carga sufre muchas variaciones durante el periodo de análisis, normalmente este comportamiento se presenta en clientes residenciales; por lo tanto, mediante este factor también se puede predecir el tipo de carga que predomina en el sistema [3].

$$F_c = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}}$$

**Ecuación 2.5.** Factor de carga

### 2.1.11. Curva de carga diaria

La curva de carga diaria permite conocer el tipo de carga predominante en el sistema (residencial, comercial o industrial) y la forma en que estos se combinan para formar el pico de la curva (demanda máxima). En la Figura 2.5, se muestra 2 ejemplos de curvas de carga, con diferente tipo de carga.



**Figura 2.5.** Curva de carga (Curvas obtenidas de mediciones realizadas por EMELNORTE)

La grafica para la “CURVA DE CARGA A” fue tomado de un alimentados primario donde principalmente se tiene carga residencial, mientras que la gráfica de la “CURVA DE CARGA B”, se la obtuvo de mediciones a un circuito donde se tiene conectado edificios administrativos y oficinas. Como se puede apreciar en la Figura 2.5, la diferencia es muy notoria entra las dos curvas, tanto en la forma como en la hora de la demanda pico, mientras que la curva de cargas residenciales presenta el pico alrededor de las 20H00, la otra curva presenta el pico entre las 16h00 y 17h00 (horarios de oficina).

## 2.2. Planificación de Sistemas de Distribución

Los estudios de planificación para un sistema de distribución se los realiza con el objetivo de garantizar un servicio eléctrico de calidad a los menores costos operativos considerando el crecimiento de la demanda a un plazo determinado [3].

Dependiendo del tipo de problemas que presente el sistema de distribución, de la magnitud de los proyectos necesarios para brindar la mejor solución y de los costos que estos implican, se define 3 tipos de planificación, a largo, mediado y corto plazo.

### 2.2.1. Planificación a Largo Plazo.

La planificación a largo plazo define estrategias ante el crecimiento de demanda, analizando la situación del sistema de distribución completo de la empresa distribuidora. Únicamente se considera el sistema en alto y medio voltaje (sistemas de transmisión, subtransmisión y alimentadores primarios), no las redes secundarias (bajo voltaje). Normalmente, para este tipo de planificación, se considera un periodo de análisis para los próximos 15 o 20 años y se manejan grandes inversiones [20].

### **2.2.2. Planificación a Mediano Plazo**

La planificación a mediano plazo tiene como objetivo satisfacer por completo la demanda futura, principalmente analizando las condiciones de la subestación. Normalmente se realiza a un horizonte de hasta 10 años, donde se determina posibles nuevas rutas para alimentadores primarios, incrementar la capacidad de las subestaciones de distribución y la necesidad de nuevas subestaciones [19] [20].

### **2.2.3. Planificación a Corto Plazo**

La planificación a corto plazo de sistemas de distribución constituye un análisis de la situación en la que se encuentra operando el sistema eléctrico y los requerimientos mínimos que este debe cumplir para brindar un servicio de calidad al menor costo posible [5].

Debido al crecimiento poblacional y por ende incremento de la demanda; un sistema eléctrico, especialmente en distribución, se ve sometido a varios cambios en cortos periodos de tiempo. La planificación del sistema se la realiza con el fin de prever los problemas en operación y niveles de calidad de servicio que pueden provocar los cambios mencionados, y establecer proyectos que permitan mantener un sistema eficiente a futuro [5].

Normalmente se plantean más de una alternativa para brindar mejoras al sistema, por tal motivo, también se hace necesario realizar un análisis económico con el fin de establecer la mejor opción para la empresa eléctrica local, ya que se puede plantear planes que impliquen equipos muy costosos y la solución que estos brinden no sea muy superior a otro plan más económico.

## **2.3. Etapas de la Planificación a Corto Plazo de Sistemas Eléctricos de Distribución**

Un correcto análisis de planificación de sistemas de distribución contempla una serie de etapas que se deben cumplir con el objetivo de que el resultado final sea el más adecuado tanto para la empresa eléctrica como para los consumidores. A continuación se describe las etapas más importantes que se debe cumplir en cualquier estudio de este tipo:

### **2.3.1. Recopilación de Información**

Esta primera etapa es una de las más importantes en un estudio de planificación, ya que, de esta dependerán todos los resultados que se obtendrán en las siguientes etapas. Por lo tanto, se debe obtener la mayor cantidad de información acerca del sistema que está siendo objeto de estudio. Debido a que los sistemas de distribución son muy dinámicos y se encuentran en un constante cambio, la información recopilada debe ser lo más actual posible con el fin de obtener resultados más acordes a la realidad [11].

### **2.3.2. Análisis de la Situación Actual del Sistema**

En base a la información obtenida, se realiza un análisis de la situación actual del sistema de distribución. Dentro de este análisis se verifica principalmente: voltajes de servicio, caídas de voltaje, cargabilidad de conductores, factores de potencia y pérdidas técnicas de potencia y energía. Se debe tener en cuenta, que en los sistemas de distribución se hace transferencia de carga momentáneos, ya sea por cuestión de fallas o mantenimiento en los alimentadores, razón por la cual el análisis debe ser realizado tanto en condiciones de operación normal como en emergencia, considerando únicamente los nodos del sistema donde sea posible realizar trasferencias de carga [11].

### **2.3.3. Estrategias de Solución**

En esta etapa se busca soluciones a los problemas detectados en el sistema de distribución con el fin de brindar un servicio eléctrico eficiente y de calidad a todos los usuarios asociados a tal sistema. Normalmente se tiene varias alternativas de solución, mismas que serán analizadas económicamente en una etapa posterior.

### **2.3.4. Análisis de las Condiciones Futuras de Operación**

El planeamiento de un sistema eléctrico de distribución debe garantizar la continuidad de un servicio eléctrico de calidad ante el crecimiento esperado de la demanda, razón por la cual, se realiza un análisis similar al punto 2.3.2. (Análisis de la situación actual del sistema), pero considerando el incremento de demanda, según el sistema que sea objeto de estudio.

### **2.3.5. Análisis Técnico – Económico**

Es la etapa final del estudio, en el cual se analiza la mejor alternativa, misma que debe ser económicamente rentable para la empresa eléctrica distribuidora y que permita al sistema operar de manera óptima brindando una mejor calidad de servicio que la actual.

## **2.4. Principales Problemas Operativos de un Sistema de Distribución**

### **2.4.1. Voltaje de Servicio**

Uno de los parámetros más importantes a considerar por toda empresa eléctrica distribuidora, es la calidad del servicio de energía eléctrica que se está brindando a todos sus usuarios, ya sean de tipo residencial, comercial o industria; urbano o rural.

El voltaje que se está entregando a los usuarios es uno de los principales índices a tener en cuenta dentro de un análisis de calidad de energía; ya que un voltaje por debajo de los límites establecidos provoca que los equipos conectados al sistema no operen adecuadamente o en el peor de los casos no funcionen. Por tal motivo la empresa distribuidora debe asegurarse, de que aun el usuario más alejado dentro de su sistema, presente los niveles de calidad exigidos por los organismos regulatorios, mismos que han establecido normas que toda empresa debe cumplir a fin de brindar un servicio óptimo y de calidad [1][6].

El voltaje en cada nodo del sistema varía dependiendo de varios factores, principalmente la caída de voltaje presente en los alimentadores primarios y el voltaje de salida en la subestación de distribución.

### **2.4.2. Caída de Voltaje**

La caída de voltaje en las líneas de todo sistema eléctrico (líneas de transmisión y subtransmisión, alimentadores primarios, redes secundarias o acometidas) es consecuencia de la corriente de carga que circula por la impedancia característica de los conductores, razón por la cual, las caídas de voltaje más críticas en un periodo establecido (normalmente en 1 día) se presentan en demanda máxima, ya que en este instante se presenta la mayor corriente de carga del sistema [1].

### **2.4.3. Voltaje de Salida de la Subestación**

Pese a que muchos de los problemas de un sistema eléctrico de distribución se presentan en los alimentadores primarios y transformadores de distribución, el voltaje de salida de la subestación es el primer parámetro a ser tomado en cuenta para brindar un servicio eléctrico de calidad.

En varios casos, desde la subestación de distribución se tiene voltajes por debajo de los límites establecidos, a consecuencia de una inapropiada configuración en el sistema de subtransmisión, ocasionando que el resto del sistema opere con un voltaje muy por debajo de los límites establecidos.

### **2.4.4. Cargabilidad en Alimentadores Primarios**

La cargabilidad se define como la potencia o corriente (carga) que se puede transportar por los conductores de los alimentadores primarios en condiciones de demanda máxima. La cargabilidad de los conductores depende de varios factores, principalmente los siguientes [8]:

- Densidad de carga.
- Caída de voltaje.
- Limite térmico
- Longitud de los alimentadores primarios.
- Crecimiento de la carga.
- Trasferencias de carga.
- Continuidad del servicio eléctrico.
- Confiabilidad del sistema.

Para alimentadores de gran longitud que comúnmente llegan a zonas rurales con una baja densidad de carga, la cargabilidad del alimentador está definido por los límites de caída de voltaje. Mientras que en alimentadores más cortos que comúnmente sirven a zonas urbanas con una alta densidad de carga, la cargabilidad del alimentador está definida por el límite térmico del conductor, aunque también se debe mantener un control en la caída de voltaje [9][10].

Con el fin de dar continuidad al servicio eléctrico ante la presencia de fallas o mantenimiento que implique una desconexión parcial o total de un circuito, los alimentadores deben tener una capacidad de reserva para soportar transferencias de carga de circuitos adyacentes. Aun cuando lo ideal sería, que ante la salida de servicio de un alimentador, el resto de alimentadores cercanos puedan abarcar toda la carga sin servicio eléctrico, en la realidad la capacidad de reserva solo admite un cierto porcentaje de la carga total del alimentador fuera de servicio; esto debido a los grandes costos que implica el cambio de calibre del conductor. Este caso se presenta cuando los alimentadores presentan configuración radial.

Para sistemas en anillo o mallados, los alimentadores deben tener una mayor capacidad de transferencia de carga ya que en casos extremos debe tomar toda la carga de un circuito que se encuentre fuera de servicio. Por tal motivo este tipo de configuraciones son mucho más costosas y menos utilizadas en el país.

#### **2.4.5. Bajo Factor de Potencia**

Se define como factor de potencia a la relación entre potencia activa y potencia aparente de un sistema eléctrico que opera con corriente alterna [10].

Lo ideal en todo sistema eléctrico es mantener un factor de potencia unitario, pero esto en la realidad se vuelve imposible debido a que se tiene conectado un gran número de equipos que necesitan de potencia reactiva para operar, aun cuando este tipo de potencia no genere trabajo útil [10].

Un bajo factor de potencia es indicativo que se tienen exceso de potencia reactiva en el sistema, lo cual provoca que la corriente que circula por la red sea elevada ocasionando problemas operativos como caídas de voltaje más críticas

Por tal motivo las empresas eléctricas distribuidoras exigen un factor de potencia mínimo a todos sus usuarios y en caso de no cumplir con lo requerido se procede a sancionar al usuario hasta que este factor se encuentre dentro de los límites exigidos por la empresa [10].

Normalmente este tipo de problemas se presentan en clientes industriales o comerciales grandes debido a la gran cantidad de motores eléctricos que se tiene, a diferencia de los clientes residenciales que presentan cargas que no exigen muchos reactivos al sistema.

A pesar del control que se mantiene sobre cada usuario, en muchas ocasiones se continúa teniendo un bajo factor de potencia en el sistema y por ende, se tiene problemas operativos que finalmente se convierten en pérdidas económicas para la empresa.

#### **2.4.6. Pérdidas de Potencia y Energía**

En un sistema eléctrico de distribución se tiene 2 tipos de pérdidas de energía: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas no técnicas son causadas por robo de energía, es decir, cargas conectadas sin medidor de las cuales la empresa eléctrica distribuidora no puede llevar un control del consumo y cobrar por el mismo. Estos problemas son más comunes en zonas rurales debido a que se encuentran muy alejadas para mantener un control continuo.

Las pérdidas técnicas son normales e inevitables dentro de un sistema eléctrico, mismas que se presentan en todos los componentes que constituyen el sistema. Si bien, es común tener este tipo de pérdidas, las empresas eléctricas procuran que estas sean mínimas, ya que estas también implican pérdidas económicas para la empresa y reflejan un sistema de distribución ineficiente.

A pesar de que en todos los componentes de un sistema eléctrico se tiene pérdidas técnicas, estas son mayores en transformadores y líneas (alimentadores primarios y transformadores de distribución para un sistema eléctrico de distribución). [1]

Las pérdidas técnicas en alimentadores primarios son consecuencia de la escasa planificación en la expansión del sistema, lo que provoca que el diseño del alimentador no sea el mejor. Los alimentadores con mayor porcentaje de pérdidas técnicas principalmente presentan conductores de un calibre no adecuado, extensos circuitos monofásicos y un bajo factor de potencia.

Los problemas operativos descritos anteriormente no pueden ser eliminados por completo, pero mediante una serie de estrategias es posible disminuir su impacto, permitiendo tener un sistema mucho más eficiente y a un menor costo operativo beneficiando tanto a la empresa eléctrica como a sus usuarios.

## **2.5. Estrategias para Mejorar las Condiciones de Operación de un SED**

La planificación a corto plazo conlleva a formular estrategias concretas que puedan ser desarrolladas en un breve periodo de tiempo y destinadas a la solución de problemas puntuales dentro de un sistema eléctrico de distribución. Las principales estrategias que pueden ser desarrolladas en la planificación a corto plazo son [1] [20]:

- Balanceo de carga
- Transferencia de carga
- Aumento del calibre del conductor
- Cambio de configuración de monofásico a trifásico de ciertos tramos del alimentador
- Compensación de reactivos
- Reguladores de voltaje

### **2.5.1. Balance de Cargas**

Un sistema eléctrico de distribución en general está compuesto por cargas trifásicas y monofásicas. Esta últimas, si no son conectadas a la red de forma apropiada provocan desequilibrio en el sistema lo que conlleva a tener una serie de problemas operativos, principalmente en caídas de voltaje, pérdidas técnicas de energía y en casos de gran desbalance, se tiene inconvenientes con la operación de las protecciones [12].

Lo ideal para un sistema de distribución es tener conectado un nivel de carga similar en las 3 fases a lo largo de todo el alimentador primario y de las redes secundarias, pero debido a la gran cantidad de cargas monofásicas se vuelve prácticamente imposible cumplir con tal propósito. En muchos casos el nivel de desequilibrio es muy elevado, por tal motivo, es recomendable equilibrar lo mejor posible las cargas, con el fin de disminuir su impacto.

Esta estrategia de solución es una de las más básicas y económicas, ya que implica únicamente cambios en las conexiones de las cargas sin inversiones considerables para la empresa y a la vez disminuye la necesidad de implementar estrategias mucho más costosas.

Como se mencionó anteriormente, lo mejor es que se mantenga un balance en toda la red y no únicamente en algunos tramos del alimentador. Un error que comúnmente se comete es equilibrar las cargas únicamente en la subestación con el fin de evitar problemas con el transformador de potencia lo que conlleva a tener un sistema equilibrado solo en un pequeño tramo y la mayor parte de la red continua teniendo graves problemas de desequilibrio. Por lo tanto se sugiere seguir la siguiente metodología con el fin mantener en toda la red un porcentaje mínimo de desequilibrio.

Realizar transferencias entre las fases más cargadas y menos cargadas, desde los ramales más alejados hasta los más cercanos a la subestación de distribución. Inicialmente se trasfiere ramales monofásicos completos de una fase con carga elevada a otra con poca carga [12].

### **2.5.2. Transferencias de Carga**

Esta estrategia se aplica principalmente a circuitos que presentan una elevada demanda, lo que conlleva a tener problemas de voltaje en los ramales más alejados a consecuencia de la caída de voltaje, pérdidas de potencia y energía o sobrecarga en los conductores.

La transferencia de carga también implica una estrategia económica ya que únicamente es necesario realizar pequeñas configuraciones en la red o maniobra con equipos ya instalados. En el peor de los casos es necesario crear una nueva red que interconecte la carga a ser transferida con el alimentador al cual se transferirá dicha carga. [11]

Este tipo de estrategia hace referencia a transferencias de carga permanentes, ya que también existen transferencias momentáneas, que se realizan por alguna falla en un circuito o por mantenimiento de la red. Por lo tanto, al ser permanentes, la carga debe ser transferida a un alimentador con baja demanda y que tenga la capacidad de asumir la nueva carga, ya que si la transferencia se la hace entre alimentadores que operan en condiciones similares, lo único que se logra es “trasladar el problema” de un circuito a otro y a nivel global no se ha obtenido ningún beneficio; es más, se pueden llegar a presentar problemas aún mayores.

Otro motivo por el que se hace necesario transferir carga es debido a la capacidad de la subestación de distribución. En este caso, las transferencias de carga se las hace entre alimentadores perteneciente a diferentes subestaciones de distribución, ya que el objetivo principal no es disminuir el nivel de carga de los conductores sino del transformador de

potencia. Esta estrategia se la considera antes de incrementar la capacidad de la subestación, por motivos económicos.

En el caso, donde todos los alimentadores cercanos se encuentren con niveles de carga elevados, y se vuelve imposible realizar algún tipo de transferencia, lo recomendable es incrementar la capacidad de la subestación o de ser necesario implementar una nueva subestación.

### **2.5.3. Cambio de Configuración un Tramo del Alimentador de Monofásico a Trifásico**

Las cargas trifásicas normalmente se encuentran en clientes industriales o comerciales mientras que los clientes residenciales tienden a tener únicamente cargas monofásicas, por tal motivo, dentro de una ciudad es común encontrar circuitos trifásicos debido a la gran diversidad de cargas que se tiene, mientras que en zonas más alejadas, donde predominan clientes residenciales y comerciales pequeños, con una baja densidad de carga, usualmente se tiene extensos circuitos monofásicos.

El tener circuitos monofásicos demasiado extensos es la principal causa de que el voltaje en los extremos de los alimentadores sea menos a los límites establecidos, además de generar un mayor porcentaje de pérdida técnicas de potencia y energía y sobrecargas al conductor.

El cambio de estos circuitos monofásicos a trifásicos brinda una mejora evidente en la operación del sistema, no necesariamente se debe cambiar todo el circuito monofásico, sino que se debe analizar y seleccionar el tramo de la red que brinde mejoras significativas al sistema.

### **2.5.4. Aumento del Calibre de Conductor**

El continuo crecimiento de la demanda hace necesario que las empresas eléctricas distribuidoras mantengan un control permanente sobre el calibre de los conductores que forman parte del alimentador primario (troncal principal y ramales) para evitar que estos se sobrecarguen, ya que estas redes fueron diseñadas para una cierta demanda que con el pasar del tiempo se incrementa y empieza a presentar problemas, principalmente en caídas de voltaje y pérdidas técnicas de potencia y energía eléctrica.

El incremento del calibre de los conductores disminuye la caída de voltaje del sistema y las pérdidas técnicas de potencia y energía, además de proporcionar una mayor capacidad al alimentador para soportar trasferencias de carga de circuitos cercanos.

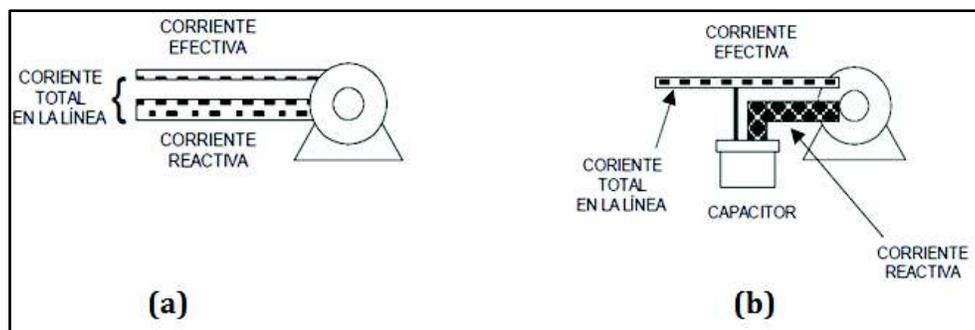
Esta estrategia se la debe considerar después de haber analizado las alternativas anteriores y no obtener los resultados requeridos, debido a que implica una inversión considerable para la empresa. Además es necesario realizar un estudio de conductor económico para determina el calibre más adecuado ya que, si bien un conductor sobredimensionado no produce problemas operativos y disminuye aún más las pérdidas de energía y caídas de voltaje, estas podrían no justificar el alto costo del conductor.

### 2.5.5. Compensación de Reactivos

La potencia reactiva necesaria para que funcionen equipos conformados por bobinas como motores, transformadores, et., es tomada de la red a la cual están conectados, provocando que el flujo de corriente se incremente, ocasionando en muchos casos, una serie de problemas al sistema de distribución. [10]

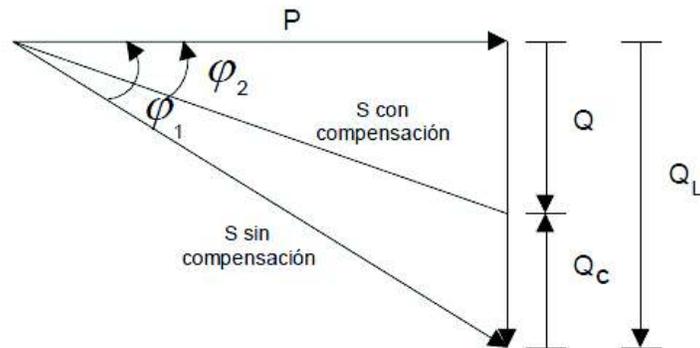
Es imposible evitar un flujo de potencia reactiva por la red de distribución, sin embargo se lo debe mantener en un cierto límite para disminuir al máximo el efecto provocado en la red.

El método más apropiado para disminuir el flujo de potencia reactiva por los conductores de la red es instalar bancos de capacitores en paralelo a la carga para compensar el requerimiento de potencia reactiva de algunos equipos y exigir menos a la red. En la Figura 2.6 (a), se muestra una carga sin compensación de reactivos y en la Figura 2.6 (b) la misma carga pero conectado un banco de capacitores en paralelo. Claramente se puede observar que el flujo de corriente de la red disminuye ya que gran parte de la corriente reactiva se la obtiene de la compensación conectada [10].



**Figura 2.6.** Compensación de potencia reactiva [10]

En el triángulo de potencia que se muestra en la Figura 2.7, se puede apreciar la compensación de potencia reactiva influye sobre la red. La potencia activa se mantiene constante, mientras que la aparente disminuye y por lo tanto la corriente total exigida al sistema también será menor.



**Figura 2.7.** Triángulo de potencia - compensación de potencia reactiva [10]

Donde:

P: Potencia activa de la red

Q: Potencia reactiva final de la red

$Q_C$ : Potencia reactiva de compensación

$Q_L$ : Potencia reactiva inicial de la red

$\phi_1$ : Ángulo de desfase entre voltaje y corriente, sin compensación de potencia reactiva

$\phi_2$ : Ángulo de desfase entre voltaje y corriente, con compensación de potencia reactiva

S: Potencia aparente de la red

Para el cálculo de la potencia reactiva necesaria para mejorar el factor de potencia, y por ende, la capacidad del banco de capacitores, se utiliza la ecuación 2.6., ecuación que se encuentra en función de la potencia activa del sistema, el factor de potencia actual y el deseado.

$$Q_C = P * [\tan(\cos^{-1} FP_i) - \tan(\cos^{-1} FP_f)]$$

### **Ecuación 2.6.** Compensación de potencia reactiva

Donde:

*Q<sub>C</sub>*: Potencia reactiva de compensación

*P*: Potencia activa del sistema

*FP<sub>i</sub>*: Factor de potencia inicial o actual

*FP<sub>f</sub>*: Factor de potencia deseado

Las principales ventajas de mejorar el factor de potencia en un sistema de distribución en medio voltaje son [10]:

- Disminuye el costo de la energía debido a que se evita pagar penalizaciones por bajo factor de potencia.
- Disminuye la cargabilidad del conductor por lo que los alimentadores tienen la capacidad de tomar una mayor carga, ya sea por clientes nuevos o por transferencias.
- Mejora el voltaje de servicio, principalmente debido a que la disminución de corriente por la red provoca una menor caída de voltaje.
- Aumenta la vida útil de los elementos del sistema (conductores, transformadores, generadores, etc.)

### **2.5.6. Regulación de Voltaje**

La regulación de voltaje consiste en mantener un control sobre el voltaje en diferentes puntos del sistema de distribución con el fin de brindar un servicio eléctrico de calidad. Se tiene varias estrategias para mantener un nivel de voltaje óptimo en la red, mismas que se emplearán de acuerdo a la necesidad del sistema, a continuación se presenta las principales formas de realizar regulación de voltaje:

- Variación del tap del transformador de potencia.
- Reguladores de voltaje para las barras de la subestación de distribución.

- Reguladores individuales para alimentadores
- Bancos de Capacitores fijos o variables

Normalmente, a través del tap del transformador de potencia, se mantienen un nivel de voltaje adecuado en la barra de la subestación, pero en algunos casos, existen problemas con el voltaje desde el sistema de subtransmisión; en tal caso, se hace necesario implementar reguladores de voltaje a las barras ya que el transformador no tiene la capacidad de mantener un voltaje óptimo, aun cuando se tenga el tap en su posición máxima [13].

- **Reguladores de Voltaje en los alimentadores**

Estos reguladores son utilizados para controlar el voltaje en alimentadores específicos del sistema. Dependiendo de su ubicación se los puede clasificar en reguladores tipo estación y reguladores tipo distribución [1].

Reguladores Tipo estación: Son instalados en la subestación de distribución, es decir en la cabecera del alimentador. Estos reguladores también se los puede usar para regulación en la barra colectora [1].

Reguladores tipo distribución: Se los instalada en puntos específicos de la red aérea. Comúnmente se tiene este tipo de equipos en alimentadores extensos, donde la caída de voltaje en los ramales más alejados está muy por debajo del límite establecido [1].

Los reguladores básicamente son autotransformadores con un tap de varias posiciones, que se cambia automáticamente dependiendo de la variación en la carga, manteniendo un voltaje prácticamente constante en el punto de conexión. Normalmente se tiene reguladores que corrigen el voltaje en  $\pm 10\%$  referente al nominal, con 32 posiciones, teniendo una variación de  $5/8\%$  por cada posición. Debido a que la regulación es automática, un regulador de voltaje también está compuesto por un mecanismo variador del tap y por un sistema de control [1].

Además de los reguladores de voltaje, muchas veces es conveniente implementar capacitores como una regulación complementaria en lugar de instalar un mayor número de reguladores, los cuales incrementan la corriente en el sistema aumentando las pérdidas técnicas de potencia y energía; mientras que un capacitor a más de regular el voltaje, contribuye con un mejoramiento en el factor de potencia del sistema y disminuye las pérdidas técnicas de potencia y energía.

Por lo tanto, desde un punto de vista técnico-económico es muy ventajoso el método de utilizar reguladores de voltaje conjuntamente con capacitores principalmente en alimentadores muy extensos [1].

## 2.6. Proyección de Demanda

La proyección de demanda de energía eléctrica es una etapa fundamental en un estudio de planificación ya que permite estimar la demanda futura que el sistema presentará y en base a esta estimación se prevé y soluciona los problemas operativos que se puedan surgir. Por lo tanto, se debe procurar que la metodología e información empleada sea lo más confiable y exacta posible [14].

El crecimiento de la demanda básicamente se puede presentar de dos formas, como se puede apreciar en la Figura 2.8.



Figura 2.8. Crecimiento de la demanda [24]

- **Crecimiento vertical**

Se caracteriza por un incremento en los niveles de consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios ya existentes (más personas dentro de mismo hogar, aumento de equipos eléctricos o electrónicos, etc.) o un mejor uso de suelo para las edificaciones (incremento del número de pisos o disminución de áreas sin construir). Por lo tanto, lo que se genera es un incremento de la densidad de carga en la zona de estudio [15].

- **Crecimiento horizontal**

Este comportamiento de la demanda se presenta debido al incremento de nuevas cargas en el sistema (nuevos usuarios), principalmente a causa de ampliaciones en el área de cobertura de la empresa eléctrica o por el ingreso de nuevos abonados. En general este tipo de crecimiento se tiene en poblaciones rurales o en las periferias de las ciudades donde es común presenciar nuevos asentamientos urbanísticos [15].

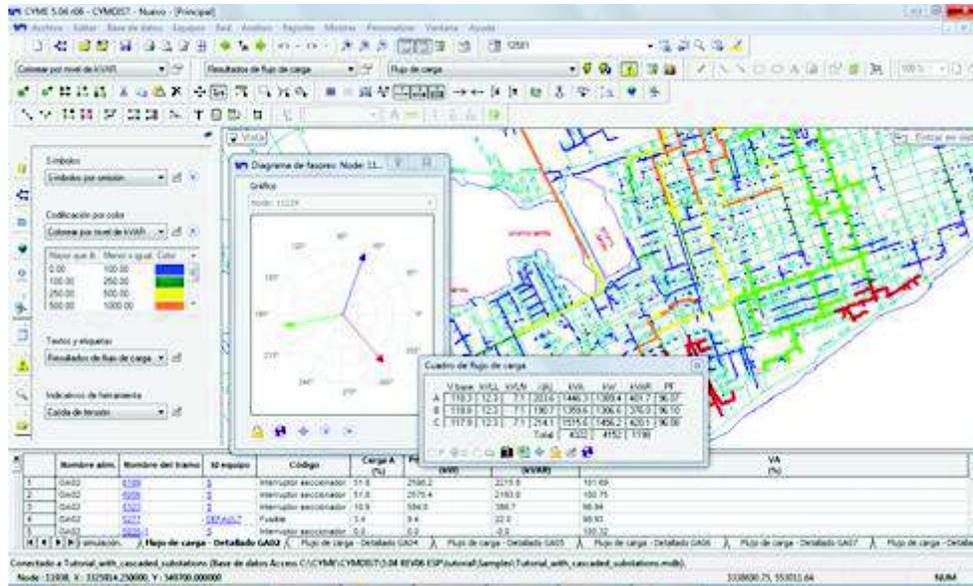
## **2.7. Programas Computacionales**

Una empresa eléctrica distribuidora está relacionada directamente con los usuarios, por lo tanto, se maneja una gran cantidad de información como: número de usuarios, consumos, pérdidas técnicas y no técnicas de energía, equipos instalados en las redes de distribución, etc. Esto hace necesario el uso de herramientas computacionales que faciliten la manipulación y actualización de dicha información.

Además, debido a que un sistema eléctrico de distribución es muy dinámico, es decir, presenta muchos cambios en poco tiempo, principalmente a causa del crecimiento de la carga, se debe tener programas computacionales que permitan una rápida y fácil actualización de los cambios que se presenten y simular el nuevo comportamiento del sistema ante los cambios realizados. Los principales programas computacionales que actualmente posee EMELNORTE y que se ha utilizado para el desarrollo del presente proyecto son: CYMDIST y ArcGIS.

### **2.7.1. CYMDIST**

Es un programa computacional destinado principalmente al análisis de redes de distribución, mismo que permite realizar estudios como: flujos de potencia, evaluación de cargas (distribución, balance, crecimiento de cargas por ejemplo), ubicación óptima de equipos como bancos de capacitores y reguladores de voltaje, cortocircuitos, análisis de armónicos, entre otras. En la Figura 2.9. se muestra la ventana principal de este software de simulación [25].



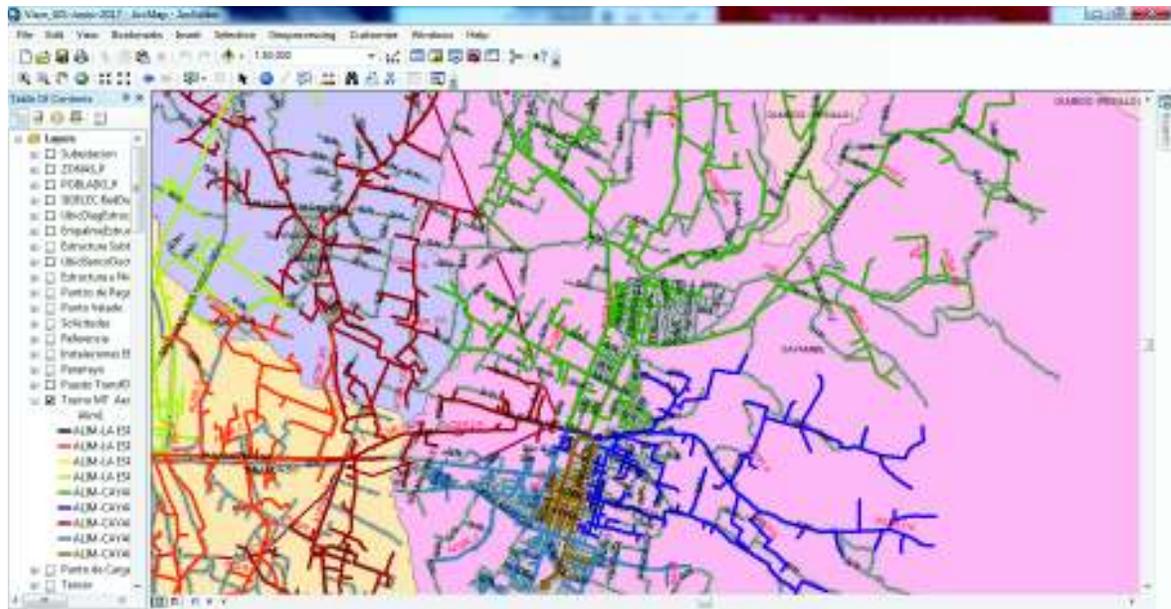
**Figura 2.9.** Ventana principal del programa computacional CYMDIST [25]

Los estudios que se realizan en este programa, como flujos de carga, cortocircuitos, etc. son factibles realizarlos en sistemas equilibrados, desequilibrados, monofásicos, bifásicos, trifásicos y para diferentes configuraciones de redes (radiales, en anillo o malladas) [25].

Los resultados del análisis realizado se los puede obtener de diferentes formas, según lo que el usuario requiera, como: datos numéricos, gráficos, códigos de colores en las redes eléctricas que permiten identificar las zona o equipo con sobrevoltaje, subvoltaje, sobrecargas en equipos, etc. estos colores además se pueden reflejar en los resultados numéricos obtenidos.

## 2.7.2. ArcGIS 10

Es un sistema de información geográfica, desarrollado por la empresa Enviromental Systems Research Institute que permite almacenar, modificar, diseñar y analizar una gran cantidad de información geográfica. Posee una interface de fácil manipulación, misma que posibilita trabajar con una serie de datos que se los puede mostrar como tablas, mapas o gráficos [4][26]. En la Figura 2.10 se muestra la ventana principal de este software.

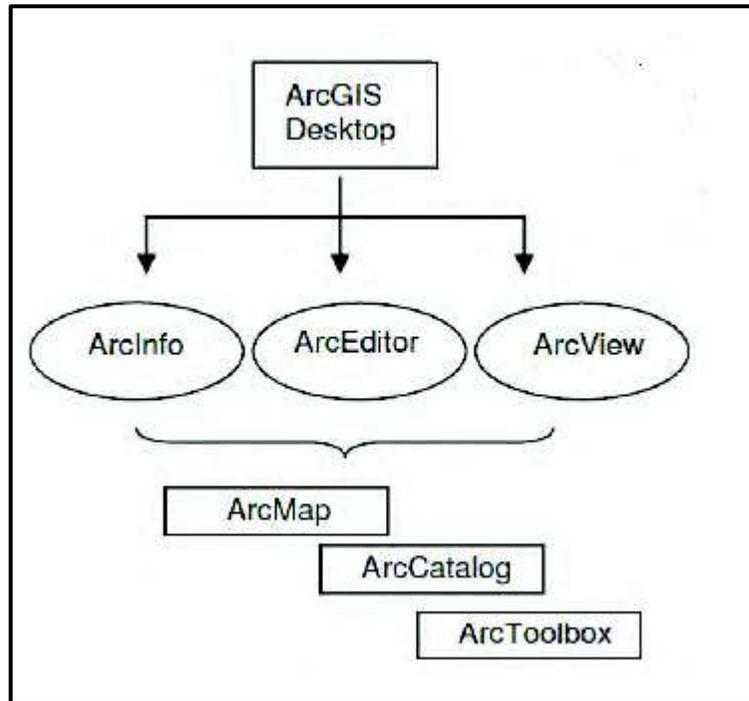


**Figura 2.10.** Ventana principal del programa computacional ArcGIS

Este programa se compone por cuatro productos: ArcReader, ArcView, ArcEditor y ArcInfo, los cuales poseen una misma interface permitiendo trabajar de la misma manera, pero tienen funcionalidades diferentes, que va desde la más básica ArcReader hasta la más completa Arcinfo. Dentro de estos productos se encuentra incluido 3 aplicaciones; ArcMap, ArcCatalog y ArcToolbox [26].

- **ArcInfo:** Es el producto con más potencial de del ArcGIS, posee totalmente las funcionalidades de ArcView y ArcEditos, además de 100 herramientas para trabajar con formato vectorial y 50 herramientas para con formato cobertura. Además, permite la conversión de datos a diferentes formatos y sistemas de proyección [26].
- **ArcEditor;** La función principal de este producto es crear y editar geodatabases. Permite crear y modificar tanto datos como esquemas para ficheros shape, personales, cobertura y geodatabases [26]
- **ArcView:** Sus funciones más importantes se centra en la visualización, análisis y consulta de datos, además de tener la posibilidad de crear y editar datos geográficos y alfanuméricos [26]. De igual manera, posee las aplicaciones ArcMap, ArcCatalog y ArcTools.

En la Figura 2.11, se muestra la arquitectura del ArcGIS.



**Figura 2.11,** Esquema de arquitectura del ArcGIS.

## CAPÍTULO 3

### SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE

#### 3.1. Descripción del Sistema de Eléctrico de EMELNORTE

La Empresa Eléctrica EMELNORTE tiene a su cargo etapas de generación, subtransmisión y distribución de energía eléctrica.

##### 3.1.1. Generación

La etapa de generación comprende pequeñas centrales de energía eléctrica ubicadas en varios sectores del área se concesión de la empresa. Estas centrales no tienen influencia en el sector de análisis del presente estudio, por lo que no se las describirá a detalle. En la Tabla 3.1 se muestra las centrales de generación de energía del sistema eléctrico de EMELNORTE.

**Tabla 3.1.** Centrales de generación de energía eléctrica de EMELNORTE

NOMBRE	TIPO	CAPACIDAD [MVA] (# Generadores x Capacidad)
San Miguel de Car	Hidráulicas	1x2,69
La Playa	Hidráulicas	3x0,55
San Gabriel	Hidráulicas	1x0,375
Buenos Aires	Hidráulicas	1x1,25
El Ambi	Hidráulicas	2x5
Electrocordova	Hidráulicas	1x0,25
Espejo	Hidráulicas	1x0,26 + 1x0,4
Hidrocarolina San Gerónimo	Hidráulicas	2x0,25
Cotacachi	Hidráulicas	1x0,2 + 1x0,25
SEERMA 1	Hidráulicas	1x0,3 + 1x0,4
SEERMA 2	Hidráulicas	2x0,25
Otavaló 1	Hidráulicas	1x0,25
Otavaló 2	Hidráulicas	1x0,527

Molinos La Unión	Hidráulicas	1x2
Molinos La Unión	Térmica	1x1,5
Nestle	Térmica	1x1
Valsolar	Fotovoltaica	3
Gransolar	Fotovoltaica	3
GFV Electrisol	Fotovoltaica	1

### 3.1.2. Subtransmisión y Subestaciones de Distribución

El sistema de subtransmisión de EMELNORTE, está compuesta por líneas a 69 kV que interconectan el sistema de transmisión con las diferentes subestaciones de distribución pertenecientes a la empresa.

Actualmente EMELNORTE, tiene 17 subestaciones de distribución que se conectan desde las subestaciones de transmisión Bellavista y Tulcán pertenecientes a CELEC EP – TRANSELECTRIC. La Tabla 3.2, muestra cada una de estas subestaciones de distribución con su respectiva capacidad y relación de transformación.

