



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
INGENIERÍA ELÉCTRICA
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**“ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PARA DETERMINAR LAS
PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE
DISTRIBUCIÓN A NIVEL DE 13.8 kV EN EL ALIMENTADOR 1 DE LA
SUBESTACIÓN SALCEDO PERTENECIENTE A ELEPCO S.A.”**

AUTORES:

Ramírez Erazo Marco Antonio

Villa Morales Cristian Gabriel

TUTOR:

Ing. Lema Guamán Edwin Marcelo

Latacunga - Ecuador

Febrero 2018



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

“Nosotros **Ramírez Erazo Marco Antonio** y **Villa Morales Cristian Gabriel**, se declara ser autores del presente proyecto de investigación: **ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL DE 13.8 kV EN EL ALIMENTADOR 1 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO PERTENECIENTE A ELEPCO S.A.**, siendo el Ing. Lema Guamán Edwin Marcelo tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales”.

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

Ramírez Erazo Marco Antonio

C.C. 050244804-6

Villa Morales Cristian Gabriel

C.C. 172665298-3



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

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

“ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL DE 13.8 kV EN EL ALIMENTADOR 1 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO PERTENECIENTE A ELEPCO S.A.”, de Ramírez Erazo Marco Antonio y Villa Morales Cristian Gabriel, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la FACULTAD de CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Febrero del 2018

Ing. Lema Guamán Edwin Marcelo

DIRECTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN



Universidad
Técnica de
Cotopaxi



Ingeniería
Eléctrica


APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la FACULTAD de CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS; por cuanto, los postulantes: Ramírez Erazo Marco Antonio y Villa Morales Cristian Gabriel con el título de Proyecto de titulación: **“ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL DE 13.8 kV EN EL ALIMENTADOR 1 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO PERTENECIENTE A ELEPCO S.A.”** han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

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

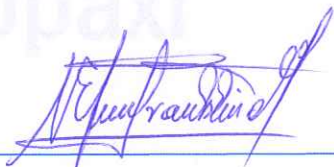
Latacunga, Febrero del 2018

Para constancia firman:



Ing. Antonio Flores
CC: 171579326-9

Lector 1 (Presidente)



Ing. Franklin Medina
CC: 050125961-8

Lector 2



Ing. Xavier Proaño
CC: 050265642-4

Lector 3



energía para el buen vivir

Memorando n°: ELEPCOSA-DP-2017-018507-M

Latacunga, 18 de octubre de 2017

PARA: Ing. José Semanate Noroña
PRESIDENTE EJECUTIVO

ASUNTO: AVAL PARA EL DESARROLLO DE TESIS DE GRADO.

En atención al trámite No. 4348, mediante el cual se solicita el Aval para el desarrollo de tesis de grado, en la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica de Cotopaxi, puedo referir que siempre es de interés para la Dirección de Planificación, poder contar con el aporte técnico y/o científico de las entidades de educación superior. En este sentido, se recomienda apoyar la iniciativa propuesta en el tema **“ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PARA VERIFICAR EL ESTADO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DEN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL 13.8 KV EN EL ALIMENTADOR 1 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO PERTENECIENTE A ELEPCO S.A.”**, con las reservas del caso en lo referente al uso de la información proporcionada por ELEPCO S.A.

Atentamente,

Ing. Williams Olalla Trujillo
DIRECTOR DE PLANIFICACIÓN ENCARGADO

WOT/S. Endara

AGRADECIMIENTO

A Dios por su bondad y misericordia.

A los ingenieros Xavier Proaño, Franklin Medina y Carlos Saavedra, por impartir sus conocimientos y tiempo.

A nuestro tutor el ingeniero Edwin Lema por sus sugerencias y aporte teórico.

A la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi por permitirnos utilizar la información necesaria para el desarrollo de este proyecto de investigación, como son los ingenieros: Williams Olalla, Luis Chanatasig, Diego Parra, Klever Gutiérrez y al Economista Ramiro Olivo.

De manera especial al Ingeniero y amigo Xavier Guano por sus valiosos aportes y críticas constructivas que permitieron avanzar con la realización del presente documento.

Marco y Cristian

DEDICATORIA

Este proyecto de investigación se la dedico a Dios, quien supo guiarme por el camino del bien, darme fuerzas para seguir adelante y no desmayar a pesar de los problemas que se presentaron a través de tiempo. A mi familia quienes por ellos soy lo que soy. Para mis padres Luis y Mariana por su apoyo, consejos, comprensión, amor, ayuda en los momentos más difíciles y por dotarme de todos los recursos necesarios para estudiar y llegar al final de esta etapa de mi vida. A mis tíos Ángel, Carmen, Olimpia y Miryam por haberme ayudado con sus consejos y palabras de aliento, a mi madre Judith por haberme acompañado en el transcurso de mis estudios. A mi compañero de tesis Cristian Villa, ya que gracias al equipo y la amistad que formamos a través de los años logramos llegar hasta el final. Y por último a mi pareja Cristina Rosero, gracias a su ayuda incondicional y desinteresada.

Marco Antonio

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de investigación principalmente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme llegar hasta este momento importante de mi formación profesional.

A mis padres Ángel y Olga, porque siempre estuvieron a mi lado brindándome su apoyo y sus consejos para hacer de mí una mejor persona.

A mis hermanos David y Joel por creer en mi capacidad y quienes permanentemente me apoyaron con espíritu alentador, contribuyendo incondicionalmente a lograr mis metas propuestas.

A mis primas Mayra y Lizeth gracias por tener la confianza en mí, no las he fallado, continuaré con mis objetivos, sabiendo que su amor y apoyo seguirá firme.

A mis compañeros de la Universidad Técnica de Cotopaxi, con quienes mutuamente avanzamos para llegar a la meta, en especial a Marco Ramírez compañero de tesis, de la secundaria y mi mejor amigo, juntos lo logramos.

Por último, a dos personas que siempre estuvieron a mi lado, en cada momento, aun cuando ni yo creía que lo lograría, me apoyaron con palabras de aliento, subiéndome el ánimo, reprendiéndome y a la vez recordando las capacidades que tengo para alcanzar lo que me propongo. A mi primo y hermano Andrés y a mi mejor amigo Mauricio, sin ustedes mi sueño no se estuviera haciendo realidad, muchas gracias.

Cristian Villa

ÍNDICE

DECLARACIÓN DE AUTORÍA	ii
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN	iii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN	iv
AVAL DE IMPLEMENTACIÓN	v
AGRADECIMIENTO	vi
DEDICATORIA	vii
1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	3
3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	3
4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO	4
Directos:	4
Indirectos:	4
5. EL PROBLEMA	4
Planteamiento del problema	4
Formulación del problema	4
6. OBJETIVOS	5
OBJETIVO GENERAL	5
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS CON RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS	5
8. FUNFAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA	6
Sistema de distribución	6
Subestación eléctrica de distribución	6
Tipos de estructura en los sistemas de distribución	7
Red primaria	9
Levantamiento de información	9
Demanda Eléctrica	10
Pérdidas técnicas	10
Clasificación de las pérdidas técnicas	11
Análisis para determinar las pérdidas técnicas en el sistema primario	12
Determinación de las pérdidas técnicas	12
Factor de pérdidas	12
Cálculo de pérdidas técnicas	12
Técnicas e instrumentos	13

Técnicas	13
Instrumentos	13
- Cymdist	13
- ArcGIS	14
Selección del alimentador	15
Descripción del alimentador	16
Definición de términos básicos	17
9. HIPÓTESIS	18
10. MARCO METODOLÓGICO	18
Nivel de investigación	18
Investigación Explicativa	18
Tipo de investigación	18
Investigación Experimental	18
Investigación de Campo	18
11. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	19
Modelación del sistema primario actual	19
Base de datos	19
Modelación de equipos	19
Fuente equivalente	19
Transformadores	20
Transformador de potencia	20
Transformadores de distribución	20
Conductores	20
Carga concentrada	21
Demanda máxima anual	21
Energía suministrada	23
Energía registrada	24
Cálculo de la energía registrada	24
Facturación de los consumos de los clientes asociados	25
Estimación de consumo de alumbrado publico	25
Otros consumos	26
Parámetros del sistema	26
Distribución de la carga	26
Análisis de flujos de potencia	26
Perfil de voltaje	27

Perfil de potencia aparente	28
Flujo de carga – conductores sobre cargados	28
Reporte de pérdidas del software	29
Reporte de pérdidas calculadas.....	30
Resumen de resultados	32
Propuestas para mantener perfiles de voltaje y reducción de pérdidas técnicas	32
Propuesta 1 - Balance de fases.....	32
Perfil de voltaje después del balance de fases	34
Perfil de potencia aparente	35
Propuesta 2 – Regulador de voltaje	36
Perfiles de voltaje.....	38
Perfil de potencia aparente	38
Reporte de pérdidas del software.....	39
Reporte de pérdidas calculadas.....	39
Propuesta 3 - Creación de nuevos ramales trifásicos y reconfiguraciones.....	40
Perfiles de voltaje.....	41
Perfil de potencia aparente	42
Reporte de pérdidas	43
Proyección de la demanda	44
Ingreso de datos al software	45
Perfiles de voltaje.....	47
Perfil de Potencia Aparente.....	47
Reporte de pérdidas	48
Elección de la Propuesta	49
12. IMPACTOS.....	50
13. VALORACIÓN ECONÓMICA Y/O PRESUPUESTOS PARA IMPLEMENTAR LA PROPUESTA DEL PROYECTO	51
Cálculo de los costos de inversión	51
Cálculo de beneficios	52
Tasa interna de retorno (TIR).....	53
14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	54
Conclusiones.....	54
Recomendaciones.....	54
15. BIBLIOGRAFÍA	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Conformación de un sistema de distribución.....	6
Figura 2. Sistema radial eléctrico	7
Figura 3. Sistema en anillo eléctrico	8
Figura 4. Sistema mallado eléctrico	8
Figura 5. Interfaz del software Cymdist	14
Figura 6. Interfaz del software ArcGIS	15
Figura 7. Alimentador 1 de la S/E salcedo	16
Figura 8. Curva de carga a Demanda Máxima	23
Figura 9. Curva de carga de las demandas Máxima, Mínima y Media	23
Figura 10. Resultados de la corrida de flujos	27
Figura 11. Perfil de voltaje del sistema actual.....	27
Figura 12. Perfil de potencia aparente actual	28
Figura 13. Perfil de pérdidas diarias calculadas	32
Figura 14. Resultados de la corrida de flujos con fases equilibradas	34
Figura 15. Perfil de voltaje del sistema después el balanceo de fases.....	34
Figura 16. Perfil de potencia aparente después del balance de fases	35
Figura 17. Sitio de ubicación del CVR.....	36
Figura 18. Alimentador después de haber corrido flujos con el CVR.....	37
Figura 19. Perfiles de Voltaje después de haber corrido flujos con el CVR.....	38
Figura 20. Perfil de potencia aparente después del ingreso del CVR	39
Figura 21. Cambio del ramal monofásico al trifásico	40
Figura 22. Construcción y conexión de un ramal trifásico.....	41
Figura 23. Perfil de voltaje después de incluir el tramo trifásico	41
Figura 24. Perfil de potencia aparente después de agregar el tramo trifásico	42
Figura 25. Caídas de voltaje en los tramos.....	42
Figura 26. Proyección de la demanda a 2023	45
Figura 27. Alimentador proyectado con la construcción del ramal trifásico	46
Figura 28. Alimentador proyectado con la inclusión del balance de fases y el CVR	46
Figura 29. Perfil de voltaje con los nuevos ramales	47
Figura 30. Perfil de voltaje con el CVR	47
Figura 31. Perfil de potencia aparente	48

Figura 32. Curva de pérdidas sin proyectar.....	49
--	----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Actividades con relación a los objetivos planteados	5
Tabla 2. Características de los Conductores	20
Tabla 3. Detalle de cargas de un transformador de distribución	21
Tabla 4. Valores de demanda máxima anual	22
Tabla 5. Demanda máxima anual calculada	22
Tabla 6. Energía promedio calculada	25
Tabla 7. Consumos del Alumbrado Público en El Intercambiador Latacunga-Salcedo.....	25
Tabla 8. Parámetros del sistema	26
Tabla 9. Detalle de los conductores sobre cargados	29
Tabla 10. Reporte de pérdidas del software	29
Tabla 11. Valores del día de demanda máxima.....	30
Tabla 12. Pérdidas calculadas.....	31
Tabla 13. Reporte de pérdidas calculadas	31
Tabla 14. Porcentaje de pérdidas actual	32
Tabla 15. Flujo de carga actual.....	33
Tabla 16. Flujo de carga corregido	33
Tabla 17. Reporte de pérdidas corregido por balance de fases.....	35
Tabla 18. Datos de placa del Regulador	36
Tabla 19. Tabla resumen	38
Tabla 20. Flujo de carga corregido por CVR	39
Tabla 21. Comparación de pérdidas calculadas y simuladas con el CVR.....	40
Tabla 22. Reporte de pérdidas anuales a demanda máxima	43
Tabla 23. Costo de las pérdidas anuales a demanda máxima.....	43
Tabla 24. Pérdidas anuales a demanda máxima de las propuestas proyectadas	48
Tabla 25. Costo de las pérdidas anuales a demanda máxima proyectada	49
Tabla 26. Resumen de pérdidas de las propuestas.....	50
Tabla 27. Límites de caída de Voltaje	50
Tabla 28. Porcentaje de pérdidas totales después de incluir la propuesta	50
Tabla 29. Reporte de pérdidas totales.....	52
Tabla 30. Beneficio ahorro de la inversión.....	52

Tabla 31. Tasa Interna de Retorno.....	53
---	-----------

ÍNDICE DE ECUACIONES

(Ecuación 1) Pérdidas en la Línea	11
(Ecuación 2) Factor de pérdidas	12
(Ecuación 3) Pérdidas resistivas en la línea.....	13
(Ecuación 4) Demanda Promedio	18
(Ecuación 5) Energía registrada	24
(Ecuación 6) Proyección de la demanda.....	44

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: “ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL DE 13.8 kV EN EL ALIMENTADOR 1 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO PERTENECIENTE A ELEPCO S.A.”

Autores: Ramírez Erazo Marco Antonio

Villa Morales Cristian Gabriel

RESUMEN

El presente trabajo se propone un análisis para cuantificar las pérdidas técnicas en el alimentador 1 de la subestación Salcedo perteneciente a ELEPCO S. A. Se analizará la fundamentación teórica y metodológica para la determinación de estas pérdidas. La información es obtenida del levantamiento de datos actualizados del alimentador y contrastado con la base de datos de la empresa. La metodología utilizada se basa en la simulación y corrida de flujos de potencia mediante el software Cymdist, el cual permite determinar los parámetros actuales de la red a demanda máxima, esto ayudará a evaluar las pérdidas y perfiles de voltaje en la red, y proponer alternativas que permitan reducir las mismas y mostrar los beneficios económicos de las propuestas pertinentes. Por último, se plantean las conclusiones y recomendaciones del análisis realizado.

Palabras clave: Pérdidas Técnicas, Corrida de flujos, Perfiles de Voltaje.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF APPLIED ENGINEERING SCIENCES

TOPIC: “ANALYSIS OF THE ELECTRICITY DEMAND IN ORDER TO QUANTIFY THE TECHNICAL LOSSES IN THE ELECTRIC SYSTEM OF DISTRIBUTION AT THE LEVEL OF 13.8 KV IN THE FEEDER 1 OF THE SUBSTATION SALCEDO BELONGING TO ELEPCO S.A.”

**Authors: Ramírez Erazo Marco Antonio
Villa Morales Cristian Gabriel**

ABSTRACT

In the present work an analysis is proposed in order to quantify the technical losses in the feeder 1 of the Salcedo substation belonging to ELEPCO S.A. It will analyze the theoretical and methodology supporting that will be used for the determination of these. The information is obtained from the up data of the feeder and contrasted with the database of the company. The methodology is based on the simulation and load flow through the Cymdist software, which allows to determinate the current parameters of the maximum grid demand, it will help to evaluate the losses and voltage profiles in the grid and propose alternatives which can reduce the same and to show the economic benefit of the relevant proposals. Finally, conclusions and recommendations of the analysis are raised.

Keywords: technical losses, load flow, voltage profile.



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

CENTRO DE IDIOMAS

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal CERTIFICO que: La traducción del resumen de tesis al Idioma Inglés presentado por los señores Egresados de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas: **Ramírez Erazo Marco Antonio, Villa Morales Cristian Gabriel**, cuyo título versa **“ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A NIVEL DE 13.8 kV EN EL ALIMENTADOR 1 DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO PERTENECIENTE A ELEPCO S.A.”**, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, Febrero 2018

Atentamente,

M.Sc. Marco Beltrán
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS
C.C. 050266651-4



CENTRO
DE IDIOMAS

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del Proyecto:

Análisis de la demanda eléctrica para determinar las pérdidas técnicas en el sistema eléctrico de distribución a nivel de 13.8 kV en el alimentador 1 de la subestación Salcedo perteneciente a ELEPCO S.A.

Fecha de inicio:

04 abril del 2017

Fecha de finalización:

06 febrero del 2018

Lugar de ejecución:

San Felipe, Eloy Alfaro, Latacunga, Cotopaxi, Universidad Técnica de Cotopaxi.

Facultad que auspicia:

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA)

Carrera que auspicia:

Ingeniería Eléctrica

Proyecto de investigación vinculado:**Equipo de Trabajo****Tutor de Titulación:**

Nombres y Apellidos: Edwin Marcelo Lema Guamán

Lugar y fecha de nacimiento: Azogues, 06 de abril de 1988

Estado Civil: Soltero

Número de cedula: 030224135-1

Teléfono: 0959046477

e-mail: edwin.lemma@utc.edu.ec

Datos personales (Postulante 1)

Nombres y Apellidos: Marco Antonio Ramírez Erazo

Lugar y fecha de nacimiento: Salcedo, 08 de diciembre de 1994

Estado civil: Soltero

Número de cedula: 050244804-6

Dirección: Mulliquindil - Santa Ana; Barrio Chisiliví.

Teléfono: 0987500707 / 032705079

E-mail: marco.ramirez6@utc.edu.ec

Datos personales (Postulante 2)

Nombres: Cristian Gabriel Villa Morales

Lugar y fecha de nacimiento: Latacunga, 11 de diciembre de 1994

Estado civil: Soltero

Número de cedula: 172665298-3

Dirección: Avenida Amazonas y Pasaje Fray Pedro Bedón

Teléfono: 0995841646 / 032385975

E-mail: cristian.villa3@utc.edu.ec

Área de Conocimiento:

- Sistemas de Distribución,
- Sistemas Eléctricos de Potencia,
- Instalaciones eléctricas e Industriales.

Línea de investigación:

Eficiencia energética, energías alternativas y renovables, y protección ambiental.

Sub líneas de investigación de la carrera:

Operación y diseño de líneas eléctricas de distribución.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El alimentador 1 perteneciente a la Subestación Salcedo, es una red eléctrica, ofrece su servicio a los cantones de Salcedo y Latacunga, por sus características de diversidad de carga, debido a la expansión del sistema por aumento de nuevos clientes, nuevas conexiones o desconexiones entre algunos ramales, perjudicando la calidad del servicio, lo cual afecta directamente a los índices de gestión y calidad de suministro de la empresa distribuidora, por esta razón, es necesario utilizar cálculos y herramientas que permitan cuantificar y determinar el estado actual en el que se encuentra operando dicho alimentador, y mediante los resultados obtenidos determinar las áreas críticas del mismo, permitiendo identificar y proponer alternativas de solución que sean técnica y económicamente viables.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La subestación Salcedo se encuentra ubicada en el cantón que lleva el mismo nombre, ubicada en el barrio Rumipamba a una altura de 2760 msnm, posee un transformador de potencia conectado a un nivel de voltaje de 69/13.8 kV, con una capacidad instalada de 10/12.5 MVA, perteneciente a ELEPCO S.A. Este alimentador a nivel de red primaria posee una codificación (0302), con una longitud de 84.027 km en su totalidad, de las cuales 57.2 km son de líneas monofásicas y 26.816 km de línea trifásica.

El presente proyecto, se enmarca en el estudio de pérdidas técnicas en el alimentador 0302 producto de la expansión de este, esto representa una cantidad significativa de recursos económicos y técnicos, los mismos que ocasionan un impacto en la calidad de servicio y la economía de la Empresa Distribuidora.

Al realizar este estudio, permitirá evaluar el estado actual de las redes de Medio Voltaje, el análisis se realizará a través de la utilización de los softwares: ArcGIS como instrumento de extracción de datos y Cymdist como simulador del comportamiento del alimentador.

Con los resultados obtenidos de las simulaciones correspondientes, se podrá emitir criterios apropiados que estén encaminados a reducir el nivel de pérdidas técnicas y al mejoramiento del sistema de distribución, cuyos índices deben enmarcarse en lo establecido en la Regulación No. ARCONEL – 004/01.

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

Directos:

Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO S.A).

Indirectos:

Usuarios pertenecientes al alimentador.

5. EL PROBLEMA

Planteamiento del problema

Las empresas de distribución son agentes que integran el sector eléctrico y se encargan de comercializar la energía hasta los consumidores finales, según el área de concesión que poseen.

En los sistemas de distribución las pérdidas de energía eléctrica se pueden clasificar en dos grupos: técnicas y no técnicas. Para el caso del presente estudio, se realizará el análisis de las pérdidas técnicas; éstas en general se deben a las condiciones de diseño y construcción de los circuitos primarios.

De esta manera la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi a través de un estudio requiere reportar un porcentaje de pérdidas técnicas en el alimentador 0302 de la subestación Salcedo, ya que se posee una información incompleta o en varios de los casos nula de los parámetros eléctricos y variables de operación del sistema, lo que implica un desperdicio de recursos que afectan directamente a los índices de calidad.

Aunque no es posible la eliminación total de las pérdidas técnicas dentro de un sistema de distribución, la reducción es posible mediante un manejo adecuado de la expansión, repotenciación y operación de las redes, aprovechando al máximo los recursos que se posee, teniendo como meta mejorar ciertos índices de calidad.

Formulación del problema

¿ELEPCO S.A. necesita conocer cuál es el porcentaje de pérdidas técnicas, a través del análisis de la demanda en el alimentador 0302 de la subestación Salcedo debido a la inexistencia de un estudio previo para tomar medidas alternativas?

6. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis de la demanda para la determinación de pérdidas técnicas en el alimentador 0203 de la Subestación Salcedo perteneciente a ELEPCO S.A. proponiendo alternativas viables para la reducción de estas y mejorar el servicio eléctrico a los usuarios.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar el estado actual en el que se encuentra el alimentador mediante un trabajo de campo.
- Analizar los datos obtenidos en el trabajo de campo para la correcta simulación del alimentador.
- Identificar posibles puntos donde se pueda disminuir el nivel de pérdidas y por ende mejorar la calidad del servicio.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS CON RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

Tabla 1. Actividades con relación a los objetivos planteados

Objetivo	Actividad	Resultado	Instrumentos
Revisar el estado actual en el que se encuentra el alimentador mediante un trabajo de campo.	1.- Recorrido del alimentador. 2.- Recolección de información otorgada por la empresa eléctrica.	1.- Determinación de tramos inexistentes de la base de datos del ArcGIS. 2.- Obtención de información respecto a calibres de conductores, configuración del sistema y usuarios.	1.- Equipo (GPS y cámara) y recurso humano. 2.- Memoria portátil y documentos varios.
Analizar los datos obtenidos en el trabajo de campo para la correcta simulación del alimentador.	1.- Actualización de los datos entregados por la empresa y lo recopilado en el campo. 2.- Mediante la base de datos ingresar los aspectos más importantes al programa para la simulación en el programa Cymdist.	1.- Procesamiento de datos para la simulación actual del alimentador. 2.- Determinación del estado actual del alimentador.	Bibliografía adquirida y softwares como: ArcGIS, AS400 y Cymdist.
Identificar posibles puntos donde se pueda disminuir el nivel de pérdidas y por ende mejorar la calidad del servicio.	1.- Simulación de diferentes escenarios utilizando las diferentes propuestas de mejora.	1.- Realizar una propuesta adherente a la situación actual en la que se encuentra el alimentador.	Bibliografía adquirida y software Cymdist.

