



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

INCREMENTO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CORRESPONDIENTE A LA SUBESTACIÓN CHILIBULO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

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

ÁNGEL WLADIMIR CHILLÁN USIÑA

wlady1992@yahoo.com

ALEX JAVIER SATIÁN ALCOSER

alexsatian@hotmail.com

DIRECTOR: DR. PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA

paul.vasquez@epn.edu.ec

Quito, Mayo 2018

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por ÁNGEL WLADIMIR CHILLÁN USIÑA y ÁLEX JAVIER SATIÁN ALCOSER, bajo mi supervisión.

DR. PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Ángel Wladimir Chillán Usiña, y Alex Javier Satián Alcoser, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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.

Ángel Wladimir Chillán Usiña

Alex Javier Satián Alcoser

DEDICATORIA

Este trabajo de titulación, se lo dedico a toda mi familia y a quienes estuvieron en cada momento para poder culminar con esta grandiosa etapa.

Ángel Wladimir Chillán Usiña

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios y a la Santísima Virgen, por la salud y las bendiciones que me han otorgado durante toda mi vida.

A mis padres Elena y Oswaldo, personas a las cuales les debo todo en esta vida no me alcanzan las palabras para agradecer el esfuerzo que han realizado para poder llegar a culminar esta grandiosa etapa, me siento muy afortunado de tener unos padres tan maravillosos que con su amor me han guiado en todo momento.

A mi hermano Steven, que a pesar de peleas y enojos le quiero con toda mi vida.

A toda mi familia, que siempre me han brindado el apoyo y a pesar de mis errores se sienten muy orgullosos de mí y me hacen sentir muy especial en sus vidas.

Al Ing. Mentor Poveda, un agradecimiento infinito por todos los conocimientos y la ayuda desinteresada que nos brindó para poder culminar con éxito este trabajo de titulación.

Al Ing. William Mendoza, Ing. Ricardo Dávila, Ing. Marco Sosa, Ing. Oscar Proaño, Ing. German Casillas, quienes forman parte del Departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica Quito, un agradecimiento muy especial por el apoyo y las enseñanzas brindadas a lo largo del desarrollo de este trabajo de titulación.

Al Dr. Paúl Vásquez, por los conocimientos impartidos a lo largo del desarrollo del trabajo de titulación.

A mi gran amigo Álex Satian, por la amistad brindada a lo largo de nuestros estudios y en especial por todo el esfuerzo realizado para poder culminar con este trabajo de titulación.

A todos mis amigos, quienes me brindaron el apoyo y ayuda en toda esta etapa académica.

Ángel Wladimir Chillán Usiña

DEDICATORIA

A mi madre Luisa Alcoser, que me ha sabido guiar, apoyar y dar fuerza en cada momento de la vida. En especial, en las situaciones complejas, cuando al parecer ya no hay esperanza alguna; siempre me ha ayudado a seguir en adelante. Gracias por todo.

A mi padre Cesar Satián, quien con su sabiduría y ejemplo me ha enseñado que a pesar de las diferentes situaciones y problemas que en la vida se tiene que afrontar, nunca se debe rendir o dar un paso atrás. Espero poder continuar con su ejemplo, aunque me falta todavía mucho por aprender. Muchas gracias por todo.

A mis hermanas Natali y Domenica Satián, quienes siempre me han acompañado y apoyado en todo momento, en especial en los más difíciles. Las quiero mucho.

A mi tía María Satián, quien me ha sabido apoyar en todo sentido y en toda meta que me he propuesto, siendo un pilar para poder cumplir mis propósitos en la vida; sin embargo lo que más le admiro es su fuerza y su energía para afrontar los problemas que la vida ha impuesto. Espero poder aprender de sus cualidades como hija, como hermana, como tía y como persona.

ALEX

AGRADECIMIENTO

Primeramente, agradezco a Dios y a la Santísima Virgen del Quinche, por todas las bendiciones que he recibido desde el primer momento de mi vida.

Agradezco a toda mi familia por acompañarme a lo largo de esta aventura llamada vida.

Al Ing. Mentor Poveda, un agradecimiento por todo el apoyo recibido a lo largo de este proyecto.

Agradezco al Departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica Quito conformado por Ing. William Mendoza, Ing. Ricardo Dávila, Ing. Marco Sosa, Ing. Oscar Proaño, Ing. German Casillas, por el apoyo brindado gentilmente en el desarrollo del proyecto.

Al Dr. Paúl Vásquez, por los conocimientos impartidos como docente durante mi época estudiantil y como tutor del trabajo de titulación.

Agradezco a mi amigo Ángel Chillán, quien ha sido de gran ayuda a lo largo de varios años en la época estudiantil, gran apoyo para terminar este proyecto de titulación y muchos otros y una gran persona como compañero y amigo.

Finalmente agradezco a todos mis amigos, quienes me ayudaron y apoyaron durante toda mi vida estudiantil.

ALEX

2.1.1.8. Red secundaria	8
2.1.1.9. Consumidor, abonado, cliente o usuario	9
2.1.2. TOPOLOGÍAS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN	9
2.1.2.1. Sistema radial.....	9
2.1.2.2. Sistema anillado	10
2.1.2.3. Sistema huso.....	10
2.2. PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN	11
2.2.1. CONCEPTOS ÚTILES PARA LA PLANIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	13
2.2.1.1. Capacidad instalada.....	13
2.2.1.2. Demanda.....	14
2.2.1.3. Demanda máxima	14
2.2.1.4. Demanda máxima diversificada o coincidente	15
2.2.1.5. Densidad de carga	15
2.2.1.6. Factor de carga	16
2.2.1.7. Factor de coincidencia	16
2.2.1.8. Factor de demanda	16
2.2.1.9. Factor de utilización	17
2.2.1.10. Factor de diversidad.....	17
2.2.1.11. Factor de pérdidas	18
2.2.1.12. Factor de escalamiento	18
2.2.1.13. Centro de carga.....	19
2.2.1.14. Nivel de voltaje	19
2.2.2. MÉTODOS DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	20
2.2.2.1. Métodos basados en el horizonte de tiempo.....	22
2.2.2.1.1. <i>Proyección a corto plazo</i>	22
2.2.2.1.2. <i>Proyección a mediano plazo</i>	22
2.2.2.1.3. <i>Proyección a largo plazo</i>	22
2.2.2.2. Métodos basados en el tipo de carga.....	22
2.2.2.3. Métodos basados en técnicas matemáticas.....	23
2.2.3. PROYECCIÓN ESPACIAL DE LA DEMANDA UTILIZANDO MICRO- ÁREAS	23
2.2.3.1. Sistema de coordenadas seleccionado.....	23
2.2.3.2. Tamaño de las micro-áreas.....	25

2.2.3.3. Nomenclatura	25
2.2.3.4. Área de edificación admitida	26
2.2.3.5. Área neta de construcción.....	27
2.2.3.6. Área total habilitada.....	27
2.2.3.7. Demanda proyectada	27
2.3. CONCEPTOS PARA LA EVALUACIÓN DE PROYETOS.....	28
2.3.1. TASA DE DESCUENTO ANUAL	28
2.3.2. VALOR PRESENTE NETO	28
CAPÍTULO 3.....	29
METODOLOGÍA.....	29
3.1. DELIMITACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	29
3.2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	30
3.3. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL CON DEMANDA PROYECTADA	32
3.3.1. DIAGNÓSTICO EN MEDIO VOLTAJE	32
3.3.2. DIAGNÓSTICO EN BAJO VOLTAJE.....	33
3.4. INCREMENTO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN MEDIO VOLTAJE	34
3.4.1. ALTERNATIVA A: MANTENER LA UBICACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN	34
3.4.2. ALTERNATIVA B: REUBICACIÓN ESTRATÉGICA DE LA SUBESTACIÓN	36
3.5. INCREMENTO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN BAJO VOLTAJE ..	36
3.5.1. SELECCIÓN DE MICRO-ÁREAS REPRESENTATIVAS.....	37
3.5.2. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	38
3.5.2.1. Evaluación de desempeño	38
3.5.3. DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	39
3.6. EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO TÉCNICO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS.....	40
3.6.1. CAÍDA DE VOLTAJE	40
3.6.2. NIVEL DE CARGA	40
3.6.3. PÉRDIDAS.....	41
3.7. EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS.....	41
3.7.1. COSTOS DE INVERSIÓN	42

3.7.2. COSTOS DE OPERACIÓN.....	43
3.7.3. COSTOS DE MANTENIMIENTO	44
CAPÍTULO 4.....	47
APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	47
4.1. DELIMITACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	47
4.1.1. DEFINICIÓN Y UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	48
4.1.2. CONDICIONES ACTUALES DE LA ZONA DE ESTUDIO	50
4.1.3. ANÁLISIS DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL SECTOR.....	51
4.2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	54
4.3. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL CON DEMANDA PROYECTADA	59
4.3.1. DIAGNÓSTICO EN MEDIO VOLTAJE	59
4.3.2. DIAGNÓSTICO EN BAJO VOLTAJE.....	60
4.4. INCREMENTO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN MEDIO VOLTAJE	61
4.4.1. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	62
4.4.2. ALTERNATIVA A: MANTENER LA UBICACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN	63
4.4.2.1. Área de cobertura de las subestaciones	63
4.4.2.2. Distribución de los alimentadores.....	64
4.4.2.3. Dimensionamiento de las subestaciones	65
4.4.3. ALTERNATIVA B: REUBICACIÓN ESTRATÉGICA DE LA SUBESTACIÓN	66
4.4.3.1. Área de cobertura de las subestaciones	67
4.4.3.2. Centro de carga.....	68
4.4.3.3. Distribución de los alimentadores.....	69
4.4.3.4. Dimensionamiento de las subestaciones	70
4.5. INCREMENTO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN BAJO VOLTAJE ..	72
4.5.1. SELECCIÓN DE MICRO-ÁREAS REPRESENTATIVAS.....	73
4.5.1.1. Micro-área SO_03_03_01_01	76
4.5.1.2. Micro-área SO_04_04_03_14	78
4.5.2. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	79
4.5.2.1. Evaluación de desempeño	83
4.5.3. DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	83

CAPÍTULO 5.....	86
ANÁLISIS DE RESULTADOS	86
5.1. EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO TÉCNICO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS.....	86
5.1.1. DESEMPEÑO DE LA ALTERNATIVA A	86
5.1.1.1. Caída de voltaje	86
5.1.1.2. Nivel de carga	88
5.1.1.3. Pérdidas.....	89
5.1.2. DESEMPEÑO DE LA ALTERNATIVA B	90
5.1.2.1. Caída de voltaje	90
5.1.2.2. Nivel de carga	91
5.1.2.3. Pérdidas.....	92
5.2. EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS.....	93
5.2.1. DESEMPEÑO DE LA ALTERNATIVA A	93
5.2.1.1. Costo de inversión.....	93
5.2.1.2. Costo de operación	97
5.2.1.3. Costo de mantenimiento	100
5.2.2. DESEMPEÑO DE LA ALTERNATIVA B	101
5.2.2.1. Costo de inversión.....	101
5.2.2.2. Costo de operación	104
5.2.2.3. Costo de mantenimiento	106
5.3. ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DESEMPEÑO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS.....	108
5.3.1. DESEMPEÑO TÉCNICO	108
5.3.1.1. Caída de voltaje	108
5.3.1.2. Nivel de carga	112
5.3.1.3. Pérdidas.....	113
5.3.2. DESEMPEÑO ECONÓMICO.....	114
CAPÍTULO 6.....	116
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	116
6.1. CONCLUSIONES	116
6.2. RECOMENDACIONES	117
BIBLIOGRAFÍA.....	119
ANEXOS.....	121

ANEXO I	121
ANEXO II	128
ANEXO III	143
ANEXO IV	148
ANEXO V	157
ANEXO VI	165
ORDEN DE EMPASTADO	165

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo plantear dos alternativas de operación eficiente y viable para satisfacer la demanda en estado de saturación del sector sur-occidental del Distrito Metropolitano de Quito. Como primer paso se delimita la zona de estudio y se analiza las condiciones actuales de operación de la red de distribución para posteriormente realizar la proyección de la demanda mediante la Plan de Uso y Ocupación del Suelo (PUOS) mediante el programa computacional ArcGIS.

A continuación se realiza un diagnóstico de la red de distribución en medio y bajo voltaje para proceder a realizar las modificaciones pertinentes, procurando tener un escenario tanto técnica como económicamente viables.

Posteriormente se procede con la modelación digital de las alternativas planteadas para evaluar el comportamiento de las mismas verificando el cumplimiento de las regulaciones del ARCONEL y las Normas de la EEQ, para una operación eficiente del Sistema Eléctrico de Distribución (SED) de la zona en estudio.

Posteriormente se realiza el estudio técnico que tiene como finalidad analizar tres parámetros fundamentales como son: caída de voltaje, nivel de carga en alimentadores y pérdidas del sistema, para lo cual se emplea el módulo de flujos de potencia que tiene disponible el programa computacional CYMDIST, todo el análisis se realiza con la demanda en estado de saturación de la zona en estudio.

Finalmente se realiza una evaluación económica de ambas alternativas tomando en cuenta los costos de: inversión, operación y mantenimiento; para posteriormente realizar una comparación y determinar la mejor alternativa.

PALABRAS CLAVE: red de distribución, demanda saturada, operación eficiente, evaluación técnica, evaluación económica.

ABSTRACT

The objective of this paper is to propose two efficient and viable operation alternatives to satisfy the saturation demand of the south-western sector of the Metropolitan District of Quito. As a first step, the study area is delimited and the current operating conditions of the distribution network are analyzed to subsequently carry out the projection of the demand through the Land Use and Occupation Plan (PUOS) through the ArcGIS computer program.

Next a diagnosis of the distribution network in medium and low voltage is made to proceed to make the pertinent modifications, trying to have a scenario both technically and economically viable,

Subsequently we proceed with the digital modeling of the alternatives proposed to evaluate the behavior of the proposed alternatives, verifying compliance with the ARCONEL regulations and the EEQ Standards, for an efficient operation of the Distribution System of the study area.

Subsequently, the technical study is carried out with the purpose of analyzing three fundamental parameters such as: voltage drop, level of charge in feeders and system losses, for which the power flow module that has the CYMDIST computer program available is used, all the analysis is carried out with the demand in the saturation state of the study area.

Finally, an economic evaluation of both alternatives is carried out taking into account the costs of: investment, operation and maintenance; to later make a comparison and determine the best alternative.

KEYWORDS: distribution network, saturated demand, efficient operation, technical evaluation, economic evaluation.

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La Empresa Eléctrica Quito (EEQ) no contaba con el Área de Planificación de Sistemas de Distribución, lo que ocasionaba una falta de estudios previos al desarrollo de las redes de distribución, la falta de anticipación a los problemas ocasionados por el crecimiento de la carga y obligaba a improvisar soluciones sin la perspectiva de la visión de largo plazo; por tal razón, actualmente se ha creado una unidad encargada de realizar esos estudios que permitan asegurar el abastecimiento de energía suficiente y de calidad; con la debida oportunidad.

Actualmente, está iniciando la operación la subestación Chilibulo, perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito, su ubicación, alejada del centro de carga en el sector occidental del Centro Sur del área urbana de la ciudad, exige altas inversiones en las redes de distribución. Dicha subestación se construyó en el sector debido a la cercanía de una línea de subtransmisión de 138 kV perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito, que implica facilidad de alimentación, sin considerar criterios relevantes como densidad de carga, proyección futura de la demanda, nivel de carga de los diferentes equipos, pérdidas técnicas, centro de carga.

Esta ubicación ineficiente genera problemas técnicos y económicos como: caída de voltaje excesivos en lugares lejanos a la subestación, particularmente durante transferencias de respaldo a otros alimentadores primarios, longitudes muy grandes de los alimentadores primarios, mayores pérdidas de energía y mayor costo de operación.

1.1 OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Determinar una alternativa para una operación eficiente de la S/E 05 Chilibulo analizando factores técnicos y económicos, con el propósito de atender la demanda para la saturación prevista en el plan regulador del Municipio de Quito para el sector occidental del Centro Sur del área urbana de la ciudad.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Plantear dos alternativas para el incremento de la eficiencia operativa de la subestación 05 Chilibulo. La primera, manteniendo la ubicación de la subestación

existente; y, la segunda, trasladándola estratégicamente a una ubicación más cercana al centro de carga de su área de servicio.

- Evaluar el desempeño de las topologías propuestas para verificar el cumplimiento de las regulaciones del ARCONEL y las Normas de la EEQ, a través de la modelación digital de las redes de distribución.
- Determinar la mejor alternativa mediante un análisis técnico - económico, que considere costos de inversión, operación y mantenimiento.

1.2 ALCANCE

A partir de la información proporcionada por la Empresa Eléctrica Quito, lo cual implica el diseño actual de la red existente y la demanda prevista en la saturación del sector, se definirán y modelarán dos alternativas para una operación eficiente de la S/E 05 Chilibulo, la primera, manteniendo la ubicación de la subestación existente; y, la segunda, trasladándola estratégicamente a una ubicación más cercana al centro de carga de su área de servicio, comprendiendo aproximadamente, las parroquias La Magdalena, La Libertad, La Mena, Chilibulo y Lloa, ubicadas en el sector occidental del Centro Sur del área urbana de la ciudad.

Con respecto a la red existente de los alimentadores primarios, se podrán realizar modificaciones pertinentes para satisfacer la demanda prevista en la saturación del sector.

Con el fin de analizar las condiciones de operación de las redes propuestas, se realizarán simulaciones en un programa computacional que aseguren la operación eficiente y dentro de las Normas del Sistema de Distribución; analizando caída de voltaje, nivel de carga y pérdidas de energía.

Finalmente, se realizará la estimación de los costos de ambas alternativas para posteriormente realizar un análisis técnico-económico y de esta forma determinar la alternativa más eficiente ante la problemática planteada. La estimación de los costos se realizará en base a costos típicos que utiliza en la planificación la Empresa Eléctrica Quito.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Debido a la ubicación de la S/E 05 Chilibulo y considerando la demanda para la saturación prevista en el plan regulador del Municipio de Quito, para el sector occidental del Centro Sur del área urbana de la ciudad, se prevé un aumento de los problemas técnicos y económicos señalados antes. Lo anterior obliga a realizar estudios para mejorar dicha situación.

Tomando en cuenta los problemas técnicos y económicos antes mencionados, es necesario plantear posibles alternativas con el fin de dar solución a dicha situación. Para ello se partirá de los estudios realizados en el sector en estudio, como es la proyección de la demanda por micro-áreas en estado de saturación. Una vez mejorada la situación se tendrá un servicio de calidad para los abonados y mejores condiciones de operación del Sistema de Distribución Eléctrica del sector en estudio para la Empresa Eléctrica Quito.

1.4 METODOLOGÍA DEL PLAN TRABAJO

Se recopilarán las bases teóricas que servirán de soporte para el desarrollo del estudio propuesto cumpliendo los objetivos planteados. Regulaciones, normas, procedimientos internos de la EEQ, entre otros. Adicionalmente se realizará la recopilación y el análisis de la información disponible del Sistema de Distribución del sector en estudio. Esta es una fase importante porque el estudio se realizará en base a la red existente y a la demanda prevista en la saturación en el plan regulador del municipio de Quito. Conforme las bases teóricas, se planteará la metodología de ejecución del estudio en todas sus componentes. Desde la definición de los detalles de las 2 alternativas propuestas, hasta las configuraciones que operen satisfactoriamente para cada una de las alternativas y finalmente, la comparación de las alternativas y la selección de la mejor. A partir de la configuración de la red existente y considerando la demanda prevista para la saturación del sector, se definirán las modificaciones necesarias, empleando la modelación digital de las redes para las 2 alternativas propuestas. Aplicando los principios y criterios utilizados en la planificación de Sistemas de Distribución.

Una vez definidas las 2 alternativas con las condiciones de operación satisfactorias, principalmente caída de voltaje, nivel de carga de los alimentadores y pérdidas, se valorarán las inversiones necesarias y los costos de operación. Sobre la base del desarrollo anterior se realizará el análisis técnico-económico, se compararán las alternativas y se determinará la mejor, para una operación más eficiente del sistema de distribución asociado a la S/E 05 Chilibulo.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN (SED)

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) consta de tres subsistemas: generación, transmisión y distribución, cuyo principal objetivo es entregar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los usuarios, cumpliendo con los diferentes parámetros y estándares de calidad establecidos [1].

Un Sistema Eléctrico de Distribución (SED) dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia (Figura 2.1.), se considera desde las entregas en bloque por parte del sistema de transmisión hasta los usuarios. Lo integran: la subtransmisión, las subestaciones de distribución, el sistema primario, los transformadores de distribución, las redes secundarias y los diferentes puntos de suministro de energía a los usuarios.

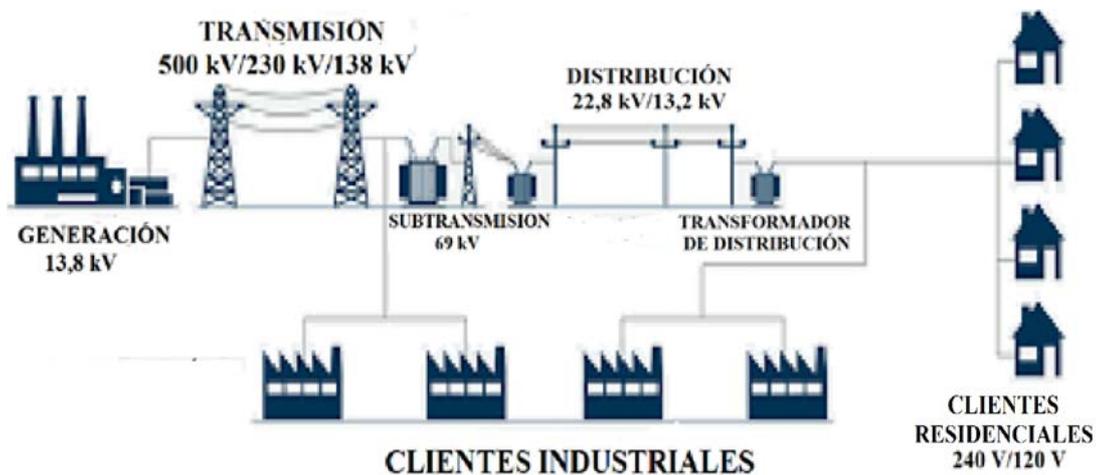


Figura 2.1. Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) [2].

Un Sistema Eléctrico de Distribución (SED) es un conjunto de equipos que se encuentran dispuestos de tal manera que permiten la energización en forma segura y confiable a un número determinado de cargas a diferentes niveles de voltaje. En función de las características de la demanda, la cantidad de energía suministrada, la confiabilidad y la seguridad con la que se debe operar se puede clasificar y diferenciar con facilidad cuatro grandes grupos de usuarios: Industriales, Comerciales, Urbanos y Rurales. En general, los consumidores que reciben el suministro eléctrico en alto voltaje se los considera como grandes consumidores de energía eléctrica [1].

En las subestaciones de transformación, el nivel de voltaje se reduce y la potencia se divide en pequeñas cantidades para ser distribuida a los usuarios. Razón por la cual, una subestación abastecerá a una considerable cantidad de clientes [2].

2.1.1. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Independientemente de las características en particular de un Sistema Eléctrico de Distribución, se encontrará constituido por:

2.1.1.1. Sistema de subtransmisión

Es el sistema que comprende desde las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) hasta las subestaciones de distribución permitiendo el transporte de la energía eléctrica mediante las líneas de subtransmisión. Generalmente operan a un voltaje entre 46 kV y 138 kV.

2.1.1.2. Subestación de distribución

Una subestación de distribución es donde se transforma la energía receptada de las líneas de subtransmisión y se da origen al sistema primario de distribución, lo cual incluye: recepción de las líneas de subtransmisión, el transformador reductor de voltaje, salidas de las redes primarias de distribución y los equipos de control, protección y seccionamiento [1], [3].

Existen, dos problemas principales relacionados directamente con las subestaciones de distribución: la localización y la capacidad de la misma. La localización de una subestación de distribución se determina en base a la planificación lo cual involucra directamente aspectos técnicos y económicos como: nivel de voltaje, caída de voltaje, centro de carga, proyección de la demanda futura, ubicación geográfica, espacio disponible, costo de los materiales y equipos eléctricos, y el costo de operación y mantenimiento. La capacidad de una subestación de distribución es determinada por los siguientes aspectos: demanda máxima actual, el crecimiento de la demanda y el área servida; lo cual está directamente relacionado con el desarrollo que presenta el área servida [4].

2.1.1.3. Redes de distribución

Se comprende como red de distribución de energía eléctrica a la disposición que adoptan los conductores y receptores, logrando que el flujo de energía eléctrica pueda llegar a los lugares de consumo, lo cual incluye conductores, aisladores, estructuras de soporte, canalizadores, equipos de protección, control, seccionamiento, entre otros [3], [4].

Las redes de distribución se pueden clasificar en función de diferentes aspectos y características, sin embargo, los principales criterios de clasificación se describen en los numerales siguientes.

2.1.1.3.1. Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su construcción.

Según lo estructural y el diseño urbano las redes de distribución se clasifican en:

- **Redes de distribución aéreas:** Generalmente en este tipo de redes de distribución el conductor se encuentra desnudo y va soportado en aisladores instalados en crucetas sobre estructuras que mantienen a una determinada altura del suelo según la norma vigente, dichas estructuras también brindan soporte a otros elementos de la red como: transformadores, seccionadores e interruptores. Este tipo de redes presentan ventajas como: costo de inversión más bajo, fácil mantenimiento, fácil localización de fallas, tiempo de construcción bajo y son las más comunes; sin embargo, también presentan desventajas como: mal aspecto estético, menor confiabilidad, menor seguridad y son más susceptibles de fallas y cortes de energía. Una red aérea está conformada por: postes, conductores, crucetas, aisladores, herrajes, seccionadores, disyuntores, equipos de protección y transformadores [1], [2], [3], [4].
- **Redes de distribución subterráneas:** En estas redes los diferentes elementos y componentes eléctricos se encuentran bajo el nivel del suelo. Los conductores en este tipo de redes deben de ser aislados de acuerdo al nivel de voltaje de operación y además deben de estar conformados por varias capas protectoras. Son empleadas en zonas donde las redes aéreas no son aconsejables debido a diferentes razones como: urbanismo, estética, congestión o seguridad. Presentan ventajas como: mayor confiabilidad, mayor estética, más seguras y están menos expuestas a fallas y vandalismos; sin embargo, presentan desventajas como: alto costo de inversión, difícil localización de fallas, mantenimiento complicado y se encuentran expuestas a humedad y roedores [1], [2], [3].

2.1.1.3.2. Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica.

Una empresa de distribución debe abastecer de energía eléctrica a usuarios localizados en diferentes zonas, según este criterio se tiene la siguiente clasificación:

- **Redes de distribución urbanas:** Representan la mayor parte del sistema de distribución ya que se aplica cuando se tienen usuarios muy concentrados y las principales características son: fácil acceso, la separación entre conductores es

menor, los transformadores son generalmente trifásicos, excepto en áreas residenciales, trabajo mecanizado, facilidad de transporte de los diferentes elementos y equipos eléctricos, cargas bifilares, trifilares y trifásicas, necesaria coordinación en el trazado de la red eléctrica con las redes telefónicas y se emplea conductores de aluminio, cobre, y ACSR [1], [2].

- Redes de distribución rurales: Se emplea este tipo de redes de distribución principalmente cuando se cuenta con usuarios muy dispersos y sus principales características son: cargas monofásicas, difícil acceso, difícil transporte de materiales y equipos eléctricos, transformadores monofásicos bifilares o trifilares y se emplea generalmente conductores ACSR [1].
- Redes de distribución suburbanas: Se emplean cuando se tiene una gran cantidad de abonados, pero con un bajo consumo; por lo general esto se da en ciertos sectores como los suburbios o asentamientos espontáneos [1].
- Redes de distribución turísticas: Utilizadas donde las curvas de carga están relacionadas directamente con temporadas de festividades o vacaciones, razón por la cual generalmente este tipo de redes son subterráneas con fin de mejorar la estética del entorno [1].

2.1.1.3.3. *Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de carga.*

El criterio de esta clasificación se enfoca hacia la finalidad a la cual el abonado emplea la energía eléctrica suministrada, bajo este criterio se tiene: [1]

- Redes de distribución para cargas residenciales: Este tipo de redes son aquellas que suministran energía eléctrica a edificios de apartamentos, multifamiliares, condominios, urbanizaciones, etc. La característica principal es que alimentan a cargas eminentemente resistivas, es decir que tienen pocas características reactivas. De acuerdo al nivel de consumo de energía eléctrica, los abonados se clasifican de acuerdo a los estratos de consumo definidos en la Norma de Distribución de la EEQ [1].
- Redes de distribución para cargas comerciales: Se caracterizan por encontrarse en áreas céntricas de las ciudades donde se presenta una alta actividad comercial como: centros comerciales y edificios de oficinas. Otra característica de este tipo de redes es que la carga alimentada es resistiva con un mínimo componente reactivo, lo cual baja un poco el factor de potencia, pero no significativamente, sin embargo,

actualmente ha sido notoria la introducción de carga sensible que genera armónicos [1].

- Redes de distribución para cargas industriales: En este tipo de redes se tiene un consumo de reactivos considerables debido a la gran cantidad de motores instalados, lo cual implica un muy bajo factor de potencia; razón por la cual frecuentemente es necesario realizar una corrección del factor de potencia [1].
- Redes de distribución para cargas mixtas: Cuando se debe abastecer el suministro eléctrico a cargas con diferentes características, es decir, son una combinación de cargas de las anteriormente mencionadas, lo cual no es muy deseable debido a que esto genera problemas en la red; principalmente el difícil manejo del control de pérdidas [1].

2.1.1.4. Alimentador primario

Se denomina alimentador primario a la red de medio voltaje que comienza en las barras de salida de la subestación de distribución y constituye la parte principal de la red primaria debido a su gran capacidad de transporte de energía eléctrica [3].

2.1.1.5. Ramal

Es una red de medio voltaje que se deriva a partir de un alimentador para alcanzar un área determinada mediante la conexión de transformadores de distribución y los usuarios [3].

2.1.1.6. Red primaria

Es parte de la red de distribución que opera a nivel primario del sistema, es decir a medio voltaje y se compone de líneas aéreas o líneas subterráneas localizadas a lo largo de las áreas de servicio, alimentando a los transformadores de distribución [3], [4].

2.1.1.7. Transformador de distribución

Equipo eléctrico que interconecta la red de distribución primaria con la red de distribución secundaria, reduciendo el nivel de voltaje al de utilización, generalmente es de 220/127 V o 210/120 V. El dimensionamiento del transformador se lo realiza en función de la demanda eléctrica de la zona a ser suministrada [5].

2.1.1.8. Red secundaria

Es la sección de la red de distribución que opera a voltaje secundario del sistema o voltaje de utilización; mediante la conexión entre el secundario del transformador de distribución y el abonado, logrando suministrar directamente el servicio eléctrico [3], [4].

2.1.1.9. Consumidor, abonado, cliente o usuario

Aquel individuo natural o jurídico que se encuentra habilitado para contratar un servicio, que use un inmueble conectándolo al servicio eléctrico apropiadamente autorizado por la empresa distribuidora dentro de su área de concesión. Dentro de esta definición se incluye al consumidor final y al gran consumidor [3].

2.1.2. TOPOLOGÍAS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

Actualmente dentro de los Sistemas de Distribución se tienen varias topologías, mismas que se encuentran en función de varios aspectos como: calidad, confiabilidad, seguridad, densidad de carga, etc. Las topologías se enfocan principalmente a la forma en que se distribuye la energía a partir del suministro. La elección del sistema a usarse se basa especialmente en la calidad del servicio, lo cual comprende la continuidad del servicio y la caída de voltaje. A continuación, se presentan las principales topologías [1], [5].

2.1.2.1. Sistema radial

Esta configuración es la más sencilla, presenta el costo más bajo, su operación es de la menor complicación, y por estas razones es el más común, sin embargo, presenta como desventaja una baja confiabilidad debido a que está expuesto a muchas posibilidades de interrupción por fallas, provocando el corte en el servicio de varios usuarios, las redes pueden hacer aéreas o subterráneas. En este tipo de sistema se tiene una sola ruta para el flujo de la energía eléctrica hacia la carga; sin embargo, se puede contar con seccionadores e interruptores de enlace, para la transferencia inmediata de carga de un alimentador en estado de falla a un alimentador adyacente, un ejemplo del sistema radial se puede visualizar en la Figura 2.2 [1], [4], [5].

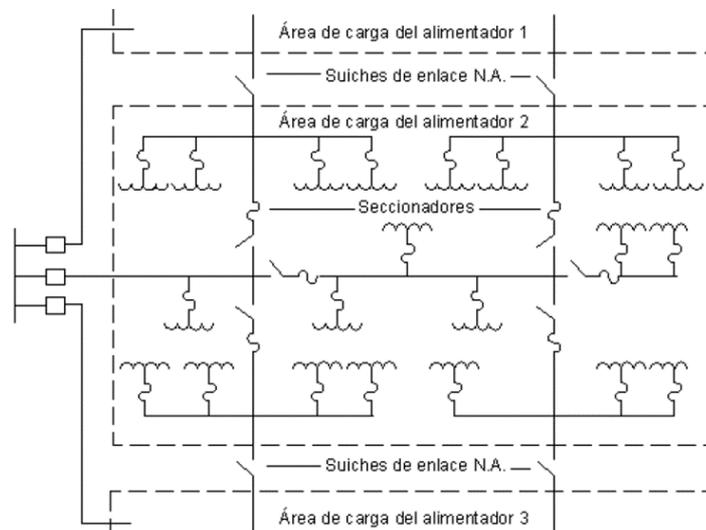


Figura 2.2. Sistema radial con seccionadores e interruptores de enlace [1]

2.1.2.2. Sistema anillado

Este tipo de sistema se aplica cuando la confiabilidad del suministro de energía eléctrica es muy importante, puesto que cuenta con más de una trayectoria paralela para el flujo de la energía eléctrica hacia la carga, el calibre del conductor es el mismo en todo el recorrido y debe de soportar la carga de las dos mitades del anillo. Opera normalmente radial y ante una falla, cuenta con interruptores de enlace, logrando de esta manera aislar la falla sin interrumpir el servicio eléctrico a los usuarios; además esto reduce el tiempo que se emplea para la localización y reparación de la falla, un ejemplo del sistema anillado se puede visualizar en la Figura 2.3 [1], [4], [5].

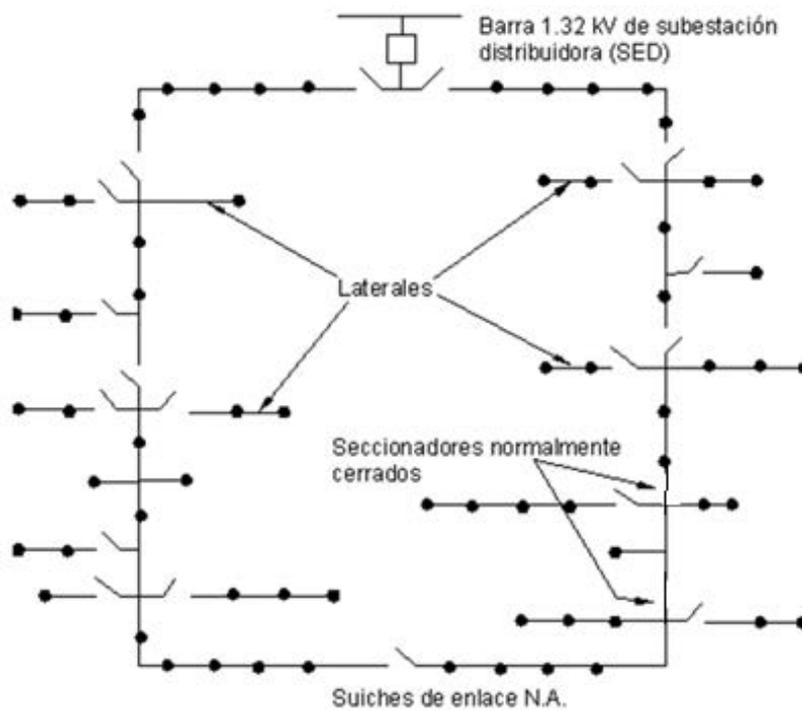


Figura 2.3. Sistema anillado con seccionadores e interruptores de enlace [1]

2.1.2.3. Sistema huso

La diferencia de este sistema con respecto a las topologías anteriormente presentadas, radica fundamentalmente en dos aspectos: la confiabilidad puesto que mediante esta topología se incrementa la respuesta frente a una falla y la flexibilidad ante la expansión de la zona de cobertura que debe ser cubierta por la empresa distribuidora. Los principales elementos en este sistema son: cámaras de seccionamiento, troncal, husos, interruptores, seccionadores, cámaras de transformación, un ejemplo del sistema huso se puede visualizar en la Figura 2.4 [5].

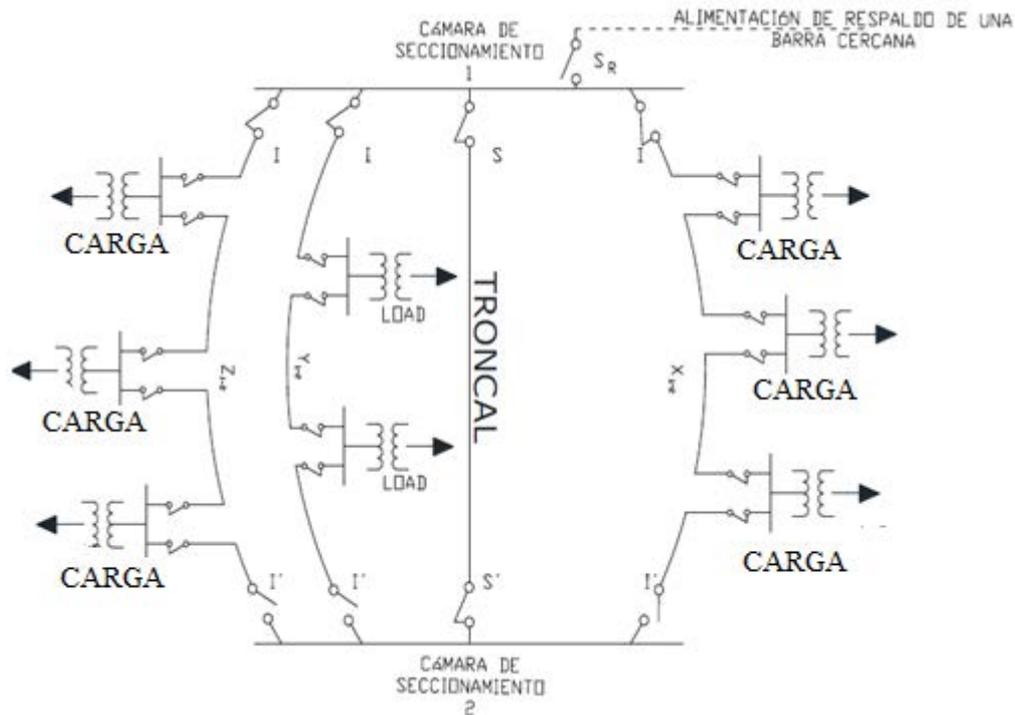


Figura 2.4. Ejemplo del sistema huso [5]

2.2. PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

Dentro de la planificación de un Sistema Eléctrico de Distribución se tiene como objetivo principal garantizar el servicio eléctrico de manera segura, continua y confiable; siendo capaz de adaptarse al crecimiento de la demanda de manera adecuada y razonablemente económicas [1], [6].

Varios factores afectan la planificación de un SED como: proyección de la demanda, expansión de subestaciones, sitio de las subestaciones, costo de expansión, selección del nivel de voltaje, trazado de los alimentadores, sección de los conductores, entre otros. Para la planificación se tiene como punto de partida la proyección de la demanda dando lugar al planeamiento más empleado como se observa en la Figura 2.5., tomando en cuenta parámetros como: continuidad de servicio, máxima caída de voltaje permitida, carga pico máxima, confiabilidad y pérdidas de potencia y energía eléctrica [1].

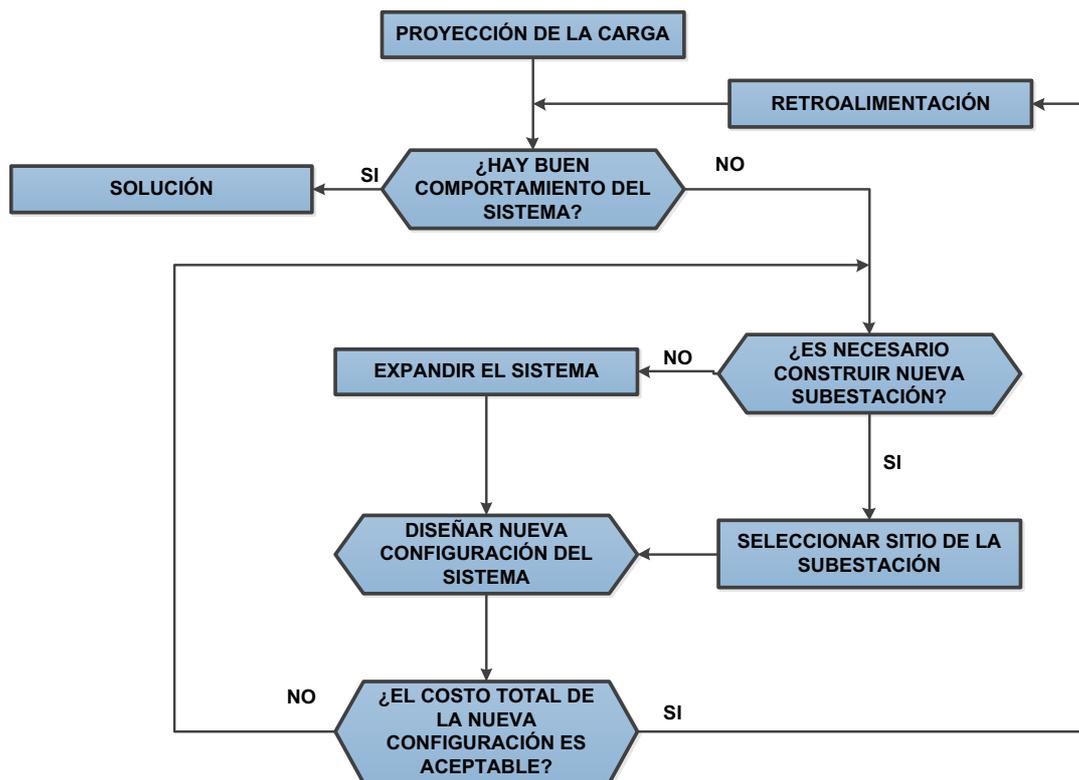


Figura 2.5. Planeamiento típico de sistemas de distribución [1]

La inversión necesaria para poder realizar un proyecto de un Sistema Eléctrico de Distribución equivale aproximadamente a las dos terceras partes de la inversión total que se necesita en un SEP; razón por la cual el planeamiento, diseño, implementación y operación del sistema de distribución implica un trabajo muy delicado, puesto que se maneja una cantidad considerable de información de los diferentes elementos del sistema como: transformadores, alimentadores, cargas, entre otros, y se debe de manejar dicha información de manera oportuna, para posteriormente almacenarla [5].

Al tener una gran cantidad de información, el manejo de la misma se convierte en una tarea compleja que involucra una cantidad de personal muy significativa en la planificación de un SED, ya que al ser una influencia muy importante en el SEP demanda la toma de numerosas decisiones [2], [5].

Básicamente en la planificación de un SED se tiene tres ámbitos: en corto plazo (período de uno a tres años), en mediano plazo (período de tres a diez años) y en largo plazo (períodos mayores a 10 años); para los cuales como principal soporte se tiene como principal soporte la proyección de la demanda y se lo emplea como punto de partida tomando en cuenta geográficamente, es decir sus dimensiones temporal y espacial, como se puede observar en la Figura 2.6 [2], [5].

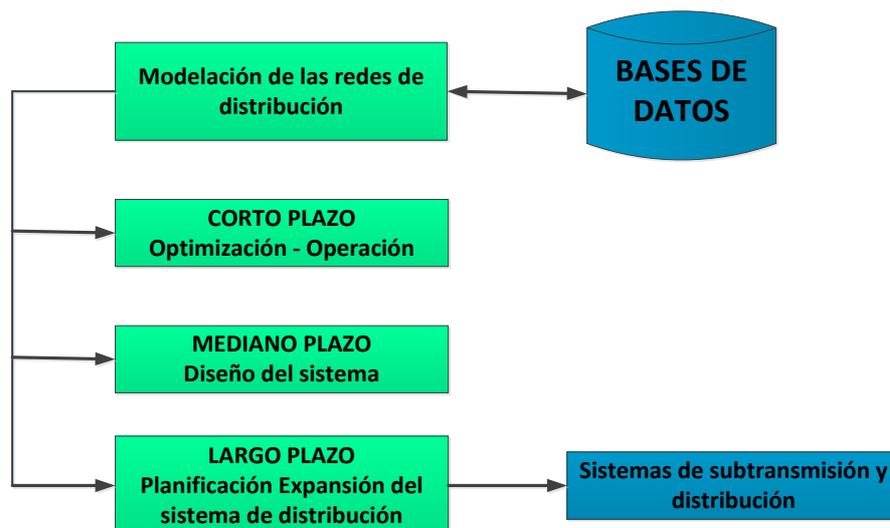


Figura 2.6. Proceso de planificación de un sistema de distribución [2].

Actualmente existen herramientas computacionales que ayudan a facilitar muy notablemente el manejo, uso y almacenamiento adecuado de las bases de datos; sin embargo, los paquetes computacionales CYMDIST y ArcGIS son los más empleados por las empresas distribuidoras, puesto que se puede simular redes de distribución con cualquier topología, equilibradas o desequilibradas y monofásicas, de dos fases o trifásicas. Además, se puede tener diferentes escenarios según sea necesario, en este caso se empleará dichas herramientas computacionales enfocadas hacia la distribución de cargas y flujos de potencia, utilizando un sistema de coordenadas geográficas [2] [5].

2.2.1. CONCEPTOS ÚTILES PARA LA PLANIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Debido a que la demanda es el aspecto más importante, el único sobre el cual no se tiene control y su proyección sirve como punto de partida para la planificación, es necesario identificar y determinar características de la misma, evitando de esta manera escenarios no deseados dentro del sistema de distribución. Las principales características son: [1], [5]

2.2.1.1. Capacidad instalada

Este parámetro está determinado por la suma de todas las potencias nominales de los equipos eléctricos (generadores, transformadores) instalados en el trayecto de las líneas que permiten suministrar el servicio eléctrico a las diferentes cargas o abonados conectados; también se suele denominar como la capacidad nominal del sistema [1].

2.2.1.2. Demanda

En un sistema de distribución, la demanda se define como la potencia promedio utilizada por un usuario en cualquier momento, en un periodo de tiempo determinado. A dicho período de tiempo se lo denomina intervalo de demanda y es indispensable indicarlo para que tenga sentido práctico. El intervalo de demanda puede ser de 15, 30 o 60 minutos, según las necesidades del análisis que se debe realizar. Se determina con la Ecuación 2.1 [1], [2].

$$D(t) = \frac{\text{Energía consumida durante el intervalo de tiempo } T}{T}$$

Ecuación 2.1. Demanda

Dónde:

T : Intervalo de demanda previamente establecido.

2.2.1.3. Demanda máxima

En un sistema de distribución la demanda máxima es aquella demanda pico que se presenta en el sistema en un intervalo de tiempo previamente establecido que puede ser 15, 30 o 60 minutos. También conocida como carga máxima y es de gran interés, puesto que produce las condiciones más exigentes para el sistema de distribución como: la máxima caída de voltaje y con esto se producen las mayores pérdidas de energía y potencia. Generalmente la demanda máxima se produce a las 19 horas como se puede observar en la Figura 2.7 [1].

