



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

**UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y
APLICADAS**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE TESIS PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TÍTULO:

**“ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA RED
SUBTERRÁNEA DE DISTRIBUCIÓN A 13.8KVA., LO QUE
PERMITIRÁ ENCONTRAR PUNTOS CRÍTICOS DEL
ALIMENTADOR DOCE DE NOVIEMBRE DEL CANTÓN AMBATO,
AÑO 2015”**

TESISTA:

VALLE VILLACRES JORGE H.

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MARCELO BARRERA

ASESORA DE TESIS:

ING. IDALIA PACHECO

LATACUNGA – ECUADOR



2016

FORMULARIO DE LA APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

En calidad de Miembros del Tribunal de Grado aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi y por la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, el postulante:

- Valle Villacres Jorge Hermogenes

Con la tesis, cuyo título es: **“ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA RED SUBTERRÁNEA DE DISTRIBUCIÓN A 13.8KVA., LO QUE PERMITIRÁ ENCONTRAR PUNTOS CRÍTICOS DEL ALIMENTADOR DOCE DE NOVIEMBRE DEL CANTÓN AMBATO, AÑO 2015”**.

Ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúnen los méritos suficientes para ser sometidos al **Acto de Defensa de Tesis** en la fecha y hora señalada.

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

Latacunga, febrero del 2016

Para constancia firman:

Ing. Ángel León
PRESIDENTE

Dr. Marcelo Bautista
MIEMBRO

Ing. Vicente Quispe
OPOSITOR

Ing. Marcelo Barrera
TUTOR (DIRECTOR)



AUTORÍA

El postulante, declara bajo juramento que el trabajo de investigación aquí descrito es de mi autoría, además que este trabajo de investigación no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación personal y que se ha consultado en dichas bibliografías que se vinculan en este manuscrito.

.....
Valle Villacres Jorge Hermogenes
CI. 1804331195



AVAL DEL DIRECTOR DE TESIS

En calidad de Director del Trabajo de Investigación sobre el tema:

“ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA RED SUBTERRÁNEA DE DISTRIBUCIÓN A 13.8KVA., LO QUE PERMITIRÁ ENCONTRAR PUNTOS CRÍTICOS DEL ALIMENTADOR DOCE DE NOVIEMBRE DEL CANTÓN AMBATO, AÑO 2015”, de Valle Villacres Jorge Hermogenes, egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos Metodológicos y aportes Científicos, Técnicos suficientes para ser sometida a la evaluación del Tribunal de Grado, que el Honorable Consejo Académico de la Unidad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Febrero del 2016

.....
Ing. Marcelo Barrera
C.I. 1801848779
DIRECTOR DE LA TESIS



AVAL DEL ASESOR METODOLÓGICO

En calidad de Asesor Metodológico del Trabajo de Investigación sobre el tema:

“ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA RED SUBTERRÁNEA DE DISTRIBUCIÓN A 13.8KVA., LO QUE PERMITIRÁ ENCONTRAR PUNTOS CRÍTICOS DEL ALIMENTADOR DOCE DE NOVIEMBRE DEL CANTÓN AMBATO, AÑO 2015”, de Valle Villacres Jorge Hermogenes, egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos Metodológicos y aportes Científicos, Técnicos suficientes para ser sometida a la evaluación del Tribunal de Grado, que el Honorable Consejo Académico de la Unidad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Febrero del 2016

.....

Ing. Idalia Pacheco

C.I. 0502391519

ASESOR METODOLÓGICO DE LA TESIS

CERTIFICADO DE IMPLEMENTACIÓN

En calidad de Jefe del área de Red Subterránea del departamento de diseño y construcción perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A., a petición verbal del interesado certifico que:

El señor Valle Villacres Jorge Hermogenes, portador de la cédula de ciudadanía N° 180433119-5, realizo la Tesis de Grado con el tema:

“ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA RED SUBTERRÁNEA DE DISTRIBUCIÓN A 13.8KVA., LO QUE PERMITIRÁ ENCONTRAR PUNTOS CRÍTICOS DEL ALIMENTADOR DOCE DE NOVIEMBRE DEL CANTÓN AMBATO, AÑO 2015”, bajo la supervisión de esta área, siguiendo todos los lineamientos y requerimientos establecidos por la E.E.A.S.A.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, facultando a los interesados, hacer uso de este documento en forma de que estimen conveniente.