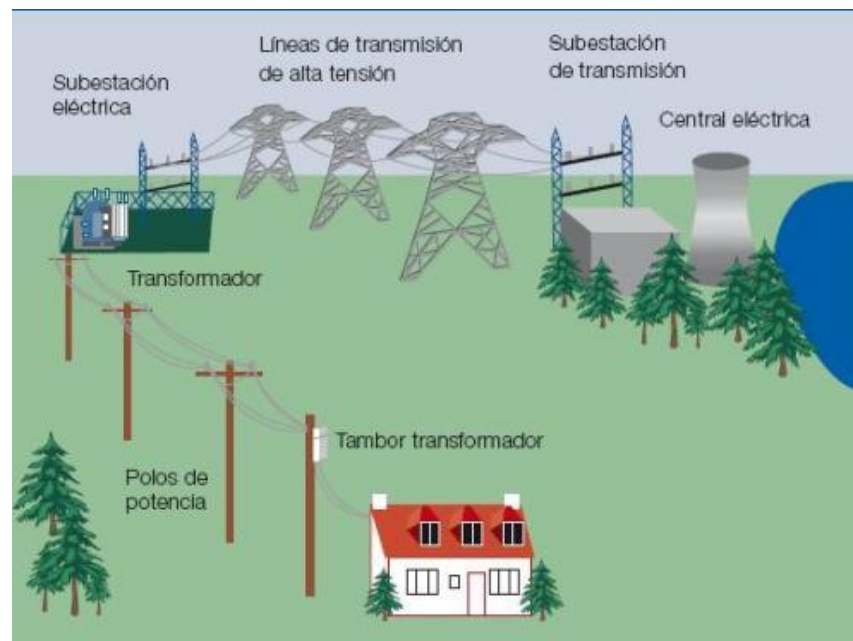
Realizada por: Postulantes

8. FUNFAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA

Sistema de distribución

Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de equipos y dispositivos que consta de varias etapas, empezando desde la generación, transmisión, sub-transmisión, hasta llegar al usuario y brindar un servicio de calidad de energía eléctrica, esquematizado en la figura 1.

Figura 1. Conformación de un sistema de distribución



Fuente: Alfredo Rifaldi - Norberto I. Sirabonian, "Sistemas de Distribución"

La distribución de energía eléctrica se debe realizar de tal manera que el cliente reciba un servicio continuo con un valor de voltaje adecuado que le permita operar sus electrodomésticos eficientemente, permitiendo energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas en distintos niveles de voltajes, ubicados en diferentes lugares sin que esto repercuta en la calidad de energía. "En Medio Voltaje el límite comprende en un 5% del Voltaje nominal que se suministre". (CONELEC, 2001, pág. 5)

El alimentador por estudiar pertenece a ELEPCO S.A., éste se encuentra codificado con el número 0203 y pertenece a la salida 1 de la subestación Salcedo.

Subestación eléctrica de distribución

Una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de potencia eléctrica (corriente y voltaje) y de proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema, permitiendo

el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento, que actualmente se maneja con estándares de calidad energéticas regulados por el actual ente el ARCONEL. (Baranda & Arnulfo, 2012)

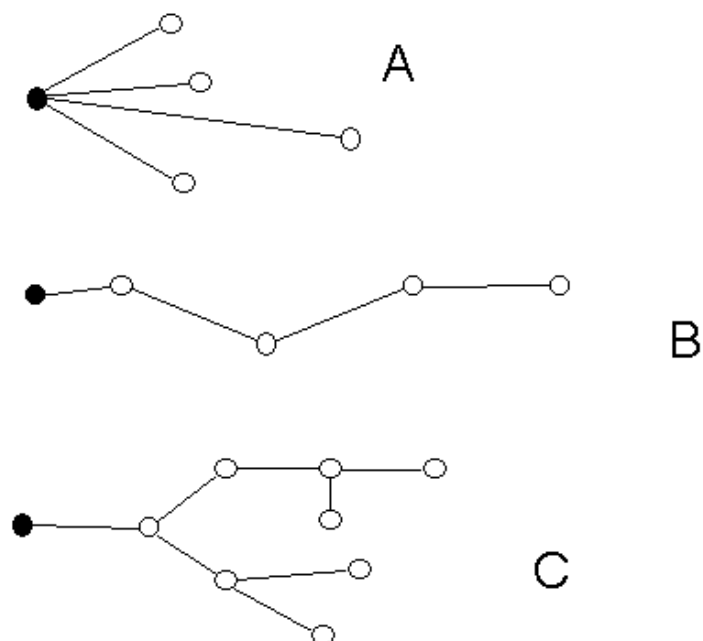
Tipos de estructura en los sistemas de distribución

Según la topología que tenga una red de distribución, se la puede clasificar en dos grandes grupos, con el fin de generalizar y no caer en redundancias se debe tener en cuenta la forma en cómo se distribuye la energía a partir de la fuente de alimentación, que para el caso de sistemas de distribución será la sub-estación, las formas que pueden tomar estos sistemas son:

Sistemas radiales

Es aquel que presentará un solo camino para el paso de la corriente hasta alimentar a la carga, puede poseer algunas ventajas en cuanto al costo de inversión, la facilidad de operación y mantenimiento, pero al tener una sola vía de conducción el mismo presenta pérdidas de potencia y por tanto caídas de voltaje considerables a grandes distancias, además que su confiabilidad disminuye en forma que si se tiene una falla al principio del alimentador, toda lo que se encuentre aguas abajo quedará desenergizado.

Figura 2. Sistema radial eléctrico

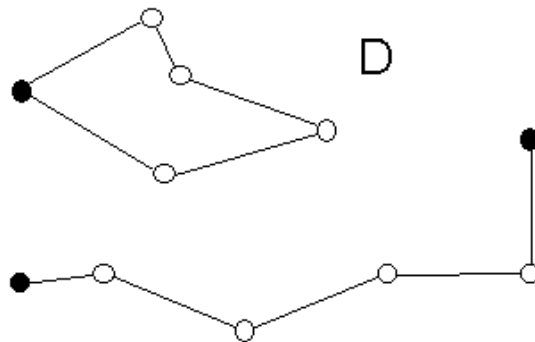


Fuente: Alfredo Rifaldi - Norberto I. Sirabonian, "Sistemas de Distribución"

Sistema en anillo

En este tipo de sistema se puede abrir o cerrar un circuito en algunos sitios, siendo así posible la transferencia de carga. Las ventajas que estos presentan son que, al ser en forma de círculo, la corriente ya tendrá dos puntos por los cuales partir, reduciendo así las pérdidas y las caídas de voltaje, claro que tendrá un mayor en su inversión inicial y mayores problemas en cuanto a la calibración de protecciones

Figura 3. Sistema en anillo eléctrico

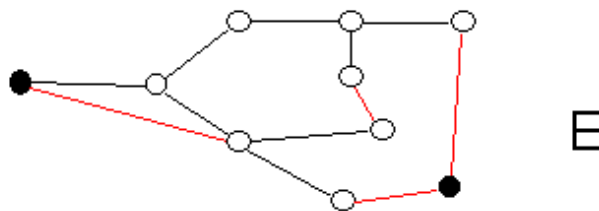


Fuente: Alfredo Rifaldi - Norberto I. Sirabonian, “Sistemas de Distribución”

Sistema mallado

En este caso se tiene una red totalmente interconectada. Su confiabilidad es totalmente alta, debido a que la transferencia de carga ya se lo puede hacer no solo por partes, sino que se puede realizar diferentes interconexiones para poder abastecer una carga determinada, pero la calibración de las protecciones correspondientes será la más compleja de los casos, sin quedarse atrás con los elevados precios de inversión. Es muy útil en cuanto a sus aplicaciones en zonas pobladas.

Figura 4. Sistema mallado eléctrico



Fuente: Alfredo Rifaldi - Norberto I. Sirabonian, “Sistemas de Distribución”

El sistema de distribución de ELEPCO S.A. es exclusivamente radial.

Red primaria

De acuerdo al esquema adoptado, las redes primarias por lo general y en nuestro país se opta por redes netamente radiales, a partir del punto de alimentación (Subestación de Distribución) y con el propósito de disponer de elementos de seccionamiento y protección escalonados que permitan seccionar y/o proteger secciones de tramos de línea, deberán preverse juegos de seccionadores fusibles localizados en función de la configuración de la red y de acuerdo a los siguientes principios generales, que son propuestas por la EEA S.A.:

- 1) En el ramal principal, localizados en puntos intermedios que permitan el seccionamiento y protección de bloques de potencia comprendidos entre 300kVA y 400 kVA o en todo caso, conjuntos de cinco a seis transformadores de distribución.
- 2) En todas las derivaciones del ramal principal que alimenten dos o más transformadores de distribución.
- 3) En todas las derivaciones de líneas aéreas a cable aislado en instalación subterránea.
- 4) En la zona urbana y rural se ubicarán los seccionadores cada 2 km y 5 km respectivamente. Ramales con longitudes inferiores, dispondrán de protección en el punto de derivación únicamente.

En lo que a la provincia de Cotopaxi se refiere, se cuenta con un nivel de voltaje a 13,8 kV para red primaria.

Levantamiento de información

Para cumplir con el objetivo de determinar las pérdidas técnicas que se producen en el alimentador 0203, se necesita realizar con detalle el levantamiento de la información, ya que el crecimiento de la carga eléctrica y la incorporación de nuevos clientes ha hecho que los circuitos se encuentren desactualizados en comparación a años anteriores lo que ha producido que la configuración del sistema se extienda sin un orden establecido.

El levantamiento de información y el correcto reconocimiento de la red es fundamental para obtener datos lo más próximos a la realidad. Este levantamiento llevará a cabo:

- Identificación del alimentador a analizar,
- Identificación de la secuencia de fases de la troncal principal y laterales monofásicos,
- Identificación del tipo y el calibre de conductores,
- Levantamiento de los centros de transformación.

Demanda Eléctrica

“Es la potencia requerida por un sistema o parte de él. Promediada en un intervalo de tiempo previamente establecido” (CONELEC, PROCEDIMIENTOS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, 2007, pág. 5)

Las pérdidas de potencia y energía de un sistema de distribución dependen de la demanda que ésta debe suplir, por lo que la información debe ser correcta para obtener resultados más precisos.

Para la estimación de la demanda es necesario la utilización de aparatos de medición, que permita llevar un registro de la información que se requiere para el estudio, los medidores que ELEPCO S.A. utiliza son los ION, los resultados obtenidos son los valores de corriente, voltaje, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva y energía.

Pérdidas técnicas

Se conoce que, dentro del proceso de entrega de energía eléctrica hasta los consumidores, las pérdidas técnicas se advierten en las etapas de generación, transmisión y distribución. Sabiendo que un alto porcentaje de éstas se hallan en el área de distribución; de ahí la importancia de un estudio más detallado del sistema de distribución, puesto que cualquier mejora por pequeña que sea incide sobre un sector muy importante de la empresa y retribuye ganancias considerables. (Saavedra & Ramón, 2005, pág. 19)

La determinación de pérdidas tanto de potencia como de energía en un sistema de distribución resulta complejo debido a varias causas tales como:

- Falta parcial o total de información de los sistemas eléctricos.
- Crecimiento no planificado de los sistemas.
- Gran diversidad de elementos.
- Falta de equipos para la captura de datos.
- Gran cantidad de información que se debe manejar.

Existen distintas metodologías para la determinación de pérdidas técnicas, las mismas que se diferencian unas de otras justamente en la calidad y cantidad de información manejada.

“Debido al gran número de elementos que contribuyen a las pérdidas técnicas, es necesario reducir los tiempos y costos de estudio para evaluarlas, por lo que se recurre a las técnicas por muestreo”. (Saavedra & Ramón, 2005, pág. 20)

Este tipo de pérdidas constituyen energía que se disipa y que no se puede aprovechar de ninguna manera, son producto de las condiciones propias de conducción y transformación de la energía eléctrica, principalmente por factores como la resistencia de conductores, y, éstas dependen del grado en el que se encuentra el equipo, de las políticas de operación y mantenimiento.

Clasificación de las pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas en un sistema eléctrico de potencia se clasifican:

1. Pérdidas por transporte:

- En líneas de transmisión,
- En líneas de Subtransmisión,
- En circuitos de distribución primaria,
- En circuitos de distribución secundaria.

2. Pérdidas por transformación

- En transmisión / Subtransmisión,
- En Subtransmisión / distribución,
- En transformadores de distribución.

3. Por las causas que las origina

- Pérdidas por efecto corona,
- Pérdidas por efecto Joule,
- Pérdidas por parásitas e histéresis.

4. Pérdidas asociadas con la variación de la demanda (pérdidas en carga)

En general las pérdidas técnicas son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto Joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente.

$$P_L = I^2 \cdot R \quad \text{(Ecuación 1)}$$

Donde:

P_L = Pérdidas de la Línea o en el elemento del sistema [W]

I = Corriente que circula por el elemento [A]

R = Resistencia del elemento [Ω]

En el presente estudio, según la clasificación mencionada de pérdidas técnicas, se realizará en base a las pérdidas por transporte en líneas de distribución en el circuito primario, que además ocasionan el deterioro del aislamiento de los cables, reduciendo la vida útil de los mismos.

Análisis para determinar las pérdidas técnicas en el sistema primario

Para la determinación de las pérdidas técnicas es necesario realizar la modelación respectiva del sistema primario, lo que constituye el correr flujos en las líneas con los valores más cercanos a la realidad, en condiciones de estado estacionario.

Como objetivo primordial se tiene: el determinar el porcentaje de pérdidas técnicas que ocurren en el alimentador, así como también el determinar los perfiles de voltaje, secciones o tramos que se encuentren sobrecargados, por lo que es necesario, para desarrollar este análisis, incorporar a la modelación todos los componentes de la red de la manera más exacta (consumos, demanda y número de clientes).

Determinación de las pérdidas técnicas

Factor de pérdidas

Según (Castaño, 2004) dice que: “es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales sobre un período de tiempo especificado” (pág. 45). El factor de pérdidas puede ser calculado de la siguiente ecuación:

Por los cuadrados de la demanda promedio y de la demanda pico.

$$f_{per}(\%) = \frac{(Demanda\ promedio)^2}{(Demanda\ máxima)^2} \times 100 = \frac{(D_p)^2}{(D_M)^2} \times 100 \quad \text{(Ecuación 2)}$$

Cálculo de pérdidas técnicas

Para la determinación de las pérdidas técnicas en el presente estudio, se lo hizo mediante la ecuación de Mentor Poveda, la cual está basada en la ecuación 2 que trata del factor de pérdidas y se la utiliza de la siguiente manera:

Al igual que la ecuación 2, Mentor Poveda utiliza los valores de demanda, pero, para determinar las pérdidas lo hace en función del tiempo, considerando lecturas de demanda y factor de potencia a un determinado instante con una constante de valores máximos de las variables antes mencionadas.

Las pérdidas resistivas se calculan en base al cuadrado de la corriente por la resistencia eléctrica obtenidas en base a un flujo de potencia a demanda máxima. De la variación de los parámetros que pueden suscitarse entre la demanda registrada y la demanda máxima, (Poveda, 1987, pág. 5)

Y éstas determinan las pérdidas resistivas de la potencia sobre la siguiente expresión:

$$D_{Ri-t} = \left[\frac{D_{Ri} * \cos \varphi_{max}}{D_{Rmax} * \cos \varphi_i} \right]^2 * D_{Rmax} \quad \text{(Ecuación 3)}$$

Donde:

D_{Ri-t} = Pérdidas resistivas en el instante i [kW]

D_{Ri} = Demanda en el instante i [kW]

D_{Rmax} = pérdidas resistivas a demanda máxima [kW]

$\cos \varphi_{max}$ = Factor de potencia a demanda máxima

$\cos \varphi_i$ = factor de potencia en el intervalo i

D_{Rmax} = Demanda máxima [kW]

Técnicas e instrumentos

Técnicas

Las técnicas de recolección de datos que se ha utilizado para obtener la información requerida son:

- **Observación activa.** - Se seleccionó, organizó y relacionó los datos faltantes de tramos, equipos y estructuras que existen de acuerdo con los Manuales de las Unidades de Construcción (UC) emitidas por el MEER.
- **Sesión de equipo.** – Se ha hecho reuniones con personas encargadas de supervisar la situación actual del alimentador.

Instrumentos

Cymdist

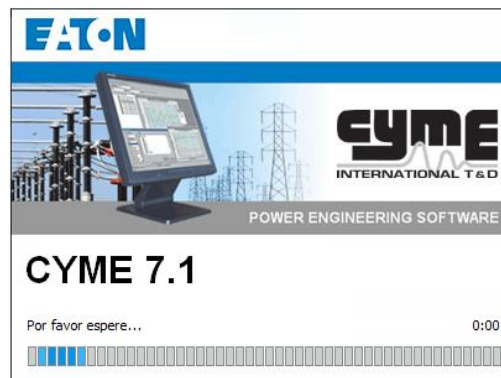
El software que utiliza la empresa para el análisis de redes de distribución es el Cymdist, que fue diseñado para realizar estudios de diseño y comportamiento de las

redes a medio voltaje en distintas condiciones de funcionamiento. Permitiendo calcular:

- Flujos de carga y caídas de tensión
- Cálculos de cortocircuito
- Balance, distribución y evaluación de cargas
- Análisis de flujo de carga con perfiles
- Optimización de la configuración del sistema eléctrico
- Análisis de confiabilidad
- Análisis de redes malladas
- Entre otras.

Cymdist se emplea en este estudio para modelar el sistema de distribución primaria y redes de distribución secundaria: que determina el valor de pérdidas resistivas en red a demanda máxima para su respectiva evolución.

Figura 5. Interfaz del software Cymdist



Fuente: CYMDIST 7.1

Además, permite realizar varios tipos de estudios en sistemas tanto equilibrados como en desequilibrados, incluye asimismo un editor completo de redes y funciones con la ventaja de poder crear bases de datos distintas.

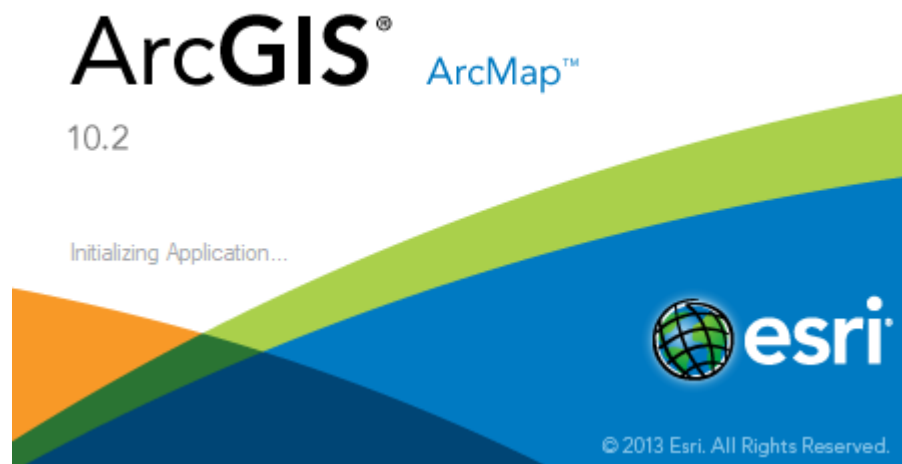
La interfaz gráfica del CYME, permite importar y exportar información geográfica en formato DXF de AutoCAD, que facilita el ingreso del diagrama unifilar de la red y definir los parámetros de sus componentes que se encuentran conectados.

ArcGIS

“ArcGIS es un completo sistema que permite recopilar, organizar, administrar, analizar, compartir y distribuir información geográfica” (ArcMAP, 2015).

De esta manera la empresa distribuidora utiliza este software para la recopilación de datos de las redes de Distribución que tiene Cotopaxi, por la plataforma que ésta posee al poseer información geográfica (SIG), al igual de poder incorporar los mapas topográficos de la ciudad o del sector que se quiera realizar el diseño de una red eléctrica de distribución.

Figura 6. Interfaz del software ArcGIS



Fuente: ArcMap 10.2

El software se encuentra disponible en cualquier lugar a través de los navegadores web, dispositivos móviles como smartphones y equipos de escritorio.

Los autores del presente trabajo o las personas encargadas de diseñar redes de distribución en ELEPCO S.A. utilizan el software porque permite:

- Resolver problemas,
- Tomar mejores decisiones,
- Planificar adecuadamente,
- Anticipar y administrar los cambios,
- Recolectar la información pertinente de redes de eléctricas de distribución,
- Aumentar los conocimientos.

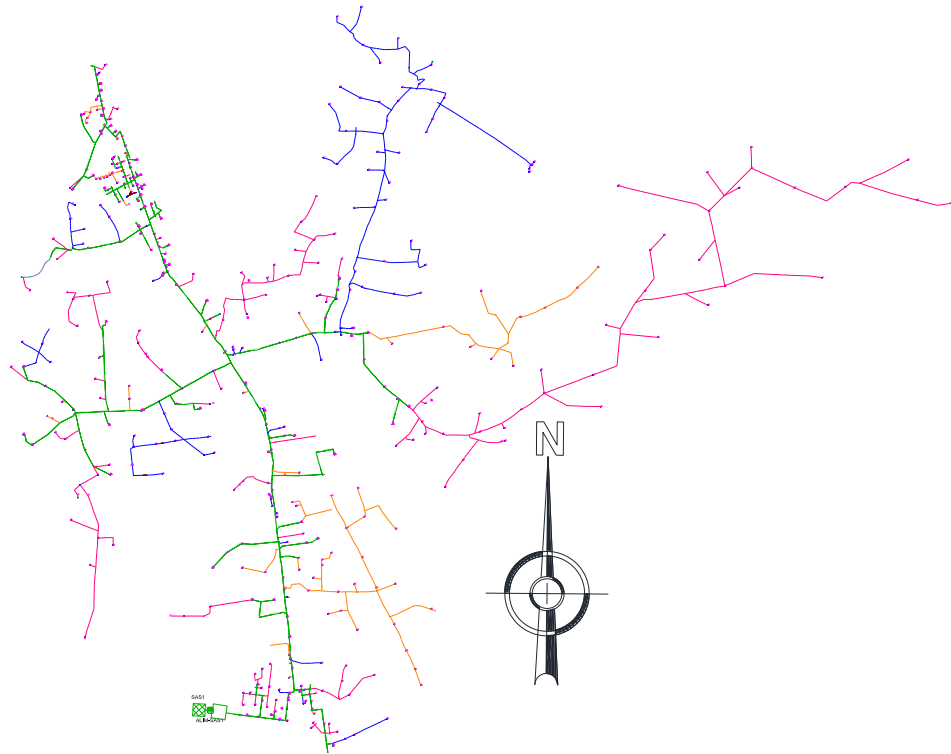
Selección del alimentador

Para la determinación del módulo de pérdidas se opta por la Salida 1 de la Subestación Salcedo (0203), este alimentador posee una característica esencial ya que encuentra localizado en tres zonas diferentes, un parte cubre la región urbana, otra la región urbano rural y por último una gran extensión monofásica cubre a la región rural.

Descripción del alimentador

El alimentador por analizar es el Norte – Oriente de la subestación Salcedo, la configuración característica de este alimentador es netamente Radial, es decir, se conforma por una troncal y del mismo se derivan varios ramales, pudiendo ser estos monofásicos o trifásicos, toda esta configuración cuenta con un neutro corrido.

Figura 7. Alimentador 1 de la S/E salcedo



Fuente: ELEPCO S.A.

De este alimentador se puede transferir o recibir carga hacia o desde el alimentador N°4 de la subestación San Rafael, denominado el alimentador: Niagara Sur, mediante el cierre y apertura de seccionadores ubicados a nivel del Colegio Ramón Barba Naranjo y entrada a la Parroquia Belisario Quevedo se puede tomar parte de la carga que el mismo puede tener como excedente.

En la actualidad dicho alimentador cuenta con una distancia de 84.027 km en su totalidad, teniendo así una mayor longitud en líneas monofásicas con una distancia de 56.46 km, y una distancia de línea trifásica de 27.564 km. En cuanto a transformadores de distribución se refiere, consta de 479 en su totalidad, con una capacidad instalada total de 15.312 MVA, repartidos en 390 transformadores monofásicos con 8.317 MVA de potencia y 89 transformadores trifásicos de 6.995 MVA de potencia.

Definición de términos básicos

a) Empresa distribuidora

Es aquella que tiene la obligación de prestar el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales ubicados dentro de su área de concesión.

b) Carga

Cantidad de potencia dada o recibida en un punto sobre un intervalo de tiempo, este puede aplicarse a un sistema, parte de un sistema, a un grupo de consumidores o a un solo consumidor.

c) Carga de los conductores

Se define a la carga de conductores como el porcentaje de corriente que está circulando por el mismo con relación al límite térmico y de capacidad.