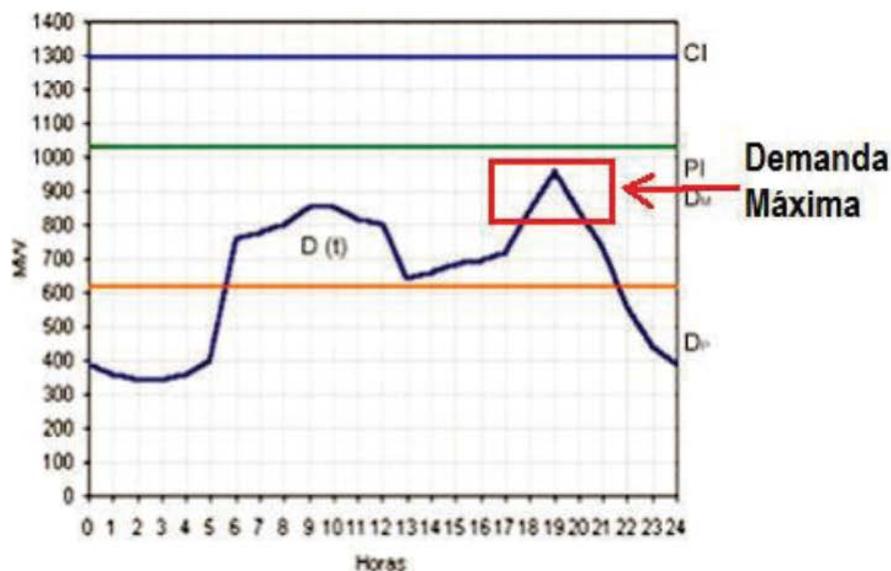


Figura 2.7. Demanda máxima típica [7]

2.2.1.4. Demanda máxima diversificada o coincidente

La demanda coincidente es la que presenta un conjunto de cargas en un tiempo determinado; sin embargo, la carga máxima diversificada es la de mayor importancia debido a que está determinada por la suma de las contribuciones de las demandas individuales de un grupo de cargas determinado en el momento exacto en que se produce el pico de demanda en el sistema de distribución. Este parámetro se define por la Ecuación 2.2 [1].

$$D_{COIN} = \sum_{i=1}^n D_{DIV}$$

Ecuación 2.2. Demanda coincidente

Donde:

D_{DIV} : Demanda diversificada o el aporte de las cargas o usuarios

D_{COIN} : Aporte del usuario i a la hora pico del sistema

n : Número de usuarios o abonados

2.2.1.5. Densidad de carga

La densidad de carga está determinada por la relación entre la cantidad de potencia demandada por un grupo de usuarios y el área geográfica y previamente determinada; generalmente el área es cuadrada de 250, 500 o 1000 metros por lado. La carga o demanda es referida a la demanda diversificada pico. La densidad de carga se mide en kW por unidad de área, sin embargo, también se la puede medir en kVA por unidad de área [1], [2].

La densidad de carga es un parámetro importante ya que permite tener una idea de la cantidad de carga en una zona determinada, teniendo así: áreas con altas densidades de carga que son consideradas como concentraciones puntuales de carga con al menos mil habitantes o con una demanda superior a 250 kW/m²; por otra parte se tienen las áreas con bajas densidades de carga donde una subestación de distribución puede cubrir grandes áreas teniendo como límite la caída de voltaje máxima admisible en los alimentadores primarios establecida por la normativa vigente [2], [7].

$$\text{Densidad de carga} = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Área de la zona}} \quad \frac{kVA}{km^2} \quad \text{ó} \quad \frac{kW}{km^2}$$

Ecuación 2.3. Densidad de carga

2.2.1.6. Factor de carga

Está determinado por la relación entre la demanda promedio durante un intervalo de tiempo y la demanda máxima observada en el mismo tiempo. El factor de carga puede tomar valores entre 0 y 1. Está definido por la Ecuación 2.4 [6].

$$\text{Factor de carga} = F_c = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} ; \quad 0 < F_c \leq 1$$

Ecuación 2.4. Factor de carga

2.2.1.7. Factor de coincidencia

Es la relación entre demanda máxima coincidente de un determinado grupo de usuarios y la suma de las demandas máximas individuales de los usuarios que conforman el grupo. Este factor es de gran importancia en la planificación del sistema ya que será la demanda máxima corregida por este factor la que se deberá tomar en cuenta para el dimensionamiento del equipo eléctrico (transformadores, cables), haciendo de esta manera más real y económica la planificación del sistema de distribución. A partir de la curva de carga se debe obtener la curva del factor de coincidencia en función del número de consumidores para las diferentes categorías y zonas de consumo a ser investigadas [1], [6]. Es el inverso del Factor de Diversidad.

$$F_{COIN} = \frac{\text{Demanda máxima coincidente}}{\text{Suma de demandas máximas individuales}} = \frac{D_{COIN}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}}$$

Ecuación 2.5. Factor de coincidencia

Donde:

F_{COIN} : Factor de coincidencia

D_{mi} : Demanda máxima del usuario i

n : Número de usuarios o abonados

D_{COIN} : Demanda máxima coincidente del grupo

2.2.1.8. Factor de demanda

El factor de demanda es la relación entre la demanda máxima del sistema y la carga total conectada al sistema. El factor de demanda generalmente es menor que 1. Matemáticamente, se la puede definir por la Ecuación 2.6 [1].

$$\text{Factor de demanda} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga total conectada}} \leq 1$$

Ecuación 2.6. Factor de demanda

2.2.1.9. Factor de utilización

El factor de utilización es la relación entre la demanda máxima del sistema y la capacidad nominal del sistema es decir la capacidad instalada. Como la demanda máxima del sistema y la capacidad instalada tienen las mismas unidades, el factor de utilización es adimensional. Viene definido por la Ecuación 2.7 [1].

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad instalada}}$$

Ecuación 2.7. Factor de utilización

La diferencia entre el factor de demanda y el factor de utilización es que el factor de demanda indica el porcentaje en el cual la carga total conectada al sistema opera simultáneamente, mientras que el factor de utilización indica el porcentaje en el cual un sistema está siendo cargado durante el pico de carga [1], [7].

También se puede tener en porcentaje al multiplicar por 100% al factor de utilización.

2.2.1.10. Factor de diversidad

Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de los usuarios que conforman el grupo y la demanda máxima coincidente del grupo de usuarios [1]. Es el inverso del Factor de Coincidencia.

El factor de diversidad es un parámetro importante para el diseño económico de los sistemas de distribución. Este factor se puede aplicar en diferentes niveles del sistema por tal razón se debe establecer el nivel en el que se quiere calcular dicho factor, los distintos niveles pueden ser entre abonados alimentados desde una misma red, entre transformadores de un mismo alimentador, entre alimentadores que pertenecen a una misma subestación de distribución, entre subestaciones que pertenecen a un mismo sistema de distribución [1].

$$\text{Factor de diversidad} = F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{D_{COIN}}$$

Ecuación 2.8. Factor de diversidad

$$\text{Factor de diversidad} = \frac{\text{Suma de demandas máximas individuales}}{\text{Demanda máxima coincidente}}$$

Ecuación 2.9. Factor de diversidad

Donde:

F_{div} : Factor de diversidad

D_{mi} : Demanda máxima del usuario i

n : Número de usuarios o abonados

D_{COIN} : Demanda máxima coincidente del grupo

2.2.1.11. Factor de pérdidas

El factor de pérdidas es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales durante un periodo específico de tiempo [1].

El factor de pérdidas se puede calcular, aproximadamente, utilizando la Ecuación 2.10.

$$f_{per} = \frac{P_{ener}/t}{P_{pot}}$$

Ecuación 2.10. Factor de pérdidas

Donde:

f_{per} : Factor de pérdidas

P_{ener} : Pérdidas de energía resistivas [kWh]

P_{pot} : Pérdidas de potencia resistivas [kW]

t : Período de análisis [h] (para un análisis anual 8760 horas)

Sin embargo, la principal aplicación del factor de pérdidas es para determinar las pérdidas de energía en función de las pérdidas de potencia y el período de análisis. Mediante la Ecuación 2.11 se puede realizar el cálculo.

$$P_{ener} = f_{per} \times P_{pot} \times t$$

Ecuación 2.11. Pérdidas de energía

2.2.1.12. Factor de escalamiento

El factor de escalamiento o también conocido como factor de corrección relaciona los factores de coincidencia para grupos con diferentes números de clientes. Un ejemplo es cuando se relaciona la demanda de un alimentador primario y la demanda de un transformador de distribución; debido a la diferencia en el número de clientes servidos por el transformador de distribución y el alimentador primario, este factor permite corregir y estimar la demanda a nivel de transformador mediante la Ecuación 2.12 [2].

$$F_{ESC} = \frac{F_{COIN-Trans}}{F_{COIN-AP}}$$

Ecuación 2.12. Factor de escalamiento

Donde:

F_{ESC} : Factor de escalamiento o factor de corrección

$F_{COIN-AP}$: Factor de coincidencia a nivel de alimentador

$F_{COIN-Trans}$: Factor de coincidencia a nivel de transformador

2.2.1.13. Centro de carga

El centro de carga es el lugar geométrico donde la carga total produce el mismo efecto que las cargas distribuidas de la zona en estudio. La coordenada X y la coordenada Y se determina mediante la Ecuación 2.13 y Ecuación 2.14 respectivamente [2].

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n (D_i \times U(x)_i)}{D_{TOTAL}}$$

Ecuación 2.13. Coordenada X del centro de carga

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n (D_i \times U(y)_i)}{D_{TOTAL}}$$

Ecuación 2.14. Coordenada Y del centro de carga

Donde:

D_i : Demanda proyectada de la micro-área i

$U(x)_i$: Coordenada en el eje X de la micro-área i

$U(y)_i$: Coordenada en el eje Y de la micro-área i

D_{TOTAL} : Demanda saturada total

X : Valor en el eje X del centro de carga

Y : Valor en el eje Y del centro de carga

2.2.1.14. Nivel de voltaje

Es la relación entre el voltaje real en un determinado punto de medición y su voltaje nominal, generalmente es medido en por unidad [p.u] según la Ecuación 2.15. También se lo utiliza en porcentaje al multiplicarlo por 100%.

$$V_{pu} = \frac{V_r}{V_n}$$

Ecuación 2.15. Nivel de voltaje

Donde:

V_{pu} : Nivel de voltaje en por unidad

V_r : Voltaje real

V_n : Voltaje nominal

2.2.2. MÉTODOS DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Un sistema eléctrico comprende tres grandes subsistemas, generación, transmisión y distribución, donde la red de distribución comprende la mayor parte de la inversión de todo el sistema, aproximadamente equivale a las dos terceras partes de la inversión total, por lo cual es necesario una planificación detallada de esta actividad a corto, mediano y largo plazo, considerando el crecimiento de la demanda en la expansión de las redes [1], [2].

La tendencia del crecimiento de la demanda está en función del tamaño del área de análisis. Cuando se trata de pequeñas áreas, el crecimiento de la carga está caracterizado por una curva logística donde se puede identificar claramente tres etapas: la primera etapa donde se tiene un crecimiento inicial lento, la segunda etapa se caracteriza por un crecimiento acelerado y finalmente una tercera etapa donde se satura cuando se copa el uso del suelo al máximo según el plan regulador del municipio de la ciudad. La curva logística se puede apreciar en la Figura 2.8 [8].

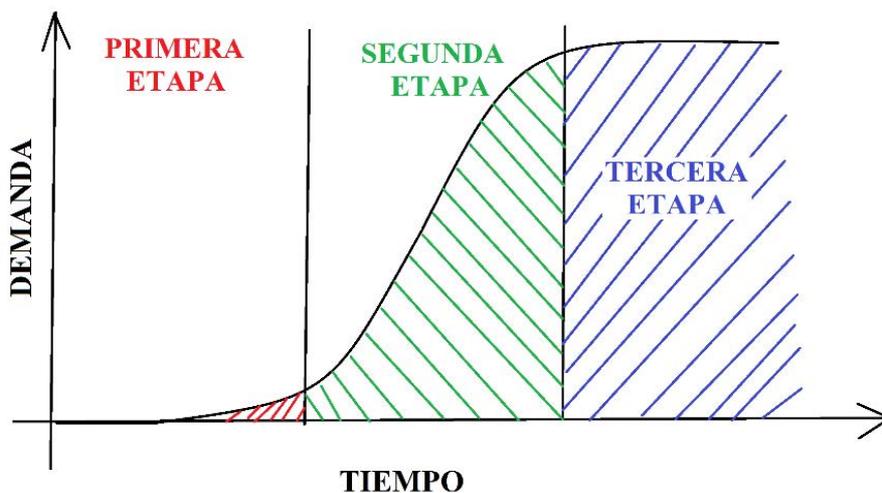


Figura 2.8. Crecimiento de la demanda en áreas pequeñas [18]

Al tener un conjunto de gran número de áreas pequeñas el crecimiento de la demanda se caracteriza por una tasa anual cuantificable; es decir que en las zonas de tamaño considerable se puede definir un ajuste de curva o incorporar modelos econométricos más elaborados para obtener la proyección de la demanda en un futuro con cierta certeza. En la Figura 2.9 se tiene la curva tendencial del crecimiento de la demanda con base en la estadística del sistema completo de la Empresa Eléctrica Quito [8].

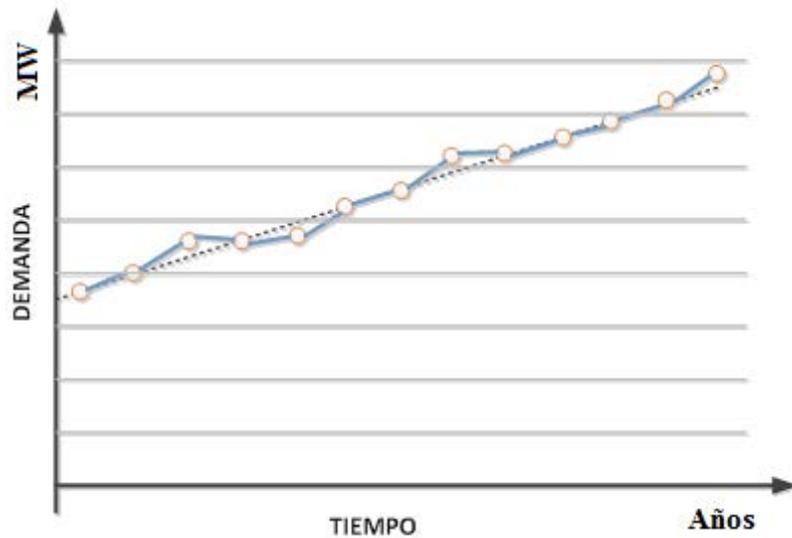


Figura 2.9. Crecimiento de la demanda en zonas grandes [8]

Al tener la proyección de zonas grandes se debe verificar que la agregación de las proyecciones de las áreas pequeñas coincida con la demanda total de la zona [8].

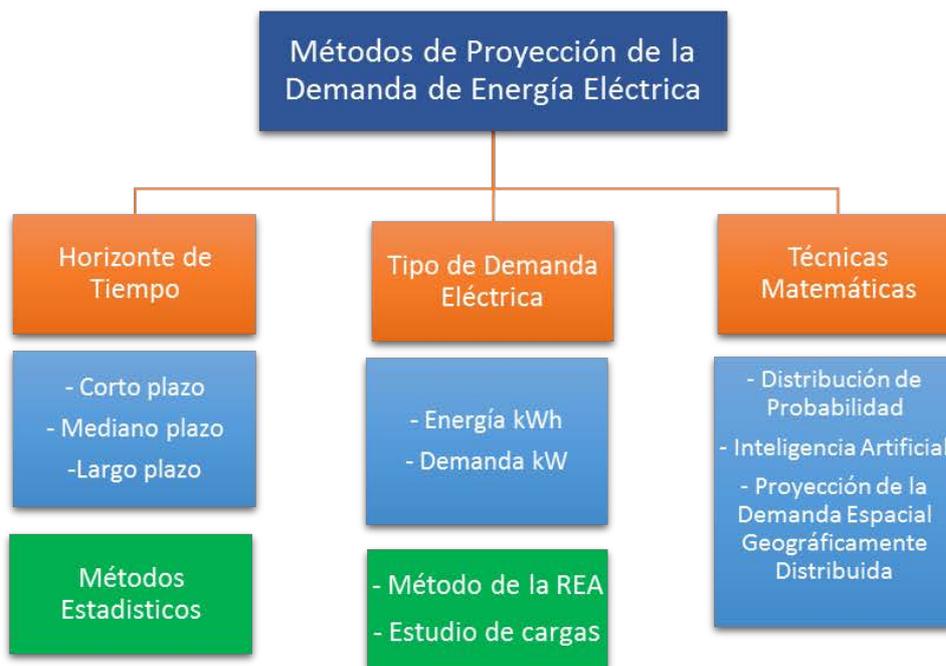


Figura 2.10. Métodos de proyección de la demanda de energía eléctrica [7]

Tomando en cuenta las dimensiones del sector en estudio (zonas grandes o áreas pequeñas) se puede aplicar diferentes métodos para proyectar la demanda. En la Figura 2.10, se observan los distintos métodos que se utilizan para la proyección de la demanda de energía eléctrica [6].

2.2.2.1. Métodos basados en el horizonte de tiempo

La proyección de demanda de energía eléctrica según el horizonte de tiempo se clasifica en corto, mediano y largo plazo [7].

2.2.2.1.1. Proyección a corto plazo

La proyección a corto plazo tiene como objetivo de establecer la demanda correspondiente a la expansión y mejoramiento de las redes existentes, dependiendo de los requerimientos del sistema de distribución, con horizontes de tiempo de un año [7].

2.2.2.1.2. Proyección a mediano plazo

La proyección a mediano plazo tiene como objetivo determinar la demanda para la expansión de subestaciones, dependiendo de los requerimientos del sistema de distribución, con horizontes de tiempo que van hasta los 5 años [7].

2.2.2.1.3. Proyección a largo plazo

La proyección a largo plazo tiene como objetivo determinar la demanda prevista para subestaciones nuevas, dependiendo de las necesidades del sistema de distribución, con horizontes de tiempo que van desde 1 año hasta los 20 años, que pueden ser aún más [7].

Este tipo de proyección permite [7].

- Estimación de la distribución espacial de la demanda a futuro.
- Determinación de la capacidad y número de subestaciones requeridas.
- Ubicación de las subestaciones de distribución.
- Configuración de la red primaria.
- Estimación del tiempo y establecer las inversiones para la construcción de las nuevas subestaciones y la configuración de la red.

2.2.2.2. Métodos basados en el tipo de carga

Este método consiste fundamentalmente en analizar el crecimiento demográfico, y utilizar factores como los hábitos de consumo, datos históricos y nivel socioeconómico para proyectar el número de clientes del sistema de distribución, de esta manera el incremento se ve reflejado en la demanda de energía eléctrica [7].

2.2.2.3. Métodos basados en técnicas matemáticas

Los métodos basados en técnicas matemáticas se los puede clasificar en:

- Distribución de Probabilidad.
- Inteligencia Artificial.
- Proyección de la Demanda Espacial Geográficamente Distribuida.

2.2.3. PROYECCIÓN ESPACIAL DE LA DEMANDA UTILIZANDO MICRO-ÁREAS

Una micro-área se define como una subdivisión cuadrículada de una zona determinada para un estudio del sistema de distribución y que a la vez contiene información relevante registrada anualmente como: la potencia instalada, número y tipo de clientes por sector de consumo, demandas promedio y máxima de los clientes, curvas de carga, entre otros. Además, toda esta información se encuentra geográficamente referenciada.

Razón por lo cual, este método actualmente es uno de los más empleados en la planificación de sistemas de distribución y para ello cuenta con el siguiente procedimiento:

- Seleccionar un sistema de coordenadas de referencia.
- Obtener información de la zona de estudio.
- Determinar el tamaño de las micro-áreas.
- Selección de los elementos de estudio.
- Definición de carga y áreas edificables.
- Uso final y sectores finales de consumo.
- Estimación de la demanda.

2.2.3.1. Sistema de coordenadas seleccionado

Para establecer el origen de coordenadas en la ciudad de Quito, se utilizó el plano aprobado el 24 de marzo del 2009 en convenio entre el Instituto Geográfico Militar y el Municipio de Quito. De esta manera el origen de coordenadas fue fijado en el centro histórico de la ciudad, específicamente en la Plaza Arenas y cabe mencionar que este punto también funciona como centro geográfico, que se puede visualizar en la Figura 2.11 [5].

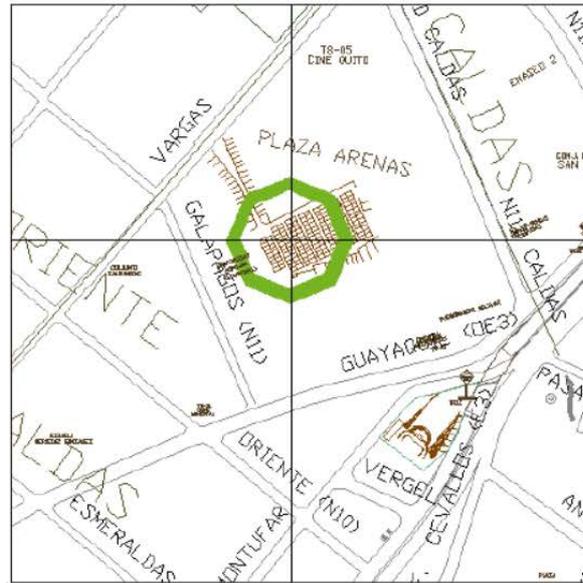


Figura 2.11. Ubicación geográfica del origen de coordenadas según el plano de Quito del IGM [5]

La ubicación geográfica del origen de coordenadas permite dividir al área de la ciudad en 4 cuadrantes, los cuales son: Noreste (NE), Noroeste (NO), Sureste (SE) y Sur-occidente (SO), que se puede apreciar en la Figura 2.12 [5].

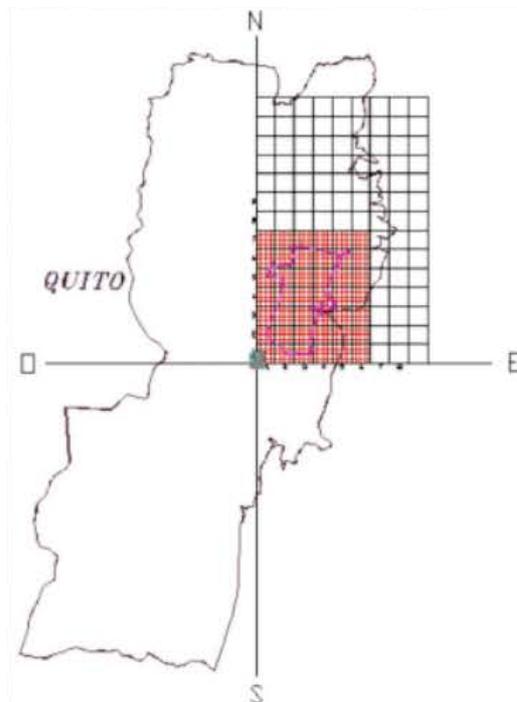


Figura 2.12. Esquema de Ubicación de micro-áreas [5]

2.2.3.2. Tamaño de las micro-áreas

Las micro-áreas deben tener un tamaño fijo para poder referenciarles correctamente y ubicarlas en la zona de estudio [5].

Para poder determinar el tamaño de las micro-áreas se debe tener en cuenta la densidad de carga de la zona, el tamaño más utilizado para las micro-áreas es cuadrículas de 1km x 1km y para zonas con densidades de carga más altas la cuadrícula se subdivide en 16 sub cuadrículas con una superficie de 250m x 250m. Como se observa en la Figura 2.15. Cada sub cuadrícula también cuenta con su propia nomenclatura [5].

2.2.3.3. Nomenclatura

Para poder identificar y determinar su ubicación geográfica se utiliza el centro de referencia ya mencionado anteriormente, dividiéndoles en cuatro cuadrantes que se representan mediante dos letras, las cuales son las dos primeras letras del código de cada micro-área. Los cuadrantes con su disposición se pueden observar en la Figura 2.13 [2], [5], [7].

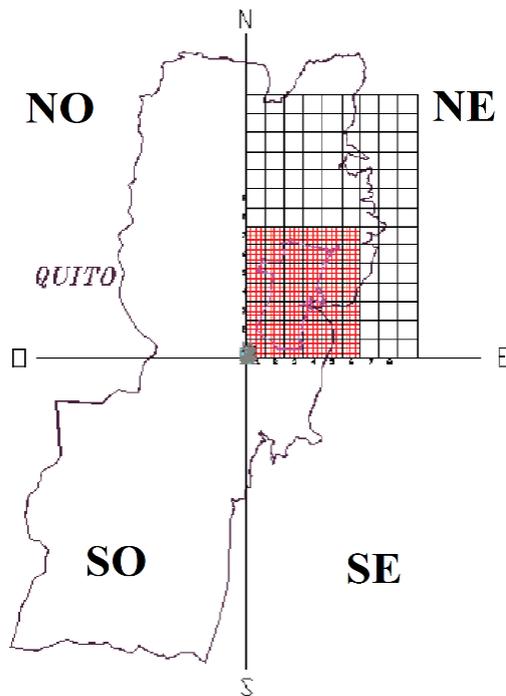


Figura 2.13. Cuadrantes empleados para la nomenclatura [5]

Luego se tiene cuatro dígitos, de los cuales los dos primeros representan la posición en el eje de las coordenadas y los dos últimos dígitos representan la posición en el eje de las abscisas a partir del origen de coordenadas, como se puede observar en la Figura 2.14 [2], [5], [7].

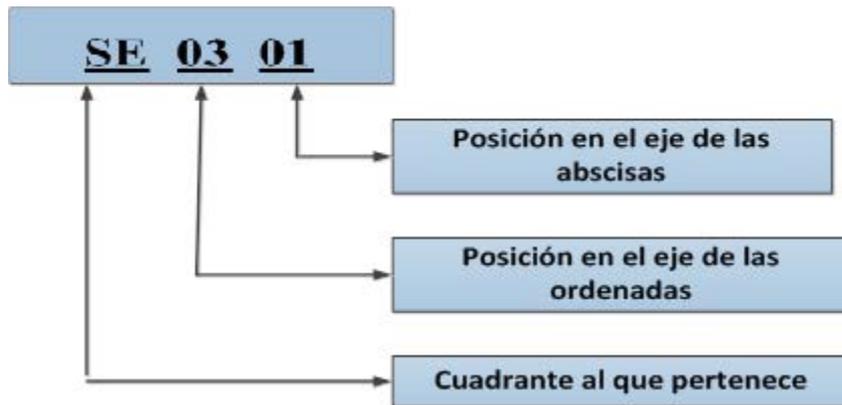


Figura 2.14. Nomenclatura empleada para las micro-áreas [2],[5],[7]

Debido a las razones anteriormente expuestas, las cuadrícula de una micro-área se puede subdividir hasta en 16 partes iguales. Para poder identificar, a la nomenclatura se le precede por un dígito que irá enumerada desde el número uno hasta el número de subdivisiones que se tenga en la cuadrícula.

Las subdivisiones se enumeran y ubican desde hacia arriba hacia abajo y de izquierda a derecha como se puede observar en la Figura 2.15 [2].

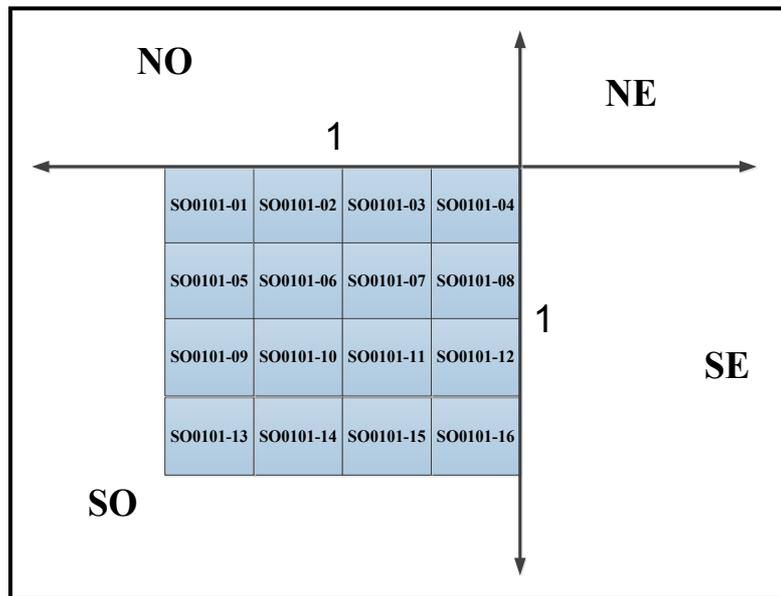


Figura 2.15. Nomenclatura empleada para la subdivisión de micro-áreas [2],[5],[7]

2.2.3.4. Área de edificación admitida

El área de edificación admitida de planta baja, es el área total neta de cada micro-área, pero descontando las avenidas, calles, pasajes, parques y demás lugares donde no se permiten ningún tipo de construcción y se la puede calcular con la Ecuación 2.16.

$$A_{pb} = A_{total} - A_{c.p}$$

Ecuación 2.16. Área de edificación admitida de planta baja

Donde:

A_{pb}: Área de edificación admitida de planta baja

A_{total}: Área total de la micro-área (62500 m²)

A_{c.p.}: Área de avenidas, calles, parques demás lugares donde no se permiten ningún tipo de construcción

2.2.3.5. Área neta de construcción

El área neta de edificación de planta baja se calcula utilizando la Ecuación 2.17.

$$A_{Npb} = A_{pb} \times COS$$

Ecuación 2.17. Área neta de edificación de planta baja

Donde:

A_{Npb}: Área neta de edificación de planta baja

A_{pb}: Área de edificación admitida de planta baja

COS: Coeficiente Ocupacional del Suelo

2.2.3.6. Área total habilitada

El área total habilitada se obtiene utilizando la Ecuación 2.18.

$$A_{TH} = A_{Npb} \times No.pisos$$

Ecuación 2.18. Área total habilitada

Donde:

A_{TH}: Área total habilitada

A_{Npb}: Área neta de edificación de planta baja

No. pisos: Valor del número de pisos obtenido de la tipología de zonificación

2.2.3.7. Demanda proyectada

Es la demanda estimada en estado de saturación y se la calcula mediante la Ecuación 2.19.

$$D_P = A_{TH} \times F_{AREA}$$

Ecuación 2.19. Demanda proyectada

Donde:

DP: Demanda proyectada (VA)

ATH: Área total habilitada (m²)

FAREA: Factor de área (VA/m²)

2.3. CONCEPTOS PARA LA EVALUACIÓN DE PROYETOS

2.3.1. TASA DE DESCUENTO ANUAL

Se define como aquella tasa que reduce el monto total a lo largo de varios periodos hasta traer su equivalente al presente [9].

2.3.2. VALOR PRESENTE NETO

Se define como el valor monetario presente, en función de una serie de anualidades de igual valor en el futuro, tasa de descuento y periodos de análisis. Se calcula con la Ecuación 2.20 [9].

$$VPN = (i + 1)^{-n} \times A \times \left(\frac{(i + 1)^n - 1}{i} \right)$$

Ecuación 2.20. Valor presente neto [9]

Donde:

VPN: Valor presente neto (\$)

A: Anualidad (\$-anuales)

i: Tasa de descuento del período (%)

n: Número de periodos

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

En este capítulo se describe a detalle la metodología aplicada para plantear las alternativas de operación y determinar la mejor opción mediante un análisis técnico-económico. La metodología se compone de seis etapas: delimitación de la zona de estudio, proyección de la demanda en estado de saturación, diagnóstico del sistema actual con demanda proyectada, incremento de la eficiencia operativa en medio y bajo voltaje, evaluación de desempeño técnico y evaluación de desempeño económico.

Cabe destacar que, al tener una red de distribución en la actualidad, se debe realizar un análisis de los elementos de la misma tomado en cuenta la demanda proyectada. En la Figura 3.1. se tiene el procedimiento con las diferentes etapas realizadas para el estudio.

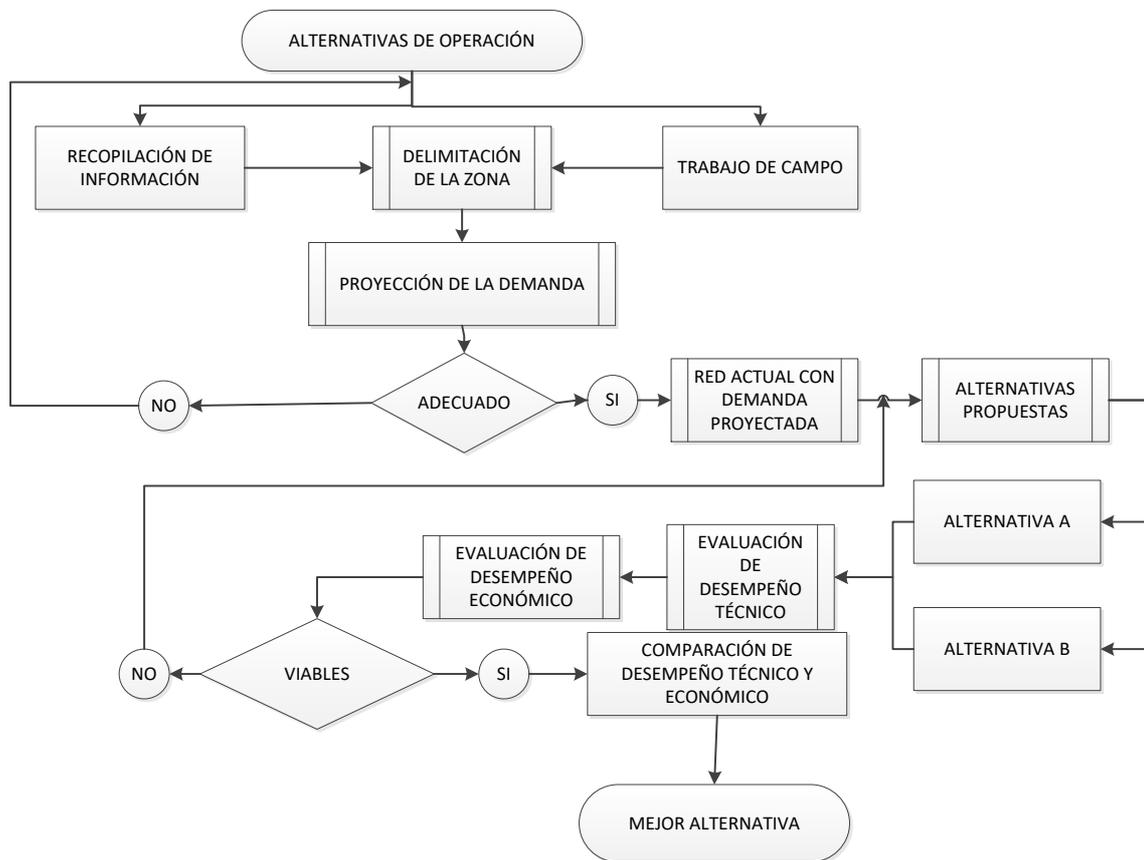


Figura 3.1. Procedimiento a realizar en el estudio.

3.1. DELIMITACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

En base a la información recopilada y al trabajo de campo es necesario establecer las principales características de la zona en estudio como:

- Límites y la ubicación geográfica de la zona de estudio.
- Ubicación geográfica de las subestaciones cercanas.
- Número de alimentadores primarios por cada subestación.
- Demanda máxima del sector.
- Condiciones de operación actuales (voltajes, corrientes y potencia de cada alimentador primario).

Con las diferentes características técnicas y geográficas de la zona en estudio se procede a determinar los límites de la misma. En la Figura 3.2. se tiene el procedimiento descrito.

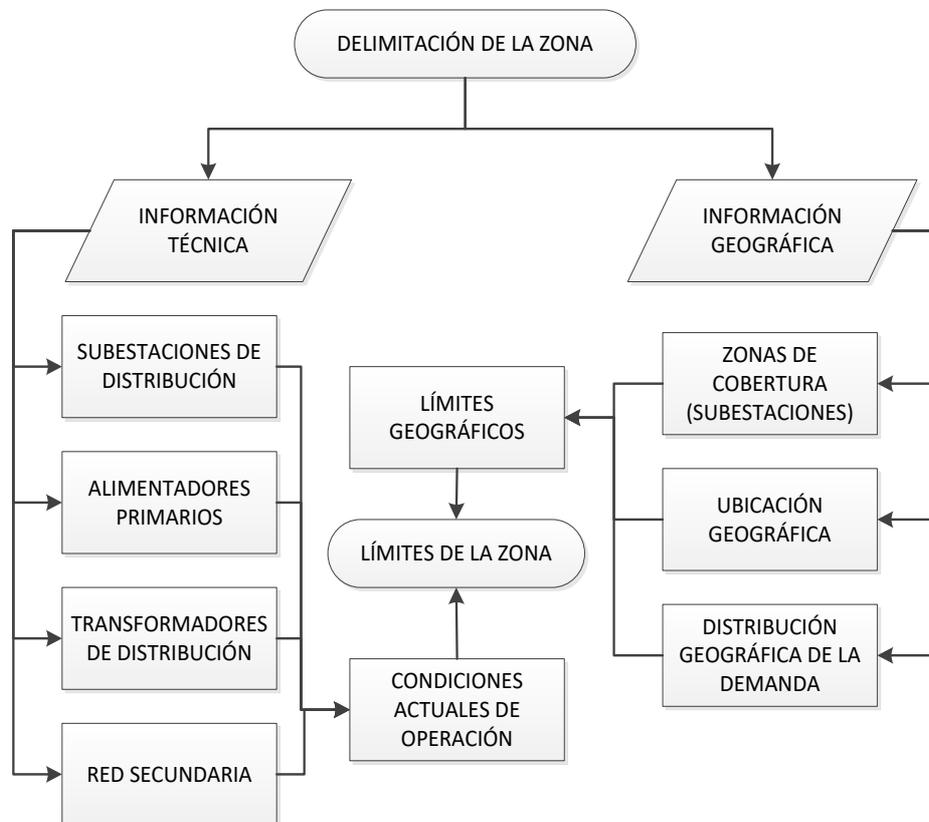


Figura 3.2. Limitación de la zona

3.2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Para la proyección de la demanda se aplica el método de demanda espacial geográficamente distribuida mediante micro-áreas descrito en el capítulo anterior, tomando dos consideraciones importantes como son: el uso del suelo y la tendencia del comportamiento de la carga, debido a que estos dos factores determinan como incrementa la carga a lo largo del tiempo [9].

Como primer paso, se debe establecer el tamaño adecuado en función de la densidad de carga de la zona en análisis. Para posteriormente determinar el área neta de edificación.

Según las ordenanzas y normativas (PUOS) vigentes se procede a determinar el área neta de edificación admitida mediante la Ecuación 2.16.

$$A_{pb} = A_{total} - A_{c.p}$$

Donde:

A_{pb} : Área de edificación admitida de planta baja

A_{total} : Área total de la micro-área (62500 m²)

$A_{c.p}$: Área de avenidas, calles, parques demás lugares donde no se permiten ningún tipo de construcción

Posteriormente se determina el área de edificación de planta baja mediante la Ecuación 2.17.

$$A_{Npb} = A_{pb} \times COS$$

Donde:

A_{Npb} : Área neta de edificación de planta baja

A_{pb} : Área de edificación admitida de planta baja

COS : Coeficiente Ocupacional del Suelo

Con este parámetro se determina el área total habilitada utilizando la Ecuación 2.18.

$$A_{TH} = A_{Npb} \times No.pisos$$

Donde:

A_{TH} : Área total habilitada

A_{Npb} : Área neta de edificación de planta baja

$No. Pisos$: Valor del número de pisos obtenido de la tipología de zonificación

Una vez encontrada el área total habilitada, se procede a calcular la demanda futura de cada micro-área. Para lo cual es necesario contar con la relación demanda por metros cuadrados efectivos (VA/m²), el mismo que ha sido determinado anteriormente en otros trabajos de titulación y además la información proporcionada por la Empresa Eléctrica Quito.

Finalmente se determina la demanda en estado de saturación mediante la Ecuación 2.19.

$$D_{SAT} = A_{TH} \times F_{AREA}$$

Donde:

D_P : Demanda proyectada (VA)

A_{TH} : Área total habilitada (m²)

F_{AREA} : Factor de área (VA/m²)

Para apreciar adecuadamente se tiene la Figura 3.3. con las diferentes etapas del procedimiento para estimar la demanda en estado de saturación de la zona en estudio.

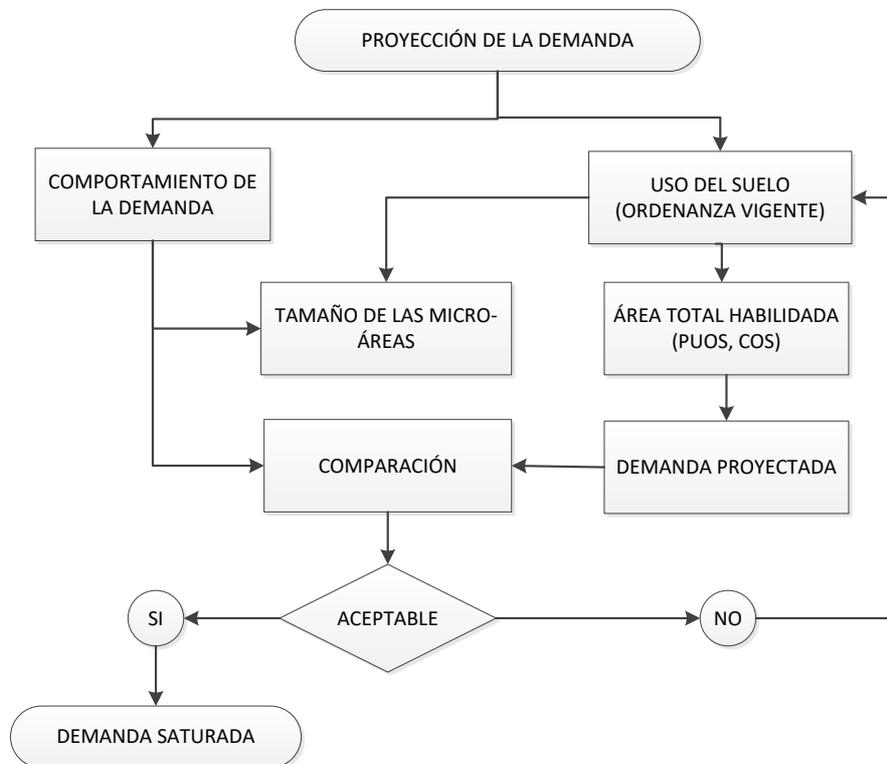


Figura 3.3. Proyección de la demanda

3.3. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL CON DEMANDA PROYECTADA

3.3.1. DIAGNÓSTICO EN MEDIO VOLTAJE

En la Figura 3.4. se tiene el procedimiento para diagnosticar la red en medio voltaje con la demanda proyectada y posteriormente plantear las alternativas para una operación eficiente.

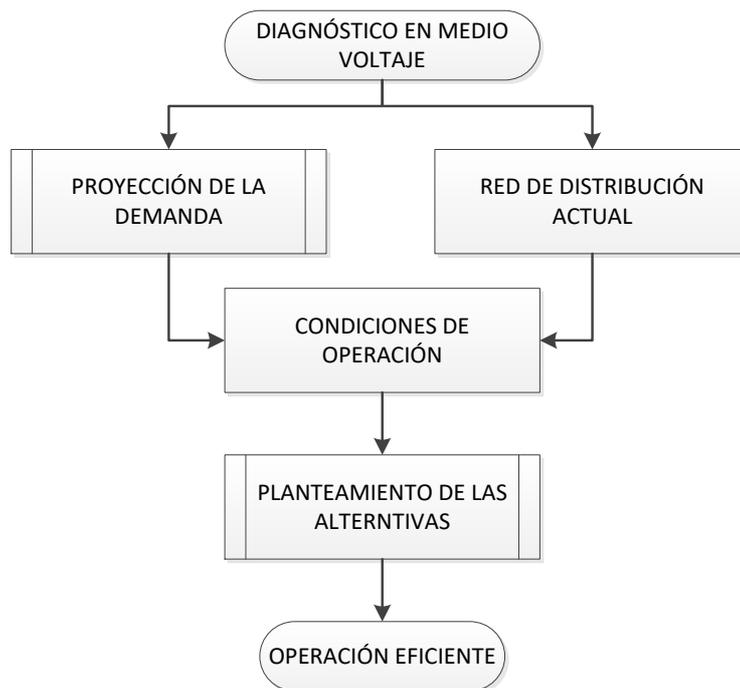


Figura 3.4. Diagnóstico en medio voltaje

3.3.2. DIAGNÓSTICO EN BAJO VOLTAJE

En la Figura 3.5 se muestra el procedimiento para realizar un diagnóstico de la red secundaria actual con la demanda proyectada y posteriormente realizar las mejoras necesarias.

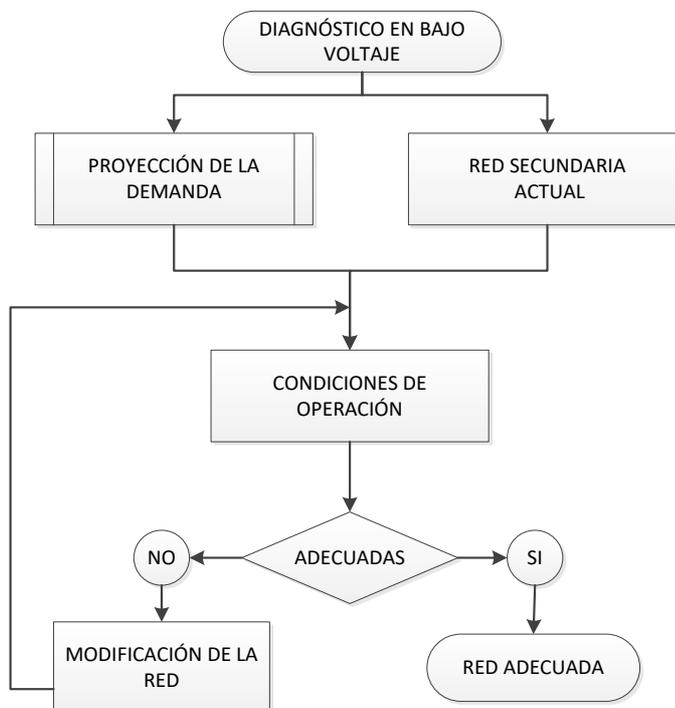


Figura 3.5. Diagnóstico en bajo voltaje

3.4. INCREMENTO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN MEDIO VOLTAJE

En la Figura 3.6. se presenta el respectivo procedimiento de las alternativas propuestas para el incremento de la eficiencia operativa en medio voltaje.