Latacunga, Febrero del 2016

Atentamente,

.....
Ing. Arturo Meneses C.
Jefe Red Subterránea

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis familiares por ser los pilares fundamentales de apoyo diario e incondicional en toda la etapa estudiantil.

Un agradecimiento profundo a la UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI y a todos los docentes quienes impartieron sus conocimientos día tras día con paciencia y dedicación. Y además mi más sincero agradecimiento al Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (E.E.A.S.A.), por la apertura necesaria para poder llevar a cabo la investigación

Además quiero agradecer de manera muy especial al Ing. Marcelo Barrera por su valioso asesoramiento técnico, para el excelente desarrollo de este proyecto.

Un extensivo agradecimiento al Ing. Cristian Erazo, por la ayuda, asesoramiento técnico brindada para la realización de este proyecto.

Y a todas aquellas personas que de una y otra manera han contribuido con su infaltable apoyo moral.

JORGE

DEDICATORIA

Esta Tesis va dedicado principalmente a Dios y a mi San Fernandito quienes me han dado la salud, la vida e inteligencia para seguir adelante con mis estudios. Y por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida.

A mi familia quienes por ellos soy lo que soy.

Para mi madre que es el pilar fundamental en mi vida, María Flor Valle que con su infinito amor y comprensión ha sabido guiarme por el camino del bien inculcándome buenos valores, por haber fomentado en mí el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida para llegar a ser una persona de bien y un buen profesional.

A mis hermanos Christian y Diego quienes siempre han estado a mi lado apoyándome moralmente para cumplir con esta meta.

A mis abuelitos, María Saturdina Villacres (+) y Jorge Hermogenes Valle (+) quienes desde el cielo me han dado las bendiciones para que día a día todo me salga de lo mejor.

En fin gracias a todas las personas que confiaron en mí para culminar con este proyecto.

JORGE

ÍNDICE GENERAL

CARATULA.....	i
FORMULARIO DE LA APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO	ii
AUTORÍA.....	iii
AVAL DEL DIRECTOR DE TESIS.....	iv
AVAL DEL ASESOR METODOLÓGICO	v
CERTIFICADO DE IMPLEMENTACIÓN	vi
AGRADECIMIENTO	vii
DEDICATORIA.....	viii
ÍNDICE GENERAL	ix
ÍNDICE DE GRÁFICOS	xii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiii
RESUMEN.....	xiv
ABSTRACT.....	xv
AVAL DE LA TRADUCCIÓN DE IDIOMAS	xvii
INTRODUCCIÓN	xviii
CAPÍTULO I.....	1
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	1
1. SISTEMAS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	1
1.1 Introducción	1
1.2 Sistema de distribución de Energía Eléctrica	1
1.3 Red de distribución de energía eléctrica	3
1.4 Componentes de un sistema de distribución.....	4
1.4.3 Red de Distribución Primaria:.....	5
1.4.4 Red de Distribución Secundaria:.....	8
1.4.5 Transformadores de distribución:	8
1.4.6 Acometidas:	9

1.5 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su construcción	9
1.5.1 Redes de distribución aéreas	9
1.5.2.1 Tipos de sistemas de distribución subterránea	14
1.6 Cámaras de transformación	17
1.7 Introducción a la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia	23
1.7.1 La confiabilidad en los sistemas eléctricos:	24
1.7.2 Teoría de confiabilidad en sistemas de distribución	26
1.8 Calidad de servicio	26
1.8.1 Índices de Calidad:	28
1.8.2 Interrupciones:	28
1.8.3 Definición de Interrupción Eléctrica:	29
1.8.4 Calidad del servicio técnico en la Sub-Etapa 1:	30
1.8.5 Calidad del servicio técnico:	30
1.8.6 Identificación de las interrupciones:	31
1.8.6.1 Registro y clasificación de las interrupciones:	32
1.8.7 Control del servicio técnico en la sub-etapa 1:	32
1.9 Requerimientos de potencia	34
CAPÍTULO II	37
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	37
2.1 Entorno del lugar de investigación	37
2.1.1 Antecedentes históricos de la empresa	37
2.1.2 Filosofía institucional	38
2.1.3 Análisis de la infraestructura tecnológica de la institución	38
2.1.4. Descripción de alimentadores subterráneos que brinda servicio a la Ciudad de Ambato	40
2.1.5. Descripción del sistema de distribución subterráneo del centro de la ciudad de Ambato.	40
2.1.5.1. Cables utilizados en el sistema de distribución subterráneo de la ciudad de Ambato	40
2.1.6. Descripción de alimentadores de la subestación Loreto.	41
2.1.6.1. Descripción del alimentador Avenida 12 de Noviembre	42
2.1.6.2. Descripción del Alimentador Salida 2	45
2.1.7. Transformadores de Distribución	46
2.1.7.1. Transformador Pad Mounted o Unidad Encapsulada Compact	47