Según el Departamento de Operaciones de la EEQSA, se acepta un margen no mayor al 80 %, en condición de operación normal, mientras que, en condiciones de emergencia se permite un porcentaje del 100 %, pero dicha condición deberá durar el tiempo más corto posible. (Saavedra & Ramón, 2005, pág. 18)

d) Demanda

Es la suma de la carga y las pérdidas de potencia correspondientes en un instante determinado, de un consumidor o conjunto de consumidores de un sistema.

e) Pérdidas de energía

Energía eléctrica disipada por causas inherentes al proceso de transporte o transformación, más la energía que por diversos factores no se contabiliza o se contabiliza erróneamente por las empresas encargadas del suministro. Puede definirse también como la diferencia que resulta al hacer un balance entre energía demandada y la energía facturada.

f) Pérdidas de potencia

Potencia entregada a un elemento o sistema que no es utilizada.

g) Pérdidas técnicas de energía

Son aquellas pérdidas innatas a la red ya que dependen eléctricas de los conductores por donde se transporta la electricidad, así como aquellas que se presenta en los equipos de transformación y medición.

h) Demanda máxima

Es la mayor demanda ocurrida durante un periodo específico de tiempo, incluye la potencia de la carga y las pérdidas.

i) Demanda promedio

Es una demanda constante en un periodo de tiempo determinado y está dado por:

$$Demanda\ promedio = \frac{Energía\ total\ en\ el\ período}{duración\ del\ período} \quad (\text{Ecuación 4})$$

9. HIPÓTESIS

El alimentador 0203 tiene problemas en su calidad de servicio debido a caídas de voltaje y entonces se podrá proponer medidas que permitan reducir las mismas.

10. MARCO METODOLÓGICO

Nivel de investigación

Investigación Explicativa

Este tipo de investigación analizará mediante una simulación del sistema de distribución el comportamiento que tendrá el mismo al introducir los nuevos ramales y por ende las nuevas cargas a su sistema.

Tipo de investigación

Investigación Experimental

Se necesitará de este tipo de investigación ya que se analizará mediante simulación del sistema eléctrico de estudio para verificar los perfiles de voltaje e índices de caídas de voltaje con el software Cymdist para la propuesta pertinente.

Investigación de Campo

Mediante esta investigación se tiene contacto de manera directa con el Área de Estudio que es ELEPCO S.A. en donde se aprobó la investigación pertinente por lo que se ha recorrido todo el alimentador en transporte por parte de los postulantes, de esta manera se ha cumplido con la revisión de todo el sistema eléctrico, utilizando la manera visual en lo que a elementos del sistema se refiere, obteniendo datos actuales de las condiciones del sistema eléctrico.

11. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Modelación del sistema primario actual

La modelación respectiva del alimentador se realizará en el software Cymdist, y se empezará analizando desde la situación actual en la que se encuentra, para lo cual, se presenta una breve descripción de las funciones y sus componentes que son solicitados para la inicialización de la corrida de flujos que se requiere.

Base de datos

Para la creación de base de datos, el software requiere almacenar la modelación digital del sistema por lo que se realiza en bases de datos distintas con el fin de crear las características de todos los equipos y elementos necesarios para la modelación, como se muestra en el Anexo 1.

El formato utilizado para este proyecto es el de Microsoft Access “.mdb”, base que se adjuntará de manera digital.

Modelación de equipos

Los parámetros que solicita el software para la modelación del alimentador

Fuente equivalente

La fuente equivalente es la parte principal en el inicio de la simulación, representando la impedancia “Equivalente de Thevenin” de los parámetros que posee una Subestación, en el presente caso la de Salcedo, como se muestra en el Anexo 2.

Los parámetros necesarios para la modelación del Equivalente de Fuente son:

- Voltaje Nominal,
- Capacidad Nominal,
- Configuración,
- Impedancias del Equivalente.

Para el cálculo de impedancias equivalente de la fuente, se lo realiza con el ingreso de potencias de cortocircuito trifásico y monofásico con la relación de cortocircuito X/R como se muestra en el Anexo 3, estos datos que se encuentran en la barra de la Subestación de 69 kV han sido proporcionados por ELEPCO S.A.

Transformadores

Para el ingreso de la simulación se requieren de dos tipos de transformadores, el uno es el de potencia que se encuentra en la Subestación y el otro tipo son los de distribución, y sus parámetros se denotan a continuación.

Transformador de potencia

Para el ingreso de los parámetros de los transformadores como muestra el Anexo 4, la información solicitada por el software ha sido recopilada por los datos de placa que el transformador posee en la Subestación, datos que fueron proporcionados por ELEPCO.

Transformadores de distribución

Los datos proporcionados para el ingreso de los parámetros necesarios han sido recopilados del software ArcGIS como muestra el Anexo 5, el cual nos proporciona la capacidad nominal, tipo de transformador, número de transformador, entre otros.

Conductores

Los conductores han sido obtenidos de los catálogos eléctricos que maneja ELEPCO S.A. los cuales son presentados en la siguiente tabla:

Tabla 2. Características de los Conductores

CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES													
DETALLE DE CONSTRUCCIÓN						CAPACIDAD NOMINAL (A)		RESISTENCIA(Ω/km)		LÍMITES DE CARGA (A)			
Palabra código	Nombre del Conductor	Tamaño mm ²	Diámetro Interno (cm)	Diámetro externo (cm)	RGM	Corriente Permanente Nominal	Capacidad de soporte de cc	Resistencia a 25° C	Resistencia a 50° C	Verano	Invierno	Urgencia de Verano	Urgencia de Invierno
	ACSR.1/0	53,45685	0,337109	1,01092	0,135941	230	300	0,551778	0,695936	230	253	276	303,6
SPARROW	ACSR.2	33,629679	0,267208	0,80264	0,127406	180	300	0,876133	1,050117	180	198	216	237,6
QUAIL	ACSR.2/0	67,44177	0,378511	1,13538	0,155448	270	300	0,438688	0,556127	270	297	324	356,4
PIGEON	ACSR.3/0	85,02426	0,424713	1,27508	0,182905	300	300	0,347968	0,449251	300	330	360	396
SWAN	ACSR.4	21,149658	0,211836	0,65278	0,133101	140	300	1,3919	1,596924	140	154	168	184,8
PENGUIN	ACSR.4/0	107,21772	0,477012	1,43002	0,248107	340	300	0,27651	0,367852	340	374	408	448,8
	Ais.CU.1/0	0	0	0,855	0,358155	260	5000	0,329	0,42	260	286	312	343,2
	Ais.CU.2	0	0	0,76	0,268983	195	5000	0,523	0,667	195	214,5	234	257,4
	Ais.CU.2/0	0	0	0,955	0,40174	685	5000	0,261	0,333	685	753,5	822	904,2
	Ais.CU.250	0	0	1,679	0,554098	400	5000	0,139	0,179	400	440	480	528
	Ais.CU.3/0	0	0	1,08	0,452905	300	5000	0,207	0,265	300	330	360	396
	Des.Cu.1/0	53,45685	0,311912	0,93472	0,339242	310	480	0,344861	0,377172	310	341	372	409,2
	Des.Cu.2	33,629679	0,247396	0,74168	0,269138	230	480	0,548049	0,599002	230	253	276	303,6
	Des.Cu.2/0	67,44177	0,350266	1,05156	0,38161	360	480	0,273403	0,29888	360	396	432	475,2
	Des.Cu.3/0	85,02426	0,393192	1,17856	0,427939	420	480	0,21748	0,237364	420	462	504	554,4
	TW.CU.1/0	53,45685	0,311912	0,93472	0,339242	310	480	0,344861	0,377172	310	341	372	409,2
	TW.CU.2	33,629679	0,2474	0,74168	0,26914	230	480	0,54805	0,599	480	480	480	480

Fuente: ELEPCO S.A.

En el Anexo 6 se puede observar los campos requeridos por el software para la simulación respectiva, con el ingreso de los valores que la tabla 2 presenta según la información obtenida por parte de la empresa y el trabajo de campo realizado.

Carga concentrada

En la determinación de la carga se ha obtenido los datos con la ayuda de dos softwares que maneja ELEPCO S.A. como son:

- ArcGIS
- AS400

El ArcGIS como se explicó anteriormente nos ayuda a obtener la información necesaria del alimentador, como son: transformadores, tramos de MV y BV, Usuarios, etc.

La AS400 es un software que permite tener una base de datos y generar presupuestos de todos los proyectos que la empresa maneja.

De esta manera se obtuvo la información del alimentador completo con un número de usuarios de 2767, y como ejemplo de visualización se tiene a continuación el transformador número 7995 con sus características respectivas que a la postre servirá para ingresar al Cymdist como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3. Detalle de cargas de un transformador de distribución

COD. CLIENTE O CUENTA	# MEDIDOR	RUC	NOMBRE DEL CLIENTE	TIPO CLNT	TRANSFORMADOR	ALIMENTADOR	Promedio 6 meses (kW/h)
12083	800076	1888899999	CAISALITIN PEDRO PLASENCI	R	7995	0603SA0T01	12
39324	5126429	0500552849	CHACHAPOYA PANCHI SEGUNDO SERGIO	R			190
54112	111697	71248160300	JACOME TOAPANTA JESUS PATRICIO	IA			460
58492	105771	0500585609	GUATO CHILQUINGA LEONCIO DAVID	IA			0
72179	60704	0501797245	VELVA ALCACIEGA JUSTO POLO	R			212
73377	62512	50087742800	ARIAS SALAZAR PEDRO EFRAI	C			578
109062	117774	0502145865	BOCANCHO GUALPA ELSA MARIELA	IA			166
114424	121362	0501648620	VILLALVA BAUTISTA SIXTO TRAJANO	R			195
125486	141601	71248160300	JACOME TOAPANTA JESUS PATRICIO	IA			0
126934	142079	0502011505	CEVALLOS FERNANDEZ NOROY OMAR	R			99
139160	5126421	0502145865	BOCANCHO GUALPA ELSA MARIELA	R			0
149412	163232	0502145865	BOCANCHO GUALPA ELSA MARIELA	C			200
149676	162466	0502206469	ERAZO OÑA IRENE CONSUELO	R			82
161061	189766	0502337033	BARRIGA CALO LUIS GERMANICO	R			60
							TOTAL

Realizada por: Postulantes

En el Anexo 7 se muestra los campos que son llenados en el Cymdist para el ingreso de cargas concentradas.

Demanda máxima anual

Para el análisis se ha considerado la utilización de la demanda máxima anual del alimentador, este valor se ha determinado por las curvas de carga de los medidores ION colocados en cada salida de los alimentadores, en donde se pudo determinar que el día de

demanda máxima se produce el día 01 de febrero del 2017 a las 19:40. Los valores que registra el alimentador en estudio se detallan en la siguiente tabla.

Tabla 4. Valores de demanda máxima anual

Demanda máxima anual	
kW	1561,27
kVA	1602,06
Fp	0,9745
Ia.	75,08
Ib.	83,16
Ic.	59,45

Fuente: ELEPCO S.A.

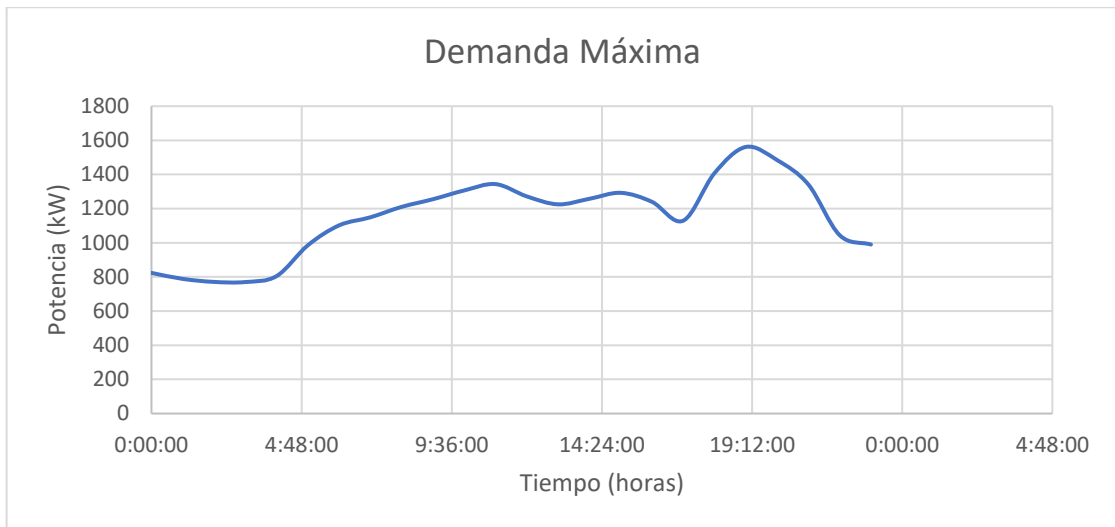
Las pérdidas técnicas más considerables son las que ocurren a demanda máxima, debido a que hay mayor flujo de corriente a una determinada hora, con esta consideración se realizó promedios de las demandas más altas de los últimos 10 meses por cada hora del día, obteniendo un valor coincidente en un periodo determinado, logrando graficar la curva de carga de un día con más periodos frecuentes. Como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5. Demanda máxima anual calculada

Demanda Máxima				
Hora	KVA	KW	KVAr	fp
0:00:00	843.231989	823.589417	180.943802	0.97670561
1:00:00	808.99122	788.495544	180.94632	0.97466514
2:00:00	805.446603	770.750122	233.855682	0.95692268
3:00:00	782.375661	770.121277	137.930756	0.98433696
4:00:00	821.959302	804.882874	166.675293	0.97922473
5:00:00	1017.26086	985.276733	253.079865	0.96855858
6:00:00	1134.98233	1102.10913	271.183228	0.97103638
7:00:00	1189.15281	1149.30457	305.259583	0.96649023
8:00:00	1273.50066	1210.29736	396.212341	0.95037043
9:00:00	1331.66892	1255.13269	444.953979	0.94252608
10:00:00	1411.402	1306.51428	533.92511	0.92568544
11:00:00	1423.58792	1343.5712	470.551788	0.94379222
12:00:00	1371.72052	1271.61841	514.396545	0.92702441
13:00:00	1293.0116	1225.0081	413.804474	0.94740689
14:00:00	1318.64161	1257.46252	396.993317	0.95360446
15:00:00	1420.03598	1292.45142	588.278442	0.91015399
16:00:00	1309.56657	1239.88709	421.479095	0.94679195
17:00:00	1222.34345	1129.44751	467.409698	0.92400177
18:00:00	1430.49166	1408.02795	252.514679	0.98429652
19:00:00	1602.06196	1561.2699	359.219757	0.97453777
20:00:00	1509.53777	1484.30188	274.867615	0.98328237
21:00:00	1359.46498	1341.28406	221.589951	0.98662641
22:00:00	1057.31122	1044.57752	163.599609	0.98795652
23:00:00	1023.43107	989.644226	260.797729	0.9669867

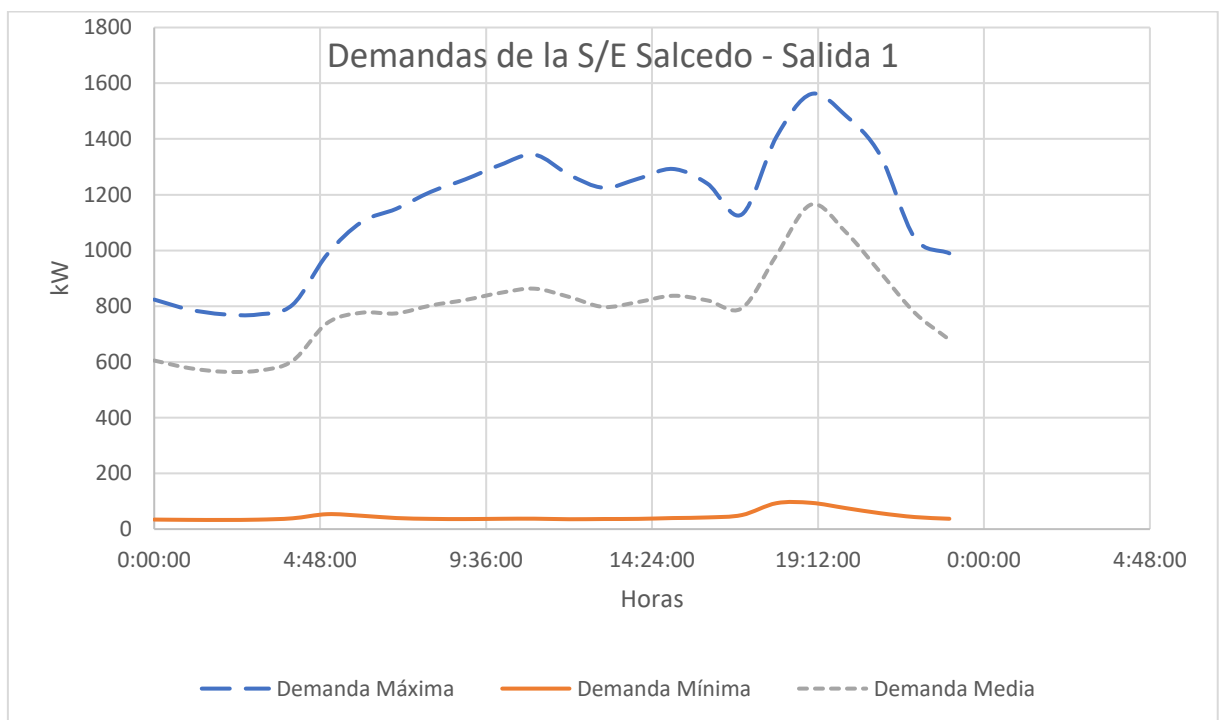
Realizada por: Postulantes

Con los valores obtenidos en la tabla anterior se graficó la curva a demanda máxima, misma que muestra un pico a las 19:00. Como se muestra en la figura siguiente:

Figura 8. Curva de carga a Demanda Máxima

Realizada por: Postulantes

Con los datos de los Anexos 8 y 9 se realizó la curva que muestra la figura siguiente en la cual se observa la comparación de las tres demandas (máxima, mínima y media).

Figura 9. Curva de carga de las demandas Máxima, Mínima y Media

Fuente: Realizada por los estudiantes

Energía suministrada

Es la energía que se entrega al alimentador, energía que es distribuida a los clientes asociados al alimentador primario “Salcedo Norte-Oriente”, valor que se obtiene del

registrador digital ya mencionado en la cabecera del alimentador. Estos datos son descargados por el personal encargado de realizar dicho trabajo.

Energía registrada

Es la suma de la energía facturada, la destinada al alumbrado público y los consumos propios de la Empresa. Esta energía se define como la sumatoria de la energía facturada por los clientes parciales asociados al alimentador en un periodo de tiempo establecido, a esta energía se le añade el alumbrado público y los consumos en las instalaciones propias de la empresa. En nuestro análisis utilizaremos el periodo de 6 meses, para una energía suministrada promedio mensual.

$$E_R = \sum_{I=1}^N Cl + E_{AP} \quad \text{(Ecuación 5)}$$

Donde:

E_R = Energía suministrada

$\sum_{I=1}^N Cl$ = Sumatoria de energía de los clientes

E_{AP} = energía del alumbrado público

La energía del alumbrado público más representativa para el siguiente trabajo es la que se encuentra ubicada en El Intercambiador Latacunga-Salcedo, la misma que es multiplicada por el tiempo de funcionamiento de este, al tener un doble nivel de potencia en un horario establecido.

Cálculo de la energía registrada

La energía real registrada, está dada por la suma de los registros de los clientes asociados al alimentador en el periodo de mayo a noviembre del 2017, es decir se toma en cuenta un histórico más cerca a la realidad en la que se encuentra el alimentador. Para esta energía se toma en cuenta varios grupos de consumidores como son:

- Clientes asociados (Residencial, comercial e industriales)
- Alumbrado público
- Otros consumos

Facturación de los consumos de los clientes asociados

Se obtuvieron registros de 2767 clientes que reciben energía a través del circuito primario. ELEPCO, factura los consumos en kWh, por el nombre del abonado el cual poseerá un código de cuenta y un número de medidor respectivo. Esta energía se obtuvo mediante la información que posee del software AS400, el cual tiene los registros de los consumos de cada usuario con sus respectivos datos informativos y el estado en el que se encuentra su cuenta. El promedio de energía facturada será la presentada en la siguiente tabla.

Tabla 6. Energía promedio calculada

Energía total promedio facturada hasta mes de Noviembre	
kWh	539538

Realizada por: Postulantes

Estimación de consumo de alumbrado publico

La energía facturada para el alumbrado público tomada en cuenta para el siguiente trabajo es la ubicada en la E35 mediante una red subterránea conectada al alimentador en estudio. Los consumos que suceden en este circuito están en la siguiente tabla, estas luminarias poseen un doble nivel de potencia el cual funciona de la siguiente manera:

- 18:30 a 00:00 una potencia de 400 W
- 00:01 a 06:00 una potencia de 250 W

Tabla 7. Consumos del Alumbrado Público en El Intercambiador Latacunga-Salcedo

N°	KVA	N° Transformador	Número de Luminarias	PRIMER NIVEL				SEGUNDO NIVEL				TOTAL	
				Potencia Luminaria (W)	Pérdidas en Balasto (kW)	Total (W)	Energía (kWh)	Potencia Luminaria (kW)	Pérdidas en Balasto (kW)	Total (kW)	Energía (kWh)	Energía * N° de Luminarias (kWh/día)	Energía * N° de Luminarias (kWh/mes)
1	25	10645	34	400	79	479	2.2	250	51	301	1.806	136.204	4086.12
2	25	10646	36	400	79	479	2.2	250	51	301	1.806	144.216	4326.48
3	25	10647	36	400	79	479	2.2	250	51	301	1.806	144.216	4326.48
4	25	10648	36	400	79	479	2.2	250	51	301	1.806	144.216	4326.48
5	25	10649	36	400	79	479	2.2	250	51	301	1.806	144.216	4326.48
6	25	10650	36	400	79	479	2.2	250	51	301	1.806	144.216	4326.48
7	25	10651	36	400	79	479	2.2	250	51	301	1.806	144.216	4326.48
8	25	10652	36	400	79	479	2.2	250	51	301	1.806	144.216	4326.48
TOTAL												1145.716	34371.48

Realizada por: Postulantes

La tabla muestra los consumos que poseen las lámparas a lo largo de la panamericana, son 8 los transformadores encargados de generar la potencia necesaria para la iluminación de las vías, siendo todos de 25 kVA y teniendo un total 1145.716 kWh/día de consumo.

Otros consumos

Existen una cantidad de factores que no son considerados en este procedimiento como es el caso del consumo de semaforización, alarmas, instalaciones propias de la empresa que no se reconocen como consumos facturados, cargas a las cuales no se las ha considerado para el estudio ya que su número no es significativo.

Parámetros del sistema

Para iniciar la simulación se ingresa los parámetros nominales que el software requiere (Anexo 10), mismos que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 8. Parámetros del sistema

PARÁMETROS DEL SISTEMA	
Frecuencia	60 Hz
Potencia Base	100 MVA
Voltaje Base	120V
Resistencia del conductor	25°C

Realizada por: Postulantes

Distribución de la carga

El software permite realizar la distribución de carga por distintos métodos como son: los kVA conectados, consumos en kWh, por el método de REA y por los kVA reales, en este caso se utilizará el método de los consumos, ya que será el que más se acerque a la realidad, además considera los valores de corriente y factor de potencia a demanda máxima, valores que se muestran en la tabla 4.

Cymdist asignará una porción de la demanda real a cada fase de cada tramo según los kWh consumidos, como se muestra en el Anexo 11.

Análisis de flujos de potencia

Después de ingresar los parámetros pertinentes del sistema se procede con la corrida de flujos de potencia, teniendo como resultado los siguientes reportes: el voltaje, la corriente y la potencia total transmitida desde la subestación al alimentador y las pérdidas del sistema.

Figura 10. Resultados de la corrida de flujos



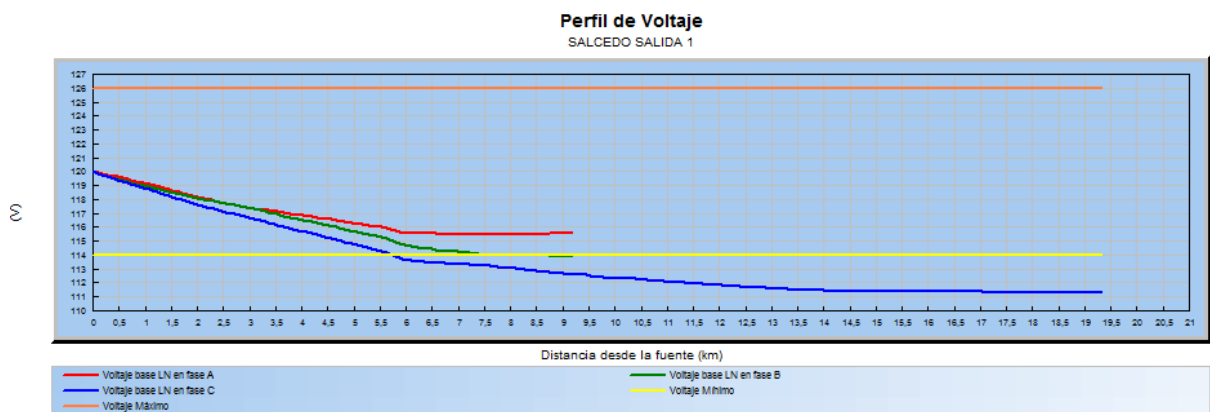
Realizada por: Postulantes

Como se puede observar en la figura 9 el software realiza un análisis didáctico que permite identificar los problemas que existen en el alimentador de una forma visual perceptible al colorear los tramos afectados (por caídas de voltaje fuera de los rangos, sobrecarga de conductores, sobrecarga de transformadores entre los más esenciales) de color rojo, presentando a continuación el reporte actual.