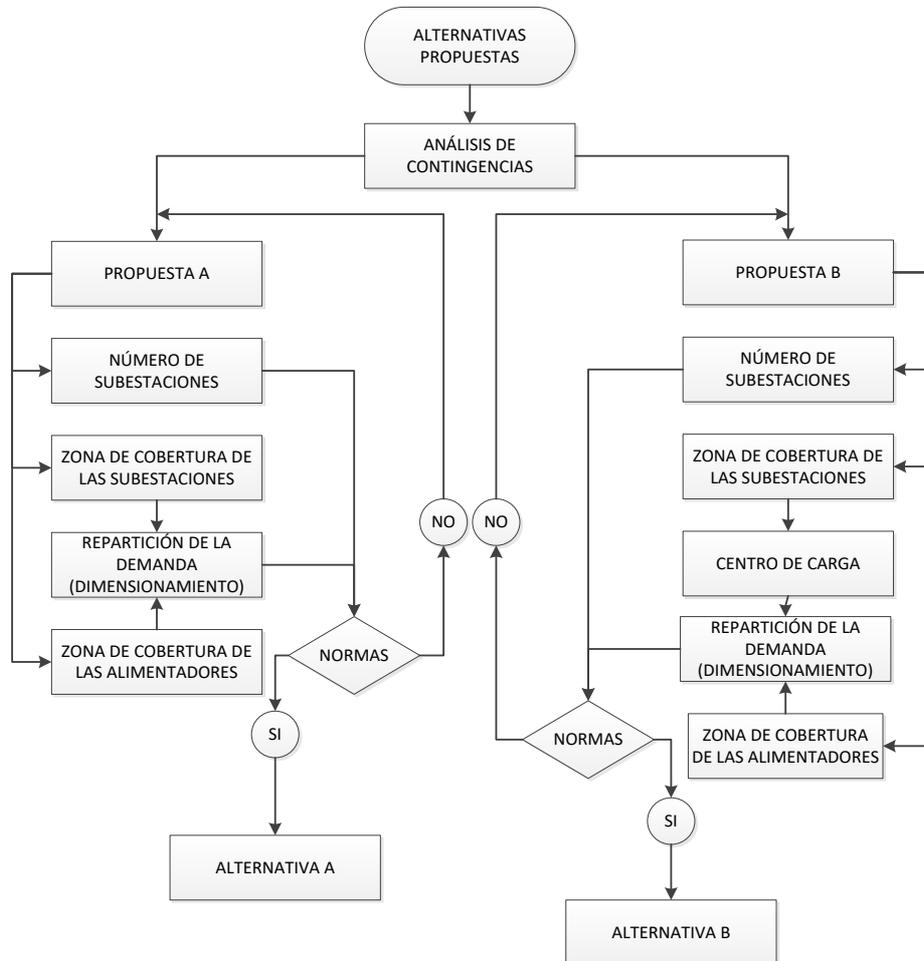


Figura 3.6. Procedimiento para plantear las alternativas de operación

3.4.1. ALTERNATIVA A: MANTENER LA UBICACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN

Una vez determinado el escenario futuro, es decir la demanda proyectada y su distribución geográfica, se procede a plantear la alternativa tomando en cuenta que en dicha alternativa se mantendrán el número y la ubicación de las subestaciones actuales que hay en la zona de estudio. A continuación, se tiene el procedimiento a realizar para esta alternativa.

El análisis ante contingencias permite determinar el dimensionamiento de las subestaciones, se debe tener un porcentaje de reserva para que ante una contingencia no exista ningún inconveniente. La nueva demanda se calcula mediante la Ecuación 3.1.

$$D_{CON} = D_P \times F_{RESERVA}$$

Ecuación 3.1. Demanda de reserva ante contingencias

Donde:

D_{CON} : Demanda estimada ante contingencias (VA)

$F_{RESERVA}$: Factor de reserva ante contingencias

D_P : Demanda proyectada (VA)

El área de cobertura de las subestaciones se determina en función de la zona que abarca cada subestación procurando una repartición equitativa entre las subestaciones propuestas.

Dimensionamiento de las subestaciones: en función de la demanda proyectada y el análisis de contingencias, se determina la capacidad de cada subestación en función del número de subestaciones determinado y la Ecuación 3.2.

$$D_{P/Subestación} = \frac{D_{CON}}{N_S}$$

Ecuación 3.2. Demanda de reserva ante contingencias

Donde:

D_{CON} : Demanda estimada ante contingencias (VA)

N_S : Número de subestaciones en la zona de estudio

$D_{P/Subestación}$: Demanda proyectada por subestación (VA)

El área de cobertura y número de los alimentadores primarios se determina mediante la demanda máxima permitida por alimentador primario y la ubicación de las subestaciones, asumir toda la carga correspondiente a la zona de cobertura procurando sea lo más equitativa posible. El número de los alimentadores primarios se determina mediante la Ecuación 3.3.

$$N_{Primarios} = \frac{D_{CON}}{D_{max/pri}}$$

Ecuación 3.3. Demanda de reserva ante contingencias

Donde:

D_{CON} : Demanda estimada ante contingencias (VA)

N_P : Número de alimentadores primarios

$D_{max/pri}$: Demanda máxima por alimentador primario (VA)

3.4.2. ALTERNATIVA B: REUBICACIÓN ESTRATÉGICA DE LA SUBESTACIÓN

Una vez determinado el escenario futuro, es decir la demanda proyectada y su distribución geográfica, se procede a plantear la alternativa tomando en cuenta que en dicha alternativa se cambiara la ubicación de ambas subestaciones.

El análisis ante contingencias permite determinar el dimensionamiento de las subestaciones, se debe tener un porcentaje de reserva para que ante una contingencia no exista ningún inconveniente. La nueva demanda se calcula mediante la Ecuación 3.1.

El área de cobertura de las subestaciones se determina en función de la zona que abarca cada subestación procurando una repartición equitativa entre las subestaciones propuestas.

Dimensionamiento de las subestaciones: en función de la demanda proyectada y el análisis de contingencias, se determina la capacidad de cada subestación en función del número de subestaciones determinado y la Ecuación 3.2.

Para determinar la mejor ubicación se calcula el centro de carga mediante la Ecuación 2.13. y la Ecuación 2.14.

EL área de cobertura y número de los alimentadores primarios se determina en mediante la demanda máxima permitida por alimentador primario y la ubicación de las subestaciones, asumir toda la carga correspondiente a la zona de cobertura procurando sea lo más equitativa posible. El número de los alimentadores primarios se determina en mediante la Ecuación 3.3.

3.5. INCREMENTO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN BAJO VOLTAJE

El incremento de la eficiencia operativa en bajo voltaje tiene como objetivo garantizar una adecuada operación de la red secundaria con la demanda en estado de saturación, es decir que la red cumpla con las normas y regulaciones para una operación eficiente del sistema de distribución, analizando con mayor detalle la caída de voltaje en la red secundaria debido a que este parámetro es la mayor limitante a la hora de determinar la capacidad y el número de transformadores de distribución.

Las normas vigentes establecen una caída de voltaje máxima del 11% desde las subestaciones de distribución hasta el usuario; de tal manera que este margen de caída de voltaje debe ser repartido entre alimentadores primarios, transformadores de distribución y red secundaria. Por lo tanto, es necesario realizar un análisis de cada una de las etapas para verificar el nivel de voltaje que presentan y de esta manera obtener la caída máxima de voltaje que se puede tener en redes secundarias.

Una vez obtenido el valor máximo de caída de voltaje que se puede tener en redes secundarias se procede a realizar simulaciones de las redes secundarias en micro-áreas representativas, con el objetivo de encontrar la distancia máxima que puede abastecer un transformador de distribución sin sobrepasar el valor máximo de caída de voltaje, este análisis se realiza tanto en zonas residenciales como en zonas múltiples.

De tal manera que con este análisis es posible determinar la capacidad y el número de transformadores que son adecuados en cada micro-área.

Para continuar se procede a seleccionar las micro-áreas lo más representativas posibles y para ello se tiene varios criterios que se detalla a continuación.

3.5.1. SELECCIÓN DE MICRO-ÁREAS REPRESENTATIVAS

Para determinar las micro-áreas donde se van a realizar el análisis de la red secundaria se toma en cuenta los siguientes criterios:

- *La densidad de carga.*- ya que se busca una micro-área lo más representativa posible, no es recomendable tomar micro-áreas con una densidad de carga muy elevada o muy baja; ya que estos casos son particulares, poco probable y no representa a la mayoría de los casos.
- *El estrato de la zona en estudio.*- para proceder con el análisis en especial con la simulación es necesario determinar el estrato que predomina en la zona de estudio.
- *El uso del suelo.*- para poder estimar el escenario futuro de la zona en estudio y con ello se puede determinar el desarrollo se tendrá en la zona.
- *El escenario futuro.*- debido a que el presente estudio se enfoca hacia un futuro; es necesario tomar en cuenta los cambios que se presentarán en la red de distribución correspondiente a la zona de estudio.

3.5.2. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Para obtener el número de transformadores de distribución mínimo para una micro-área, se plantea varios escenarios en función del número de transformadores, en el cual se evalúa técnica y económicamente cada uno de los escenarios. En la Figura 3.7. se tiene el procedimiento iterativo planteado.

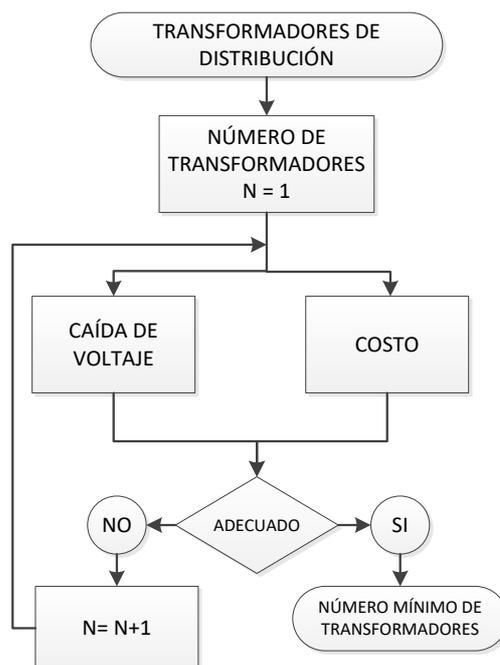


Figura 3.7. Número mínimo de transformadores de distribución por micro-área

3.5.2.1. Evaluación de desempeño

La caída de voltaje se evalúa mediante la Ecuación 2.15.

El costo se evalúa mediante la Ecuación 3.4. donde se tiene el valor del costo total de N transformadores de distribución.

$$C_{Total} = C_u \times N$$

Ecuación 3.4. Costo total de transformadores de distribución

Donde:

C_{Total} : Costo total de transformadores de distribución (\$)

N : Número de transformadores

C_u : Costo unitario del transformador de distribución (\$)

3.5.3. DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Para estimar la capacidad de los transformadores de distribución se debe considerar que la demanda proyectada se encuentra a nivel de primario, por lo cual es necesario realizar la corrección para obtener la demanda proyectada a nivel de transformador mediante el factor de escalamiento.

Como primer paso se estima la demanda proyectada a nivel de alimentador primario que va a asumir cada transformador mediante la Ecuación 3.5.

$$D_{Pri/Trafo} = \frac{D_{P/Micro}}{N}$$

Ecuación 3.5. Demanda por transformador a nivel de primario

Donde:

D_{Pri/Trafo}: Demanda por transformador a nivel de primario (VA)

N: Número de transformadores

D_{P/Micro}: Demanda proyectada en la micro-área (VA)

Como siguiente paso es necesario determinar el factor de escalamiento mediante la Ecuación 2.12.

$$F_{ESC} = \frac{F_{COIN-Trans}}{F_{COIN-AP}}$$

Donde:

F_{ESC}: Factor de escalamiento o factor de corrección

F_{COIN-AP}: Factor de coincidencia a nivel de alimentador

F_{COIN-Trans}: Factor de coincidencia a nivel de transformador

Para determinar el factor de coincidencia a nivel de transformador es necesario determinar el número de clientes que va a abastecer cada transformador de distribución, mediante la Ecuación 3.6.

Con el número de clientes por transformador se toma su valor correspondiente en la curva "Iluminación y diversas Aplicaciones" [16] de la Figura 3.8. obteniéndose el factor de coincidencia a nivel de transformador. Cabe resaltar que el factor de coincidencia a nivel de alimentador primario (mayor a 4000 usuarios) es un valor aproximado de 0,165.



Figura 3.8. Demanda máxima diversificada [16]

Finalmente, con el factor de escalamiento calculado se estima la potencia del transformador mediante la Ecuación 3.7.

3.6. EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO TÉCNICO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS

La evaluación técnica tiene como finalidad analizar tres parámetros fundamentales como son: caída de voltaje, nivel de carga en alimentadores primarios -APs- y pérdidas del sistema, para lo cual se debe modelar y simular las redes de distribución para las dos alternativas propuestas.

3.6.1. CAÍDA DE VOLTAJE

Para analizar la caída de voltaje se presentará un resumen de los niveles de voltaje tanto en las barras de salida de las subestaciones, así como el voltaje más bajo en cada alimentador primario de las subestaciones en estudio.

La caída de voltaje se evalúa mediante la Ecuación 2.15.

3.6.2. NIVEL DE CARGA

Para analizar el nivel de carga se va a tomar en cuenta que los alimentadores primarios y los transformadores de las subestaciones cumplan con las exigencias de operación de la red, es decir verificar que los calibres de los alimentadores primarios cumplan con las exigencias de operación de la red, y que los transformadores de las subestaciones tengan

la capacidad suficiente para abastecer la demanda en estado de saturación, con el fin de una operación eficiente del Sistema de Distribución.

El nivel de carga en los diferentes elementos del sistema de distribución se determina mediante la Ecuación 2.7.

3.6.3. PÉRDIDAS

Al analizar las pérdidas en potencia del sistema se debe tomar en cuenta que existen pérdidas tanto en las líneas de subtransmisión, en los transformadores de la subestación, en las líneas y en los cables.

En la Figura 3.9. se tiene a detalle el procedimiento llevado a cabo para realizar la evaluación técnica para finalmente realizar una comparación entre los resultados obtenidos.

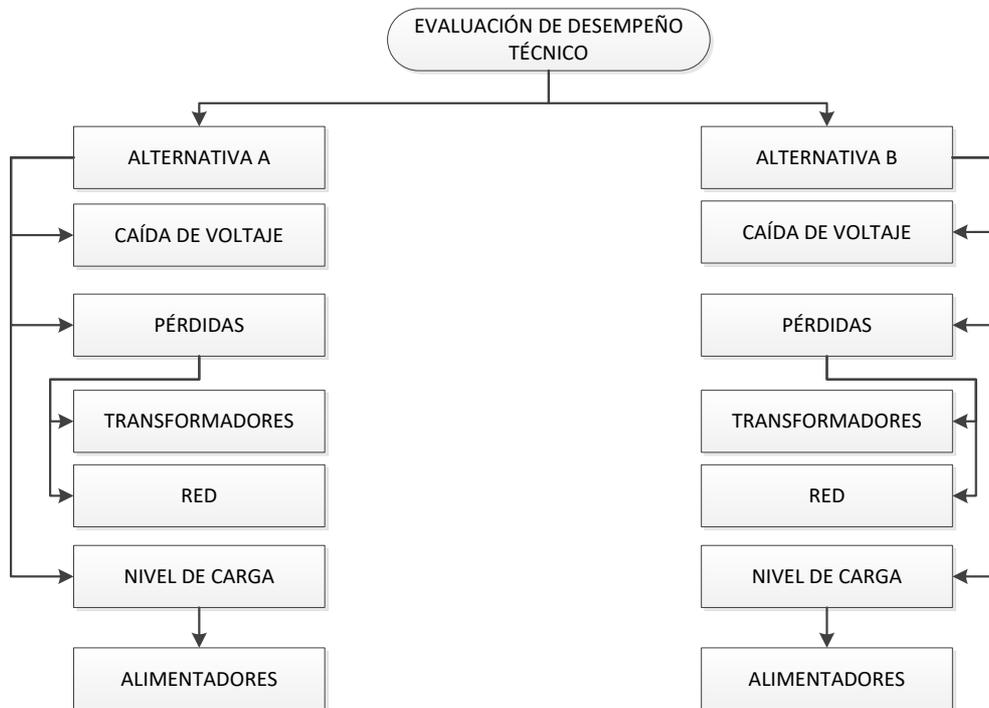


Figura 3.9. Evaluación de desempeño técnico

3.7. EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS

Para evaluar económicamente las alternativas planteadas se calcularán tres costos relevantes: costos de inversión, costos de operación y costos de mantenimiento.

El costo total para en ambas alternativas es la suma de los tres y se calcula mediante la Ecuación 3.8. de tal manera que la alternativa que presente el menor costo total se determina como la más adecuada.

$$C_{TOTAL} = C_{INV} + C_{OP} + C_{MAN}$$

Ecuación 3.8. Costo de inversión

Donde:

C_{TOTAL} : Costo total de la alternativa planteada (\$)

C_{INV} : Costo de inversión (\$)

C_{OP} : Costo de operación (\$)

C_{MAN} : Costo mantenimiento (\$)

Cabe resaltar que todos estos costos son valores presentes netos.

3.7.1. COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos de inversión al ser la inversión inicial necesaria para la implementación de las alternativas, no se requieren ningún tipo de cálculo para determinar su valor presente. Estos costos se calculan mediante la Ecuación 3.9.

$$C_{INV} = C_{MAT} + C_{EQ} + C_{M.O} - C_{SAL}$$

Ecuación 3.9. Costo de inversión

Donde:

C_{INV} : Costo de inversión (\$)

C_{MAT} : Costo de materiales (\$)

C_{EQ} : Costo de equipos eléctricos (\$)

$C_{M.O}$: Costo de mano de obra (\$)

C_{SAL} : Costo de salvamento (\$)

3.7.2. COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación al estar determinados como un gasto anual, es necesario trasladar los valores al presente mediante la Ecuación 2.20.

El costo de operación anual está en función de las pérdidas de energía y pérdidas de potencia. Las pérdidas son determinadas mediante las condiciones de operación de cada alternativa planteada. El costo de operación se determina mediante la Ecuación 3.10.

$$C_{OP/ANUAL} = C_{P-E} + C_{P-P}$$

Ecuación 3.10. Costo de operación

Donde:

$C_{OP/ANUAL}$: Costo de operación anual (\$/año)

C_{P-E} : Costo de pérdidas de energía anuales (\$/año)

C_{P-P} : Costo de pérdidas de potencia anuales (\$/año)

Para determinar el costo de pérdidas de energía anuales se estima la energía perdida anual, la cual consta de una parte constante que no está en función de la demanda y otra variable. Las pérdidas constantes se deben a las pérdidas en los núcleos de los transformadores, mientras que las pérdidas variables o resistivas están en función de la demanda. Para estimar la pérdida total de energía se emplea la Ecuación 3.11.

$$P_{ener} = P_N + P_R$$

Ecuación 3.11. Pérdidas de energía

Donde:

P_{ener} : Pérdidas de energía anuales [kWh]

P_N : Pérdidas de energía en el núcleo de transformadores [kWh]

P_R : Pérdidas de energía resistivas en la red [kWh]

En el caso de las pérdidas constantes para un valor anual se emplea la Ecuación 3.12.

$$P_N = P_{N-P} \times t$$

Ecuación 3.12. Pérdidas de energía en el núcleo de los transformadores

Donde:

P_N : Pérdidas de energía en el núcleo de transformadores [kWh]

P_{N-P} : Pérdidas de potencia en el núcleo de transformadores [kW]

t : Período de análisis [h] (para un análisis anual 8760 horas)

Para las pérdidas de energía resistivas se emplea la Ecuación 2.11.

El factor de pérdidas se calcula mediante la Ecuación 2.10.

Una vez calculado las pérdidas de energía anuales se procede a determinar el costo de las mismas mediante la Ecuación 3.13.

$$C_{P-E} = P_{ener} \times C_{ENERGÍA}$$

Ecuación 3.13. Costo de pérdidas de energía anuales

Donde:

C_{P-E} : Costo de pérdidas de energía anuales [\$/anual]

P_{ener} : Pérdidas de energía anuales [kWh]

$C_{ENERGÍA}$: Costo de la energía [\$/kWh]

El costo por pérdidas de potencia anual se calcula mediante la Ecuación 3.14.

$$C_{P-P} = P_{POTENCIA} \times C_{POTENCIA}$$

Ecuación 3.14. Costo de pérdidas de energía anuales

Donde:

C_{P-P} : Costo de pérdidas de potencia anuales [\$/anual]

$P_{POTENCIA}$: Pérdidas en potencia [kW]

$C_{POTENCIA}$: Costo de la potencia perdida [\$/kW-anual]

3.7.3. COSTOS DE MANTENIMIENTO

Finalmente, los costos de mantenimiento al ser un gasto anual, es necesario trasladar los valores al presente mediante la Ecuación 2.20.

El mantenimiento en las subestaciones incluye los siguientes aspectos:

- Mantenimiento de transformadores de potencia, corriente y potencial.
- Mantenimiento de interruptores y seccionadores de potencia.
- Mantenimiento de malla de puesta a tierra, barrajes y conectores.

- Mantenimiento de tableros de control, medidas y protecciones.
- Mantenimiento de las instalaciones físicas de subestaciones, aseo, fumigaciones, desmonte, posa séptica, tuberías, drenajes, canales y oficinas.

El mantenimiento en la red de distribución incluye:

- Mantenimiento en aisladores, luminarias y aparatos de maniobra.
- Poda de árboles o maleza, que puede ocasionar fallas.
- Cambio de postes y crucetas fracturadas.
- Diagnóstico de puntos calientes.
- Coordinación de actividades de las cuadrillas de trabajadores.

En la Figura 3.10. se tiene la evaluación económica con sus respectivos parámetros, cabe destacar que, para obtener el costo de operación y mantenimiento de las alternativas propuestas, se requiere calcular el valor presente neto (VPN).

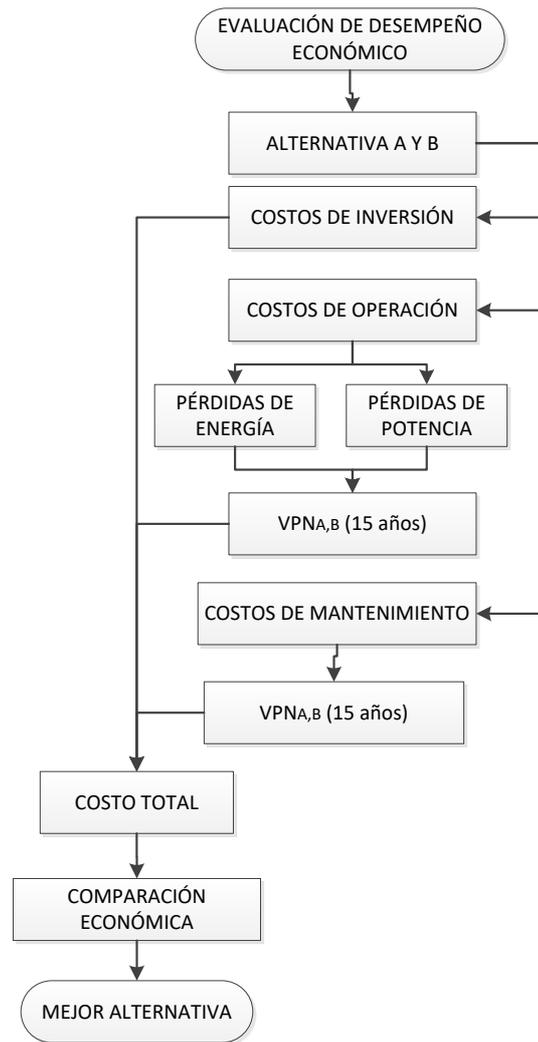


Figura 3.10. Evaluación de desempeño económico

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Para poder realizar la planificación de sistemas de distribución, como punto de partida, se debe obtener la mayor cantidad de información de la zona que se encuentra en estudio como: datos históricos, demanda actual y futura, localización geográfica, condiciones actuales del sistema de distribución, entre otros; de tal manera que permita conocer las variaciones de la demanda eléctrica sobre las redes de distribución.

Debido a que se maneja una base de datos muy amplia, el manejo de la información de la red de distribución se vuelve muy complejo, para ello se emplea los paquetes computacionales CYMDIST y ArcGIS. Con estas herramientas se puede evaluar las condiciones técnicas de operación del sistema de distribución, tanto de la situación actual, de la situación futura o de cualquier escenario planteado.

4.1. DELIMITACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

En el sur de ciudad de Quito las subestaciones que se encuentran cercanas a la zona de estudio son: S/E 02 Luluncoto, S/E 03 Barrionuevo, S/E 04 Chimbacalle, S/E 05 Chilibulo, S/E 21 Epiclachima y S/E 59 Eugenio Espejo, como se puede apreciar en la Figura 4.1.



Figura 4.1. Distribución de las subestaciones del sur de la ciudad de Quito

4.1.1. DEFINICIÓN Y UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA ZONA DE ESTUDIO

La subestación 05 Chilibulo está ubicada en el sur occidente de la ciudad de Quito, cuya área de servicio colinda con la subestación 03 Barrionuevo. El objetivo de esta subestación es proveer de servicio eléctrico a gran parte de la zona sur occidental de la ciudad como: La Magdalena, Chilibulo, Lloa, La libertad, la Mena, entre otros y además ayuda a descargar la subestación 03 Barrionuevo.

La zona de estudio se caracteriza en la siguiente forma:

El área total de estudio cubre aproximadamente 42 km², que se puede visualizar en la Figura 4.2. del programa ArcGIS.

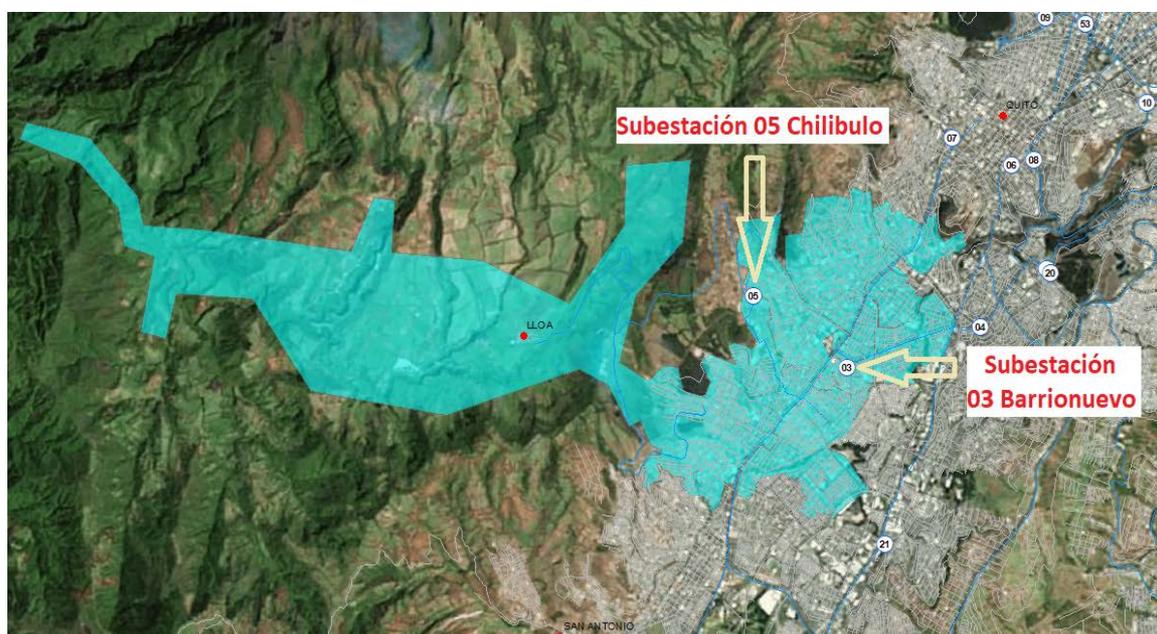


Figura 4.2. Ubicación geográfica del área de estudio, presentada en ArcGIS

Actualmente, una parte del sector en estudio se encuentra en un constante desarrollo; sin embargo, las partes cercanas a la Avenida Mariscal Sucre ya están cerca del límite del uso del suelo establecido por el Municipio de Quito, es decir que en estas áreas no se tendrá una diferencia considerable entre la demanda actual y la saturada. Por otro lado, en la parte suroccidental y en la Avenida Mariscal Sucre, si se prevé una gran diferencia entre la demanda actual y la saturada. Cabe destacar que en la actualidad la Avenida Mariscal Sucre se caracteriza por ser una zona muy comercial, mientras que el resto de la zona es principalmente residencial.

A continuación, en la Figuras 4.3. y Figura 4.4. se puede apreciar la distribución de los alimentadores de las subestaciones 03 Barrionuevo y 05 Chilibulo, respectivamente, a

través del programa CYMDIST, que cuenta con la información pertinente de la zona en estudio. Cabe destacar que dicha información se recopiló de los datos proporcionados por el Departamento de Planificación y Distribución, perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito.

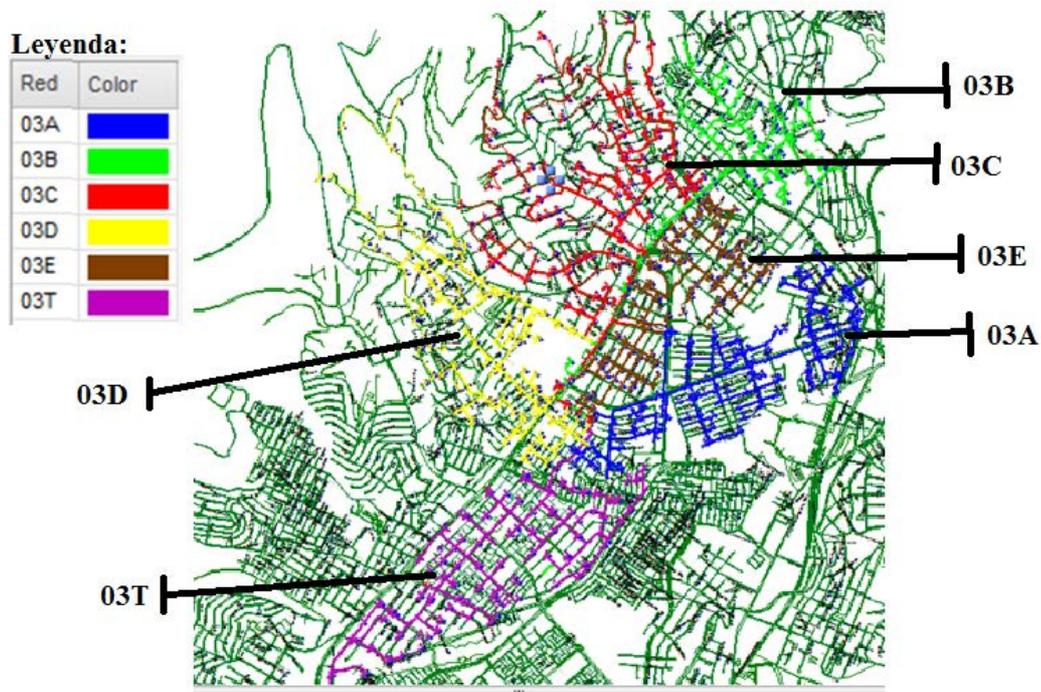


Figura 4.3. Distribución de los alimentadores de la S/E 03 Barrionuevo en CYMDIST



Figura 4.4. Distribución del alimentador de la S/E 05 Chilibulo en CYMDIST

4.1.2. CONDICIONES ACTUALES DE LA ZONA DE ESTUDIO

El sector en estudio es alimentado por las subestaciones 05 Chilibulo y 03 Barrionuevo ubicadas en el sur occidente de la ciudad de Quito, la subestación 05 Chilibulo actualmente cuenta con un alimentador primario (5D) de 22,8 kV y alimenta a 364 transformadores de distribución, la subestación 03 Barrionuevo de 6,3 kV, cuenta con 6 alimentadores primarios (3A, 3B, 3C, 3D, 3E, 3T), con un total de 608 transformadores de distribución, es decir que la zona en estudio tiene con un total de 972 transformadores de distribución, en la Tabla 4.1 se puede apreciar cómo están distribuidos los transformadores en cada alimentador primario.

Tabla 4.1. Número de transformadores de distribución por alimentador de la zona en estudio.

Subestación	Alimentador	No. Transformadores	
		2016	
		Parcial	Total
Chilibulo	5D	364	364
Barrionuevo	3A	115	608
	3B	88	
	3C	129	
	3D	91	
	3E	90	
	3T	95	
TOTAL		972	

De la Tabla 4.1., se puede observar que actualmente son 7 alimentadores primarios los que abastecen la demanda de la zona en estudio, esto debido a que la subestación 05 Chilibulo recién está entrando en funcionamiento y cuenta con un solo alimentador primario.

4.1.3. ANÁLISIS DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL SECTOR

La demanda máxima de 15 minutos de la zona en estudio, se determina mediante el mayor valor de la suma de las demandas coincidentes de los 7 alimentadores primarios (3 ABCDET y 5D) que intervienen en el área de estudio.

Al realizar el análisis de la demanda del sistema en estudio, conformado por 2 subestaciones y 7 alimentadores primarios, se obtiene la hora, fecha y valor de la demanda máxima. Cabe destacar que la demanda máxima del sector en estudio ocurre en una fecha diferente a la demanda máxima de todo el sistema de la EEQ.

Se determinó que la demanda máxima coincidente del sector en estudio fue el día miércoles 26 de octubre del 2016 a las 20h00.

Tabla 4.2. Demandas por alimentador en el día de demanda máxima del sector en estudio (26 de octubre del 2016)

Demanda Máxima	
26 octubre del 2016	
Alimentador	Demanda [kW]
3A	3169,482
3B	5086,827
3C	3605,489
3D	3038,839
3E	2685,016
3O	17579,86
3T	7841,034
5D	6820,486
Demanda Máxima	32247,173

El valor de demanda máxima del sector en estudio se determina mediante la sumatoria de los valores de demanda máxima coincidente de cada alimentador correspondientes al día miércoles 26 de octubre del 2016 a las 20h00, como se indica en la Tabla 4.2. el valor de demanda máxima del sector en estudio de es 32247,173 kW. La Tablas 4.3. y Tabla 4.4.

presentan los voltajes, corrientes, factores de potencia y demanda de los alimentadores y subestaciones de la zona en estudio, en el día y hora de la demanda máxima del sistema en estudio.

Tabla 4.3. Valores de voltaje, corriente, factor de potencia correspondientes al 26 de octubre del 2016 de la S/E 03 Barrionuevo

ALIMENTADOR	VOLTAJES			CORRIENTE			fc	POTENCIA
	Va [V]	Vb [V]	Vc [V]	Ia [A]	Ib [A]	Ic [A]		[kW]
03 A	3.613,91	3.623,90	3.606,65	301,96	288,62	295,69	0,975	3.169,48
03 B	3.614,14	3.624,86	3.605,96	493,87	472,62	472,85	0,975	5.086,83
03 C	3.614,58	3.624,32	3.603,88	358,57	331,67	332,69	0,971	3.605,49
03 D	3.612,84	3.625,03	3.605,70	298,67	275,21	284,56	0,976	3.038,84
03 E	3.623,51	3.638,87	3.608,45	171,71	175,99	177,49	0,922	1.732,58
03 O	3.608,73	3.620,22	3.601,37	1.675,18	1.593,62	1.611,15	0,998	17.579,86
03 T	13.365,64	13.471,09	13.470,07	203,15	192,37	200,33	0,987	7.841,03

Tabla 4.4. Valores de voltaje, corriente, factor de potencia correspondientes al 26 de octubre del 2016 de la S/E 05 Chilibulo

ALIMENTADOR	VOLTAJES			CORRIENTE			fc	POTENCIA
	Va [V]	Vb [V]	Vc [V]	Ia [A]	Ib [A]	Ic [A]		[kW]
05 D	13.347,53	13.432,12	13.445,56	159,30	181,30	182,26	0,976	6.840,51
05 Q	13.376,18	13.465,13	13.487,63	161,13	182,39	176,75	0,975	6.820,49

Un detalle importante es que la demanda máxima coincidente de toda el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito ocurrió el día miércoles 09 de noviembre del 2016 a las 19h15 con un valor de 725,14 MW, de tal manera que la fecha de demanda máxima del

sector en estudio no coincide con la fecha de la demanda máxima de toda el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito. Como se lo puede apreciar en la Tabla 4.5. y Figura 4.5. donde se encuentra el perfil de carga del sistema de la EEQ, mediante sus demandas máximas mensuales correspondientes al año 2016.

Tabla 4.5. Valores de demandas máximas mensuales del sistema de la Empresa Eléctrica Quito del 2016.

MES	DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA DE LA EEQ [MW]	FECHA	HORA
ENERO	694,73	27/01/2016 miércoles	19:30:00
FEBRERO	720,54	02/02/2016 martes	19:30:00
MARZO	702,71	29/03/2016 martes	19:30:00
ABRIL	697,56	21/04/2016 jueves	19:30:00
MAYO	722,57	24/05/2016 martes	19:30:00
JUNIO	711,49	08/06/2016 miércoles	19:30:00
JULIO	693,77	19/07/2016 martes	19:30:00
AGOSTO	702,45	17/08/2016 miércoles	19:15:00
SEPTIEMBRE	707,01	21/09/2016 miércoles	19:15:00
OCTUBRE	718,78	25/10/2016 domingo	19:30:00
NOVIEMBRE	725,14	09/11/2016 miércoles	19:15:00
DICIEMBRE	705,59	07/12/2016 miércoles	19:15:00
DEMANDA MÁXIMA		725,14 [MW]	

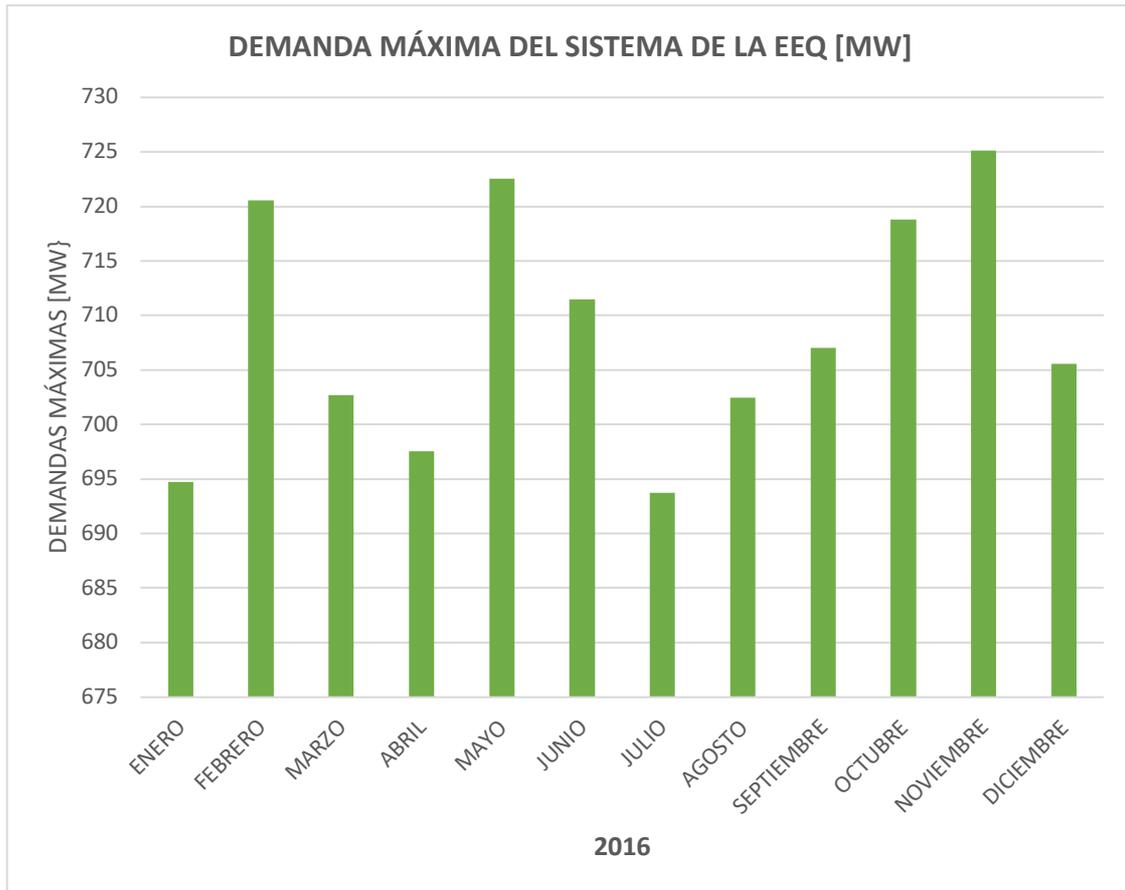


Figura 4.5. Demandas máximas mensuales del sistema de la EEQ del 2016

4.2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

El desarrollo de la zona en estudio a lo largo del tiempo ha implicado el continuo crecimiento de la demanda en el sistema de distribución. El sector suroriente del Distrito Metropolitano de Quito se caracteriza por tener una alta participación residencial debido a la continua construcción de departamentos y edificios de múltiples pisos.

Razón por la cual, es necesario un análisis en función del pronóstico de la demanda buscando resolver los requerimientos del sistema eléctrico de distribución. Como se detalló en el Capítulo 2, el pronóstico de la demanda geográficamente distribuida y presentada por micro-áreas se realizó para la zona de estudio en la Gerencia de Planificación de la EEQ.

En el presente estudio el análisis de la demanda se basa en la condición de saturación por considerar que, satisfecha esa condición, la demanda de los escenarios intermedios quedara servida de manera adecuada. Para poder realizar el pronóstico de la demanda en estado de saturación se tiene como punto de partida las herramientas computacionales y

la información pertinente de la zona en estudio, dicha información es facilitada por el Departamento de Planificación y Distribución de la Empresa Eléctrica Quito.

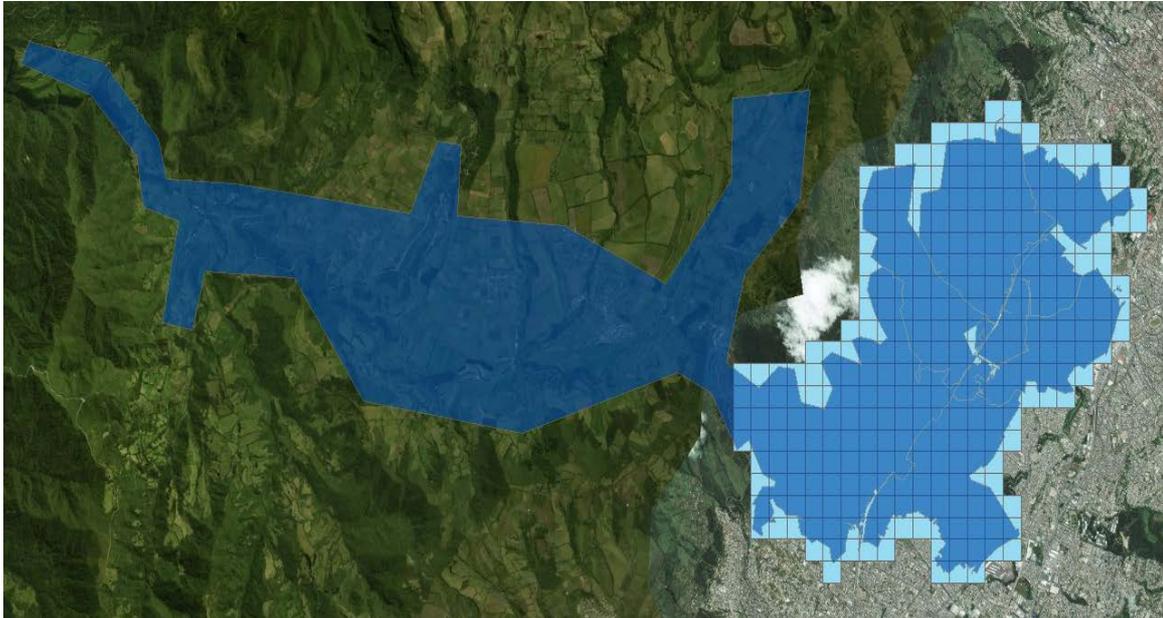


Figura 4.6. Área de estudio dividido en micro-áreas de 250m x 250m.

Cabe destacar que la división por micro-áreas no se aplica en zonas rurales donde la densidad de carga es baja, por tal razón esa zona se considera como un solo polígono para realizar la proyección.

Una vez establecidas las micro-áreas en toda la zona de estudio el siguiente paso es encontrar el área de edificación permitida por el plan regulador municipal para la planta baja por cada micro-área.

El área de edificación admitida de planta baja es el área total neta de cada micro-área, pero descontando las avenidas, calles, pasajes, parques y demás lugares donde no se permiten ningún tipo de construcción y se la puede calcular con la Ecuación 2.16.

$$A_{pb} = A_{total} - A_{c.p}$$

En la figura 4.7. se puede apreciar la categorización de los usos principales del suelo. Cabe destacar que el suelo principalmente se utiliza con un fin residencial, luego existe mayor presencia del uso denominado equipamiento y de uso múltiple; es decir hay poca presencia en el área de estudio donde el suelo está destinado para un uso agrícola, industrial, recreación, entre otros.

- Leyenda**
- Agrícola Resid.
 - Area promocion
 - Equipamiento
 - Industrial 2
 - Industrial 3
 - Multiple
 - RN/Prod. Sostenible
 - Resid Rural 1
 - Resid Urbano 1
 - Resid Urbano 2
 - Resid Urbano 3

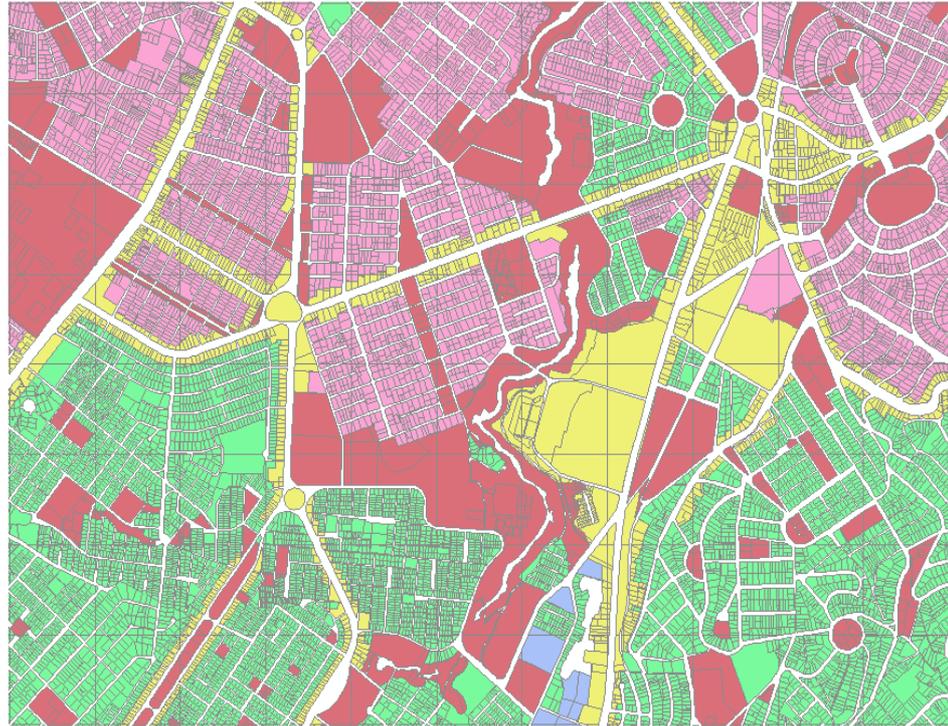


Figura 4.7. Categorización de los Usos Principales del suelo

El siguiente paso es encontrar el área neta de edificación de planta baja, para encontrar esta área es necesario utilizar el Coeficiente de Ocupación del Suelo, que se encuentra detallado en la “Ordenanza del Plan Metropolitano de Ordenamiento Territorial”, este coeficiente es un indicador que define los metros cuadrados edificables del total de la superficie del lote, se encuentra expresado en porcentaje y tiene valores para las distintas categorías del uso del suelo, por ejemplo en zonas múltiples y residenciales tiene un valor de 80% y en áreas agrícolas del 1%.

Posteriormente se determina el área neta de edificación de planta baja mediante la Ecuación 2.17.

$$A_{Npb} = A_{pb} \times COS$$

Con este parámetro se determina el área total habilitada utilizando la Ecuación 2.18.

$$A_{TH} = A_{Npb} \times No.pisos$$

Para finalmente estimar la demanda en estado de saturación mediante la Ecuación 2.19.

$$D_{SAT} = A_{TH} \times F_{AREA}$$

Una vez encontrada el área total habilitada, se procede a calcular la demanda futura de cada micro-área. Para lo cual es necesario contar con la relación demanda por metros cuadrados efectivos (VA/m²).