2.1.8. <i>Discusión de resultados obtenidos de la propuesta</i>	62
2.2 <i>Diseño metodológico</i>	63
2.2.1 <i>Métodos de Investigación</i>	63
2.2.2 <i>Nivel de Investigación</i>	64
2.2.3 <i>Tipo de investigación</i>	65
2.3 <i>Técnicas de Investigación</i>	66
2.4 <i>Cálculo de la población y muestra</i>	67
2.5 <i>Análisis e Interpretación de resultados</i>	67
2.6 <i>Verificación de la Hipótesis</i>	71
2.7 <i>Conclusiones y Recomendaciones</i>	72
CAPÍTULO III	74
PROPUESTA	74
3.1 <i>Presentación de la propuesta</i>	74
3.1.1 <i>Descripción</i>	74
3.1.2 <i>Justificación de la propuesta</i>	75
3.2 <i>Objetivos</i>	76
3.2.1 <i>Objetivo General</i>	76
3.2.2 <i>Objetivo Específico</i>	76
3.3 <i>Análisis de factibilidad de la propuesta</i>	77
3.3.1 <i>Factibilidad Técnica de la propuesta</i>	77
3.3.2 <i>Desarrollo técnico de la propuesta</i>	77
3.3.3 <i>Área de ubicación de los detectores de fallas</i>	77
3.3.1 <i>costo del equipo</i>	86
3.3.1 <i>Análisis costo beneficio</i>	86
3.3.1 <i>Inversiones – implementación de los detectores de fallas</i>	86
3.3.1 <i>Relación costo-beneficio</i>	87
3.3.1 <i>Costo-beneficio</i>	88
3.6. <i>Conclusiones y recomendaciones de la propuesta</i>	93
GLOSARIO DE TÉRMINOS	95
BIBLIOGRAFÍA	97
ANEXOS	99

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TÍPICO Y SUS COMPONENTES	4
GRÁFICO 2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA RADIAL	15
GRÁFICO 3 FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD.....	24
GRÁFICO 4: GRÁFICO DE CONFIABILIDAD EN FUNCIÓN DEL TIEMPO	26
GRÁFICO 5. SITIO DE UBICACIÓN DEL DETECTOR DE FALLA PARA EL TRAMO 5	819
GRÁFICO 6. SITIO DE UBICACIÓN DEL DETECTOR DE FALLA PARA EL TRAMO 8	80
GRÁFICO 7. SITIO DE UBICACIÓN DEL DETECTOR DE FALLA PARA EL TRAMO 12	831
GRÁFICO 8. SITIO DE UBICACIÓN DEL DETECTOR DE FALLA PARA EL TRAMO 14	842
GRÁFICO 9. SITIO DE UBICACIÓN DEL DETECTOR DE FALLA PARA EL TRAMO 21	853