Perfil de voltaje

En la figura 10 se observa el comportamiento de las fases del alimentador con respecto a la distancia en el que se encuentra.

Figura 11. Perfil de voltaje del sistema actual



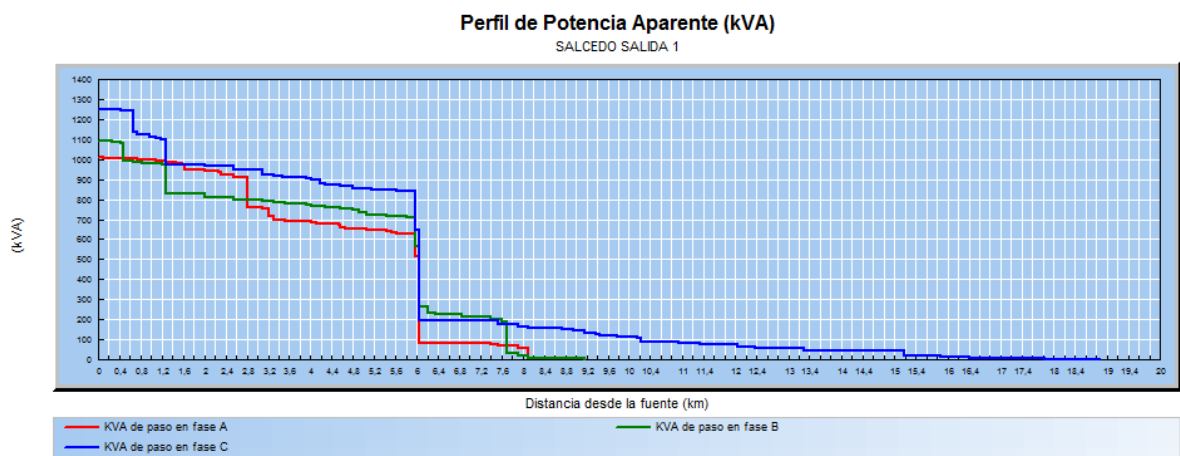
Realizada por: Postulantes

Como muestra la figura anterior se tiene una caída de voltaje en la fase B en el kilómetro 5.7, que se encuentra ubicado en la vía a Belisario Quevedo a 300 metros de la panamericana sur.

Perfil de potencia aparente

En la figura siguiente se muestra la potencia aparente, donde se nota claramente un desbalance desde la salida de la subestación en la fase C.

Figura 12. Perfil de potencia aparente actual



Realizada por: Postulantes

Además, se puede deducir que la potencia acumulada en cada fase va disminuyendo en función de la distancia, mientras más se aleje de la fuente, hay una menor potencia conectada en la línea.

Flujo de carga – conductores sobre cargados

En cuanto a conductores se refiere, el programa reporta 6 tramos con problemas al encontrarse sobrecargados, en base a la tabla 6 mostrada anteriormente donde indica las características que poseen los conductores se puede identificar la capacidad que cada uno tiene.

Todos estos tramos han sido identificados en Bajo Voltaje por lo que el estudio no profundizará en esta sección, pero se ha reportado por mostrar la condición actual en el que el alimentador se encuentra.

Tabla 9. Detalle de los conductores sobre cargados

Nombre alim.	ID dispositivo Protección	Nombre tramo Inicio	ID Tramo Fin	Nombre Conductor	Capacidad (A)	Carga (%)
ALIM-SAS1	9074_MTA	I16961_MTA	I16961_MTA	ACSR 1/0	230	275.18
ALIM-SAS1	8986_MTA	I8987_MTA	I8987_MTA	ACSR 1/0	230	230.76
ALIM-SAS1	69821_MTA	I69822_MTA	I69822_MTA	ACSR 2	180	175.95
ALIM-SAS1	97613_MTA	I97650_MTA	I97650_MTA	ACSR 2	180	114.5
ALIM-SAS1	9070_MTA	I9025_MTA	I9025_MTA	ACSR 1/0	230	351.55
ALIM-SAS1	98250_MTA	I40700_MTA	I40700_MTA	ACSR 1/0	230	106.32

Realizada por: Postulantes

Reporte de pérdidas del software

Este procedimiento se puede aplicar en varios sistemas en los que se pueda evaluar las pérdidas por efecto joule, para propósitos del análisis se lo utiliza para determinar las pérdidas que ocurrirán en las líneas de distribución a nivel de 13.8 kV.

Las pérdidas que ocurren dentro de los transformadores son propias de ellos, y los valores que se introdujeron para la respectiva simulación están de acorde a la normativa que rige el MEER.

Las pérdidas serán aquellas que se encuentran presentes en cada componente del circuito, debido a diferentes parámetros y condiciones propias de los mismos, en la tabla siguiente se muestran las pérdidas que existen en el alimentador después de la modelación de este obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 10. Reporte de pérdidas del software

Resumen total	kW	kW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	99.15	868554	95540.94
Pérdidas en los cables	0.02	175.2	19.272
Pérdidas de carga del transformador	26.49	232052.4	25525.764
Pérdidas en vacío del transformador	78.66	689061.6	75796.776
Pérdidas totales	204.31	1789843.2	196882.752

Realizada por: Postulantes

En cuanto a pérdidas en líneas se refiere, se tiene un total de 99.15 kW a demanda máxima, valor que se supone se tendrá las 24 horas del día durante todo el año, y éste representa un valor de 868554 kW-h/año y que a su vez simboliza un valor económico anual de 95540.94 \$/año, sabiendo que el precio del kW-h en promedio es de 0.11 ctvs. El reporte total de pérdidas que muestra el software se encuentra en el Anexo 12.

Reporte de pérdidas calculadas

Para el cálculo se tomó en cuenta un día promedio de un periodo de 10 meses, con sus respectivas demandas. El peor de los casos ocurre a demanda máxima, los valores que se necesitan buscar dentro de la tabla 4 para proceder al procesamiento de datos son: la demanda máxima, el factor de potencia a demanda máxima y por último el valor de las pérdidas que arrojó el software después de correr flujos que se encuentra en el Anexo 12, teniendo como resultado los siguientes valores:

Tabla 11. Valores del día de demanda máxima

VALORES DEL DÍA A DEMANDA MÁXIMA	
DR Máximo (kW)	1561,2699
FP Máximo	0,97453777
D_{Ri-t} Máximo (kW)	99,15

Realizada por: Postulantes

A continuación, se muestra un ejemplo del análisis realizado en la tabla 11, donde se calculó el primer valor a las 0:00:00 horas del día promedio que se encontró anteriormente.

Una vez obtenidos los valores respectivos se procede a reemplazar en la ecuación 3 utilizada para la determinación de las pérdidas:

$$D_{Ri-t} = \left[\frac{D_{Ri} * \cos \varphi_{max}}{D_{Rmax} * \cos \varphi_i} \right]^2 * D_{Rmax}$$

$$D_{Ri-t} = \left[\frac{823.589 [kW] * 0.974}{1561.269 [kW] * 0.976} \right]^2 * 99.15 [kW]$$

$$D_{Ri-t} = 0.2713 * 99.15 [kW]$$

$$D_{Ri-t} = 27.47 [kW - h]$$

En la tabla que se muestra a continuación se pueden observar las pérdidas calculadas generales que ocurren en el alimentador 0203 de la subestación salcedo en el día de demanda máxima.

Tabla 12. Pérdidas calculadas

Demanda Máxima			Pérdidas
Hora	KW	fp	Kw
0:00:00	823.589417	0.97670561	27.4680765
1:00:00	788.495544	0.97466514	25.2825991
2:00:00	770.750122	0.95692268	25.0615317
3:00:00	770.121277	0.98433696	23.6463854
4:00:00	804.882874	0.97922473	26.0996528
5:00:00	985.276733	0.96855858	39.975948
6:00:00	1102.10913	0.97103638	49.7636582
7:00:00	1149.30457	0.96649023	54.6272617
8:00:00	1210.29736	0.95037043	62.6516407
9:00:00	1255.13269	0.94252608	68.5056875
10:00:00	1306.51428	0.92568544	76.9547719
11:00:00	1343.5712	0.94379222	78.28935
12:00:00	1271.61841	0.92702441	72.6884438
13:00:00	1225.0081	0.94740689	64.5860822
14:00:00	1257.46252	0.95360446	67.171903
15:00:00	1292.45142	0.91015399	77.8991644
16:00:00	1239.88709	0.94679195	66.2505158
17:00:00	1129.44751	0.92400177	57.7192393
18:00:00	1408.02795	0.98429652	79.0505253
19:00:00	1561.2699	0.97453777	99.15
20:00:00	1484.30188	0.98328237	88.0282501
21:00:00	1341.28406	0.98662641	71.3953867
22:00:00	1044.57752	0.98795652	43.1856821
23:00:00	989.644226	0.9669867	40.4623678

Realizada por: Postulantes

El total de pérdidas que se han calculado con los procedimientos ya descritos se muestran en la siguiente tabla.

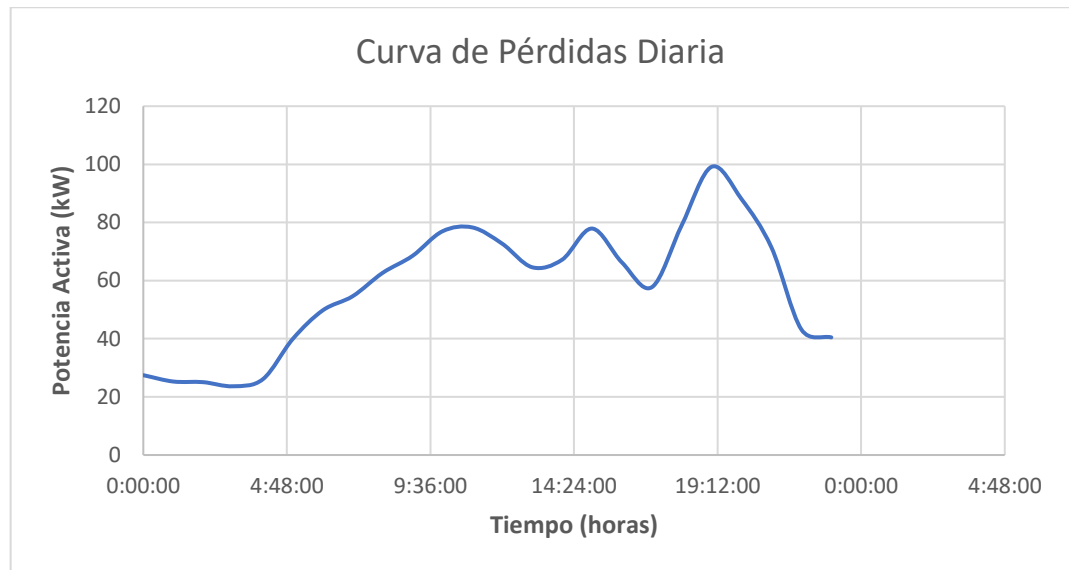
Tabla 13. Reporte de pérdidas calculadas

TOTAL DE PÉRDIDAS		
Total	kW-h	Costo total (\$)
<i>Diario</i>	1385.9141	152.45055
<i>Mensual</i>	41577.424	4573.5166
<i>Anual</i>	498929.08	54882.199

Realizada por: Postulantes

Las pérdidas técnicas que posee el alimentador son de 1385,914 kWh-día, energía que se vuelve significativa si se analiza de forma anual, convirtiéndose en un valor de 498.929 MWh-año, y esto en cuanto a lo económico se refiere da un monto total de 54882.199 \$-año.

A continuación, se muestra curva de pérdidas diarias actual que ha sido realizada con los datos de la tabla 12.

Figura 13. Perfil de pérdidas diarias calculadas

Realizada por: Postulantes

Resumen de resultados

El porcentaje de pérdidas anuales que reporta el alimentador 0203 es del 7.59% del total de su energía suministrada.

Tabla 14. Porcentaje de pérdidas actual

Energía	MWh-año	Porcentaje de Pérdidas (%)
Pérdidas Calculadas	498.929	7.596366928
Suministrada	6567.995	
Total Facturado	6069.066	

Realizada por: Postulantes

Se encontraron algunos problemas en cuanto a perfiles de voltaje en ciertos tramos ya descritos con anterioridad, no se encontraron conductores y transformadores sobrecargados en las líneas los circuitos primarios y por último se encontró un valor de pérdidas a demanda máxima de 99.15 kW, por lo que las propuestas se encaminarán a reducir las caídas de voltaje.

Propuestas para mantener perfiles de voltaje y reducción de pérdidas técnicas

Propuesta 1 - Balance de fases

Teniendo como dato la simulación actual del alimentador, se ha procedido a proponer criterios que ayuden a cumplir con la normativa que refiere a “Calidad del Servicio Eléctrico

de Sistema de Distribución”, misma que se encuentra en la Regulación 004/01. En los circuitos primarios de distribución los ramales secundarios o monofásicos se conectan a diferentes fases de la red trifásica. Si bien se trata de que las cargas en las distintas fases de los circuitos estén balanceadas, no siempre se logra en una forma adecuada. El desbalance de fases provoca corrientes de circulación que originan pérdidas. Un balance apropiado de las fases es una medida que relativamente tiene un bajo costo. Para ello, conforme a la medida, registro y características de cada uno de los transformadores del alimentador, se puede llegar a realizar una reubicación de la fase, para optimización de la carga y mejorar el factor de uso de cada fase, como se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 15. Flujo de carga actual

DATOS CABECERA DE S/E							
FASE	V base	kVLL	kVLN	I (A)	kVA	kW	kVAR
A	119.9	13.8	8	126.5	1008.3	939.1	367
B	119.9	13.8	8	138.1	1100.7	1021.2	410.6
C	119.9	13.8	8	156.9	1250.1	1160.8	463.9
Total:					3359	3121	1241

Realizada por: Postulantes

Al tener corrientes en desbalance como se muestra en la tabla 15 se ha procedido a modificar algunos de los tramos, cambiándolos de fase para poder equilibrar las corrientes, teniendo como resultado la tabla que se muestra a continuación, donde se puede observar la magnitud de corriente en cada fase.

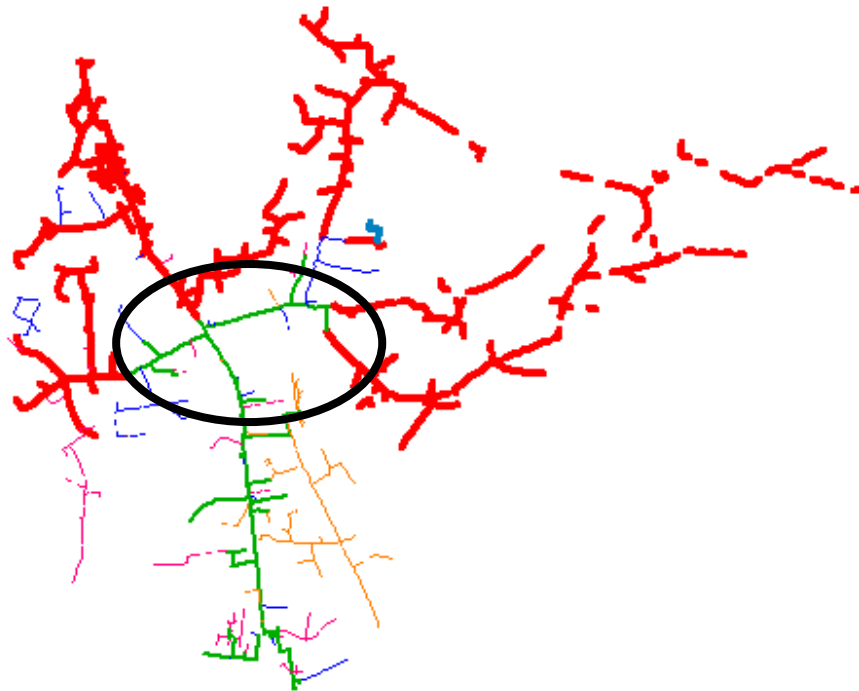
Tabla 16. Flujo de carga corregido

DATOS CABECERA S/E MODIFICADA							
Fases	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	119.9	13.8	8	140.6	1120.3	1042	411.5
B	119.9	13.8	8	140.1	1116.3	1034.7	419
C	119.9	13.8	8	140.7	1121.3	1043.6	410
Total:					3358	3120	1240

Realizada por: Postulantes

El alimentador completo con un balance de fases se muestra en el gráfico siguiente pudiendo observarse tramos que cumplen con el porcentaje permitido en cuanto a perfiles de voltaje, dichos tramos se encuentran encerrados en un círculo, y, estos alimentan a algunas florícolas y al centro de Belisario Quevedo.

Figura 14. Resultados de la corrida de flujos con fases equilibradas

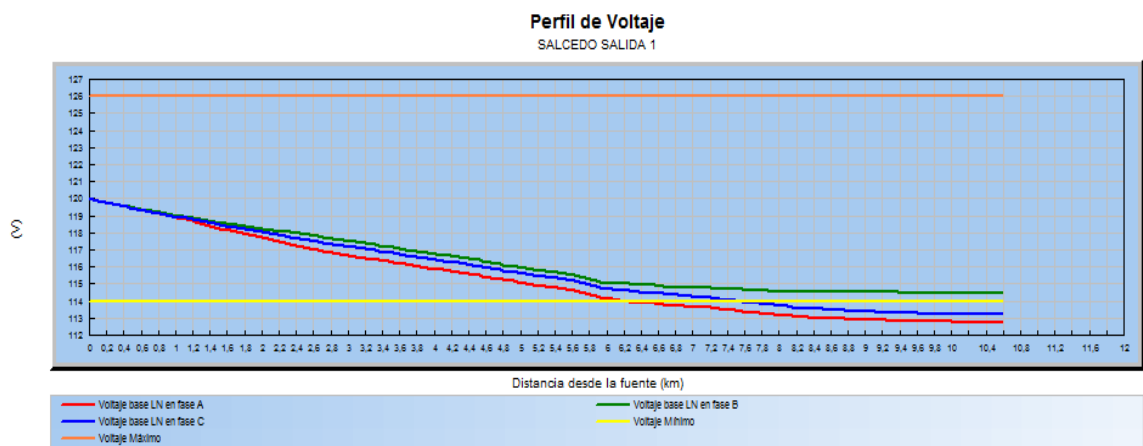


Realizada por: Postulantes

Perfil de voltaje después del balance de fases

Con este método propuesto, se ha determinado que los perfiles de voltaje sobrepasan el límite mínimo permitido por 1.05%

Figura 15. Perfil de voltaje del sistema después el balanceo de fases



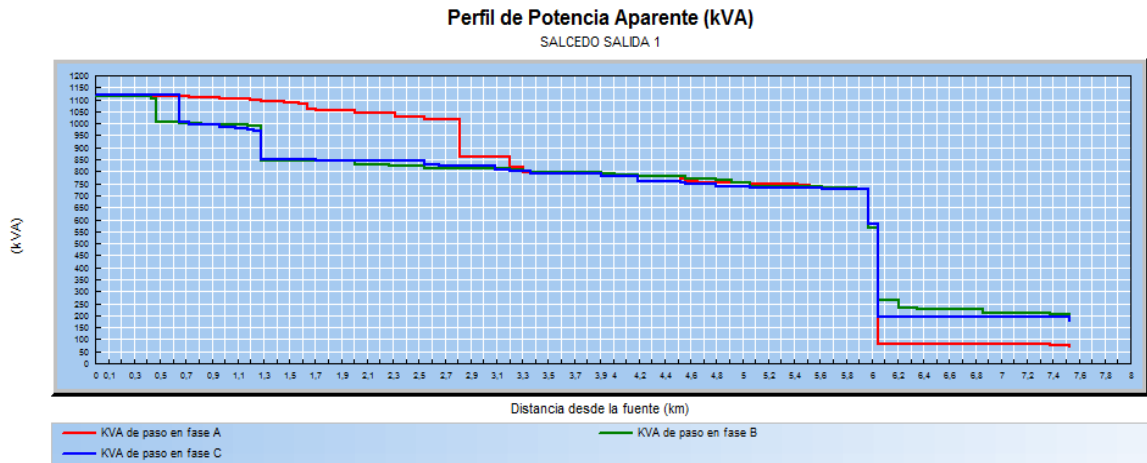
Realizada por: Postulantes

Después de realizar el balance de fases, aún se tienen caídas de voltaje desde el kilómetro 7, comenzando en el sector de las florícolas hacia los puntos más lejanos del alimentador.

Perfil de potencia aparente

Al realizar el balance de fases hay una distribución de carga no tan equitativa ya que se tiene una curva con más carga en la fase A, ya sea por aumento de consumos en esa fase o por aumento de distancia que pudo haber sido afectado como muestran la figura siguiente.

Figura 16. Perfil de potencia aparente después del balance de fases



Realizada por: Postulantes

Reporte de pérdidas

Como se muestra en la tabla siguiente, se tiene una elevación de pérdidas en la línea al realizar el balance de fases, por lo que no ha sido necesario realizar el estudio de costo ya que por obvias razones el costo será más alto. El resumen total de pérdidas se encuentra en el Anexo 13.

Tabla 17. Reporte de pérdidas corregido por balance de fases

Resumen Total	kW
Pérdidas en las líneas	104.61
Pérdidas en los cables	0.02
Pérdidas de carga del transformador	26.92
Pérdidas en vacío del transformador	78.68
Pérdidas totales	210.24

Realizada por: Postulantes

En conclusión, se tiene que este método nos ayuda a mejorar de cierta manera los perfiles de voltaje, pero en cuanto a pérdidas se refiere muestra una elevación del 5.5%

de las pérdidas actuales, las cuales aumentan de 99.15 kW a 104.61 kW, por lo que no es factible este primer escenario.

Propuesta 2 – Regulador de voltaje

Esta técnica trata sobre el uso de la sensibilidad en la que la demanda eléctrica es sometida con respecto a las variaciones de voltaje. Cuando el voltaje del usuario más lejano disminuye, la demanda máxima de potencias también disminuye. A esta técnica se la conoce por su nombre en inglés como “Conservation Voltage Reduction (CVR)”.

“Estudios de campo realizados en los últimos años demuestran que una reducción del 1% en la tensión, ocasiona una disminución entre el 0.6% y el 1% del consumo.” (Rosso, 2013)

De esta manera se ha procedido a colocar un regulador de Voltaje por fase (CVR) marca COOPER en el TRAMO 69853_MTA que se encuentra en el sector Illuchi a la altura de las bodegas de Tesalia. El CVR será ubicado a 5.45 km del centro de Salcedo hacia el norte por la panamericana sur o también llamada E35 como muestra la figura siguiente.

Figura 17. Sitio de ubicación del CVR



Realizada por: Postulantes

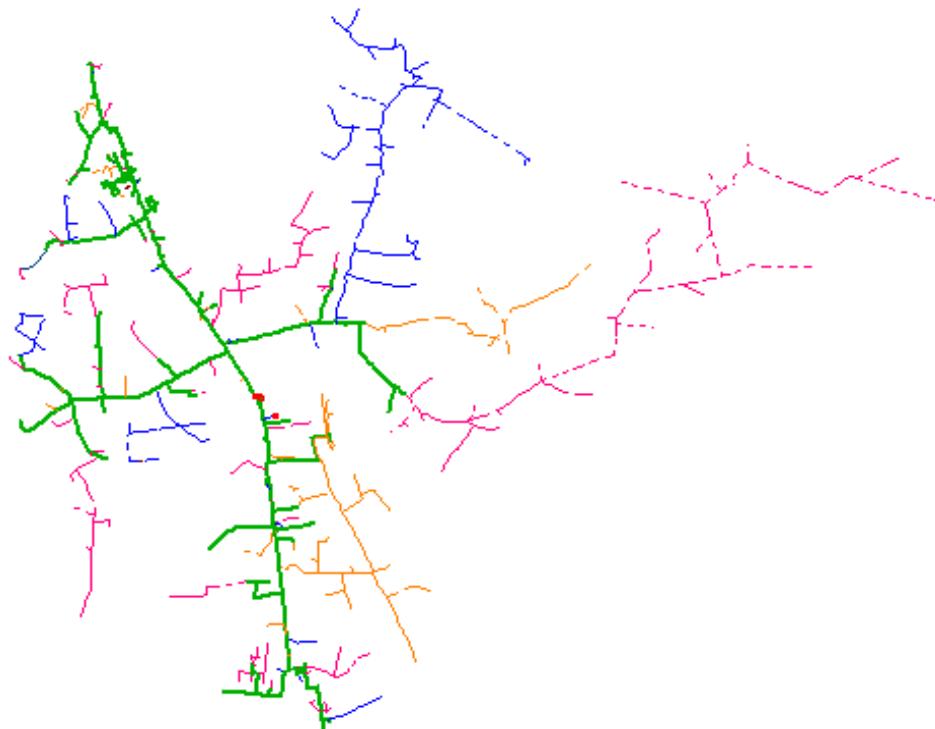
En el punto marcado de la imagen se ingresarán reguladores por fase en una estructura denominada Trifásica – tres postes a doble retención. Los datos de placa de este Regulador se presentan a continuación.