**Tabla 3.2.** Subestaciones de distribución de EMELNORTE

# S/E	Subestación de Distribución	Relación de Transformación	Capacidad [MVA] (#Trafos x Capacidad)
1	CAYAMBE	69/13,8KV	2X10
2	LA ESPERANZA	69/13,8KV	1X10
3	OTAVALO	69/13,8KV	1X10
4	COTACACHI	69/13,8KV	1X5
5	ALPACHACA	69/13,8 KV	1X20
6	ATUNTAQUI	34.5/13,8KV	1x8
7	CHOTA	69/13,8KV	2X5
8	EL RETORNO	69/13,8KV	1X10
9	SAN AGUSTIN	69/13,8KV	1X10
10	EL ANGEL-ESPEJO	69/13,8KV	1X2.5
11	SAN GABRIEL	69/13,8KV	1X10
12	TULCAN	69/13,8KV	1X10
13	LA CAROLINA	69/13,8KV	1X5
14	SAN VICENTE	69/13,8 KV	1X10
15	AJAVI	69/13,8KV	1X10
16	EL ROSAL	69/35,5 kV	1X5

Las subestaciones que se indican en la Tabla 3.2. se conectan de forma radial ya sea desde la Subestación Bellavista o Tulcán, algunas de ellas conectadas a una sola bahía de salida u otras conectadas en serie. A continuación se describe de manera general el sistema de subtransmisión cuyo diagrama unifilar se encuentra en el Anexo I.

- **Subestación Bellavista**

La barra de 69 kV de la subestación Bellavista, de la cual se deriva gran parte del sistema de subtransmisión de EMELNORTE, se compone por 5 bahías de salida. En la Tabla 3.3, se detalla las subestaciones de distribución conectadas desde cada bahía.

**Tabla 3.3.** Sistema de Subtransmisión desde la Subestación Bellavista

<b>BAHÍA DE SALIDA DE LA SUBESTACIÓN BELLAVISTA</b>	<b>S/E SALIDA</b>	<b>S/E LLEGADA</b>	<b>Longitud [km]</b>	<b>CONDUCTOR</b>
Bahía 1	Bellavista	Cotacachi	13,2	477 MCM
Bahía 2	Bellavista	Atuntaqui	10	477 MCM
	Atuntaqui	San Vicente	22,6	477 MCM
	San Vicente	Otavaló	3	477 MCM
	Otavaló	Cayambe	26,5	266 MCM
	Cayambe	La Esperanza	11,8	477 MCM
Bahía 3	Bellavista	San Agustín	8,5	6 km con 477 MCM + 2.4 km con 266,8 MCM
	San Agustín	El Retorno	4,5	2 km con 477 MCM + 2,5 km con 266,8 MCM
Bahía 5	Bellavista	Alpachaca	2,7	336,4 MCM
	Alpachaca	Ajaví	3	477 MCM
	Alpachaca	El Chota	17,3	336,4 MCM
	Alpachaca	El Ángel	37,8	336,4 MCM
	El Chota	La Carolina	40	266 MCM

Desde la Bahía 4 de la Subestación Bellavista, se conecta únicamente la fábrica LAFARGE, a través una línea de 22 km con conductor 477 MCM. El interruptor a la llegada de la subestación El Ángel está normalmente abierto, por lo que, esta subestación no está conectada a la Subestación Bellavista. Entre esta línea de conexión (Alpachaca – El Ángel) se tiene una conexión directa (sin equipos de maniobra o protección) a la barra de 69 kV de la subestación El Chota.

- **Subestación Tulcán**

El resto de subestaciones de distribución de EMELNORTE se conectan desde la barra de 69 kV de la Subestación Transelectric-Tulcan como se muestra en la Tabla 3.4.

**Tabla 3.4.** Sistema de Subtransmisión desde la Subestación Tulcán

<b>BAHÍA DE SALIDA DE LA SUBESTACIÓN BELLAVISTA</b>	<b>S/E SALIDA</b>	<b>S/E LLEGADA</b>	<b>Longitud [km]</b>	<b>CONDUCTOR</b>
Bahía 1	Tulcán	San Gabriel	29	336,4 MCM
	San Gabriel	El Ángel	13,8	336,4 MCM
Bahía 2	Tulcán	D-Tulcán	2	336,4 MCM
	D-Tulcán	El Rosal	5,6	477 MCM

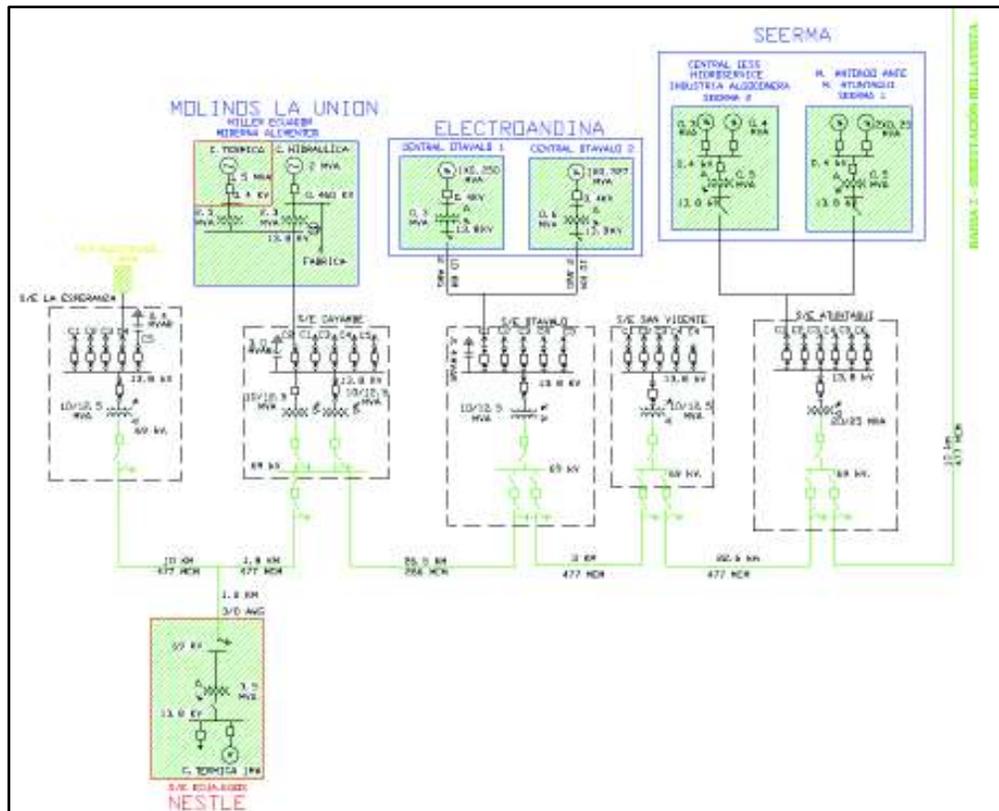
La Subestación “D-Tulcán”, es una subestación de distribución llamada Tulcán, se la identifica de esa forma para diferenciarla de la subestación Tulcán perteneciente a Transelectric.

### **3.2. Sistemas de Distribución de la Subestación Cayambe**

Este sistema de distribución parte desde la Subestación Cayambe y se extiende mediante 5 alimentadores primarios para servir principalmente a las parroquias de Cayambe, Tupigachi y Olmedo (Pesillo), y además pequeños sectores de las Parroquias Tabacundo y Cangahua.

#### **3.2.1. Subestación Cayambe**

La Subestación Cayambe se encuentra conectada en la red más extensa que tiene EMELNORTE a nivel de subtransmisión, la cual parte desde la bahía 2 de la Subestación Bellavista y termina en la subestación de distribución La Esperanza, conectando 5 subestaciones de distribución en cascada como se puede apreciar en la Figura 3.1.



**Figura 3.1.** Conexión de la Subestación Cayambe al Sistema de Subtransmisión de EMELNORTE

La subestación Cayambe está compuesta por 2 transformadores de potencia de 10/12,5 MVA (ONAN/ONAF), teniendo en total una capacidad de 20/25 MVA. Inicialmente se tenía solo un transformador, pero la creciente demanda originó la necesidad de incrementar la capacidad de la subestación. Los transformadores son de similar capacidad, mas no presentan las mismas características, ocasionando que uno de ellos siempre tome aproximadamente 1 MW más que el otro.

Actualmente la demanda de la subestación está alrededor de los 16 MVA, teniendo una capacidad de reserva aproximadamente de 4 MVA. Dicha reserva se está reduciendo rápidamente debido a transferencias de carga que se están realizando desde los alimentadores de la Subestación La Esperanza, ya que esta subestación se compone de un solo transformador de 10/12,5 MVA y la demanda está alrededor de los 9 MVA, es decir, muy cerca de sobrecargarse.

Además de los transformadores de potencia y equipos de maniobra, control y protección, la Subestación Cayambe cuenta con un banco capacitores de 3 MVAR conectados a la barra de 13,8 kV con el objetivo de elevar el voltaje en este punto, ya que por la conexión

en serie de varias subestaciones y la ubicación de la subestación Cayambe, se tiene niveles de voltaje inadecuados para una correcta operación. Sin embargo, el banco de capacitores instalados no es suficiente ya que se siguen registrando voltajes muy bajos que en ocasiones (demanda máxima) llegan hasta 0,9 p.u.

### 3.2.2. Alimentadores Primarios

A partir de la subestación Cayambe se derivan 5 alimentadores primarios para abastecer la demanda de energía eléctrica de las parroquias: Olmedo (Pesillo), Cayambe, Tupigachi y pequeños sectores de las parroquias Cangahua y Tabacundo.

Para identificar cada uno de los alimentadores pertenecientes a EMELNORTE, la empresa maneja una codificación y nomenclatura. En la Tabla 3.5 se muestra la identificación para los alimentadores de la subestación Cayambe.

**Tabla 3.5.** Identificación de alimentadores primarios para la Subestación Cayambe

<b>ALIMENTADORES</b>	<b>NOMENCLATURA</b>	<b>CODIFICACIÓN</b>
Alimentador 1	ALIM-CAYAMBE 1	1300020T01
Alimentador 2	ALIM-CAYAMBE 2	1300020T02
Alimentador 3	ALIM-CAYAMBE 3	1300020T03
Alimentador 4	ALIM-CAYAMBE 4	1300020T04
Alimentador 5	ALIM-CAYAMBE 5	1300020T05

En adelante, para nombrar a estos alimentadores se tomará como referencia la fila “NOMENCLATURA” pero en lugar de “ALIM” se utilizará “ALIMENTADOR”, así por ejemplo al alimentador 1 proveniente de la Subestación Cayambe se lo llamará “Alimentador Cayambe 1”.

- **Alimentador Cayambe 1**

El alimentador Cayambe 1 es el más pequeño de los 5 provenientes de la Subestación Cayambe. Sirve principalmente a la zona central de la ciudad de Cayambe por lo que este tipo de clientes son de tipo residencial o comercial en su mayoría.

Los centro de transformación instalados en este alimentador son de tipo monofásico y trifásico, siendo los primeros los más comunes. En la Tabla 3.6 se muestra la cantidad de transformadores y la capacidad instalada total.

**Tabla 3.6.** Centros de transformación instalados en el alimentador Cayambe 1

<b>TIPO DE TRANSFORMADOR</b>	<b>CANTIDAD TOTAL</b>	<b>CAPACIDAD TOTAL INSTALADA [MVA]</b>
Monofásico	160	5,88
Trifásico	42	2,38
TOTAL	202	8,26

- **Alimentador Cayambe 2**

Este alimentador es uno de los más extensos, abarcando las zonas periféricas del centro de la ciudad de Cayambe y comunidades rurales ubicadas al sur de la parroquia con el mismo nombre. Entre las principales comunidades que se energizan mediante este alimentador están: La Pradera, Huycutata, Rayoloma y La Convalecencia. Además este alimentador llega hasta las el límite con la parroquia Cangahua, sirviendo principalmente a la comunidad Totorapugro.

Es común encontrar en comunidades alejadas de la ciudad largos tramos monofásicos, y siendo el alimentador Cayambe 2, uno de los principales circuitos para servir a este tipo de zonas, la cantidad de trasformadores monofásicos será mucho mayor a la cantidad de transformadores trifásicos. En la Tabla 3.7 se muestra la cantidad de transformadores de cada tipo con la capacidad total instalada.

**Tabla 3.7.** Centros de transformación instalados en el alimentador Cayambe 2

<b>TIPO DE TRANSFORMADOR</b>	<b>CANTIDAD TOTAL</b>	<b>CAPACIDAD TOTAL INSTALADA [MVA]</b>
Monofásico	361	7,24
Trifásico	62	7,78
TOTAL	423	15,02

Como se puede apreciar en la Tabla 3.7, aun cuando la cantidad de transformadores monofásicos es mucho mayor, la capacidad instalada en transformadores trifásicos es un tanto superior. Esto hace notar claramente, que la mayor parte de transformadores monofásicos se han instalado en lugares rurales, donde la capacidad de estos es pequeña a diferencia de la capacidad de los transformadores trifásicos ubicados en zonas urbanas.

El alimentador Cayambe 2 presenta características similares al Cayambe 1 referente al tipo de clientes, es decir, prevalecen los clientes residenciales y comerciales. Los clientes comerciales con mayor influencia siguen siendo aquellos que se encuentran cerca del centro de la ciudad, mientras que en las zonas más alejadas (sectores rurales) predominan los clientes residenciales con pequeños negocio.

- **Alimentador Cayambe 3**

Este alimentador no presenta mucha influencia centro de la ciudad de Cayambe, sino que, se deriva principalmente a las poblaciones y comunidades de la parroquia Tupigachi y a pequeños sectores al sur de la parroquia Tabacundo y al norte de la parroquia Cayambe. Entre las principales comunidades que se alimentan desde este circuito están: Santa Ana, San Pablito de Agualongo, San Juan Alto, Santa María de Milán, San Miguel de Prado, San Isidro y Tupigachi.

Este alimentador presenta características diferentes a los anteriores en referencia al tipo de clientes, ya que brinda servicio a clientes industriales. En los alimentadores Cayambe 1 y Cayambe 2 también se registran clientes industriales, pero son pequeños negocios como una carpintería por ejemplo, mientras que en el alimentador Cayambe 3, los clientes de tipo industrial son empresas relativamente grandes, como florícolas, fábricas de lácteos o haciendas.

Los clientes industriales generalmente se conectan a transformadores trifásicos debido a la alta demanda que la industria exige y al tipo de máquinas que se usan. Por lo tanto, se tendrá una mayor cantidad de transformadores trifásicos que en los alimentadores Cayambe 1 o Cayambe 2.

En la Tabla 3.8 se muestra la cantidad de transformadores de cada tipo con la capacidad total instalada para el alimentador Cayambe 3.

**Tabla 3.8.** Centros de transformación instalados en el alimentador Cayambe 3

<b>TIPO DE TRANSFORMADOR</b>	<b>CANTIDAD TOTAL</b>	<b>CAPACIDAD TOTAL INSTALADA [MVA]</b>
Monofásico	184	3,45
Trifásico	114	8,94
<b>TOTAL</b>	<b>298</b>	<b>12,39</b>

Igual que en el alimentador Cayambe 2, aunque se tiene un mayor número de transformadores monofásicos, la capacidad instalada por transformadores trifásicos es superior y en este caso la diferencia es muy notoria precisamente por la gran capacidad instalada en las industrias de este sector.

- **Alimentador Cayambe 4**

El Alimentador Cayambe 4 también es uno de los menos extensos de este sistema de distribución después del alimentador Cayambe 1. Este circuito también se extiende dentro de la ciudad de Cayambe y llega hasta las zonas a la periferia de la ciudad donde actualmente se están presentando varios asentamientos residenciales.

Aunque se registran clientes de tipo comercial, estos no son semejantes a los clientes del alimentador Cayambe 1, sino que hace referencia a pequeños negocios como tiendas, restaurantes, etc., por tal motivo el alimentador Cayambe 4 es considerado netamente residencial.

En la Tabla 3.9 se muestra la cantidad de transformadores monofásicos y trifásicos con la capacidad total para cada tipo.

**Tabla 3.9.** Centros de transformación instalados en el alimentador Cayambe 4

<b>TIPO DE TRANSFORMADOR</b>	<b>CANTIDAD TOTAL</b>	<b>CAPACIDAD TOTAL INSTALADA [MVA]</b>
Monofásico	167	3,74
Trifásico	30	2,75
<b>TOTAL</b>	<b>197</b>	<b>6,49</b>

En la Tabla 3.9, se puede observar que una tendencia similar al caso del alimentador Cayambe 1, con una elevada cantidad de transformadores monofásico en relación a los transformadores trifásicos debido al tipo de clientes y sector (rural) que da servicio este alimentador.

- **Alimentador Cayambe 5**

Este es el alimentador más extenso que se tiene en el sistema de distribución perteneciente a la Subestación Cayambe, con una longitud total de 16 km aproximadamente para la troncal principal. Abarca gran parte de la zona norte de la parroquia Cayambe y todas las zonas pobladas de la parroquia Olmedo (Pesillo). Entre las principales comunidades y poblaciones por las que atraviesa el alimentador Cayambe 5 están: Río Blanco, Santa Clara, Ayora, Santa Ana Bajo, Paquiestancia, San Esteban y Simón Castro en la parroquia de Cayambe, y Yanahuaicu, Muyurcu, Pulisa, Cooperativa San Pablo Urcu, San Pablo Urcu Grande Olmedo, La Chimba, Cabuyal, Rubén Rodríguez, Santa Rosa Baja y Aryancucho en la parroquia de Olmedo (Pesillo).

Muchas de las comunidades anteriormente descritas son rurales donde lo más común es encontrar clientes tipo residencial y pequeños negocios considerados comerciales. Por el sector Santa Clara – Cayambe existen varias industrias, por lo tanto este alimentadores tiene características de clientes residenciales y comerciarle con una pequeña influencia de clientes comerciales principalmente de los negocios cercanos a la ciudad.

En la Tabla 3.10, se muestra la cantidad de transformadores monofásicos y trifásicos con la capacidad total para cada tipo para el alimentador Cayambe 5.

**Tabla 3.10.** Centros de transformación instalados en el alimentador Cayambe 5

<b>TIPO DE TRANSFORMADOR</b>	<b>CANTIDAD TOTAL</b>	<b>CAPACIDAD TOTAL INSTALADA [MVA]</b>
Monofásico	478	7,81
Trifásico	70	6,37
<b>TOTAL</b>	<b>548</b>	<b>14,18</b>

Aun cuando, la cantidad de transformadores monofásicos es casi 7 veces más que la de trifásicos, la potencia total instalada de cada uno de ellos no es muy diferente debido a que muchos de los transformadores trifásicos son industriales y de gran capacidad a diferencia

de los monofásico de las zonas rurales con una capacidad mucho menor, caso similar al en descrito en el alimentador Cayambe 3.

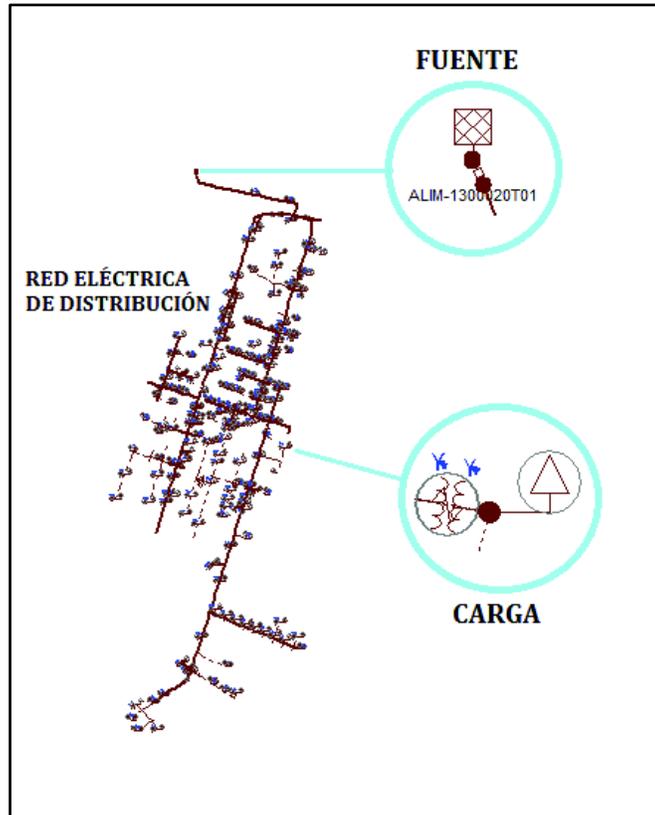
En el Anexo II, se muestra la curva de demanda de los alimentadores escritos, en el día que se registró la demanda máxima, donde se puede apreciar las características y tipo de carga predominante de cada uno de ellos.

### **3.3. Condiciones Actuales de Operación del Sistema de Distribución de la Subestación Cayambe**

Los parámetros que se analizarán en el presente estudio para determinar las condiciones actuales de operación del sistema de distribución de la Subestación Cayambe serán: voltajes, cargabilidad de conductores, factor de potencia y pérdidas técnicas de potencia y energía. Dichos parámetros se los obtendrá mediante simulaciones utilizando el programa computacional Cymdist de CYME.

#### **3.3.1. Modelación de Alimentadores Primarios**

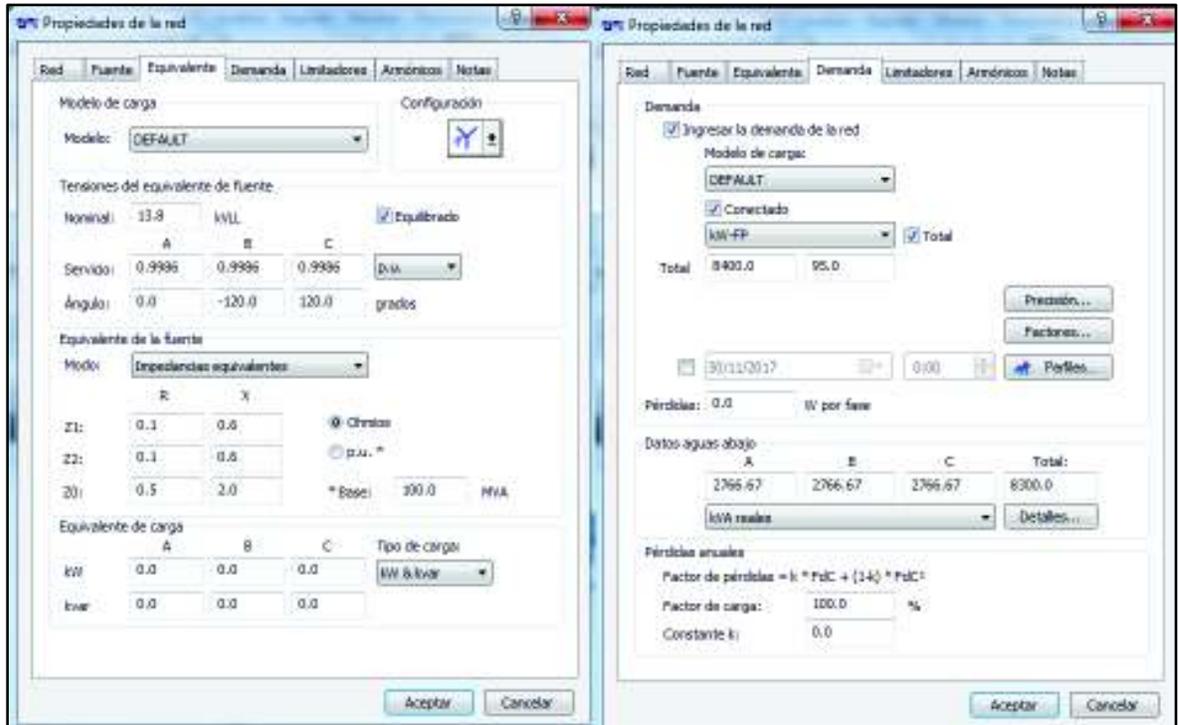
La modelación de alimentadores primarios con el programa computacional Cymdist básicamente comprende: un equivalente de fuente, la red eléctrica y la carga. En la Figura 3.2 se muestra un alimentador primario modelado en Cymdist, donde se puede distinguir los 3 componentes que lo conforman.



**Figura 3.2.** Modelo de un alimentador primario en Cymdist

- **Equivalente de fuente**

Dentro del equivalente de fuente se ingresa los principales datos del alimentador primario, mismos que se obtienen de mediciones en la Subestación respectiva. Dependiendo del tipo de estudios que se vaya a realizar, se ingresarán los datos correspondientes, es decir, que no es necesario establecer todo lo que solicita el programa para obtener resultados correctos. En la Figura 3.3 se muestra el cuadro de diálogo donde se ingresa los parámetros acordes al presente estudio, donde únicamente será necesario ingresar valores de voltaje en la cabecera del alimentador y la demanda total del mismo, datos que serán ingresados en las pestañas “EQUIVALENTE” y “DEMANDA”.



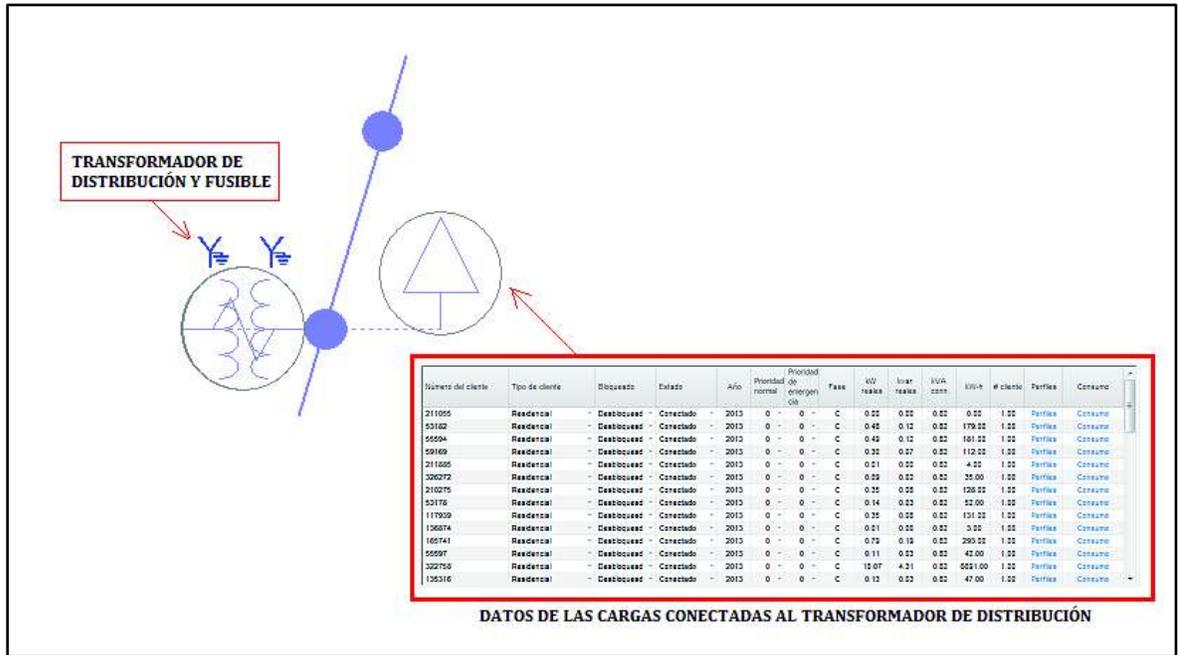
**Figura 3.3.** Modelación de fuente para alimentadores primarios

- **Red eléctrica**

Es el componente principal de un alimentador primario, ya que define el tipo y calibre de conductor en cada tramo, las estructuras utilizadas en cada poste (en caso de tener redes aéreas), los equipos instalados (reguladores de voltaje, capacitores, interruptores, fusibles, etc.), la topología y la ruta de cada alimentador.

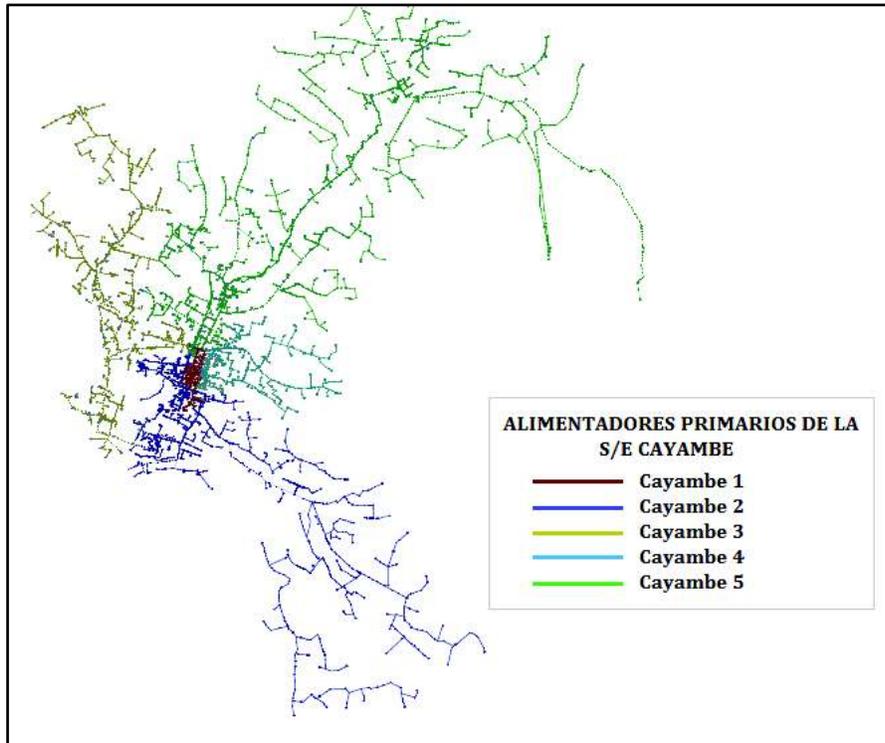
- **Carga**

Si bien la demanda total del alimentador primario se establece en el “EQUIVALENTE DE FUENTE”, esta debe ser distribuida a todas las cargas conectadas a lo largo del circuito. Debido a que, actualmente el programa Cymdist no posee una modelación de redes en bajo voltaje, se hace imposible modelar la carga cliente por cliente, sino que se modela el transformador de distribución correspondiente y a este se conecta una carga concentrada, dentro de la cual se ingresa los valores correspondientes a todos los clientes conectados a dicho transformador. En la Figura 3.4, se muestra una carga conectada a la red de medio voltaje, con su respectivo transformador de distribución y protección, además se puede apreciar la información que contiene cada carga conectada.



**Figura 3.4.** Modelación de una carga en Cymdist

Modelar el sistema con toda la información de clientes, equipos, estructuras y conductores tomaría mucho tiempo, pero se tiene la facilidad de exportar desde una base de datos creada a partir del programa computacional ArcGIS, donde se ingresa y actualiza mensualmente la información y cambios realizados en todos los alimentadores provenientes de las 16 Subestaciones de distribución operadas por EMELNORTE. En la Figura 3.5 se muestra los 5 alimentadores primarios pertenecientes a la Subestación Cayambe.



**Figura 3.5.** Alimentadores primarios de la Subestación Cayambe

Dentro de la base de datos se encuentran detalladas todas las características de los equipos y conductores implementados, así como la información de cada cliente conectado a la red (consumo, tipo de cliente, etc.), únicamente es necesario ingresar la demanda y voltajes medidos en la Subestación Cayambe; lo cual dependerá de las condiciones en las cuales se desea analizar el sistema de distribución (demanda máxima, demanda media o demanda mínima).

El presente estudio tiene como finalidad mejorar las condiciones de operación de los 5 alimentadores descritos anteriormente, por lo tanto, principalmente se analizará las condiciones más críticas en estos circuitos, mismas que se presentan en demanda máxima, y determinar si los parámetros del sistema corresponden a lo establecido en normas y regulaciones o si tiene problemas operativos.

Los datos de demanda máxima se obtuvieron a partir de mediciones realizadas en la Subestación Cayambe con el equipo SCHNEIDER ION 8500, mismo que proporciona datos de potencia (activa, reactiva y aparente), energía, corrientes, voltajes, factores de potencia, entre otros. Estos valores son registrados por este medidor cada 5 minutos y toda la información es descargada a final de mes para su análisis.

La demanda de un sistema de distribución varía mucho mes tras mes, no precisamente por el incremento de usuarios, sino más bien, por los hábitos de consumo que se tiene en las diferentes temporadas del año y más aun considerando que algunos de los alimentadores, objeto de este estudio, presentan grandes clientes industriales, los cuales tienen su temporada de mayor y menor producción.

Por tal motivo, se determinó la demanda máxima de cada mes durante todo un año, desde noviembre del 2015 hasta noviembre del 2016. En la Tabla 3.11 se muestra los principales parámetros eléctricos, obtenidos en demanda máxima, necesarios para realizar la simulación.

En el Anexo III se detalla los valores obtenidos de demanda máxima para cada mes, durante el periodo de análisis establecido.

**Tabla 3.11.** Parámetros principales en condiciones de demanda máxima

ALIMENTADOR	DEMANDA MÁXIMA [kW]	VOLTAJE [p.u.]			CORRIENTE [A]			Factor de potencia [%]		
		Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	fpa	fpb	fpc
Cayambe 1	2 363,56	0,979	0,971	0,989	109,70	96,31	107,28	96,70	96,34	96,75
Cayambe 2	4 153,98	0,958	0,947	0,969	198,27	194,74	182,25	94,95	95,46	93,53
Cayambe 3	3 755,16	0,915	0,908	0,923	173,14	194,74	190,40	91,43	92,94	92,21
Cayambe 4	1 843,31	0,956	0,97	0,967	75,07	89,84	84,30	96,30	96,92	95,82
Cayambe 5	2 997,86	0,949	0,942	0,959	118,25	153,74	138,57	95,51	97,18	96,49

Cabe mencionar, que debido a una avería en el equipo de medición del alimentador Cayambe 4, únicamente se obtuvieron mediciones desde el mes de noviembre del 2016, por lo tanto, para este alimentador se tomará los datos de demanda máxima y mínima únicamente de dicho mes.

Los valores de demanda en el simulador se ingresaron como corriente y no como potencia para tener resultados más acordes a la realidad, ya que al ingresar la demanda como potencia, ya sea activa o aparente, las corrientes no reflejan los valores medidos por el equipo SCHNEIDER ION 8500, a diferencia de ingresar la demanda con valores de corriente, donde la potencia que se obtiene por simulación se asemejan mucho a los valores medidos a la salida de la Subestación Cayambe

### **3.3.2. Distribución de carga**

Como se explicó anteriormente, todas las cargas de cada alimentador presentan datos reales de los clientes, principalmente valores de consumo, pero no el valor de demanda. Al correr un flujo de carga con el programa Cymdist, la demanda del alimentador estará en función de las cargas y los transformadores de distribución conectados, y será diferente al valor que se ingresó en el equivalente de fuente. Por tal motivo, previamente es necesario realizar una distribución de carga con el fin de establecer una demanda a cada carga en función de los datos propios de cada cliente y de la demanda ingresada en la cabecera del alimentador.

El programa Cymdist presenta varias alternativas para realizar una distribución de carga, entre las cuales se tiene:

- Distribución por kVA conectados
- Distribución por kWh
- Distribución por kVA o kW
- Distribución por Método REA

Para el presente estudio se ha optado por utilizar la alternativa de distribución por kWh (consumo por cliente), debido a que, de utilizarse un método basado en la capacidad de los transformadores de distribución conectados, se asignaría el mismo valor de demanda a varios puntos con transformadores de características similares, pero no todos estos transformadores presentan el mismo factor de uso ni cargas semejantes conectadas, llevando a tener una distribución incorrecta de la demanda y por ende obtener resultados erróneos. El tener conectados clientes residenciales, comerciales e industriales, hace poco recomendable utilizar una distribución por Método REA ya que este método fue creado principalmente para clientes residenciales.

### **3.3.3. Voltaje de Servicio y Caídas de Voltaje**

Como se puede apreciar en la Tabla 3.11, en condiciones de demanda máxima, se tiene serios problemas de voltaje desde la barra de 13,8 kV en la Subestación Cayambe, aun cuando se ha instalado un banco de capacitores de 3 MVar, mismo que se encuentra conectado permanentemente, además el tap del transformador de potencia está en su máxima posición.

En la Tabla 3.12, se muestra los mínimos voltajes y la respectiva caída de voltaje para los 5 alimentadores pertenecientes al sistema de distribución de la Subestación Cayambe. Los circuitos más alejados de cada alimentador son monofásicos, por lo tanto, estos valores registrados corresponden a voltajes de fase. En el Anexo IV se detalla el mínimo voltaje de fase y de línea de cada alimentador en valores reales y por unidad (p.u.).

**Tabla 3.12.** Voltajes mínimos y caídas de voltaje del sistema de distribución de la Subestación Cayambe

ALIMENTADOR	PARÁMETRO	UNIDADES	FASES DEL ALIMENTADOR		
			FASE A	FASE B	FASE C
Cayambe 1	Mínimo voltaje del alimentador	p.u.	0,971	0,964	0,981
	Máxima caída de voltaje	%	0,87	0,70	0,88
Cayambe 2	Mínimo voltaje del alimentador	p.u.	0,912	0,868	0,953
	Máxima caída de voltaje	%	4,58	7,88	1,52
Cayambe 3	Mínimo voltaje del alimentador	p.u.	0,843	0,695	0,777
	Máxima caída de voltaje	%	7,23	21,31	14,54
Cayambe 4	Mínimo voltaje del alimentador	p.u.	0,939	0,958	0,957
	Máxima caída de voltaje	%	1,80	1,23	1,09
Cayambe 5	Mínimo voltaje del alimentador	p.u.	0,884	0,819	0,888
	Máxima caída de voltaje	%	6,51	12,34	7,10

De acuerdo a los resultados mostrados en la Tabla 3.12, y las especificaciones de calidad del servicio eléctrico de distribución, establecidas en la Regulación No. CONELEC 004/01:

- Para el alimentador Cayambe 1, las máximas caídas de voltaje no son muy elevadas, permitiendo que aun en el nodo más alejado de este alimentador, los voltajes se encuentren dentro del rango establecido en la regulación. Principalmente, se debe a que se tiene una demanda baja y el área de servicio es relativamente pequeña, por lo que no se tiene circuitos muy extensos.

- En el alimentador Cayambe 2, ya desde la Subestación Cayambe, se tienen voltajes muy bajos en demanda máxima, además son circuitos mucho más extensos que en el alimentador Cayambe 1. El caso más crítico se presenta en la fase B del alimentador, con una caída de voltaje cercana al 8% y un voltaje de 0,87 p.u., muy por debajo del mínimo requerido.
- El alimentador Cayambe 3 presenta las condiciones más críticas de todo el sistema de distribución de la Subestación Cayambe, esto debido a que gran parte de las cargas industriales más importantes (florícolas, fábrica de lácteos, etc.) se encuentran conectadas a este alimentador. Por tal motivo, desde la subestación se tiene voltajes muy por debajo de los límites establecidos, llegándose a tener, en los nodos más alejados de este alimentador, voltajes menores a 0,7 p.u. Además las caídas de voltaje son excesivamente elevadas, de hasta 21%.
- Para el alimentador Cayambe 4, se tiene una situación similar al presentador en el alimentador Cayambe 1, principalmente en la caída de voltaje, ya que estas tampoco son muy significativas; lo cual se debe principalmente a que la mayor parte de cargas conectadas son de tipo residencial, provocando que no se tenga una demanda muy elevada. Además, se tiene un bajo flujo de potencia reactiva y por ende menor corriente por el conductor, lo cual, también ayuda a disminuir la caída de voltaje presente en estos circuitos.
- El alimentador Cayambe 5 es el segundo en presentar mayores problemas referentes a voltajes de servicio y caídas de voltaje, luego del alimentador Cayambe 3; ya que también se tienen conectadas varias cargas industriales relevantes, pero principalmente debido a su longitud, ya que este alimentador sirve a gran parte del norte de la parroquia Cayambe y toda la Parroquia de Cangahua.

Además, como se puede observar en la Tabla 3.11, se tiene el mismo problema que se presenta en el alimentador Cayambe 3, la fase B presenta la mayor caída de voltaje, lo cual refleja que gran parte de carga monofásica más alejada de la Subestación se ha conectado a esta fase.

### **3.3.4. Cargabilidad de Conductores**

Actualmente, EMELNORTE tiene planificado homologar el tipo de conductor para los alimentadores primarios de todo el sistema de distribución a su cargo, con el objetivo de

incrementar la capacidad de cada uno de los circuitos, especialmente en la troncal principal, que es responsable de transportar la mayor cantidad de flujo de potencia.

Este plan es nuevo en la empresa, por lo que aún no se ha llevado a cabo y los alimentadores aun poseen diferente calibre de conductor, tanto en la troncal principal como en los ramales, lo cual, ha provocado que a pesar de tener algunos alimentadores con demandas similares, la cargabilidad del conductor difiere mucho entre ellos. En la Tabla 3.13, se muestra la máxima cargabilidad que se presenta en cada alimentador, en condiciones de demanda máxima.