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 TIPOS DE TRANSFORMADORES.....	18
TABLA 2. CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES	32
TABLA 3. LÍMITES DE LOS ÍNDICES PARA LA SUB-ETAPA 1	34
Tabla 4 C/T SUBTERRÁNEAS DE LA S/E LORETO “12 DE NOV.	35
Tabla 5: TIPOS DE CABLES Y SECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEO DE AMBATO.....	41
Tabla 6: CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN CÁMARA EN SUBSUELO DE EDIFICIO	43
Tabla 7: CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN CÁMARA SUBTERRÁNEA	43
Tabla 8: CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN CÁMARA EN SUBSUELO DE EDIFICIO	44
Tabla 9: CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN CÁMARA SUBTERRÁNEAS... 44	
Tabla 10: CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN PERTENECIENTES A LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.....	46
TABLA 11. EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA MEDIA TENSIÓN	47
TABLA 12. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	47
TABLA 13. ARMARIO PARA DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN	48
TABLA 14. DESGLOSE DE LOS INDICADORES FMIK Y TTIK	48
TABLA 15. VALORES DEL FMIK Y TTIK DEL ALIMENTADOR 12 DE NOVIEMBRE.....	50
Tabla 16: Fallas existentes en el alimentador 12 de Noviembre del año 2012 al primer semestres del 2015	51
Tabla 17: Frecuencia anual de fallas.....	53
Tabla 18: CAMARAS DE TRANSFORMACIÓN RED SUBTERRÁNEA EEASA	55
Tabla 19: PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	57
TABLA 20: EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS	60
TABLA 21: TRAMOS CRÍTICOS EN EL ALIMENTADOR 12 DE NOV	61
TABLA 22. POBLACION Y MUESTRA	67
Tabla 23: MANO DE OBRA.....	86
Tabla 24: precio del detector de falla.....	86
Tabla 25: costo de la implementación de los detectores de fallas.....	87
Tabla 26: Calculo del Costo total del producto (C.T.P.).....	89
Tabla 27: Calculo del costo total del producto esperado (CTPt)	89

Tabla 28: Calculo de los ingresos brutos totales (I.B.T.).....	89
Tabla 29: Calculo de los ingresos brutos totales esperados (I.B.T.t).....	90
Tabla 30: Cálculo del benefició actual esperado (Bt).....	90
Tabla 31: Cálculo del benefició actual (B0)	91
Tabla 32: Calculo del incremento de beneficio (ΔB).....	91
Tabla 33: Calculo de la sumatoria del incremento beneficio.....	92
Tabla 34: Calculo costo beneficio.....	92

RESUMEN

Es de suma importancia para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (E.E.A.S.A.) proporcionar al consumidor un servicio eléctrico de alta calidad del producto del servicio técnico los cuales tienen niveles establecidos en la ley, lo que se busca con este estudio es elevar el nivel de confiabilidad y disminuir las probabilidades de que exista fallas en el sistema de distribución de la red subterránea que alimenta el centro de la ciudad de Ambato.

Con este antecedente se viene construyendo nuevas centrales hidroeléctricas en diferentes sectores del país por tanto es necesario ampliar Subestaciones que son las que permiten elevar y reducir los niveles de voltaje ya sea lo requerido donde las Líneas de Transmisión son las encargadas de transmitir los voltajes altos (A.V) a las subestaciones reductoras para así transformar a medio voltaje (M.V) para las Líneas de Distribución de energía eléctrica con la finalidad de mejorar la confiabilidad y optimizar el fluido eléctrico de tal manera que exista una mayor probabilidad de que no exista fallas en el sistema eléctrico de potencia.

Una vez determinada la tasa de falla eléctrica exclusivamente de la red eléctrica subterránea del alimentador 12 de Noviembre Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (E.E.A.S.A.) se analizará los resultados de la confiabilidad de este sistema aplicando los conceptos y teoría que define para esta investigación de forma que los mismos se relacione con los índices de calidad (FMIK, TTIK) establecido en la norma vigente.

Con el presente trabajo de investigación los autores aportarán con una investigación veraz, oportuna y de suma utilidad para que la E.E.A.S.A. pueda tomar las acciones destinadas a prever y solucionar, de la mejor forma los diferentes problemas que se pudieran presentar en el suministro de energía a los usuarios correspondientes a la red subterránea.

ABSTRACT

It is the great importance for Electric Company Ambato Regional Centro Norte SA (EEASA) it provides the consumer a high quality electric service of the technical service product which on have established leaves by law, with this study it look for increasing the level of reliability and reduce the probability that there is defect in the underground distribution network system that feeds the center of the Ambato city.