Dicha relación se ha calculado anteriormente en otros trabajos de titulación como son: “Diseño de las redes de medio y bajo voltaje soterradas para la subestación Carolina” [3] y “Planificación del Sistema de Distribución del sector Mirador en Quito” [5]. Con estos estudios realizados anteriormente y además la información proporcionada por la Empresa Eléctrica Quito, se obtuvieron los siguientes factores:

- Micro-áreas de uso predominante residencial (R) un factor de 2,08 VA/m².
- Micro-áreas de uso múltiple (M) un factor de 4,67 VA/m².

De esta manera se obtiene la proyección de demanda de cada micro-área de toda el área de estudio.

En el ANEXO I se presentan las diferentes micro-áreas con la demanda actual y la demanda en estado de saturación. Cabe destacar que este último parámetro es el que se ingresa en el programa CYMDIST, en el archivo ‘CYMGROWTHRATE’, como se muestra en la Figura 4.8.

Archivo seleccionado

Zona

Tasa de crecimiento

GrowthRate	ConsumerCl	GrowthYear	DataType	SpotLoadRa	DistributedI	Nota clic para agregar
NE01_02_01	Alumbrado Pu	2017		209,714718	209,714718	
NE01_02_01	COCINA_INDU	2017		209,714718	209,714718	
NE01_02_01	Commercial	2017		209,714718	209,714718	
NE01_02_01	Industrial	2017		209,714718	209,714718	
NE01_02_01	Otros	2017		209,714718	209,714718	
NE01_02_01	RESIDENCIAL I	2017		209,714718	209,714718	
NE01_02_01	Residencial	2017		209,714718	209,714718	
NE01_02_02	Alumbrado Pu	2017		995,804634	995,804634	
NE01_02_02	COCINA_INDU	2017		995,804634	995,804634	
NE01_02_02	Commercial	2017		995,804634	995,804634	
NE01_02_02	Industrial	2017		995,804634	995,804634	
NE01_02_02	Otros	2017		995,804634	995,804634	
NE01_02_02	RESIDENCIAL I	2017		995,804634	995,804634	
NE01_02_02	Residencial	2017		995,804634	995,804634	
NE01_02_03	Alumbrado Pu	2017		332,973894	332,973894	
NE01_02_03	COCINA_INDU	2017		332,973894	332,973894	
NE01_02_03	Commercial	2017		332,973894	332,973894	
NE01_02_03	Industrial	2017		332,973894	332,973894	
NE01_02_03	Otros	2017		332,973894	332,973894	
NE01_02_03	RESIDENCIAL I	2017		332,973894	332,973894	
NE01_02_03	Residencial	2017		332,973894	332,973894	
NE01_02_04	Alumbrado Pu	2017		8,103395	8,103395	

Figura 4.8. Datos ingresados en el archivo CYMGROWTHRATE

Una vez realizada la proyección en estado de saturación de la demanda de cada micro-área, se puede ingresar estos datos en el programa computacional ArcGIS para poder

4.3. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL CON DEMANDA PROYECTADA

4.3.1. DIAGNÓSTICO EN MEDIO VOLTAJE

Una vez obtenida la demanda proyectada en estado de saturación por cada micro-área, es necesario ingresar esta información al programa computacional CYMDIST para proceder con la respectiva simulación.

En la Figura 4.10., se tiene el resultado de la simulación donde se puede apreciar la zona de estudio según la caída de voltaje.

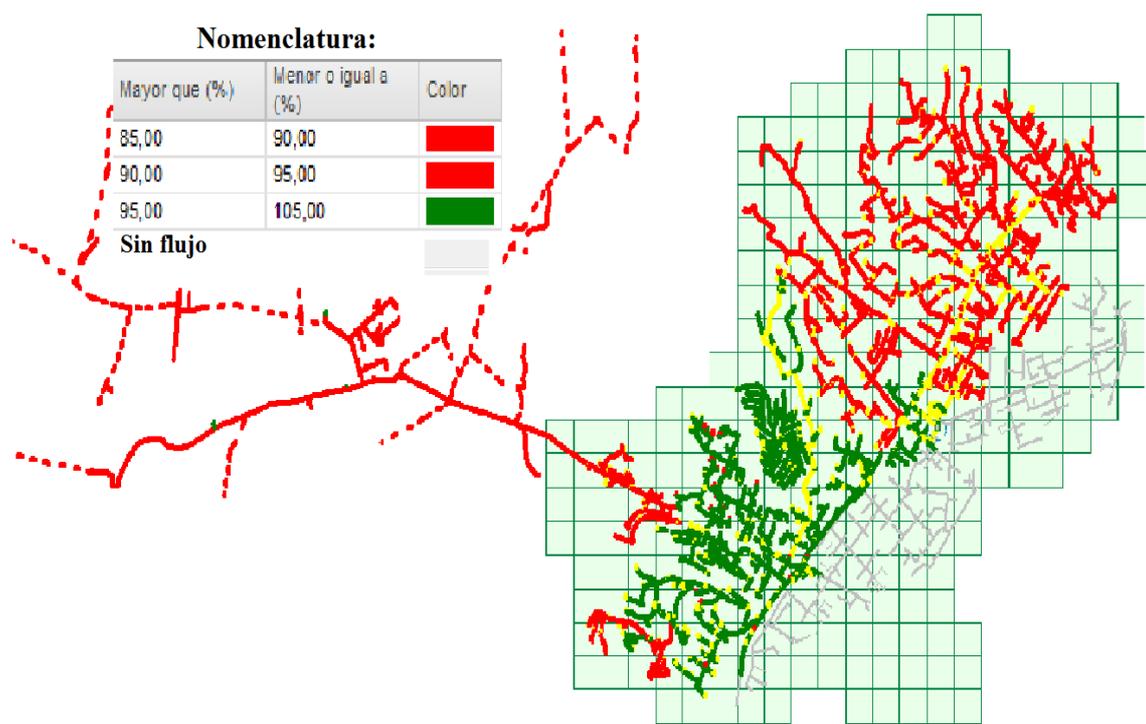


Figura 4.10. Resultado según la caída de voltaje

Como se puede observar en la Figura 4.10. se aprecia que la red actual al imponerle la demanda en condición de saturación, la red se encuentra en pésimas condiciones operativas debido a la excesiva caída de voltaje, puesto que se tienen niveles de voltaje de hasta 0,85 [p.u]. Mientras que una mínima parte se encuentra en color verde, lo cual implica que no hay mayor problema; sin embargo, es necesario verificar que éstas no se encuentren al borde con el límite de caída de voltaje establecida en las normas.

Cabe resaltar que la red simulada se encuentra en tan malas condiciones que el programa CYMDIST realiza el seccionamiento de carga debido a que la red no está apta para soportar la carga en estado de saturación; razón por la cual el flujo de carga no converge.

A partir de estas condiciones, con la demanda en estado de saturación, y la red actual de la zona de estudio, se buscan las alternativas para una operación eficiente del sistema de distribución; que se proponen en el siguiente capítulo. Se debe destacar que esta información se tiene como punto de partida para el desarrollo de la siguiente parte del estudio.

4.3.2. DIAGNÓSTICO EN BAJO VOLTAJE

Las normas vigentes establecen una caída de voltaje máxima del 11% desde las subestaciones de distribución hasta el usuario; de tal manera que este margen de caída de voltaje debe ser repartida entre alimentadores primarios, transformadores de distribución y red secundaria.

Por lo tanto, es necesario realizar un análisis de cada una de las etapas para verificar el nivel de voltaje que presentan y de esta manera obtener la caída máxima de voltaje que se puede tener en redes secundarias.

Particularmente en la red secundaria se tiene establecido como regulación de voltaje máxima de 2,5%. Sin embargo, en las condiciones de operación actuales se puede apreciar que esto sobredimensiona a las redes secundarias, ya que en el resto del sistema de distribución no se llega a tener una regulación de voltaje de 8,5%. En la Tabla 4.6., se tiene las regulaciones de voltaje máximas encontradas en la red de distribución en condiciones actuales.

Tabla 4.6. Caídas de voltaje críticas en la red actual.

Elemento	Caída de voltaje	
	[p.u]	[%]
Alimentadores primarios	0,05	5
Transformadores de distribución	0,025	2,5
Total	0,075	7,5

Como se puede observar en la Tabla 4.6., la caída de voltaje máxima presente en el sistema de distribución actual es de 7,5%; lo cual permitiría tener una caída de voltaje de 3,5% en la red secundaria sin exceder el 11% establecido por la norma.

Es de gran importancia para establecer 3,5% como caída de voltaje máxima en la red secundaria, no se debe exceder el 5% de caída de voltaje en la red primaria; lo cual se debe reflejar en el resultado de la evaluación técnica de las alternativas planteadas.

4.4. INCREMENTO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN MEDIO VOLTAJE

Para plantear las alternativas se debe partir del Sistema Eléctrico de Distribución existente, los cambios que se determinen en el mismo deben adaptarse a las condiciones de la red, pues a medida que dicho cambio sea de mayor impacto en la red este tendrá un costo más elevado.

Debido a que no se sabe con certeza en que año se tendrá la saturación de la zona en estudio se debe tomar en cuenta lo establecido en el “PLAN DE EXPANSIÓN 2016-2025 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”, ya que en el mismo se establece los cambios en las redes de distribución que se van a ejecutar en los próximos años con el fin de garantizar el suministro eléctrico en el Distrito Metropolitano de Quito. Es decir que se deben plantear las alternativas tomando en cuenta los cambios que se tendrán en la red de distribución y adaptándose a los mismos.

Al tratar de mantener las condiciones de la red existente, se debe realizar un análisis para garantizar que la red primaria y las subestaciones van a soportar la demanda en estado de saturación.

Para el mejoramiento del Sistema de Distribución se tienen varias alternativas que se puede implementar en la zona. Entre las más comunes se destacan:

- ✓ Modificación de las áreas de influencia de los diferentes alimentadores primarios.
- ✓ Modificación de las áreas de influencia de las subestaciones de distribución.
- ✓ Incremento del calibre de conductores de las redes de distribución.
- ✓ Instalación de nuevas subestaciones de distribución o de alimentadores primarios.
- ✓ Cambio en la configuración de los alimentadores primarios (de monofásicos a trifásicos).
- ✓ Incremento en los niveles primarios de voltaje.

Al tener un gran número de posibles propuestas para el mejoramiento de la operación del Sistema Eléctrico de Distribución de la zona de estudio, cabe resaltar que se tiene dos

limitantes: la presencia de una red de distribución y el elevado costo que implicaría un cambio en la misma. Tomando estos criterios en cuenta se proceden a plantear las alternativas para mejorar la operación del Sistema Eléctrico de Distribución.

Las alternativas propuestas se hacen en función del escenario futuro, es decir tomando en cuenta las condiciones futuras determinadas por la Empresa Eléctrica Quito.

En el ANEXO II – Sección A se encuentran la evaluación de las condiciones iniciales de operación del sistema de distribución, en el cual se debe realizar los cambios necesarios para mejorar su operación.

4.4.1. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para determinar la operación del sistema de distribución ante contingencias se aplica los criterios ya establecidos anteriormente por la Empresa Eléctrica Quito. Dichos criterios han sido determinados mediante el análisis de varios factores como: confiabilidad, mantenimiento de los transformadores de las subestaciones, calidad del suministro eléctrico, entre otros.

Esto implica que la potencia nominal de los alimentadores tiene un valor de 10 MVA; sin embargo, la demanda máxima en condiciones normales de operación no debe superar el 66,66 % de este valor; es decir 6,67 MVA. Esto con el fin de que, ante un estado de contingencia la demanda de un alimentador pueda ser asumida por dos alimentadores adyacentes y solo en estas condiciones la demanda de un alimentador primario llegue a bordear los 10 MVA; es decir que se cuenta con una reserva de 3,33 MVA en cada alimentador primario, para afrontar un estado de contingencia.

También cabe destacar que en cada subestación de distribución es necesario que se cuente con dos transformadores para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico.

Se ha determinado que la demanda para el Sistema Metro de Quito correspondiente a la zona en estudio tiene un valor estimado de 3,944 MVA; sin embargo, ante un estado de contingencia este valor se incrementa a 8,78 MVA.

Finalmente se debe tomar en cuenta que se requiere un alimentador exclusivamente para el Sistema Integrado del Trolebús cuyo valor esta alrededor de los 10 MVA.

En la Tabla 4.7. se tienen las demandas de operación de los diferentes alimentadores existentes con la demanda en estado de saturación, donde se puede evidenciar que se requiere el incremento de alimentadores primarios y una redefinición del área de cobertura de cada uno.

Tabla 4.7. Demanda de los alimentadores actuales en estado de saturación

Subestación	Alimentador	Carga total	
		[kVA]	[%]
03 Barrionuevo	03A	8033,19	120,50
	03B	8136,08	122,04
	03C	8156,23	122,34
	03D	7247,9	108,72
	03E	5744,68	86,17
	03T	9003,54	135,05
05 Chilibulo	05D	19161,3	287,42

4.4.2. ALTERNATIVA A: MANTENER LA UBICACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN

En esta alternativa se establecen los siguientes criterios para proceder con el análisis y descripción de la misma:

- ✓ Las subestaciones 05 Chilibulo y 03 Barrionuevo se mantienen como subestaciones de distribución.
- ✓ Toda la zona en estudio se encuentra a 22,8 kV en los alimentadores primarios.
- ✓ El nivel de voltaje en los alimentadores primarios debe ser mínimo de 0,95 p.u., es decir que la caída de voltaje no puede superar el 5% como ya se estableció anteriormente.

4.4.2.1. Área de cobertura de las subestaciones

En esta alternativa se toman en cuenta las siguientes subestaciones de distribución:

- ✓ S/E 03 Barrionuevo
- ✓ S/E 05 Chilibulo

En la Figura 4.11., se indica el área de cobertura y ubicación geográfica de cada una de las subestaciones involucradas en dicha alternativa.

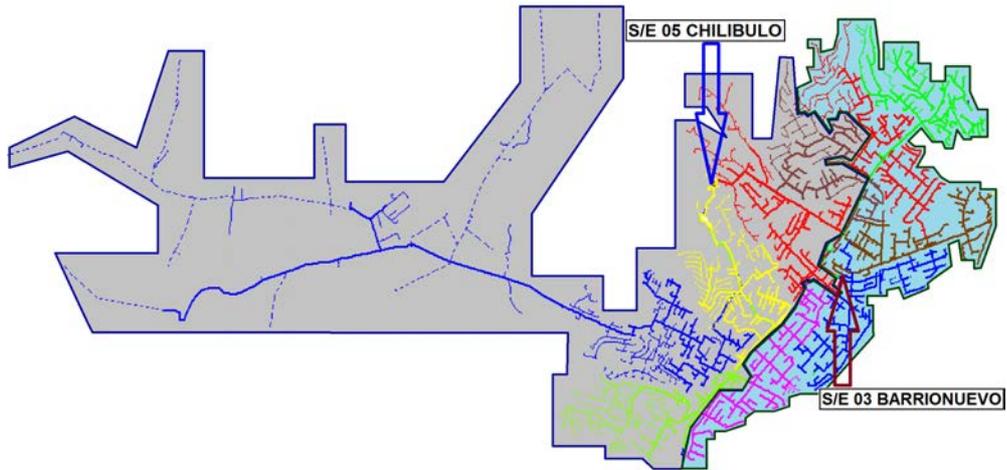


Figura 4.11. Área de cobertura de las subestaciones 03 Barrionuevo y 05 Chilibulo.

4.4.2.2. Distribución de los alimentadores

Para poder abastecer la demanda en estado de saturación de la zona en estudio es necesario el incremento de alimentadores primarios y la redefinición de su área de cobertura.

Teniendo como resultado la nueva distribución de los alimentadores primarios, cada subestación tiene las siguientes características:

- S/E 03 Barrionuevo: cuenta con 5 alimentadores primarios (A, B, C, D, E) y 1 alimentador expreso que sirve al Sistema Integrado del Trole.
- S/E 05 Chilibulo: cuenta con 5 alimentadores primarios (A, B, C, D, E) y 1 alimentador expreso que sirve al Metro de Quito.

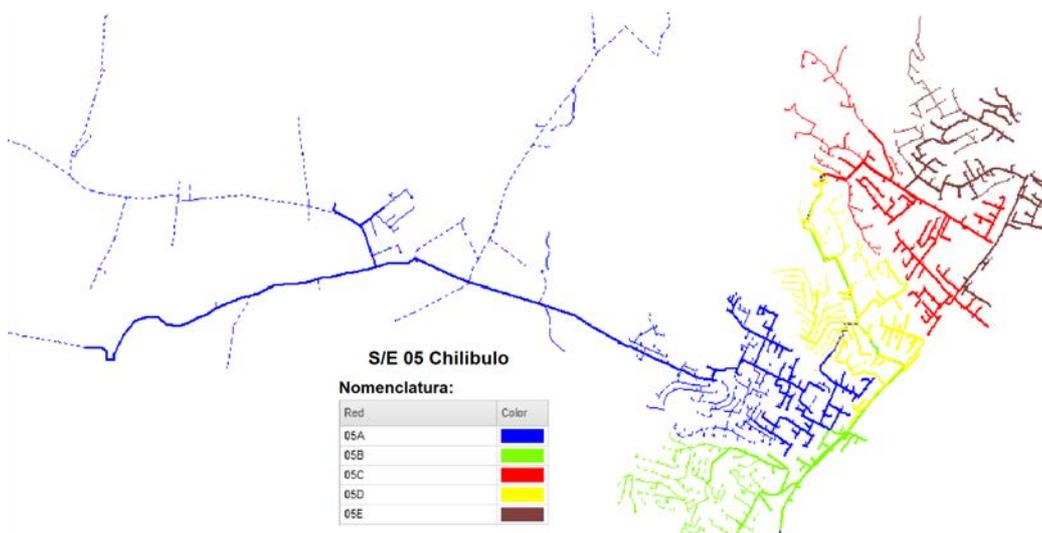


Figura 4.12. Distribución de los alimentadores primarios de la S/E 05 Chilibulo.

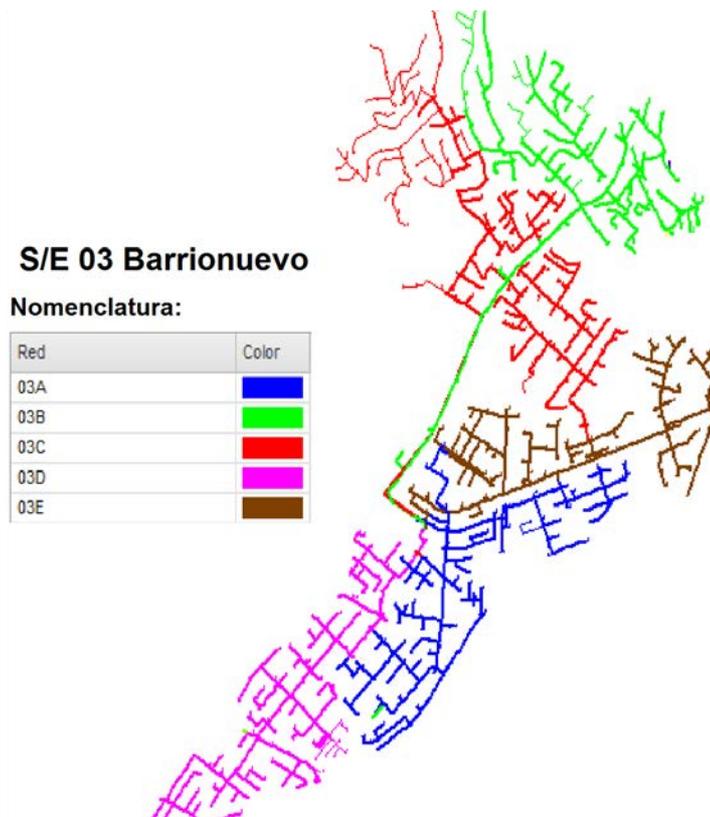


Figura 4.13. Distribución de los alimentadores primarios de la S/E 03 Barrionuevo.

4.4.2.3. Dimensionamiento de las subestaciones

Como se determinó anteriormente, para cubrir toda la zona en estudio se requieren 10 alimentadores primarios y cada uno con una demanda estimada de 10 MVA, por lo tanto cada subestación cuenta con cinco alimentadores primarios.

En el caso de la S/E 03 Barrionuevo, además de los cinco alimentadores primarios iniciales, la subestación asume la demanda del Sistema Integrado del Trolebús dando un valor total de 60 MVA, es decir que éste es el tamaño final para realizar el dimensionamiento de la misma; como se puede apreciar en la Tabla 4.8.

En el caso de la S/E 05 Chilibulo, además de los cinco alimentadores primarios iniciales, la subestación asume la demanda del Sistema Metro de Quito dando un valor total de 58,78 MVA, es decir que éste es el tamaño final para realizar el dimensionamiento de la misma; como se puede apreciar en la Tabla 4.9.

Como se puede apreciar en la Tabla 4.9., para la S/E 03 Barrionuevo es necesario contar con dos transformadores de potencia de 20/27/33 MVA y 138 / 23 kV; mientras que para la

S/E 05 Chilibulo se requiere de dos transformadores de potencia de 20/27/33 MVA y 138 / 23 kV.

Tabla 4.8. Dimensionamiento de la subestación 03 Barrionuevo

Alimentador	Demanda
	[MVA]
03A	10
03B	10
03C	10
03D	10
03E	10
Trolebús	10
Total	60

Tabla 4.9. Dimensionamiento de la subestación 05 Chilibulo

Alimentador	Demanda
	[MVA]
05A	10
05B	10
05C	10
05D	10
05E	10
Metro	8,78
Total	58,78

4.4.3. ALTERNATIVA B: REUBICACIÓN ESTRATÉGICA DE LA SUBESTACIÓN

En esta alternativa se establecen los siguientes criterios para proceder con el análisis:

- ✓ Las Subestación 05 Chilibulo se mantiene únicamente como subestación de seccionamiento.
- ✓ La subestación 03 Barrionuevo desaparece del sistema de distribución.
- ✓ Aparece la subestación La Magdalena como reemplazo de la subestación 03 Barrionuevo.
- ✓ Se toma en cuenta la presencia de la subestación Ajaví.
- ✓ Toda la zona en estudio se encuentra a 22,8 kV en los alimentadores primarios.
- ✓ El nivel de voltaje en los alimentadores primarios debe ser mínimo de 0,95 p.u., es decir que la caída de voltaje no puede superar el 5% como ya se estableció anteriormente.

4.4.3.1. Área de cobertura de las subestaciones

En esta alternativa se toman en cuenta las siguientes subestaciones:

- ✓ S/E 03 Magdalena
- ✓ S/E 05 Ajaví

Como en esta alternativa se tiene la presencia de la subestación Ajaví y Magdalena, primero se debe determinar sus zonas de cobertura; tomando en cuenta la distancia y la geografía de la zona en análisis.

En la Figura 4.14., se indica el área de cobertura de cada una de las subestaciones involucradas en esta alternativa.

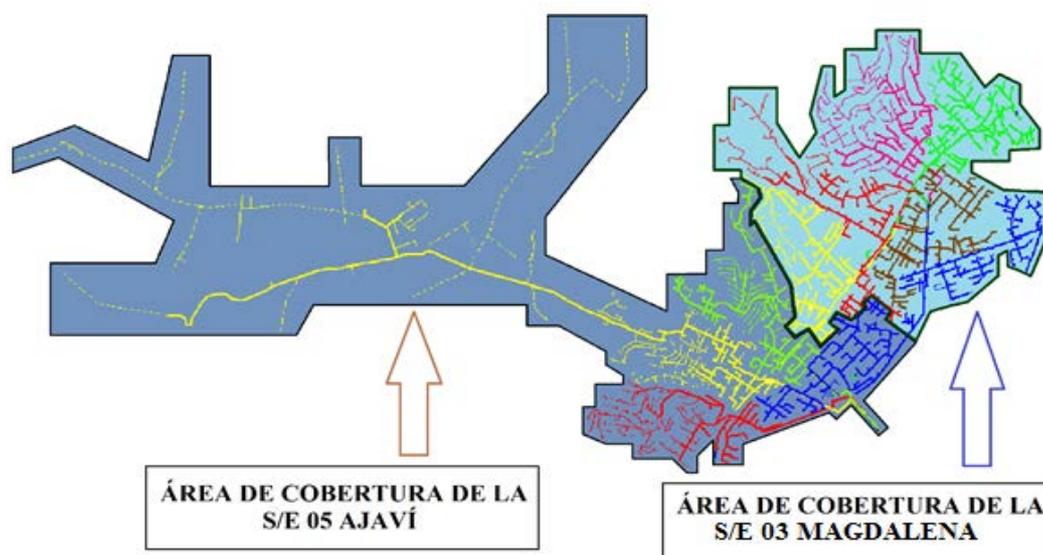


Figura 4.14. Área de cobertura de las subestaciones 03 Magdalena y 05 Ajaví

4.4.3.2. Centro de carga

Cabe recalcar que la ubicación de la S/E 05 Ajaví ya se encuentra definida, sin embargo, es necesario calcular el centro de carga para la S/E 03 Magdalena, para ello se debe determinar las micro-áreas y su respectivo valor de demanda en estado de saturación para poder realizar los cálculos. En la Figura 4.15., se tiene la zona de cobertura de la S/E 03 Magdalena en la cual se debe determinar la ubicación del centro de carga.



Figura 4.15. Área de cobertura de la subestación 03 Magdalena

Una vez determinada la zona de cobertura de la subestación Magdalena, se procede con el cálculo del centro de carga empleando la Ecuación 2.13 y la Ecuación 2.14. En el ANEXO III se encuentran los datos necesarios y los cálculos realizados a detalle para determinar la ubicación el centro de carga; lo cual da como resultado que: $X = 774529,47$ y $Y = 9973094,291$. En la Figura 4.16., se tiene la ubicación geográfica del centro de carga obtenido en los cálculos realizados y la ubicación subestación 03 Magdalena.

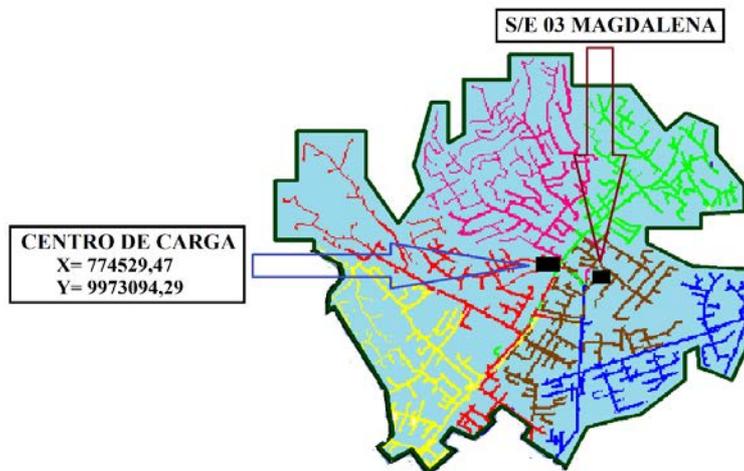


Figura 4.16. Ubicación geográfica del centro de carga y la subestación 03 Magdalena

Cabe resaltar que la distancia entre el centro de carga calculado y la ubicación de la S/E 03 Magdalena es de aproximadamente de 400 m; esto debido a la poca disponibilidad de terrenos próximos al centro de carga calculado, puesto que esta zona ya se encuentra muy desarrollada actualmente. En el ANEXO IV en la sección C se puede verificar la ubicación de la S/E 03 Magdalena. Finalmente, se tiene la ubicación y la zona de cobertura detallada de las subestaciones 03 Magdalena y 05 Ajaví.

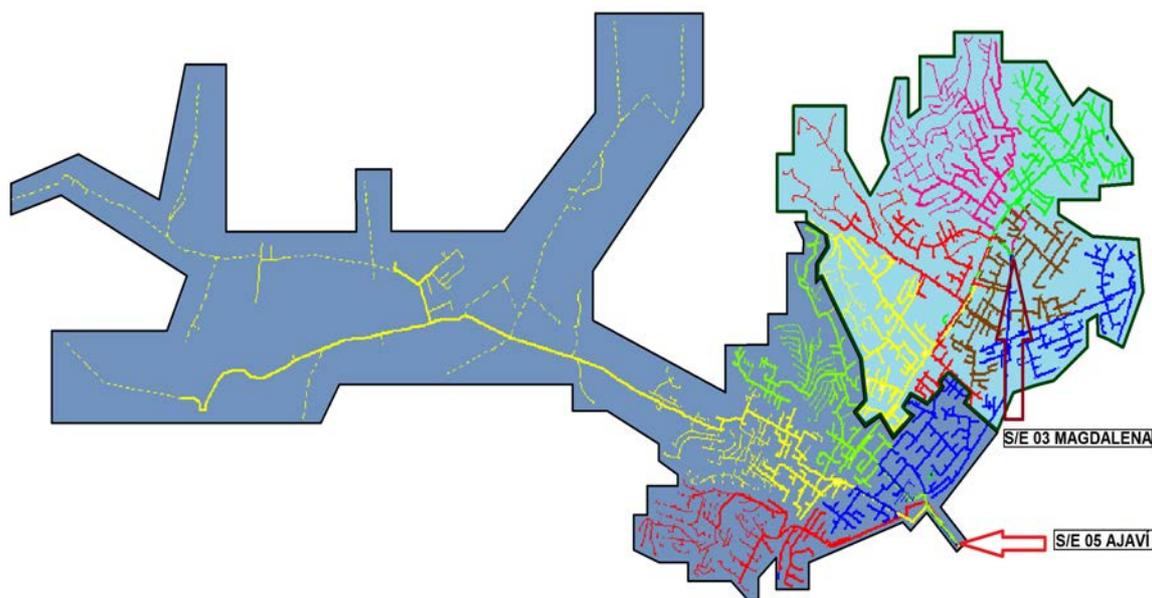


Figura 4.17. Área de cobertura y ubicación de la S/E 03 Magdalena y la S/E 05 Ajaví

4.4.3.3. Distribución de los alimentadores

Para poder abastecer la demanda en estado de saturación de la zona en estudio es necesario el incremento de alimentadores primarios y la redefinición de su área de cobertura.

Teniendo como resultado la nueva distribución de los alimentadores primarios, cada subestación tendrá las siguientes características:

- S/E 03 Magdalena: cuenta con 6 alimentadores primarios (A, B, C, D, E, F).
- S/E 05 Ajaví: cuenta con 4 alimentadores primarios (A, B, C, D) incluido 2 alimentadores extras, 1 alimentador expreso que sirve al Sistema Integrado del Trolebús y 1 alimentador expreso que sirve al Metro de Quito.

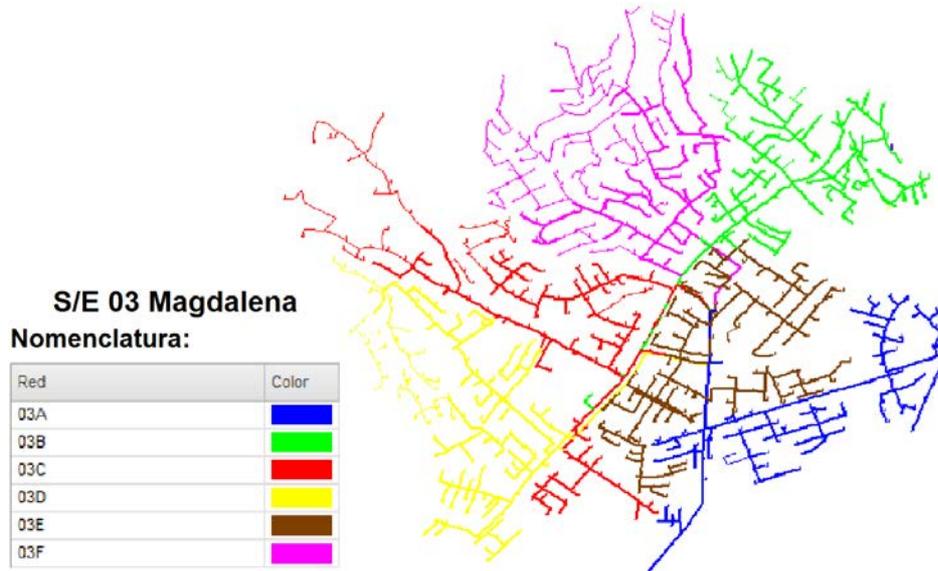


Figura 4.18. Distribución de los alimentadores primarios de la S/E 03 Magdalena

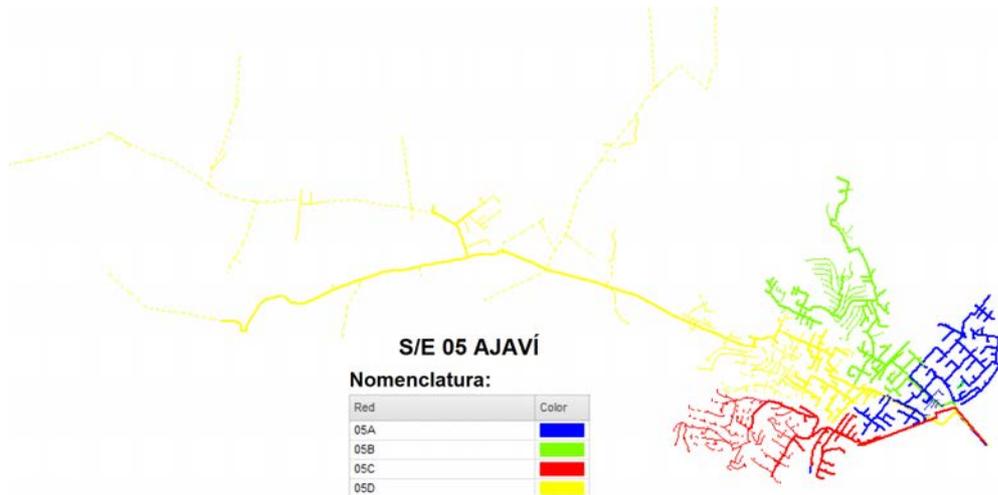


Figura 4.19. Distribución de los alimentadores primarios de la S/E 05 Ajaví

4.4.3.4. Dimensionamiento de las subestaciones

Como se determinó anteriormente, para cubrir toda la zona en estudio se requiere la presencia de 10 alimentadores primarios y cada uno con una demanda máxima de 10 MVA; los cuales se deben repartir en las dos subestaciones determinadas, tomando en cuenta la demanda del Sistema Metro de Quito y Sistema Integrado del Trolebús.

En el caso de la S/E 03 Magdalena, debido a la disposición geográfica asume la demanda de 6 alimentadores primarios, dando un valor total de 60 MVA, es decir que este es el tamaño final para realizar el dimensionamiento de la misma. En la Tabla 4.10., se detalla los diferentes alimentadores que se han designado para esta subestación.

Tabla 4.10. Dimensionamiento de la subestación 03 Magdalena

Alimentador	Demanda
	[MVA]
03A	10
03B	10
03C	10
03D	10
03E	10
03F	10
Total	60

En el caso de la S/E 05 Ajaví, además de los cuatro alimentadores primarios restantes, esta asume la demanda del Sistema Metro de Quito y la demanda del Sistema Integrado del Trolebús dando un valor total de 58,78 MVA, es decir que este es el tamaño final para su dimensionamiento de la misma. Cabe resaltar que, debido a la ubicación de esta subestación, se tiene una mejor disposición para asumir la demanda del Sistema Metro de Quito y la demanda del Sistema Integrado del Trolebús. En la Tabla 4.11., se detalla los diferentes alimentadores que se han designado para esta subestación.

Tabla 4.11. Dimensionamiento de la subestación 05 Ajaví

Alimentador	Demanda
	[MVA]
05A	10
05B	10
05C	10
05D	10
Trolebús	10
Metro	8,78
Total	58,78

Para la S/E 03 Magdalena es necesario contar con dos transformadores de potencia de 20/27/33 MVA y 138/23 kV; mientras que para la S/E 05 Ajaví se requiere de dos transformadores de potencia de 20/27/33 MVA y 138/23 kV.

4.5. INCREMENTO DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN BAJO VOLTAJE

Las normas vigentes establecen una caída de voltaje máxima del 11% desde las subestaciones de distribución hasta el usuario; de tal manera que este margen de caída de voltaje debe ser repartida entre alimentadores primarios, transformadores de distribución y red secundaria.

Por lo tanto, es necesario realizar un análisis de cada una de las etapas para verificar el nivel de voltaje que presentan y de esta manera obtener la caída máxima de voltaje que se puede tener en redes secundarias.

Particularmente en la red secundaria se tiene establecido como regulación de voltaje máxima de 2,5%. Sin embargo, en las condiciones de operación actuales se puede apreciar que esto sobredimensiona a las redes secundarias, ya que en el resto del sistema de distribución no se llega a tener una regulación de voltaje de 8,5%. En la Tabla 4.12., se tiene las regulaciones de voltaje máximas encontradas en la red de distribución en condiciones actuales:

Tabla 4.12. Caídas de voltaje críticas en la red actual.

Elemento	Caída de voltaje	
	[p.u]	[%]
Alimentadores primarios	0,05	5
Transformadores de distribución	0,025	2,5
Total	0,075	7,5

Como se puede observar en la Tabla 4.12., la caída de voltaje máxima presente en el sistema de distribución actual es de 7,5%; lo cual permitiría tener una caída de voltaje de 3,5% en la red secundaria sin exceder el 11% establecido por la norma.

Es de gran importancia para establecer 3,5% como caída de voltaje máxima en la red secundaria, no se debe exceder el 5% de caída de voltaje en la red primaria; lo cual se debe reflejar en el resultado de la evaluación técnica de las alternativas planteadas.

Con la información proporcionada de las redes secundarias y con los datos obtenidos mediante el trabajo de campo se procede a realizar las simulaciones de las redes secundarias en las micro-áreas seleccionadas.

Como se mencionó en el capítulo anterior es necesario seleccionar micro-áreas que sean lo más representativas para poder analizar y poder determinar el tamaño y el número de transformadores de distribución adecuado por cada micro-área.

4.5.1. SELECCIÓN DE MICRO-ÁREAS REPRESENTATIVAS

Para determinar las micro-áreas donde se va a realizar el análisis de la red secundaria se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

- *La densidad de carga.*- ya que se busca una micro-área lo más representativa posible, no es recomendable tomar micro-áreas con una densidad de carga muy elevada o muy baja; ya que estos casos son particulares, poco probable y no representan a la mayoría de los casos.
- *El estrato de la zona en estudio.*- para proceder con el análisis en especial con la simulación es necesario determinar el estrato que predomina en la zona de estudio.
- *El uso del suelo.*- en el “Plan Metropolitano de Ordenamiento Territorial 2016” se establece el uso del suelo, para poder estimar el escenario futuro de la zona en estudio y con ello se puede determinar el desarrollo que se tendrá en la zona.
- *El escenario futuro.*- en el “PLAN DE EXPANSIÓN 2016-2025” de la Empresa Eléctrica Quito se encuentran los diferentes cambios que se tendrán en las redes de distribución. Debido a que el presente estudio se enfoca hacia un futuro; es necesario tomar en cuenta los cambios que se presentarán en la zona de estudio.

En la Figura 4.20., se tiene el uso del suelo de la zona en estudio, donde se puede verificar los diferentes usos en la zona.

Simbología:

- Agrícola Resid.
- Equipamiento
- Industrial 2
- Múltiple
- Residencial

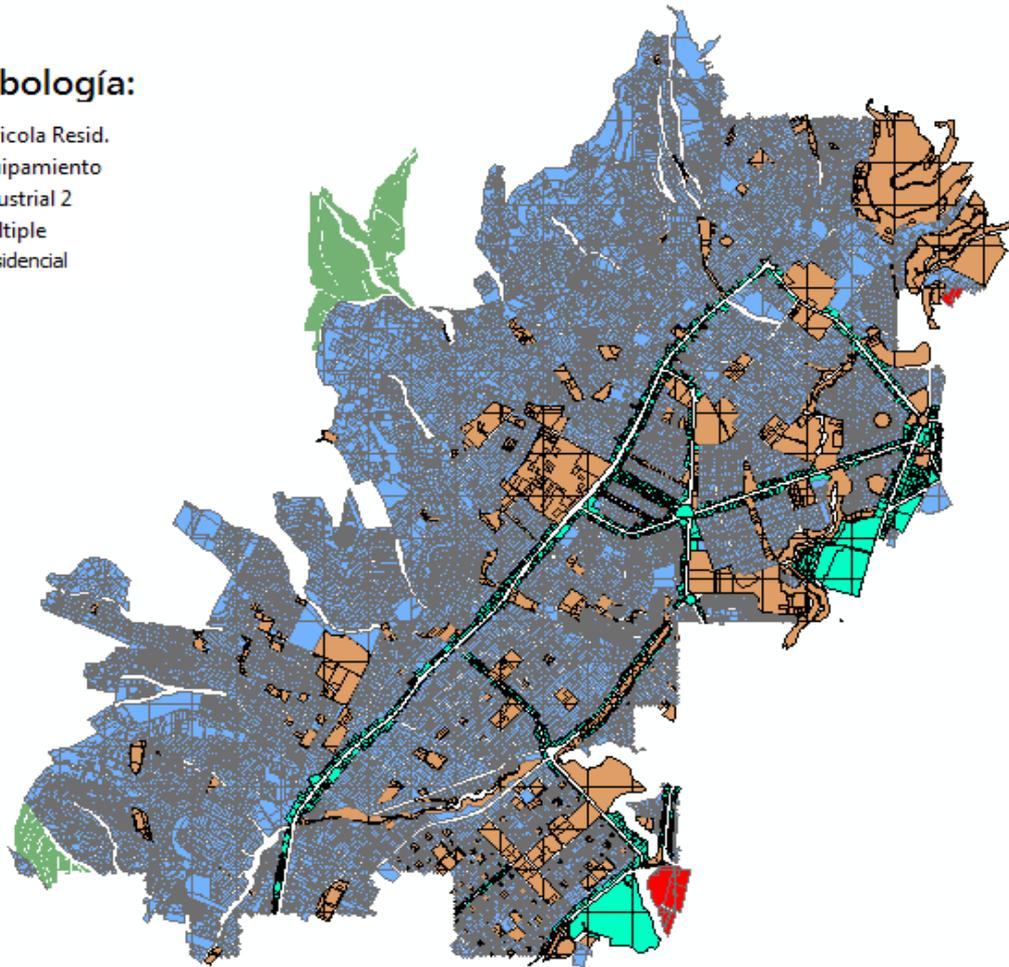


Figura 4.20. Uso del suelo de la zona en estudio

En la Tabla 4.13., se tiene clasificadas las micro-áreas en función de la demanda saturada, con el rango de demanda, la cantidad y su respectivo porcentaje representativo.

Tabla 4.13. Clasificación las micro-áreas en función de las demandas saturadas

Rango [kVA]	Cantidad	%
0-100	28	12,612
101-200	23	10,360
201-300	90	40,540
301-400	42	18,918
401-500	20	9,009
>500	19	8,558
Total	222	100

En base a los criterios anteriormente mencionados se ha decidido seleccionar las micro-áreas SO03_03_01_01 y SO04_04_03_14.

La micro-área SO03_03_01_01 fue seleccionada debido a:

- ✓ La zona es principalmente residencial (como se puede observar en la Figura 4.21.) por lo tanto es representativa, ya que la mayoría de las micro-áreas son exclusivamente residenciales.
- ✓ El estrato residencial que predomina en la zona es el C.
- ✓ La carga proyectada en estado de saturación tiene un valor de 287,742 kVA, mismo que es representativo en la zona, ya que aproximadamente el 40% de las micro-áreas se encuentran con un valor de demanda muy similar a este.
- ✓ En esta zona la mayoría de terrenos ya se encuentran construidos, lo cual se puede evidenciar en el ANEXO IV en la sección A.



Figura 4.21. Micro-área seleccionada SO_03_03_01_01

La micro-área SO_04_04_03_14 fue seleccionada debido a:

- ✓ Después de la zona residencial, la zona múltiple es la de mayor presencia en la zona (como se puede observar en la Figura 4.22.) por lo tanto se procede a seleccionar esta micro-área con un buen componente de zona múltiple.

- ✓ El estrato residencial que predomina en la zona es el C.
- ✓ La carga proyectada en estado de saturación tiene un valor de 553,7 kVA; ha pesar de ser un valor relativamente alto, es representativo de las micro-áreas en las cuales se tiene gran presencia de uso múltiple.
- ✓ Esta micro-área se encuentra en una zona con un notable movimiento comercial, razón por la cual se tiene una proyección de demanda relativamente alta.
- ✓ En la zona múltiple de esta micro-área se puede tener un gran desarrollo ya que en la ordenanza se permite tener edificios de hasta 8 pisos de altura, lo cual se puede evidenciar en el ANEXO IV en la sección B.

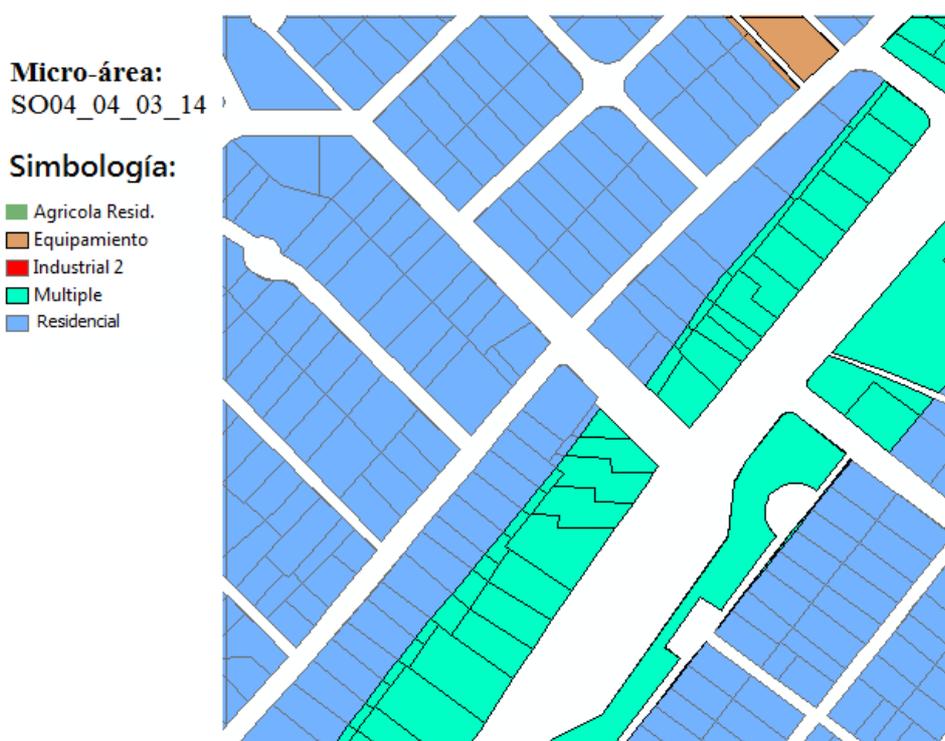


Figura 4.22. Micro-área seleccionada SO_04_04_03_14

4.5.1.1. Micro-área SO_03_03_01_01

En esta micro-área se cuenta con la presencia de 7 transformadores de distribución estratégicamente distribuidos; tomado cada uno parte de la demanda de la micro-área como se puede observar en la Figura 4.23.