**Tabla 3.13.** Máxima cargabilidad de conductores de los alimentadores primarios de la Subestación Cayambe

ALIMENTADOR	CALIBRE	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN [A]	CARGABILIDAD MÁXIMA [%]
Cayambe 1	ACSR 4/0	340	33%
Cayambe 2	ACSR 3/0	300	66%
Cayambe 3	ACSR #2	180	110%
Cayambe 4	ACSR #2	180	50%
Cayambe 5	ACSR 1/0	230	67%

El alimentador Cayambe 1, al presentar una demanda relativamente baja y estar constituido por un conductor calibre 4/0 AWG, presenta una cargabilidad máxima baja en los conductores, permitiendo que sea posible realizar grandes transferencias de carga en condiciones de emergencia sin que se presente problemas de sobrecarga en los conductores.

El alimentador Cayambe 2, en el cual ya se ha cambiado un tramo a conductor calibre ACSR 3/0, presenta una cargabilidad máxima del doble, respecto al alimentador Cayambe 1, pero aun así se encuentra dentro de un rango permisible para condiciones normales de operación y permitiendo tener un margen adecuado para realizar transferencias de carga provisionales o permanentes.

En el alimentador Cayambe 3, ya se tiene problemas de sobrecarga en el conductor de la troncal principal, al menos en los primeros 1200 [m]. El nivel de sobrecarga no es demasiado elevado, y únicamente se presenta durante un corto tiempo, pero reduce la vida útil del cable.

La cargabilidad del alimentador Cayambe 4 también se encuentra en un nivel adecuado, tanto para alargar la vida útil del conductor como para realizar transferencias de carga.

Finalmente el alimentador Cayambe 5 tampoco presenta problemas de sobrecarga en los conductores que lo componen, y se tiene un margen suficiente para realizar transferencias de carga de ser necesario.

### 3.3.5. Factor de Potencia

Idealmente, el factor de potencia se debe mantener en un valor cercano a 1 (100%) con el fin de disminuir el flujo de potencia reactiva por los conductores, y por ende, la corriente total que por estos circula; manteniendo así, un sistema eléctrico más estable y disminuyendo las caídas de voltaje y en parte pérdidas técnicas de potencia y energía.

Un bajo factor de potencia, no solo afecta a la empresa eléctrica distribuida, sino también, al sistema de subtransmisión y transmisión. Es por esto, que se establece un límite para el factor de potencia; el cual, según la Regulación No. CONELEC-004/01 debe ser mínimo de 0,92 (92%) en el punto de medición durante un periodo determinado.

Actualmente, no se ha instalado bancos de capacitores en ninguno de los 5 alimentadores que son objeto del presente estudio, únicamente se tiene el banco de capacitores de la Subestación Cayambe (a nivel de 13,8 kV). En la Tabla 3.14 se muestra el factor de potencia total (medido en la Subestación Cayambe) y el mínimo factor de potencia (en la red eléctrica) para cada alimentador de este sistema de distribución.

**Tabla 3.14.** Mínimos factores de potencia del sistema de distribución de la Subestación Cayambe

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>FACTOR DE POTENCIA TOTAL [%]</b>	<b>MÍNIMO FACTOR DE POTENCIA [%]</b>
Cayambe 1	96,5	89,6
Cayambe 2	94,7	88,5
Cayambe 3	92,2	90,56
Cayambe 4	96,4	92,6
Cayambe 5	96,5	92,2

Como se puede observar en la Tabla 3.14, a la salida de la subestación se tiene un factor de potencia aceptable para los 5 alimentadores, únicamente el alimentador Cayambe 3 presenta un factor de potencia cercano al límite establecido, principalmente por las cargas industriales conectadas a este alimentador. Pero a lo largo de la red eléctrica se tiene sectores con un factor de potencia por debajo del límite, principalmente en zonas donde no se tiene un flujo de potencia activa muy elevado, haciendo que un pequeño flujo de potencia reactiva altere notablemente el factor de potencia, aun así, no se tiene valores muy críticos.

### 3.3.6. Pérdidas Técnicas de Potencia y Energía

Las pérdidas técnicas de potencia y energía en un sistema eléctrico de distribución se presentan tanto en equipos instalados en la red, como en los conductores de medio voltaje, bajo voltaje y acometidas. El objetivo del presente estudio es analizar las pérdidas técnicas de potencia y energía a nivel de medio voltaje, que contempla:

- Pérdidas resistivas en los conductores de los 5 alimentadores primarios.
- Pérdidas resistivas en los devanados (cobre) de los transformadores de distribución.
- Pérdidas en vacío de los transformadores de distribución.

En la Tabla 3.15, se muestra las pérdidas totales de potencia en demanda máxima (en los conductores de los alimentadores primarios y transformadores de distribución) y el porcentaje que representan respecto a la demanda máxima de cada alimentador.

**Tabla 3.15.** Porcentaje de pérdidas de potencia de los alimentadores primarios de la Subestación Cayambe

ALIMENTADOR	DEMANDA MÁXIMA [kW]	PÉRDIDAS DE POTENCIA EN DEMANDA MÁXIMA [kW]	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS [%]
Cayambe 1	2 363,56	65,32	2,76
Cayambe 2	4 153,98	239,39	5,76
Cayambe 3	3 755,16	542,02	14,43
Cayambe 4	1 843,31	72,16	3,91
Cayambe 5	2 997,86	166,40	5,55

Para determinar las pérdidas totales de energía, se analizará por separado, elementos resistivos (conductores y devanados del transformador de distribución), y en el núcleo del transformador de distribución (pérdidas en vacío). En la Tabla 3.16, se detalla las pérdidas en demanda máxima tanto para conductores como para transformadores de distribución.

**Tabla 3.16.** Porcentaje de pérdidas de potencia de los alimentadores primarios de la Subestación Cayambe

ALIMENTADOR	PÉRDIDAS DE POTENCIA EN ELEMENTOS RESISTIVOS			PÉRDIDAS DE POTENCIA EN VACÍO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN [kW]
	PÉRDIDAS DE POTENCIA EN CONDUCTORES [kW]	PÉRDIDAS DE POTENCIA EN TRAFOS [kW]	TOTAL [kW]	
Cayambe 1	10,9	27,23	38,13	27,19
Cayambe 2	107,25	88,67	195,92	43,46
Cayambe 3	340,65	169,91	510,56	31,46
Cayambe 4	23,06	31,96	55,02	17,14
Cayambe 5	108,68	14,05	122,73	43,67

El cálculo de las pérdidas técnicas de energía se lo analizará utilizando las ecuaciones 3.1 y 3.2, detalladas a continuación.

$$E_R = \sum_{i=0}^n P_{R-i} * \Delta t_i$$

**Ecuación 3.1.** Pérdidas técnicas de energía en elementos resistivos

$$E_V = P_V * \Delta T$$

**Ecuación 3.2.** Pérdidas técnicas de energía en vacío de transformadores

Donde:

$E_R$ : Pérdidas técnicas de energía en elementos resistivos en un periodo de tiempo determinado.

$E_V$ : Pérdidas técnicas de energía en vacío de transformadores de distribución.

$P_{R-i}$ : Pérdidas técnicas de potencia en elementos resistivos en el intervalo de demanda  $i$ .

$\Delta t_i$ : Intervalo de demanda  $i$ .

$P_V$ : Pérdidas técnicas de potencia en vacío de transformador de distribución.

$\Delta T$ : Periodo de tiempo del cual se determina las pérdidas técnicas de energía

### 3.3.6.1. Pérdidas de Energía en Elementos Resistivos

Para determinar las pérdidas técnicas de potencia de elementos resistivos, en cada intervalo de demanda, se utilizará la ecuación 3.3.

$$P_i = P_{dem-max} * \left( \frac{D_i}{D_{max}} * \frac{\cos \phi_{max}}{\cos \phi_i} \right)^2$$

**Ecuación 3.3.** Pérdidas técnicas de potencia en un intervalo de demanda

Donde:

$P_i$  = Pérdidas técnicas de potencia en el intervalo de demanda  $i$ .

$P_{dem-max}$  = Pérdidas de potencia en demanda máxima.

$D_i$  = Demanda del alimentador en el intervalo de demanda  $i$ .

$D_{max}$  = Demanda máxima del alimentador.

$\cos \phi_{max}$  = Factor de potencia en demanda máxima.

$\cos \phi_i$  = Factor de potencia en el intervalo de demanda  $i$ .

Como el intervalo de demanda es el mismo durante todo el mes, se suma las pérdidas de potencia en cada intervalo de demanda y se multiplica por el tiempo determinado para este intervalo (5 minutos), según la ecuación 3.1. En la Tabla 3.17, se muestran la suma de pérdidas de potencia y energía mensuales en elementos resistivos. En el Anexo V se detalla el cálculo realizado para cada alimentador, pero debido a la cantidad de datos, se muestra únicamente de un día (el día en que se presentó la demanda máxima del alimentador).

**Tabla 3.17.** Pérdidas técnicas de potencia y energía de los alimentadores primarios de la Subestación Cayambe

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>PÉRDIDAS MENSUALES DE POTENCIA EN ELEMENTOS RESISTIVOS [kW]</b>	<b>PÉRDIDAS MENSUALES DE ENERGÍA EN ELEMENTOS RESISTIVOS [kWh/mes]</b>
Cayambe 1	116 207,39	9 683,95
Cayambe 2	553 659,21	46 138,27
Cayambe 3	1 700 340,70	141 695,06
Cayambe 4	54 183,87	6 802,16
Cayambe 5	547 772,86	45 647,74

### 3.3.6.2. Pérdidas de Energía Anuales en Elementos Resistivos

El cálculo de las pérdidas técnicas anuales de energía, se lo hace a partir del factor de pérdidas, cuyo valor es propio de cada alimentador y depende principalmente de los valores de pérdidas de potencia en cada intervalo de demanda.

$$E_{\text{año}} = P_{\text{max-R}} * F_{p-i} * 8760 \left[ \frac{kWh}{\text{año}} \right]$$

**Ecuación 3.4.** Pérdidas técnicas de energía al año

$$F_{p-i} = \frac{\overline{P_R}}{P_{\text{max-R}}}$$

**Ecuación 3.5.** Factor de pérdidas

Donde:

$P_{\text{max-R}}$ : Pérdidas técnicas de potencia en demanda máxima en elementos resistivos.

$E_{\text{año}}$  = Pérdidas técnicas de energía anuales en elementos resistivos.

$\overline{P_R}$ : Pérdidas técnicas de potencia promedio en un mes.

$F_{p-i}$ : Factor de pérdidas del alimentador  $i$ .

En la Tabla 3.18, se detalla el factor de pérdidas y las pérdidas técnicas anuales de energía de cada alimentador perteneciente al sistema de distribución de la Subestación Cayambe.

**Tabla 3.18.** Pérdidas técnicas anuales energía de los alimentadores primarios de la Subestación Cayambe

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>PROMEDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA EN ELEMENTOS RESISTIVOS [kW]</b>	<b>FACTOR DE PÉRDIDAS</b>	<b>PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA EN ELEMENTOS RESISTIVOS [kWh/año]</b>
Cayambe 1	14,64	0,38	128 208,65
Cayambe 2	70,85	0,36	620 608,41
Cayambe 3	196,25	0,38	1 719 181,04
Cayambe 4	24,16	0,44	211 667,88
Cayambe 5	64,77	0,53	567 398,63

### 3.3.6.3. Pérdidas de Energía en Vacío en Transformadores de Distribución

Dado que las pérdidas de potencia en vacío de los transformadores de distribución no depende de la demanda del sistema, sino, de las características propias de cada transformador, estas permanecen constantes. Por lo tanto, para calcular las pérdidas de energía en vacío durante 1 año,  $\Delta T = 8760$  horas.

En la Tabla 2.19, se muestra las pérdidas técnicas anuales de energía en vacío de los transformadores de distribución actualmente instalados. Probablemente en 1 año, estas pérdidas sean un tanto mayores debido al incremento de transformadores de distribución en los alimentadores de la Subestación Cayambe, pero no muy diferentes a las calculadas, ya que muchos de estos transformadores se encuentran sobredimensionados, y actualmente se están realizando estudios incrementar el factor reutilización de dichos transformadores.

**Tabla 3.19.** Pérdidas técnicas anuales energía en vacío de transformadores de distribución

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>PÉRDIDAS [kW]</b>	<b>PÉRDIDA DE ENERGÍA ANUAL [kWh/año]</b>
Cayambe 1	27,19	238 184,4
Cayambe 2	43,5	381 060
Cayambe 3	31,46	275 589,6
Cayambe 4	17,14	150 146,4
Cayambe 5	43,67	382 549,2

### 3.3.6.4. Pérdidas Técnicas Totales de Energía al Año

Finalmente, para obtener las pérdidas de energía totales a nivel de medio voltaje al año, se suma las pérdidas de energía en vacío de los transformadores de distribución y en elementos resistivos, como se puede observar en la Tabla 3.20.

**Tabla 3.20.** Pérdidas técnicas anuales totales del sistema de distribución de la Subestación Cayambe

ALIMENTADOR	PÉRDIDAS TOTALES ANUALES DE ENERGÍA EN MEDIO VOLTAJE [MWh/año]		
	ELEMENTOS RESISTIVOS	EN VACÍO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	TOTAL
Cayambe 1	128,21	238,18	366,39
Cayambe 2	620,61	381,06	1 001,67
Cayambe 3	1 719,18	275,59	1 994,77
Cayambe 4	211,67	150,15	361,81
Cayambe 5	567,40	382,55	949,95

El porcentaje de pérdidas técnicas de potencia no es muy elevado en los alimentadores Cayambe 1 y Cayambe 4 (menor al 4%), principalmente, por tener una demanda baja y ser circuitos relativamente pequeños en comparación con el resto de alimentadores de la Subestación Cayambe.

Los alimentadores Cayambe 2 y Cayambe 5, presentan un porcentaje de pérdidas similares, cercano al 6%. Las pérdidas técnicas de potencia no son muy elevadas debido a varios cambios que ya se han efectuado en estos alimentadores, ya que anteriormente eran del 7% para el alimentador Cayambe 2 y 8,2% en el alimentador Cayambe 5.

El peor caso de pérdidas técnicas de potencia se tiene en el alimentador Cayambe 3, con un porcentaje de superior al 14%, generando a la vez, las mayores pérdidas económicas a EMELNORTE, razón por la cual se debe prestar suma atención a este alimentador.

### **3.4. Transferencias de Carga**

Un sistema de alimentadores primarios se respalda mediante transferencias de carga, mismas que deben estar previamente analizadas; es decir, conocer donde se debe realizar las conexiones y desconexiones, realizar flujos de potencia para determinar qué capacidad de carga puede asumir cada alimentador y verificar si los voltajes de servicio se encuentran dentro de los límites establecidos.

Las transferencias de carga pueden ser temporales o permanentes, dependiendo del fin para el cual se realizó tan modificación en el sistema. Transferencias de carga temporales se dan cuando, por motivos de falla o mantenimiento eléctrico es necesario conectar circuitos a otro alimentador primario, mientras se da solución al problema en la red o se terminan los trabajos pertinentes; mientras que, las transferencias permanentes se presentan cuando el transformador de potencia de una subestación está cerca del límite de sobrecarga, siempre y cuando, la subestación a la cual se plantea transferir la carga tenga la capacidad suficiente. Si las subestaciones cercanas a la zona de crecimiento de carga no tienen la capacidad suficiente, se plantea la alternativa de incrementar una nueva subestación.

Las únicas transferencias posibles, son entre los propios alimentadores de la Subestación Cayambe, o entre estos y los alimentadores de la Subestación La Esperanza. También, se tiene la posibilidad de transferir carga entre el alimentador Cayambe 5 y el alimentador 2 de la Subestación El Retorno, pero técnicamente no es muy recomendable debido a la distancia entre la Subestación y este sector (se tendrían caídas de voltaje muy elevadas), además, estos alimentadores operan en zonas diferentes, lo cual prohíbe realizar transferencias de carga en este sector, aun cuando pertenecen a la misma empresa eléctrica de distribución.

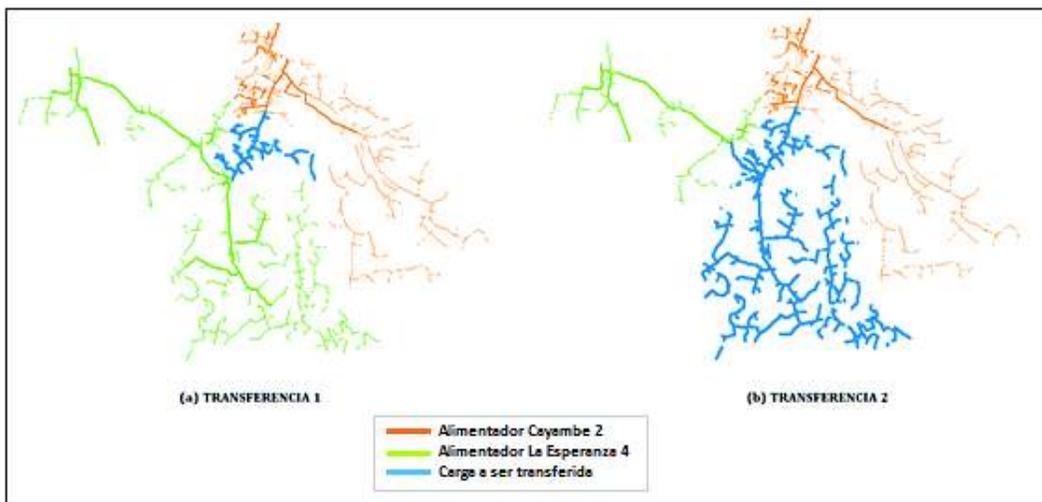
#### **3.4.1. Transferencia I – Alimentadores Cayambe 2 y La Esperanza 4**

El análisis se lo realizará únicamente para el caso donde se transfiera carga desde el alimentador La Esperanza 4 hacia Cayambe 2, debido a que el transformador de la Subestación La Esperanza se encuentra muy cerca de sobrecargarse, y actualmente se está retirando carga de esta subestación en lugar de aumentar. En la Figura 3.6, se muestra el nodo donde se realizará la conexión entre los alimentadores (sector de Huycutata, límite entre las parroquias de Cayambe y Cangahua) y el tramo de la troncal principal del alimentador Cayambe 2 que se analizará si presenta la capacidad para soportar las transferencias de carga.



**Figura 3.6.** Nodo de conexión entre alimentadores Cayambe 2 y La Esperanza 4

El tramo presenta 2 calibres de conductor, ACSR 3/0 y ACSR 1/0. Según la topología de los alimentadores y el punto de conexión, es posible realizar 2 tipos de transferencias de carga, como se puede observar en la Figura 3.7.



**Figura 3.7.** Carga a ser transferida al alimentador Cayambe 2

En la Tabla 3.21, se muestra la cargabilidad de los conductores en el tramo especificado en la Figura 3.6, para las 2 transferencias de carga planteadas.

**Tabla 3.21.** Cargabilidad del alimentador Cayambe 2 con transferencia de carga

TRAMO	CALIBRE	COND. INICIALES	TRANSFERENCIA 1	TRANSFERENCIA 2
TRAMO 1	ACSR 3/0	66%	71%	97%
TRAMO 2	ACSR 1/0	33%	38%	72%

Como se puede apreciar, no existen problemas de sobrecarga de conductores en ninguno de los 2 casos, pero se tiene una cargabilidad cercana al 100%, por lo tanto, estas transferencias de carga se las debería realizar únicamente en casos de emergencia, no permanentemente.

### 3.4.2. Transferencia II – Alimentadores Cayambe 1 y Cayambe 2

En este caso, a diferencia del anterior, se puede hacer transferencias de carga desde el alimentador Cayambe 1 hacia el Cayambe 2 y viceversa, ya que la carga que se transfiere sigue perteneciendo al mismo sistema y no se tiene el problema de sobrecargar al transformador de la subestación.

En la Figura 3.8 se puede apreciar que estos alimentadores únicamente coinciden en un sector de la Av. Manuel Córdova Galarza y Vicente Rocafuerte, sin la necesidad de crear nuevas redes eléctricas, por lo tanto el análisis se realizará a partir de este nodo.



**Figura 3.8.** Nodo de conexión entre alimentadores Cayambe 1 y Cayambe 2

- **Transferencia del alimentador Cayambe 2 al Cayambe 1**

La troncal principal del alimentador Cayambe 1 está compuesto por conductores de calibre 4/0 AWG, mismo que permite el flujo de hasta 340 A, y además, este alimentador tiene la ventaja de abarcar una zona muy pequeña en comparación al resto de alimentadores provenientes de la subestación Cayambe, lo cual, hace más factible realizar transferencias de carga permanentes

En la Tabla 3.22, se presenta en nivel de cargabilidad máxima en los conductores del alimentador Cayambe 1, considerando que se transfiere toda la carga de alimentador Cayambe 2, siendo este el caso más crítico posible, mismo que, según el nodo de conexión, es posible realizarlo.

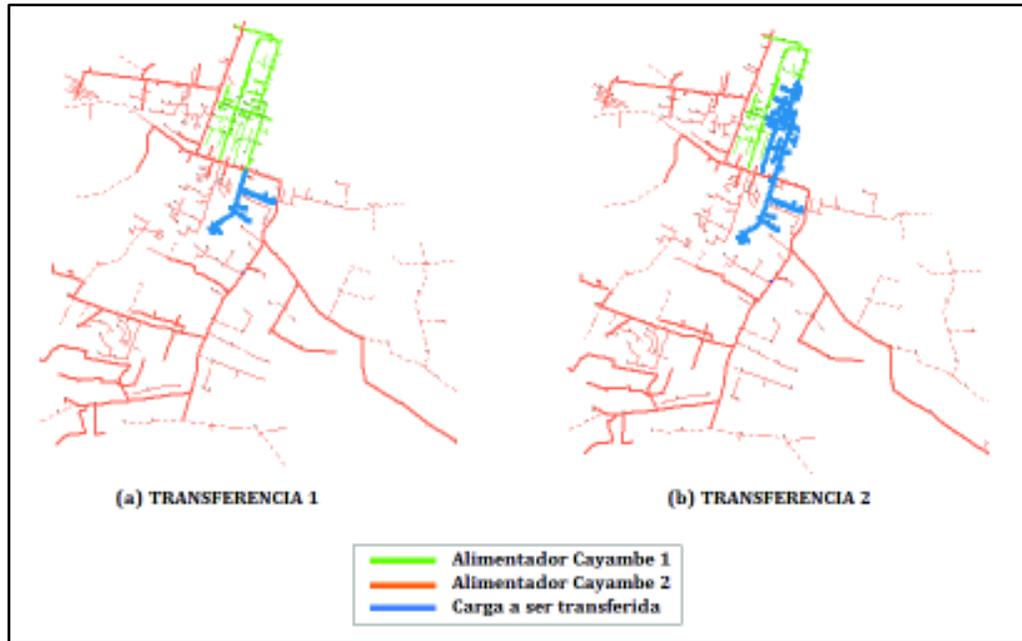
**Tabla 3.22.** Cargabilidad del alimentador Cayambe 2 con transferencia de carga

<b>TRAMO</b>	<b>CALIBRE</b>	<b>COND. INICIALES</b>	<b>TRANSFERENCIA TOTAL</b>
TRONCAL PRINC.	4/0	33%	94%

Aun cuando, es muy poco probable transferir toda la carga del alimentador Cayambe 2 al alimentador Cayambe 1, de darse el caso, los conductores no llegan a sobrecargarse; por lo tanto, cualquier otro tipo de transferencia menor es posible realizarla sin que se lleguen a presentar problemas de sobrecarga.

- **Transferencia del alimentador Cayambe 1 al Cayambe 2**

La troncal principal del alimentador Cayambe 2, desde la subestación hasta el nodo donde se tiene planificado hacer las transferencias de carga con el alimentador Cayambe 1, está constituido por conductores de calibre ACSR 3/0, aun así, ya se tienen una cargabilidad del 66% en la troncal principal de este alimentador en operación normal, por lo que no se puede transferir mucha carga desde el alimentador Cayambe 1. Se plantean, 2 posibles transferencias de carga, como se muestra en la Figura 3.9.



**Figura 3.9.** Transferencia de carga del Alimentador Cayambe 1 al Cayambe 2

En la Tabla 3.23, se muestra la cargabilidad máxima en el alimentador Cayambe 2, para los dos casos planteados, donde se puede apreciar que la transferencia 1 no afecta mucho al sistema, pero la transferencia 2, conlleva un nivel de 98% de cargabilidad en el alimentador 2, por lo tanto, es imposible transferir más carga.

**Tabla 3.23.** Cargabilidad del alimentador Cayambe 1 con transferencias de carga

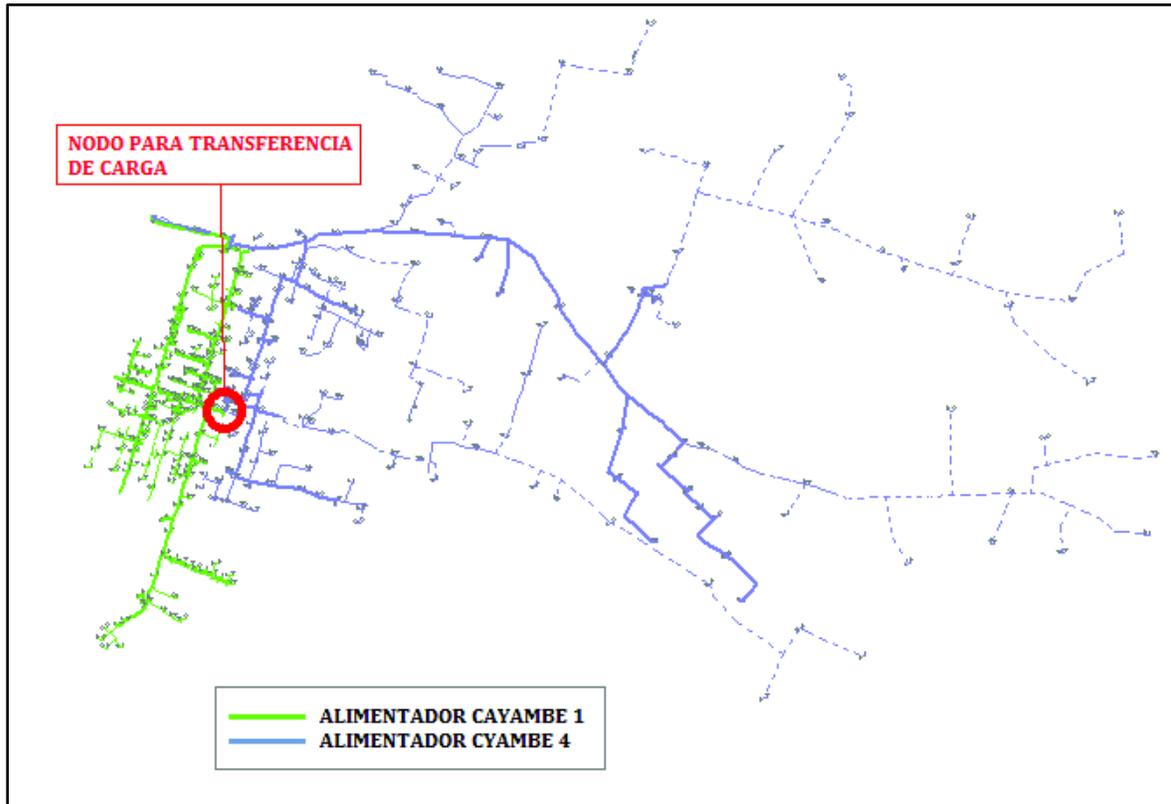
TRAMO	CALIBRE	CONDICIONES INICIALES	TRANSFERENCIA 1	TRANSFERENCIA 2
TRONCAL PRINC.	ACSR 3/0	66%	70%	98%

La transferencia 2, no sería muy recomendable, a menos que sea por emergencia, ya que incrementar carga disminuiría aún más los voltajes en los nodos más alejados, y los voltajes en las cargas transferidas del alimentador 1, también se verían perjudicados.

### 3.4.3. Transferencia III – Alimentadores Cayambe 1 y Cayambe 4

Al pertenecer estos alimentadores a la misma subestación de distribución, se pueden realizar transferencias de carga desde el alimentador Cayambe 1 al Cayambe 4 y viceversa.

En la Figura 3.10, se muestra el nodo de conexión entre estos 2 alimentadores, el cual se encuentra ubicado entre las calles Terán y Junín.



**Figura 3.10.** Nodo de conexión entre los alimentadores Cayambe 1 al Cayambe 2

- **Transferencia del alimentador Cayambe 4 al Cayambe 1**

Debido a la capacidad de los conductores del alimentador Cayambe 1 y la baja demanda del alimentador Cayambe 4, se plantea el caso más crítico, donde se deberá transferir toda la carga del alimentador Cayambe 4 al Cayambe 1. En la Tabla 3.24, se muestra la cargabilidad máxima en los conductores del alimentador Cayambe 1.

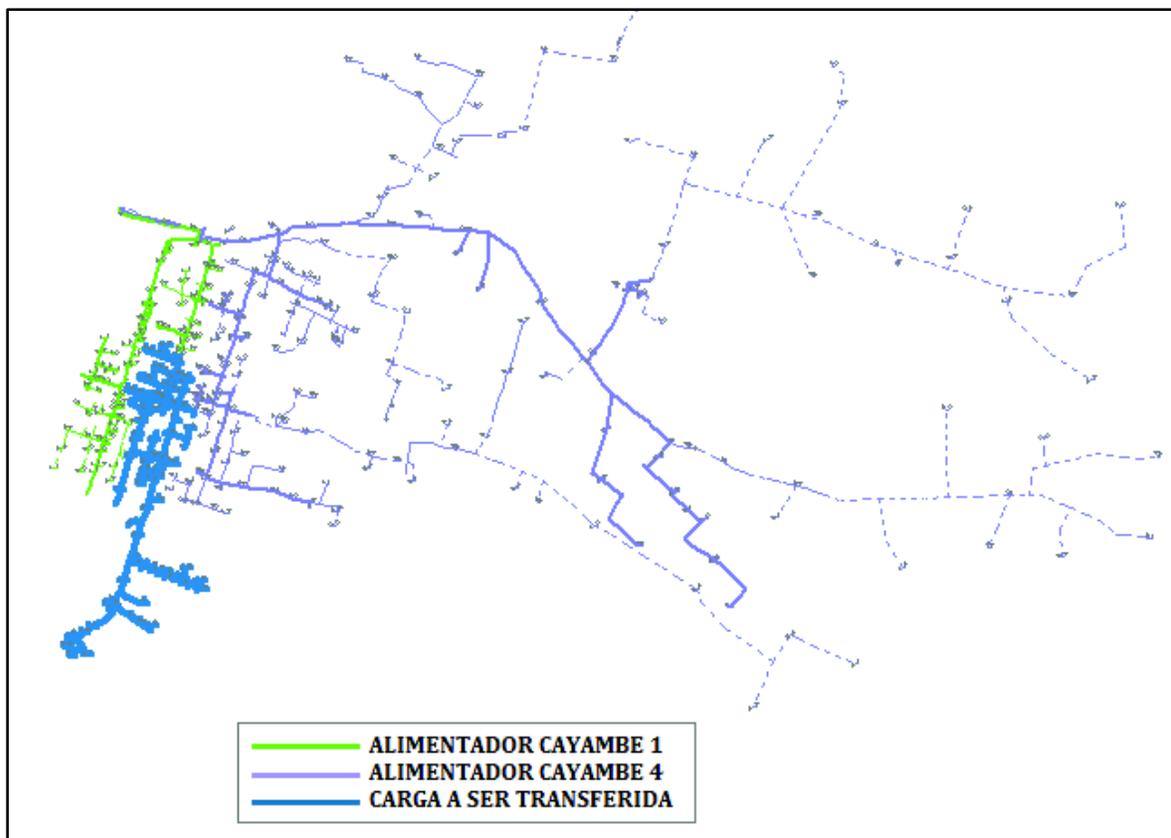
**Tabla 3.24.** Cargabilidad del alimentador Cayambe 1 con trasferencias de carga

TRAMO	CALIBRE	CONDICIONES INICIALES	TRANSFERENCIA TOTAL
TRONCAL PRINC.	ACSR 3/0	33%	56%

Como se puede apreciar en la Tabla 3.24, aun cuando se ha trasferido toda la carga del Alimentador Cayambe 4, la cargabilidad máxima de los conductores del alimentador Cayambe 1 no supera el 60%, por lo que, se tiene la posibilidad de realizar más trasferencias con alimentadores aledaños como el Cayambe 2.

- **Transferencia del alimentador Cayambe 1 al Cayambe 4**

En condiciones normales de operación, el alimentador Cayambe 4 actualmente presenta una cargabilidad del 50%. En vista que, aun cuando la demanda del alimentador Cayambe 1 no es tan elevada, presenta una alta densidad de carga en su zona de influencia, por lo que, al transferir un pequeño sector, se transfiere una carga considerable, misma que puede sobrecargar los conductores del alimentador Cayambe 4. De acuerdo a la topología del sistema, se puede transferir el circuito derecho del alimentador Cayambe 1, como se muestra en la Figura 3.11.



**Figura 3.11.** Carga a transferir del alimentador Cayambe 1 al Cayambe 4

Bajo las condiciones actuales, el circuito mostrado en la Figura 3.11, es la máxima carga que se puede transferir al alimentador Cayambe 4 sin sobrecargarlo. En la Tabla 3.25, Se muestra el máximo nivel de cargabilidad en los conductores de este alimentador.

**Tabla 3.25.** Cargabilidad del alimentador Cayambe 4 con trasferencias de carga

<b>TRAMO</b>	<b>CALIBRE</b>	<b>CONDICIONES INICIALES</b>	<b>TRANSFERENCIA TOTAL</b>
TRONCAL PRINC.	ACSR #2	50%	98%
DERIVACIÓN PRIM.	ACSR #2	44%	92%

Se tiene otro punto de conexión, entre los alimentadores Cayambe 3 y La Esperanza 3, pero transferir carga al alimentador La Esperanza 3 es poco recomendable por las condiciones del transformador de la Subestación La Esperanza, y transferir carga al alimentador Cayambe 3, tampoco es buena opción, ya que este alimentador en demanda máxima, presenta un nivel de carga superior al 100%, como se detalla en la Tabla 3.13.

Estas son las únicas opciones para trasferencias de carga (sin necesidad de construir nuevas redes); ya que otros nodos que coinciden entre alimentadores, son de circuitos monofásicos, por lo tanto las trasferencias que se pueden realizar son muy pequeñas, y únicamente en caso de coincidir las fases, razón por la cual, este tipo de trasferencias no se considera en el presente estudio.

## CAPÍTULO 4

### PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE

Un estudio de planificación de sistemas de distribución, se lo realiza con el fin de garantizar un servicio eléctrico de calidad, además de brindar una mayor confiabilidad al sistema y disminuir los costos de operación, tanto para las condiciones actuales como futuras del sistema de distribución evaluado [3].

Con el fin de proponer modificaciones a la red que garanticen que el sistema eléctrico de distribución de la Subestación Cayambe opere correctamente en el plazo establecido (3 años), previamente es necesario realizar una proyección de demanda; además, considerar los proyectos que la empresa eléctrica ya ha planificado desde años atrás.

Actualmente, la Empresa Eléctrica EMELNORTE tiene 2 proyectos importantes, que influyen considerablemente en el sistema de distribución estudiado. A continuación se describen de forma general los proyectos mencionados, y la influencia de estos en el presente análisis.

- **Subestación Cajas (230/69 kV)**

Debido a los problemas de voltaje que se tiene en las subestaciones Cayambe y La Esperanza, por la configuración del sistema de subtransmisión y la ubicación de estas subestaciones, se ha planificado la construcción de una nueva subestación de 230/69 kV, e implementar un nuevo sistema de subtransmisión para alimentar exclusivamente a las subestaciones Cayambe y La Esperanza, además de una nueva subestación de distribución que se construirá en este sector.

Las Empresas EMELNORTE y CELEC EP – TRANSELECTRIC han realizado los estudios pertinentes para el nuevo sistema de subtransmisión y se determina que en condiciones de demanda máxima, se garantiza un voltaje de 1 p.u. en la Subestación Cayambe, principalmente debido a su nueva ubicación en el sistema de subtransmisión, ya que es la primera subestación de distribución en conectarse desde la Subestación Cajas. En el Anexo VI, se muestra el diagrama unifilar del nuevo sistema de subtransmisión para las Subestaciones Cayambe, La Esperanza y Cananvalle.

- **Subestación de Distribución Cananvalle (69/13,8 kV)**

Como se había mencionado en el capítulo anterior, el incremento de demanda en los sectores de Cayambe y Tabacundo ha provocado que las subestaciones La Esperanza y Cayambe, se encuentran cerca de sobrecargarse, en especial la Subestación La Esperanza, misma que actualmente se encuentra con un nivel de carga superior al 90% en demanda máxima, razón por la cual, se ha transferido carga a la Subestación Cayambe, la cual, es de mayor capacidad y se encuentra con un nivel de carga alrededor del 80%.

Pero los estudios de proyección de demanda realizados por EMELNORTE, sugieren que dentro de los próximos 4 o 5 años, las subestaciones La Esperanza y Cayambe, no tendrán la capacidad para soportar la demanda máxima de estos sectores. Por tal motivo, se tiene contemplado construir una nueva subestación de distribución llamada Cananvalle, con el fin de disminuir los niveles de carga de las subestaciones actuales y tolerar la demanda futura.

Debido a que, el año al cual se proyecta el presente estudio coincide con el año de entrada en operación de la Subestación Cananvalle, según lo planificado por EMELNORTE, se tomará en cuenta transferir carga a la nueva subestación conjuntamente con las modificaciones que se planteen a la red en medio voltaje del sistema de distribución de Cayambe.

#### **4.1. Proyección de Demanda**

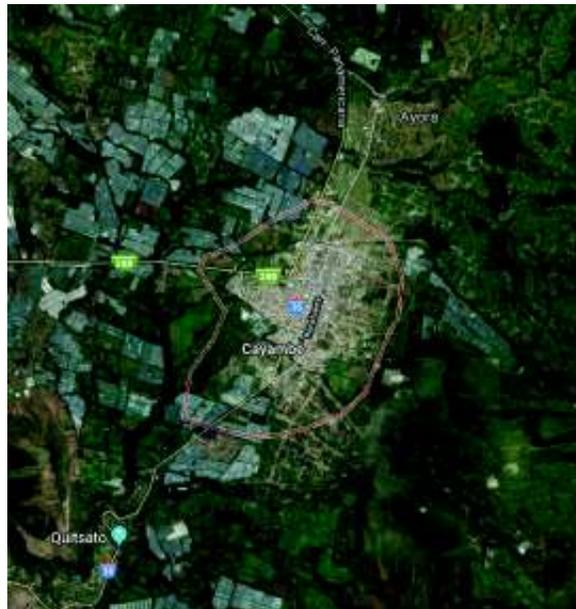
Para la proyección de demanda, es de suma importancia el conocimiento de datos y variables acerca del área de estudio, entre los cuales sobresalen: demanda eléctrica histórica, crecimiento poblacional, ordenanzas municipales, datos históricos de censos, tipos de clientes (según los clasifica el sector eléctrico) [17].

Para zonas urbanas, con una alta densidad de carga (ciudades), se divide el área de estudio en cuadrículas regulares con el fin de facilitar el manejo de las bases de datos que serán utilizadas para la proyección de demanda eléctrica. Para sectores rurales, con una baja densidad de carga, el análisis se lo puede realizar en función de divisiones políticas del sector, información estadística de la población, etc. [17].

La demanda eléctrica urbana por microáreas, mantiene un crecimiento en forma de "S", que inicialmente presenta un desarrollo lento y se acelera conforme progresa el sector hasta llegar a un punto de saturación, donde el crecimiento de la demanda eléctrica vuelve a disminuir. Esto no quiere decir, que el crecimiento vertical se vaya a detener en este

punto, ya que un sector saturado puede iniciar una nueva etapa de crecimiento en forma de “S” con la reconstrucción de edificaciones o pequeñas residencias, volviéndolos centros multifamiliares o de varios propósitos, mismo que traerán consigo un incremento poblacional y por ende mayor consumo de energía eléctrica [17][22].

La zona de estudio, suministrada de energía eléctrica a través de los 5 alimentadores de los Subestación Cayambe, presenta los dos tipos de sectores: urbano y rural.



**Figura 4.1.** Ciudad Cayambe

Como se puede observar en la Figura 4.1, la zona delimitada por la línea roja, corresponde al sector urbano (ciudad de Cayambe), mismo que es energizado principalmente por el alimentador Cayambe 1. Las zonas aledañas se encuentran conectadas a los 4 alimentadores restantes, pero gran parte de estos alimentadores se derivan hacia sectores más alejados y rurales (Parroquias Cayambe, Olmedo Pesillo, Cangahua, Tupigachi y Tabacundo).

Por lo tanto, la proyección de demanda, para toda la zona de estudio tendrá 2 análisis diferentes. Para la zona urbana se estudiará el crecimiento de la demanda en los últimos años, mientras que el crecimiento en el sector rural se determinará a partir del incremento poblacional del sector y de las proyecciones de nuevos clientes por parte de EMELNORTE.