Tabla 18. Datos de placa del Regulador

DATOS DE PLACA	
REGULADOR DE VOLTAJE DE PASOS VR-32 MONOFÁSICO	
MARCA	COOPER POWER SERIES
POTENCIA ACTIVA (KVA)	57.2/64
VOLTAJE (V)	7620/13200Y
FRECUENCIA	60 Hz
RANGO DE REGULACIÓN	±10% 32 - 5/8% POR PASO
CONEXIÓN	SHUNT
MATERIAL	ALUMINIO
KV BIL	110
RELACIÓN TC	15:00.2
CAMBIADOR DE TOMAS	QD3
EMPRESA	ELEPCO S.A.
RELACIÓN TRNASFO. VOLTAJE	60:01:00

Realizada por: Postulantes

A continuación, se crea una base de datos en equipos del regulador a ingresar como se muestra en el Anexo 14, la obtención de los datos a efectuarse se obtiene de la tabla 18 donde se encuentra la placa de datos del equipo. Una vez ingresado los datos requeridos, se ha procedido a correr flujos de carga, donde se muestra una mejora en los perfiles de voltaje como se muestra en la figura siguiente.

Figura 18. Alimentador después de haber corrido flujos con el CVR.

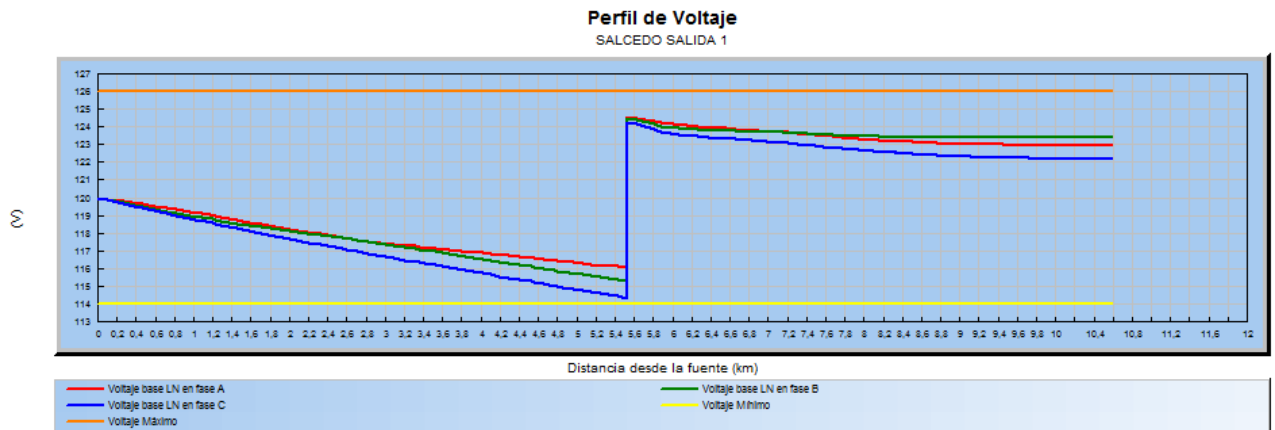
Realizada por: Postulantes

Perfiles de voltaje

El regulador de voltaje o CVR ayuda a mejorar el perfil de voltaje (elevándolo hasta llegar al rango tolerable) aguas abajo en donde se encuentra ubicado.

En la figura siguiente se muestra el perfil de voltaje de los puntos más lejanos desde la fuente de alimentación.

Figura 19. Perfiles de Voltaje después de haber corrido flujos con el CVR.



Realizada por: Postulantes

A continuación, se presenta el resumen de los parámetros tomados de los tramos más lejanos a la fuente de alimentación.

Tabla 19. Tabla resumen

TRAMO MÁS LEJANO DE LA FUENTE							
FASES	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	123.9		8.2	0.2	1.4	1.3	0.4
B	122.3		8.1	0.5	3.7	3.5	1.2
C	121.5		8.1	0.5	4.1	4.1	0.6
				Total:	9	9	2

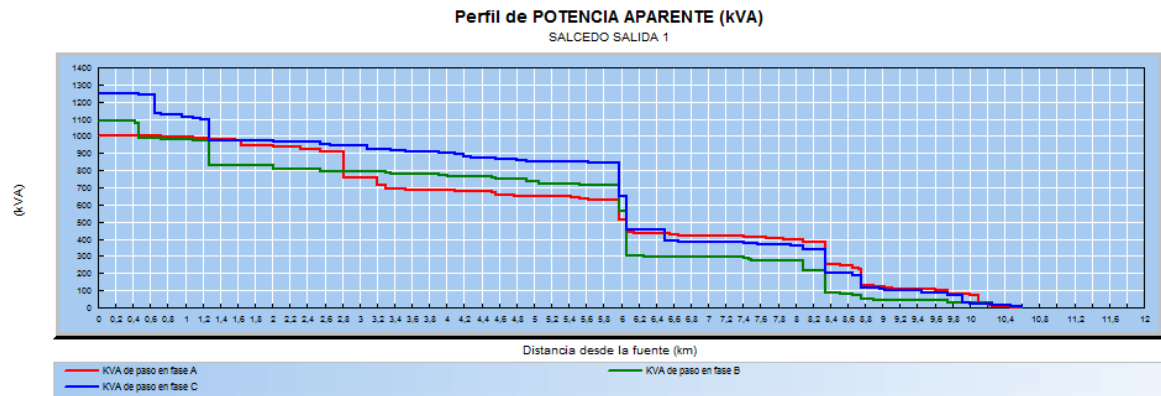
Realizada por: Postulantes

El perfil de Voltaje anterior en este tramo era de 114.3V, con la incorporación del CVR se tiene un incremento del 8.4% mejorando así el perfil de voltaje en este tramo.

Perfil de potencia aparente

El perfil de potencia aparente al ingresar el CVR no varía significativamente ya que no se ha desconectado ninguna carga.

Figura 20. Perfil de potencia aparente después del ingreso del CVR



Realizada por: Postulantes

Reporte de pérdidas del software

Como se muestra en la tabla siguiente, se tiene una reducción de pérdidas en la línea al incorporar el CVR, reduciendo en un 3.21% del total que existen en la actualidad.

Tabla 20. Flujo de carga corregido por CVR

Resumen Total	kW
Pérdidas en las líneas	95.96
Pérdidas en los cables	0.01
Pérdidas de carga del transformador	24.75
Pérdidas en vacío del transformador	87.66
Pérdidas totales	208.39

Realizada por: Postulantes

En conclusión, se tiene que este método nos ayuda a mejorar los perfiles de voltaje, pero en cuanto a pérdidas se refiere muestra una reducción del 3.21% en referencia a las pérdidas actuales, las cuales disminuyen de 99.15 kW a 95.96 kW como se muestra en el Anexo 15.

Reporte de pérdidas calculadas

Una vez corrido el flujo en el software, el cálculo se lo realiza de manera manual utilizando las pérdidas a máxima demanda proporcionado por el software, obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 21. Comparación de pérdidas calculadas y simuladas con el CVR

PÉRDIDAS	SOFTWARE			CALCULADO		
	kW-h	PRECIO kW-h	COSTO \$	kW-h	PRECIO kW-h	COSTO \$
DIARIA	2303.04	0.11	253.3344	1341.324451	0.11	147.54569
MENSUAL	69091.2	0.11	7600.032	40239.73354	0.11	4426.3707
ANUAL	829094.4	0.11	91200.384	482876.8025	0.11	53116.448

Realizada por: Postulantes

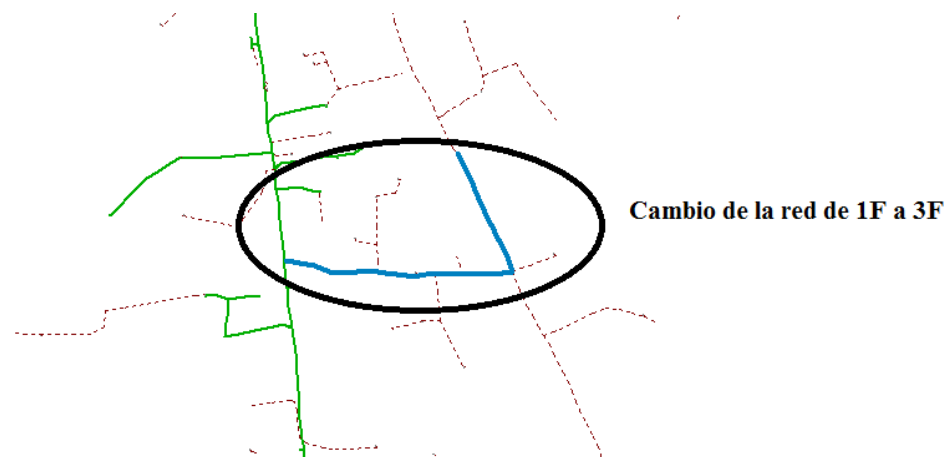
Como se muestra en la tabla 20 el software calcula las pérdidas a demanda máxima, mientras que el calculado se toma en hora – hora. Teniendo una diferencia del 58.24% del software con lo calculado.

Comparando con respecto al caso actual, se determina que ELEPCO S.A. al incorporar un CVR en su sistema, el costo por pérdidas anuales se reduce en un 3.21% y esto representa un valor ahorrado por reducción de pérdidas de \$1765.75.

Propuesta 3 - Creación de nuevos ramales trifásicos y reconfiguraciones

Si bien con anterioridad se ha observado que se ha tratado de reducir las pérdidas en el alimentador tratando de que el termino económico no se vea afectado en gran medida. Sin embargo, al no tener los resultados que se esperan, la hora de realizar la construcción de nuevos tramos trifásicos, permitiéndonos tener un mayor balanceo de cargas y un mejor perfil de voltaje aguas abajo al aumentar el calibre de conductor.

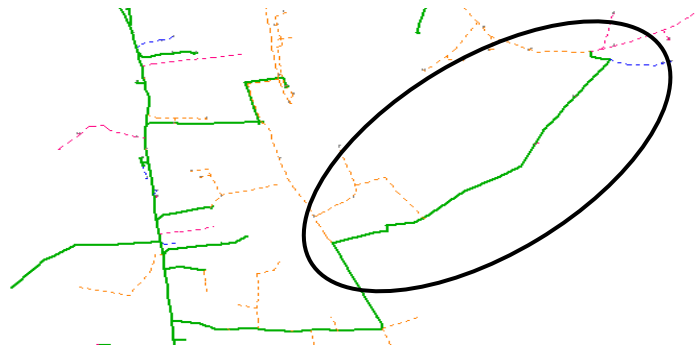
En el presente estudio se realizó el cambio de un ramal monofásico que poseía un calibre 2 en ACSR a un trifásico con un calibre 1/0 ACSR, como se muestra en la figura siguiente.

Figura 21. Cambio del ramal monofásico al trifásico

Realizada por: Postulantes

Además, también se ha realizado la construcción de un nuevo ramal trifásico que conectará al reciente remplazado ramal monofásico del barrio Rumipamba al barrio San Isidro San Juan, también se realizará la reconfiguración de su ramal monofásico, ya que se conecta desde el ramal que vuelve de Belisario Quevedo, como se muestra en la figura 21.

Figura 22. Construcción y conexión de un ramal trifásico



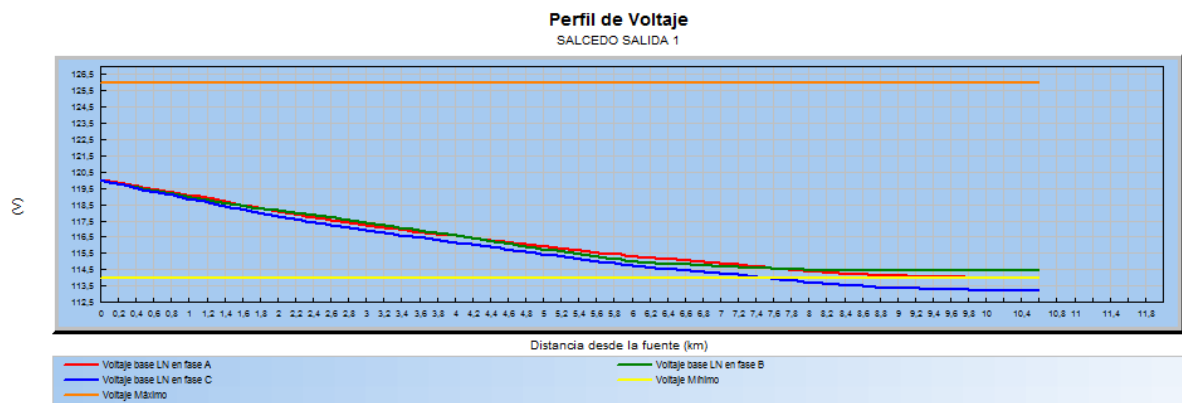
Realizada por: Postulantes

En total se realizó la instalación de una línea trifásica de una distancia de 4.557 km lineales, desde la entrada el semáforo de Rumipamba de Navas hasta el Barrio San Isidro San Juan. Con una distancia eléctrica de 18.946 km de cable 1/0.

Perfiles de voltaje

En cuanto a perfiles de voltaje, se pudo observar de forma rápida que los perfiles mejoraron al realizar dicho tramo, además que otros tramos lejanos también redujeron sus caídas de voltaje, debido al equilibrio de fases que se realizó en ese tramo también parte del desbalance que existía se pudo corregir tal como se puede observar en las siguientes figuras.

Figura 23. Perfil de voltaje después de incluir el tramo trifásico

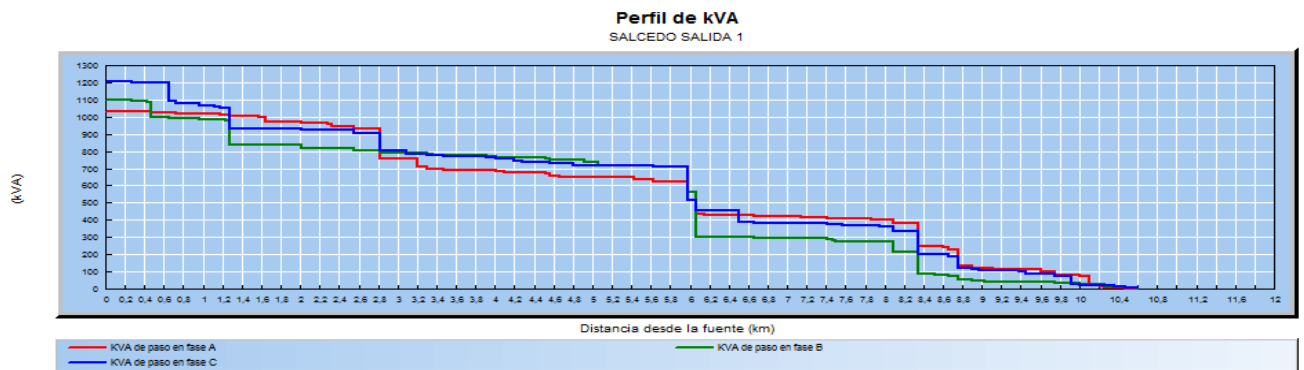


Realizada por: Postulantes

Perfil de potencia aparente

Al realizar el balance de fases se puede observar con la inclusión de los tramos nuevos y con el balance respectivo de los tramos monofásicos conectados, se tiene un perfil de potencia más equilibrado.

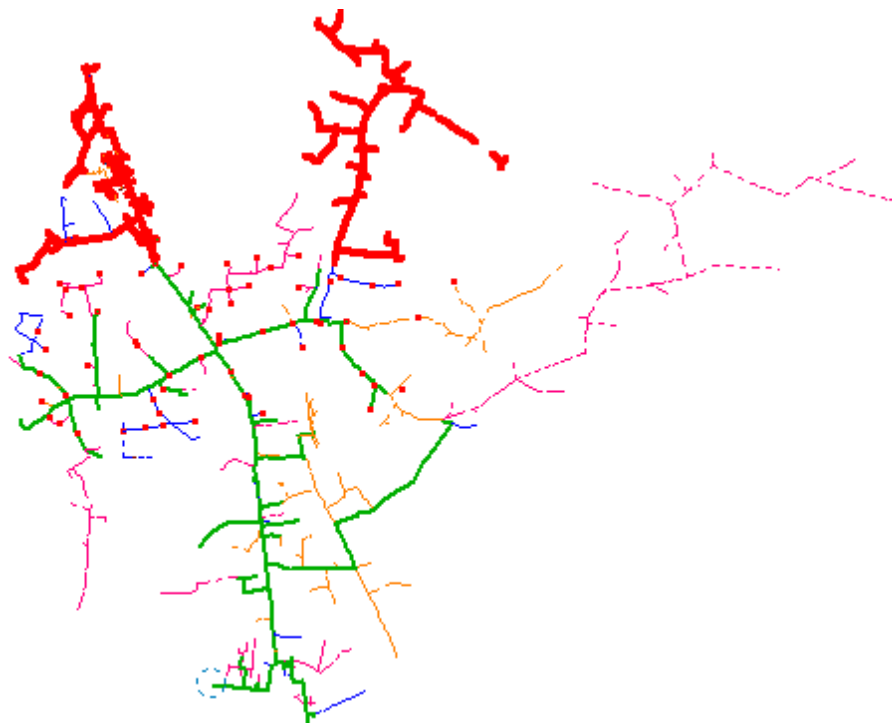
Figura 24. Perfil de potencia aparente después de agregar el tramo trifásico



Realizada por: Postulantes

Como se mencionó con anterioridad, algunos tramos cumplen el límite de caída de voltaje, esto se lo puede observar de manera más dinámica en la siguiente figura. Donde las partes coloreadas de color rojo son las partes que aún poseen caídas de voltaje fuera de los rangos permitidos.

Figura 25. Caídas de voltaje en los tramos



Realizada por: Postulantes

Debido a la existencia de tramos que aun presentan problemas por caídas de voltaje, esta propuesta no es tan factible de realizarla.

Reporte de pérdidas

Una vez que se corrió el flujo de carga, el reporte que arroja el Cymdist se lo puede observar en el Anexo 16, obteniendo un resumen de pérdida que se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 22. Reporte de pérdidas anuales a demanda máxima

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW
Pérdidas en las líneas	88.55
Pérdidas en los cables	0.02
Pérdidas de carga del transformador	26.35
Pérdidas en vacío del transformador	7918
Pérdidas totales	194.09

Realizada por: Postulantes

En la siguiente tabla se compara las pérdidas que ocurren a demanda máxima y las pérdidas que se calculan con la formula, haciendo una comparación de los costos anuales.

Tabla 23. Costo de las pérdidas anuales a demanda máxima

PÉRDIDAS	SOFTWARE			CALCULADO		
	kW-h	PRECIO kW-h	COSTO \$	kW-h	PRECIO kW-h	COSTO \$
DIARIA	2125.2	0.11	233.772	1237.747813	0.11	136.15226
MENSUAL	63756	0.11	7013.16	37132.4344	0.11	4084.5678
ANUAL	765072	0.11	84157.92	445589.2128	0.11	49014.813

Realizada por: Postulantes

Comparando con respecto al caso actual, se determina que ELEPCO S.A. al incorporar los tramos trifásicos en su sistema, el costo por pérdidas anuales se reduce en un 10.69% y esto representa un valor anual ahorrado por reducción de estas de \$ 5867.38.

Selección de la propuesta a implementar

El método más eficaz para reducir pérdidas, pero también más costoso es el de la creación y reconfiguración de un tramo trifásico, pero se tienen tramos que aún no cumplen con la regulación establecida que refiere a la calidad de servicio. De esta manera descartándola como la posible propuesta.

De esta manera el método más tentativo y menos costoso que se propone implementar es el de introducir un Regulador de Voltaje en el sistema, permitiendo mejorar los perfiles de voltaje en los lugares más lejanos a la fuente y como consecuencia reducir las pérdidas en el alimentador.

Proyección de la demanda

Es importante que las empresas distribuidoras tengan un análisis a largo plazo de su demanda ya que ésta tiende a crecer en el tiempo. Esto se debe a que hay un aumento en la población debido a que los clientes tienen una evolución en su ciclo familiar, o hay un incremento de personas en la zona geográfica del sitio donde se encuentra ubicado.

Para la proyección de la demanda se tomó en cuenta una tasa de crecimiento del 8.3% (CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, 2012, pág. 15) debido a la sensibilidad en el comportamiento de la demanda en función del PIB (Producto Interno Bruto) como se muestra en el Anexo 17.

Para lo cual se utilizó la siguiente ecuación exponencial para la proyección de la demanda.

$$D_f = D_i(1 + i)^n \quad \text{(Ecuación 6)}$$

Donde:

D_f = Demanda final o Demanda a estimarse

D_i = Demanda inicial

i = Tasa de crecimiento

n = Número de años a estimarse

Con la ecuación ya planteada en la proyección de la demanda, se procede a realizar los cálculos respectivos, con una demanda máxima inicial de 1561,26 kW.

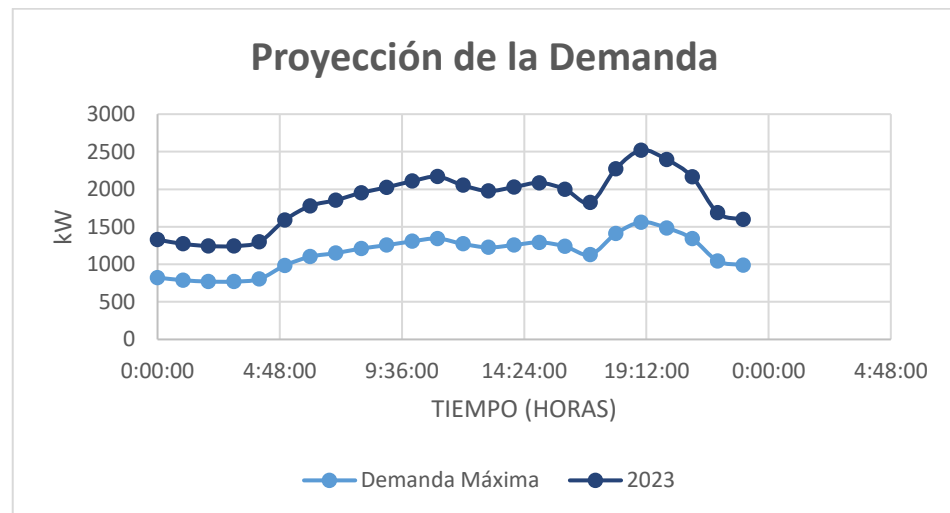
$$D_f = D_i(1 + i)^n$$

$$D_f = 823.5894(1 + 0.083)^5$$

$$D_f = 1328.86 \text{ kW}$$

Como se observa en el gráfico el valor a demanda máxima en el año actual es de 1561.27 kW a las 19:00 horas, mientras que en el año final de proyección (Año 2023) la demanda a la misma hora es de 2519.12 kW, entonces, se pudo determinar un incremento del 61.35% en referencia al año de partida.

Figura 26. Proyección de la demanda a 2023



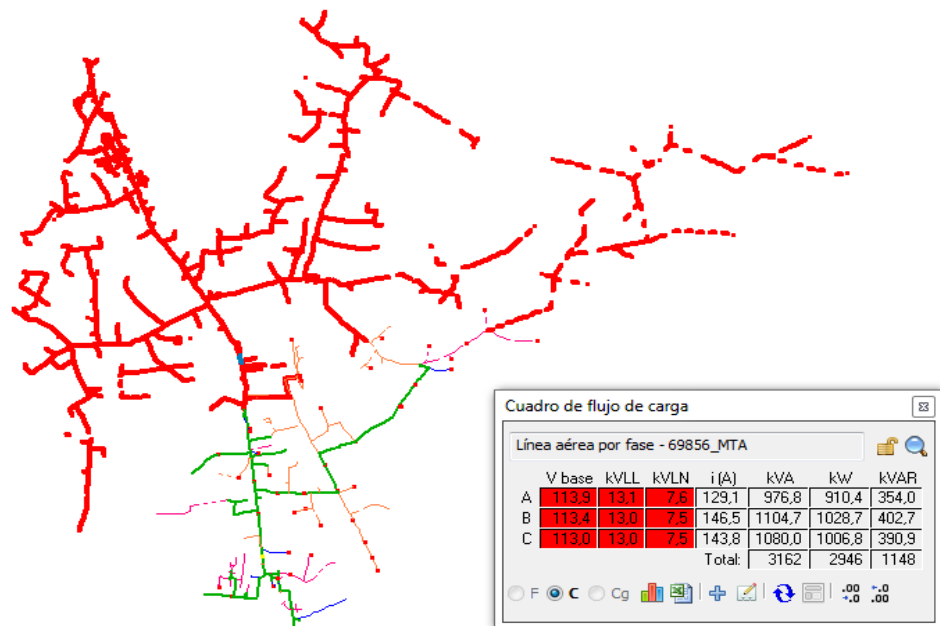
Realizada por: Postulantes

Ingreso de datos al software

El software en varias de sus funciones que posee permite proyectar la demanda ya sea ingresando una tasa de crecimiento por año o un porcentaje total, según sea el caso, así como se muestra en el Anexo 18. Con el ingreso de datos se puede correr flujos de carga para visualizar cómo se comportará el alimentador después del tiempo establecido. Cabe recalcar que la simulación presentada es con la propuesta de la inclusión de un CVR y el balance de fases mencionado en el presente documento, también se analizó la construcción del nuevo tramo trifásico, para de esta manera verificar cual es la propuesta que no tendrá problemas después de la proyección.