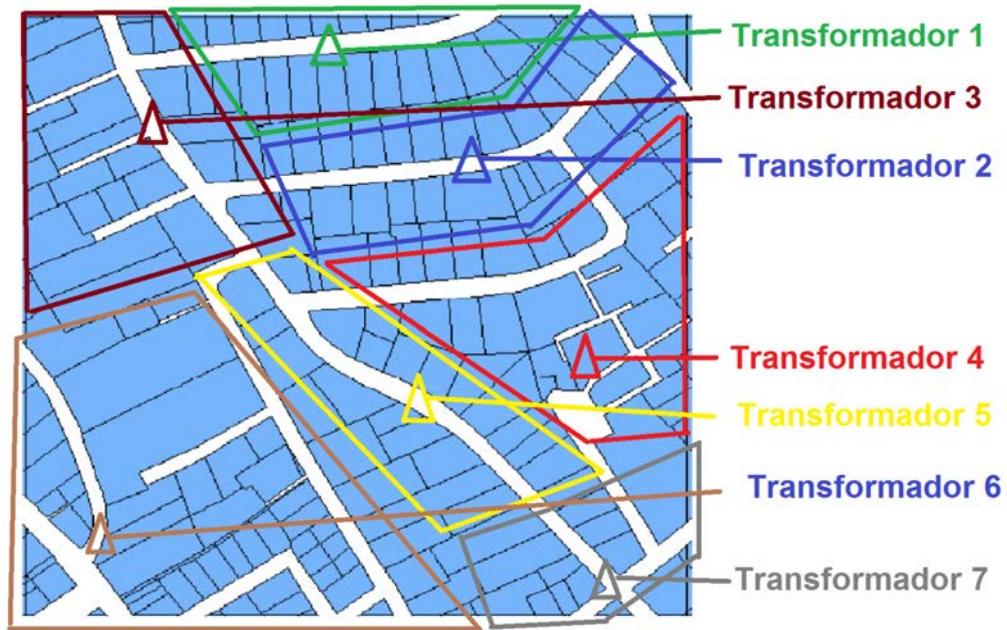


Figura 4.23. Disposición de los transformadores en la micro-área SO_03_03_03_01

Una vez realizadas las simulaciones de la red secundaria actual con la demanda en estado de saturación se obtuvieron los resultados que se encuentran en el ANEXO V sección A.

En la Tabla 4.14., se tiene un resumen de los resultados más importantes obtenidos de las simulaciones; como es la caída de voltaje máxima y la distancia máxima para la red secundaria.

Tabla 4.14. Resultados de la simulación de la red secundaria.

N.- TRANSFORMADOR	CAÍDA DE VOLTAJE [%]	DISTANCIA [m]
1	3,21	90
2	1,98	70
3	1,97	70
4	1,97	70
5	1,97	70
6	3,4	120
7	3,4	120

En base a los resultados presentados se puede determinar que:

- ✓ La longitud máxima a nivel de la red secundaria es de 120 m (dato verificado en el programa de simulación y en el trabajo de campo); que es muy escaso y poco probable que se presente esta situación ya que la mayoría de tramos en la red no supera los 80 m de longitud.
- ✓ Al no tener que modificar las redes secundarias no se tendrá que realizar ningún costo de inversión para satisfacer la demanda en estado de saturación.
- ✓ En la mayoría de los casos se tiene una caída de voltaje mucho menor al 3,5%; es decir que las redes secundarias no van a estar operando al límite, razón por la cual incluso se tiene un margen de reserva.
- ✓ Al tener una caída de voltaje menor al 3,5%; se puede apreciar que se está dentro de un rango aceptable, lo cual nos permite concluir que con la red secundaria actual no se tendrá inconvenientes con la caída de voltaje en un escenario futuro.

4.5.1.2. Micro-área SO_04_04_03_14

En esta micro-área se tiene zona residencial y zona múltiple, sin embargo, en la anterior micro-área seleccionada ya se realizó un análisis de la red secundaria en la zona residencial; razón por la cual no es necesario volver a realizar un análisis ya que las características de esta no varían notablemente en las diferentes micro-áreas.

Es necesario realizar el análisis de la red secundaria en la zona múltiple con la demanda en estado de saturación, tomando en cuenta los criterios anteriormente establecidos.

Se tiene una notable diferencia entre la demanda actual y la demanda saturada debido a que según el uso del suelo se establece que se puede construir edificios hasta de 8 pisos de altura y en la actualidad existen pocos edificios en la zona.

Para la simulación de la zona múltiple se determina el peor escenario futuro donde todos los edificios se construyen al límite máximo permitido. También cabe resaltar que, mediante el trabajo de campo, se determina que en promedio los edificios existentes en la zona múltiple, tienen en promedio 3 clientes por piso. Tomando en cuenta que se tiene un lote mínimo establecido para la construcción de edificios y los criterios anteriormente expuestos se realiza la simulación con los edificios ubicados según la Figura 4.24.



Figura 4.24. Disposición de la micro-área SO_04_04_03_14

Una vez realizadas las simulaciones respectivas se obtuvieron los resultados que se encuentran en el ANEXO V sección B. En la Tabla 4.15. se tiene un resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 4.15. Resultados de la simulación de la red secundaria en zona múltiple.

Edificios	N.- clientes	Longitud [m]	Caída de voltaje [%]
5	24/Edificio	80	3,44

En base a los resultados presentados se puede determinar que:

- ✓ La longitud máxima a nivel de la red secundaria en zona múltiple recomendado es de 80 m, caso contrario se excedería el 3,5% establecido.
- ✓ Es posible que un solo transformador de distribución pueda satisfacer la demanda de 5 edificios sin tener problemas de caída de voltaje en la red secundaria.
- ✓ Al estimar el peor escenario posible, este es poco probable y al no estar al límite de la caída de voltaje; se determina un margen de reserva.

4.5.2. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Para obtener el número de transformadores de distribución adecuado para una micro-área y tomando en cuenta los resultados obtenidos en las simulaciones, se plantea varios escenarios en función del número de transformadores ubicados en la zona residencial de la micro-área SO_03_03_01_01, en el cual se evalúa técnica y económicamente cada uno de los escenarios y de esta manera se llega a concluir cual sería un número adecuado de transformadores de distribución en cada micro-área.

Se debe mencionar que la evaluación económica se realizó mediante la simulación en el archivo "Costos.xlsx"; mismo que fue facilitado en la Empresa Eléctrica Quito. El archivo mencionado permitió evaluar económicamente los diferentes escenarios planteados, obteniéndose los siguientes resultados tabulados en la Tabla 4.16.

Tabla 4.16. Resultados obtenidos según el número de transformadores

Número de transformadores	Caída de voltaje máxima [%]	Costo [\$]
5	3,85	48.011,01
6	3,4	50.356,09
7	2,97	53.103,42

En base a los resultados presentados se puede determinar que:

- ✓ Para la zona residencial, es recomendable tener mínimo 6 transformadores por micro-área debido a que la distancia máxima que se puede extender la red secundaria desde un transformador es de 120 m; es decir que, entre dos transformadores consecutivos, no se debe de superar una distancia de 240 m de longitud.
- ✓ En la zona residencial no es recomendable poner transformadores cuya potencia nominal supere los 100 kVA; caso contrario para poder tomar la carga, la red secundaria debe de superar los 120 m de longitud y con esto se tendría problemas de caída de voltaje.
- ✓ En la zona múltiple no es recomendable poner transformadores cuya potencia nominal supere los 150 kVA; caso contrario para poder tomar la carga, la red secundaria debe de superar los 80 m de longitud y con esto se tendría problemas de caída de voltaje, es decir que dos transformadores consecutivos no pueden superar una distancia mayor a los 160 m.

- ✓ Se puede evidenciar que mientras menos transformadores se instalen, el costo de inversión será menor; sin embargo, se debe de tomar en cuenta que la potencia nominal máxima recomendada es de 100 kVA en el caso de la zona residencial y 150 kVA para la zona múltiple.
- ✓ A pesar de que la red secundaria no tendrá problemas en abastecer la demanda en estado de saturación, es necesario repotenciar o incrementar los transformadores de distribución.

Cabe resaltar que en varias micro-áreas se tiene un número de transformadores inferior a 6; esto se debe a que en dichas micro-áreas se recorta la parte donde según el uso del suelo, no se puede construir. Para ejemplificar se tiene la micro-área SO_05_03_02_08 como se puede ver en la Figura 4.25.

También se tiene micro-áreas donde se tienen cargas particulares, en las cuales no se tendrá cambios a futuro; por lo tanto, en dichas cargas no se realizará ningún tipo de cambio para analizarlas en el escenario futuro.

Según el uso del suelo, estas cargas están ubicadas en sitios determinados como: parques, hospitales, reservas ecológicas, centros comerciales, pequeñas industrias, vías, redondeles, etc. La principal característica de estas cargas es que se mantendrán prácticamente constantes en el tiempo, razón por la cual a dichas zonas se las conoce como zonas congeladas o de equipamiento. Para ejemplificar se tiene la micro-área SO04_04_01_06 como se puede ver en la Figura 4.26.



Figura 4.25. Micro-área SO05_03_02_08

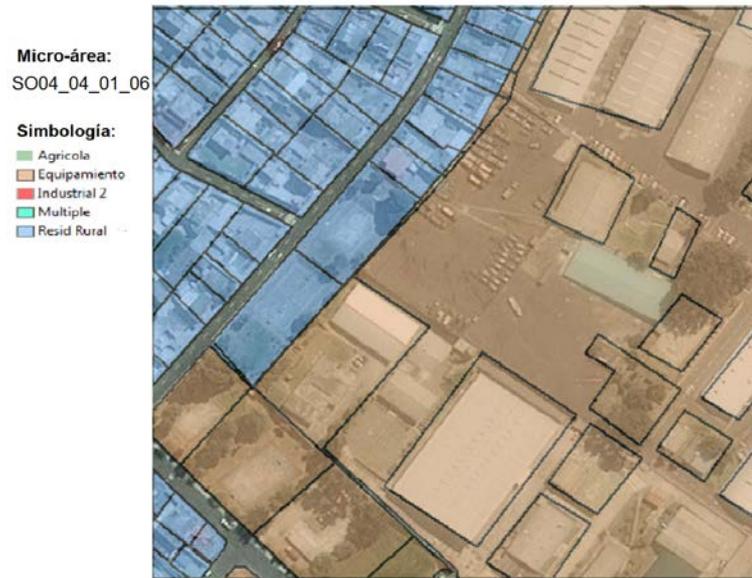


Figura 4.26. Micro-área SO04_04_01_06

Finalmente, cabe destacar que existen casos particulares en varias micro-áreas donde los alimentadores primarios solamente asumen una parte de toda la carga proyectada debido que en la se encuentra otro alimentador primario perteneciente a otra subestación. La demanda proyectada en dichas micro-áreas se debe repartir adecuadamente en los alimentadores primarios que se encuentren en la misma. Como ejemplo se tiene la micro-área SO06_06_04_12 como se puede ver en la Figura 4.27.

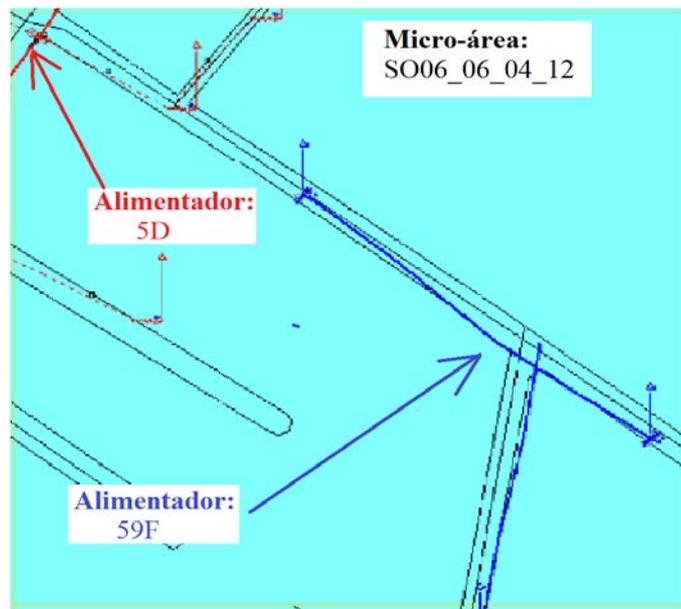


Figura 4.27. Micro-área SO06_06_04_12

4.5.2.1. Evaluación de desempeño

Para poder determinar el número más adecuado de transformadores de distribución por micro-área se evalúa técnica y económicamente los diferentes escenarios, resultados que se encuentran en la Tabla 4.16. anteriormente presentada.

4.5.3. DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Como se explicó en el Literal 3.4.2.3. es necesario obtener la demanda a nivel de transformador, por tal motivo se requiere de la utilización de la curva presentada en la Figura 4.28.



Figura 4.28. Demanda máxima diversificada [16]

Para estimar la demanda a nivel de transformador se debe calcular el factor de escalamiento mediante la curva presentada en la Figura 4.19. Para ejemplificar dicho cálculo se toma a modo de ejemplo la micro-área SO_03_03_01_01, misma que fue analizada anteriormente.

Mediante la información de esta micro-área, la demanda proyectada en estado de saturación tiene un valor de 287,742 kVA y se estima que habrá 437 clientes en la micro-área seleccionada y actualmente hay 7 transformadores en la misma. Bajo estas condiciones se estima que el número de clientes máximo que están conectados a un mismo

transformador es de 63 clientes; por lo tanto este asumirá 41,106 kVA (demanda a nivel de primario).

El valor en la curva “Iluminación y diversos artefactos” para la demanda a nivel de primario (mayor a 4000 usuarios) es un valor aproximado de 0,165; mientras que para 63 clientes se tiene un valor de 0,22 aproximadamente.

Con esto se procede a realizar el cálculo del factor de escalamiento utilizando la Ecuación 2.12.

$$F_{ESC} = \frac{F_{COIN-Trans}}{F_{COIN-AP}} = \frac{0,22}{0,165} = 1,3333$$

Donde:

F_{ESC} : Factor de escalamiento o factor de corrección

$F_{COIN-AP}$: Factor de coincidencia a nivel de alimentador

$F_{COIN-Trans}$: Factor de coincidencia a nivel de transformador

Con el factor de escalamiento calculado se estima la demanda en el transformador.

$$P_{TRAFO} = D_{PRIMARIO} \times F_{ESC} = 41,106 \times 1,3333 = 54,808 \text{ kVA}$$

$$P_{TRAFO} \approx 60 \text{ kVA}$$

Donde:

F_{ESC} : Factor de escalamiento

$D_{PRIMARIO}$: Demanda máxima diversificada a nivel de primario

P_{TRAFO} : Demanda máxima diversificada a nivel de transformador, es decir la demanda en bornes del transformador

Como no se tiene un transformador de distribución cuya potencia nominal sea de 54,808 kVA, se escoge el inmediato superior, el cual es de 60 kVA. Las potencias de los transformadores se encuentran establecidas en la norma.

Con los datos de número de clientes que se estima en cada micro-área, el número de transformadores en cada micro-área y los parámetros establecidos anteriormente se procede a realizar la determinación respectiva de la potencia nominal de los transformadores de distribución. Dichos resultados se encuentran en el ANEXO VI.

En la Tabla 4.17. y Tabla 4.18., se presenta un resumen de los transformadores empleados para la simulación en cada alimentador, necesarios para satisfacer la demanda en estado de saturación para la zona en estudio.

Tabla 4.17. Transformadores en la subestación 03 Barrionuevo.

Subestación	Potencia nominal	Cantidad
	[kVA]	
03 Barrionuevo	15	5
	25	6
	30	13
	37,5	4
	45	67
	50	223
	60	286
	75	138
	100	67
	112,5	2
	125	53
150	11	
Total	875	

Tabla 4.18. Transformadores en la subestación 05 Chilibulo.

Subestación	Potencia nominal	Cantidad
	[kVA]	
05 Chilibulo	15	18
	25	24
	30	3
	37,5	8
	50	125
	60	178
	75	42
	100	8
	125	14
	150	7
Total	427	

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO TÉCNICO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS

La evaluación técnica tiene como finalidad analizar tres parámetros fundamentales como son: caída de voltaje, nivel de carga en alimentadores primarios -APs- y transformadores y pérdidas del sistema, para lo cual se debe modelar y simular las redes de distribución para las dos alternativas propuestas empleando el módulo de flujos de potencia que tiene disponible el programa computacional CYMDIST, todo el análisis se lo realiza en demanda en estado de saturación de la zona en estudio.

De esta manera se evalúa el comportamiento de la red para verificar que las alternativas propuestas cumplan con las regulaciones del ARCONEL y las normas vigentes.

Al tener la misma red de distribución en bajo voltaje en ambas alternativas no es necesario evaluar técnicamente, puesto que ya se realizó los diferentes análisis para garantizar el cumplimiento de las normas para la operación de la misma.

5.1.1. DESEMPEÑO DE LA ALTERNATIVA A

5.1.1.1. Caída de voltaje

En la Tabla 5.1. y Tabla 5.2. se indica un resumen de los niveles y caídas de voltaje de las respectivas subestaciones que corresponden a la zona de estudio de la alternativa propuesta A, en las cuales constan los voltajes en las barras de salida de las subestaciones y el voltaje más bajo de cada alimentador primario. Con estos valores de caída de voltaje se puede analizar si las alternativas propuestas cumplen con los límites permitidos en las normas y regulaciones para caídas de voltaje en redes primarias.

Se puede apreciar que el máximo valor de caída de voltaje en la S/E 03 Barrionuevo es del 1,5% que corresponde al alimentador 03B, de igual manera el máximo valor de caída de voltaje en la S/E 05 Chilibulo es del 1,7% que corresponde al alimentador 05B.

Por lo tanto, el máximo valor de caída de voltaje es del 1,7 % de tal manera que en esta alternativa ningún nodo supera los valores admitidos en las regulaciones y normas para caídas de voltaje en redes primarias.

Tabla 5.1. Resumen de niveles y caídas de voltaje por alimentador primario S/E 03
Barrionuevo

Subestación: SE_03_22.8kV : Barrionuevo					
Alimentador Primario	Voltaje en barra de la S/E		Voltaje mínimo		Caída de voltaje máximo
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[p.u.]	[%]
03A	22,86	1,00	22,80	0,996	0,4
03B	22,86	1,00	22,50	0,985	1,5
03C	22,86	1,00	22,60	0,989	1,1
03D	23,30	1,021	22,80	0,996	0,4
03E	22,86	1,00	22,70	0,995	0,5

Tabla 5.2. Resumen de niveles y caídas de voltaje por alimentador primario S/E 05
Chilibulo

Subestación: SE_05_22.8kV : Chilibulo					
Alimentador Primario	Voltaje en barra de la S/E		Voltaje mínimo		Caída de voltaje máximo
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[p.u.]	[%]
05A	22,86	1,00	22,70	0,995	0,5
05B	23,10	1,012	22,40	0,983	1,7
05C	23,10	1,017	22,80	0,996	0,4
05D	23,40	1,025	23,10	1,012	0
05E	22,86	1,00	22,60	0,988	1,2

En la Figura 5.1. se muestra coloreada la red de acuerdo al nivel de voltaje que corresponde a los alimentadores primarios de la alternativa A.

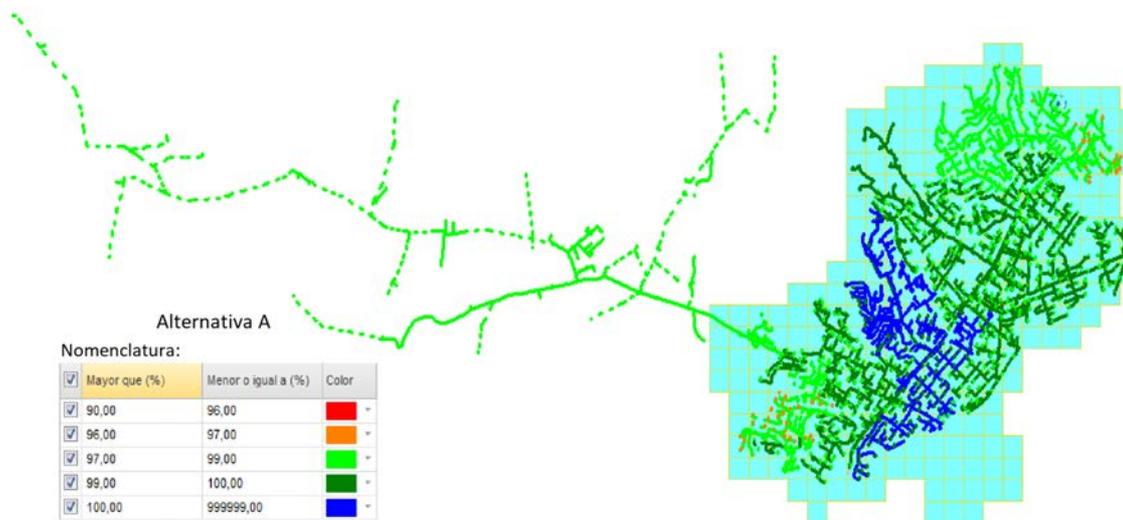


Figura 5.1. Nivel de voltaje de la Alternativa A

5.1.1.2. Nivel de carga

El objetivo de realizar el análisis del nivel de carga en alimentadores primarios es verificar que los calibres de los alimentadores primarios cumplan con las exigencias de operación de la red y sean los adecuados para abastecer la demanda en estado de saturación, con el fin de una operación eficiente del Sistema de Distribución.

En la Tabla 5.3. y Tabla 5.4. se muestra el valor de los niveles de carga de las respectivas subestaciones que corresponden a la zona de estudio de la alternativa propuesta A, en las cuales constan la carga total, el factor de potencia y el nivel de carga de cada alimentador.

Tabla 5.3. Nivel de carga por alimentador primario S/E 03 Barrionuevo

Subestación: SE_03_22.8kV : Barrionuevo				
Alimentador	Carga total			
	[kVA]	[kW]	FP [%]	Nivel de carga [%]
03A	6453,2	6235,41	96,63	64,53
03B	6532,85	6320,3	96,75	65,32
03C	6580,8	6361,37	96,67	65,80
03D	6521,28	6058,74	92,91	65,21
03E	6567,33	6330,28	96,39	65,67

Tabla 5.4. Nivel de carga por alimentador primario S/E 05 Chilibulo

Subestación: SE_05_22.8kV : Chilibulo				
Alimentador	Carga total			
	[kVA]	[kW]	FP [%]	Nivel de carga [%]
05A	6431,87	6214,39	96,62	64,32
05B	6472,46	6250,74	96,57	64,72
05C	6384,04	6189,4	96,95	63,84
05D	6438,33	6210,86	96,47	64,38
05E	6403,42	6194,2	96,73	64,03

Como se indicó anteriormente cada alimentador primario no debe superar el 66,66% en el nivel de carga, de tal manera que siempre se va a contar con una reserva del 33,33% en cada alimentador, con el objetivo de que ante un evento de contingencia la demanda de un alimentador pueda ser asumida por dos alimentadores adyacentes y que solo en estado de emergencia el nivel de carga de los alimentadores primarios llegue a bordear el 100%.

5.1.1.3. Pérdidas

En la Tabla 5.5. se tiene las pérdidas en potencia del sistema de la red de distribución de la alternativa A.

Tabla 5.5. Pérdidas del sistema de la alternativa A

Pérdidas del sistema	[kW]
Pérdidas en las líneas de media tensión	242,42
Pérdidas en cables de media tensión	1,7
Pérdidas en vacío de transformadores de subestación	78
Pérdidas de carga de transformadores de subestación	249,48
Pérdidas en líneas de subtransmisión	298,386
Pérdidas totales	869,986

Cabe destacar que las pérdidas del sistema se tienen tanto en las líneas de subtransmisión, en los transformadores de la subestación, en las líneas y en los cables, destacando que en

los transformadores se tiene pérdidas en vacío y pérdidas de plena carga, en esta alternativa el valor total de las pérdidas es de 869,986 kW.

5.1.2. DESEMPEÑO DE LA ALTERNATIVA B

5.1.2.1. Caída de voltaje

Como en el literal anterior en la Tabla 5.6. y Tabla 5.7. se indica un resumen de los niveles y caídas de voltaje de las respectivas subestaciones que corresponden a la zona de estudio de la alternativa propuesta B, en las cuales constan los voltajes en las barras de salida de las subestaciones y el voltaje más bajo de cada alimentador primario. Con estos valores de caída de voltaje se puede analizar si las alternativas propuestas cumplen con los límites permitidos en las normas y regulaciones para caídas de voltaje en redes primarias.

Se puede apreciar que el máximo valor de caída de voltaje en la S/E 03 Magdalena es del 1,1% que corresponde al alimentador 03D, de igual manera el máximo valor de caída de voltaje en la S/E 05 Ajaví es del 1,6% que corresponde al alimentador 05C.

Por lo tanto, el máximo valor de caída de voltaje es del 1,6 % de tal manera que en la alternativa B ningún nodo supera los valores admitidos en las regulaciones y normas para caídas de voltaje en redes primarias.

Tabla 5.6. Resumen de niveles y caídas de voltaje por alimentador primario S/E 03 Magdalena

Subestación: SE_03_22.8kV : Magdalena					
Alimentador Primario	Voltaje en barra de la S/E		Voltaje mínimo		Caída de voltaje máximo
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[p.u.]	[%]
03A	22,86	1,00	22,70	0,995	0,5
03B	22,86	1,00	22,65	0,993	0,7
03C	22,86	1,00	22,65	0,993	0,7
03D	22,86	1,00	22,50	0,989	1,1
03E	22,86	1,00	22,80	0,996	0,4
03F	22,86	1,00	22,70	0,993	0,7

Tabla 5.7. Resumen de niveles de voltaje por alimentador primario S/E 05 Ajaví

Subestación: SE_05_22.8kV : Ajaví					
Alimentador Primario	Voltaje en barra de la S/E		Voltaje mínimo		Caída de voltaje máximo
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[p.u.]	[%]
05A	22,86	1,00	22,45	0,986	1,4
05B	22,86	1,00	22,50	0,989	1,1
05C	22,86	1,00	22,41	0,984	1,6
05D	23,40	1,025	22,65	0,993	0,7

En la Figura 5.2. se muestra coloreada la red de acuerdo al nivel de voltaje que corresponde a los alimentadores primarios de la alternativa B.

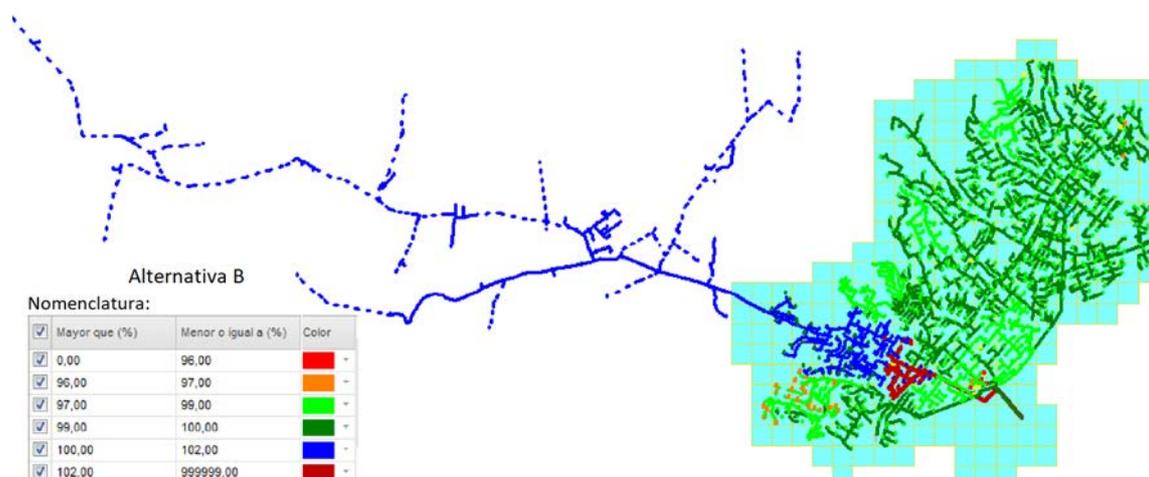


Figura 5.2. Nivel de voltaje de la Alternativa B

5.1.2.2. Nivel de carga

El objetivo de realizar el análisis del nivel de carga en alimentadores primarios es para verificar que los calibres de los alimentadores primarios cumplan con las exigencias de operación de la red suficiente para abastecer la demanda en estado de saturación, con el fin de tener una operación eficiente del Sistema de Distribución.

En la Tabla 5.8. y Tabla 5.9. se muestra el valor de los niveles de carga de las respectivas subestaciones que corresponden a la zona de estudio de la alternativa propuesta B, en las

cuales constan la carga total, el factor de potencia y el nivel de carga de cada alimentador primario.

Tabla 5.8. Nivel de carga por alimentador primario S/E 03 Magdalena

Subestación: SE_03_22.8kV : Magdalena				
Alimentador	Carga total			
	[kVA]	[kW]	FP [%]	Nivel de carga [%]
03A	6536,26	6297,68	96,35	65,36
03B	6626,83	6476,43	97,73	66,27
03C	6577,99	6360,61	96,7	65,78
03D	6558,94	6332,56	96,55	65,59
03E	6615,31	6392,99	96,64	66,15
03F	6568,93	6307,83	96,03	65,69

Tabla 5.9. Nivel de carga por alimentador primario S/E 05 Ajaví

Subestación: SE_05_22.8kV : Ajaví				
Alimentador	Carga total			
	[kVA]	[kW]	FP [%]	Nivel de carga [%]
05A	6326,07	5870,05	92,79	63,26
05B	6311,1	6097	96,61	63,11
05C	6373,99	6157,28	96,6	63,74
05D	6267,15	6054,44	96,61	62,67

Como se indicó anteriormente cada alimentador primario no debe superar el 66,66% en el nivel de carga, de tal manera que siempre se va a contar con una reserva del 33,33% en cada alimentador, con el objetivo de que ante un evento de contingencia la demanda de un alimentador pueda ser asumida por dos alimentadores adyacentes y que solo en estado de emergencia el nivel de carga de los alimentadores primarios llegue a bordear el 100%.

5.1.2.3. Pérdidas

En la Tabla 5.10., se tiene las pérdidas del sistema de la red de distribución de la alternativa B.

Tabla 5.10. Pérdidas del sistema de la alternativa B

Pérdidas del sistema	[kW]
Pérdidas en las líneas de media tensión	227,28
Pérdidas en cables de media tensión	1,36
Pérdidas en vacío de transformadores de subestación	78,00
Pérdidas de carga de transformadores de subestación	249,48
Pérdidas en líneas de subtransmisión	372,529
Pérdidas totales	928,649

Cabe destacar que las pérdidas del sistema se tienen tanto en las líneas de subtransmisión, en los transformadores de la subestación, en las líneas y en los cables, destacando que en los transformadores se tiene pérdidas en vacío y pérdidas de plena carga, en esta alternativa el valor total de las pérdidas es de 928,649 kW.

5.2. EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS

Al tener la misma red de distribución en bajo voltaje no tiene sentido evaluar dichos cambios ya que el valor sería el mismo para ambas alternativas y no implicaría ningún factor decisivo al momento de determinar la mejor alternativa.

Para la evaluación económica se establece la tasa de descuento de 12%. Este valor es aplicado por el ARCONEL para la evaluación de proyectos eléctricos. [19]

Con este valor para la tasa de descuento se procede a realizar los respectivos cálculos para evaluar económicamente ambas alternativas planteadas.

5.2.1. DESEMPEÑO DE LA ALTERNATIVA A

5.2.1.1. Costo de inversión

Para determinar el costo de inversión es necesario tomar en cuenta todos los cambios que se requieran para implementar la alternativa A; lo cual implica el costo de las subestaciones de distribución y de los alimentadores primarios que se incrementaron.

Tomado en cuenta las características de las subestaciones, en las Tabla 5.11. y Tabla 5.12. se tiene a detalle los costos de las subestaciones 03 Barrionuevo y 05 Chilibulo respectivamente.

Tabla 5.11. Costo de la subestación 03 Barrionuevo

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
SECCIONADOR COLUMNA CENTRAL, 138 KV, TRIPOLAR, MONTAJE HORIZONTAL, 1200 A, BIL 750 V, CON PUESTA A TIERRA	2	\$ 15.708,36	\$ 31.416,72
SECCIONADOR COLUMNA CENTRAL, 138 KV, TRIPOLAR, MONTAJE HORIZONTAL, 1200 A, BIL 750 V, SIN PUESTA A TIERRA	4	\$ 12.816,37	\$ 51.265,48
DISYUNTOR DE POTENCIA TRIFASICO EN SF6, 138 KV. 2.000 A, BIL 750 KV.	3	\$ 53.368,13	\$ 160.104,39
TRANSF. TRIFAS. DE POTENCIA, 20/27/33 MVA, 138 - 23 KV, DY1, +/- 2X2.5%	2	\$ 957.600,00	\$ 1.915.200,00
DISYUNTOR PARA ALIMENTADOR 23 KV, TRIFASICO, 1000 A, CON TC DE CORRIENTE Y EQ. PROTECCION Y CONTROL	2	\$ 26.880,00	\$ 53.760,00
SECCIONADOR 3 COLUMNAS, DOBLE APERTURA, 23 KV, 1200 A, MONTAJE HORIZONTAL	2	\$ 8.399,88	\$ 16.799,76
DISYUNTOR PARA ALIMENTADOR 23 KV, TRIFASICO, 800 A, CON TC DE CORRIENTE Y SIN EQ. PROTECCION Y CONTROL	10	\$ 18.900,00	\$ 189.000,00
BANCO DE CAPACITORES TRIFASICOS DE 4.5 MVAR PARA 23 KV	2	\$ 34.459,29	\$ 68.918,58
SUBTOTAL MATERIALES REPRESENTATIVOS			\$ 2.486.464,93
SUBTOTAL MATERIALES MENORES (10% MATERIALES REPRESENTATIVOS)			\$ 248.646,49
SUBTOTAL MATERIALES			\$ 2.735.111,42
TOTAL MANO DE OBRA (40% MATERIALES)			\$ 1.094.044,57
TOTAL			\$ 3.829.155,99

Tabla 5.12. Costo de la subestación 05 Chilibulo

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
SECCIONADOR COLUMNA CENTRAL, 138 KV, TRIPOLAR, MONTAJE HORIZONTAL, 1200 A, BIL 750 V, CON PUESTA A TIERRA	2	\$ 15.708,36	\$ 31.416,72
SECCIONADOR COLUMNA CENTRAL, 138 KV, TRIPOLAR, MONTAJE HORIZONTAL, 1200 A, BIL 750 V, SIN PUESTA A TIERRA	4	\$ 12.816,37	\$ 51.265,48
DISYUNTOR DE POTENCIA TRIFASICO EN SF6, 138 KV. 2.000 A, BIL 750 KV.	3	\$ 53.368,13	\$ 160.104,39
TRANSF. TRIFAS. DE POTENCIA, 20/27/33 MVA, 138 - 23 KV, DY1, +/- 2X2.5%	2	\$ 957.600,00	\$ 1.915.200,00
DISYUNTOR PARA ALIMENTADOR 23 KV, TRIFASICO, 1000 A, CON TC DE CORRIENTE Y EQ. PROTECCION Y CONTROL	2	\$ 26.880,00	\$ 53.760,00
SECCIONADOR 3 COLUMNAS, DOBLE APERTURA, 23 KV, 1200 A, MONTAJE HORIZONTAL	2	\$ 8.399,88	\$ 16.799,76
DISYUNTOR PARA ALIMENTADOR 23 KV, TRIFASICO, 800 A, CON TC DE CORRIENTE Y SIN EQ. PROTECCION Y CONTROL	10	\$ 18.900,00	\$ 189.000,00
BANCO DE CAPACITORES TRIFASICOS DE 4.5 MVAR PARA 23 KV	2	\$ 34.459,29	\$ 68.918,58
SUBTOTAL MATERIALES REPRESENTATIVOS			\$ 2.486.464,93
SUBTOTAL MATERIALES MENORES (10% MATERIALES REPRESENTATIVOS)			\$ 248.646,49
SUBTOTAL MATERIALES			\$ 2.735.111,42
TOTAL MANO DE OBRA (40% MATERIALES)			\$ 1.094.044,57
TOTAL			\$ 3.829.155,99

Finalmente, en la Tabla 5.13. se tiene el costo de cada alimentador primario necesario para la alternativa A; cabe resaltar que este costo incluye el costo de estructuras, equipo de seccionamiento, transferencia y mano de obra.

Tabla 5.13. Costo de los alimentadores en la alternativa A

Subestación	Alimentador	Costo [€]
03 Barrionuevo	03A	\$ 16.900,00
	03B	\$ 16.900,00
	03C	\$ 16.900,00
	03D	\$ 16.900,00
	03E	\$ 65.565,45
	Trolebús	\$ 0,00
05 Chilibulo	05A	\$ 107.375,42
	05B	\$ 112.748,44
	05C	\$ 55.565,45
	05D	\$ 16.900,00
	05E	\$ 60.565,45
	Metro	\$ 135.713,13
Total		\$ 622.033,33

En la Tabla 5.13. se puede evidenciar que los alimentadores existentes en la S/E 03 Barrionuevo tienen un costo por cada alimentador; esto se debe a que están a un nivel de voltaje de 6,3 kV actualmente y en condiciones de saturación se eleva el nivel de voltaje a 22,8 kV y el costo es principalmente debido al equipo que se requiere para realizar transferencia de carga en estado de contingencia. En el caso del alimentador del Sistema Trolebús no se requiere ningún tipo de cambio, razón por la cual su costo de inversión es nulo.

Actualmente la subestación 03 Barrionuevo se encuentra alimentada a un voltaje nominal de 46 kV, sin embargo en el escenario de saturación se tendrá un voltaje nominal de 138 kV; razón por la cual se estima el costo de la línea de subtransmisión para poder alimentar a la subestación. La subestación 05 Chilibulo ya cuenta con una alimentación con voltaje nominal de 138 kV y no se requiere de ningún cambio.

Al tener un promedio de vida útil diferente entre las subestaciones de distribución y los alimentadores primarios, se determina el costo de salvamento de la red propuesta en la Tabla 5.17. Cabe resaltar que generalmente un alimentador primario tiene una vida promedio de 15 años mientras que una subestación aproximadamente 30 años.

En la Tabla 5.14. se tiene un resumen del costo total de inversión necesario para la implementación de la alternativa A, donde se determina que se requiere una inversión de \$ 5.654.530,71.

Tabla 5.14. Costo de inversión de la alternativa A

DESCRIPCIÓN	COSTO [\$]
Subestación 03 Barrionuevo	\$ 3.829.155,99
Subestación 05 Chilibulo	\$ 3.829.155,99
Alimentadores de la S/E 03 Barrionuevo	\$ 133.165,45
Alimentadores de la S/E 05 Chilibulo	\$ 488.867,89
Línea de subtransmisión	\$ 42.734,69
Salvamento	\$ 2.668.549,30
Total	\$ 5.654.530,71

5.2.1.2. Costo de operación

Para determinar el costo de operación es necesario establecer las pérdidas en potencia que se tiene en esta alternativa en los diferentes elementos de la red de distribución propuesta. Al tener un análisis económico comparativo posteriormente, se establece 15 años como período de análisis en la operación y mantenimiento.

En la Tabla 5.15. se tiene las pérdidas en potencia de los diferentes elementos de la red simulada. Dichos datos son extraídos del ANEXO VI – Sección B.

Tabla 5.15. Pérdidas de la alternativa A

Pérdidas del sistema	[kW]
Pérdidas en las líneas de media tensión	242,42
Pérdidas en cables de media tensión	1,7
Pérdidas en vacío de transformadores de subestación	78
Pérdidas de carga de transformadores de subestación	249,48
Pérdidas en líneas de subtransmisión	298,386
Pérdidas totales	869,986

Las pérdidas en la red simulada dan un valor total de 869,986 kW, sin embargo es necesario diferenciar las pérdidas en vacío de los transformadores, ya que estas son

constantes en el tiempo y requieren la aplicación de la Ecuación 2.11. cuando el factor de pérdidas tiene el valor de uno.

Las pérdidas en vacío de los transformadores de distribución y de las subestaciones dan un valor de 78 kW y al tener un intervalo de tiempo de un año (8760 horas), se estima las pérdidas anuales de energía debido a las pérdidas en vacío mediante la Ecuación 3.11.

$$P_N = P_{N-P} \times t$$

$$P_N = 78 \times 8760$$

$$P_N = 683.280 [kWh]$$

De la información sobre las condiciones actuales de operación del sistema de distribución correspondiente a la zona de estudio, se tiene que la demanda máxima es de 32247,173 kW en el año 2016 con unas pérdidas de 115818946,5 kW-h se calcula el factor de pérdidas utilizando la Ecuación 2.10.

$$f_{per} = \frac{P_{ener}/t}{P_{pot}}$$

$$f_{per} = \frac{115818946,5/8760}{32247,173}$$

$$f_{per} = 0,41$$

El resto de las pérdidas da un valor de 791.986 kW, el periodo de análisis es de un año (8760 horas) y el factor de pérdidas de los alimentadores primarios que actualmente sirven en la zona de estudio presentan un valor de 0,41. Con estos datos se calcula las pérdidas en energía mediante la Ecuación 2.11.:

$$P_R = f_{per} \times P_{R-P} \times t$$

$$P_R = 0,41 \times 791.986 \times 8760$$

$$P_R = 2'844.496,918 [kWh]$$

Finalmente para obtener el valor total de las pérdidas de la red de distribución propuesta, se suman los valores anteriormente calculados mediante la Ecuación 3.10.

$$P_{ener} = P_N + P_R$$

$$P_{ener} = 683.280 + 2'844.496,918$$

$$P_{ener} = 3'527.776,918 \text{ [kWh]}$$

Al tener las pérdidas de energía total y el costo de la energía, que tiene un valor de 0,09689 [\$/kWh] (valor obtenido en la Empresa Eléctrica Quito); la Ecuación 3.12. permite estimar el costo de operación anual de esta alternativa dando como resultado un costo de USD 341.806,31/año.

$$C_{P-E} = P_{ener} \times C_{ENERGÍA}$$

$$C_{P-E} = 3'527.776,918 \times 0,09689$$

$$C_{P-E} = 341.806,31 \text{ [$/año]}$$

Las pérdidas en potencia son 869,986 kW y el costo por pérdidas en potencia tiene un valor de 543,6 \$/kW-anales valor establecido por el ARCONEL; mediante la Ecuación 3.13 estimamos el costo anual por pérdidas en potencia.

$$C_{P-P} = P_{POTENCIA} \times C_{POTENCIA}$$

$$C_{P-P} = 869,986 \times 543,6$$

$$C_{P-P} = 472.924,39 \text{ [$/año]}$$

Con estos valores determinamos el costo de operación mediante la Ecuación 3.10.

$$C_{OP/ANUAL} = C_{P-E} + C_{P-P}$$

$$C_{OP/ANUAL} = 341.806,31 + 472.924,39$$

$$C_{OP/ANUAL} = 814.730,70 \text{ [$/año]}$$

Con este valor anual de operación y una tasa de descuento del 12% se procede aplicar la Ecuación 2.20. para determinar el costo de operación para un periodo de análisis de 15 años.

$$C_{OP} = (i + 1)^{-n} * C_{OP/ANUAL} * \left(\frac{(i + 1)^n - 1}{i} \right)$$

$$C_{OP} = (0,12 + 1)^{-15} * 814.730,70 * \left(\frac{(0,12 + 1)^{15} - 1}{0,12} \right)$$

$$C_{OP} = \$ 5'549.020,39$$

5.2.1.3. Costo de mantenimiento

Con respecto al costo de mantenimiento de las redes de distribución incluyen los mismos descritos en la metodología y se estima que tiene un valor de 1'268.000,02 [\$/año].

El costo de mantenimiento de las subestaciones de distribución que cubren eventos descritos en la metodología y se estima que tiene un valor de 228.723,80 [\$/año] para las dos subestaciones.

El costo total de mantenimiento es de 1'496.723,82 [\$/año], con una tasa de descuento del 12% se procede aplicar la Ecuación 2.20. para determinar el costo de mantenimiento en un periodo de análisis de 15 años.

$$C_{MAN} = (i + 1)^{-n} * C_{MAN/ANUAL} * \left(\frac{(i + 1)^n - 1}{i} \right)$$

$$C_{MAN} = (0,12 + 1)^{-15} * 1496723,82 * \left(\frac{(0,12 + 1)^{15} - 1}{0,12} \right)$$

$$C_{MAN} = \$ 10'193.983,12$$

En la tabla 5.16 se tiene a detalle los valores anteriormente calculados para la evaluación económica de la alternativa A.

Tabla 5.16. Cálculo del costo de mantenimiento de la alternativa A

Detalle	Costo Anual
	[\$]
Red de distribución	\$ 1.268.000,02
Subestaciones de distribución	\$ 228.723,80
Mantenimiento	\$ 1.496.723,82
VP total para 15 años	\$ 10.193.983,12

Finalmente, en la Tabla 5.17. se tiene el costo total de inversión, operación y mantenimiento detallado de la alternativa A para un período de 15 años.

Tabla 5.17. Costo de inversión, operación y mantenimiento de la alternativa A

Detalle	Costo [\$]
Inversión	\$ 5.654.530,71
Operación	\$ 5.549.020,39
Mantenimiento	\$ 10.193.983,12
Total	\$ 21.397.534,22

5.2.2. DESEMPEÑO DE LA ALTERNATIVA B

5.2.2.1. Costo de inversión

Para determinar el costo de inversión es necesario tomar en cuenta todos los cambios que se requieran para implementar la alternativa B; lo cual implica el costo de las subestaciones de distribución y de los alimentadores primarios que se incrementaron.

Tomado en cuenta las características de las subestaciones, en las Tabla 5.18. y Tabla 5.19. se tiene a detalle los costos de las subestaciones 03 Magdalena y 05 Ajaví respectivamente.