Previamente, es importante conocer el tipo de clientes que prevalece en cada sector, como ya se había mencionado anteriormente, dentro de la zona de estudio se tiene clientes tanto residenciales, comerciales e industriales. En la Tabla 4.1, se muestra el número de clientes actuales de cada tipo por alimentador.

**Tabla 4.1.** Número de clientes del sistema de distribución de la Subestación Cayambe

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>TIPO DE CLIENTE</b>	<b>NÚMERO DE CLIENTES</b>
Cayambe 1	Residencial	2 366
	Comercial	1 221
	Industrial	2
Cayambe 2	Residencial	4 282
	Comercial	300
	Industrial	8
Cayambe 3	Residencial	1 151
	Comercial	62
	Industrial	29
Cayambe 4	Residencial	3 095
	Comercial	448
	Industrial	1
Cayambe 5	Residencial	3 933
	Comercial	175
	Industrial	24

Como se puede observar en la Tabla 4.1, en los 5 alimentadores se tiene un predominio de clientes residenciales, con un pequeño porcentaje de clientes comerciales, a excepción del alimentador Cayambe 1, donde la relación entre clientes residenciales y comerciales es de casi 2/1, principalmente debido a que en este sector se encuentran varios establecimientos dedicados a la venta de lácteos, típicos de esta ciudad. Los clientes industriales son muy pocos, y la mayoría se encuentran conectados a los alimentadores Cayambe 3 y Cayambe 5, pero son industrias sumamente importantes entre las cuales destacan NESTLE, Molinos La Unión, haciendas ganaderas con maquinarias de gran consumo.

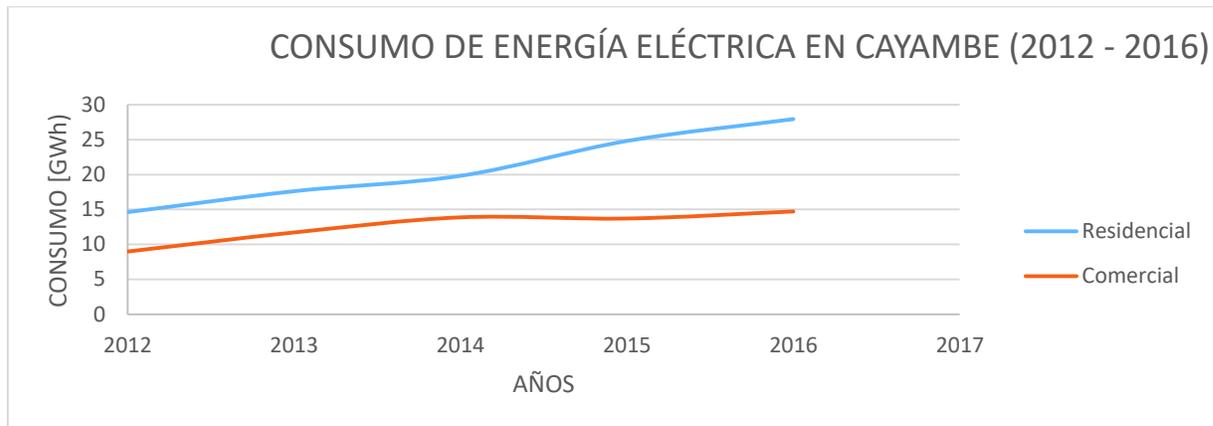
#### **4.1.1. Zona Urbana**

El centro de la ciudad de Cayambe ya se encuentra en saturación, esto se puede notar en los datos históricos de consumo de energía eléctrica de este sector, detallados en la Tabla 4.2. y en la Figura 4.2, donde se observa la evolución del consumo de energía eléctrica desde el año 2012 hasta el 2016 (datos de consumos de años anteriores son erróneos por fallas en los instrumentos de mediciones, por lo que no se toma en cuenta en el presente

estudio a fin de evitar resultados erróneos). Para este sector, no se considera clientes industriales, debido a que no son de gran relevancia en comparación con el sector industrial a las afueras de la ciudad.

**Tabla 4.2.** Consumo de energía anual en Cayambe

CONSUMO (GWh/año)		
AÑOS	RESIDENCIAL	COMERCIAL
2012	15,17	7
2013	15,37	7,14
2014	15,87	7,32
2015	15,55	8,59
2016	16,18	8,52



**Figura 4.2.** Evolución del consumo de energía eléctrica en Cayambe

Como se puede observar en la Figura 4.2, desde el año 2012 al 2014 se mantuvo una tasa de crecimiento constante tanto para clientes comerciales como residenciales, pero a partir del año 2014 se incrementó la tasa de crecimiento residencial y disminuyó para los clientes comerciales. Para determinar la tasa de crecimiento, se utilizará la fórmula 4.1.

$$i = \left( \frac{V_f}{V_p} \right)^{1/n} - 1$$

**Ecuación 4.1.** Tasa de crecimiento

Donde:

$i$  = Tasa de crecimiento

$V_f$  = Valor futuro

$V_p$  = Valor presente

$n$ : periodo de tiempo

En la tabla 4.3, se muestra los índices de crecimiento anuales calculados de acuerdo a los datos de consumo de este sector.

**Tabla 4.3.** Índice de crecimiento de consumo de energía eléctrica en la Ciudad de Cayambe

<b>CONSUMO [GWh/año]</b>		
<b>AÑO</b>	<b>RESIDENCIAL</b>	<b>COMERCIAL</b>
2012	15,17	7
2013	15,37	7,14
2014	15,87	7,32
2015	15,55	8,59
2016	16,18	8,52
<b>TASA DE CRECIMIENTO</b>		
2012-2013	1,32%	1,87%
2013-2014	3,24%	2,63%
2014-2015	-2%	17,29%
2015-2016	4,05%	-0,78%
<b>PROMEDIO</b>	2,87%	1,24%

Para proyectar la demanda, se utilizará la tasa de crecimiento promedio, sin considerar la tasa entre el 2014 y 2015, ya que en este periodo, se tiene una tasa totalmente diferente a la tendencia que se puede apreciar en el resto de años analizados.

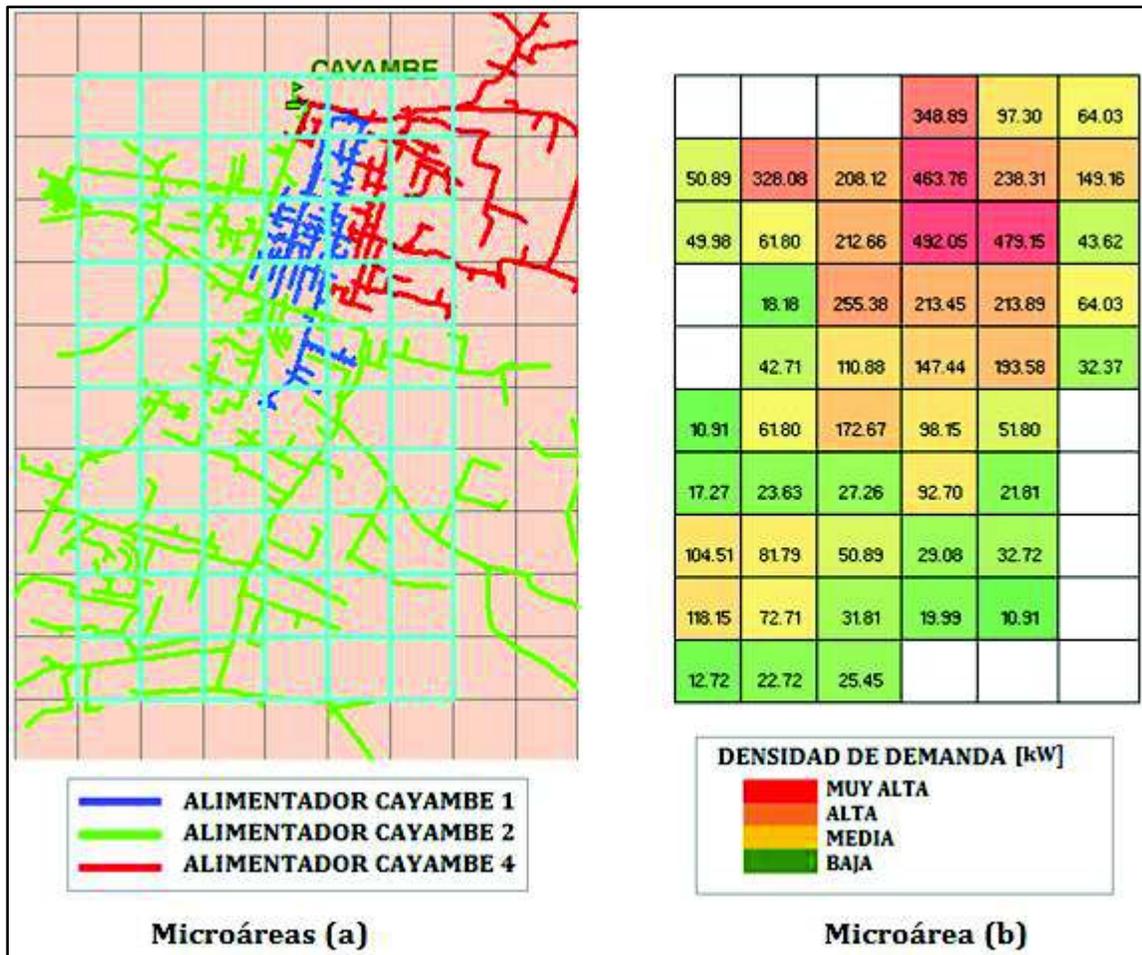
Según los datos de la Tabla 4.3, se tiene un índice promedio de 2,9% para el sector residencial y 1,24% para el sector comercial. En la Figura 4.3, se muestra la división de la Ciudad Cayambe en microáreas de 500x500 m<sup>2</sup>, en vista que la densidad de demanda no es tan elevada en comparación a ciudades como Quito o Guayaquil, no se considera tomar microáreas más pequeñas. Este sector abarcado por 60 microáreas, es el centro de la

ciudad, y sectores que se encuentran en crecimiento urbanístico. El resto de poblaciones o sectores son de tipo rural, para lo cual, se considera otro método de proyección.



**Figura 4.3.** División de la Ciudad Cayambe en microáreas de 500x500 m<sup>2</sup>

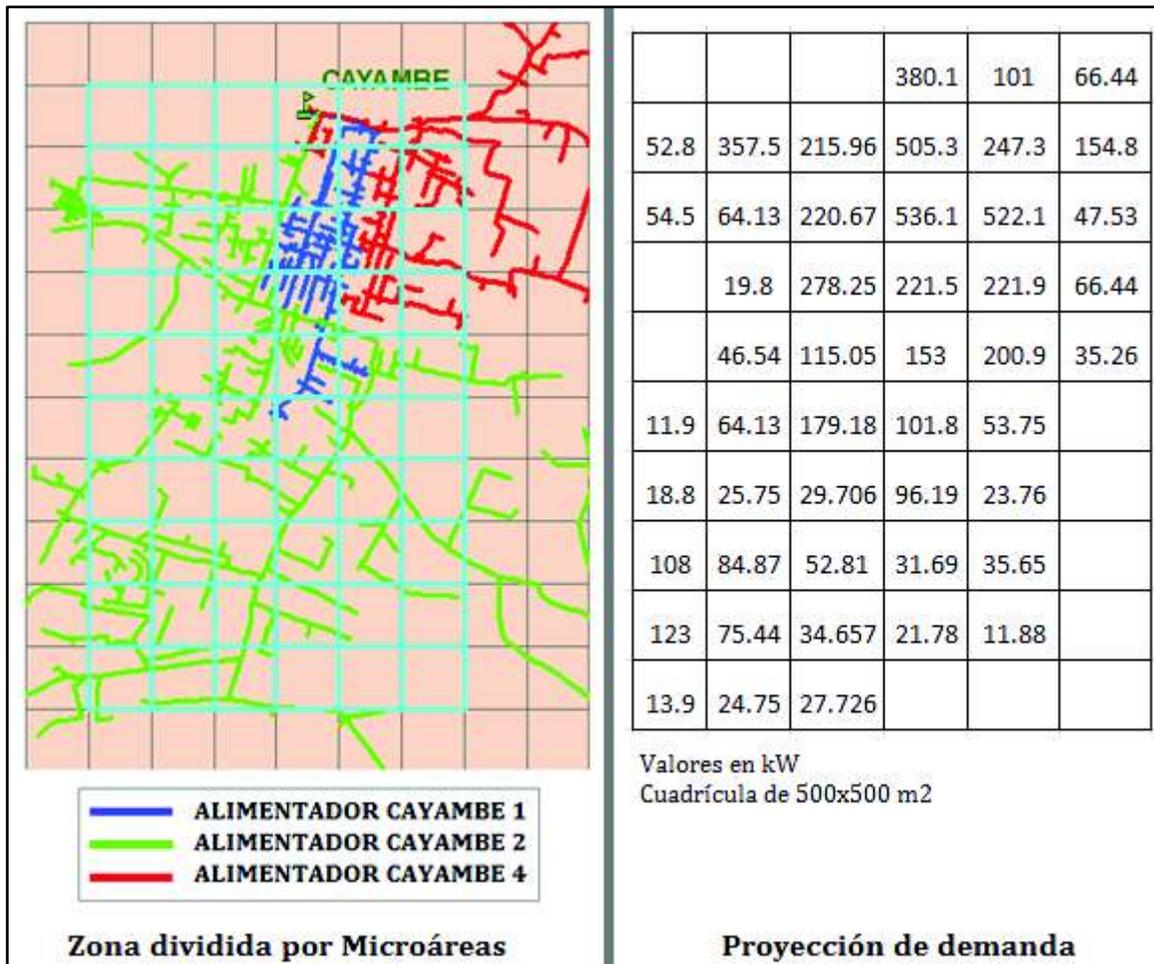
En la Figura 4.4, se puede apreciar zona delimitada por las microáreas que se muestran en la figura 4.3, según los alimentadores que toma y la demanda en cada microárea.



**Figura 4.4.** Demanda por microáreas de 500x500 m<sup>2</sup>

Las microáreas con demanda entre 50 y 250 kW tienden a ser zonas con mayor comercio, por lo tanto, para la proyección de demanda de estas microáreas se utiliza la tasa de crecimiento comercial, mientras que para la proyección de demanda en el resto de microáreas se utiliza la tasa de crecimiento residencial.

En la Figura 4.5, se muestra la densidad de carga proyectado para los próximos 3 años en el sector analizado por microáreas.



**Figura 4.5.** Demanda proyectada por microáreas para el año 2020

#### 4.1.2. Zonas Rurales

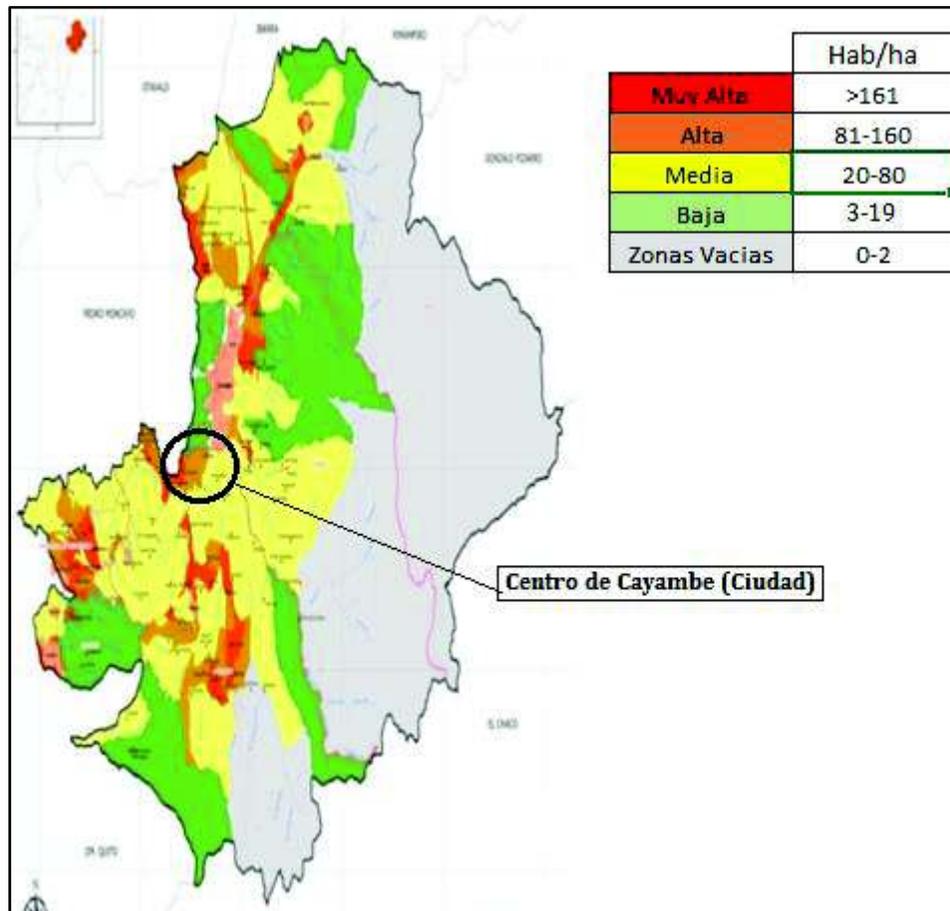
La proyección de demanda eléctrica a las afueras de la ciudad y en las poblaciones y comunidades más alejadas se realizará en base al crecimiento poblacional de usuarios. Para esto es necesario conocer las zonas más pobladas de cada sector (en este caso se tiene datos parroquiales) y en qué lugares se tiene un mayor desarrollo poblacional.

En la Tabla 4.4, se muestra el crecimiento de abonados por parroquia que se ha tenido desde el 2012 y la proyección hasta el año 2020.

**Tabla 4.4.** Proyección de nuevos clientes por parroquia

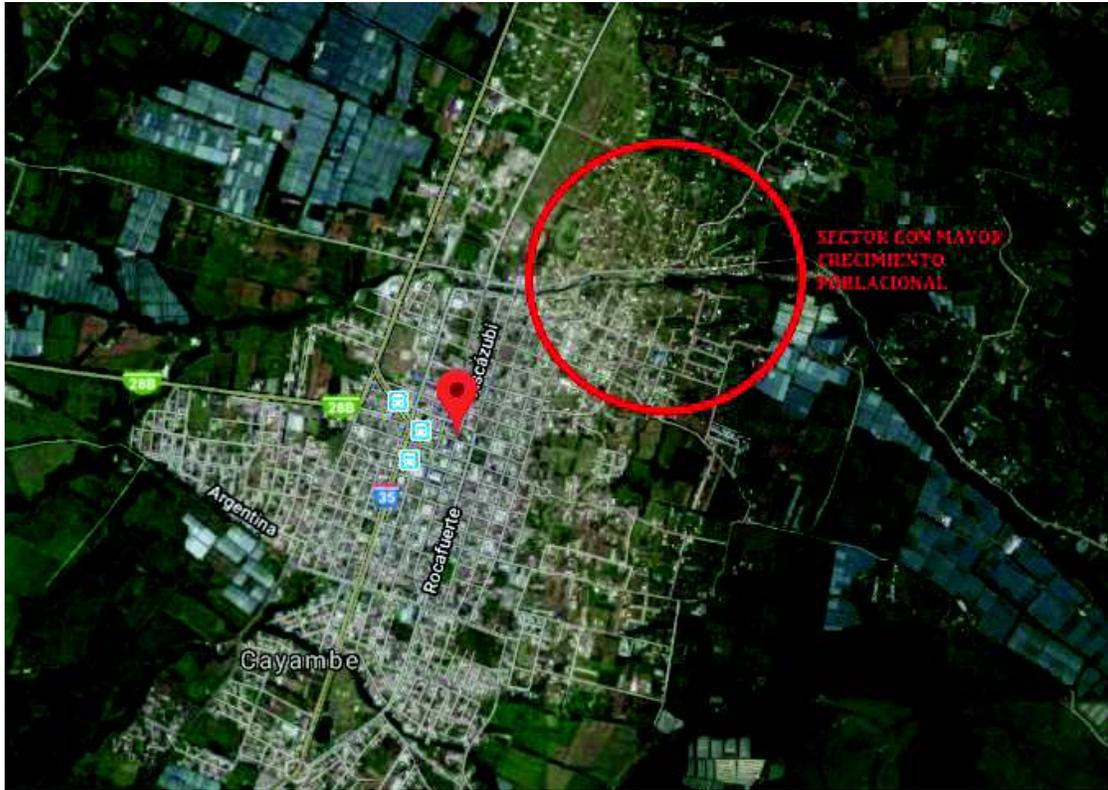
<b>PARROQUIA</b>	<b>TIPO DE CLIENTE</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>CAYAMBE</b>	Residencial	6 925	6 985	6 976	11 355	11 839	12 642	13 232	13 876	14 519
	Comercial	2 075	2 095	2 076	2 411	2 463	2 630	2 720	2 830	2 939
<b>OLMEDO PESILLO</b>	Residencial	1 785	1 788	1 746	1 841	1 862	1 988	2 044	2 118	2 191
	Comercial	64	71	73	83	86	92	96	101	105
<b>CANGAHUA</b>	Residencial	3 514	3 705	3 642	3 825	3 861	4 123	4 234	4 383	4 532
	Comercial	92	93	100	113	125	133	144	154	164
<b>TABACUNDO</b>	Residencial	3 575	3 631	3 670	4 006	4 166	4 448	4 649	4 870	5 091
	Comercial	665	699	703	745	780	833	874	918	962
<b>TUPIGACHI</b>	Residencial	1 333	1 360	1 378	1 453	1 460	1 559	1 597	1 650	1 703
	Comercial	64	74	72	80	86	92	98	104	110

Como se puede observar, únicamente se tienen datos a nivel de Parroquia, como mínimo, por lo tanto es necesario conocer de cada una de ellas, los sectores con mayor densidad poblacional, ya que en estos sitios es más probable nuevos asentamientos, que en lugares más aislados. En la Figura 4.6, se muestra el cantón Cayambe y los sectores con mayor densidad poblacional.



**Figura 4.6.** Densidad poblacional del cantón Cayambe [23]

Además, se conoce que, alrededor de la Ciudad de Cayambe, actualmente se tiene una serie de asentamientos residenciales, principalmente al noreste de la ciudad, ya que es una zona residencial y en los últimos años se ha incrementado la migración a este sitio por el trabajo en las florícolas y la cercanía a dichas industrias. En la Figura 4.7 se muestra el sector que mayor crecimiento poblacional tiene en la actualidad (delimitado por el círculo rojo).



**Figura 4.7.** Sector con mayor crecimiento

Gran parte de los nuevos usuarios se los considerará en el sector señalado en la Figura 4.7 (noreste de la Ciudad de Cayambe). El resto de nuevos usuarios se distribuirá en menos proporción también en los sectores aledaños a la ciudad. Para la zona sur del Cantón Cayambe, la densidad poblacional es de nivel bajo, por lo tanto el incremento de nuevos usuarios en este sector es mucho menor.

En la Tabla 4.5, se muestra las principales comunidades y poblaciones del cantón Cayambe y el porcentaje en que se incrementará nuevos usuarios (porcentaje obtenido en base a información de censos del INEN, Plan de Desarrollo y Ordenamiento Municipal, y datos de crecimiento de nuevos abonados obtenidos por la Empresa Eléctrica EMELNORTE).

**Tabla 4.5.** Incremento de nuevos usuarios rurales en la parroquia Cayambe

<b>SECTOR</b>		<b>RESIDENCIAL</b>	<b>COMERCIAL</b>
Ayora	10,53%	214	39
Puntachil	10,53%	214	39
Los Laureles	10,53%	214	39
Santo Domingo de Guzmán	10,53%	214	39
Santa Isabel	5,26%	107	19
Convalescencia	10,53%	214	39
Monjas	5,26%	107	19
Chaupiloma	5,26%	107	19
Yanacocha	1,32%	27	5
Comuna Sayaro	1,32%	27	5
Cariacu	1,32%	27	5
Santa Clara	10,53%	214	39
San Francisco de Cajas	5,26%	107	19
San Isidro de Cajas	5,26%	107	19
El Prado	5,26%	107	19
Santa Rosa de Campania	1,32%	27	5

La Parroquia Olmedo (Pesillo), la cual se conecta únicamente a través del alimentador Cayambe 5, presenta una densidad poblacional media y baja en gran parte de su territorio, a excepción del centro, donde se tiene una alta densidad poblacional. Los principales centros poblados de la parroquia Olmedo son: Caucho Alto, El Chaupi, La Chimba, Muyurku, Olmedo, Pesillo, San Pablo Urku, Santa Ana y Turucucho. En la Tabla 4.6 se detalla e incremento de nuevos clientes para este sector, cabe mencionar que los clientes comerciales únicamente se aumentan en los sectores más poblados.

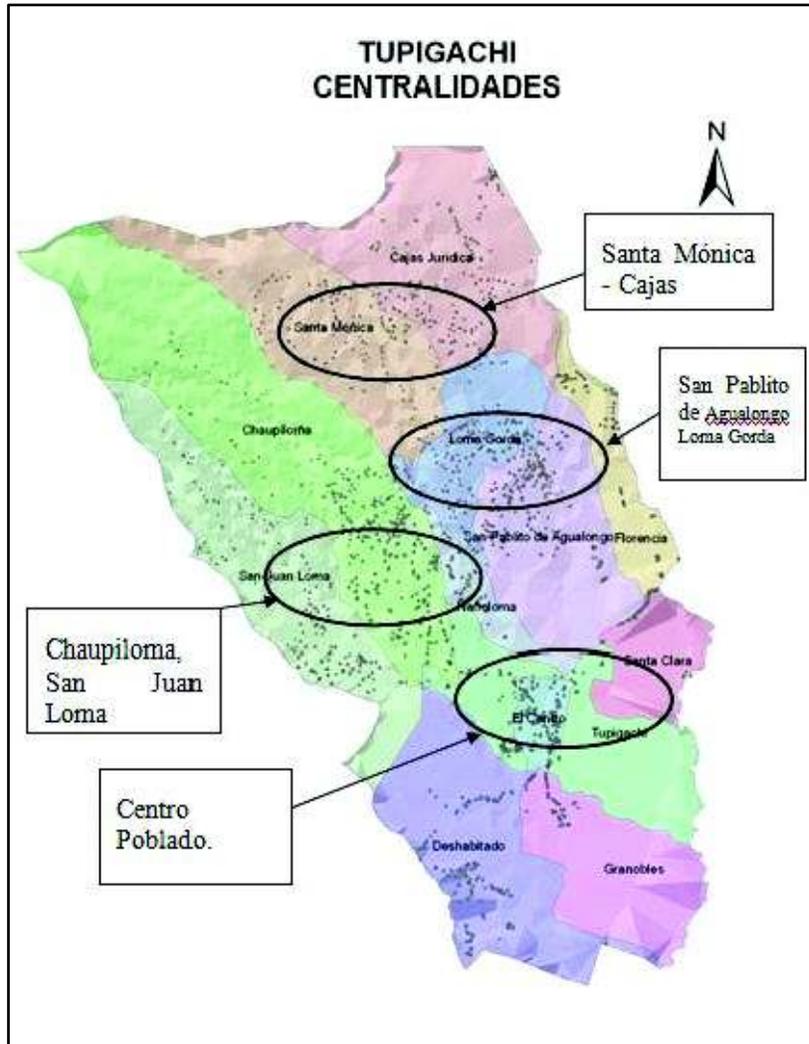
**Tabla 4.6.** Incremento de nuevos usuarios rurales en la parroquia Olmedo (Pesillo)

<b>SECTOR</b>		<b>RESIDENCIAL</b>	<b>COMERCIAL</b>
Caucucho Alto	4,89%	13	-
El Chaupi	19,86%	51	4
La Chimba	0,74%	2	-
Muyurku	19,91%	51	4
Olmedo	39,91%	102	8
Pesillo	5,91%	15	-
San Pablo Urku	4,91%	13	-
Santa Ana	4,91%	13	-
Turucucho	0,74%	2	-

Las parroquias de Tabacundo y Cancagua, principalmente pertenecen al sistema de distribución de la Subestación La Esperanza. El sector de Cangahua energizado desde la Subestación Cayambe, corresponde a las comunidades de San José de las Calderas y Purutujagua, las cuales comprende un sector de baja densidad poblacional. Las poblaciones ubicadas al Oeste de esta comunidad, tienen una mayor densidad de población pero corresponden al alimentador La Esperanza 4, por lo tanto se determina únicamente que un 5% de los nuevos usuarios pertenecerán a estos sectores, lo que corresponde a 36 clientes residenciales (18 para cada comunidad), mientras que los clientes comerciales tendrán un crecimiento en los sectores más cercanos a la ciudad, por lo tanto no se considera nuevos clientes comerciales para estas comunidades.

En sector conectado a la Subestación Cayambe, perteneciente a la parroquia Tabacundo, se tiene principalmente haciendas y florícolas (por ejemplo, las haciendas San Antonio, Marianita, San Carlos, La Alegría, entre otras), por lo tanto a este sector se lo considerará para el análisis de clientes industriales.

La Parroquia de Tupigachi, presenta varios asentamientos poblacionales y es una de las parroquias con mayor crecimiento poblacional, en referencia al resto de parroquias pertenecientes al Cantón Pedro Moncayo, aunque este crecimiento no es tan significativo como los sectores aledaños a la ciudad Cayambe. Entre las comunidades con mayor crecimiento poblacional se tiene Chaupiloma, San Pablito de Agualongo, Santa Mónica y Cajas, las cuales se muestran en la Figura 4.8.



**Figura 4.8.** Cantón Tupigachi [27]

Los sectores, energizados desde la Subestación Cayambe son: Centro Poblado de Tupigachi, Chaupiloma, Loma Gorda y Agualongo y parte de Cajas, aunque no en la zona más poblada.

Debido a que las zonas de Cajas, Santa Mónica, San Pablito de Agualongo, Loma Gorda, Chaupiloma y San Juan Loma actualmente presentan características similares de crecimiento poblacional, los nuevos clientes se distribuirán equitativamente, mientras que en Centro Poblado de Tupigachi se incrementará una mayor cantidad de clientes debido a que su crecimiento poblacional es superior.

Por lo tanto, se distribuirán 76 nuevos clientes residenciales y 9 comerciales para Centro Poblado de Tupigachi y 38 clientes residenciales y 5 comerciales para cada uno de los sectores restantes (Santa Mónica - Cajas, San Pedrito de Agualongo - Loma Gorda y Chaupiloma - San Juan Loma).

### 4.1.3. Cálculo del Incremento de Demanda por Nuevos Clientes

Una vez determinado la cantidad de nuevos clientes para cada sector rural perteneciente al sistema de distribución de la Subestación Cayambe, se calcula el incremento de demanda eléctrica que se tendrá en el sistema. Se utilizará el método de la REA (Rural Electric Administration) para determinar la demanda en función de los niveles de consumo de cada usuario. El cálculo se basa en 2 factores; el FACTOR A, que contiene información del número de clientes y el FACTOR B, que contiene información del nivel de consumo, los cuales se calculan con las ecuaciones 4.1 y 4.2. Para calcular la demanda coincidente de un grupo de clientes se utiliza la ecuación 4.3.

$$Factor A = N \left[ 1 - 0,4N + 0,4\sqrt{N^2 + 40} \right]$$

**Ecuación 4.1.** Factor A

$$Factor B = 0,005925 (kWh/mes)^{0,885}$$

**Ecuación 4.2.** Factor B

$$Dem_{grupo\_cli} = Factor A * Factor B$$

**Ecuación 4.3.** Demanda coincidente de un grupo de clientes

Donde:

*N*: Numero de clientes o usuarios

*kWh/mes*: Consumo mensual de energía eléctrica

*Dem<sub>grup\_cli</sub>*: Demanda coincidente de un grupo de clientes

Además, es necesario calcular el factor de coincidencia en función del número de clientes que se analiza, para lo cual se utiliza la ecuación 4.4.

$$f_{cN} = e^{-0,7243} * N^{-0,128553} + 0,037$$

**Ecuación 4.4.** Factor de coincidencia en función del número de clientes

Donde:

*N*: Numero de clientes o abonados

*f<sub>cN</sub>*: Factor de coincidencia para N clientes

Los datos de consumo de energía eléctrica de cada cliente conectado al sistema de distribución de la Subestación Cayambe, se guardan en la base de datos utilizada por el programa computacional CYMDIST, esta base se exportó a una hoja de Excel para facilitar la manipulación de los datos contenidos.

Debido a que el método de la REA se utiliza únicamente a partir de 5 usuarios, para calcular la demanda máxima individual se utiliza la siguiente metodología:

- Se asume un número igual o mayor a 5 clientes y se calcula la demanda máxima coincidente.
- Se calcula el factor de coincidencia utilizando la ecuación 4.4.
- Con la demanda máxima coincidente y el factor de coincidencia, se calcula la demanda máxima no coincidente (mediante la ecuación 2.1.).
- La demanda máxima no coincidente se la divide para el número de clientes asumidos inicialmente y se obtiene la demanda individual.

A continuación se presenta un ejemplo para mejor comprensión del método descrito.

- Consumo de usuario: 252 kWh/mes
- Factor A para 5 clientes

$$Factor A = 5 \left[ 1 - 0,4 * 5 + 0,4\sqrt{5^2 + 40} \right] = 11,125$$

- Factor B para un consumo de 252 kWh/mes

$$Factor B = 0,005925 (252)^{0,885} = 0,7627$$

- Demanda máxima coincidente para 5 usuarios

$$Dem_{5\_cli} = 11,125 * 0,7627 = 8,48 [kW]$$

- Se calcula el factor de coincidencia para 5 usuarios con la fórmula 4.3.

$$f_{c_5} = e^{-0,7243} * 5^{-0,128553} + 0,037 = 0,4311$$

- Se obtiene la demanda máxima no coincidente y se la divide para el número de clientes asumidos (5 en este ejemplo).

$$D_{ind} = \frac{\left(\frac{D_{max-5\ cli}}{f_{c-5}}\right)}{5} = \frac{\left(\frac{8,48}{0,4311}\right)}{5}$$

$$D_{ind} = 3,94 [kW]$$

El mismo procedimiento se realizó para cada uno de los clientes residenciales y comerciales conectados a la red de distribución de la subestación Cayambe. La principal diferencia entre clientes residenciales y comerciales es la hora en que se registra la demanda pico, mientras que para un usuario residencial esta se presenta entre 19h00 y 22h00 normalmente, para un cliente comercial es más común que se presente en horas de la tarde o medio día.

Como se puede apreciar en la Tabla 4.1, la mayor cantidad de clientes en los 5 alimentadores de la Subestación Cayambe son de tipo residencial, por lo tanto, la demanda máxima de los clientes comerciales hace referencia al aporte que estos clientes tienen en la demanda pico de cada alimentador. Este aporte de clientes comerciales se lo obtiene mediante un factor (similar al factor de coincidencia). Para determinar este factor se tomó como referencia el alimentador Cayambe 1, que presenta principalmente clientes residenciales y comerciales.

Debido a que se conoce el valor de demanda máxima del alimentador Cayambe 1, la demanda máxima coincidente de todos los clientes residenciales y el porcentaje de pérdidas técnicas de potencia, de estableció la demanda total que aporta el cliente comercial en horas pico, y este valor se lo dividió para la suma de demandas máximas individuales de todos los clientes comerciales conectados al alimentador Cayambe 1. El valor obtenido fue de 0,158, factor que se usará como referencia para el resto de clientes comerciales de los 4 alimentadores restantes de la Subestación Cayambe.

En la Tabla 4.7 de detalla la demanda máxima coincidente de los clientes comerciales y residenciales para los 5 alimentadores estudiados.

**Tabla 4.7.** Demanda coincidente para los alimentadores del sistema de distribución de la Subestación Cayambe

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>Tipo de cliente</b>	<b>N° abonados</b>	<b>D máxima coincidente</b>
CAYAMBE 1	Residencial	2 366	1 605,23
	Comercial	1 221	671,52
CAYAMBE 2	Residencial	4 282	2 037
	Comercial	300	215,72
CAYAMBE 3	Residencial	1 151	369,49
	Comercial	62	94,42
CAYAMBE 4	Residencial	3 095	1 762,32
	Comercial	448	6,84
CAYAMBE 5	Residencial	3 933	1 432,89
	Comercial	175	151,12

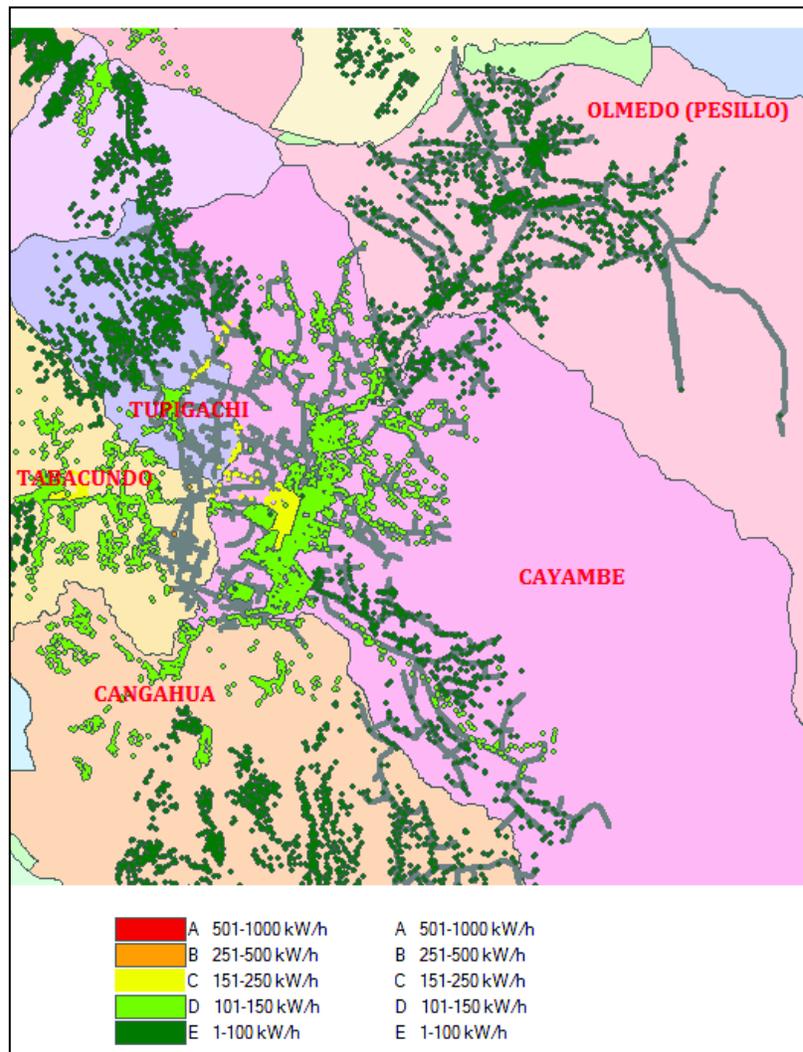
Para determinar el incremento de demanda por los nuevos usuarios, se aplicará la misma metodología detallada anteriormente. Como ya se ha establecido por zonas el número total de clientes a incrementarse en los próximos 3 años, a cada uno de ellos se asignará un consumo mensual de energía eléctrica para el cálculo de la demanda individual y coincidente a nivel de alimentador.

El consumo que se asignará a cada usuario depende de la estratificación realizada por la Empresa Eléctrica EMELNORTE, donde se ha establecido 5 niveles de consumo, los cuales se detallan en la Tabla 4.8.

**Tabla 4.8.** Consumo de energía eléctrica según el estrato

<b>CATEGORÍA DE ESTRATO DE CONSUMO</b>	<b>ESCALA DE CONSUMO [kWh/mes/cliente]</b>
E	0-100
D	101-150
C	151-250
B	251-500
A	>500

En base a un estudio de consumos en toda el área de concesión de EMELNORTE, se ha establecido un estrato por sectores. En la Figura 4.9, se muestra los estratos presentes en el área que abarcan los 5 alimentadores de la Subestación Cayambe.



**Figura 4.9.** Estratos de consumo por sector

De acuerdo a la zona donde se asignen los nuevos clientes, se establecerá el nivel de consumo correspondiente. Para diseños de redes eléctricas y dimensionamiento de equipos, EMELNORTE toma el mayor consumo de cada estrato, para clientes nuevos.

- **Incremento de cocinas de inducción**

El incremento de demanda por cocinas de inducción se lo realizará de acuerdo a las normativas de diseño de EMELNORTE. Esta normativa decreta que a cada cliente de tipo residencial se le deberá incrementar el consumo de energía eléctrica dependiendo del

estrato al cual pertenece según la zonificación realizada por la empresa, como se puede apreciar en la Figura 4.9.