A continuación, se presentan las figuras correspondientes producto de la corrida flujos, teniendo en la figura 27 el análisis con la construcción del ramal trifásico y en la figura 28 el análisis con la inclusión del balance de fases y el CVR.

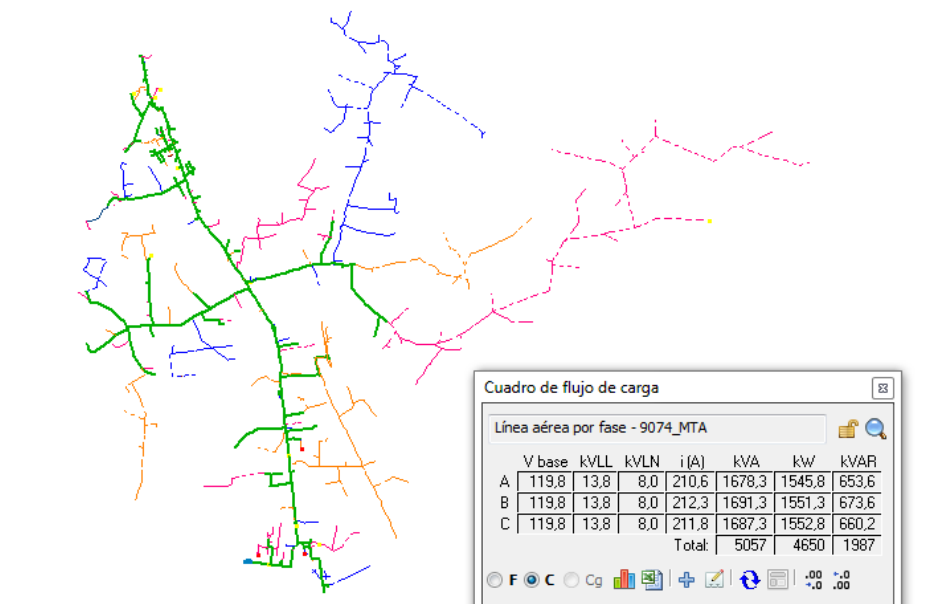
Figura 27. Alimentador proyectado con la construcción del ramal trifásico



Realizada por: Postulantes

Como se muestra en la figura 27 existe un colapso en el alimentador al tener caídas de voltaje en sus tres fases en el kilómetro 4.7 desde la salida de la subestación.

Figura 28. Alimentador proyectado con la inclusión del balance de fases y el CVR



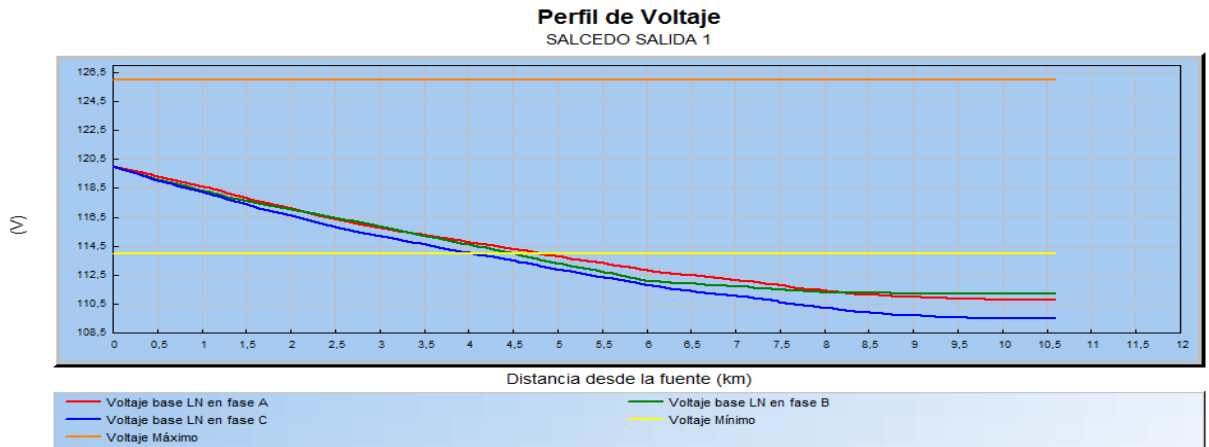
Realizada por: Postulantes

En la figura 28 se muestra el alimentador sin problemas de ningún tipo.

Perfiles de voltaje

Con la propuesta 3 se aprecia que los perfiles de voltaje en las tres fases están fuera de los límites mínimos permitidos, teniendo problemas en casi el 55% de sus tramos.

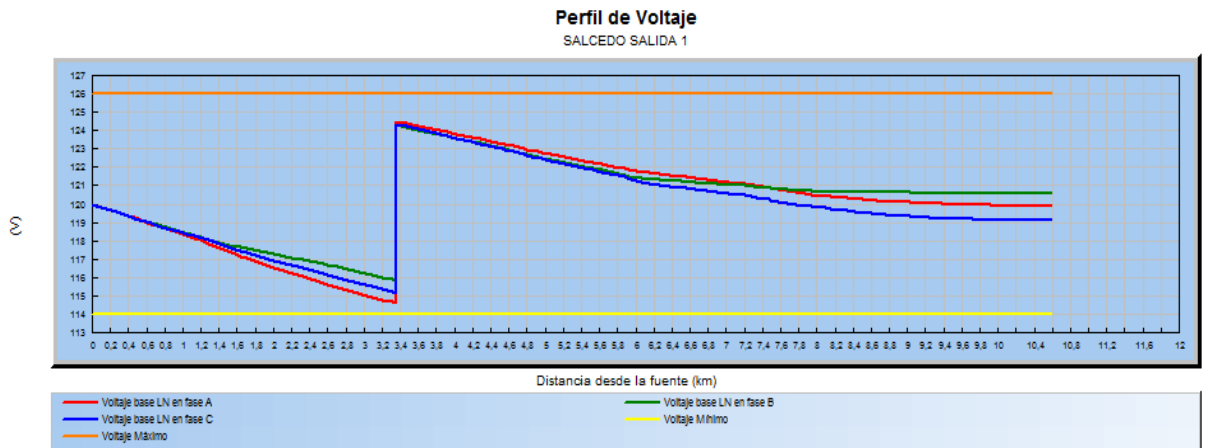
Figura 29. Perfil de voltaje con los nuevos ramales



Realizada por: Postulantes

Incluso después de la proyección, se muestra que a pesar de que el perfil de voltaje decrezca, el mismo no sobrepasa los límites establecidos, como se muestra a continuación:

Figura 30. Perfil de voltaje con el CVR

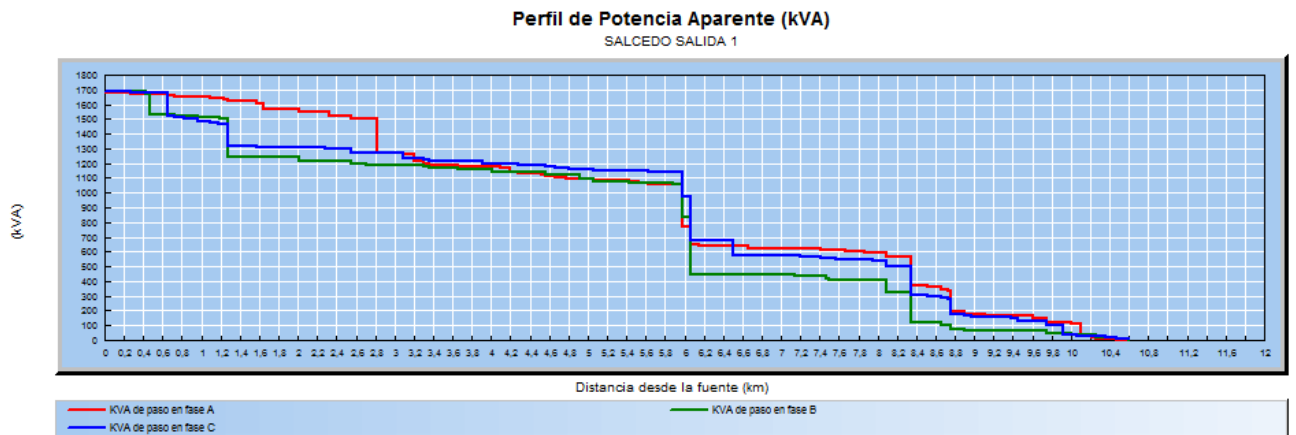


Realizada por: Postulantes

Perfil de Potencia Aparente

A pesar de que la demanda creció, los perfiles de potencia aparente no variaron de manera significativa, ya que el valor de potencia aparente será el mismo para las propuestas.

Figura 31. Perfil de potencia aparente



Realizada por: Postulantes

Reporte de pérdidas

Después haber realizado la corrida de flujos con la demanda proyectada, el reporte que indica el software se muestra en los anexos 19 y 24 respectivamente, mostrando a continuación una tabla de resumen con unas pérdidas en las líneas de 203.9 kW para las propuestas 1 y 2, mientras que en la propuesta 3 se tiene un valor de 206.32 kW a demanda máxima.

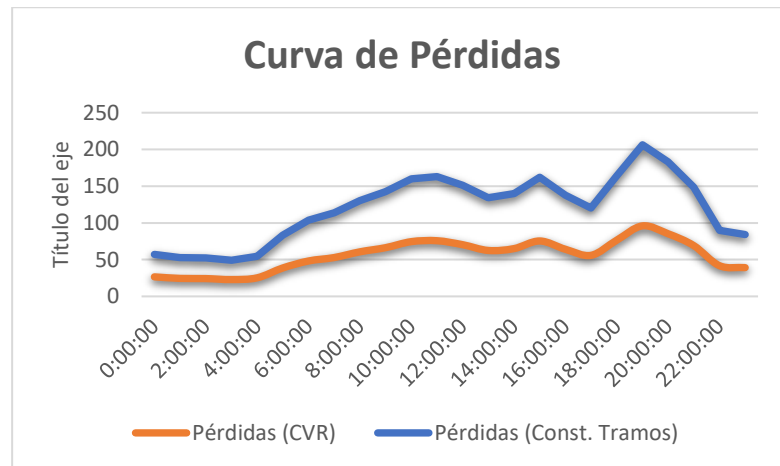
Tabla 24. Pérdidas anuales a demanda máxima de las propuestas proyectadas

Costo anual de las pérdidas del sistema	Propuesta 1 y 2	Propuesta 3
	kW	kW
Pérdidas en las líneas	203.9	206.32
Pérdidas en los cables	0.03	0.04
Pérdidas de carga del transformador	54.49	58.85
Pérdidas en vacío del transformador	85.53	75.74
Pérdidas totales	343.95	340.94

Realizada por: Postulantes

Como se puede apreciar, el valor de las pérdidas técnicas se ha elevado en gran medida, debido a que la corriente que circula en sus líneas ascendió, inicialmente se tenía un valor de pérdidas en las líneas de 95.96 kW.

En la siguiente figura se muestra la curva de pérdidas con la demanda proyectada, con su demanda pico a las 19:00 horas.

Figura 32. Curva de pérdidas sin proyectar

Realizada por: Postulantes

Y a continuación, se presenta la tabla de los costos de pérdidas con la proyección de la demanda con las propuestas descritas

Tabla 25. Costo de las pérdidas anuales a demanda máxima proyectada

PÉRDIDAS	Calculado (Tramos Trifásicos)			Calculado (CVR)		
	kW-h	PRECIO kW-h	COSTO \$	KW-h	PRECIO kW-h	COSTO \$
DIARIA	2883.93144	0.11	317.232458	2850.10479	0.11	313.511527
MENSUAL	86517.9431	0.11	9516.97375	85503.1437	0.11	9405.34581
ANUAL	1038215.32	0.11	114203.685	1026037.72	0.11	112864.15

Realizada por: Postulantes

ELEPCO S.A. recupera un mayor valor al incorporar un CVR en su sistema, con una diferencia del 2.44% a comparación de la creación de los nuevos tramos trifásicos, ya que los costos por pérdidas en las propuestas 1 y 2 aumentan de 54882.19 \$/año a un valor de 112864.15 \$/año, mientras que en la propuesta 3 los valores por pérdidas aumentan a 114203.685 \$/año, siendo económica y técnicamente recomendable el insertar un Regulador de Voltaje con balance de fases.

Elección de la Propuesta

Después de haber realizado el análisis respectivo se concluye que la mejor propuesta de implementación es la 2 juntamente con un balance de fases, ya que las mismas ayudan con el cumplimiento de la regulación 004/01 de calidad del servicio, incluyendo una proyección de la demanda a 5 años. Además, que esta propuesta es la que menor inversión tiene y a su

vez permite recuperarla en menos años, al tener una TIR del 12% como se muestra en la tabla 31, siendo esta mayor que cero demostrando que el proyecto sea rentable.

12. IMPACTOS

Después de analizar las propuestas planteadas se toman las siguientes deducciones:

Tabla 26. Resumen de pérdidas de las propuestas

REPORTE DE PÉRDIDAS			
ÍTEMS	SOFTWARE	CALCULADA	REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS CON RESPECTO AL ACTUAL (%)
	DEMANDA MAXIMA (kW)	kW-h	
ACTUAL	99.15	498929.085	-
BALANCEO DE FASES	104.61	526404.151	NO APLICA
CVR	95.96	482876.803	3.32
CREACIÓN Y RECONFIGURACIÓN DEL ALIMENTADOR	88.55	445589.213	11.97

Realizada por: Postulantes

Para la reducción de pérdidas en el sistema es necesario implementar una propuesta que permita cumplir con los parámetros técnicos que exige la regulación 004/01 que muestra la siguiente tabla.

Tabla 27. Límites de caída de Voltaje

	Sub Etapa 1	Sub Etapa 2
Medio Voltaje	±7.0%	±5.0%
Bajo Voltaje Urbanas	±10.0%	±8.0%
Bajo Voltaje Rurales	±13.0%	±10.0%

Fuente: ARCONEL

El porcentaje de pérdidas que se ha reducido en comparación del sistema actual, con la propuesta escogida es de 0.24% de la energía suministrada.

Tabla 28. Porcentaje de pérdidas totales después de incluir la propuesta

Energía	MWh-año	Porcentaje de Pérdidas (%)
Pérdidas Calculadas	482.8768	7.351966658
Suministrada	6567.995	
Total Facturado	6085.1182	

Realizada por: Postulantes

13. VALORACIÓN ECONÓMICA Y/O PRESUPUESTOS PARA IMPLEMENTAR LA PROPUESTA DEL PROYECTO

La evaluación económica involucra los costos y beneficio que el proyecto podría tener al ser implementado. Este análisis da importantes resultados a la hora de la toma de decisiones, de esta forma se sabrá, si el proyecto es viable y si se recuperara el costo de inversión inicial tras algunos años de encontrarse en funcionamiento.

Si se habla en términos de economía, se valora el número de kWh ahorrados al disminuir las pérdidas tras implementar las técnicas de reducción de pérdidas.

La metodología empleada utiliza una serie de indicadores básicos, que son:

- a. **Valor neto:** es el valor que tiene hoy un determinado flujo de dinero que se recibirá en el futuro.
- b. **Valor actual neto:** es el valor de los beneficios y costos a una tasa de descuento que refleje el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto.
- c. **Relación beneficio costo:** es el cociente del valor actualizado de los beneficios, descontado el costo de operación y mantenimiento, y del valor actualizado de los costos de inversión.
- d. **Tasa interna de retorno:** es tasa de interés a la cual se igualan los costos de inversión y los beneficios del proyecto, descontando los costos de operación y mantenimiento, es decir la tasa a la cual el valor actual presente neto del proyecto se iguala a cero.

Cálculo de los costos de inversión

Los costos de inversión asociados las propuestas aplicarse se detallan en el siguiente cuadro, donde se indican los costos que tendrán cada uno de los cambios recomendados en la Salida 1 de la Subestación Salcedo. Estos costos han sido calculados con los precios internos que maneja la empresa, y han sido proporcionados por el departamento de Estudios Técnicos y Económicos de ELEPCO S.A.

Para la evaluación económica se tomó una tasa de descuento del 8 % (ELEPCO, 2017, p. 10), misma que es aplicada por la empresa al tener un financiamiento por parte del Banco Internacional de Desarrollo (BID) para los países del caribe y Sudamérica, el cual costea toda construcción nueva.

También se tomó en cuenta la vida útil de las propuestas las cuales se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 29. Reporte de pérdidas totales

Propuesta	Descripción	Inversión	Años de vida
P1	Creación de Tramos	84 820.99	35
P2	CVR + Balance	19 500	25

Fuente: SEMPLADES

Realizada por: Postulantes

Como se mencionó en el literal 12, la propuesta técnicamente viable es la inclusión de los CVR, además en la tabla anterior se puede observar que la inversión de estos es de un menor valor, siendo esta propuesta la técnica y económicamente más viable.

Cálculo de beneficios

Este cálculo de los beneficios se determina de la diferencia entre las pérdidas que se tiene en el sistema actual y las pérdidas que ocurren después de haber efectuado las propuestas. Esta estimación se la realiza por cada año de vida útil que posee el proyecto.

Después de haber realizado los cambios respectivos, se pudo determinar que la mejor opción para reducir las pérdidas es la creación de un nuevo ramal trifásico con su respectivo balanceo de cargas. Una vez conocidos los ahorros de potencia y energía anual, se continúa con la cuantificación de estos ahorros y se determina su valor presente neto.

Se considera los valores de acuerdo con estudios del VAD de ELEPCO del año 2016, se tienen los siguientes valores:

Tarifa de energía promedio: 0.11 \$/kWh

Tarifa de potencia: 168.74 \$/kW-año

La suma de los beneficios tras reducir las pérdidas de potencia y energía dan como resultado el beneficio total.

Tabla 30. Beneficio ahorro de la inversión

BENEFICIO AHORRO DE LA INVERSION ANUAL					
	UNIDAD	PRECIO	AHORRO	SUB TOTAL	TOTAL
Creación de Tramos	KW	168.71	10.6	1788.42	7922.52
	KWH	0.11	53340	6134.1	
CVR + Balance	KW	168.71	3.19	538.21	2303.96
	KWH	0.11	16052.28	1765.75	

Realizada por: Postulantes

El ahorro anual de realizar las respectivas propuestas es de 7922.52 \$/año con la creación de nuevos tramos trifásicos, mientras que con la inclusión del CVR se ahorra un valor de 2303.96 \$/año.

Tasa interna de retorno (TIR)

La evaluación de proyectos de inversión busca determinar la conveniencia de una inversión, para esto utiliza diversos análisis uno de ellos es el cálculo de la tasa interna de retorno. Esta tasa se compara con un rendimiento mínimo que se desea ganar, por lo tanto, si la TIR es mayor que cero el proyecto analizado devuelve el capital invertido incluido una ganancia. Con este indicador se podrá saber en cuanto tiempo se recupera el valor de la inversión, y desde que año genera ingresos a favor de la empresa.

Tabla 31. Tasa Interna de Retorno

Resultados		
Indicadores	Creación de Tramos	CVR + Balance
T.I.R.	9%	12%

Realizada por: Postulantes

Eso nos indica que la solución planteada en el trabajo es rentable, al recuperar el valor de inversión a los 14 años como muestra el Anexo 21, mientras que la propuesta de creación de tramos se recupera en el año 25 como muestra en el Anexo 20 y de esta manera se justifica que la elección de la propuesta fue correcta.

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Mediante el trabajo de campo realizado para el levantamiento de información del alimentador analizado se determinó que la información existente en el ArcGIS se encuentra con un cierto grado de desactualización, ya que ciertos tramos que están contruidos aún no se encuentran graficados en la base de datos.
- Con el balance de fases en el sistema, se tiene una elevación de pérdidas del 5.5%, las cuales aumentan de 99.15 kW a 104.61 kW, y se pudo liberar de problemas en algunos tramos cumpliendo en éstos, los perfiles de voltaje permitidos
- Al introducir un Regulador de Voltaje (CVR) al sistema, las pérdidas se redujeron en un 3.21% a comparación del sistema actual, disminuyendo de 99.15 kW a 95.96 kW y ahorrando un valor anual de \$ 1765.75.
- Al crear y reconfigurar un tramo de red monofásica a trifásica y realizar el respectivo balance de fase se pudo determinar que las pérdidas se reducen en un 10.69%, teniendo un ahorro anual de \$ 5867.38, mejorando los perfiles de voltajes en algunos tramos finales, sobrando aun algunos tramos sin solución.
- La propuesta con el año de recuperación más favorable es la del ingreso de los CVR al tener un tiempo de retorno de la inversión al año 14, generando ingresos a favor de la Empresa a partir de ese año.
- Las propuestas que se tomaron en cuenta para la reducción de pérdidas han sido realizadas bajo criterios técnicos – económicos, de esta manera se eligió la más favorable para el sistema.

Recomendaciones

- Es necesario realizar el trabajo de campo utilizando los equipos adecuados.
- Se debe tener a disposición los estudios más recientes del VAD por parte de la empresa distribuidora.
- Poseer una capacitación previa de los softwares que se utilizaron para el estudio pertinente.
- Las Empresas Distribuidoras deben mantener una base de datos georreferenciada y actualizada en los softwares utilizadas por ella para que permitan una planificación adecuada del sistema eléctrico.

- Finalmente es importante la continuidad de los estudios del sistema de distribución, pues se trata de una red muy cambiante por la cantidad de elementos que posee y su crecimiento paulatino.

15. BIBLIOGRAFÍA

ArcMAP, R. (Febrero de 2015). *resources.arcgis*. Obtenido de

<http://resources.arcgis.com/es/help/getting-started/articles/026n00000014000000.htm>

Baranda, M., & Arnulfo, A. (2012). *Operación y mantenimiento de equipos de Subestaciones*. Mexico .

Castaño, S. R. (2004). *Redes de Distribución de Energía*. Manizales: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia.

CONELEC. (2001). *CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (Regulación 004/10)*. Quito.

CONELEC. (2007). *PROCEDIMIENTOS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA*. Quito.

CONELEC. (2012). *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*. En M. d. Renovables. Quito: Advantlogic Ecuador S.A.

Culqui, L., & Basantes, M. (2010). *ESTUDIO DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL DE*. Latacunga.

ELEPCO. (2017). *MEMORIAS SEMPLADES*. LATACUNGA.

ELEPCO S.A. (2017). *Análisis de la situación actual ELEPCO S.A.* Latacunga: Propia.

Poveda, M. (1987). *Planificación de Sistemas de Distribución*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Rosso, A. G. (2013). *REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN*. Argentina.

Saavedra, C., & Ramón, P. (2005). *DIAGNÓSTICO TÉCNICO Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PÉRDIDAS EN EL ALIMENTADOR NO. 04 A 13.8 KV DE LA SUBESTACION SALCEDO*. Latacunga.

ANEXOS

Anexo 1 Creación de la base de datos

Modo Base de datos
Elija cómo desea guardar los datos de equipos, de red y de proyectos.

Base de datos única
Elija esta opción para guardar los datos de equipos, de red y de proyectos en una sola base de datos.

Base de datos única (Equipos solamente)
Elija esta opción para guardar los datos de equipos en una sola base de datos.

Bases de datos distintas
Elija esta opción para guardar los datos de equipos, de red y de proyectos en distintas bases de datos.