Tabla 5.18. Costo de la subestación 03 Magdalena

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
SECCIONADOR COLUMNA CENTRAL, 138 KV, TRIPOLAR, MONTAJE HORIZONTAL, 1200 A, BIL 750 V, CON PUESTA A TIERRA	2	\$ 15.708,36	\$ 31.416,72
SECCIONADOR COLUMNA CENTRAL, 138 KV, TRIPOLAR, MONTAJE HORIZONTAL, 1200 A, BIL 750 V, SIN PUESTA A TIERRA	4	\$ 12.816,37	\$ 51.265,48
DISYUNTOR DE POTENCIA TRIFASICO EN SF6, 138 KV. 2.000 A, BIL 750 KV.	3	\$ 53.368,13	\$ 160.104,39
TRANSF. TRIFAS. DE POTENCIA, 20/27/33 MVA, 138 - 23 KV, DY1, +/-2X2.5%	2	\$ 957.600,00	\$ 1.915.200,00
DISYUNTOR PARA ALIMENTADOR 23 KV, TRIFASICO, 1000 A, CON TC DE CORRIENTE Y EQ. PROTECCION Y CONTROL	2	\$ 26.880,00	\$ 53.760,00
SECCIONADOR 3 COLUMNAS, DOBLE APERTURA, 23 KV, 1200 A, MONTAJE HORIZONTAL	2	\$ 8.399,88	\$ 16.799,76
DISYUNTOR PARA ALIMENTADOR 23 KV, TRIFASICO, 800 A, CON TC DE CORRIENTE Y SIN EQ. PROTECCION Y CONTROL	10	\$ 18.900,00	\$ 189.000,00
BANCO DE CAPACITORES TRIFASICOS DE 4.5 MVAR PARA 23 KV	2	\$ 34.459,29	\$ 68.918,58
SUBTOTAL MATERIALES REPRESENTATIVOS			\$ 2.486.464,93
SUBTOTAL MATERIALES MENORES (10% MATERIALES REPRESENTATIVOS)			\$ 248.646,49
SUBTOTAL MATERIALES			\$ 2.735.111,42
TOTAL MANO DE OBRA (40% MATERIALES)			\$ 1.094.044,57
TOTAL			\$ 3.829.155,99

Tabla 5.19. Costo de la subestación 05 Ajaví

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
SECCIONADOR COLUMNA CENTRAL, 138 KV, TRIPOLAR, MONTAJE HORIZONTAL, 1200 A, BIL 750 V, CON PUESTA A TIERRA	2	\$ 15.708,36	\$ 31.416,72
SECCIONADOR COLUMNA CENTRAL, 138 KV, TRIPOLAR, MONTAJE HORIZONTAL, 1200 A, BIL 750 V, SIN PUESTA A TIERRA	4	\$ 12.816,37	\$ 51.265,48
DISYUNTOR DE POTENCIA TRIFASICO EN SF6, 138 KV. 2.000 A, BIL 750 KV.	3	\$ 53.368,13	\$ 160.104,39
TRANSF. TRIFAS. DE POTENCIA, 20/27/33 MVA, 138 - 23 KV, DY1, +/-2X2.5%	2	\$ 957.600,00	\$ 1.915.200,00
DISYUNTOR PARA ALIMENTADOR 23 KV, TRIFASICO, 1000 A, CON TC DE CORRIENTE Y EQ. PROTECCION Y CONTROL	2	\$ 26.880,00	\$ 53.760,00
SECCIONADOR 3 COLUMNAS, DOBLE APERTURA, 23 KV, 1200 A, MONTAJE HORIZONTAL	2	\$ 8.399,88	\$ 16.799,76
DISYUNTOR PARA ALIMENTADOR 23 KV, TRIFASICO, 800 A, CON TC DE CORRIENTE Y SIN EQ. PROTECCION Y CONTROL	10	\$ 18.900,00	\$ 189.000,00
BANCO DE CAPACITORES TRIFASICOS DE 4.5 MVAR PARA 23 KV	2	\$ 34.459,29	\$ 68.918,58
SUBTOTAL MATERIALES REPRESENTATIVOS			\$ 2.486.464,93
SUBTOTAL MATERIALES MENORES (10% MATERIALES REPRESENTATIVOS)			\$ 248.646,49
SUBTOTAL MATERIALES			\$ 2.735.111,42
TOTAL MANO DE OBRA (40% MATERIALES)			\$ 1.094.044,57
TOTAL			\$ 3.829.155,99

Finalmente, en la Tabla 5.20. se tiene el costo de cada alimentador primario necesario para la alternativa B; cabe resaltar que este costo incluye el costo de estructuras, equipo de seccionamiento, transferencia de carga y mano de obra.

Tabla 5.20. Costo de los alimentadores en la alternativa B

Subestación	Alimentador	Costo [\$]
03 Magdalena	03A	\$ 25.486,66
	03B	\$ 22.926,77
	03C	\$ 25.575,66
	03D	\$ 64.209,45
	03E	\$ 24.885,60
	03F	\$ 16.900,00
05 Ajaví	05A	\$ 37.131,18
	05B	\$ 47.451,40
	05C	\$ 67.686,92
	05D	\$ 53.869,82
	Trolebús	\$ 8.586,66
	Metro	\$ 147.713,13
Líneas de subtransmisión		\$ 97.836,73
Total		\$ 640.259,98

En la Tabla 5.20. se puede apreciar el costo por cada alimentador; además se requiere construir la línea de subtransmisión para alimentar a la S/E 03 Magdalena a un voltaje nominal de 138 kV y otra para la S/E 05 Ajaví a un voltaje nominal de 138 kV y al estar designada la subestación de Chilibulo como seccionamiento se debe planificar desde esta subestación la alimentación a la S/E 03 Magdalena y la S/E 05 Ajaví.

Al tener un promedio de vida útil diferente entre las subestaciones de distribución y los alimentadores primarios, se determina el costo de salvamento de la red propuesta en la Tabla 5.17. Cabe resaltar que generalmente un alimentador primario tiene una vida promedio de 15 años mientras que una subestación aproximadamente 30 años.

En la Tabla 5.21. se tiene un resumen del costo total de inversión necesario para la implementación de la alternativa B, donde se determina que se requiere una inversión de \$ 12.608.422,85.

Tabla 5.21. Costo de inversión de la alternativa B

DESCRIPCIÓN	COSTO [\$]
Subestación 03 Magdalena	\$ 3.829.155,99
Subestación 05 Ajaví	\$ 3.829.155,99
Alimentadores de la S/E 03 Magdalena	\$ 179.984,14
Alimentadores de la S/E 05 Ajaví	\$ 362.439,13
Líneas de subtransmisión	\$ 97.836,73
Salvamento	\$ 2.656.689,41
Total	\$ 5.641.882,57

5.2.2.2. Costo de operación

Para determinar el costo de operación es necesario establecer las pérdidas en potencia que se tiene en esta alternativa en los diferentes elementos de la red de distribución propuesta. Al tener un análisis económico comparativo posteriormente, se establece 15 años como período de análisis en la operación y mantenimiento.

En la Tabla 5.22. se tiene las pérdidas en potencia de los diferentes elementos de la red simulada. Dichos datos son extraídos del ANEXO VI – Sección C.

Tabla 5.22. Pérdidas de la alternativa B

Pérdidas del sistema	[kW]
Pérdidas en las líneas de media tensión	227,28
Pérdidas en cables de medis tensión	1,36
Pérdidas en vacío de transformadores de subestación	78,00
Pérdidas de carga de transformadores de subestación	249,48
Pérdidas en líneas de subtransmisión	372,529
Pérdidas totales	928,649

Las pérdidas en la red simulada dan un valor total de 928,649 kW, sin embargo es necesario diferenciar las pérdidas en vacío de los transformadores, ya que estas son constantes en el tiempo y el resto de pérdidas requiere la aplicación de la Ecuación 2.11. mediante el factor de pérdidas.

Las pérdidas en vacío de los transformadores de distribución y de las subestaciones dan un valor de 78 kW y al tener un intervalo de tiempo de un año (8760 horas), se estima las pérdidas anuales de energía debido a las pérdidas en vacío.

$$P_N = P_{N-P} \times t$$

$$P_N = 78 \times 8760$$

$$P_N = 683.280 [kWh]$$

El resto de las pérdidas da un valor de 850,649 kW, el periodo de análisis es de un año (8760 horas) y el factor de pérdidas de los alimentadores primarios que actualmente sirven en la zona de estudio presentan un valor de 0,41. Con estos datos se calcula las pérdidas en energía mediante la Ecuación 2.11.:

$$P_R = f_{per} \times P_{R-P} \times t$$

$$P_R = 0,41 \times 850,649 \times 8760$$

$$P_R = 3'055.190,948 [kWh]$$

Finalmente para obtener el valor total de las pérdidas de la red de distribución propuesta, se suman los valores anteriormente calculados mediante la Ecuación 3.10.

$$P_{ener} = P_N + P_R$$

$$P_{ener} = 683.280 + 3'055.190,948$$

$$P_{ener} = 3'738.470,948 [kWh]$$

Al tener las pérdidas de energía y el costo de la energía, que tiene un valor de 0,09689 [\$/kWh] (valor obtenido en la Empresa Eléctrica Quito); permite estimar el costo de operación anual de esta alternativa dando como resultado un costo de 837.376,78 [\$/año].

$$C_{P-E} = P_{ener} \times C_{ENERGÍA}$$

$$C_{P-E} = 3'738.470,948 \times 0,09689$$

$$C_{P-E} = 362.220,45 [$/año]$$

Las pérdidas en potencia tienen un valor de 928,649 kW y el costo por pérdidas en potencia tiene un valor de 543,6 [\$/kW-anales] valor establecido por el ARCONEL; mediante la Ecuación 3.13 estimamos el costo anual por pérdidas en potencia.

$$C_{P-P} = P_{POTENCIA} \times C_{POTENCIA}$$

$$C_{P-P} = 928,649 \times 543,6$$

$$C_{P-P} = 504.813,60 \text{ [$/año]}$$

Con estos valores determinamos el costo de operación anual mediante la Ecuación 3.10.

$$C_{OP/ANUAL} = C_{P-E} + C_{P-P}$$

$$C_{OP/ANUAL} = 362.220,45 + 504.813,60$$

$$C_{OP/ANUAL} = 867.034,05 \text{ [$/año]}$$

Con este valor anual de operación y una tasa de descuento del 12% se procede aplicar la Ecuación 2.20. para determinar el costo de operación para un periodo de análisis de 15 años.

$$C_{OP} = (i + 1)^{-n} * C_{OP/ANUAL} * \left(\frac{(i + 1)^n - 1}{i} \right)$$

$$C_{OP} = (0,12 + 1)^{-15} * 867.034,05 * \left(\frac{(0,12 + 1)^{15} - 1}{0,12} \right)$$

$$C_{OP} = \$ 5'905.251,42 \text{ [\$]}$$

5.2.2.3. Costo de mantenimiento

Con respecto al costo de mantenimiento de las redes de distribución que incluye: mantenimiento en aisladores y aparatos de maniobra, poda de árboles o maleza, que puede ocasionar fallas, cambio de postes y crucetas fracturadas, reemplazo de aisladores, aparatos o equipos con fallas dieléctricas, diagnóstico de puntos calientes, mantenimiento de luminarias, coordinación de actividades de las cuadrillas de trabajadores, entre otros; se estima que tiene un valor de 1'234.112,49 [\$/año].

El costo de mantenimiento de las subestaciones de distribución que incluye: mantenimiento de transformadores de potencia, interruptores de potencia, seccionadores de potencia, transformadores de corriente, transformadores de tensión, malla de puesta a tierra, descargador de sobretensiones, barrajes y conectores, tableros de control, medidas y protecciones, mantenimiento de las instalaciones físicas de subestaciones, aseo,

fumigaciones, desmonte, posa séptica, tuberías, drenajes, canales y oficinas, entre otros; se estima que tiene un valor de 227.716,24 [\$/año].

El costo total de mantenimiento es de 1'461.828,73 [\$/año], con una tasa de descuento del 12% se procede aplicar la Ecuación 2.20. para determinar el costo de mantenimiento para un periodo de análisis de 15 años.

$$C_{MAN} = (i + 1)^{-n} * C_{MAN/ANUAL} * \left(\frac{(i + 1)^n - 1}{i}\right)$$

$$VPN = (0,12 + 1)^{-15} * 1461828,73 * \left(\frac{(0,12 + 1)^{15} - 1}{0,12}\right)$$

$$VPN = \$ 9'956.317,39$$

En la tabla 5.23. se tiene a detalle los valores anteriormente calculados para la evaluación económica por concepto de mantenimiento de la alternativa B

Tabla 5.23. Cálculo del costo de mantenimiento de la alternativa B

Detalle	Costo Anual
	[\$/año]
Red de distribución	\$ 1.234.112,49
Subestaciones de distribución	\$ 227.716,24
Mantenimiento anual	\$ 1.461.828,73
VP total para 15 años	\$ 9.956.317,39

Finalmente, en la Tabla 5.24. se tiene el costo total de inversión, operación y mantenimiento detallado de la alternativa B para un período de 15 años.

Tabla 5.24. Costo de inversión, operación y mantenimiento de la alternativa B

Detalle	Costo [\$]
Inversión	\$ 5.641.882,57
Operación	\$ 5.905.251,42
Mantenimiento	\$ 9.956.317,39
Total	\$ 21.503.451,38

5.3. ANÁLISIS COMPARATIVO DEL DESEMPEÑO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS

5.3.1. DESEMPEÑO TÉCNICO

La comparación técnica entre las alternativas planteadas se la desarrolla de acuerdo a los tres parámetros fundamentales como son: caída de voltaje, nivel de carga en alimentadores y transformadores y pérdidas del sistema, que fueron analizadas en el literal 5.1. Cabe resaltar que tanto la caída de voltaje como el nivel de carga están en porcentaje aplicando la Ecuación 2.15. y la Ecuación 2.7. respectivamente.

En la comparación técnica es necesario observar estos parámetros ya que son determinantes al momento de evaluar el desempeño de la operación de las alternativas planteadas.

5.3.1.1. Caída de voltaje

En la Tabla 5.25. y Tabla 5.26. se tienen los valores de la caída de voltaje máxima en cada uno de los alimentadores primarios de las respectivas subestaciones que corresponden a la zona de estudio de la alternativa A.

Cabe resaltar que para obtener los resultados de la Tabla 5.25. se emplea la Ecuación 2.15. en forma de porcentaje para poder apreciar de mejor manera los resultados obtenidos en la evaluación técnica de la alternativa.

Tabla 5.25. Caída de voltaje máximo por alimentador primario S/E 03 Barrionuevo

Subestación: SE_03_22.8kV : Barrionuevo	
Alimentador Primario	Caída de voltaje máximo
	[%]
03A	0,4
03B	1,5
03C	1,1
03D	0,4
03E	0,5

Tabla 5.26. Caída de voltaje máximo por alimentador primario S/E 05 Chilibulo

Subestación: SE_05_22.8kV : Chilibulo	
Alimentador Primario	Caída de voltaje máximo
	[%]
05A	0,5
05B	1,7
05C	0,4
05D	0
05E	1,2

En la Tabla 5.27. y Tabla 5.28. se tienen los valores de la caída de voltaje máxima en cada uno de los alimentadores primarios de las respectivas subestaciones que corresponden a la zona de estudio de la alternativa B.

Tabla 5.27. Caída de voltaje máximo por alimentador primario S/E 03 Magdalena

Subestación: SE_03_22.8kV : Magdalena	
Alimentador Primario	Caída de voltaje máximo
	[%]
03A	0,5
03B	0,7
03C	0,7
03D	1,1
03E	0,4
03F	0,7

Tabla 5.28. Caída de voltaje máximo por alimentador primario S/E 05 Ajaví

Subestación: SE_05_22.8kV : Ajaví	
Alimentador Primario	Caída de voltaje máximo
	[%]
05A	1,4
05B	1,1
05C	1,6
05D	0,7

La Figura 5.3. muestra la caída de voltaje máxima de cada alimentador primario de las respectivas subestaciones que corresponden a la zona de estudio de la alternativa A en barras comparativas.

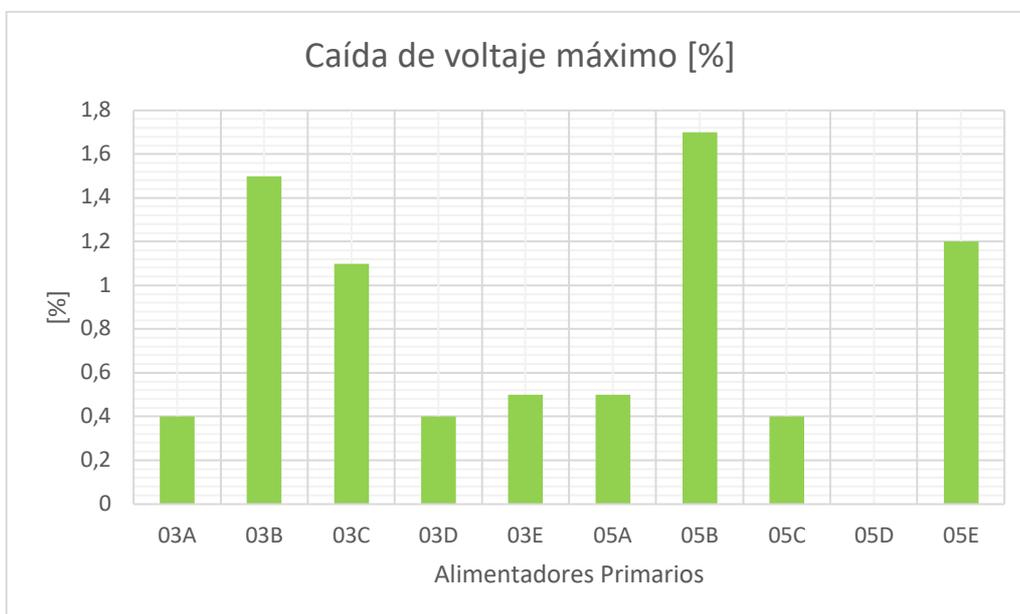


Figura 5.3. Caída de voltaje máximo de cada alimentador primario de la Alternativa A

Como se observa en la Figura 5.3. el máximo valor de caída de voltaje de la alternativa A es del 1,7 % y corresponde al alimentador 05B de la S/E 05 Chilibulo.

La Figura 5.4. muestra la caída de voltaje máxima de cada alimentador primario de las respectivas subestaciones que corresponden a la zona de estudio de la alternativa B en barras comparativas.

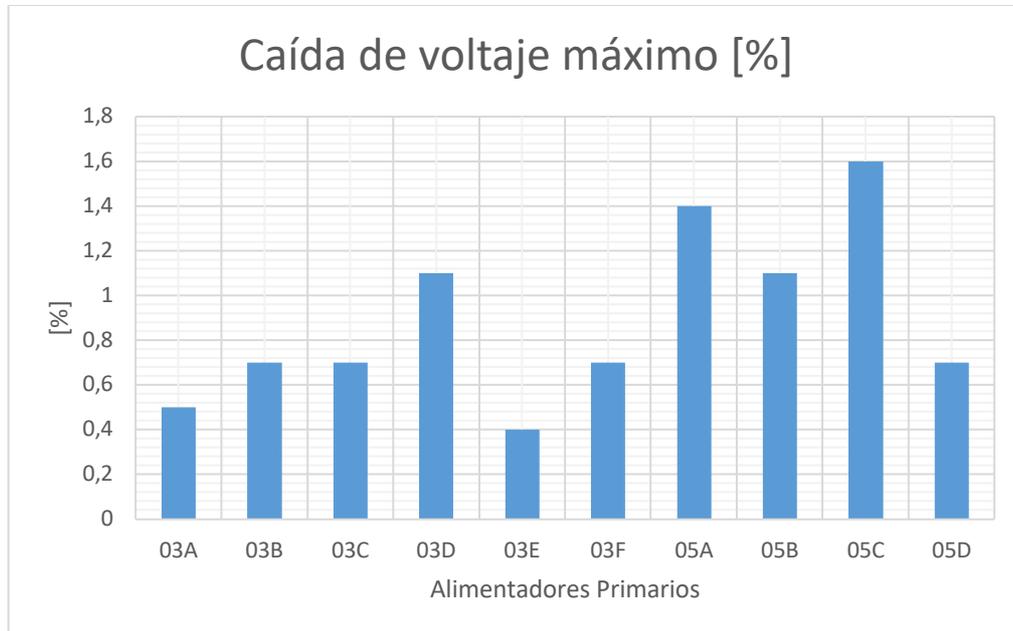


Figura 5.4. Caída de voltaje máximo de cada alimentador primario de la Alternativa B

Como se observa en la Figura 5.4. el máximo valor de caída de voltaje de la alternativa B es del 1,6 % y corresponde al alimentador 05C de la S/E 05 Ajaví.

En la Figura 5.5 se muestran las máximas caídas de voltaje de cada alternativa propuesta.

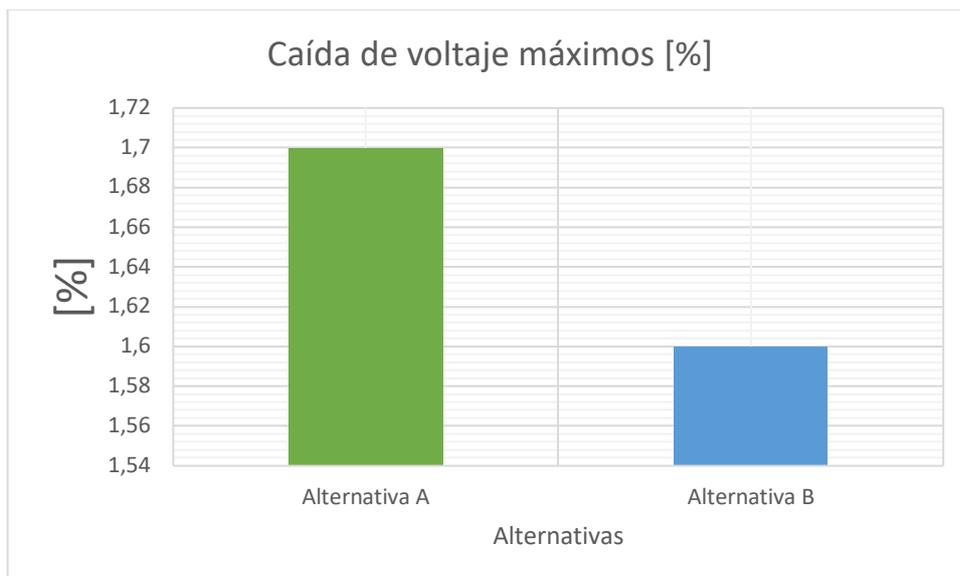


Figura 5.5. Comparación de la caída de voltajes máximos de ambas alternativas propuestas

5.3.1.2. Nivel de carga

La Figura 5.6. muestra los niveles de carga de los alimentadores primarios de las respectivas subestaciones que corresponden a la zona de estudio de la alternativa A.

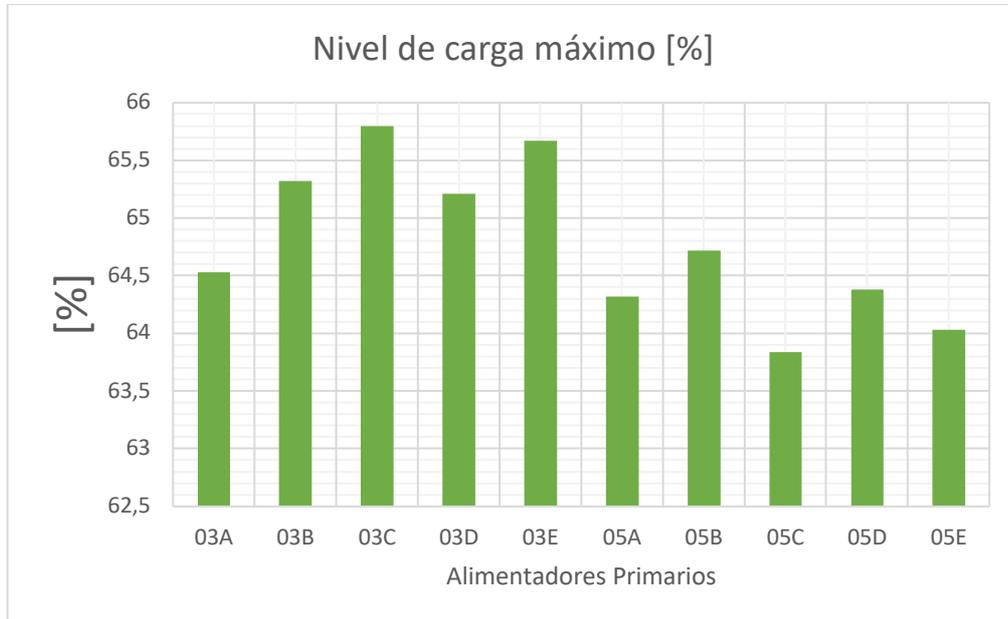


Figura 5.6. Nivel de carga máximo de cada alimentador primario de la Alternativa A

La Figura 5.7. muestra los niveles de carga de los alimentadores primarios de las respectivas subestaciones que corresponden a la zona de estudio de la alternativa A.

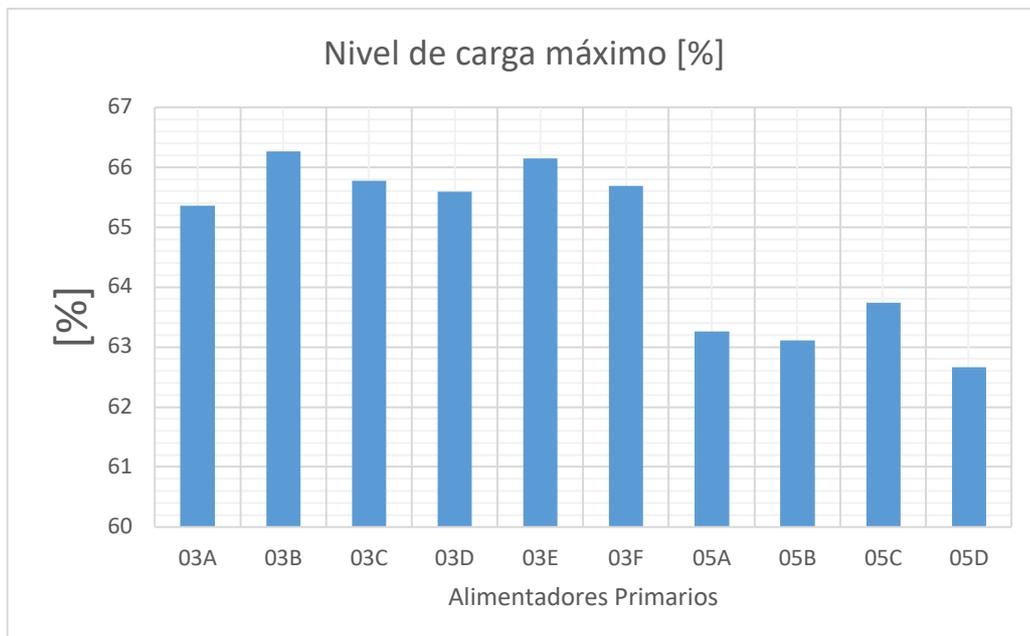


Figura 5.7. Nivel de carga máximo de cada alimentador primario de la Alternativa B

En la Figura 5.8. se muestran el nivel de carga máximo de cada alternativa propuesta.

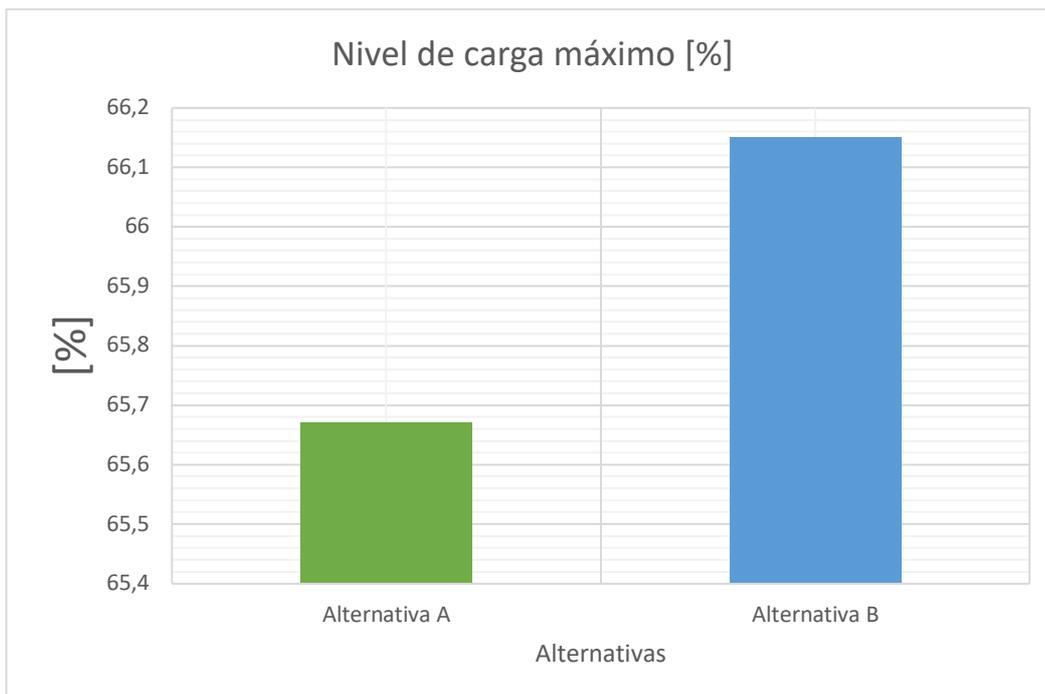


Figura 5.8. Comparación del nivel de carga máximo de ambas alternativas propuestas

5.3.1.3. Pérdidas

En la Tabla 5.29. se muestra un resumen de las pérdidas totales de las dos alternativas propuestas.

Tabla 5.29. Pérdidas totales de las alternativas propuestas

Alternativa	Pérdidas totales
	[kW]
Alternativa A	869,986
Alternativa B	928,649

En la Figura 5.9. se muestran las pérdidas totales de las dos alternativas propuestas.

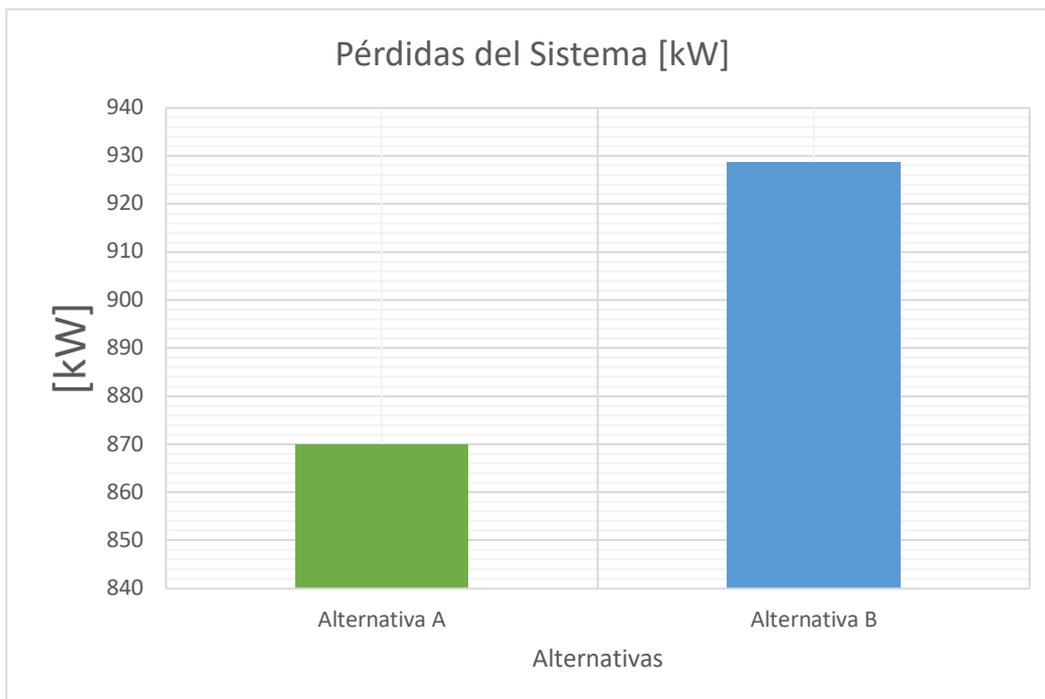


Figura 5.9. Comparación de las pérdidas totales de ambas alternativas propuestas

5.3.2. DESEMPEÑO ECONÓMICO

Para realizar un análisis económico comparativo se toma los valores principales calculados en el Literal 5.2. como son: costos de inversión, costos de operación y costos de mantenimiento.

En la Tabla 5.30. se tiene a detalle los costos de totales de ambas alternativas con sus respectivos valores y en el Figura 5.10. se puede apreciar las diferencias entre estos.

Tabla 5.30. Costos totales de ambas alternativas

Descripción	COSTO [\$]	
	Alternativa A	Alternativa B
Inversión	\$ 5.654.530,71	\$ 5.641.882,57
Operación	\$ 5.549.020,39	\$ 5.905.251,42
Mantenimiento	\$ 10.193.983,12	\$ 9.956.317,39
Total	\$ 21.397.534,22	\$ 21.503.451,38



Figura 5.10. Costos totales de ambas alternativas

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Se puede apreciar que al evaluar económicamente la inversión, operación y mantenimiento de la alternativa A (mantener la ubicación actual de la subestación Chilibulo) y alternativa B (reubicación estratégica de la subestación Chilibulo) se concluye que la mejor opción es la alternativa A con un valor total de \$ 21.397.534,22 notándose en la Figura 5.12. y Tabla 5.35., además cabe destacar que la diferencia entre estas es de \$ 105.917,16 debido a sus particulares características.
- La comparación técnica de las alternativas A y B (caída de voltaje en la Figura 5.5., nivel de carga en la Figura 5.8. y las pérdidas en la Figura 5.9.), permite concluir como mejor opción la alternativa A; es decir que la eficiencia del desempeño técnico se ve reflejado en el desempeño económico.
- En el área de estudio la demanda proyectada es aproximadamente el doble de la demanda actual a pesar de que la zona residencial ya se encuentra bastante desarrollada como se puede evidenciar en el ANEXO I; esto se debe a que según el Plan de Uso y Ocupación del Suelo (PUOS) establecido por la ordenanza vigente permite en la zona de uso múltiple la construcción de edificios de hasta 8 pisos de altura y en las partes occidentales hasta casas de 4 pisos, lo cual genera un impacto considerable en la proyección de la demanda.
- Para el dimensionamiento de las subestaciones, estas deben asumir un valor similar de demanda ya que esto permite tener equipos de similares características técnicas, esto se evidencia en las Tablas 4.8., 4.9., 4.10. y 4.11. y con ello se tiene subestaciones de iguales características técnicas lo cual permite reducir inventarios como respuesta ante eventos como mantenimiento y contingencias, con menores inversiones.
- Se puede apreciar en la Tabla 4.16 que a pesar de tener varios escenarios con la misma demanda en una micro-área determinada, a medida que se incrementa el número de transformadores de distribución el costo se eleva y la máxima caída de voltaje se reduce; mientras que al reducir el número de transformadores de distribución el costo se reduce y la máxima caída de voltaje se eleva. Lo cual permite evidenciar que se debe encontrar un número adecuado de transformadores

de distribución por cada micro-área sin superar la caída máxima de tensión y evitando tener un costo muy elevado.

- A pesar de determinar que el número mínimo de transformadores de distribución por cada micro-área es seis, esto no se cumple en todas las micro-áreas (ANEXO VI); debido a que en varias micro-áreas se tiene situaciones particulares como: presencia de alimentadores pertenecientes a otras subestaciones, zonas congeladas, cargas especiales, entre otros.
- La técnica de las micro-áreas resulta ser muy útil ya que permiten estimar la demanda con su ubicación y distribución geográfica (Figura 4.9.), permitiendo, de manera sencilla determinar ubicación y zona de cobertura de las subestaciones, zona de cobertura y recorrido de los alimentadores primarios, centros de carga entre otros.
- Al determinar el centro de carga (ANEXO III) no siempre es posible ubicar la subestación en este sitio (Figura 4.16.), razón por la cual es necesario, mediante un trabajo de campo verificar los alrededores para poder determinar el sitio más próximo al centro de carga calculado.
- Al tener un Sistema Eléctrico de Distribución (SED) que se encuentra operando en la zona de estudio, se tiene un escenario más complejo con respecto a una zona donde todavía no se tiene una red de distribución; debido al valor económico que implicaría realizar un cambio en el Sistema Eléctrico de Distribución. Esto se puede evidenciar en el desempeño económico de la alternativa A cuyo valor es de \$ 21.397.534,22 y cabe resaltar que en dicha alternativa la mayoría de la red de distribución (red secundaria, postes, estructuras, cables, entre otros) se conserva sin mayores alteraciones.

6.2. RECOMENDACIONES

- A pesar que la Empresa Eléctrica Quito (EEQ.SA) cuenta con gran cantidad de información de toda su zona de cobertura, es recomendable realizar un trabajo de campo para verificar y corroborar la información facilitada con la situación real de la zona en estudio. Ya que pueden haber cambios de último momento y que aún no están siendo tomados en cuenta.
- Para poder estimar el costo de mantenimiento de una red de distribución de un área determinada es recomendable tomar en cuenta otras zonas con similares características (estrato, densidad de carga, tipo de uso del suelo, proceso de

saturación, área de cobertura, entre otros) ya que se puede tener una estimación aproximada del valor del costo de mantenimiento.

- A pesar de tener las normativas vigentes, es recomendable proponer una alternativa. Particularmente, para este estudio se tenía como normativa que la caída de voltaje máxima en la red secundaria es de 2,5%; sin embargo al evaluar la situación se determinó que la red secundaria estaba sobredimensionada y a pesar de establecer que la caída de voltaje máxima en la red secundaria sea de 3,5%; no se tuvo ningún problema de caída de voltaje.
- Actualmente la Empresa Eléctrica Quito (EEQ.SA) cuenta con micro-áreas de 250 x 250 m, 500 x 500 m y 1000 x 1000 m en toda la zona de cobertura, sin embargo es recomendable aplicar las micro-áreas de 250 x 250 m ya que se puede apreciar de mejor manera la demanda con su respectiva ubicación y distribución geográfica. Con esto se puede plantear alternativas tomando en cuenta más a detalle la demanda y sus respectivas características.
- Es recomendable verificar mediante un trabajo de campo los lugares importantes como la ubicación de las subestaciones, centros de carga, posibles ubicaciones de subestaciones futuras, micro-áreas seleccionadas, entre otras; ya que esto permitirá tener una idea más precisa de la zona de estudio.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. R. Castaño, "Redes de Distribución de Energía," Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Enero 2004.
- [2] N. Gómez and E. Valarezo, "Planificación del Sistema de Distribución del Sector Mirador en Quito," Quito, Enero 2017.
- [3] Empresa Eléctrica Quito – EEQ, Normas para Sistemas de Distribución Parte A – Guía para Diseño de Redes para distribución. 2015.
- [4] J. L. G. JIMÉNEZ, I. G. E. HAPPER. And I. J. M. C. GARCIA, "Aspectos para la Planeación de Redes de Distribución," 2009.
- [5] I. Pazmiño and V. Torres, "Diseño de las Redes de Medio y Bajo Voltaje Soterradas para la Subestación Carolina," Quito, Diciembre 2015.
- [6] A. Ramírez, "Métodos Utilizados para el Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribución," Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, 2013.
- [7] F. Egúez and C. Coronado, "Impacto del Crecimiento Vertical de las Edificaciones Sobre el Sistema de Distribución en el Parque Bicentenario," Quito, Febrero 2017.
- [8] Empresa Eléctrica Quito - "EEQ, PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO 2017 - 2030". [Documento interno de la E.E.Q]
- [9] A. Ariza, "Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía eléctrica en sistemas de distribución" Pereira, 2013.
- [10] Empresa Eléctrica Quito - EEQ, PLAN DE EXPANSIÓN 2016-2025, EMPRESA ELÉCTRICA QUITO.
- [11] Municipio del DMQ, Ordenanza Metropolitana 0447 - Ord. 0171 - Plan Metropolitano de Ordenamiento Territorial (PMTO) 2016.
- [12] P. EATON, CYME Programas de Análisis de Redes Eléctricas, EATON, 14/10/2017 [En línea]. Available: <http://www.cyme.com/es/software/cymdist/>
- [13] J. Cebrian, G. Casillas, N. Kagan and M. Poveda. "Voltage Regulators, Capacitor Banks and Distributed Resources Allocation in a Distribution Network System",

Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), IEEE PES, Quito - Ecuador, 2017.

- [14] J. Smith, M. Rylander, L. Rogers and R. Dugan. "It's All in the Plans". IEEE power & energy magazine. Abril 2015.
- [15] Empresa Eléctrica Quito – EEQ, Normas para Sistemas de Distribución Parte B – Unidades de propiedad y de construcción. 2015.
- [16] Empresa Eléctrica Quito – EEQ, Normas para Sistemas de Distribución Parte C – Unidades de propiedad y de construcción. 2015.
- [17] Westinghouse, "Electric Utility Engineering Reference Book: Distribution Systems." Westinghouse, Pennsylvania 1965, p. 35.
- [18] J. Montesdeoca, "Factor de demanda práctico en instalaciones eléctricas de hospitales" Quito, Noviembre 1980.

ANEXOS

ANEXO I

Demanda actual, demanda en estado de saturación y tasa de crecimiento de cada micro-área de la zona en estudio.

MICRO-ÁREA	DEMANDA [kVA]		TASA DE CRECIMIENTO
	ACTUAL	SATURADA	
SO02_02_03_09	45,76	215,6591982	371,2832128
SO02_02_03_10	41,2	47,16219633	14,47135032
SO02_02_03_13	1061,96	866,6840523	18,38825829
SO02_02_03_14	44,65	130,0928143	191,3612862
SO02_03_01_01	154,51	277,7689636	79,77410109
SO02_03_01_02	441,63	203,705	53,8742839
SO02_03_01_05	34,78	49,78	43,12823462
SO02_03_03_13	120,04	217,9303616	81,54811863
SO02_03_03_14	196,54	439,8588717	123,8011966
SO02_03_04_15	46,72	203,2149439	334,9634929
SO02_04_01_01	123,2	104,5329781	15,15180349
SO02_04_01_02	182,03	387,4411012	112,8446417
SO02_04_01_05	51,48	267,9507368	420,4948267
SO02_04_01_06	279,99	428,3135821	52,97459984
SO02_04_02_03	375,19	326,8020389	12,89692186
SO02_04_02_07	20,6	219,1020318	963,6020961
SO02_04_03_09	77,97	168,6852441	116,3463436
SO02_04_03_10	67,28	155,0973353	130,5251714
SO03_02_01_01	25,07	224,5434971	795,6661233
SO03_02_01_05	58,16	254,2356931	337,1315218
SO03_02_01_06	8,16	34,16030432	318,6311804
SO03_02_02_07	19,82	173,335981	774,5508629
SO03_02_03_09	90,34	227,2588384	151,5594846
SO03_02_03_10	67,08	89,1419569	32,8890234
SO03_02_03_13	138,94	248,9310936	79,16445487
SO03_02_03_14	236,22	196,3447858	16,88054111

SO03_02_04_11	123,67	150,6695196	21,83190717
SO03_02_04_12	120,35	278,260346	131,2092613
SO03_02_04_15	163,14	254,2089935	55,82260237
SO03_02_04_16	213,51	293,7717383	37,59155932
SO03_03_01_01	234,72	287,7420375	22,58948428
SO03_03_01_02	156,93	258,9247845	64,99380902
SO03_03_01_05	291,15	361,50462	24,16438949
SO03_03_01_06	100,69	525,41959	421,8190386
SO03_03_02_03	157,8	458,5796477	190,6081418
SO03_03_02_04	355,97	361,7923449	1,635627974
SO03_03_02_07	247,83	407,7486921	64,5275762
SO03_03_02_08	145,9	67,293456	53,87700069
SO03_03_03_09	369,07	493,5107485	33,71738383
SO03_03_03_10	316,1	477,0529853	50,91837561
SO03_03_03_13	275,38	589,0737226	113,9130375
SO03_03_03_14	134,16	320,1805868	138,6557743
SO03_03_04_11	124,33	302,7144899	143,4766266
SO03_03_04_12	42,56	157,242743	269,4613321
SO03_03_04_15	241,71	297,014362	22,88046088
SO03_03_04_16	160,03	337,8139167	111,0941178
SO03_04_01_01	163,06	457,9038072	180,8192121
SO03_04_01_02	68,63	286,2387095	317,0751996
SO03_04_01_05	192,86	538,2399663	179,0832554
SO03_04_01_06	156,36	295,3717349	88,90492127
SO03_04_02_03	74,74	258,5764334	245,9679334
SO03_04_02_04	37,63	50,1675106	33,31785969
SO03_04_02_07	118,72	287,8684038	142,4767552
SO03_04_02_08	319,05	468,7853327	46,93161971
SO03_04_03_09	144,03	704,2511259	388,9614149
SO03_04_03_10	114,31	800,5940295	600,370947
SO03_04_03_13	96,21	382,2730572	297,3319376
SO03_04_03_14	104,15	375,990108	261,008265
SO03_04_04_11	172,15	342,4694084	98,93662992

SO03_04_04_12	89,65	221,6409074	147,2291214
SO03_04_04_15	102,05	183,1970061	79,51690945
SO03_04_04_16	52,74	95,33542475	80,76493127
SO03_05_01_01	202,8	332,7607715	64,08322066
SO03_05_01_05	145,06	218,4494807	50,59250014
SO04_02_01_05	11,86	25,41052632	114,2540162
SO04_02_02_04	11,39	126,0697965	1006,846326
SO04_02_02_07	16,7	44,96204099	169,2337784
SO04_02_02_08	6,75	259,5099774	3744,592258
SO04_02_03_09	12,21	86,37174655	607,3853116
SO04_02_03_13	42,6	130,7378156	206,8962808
SO04_02_03_14	11,07	293,8416557	2554,396167
SO04_02_04_11	28,28	283,5476602	902,6437772
SO04_02_04_12	44,88	264,9768693	490,4119191
SO04_02_04_15	16,07	262,3263288	1532,397815
SO04_02_04_16	50,63	292,0037881	476,7406441
SO04_03_01_01	30,33	90,6121168	198,7540943
SO04_03_01_02	86,15	279,3872878	224,303294
SO04_03_01_05	49,67	209,3711906	321,5244425
SO04_03_01_06	49,53	253,4751937	411,7609402
SO04_03_02_03	43,96	284,3018383	546,7284766
SO04_03_02_04	93,79	270,3827779	188,2852947
SO04_03_02_07	84,55	297,5728293	251,9489406
SO04_03_02_08	34,79	352,3185472	912,7006243
SO04_03_03_09	113,65	284,2944334	150,1490835
SO04_03_03_10	81,91	299,8297159	266,0477547
SO04_03_03_13	204,86	244,86656	19,52873182
SO04_03_03_14	68,39	335,6546664	390,7949501
SO04_03_04_11	7,52	355,5911458	4628,605662
SO04_03_04_12	111,08	305,4288623	174,9629657
SO04_03_04_15	102,66	276,9661609	169,7897535
SO04_03_04_16	130,03	345,0449683	165,3579699
SO04_04_01_01	43,48	142,9651623	228,806721

SO04_04_01_02	185,67	220,4648049	18,74013298
SO04_04_01_05	88,89	337,0642724	279,1925665
SO04_04_01_06	124,7	113,3993749	9,062249479
SO04_04_02_03	178,95	156,0642382	12,78891411
SO04_04_02_04	136,85	513,7834284	275,435461
SO04_04_02_07	14,9	20,02301053	34,38262101
SO04_04_02_08	311,2	493,4646972	58,56834743
SO04_04_03_09	68,33	261,375561	282,5194805
SO04_04_03_10	134,51	223,9863602	66,52022913
SO04_04_03_13	80,75	288,5052886	257,2820911
SO04_04_03_14	164,24	553,6527877	237,0998464
SO04_04_04_11	281,52	388,5536861	38,0199226
SO04_04_04_12	176,55	595,5034992	237,3001978
SO04_04_04_15	375,92	399,9010585	6,379298388
SO04_04_04_16	227,07	350,309512	54,27379751
SO04_05_01_01	180,37	531,7522562	194,8119178
SO04_05_01_02	245,65	368,5791391	50,04239328
SO04_05_01_05	308,14	421,0775783	36,65138518
SO04_05_01_06	390,72	426,1576133	9,069823224
SO04_05_02_03	210,76	245,2727121	16,3753616
SO04_05_02_04	94,05	261,9902397	178,5648482
SO04_05_02_07	303,27	273,3257718	9,873785142
SO04_05_02_08	440,11	356,3051838	19,04178869
SO04_05_03_09	142,36	358,3643127	151,7310429
SO04_05_03_10	319,06	308,5569244	3,291881026
SO04_05_03_13	585,76	427,3305144	27,04682559
SO04_05_03_14	125,6	328,5105072	161,5529516
SO04_05_04_11	291,15	262,0307539	10,00145839
SO04_05_04_12	274,12	462,5029547	68,7228056
SO04_05_04_15	128,68	519,9978431	304,1015256
SO04_05_04_16	83,63	186,9668989	123,5643894
SO04_06_01_01	141,2	301,0457802	113,2052268
SO04_06_01_02	30,15	50,24	66,63349917

SO05_02_03_13	11,97	19,30412392	61,27087652
SO05_02_03_14	27,86	52,21632342	87,4239893
SO05_02_04_11	12,1	32,22330184	166,3082797
SO05_02_04_15	7,26	47,67382804	556,6642981
SO05_03_01_01	11,51	19,28695246	67,56691972
SO05_03_01_05	23,13	28,77246684	24,3945821
SO05_03_01_06	17,81	24,40838431	37,04876086
SO05_03_02_03	35,13	77,08889326	119,4389219
SO05_03_02_07	18,27	29,37	60,75533662
SO05_03_02_08	24,32	32,70047109	34,45917389
SO05_03_03_10	65,09	304,9426277	368,4938204
SO05_03_03_13	7,33	7,972076071	8,759564407
SO05_03_03_14	5,83	219,6757351	3668,022901
SO05_03_04_11	34,2	298,9292596	774,0621626
SO05_03_04_12	100,54	267,0597316	165,6253547
SO05_03_04_15	39,44	255,9073195	548,85223
SO05_03_04_16	70,08	289,4963995	313,0941774
SO05_04_01_01	36,73	40,67199973	10,73237062
SO05_04_01_02	36,23	233,4025219	544,2244601
SO05_04_01_06	4,4	93,80014638	2031,821509
SO05_04_02_03	60,86	294,2169921	383,432455
SO05_04_02_04	43,76	234,9030594	436,7985818
SO05_04_02_07	19,03	286,5917508	1405,999741
SO05_04_02_08	114,85	280,6880725	144,3953613
SO05_04_03_09	83,75	265,2887416	216,7626765
SO05_04_03_10	124,94	152,0394752	21,68999136
SO05_04_03_13	36,42	150,9015741	314,3371063
SO05_04_03_14	113,39	262,4355569	131,445063
SO05_04_04_11	52,18	186,5863667	257,5821516
SO05_04_04_12	69,65	258,5823276	271,2596233
SO05_04_04_15	120,27	247,2239013	105,5574136
SO05_04_04_16	74,4	302,6103765	306,734377
SO05_05_01_01	90,51	213,1491383	135,4978879

SO05_05_01_02	172,4	267,9410935	55,41826769
SO05_05_01_05	264,53	221,7975526	16,15410252
SO05_05_01_06	91,85	131,2681796	42,91581884
SO05_05_02_03	144,5	279,1016238	93,14991266
SO05_05_02_04	165,77	315,9279726	90,58211534
SO05_05_02_07	125,77	286,0168452	127,4126145
SO05_05_02_08	270,49	392,598409	45,14340974
SO05_05_03_09	214,52	225,7881462	5,252725247
SO05_05_03_10	142,07	84,42071606	40,578084
SO05_05_03_13	186,6	277,6181987	48,77716972
SO05_05_03_14	112,62	356,1772006	216,2646072
SO05_05_04_11	165,4	395,8701323	139,3410715
SO05_05_04_12	381,13	412,3427725	8,189534411
SO05_05_04_15	244,22	566,0910141	131,795518
SO05_05_04_16	459,48	547,753323	19,21157026
SO05_06_01_01	89,76	408,655334	355,2755504
SO05_06_01_02	419,44	651,7621891	55,38865847
SO05_06_01_05	215,73	624,6864419	189,5686469
SO05_06_01_06	202,8	262,4794781	29,42775054
SO05_06_02_03	236,89	355,7670459	50,1823825
SO05_06_02_04	251,26	273,7211042	8,939387169
SO05_06_02_07	185,21	211,9619142	14,44409816
SO05_06_02_08	13,11	43,4133669	231,1469634
SO05_06_03_09	590,71	369,8933053	37,38157382
SO05_06_03_10	133,03	78,6331592	40,89065684
SO05_06_03_13	28,93	47,0804368	62,73915244
SO06_04_04_11	32,27	154,2566808	378,0188435
SO06_04_04_12	7,28	39,9843213	449,2351827
SO06_04_04_15	58,62	131,5212818	124,3624732
SO06_04_04_16	178,14	254,4229431	42,82190586
SO06_05_01_01	18,93	91,6581786	384,1953439
SO06_05_01_05	29,12	230,608205	691,9237809
SO06_05_01_06	69,17	236,5620669	242,0009641

SO06_05_02_03	11,65	111,0044098	852,8275519
SO06_05_02_04	135,04	237,3086506	75,73211685
SO06_05_02_07	31,77	211,8375614	566,7848958
SO06_05_02_08	136,17	199,7424433	46,686086
SO06_05_03_10	42,55	240,6122726	465,4812517
SO06_05_03_13	44,28	278,4255233	528,783928
SO06_05_03_14	59,57	294,9559449	395,1417574
SO06_05_04_11	154,28	255,4546765	65,57860805
SO06_05_04_12	172,89	232,5940255	34,53295477
SO06_05_04_15	103,26	284,4703936	175,4894379
SO06_05_04_16	134,75	322,627133	139,4264438
SO06_06_01_01	25,53	239,5870921	838,4531614
SO06_06_01_02	103,82	261,6587558	152,0311653
SO06_06_01_05	77,87	228,3980983	193,3069196
SO06_06_01_06	52,31	278,4965608	432,3964076
SO06_06_02_03	75,43	237,7303081	215,1667879
SO06_06_02_04	43,65	347,6819459	696,5222128
SO06_06_02_07	131,03	275,4447492	110,2150265
SO06_06_02_08	149,82	337,588984	125,3297183
SO06_06_03_09	10,93	73,25429937	570,213169
SO06_06_03_10	36,9	137,0540792	271,4202688
SO06_06_04_11	129,99	305,9554005	135,3684133
SO06_06_04_12	34,01	148,5257258	336,7119253
SO06_06_04_15	21,85	47,6758641	118,1961744
SO07_04_04_16	4,37	104,5819946	2293,180654
SO07_05_02_03	7,33	70,14401729	856,9443014
SO07_05_02_04	33,5	238,365643	611,5392328
SO07_05_04_12	21,85	72,50548047	231,8328626
SO07_06_02_04	65,65	265,9965257	305,1736873
SO07_06_02_07	32,76	194,0238133	492,2582824
SO07_06_02_08	36,9	238,7926668	547,1345984

ANEXO II

A continuación se tienen los diferentes reportes en los cuales se tiene todos los datos necesarios para proceder con la evaluación y el análisis técnico de las alternativas planteadas.