En la Tabla 4.9, se muestra el incremento que EMELNORTE ha establecido para cada estrato de consumo de energía eléctrica.

**Tabla 4.9.** Incremento de consumo de energía eléctrica por Programa Cocción Eficiente

<b>CATEGORÍA DE ESTRATO DE CONSUMO</b>	<b>ESCALA DE CONSUMO [kWh/mes/cliente]</b>	<b>INCREMENTO POR COCINAS DE INDUCCIÓN [kWh/mes/cliente]</b>
E	0-100	100
D	101-150	100
C	151-250	150
B	251-500	200
A	>500	0

Para el incremento de demanda por cocinas de inducción a clientes antiguos, se aumenta el consumo de energía eléctrica de acuerdo a su estrato y para nuevos clientes se suma el consumo máximo y el de cocinas de inducción, también de acuerdo a su estrato. Así, para el cliente del ejemplo anterior con un consumo de 252 kWh/mes, pertenecería a estrato tipo C, se aumenta 150 kWh/mes a su consumo para calcular la demanda futura. Mientras que si se tiene un nuevo usuario tipo D por ejemplo, para determinar la demanda se considerará 250 kWh/mes (150+100 [kWh/mes]).

Además es necesario considerar la aceptación que este programa ha tenido por parte de la población, y los cambios económicos en el país que puedan ocurrir en los siguientes 3 años. Actualmente un 20% de los usuarios de EMELNORTE poseen cocina de inducción, este porcentaje puede crecer drásticamente considerando la posibilidad que se elimine el subsidio al gas, como lo tenía planificado el gobierno al momento de implementar el Programa Cocción Eficiente. Considerando el escenario más crítico, donde se vea un incremento considerable del uso de cocinas de inducción y de acuerdo al crecimiento de los últimos años, se estima que en los próximos 3 años el 30% de la los usuarios del sistema de distribución de la Subestación Cayambe, usarán cocinas de inducción.

#### 4.1.4. Clientes Industriales

Los clientes industriales, presentan equipos y comportamiento completamente diferente al comercial o residencial. Pero al ser industrias relativamente grandes, presentan medidores más modernos, que llegan a registrar demandas de potencia, similar a como lo hacen los medidores de la subestación. Por lo tanto, la demanda de clientes industriales, se las ingresa directamente de la base de datos que maneja la Empresa Eléctrica EMELNORTE.

Actualmente no se tiene proyectos para implementar nuevas industrias en el sector, por lo que el incremento de demanda por clientes industriales dependerá únicamente de las industrias que se encuentran instaladas. En la Tabla 4.10 se muestra el incremento de consumo por clientes industriales a partir del año 2014 y la proyección que se tiene hasta el año 2020.

**Tabla 4.10.** Proyección de consumo para clientes industriales

<b>CONSUMO (GWh/año)</b>		
<b>AÑOS</b>	<b>CAYAMBE</b>	<b>TABACUNDO</b>
2014	14,41	20,53
2015	22,56	22,25
2016	20,91	19,14
2017	21,52	19,70
2018	22,13	20,26
2019	22,74	20,82
2020	23,36	21,38
<b>TASA DE CRECIMIENTO</b>		
2014-2015	56,53%	8,35%
2015-2016	-7,32%	-13,97%
2016-2017	2,92%	2,92%
2017-2018	2,84%	2,84%
2018-2019	2,76%	2,76%
2019-2020	2,69%	2,69%

Como se puede observar, a partir del año 2016 se mantiene una tendencia alrededor de 2,8% de tasa de crecimiento, por lo tanto, este será el valor que se considera para el incremento de demanda de cargas industriales.

En la Tabla 4.11, se muestra la demanda proyectada para cada alimentador sin considerar y considerando el incremento de cocinas de inducción por parte de la población de Cayambe y Pedro Moncayo.

**Tabla 4.11.** Proyección de demanda eléctrica para el año 2020

ALIMENTADOR	DEMANDA PROY. SIN COCINAS [KW]	DEMANDA PROY. CON COCINAS [KW]
Cayambe 1	2 450,56	2 893,08
Cayambe 2	4 614,52	5 494,30
Cayambe 3	4 099,36	4 318,12
Cayambe 4	2 243,88	2 924,37
Cayambe 5	3 462,39	4 268,37
TOTAL	16 870,71	19 898,25

Finalmente, a nivel de subestación, se tiene una demanda máxima no coincidente de 19,9 MW. Para obtener la demanda coincidente a nivel de su subestación se calcula el factor de coincidencia de los 5 alimentadores, ya que también se dispone datos generales de la Subestación.

El valor promedio de los factores de coincidencia obtenidos cada mes, durante un año, es de 0,95. Este valor se tomará para calcular la demanda máxima coincidente de la Subestación Cayambe, al año 2020.

$$D_{S/E \text{ CAYAMBE}} = 19898,25 * 0,95 [kW]$$

$$D_{S/E \text{ CAYAMBE}} = 18903,34 [kW]$$

Para verificar el valor obtenido de demanda máxima proyectada, se comprueba con las proyecciones de demanda a nivel de subestación que realiza EMELNORTE, mismas que se muestran en la Tabla 4.12.

**Tabla 4.12.** Proyección de demanda eléctrica para el año 2020 a nivel de Subestación

SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
01. S/E CAYAMBE 69/13.8KV - 2X10 MVA	9,45	9,63	9,80	10,55	12,23	14,53	15,16	15,82	16,87	17,91	18,96
02. S/E LA ESPERANZA 69/13.8KV - 1X10 MVA	7,17	7,24	7,30	8,40	9,06	8,94	9,23	9,81	10,22	10,62	11,03

Como se puede apreciar en la Tabla 4.12, para el año 2020 se proyecta una demanda máxima de 18,96 MW, similar a la obtenida en la proyección por alimentadores, donde se obtuvo una demanda máxima de 18,9 [MW], es decir que se tiene un error inferior al 1%, corroborando la metodología planteada.

Como se había mencionado anteriormente, en la actualidad se tiene problemas operativos, los cuales serán aún más notorios con el incremento de la demanda. Por lo tanto, se plantean varias modificaciones a la red en medio voltaje con el fin de mejorar las condiciones operativas tanto en la actualidad como a futuro.

## **4.2. Soluciones a los Problemas Detectados en el SED de la Subestación Cayambe**

Según los resultados obtenidos en el análisis de la situación actual del sistema de distribución de la Subestación Cayambe, detallado en el Capítulo 3, se puede concluir que los principales problemas de operación son referentes al voltaje (voltaje de servicio y caídas de voltaje) y el porcentaje de pérdidas, principalmente en el alimentador Cayambe 3. Respecto a la cargabilidad de los conductores y factor de potencia, el sistema no presenta mayores inconvenientes, pero pueden ser mejorados, a la vez que se soluciona los problemas más críticos.

Como se puede observar en la Tabla 3.11, desde la Subestación Cayambe se tiene voltajes muy por debajo del nominal, problema que ya se había tratado de solucionar, sin obtener resultados efectivos. Pero, gracias a la incorporación de la Subestación Cajas, se puede garantizar un voltaje de 1 p.u. a la salida de la Subestación Cayambe.

Según lo descrito en el Capítulo 2, una buena alternativa para disminuir la caída de voltaje y pérdidas de potencia y energía, es aumentar el calibre del conductor. Para tal propósito, el nuevo calibre de conductor propuesto, en caso de necesitar este tipo de cambios, se basará en la homologación utilizada en EMELNORTE, que se describe a continuación.

*“La Dirección de Planificación desarrolló los estudios de protecciones, habiéndose identificado la necesidad de realizar cambios en los calibres de conductores a nivel de 13,8 kV, que permitan una apropiada coordinación de protecciones y reducir los inconvenientes que se presentan en las redes de distribución, como son las caídas de voltaje, pérdidas, e indicadores de interrupción; por tal razón y considerando que este tema fue analizado al*

*interior de la empresa, habiéndose identificado una serie de alternativas, luego de lo cual se concluyó en forma consensuada la configuración más adecuada.*

*Considerando lo indicado, a partir de la presente fecha, para proyectos de nuevas instalaciones y readecuación de redes existentes, se considerará la siguiente configuración, en cuanto a conductores”:*

- *Troncal principal y derivación primaria: conductor ACSR 3/0 para fase y neutro.*
- *Derivación secundaria: conductor ACSR 2/0 para fase y neutro.*
- *Derivación terciaria y posteriores: conductor ACSR 1/0 para fase y neutro.” [18].*

Actualmente, es poco recomendable realizar transferencias de carga entre Subestaciones, ya que únicamente se puede transferir carga a la Subestación La Esperanza, pero esta se encuentra con un nivel elevado de carga, quedando solo la posibilidad de realizar transferencias entre los propios alimentadores de la Subestación Cayambe, siendo la mejor alternativa transferir carga a los alimentadores Cayambe 1 y Cayambe 4.

El principal problema detectado en los alimentadores primarios Cayambe 2, Cayambe 3 y Cayambe 5, es un desbalance muy considerable de fases. Estos 3 alimentadores primarios son los más extensos y sin embargo, se conecta gran parte de la carga más alejada a la Subestación Cayambe a una sola fase, aun cuando se tiene circuitos trifásicos cercanos. Este desbalance ocasiona que la caída de voltaje en una fase sea excesiva, mientras que, las otras se mantienen en un rango más tolerable. En los alimentadores Cayambe 1 y Cayambe 4, también se tiene un problema similar, pero debido a su longitud y tipo de carga, no presenta mayor problemas con el voltaje de servicio, aun en los sectores más alejados.

Por lo tanto, las primeras modificaciones a la red, serán cambios de fase a circuitos monofásicos, considerando además, que no implican mayores costos para la empresa. También se distribuirá circuitos monofásicos finales de los alimentadores Cayambe 2 y Cayambe 3 en más de una fase. Para tal propósito, es necesario reconfigurar algunos tramos monofásicos y convertirlos en trifásicos.

Según los resultados obtenidos en el capítulo anterior, los cambios mencionados no serán suficientes para cumplir los objetivos planteados. Por lo tanto, se plantea cambios que impliquen mejoras más significativas para la red, pero a su vez costos más elevados para la empresa.

Entre las principales alternativas, se plantea aumentar el calibre de conductores, principalmente en la troncal principal de los alimentadores, y conjuntamente con la incorporación de banco de capacitores, regular el voltaje y además obtener mejoras en cuanto al factor de potencia del sistema, cargabilidad de conductores y pérdidas técnicas de potencia y energía.

Como segunda alternativa, se plantea la posibilidad de instalar reguladores de voltaje, y de ser necesario banco de capacitores para mejorar el factor de potencia del sistema de distribución.

Además, se evalúa pequeñas trasferencias de carga, principalmente entre los alimentadores Cayambe 1, Cayambe 2 y Cayambe 4, como complemento a los cambios planteados en cada alternativa.

A continuación se detalla los cambios realizados en la red para cada alternativa planteada.

#### 4.2.1. Alternativa 1

- **Balance de cargas**

Los balances de carga planteados a continuación, mejoran los perfiles de voltaje de los alimentadores primarios, disminuyen las pérdidas técnicas de potencia y equilibran las corrientes por fase en gran parte de la troncal principal del alimentador, principalmente a la salida de la Subestación Cayambe. En la Tabla 4.13, se detalla el poste desde donde se conecta el circuito monofásico, la fase actual de conexión y la propuesta de cambio de fase. En los sitios donde se coloca 2 postes, será la referencia para conocer que circuito monofásico debe ser modificado, ya que existen postes desde donde se derivan más de 1 circuito monofásico.

**Tabla 4.13.** Cambio de fases de circuitos monofásicos – Alternativa 1

ALIMENTADOR	POSTE	FASE DE CONEXIÓN ACTUAL	FASE DE CONEXIÓN PROPUESTA
Cayambe 2	C2P994 - 2P4302	B	C
	C2P2135 - C2P2137	A	C
Cayambe 3	C3P24230	B	C
	C3P20	A	B

	C3P2430	B	C
	C3P4193 - C3P4384	A	C
	C3P96	A	C
	C3P3412	A	C
	C3P2323	B	C
	C3P1858 - C3P1864	C	A
	C3P1627	C	B
Cayambe 1	C1P8224	C	B
	C1P133	A	C
	C1P53	A	B
	C1P648	AC	AB
	C1P76	C	B
	C1P535	C	B
	C1P167	A	B
	C1P194	B	AB
	C1P217	B	C
	C1P260	A	C
Cayambe 4	C4P81 - C4P82	C	B
	C4P9	C	B
	C4P639	B	C
	C4P321	A	B
	C4P19	B	A
	C4P11	C	B
	C4P230	B	C
Cayambe 5	C5P10519	B	A
	C5P10682	B	A
	C5P10179	B	A
	C5C4P5	A	B
	C5P11147	A	B
	C5P1114	B	A

- **Cambio de configuración de monofásico a trifásico en tramos de los alimentadores**

Al sur de la Parroquia Cayambe, por la localidad de Totorauco, desde el poste C2P944, se tiene 2 derivaciones de circuitos monofásicos, únicamente con la Fase B. Por lo tanto se plantea cambiar a trifásico un pequeño tramo desde el poste C2P992 hasta el C2P994 (380 m), para una mejor distribución de la carga aguas abajo. Este tramo al ser trifásico pertenecería a la troncal principal, por lo tanto, se utilizará conductor ACSR 3/0.

Un problema similar se presenta en el alimentador Cayambe 3, por el Centro de la parroquia Tupigachi. A partir del sector entre las calles Víctor Manuel Mantilla y Japón, se tiene un ramal monofásico con una carga elevada, lo que provoca grandes caídas de voltaje en el resto del alimentador. Por lo tanto, se cambia un ramal, desde el poste C3P1602 hasta el poste C3P1858, de monofásico a trifásico para una mejor distribución de carga. Al ser este, un ramal primario también será implementado en su totalidad por conductor calibre ACSR 3/0.

También se tiene un extenso circuito monofásico, por la localidad de Santa María de Milán, en dirección a la localidad de San Francisco de Cajas. Se ha planteado reconfigurar a trifásico el tramo entre los postes C3P2263 y C3P2530, para distribuir la carga monofásica de este sector.

- **Cambio del calibre de conductor**

Para el alimentador Cayambe 2, se cambia a conductor ACSR 3/0, el ramal desde el poste C2P702, ubicado en la Av. Colombia y la Vía al Refugio Cayambe, hasta el poste C2P740 ubicado entre la Vía al Refugio Cayambe y la Calle Espejo; ya que hasta este punto, se tiene una disminución considerable de pérdidas técnicas, además permite realizar una mejor coordinación de protecciones en este sector. Aguas abajo, el cambio de conductor no presenta gran beneficio ni en pérdidas técnicas de potencia, ni en caídas de voltaje.

Para el alimentador Cayambe 3, es indispensable un cambio de conductor, al menos en los primeros 2 km de la troncal principal, ya que en condiciones de demanda máxima, los conductores actuales no tienen la capacidad necesaria para transportar el flujo de potencia existente. Los beneficios más considerables se presentan cambiando el conductor desde la Subestación Cayambe hasta el poste C3P2430, en el Centro de la parroquia Tupigachi, entre las calles Víctor Manuel Mantilla y Japón. A partir de este punto, no se refleja muchos cambios referentes a pérdidas de potencia y caídas de voltaje.

El alimentador Cayambe 4 presenta una demanda baja, pero su crecimiento es más acelerado, por lo tanto, se propone el cambio de conductor hasta el primer reconector, ubicado en el poste C4P1174, ubicado en el sector de la calle 13 de Julio. Además, representa beneficios para la coordinación de protecciones de esta zona.

En el alimentador Cayambe 5, se cambia de conductor la troncal principal hasta el poste C5P2575, ubicado por el sector de Santa Rosa de Ayora, vía Olmedo. Aun cuando lo ideal sería cambiar toda la troncal principal para mejorar el perfil de voltaje de este alimentador, los beneficios por disminución de pérdidas técnicas de potencia y energía no son muy considerables y la inversión sería muy costosa ya que se debería cambiar 10 km más de conductor.

- **Banco de capacitores shunt**

La instalación de estos equipos, complementan la regulación de voltaje planteada con el cambio de conductor, además de mejorar el factor de potencia del sistema y disminuir las pérdidas técnicas de potencia y energía.

En el alimentador Cayambe 2, se detectó un bajo factor de potencia (menor a 90%) en el sector de la Avenida Colombia, lo que hace necesario instalar un banco de capacitores de 600 kVAr, mismo que mejora considerablemente el voltaje en las localidades de Yanacocha, Cachiyacu, Comuna Sayaro y alrededores.

En el alimentador Cayambe 3, se instalará tres bancos de capacitores: un trifásico de 300 kVAr en el poste C3P1599, un trifásico de 600 kVAr en el poste C3P1605 y un monofásico de 200 kVAR en el poste C3P2524, principalmente para incrementar el voltaje de servicio en el sector de Cajas (Parroquia Tupigachi) y mejorar el factor de potencia del alimentador. La compensación es mayor debido a que presenta varias cargas industriales importantes en este sector.

En el alimentador Cayambe 5, se sugiere instalar 2 bancos de capacitores trifásicos de 100 kVAr, para el sector de Olmedo Pesillo, uno en el poste C5P2744 y el otro en el poste C5P12243, principalmente con el propósito de mejorar el voltaje en los sectores más alejados.

- **Modificaciones extras**

En el alimentador Cayambe 2, se desconecta el tramo desde el poste C2P4350 al poste C2P4351; y todo el circuito aguas abajo se lo reconecta en el poste C2P6543. Además, se realiza una transferencia de carga del alimentador Cayambe 4 al alimentador Cayambe 1, para lo cual, se abre el circuito en el poste C4P298 ubicado entre las calles Juan Montalvo y Libertad y se cierra el circuito en el poste C1P243, entre las calles Junin y Terán.

#### 4.2.2. Alternativa 2

La alternativa 2, se basará principalmente en colocar reguladores de voltaje y transferir carga, para obtener mejoras en el voltaje de los nodos más alejados del sistema, problema muy crítico en los alimentadores Cayambe 3 y Cayambe 5.

- **Balance de carga**

Como se reconfigura el sistema de manera diferente y se trasfiere cargas diferentes, el balance de fase realizado en la alternativa 1 cambia completamente, en este caso se plantea nuevos cambios. En la Tabla 4.14, se presenta el poste donde se conecta el circuito monofásico, la fase a la cual está conectado y a cual se sugiere cambiar.

**Tabla 4.14.** Cambio de fases de circuitos monofásicos – Alternativa 2

ALIMENTADOR	POSTE	FASE DE CONEXIÓN ACTUAL	FASE DE CONEXIÓN PROPUESTA
CAYAMBE 1	C1P385	B	C
	C1P435	C	B
	C1P288 - C1P289		
	C1P456	C	B
CAYAMBE 2	C2P1281	A	C
	C2P1580	B	C
	C2P780	B	A
	C2P549	A	B
	C2P383	C	B

	C2P1281	C	A
	C2P2014	B	A
	C2P404	B	A
	C2P989	B	C
CAYAMBE 3	C3P4229 - C3P2431	B	A
	C3P1869 - C3P1870	C	A
	C3P1627	C	A
	C3P2430 - C3P2574	B	C
	C3P2068	A	C
	C3P3800	A	B
	C3P3801	C	B
CAYAMBE 4	C4P304	C	B
	C4P694	B	A
	C4P78	C	B
	C4P1475	C	A
CAYAMBE 5	C5P10519	B	A
	C5P11863	B	A
	C5P10179	B	C
	C5C4P6	A	C
	C5P2603	B	A
	C5P10725	C	B

- **Cambio de configuración de monofásicos a trifásicos en tramos de los alimentadores**

En el alimentador Cayambe 3, se plantean dos modificaciones de circuitos monofásicos a trifásicos. El primero entre los postes C3P2263 y C3P4229, cerca de la localidad de Santa María de Milán, en dirección a la localidad de San Francisco de Cajas; y el segundo tramo entre los postes C3P1602 y C3P1869 en el centro de la parroquia Tupigachi, a partir del sector ubicado entre calles Víctor Manuel Mantilla y Japón.

- **Cambio de conductor**

Por el nivel de carga en el alimentador Cayambe 3, es necesario cambiar el conductor a ASCR 3/0, y lo recomendable es cambiar hasta el primer reconector, hasta el poste C3P5116, algo similar a la alternativa 1, pero menor distancia.

En el alimentador 4, se plantea el mismo cambio de conductor descrito en la alternativa 1, es decir, desde la subestación Cayambe hasta el primer reconector en el poste C4P1174, ubicado en el sector de la calle 13 de Julio.

- **Banco de capacitores shunt**

En la alternativa 1, el principal motivo para implementar bancos de capacitores en la red, fue mejorar el voltaje, principalmente en los Alimentadores Cayambe 5 y Cayambe 3. En vista que se tiene planificado instalar equipos reguladores de voltaje, únicamente se conectará en el alimentador Cayambe 3 un banco de capacitores trifásico de 600 kVAR, para mejorar el bajo factor de potencia por las cargas industriales. Este equipo será instalado en el poste C3P2698.

En el alimentador Cayambe 2, al tener únicamente transferencias de carga para mejorar el voltaje en los nodos más alejados, se plantea instalar un banco de capacitores monofásico de 50 kVAR, por la localidad de Pinata, en el poste C2P4350. En este sector al tener un bajo flujo de potencia, se tiene mejorías notables en relación al voltaje, aun con un banco de capacitores pequeño.

- **Reguladores de voltaje**

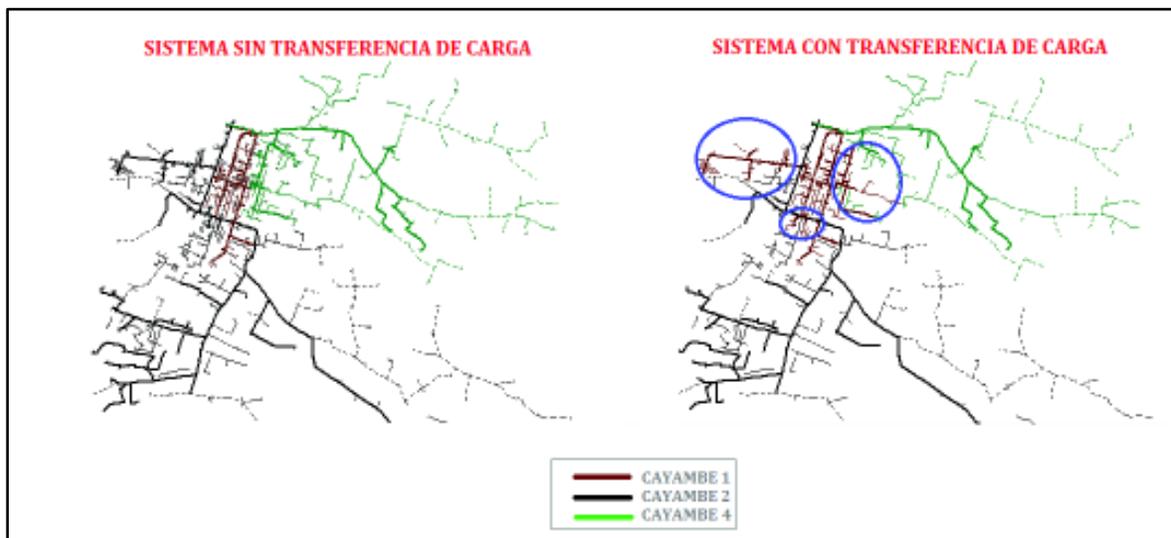
En los alimentadores Cayambe 3 y Cayambe 5, los más extensos de este sistema de distribución, presentan voltajes más bajos a nivel de 13,8 kV, razón por la cual se sugiere instalar un regulador de voltaje para cada uno de estos. En ambos casos se sugiere instalar un regulador de voltaje de 300kVA, para el alimentador Cayambe 3 en el sector centro de la Parroquia Tupigachi en el poste C3P5116, y para el alimentador Cayambe 5 en el sector de Yanahuaicu en el poste C5P2611.

- **Trasferencias de carga**

Como se mencionó a inicios del presente Capítulo, actualmente la única manera de realizar transferencias de carga es entre los propios alimentadores del Subestación Cayambe, ya que la Subestación La Esperanza, se encuentra con un nivel elevado de carga.

El alimentador Cayambe 1, es la mejor opción para transferir carga, por lo tanto se plantea transferir carga desde los alimentadores Cayambe 2 y Cayambe 4.

Las cargas de las localidades de Zigsal Bajo, Borja y Santa Fanny, cargas a los alrededores de las calles Humberto Fierro y Morales, pertenecientes al alimentador Cayambe 2; y las cargas de las localidades de Aranga, Puntachi y Puntachil, pertenecientes al alimentador Cayambe 4; se transfieren al alimentador Cayambe 1, como se indica en la Figura 4.10, donde se puede apreciar el sistema conformado por los alimentadores Cayambe 1, Cayambe 2 y Cayambe 4 antes y después de las transferencias de carga descritas.



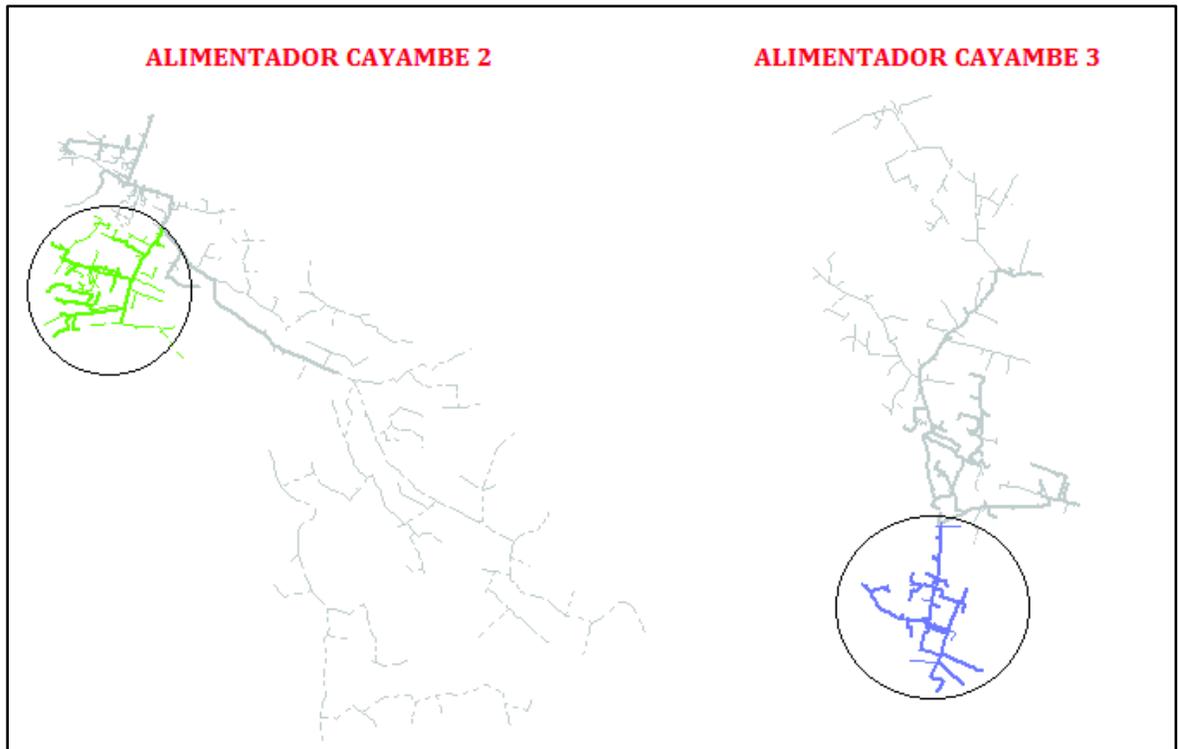
**Figura 4.10.** Transferencias de carga entre alimentadores Cayambe 1, Cayambe 2 y Cayambe 4

### **4.3. Propuesta para el Sistema de Distribución de la Subestación Cananvalle**

Dado que para el año 2020 se plantea el ingreso de la Subestación de Distribución Cananvalle, que será construida con el objetivo de liberar carga de las Subestaciones Cayambe y La Esperanza, se establece la carga que sería recomendable transferir de la Subestación Cayambe a la Subestación Cananvalle.

La Subestación Cananvalle se ubicará entre las subestaciones Cayambe y La Esperanza, tanto geográfica como eléctricamente. Por lo tanto, se facilita la transferencia de carga desde cualquiera de las 2 subestaciones. Lo recomendable será trasferir más carga desde la Subestación La Esperanza, por el nivel de carga en el transformador de potencia que se tienen actualmente.

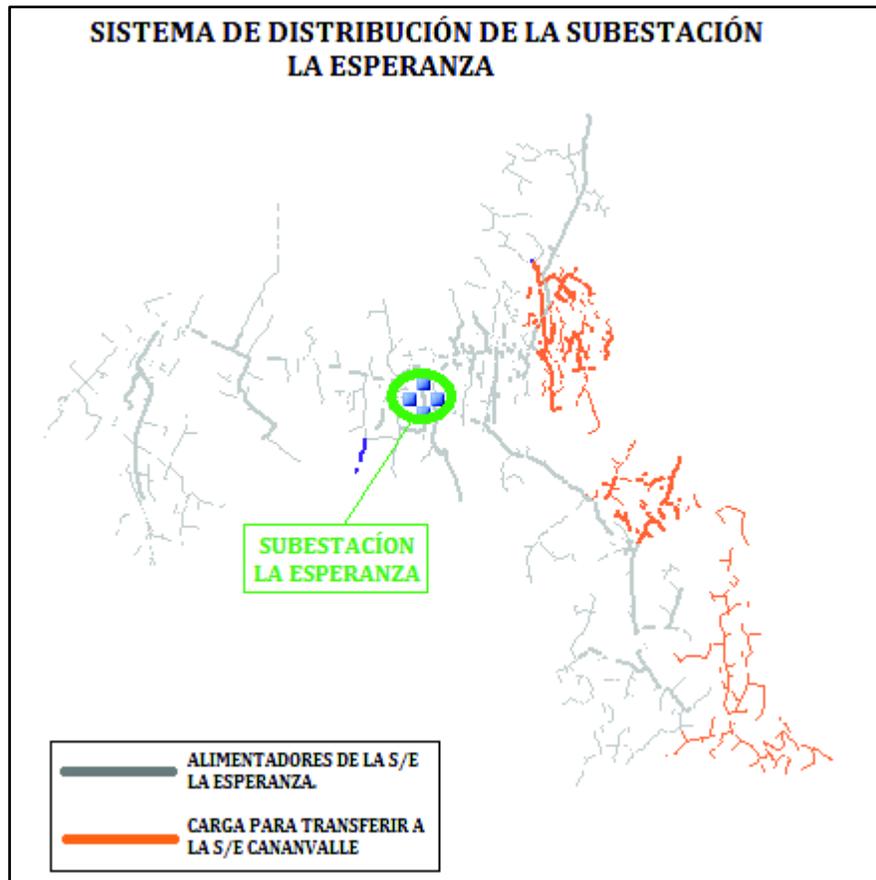
Se sugiere transferir la carga de toda la zona ubicada al sur de la Ciudad de Cayambe, que actualmente se conecta a la red eléctrica mediante el alimentador Cayambe 2. Además, se sugiere transferir el sector industrial, conectado al alimentador Cayambe 3. En la Figura 4.11, se muestra los circuitos planteados para transferirse a la nueva subestación.



**Figura 4.11.** Cargas para transferir a la Nueva Subestación Cananvalle

Se plantea esta alternativa, debido a que las zonas alimentadas por estos circuitos presentan una alta densidad de carga, por lo tanto, al ser transferida, representan un “alivio” considerable a la subestación Cayambe, además la zona industrial se ubica más cerca de la posición que tendría la nueva subestación Cananvalle, mejorando considerablemente el voltaje de servicio en este sector.

Para la Subestación La Esperanza, se plantea realizar las transferencias de carga mostradas en la Figura 4.12.



**Figura 4.12.** Transferencias de carga desde la Subestación La Esperanza

Estas trasferencias de carga se plantean, considerando los sectores con mayor densidad de carga, y donde se tenga un mayor crecimiento poblacional. Además, se tomó en cuenta mejorar el centro de carga de la Subestación La Esperanza y obtener un centro de carga cercano a la ubicación de la Subestación Cananvalle, misma que si bien aún no está en construcción, ya se tiene designado un lugar específico.

#### **4.3.1. Centro de Carga de las Subestaciones La Esperanza, Cayambe y Cananvalle**

Debido a las trasferencias de carga que se realizará a la subestación Cananvalle, es prudente analizar el centro de carga de las Subestaciones Cayambe, La Esperanza y Cananvalle para determinar en efecto que tiene las trasferencias de carga planteadas. Para determinar el centro de carga, se emplea las ecuaciones 4.5 y 4.6, descritas a continuación y que brindan las coordenada en X y Y, según la referencia que se haya escogido.

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n (\text{Demanda en el eje } X * \text{distancia en } X)}{\text{Demanda total}}$$

**Ecuación 4.5.**Coordenada en X

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n (\text{Demanda en el eje } Y * \text{distancia en } Y)}{\text{Demanda total}}$$

**Ecuación 4.6.**Coordenada en Y

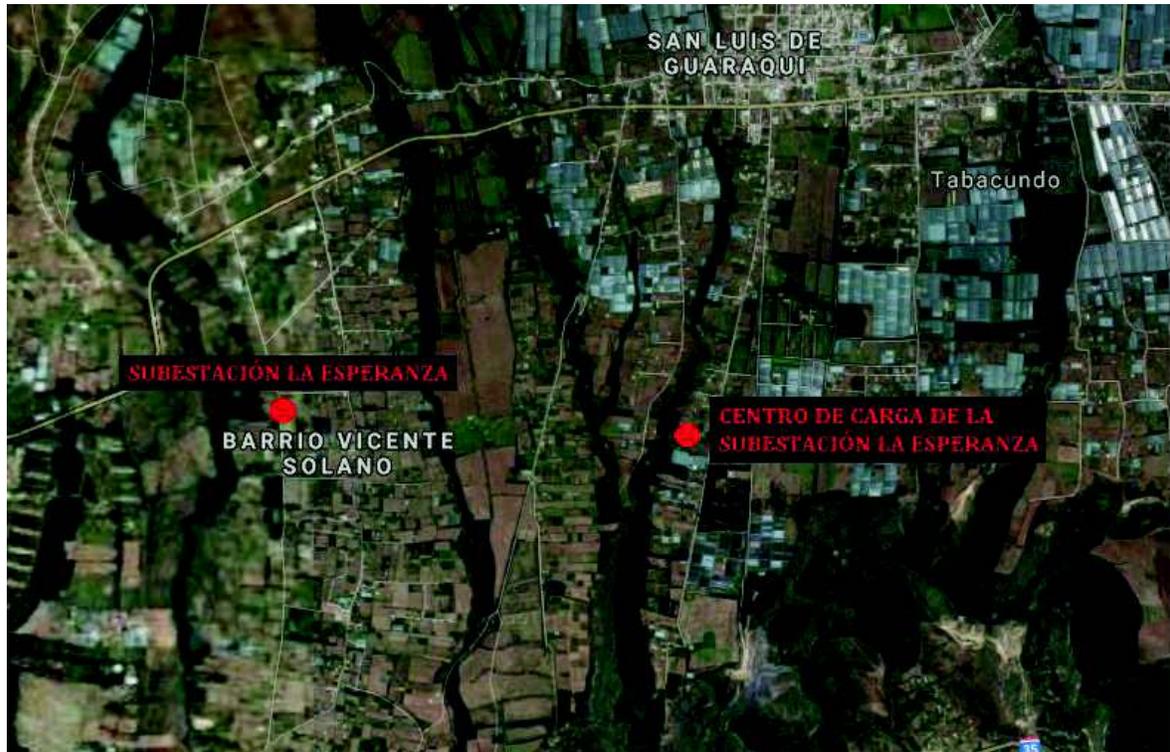
- **Situación actual**

Debido a la poca planificación del sistema de distribución de estos sectores (Cayambe, Tabacundo, Tupigachi, Cangahua, etc.), no se ha podido llevar un control de las cargas que toma cada subestación, por lo que su ubicación geográfica tiende a alejarse del lugar óptimo (centro de carga).

En la Figura 4.13 y Figura 4.14, se muestra la ubicación actual de la subestaciones Cayambe y La Esperanza y su centro de carga, mientras que en la Tabla 4.15 se detalla las coordenadas de estas subestaciones, y la distancia que las separa del centro de carga. Esta información fue proporcionada por EMELNORTE.



**Figura 4.13.** Ubicación actual y centro de carga de la Subestación Cayambe



**Figura 4.14.** Ubicación actual y centro de carga de la Subestación La Esperanza

**Tabla 4.15.** Ubicación de subestaciones y centros de carga

S/E	REREFERENCIA DE LA S/E	COORDENADA X	COORDENADA Y	DISTANCIA [m]
Cayambe	Ubicación	817648.78	10005550.71	525
	Centro de carga	817696.51	10006041.21	
La Esperanza	Ubicación actual	806510.59	10003165.49	2 430
	Centro de carga	808891.85	10002986.89	

Como se puede observar, la ubicación de la subestación La Esperanza no es muy buena, mientras que la subestación Cayambe se encuentra mejor ubicada, considerando el área total de abarcan sus alimentadores. Reubicarlas implicaría costos muy elevados sin obtener beneficios que compense una inversión de tal magnitud. Por lo tanto, y considerando la construcción de la nueva Subestación de distribución Cananvalle, se plantea transferir carga de tal manera que el centro de carga se aproxime más especialmente para la Subestación La Esperanza.

- **Transferencias de carga a la Subestación Cananvalle**

Con las transferencias de carga planteadas en el punto 4.3.1. se calcula el centro de carga para las 3 subestaciones de distribución: La Esperanza, Cananvalle y Cayambe.

En la Figura 4.15, Figura 4.16 y Figura 4.17, se muestra la nueva ubicación del centro de carga de cada subestación y en la Tabla 4.16, la distancia entre este punto y la ubicación actual de cada subestación. Cabe recalcar, que aun cuando la subestación Cananvalle aún se encuentra en etapa de estudios, el terreno ya fue comprado, por lo que esta subestación tampoco se la podría ubicar exactamente en su centro de carga. Además, la geografía de este sector dificulta mucho transferir carga lo que brindaría una mejor localización del centro de carga, siendo la idea principal ocupar los circuitos existentes y minimizar la necesidad de crear nuevas redes innecesarias que solo impliquen mayores gastos para la EMELNORTE.



**Figura 4.15.** Nuevo centro de carga de la Subestación Cayambe



Figura 4.16. Nuevo centro de carga de la Subestación La Esperanza



Figura 4.17. Centro de carga de la Subestación Cananvalle

**Tabla 4.16.** Coordenadas de las nuevas ubicaciones del centro de carga de las subestaciones La Esperanza, Cananvalle y Cayambe

S/E	RREFERENCIA DE LA S/E	COORDENADA X	COORDENADA Y	DISTANCIA [m]
Cayambe	Ubicación	817648.78	10005550.71	950
	Centro de carga	818162.73	10006382.16	
La Esperanza	Ubicación actual	806510.59	10003165.49	925
	Centro de carga	805616.11	10003110.80	
Cananvalle	Ubicación establecida	813018.23	10003577.56	1 300
	Centro de carga	814274.67	10003089.64	

Como se puede observar en la Figura 4.15, Figura 4.16, Figura 4.17. y Tabla 4.16, aun cuando no se tiene una coincidencia del 100% entre la ubicación real de la subestación y su centro de carga, con las trasferencias que se han planteado, se tiene un error alrededor de 1km entre la subestación y su centro de carga, diferencia que es aceptable, considerando el área total que abarca cada subestación y las restricciones mencionadas (geografía del terreno y que ya se ha definido la ubicación de la Subestación Cananvalle).

#### **4.4. Operación del Sistema de Distribución de la Subestación Cayambe**

Una vez establecida la demanda futura para las zonas pertenecientes al sistema de distribución de la Subestación Cayambe, se vuelve a realizar flujos de potencia con el fin de determinar las condiciones de operación en los próximos 3 años. Además, se realiza flujos de potencia con la demanda actual y las modificaciones planteadas, con el fin de determinar el comportamiento del sistema de distribución actual ante tales cambios.

#### 4.4.1. Condiciones de Operación para el Año 2020

Una vez determinada la carga que se transferirá desde el sistema de distribución de la Subestación Cayambe hacia Cananvalle, se establece las condiciones futuras de operación de los 5 alimentadores primarios, objeto del presente estudio.

- **Voltaje**

El voltaje, sigue siendo uno de los parámetros que más se debe controlar en este sistema, principalmente por la longitud de sus alimentadores. En la Tabla 4.17, se muestra los voltajes mínimos para los 5 alimentadores de la Subestación Cayambe. En el Anexo IV se detalla los voltajes mínimos tanto de fase como de línea, en valores reales y p.u.