With this background has been building new hydropower station in different areas therefore it necessary to widen substations which ones allows for increasing and reduce levels where transmission lines are responsible for transmitting high voltages (AV) to the substation in order to change to medium voltage (MV) for the distribution lines for electricity in order to improve reliability and optimize the electricity supply so that there is a greater likelihood there is not defect in the power system.

Once electrical defect was determined from the underground at network system mains feeder November 12 Empresa Electrica SA Ambato Regional Centro Norte (EEASA) the results of the reliability of this system will be analyzed using the concepts and theory that it defined for this research so that the same is related to quality indices (FMIK, TTIK) established the current standard.

In this research the authors will provide with a useful research for the EEASA it

can take action to anticipate and solve, in the best way the various problems that might arise in the supply of energy corresponding to the underground network users.



AVAL DE LA TRADUCCIÓN DE IDIOMAS

En calidad de docente del centro cultural de idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi. Yo Lic. Mgs. **SONIA JIMENA CASTRO BUNGACHO** con cedula de identidad N 050197472-9, certifico que he realizado la respectiva revisión a la traducción del abstract; con el tema **“ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA RED SUBTERRÁNEA DE DISTRIBUCIÓN A 13.8KVA., LO QUE PERMITIRÁ ENCONTRAR PUNTOS CRÍTICOS DEL ALIMENTADOR DOCE DE NOVIEMBRE DEL CANTÓN AMBATO, AÑO 2015”**, de Valle Villacres Jorge Hermogenes, egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos Metodológicos y aportes Científicos, Técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Grado, que el Honorable Concejo Académico de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Febrero del 2016

.....

C.I. 050197472-9

Lic. Mgs. SONIA JIMENA CASTRO BUNGACHO

INTRODUCCIÓN

Frente a la gran demanda eléctrica del casco de la ciudad de Ambato de la provincia de Tungurahua, por ser un sector comercial donde el usuario necesita tener calidad y confiabilidad del abastecimiento eléctrico entregado por la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (E.E.A.S.A.) la cual tiene que entregar al usuario o consumidor energía eléctrica con los parámetros establecidos para las empresas distribuidoras en la regulación No. CONELEC – 004/01.

Las fallas eléctricas en la red son causadas por diferentes causas programadas y no programadas, de duración larga y corta, con origen interno o externo al sistema eléctrico de distribución, otros en la red subterránea no son de forma frecuente pero son de tipo permanente, en donde la detección inmediata de estas fallas es compleja lo cual produce pérdidas para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (E.E.A.S.A), de la provincia de Tungurahua Cantón Ambato.

La determinación de los puntos críticos de la red subterránea de distribución, permitirá dar al usuario una mejor confiabilidad de su servicio, específicamente del alimentador 12 de Noviembre que pertenece a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (E.E.A.S.A.) en el casco central de la Ciudad de Ambato, Provincia de Tungurahua Cantón Ambato para el año 2015.

El siguiente proyecto está constituido de la siguiente manera:

En el Capítulo I se detallan los datos que intervienen en el análisis de los parámetros eléctricos de la red subterránea de distribución a 13.8kVA, lo que servirá para encontrar los puntos críticos del Alimentador 12 de Noviembre.

En el capítulo II se hace un análisis de la situación actual del problema, así como el diseño metodológico de la investigación.

En el Capítulo III, se detalla los pasos para la realización de la propuesta, el análisis de la red y la determinación de los lugares en donde existen fallas. Se incluyen además las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron luego de culminar con el trabajo.

Los anexos muestran la entrevista realizada, imágenes de la toma de datos e información y un diagrama completo del alimentador 12 de Noviembre realizado en AutoCAD.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

1. SISTEMAS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

1.1 Introducción

En un sistema eléctrico, la etapa de distribución ocupa un lugar importante ya que se encarga del suministro de energía eléctrica donde la recibe desde los centros de generación y transmisión hacia el consumidor final. La efectividad con la que las redes de distribución realizan esta función se mide en términos de calidad, confiabilidad y continuidad del servicio, flexibilidad, eficiencia y costo.