Cabe resaltar que los resultados obtenidos de las simulaciones con respecto al nivel de carga de los tramos, nivel de carga de los transformadores de distribución y nivel de voltaje en los nodos; son muy extensos; razón por la cual en el presente anexo se tiene un resumen de los mismos con los valores más representativos para realizar el análisis técnico y económico.

Finalmente, debido a que los transformadores de distribución son los mismos para ambas alternativas, el nivel de carga de los transformadores no varía en los resultados de las simulaciones; por lo cual dicho parámetro se evalúa únicamente en la primera alternativa.

SECCIÓN A.- Reporte técnico de las condiciones iniciales.

Reporte sumario:

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio:	Caso_base.xst
Fecha:	Thu Jan 04 2018
Nombre del proyecto:	Proyecto de titulación
Método de cálculo	Caída de voltaje - Desequilibrada
Precisión	0,1 %
Factores de carga	Global (P=100,00%, Q=100,00%)
Factores de motor	Como definido
Factores de generador	Como definido
Condensadores shunt	On

Resumen total	[kW]	[kVAr]	[Kva]	FP [%]
Fuentes	62710,75	18730,04	65448,09	95,82
Producción total	62710,75	18730,04	65448,09	95,82
Carga leída (no regulada)	61315,18	16042,68	63379,17	96,74
Carga utilizada (regulada)	61228,53	15986,73	63281,19	96,76
Condensadores shunt (regulados)	0	-1427,83	1427,83	0
Cargas totales	61228,53	14558,89	62935,64	97,29

Pérdidas del sistema	[kW]
Pérdidas en las líneas	584,58
Pérdidas en los cables	4,06
Pérdidas de carga del transformador de distribución	565,75
Pérdidas en vacío del transformador de distribución	325,69
Pérdidas en el condensador shunt	2,14
Pérdidas totales	1482,22

Carga de los alimentadores:

Subestación: SE_03_22.8kV : Barrionuevo						
Alimentador	Carga total			Pérdidas totales		
	[kVA]	[kW]	FP [%]	[kVA]	[kW]	FP [%]
03A	8033,19	7745,52	96,42	402,93	132,69	32,93
03B	8136,08	7852,43	96,51	386,2	125,29	32,44
03C	8156,23	7871,54	96,51	589,41	216,02	36,65
03D	7247,9	7014,04	96,77	301,44	116,74	38,73
03E	5744,68	5544,9	96,52	258,08	90,53	35,08
03T	9003,54	8460,24	93,97	523,18	178,96	34,21
Total	46294,7	44488,66	96,1	2460,63	860,22	34,96

Subestación: SE_05_22.8kV : Chilibulo						
Alimentador	Carga total			Pérdidas totales		
	[kVA]	[kW]	FP [%]	[kVA]	[kW]	FP [%]
05D	19161,3	18222,09	95,1	1966,72	622	31,63
Total	19161,3	18222,09	95,1	1966,72	622	31,63

Resumen						
Total	Carga total			Pérdidas totales		
	[kVA]	[kW]	FP [%]	[kVA]	[kW]	FP [%]
	65448,09	62710,75	95,82	4426,67	1482,22	33,48

Nivel de voltaje en los nodos:

Nodo	Voltaje										
	[kV]	[p.u.]									
14156MS	22,9	1,00	47710MA	16,0	0,70	1854	22,7	0,99	SE03C	22,9	1,00
25417MA	22,9	1,00	3839	16,0	0,70	1842	22,7	0,99	4450MS	22,9	1,00
148390MA	22,9	1,00	3841	16,0	0,70	1843	22,7	0,99	145542MA	22,9	1,00
153569MA	22,9	1,00	79330MA	16,0	0,70	85237MA	22,7	0,99	148156MA	22,9	1,00
5868	22,8	1,00	3826	15,9	0,70	1424MA	22,7	0,99	149363MA	22,8	1,00
5869	22,8	1,00	79329MA	15,9	0,70	1811	22,7	0,99	151830MA	22,8	1,00
68103MA	22,8	1,00	78209MA	15,9	0,70	1827	22,7	0,99	146194MA	22,8	1,00
68104MA	22,8	1,00	13413MS	15,9	0,70	27103MA	22,7	0,99	147211MA	22,8	1,00
5232	22,8	1,00	3796	15,9	0,70	24657MA	22,7	0,99	147225MA	22,8	1,00
5239	22,8	1,00	3797	15,9	0,70	1305	22,7	0,99	145611MA	22,8	1,00
5255	22,8	1,00	13419MS	15,9	0,70	1285	22,7	0,99	2449MS	22,8	1,00
5241	22,8	1,00	13232MS	15,9	0,70	1286	22,7	0,99	149346MA	22,8	1,00
32093MA	22,8	1,00	12661MS	15,9	0,70	1287	22,7	0,99	146023MA	22,8	1,00
146954MA	22,8	1,00	56478MA	15,9	0,70	615058MA	22,7	0,99	149976MA	22,8	1,00
5803	22,8	1,00	120314MA	15,9	0,70	615057MA	22,7	0,99	152833MA	22,8	1,00
5804	22,8	1,00	141114MA	15,9	0,70	263717MA	22,7	0,99	36662MA	22,8	1,00
58025MA	22,8	1,00	79485MA	15,9	0,70	77815MA	22,7	0,99	5422	22,8	1,00
5249	22,8	1,00	4377	15,9	0,70	77814MA	22,7	0,99	54376MA	22,8	1,00
5265	22,8	1,00	79484MA	15,9	0,70	1627MA	22,7	0,99	152066MA	22,8	1,00
5266	22,8	1,00	4385	15,9	0,70	149638MA	22,7	0,99	155349MA	22,8	1,00
58026MA	22,8	1,00	79482MA	15,9	0,70	153031MA	22,7	0,99	157545MA	22,8	1,00
73614MA	22,8	1,00	21857MA	15,9	0,70	263720MA	22,7	0,99	137610MA	22,8	1,00
5156	22,8	1,00	86921MA	15,9	0,70	263719MA	22,7	0,99	138877MA	22,8	1,00
73613MA	22,8	1,00	88668MS	15,9	0,70	771	22,7	0,99	64881MA	22,8	1,00
73612MA	22,8	1,00	88667MS	15,9	0,70	75054MA	22,7	0,99	149200MA	22,7	1,00
152038MA	22,8	1,00	12950MS	15,9	0,70	77811MA	22,7	0,99	146640MA	22,7	1,00
5170	22,8	1,00	78208MA	15,9	0,70	1354	22,7	0,99	36666MA	22,7	1,00
154651MA	22,8	1,00	79478MA	15,9	0,70	1356	22,7	0,99	36667MA	22,7	0,99
5786	22,8	1,00	49616MS	15,9	0,70	1357	22,7	0,99	35487MA	22,7	0,99
5171	22,8	1,00	3782	15,9	0,70	53381MA	22,7	0,99	36668MA	22,7	0,99
5188	22,8	1,00	3783	15,9	0,70	740186MA	22,7	0,99	148381MA	22,7	0,99
5189	22,8	1,00	707MA	15,9	0,70	740185MA	22,7	0,99	35491MA	22,7	0,99
73607MA	22,8	1,00	3804	15,9	0,70	476178MA	22,7	0,99	35490MA	22,7	0,99
65186MA	22,8	1,00	3805	15,9	0,70	476177MA	22,7	0,99	32114MA	22,7	0,99
5093	22,8	1,00	3066	15,9	0,70	121683MA	22,7	0,99	149969MA	22,7	0,99
5095	22,8	1,00	3067	15,9	0,70	1341	22,7	0,99	153830MA	22,7	0,99
5096	22,8	1,00	79479MA	15,9	0,70	1631MA	22,7	0,99	3319	22,7	0,99
74201MA	22,8	1,00	79477MA	15,9	0,70	1371	22,7	0,99	148501MA	22,6	0,99
5087	22,8	1,00	3082	15,9	0,70	1372	22,7	0,99	146098MA	22,6	0,99
73609MA	22,8	1,00	3083	15,9	0,70	1632MA	22,7	0,99	32866MA	22,6	0,99

152917MA	22,8	1,00	5180	15,9	0,70	741462MA	22,8	1,00	3378	22,6	0,99
5133	22,8	1,00	67557MA	15,9	0,70	290	22,8	1,00	3385	22,6	0,99
5134	22,8	1,00	145827MA	15,9	0,70	291	22,8	1,00	3393	22,6	0,99
32097MA	22,8	1,00	145910MA	15,9	0,70	292	22,8	1,00	57684MA	22,6	0,99
101441MA	22,8	1,00	5217	15,9	0,70	77957MA	22,8	1,00	3436	22,6	0,99
124075MA	22,8	1,00	62145MA	15,9	0,70	117276MA	22,8	1,00	3428	22,6	0,99
78396MA	22,8	1,00	4616	15,9	0,70	35495MA	22,8	1,00	19829MA	22,6	0,99
5127	22,8	1,00	4618	15,9	0,70	135975MA	22,8	1,00	19830MA	22,6	0,99
78392MA	22,8	1,00	4619	15,9	0,70	226	22,8	1,00	80274MA	22,6	0,99
5119	22,8	1,00	106507MA	15,9	0,70	225	22,8	1,00	53126MS	22,6	0,99
5120	22,8	1,00	4609	15,9	0,70	22705MA	22,8	1,00	53125MS	22,6	0,99
78391MA	22,7	1,00	4610	15,8	0,70	13657MS	22,8	1,00	3422	22,6	0,99
37560MA	22,7	1,00	67556MA	15,8	0,70	12590MS	22,8	1,00	217942MA	22,6	0,99
37167MA	22,7	1,00	27630MA	15,8	0,70	7955MS	22,8	1,00	4070	22,6	0,99
78395MA	22,7	1,00	4601	15,8	0,70	247	22,8	1,00	4056	22,6	0,99
19729MA	22,7	1,00	4602	15,8	0,70	246	22,8	1,00	217941MA	22,6	0,99
5037	22,7	1,00	4593	15,8	0,70	233	22,8	1,00	66331MA	22,6	0,99
84499MA	22,7	1,00	4594	15,8	0,70	232	22,8	1,00	4118	22,6	0,99
4465	22,7	1,00	67555MA	15,8	0,70	222	22,8	1,00	32690MA	22,6	0,99
4467	22,7	1,00	71422MA	15,8	0,70	222-F	22,8	1,00	32689MA	22,6	0,99
5044	22,7	1,00	414135MA	15,8	0,70	32079MA	22,8	1,00	4133	22,6	0,99
78399MA	22,7	1,00	414136MA	15,8	0,70	14518MS	22,8	1,00	32691MA	22,6	0,99
5057	22,7	1,00	3922	15,8	0,70	14544MS	22,8	1,00	4110	22,6	0,99
5058	22,7	1,00	4571	15,8	0,70	11779MS	22,8	1,00	4111	22,6	0,99
78398MA	22,7	1,00	4572	15,8	0,70	120074MA	22,8	1,00	62404MA	22,6	0,99
5051	22,7	1,00	4585	15,8	0,70	518	22,8	1,00	4119	22,6	0,99
718747MA	22,7	1,00	4586	15,8	0,70	525	22,8	1,00	66332MA	22,6	0,99
5728	22,7	1,00	74194MA	15,8	0,70	527	22,8	1,00	4088	22,6	0,99
5729	22,7	1,00	74193MA	15,8	0,70	19661MA	22,8	1,00	4102	22,6	0,99
5029	22,7	1,00	4633	15,8	0,70	27356MA	22,8	1,00	4103	22,6	0,99
5030	22,7	1,00	77369MA	15,8	0,70	716	22,8	1,00	77372MA	22,6	0,99
5071	22,7	1,00	115383MA	15,8	0,70	32274MA	22,8	1,00	4057	22,6	0,99
25040MA	22,7	1,00	116993MA	15,8	0,70	27353MA	22,8	1,00	4079	22,6	0,99
5079	22,7	1,00	79569MA	15,8	0,70	29163MA	22,8	1,00	4080	22,6	0,99
5080	22,7	1,00	79541MA	15,8	0,70	32463MA	22,8	1,00	4048	22,6	0,99
66774MA	22,7	1,00	3953	15,8	0,70	469	22,8	1,00	4049	22,6	0,99
48972MS	22,7	1,00	79544MA	15,8	0,70	735	22,8	1,00	3429	22,6	0,99
48971MS	22,7	1,00	3967	15,8	0,70	755	22,8	1,00	3458	22,6	0,99
7454MS	22,7	1,00	8741MA	15,8	0,70	749	22,8	1,00	52652MA	22,6	0,99
58754MA	22,7	1,00	146388MA	15,8	0,70	78220MA	22,8	1,00	147480MA	22,6	0,99
32098MA	22,7	1,00	153385MA	15,8	0,70	26501MA	22,8	1,00	154164MA	22,6	0,99
115088MA	22,7	1,00	5163	15,8	0,70	26502MA	22,8	1,00	3472	22,6	0,99
5072	22,7	1,00	59731MA	15,8	0,70	32113MA	22,8	1,00	53157MA	22,6	0,99
5065	22,7	1,00	5793	15,8	0,70	757	22,8	1,00	3479	22,6	0,99

78394MA	22,7	1,00	5778	15,8	0,70	764	22,8	1,00	3480	22,6	0,99
61868MA	22,8	1,00	5779	15,9	0,70	720	22,8	1,00	67703MA	22,6	0,99
71291MA	22,8	1,00	5794	15,9	0,70	53382MA	22,8	1,00	12268MA	22,6	0,99
4556	22,8	1,00	5242	15,9	0,70	24883MA	22,8	1,00	2756	22,6	0,99
61869MA	22,7	1,00	5257	15,8	0,70	147600MA	22,8	1,00	3535	22,6	0,99
521624MA	22,7	1,00	5258	15,8	0,70	147383MA	22,8	1,00	65211MA	22,6	0,99
521623MA	22,7	1,00	71686MA	15,8	0,70	1111111MA	22,8	1,00	3541	22,6	0,99
145999MA	22,7	1,00	74203MA	15,8	0,70	48016MA	22,8	1,00	3542	22,6	0,99
23596MA	22,7	1,00	740184MA	15,8	0,70	115307MA	22,8	1,00	3527	22,6	0,99
67514MA	22,7	1,00	740183MA	15,8	0,70	2034MA	22,8	1,00	3510	22,6	0,99
74199MA	22,7	1,00	520658MA	15,8	0,70	19042MA	22,8	1,00	3503	22,6	0,99
74192MA	22,7	1,00	520657MA	15,8	0,70	123438MA	22,8	1,00	3504	22,6	0,99
78401MA	22,7	1,00	5861	15,8	0,70	13968MA	22,8	1,00	85236MA	22,6	0,99
154429MA	22,7	1,00	73959MA	15,8	0,70	48008MA	22,8	1,00	3519	22,6	0,99
145732MA	22,7	1,00	5876	15,8	0,70	48011MA	22,8	1,00	3520	22,6	0,99
4541	22,7	1,00	5877	15,8	0,70	143443MA	22,8	1,00	83936MA	22,6	0,99
4542	22,7	1,00	73608MA	15,8	0,70	451	22,8	1,00	33399MA	22,6	0,99
48856MA	22,7	1,00	5906	15,8	0,70	452	22,8	1,00	33400MA	22,6	0,99
48857MA	22,7	1,00	72665MA	15,8	0,70	455	22,8	1,00	2816	22,5	0,99
84134MA	22,7	1,00	71907MA	15,8	0,70	472	22,8	1,00	2817	22,5	0,99
84711MA	22,7	1,00	53096MA	15,8	0,70	474	22,8	1,00	570268MA	22,5	0,99
4526	22,7	1,00	154065MA	15,8	0,70	60836MA	22,8	1,00	2224	22,5	0,99
4563	22,7	1,00	146032MA	15,8	0,70	2035MA	22,8	1,00	2226	22,5	0,99
4564	22,7	1,00	213780MA	15,8	0,70	401	22,8	1,00	570263MA	22,5	0,99
71695MA	22,7	1,00	213779MA	15,8	0,70	400	22,8	1,00	19827MA	22,5	0,99
71691MA	22,7	1,00	5825	15,8	0,70	87702MS	22,8	1,00	2184	22,5	0,99
4548	22,7	1,00	79276MA	15,8	0,70	87701MS	22,8	1,00	2175	22,5	0,99
4549	22,7	1,00	77949MA	15,8	0,70	2431MS	22,8	1,00	2202	22,5	0,99
72297MA	22,7	1,00	77950MA	15,8	0,70	308165MS	22,8	1,00	2203	22,5	0,99
4503	22,7	1,00	79164MA	15,8	0,70	308164MS	22,8	1,00	2232	22,5	0,99
78404MA	22,7	1,00	5811	15,8	0,70	15027MS	22,8	1,00	2234	22,5	0,99
4533	22,7	1,00	5846	15,8	0,70	163575MS	22,8	1,00	2241	22,5	0,99
4534	22,7	1,00	5847	15,8	0,70	254090MS	22,8	1,00	2242	22,5	0,99
86231MA	22,7	1,00	80050MA	15,8	0,70	254091MS	22,8	1,00	2249	22,5	0,99
4518	22,7	1,00	5196	15,8	0,70	308166MS	22,8	1,00	2250	22,5	0,99
4519	22,7	1,00	79266MA	15,8	0,70	308167MS	22,8	1,00	2186	22,5	0,99
86230MA	22,7	1,00	79271MA	15,8	0,70	12853MS	22,8	1,00	2210	22,5	0,99
86228MA	22,7	1,00	5854	15,8	0,70	87700MS	22,8	1,00	2218	22,5	0,99
108141MA	22,7	1,00	79273MA	15,8	0,70	87699MS	22,8	1,00	2286	22,5	0,99
86229MA	22,7	1,00	5817	15,8	0,70	6714MS	22,8	1,00	2840	22,6	0,99
86225MA	22,7	1,00	5818	15,8	0,70	60835MA	22,8	1,00	83933MA	22,6	0,99
107455MA	22,7	1,00	79268MA	15,8	0,70	568025MA	22,8	1,00	2847	22,6	0,99
86226MA	22,7	1,00	71313MA	15,8	0,70	568023MA	22,8	1,00	3611	22,6	0,99
78408MA	22,7	1,00	153832MA	15,8	0,70	568024MA	22,8	1,00	3612	22,6	0,99

SECCIÓN B.- Reporte técnico de la alternativa A.

Reporte sumario:

Parámetros del estudio	Detalle
Nombre del estudio:	OPCION_A_FINAL.xst
Fecha:	Mon Jan 15 2018
Nombre del proyecto:	Proyecto de titulación
Método de cálculo	Caída de voltaje - Desequilibrada
Precisión	0,1 %
Factores de carga	Global (P=100,00%, Q=100,00%)
Factores de motor	Como definido
Factores de generador	Como definido
Condensadores shunt	On

Resumen total	[kW]	[kVAr]	[kVA]	FP [%]
Fuentes	62365,69	17383,33	64743,02	96,33
Producción total	62365,69	17383,33	64743,02	96,33
Carga leída (no regulada)	61315,18	16042,68	63379,17	96,74
Carga utilizada (regulada)	61230,22	15985,77	63282,58	96,76
Condensadores shunt (regulados)	0	-1423,63	1423,63	0
Cargas totales	61230,22	14562,14	62938,03	97,29

Pérdidas del sistema	[kW]
Pérdidas en las líneas	242,42
Pérdidas en los cables	1,7
Pérdidas en vacío del transformador de subestación	78
Pérdidas de carga del transformador de subestación	249,48
Pérdidas en líneas de subtransmisión	298,386
Pérdidas totales	869,986

Carga de los alimentadores:

Subestación: SE_03_22.8kV : Barrionuevo						
Alimentador	Carga total			Pérdidas totales		
	[kVA]	[kW]	FP [%]	[kVA]	[kW]	FP [%]
03A	6453,2	6235,41	96,63	273,3	96,97	35,48
03B	6532,85	6320,3	96,75	455,85	148,55	32,59
03C	6580,8	6361,37	96,67	265,76	113,63	42,75
03D	6521,28	6058,74	92,91	379,28	128,14	33,79
03E	6567,33	6330,28	96,39	335,17	109,32	32,62
Total	32619	31306,1	95,98	1708,13	596,61	34,93

Subestación: SE_05_22.8kV : Chilibulo						
Alimentador	Carga total			Pérdidas totales		
	[kVA]	[kW]	FP [%]	[kVA]	[kW]	FP [%]
05A	6431,87	6214,39	96,62	286,09	113,36	39,63
05B	6472,46	6250,74	96,57	284,01	116,6	41,05
05C	6384,04	6189,4	96,95	220,16	90,08	40,92
05D	6438,33	6210,86	96,47	304,09	109,93	36,15
05E	6403,42	6194,2	96,73	240,63	108,88	45,25
Total	32129,45	31059,59	96,67	1334,29	538,86	40,39

Resumen						
Total	Carga total			Pérdidas totales		
	[kVA]	[kW]	FP [%]	[kVA]	[kW]	FP [%]
	64743,02	62365,69	96,33	3041,12	1135,47	37,34

Nivel de voltaje en los nodos:

Nodo	Voltaje		Nodo	Voltaje		Nodo	Voltaje		Nodo	Voltaje	
	[kV]	[p.u.]		[kV]	[p.u.]		[kV]	[p.u.]		[kV]	[p.u.]
SE03A	22,9	1	25604MA	23,3	1,018	9335	23,1	1,01	7346	22,9	1
14156MS	22,9	1	25605MA	23,3	1,018	9342	23,1	1,01	10053_HEAD	22,9	1
25417MA	22,9	1	5557	23,3	1,018	9396	23,1	1,01	10053	22,9	1
10014	22,9	1	66269MA	23,3	1,018	9397	23,1	1,01	10060	22,9	1
5876	22,9	1	225946MA	23,3	1,018	9005	23,1	1,01	53516MA	22,9	1
5877	22,9	1	225945MA	23,3	1,018	9006	23,1	1,01	53515MA	22,9	1
SE03B	22,9	1	1702MA	23,3	1,018	9388	23,1	1,01	546906MA	22,9	1
12246MS	22,9	1	4918	23,3	1,018	9013	23,1	1,01	546905MA	22,9	1
146693MA	22,9	1	4919	23,3	1,018	56217MA	23,1	1,01	150896MA	22,9	1
151999MA	22,9	1	4925	23,3	1,018	56213MA	23,1	1,01	8493	22,9	1
145932MA	22,9	1	4927	23,3	1,018	9021	23,1	1,01	8495	22,9	1
2590	22,7	0,993	4928	23,3	1,018	9014	23,1	1,01	8496	22,9	1
2582	22,7	0,993	4951	23,3	1,018	9373	23,1	1,01	5948MA	22,9	1
147775MA	22,7	0,993	4952	23,3	1,018	8989	23,1	1,01	149232MA	22,9	1
45825MA	22,7	0,993	4934	23,3	1,018	8997	23,1	1,01	152171MA	22,9	1
2497	22,7	0,993	4943	23,3	1,018	54445MA	23,1	1,013	17533MA	22,9	1
305	22,5	0,985	4944	23,3	1,018	145933MA	23,1	1,013	15236MA	22,9	1
306	22,5	0,985	4936	23,3	1,018	10044_HEAD	22,9	1	152707MA	22,9	1
35492MA	22,5	0,985	4937	23,3	1,018	10044	22,9	1	148320MA	22,9	1
109939MA	22,5	0,985	86032MA	23,3	1,018	10168	22,9	1	13203MA	22,9	1
650262MA	22,5	0,985	5549	23,3	1,018	10178	22,9	1	8531	22,9	1
115	22,5	0,985	5550	23,3	1,018	10173	22,9	1	1090MA	22,9	1
104	22,5	0,985	86034MA	23,3	1,018	8670MA	22,9	1	8532	22,9	1
650264MA	22,5	0,985	86033MA	23,3	1,018	105452MA	22,9	1	8539	22,9	1
155	22,5	0,985	5542	23,3	1,018	349791MA	22,9	1	8540	22,9	1
158	22,5	0,985	4887	23,3	1,018	349790MA	22,9	1	15237MA	22,9	1
130	22,5	0,985	5564	23,3	1,018	155574MA	22,9	1	31317MA	22,9	1
127	22,5	0,985	5565	23,3	1,018	14158MA	22,9	1	2707MA	22,9	1
137	22,5	0,985	4880	23,3	1,018	546899MA	22,9	1	7353MA	22,9	1
134	22,5	0,985	5485	23,3	1,018	546900MA	22,9	1	10183	22,9	1
164	22,5	0,985	6056	23,3	1,018	7931	22,9	1	154007MA	22,9	1
123	22,5	0,985	6057	23,3	1,018	443869MA	22,9	1	156267MA	22,9	1
120	22,5	0,985	5534	23,3	1,018	7938	22,9	1	417680MA	22,9	1
650263MA	22,5	0,985	5535	23,3	1,018	22820MA	22,9	1	417679MA	22,9	1
90794MA	22,5	0,985	6110	23,3	1,018	148587MA	22,9	1	9036	22,9	1
2583	22,7	0,993	6111	23,3	1,018	150273MA	22,9	1	156604MA	22,9	1
2591	22,7	0,993	6103	23,3	1,018	10045	22,9	1	9080	22,9	1
SE03E	22,9	1	6124	23,3	1,018	146772MA	22,9	1	7352MA	22,9	1
13959MS	22,9	1	240367MA	23,3	1,018	149167MA	22,9	1	8980	22,9	1
24827MA	22,9	1	240365MA	23,3	1,018	53518MA	22,9	1	151921MA	22,9	1

147064MA	22,9	1	3985MA	23,3	1,018	546902MA	22,9	1	146104MA	22,9	1
153708MA	22,9	1	23175MA	23,3	1,018	53514MA	22,9	1	8981	22,9	1
78560MA	22,9	1	240670MA	23,3	1,018	546901MA	22,9	1	8973	22,9	1
5378	22,9	1	240665MA	23,3	1,018	8518	22,9	1	9028	22,9	1
79485MA	22,7	0,993	240666MA	23,3	1,018	15373MA	22,9	1	9029	22,9	1
4377	22,7	0,993	6663	23,3	1,018	10058	22,9	1	8503	22,9	1
79484MA	22,7	0,993	6664	23,3	1,018	10057	22,9	1	8510	22,9	1
4385	22,7	0,993	240668MA	23,3	1,018	5128MA	22,9	1	8511	22,9	1
79482MA	22,7	0,993	6721	23,3	1,018	13590MA	22,9	1	8452	22,9	1
21857MA	22,7	0,993	6170	23,3	1,018	98548MA	22,9	1	10054	22,9	1
86921MA	22,7	0,993	242269MA	23,3	1,018	33684MA	22,7	0,993	9930MA	22,7	0,993
3804	22,7	0,993	242268MA	23,3	1,018	153322MA	22,7	0,993	9783MA	22,7	0,993
3805	22,7	0,993	241949MA	23,3	1,018	146447MA	22,7	0,993	9622	22,7	0,993
3066	22,7	0,993	241951MA	23,3	1,018	86472MA	22,7	0,993	8703	22,7	0,993
3067	22,7	0,993	6184	23,3	1,018	24201MA	22,7	0,993	12398MA	22,9	1
79479MA	22,7	0,993	6185	23,3	1,018	148029MA	22,7	0,993	12399MA	22,9	1
79477MA	22,7	0,993	6155	23,3	1,018	151512MA	22,7	0,993	148439MA	22,9	1
3082	22,7	0,993	242270MA	23,3	1,018	797MA	22,7	0,993	147510MA	22,9	1
3083	22,7	0,993	242271MA	23,3	1,018	31662MA	22,7	0,993	12402MA	22,9	1
3075	22,7	0,993	13575MA	23,3	1,018	13613MA	22,7	0,993	8465	22,9	1
3076	22,7	0,993	6714	23,3	1,018	5329MA	22,7	0,993	8466	22,9	1
85507MA	22,7	0,993	6661	23,3	1,018	5479MA	22,7	0,993	8459	22,9	1
3059	22,7	0,993	6126	23,3	1,018	5328MA	22,7	0,993	15371MA	22,9	1
3060	22,7	0,993	6127	23,3	1,018	13612MA	22,7	0,993	147667MA	22,9	1
79480MA	22,7	0,993	6699	23,3	1,018	86282MA	22,7	0,993	149795MA	22,9	1
83759MA	22,7	0,993	6700	23,3	1,018	146423MA	22,7	0,993	30318MA	22,9	1
127503MA	22,7	0,993	6178	23,3	1,018	148987MA	22,7	0,993	8480	22,9	1
9978_HEAD	22,9	1	4370	23,4	1,023	85321MA	22,7	0,993	30177MA	22,9	1
9979	22,9	1	241945MA	23,4	1,023	85322MA	22,7	0,993	638747MA	22,9	1
148559MA	22,9	1	10146_HEAD	22,9	1	144931MA	22,7	0,993	638748MA	22,9	1
149523MA	22,9	1	10146	22,9	1	599698MA	22,7	0,993	8473	22,9	1
83902MA	22,9	1	32867MA	22,9	1	599697MA	22,7	0,993	8444	22,9	1
28940MA	22,9	1	19832MA	22,9	1	475863MA	22,7	0,993	8445	22,9	1
33450MA	22,7	0,993	2699	22,9	1	65566MA	22,7	0,993	10143_HEAD	22,9	1
33449MA	22,7	0,993	3450	22,9	1	69356MA	22,7	0,993	10143	22,9	1
19004MA	22,7	0,993	2705	22,9	1	69355MA	22,7	0,993	476185MA	22,9	1
26415MA	22,7	0,993	2706	22,9	1	13550MA	22,7	0,993	70649MA	22,9	1
2445	22,7	0,993	3451	22,9	1	58471MA	22,7	0,993	3549	22,9	1
55496MA	22,7	0,993	34968MA	22,9	1	444187MA	22,7	0,993	414143MA	22,9	1
33451MA	22,7	0,993	3442	22,9	1	444186MA	22,7	0,993	77047MA	22,9	1
33061MA	22,7	0,993	3443	22,9	1	92451MA	22,9	1	56641MS	22,9	1
1783	22,7	0,993	34967MA	22,9	1	8671MA	22,9	1	307852MS	22,9	1
33062MA	22,7	0,993	2645	22,9	1	349792MA	22,9	1	307853MS	22,9	1
1776	22,7	0,993	2712	22,9	1	350100MA	22,9	1	14412MS	22,9	1

593301MA	22,7	0,993	2713	22,9	1	2063MS	22,9	1	1517MS	22,9	1
593300MA	22,7	0,993	25603MA	22,9	1	13942MS	22,9	1	476186MA	22,9	1
1816MA	22,7	0,993	19834MA	22,9	1	7972	22,9	1	151762MA	22,9	1
1815MA	22,7	0,993	2661	22,9	1	7974	22,9	1	149161MA	22,9	1
598	22,7	0,993	2719	22,9	1	7975	22,9	1	18802MA	22,9	1
85234MA	22,7	0,993	2721	22,9	1	7966	22,9	1	147825MA	22,9	1
605	22,7	0,993	2722	22,9	1	10180	22,9	1	152615MA	22,9	1
616	22,7	0,993	19835MA	22,9	1	7359	22,9	1	3569	22,9	1
613	22,7	0,993	2652	22,9	1	24262MA	22,9	1	1704MA	22,9	1
8581MA	22,7	0,993	19825MA	22,9	1	7958	22,9	1	4209	22,9	1
593302MA	22,7	0,993	32857MA	22,9	1	7959	22,9	1	1706MA	22,9	1
591	22,7	0,993	2630	22,9	1	149272MA	22,9	1	4216	22,9	1
593303MA	22,7	0,993	2631	22,9	1	152207MA	22,9	1	4217	22,9	1
576	22,7	0,993	52592MA	22,9	1	12602MA	22,9	1	1721MA	22,9	1
593304MA	22,7	0,993	26656MA	22,9	1	417676MA	22,9	1	4210	22,9	1
593305MA	22,7	0,993	26657MA	22,9	1	240659MA	22,9	1	56644MS	22,9	1
593306MA	22,7	0,993	3487	22,9	1	240660MA	22,9	1	3562	22,9	1
561	22,7	0,993	3488	22,9	1	546897MA	22,9	1	3563	22,9	1
50297MA	23,1	1,013	523543MA	22,9	1	546898MA	22,9	1	3570	22,9	1
19233MA	23,1	1,013	3400	22,9	1	152047MA	22,9	1	3579	22,9	1
8995	23,1	1,01	3401	22,9	1	417675MA	22,9	1	3581	22,9	1
22968MA	23,1	1,01	3392	22,9	1	4947MA	22,9	1	3582	22,9	1
8988	23,1	1,01	31703MA	22,9	1	143825MA	22,9	1	18803MA	22,9	1
12580MA	23,1	1,01	3377	22,9	1	154150MA	22,9	1	3589	22,9	1
12579MA	23,1	1,01	3378	22,9	1	22972MA	22,9	1	16528MA	23,4	1,023
152196MA	23,1	1,01	3385	22,9	1	52851MA	22,9	1	4351	23,4	1,023
9443	23,1	1,01	3393	22,9	1	55537MA	22,9	1	79744MA	23,4	1,023
9444	23,1	1,01	3458	22,9	1	22970MA	22,9	1	240396MA	23,4	1,023
12581MA	23,1	1,01	52652MA	22,9	1	17811MA	22,9	1	4338	23,4	1,023
12787MA	23,1	1,01	147480MA	22,9	1	17810MA	22,9	1	241943MA	23,4	1,023
84937MA	23,1	1,01	2825	22,7	0,993	7285	22,9	1	6177	23,3	1,018
147660MA	23,1	1,01	2194	22,7	0,993	22965MA	22,9	1	240368MA	23,3	1,018
152831MA	23,1	1,01	2193	22,7	0,993	7278	22,9	1	6102	23,3	1,018
56218MA	23,1	1,01	2137	22,7	0,993	23859MA	22,9	1	10167	23,3	1,018
9380	23,1	1,01	1654	22,7	0,993	7952	22,9	1	5532	23,3	1,018
9387	23,1	1,01	2138	22,7	0,993	4949MA	22,9	1	5525	23,3	1,018
53350MA	23,1	1,01	2147	22,7	0,993	23856MA	22,9	1	5526	23,3	1,018
9394	23,1	1,01	2154	22,7	0,993	7352	22,9	1	27010MA	23,3	1,018
12582MA	23,1	1,01	2155	22,7	0,993	7353	22,9	1	1712MA	23,3	1,018
12583MA	23,1	1,01	459996MA	22,7	0,993	7338	22,9	1	5484	23,3	1,018
9349	23,1	1,01	2115	22,7	0,993	7339	22,9	1	2153MA	23,3	1,018
9341	23,1	1,01	459995MA	22,7	0,993	7360	22,9	1	5501	23,3	1,018
2565MA	23,1	1,01	2196	22,7	0,993	26688MA	22,9	1	5502	23,3	1,018
351064MA	23,1	1,01	2826	22,7	0,993	23857MA	22,9	1	79737MA	23,3	1,018

SECCIÓN C.- Reporte técnico de la alternativa B.

Reporte sumario:

Parámetros del estudio	Detalle
Nombre del estudio	OPCION_B_FINAL.sxst
Fecha	Fri Jan 05 2018
Nombre del proyecto	Proyecto de titulación
Método de cálculo	Caída de voltaje - Desequilibrada
Precisión	0,1 %
Factores de carga	Global (P=100,00%, Q=100,00%)
Factores de motor	Como definido
Factores de generador	Como definido
Condensadores shunt	On

Resumen total	[kW]	[kVA]	[kVA]	FP [%]
Fuentes (Potencia de equilibrio)	62346,86	17328,39	64710,16	96,35
Producción total	62346,86	17328,39	64710,16	96,35
Carga leída (no regulada)	61309,51	16041,43	63373,37	96,74
Carga utilizada (regulada)	61225,26	15984,62	63277,49	96,76
Condensadores shunt (regulados)	0	-1439,2	1439,2	0
Cargas totales	61225,26	14545,42	62929,34	97,29

Pérdidas del sistema	[kW]
Pérdidas en las líneas	227,28
Pérdidas en los cables	1,36
Pérdidas en vacío del transformador de subestación	78,00
Pérdidas de carga del transformador de subestación	249,48
Pérdidas en líneas de subtransmisión	372,529
Pérdidas totales	928,649

Carga de los alimentadores:

Subestación: SE_03_22.8kV : Magdalena						
Alimentador	Carga total			Pérdidas totales		
	[kVA]	[kW]	FP [%]	[kVA]	[kW]	FP [%]
03A	6536,26	6297,68	96,35	347,08	111,6	32,15
03B	6626,83	6476,43	97,73	371,09	126,08	33,98
03C	6577,99	6360,61	96,7	277,07	103,42	37,32
03D	6558,94	6332,56	96,55	309,45	112,54	36,37
03E	6615,31	6392,99	96,64	259,76	94,41	36,35
03F	6568,93	6307,83	96,03	233,47	107,09	45,87
Total	39474,99	38168,1	96,69	1796,17	655,14	36,47

Subestación: SE_05_22.8kV : Ajaví						
Alimentador	Carga total			Pérdidas totales		
	[kVA]	[kW]	FP [%]	[kVA]	[kW]	FP [%]
05A	6326,07	5870,05	92,79	371,38	126,41	34,04
05B	6311,1	6097	96,61	278,24	115,01	41,33
05C	6373,99	6157,28	96,6	273,43	114,27	41,79
05D	6267,15	6054,44	96,61	282,24	110,78	39,25
Total	25243,79	24178,76	95,78	1204,54	466,47	38,73

Resumen						
Total	Carga total			Pérdidas totales		
	[kVA]	[kW]	FP [%]	[kVA]	[kW]	FP [%]
	64710,16	62346,86	96,35	3000,5	1121,61	37,38

Nivel de voltaje en los nodos:

Nodo	Voltaje										
	[kV]	[p.u.]									
77369MA	22,8	0,998	31703MA	22,8	0,996	904MA	22,8	0,998	32678MA	22,8	0,996
115383MA	22,8	0,998	3377	22,8	0,996	108717MA	22,8	0,998	1667	22,8	0,996
116993MA	22,8	0,998	3378	22,8	0,996	91857MA	22,8	0,998	1669	22,8	0,996
74193MA	22,8	0,998	3385	22,8	0,996	903MA	22,8	0,998	1670	22,8	0,996
4633	22,8	0,998	3393	22,8	0,996	5370	22,8	0,998	80317MA	22,8	0,996
73612MA	22,8	0,996	57684MA	22,8	0,996	5179MA	22,8	0,998	16985MA	22,8	0,996
152038MA	22,8	0,996	3436	22,8	0,996	5309	22,8	0,998	1684	22,8	0,996
5170	22,8	0,996	3428	22,8	0,996	5320	22,8	0,998	21418MA	22,8	0,996
154651MA	22,8	0,996	19829MA	22,8	0,996	5350	22,8	0,998	1691	22,8	0,996
5786	22,8	0,996	19830MA	22,8	0,996	70064MA	22,8	0,998	2022MA	22,8	0,996
5171	22,8	0,996	80274MA	22,8	0,996	5302	22,8	0,998	1699	22,8	0,996
5188	22,8	0,996	53126MS	22,8	0,996	5303	22,8	0,998	58347MA	22,8	0,996
5189	22,8	0,996	53125MS	22,8	0,996	5343	22,8	0,998	20054MA	22,8	0,996
73607MA	22,8	0,996	3422	22,8	0,996	5344	22,8	0,998	52595MA	22,8	0,996
65186MA	22,8	0,996	217942MA	22,8	0,996	70065MA	22,8	0,998	58343MA	22,8	0,996
5093	22,8	0,996	4070	22,8	0,996	78560MA	22,8	0,998	1728	22,8	0,996
5095	22,8	0,996	4056	22,8	0,996	5378	22,8	0,998	25624MA	22,8	0,996
5096	22,8	0,996	217941MA	22,8	0,996	5352	22,8	0,998	1736	22,8	0,996
74201MA	22,8	0,996	66331MA	22,8	0,996	5353	22,8	0,998	2270	22,8	0,996
5087	22,8	0,996	4118	22,8	0,996	5321	22,8	0,998	2271	22,8	0,996
5177	22,8	0,996	32690MA	22,8	0,996	5311	22,8	0,998	2043	22,8	0,998
5179	22,8	0,996	32689MA	22,8	0,996	10122	22,8	0,998	2035	22,8	0,998
5180	22,8	0,996	4133	22,8	0,996	68104MA	22,8	0,998	2037	22,8	0,998
67557MA	22,8	0,996	32691MA	22,8	0,996	68103MA	22,8	0,998	2045	22,8	0,998
74194MA	22,8	0,996	4110	22,8	0,996	5868	22,8	0,998	33402MA	22,8	0,998
59731MA	22,8	0,996	4111	22,8	0,996	5869	22,8	0,998	33401MA	22,8	0,998
77949MA	22,8	0,996	62404MA	22,8	0,996	71686MA	22,8	0,998	682899MA	22,8	0,998
79276MA	22,8	0,996	4119	22,8	0,996	74203MA	22,8	0,998	1482	22,8	0,998
79164MA	22,8	0,996	66332MA	22,8	0,996	740184MA	22,8	0,998	682897MA	22,8	0,998
5811	22,8	0,996	4088	22,8	0,996	740183MA	22,8	0,998	682898MA	22,8	0,998
5846	22,8	0,996	4102	22,8	0,996	520658MA	22,8	0,998	48599MA	22,8	0,998
5847	22,8	0,996	4103	22,8	0,996	520657MA	22,8	0,998	44306MA	22,8	0,998
80050MA	22,8	0,996	77372MA	22,8	0,996	5861	22,8	0,998	1489	22,8	0,998
5196	22,8	0,996	4057	22,8	0,996	73959MA	22,8	0,998	588178MA	22,8	0,998
5793	22,8	0,996	4079	22,8	0,996	5876	22,8	0,998	588180MA	22,8	0,998
5778	22,8	0,996	4080	22,8	0,996	5877	22,8	0,998	588179MA	22,8	0,998
20057MA	22,8	0,996	4048	22,8	0,996	73608MA	22,8	0,998	13964MA	22,8	0,998
3417MA	22,8	0,996	4049	22,8	0,996	5906	22,8	0,998	1447	22,8	0,998
6988	22,8	0,996	3429	22,8	0,996	72665MA	22,8	0,998	19664MA	22,8	0,998
3418MA	22,8	0,996	3458	22,8	0,996	71907MA	22,8	0,998	46783MA	22,8	0,998