**Tabla 4.17.** Mínimos voltajes por alimentador para el año 2020

	ALIMENTADOR	PARÁMETRO	MÍNIMOS VOLTAJES		
			FASE A	FASE B	FASE C
ALTERNATIVA 1	CAYAMBE 1	Voltaje mínimo [p.u.]	0,983	0,99	0.984
		Caída de Voltaje [%]	1,72%	0,97%	1.60%
	CAYAMBE 2	Voltaje mínimo [p.u.]	0,97	0,955	0.966
		Caída de Voltaje [%]	3,11%	4,49%	3.36%
	CAYAMBE 3	Voltaje mínimo [p.u.]	0,922	0,935	0.941
		Caída de Voltaje [%]	7,75%	6,49%	5.87%
	CAYAMBE 4	Voltaje mínimo [p.u.]	0,994	0,983	0.973
		Caída de Voltaje [%]	0,60%	1,72%	2.73%
	CAYAMBE 5	Voltaje mínimo [p.u.]	0,926	0,935	0.944
		Caída de Voltaje [%]	7,37%	6,49%	5.62%
ALTERNATIVA 2	CAYAMBE 1	Voltaje mínimo [p.u.]	0,988	0,99	0.992
		Caída de Voltaje [%]	1,22%	0,97%	0.85%
	CAYAMBE 2	Voltaje mínimo [p.u.]	0,969	0,96	0.984
		Caída de Voltaje [%]	3,11%	3,98%	1.60%
	CAYAMBE 3	Voltaje mínimo [p.u.]	0,97	0,969	0.959
		Caída de Voltaje [%]	2,98%	3,11%	4.11%
	CAYAMBE 4	Voltaje mínimo [p.u.]	0,985	0,993	0.984
		Caída de Voltaje [%]	1,47%	0,72%	1.60%
	CAYAMBE 5	Voltaje mínimo [p.u.]	0,972	0,954	0.936
		Caída de Voltaje [%]	2,85%	4,61%	6.37%

De acuerdo a los resultados mostrados en la Tabla 4.17, los cambios planteados en la red, además de la influencia de las subestaciones Cajas (para mejorar el nivel de voltaje en la barra de 13,8 kV) y Cananvalle (aliviar carga de los alimentadores primarios), permiten que el voltaje en las zonas más alejadas de este sistema de distribución se mantengan dentro de un rango aceptable y cumpliendo con lo estipulado en la regulación No. CONELEC 004/01.

Ante las modificaciones planteadas para la alternativa 1, los voltajes más críticos se presentan en los alimentadores Cayambe 3 y Cayambe 5, pero se mantienen dentro del rango permitido, además, reflejan una mejoría notoria en relación a las condiciones de operación actual de estos alimentadores.

Para la alternativa 2, al igual que para en caso anterior, los alimentadores Cayambe 3 y Cayambe 5 presentan los voltajes mínimos del sistema. Cabe recalcar, que estos voltajes únicamente se presentan en un pequeño tramo del alimentador (antes del regulador de voltaje), los voltajes en los sectores más alejados de la Subestación Cayambe mantienen voltajes superiores al 0,97 p.u., principalmente por los reguladores de voltaje instalados.

- **Cargabilidad de conductores**

El cambio en conductores y las pequeñas transferencias de carga entre los propios alimentadores de la Subestación Cayambe, permitieron tener un mayor rango para soportar incrementos de demanda y transferencias de carga. En la Tabla 4.18, se muestra la carga de los conductores para el año 2020, ante el crecimiento de la demanda.

**Tabla 4.18.** Máxima cargabilidad de conductores para el año 2020

	<b>ALIMENTADOR</b>	<b>CALIBRE DE CONDUCTOR</b>	<b>CARGABILIDAD MÁXIMA</b>
<b>ALTERNATIVA 1</b>	Cayambe 1	ACSR 4/0	47%
	Cayambe 2	ACSR 3/0	44%
	Cayambe 3	ACSR 3/0	65%
	Cayambe 4	ACSR 3/0	28%
	Cayambe 5	ACSR 3/0	55%
<b>ALTERNATIVA 2</b>	Cayambe 1	ACSR 4/0	65%
	Cayambe 2	ACSR 3/0	37%
	Cayambe 3	ACSR 3/0	51%
	Cayambe 4	ACSR 3/0	21%
	Cayambe 5	ACSR 1/0	76%

Para la alternativa 1, se puede apreciar que la máxima cargabilidad de los alimentadores Cayambe 1, Cayambe 4 y Cayambe 5 se incrementó, precisamente por la demanda futura proyectada para este sector, mientras que para el alimentador Cayambe 2 disminuyó y para el Cayambe 3 se mantuvo prácticamente igual, esto debido a la transferencia de carga a la subestación Cananvalle.

Para la alternativa 2, se nota un comportamiento algo similar. Nótese que, el alimentador Cayambe 1 incrementa aún más su cargabilidad ya que por las transferencias de carga realizadas, abarca sectores con mayor crecimiento poblacional.

El caso más crítico se presenta en el alimentador Cayambe 5 para la alternativa 2, ya que no se ha transferido carga y el calibre de conductor no se ha cambiado. Pero, aun así, el nivel de carga es tolerable considerando que las transferencias a este alimentador son limitadas por su ubicación y recorrido.

- **Factor de potencia**

En la Tabla 4.19, se muestra el factor de potencia a la salida de la Subestación y en el nodo más crítico de cada alimentador considerando las modificaciones planteadas a la red de medio voltaje. Para la alterativa 1, se puede observar un incremento considerable en el factor de potencia, especialmente en los alimentadores Cayambe 2, Cayambe 3 y Cayambe 5. Esto se debe a incremento de potencia reactiva en la red, por la incorporación de banco de capacitores.

Para la alternativa 2, el factor de potencia se mantiene similar a la condición actual del sistema, pero aun así, se cumple con la Regulación No. CONELEC 004/01, tanto en la subestación como en el nodo con menor factor de potencia.

**Tabla 4.19.** Mínimos factores de potencia en alimentadores primarios

	<b>ALIMENTADOR</b>	<b>FACTOR DE POTENCIA TOTAL [%]</b>	<b>MÍNIMO FACTOR DE POTENCIA [%]</b>
<b>ALTERNATIVA 1</b>	Cayambe 1	96,5	93,72
	Cayambe 2	98,3	92,57
	Cayambe 3	99,1	92,69
	Cayambe 4	96,5	95,34
	Cayambe 5	98,3	92,54
<b>ALTERNATIVA 2</b>	Cayambe 1	96,4	92,96
	Cayambe 2	95,3	92,01
	Cayambe 3	94,5	90,54
	Cayambe 4	97,4	95,12
	Cayambe 5	96,8	92,7

- **Pérdidas técnicas de potencia**

El incremento de demanda y por ende aumento de corriente en los conductores, incrementará las pérdidas técnicas de potencia y energía en los conductores. En la Tabla 4.20, se muestra los nuevos porcentajes de pérdidas de potencia en cada alimentador de la Subestación Cayambe.

**Tabla 4.20.** Porcentaje de pérdidas para el año 2020

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>ALTERNATIVA 1 [%]</b>	<b>ALTERNATIVA 2 [%]</b>
Cayambe 1	2,62	2,09
Cayambe 2	4,50	4,3
Cayambe 3	9,80	13,7
Cayambe 4	2,60	2,18
Cayambe 5	5	6,30

Como se puede observar, el porcentaje de pérdidas técnicas de potencia ha disminuido y se mantiene dentro de un rango más tolerable que el actual, principalmente en la alternativa 1, ya que en esta se prioriza el cambio de conductor. El único alimentador con un porcentaje de pérdidas elevado es el Cayambe 3, pero se nota una mejoría respecto a los porcentajes que se tenía inicialmente, además considerando que la demanda se ha incrementado.

#### 4.4.2. Condiciones Actuales de Operación con Modificaciones Planteadas

Con los cambios planteados a la red, se a realizar flujos de carga para determinar las nuevas condiciones de operación de los 5 alimentadores de la Subestación Cayambe.

- **Voltajes**

En la Tabla 4.21, se detalla los mínimos voltajes en los alimentadores primarios de la Subestación Cayambe, con las modificaciones planteadas a la red. En el Anexo IV se detalla los voltajes mínimos tanto de fase como de línea, en valores reales y p.u.

**Tabla 4.21.** Mínimos Voltajes por alimentador en condiciones actuales

	ALIMENTADOR	PARÁMETRO	FASE		
			FASE A	FASE B	FASE C
ALTERNATIVA 1	CAYAMBE 1	Voltaje mínimo [p.u.]	0,964	0,961	0,983
		Caída de Voltaje [%]	3,61%	3,86%	1,72%
	CAYAMBE 2	Voltaje mínimo [p.u.]	0,969	0,955	0,966
		Caída de Voltaje [%]	3,11%	4,49%	3,36%
	CAYAMBE 3	Voltaje mínimo [p.u.]	0,938	0,946	0,935
		Caída de Voltaje [%]	6,24%	5,36%	6,49%
	CAYAMBE 4	Voltaje mínimo [p.u.]	0,997	0,99	0,985
		Caída de Voltaje [%]	0,34%	0,97%	1,47%
	CAYAMBE 5	Voltaje mínimo [p.u.]	0,944	0,948	0,956
		Caída de Voltaje [%]	5,62%	5,24%	4,36%
ALTERNATIVA 2	CAYAMBE 1	Voltaje mínimo [p.u.]	0,99	0,992	0,993
		Caída de Voltaje [%]	0,97%	0,85%	0,72%
	CAYAMBE 2	Voltaje mínimo [p.u.]	0,959	0,956	0,978
		Caída de Voltaje [%]	4,11%	4,36%	2,23%
	CAYAMBE 3	Voltaje mínimo [p.u.]	0,945	0,972	0,959
		Caída de Voltaje [%]	5,49%	2,85%	4,11%
	CAYAMBE 4	Voltaje mínimo [p.u.]	0,995	0,998	0,994
		Caída de Voltaje [%]	0,47%	0,22%	0,60%
	CAYAMBE 5	Voltaje mínimo [p.u.]	0,944	0,948	0,956
		Caída de Voltaje [%]	5,62%	5,24%	4,36%

El alimentador con mayor caída de voltaje sigue siendo el Cayambe 3, pero ya se tiene una mejor regulación, ya que la variación respecto al voltaje nominal del sistema es de 6,2% para la alternativa 1, y 5,5% para la alternativa 2, cumpliendo así, lo especificado por la Regulación No. CONELEC 004/01.

- **Cargabilidad de conductores**

En la actualidad, únicamente el alimentador Cayambe 3 presenta un problema crítico en la cargabilidad de los conductores, en el resto de alimentadores de la Subestación Cayambe, se tiene un nivel adecuado. En la Tabla 4.22, se muestra los nuevos valores de cargabilidad, con las modificaciones planteadas, mismos que mejorarán principalmente para la Alternativa 1 por el cambio de conductor planteado.

**Tabla 4.22.** Máxima cargabilidad de conductores ante modificaciones planteadas al sistema

	<b>ALIMENTADOR</b>	<b>CALIBRE DE CONDUCTOR</b>	<b>CARGABILIDAD MÁXIMA</b>
<b>ALTERNATIVA 1</b>	Cayambe 1	ACSR 4/0	41%
	Cayambe 2	ACSR 3/0	58%
	Cayambe 3	ACSR 3/0	64%
	Cayambe 4	ACSR 3/0	17%
	Cayambe 5	ACSR 3/0	43%
<b>ALTERNATIVA 2</b>	Cayambe 1	ACSR 4/0	48%
	Cayambe 2	ACSR 3/0	51%
	Cayambe 3	ACSR 3/0	57%
	Cayambe 4	ACSR 3/0	10%
	Cayambe 5	ACSR 1/0	61%

Como se puede apreciar en la Tabla 4.22, la cargabilidad de alimentador Cayambe 3, ha disminuido considerablemente, y se encuentra en un rango aceptable para soportar el crecimiento de demanda o transferencias de carga. En los alimentadores Cayambe 2, Cayambe 4 y Cayambe 5, también se disminuyó su nivel de carga, principalmente en el Cayambe 4, lo cual presenta una gran ventaja, debido al gran crecimiento poblacional que está teniendo el sector conectado a este alimentador. Únicamente, para el alimentador

Cayambe 1, aumento el nivel de carga, pero aun así, no supera el 50%, dejando un margen muy amplio para el crecimiento de carga y trasferencias futuras.

- **Factor de potencia**

En vista que el incremento de demanda principalmente es por clientes residenciales, y dadas las características de este tipo de clientes, no se tiene cambios significativos a los resultados mostrados en la Tabla 4.19, referente al factor de potencia.

Los únicos clientes que podría alterar de manera significativa el flujo de potencia reactiva son los clientes industriales, pero como se había mencionado, el incremento de este tipo de clientes no es muy elevado actualmente.

- **Pérdidas de potencia en demanda máxima**

Las readecuaciones planteadas en los alimentadores de la Subestación Cayambe permiten que las pérdidas técnicas de potencia y energía disminuyan, bajando el costo de operación del sistema y beneficiando económicamente a EMELNORTE. En la Tabla 4.23, se muestra las pérdidas en demanda máxima actuales y las que se tendría implementando los cambios sugeridos.

**Tabla 4.23.** Mínimos factores de potencia en alimentadores primarios con las modificaciones planteadas al sistema

ALIMENTADOR	PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA EN DEMANDA MÁXIMA - SISTEMA ACTUAL [kW]	PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA EN DEMANDA MÁXIMA - SISTEMA RECONFIGURADO [kW]	
		ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2
Cayambe 1	65,32	84,22	119,3
Cayambe 2	239,39	207,06	179,46
Cayambe 3	542,02	401,02	514,45
Cayambe 4	72,16	28,55	18,74
Cayambe 5	166,4	115,6	165,03
TOTAL	1 085,29	836,45	843.98

Como se puede apreciar, considerando todo el sistema de distribución de la Subestación Cayambe, tanto la alternativa 1 como la alternativa 2 disminuyen las pérdidas técnicas de potencia y energía.

La alternativa 1, como se basa principalmente en el cambio de conductor, presenta un mayor beneficio en cuanto a pérdidas de potencia y energía, mientras que para la alternativa 2, el beneficio es menor, por los dos reguladores de voltaje instalados.

- **Comentario General**

De acuerdo a los resultados obtenidos, para las condiciones de operación actual y futura del sistema de distribución de la Subestación Cayambe, los cambios planteados, tanto para la alternativa 1 como para la 2, y la implementación de las Subestaciones Cajas y Cananvalle, brindan mejores condiciones de operación referente al voltaje de servicio, cargabilidad de conductores, factor de potencia y disminuye las pérdidas técnicas de potencia y energía.

Aun cuando el problema más crítico es el voltaje, buscar una solución conllevó a mejorar el resto de parámetros analizados en el presente estudio, dando una mejora global notable, no solo a este sistema de distribución, sino también al sistema de la Subestación La Esperanza, haciendo referencia al nivel de carga del transformador y el centro de carga de la subestación, debido a las transferencias planteada para la Subestación Cananvalle.

## CAPÍTULO 5

### ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

Después de haber analizado varias configuraciones realizadas al sistema de distribución de la Subestación Cayambe, para mejorar las condiciones de operación actuales y futuras, se determinaron las mejores alternativas, mismas que se han descrito en el Capítulo 4.

Tanto la alternativa 1 como la 2, brindan varios beneficios referentes a voltaje, cargabilidad de conductores, factor de potencia y pérdidas técnicas de potencia y energía. Aun cuando no se obtienen las mismas mejoras en los 4 parámetros indicados, a nivel de sistema; tanto la alternativa 1 como la alternativa 2 son técnicamente viables.

Pero, cada una de las alternativas implica una inversión y beneficios diferentes, mismos que serán analizados para determinar que alternativa es económicamente viable y/o brinda mejores beneficios.

#### 5.1. Vialidad del proyecto

Para determinar si un proyecto es viable o no, se realiza una evaluación mediante indicadores financieros, entre los cuales se tiene:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Tasa Única de Retorno (TUR)
- Relación: Beneficio/Costo (B/C)

La vialidad del presente proyecto, se analizará utilizando 3 indicadores financieros: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación: Beneficio/Costo.

- **Valor Actual Neto**

Este indicador representa el equivalente, en el presente, de flujo de fondos neto [28]. Para determinar su valor se utiliza la ecuación 5.1.

$$VAN = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \frac{F_3}{(1+d)^3} + \dots + \frac{F_n}{(1+d)^n}$$

**Ecuación 5.1. Valor Actual Neto [28]**

Donde:

*VAN: Valor Actual Neto [USD]*

*d: Tasa de descuento*

*F: Flujo de fondos en cada periodo (0,1,2,3, ... n.)*

*n: Número de periodos de análisis*

El flujo de fondos en cada periodo viene dado por la deferencia entre costos y beneficios de dicho periodo.

- **Tasa Interna de Retorno**

Este indicador, el cual se representa porcentualmente, muestra la máxima rentabilidad que se puede obtener con el proyecto. Para determinar este valor, se utiliza la ecuación 5.1; pero en este caso, se tiene como incógnita la tasa de descuento “d” para dar solución a la ecuación VAN=0 [28].

- **Relación Beneficio/Costo**

Este indicador financiero es un equivalente al VAN [28], el cual se determina mediante el cociente entre el valor actual de los beneficios y el valor actual de los costos de inversión del proyecto, como se muestra en la ecuación 5.2. Para obtener el valor presente, tanto de costos como de beneficios, se utiliza la ecuación 5.1.

$$B/C = \frac{V_{P-B}}{V_{P-C}}$$

**Ecuación 5.2. Relación beneficio/costo [22]**

Donde:

$B/C$ : Relación beneficio/costo

$V_{P-B}$ : Valor presente de los beneficios [USD]

$V_{P-C}$ : Valor presente de los costos de inversión [USD]

Una vez obtenido el valor de los 3 indicadores financieros, se analiza si el proyecto es viable o no, según la Tabla 5.1.

**Tabla 5.1.** Viabilidad de Proyectos

<b>VIABILIDAD</b>	<b>VAN</b>	<b>TIR</b>	<b>RELACIÓN B/C</b>
Proyecto No Viable	$VAN < 0$	$TIR < d$	$B/C < 1$
Proyecto Indiferente	$VAN = 0$	$TIR = d$	$B/C = 1$
Proyecto Viable	$VAN > 0$	$TIR > d$	$B/C = 1$

## 5.2. Costo de Inversión

Las reconfiguraciones planteadas en cada alternativa, representan un costo para la empresa, por materiales, equipos que se deben adquirir, mano de obra, transporte, etc.

Los costos referentes a cambios de conductores, cambio de circuitos monofásicos a trifásicos, implementación de nuevas redes, etc. fueron proporcionados por EMELNORTE. Dentro de estos costos se incluyen materiales, mano de obra y transporte.

Costos de equipos como reguladores de voltaje y bancos de capacitores, no maneja directamente la empresa, por lo tanto, la cotización de estos equipos se la adquirió a través de empresas distribuidoras de materiales y equipos eléctricos.

En la Tabla 5.2, se muestra el costo de inversión de cada alternativa planteada, y en el Anexo VII, se muestra a detalle los materiales y equipos con sus respectivos precios.

**Tabla 5.2.** Costos de inversión para la alternativa 1 y 2

ALTERNATIVA	MODIFICACIONES Y EQUIPOS	COSTO [USD]	COSTO TOTAL [USD]
ALTERNATIVA 1	Cambios en la Red	165 929,01	179 348,85
	Banco de capacitores	13 419,84	
	Reguladores de voltaje	0	
ALTERNATIVA 2	Cambios en la Red	93 487,61	178 369,69
	Banco de capacitores	4 882,08	
	Reguladores de voltaje	80 000	

### 5.3. Beneficios Económicos

Además de mejorar la calidad del servicio eléctrico y las condiciones de operación del sistema, uno de los objetivos principales fue disminuir las pérdidas técnicas de potencia y energía, ya que esto implica beneficios económicos directos para EMELNORTE y que compensan el costo de inversión necesario para implementar cada modificación planteada.

Tanto las pérdidas de potencia como de energía generan costos para la empresa, mismos que dependen de todo el sistema eléctrico en conjunto (SEP y SED). El costo total por pérdidas técnicas puede ser evaluado mediante la ecuación 5.3. [17].

$$C_{perd-T} = C_{pp-T} + C_{PE-T}$$

**Ecuación 5.3.** Costo total por pérdidas técnicas en sistemas eléctricos

Donde:

$P_{perd-T}$ : Costo total de pérdidas técnicas (USD)

$P_{pp-T}$ : Costo de pérdidas de potencia en un periodo  $T$  (USD)

$C_{PE-T}$ : Costo de pérdidas técnicas de energía en un periodo  $T$  (USD)

El beneficio económico viene dado por la diferencia entre el costo por pérdidas técnicas de potencia y energía antes y después de implementar las modificaciones planteadas.

### 5.3.1. Costos por Pérdidas Técnicas de Potencia

Para determinar el costo por pérdidas de potencia, se utiliza la Formula 5.4, misma que puede ser utilizada según el periodo de conveniencia (mensual, anual, etc.).

$$C_{PP-año} = C_{P-sist} * P_{P-año}$$

**Ecuación 5.4.** Costo de pérdidas técnicas anuales de potencia [21]

Donde:

*C<sub>PP-año</sub>*: Costo por pérdidas de potencia al año (USD)

*C<sub>P-sist</sub>*: Costo de potencia por etapa funcional (USD/kW)

*P<sub>P-año</sub>*: Pérdidas técnicas de potencia por etapa funcional anual (kW)

El costo de potencia por etapa funcional, se lo obtiene utilizando la ecuación 5.5.

$$C_{P-sist} = PRG_p + TT_p + Peaje$$

**Ecuación 5.5.** Costo de potencia por etapa funcional [21]

Donde:

*PRG<sub>p</sub>*: Precio referencial de generación componente en potencia anual

*TT<sub>p</sub>*: Tarifa de transmisión componente de potencia anual

*Peaje*: Peaje por etapa funcional

Los costos por etapa funcional se los obtienen del documento “ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA”, emitido por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). En la Tabla 5.3, se muestran los costos actuales de cada componente.

**Tabla 5.3.** Costos por etapa funcional establecidos por el ARCONEL

<b>COMPONENTE</b>	<b>COSTO ANUAL</b>		
Precio unitario de potencia para remuneración	71,38 (USD/kW)		
Tarifa de transmisión	32,25 (USD/kW)		
Peaje	<b>ETAPA FUNCIONAL</b>		<b>COSTO ANUAL (UDS/kW)</b>
	SUBTRANSMISIÓN	Líneas	12,6
		Subestación	50,76
	DISTRIBUCIÓN	Alimentadores	99,24
		Transformadores	133,44
		Red Secundaria	181,1

Cabe mencionar que los peajes son propios de la empresa EMELNORTE ya que estos precios son diferentes para cada empresa distribuidora, además los costos de peajes se encuentran en (USD/kW-mes), por lo que el valor de peaje indicado en el documento del ARCONEL, se multiplica por 12, para obtener el costo de peaje anual.

Los cambios planteados para el sistema de distribución, se centran en los alimentadores primarios, por lo tanto el valor de peaje anual que se considerará será de 99.24 USD/kW-año. En la Tabla 5.4, se detalla la variación de pérdidas técnicas de potencia en el sistema, actualmente y con la implementación de cada alternativa, mientras que en la Tabla 5.5, se puede mostrar el ahorro en costos que se obtiene disminuyendo estas pérdidas.

**Tabla 5.4.** Disminución de pérdidas técnicas de potencia

<b>ALIMENTADOR</b>	<b>PÉRDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA [kW]</b>		
	<b>C. INICIALES</b>	<b>ALTERNATIVA 1</b>	<b>ALTERNATIVA 2</b>
CAYAMBE 1	10,9	19,24	25,06
CAYAMBE 2	107,25	78,18	70,52
CAYAMBE 3	340,65	182,72	317
CAYAMBE 4	23,06	5,44	1,29
CAYAMBE 5	108,27	74,48	100,57
TOTAL	590,13	360,06	514,44
DISMINUCIÓN		230,07	75,69

**Tabla 5.5.** Beneficio económico por disminución de pérdidas técnicas de potencia

COSTO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA [USD/kW-año]		DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA [kW]		BENEFICIO ANUAL [\$]	
PRGp	71,38	Alternativa 1	230,07	Alternativa 1	46 674,30
TTP	32,25				
Peaje	99,24	Alternativa 2	75,69	Alternativa 2	15 355,23
TOTAL	202,87				

### 5.3.2. Costos por Pérdidas Técnicas de Energía

Para determinar el costo de pérdidas técnicas de energía, se hace uso de la ecuación 5.6, la cual también depende del periodo de tiempo que se necesite calcular (mensual, anual, etc.).

$$C_{PE-año} = C_E * P_{E-año}$$

**Ecuación 5.6.** Costo por pérdidas técnicas de energía eléctrica

Donde:

$C_E$ : Costo de la energía (USD/kWh)

$P_E$ : Pérdidas técnicas de energía (kWh)

Actualmente, el costo de la energía para EMELNORTE, es de 0,0404 USD. Con este valor, y la disminución de pérdidas técnicas de energía en los alimentadores de la Subestación Cayambe por las reconfiguraciones planteadas, se calcula el beneficio económico anual que obtiene la empresa. En la Tabla 5.6 se muestra los resultados obtenidos.

**Tabla 5.6.** Beneficio económico por disminución de pérdidas técnicas de energía

DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA [kWh/año]		COSTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA USD/kWh	BENEFICIO ANUAL (USD)	
Alternativa 1	819 828,02	0.0404	Alternativa 1	33 121,05
Alternativa 2	267 715,71		Alternativa 2	10 815,72

### 5.3.3. Beneficio Anual por Disminución de Pérdidas Técnicas de Potencia y Energía

Una vez obtenido el beneficio económico por disminución de pérdidas técnicas de potencia y de energía, se suma estos valores para obtener el beneficio anual total, como se muestra en la Tabla 5.7.

**Tabla 5.7.** Beneficio económico anual por disminución de pérdida técnicas de potencia y energía

ALTERNATIVA	BENEFICIO POR PÉRDIDAS TÉCNICAS		BENEFICIO TOTAL [USD/AÑO]
	POTENCIA [USD]	ENERGÍA [USD]	
Alternativa 1	46 674,30	33 121,05	79 795,35
Alternativa 2	15 355,23	10 815,72	26 170,95

### 5.4. Análisis de Alternativas con Indicadores Financieros

Se considera a la inversión como un gasto neto al inicio del proyecto. Los beneficios económicos obtenidos son referenciales a la fecha actual y se los toma como anualidades para los próximos 5 años, con una tasa de descuento del 12%.

Por lo tanto, se tiene un diagrama de flujo de fondos para cada alternativa como se muestra en la Figura 5.1.



**Figura 5.1.** Esquema del diagrama de flujo de fondos

#### 5.4.1. Valor Actual Neto (VAN)

Aplicando la ecuación 5.1, el VAN para cada alternativa es el siguiente:

- **Alternativa 1**

$$VAN_1 = -179\,348,85 + \frac{79\,795,35}{(1 + 0,12)^1} + \frac{79\,795,35}{(1 + 0,12)^2} + \frac{79\,795,35}{(1 + 0,12)^3} + \frac{79\,795,35}{(1 + 0,12)^4} + \frac{79\,795,35}{(1 + 0,12)^5}$$

$$VAN_1 = 108\,296,53 \text{ [USD]}$$

- **Alternativa 2**

$$VAN_2 = -178\,369,69 + \frac{26\,170,95}{(1 + 0,12)^1} + \frac{26\,170,95}{(1 + 0,12)^2} + \frac{26\,170,95}{(1 + 0,12)^3} + \frac{26\,170,95}{(1 + 0,12)^4} + \frac{26\,170,95}{(1 + 0,12)^5}$$

$$VAN_2 = -84\,029,27$$

### 5.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Como se había mencionado anteriormente, para encontrar la TIR, se evalúa el valor de la tasa de descuento para obtener un VAN=0. A continuación se realiza el cálculo de la TIR para las dos alternativas planteadas.

- **Alternativa 1**

$$-179\,348,85 + \frac{79\,795,35}{(1 + TIR_1)^1} + \frac{79\,795,35}{(1 + TIR_1)^2} + \frac{79\,795,35}{(1 + TIR_1)^3} + \frac{79\,795,35}{(1 + TIR_1)^4} + \frac{79\,795,35}{(1 + TIR_1)^5} = 0$$

$$TIR_1 = 34,3\%$$

- **Alternativa 2**

$$-178\,369,69 + \frac{26\,170,95}{(1 + TIR_2)^1} + \frac{26\,170,95}{(1 + TIR_2)^2} + \frac{26\,170,95}{(1 + TIR_2)^3} + \frac{26\,170,95}{(1 + TIR_2)^4} + \frac{26\,170,95}{(1 + TIR_2)^5} = 0$$

$$TIR_2 = -9,5\%$$

### 5.4.3. Relación Beneficio/Costo

Utilizando los valores calculados para el VAN, en la Tabla 5.8, se muestra la Relación Beneficio/Costos para las 2 alternativas planteadas.

**Tabla 5.8.** Relación Beneficio/Costo

ALTERNATIVA	COSTO [USD]	BENEFICIO [USD]	RELACIÓN B/C
Alternativa 1	179 348,85	287 644,39	1,6
Alternativa 2	178 369,69	94 340,4	0,53

Con los resultados obtenidos para los indicadores financieros VAN, TIR y Relación Beneficio/Costo, se puede deducir la viabilidad del proyecto, lo cual se detalla en la Tabla 5.9.

**Tabla 5.9.** Análisis de Indicadores Financieros

<b>INDICADOR FINANCIERO</b>	<b>ALTERNATIVAS</b>	<b>VALOR</b>	<b>ANÁLISIS</b>	<b>VIABILIDAD</b>
VAN [USD]	Alternativa 1	108 295,54	VAN>0	Viable
	Alternativa 2	-84 029,29	VAN<0	No Viable
TIR [%]	Alternativa 1	34,3	TIR>d	Viable
	Alternativa 2	-9,5	TIR<d	No Viable
RELACIÓN B/C	Alternativa 1	1,6	B/C>1	Viable
	Alternativa 2	0,53	B/C<1	No Viable

Como se puede apreciar en la Tabla 5.9, los 3 indicadores financieros arrojan el mismo resultado, donde la alternativa 1 es un proyecto económicamente viable, mientras que la alternativa 2 no lo es, aun cuando técnicamente los 2 proyectos son viables, ya que brindan mejoras a las condiciones de operación actuales del sistema de distribución de la Subestación Cayambe; por lo tanto, el mejor proyecto para ser ejecutado es la Alternativa 1.

## CAPITULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1. Conclusiones

- Actualmente, el voltaje de servicio en los sectores más alejados de la Subestación Cayambe, está muy por debajo de los límites establecidos, principalmente en las comunidades de Cajas, Cachiyacu, Yanacocha, Olmedo Pesillo, Pucará, Santa Rosa Bajo y Cangahual; aun cuando este problema se ha intentado solucionar cambiando el tap del transformador de potencia a su máxima posición y se ha instalado un banco de capacitores en la subestación.
- El nivel máximo de cargabilidad presente en los conductores de los alimentadores de la Subestación Cayambe es adecuado, a excepción del alimentador Cayambe 3, tanto para operación normal como de emergencia. Es recomendable el cambio de conductor según la homologación de EMELNORTE, ya que este cambio conlleva beneficios tanto para la empresa como para los usuarios de este sistema de distribución y sectores aledaños.
- El alimentador Cayambe 3, presenta los mayores problemas operativos de todo el sistema de distribución de la Subestación Cayambe. Las caídas de voltaje son muy elevadas, dando como resultado que el voltaje de servicio en los sitios más alejados de la Subestación Cayambe este por debajo de los límites establecidos; los conductores de una parte de la troncal principal de este alimentador presentan sobrecarga en demanda máxima y el porcentaje de pérdidas técnicas de potencia son muy elevadas, cercanas al 15%.
- Las nuevas subestaciones Cajas y Cananvalle son de suma importancia para mejorar las condiciones de operación del sistema de distribución de las subestaciones La Esperanza y Cayambe, logrando así brindar una mejor calidad del servicio eléctrico, disminuir pérdidas técnicas de potencia y energía, y bajar el nivel de carga de los transformadores de potencia de estas últimas subestaciones.
- La proyección de demanda realizada por EMELNORTE a nivel de subestación, donde se considera datos históricos de demandas, es muy similar a los resultados obtenidos en la proyección de demanda que se realizó más detalladamente,

analizando el incremento de consumo de energía eléctrica y nuevos usuarios, en las comunidades y poblaciones principales de las parroquias de Cayambe, Tabacundo, Tupigachi, Olmedo (Pesillo) y Cangahua, e incorporando el programa de cocción eficiente PEC.

- Actualmente la ubicación de la subestación Cayambe se encuentra muy cerca de su centro de carga, considerando el área total que abarcan los 5 alimentadores que se derivan. Con las transferencias de carga planteadas para la subestación de distribución Cananvalle, el centro de carga se aleja alrededor de 400 m más, pero se obtiene una mejora considerable a la situación de la Subestación La Esperanza, misma que de momento se encuentra ubicada a más de 2 km de su centro de carga, y con las transferencias de carga hacia la subestación Cananvalle, se logra disminuir a menos de 1 km.
- La disminución de pérdidas técnicas de potencia y energía que se obtiene con el cambio de conductor en el alimentador Cayambe 3 es la razón principal de la diferencia en beneficios económicos entre la alternativa 1 y alternativa 2; con la instalación de un regulador de voltaje (alternativa 2) se obtiene una mejora considerable a nivel de voltaje, pero las pérdidas técnicas de potencia y energía prácticamente se mantiene.
- Realizar transferencias de carga al alimentador Cayambe 1 permite disminuir pérdidas técnicas de potencia y energía y mejorar el voltaje de servicio a las cargas transferidas sin la necesidad de realizar cambios extras o instalar equipos como bancos de capacitores o reguladores de voltaje. Este alimentador está compuesto por conductores ACSR 4/0, superior al resto de alimentadores, este calibre de conductor es incluso superior al mínimo recomendado en la homologación de conductores realizada por EMELNORTE.
- Las reconfiguraciones planteadas tanto en la alternativa 1 como en la alternativa 2 mejoran las condiciones de operación actual y futura del sistema de distribución de la Subestación Cayambe, sin embargo cada una de estas alternativas implican costos y beneficios diferentes, lo cual ha llevado a determinar a la alternativa 1 como un proyecto viable, mientras que a la alternativa 2 como un proyecto no viable.

## 6.2. Recomendaciones

- Se recomienda que en los próximos años se considere cambiar el calibre del conductor a toda la troncal principal del alimentador Cayambe 5. En el presente trabajo se planteó el cambio de conductor únicamente hasta el sector de Santa Rosa de Ayora debido a los altos costos de inversión. Sin embargo, es evidente que a futuro el cambio del calibre de conductor en toda la troncal principal conlleva a mejorar el perfil de voltaje y disminuir pérdidas técnicas de potencia y energía.
- Para evitar los problemas con el voltaje a futuro, principalmente en los sectores más alejados de la subestación, se recomienda analizar la fase del alimentador más adecuada para conectar las nuevas cargas, para evitar un sistema de distribución como el que se tiene actualmente, donde gran parte de cargas rurales son conectadas a una sola fase del alimentador, incrementando la caída de voltaje, y pérdidas técnicas de potencia y energía.
- En caso de ser necesario realizar transferencias de carga, ya sean permanentes o momentáneas, se recomienda considerar como primera alternativa la transferencia al alimentador Cayambe 1, debido a que este alimentador presenta una demanda relativamente baja y un conductor de un calibre superior al resto de alimentadores de la Subestación Cayambe.
- Se recomienda mantener un control continuo de las condiciones de operación de los alimentadores Cayambe 3 y Cayambe 5, ya que son los más extensos del sistema de distribución analizado y se tienen conectadas gran parte de las cargas de tipo industrial del sector, lo que ha provocado que sean los alimentadores con las condiciones más críticas de operación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Juárez, Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, Ciudad de México: Sans Serif Editores, 1995.
- [2] B. Freire, Análisis Técnico de la Operación del Alimentador N° 2 de la S/E Otavalo, de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A., Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2012.
- [3] S. Ramírez, Redes de Distribución de Energía, Tercera Edición ed., Bogotá: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia, 2004.
- [4] J. Jimenez, Estudio de la Demanda Actual y Futura del Área de Cobertura de la Subestación 57 Pomasqui del Distrito Metropolitano de Quito por Microáreas, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2016.
- [5] M. Navas, Estudio de Planificación del Sistema de Distribución a Corto Plazo y Mediano Plazo de la Ciudad de Rubio, Mérida: Universidad de los Andes, 2007.
- [6] CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN, ARCONEL, Regulación No CONELEC-004/01, 2001.
- [7] G. M. C. González, Normativa de la Expansión del Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., Cuenca: Universidad de Cuenca, 2011.
- [8] Manual Eléctrico, Capítulo 4, Sistemas y Redes de Distribución, Segunda Edición ed., Monterrey: Viakon, 2011.
- [9] L. Villagómez, Selección de la Capacidad Óptima de Subestaciones de Distribución y Número de Alimentadores Primarios Metodo Digital, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 1977.
- [10] Corrección del Factor de Potencia y Control de la Demanda, Bogotá.
- [11] A. Busato, Estudio de Planificación a Corto Plazo para Circuitos de Distribución de la Electricidad de Caracas, Sartenejas: Universidad Simón Bolívar, 2007.
- [12] R. Carvajal, Balanceo de Circuitos de Distribución Primaria, La Habana: Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, 2001.
- [13] J. Tenelema, Cálculo de Regulación de Voltaje y de Corriente de Cortocircuito del Sistema Durán de EMELGUR, Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2008.
- [14] A. Ariza, Métodos Utilizados para el Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribución, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.

- [15] A. Ajila, Los Sistemas de Información Geográfico como Herramienta para la Proyección de la Demand de Energía Eléctrica en CNEL (Corporación Nacional de Electricidad) Regional El Oro, Quito: Universidad San Francisco de Quito, 2012.
- [16] M. Poveda, A New method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads, New Orleans: IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 1999.
- [17] A. Coyago, Reconfiguración del Sistema de Distribución de la EQQ por Crecimiento de la Demanda en el Sector Belisario Quevedo de Quito, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2006.
- [18] ADECUACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE, DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES Y MÉTODO DE CÁLCULO DE CAÍDAS DE VOLTAJE EN REDES SECUNDARIAS DE DISTRIBUCIÓN, Ibarra: Empresa Eléctrica Regional Norte, 2017.
- [19] M. Guerra, Estudio de Planificación a Corto y Mediano Plazo de las S/E's Caryaca y Picure de la Región Vargas, Sartenejas: Universidad Simón Bolívar, 2008.
- [20] A. Vargas, La Zonificación Eléctrica como Herramienta de Planificación, Cálculo de Pérdidas y Tarifación de los Sistemas de Distribución, San Juan: Instituto de Energía Eléctrica, 2013.
- [21] C. H. R. Cárdenas, Modelo Técnico Económico para el Cálculo de Costos de Pérdidas de la EEQSA, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2011.
- [22] M. Jami, Planeamiento de Corto Plazo para el Sistema de Distribución de Cayambe, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2001.
- [23] «PLAN DE DESARROLLO Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL DE LA PARROQUIA CAYAMBE,» Cayambe, 2017.
- [24] «Metodología para la Elaboración del Estudio del Valor Agregado - EVAD-,» Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Guatemala, 2014.
- [25] «Presentación de los Productor y Servicios de CYME, EATON CORPORATION,» 2017.
- [26] J. R. R. Puerta, ArcGIS Basico 10, Tinco María: Universidad Nacional Agraria de la Selva, 2011.
- [27] D. L. J. Suárez, Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial Tupigachi - Pedro Moncayo, Quito, 2003.
- [28] P. Carrasco, Evaluación Financiera de Proyectos, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2013.

## **ANEXOS**

ANEXO I. Diagrama Unifilar del Sistema de Subtransmisión de EMELNORTE.

ANEXO II. Curva de demanda de los alimentadores de la Subestación Cayambe.

ANEXO III. Parámetros eléctricos para simulación.

ANEXO IV. Resultados de Voltaje Obtenidos por simulación.

ANEXO V. Pérdidas técnicas de potencia por intervalo de demanda.