← Precedente Siguiente → Cancelar

Fuente: Cymdist

Realizada por: Postulantes

Anexo 2 Creación de fuente equivalente

Equivalente de fuente

General Límites de carga Armónicos Fiabilidad Símbolo

Tensión del equivalente de fuente

Nominal: 69,0 kVLL
Servicio: 69,0 kVLL
Ángulo de fase: 120,0 Grados

Configuración de la fuente

Capacidad nominal

Capacidad: 100,0 MVA

Impedancias del equivalente de fuente

	R	X	
Z1:	2,71	6,575	<input checked="" type="radio"/> Ohmios
Z0:	6,847	21,412	<input type="radio"/> p.u. *
Z2:	2,71	6,575	

* Potencia de base: 100,0 MVA

Calcular usando la potencia de cortocircuito:

Calcular usando los detalles de la fuente:

Aceptar Cancelar

Fuente: Cymdist

Realizada por: Postulantes

Anexo 3 Potencia de cortocircuito

Información del sistema

Tensión: 69,0 kVLL

Datos de cortocircuito

MVA X / R

Trifásicos: 669,4705 2,4262

Monofásicos: 389,4543 2,8175

Aceptar Cancelar

Fuente: Cymdist

Realizada por: Postulantes

Anexo 4 Transformadores de potencia

Transformador con dos devanados

General Límites de carga LTC Fiabilidad Símbolo

Datos nominales

Tipo de transformador: Trifásico

Tipo de aislamiento: Inmerso en líquido

Tipo de devanado: Forma acorazada

Capacidad nominal: 10000,0 kVA

Tensión primaria: 69,0 kVLL

Tensión secundaria: 13,8 kVLL

Pérdidas en vacío: 0,0 kW

Reversible:

Configuración

Primario

Secundario

Desfase: Dyn1

Impedancias de secuencia

Por omisión

Z1: 6,87 % X1/R1: 15,0

Z0: 6,87 % X0/R0: 15,0

Impedancias de puesta a tierra

Rg Xg

Primario: 0,0 0,0 Ohmios

Secundario: 0,0 0,0 Ohmios

Aceptar Cancelar

Fuente: Cymdist

Realizada por: Postulantes

Anexo 5 Transformadores de distribución

Transformador con dos devanados

General Límites de carga LTC Fiabilidad Símbolo

Datos nominales

Tipo de transformador: Monofásico
Tipo de aislamiento: Inmerso en líquido
Tipo de devanado: Forma acorazada
Capacidad nominal: 5,0 kVA
Tensión primaria: 13,8 kVLL
Tensión secundaria: 0,24 kVLL
Pérdidas en vacío: 0,03 kW
Reversible:

Configuración

Primario:
Secundario:
Desfase: YNyn0

Impedancia

Por omisión Z: 4,5 % X/R: 4,0

Impedancias de puesta a tierra

	Rg	Xg	
Primario:	0,0	0,0	Ohmios
Secundario:	0,0	0,0	Ohmios

Aceptar Cancelar

Fuente: Cymdist

Realizada por: Postulantes

Anexo 6 Requerimientos del software Cymdist para el ingreso de conductores

Conductor

General Límites de carga Fiabilidad Notas

Detalles de construcción

Palabra código:
Tipo de construcción: Conductor de aluminio reforzado con acero
Material: Aluminio
Tamaño: 53,46 mm²
Diámetro interno: 0,33711 cm
Diámetro externo: 1,01092 cm
RGM: 0,13594 cm

Capacidad nominal

Crte perman. nominal: 230,0 A
Capac. de soporte de cc: 300,0 A

Resistencia

	ac	cc	
R 25°C:	0,5518	0,0	Ohmios/km
R 50°C:	0,6959	0,0	Ohmios/km

Aceptar Cancelar

Fuente: Cymdist

Realizada por: Postulantes

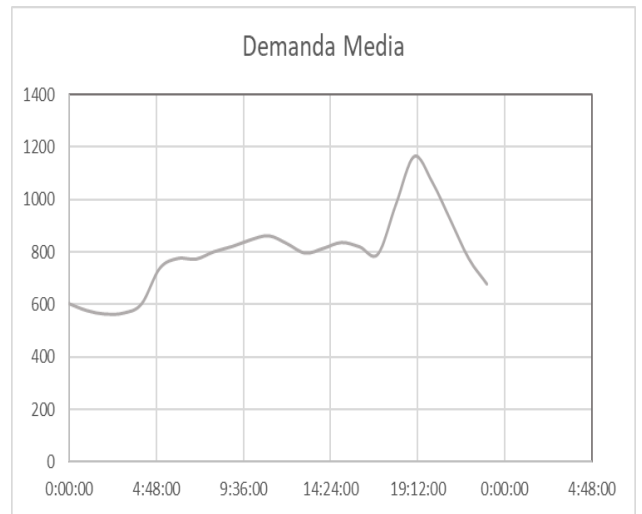
Anexo 7 Campos solicitados por el software Cymdist de la carga concentrada

Fuente: Cymdist

Realizada por: Postulantes

Anexo 8 Demanda media del día

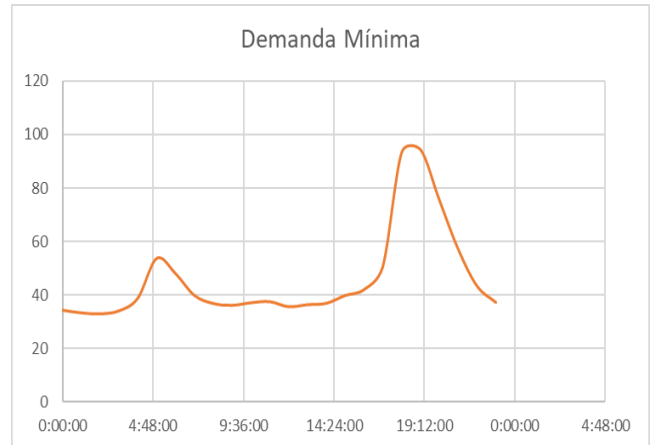
Demanda Media				
Hora	KVA	KW	KVAr	fp
0:00:00	616.089876	604.922944	116.768858	0.98187451
1:00:00	589.201453	577.977836	114.455114	0.98095114
2:00:00	575.861083	564.761748	112.517352	0.98072567
3:00:00	579.88313	568.538665	114.141277	0.98043664
4:00:00	616.766361	603.63039	126.613965	0.97870187
5:00:00	756.994508	739.123434	163.515244	0.97639207
6:00:00	796.329989	776.505386	176.580967	0.97510504
7:00:00	806.00265	774.115662	224.466507	0.96043811
8:00:00	842.719818	802.599862	256.924411	0.9523923
9:00:00	867.094227	822.326088	275.013094	0.94836993
10:00:00	895.292947	847.569953	288.400131	0.94669567
11:00:00	913.350771	862.817054	299.593662	0.94467217
12:00:00	881.996704	833.190627	289.329508	0.94466411
13:00:00	842.039127	797.112425	271.369992	0.94664535
14:00:00	863.551796	814.960362	285.589414	0.94373072
15:00:00	889.740337	837.329211	300.861531	0.94109391
16:00:00	873.068324	820.693269	297.84368	0.94001036
17:00:00	835.390209	792.765097	263.43937	0.94897581
18:00:00	1009.7063	983.190712	229.875678	0.97373931
19:00:00	1180.96446	1164.55268	196.199174	0.98610307
20:00:00	1081.2502	1066.45212	178.274654	0.98631392
21:00:00	935.17502	921.812095	157.527072	0.98571078
22:00:00	787.416791	776.302361	131.83265	0.98588495
23:00:00	688.992604	679.561558	113.608532	0.98631183



Realizada por: Postulantes

Anexo 9 Demanda mínima del día

Demanda Mínima				
Hora	KVA	KW	KVAr	Fp
0:00:00	57.8166054	34.201	46.616	0.59154286
1:00:00	66.7745344	33.209	57.931	0.49733031
2:00:00	64.3211668	32.85	55.3	0.51071835
3:00:00	59.7767447	33.985	49.176	0.56853213
4:00:00	62.4277556	38.738	48.955	0.62052527
5:00:00	80.1243714	53.567	59.586	0.66854815
6:00:00	74.8488359	47.884	57.528	0.63974275
7:00:00	73.2472523	39.727	61.538	0.54236847
8:00:00	70.3833861	36.729	60.04	0.5218419
9:00:00	87.7458186	36.024	80.01	0.41054948
10:00:00	85.5316782	36.993	77.118	0.43250642
11:00:00	87.0670198	37.396	78.627	0.42950821
12:00:00	91.9057565	35.497	84.774	0.38623261
13:00:00	37.7688459	36.264	10.555	0.96015642
14:00:00	82.1120063	36.762	73.423	0.44770554
15:00:00	91.2040779	39.715	82.103	0.43545202
16:00:00	93.910006	41.895	84.047	0.4461186
17:00:00	89.3140381	50.489	73.674	0.56529747
18:00:00	114.094424	93.146	65.889	0.81639397
19:00:00	100.789245	94.212	35.813	0.93474259
20:00:00	91.3368718	75.423	51.515	0.82576728
21:00:00	74.7452122	56.996	48.356	0.76253714
22:00:00	65.2260522	43.233	48.84	0.66281798
23:00:00	67.6842713	37.145	56.581	0.54879811



Realizada por: Postulantes

Anexo 10 Parámetros del sistema

Parámetros del sistema

Parámetros del sistema

Frecuencia del sistema: Hz

Potencia de base: MVA

Tensión de base: V

Parámetros de cálculo de la línea

Resistencia del conductor a: 25,0 °C 50,0 °C

Resistividad promedio de tierra: Ohmios-m

Modelo de retorno por tierra:

Modelo de cable y de línea equilibrada:

Para tramos más largos que: km

Fuente: Cymdist

Realizada por: Postulantes

Anexo 11 Análisis de distribución de carga

Modelo de carga: DEFAULT

Método de distribución: Consumo kW-h

Parámetros de flujo de carga: DEFAULT

Demanda

Alimentador : ALIM-SAS1

Conectado

A-FP Total

A	75.08	97.45
B	83.16	97.45
C	59.45	97.45

Factores...

Datos aguas abajo

A	B	C	Total
309737,67	333787,67	388615,67	1032141,0

Consumo kW-h

Guardar Ejecutar Aceptar Cancelar

Fuente: Cymdist

Realizada por: Postulantes

Anexo 12 Reporte del sistema actual

Flujo de carga - Reporte sumario por red

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio	Elepco 2015.sxst
Fecha	Wed Jan 10 2018
Tiempo	09h58m14s
Nombre del proyecto	Nuevo
Método de cálculo	Caída de tensión - 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
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

Alimentador: SALCEDO SALIDA 1

Fuente: SAS1-S1

Tensión de fuente: 13,80 KVLL, 0,00 Grad.

Resumen total	kW	kvar	KVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	3114.28	1232.29	3349.22	92.99
Generadores	0	0	0	0
Producción total	3114.28	1232.29	3349.22	92.99
Carga leída (no regulada)	2931.88	1047.15	3113.27	94.17
Carga utilizada (regulada)	2909.97	1039.29	3089.99	94.17
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt (reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2909.97	1039.29	3089.99	94.17
Capacitancia del cable	0	-3.7	3.7	0
Capacitancia de la línea	0	-38.9	38.9	0
Capacitancia shunt total	0	-42.6	42.6	0
Pérdidas en las líneas	99.15	129.63	163.2	60.75
Pérdidas en los cables	0.02	0.01	0.02	87.56
Pérdidas de carga del transformador	26.49	105.96	109.22	24.25
Pérdidas en vacío del transformador	78.66	0	78.66	100
Pérdidas totales	204.31	235.6	311.85	65.52

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	27	I9930_MTS	518,25 %
	B	29	I9930_MTS	518,25 %
	C	32	I9930_MTS	518,25 %
Subtensión	A	1889	I69822_MTA	85,41 %
	B	2252	I9025_MTA	90,71 %
	C	2613	I8987_MTA	85,42 %
Sobretensión	A	0	9074_MTA	100,00 %
	B	0	9074_MTA	100,00 %
	C	0	9074_MTA	100,00 %

Resumen total	kW	kW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	99.15	868554	95540.94
Pérdidas en los cables	0.02	175.2	19.272
Pérdidas de carga del transformador	26.49	232052.4	25525.764
Pérdidas en vacío del transformador	78.66	689061.6	75796.776
Pérdidas totales	204.31	1789843.2	196882.752

Fuente: Cymdist

Anexo 13 Reporte (balance de fases)

Flujo de carga - Reporte sumario (Balance de Fases)

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio	Elpeco 2015.sxst
Fecha	Wed Jan 10 2018
Tiempo	17h33m27s
Nombre del proyecto	Nuevo
Método de cálculo	Caída de tensión - 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
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	3120.3	1240.44	3357.82	92.93
Generadores	0	0	0	0
Producción total	3120.3	1240.44	3357.82	92.93
Carga leída (no regulada)	2931.88	1047.15	3113.27	94.17
Carga utilizada (regulada)	2910.06	1039.32	3090.09	94.17
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt (reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2910.06	1039.32	3090.09	94.17
Capacitancia del cable	0	-3.99	3.99	0
Capacitancia de la línea	0	-38.98	38.98	0
Capacitancia shunt total	0	-42.97	42.97	0
Pérdidas en las líneas	104.61	136.41	171.91	60.86
Pérdidas en los cables	0.02	0.01	0.03	89.11
Pérdidas de carga del transformador	26.92	107.68	110.99	24.25
Pérdidas en vacío del transformador	78.68	0	78.68	100
Pérdidas totales	210.24	244.1	322.16	65.26

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	28	19930_MTS	518,25 %
	B	29	19930_MTS	518,25 %
	C	32	19930_MTS	518,25 %
Subtensión	A	1724	169822_MTA	84,66 %
	B	836	116961_MTA	85,09 %
	C	1532	18987_MTA	85,49 %
Sobretensión	A	0	9074_MTA	100,00 %
	B	0	9074_MTA	100,00 %
	C	0	9074_MTA	100,00 %

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	104.61	916.43	100.8073
Pérdidas en los cables	0.02	0.21	0.0231
Pérdidas de carga del transformador	26.92	235.81	25.9391
Pérdidas en vacío del transformador	78.68	689.27	75.8197
Pérdidas totales	210.24	1841.71	202.5892

Fuente: Cymdist

Anexo 14 Ingreso a la base de datos del regulador a colocar

The image shows a software window titled 'Regulador' with a search bar and a list of items including 'COOPER_VRA305BCL' and 'DEFAULT'. The main configuration area is divided into several sections:

- General** (selected tab):
 - Datos nominales:**
 - Tipo de construcción: Monofásico (dropdown), Tipo B (dropdown)
 - Capacidad nominal: 57,2 kVA / fase, 78,39 A
 - Tensión nominal: 7,96 kV
 - Ajustes de comando:**
 - Reduc. de tensión máx.: 8,33333 %
 - Sobretensión máxima: 10,0 %
 - Número de tomas: 32
 - Ancho de banda: 4,0 Voltios
 - TC nominal al primario: 100,0 A
 - Relación transfo de tensión: 60,0
 - Modo de operación:**
 - Reversible
- Límites de carga**
- Fiabilidad**
- Símbolo**

Buttons for 'Aceptar' and 'Cancelar' are located at the bottom right.

Fuente: Cymdist

Realizada por: Postulantes

Anexo 15 Reporte del CVR

Flujo de carga - Reporte sumario (SALCEDO SALIDA 1)

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio	Elecco 2015_regulador.sxst
Fecha	Thu Jan 11 2018
Tiempo	11h31m01s
Nombre del proyecto	Nuevo
Método de cálculo	Caída de tensión - 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
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	3118.41	1217.41	3347.62	93.15
Generadores	0	0	0	0
Producción total	3118.41	1217.41	3347.62	93.15
Carga leída (no regulada)	2931.88	1047.15	3113.27	94.17
Carga utilizada (regulada)	2910.02	1039.32	3090.04	94.17
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt (reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargastotales	2910.02	1039.32	3090.04	94.17
Capacitancia del cable	0	-4.08	4.08	0
Capacitancia de la línea	0	-43.45	43.45	0
Capacitancia shunt total	0	-47.53	47.53	0
Pérdidas en las líneas	95.96	126.6	158.86	60.41
Pérdidas en los cables	0.01	0.01	0.02	87.49
Pérdidas de carga del transformador	24.75	99.01	102.05	24.25
Pérdidas en vacío del transformador	87.66	0	87.66	100
Pérdidas totales	208.39	225.62	307.13	67.85

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	28	I9930_MTS	518,25 %
	B	30	I9930_MTS	518,27 %
	C	33	I9930_MTS	518,26 %
Subtensión	A	20	I69822_MTA	85,43 %
	B	25	I9025_MTA	90,71 %
	C	20	I8987_MTA	85,42 %
Sobretensión	A	0	69853_MTA	103,79 %
	B	0	69792_MTA	103,79 %
	C	0	69853_MTA	103,51 %

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	95.96	840.64	25,22
Pérdidas en los cables	0.01	0.12	0,00
Pérdidas de carga del transformador	24.75	216.81	6,50
Pérdidas en vacío del transformador	87.66	767.93	23,04
Pérdidas totales	208.39	1825.49	54,76

Fuente: Cymdist

Anexo 16 Reporte (creación de nuevos tramos trifásicos)

Flujo de carga - Reporte sumario (Tramos nuevos 3F)

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio	Elepco 2015 3F.sxst
Fecha	Wed Jan 31 2018
Tiempo	11h22m54s
Nombre del proyecto	Nuevo
Método de cálculo	Caída de tensión - 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
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	3104.09	1220.7	3335.49	93.06
Generadores	0	0	0	0
Producción total	3104.09	1220.7	3335.49	93.06
Carga leída (no regulada)	2931.88	1047.15	3113.27	94.17
Carga utilizada (regulada)	2910	1039.3	3090.03	94.17
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt (reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	2910	1039.3	3090.03	94.17
Capacitancia del cable	0	-3.7	3.7	0
Capacitancia de la línea	0	-41.17	41.17	0
Capacitancia shunt total	0	-44.87	44.87	0
Pérdidas en las líneas	88.55	120.86	149.82	59.1
Pérdidas en los cables	0.02	0.01	0.02	87.56
Pérdidas de carga del transformador	26.35	105.41	108.65	24.25
Pérdidas en vacío del transformador	79.18	0	79.18	100
Pérdidas totales	194.09	226.27	298.11	65.11

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	29	19930_MTS	518,25 %
	B	28	19930_MTS	518,25 %
	C	29	19930_MTS	518,25 %
Subtensión	A	451	169822_MTA	85,21 %
	B	787	19025_MTA	90,72 %
	C	1103	18987_MTA	85,45 %
Sobretensión	A	0	9074_MTA	100,00 %
	B	0	9074_MTA	100,00 %
	C	0	9074_MTA	100,00 %

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	88.55	775.68	85.3248
Pérdidas en los cables	0.02	0.14	0.0154
Pérdidas de carga del transformador	26.35	230.84	25.3924
Pérdidas en vacío del transformador	79.18	693.57	76.2927
Pérdidas totales	194.09	1700.22	187.0253

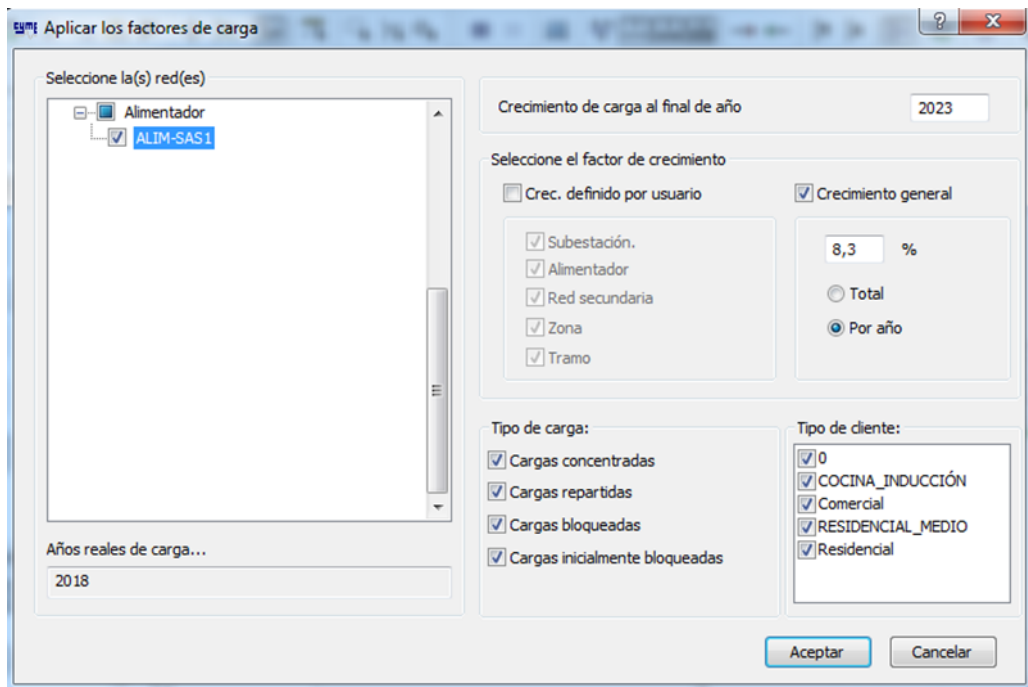
Fuente: Cymdist

Anexo 17 Tasas de crecimiento para la proyección de la demanda

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 5								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.859				6,0
2002				11.541				6,3
2003				12.115				5,0
2004				12.960				7,0
2005				13.769				6,2
2006				14.689				6,7
2007				15.457				5,2
2008				16.315				5,6
2009				16.877				3,4
2010				17.594				4,2
2011				18.645				6,0
2012				19.547				4,8
2013	20.056	20.634	20.867		2,6	5,6	6,8	
2014	20.829	21.639	22.106		3,9	4,9	5,9	
2015	23.553	24.574	25.339		13,1	13,6	14,6	
2016	28.088	29.313	30.436		19,3	19,3	20,1	
2017	34.137	35.571	37.106		21,5	21,3	21,9	
2018	35.328	36.982	38.967		3,5	4,0	5,0	
2019	36.645	38.534	41.016		3,7	4,2	5,3	
2020	37.866	40.009	43.035		3,3	3,8	4,9	
2021	38.927	41.339	44.963		2,8	3,3	4,5	
2022	39.935	42.701	46.913		2,6	3,3	4,3	
2023	41.052	44.205	49.070		2,8	3,5	4,6	
2024	42.204	45.773	51.355		2,8	3,5	4,7	
2025	43.393	47.408	53.775		2,8	3,6	4,7	
2026	44.631	49.126	56.352		2,9	3,6	4,8	
2027	45.909	50.920	59.085		2,9	3,7	4,8	
2028	47.219	52.783	61.974		2,9	3,7	4,9	
2029	48.571	54.728	65.041		2,9	3,7	4,9	
2030	49.968	56.759	68.295		2,9	3,7	5,0	
2031	51.193	58.665	71.533		2,5	3,4	4,7	
2032	52.682	60.882	75.204		2,9	3,8	5,1	
Crec. 2001-2012				→ 5,5%	La sensibilidad en el comportamiento de la demanda se la realizó en función de la variación del PIB, según lo indicado en el Volumen II.- Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica, Sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 7,6%	⇒ 8,3%	↑ 9,3%					
Crec. 2023-2032	↓ 2,8%	⇒ 3,6%	↑ 4,8%					

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022

Anexo 18 Datos para el crecimiento de carga en el software



Fuente: Cymdist

Realizada por: Postulantes

Anexo 19 Reporte (proyección de la demanda con CVR)

Flujo de carga - Reporte sumario (Proyectado)

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio	Elepco 2015_regulador - balance - econo.sxst
Fecha	Wed Jan 31 2018
Tiempo	14h45m49s
Nombre del proyecto	Nuevo
Método de cálculo	Caída de tensión - 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
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	4649.89	1987.41	5056.81	91.95
Generadores	0	0	0	0
Producción total	4649.89	1987.41	5056.81	91.95
Carga leída (no regulada)	4368.06	1560.1	4638.3	94.17
Carga utilizada (regulada)	4305.94	1537.94	4572.35	94.17
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	4305.94	1537.94	4572.35	94.17
Capacitancia del cable	0	-4.11	4.11	0
Capacitancia de la línea	0	-42.35	42.35	0
Capacitancia shunt total	0	-46.47	46.47	0
Pérdidas en las líneas	203.9	277.94	344.71	59.15
Pérdidas en los cables	0.03	0.02	0.04	87.55
Pérdidas de carga del transformador	54.49	217.98	224.69	24.25
Pérdidas en vacío del transformador	85.53	0	85.53	100
Pérdidas totales	343.95	495.94	603.54	56.99

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	57	I9930_MTS	772,11 %
	B	48	I9930_MTS	772,11 %
	C	51	I9930_MTS	772,11 %
Subtensión	A	5	I69822_MTA	82,63 %
	B	5	I9025_MTA	84,66 %
	C	5	I8987_MTA	79,02 %
Sobretensión	A	0	69878_MTA	103,75 %
	B	0	69878_MTA	103,58 %
	C	0	69878_MTA	103,61 %