20912MA	22,8	0,996	52652MA	22,8	0,996	53096MA	22,8	0,998	1633MA	22,8	0,998
6980	22,8	0,996	147480MA	22,8	0,996	154065MA	22,8	0,998	52605MA	22,8	0,998
147032MA	22,8	0,996	154164MA	22,8	0,996	146032MA	22,8	0,998	124452MA	22,8	0,998
145549MA	22,8	0,996	3472	22,8	0,996	213780MA	22,8	0,998	1814MA	22,8	0,998
6981	22,8	0,996	53157MA	22,8	0,996	213779MA	22,8	0,998	1813MA	22,8	0,998
6989	22,8	0,996	3479	22,8	0,996	5825	22,8	0,998	14537MS	22,8	0,998
43803MA	22,8	0,996	3480	22,8	0,996	79266MA	22,8	0,998	12036MS	22,8	0,998
54073MA	22,8	0,996	67703MA	22,8	0,996	79271MA	22,8	0,998	5201MS	22,8	0,998
54071MA	22,8	0,996	12268MA	22,8	0,996	5854	22,8	0,998	870	22,8	0,998
54074MA	22,8	0,996	2756	22,8	0,996	79273MA	22,8	0,998	877	22,8	0,998
54075MA	22,8	0,996	3535	22,8	0,996	5817	22,8	0,998	19044MA	22,8	0,998
22358MA	22,8	0,996	65211MA	22,8	0,996	5818	22,8	0,998	884	22,8	0,998
6357	22,8	0,996	3541	22,8	0,996	79268MA	22,8	0,998	897	22,8	0,998
6378	22,8	0,996	3542	22,8	0,996	71313MA	22,8	0,998	101417MA	22,8	0,996
54070MA	22,8	0,996	3495	22,8	0,996	153832MA	22,8	0,998	582	22,8	0,996
6372	22,8	0,996	3496	22,8	0,996	154554MA	22,8	0,998	35494MA	22,8	0,996
6380	22,8	0,996	3451	22,8	0,996	5838	22,8	0,998	109823MA	22,8	0,996
6381	22,8	0,996	35491MA	22,8	0,996	5839	22,8	0,998	584	22,8	0,996
54072MA	22,8	0,996	148381MA	22,8	0,996	5832	22,8	0,998	569	22,8	0,996
3599MA	22,8	0,996	36668MA	22,8	0,996	6340	22,8	0,998	141	22,8	0,996
6334	22,8	0,996	35487MA	22,8	0,996	6342	22,8	0,998	148	22,8	0,996
5779	22,8	0,996	36667MA	22,8	0,996	6343	22,8	0,998	554	22,8	0,996
5794	22,8	0,996	36666MA	22,8	0,996	23595MA	22,8	0,998	898	22,8	0,998
2590	22,8	0,998	146640MA	22,8	0,996	79265MA	22,8	0,998	900	22,8	0,998
2582	22,8	0,998	149200MA	22,8	0,996	5312	22,8	0,998	901	22,8	0,998
147775MA	22,8	0,998	10077	22,8	0,996	5328	22,8	0,998	865	22,8	0,998
45825MA	22,8	0,998	9951	22,8	0,996	5329	22,8	0,998	62435MA	22,8	0,998
2497	22,8	0,998	9950	22,8	0,996	5371	22,8	0,998	529304MA	22,8	0,998
10125	22,8	0,996	154312MA	22,8	0,996	58405MA	22,8	0,998	529303MA	22,8	0,998
60388MA	22,8	0,996	4766	22,8	0,996	147855MA	22,8	0,998	1523	22,8	0,998
1862	22,8	0,996	4768	22,8	0,996	145699MA	22,8	0,998	1524	22,8	0,998
1871	22,8	0,996	64881MA	22,8	0,996	4690	22,8	0,998	1508	22,8	0,998
1878	22,8	0,996	157545MA	22,8	0,996	4691	22,8	0,998	1509	22,8	0,998
1879	22,8	0,996	137610MA	22,8	0,996	50408MA	22,8	0,998	39579MA	22,8	0,998
264658MA	22,8	0,996	138877MA	22,8	0,996	5287	22,8	0,998	760352MA	22,8	0,998
264657MA	22,8	0,996	155349MA	22,8	0,996	5288	22,8	0,998	529305MA	22,8	0,996
59673MA	22,8	0,998	4042	22,8	0,996	50411MA	22,8	0,998	529306MA	22,8	0,996
1854	22,8	0,996	4035	22,8	0,996	76533MA	22,8	0,998	75258MA	22,8	0,996
1842	22,8	0,996	3981	22,8	0,996	5273	22,8	0,998	1001	22,8	0,996
10065	22,8	0,996	3983	22,8	0,996	32887MA	22,8	0,998	1002	22,8	0,996
84874MA	22,8	0,996	67142MA	22,8	0,996	32888MA	22,8	0,998	985	22,8	0,996
53378MA	22,8	0,996	740190MA	22,8	0,998	5148	22,8	0,998	86417MA	22,8	0,996
1906	22,8	0,996	740189MA	22,8	0,998	5149	22,8	0,998	86416MA	22,8	0,996
77812MA	22,8	0,996	154079MA	22,8	0,998	62633MA	22,8	0,998	1008	22,8	0,996

116524MA	22,8	0,996	3166	22,8	0,998	5274	22,8	0,998	1010	22,8	0,996
133081MA	22,8	0,996	33261MA	22,8	0,998	60622MA	22,8	0,998	964	22,8	0,996
1625MA	22,8	0,996	33262MA	22,8	0,998	32860MA	22,8	0,998	965	22,8	0,996
1427MA	22,8	0,996	145821MA	22,8	0,998	26333MA	22,8	0,998	972	22,8	0,996
211546MA	22,8	0,996	152533MA	22,8	0,998	4662	22,8	0,998	987	22,8	0,996
211545MA	22,8	0,996	22675MA	22,8	0,998	5280	22,8	0,998	994	22,8	0,996
1820	22,8	0,996	2408	22,8	0,998	5281	22,8	0,998	75257MA	22,8	0,996
1624MA	22,8	0,996	33447MA	22,8	0,998	4700	22,8	0,998	912	22,8	0,996
1415	22,8	0,996	33448MA	22,8	0,998	4714	22,8	0,998	148874MA	22,8	0,996
1417	22,8	0,996	2415	22,8	0,998	4697	22,8	0,998	31757MA	22,8	0,996
27273MA	22,8	0,996	2400	22,8	0,998	4744	22,8	0,998	31756MA	22,8	0,996
1389	22,8	0,996	2401	22,8	0,998	4745	22,8	0,998	593301MA	22,8	0,996
1390	22,8	0,996	3253	22,8	0,998	4715	22,8	0,998	593300MA	22,8	0,996
1406	22,8	0,996	3246	22,8	0,998	5294	22,8	0,998	1816MA	22,8	0,996
1408	22,8	0,996	3225	22,8	0,998	5295	22,8	0,998	1815MA	22,8	0,996
1409	22,8	0,996	3226	22,8	0,998	4655	22,8	0,998	598	22,8	0,996
1423	22,8	0,996	3247	22,8	0,998	76536MA	22,8	0,998	8581MA	22,8	0,996
1425	22,8	0,996	3254	22,8	0,998	147243MA	22,8	0,998	593302MA	22,8	0,996
1431	22,8	0,996	61071MA	22,8	0,998	145643MA	22,8	0,998	591	22,8	0,996
1433	22,8	0,996	33260MA	22,8	0,998	32500MA	22,8	0,998	593303MA	22,8	0,996
1450	22,8	0,996	18848MA	22,8	0,998	84136MA	22,8	0,998	593304MA	22,8	0,996
1451	22,8	0,996	31899MA	22,8	0,998	32499MA	22,8	0,998	593305MA	22,8	0,996
1453	22,8	0,996	19000MA	22,8	0,998	67556MA	22,8	0,998	593306MA	22,8	0,996
1399	22,8	0,996	148398MA	22,8	0,998	27630MA	22,8	0,998	561	22,8	0,996
1400	22,8	0,996	2468	22,8	0,998	4601	22,8	0,998	913	22,8	0,996
19665MA	22,8	0,996	149659MA	22,8	0,998	4602	22,8	0,998	56944MA	22,8	0,996
22494MA	22,8	0,996	76240MA	22,8	0,998	4541	22,8	0,996	56945MA	22,8	0,996
1461	22,8	0,996	76239MA	22,8	0,998	145732MA	22,8	0,996	959	22,8	0,996
45826MA	22,8	0,996	59541MA	22,8	0,998	154429MA	22,8	0,996	960	22,8	0,996
1383	22,8	0,996	2476	22,8	0,998	78401MA	22,8	0,996	979	22,8	0,996
84720MA	22,8	0,996	84717MA	22,8	0,998	74192MA	22,8	0,996	1501	22,8	0,998
1896	22,8	0,996	33452MA	22,8	0,998	78405MA	22,8	0,996	1502	22,8	0,998
1897	22,8	0,996	33450MA	22,8	0,998	129366MA	22,8	0,996	62321MA	22,8	0,998
1899	22,8	0,996	33449MA	22,8	0,998	4488	22,8	0,996	22972MA	22,8	0,996
53380MA	22,8	0,996	19004MA	22,8	0,998	4473	22,8	0,996	154150MA	22,8	0,996
19043MA	22,8	0,996	26415MA	22,8	0,998	4474	22,8	0,996	23859MA	22,8	0,996
44305MA	22,8	0,996	2445	22,8	0,998	78404MA	22,8	0,996	7952	22,8	0,996
1474	22,8	0,996	55496MA	22,8	0,998	4533	22,8	0,996	52851MA	22,8	0,996
1475	22,8	0,996	33451MA	22,8	0,998	4534	22,8	0,996	55537MA	22,8	0,996
84318MA	22,8	0,996	33453MA	22,8	0,998	86231MA	22,8	0,996	22970MA	22,8	0,996
1468	22,8	0,996	2421	22,8	0,998	4518	22,8	0,996	17811MA	22,8	0,996
85237MA	22,8	0,996	2423	22,8	0,998	4519	22,8	0,996	17810MA	22,8	0,996
1790	22,8	0,996	33454MA	22,8	0,998	86230MA	22,8	0,996	7285	22,8	0,996
1791	22,8	0,996	56101MA	22,8	0,998	86228MA	22,8	0,996	22965MA	22,8	0,996

ANEXO III

En el presente anexo se encuentran los datos necesarios y los cálculos realizados a detalle para determinar la ubicación del centro de carga con el fin de ubicar adecuadamente a la subestación La Magdalena.

Micro-área	Demanda [kVA]	Coordenadas		Cálculos	
<i>i</i>	<i>D_i</i>	<i>U(x)_i</i>	<i>U(y)_i</i>	<i>D_i*U(x)_i</i>	<i>D_i*U(y)_i</i>
SO03_02_01_01	224,5434971	774625	9974875	173937006,4	2239793316
SO04_02_02_04	126,0697965	774375	9974875	97625298,66	1257530461
SO03_02_02_07	173,335981	775125	9974625	134357052,3	1728961410
SO03_02_01_06	34,16030432	774875	9974625	26469965,81	340736225,5
SO03_02_01_05	254,2356931	774625	9974625	196937323,8	2535905700
SO04_02_02_08	259,5099774	774375	9974625	200958038,7	2588514708
SO04_02_02_07	44,96204099	774125	9974625	34806239,98	448479498,1
SO04_02_01_05	25,41052632	773625	9974625	19658218,42	253460471,1
SO02_02_03_10	47,16219633	775875	9974375	36591969,08	470413432
SO02_02_03_09	215,6591982	775625	9974375	167270665,6	2151065715
SO03_02_04_12	278,260346	775375	9974375	215756115,8	2775473039
SO03_02_04_11	150,6695196	775125	9974375	116787711,4	1502834290
SO03_02_03_10	89,1419569	774875	9974375	69073873,85	889135306,4
SO03_02_03_09	227,2588384	774625	9974375	176040377,7	2266764876
SO04_02_04_12	264,9768693	774375	9974375	205191463,2	2642978661
SO04_02_04_11	283,5476602	774125	9974375	219501332,5	2828210693
SO04_02_03_09	86,37174655	773625	9974375	66819342,42	861504189,5
SO02_02_03_14	130,0928143	775875	9974125	100935762,3	1297561991
SO02_02_03_13	866,6840523	775625	9974125	672221818,1	8644415073
SO03_02_04_16	293,7717383	775375	9974125	227783261,6	2930116039
SO03_02_04_15	254,2089935	775125	9974125	197043746,1	2535512277
SO03_02_03_14	196,3447858	774875	9974125	152142665,9	1958367437
SO03_02_03_13	248,9310936	774625	9974125	192828248,4	2482869844
SO04_02_04_16	292,0037881	774375	9974125	226120433,4	2912482283
SO04_02_04_15	262,3263288	774125	9974125	203073369,3	2616475594
SO04_02_03_14	293,8416557	773875	9974125	227396711,3	2930813404

SO04_02_03_13	130,7378156	773625	9974125	101142042,6	1303995315
SO02_03_01_02	203,705	775875	9973875	158049616,9	2031728207
SO02_03_01_01	277,7689636	775625	9973875	215444552,4	2770432922
SO03_03_02_04	361,7923449	775375	9973875	280524739,4	3608471624
SO03_03_02_03	458,5796477	775125	9973875	355456549,4	4573816084
SO03_03_01_02	258,9247845	774875	9973875	200634342,4	2582483435
SO03_03_01_01	287,7420375	774625	9973875	222892175,8	2869903114
SO04_03_02_04	270,3827779	774375	9973875	209377663,6	2696764029
SO04_03_02_03	284,3018383	774125	9973875	220085160,6	2835590997
SO04_03_01_02	279,3872878	773875	9973875	216210837,3	2786573885
SO04_03_01_01	90,6121168	773625	9973875	70099798,86	903753926,4
SO02_03_01_05	49,78	775625	9973625	38610612,5	496487052,5
SO03_03_02_08	67,293456	775375	9973625	52177663,45	671159695,1
SO03_03_02_07	407,7486921	775125	9973625	316056205	4066732549
SO03_03_01_06	525,41959	774875	9973625	407134504,8	5240337958
SO03_03_01_05	361,50462	774625	9973625	280030516,3	3605511516
SO04_03_02_08	352,3185472	774375	9973625	272826675	3513893070
SO04_03_02_07	297,5728293	774125	9973625	230358566,5	2967879810
SO04_03_01_06	253,4751937	773875	9973625	196158115,5	2528066529
SO04_03_01_05	209,3711906	773625	9973625	161974787,3	2088189741
SO05_03_02_08	32,70047109	773375	9973625	25289726,83	326142236
SO05_03_02_07	29,37	773125	9973625	22706681,25	292925366,3
SO05_03_01_06	24,40838431	772875	9973625	18864630,02	243440072
SO05_03_01_01	19,28695246	772625	9973875	14901581,64	192365653
SO05_02_04_15	47,67382804	773125	9974125	36857828,3	475504720,1
SO05_02_04_11	32,22330184	773125	9974375	24912640,24	321407296,3
SO05_02_03_13	19,30412392	772625	9974125	14914848,74	192541745
SO05_03_01_05	28,77246684	772625	9973625	22230327,19	286965794,6
SO05_03_02_03	77,08889326	773125	9973875	59599350,6	768874985,3
SO05_02_03_14	52,21632342	772875	9974125	40356690,96	520812136,8
SO03_03_04_12	157,242743	775375	9973375	121922091,8	1568240842
SO03_03_04_11	302,7144899	775125	9973375	234641569	3019085126

SO03_03_03_10	477,0529853	774875	9973375	369656432	4757828317
SO03_03_03_09	493,5107485	774625	9973375	382285763,6	4921967761
SO04_03_04_12	305,4288623	774375	9973375	236516475,2	3046156580
SO04_03_04_11	355,5911458	774125	9973375	275271995,7	3546443844
SO04_03_03_10	299,8297159	773875	9973375	232030721,4	2990314193
SO04_03_03_09	284,2944334	773625	9973375	219937281	2835374995
SO05_03_04_12	267,0597316	773375	9973375	206537319,9	2663486851
SO05_03_04_11	298,9292596	773125	9973375	231109683,8	2981333604
SO05_03_03_10	304,9426277	772875	9973375	235682533,4	3041307180
SO02_03_04_15	203,2149439	776125	9973125	157720198,3	2026688037
SO02_03_03_14	439,8588717	775875	9973125	341275502,1	4386767510
SO02_03_03_13	217,9303616	775625	9973125	169032236,7	2173446738
SO03_03_04_16	337,8139167	775375	9973125	261932465,7	3369060418
SO03_03_04_15	297,014362	775125	9973125	230223257,3	2962161359
SO03_03_03_14	320,1805868	774875	9973125	248099932,2	3193201015
SO03_03_03_13	589,0737226	774625	9973125	456311232,4	5874905870
SO04_03_04_16	345,0449683	774375	9973125	267194197,3	3441176599
SO04_03_04_15	276,9661609	774125	9973125	214406429,3	2762218143
SO04_03_03_14	335,6546664	773875	9973125	259754755	3347525945
SO04_03_03_13	244,86656	773625	9973125	189434892,5	2442084811
SO05_03_04_16	289,4963995	773375	9973125	223889278	2887183779
SO05_03_04_15	255,9073195	773125	9973125	197848346,4	2552195686
SO02_04_02_03	326,8020389	776125	9972875	253639232,4	3259155883
SO02_04_01_02	387,4411012	775875	9972875	300605864,4	3863901672
SO02_04_01_01	104,5329781	775625	9972875	81078391,14	1042494324
SO03_04_02_04	50,1675106	775375	9972875	38898633,53	500314312,3
SO03_04_02_03	258,5764334	775125	9972875	200429057,9	2578750448
SO03_04_01_02	286,2387095	774875	9972875	221799220	2854622870
SO03_04_01_01	457,9038072	774625	9972875	354703736,7	4566617431
SO04_04_02_04	513,7834284	774375	9972875	397861042,4	5123897909
SO04_04_02_03	156,0642382	774125	9972875	120813228,4	1556409140
SO04_04_01_02	220,4648049	773875	9972875	170612200,9	2198667941

SO04_04_01_01	142,9651623	773625	9972875	110601423,7	1425773693
SO05_04_02_04	234,9030594	773375	9972875	181668153,6	2342658849
SO05_04_02_03	294,2169921	773125	9972875	227466512	2934189285
SO02_04_02_07	219,1020318	776125	9972625	170050564,4	2185022400
SO02_04_01_06	428,3135821	775875	9972625	332317800,5	4271410737
SO02_04_01_05	267,9507368	775625	9972625	207829290,2	2672172217
SO03_04_02_08	468,7853327	775375	9972625	363484427,3	4675020329
SO03_04_02_07	287,8684038	775125	9972625	223133996,5	2870803640
SO03_04_01_06	295,3717349	774875	9972625	228876173,1	2945631548
SO03_04_01_05	538,2399663	774625	9972625	416934133,9	5367665344
SO04_04_02_08	493,4646972	774375	9972625	382126724,9	4921138376
SO04_04_02_07	20,02301053	774125	9972625	15500313,03	199681975,4
SO04_04_01_06	113,3993749	773875	9972625	87756941,25	1130889441
SO04_04_01_05	337,0642724	773625	9972625	260761347,7	3361415590
SO05_04_02_08	280,6880725	773375	9972625	217077138,1	2799196889
SO05_04_02_07	286,5917508	773125	9972625	221571247,3	2858072059
SO02_04_03_10	155,0973353	775875	9972375	120336145,1	1546688790
SO02_04_03_09	168,6852441	775625	9972375	130836492,5	1682192511
SO03_04_04_12	221,6409074	775375	9972375	171854818,5	2210286243
SO03_04_04_11	342,4694084	775125	9972375	265456600,2	3415233367
SO03_04_03_10	800,5940295	774875	9972375	620360298,6	7983823885
SO03_04_03_09	704,2511259	774625	9972375	545530528,4	7023056322
SO04_04_04_12	595,5034992	774375	9972375	461143022,2	5938584208
SO04_04_04_11	388,5536861	774125	9972375	300789122,3	3874803065
SO04_04_03_10	223,9863602	773875	9972375	173337444,5	2233675979
SO04_04_03_09	261,375561	773625	9972375	202206668,4	2606535110
SO05_04_04_12	258,5823276	773375	9972375	199981107,6	2578679939
SO06_04_04_12	39,9843213	772375	9972375	30882890,16	398738646,1
SO03_04_04_16	95,33542475	775375	9972125	73920704,97	950696772,5
SO03_04_04_15	183,1970061	775125	9972125	142000579,3	1826863444
SO03_04_03_14	375,990108	774875	9972125	291345334,9	3749420356
SO03_04_03_13	382,2730572	774625	9972125	296118266,9	3812074711

SO04_04_04_16	350,309512	774375	9972125	271270928,4	3493330242
SO04_04_04_15	399,9010585	774125	9972125	309573406,9	3987863343
SO04_04_03_14	553,6527877	773875	9972125	428458051,1	5521094806
SO04_04_03_13	288,5052886	773625	9972125	223194903,9	2877010801
SO05_04_04_16	302,6103765	773375	9972125	234031299,9	3017668501
SO03_05_01_01	332,7607715	774625	9971875	257764812,6	3318248818
SO04_05_02_04	261,9902397	774375	9971875	202878691,9	2612533922
SO04_05_02_03	245,2727121	774125	9971875	189871738,3	2445828826
SO04_05_01_02	368,5791391	773875	9971875	285234181,3	3675425103
SO04_05_01_01	531,7522562	773625	9971875	411376839,2	5302567030
SO05_05_02_04	315,9279726	773375	9971875	244330795,8	3150394252
SO03_05_01_05	218,4494807	774625	9971625	169216429	2178296303
SO04_05_01_05	421,0775783	773625	9971625	325756141,5	4198827707
Total	36373,79627			28172577073	362759299901

Cálculos finales para determinar las coordenadas:

Parámetro	Valor
$\sum_{i=1}^n (D_i * U(x)_i)$	28172577073
$\sum_{i=1}^n (D_i * U(y)_i)$	362759299901
$\sum_{i=1}^n D_i$	36373,79627
X	774529,468
Y	9973094,291

ANEXO IV

Trabajo de campo:

A continuación se tienen fotografías obtenidas en el trabajo de campo realizado, en las cuales se puede evidenciar la situación actual de la zona en estudio.

SECCIÓN A.- Zona Residencial, micro-área SO03_03_01

En esta zona se puede observar que ya se encuentra desarrollada y la mayoría de casas son de tres a cuatro pisos de altura.













SECCIÓN C.- Ubicación de la subestación La Magdalena





ANEXO V

A continuación se tienen los diferentes reportes de las simulaciones realizadas para el análisis de la red secundaria en la zona residencial y en la múltiple.

SECCIÓN A.- Zona Residencial, micro-área SO03_03_03_01

Reporte 1: Transformador 1.

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.									
DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION									
COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS									
PROYECTO:		Transformador 1			CENTRO DE TRANSFORMACION:				
No. PROY.:		1			TIPO USUARIO:		C		
TIPO INSTALACION:			Aérea		DMUp(KVA):		3,53		
TENSION:		240/120 V.	No. FASES:	3	CIRCUITO No:				
LIMITE CAIDA TENSION:			3,50%		MATERIAL CONDUCTOR:				
ESQUEMA:									
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	DV (%)		
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL
0_1	22,96	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	395,36	0,36	0,36
0_2	35,08	30	44,13	AS3X4/0(2/0)		1094	1547,90	1,41	1,41
2_3	24,43	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	420,67	0,38	1,80
2_4	35,26	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	607,16	0,55	1,97
0_5	35,26	40	57,17	AS3X4/0(2/0)		1094	2015,67	1,84	1,84
5_6	22,83	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	393,12	0,36	2,20
5_7	35,25	20	31,10	AS3X4/0(2/0)		1094	1096,32	1,00	2,84
7_8	23,26	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	400,53	0,37	3,21
REALIZO:				REVISO:			APROBO:		

Reporte 2: Transformador 2.

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.										
DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION										
COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS										
PROYECTO:		Transformador 2			CENTRO DE TRANSFORMACION:					
No. PROY.:		2			TIPO USUARIO:		C			
TIPO INSTALACION:		Aérea			DMUp(KVA):		3,53			
TENSION:		240/120 V.	No. FASES:	3		CIRCUITO No:				
LIMITE CAIDA TENSION:		3,50%			MATERIAL CONDUCTOR:					
ESQUEMA:										
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO			
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)		
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL	
0_1	22,96	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	395,36	0,36	0,36	
0_2	35,08	30	44,13	AS3X4/0(2/0)		1094	1547,90	1,41	1,41	
2_3	24,43	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	420,67	0,38	1,80	
2_4	35,26	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	607,16	0,55	1,97	
0_5	35,26	30	44,13	AS3X4/0(2/0)		1094	1555,84	1,42	1,42	
5_6	22,83	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	393,12	0,36	1,78	
5_7	35,25	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	606,99	0,55	1,98	
REALIZO:				REVISO:			APROBO:			

Reporte 3: Transformador 3.

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.									
DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION									
COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS									
PROYECTO:	Transformador 3				CENTRO DE TRANSFORMACION:				
No. PROY.:	3				TIPO USUARIO:	C			
TIPO INSTALACION:	Aérea			DMUp(KVA):	3,53				
TENSION:	240/120 V.	No. FASES:	3		CIRCUITO No:				
LIMITE CAIDA TENSION:	3,50%				MATERIAL CONDUCTOR:				
ESQUEMA:									
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)	
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL
0_1	22,96	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	395,36	0,36	0,36
0_2	35,08	30	44,13	AS3X4/0(2/0)		1094	1547,90	1,41	1,41
2_3	24,43	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	420,67	0,38	1,80
2_4	35,26	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	607,16	0,55	1,97
0_5	35,26	20	31,10	AS3X4/0(2/0)		1094	1096,63	1,00	1,00
5_6	22,83	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	393,12	0,36	1,36
REALIZO:				REVISO:			APROBO:		

Reporte 4: Transformador 4.

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.									
DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION									
COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS									
PROYECTO:	Transformador 4				CENTRO DE TRANSFORMACION:				
No. PROY.:	4				TIPO USUARIO:	C			
TIPO INSTALACION:	Aérea			DMUp(KVA):	3,53				
TENSION:	240/120 V.		No. FASES:	3		CIRCUITO No:			
LIMITE CAIDA TENSION:	3,50%				MATERIAL CONDUCTOR:				
ESQUEMA:									
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)	
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL
0_1	22,96	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	395,36	0,36	0,36
0_2	35,08	30	44,13	AS3X4/0(2/0)		1094	1547,90	1,41	1,41
2_3	24,43	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	420,67	0,38	1,80
2_4	35,26	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	607,16	0,55	1,97
0_5	35,26	20	31,10	AS3X4/0(2/0)		1094	1096,63	1,00	1,00
5_6	22,83	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	393,12	0,36	1,36
REALIZO:				REVISO:			APROBO:		

Reporte 5: Transformador 5.

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.									
DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION									
COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS									
PROYECTO:		Transformador 5.			CENTRO DE TRANSFORMACION:				
No. PROY.:		5		TIPO USUARIO:		C			
TIPO INSTALACION:			Aérea		DMUp(KVA):		3,53		
TENSION:		240/120 V.	No. FASES:	3	CIRCUITO No:				
LIMITE CAIDA TENSION:			3,50%		MATERIAL CONDUCTOR:				
ESQUEMA:									
ESQUEMA			DEMAND A	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)	
DESIG	LON G	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL
0_1	35,18	30	44,13	AS3X4/0(2/0)		1094	1552,31	1,42	1,42
1_2	35,10	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	604,40	0,55	1,97
1_3	35,22	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	606,47	0,55	1,97
0_4	35,01	20	31,10	AS3X4/0(2/0)		1094	1088,85	1,00	1,00
4_5	35,10	10	17,22	AS3X4/0(2/0)		1094	604,40	0,55	1,55
REALIZO:				REVISO:			APROBO:		

Reporte 6: Transformador 6.

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.									
DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION									
COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS									
PROYECTO:		Transformador 6.			CENTRO DE TRANSFORMACION:				
No. PROY.:		6		TIPO USUARIO:		C			
TIPO INSTALACION:		Aérea			DMUp(KVA):		3,53		
TENSION:		240/120 V.	No. FASES:		CIRCUITO No:				
LIMITE CAIDA TENSION:		3,50%		MATERIAL CONDUCTOR:					
ESQUEMA:									
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)	
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL
0_1	35,18	40	50,17	AS3X4/0(2/0)		1094	1764,98	1,61	1,61
1_2	35,22	30	40,29	AS3X4/0(2/0)		1094	1419,01	1,30	2,91
2_3	35,24	10	15,17	AS3X4/0(2/0)		1094	534,59	0,49	3,40
2_4	35,18	10	15,17	AS3X4/0(2/0)		1094	533,68	0,49	3,40
0_5	35,01	20	27,43	AS3X4/0(2/0)		1094	960,32	0,88	0,88
5_6	35,10	10	15,17	AS3X4/0(2/0)		1094	532,47	0,49	1,36
REALIZO:				REVISO:			APROBO:		

Reporte 7: Transformador 7.

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.									
DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION									
COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS									
PROYECTO:		Transformador 7			CENTRO DE TRANSFORMACION:				
No. PROY.:		7		TIPO USUARIO:		C			
TIPO INSTALACION:			Aérea		DMUp(KVA):		3,53		
TENSION:		240/120 V.	No. FASES:	3		CIRCUITO No:			
LIMITE CAIDA TENSION:			3,50%		MATERIAL CONDUCTOR:				
ESQUEMA:									
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	DV (%)		
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL
0_1	35,01	40	51,35	AS3X4/0(2/0)		1094	1797,76	1,64	1,64
1_2	35,18	30	38,26	AS3X4/0(2/0)		1094	1345,99	1,23	2,87
2_3	35,10	10	16,27	AS3X4/0(2/0)		1094	571,08	0,52	3,40
2_4	35,22	10	16,27	AS3X4/0(2/0)		1094	573,03	0,52	3,40
0_5	35,10	10	16,27	AS3X4/0(2/0)		1094	571,08	0,52	0,52
REALIZO:				REVISO:			APROBO:		

SECCIÓN B.- Zona múltiple, micro-área SO04_04_03_14

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.									
DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION									
COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS									
PROYECTO:		Zona múltiple			CENTRO DE TRANSFORMACION:				
No. PROY.:		1			TIPO USUARIO:		C		
TIPO INSTALACION:			Aérea			DMUp(KVA):		3,53	
TENSION:		240/120 V.	No. FASES:	3		CIRCUITO No:			
LIMITE CAIDA TENSION:			3,50%		MATERIAL CONDUCTOR:				
ESQUEMA:									
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	DV (%)		
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL
0_1	40,00	48	61,98	AS3X4/0(2/0)		1094	2479,04	2,27	2,27
1_2	40,00	24	32,09	AS3X4/0(2/0)		1094	1283,41	1,17	3,44
0_3	40,00	48	61,98	AS3X4/0(2/0)		1094	2479,04	2,27	2,27
3_4	40,00	24	32,09	AS3X4/0(2/0)		1094	1283,41	1,17	3,44
REALIZO:				REVISO:			APROBO:		

ANEXO VI

A continuación se tienen cada micro-área con: el factor de escalamiento, número estimado de clientes, la potencia nominal y cantidad de transformadores necesarios para satisfacer la demanda en estado de saturación.

Cabe resaltar que no se encuentran los transformadores de distribución que están ubicados en la zona de equipamiento; debido a que estas zonas se mantendrán constantes en el tiempo y por lo tanto no se requiere ningún tipo de cambio a futuro en la red de distribución

Micro-área	Tipo de zona	N.- Clientes por zona	Factor escalamiento	N.- de transformadores	Potencia [kVA]
SO02_02_03_09	Residencial	339	1,29091	6	50
SO02_02_03_10	Residencial	64	1,26061	1	75
SO02_02_03_13	Residencial	242	1,42424	6	75
SO02_02_03_14	Residencial	253	1,21010	3	60
SO02_03_01_01	Residencial	401	1,33333	8	50
SO02_03_01_02	Residencial	334	1,29697	6	45
SO02_03_01_05	Residencial	45	1,58182	2	30
SO02_03_03_13	Residencial	332	1,21061	4	75
SO02_03_03_14	Residencial	235	1,36061	5	60
	Múltiple	264	1,20808	3	100
SO02_03_04_15	Residencial	156	1,21818	2	125
SO02_04_01_01	Residencial	169	1,20960	2	75
SO02_04_01_02	Residencial	208	1,32121	4	60
	Múltiple	230	1,19444	2	150
SO02_04_01_05	Residencial	167	1,21010	2	75
	Múltiple	220	1,19697	2	100
SO02_04_01_06	Residencial	339	1,24848	5	60
	Múltiple	320	1,19848	3	100
SO02_04_02_03	Residencial	246	1,21111	3	60
	Múltiple	190	1,20455	2	125
SO02_04_02_07	Residencial	125	1,26364	2	150
SO02_04_03_09	Residencial	205	1,24848	3	75
SO02_04_03_10	Residencial	145	1,35152	3	60
SO03_02_01_01	Residencial	341	1,34242	7	45
SO03_02_01_05	Residencial	386	1,30303	7	50

SO03_02_01_06	Residencial	29	1,81818	3	30
SO03_02_02_07	Residencial	111	1,64848	6	50
SO03_02_03_09	Residencial	345	1,28485	6	50
SO03_02_03_10	Residencial	135	1,44242	4	45
SO03_02_03_13	Residencial	378	1,30909	7	50
SO03_02_03_14	Residencial	298	1,33333	6	45
SO03_02_04_11	Residencial	229	1,36970	5	45
SO03_02_04_12	Residencial	386	1,30303	7	50
SO03_02_04_15	Residencial	386	1,30303	7	50
SO03_02_04_16	Residencial	447	1,26061	7	60
SO03_03_01_01	Residencial	437	1,33333	7	60
SO03_03_01_02	Residencial	394	1,29697	7	50
SO03_03_01_05	Residencial	549	1,24545	8	60
SO03_03_01_06	Residencial	183	1,43333	5	45
	Múltiple	540	1,19798	5	100
SO03_03_02_03	Residencial	230	1,43030	6	45
	Múltiple	340	1,19545	3	125
SO03_03_02_04	Residencial	338	1,35152	7	75
SO03_03_02_07	Residencial	433	1,43636	12	50
SO03_03_02_08	Residencial	65	1,44545	2	45
SO03_03_03_09	Residencial	221	1,23030	3	45
	Múltiple	360	1,19192	3	150
SO03_03_03_10	Residencial	425	1,26970	7	50
	Múltiple	320	1,19848	3	100
SO03_03_03_13	Residencial	419	1,21010	5	75
	Múltiple	440	1,19697	4	100
SO03_03_03_14	Residencial	237	1,27879	4	60
	Múltiple	210	1,19949	2	100
SO03_03_04_11	Residencial	424	1,31515	8	50
SO03_03_04_12	Residencial	143	1,43636	4	50
SO03_03_04_15	Residencial	495	1,23939	7	60
SO03_03_04_16	Residencial	529	1,22424	7	60
SO03_04_01_01	Residencial	241	1,42424	6	50
	Múltiple	340	1,19545	3	125
SO03_04_01_02	Residencial	185	1,36970	4	50

	Múltiple	210	1,19949	2	100
SO03_04_01_05	Residencial	209	1,40606	5	50
	Múltiple	450	1,19545	4	125
SO03_04_01_06	Residencial	329	1,21111	4	75
	Múltiple	120	1,19192	1	100
SO03_04_02_03	Residencial	391	1,25758	6	60
SO03_04_02_04	Residencial	43	1,39697	1	60
SO03_04_02_07	Residencial	198	1,33333	4	50
	Múltiple	200	1,20202	2	100
SO03_04_02_08	Residencial	269	1,37879	6	50
	Múltiple	340	1,19545	3	125
SO03_04_03_09	Residencial	119	1,27273	2	60
	Múltiple	800	1,20202	8	100
SO03_04_03_10	Residencial	275	1,24545	4	75
	Múltiple	660	1,19697	6	125
SO03_04_03_13	Residencial	568	1,21162	7	75
SO03_04_03_14	Residencial	112	1,29697	2	60
	Múltiple	340	1,19545	3	125
SO03_04_04_11	Residencial	281	1,29697	5	50
	Múltiple	190	1,20455	2	100
SO03_04_04_12	Residencial	309	1,26667	5	60
SO03_04_04_15	Residencial	126	1,54545	5	60
SO03_04_04_16	Residencial	97	1,34242	2	60
SO03_05_01_01	Residencial	506	1,23636	7	60
SO03_05_01_05	Residencial	264	1,20808	3	100
SO04_02_01_05	Residencial	4	2,48485	1	30
SO04_02_02_04	Residencial	192	1,35152	4	45
SO04_02_02_07	Residencial	68	1,44242	2	45
SO04_02_02_08	Residencial	394	1,29697	7	50
SO04_02_03_09	Residencial	131	1,38788	3	45
SO04_02_03_13	Residencial	215	1,39697	5	45
SO04_02_03_14	Residencial	447	1,29697	8	50
SO04_02_04_11	Residencial	431	1,23636	6	60
SO04_02_04_12	Residencial	430	1,26970	7	50
SO04_02_04_15	Residencial	400	1,29091	7	50

SO04_02_04_16	Residencial	444	1,29697	8	50
SO04_03_01_01	Residencial	138	1,24545	2	60
SO04_03_01_02	Residencial	428	1,26970	7	50
SO04_03_01_05	Residencial	318	1,31515	6	50
SO04_03_01_06	Residencial	385	1,30303	7	50
SO04_03_02_03	Residencial	453	1,29091	8	50
SO04_03_02_04	Residencial	411	1,27879	7	50
SO04_03_02_07	Residencial	452	1,29091	8	50
SO04_03_02_08	Residencial	425	1,31515	8	60
SO04_03_03_09	Residencial	432	1,23636	6	60
SO04_03_03_10	Residencial	456	1,25758	7	60
SO04_03_03_13	Residencial	349	1,28485	6	60
SO04_03_03_14	Residencial	476	1,24848	7	60
SO04_03_04_11	Residencial	567	1,23939	8	60
SO04_03_04_12	Residencial	401	1,29091	7	60
SO04_03_04_15	Residencial	421	1,24242	6	60
SO04_03_04_16	Residencial	430	1,26970	7	75
SO04_04_01_01	Residencial	217	1,23636	3	60
SO04_04_01_02	Residencial	335	1,25152	5	60
SO04_04_01_05	Residencial	474	1,27879	8	60
SO04_04_01_06	Residencial	110	1,43333	3	60
SO04_04_02_03	Residencial	177	1,27879	3	75
SO04_04_02_04	Residencial	422	1,27273	7	60
	Múltiple	200	1,20202	2	125
SO04_04_02_07	Residencial	3	2,78788	1	60
SO04_04_02_08	Residencial	178	1,27879	3	60
	Múltiple	450	1,19545	4	125
SO04_04_03_09	Residencial	375	1,22727	5	75
SO04_04_03_10	Residencial	356	1,27879	6	50
SO04_04_03_13	Residencial	400	1,21212	5	75
SO04_04_03_14	Residencial	334	1,29697	6	60
	Múltiple	330	1,19697	3	125
SO04_04_04_11	Residencial	112	1,29697	2	60
	Múltiple	310	1,20051	3	125
SO04_04_04_12	Residencial	118	1,42727	3	50

	Múltiple	700	1,20202	7	100
SO04_04_04_15	Residencial	386	1,26061	6	75
	Múltiple	90	1,20707	1	125
SO04_04_04_16	Residencial	532	1,25152	8	60
SO04_05_01_01	Residencial	289	1,35152	6	60
	Múltiple	330	1,19697	3	125
SO04_05_01_02	Residencial	320	1,26061	5	60
	Múltiple	210	1,19949	2	100
SO04_05_01_05	Residencial	160	1,31515	3	50
	Múltiple	440	1,19697	4	100
SO04_05_01_06	Residencial	576	1,21111	7	75
SO04_05_02_03	Residencial	373	1,26667	6	60
SO04_05_02_04	Residencial	357	1,27273	6	60
SO04_05_02_07	Residencial	415	1,24545	6	60
SO04_05_02_08	Residencial	495	1,26667	8	60
SO04_05_03_09	Residencial	185	1,26667	3	60
	Múltiple	310	1,20051	3	100
SO04_05_03_10	Residencial	109	1,30303	2	50
	Múltiple	300	1,20202	3	100
SO04_05_03_13	Residencial	471	1,27879	8	75
SO04_05_03_14	Residencial	168	1,29697	3	60
	Múltiple	200	1,20202	2	125
SO04_05_04_11	Residencial	396	1,25455	6	60
SO04_05_04_12	Residencial	263	1,25455	4	75
	Múltiple	350	1,19343	3	100
SO04_05_04_15	Residencial	283	1,23939	4	75
	Múltiple	320	1,19848	3	125
SO04_05_04_16	Residencial	36	1,43636	1	50
	Múltiple	90	1,20707	1	100
SO04_06_01_01	Residencial	458	1,25758	7	60
SO04_06_01_02	Residencial	42	1,40606	1	60
SO05_02_03_13	Residencial	29	1,47273	1	30
SO05_02_03_14	Residencial	28	1,72121	2	45
SO05_02_04_11	Residencial	48	1,35152	1	45
SO05_02_04_15	Residencial	72	1,23636	1	75

SO05_03_01_01	Residencial	8	1,93939	1	45
SO05_03_01_05	Residencial	16	1,68485	1	50
SO05_03_01_06	Residencial	37	1,43333	1	37,5
SO05_03_02_03	Residencial	79	1,42424	2	60
SO05_03_02_07	Residencial	18	1,87879	2	30
SO05_03_02_08	Residencial	50	1,33333	1	45
SO05_03_03_10	Residencial	417	1,27273	7	60
SO05_03_03_13	Residencial	7	2,12121	1	30
SO05_03_03_14	Residencial	380	1,22424	5	60
SO05_03_04_11	Residencial	402	1,33333	8	50
SO05_03_04_12	Residencial	406	1,24848	6	60
SO05_03_04_15	Residencial	396	1,21515	5	75
SO05_03_04_16	Residencial	397	1,29091	7	60
SO05_04_01_01	Residencial	31	1,45152	1	60
SO05_04_01_02	Residencial	355	1,23939	5	60
SO05_04_01_06	Residencial	143	1,23636	2	60
SO05_04_02_03	Residencial	447	1,26061	7	60
SO05_04_02_04	Residencial	357	1,23939	5	60
SO05_04_02_07	Residencial	436	1,23333	6	60
SO05_04_02_08	Residencial	427	1,23939	6	60
SO05_04_03_09	Residencial	403	1,28485	7	50
SO05_04_03_10	Residencial	124	1,61818	6	50
SO05_04_03_13	Residencial	229	1,29091	4	50
SO05_04_03_14	Residencial	414	1,27879	7	50
SO05_04_04_11	Residencial	299	1,22727	4	60
SO05_04_04_12	Residencial	393	1,25455	6	60
SO05_04_04_15	Residencial	376	1,30909	7	50
SO05_04_04_16	Residencial	387	1,22121	5	75
SO05_05_01_01	Residencial	324	1,25758	5	60
SO05_05_01_02	Residencial	422	1,27273	7	50
SO05_05_01_05	Residencial	337	1,35152	7	50
SO05_05_01_06	Residencial	176	1,27879	3	60
SO05_05_02_03	Residencial	424	1,23939	6	60
SO05_05_02_04	Residencial	480	1,24545	7	60
SO05_05_02_07	Residencial	450	1,22727	6	60

SO05_05_02_08	Residencial	341	1,29091	6	50
	Múltiple	160	1,21212	2	100
SO05_05_03_09	Residencial	343	1,29091	6	50
SO05_05_03_10	Residencial	82	1,41515	2	60
SO05_05_03_13	Residencial	422	1,24242	6	60
SO05_05_03_14	Residencial	212	1,31515	4	60
	Múltiple	200	1,20202	2	125
SO05_05_04_11	Residencial	390	1,25758	6	75
	Múltiple	100	1,20202	1	125
SO05_05_04_12	Residencial	320	1,26061	5	60
	Múltiple	200	1,20202	2	125
SO05_05_04_15	Residencial	401	1,21212	5	75
	Múltiple	350	1,19343	3	125
SO05_05_04_16	Residencial	621	1,20758	7	100
SO05_06_01_01	Residencial	513	1,23333	7	75
SO05_06_01_02	Residencial	178	1,37879	4	75
	Múltiple	440	1,19697	4	150
SO05_06_01_05	Residencial	163	1,30909	3	75
	Múltiple	440	1,19697	4	150
SO05_06_01_06	Residencial	302	1,27273	5	75
SO05_06_02_03	Residencial	476	1,21515	6	75
SO05_06_02_04	Residencial	353	1,27879	6	60
SO05_06_02_07	Residencial	320	1,26061	5	60
SO05_06_02_08	Residencial	36	1,43636	1	50
SO05_06_03_09	Residencial	216	1,30909	4	100
	Múltiple	100	1,20202	1	150
SO05_06_03_10	Residencial	77	1,42727	2	50
SO05_06_03_13	Residencial	63	1,26364	1	60
SO06_04_04_11	Residencial	167	1,29697	3	75
SO06_04_04_12	Residencial	70	1,24242	1	50
SO06_04_04_15	Residencial	200	1,33333	4	50
SO06_04_04_16	Residencial	387	1,25758	6	60
SO06_05_01_01	Residencial	97	1,34242	2	60
SO06_05_01_05	Residencial	380	1,22424	5	60
SO06_05_01_06	Residencial	359	1,32727	7	50

SO06_05_02_03	Residencial	169	1,20960	2	75
SO06_05_02_04	Residencial	286	1,41515	7	50
SO06_05_02_07	Residencial	322	1,30909	6	50
SO06_05_02_08	Residencial	304	1,26970	5	60
SO06_05_03_10	Residencial	351	1,27879	6	60
SO06_05_03_13	Residencial	459	1,22121	6	60
SO06_05_03_14	Residencial	448	1,26061	7	60
SO06_05_04_11	Residencial	388	1,30303	7	50
SO06_05_04_12	Residencial	354	1,32727	7	50
SO06_05_04_15	Residencial	432	1,23636	6	60
SO06_05_04_16	Residencial	442	1,26364	7	60
SO06_06_01_01	Residencial	364	1,23333	5	60
SO06_06_01_02	Residencial	398	1,33333	8	50
SO06_06_01_05	Residencial	347	1,24545	5	60
SO06_06_01_06	Residencial	405	1,24848	6	60
SO06_06_02_03	Residencial	377	1,22727	5	60
SO06_06_02_04	Residencial	423	1,23939	6	75
SO06_06_02_07	Residencial	419	1,24242	6	60
SO06_06_02_08	Residencial	523	1,22727	7	60
SO06_06_03_09	Residencial	73	1,43333	2	50
SO06_06_03_10	Residencial	142	1,36061	3	60
SO06_06_04_11	Residencial	465	1,25455	7	60
SO06_06_04_12	Residencial	152	1,32727	3	60
SO06_06_04_15	Residencial	47	1,36061	1	60
SO07_04_04_16	Residencial	159	1,21212	2	75
SO07_05_02_03	Residencial	107	1,30909	2	50
SO07_05_02_04	Residencial	378	1,22424	5	60
SO07_05_04_12	Residencial	110	1,30303	2	50
SO07_06_02_04	Residencial	322	1,30909	6	60
SO07_06_02_07	Residencial	295	1,23030	4	60
SO07_06_02_08	Residencial	364	1,23333	5	60