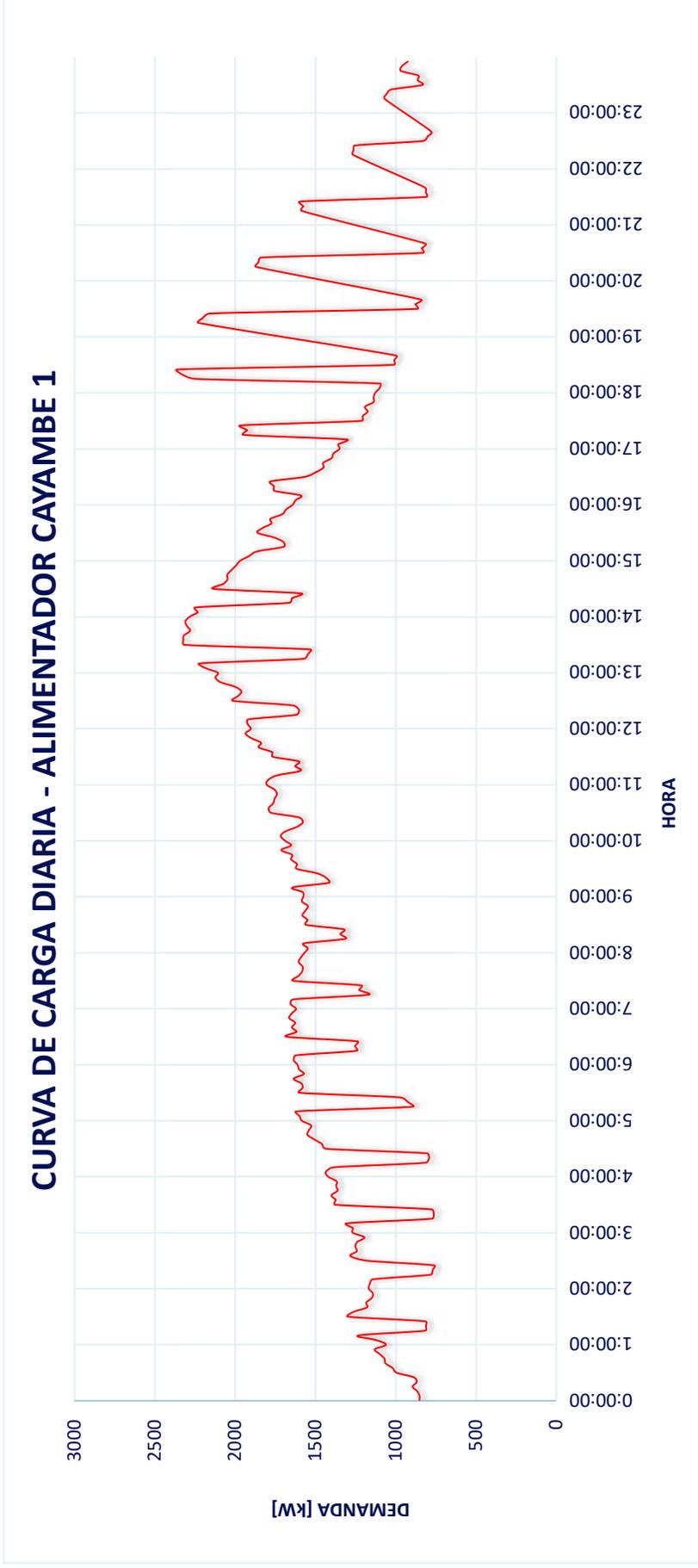
ANEXO VI. Diagrama Unifilar del Sistema de Subtransmisión de EMELNORTE 2020.

ANEXO VII. Costos de inversión para modificaciones planteadas



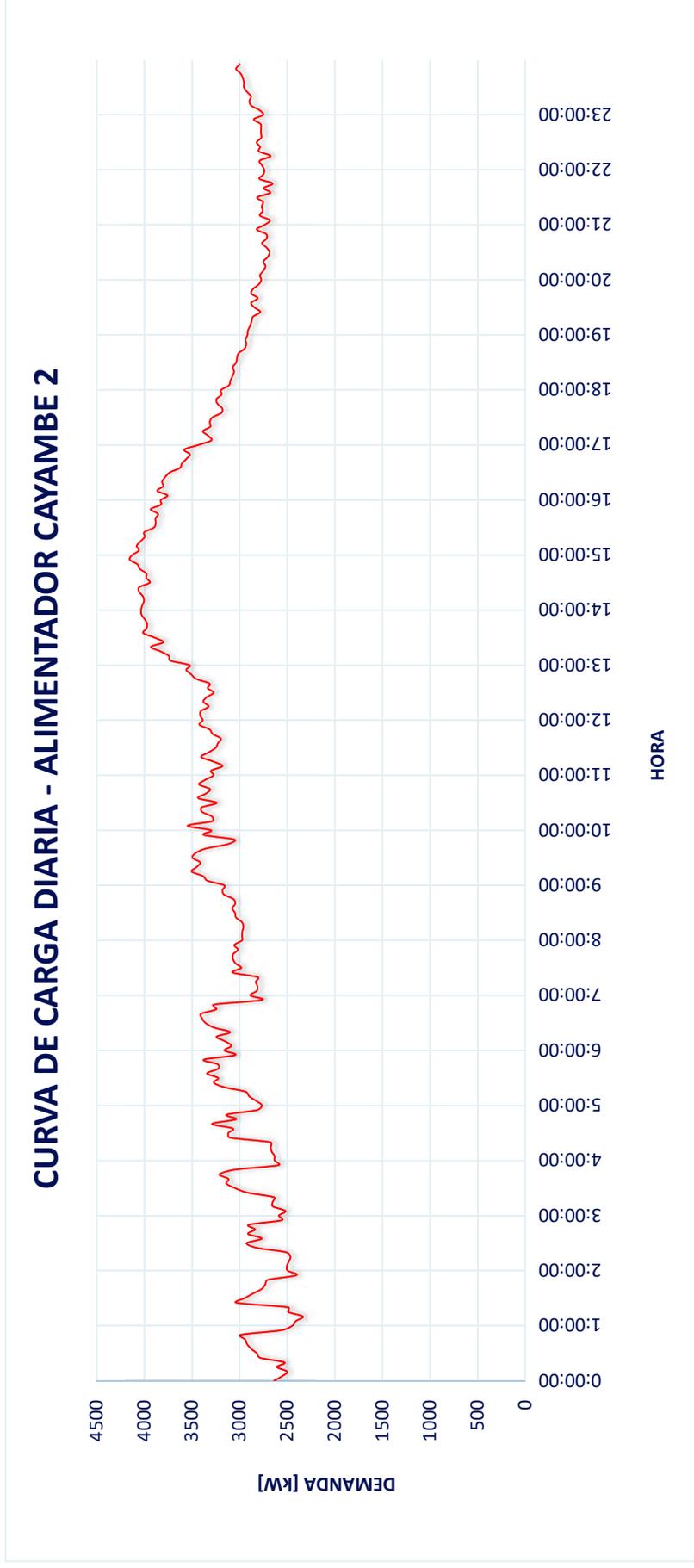
## ANEXO II

### CURVA DE CARGA DIARIA - ALIMENTADOR CAYAMBE 1



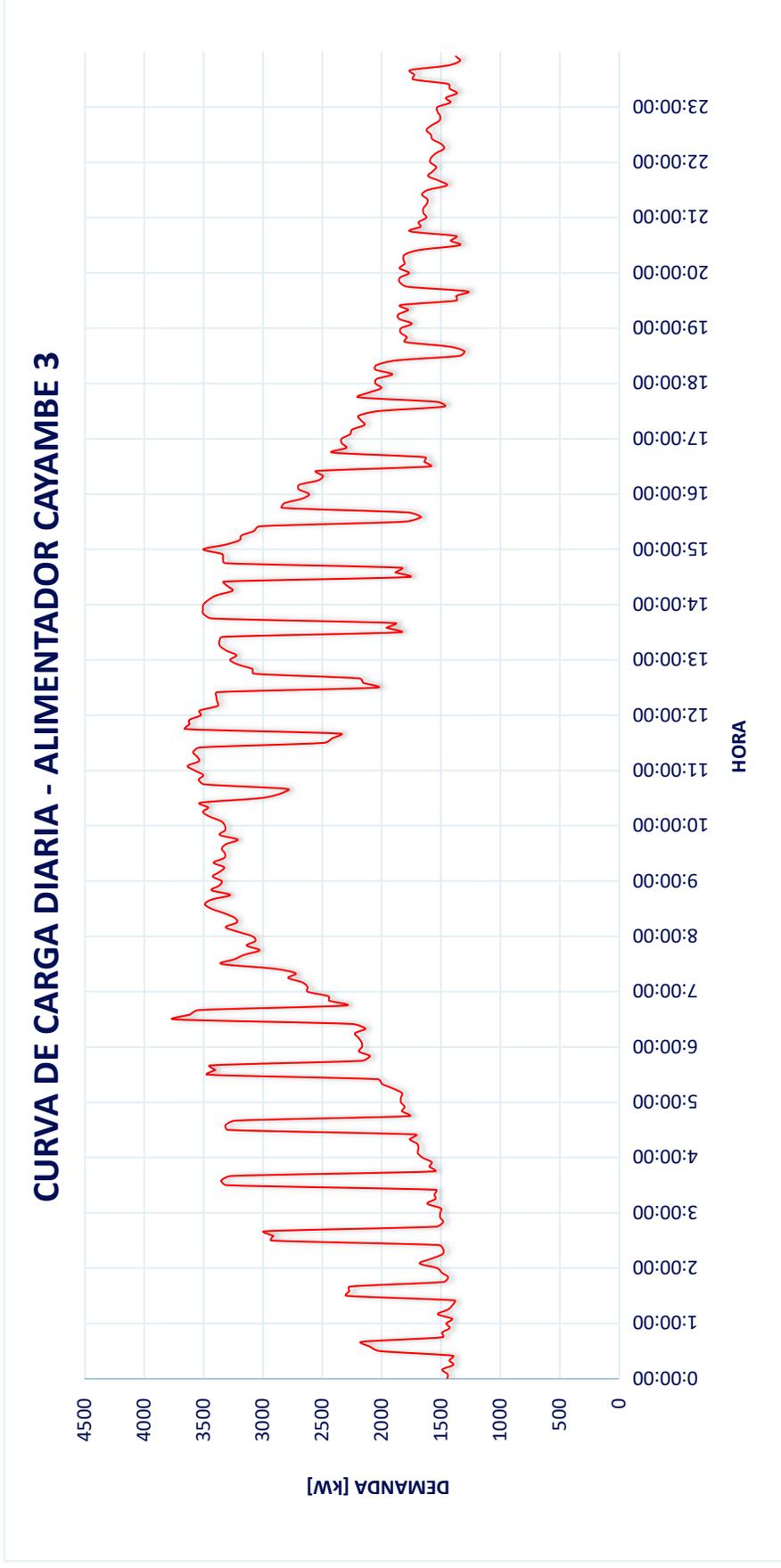
- Como se puede apreciar en la CURVA DE CARGA DIARIA – ALIMENTADOR CAYAMBE 1, practicante se tiene 2 picos iguales, esto debido a que este alimentador presenta una gran cantidad de clientes comerciales, cuya demanda máxima es alrededor medio día y horas de la tarde, y el segundo pico registrado alrededor de las 18h00 – 19h00 se debe a los clientes residenciales que se tiene en la ciudad de Cayambe y alrededores.

## CURVA DE CARGA ALIMENTADOR CAYAMBE 2



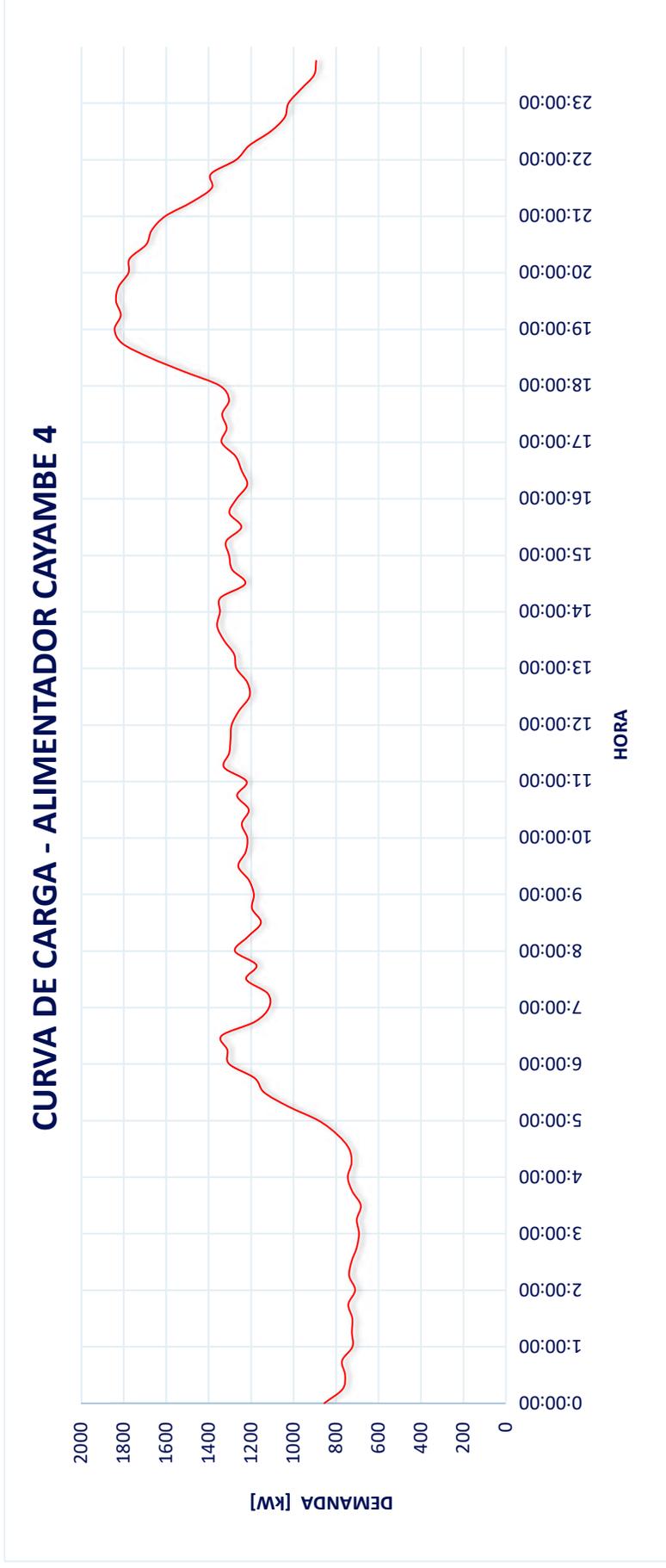
- En el alimentador Cayambe 4, se tiene tanto clientes residenciales como comerciales, ya que también sirve a una parte de la ciudad de Cayambe, por esta razón se registra la demanda máxima de este alimentador varía cada mes, presentándose en ciertos casos en horas de la tarde y en otros en horas de la noche. Además, se tiene conectado una industria importante (Molinos La Unión) la cual también influye en este alimentador.

### CURVA DE CARGA ALIMENTADOR CAYAMBE 3



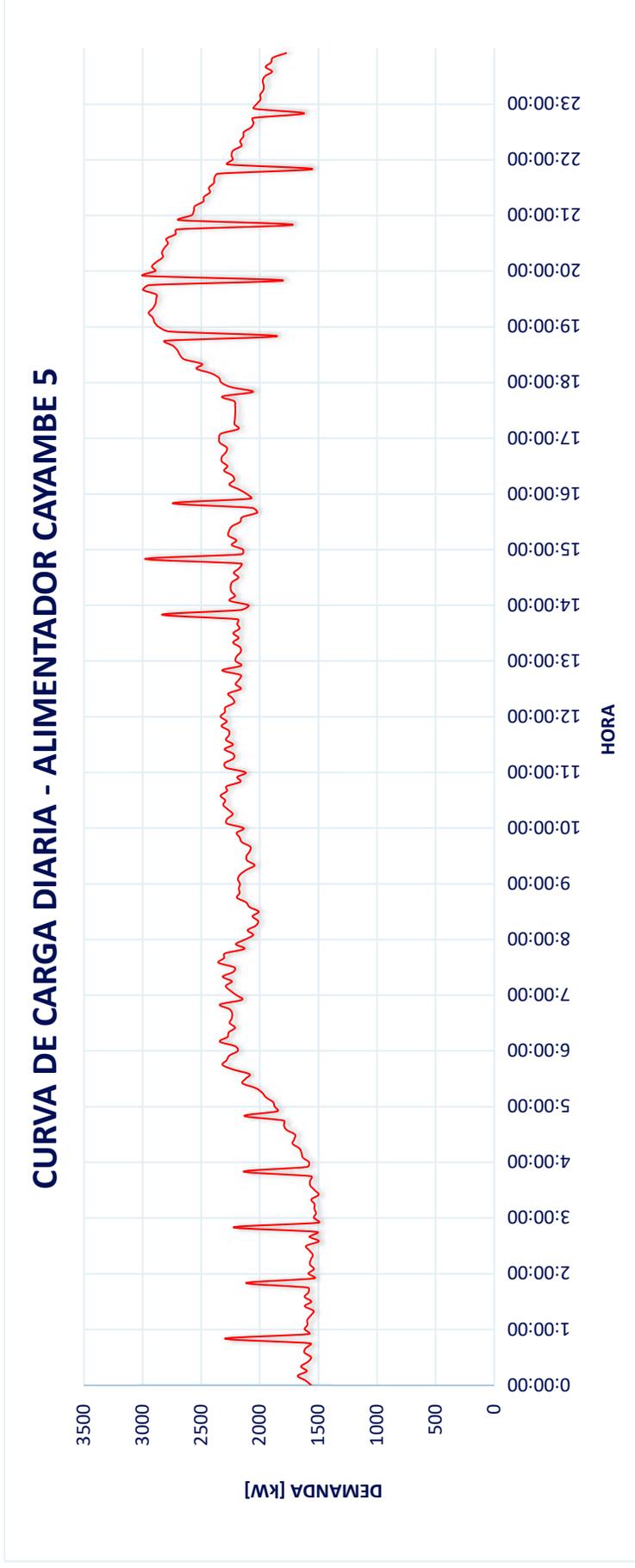
- La tendencia de la CURVA DE CARGA DIARIA – ALIMENTADOR CAYAMBE 3, es una demanda prácticamente constante desde horas de la mañana (06h00) hasta las 15h00, lo cual se debe que los principales clientes industriales pertenecientes a la Subestación Cayambe, se encuentran conectados a este alimentador. La curva de la Figura refleja básicamente una curva típica de un cliente industrial.

## CURVA DE CARGA ALIMENTADOR CAYAMBE 4



- Al alimentador Cayambe 4, prácticamente se encuentran conectados clientes residenciales, lo cual se refleja en la CURVA DE CARGA DIARIA – ALIMENTADOR CAYAMBE 4, donde se tiene claramente una curva típica de un cliente residencial, que presenta un pequeño pico en horas de la mañana (06h00 – 07h00) y la demanda máxima se presenta en horas de la noche, a partir de las 19h00 hasta las 20h00.

## CURVA DE CARGA ALIMENTADOR CAYAMBE 5



- El alimentador Cayambe 5, aun cuando presenta algunas industrias conectadas a él, en su mayoría se tiene predominio de clientes comerciales, ya que sirve por completo a la parroquia de Olmedo (Pesillo), donde básicamente se tiene residencias con pequeños negocios como restaurantes o tiendas; por esta razón, la curva que se asemeja un tanto a la curva del alimentador Cayambe 4, con la demanda máxima registrada entre las 19h00 y 20h00.

### ANEXO III

#### POTENCIA – VOLTAJE – CORRIENTE – FACTOR DE POTENCIA (DEMANDA MÁXIMA)

ALIMENTADOR	MES	Fecha	kW	PU			Amperios				%		
				Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	fpa	fpb	fpc	
CAYAMBE 1	Octubre	21/10/2015	2333.25	0.9597	0.9500	0.9688	109.7846	99.54	105.70	-97.14	-96.95	-96.51	
	Noviembre	11/11/2015	2363.56	0.9794	0.9709	0.9892	109.70	96.31	107.28	-96.70	-96.34	-96.75	
	Diciembre	02/12/2015	2327.54	0.9662	0.9559	0.9746	107.32	99.45	104.70	-97.05	-97.13	-97.18	
	Enero	13/01/2016	2252.46	0.9763	0.9659	0.9866	99.68	96.26	103.40	-96.92	-96.79	-96.45	
	Febrero	18/02/2016	2244.10	0.9613	0.9707	0.9790	100.85	95.69	103.26	-97.03	-96.72	-96.61	
	Marzo	02/03/2016	2274.26	0.9627	0.9710	0.9808	104.35	97.45	101.34	-97.16	-96.89	-96.66	
	Abril	26/04/2016	2275.06	0.9587	0.9642	0.9723	101.84	99.94	102.96	-97.07	-97.20	-96.97	
	Mayo	04/05/2016	2276.44	0.9639	0.9699	0.9753	103.57	96.14	104.22	-97.05	-96.89	-96.81	
	Junio	08/06/2016	2249.15	0.9620	0.9697	0.9770	102.23	96.01	101.95	-97.13	-96.84	-96.90	
	Julio	07/07/2016	2221.22	0.9643	0.9763	0.9810	96.76	94.50	104.85	-96.84	-96.56	-96.52	
	Agosto	30/08/2016	2193.31	0.9597	0.9698	0.9745	96.67	93.93	103.64	-96.65	-96.80	-96.41	
	Septiembre	09/09/2016	2277.08	0.9604	0.9714	0.9752	102.59	95.98	106.36	-96.80	-96.65	-96.60	
	Octubre	06/10/2016	2274.49	0.95	0.9682	0.9719	101.98	97.61	105.12	-97.18	-97.07	-96.99	
	Octubre	28/10/2015	3699.40	0.9523	0.9417	0.9619	177.00	175.13	157.46	-95.96	-96.42	-94.79	
	Noviembre	05/11/2015	4153.98	0.9580	0.9471	0.9677	198.27	194.74	182.25	-94.95	-95.46	-93.53	
	Diciembre	08/12/2015	3651.52	0.9401	0.9272	0.9501	177.59	170.21	154.75	-97.27	-97.39	-96.73	

Enero	07/01/2016	3446.79	0.9296	0.9240	0.9376	170.77	172.27	164.02	-91.90	-92.75	-90.44
Febrero	04/02/2016	3394.18	0.9698	0.9604	0.9778	158.69	155.07	143.13	-96.17	-96.97	-95.43
Marzo	08/03/2016	3937.97	0.9645	0.9563	0.9740	187.60	186.48	169.16	-94.89	-95.05	-92.77
Abril	22/04/2016	3667.96	0.9206	0.9137	0.9256	181.45	190.46	174.58	-92.17	-92.28	-90.26
Mayo	10/05/2016	2802.06	0.9578	0.9508	0.9653	131.85	134.67	116.05	-96.13	-96.93	-94.68
Junio	16/06/2016	3464.30	0.9949	0.9900	1.0042	179.24	144.89	149.32	-93.56	-92.33	-90.21
Julio	01/07/2016	3129.64	0.9643	0.9600	0.9696	151.03	144.41	139.44	-93.96	-94.00	-92.80
Agosto	09/08/2016	3601.01	0.9083	0.9044	0.9131	181.06	178.19	176.22	-93.27	-93.57	-91.74
Septiembre	27/09/2016	3636.56	0.9628	0.9564	0.9719	188.82	151.21	151.62	-96.80	-96.11	-95.83
Octubre	22/10/2016	3573.39	0.9424	0.9385	0.9474	184.15	168.17	164.92	-92.94	-91.63	-91.19
Octubre	09/10/2015	3670.07	0.9291	0.9214	0.9355	171.67	190.63	181.70	-90.72	-91.88	-90.93
Noviembre	27/11/2015	3405.44	0.9482	0.9431	0.9540	157.37	173.99	165.52	-90.21	-91.61	-90.24
Diciembre	04/12/2015	3615.67	0.9206	0.9122	0.9244	170.80	189.15	180.71	-90.43	-92.21	-91.31
Enero	05/01/2016	3755.16	0.9156	0.9083	0.9227	173.14	194.74	190.40	-91.43	-92.94	-92.21
Febrero	22/02/2016	3612.86	0.9461	0.9412	0.9499	160.77	189.85	175.35	-90.81	-91.91	-90.71
Marzo	01/03/2016	3449.50	0.9323	0.9254	0.9391	159.58	177.87	170.18	-91.10	-92.14	-91.20
Abril	22/04/2016	3589.88	0.9408	0.9347	0.9458	169.21	184.51	171.92	-90.51	-92.10	-90.81
Mayo	23/05/2016	3554.19	0.9546	0.9492	0.9589	161.03	182.90	167.16	-91.43	-91.99	-90.99
Junio	21/06/2016	3412.74	0.9381	0.9335	0.9432	154.99	179.80	166.74	-90.95	-91.42	-90.71
Julio	11/07/2016	3561.44	0.9429	0.9364	0.9480	161.26	187.00	168.81	-91.30	-92.31	-91.57
Agosto	19/08/2016	3623.52	0.9280	0.9224	0.9333	168.69	189.40	177.49	-91.20	-91.96	-91.39

CAYAMBE 2

CAYAMBE 3

CAYAMBE 4	Septiembre	02/09/2016	3497.32	0.9260	0.9234	0.9348	164.26	182.33	169.41	-91.42	-92.31	-91.22
	Octubre	20/10/2016	3453.58	0.9277	0.9237	0.9336	159.06	184.48	170.20	-90.47	-91.41	-90.75
	Noviembre	17/11/2016	1843.31	0.9564	0.9700	0.9674	75.07	89.84	84.30	96.30	96.92	95.82
	Octubre	01/10/2015	2823.63	0.9501	0.9425	0.9565	128.82	140.87	135.73	-90.43	-92.93	-92.69
CAYAMBE 5	Noviembre	16/11/2015	2869.52	0.9846	0.9734	0.9937	108.64	142.96	131.18	-94.06	-96.75	-95.83
	Diciembre	24/12/2015	2780.56	0.9372	0.9300	0.9443	122.84	139.61	138.85	-91.75	-93.89	-92.64
	Enero	28/01/2016	2911.62	0.9434	0.9331	0.9510	113.97	150.58	136.99	-95.69	-97.13	-96.78
	Febrero	01/02/2016	2827.68	0.9582	0.9483	0.9679	108.83	145.07	129.67	-95.56	-97.42	-96.58
	Marzo	31/03/2016	2758.76	0.9806	0.9721	0.9922	101.47	141.43	124.80	-94.43	-96.80	-96.27
	Abril	25/04/2016	2997.86	0.9493	0.9422	0.9594	118.25	153.74	138.57	-95.51	-97.18	-96.49
	Mayo	02/05/2016	2898.74	0.9715	0.9659	0.9811	108.50	146.12	133.13	-95.25	-97.14	-96.71
	Junio	06/06/2016	2711.57	0.9572	0.9537	0.9709	101.91	140.08	123.05	-96.21	-97.56	-97.22
	Julio	19/07/2016	2736.29	0.9441	0.9409	0.9535	115.76	140.67	133.89	-92.47	-93.25	-93.06
	Agosto	25/08/2016	2872.29	0.9242	0.9204	0.9309	126.34	148.52	140.65	-93.07	-94.27	-93.92
CAYAMBE 5	Septiembre	12/09/2016	2856.81	0.9260	0.9217	0.9327	125.39	148.95	139.82	-92.33	-94.36	-93.40
	Octubre	24/10/2016	2959.70	0.9242	0.9202	0.9318	134.56	155.77	140.34	-92.82	-93.99	-92.77

## ANEXO IV

### VOLTAJES EN CONDICIONES INICIALES

	UNIDADES	VOLTAJE DE FASE			VOLTAJE DE LINEA		
		FASE A	FASE B	FASE C	FASE AB	FASE BC	FASE CA
CAYAMBE 1	Subestación Cayambe	7.80	7.74	7.88	13.46	13.52	13.58
	Nodo más alejado de la S/E	7.73	7.68	7.81	13.36	13.43	13.50
	Subestación Cayambe	0.9794	0.9709	0.9892	0.9752	0.9801	0.9843
	Nodo más alejado de la S/E	0.9707	0.9639	0.9804	0.9682	0.9733	0.9785
	Caída de voltaje	0.87%	0.70%	0.88%	0.70%	0.68%	0.58%
CAYAMBE 2	Subestación Cayambe	7.63	7.55	7.71	13.15	13.21	13.29
	Nodo más alejado de la S/E	7.27	6.92	7.59	12.56	12.57	12.85
	Subestación Cayambe	0.9580	0.9471	0.9677	0.9525	0.9574	0.9629
	Nodo más alejado de la S/E	0.9122	0.8683	0.9525	0.9104	0.9110	0.9311
	Caída de voltaje	4.58%	7.88%	1.52%	4.21%	4.64%	3.17%
CAYAMBE 3	Subestación Cayambe	7.29	7.24	7.35	12.58	12.63	12.68
	Nodo más alejado de la S/E	6.72	5.54	6.19	11.11	10.78	11.27
	Subestación Cayambe	0.9156	0.9083	0.9227	0.9119	0.9155	0.9191
	Nodo más alejado de la S/E	0.8433	0.6952	0.7773	0.8054	0.7811	0.8169
	Caída de voltaje	7.23%	21.31%	14.54%	10.65%	13.44%	10.22%
CAYAMBE 4	Subestación Cayambe	7.62	7.73	7.71	13.29	13.37	13.27
	Nodo más alejado de la S/E	7.48	7.63	7.62	13.07	13.14	13.07
	Subestación Cayambe	0.9564	0.9700	0.9674	0.9632	0.9687	0.9619
	Nodo más alejado de la S/E	0.9385	0.9578	0.9565	0.9468	0.9521	0.9473
	Caída de voltaje	1.80%	1.23%	1.09%	1.64%	1.66%	1.46%
CAYAMBE 5	Subestación Cayambe	7.56	7.51	7.64	13.05	13.12	13.17
	Nodo más alejado de la S/E	7.04	6.52	7.08	11.94	11.73	12.08
	Subestación Cayambe	0.9493	0.9422	0.9594	0.9458	0.9508	0.9543
	Nodo más alejado de la S/E	0.8842	0.8188	0.8884	0.8655	0.8497	0.8757
	Caída de voltaje	6.51%	12.34%	7.10%	8.03%	10.11%	7.87%

## VOLTAJES CON MODIFICACIONES A LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE

	UNIDADES	VOLTAJE DE FASE			VOLTAJE DE LINEA			
		FASE A	FASE B	FASE C	FASE AB	FASE BC	FASE CA	
<b>ALTERNATIVA 1</b>								
CAYAMBE 1	Subestación Cayambe	kV	7.97	7.97	7.97	13.80	13.80	13.80
	Nodo más alejado de la S/E		7.68	7.66	7.83	13.33	13.40	13.47
	Subestación Cayambe	p.u.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	Nodo más alejado de la S/E		0.9639	0.9614	0.9828	0.9659	0.9710	0.9761
	Caida de voltaje	%	3.61%	3.86%	1.72%	3.41%	2.90%	2.39%
CAYAMBE 2	Subestación Cayambe	kV	7.97	7.97	7.97	13.80	13.80	13.80
	Nodo más alejado de la S/E		7.72	7.61	7.70	13.39	13.32	13.43
	Subestación Cayambe	p.u.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	Nodo más alejado de la S/E		0.9689	0.9551	0.9664	0.9703	0.9652	0.9732
	Caida de voltaje	%	3.11%	4.49%	3.36%	2.97%	3.48%	2.68%
CAYAMBE 3	Subestación Cayambe	kV	7.97	7.97	7.97	13.80	13.80	13.80
	Nodo más alejado de la S/E		7.47	7.54	7.45	12.96	13.00	13.15
	Subestación Cayambe	p.u.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	Nodo más alejado de la S/E		0.9376	0.9464	0.9351	0.9391	0.9420	0.9529
	Caida de voltaje	%	6.24%	5.36%	6.49%	6.09%	5.80%	4.71%
CAYAMBE 4	Subestación Cayambe	kV	7.97	7.97	7.97	13.80	13.80	13.80
	Nodo más alejado de la S/E		7.94	7.89	7.85	13.73	13.70	13.71
	Subestación Cayambe	p.u.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	Nodo más alejado de la S/E		0.9966	0.9903	0.9853	0.9949	0.9928	0.9935
	Caida de voltaje	%	0.34%	0.97%	1.47%	0.51%	0.72%	0.65%
CAYAMBE 5	Subestación Cayambe	kV	7.97	7.97	7.97	13.80	13.80	13.80
	Nodo más alejado de la S/E		7.52	7.55	7.62	13.06	13.09	13.12
	Subestación Cayambe	p.u.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	Nodo más alejado de la S/E		0.9438	0.9476	0.9564	0.9464	0.9486	0.9507
	Caida de voltaje	%	5.62%	5.24%	4.36%	5.36%	5.14%	4.93%



## VOLTAJES EN CONDICIONES FUTURAS DE OPERACIÓN

	UNIDADES	VOLTAJE DE FASE			VOLTAJE DE LINEA			
		FASE A	FASE B	FASE C	FASE AB	FASE BC	FASE CA	
<b>ALTERNATIVA 1</b>								
CAYAMBE 1	Subestación Cayambe	kV	7.97	7.97	7.97	13.80	13.80	13.80
	Nodo más alejado de la S/E		7.83	7.89	7.84	13.64	13.65	13.63
	Subestación Cayambe	p.u.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	Nodo más alejado de la S/E		0.9828	0.9903	0.9840	0.9884	0.9891	0.9877
	Caida de voltaje	%	1.72%	0.97%	1.60%	1.16%	1.09%	1.23%
CAYAMBE 2	Subestación Cayambe	kV	7.97	7.97	7.97	13.80	13.80	13.80
	Nodo más alejado de la S/E		7.72	7.61	7.70	13.39	13.43	13.55
	Subestación Cayambe	p.u.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	Nodo más alejado de la S/E		0.9689	0.9551	0.9664	0.9703	0.9732	0.9819
	Caida de voltaje	%	3.11%	4.49%	3.36%	2.97%	2.68%	1.81%
CAYAMBE 3	Subestación Cayambe	kV	7.97	7.97	7.97	13.80	13.80	13.80
	Nodo más alejado de la S/E		7.35	7.45	7.50	12.94	13.15	12.89
	Subestación Cayambe	p.u.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	Nodo más alejado de la S/E		0.9225	0.9351	0.9413	0.9377	0.9529	0.9341
	Caida de voltaje	%	7.75%	6.49%	5.87%	6.23%	4.71%	6.59%
CAYAMBE 4	Subestación Cayambe	kV	7.97	7.97	7.97	13.80	13.80	13.80
	Nodo más alejado de la S/E		7.92	7.83	7.75	13.65	13.60	13.63
	Subestación Cayambe	p.u.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	Nodo más alejado de la S/E		0.9940	0.9828	0.9727	0.9906	0.9862	0.9877
	Caida de voltaje	%	0.60%	1.72%	2.73%	0.94%	1.38%	1.23%
CAYAMBE 5	Subestación Cayambe	kV	7.97	7.97	7.97	13.80	13.80	13.80
	Nodo más alejado de la S/E		7.38	7.45	7.52	12.88	12.97	12.93
	Subestación Cayambe	p.u.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	Nodo más alejado de la S/E		0.9263	0.9351	0.9438	0.9333	0.9399	0.9370
	Caida de voltaje	%	7.37%	6.49%	5.62%	6.67%	6.01%	6.30%



## ANEXO V

### PÉRDIDAS DE POTENCIA POR INTERVALO DE DEMANDA

A continuación se muestra un ejemplo del cálculo de pérdidas técnicas de potencia en el primer intervalo de demanda para los 5 alimentadores primarios de la Subestación Cayambe, utilizando la ecuación 3.3.:

$$P_i = P_{dem-max} * \left( \frac{D_i}{D_{max}} * \frac{\cos \phi_{max}}{\cos \phi_i} \right)^2$$

#### ALIMENTADOR CAYAMBE 1

PARÁMETRO	VALOR
$P_{dem-max}$	38.13 [kW]
$D_i$	852.77 [kW]
$D_{max}$	2363.56 [kW]
$\cos \phi_{max}$	97.59
$\cos \phi_i$	90.32

**Cálculo:**

$$P_{1-1} = 38.13 * \left( \frac{852.77}{2363.56} * \frac{97.59}{90.32} \right)^2$$

$$P_{1-1} = 5.80 [kW]$$

#### ALIMENTADOR CAYAMBE 2

PARÁMETRO	VALOR
$P_{dem-max}$	195.93 [kW]
$D_i$	2638.40 [kW]
$D_{max}$	4153.98 [kW]
$\cos \phi_{max}$	94.84
$\cos \phi_i$	90.62

**Cálculo:**

$$P_{1-2} = 195.93 * \left( \frac{2638.40}{4153.98} * \frac{94.84}{90.62} \right)^2$$

$$P_{1-2} = 86.58 [kW]$$

#### ALIMENTADOR CAYAMBE 3

PARÁMETRO	VALOR
$P_{dem-max}$	510.56 [kW]
$D_i$	1447.59 [kW]
$D_{max}$	3755.16 [kW]
$\cos \phi_{max}$	92.25
$\cos \phi_i$	86.17

**Cálculo:**

$$P_{1-3} = 510.56 * \left( \frac{1447.59}{3755.16} * \frac{92.25}{86.17} \right)^2$$

$$P_{1-3} = 86.97 [kW]$$

#### ALIMENTADOR CAYAMBE 4

PARÁMETRO	VALOR
$P_{dem-max}$	55.02 [kW]
$D_i$	855.69 [kW]
$D_{max}$	1843.31 [kW]
$\cos \phi_{max}$	97.89
$\cos \phi_i$	89.62

**Cálculo:**

$$P_{1-1} = 55.02 * \left( \frac{855.69}{1843.31} * \frac{97.89}{89.62} \right)^2$$

$$P_{1-1} = 14.15 [kW]$$

#### ALIMENTADOR CAYAMBE 5

PARÁMETRO	VALOR
$P_{dem-max}$	122.73 [kW]
$D_i$	1562.75 [kW]
$D_{max}$	2997.86 [kW]
$\cos \phi_{max}$	96.85
$\cos \phi_i$	92.82

**Cálculo**

$$P_{1-1} = 122.73 * \left( \frac{1562.75}{2997.86} * \frac{96.85}{92.82} \right)^2$$

$$P_{1-1} = 36.31 [kW]$$

En la siguiente tabla se detalla el valor de pérdidas para el resto del día en que se presentó la demanda máxima para cada alimentador. Para el alimentador Cayambe 4 se tiene menos número de datos, ya que en este caso se tiene un intervalo de demanda de 15 minutos y no 5 minutos como en el seto de alimentadores.