El costo de las redes de distribución representa aproximadamente el 50% del costo del sistema eléctrico en su conjunto. Las etapas de una red de distribución inician con el diseño y la construcción, consecuentemente continua con la operación y mantenimiento del sistema para poder brindar, al menor costo posible, un servicio eléctrico adecuado dentro del suministro. En la actualidad y en un futuro próximo, las redes de distribución toman diferentes formas dependiendo de las características de la carga a servir, existiendo, sin embargo, varios principios comunes que éstas deben cumplir.

1.2 Sistema de distribución de Energía Eléctrica

“Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de elementos que permiten energizar en forma segura y fiable una determinada demanda eléctrica, en distintos niveles de voltaje, ubicados en diferentes lugares.” (Ordoñez Sanclemente, 2010).

Los sistemas de distribución de energía están comprendido por las redes de alta, baja y media tensión, las mismas que comprenden diferentes elementos para brindar un buen servicio eléctrico.

Dependiendo de las características de demanda eléctrica, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se clasifican en: Residenciales (urbanos, rurales), Industriales, Comerciales.

Los sistemas de distribución residenciales en las zonas urbanas suministran la energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una densidad de carga pequeña. Son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección de los equipos y su correcto dimensionamiento.

Los sistemas de distribución residenciales en las zonas rurales se encargan del suministro eléctrico donde existe menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a la topología de la red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el coste de energía consumido.

Los sistemas de distribución comerciales son un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales. Este tipo de sistemas tiene sus propias características como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

Los sistemas de distribución industrial comprenden a los grandes consumidores de energía eléctrica, que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diésel.

1.3 Red de distribución de energía eléctrica

“La red de distribución de la energía eléctrica es una parte del sistema de suministro eléctrico que es responsabilidad de las compañías distribuidoras de electricidad. La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza en dos etapas.” (Rojas, 2005)

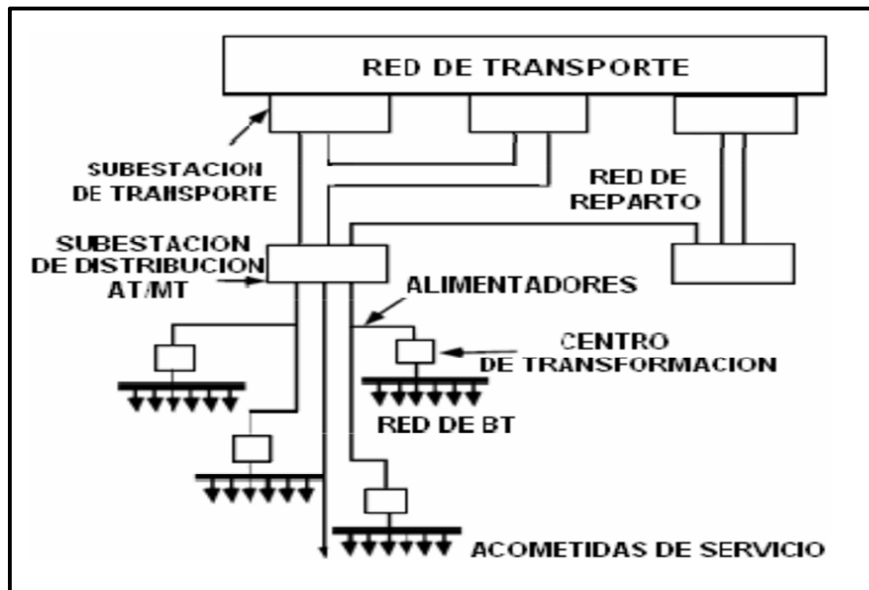
La primera está constituida por la antiguamente denominada red de reparto que, partiendo de las subestaciones de transformación, suministra la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 20 KV y 138 kV. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

“La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, comúnmente denominada red de media tensión, con tensiones de funcionamiento de 3 KV a 20 kV y mallada. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (220/410 V).” (EEASA, 2008)

La red de media tensión cubre grandes centros de consumo tales como industrias o poblados extensos pues esta es la encargada de unir las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación.