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	203.9	1786.13	196.4743
Pérdidas en los cables	0.03	0.28	0.0308
Pérdidas de carga del transformador	54.49	477.37	52.5107
Pérdidas en vacío del transformador	85.53	749.26	82.4186
Pérdidas totales	343.95	3013.04	331.4344

Fuente: Cymdist

Anexo 20 Flujo de efectivo de la propuesta creación de nuevos ramales trifásicos

Flujos de inversion	Flujo Act.	Fujo acumulado	SALDO	AÑOS
-84820.99	***	***	***	0
7922.52	(\$ 7,335.67)	(\$ 7,335.67)	(\$ 77,485.32)	1
7922.52	(\$ 6,792.28)	(\$ 14,127.95)	(\$ 70,693.04)	2
7922.52	(\$ 6,289.15)	(\$ 20,417.10)	(\$ 64,403.89)	3
7922.52	(\$ 5,823.29)	(\$ 26,240.39)	(\$ 58,580.60)	4
7922.52	(\$ 5,391.93)	(\$ 31,632.33)	(\$ 53,188.66)	5
7922.52	(\$ 4,992.53)	(\$ 36,624.86)	(\$ 48,196.13)	6
7922.52	(\$ 4,622.71)	(\$ 41,247.57)	(\$ 43,573.42)	7
7922.52	(\$ 4,280.29)	(\$ 45,527.86)	(\$ 39,293.13)	8
7922.52	(\$ 3,963.23)	(\$ 49,491.09)	(\$ 35,329.90)	9
7922.52	(\$ 3,669.66)	(\$ 53,160.75)	(\$ 31,660.24)	10
7922.52	(\$ 3,397.83)	(\$ 56,558.59)	(\$ 28,262.40)	11
7922.52	(\$ 3,146.14)	(\$ 59,704.73)	(\$ 25,116.26)	12
7922.52	(\$ 2,913.09)	(\$ 62,617.82)	(\$ 22,203.17)	13
7922.52	(\$ 2,697.31)	(\$ 65,315.13)	(\$ 19,505.86)	14
7922.52	(\$ 2,497.51)	(\$ 67,812.64)	(\$ 17,008.35)	15
7922.52	(\$ 2,312.51)	(\$ 70,125.15)	(\$ 14,695.84)	16
7922.52	(\$ 2,141.21)	(\$ 72,266.36)	(\$ 12,554.63)	17
7922.52	(\$ 1,982.60)	(\$ 74,248.96)	(\$ 10,572.03)	18
7922.52	(\$ 1,835.74)	(\$ 76,084.71)	(\$ 8,736.28)	19
7922.52	(\$ 1,699.76)	(\$ 77,784.47)	(\$ 7,036.52)	20
7922.52	(\$ 1,573.85)	(\$ 79,358.32)	(\$ 5,462.67)	21
7922.52	(\$ 1,457.27)	(\$ 80,815.60)	(\$ 4,005.39)	22
7922.52	(\$ 1,349.33)	(\$ 82,164.92)	(\$ 2,656.07)	23
7922.52	(\$ 1,249.38)	(\$ 83,414.30)	(\$ 1,406.69)	24
7922.52	(\$ 1,156.83)	(\$ 84,571.13)	(\$ 249.86)	25
7922.52	(\$ 1,071.14)	(\$ 85,642.27)	\$ 821.28	26
7922.52	(\$ 991.80)	(\$ 86,634.06)	\$ 1,813.07	27
7922.52	(\$ 918.33)	(\$ 87,552.39)	\$ 2,731.40	28
7922.52	(\$ 850.30)	(\$ 88,402.69)	\$ 3,581.70	29
7922.52	(\$ 787.32)	(\$ 89,190.01)	\$ 4,369.02	30
7922.52	(\$ 729.00)	(\$ 89,919.01)	\$ 5,098.02	31
7922.52	(\$ 675.00)	(\$ 90,594.01)	\$ 5,773.02	32
7922.52	(\$ 625.00)	(\$ 91,219.01)	\$ 6,398.02	33
7922.52	(\$ 578.70)	(\$ 91,797.71)	\$ 6,976.72	34
7922.52	(\$ 535.84)	(\$ 92,333.55)	\$ 7,512.56	35

Realizada por: Postulantes

Anexo 21 Flujo de efectivo de la propuesta inclusión de CVR

Flujos de inversion	Flujo Act.	Fujo acumulado	SALDO	AÑOS
-19500	***	***	***	0
2303.96	(\$ 2,133.30)	(\$ 2,133.30)	(\$ 17,366.70)	1
2303.96	(\$ 1,975.27)	(\$ 4,108.57)	(\$ 15,391.43)	2
2303.96	(\$ 1,828.96)	(\$ 5,937.53)	(\$ 13,562.47)	3
2303.96	(\$ 1,693.48)	(\$ 7,631.01)	(\$ 11,868.99)	4
2303.96	(\$ 1,568.04)	(\$ 9,199.04)	(\$ 10,300.96)	5
2303.96	(\$ 1,451.89)	(\$ 10,650.93)	(\$ 8,849.07)	6
2303.96	(\$ 1,344.34)	(\$ 11,995.27)	(\$ 7,504.73)	7
2303.96	(\$ 1,244.76)	(\$ 13,240.03)	(\$ 6,259.97)	8
2303.96	(\$ 1,152.55)	(\$ 14,392.58)	(\$ 5,107.42)	9
2303.96	(\$ 1,067.18)	(\$ 15,459.76)	(\$ 4,040.24)	10
2303.96	(\$ 988.13)	(\$ 16,447.89)	(\$ 3,052.11)	11
2303.96	(\$ 914.93)	(\$ 17,362.82)	(\$ 2,137.18)	12
2303.96	(\$ 847.16)	(\$ 18,209.98)	(\$ 1,290.02)	13
2303.96	(\$ 784.41)	(\$ 18,994.39)	(\$ 505.61)	14
2303.96	(\$ 726.30)	(\$ 19,720.70)	\$ 220.70	15
2303.96	(\$ 672.50)	(\$ 20,393.20)	\$ 893.20	16
2303.96	(\$ 622.69)	(\$ 21,015.89)	\$ 1,515.89	17
2303.96	(\$ 576.56)	(\$ 21,592.45)	\$ 2,092.45	18
2303.96	(\$ 533.86)	(\$ 22,126.31)	\$ 2,626.31	19
2303.96	(\$ 494.31)	(\$ 22,620.62)	\$ 3,120.62	20
2303.96	(\$ 457.69)	(\$ 23,078.31)	\$ 3,578.31	21
2303.96	(\$ 423.79)	(\$ 23,502.11)	\$ 4,002.11	22
2303.96	(\$ 392.40)	(\$ 23,894.50)	\$ 4,394.50	23
2303.96	(\$ 363.33)	(\$ 24,257.84)	\$ 4,757.84	24
2303.96	(\$ 336.42)	(\$ 24,594.26)	\$ 5,094.26	25
2303.96	(\$ 311.50)	(\$ 24,905.76)	\$ 5,405.76	26
2303.96	(\$ 288.43)	(\$ 25,194.18)	\$ 5,694.18	27
2303.96	(\$ 267.06)	(\$ 25,461.24)	\$ 5,961.24	28
2303.96	(\$ 247.28)	(\$ 25,708.52)	\$ 6,208.52	29
2303.96	(\$ 228.96)	(\$ 25,937.48)	\$ 6,437.48	30
2303.96	(\$ 212.00)	(\$ 26,149.48)	\$ 6,649.48	31
2303.96	(\$ 196.30)	(\$ 26,345.78)	\$ 6,845.78	32
2303.96	(\$ 181.76)	(\$ 26,527.54)	\$ 7,027.54	33
2303.96	(\$ 168.29)	(\$ 26,695.83)	\$ 7,195.83	34
2303.96	(\$ 155.83)	(\$ 26,851.66)	\$ 7,351.66	35

Realizada por: Postulantes

Anexo 22 Presupuesto referencial de la introducción de ramales trifásicos

PROYECTO . : CONSTRUCCION TRAMO TRIFASICO TESIS		TESIS PLIEGO 22.txt		PRESUPUESTO No.: CON-2018- 20		
REPRES. /PRESIDEN. : 66610 EMPRESA ELECTRICA PROVINCIAL COTOPAXI SA		INSPECCION No.		8373		
DIRECCION O SECTOR : MARQUEZ DE MAENZA Y AV. QUIJAÑO Y ORDOÑE		No. USUAR. CON SERVIC:		0		
PARROQUIA . : 50 SAN MIGUEL		No. USUAR. SIN SERVIC:		1		
CANTON. . . : 005 Salcedo		No. DE MEDIDORES. . . .		1		
PROPIETARIO : EMPRESA		FECHA DE EMISION				
RED ELECTRICA NUEVA: X		FECHA CADUCIDAD. . . .				
DISTANCIA AL PROYECTO: 013 Km.		TIEMPO DE VALIDEZ. . . .		90 días		
REMODELACION:		FECHA ULT.ACTU.PLIEGO: 2017/08/02				
=====						
DESCRIPCION DE LA RED : (M)		Red M.V.	120,00	Red B.V.		
Red M.V. 3f + n			120,00			
=====						
DETALLE DE ESTRUCTURAS DEL PROYECTO						
TIPO ESTRUCT.	DESCRIPCION	UNI. CANT	PREC.UNIT	PREC.UNIT	TRANSPORTE	PRECIO
RED EQUIV.	EQUIVALENTE	UNID CANTIDAD	MATERIAL	M.OBRA	APECTADO	TOTAL
***** Instalación estructura						
NEU 1ER	EST. 240V 1 VIA VERT RETENCION O TERMINAL	UNI 14	15,99	6,84	2,63	356,44
NEU 1ED	EST. 240V 1 VIA VERT DOB. RETENCION O TER	UNI 2	24,68	6,84	2,63	68,30
NEU 1EP	EST. 240V 1 VIA VERT. PASANTE O TANG. ANG	UNI 12	9,43	6,84	2,63	226,80
PRI 3CPT	EST. 13 KV 3F CENTRADA PASANTE O TANG	UNI 45	98,35	17,61	4,26	5.409,90
PRI 3CAT	EST. 13 KV 3F CENTRADA ANGULAR	UNI 13	195,89	17,61	4,26	2.830,88
PRI 3CRT	EST. 13 KV 3F CENTRADA RETEN. O TERMINAL	UNI 12	197,50	17,61	4,26	2.632,44
PRI 3COT	EST. 13 KV 3F DOBLE RETENCION DOB TERM	UNI 12	312,69	17,61	4,26	4.014,72
PRI RPT12_5MCM	POSTE HORMIGON CIRC. 12 M-500KG EREC MAN	UNI 64	264,00	165,77	17,64	28.634,24
PRI 3VPT	EST. 13 KV 3F VOLADO PASANTE O TANG	UNI 12	109,27	17,61	4,26	1.573,68
PRI 3VAT	EST. 13 KV 3F EN VOLADO ANGULAR	UNI 3	196,30	17,61	4,26	654,51
PRI 202ACSR1/0	CONDUCTOR ACSR 1/0 ANG	MTS 18.946	0,85	0,14	0,02	19.135,46
TEN TFO7	TENSOR FAROL DOBLE EN REDES DE DIST 13KV	UNI 2	88,41	44,95	2,00	278,72
TEN TPST	TENSOR POSTE A POSTE SIMPLE RED DIST 13K	UNI 2	255,24	44,95	2,00	684,38
TEN TTSD	TENSOR A TIERRA SIMPLE REDES DIST 240 V	UNI 24	36,20	39,69	2,00	1.069,36
TEN TTDT	TENSOR A TIERRA DOBLE REDES DE DIST 13KV	UNI 14	67,50	42,77	2,35	1.576,68
***** MANO OBRA ADICIONAL						
MDS	Montaje Desbroce sector sierra	500	0,00	0,20	0,00	100,00
MES	Montaje Estacamiento directo sierra	4.730	0,00	0,12	0,00	567,60
LISTA DE MATERIALES						
PROYECTO . : CONSTRUCCION TRAMO TRIFASICO TESIS		PRESUPUESTO No.: CON-2018- 20				
CODIGO ITEM	DESCRIPCION	UNI.	CANTIDAD	PREC.UNIT.	PREC.TOTAL	
***** POSTES TORRES Y ACCESORIOS						
B1C0103002	CABLE ACERO TENSOR 3/8	MTS	732	1,0600	775,92	
B2A0101002	ABRAZ. SIMPLE DE 6 1/2 RACK	UNI	26	4,6000	119,60	
B2A0102002	ABRAZ. DOBLE DE 6 1/2 RACK	UNI	2	4,9800	9,96	
B2A0103001	ABRAZ. PERNO CENT. SEMP. 5 1/2	UNI	57	4,1400	235,98	
B2A0104001	ABRAZ. PERNO CENT.DOBLE 5 1/2	UNI	40	5,4600	218,40	
B2A0201001	AISLADOR PIN ANSI 55-4	UNI	303	6,1200	1.854,36	
B2A0202001	AISLADOR ROLLO ANSI 53-2	UNI	30	1,1400	34,20	
B2A0203007	AISLADOR DE SUSPENSIÓN POLIMER	UNI	108	15,1600	1.637,28	
B2A0204002	AISLADOR DE RETENIDA ANSI 54-2	UNI	18	3,4600	62,28	
B2B0010001	BASTIDORES DE UNA VIA	UNI	30	2,5700	77,10	
B2B0010002	BLOQUE DE ANCLAJE DE 40X30X20	UNI	42	8,1600	342,72	
B2B1201002	BRAZO TENSOR FAROL 1,50MTS	UNI	2	20,9100	41,82	
B2C0200008	CONEC.WEJTAP 2 CU 2 CON BALA	UNI	16	3,0800	49,28	
B2C0214014	CONEC.WEJTAP 1/0 CU2/0-2 92001	UNI	36	4,1300	148,68	
B2C0301001	CINTA DE ARMAR 5 MM.	MTS	291	0,5600	162,96	
B2C0401005	CRUCETA HIERRO "L" 2 MTS.	UNI	137	34,8000	4.767,60	
B2E0201001	ESLABON EN "U" CON PASADOR 5/8	UNI	108	1,4800	159,84	
B2G0301003	GUARDACABOS 3/8"	UNI	58	0,6100	35,38	
B2H0101001	HORQUILLA ANCLA 5/8 GUARD 1/2"	UNI	108	4,1200	444,96	
B2P0101001	PERNO "U" 5/8X70 CRUCETA HIERR	UNI	57	2,6900	153,33	
B2P0102004	PERNO DE OJO 5/8 X 14"	UNI	72	5,1900	373,68	
B2P0103001	PERNO ESPARRAGO DE 5/8 X 12"	UNI	52	3,6700	190,84	
B2P0103003	PERNO ESPARRAGO DE 5/8 X 14"	UNI	36	4,2100	151,56	
B2P0104002	PERNO MAQUINA 1/2 X 1 1/2	UNI	256	0,5800	148,48	
B2P0105006	PERNO PIN ESPIGA 3/4	UNI	220	5,3800	1.183,60	
B2P0106004	PERNO PUNTA POSTE SIMPLE 3/4	UNI	57	9,3000	530,10	
B2P0106005	PERNO PUNTA POSTE DOBLE 3/4	UNI	13	11,3100	147,03	
B2P0201002	PIE AMIGO ANGULO 1,80 MTS.	UNI	30	15,4400	463,20	
B2P0201007	PIE AMIGO ANG. IZQUI Y DER 0,70	UNI	190	7,7500	1.468,50	
B2P0201008	PIE AMIGO ANGULO 1/0 4X4X0,60	UNI	48	5,1800	248,64	
B2P0302001	PREFORM. TERMINAL N. 2 D64542	UNI	18	2,2200	39,96	
B2P0302003	PREFORM. TERMINAL N 1/0 D64544	UNI	126	2,3800	299,88	
B2P0303001	PREFORMADO CABLE TENSOR N 3/8	UNI	94	4,1300	388,22	
B2P0501019	POSTE HORMIGON 12 MTS X 500 KG	UNI	64	264,0000	16.896,00	
B2P0501028	POSTE HORMIGON 10 MTS X 400KG	UNI	2	205,2000	410,40	
B2T0101001	TUERCA DE OJO 5/8"	UNI	36	1,7200	61,92	
B2V0102003	VARILLA ANCLAJE 5/8X2.0 ARANDE	UNI	42	10,5800	444,36	
***** CONDUCTORES AEREOS						
B1C0201004	CONDUCTOR ALUMINIO ACSR # 1/0	MTS	18.946	0,8500	16.104,10	
TOTAL MATERIALES						
				59.245,91	52.898,11	
MATERIALES				59.245,91		
MANO DE OBRA				19.544,62		
GASTOS ADMINISTRATIVOS.				1.130,04		
TRANSPORTE				2.333,68		
FISCALIZACION				2.566,74		
S U B T O T A L				84.820,99		
COSTO TOTAL				84.820,99		

Fuente: ELEPCO S.A.

Realizada por: Postulantes

Anexo 23 Proyección de la demanda

Hora	Demanda Máxima										Proyeccion											
	KVA	KW	KVAr	fp	2018		2019		2020		2021		2022		2023							
					Kw	Kvar	Kw	Kvar	Kw	Kvar	Kw	Kvar	Kw	Kvar	Kw	Kvar						
0:00:00	843,231989	823,589417	180,943802	0,97670561	891,9473386	195,962138	965,978968	212,226995	1046,15522	229,841836	1132,98611	248,918708	1227,02395	269,578961	1328,86694	291,954014						
1:00:00	808,99122	788,495544	180,94632	0,97466514	853,9406742	195,964865	924,81775	212,229948	1001,57762	229,845034	1084,70857	248,922172	1174,73938	269,582712	1272,24275	291,958077						
2:00:00	805,446603	770,750122	233,855682	0,95692268	834,7223821	253,265704	904,00434	274,286757	979,0367	297,052558	1060,20675	321,70792	1148,30138	348,406678	1243,61039	377,327681						
3:00:00	782,375661	770,121277	137,930756	0,98433696	834,041343	149,379009	903,266774	161,777466	978,237917	175,204996	1059,43166	189,747011	1147,36449	205,496013	1242,59574	222,552182						
4:00:00	821,959302	804,882874	166,675293	0,97922473	871,6881525	180,509342	944,038269	195,491618	1022,39345	211,717422	1107,2521	229,289968	1199,15403	248,321035	1298,68381	268,931681						
5:00:00	1017,26086	985,276733	253,079885	0,96855858	1067,054702	274,085494	1155,62024	296,83459	1251,53672	321,471861	1355,41427	348,154025	1467,91365	377,050809	1589,75049	408,346026						
6:00:00	1134,98233	1102,10913	271,183228	0,97103638	1193,584189	293,691436	1292,65168	318,067825	1399,94177	344,467455	1516,13693	373,058253	1641,9763	404,022088	1778,26033	437,555922						
7:00:00	1189,15281	1149,30457	305,259583	0,96649023	1244,696844	330,596128	1348,00668	358,035607	1459,89124	387,752562	1581,06221	419,936025	1712,29037	454,790715	1854,41047	492,538345						
8:00:00	1273,50066	1210,29736	396,212341	0,95037043	1310,752044	429,097965	1419,54446	464,713096	1537,36665	503,284283	1664,96809	545,056879	1803,16044	590,29666	1952,82275	639,291218						
9:00:00	1331,66892	1255,13269	444,953979	0,94252608	1359,308703	481,885159	1472,13133	521,881627	1594,31823	565,197803	1726,64664	612,10922	1869,95831	662,914285	2025,16485	717,936171						
10:00:00	1411,402	1306,51428	533,92511	0,92568544	1414,954967	578,240894	1532,39623	626,234888	1659,58512	678,212384	1797,33068	734,504012	1946,50913	795,467845	2108,06939	861,491676						
11:00:00	1423,58792	1343,5712	470,551788	0,94379222	1455,08761	509,607586	1575,85988	551,905016	1706,65625	597,713132	1848,30872	647,323322	2001,71834	701,051158	2167,86097	759,238404						
12:00:00	1371,72052	1271,61841	514,396545	0,92702441	1377,162736	557,091458	1491,46724	603,330049	1615,25902	653,406443	1749,32552	707,639178	1894,51954	766,37323	2051,76466	829,982208						
13:00:00	1293,0116	1225,0081	413,804474	0,94740689	1326,683772	448,150245	1436,79853	485,346716	1556,0528	525,630493	1685,20519	569,257824	1825,07722	616,506223	1976,55863	667,67624						
14:00:00	1318,64161	1257,46252	396,993317	0,95360446	1361,831913	429,943762	1474,86396	465,629095	1597,27767	504,276309	1729,85172	546,131243	1873,42941	591,460136	2028,92405	640,551328						
15:00:00	1420,03598	1292,45142	588,278442	0,91015399	1399,724884	637,105553	1515,90205	689,985314	1641,72192	747,254095	1777,98484	809,276184	1925,55758	876,446108	2085,37886	949,191135						
16:00:00	1309,56657	1239,88709	421,479095	0,94679195	1342,797713	456,46186	1454,24992	494,348194	1574,95267	535,379094	1705,67374	579,815559	1847,24466	627,940251	2000,56597	680,059291						
17:00:00	1222,34345	1129,44751	467,409698	0,92400177	1223,191653	506,204703	1324,71656	548,219693	1434,66804	593,721928	1553,74548	643,000848	1682,70636	696,369918	1822,37098	754,168621						
18:00:00	1430,49166	1408,02795	252,514679	0,98429652	1524,894274	273,473397	1651,4605	296,171689	1788,53172	320,75394	1936,97985	347,376517	2097,74918	376,208767	2271,86236	407,434095						
19:00:00	1602,06196	1561,2699	359,219757	0,97453777	1690,855298	389,034997	1831,19629	421,324902	1983,18558	456,294868	2147,78998	494,167342	2326,05655	535,183232	2519,11925	579,60344						
20:00:00	1509,53777	1484,30188	274,867615	0,98328237	1607,498936	297,681627	1740,92135	322,389202	1885,41782	349,147506	2041,9075	378,126749	2211,38582	409,511269	2394,93084	443,500704						
21:00:00	1359,46498	1341,28406	221,589951	0,98662641	1452,610635	239,981917	1573,17732	259,900416	1703,75103	281,472151	1845,16237	304,834339	1998,31085	330,135588	2164,17065	357,536843						
22:00:00	1057,31122	1044,57752	163,599609	0,98795652	1131,277449	177,178377	1225,17348	191,884182	1326,86288	207,810569	1436,99249	225,058846	1556,26287	243,73873	1685,43269	263,969045						
23:00:00	1023,43107	989,644226	260,797729	0,9669867	1071,784697	282,443941	1160,74283	305,886788	1257,08448	331,275391	1361,42249	358,771248	1474,42056	388,549262	1596,79747	420,798851						

Realizada por: Postulantes

Anexo 24 Proyección de la demanda (construcción de tramos trifásicos)

Flujo de carga - Reporte sumario (Proyectada con construcción de ramales trifásicos)

Parámetros del estudio	
Nombre del estudio	Elepco 2015 3F.sxst
Fecha	Tue Jan 16 2018
Tiempo	18h52m14s
Nombre del proyecto	Nuevo
Método de cálculo	Caída de tensión - 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
Modelo de carga de sensibilidad	De la biblioteca

Resumen total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	4647.25	2011.99	5064.09	91.77
Generadores	0	0	0	0
Producción total	4647.25	2011.99	5064.09	91.77
Carga leída (no regulada)	4368.06	1560.1	4638.3	94.17
Carga utilizada (regulada)	4306.31	1538.07	4572.74	94.17
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	4306.31	1538.07	4572.74	94.17
Capacitancia del cable	0	-3.53	3.53	0
Capacitancia de la línea	0	-39.45	39.45	0
Capacitancia shunt total	0	-42.98	42.98	0
Pérdidas en las líneas	206.32	281.48	349	59.12
Pérdidas en los cables	0.04	0.02	0.04	87.55
Pérdidas de carga del transformador	58.85	235.39	242.63	24.25
Pérdidas en vacío del transformador	75.74	0	75.74	100
Pérdidas totales	340.94	516.89	619.21	55.06

Condiciones anormales	Fase	Conteo	Peor caso	Valor
Sobrecarga	A	56	I9930_MTS	772,11 %
	B	49	I9930_MTS	772,11 %
	C	51	I9930_MTS	772,11 %
Subtensión	A	1880	I69822_MTA	83,19 %
	B	2225	I9025_MTA	84,54 %
	C	2356	I8987_MTA	78,96 %
Sobretensión	A	0	9074_MTA	100,00 %
	B	0	9074_MTA	100,00 %
	C	0	9074_MTA	100,00 %

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	MW-h/año	k\$/año
Pérdidas en las líneas	206.32	1807.34	198.8074
Pérdidas en los cables	0.04	0.33	0.0363
Pérdidas de carga del transformador	58.85	515.49	56.7039
Pérdidas en vacío del transformador	75.74	663.5	72.985
Pérdidas totales	340.94	2986.67	328.5326

Fuente: Cymdist