CAYAMBE 1			CAYAMBE 2			CAYAMBE 3			CAYAMBE 4			CAYAMBE 5		
DEMANDA [kW]	FP (%)	PÉRDIDAS [kW]	DEMANDA [kW]	FP (%)	PÉRDIDAS [kW]	DEMANDA [kW]	FP (%)	PÉRDIDAS [kW]	DEMANDA [kW]	FP (%)	PÉRDIDAS [kW]	DEMANDA [kW]	FP (%)	PÉRDIDAS [kW]
852.77	90.32	5.80	2638.40	90.62	86.58	1447.59	86.17	86.97	855.69	89.62	14.15	1562.75	92.82	36.31
851.56	90.40	5.77	2553.20	90.38	81.51	1445.44	86.01	87.02	769.33	88.17	11.81	1610.16	92.96	38.44
866.00	91.42	5.83	2500.77	90.13	78.64	1489.69	86.51	91.37	757.82	87.22	11.71	1676.90	92.76	41.86
895.19	89.63	6.48	2609.04	90.00	85.83	1396.51	86.21	80.86	772.15	87.79	12.00	1598.78	92.81	38.01
869.44	89.61	6.12	2529.51	90.42	79.94	1431.26	86.44	84.49	722.92	88.47	10.36	1648.27	92.39	40.77
887.18	89.77	6.35	2783.53	90.67	96.26	1401.12	86.18	81.45	725.77	87.45	10.69	1590.63	92.98	37.49
995.63	93.43	7.38	2819.81	96.02	88.08	2015.22	90.36	153.27	723.70	87.74	10.56	1561.89	92.98	36.15
1019.73	94.05	7.64	2881.12	95.65	92.68	2101.04	89.83	168.56	742.33	86.94	11.31	1618.88	92.38	39.34
1063.72	93.67	8.38	2922.26	97.41	91.93	2172.07	90.31	178.24	710.49	87.20	10.30	1607.46	92.56	38.63
1070.24	94.47	8.34	2941.92	96.82	94.30	1487.31	86.49	91.12	738.19	86.93	11.19	1569.04	92.92	36.53
1100.20	95.00	8.72	2994.12	95.08	101.28	1492.88	86.19	92.44	727.76	86.60	10.96	2298.34	92.62	78.88
1130.84	94.73	9.26	2559.99	90.64	81.48	1427.25	85.94	84.99	703.21	86.83	10.18	1580.23	92.56	37.34
1061.25	94.59	8.18	2446.10	90.42	74.75	1455.33	86.22	87.81	692.27	86.84	9.86	1618.21	92.30	39.37
1123.74	95.31	9.04	2410.48	90.07	73.15	1407.46	86.26	82.03	702.37	87.29	10.04	1593.40	92.57	37.95
1228.26	95.67	10.71	2335.33	89.96	68.83	1527.40	85.53	98.28	683.70	87.59	9.45	1595.25	92.56	38.05
817.39	88.81	5.51	2491.34	90.19	77.93	1442.24	85.40	87.89	724.01	87.11	10.72	1564.97	92.73	36.49
812.78	88.03	5.54	2490.42	89.51	79.07	1403.11	85.85	82.30	745.12	86.69	11.46	1540.91	92.96	35.20
815.17	88.32	5.54	3032.91	90.23	115.39	1387.19	85.07	81.94	727.49	88.61	10.46	1615.85	92.53	39.07
1298.60	95.98	11.90	2946.76	95.03	98.21	2298.85	91.66	193.84	738.80	89.29	10.62	1559.69	92.32	36.56
1264.94	95.91	11.31	2861.03	94.85	92.93	2272.40	91.38	190.55	793.90	90.09	12.05	1617.69	92.31	39.34
1178.88	95.35	9.94	2769.16	93.30	89.97	2269.44	91.31	190.35	882.67	92.44	14.15	1584.09	92.64	37.46
1184.05	95.72	9.95	2730.37	93.84	86.46	1479.72	85.86	91.52	1025.71	94.27	18.37	1590.30	92.51	37.86
1149.62	95.21	9.48	2704.86	93.30	85.84	1440.33	85.53	87.39	1139.53	95.44	22.12	2117.35	92.26	67.48
1142.89	95.11	9.39	2404.85	89.73	73.36	1492.58	84.65	95.79	1183.39	95.62	23.76	1534.88	92.91	34.96
1167.97	94.98	9.83	2495.79	90.59	77.53	1533.25	85.00	100.26	1303.66	96.80	28.15	1586.25	92.19	37.92
1161.56	95.41	9.64	2503.30	90.13	78.78	1680.55	86.05	117.53	1312.25	97.17	28.30	1538.04	92.76	35.22
1142.07	95.22	9.35	2483.83	90.13	77.57	1587.02	84.88	107.73	1339.83	97.00	29.60	1572.04	92.68	36.86
783.27	87.99	5.15	2466.60	90.22	76.34	1490.11	85.46	93.69	1181.79	96.30	23.37	1565.42	92.52	36.67
770.59	88.17	4.97	2508.86	90.09	79.21	1480.10	86.01	91.25	1116.13	95.50	21.19	1547.74	92.89	35.56
761.13	88.36	4.82	2822.55	89.91	100.65	1519.10	85.70	96.82	1122.69	95.65	21.38	1575.99	92.90	36.87

1180.09	95.63	9.90	2927.48	98.59	90.05	2929.67	91.70	314.56	1223.30	95.48	25.47	1604.17	92.10	38.86
1283.36	96.12	11.59	2767.88	98.01	81.46	2912.20	91.82	309.95	1175.12	95.14	23.67	1496.19	92.79	33.31
1242.97	96.04	10.89	2912.27	98.05	90.10	2990.70	91.12	331.95	1276.76	94.74	28.18	1578.12	92.54	37.25
1251.34	95.98	11.05	2837.97	98.38	85.00	1542.44	85.28	100.82	1216.63	95.64	25.11	1511.43	92.99	33.84
1240.72	96.07	10.84	2905.66	98.39	89.08	1482.61	85.24	93.22	1154.23	94.25	23.27	2225.07	92.29	74.47
1195.32	95.61	10.16	2555.09	89.70	82.87	1507.68	85.56	95.67	1195.96	94.64	24.78	1497.90	92.61	33.51
1268.61	96.13	11.32	2588.54	89.65	85.15	1506.48	85.38	95.92	1187.58	94.39	24.56	1539.36	92.56	35.43
1267.22	96.05	11.32	2518.43	89.51	80.86	1502.67	85.19	95.88	1210.34	93.97	25.74	1520.67	92.40	34.70
1307.90	96.22	12.01	2651.44	90.18	88.30	1615.94	86.01	108.76	1260.75	94.20	27.79	1534.02	92.39	35.32
775.16	87.42	5.11	2652.50	90.25	88.23	1548.62	85.38	101.37	1226.23	94.39	26.19	1532.73	92.27	35.35
763.71	87.65	4.94	2639.06	90.26	87.32	1556.32	86.37	100.06	1218.26	94.75	25.65	1560.70	92.28	36.65
777.66	87.81	5.10	2916.31	90.62	105.78	1543.45	85.93	99.42	1244.16	94.38	26.96	1497.76	93.10	33.16
1378.68	95.72	13.49	3049.18	99.28	96.34	3307.29	91.40	403.46	1211.50	95.09	25.19	1531.91	92.73	34.96
1373.45	96.21	13.25	3139.81	99.63	101.43	3353.63	91.38	415.08	1266.49	94.30	27.99	1569.04	92.62	36.76
1401.12	95.86	13.89	3117.58	99.33	100.62	3266.32	91.49	392.76	1221.59	94.29	26.04	1572.02	92.92	36.67
1362.33	95.59	13.20	3211.55	99.48	106.45	1551.96	85.87	100.66	1327.87	94.88	30.39	1562.07	92.58	36.47
1371.17	95.05	13.53	3051.00	99.25	96.52	1598.24	85.90	106.68	1303.92	100.00	26.38	2139.07	92.68	68.24
1367.94	95.26	13.40	2589.77	90.92	82.86	1578.93	86.22	103.34	1297.19	100.00	26.11	1596.06	92.79	37.90
1420.34	95.86	14.27	2632.53	91.00	85.47	1657.37	86.19	113.93	1291.93	100.00	25.90	1579.25	92.84	37.07
1436.59	95.58	14.59	2633.85	90.96	85.64	1696.20	86.04	119.75	1257.45	100.00	24.53	1632.16	93.33	39.18
1388.78	95.48	13.75	2664.40	90.39	88.74	1690.59	86.38	118.03	1208.34	89.56	28.25	1643.91	93.17	39.89
814.71	89.14	5.43	2671.87	90.75	88.53	1701.57	87.04	117.78	1218.07	89.87	28.50	1661.67	93.17	40.74
792.34	88.69	5.19	2677.45	90.81	88.78	1764.84	87.22	126.15	1269.41	90.87	30.28	1720.32	93.32	43.54
805.34	89.07	5.31	3103.99	91.11	118.56	1713.03	87.18	118.98	1280.36	92.23	29.90	1705.82	93.52	42.62
1436.39	95.67	14.65	3119.13	99.62	100.12	3296.33	91.92	396.26	1328.77	92.54	31.99	1700.27	93.57	42.30
1459.12	95.79	15.08	3071.55	99.65	97.03	3317.63	91.87	401.85	1360.35	93.09	33.14	1771.83	93.46	46.05
1508.14	95.77	16.12	3290.41	99.45	111.80	3233.99	91.57	384.35	1347.03	92.85	32.66	1794.39	93.66	47.02
1550.37	95.45	17.15	3037.05	99.43	95.29	1766.32	87.88	124.47	1344.52	93.63	31.99	1797.20	94.14	46.69
1540.07	95.66	16.85	3136.31	99.42	101.64	1829.33	87.94	133.36	1228.03	93.76	26.62	2132.30	93.06	67.25
1527.83	95.28	16.71	2817.60	91.51	96.82	1806.90	88.20	129.34	1290.12	93.87	29.31	1849.90	94.31	49.29
1584.73	95.49	17.90	2764.17	91.57	93.08	1838.05	88.38	133.29	1303.98	93.30	30.31	1873.68	94.51	50.35
1599.28	95.14	18.37	2825.30	91.87	96.59	1837.95	88.30	133.49	1317.70	93.56	30.78	1887.72	94.98	50.61
1620.89	95.18	18.85	2899.52	92.19	101.02	1829.77	88.86	130.65	1246.31	92.45	28.20	1947.07	95.20	53.58

893.00	91.59	6.18	2936.80	92.52	102.92	1905.86	88.93	141.52	1302.51	92.65	30.67	1979.67	95.45	55.10
925.14	92.05	6.57	3160.24	92.21	119.96	1999.45	89.02	155.47	1268.91	92.75	29.04	2035.69	95.96	57.66
972.98	92.76	7.15	3271.57	92.74	127.10	2034.83	89.54	159.14	1218.74	92.38	27.00	2146.88	95.97	64.11
1601.20	95.47	18.29	3224.95	92.78	123.40	3468.91	92.16	436.62	1245.25	92.99	27.82	2122.21	96.12	62.45
1580.15	95.20	17.91	3342.41	92.78	132.54	3401.54	91.99	421.30	1272.94	92.92	29.12	2088.28	96.26	60.29
1588.47	95.17	18.11	3228.92	92.60	124.18	3447.83	91.85	434.18	1339.07	92.92	32.23	2227.58	96.47	68.31
1636.05	94.94	19.31	3230.30	93.22	122.65	2170.60	90.13	178.72	1315.43	93.18	30.92	2318.15	96.11	74.53
1573.03	95.20	17.75	3376.48	92.89	134.94	2098.72	90.99	163.94	1336.47	93.00	32.05	2282.82	93.38	76.55
1602.64	95.35	18.36	3046.68	93.36	108.77	2190.10	90.79	179.31	1304.42	92.92	30.58	2259.62	96.78	69.84
1611.91	94.98	18.72	3159.34	96.14	110.30	2166.12	90.85	175.16	1347.25	94.56	31.50	2187.99	96.46	65.92
1635.92	94.83	19.35	3086.83	95.93	105.75	2169.25	90.51	176.99	1515.20	95.65	38.94	2209.31	95.87	68.03
1620.72	94.93	18.95	3152.24	95.42	111.46	2196.11	91.29	178.32	1677.99	97.34	46.11	2341.15	95.85	76.43
1243.68	95.94	10.92	3242.87	95.73	117.20	2224.40	91.51	182.07	1807.19	97.65	53.14	2275.91	96.24	71.64
1254.94	95.76	11.16	3099.65	96.34	105.73	2137.46	91.46	168.32	1843.31	97.89	55.02	2264.59	96.26	70.91
1238.10	95.66	10.89	3269.38	91.35	130.82	2253.80	91.63	186.44	1814.38	97.53	53.70	2210.56	96.29	67.51
1681.49	95.26	20.26	3357.81	92.44	134.76	3755.16	92.25	510.56	1836.84	97.51	55.06	2256.80	96.27	70.41
1618.58	95.49	18.68	3394.00	92.20	138.42	3616.00	92.14	474.58	1825.05	97.56	54.30	2239.46	95.91	69.84
1646.59	95.45	19.34	3405.27	92.32	138.95	3540.82	92.35	452.98	1778.06	97.43	51.67	2235.52	95.37	70.38
1626.64	95.42	18.89	3242.18	92.40	125.76	2299.38	91.30	195.47	1772.54	97.56	51.22	2257.96	95.10	72.22
1663.88	94.91	19.98	3273.45	92.40	128.19	2440.05	91.27	220.25	1694.65	97.06	47.30	2340.24	93.55	80.16
1647.62	94.98	19.56	2768.06	91.66	93.16	2449.78	91.83	219.31	1669.09	96.46	46.45	2152.83	94.84	66.02
1621.03	94.81	19.00	2888.45	92.62	99.34	2623.59	91.76	251.90	1605.29	96.25	43.17	2198.14	95.00	68.58
1655.95	94.84	19.82	2819.06	94.29	91.29	2624.07	91.95	250.98	1480.69	96.40	36.61	2252.32	94.56	72.68
1639.51	94.90	19.40	2813.63	96.60	86.64	2666.54	92.15	258.04	1385.74	95.51	32.66	2290.18	94.49	75.25
1168.82	95.85	9.67	2830.27	96.99	86.98	2787.75	91.90	283.54	1389.47	95.23	33.03	2238.59	94.01	72.63
1229.44	95.79	10.71	2808.58	97.23	85.23	2725.20	91.88	271.12	1270.71	94.67	27.96	2316.73	94.15	77.56
1214.18	95.74	10.46	3071.69	91.71	114.58	2908.09	91.81	309.16	1209.78	94.01	25.70	2227.62	93.68	72.43
1640.73	94.44	19.62	2983.26	91.69	108.14	3346.84	92.13	406.65	1108.76	93.41	21.86	2217.24	93.63	71.84
1606.14	95.17	18.52	3043.03	91.78	112.28	3244.34	92.11	382.32	1042.19	92.13	19.86	2352.42	93.13	81.74
1583.30	95.25	17.96	3069.77	91.73	114.38	3157.40	92.26	360.91	1024.28	91.84	19.30	2304.44	93.01	78.64
1579.67	94.80	18.05	3067.66	91.64	114.47	3028.98	90.98	341.59	965.26	91.34	17.33	2298.92	92.75	78.71
1604.53	94.84	18.60	3017.27	91.54	110.98	3137.04	91.02	366.05	903.82	90.74	15.39	2131.49	92.09	68.63
1590.77	94.75	18.32	3055.45	91.92	112.84	3064.95	90.90	350.31	894.03	89.74	15.40	2204.26	93.07	71.86





2317.67	97.97	36.38	3892.14	94.94	171.68	1840.03	89.84	129.26					2226.14	92.09	74.86
2322.75	98.07	36.47	4011.82	94.73	183.19	1961.10	91.42	141.80					2173.51	92.90	70.12
2319.47	98.15	36.30	3978.35	95.08	178.80	1886.50	91.53	130.91					2193.53	92.80	71.58
2280.69	98.17	35.09	3970.61	95.36	177.09	3429.69	91.82	429.95					2189.27	92.61	71.58
2299.72	98.09	35.73	3995.84	95.05	180.50	3501.28	91.96	446.71					2835.90	96.78	109.99
2310.35	98.05	36.10	4030.06	95.03	183.68	3505.66	91.91	448.30					2165.19	92.81	69.72
2283.75	98.09	35.24	4034.86	95.37	182.82	3501.71	91.79	448.49					2093.71	93.32	64.48
2232.43	98.21	33.59	4023.53	95.33	181.93	3459.95	92.06	435.29					2257.03	92.56	76.17
2250.37	98.17	34.16	4004.41	95.45	179.75	3394.42	91.94	420.01					2211.09	92.77	72.77
1663.99	94.09	20.33	4015.59	95.32	181.28	3258.17	91.67	389.25					2242.66	92.95	74.57
1646.61	94.52	19.73	4055.20	95.26	185.08	3296.18	91.52	399.72					2249.05	93.36	74.35
1588.60	95.04	18.16	4054.40	95.19	185.28	3329.71	91.74	405.95					2236.64	93.04	74.03
2137.27	98.03	30.90	3943.51	95.13	175.52	1765.33	91.43	114.87					2181.52	93.17	70.23
2076.34	97.90	29.24	3980.45	95.18	178.63	1884.72	92.03	129.25					2221.82	93.11	72.94
2048.14	97.74	28.54	3980.45	95.13	178.82	1831.84	91.78	122.74					2175.83	93.54	69.32
2049.27	97.67	28.62	4048.39	94.93	185.75	3319.98	91.84	402.66					2158.93	93.10	68.88
2023.38	97.75	27.85	4073.32	95.06	187.55	3336.59	91.96	405.71					2980.70	97.20	120.46
1994.34	97.54	27.18	4153.98	94.84	195.93	3346.09	92.04	407.29					2155.30	92.85	69.02
1968.86	97.81	26.34	4128.44	94.90	193.32	3503.54	91.88	448.07					2141.80	93.35	67.43
1914.27	97.58	25.02	4058.61	94.72	187.51	3317.93	91.51	405.07					2239.32	93.30	73.79
1865.60	97.55	23.77	4080.52	95.01	188.41	3197.41	91.53	376.07					2199.02	93.40	71.02
1698.23	94.54	20.98	4040.06	94.96	184.88	3181.31	91.66	371.21					2267.04	93.12	75.92
1686.68	94.79	20.88	3996.27	94.77	181.61	3073.62	91.58	347.10					2262.16	93.23	75.42
1757.90	95.20	22.17	4000.98	94.79	181.98	3027.90	91.56	337.03					2239.28	93.16	74.02
1861.25	97.38	23.75	3900.47	94.81	172.86	1809.57	90.63	122.85					2166.84	93.20	69.24
1830.49	97.03	23.13	3881.71	94.36	172.85	1668.31	90.68	104.31					2149.67	92.88	68.62
1775.20	97.00	21.77	3883.97	94.29	173.30	1778.43	90.28	119.58					2020.81	93.23	60.19
1780.28	97.05	21.88	3857.33	94.47	170.28	2838.46	91.10	299.18					2065.57	93.15	62.99
1706.05	96.78	20.20	3934.48	94.23	178.06	2821.24	91.32	294.12					2745.12	96.10	104.54
1683.76	96.99	19.59	3827.15	94.31	168.19	2671.61	91.30	263.88					2076.99	93.79	62.82
1642.84	96.85	18.70	3828.28	93.83	170.03	2611.38	91.06	253.43					2111.63	93.91	64.77
1623.84	96.98	18.23	3758.31	93.81	163.92	2697.18	91.10	270.13					2179.00	94.02	68.81
1591.16	96.87	17.54	3865.14	93.00	176.41	2694.80	90.67	272.19					2259.65	93.81	74.33



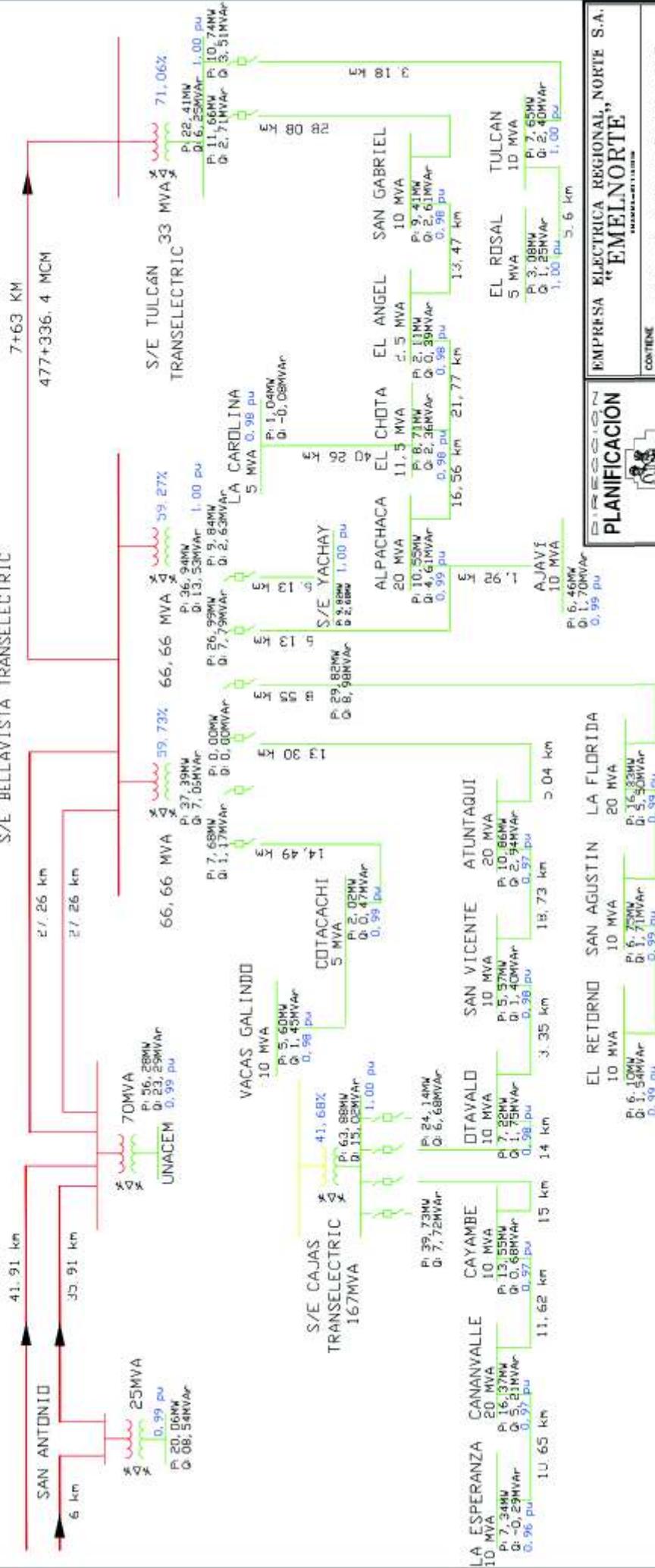


1143.53	93.19	9.79	2653.67	89.72	89.35	1608.70	88.45	101.92				2356.73	95.17	78.56
1131.93	93.31	9.57	2790.50	89.48	99.34	1571.97	87.69	99.03				1550.94	92.70	35.86
1131.10	92.71	9.68	2750.24	89.87	95.65	1540.24	88.02	94.35				2275.85	94.87	73.72
1101.22	92.52	9.21	2741.45	89.86	95.06	1591.18	87.48	101.94				2231.59	94.91	70.82
1043.43	92.68	8.24	2766.02	89.86	96.77	1583.68	88.34	99.04				2241.32	94.80	71.61
1051.84	92.06	8.49	2788.57	89.72	98.67	1541.15	87.77	95.02				2226.57	94.60	70.97
1038.07	91.70	8.33	2675.68	89.66	90.97	1474.68	87.60	87.34				2156.10	94.71	66.40
1019.29	91.14	8.13	2796.15	90.02	98.55	1499.84	87.92	89.67				2167.99	94.32	67.68
837.65	89.10	5.75	2785.86	89.94	98.00	1572.51	87.75	98.96				2140.39	94.75	65.38
859.37	89.56	5.98	2820.96	89.84	100.71	1585.44	86.71	103.03				2134.82	94.35	65.58
967.74	90.28	7.47	2772.18	89.52	97.96	1622.56	87.08	106.98				2073.10	94.41	61.76
961.52	90.04	7.41	2776.20	89.43	98.42	1581.23	87.15	101.45				2052.15	94.11	60.92
925.05	89.87	6.89	2774.90	88.54	100.31	1515.87	87.30	92.91				2057.73	94.50	60.74

# ANEXO VI

## EMELNORTE 2020

S/E BELLAVISTA TRANSELECTRIC



**SIMBOLOGIA**

—	LST 230	kV.
—	LST 138	kV.
—	LST 69	kV.
—	LST 13.8	kV.

**PLANIFICACION**

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A.  
**"EMELNORTE"**

---

CONTIENE: **DIAGRAMA UNIFILAR "EMELNORTE"**

Director de Planificación	Ing. Omar Chocón Herrera	SIN ESCALA	28/07/2017
APROBADO	REALIZADO	ESCALA	FECHA
Ing. Hernán Pérez	Ing. Hernán Pérez	1 / 1	
REVISO	LEV. CAL. Actualiza	HOJA	ARCHIVO

# ANEXO VII

## COSTOS DE INVERSIÓN



EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE EMELNORTE S.A  
DIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

PRESUPUESTO N°: 8922 SOLICITUD N°: sn SOLICITANTE: Marco Andrade  
OBSERVACIÓN: Estudio 1  
TIPO MATERIAL: VALOR CONTRATISTA TIPO M OBRA SALARIO CONTRATISTA A  
ALIMENTADOR: Alimentador 1 SUBESTACIÓN: Cayambe  
UBICACIÓN: Cayambe - Tabacundo FECHA CREACIÓN: 10/01/18  
PROVINCIA: Pichincha CANTÓN: Cayambe  
DISEÑADOR: CESAR VINICIO VALLEJO CÉSPEDES PARROQUIA: Cayambe  
ABONADOS C S: 0 ABONADOS S S: 0 ABONADOS: 0 COORDENADAS  
ORDEN TRABAJO  
PROYECTO: Plazificaciones alternativa 1  
DISTANCIA PROYECTO (KM): 5 PRESUPUESTO PARA CONTRATISTAS  
POSTES: 10 M 0 POSTES: 12 M 0  
KM AT 1 F 0,00 KM AT 2 F 0,00 KM AT 3 F 0,00 KM BT 1 F 0,00 KM BT 3 F 0,00

### POSTES Y TORRES

#### MATERIALES:

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	V.U.	TOTAL
0520202000000	PERNO PIN DE ACERO GALVANIZADO, ROSCA PLÁSTICA DE 50, 8 MM 2"	C/U	104	2,71	281,64
0501131400000	15X200 MM DE (3/4 X 7 7/8")				
0501141400000	ABRAZADERA ACERO GALVANIZADO, PLETINA, 3 PERNOS, 38 X 4 X 140 MM	C/U	28	4,27	119,56
0501141400000	ABRAZADERA ACERO GALVANIZADO, PLETINA, 4 PERNOS, 38 X 4 X 140 MM	C/U	17	5,02	85,34
0510752000000	CRUCETA ACERO GALVANIZADO, UNIVERSAL, PERFIL "L" 75 X 75 X 6 (3 x 3 x 1/4") y 2 000 MM	C/U	62	26,25	1.627,50
0509999990020	PERNO ESPARRAGO O DE ROSCA CORRIDA DE ACERO GALVANIZADO, 16 MM DE DIÁMETRO Y 300MM DE LONGITUD, CON 4 TUERCAS, 2 ARANDELAS PLANAS Y DOS PRESIÓN	C/U	35	2,83	99,05
0525130500000	PERNO MAQUINA ACERO GALVANIZADO, TUERCA, ARANDELA PLANA Y PRESIÓN, 16X50MM (5/8 X 2")	C/U	124	0,85	105,40
0528162540000	PERNO OJO ACERO GALVANIZADO, 4 TUERCAS, ARANDELAS 2 PLANAS Y 2 PRESIÓN DE 16 X250MM (5/8 X 10")	C/U	33	2,16	71,28
0521194570000	PERNO PIN PUNTA DE POSTE SIMPLE ACERO GALVANIZADO, CON ACCESORIOS DE SUJECCIÓN 19 X 457MM (3/4 X 18")	C/U	34	8,01	272,34
0535160520000	PERNO "L" ACERO GALVANIZADO CON 2 TUERCAS, ARANDELAS, 2 PLANAS Y 2 PRESIÓN DE 16 X 150MM (5/8" X 6"), ANCHO DENTRO DE LA U	C/U	28	2,45	68,60
0541380710000	PIE AMIGO DE ACERO GALVANIZADO, PLETINA 38 x 6 MM (1 1/2 x 1/4") y 710 MM	C/U	124	4,83	598,92
0552010160000	TUERCA DE OJO OVALADO ACERO GALVANIZADO, PERNO DE 16 MM (5/8")	C/U	18	1,01	18,18
					<b>3.348,51</b>

#### MANO DE OBRA:

P00040	ARMADA O DESARMADA DE ESTRUCTURA TRIF. EST-3CD (RRC)	C/U	6	30,31	181,86
P00036	ARMADA O DESARMADA DE ESTRUCTURA TRIF. EST-3CP (P)	C/U	28	14,43	404,04
P00038	ARMADA O DESARMADA DE ESTRUCTURA TRIF. EST-3CR (RC)	C/U	5	25,26	126,30
P00032	ARMADA O DESARMADA DE ESTRUCTURA TRIF. EST-3SA (AC)	C/U	6	21,65	129,90
					<b>842,10</b>

### CONDUCTORES

#### MATERIALES:

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	V.U.	TOTAL
0205110150000	AISLADOR DE SUSPENSIÓN, POLIMÉRICO, 15 KV, ANSI DS-15	C/U	51	14,17	722,67
0201055550000	AISLADOR ESPIGA (PIN), PORCELANA, CON RADIO INTERFERENCIA, 15KV, ANSI 55-5	C/U	138	5,97	823,86
0430100730000	CONDUCTOR DE AL - ACERO DESNUDO, CABLEADO, ACSR, 3/0 AWG, 7 (6/1) HILOS	C/M	90000	1,30	117.000,00
0106110560000	CONECTOR ALEACION DE AL, COMPRESION TIPO CUÑA, PRINCIPAL 1/0 AWG, DERIVADO 6AWG	C/U	18	4,72	84,96
0199999990016	GRAPA DE ALEACION DE AL, TERMINAL APERNADO, TIPO PISTOLA, DOS PERNOS RANGO 2 A 4/0 AWG	C/U	51	14,30	729,30
					<b>119.360,79</b>

#### MANO DE OBRA:

C00012	TENDIDO O DESTENDIDO DE C00-081/0-2/0 (CONDUCTOR ACSR N. 1/0-2/0)	C/M	68000	0,15	10.200,00
--------	---	-----	-------	------	-----------



C00011	TENDIDO O DESTENDIDO DE C00-0830-40 (CONDUCTOR ACSR 3/0 A 4/0)	C/M	90000	0,16	14.400,00
					<b>24.600,00</b>

#### RESUMEN GENERAL DEL PRESUPUESTO

	POSTES.	CONDUC.	TOTAL
MATERIALES:	3.348,01	119.360,79	122.708,80
MANO DE OBRA:	842,10	24.600,00	25.442,10
FISCALIZACIÓN:	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL:</b>	<b>4.190,11</b>	<b>143.960,79</b>	

SUBTOTAL PRESUPUESTO	148.150,90
SUBTOTAL IVA 0%	0,00
SUBTOTAL IVA 12%	148.150,90
TOTAL IVA	17.778,11
<b>TOTAL PRESUPUESTO</b>	<b>165.929,01</b>

#### PORCENTAJES

POSTES.	CONDUC.
2,83%	97,17%

ING. MARIO BURGOS

DIRECTOR DISTRIBUCION

DIRECCIÓN FINANCIERA

CESAR VINICIO VALLEJO CESPEDES  
DISEÑADOR

ACTUALIZADO POR



**EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE EMELNORTE S.A**  
**DIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN**

PRESUPUESTO N°: 8824 SOLICITUD N°: sn SOLICITANTE: Marco Andrade  
 OBSERVACIÓN: (CP:8922) Estudio 2  
 TIPO MATERIAL: VALOR CONTRATISTA TIPO M OBRA SALARIO CONTRATISTA A  
 ALIMENTADOR: Alimentador 1 SUBESTACIÓN: Cayambe  
 UBICACIÓN: Cayambe - Tabacundo FECHA CREACIÓN: 10/01/18  
 PROVINCIA: Pichincha CANTÓN: Cayambe  
 DISEÑADOR: CESAR VINICIO VALLEJO CESPEDES PARROQUIA: Cayambe  
 ABONADOS C S: 0 ABONADOS S S: 0 ABONADOS: 0 COORDENADAS  
 ORDEN TRABAJO  
 PROYECTO: Clasificación alternativa 2  
 DISTANCIA PROYECTO (KM): 5 PRESUPUESTO PARA CONTRATISTAS  
 POSTES: 10 M 0 POSTES: 12 M 0  
 KMAT 1 F 0.00 KMAT 2 F 0.00 KMAT 3 F 0.00 KMBT 1 F 0.00 KMBT 3 F 0.00

**POSTES Y TORRES**

**MATERIALES:**

CODIGO	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	V.U.	TOTAL
0520202000000	PERNO PIN DE ACERO GALVANIZADO, ROSCA PLÁSTICA DE 50, 8 MM 2" 19X200 MM DE (3/4 X 7 7/8")	C/U	136	2,71	368,56
0501131400000	ABRAZADERA ACERO GALVANIZADO, PLETINA, 3 PERNCOS, 38 X 4 X 140 MM	C/U	34	4,27	145,18
0501141400000	ABRAZADERA ACERO GALVANIZADO, PLETINA, 4 PERNCOS, 38 X 4 X 140 MM	C/U	24	5,02	120,48
0210015420000	AISLADOR DE RETENIDA, PORCELANA, ANSI 54-2	C/U	6	4,50	27,00
0105010040000	BLOQUE DE HORMIGÓN, ANCLAJE, TIPO CÓNICO, BASE INFERIOR 400 MM, SUPERIOR 150 MM, AGUJERO 20 MM	C/U	6	4,29	25,74
0450020110000	CABLE DE ACERO GALVANIZADO, GRADO SIEMENS MARTIN, 7 HILOS, 9,52MM (3/8"), 3155 KGF	C/M	180	1,12	201,60
0510752000000	CRUCETA ACERO GALVANIZADO, UNIVERSAL, PERFIL "L" 75 X 75 X 6 (3 x 3 x 1/4") y 2 000 MM	C/U	82	26,25	2.152,50
0548010120000	GUARDACABO GALVANIZADO, PARA CABLE ACERO 12, 7 MM (1/2")	C/U	12	0,76	9,12
0599999990020	PERNO ESPARRAGO O DE ROSCA CORRIDA DE ACERO GALVANIZADO, 16 MM DE DIÁMETRO Y 300MM DE LONGITUD, CON 4 TUERCAS , 2 ARANDELAS PLANAS Y DOS PRESIÓN	C/U	51	2,83	144,33
0525130500000	PERNO MAQUINA ACERO GALVANIZADO, TUERCA, ARANDELA PLANA Y PRESIÓN , 16X50MM (5/8 X 2")	C/U	184	0,85	156,40
0528162540000	PERNO OJO ACERO GALVANIZADO, 4 TUERCAS, ARANDELAS 2 PLANAS Y 2 PRESIÓN DE 16 X250MM (5/8 X 10")	C/U	45	2,16	97,20
0521194570000	PERNO PIN PUNTA DE POSTE SIMPLE ACERO GALVANIZADO, CON ACCESORIOS DE SUJECIÓN 19 X 457MM (3/4 X 18")	C/U	41	8,01	328,41
0535160520000	PERNO "U" ACERO GALVANIZADO, CON 2 TUERCAS, ARANDELAS, 2 PLANAS Y 2 PRESIÓN DE 16 X 150MM (5/8" X 6"), ANCHO DENTRO DE LA U	C/U	34	2,45	83,30
0541380710000	PIE AMIGO DE ACCERO GALVANIZADO, PLETINA 38 x 6 MM (1 1/2 x 1/4") y 710 MM	C/U	184	4,83	792,12
0701051200000	POSTE DE HORMIGÓN ARMADO, CIRCULAR, CRH 500 KG, 12 M	C/U	7	251,66	1.761,62
0552010160000	TUERCA DE OJO OVALADO ACERO GALVANIZADO, PERNO DE 16 MM (5/8")	C/U	21	1,01	21,21
0556161800000	VARILLA DE ANCLAJE ACERO GALVANIZADO, TUERCA Y ARANDELA, 16 X 1 800MM (5/8 X 71")	C/U	8	6,28	37,74
					<b>6.485,51</b>

**MANO DE OBRA:**

P0005	ANCLAJE DE TERRENO NORMAL	C/M	6	25,26	151,56
P00046	ARMADA O DESARMADA DE TAT-070 (TENSOR A TIERRA AT Y BT)	C/U	6	12,62	75,72
P00040	ARMADA O DESARMADA DE ESTRUCTURA TRIF. EST-3CD (RRC)	C/U	7	30,31	212,17
P00038	ARMADA O DESARMADA DE ESTRUCTURA TRIF. EST-3CF (P)	C/U	34	14,43	490,62
P00038	ARMADA O DESARMADA DE ESTRUCTURA TRIF. EST-3CR (RC)	C/U	8	25,26	202,08
P00032	ARMADA O DESARMADA DE ESTRUCTURA TRIF. EST-3SA (AC)	C/U	9	21,65	194,65
MC00001	ERECCIÓN DE POSTES GRUA FACIL ACCESO	C/U	7	34,09	238,63
PC00110	EXCAVACION DE HUECOS-TERRENO NORMAL	C/U	7	19,77	138,39
PC00134	TRANSPORTE PC0-0HC (POSTE HORMIGÓN ( 1-10))	C/U	7	61,16	428,12
					<b>2.132,14</b>

**CONDUCTORES**
**MATERIALES:**

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UND.	CANT.	V.U.	TOTAL
0205110150000	AISLADOR DE SUSPENSIÓN, POLIMÉRICO, 15 KV, ANSI DS-15	C/U	66	14,17	935,22
0201058550000	AISLADOR (ESPIGA (PIN), PORCELANA, CON RADIO INTERFERENCIA, 15KV, ANSI 55-5	C/U	177	5,97	1.056,69
0430100710000	CONDUCTOR DE AL - ACERO DESNUDO, CABLEADO, ACSR, 1/0 AWG, 7 (5/1) HILOS	C/M	302	0,92	277,84
0430100730000	CONDUCTOR DE AL - ACERO DESNUDO, CABLEADO, ACSR, 3/0 AWG, 7 (5/1) HILOS	C/M	46600	1,30	60.450,00
0106110560000	CONECTOR ALEACION DE AL, COMPRESION TIPO CUÑA, PRINCIPAL 1/0 AWG, DERIVADO 8AWG	C/U	21	4,72	99,12
0199999990018	GRAPA DE ALEACION DE AL, TERMINAL APERNADO, TIPO PISTOLA, DOS PERNOS RANGO 2 A 40 AWG	C/U	66	14,30	943,80
0136050100000	RETENCION PREFORMADA, PARA CABLE DE ACERO GALVANIZADO DE 9,53MM (3/8")	UND	12	4,23	50,76
					<b>63.813,43</b>

**MANO DE OBRA:**

C00012	TENDIDO O DESTENDIDO DE CO0-0B1/0-2/0 (CONDUCTOR ACSR N. 1/0-2/0)	C/M	73800	0,15	11.070,00
					<b>11.070,00</b>

**RESUMEN GENERAL DEL PRESUPUESTO**

	POSTES.	CONDUC.	TOTAL
MATERIALES:	8.455,51	63.813,43	70.268,94
MANO DE OBRA:	2.132,14	11.070,00	13.202,14
FISCALIZACIÓN:	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL:</b>	<b>8.587,65</b>	<b>74.883,43</b>	

SUBTOTAL PRESUPUESTO 83.471,08

SUBTOTAL IVA 0% 0,00

SUBTOTAL IVA 12% 83.471,08

TOTAL IVA 10.816,53

**TOTAL PRESUPUESTO 93.487,61**
**PORCENTAJES**

POSTES.	CONDUC.
10,29%	89,71%

ING. MARIO BURGOS

DIRECTOR DISTRIBUCION

DIRECCIÓN FINANCIERA

 CESAR VINICIO VALLEJO CESPEDES  
 DISEÑADOR

ACTUALIZADO POR

# ELECTRICAL FB

Resolución y Suministros Eléctricos

## ELECTEMA

Ingeniería - Consultoría  
 Supervisión - Servicios  
 Construcción - Mantenimiento

ADDRESS: AV. STARBUCKS 02-01 Y PA.V  
 GUAYMA  
 PHONES: (593) 6 2299 151 / 0904845001

SAN GABRIEL, 22 de enero 2018.

CLIENTE:

REFERENCIA: MATERIAL ELÉCTRICO

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	V. UNITARIO	V. TOTAL
1	Banco capacitores trifásico de 600 KVAR	unidades	2	3684,00	7368,00
2	Banco capacitores trifásico de 300 KVAR	unidades	1	1845,00	1845,00
3	Banco capacitores monofásico de 200 KVAR	unidades	1	1419,00	1419,00
4	Banco capacitores trifásico de 100 KVAR	unidades	2	675,00	1350,00
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
				<b>SUBTOTAL</b>	<b>11982,00</b>
				<b>2% IVA</b>	
				<b>12% IVA</b>	<b>1437,84</b>
				<b>TOTAL</b>	<b>13419,84</b>

**ING. NYSON FREIRE.**

**CONDICIONES COMERCIALES**  
 TIEMPO DE ENTREGA 16 SEMANAS  
 30% DE ANTECIPO Y 30% CONTRAENTREGA  
 VALIDEZ DE LA OFERTA 15 DÍAS  
 LOS PRODUCTOS SERAN ENTREGADOS EN BODEGAS

## COTIZACIÓN

Quito, 01 de Febrero 2018.

**CLIENTE:** Marco Andrade  
0989554347  
Andrade\_marco92@hotmail.com

**REFERENCIA:** Regulador de voltaje 13.8 kV

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	V. UNITARIO	V. TOTAL
1	Regulador de Voltaje 3 - 32 - 300 KVA	unidades	2	35700.00	71400.00
2					
3					
SUBTOTAL					71400.00
0% IVA					
12% IVA					8568.00
TOTAL					79968.00

### CONDICIONES COMERCIALES

- Tiempo de entrega 20 semanas
- Forma de pago: contraentrega
- Validez de la oferta 15 días
- Garantía: 1 año
- Precio no incluye instalación

Ing. Marco Soto

Registro Profesional: 03-17-3017 EPN

Registro Municipal: LP-209

Registro EEQ: EEQ: 2013 - I - 656

INGENIERIA ELÉCTRICA  
Av. 10 de Agosto y Guayaquil Esquina  
Edificio San Blas Oficina 705  
mail: electricoyelectronico@gmail.com

Tel: (02) 3503065  
Cel: 099007671 WhatsApp