En el gráfico 1 se muestra un sistema de distribución típico, a través del cual se transmite la electricidad al usuario final partiendo de una barra del sistema de transmisión. Las redes de distribución, que pueden ser aéreas o subterráneas, están compuestas por segmentos que operan en distintos voltaje.

GRÁFICO 1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TÍPICO Y SUS COMPONENTES



Fuente: (Rojas, 2005)

Las líneas que forman la red de distribución se operan de forma radial, sin que formen mallas, al contrario que las redes de transporte y de reparto. Cuando existe una avería un dispositivo de protección situado al principio de cada red lo detecta y abre el interruptor que alimenta esta red.

1.4 Componentes de un sistema de distribución

Un sistema de distribución está constituido por los conductores, estructuras, aisladores, equipos, etc., destinados a unir eléctricamente las fuentes de energía y los consumidores a través de las subestaciones de distribución, está compuesto fundamentalmente por:

- Red de distribución primarios
- Red de distribución secundarios
- Transformadores de distribución
- Acometidas
- Equipos de medición

1.4.3 Red de Distribución Primaria:

Son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas brindan un medio de distribuir el servicio eléctrico a clientes en áreas congestionadas. En la red, más de una fuente de transformador suministra energía a los alimentadores. Cuando se colocan en paralelo, los alimentadores secundarios forman una rejilla en la que el usuario final recibe el servicio, en esencia, de más de una fuente. Cada punto de cruce de la rejilla requiere generalmente una o más conexiones de uniones con su apropiado circuito de protección. Este arreglo permite el servicio confiable por la que son conocidas las redes subterráneas.

Los componentes de un alimentador primario son:

- Troncal.
- Ramal.

Troncal: Es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de calibres altos 336, 556 y hasta 795 MCM, ACSR (calibre de aluminio con alma de acero), dependiendo del valor de la densidad de carga.

Ramal: Es la parte del alimentador primario energizado a través de un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en media tensión. Normalmente son de calibre menor al troncal.

Los alimentadores primarios normalmente se estructuran en forma radial, en un sistema de este tipo la forma geométrica del alimentador semeja la de un árbol,

donde por el grueso del tronco, el mayor flujo de la energía eléctrica se transmite por toda una troncal, derivándose a la carga a lo largo de los ramales.

Los alimentadores primarios por el número de fases e hilos se pueden clasificar en:

- Trifásicos tres hilos.
- Trifásicos cuatro hilos.
- Bifásico tres hilos.
- Bifásicos dos hilos.
- Monofásicos dos hilos.
- Monofásicos un hilo.

Los alimentadores primarios trifásicos con tres hilos requieren una menor inversión, en lo que a material del alimentador se refiere, sin embargo debido a que estos sistemas de distribución tienen un coeficiente de aterramiento mayor que uno trifásico cuatro hilos, permiten que los equipos que se instalen en estos sistemas de distribución tengan niveles de aislamiento mayores con costos elevados. Una característica adicional de estos sistemas es que los transformadores de distribución conectados a estos alimentadores son de neutro flotante en el lado primario.

En cuanto se refiere a detección de fallas de fase a tierra en estos sistemas de distribución es más difícil detectar estas corrientes, en comparación con los sistemas trifásicos cuatro hilos ya que al ser mayor la impedancia de secuencia cero de los alimentadores, las corrientes de falla son menores. Estos alimentadores se utilizan en zonas urbanas.

Los alimentadores primarios trifásicos con cuatro hilos requieren una mayor inversión inicial, ya que se agrega el costo del cuarto hilo (neutro) al de los tres hilos de fase, sin embargo debido a que estos sistemas de distribución tienen un coeficiente de aterramiento menor de la unidad, los equipos que se conecten a

estos alimentadores requieren de un menor nivel de aislamiento con menor costo de inversión. Estos sistemas se caracterizan por que a ellos se conectan transformadores con el neutro aterrizado a tierra en el devanado primario y transformadores monofásicos cuya tensión primaria es la de fase neutra.

En estos sistemas de distribución es más fácil detectar las corrientes de falla de fase a tierra ya que estos pueden regresar por el hilo neutro. Estos alimentadores se utilizan en zonas urbanas.

Los alimentadores primarios monofásicos de dos hilos se originan de sistemas de distribución trifásicos, de hecho son derivaciones de alimentadores trifásicos tres hilos que sirven para alimentar transformadores monofásicos que reciben la tensión entre fases en el devanado primario. Este sistema de distribución es usado en zonas rurales o en zonas de baja densidad.

“Los alimentadores primarios monofásicos de un hilo son derivaciones de sistemas trifásicos que permiten alimentar transformadores monofásicos usándose estos alimentadores en zonas rurales, debido a la economía que representa en costo.” (Materano, 2015)

Con ello se indica que los alimentadores primarios monofásicos están encargados de alimentar a los transformadores monofásicos que por lo general se usan en zonas rurales.

“Un sistema bifásico es un sistema de producción y distribución de energía eléctrica basado en dos tensiones eléctricas alternas desfasadas en una frecuencia 90° . En un generados bifásico, el sistema equilibrado y simétrico cuando la suma vectorial de las tensiones es nula (punto neutro) que ocurre cuando las tensiones son iguales y perfectamente desfasadas 90° . Actualmente el sistema bifásico está en desuso por considerarse más peligroso que el actual sistema monofásico a 220V, además de ser más costoso al necesitar más conductores.” (Rubio, 2012)

1.4.4 Red de Distribución Secundaria:

“La red de distribución secundaria es aquella diseñada para transportar la energía eléctrica suministrada a la tensión de servicio de los abonados desde la salida de baja tensión de los puntos de transformación (transformadores) hasta las acometidas. También se ubican en esta red, los dispositivos del alumbrado público.” (Pérez, 2012)

En si las redes de distribución secundarias son las líneas que dan servicio a los consumidores del área a través de las acometidas, partiendo de los transformadores de distribución.

1.4.5 Transformadores de distribución:

Los transformadores de distribución son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el usuario pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. En si el transformador de distribución es el vínculo entre los alimentadores primarios y los alimentadores secundarios.

La capacidad del transformador se selecciona en función de la magnitud de la carga, debiéndose tener especial cuidado en considerar los factores que influyen en ella, tales como el factor de demanda que es la relación de la de la demanda máxima de un sistema al total de la carga conectada al sistema y el factor de coincidencia que es la relación de la demanda máxima coincidente total de un grupo coincidente de consumidores a la suma de las demandas máximas de las potencias de los consumidores.

Pueden ser instalados con una potencia de hasta una capacidad de 75 KVA, en subestaciones, sobre pedestales o en cámaras subterráneas para capacidades superiores.

Son los transformadores destinados a reducir el voltaje de los valores usados en los circuitos de distribución primaria de 2,4 a 13,8 kV, a los valores de utilización en las residencias, comercios e industrias de 120 a 480 V.

1.4.6 Acometidas:

“Es la parte de la instalación comprendida entre la red general de distribución pública (empresa suministradora) y el inicio de la instalación de la residencia o edificación, o sea el contador. Según la tensión puede ser primaria (alta) o secundaria (baja).” (Materano, 2015)

Tomando en cuenta este concepto se indica que las acometidas es una parte de las instalaciones eléctricas constituida desde la red de distribución que es propiedad de la empresa distribuidora, hasta las instalaciones del usuario.

1.5 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su construcción

1.5.1 Redes de distribución aéreas

En esta modalidad, el conductor que usualmente está desnudo, va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, postes de madera o de concreto.

Al compararse con el sistema subterráneo tiene las siguientes ventajas:

- Costo inicial más bajo.
- Son las más comunes y materiales de fácil consecución.
- Fácil mantenimiento.
- Fácil localización de fallas.
- Tiempos de construcción más bajos.

Y tiene las siguientes desventajas:

- Mal aspecto estético.
- Menor confiabilidad.
- Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).
- Son susceptibles de fallas y cortes de energía ya que están expuestas a: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, polvo, temblores, gases

contaminantes, brisa salina, vientos, contactos con cuerpos extraños, choques de vehículos y vandalismo.

Tipos de redes de distribución aérea

Red radial.

“Las redes radiales se alimentan desde uno sólo de sus extremos, tienen la ventaja de ser redes muy sencillas en su instalación y en las protecciones eléctricas. Como inconveniente principal ante un fallo del transformador toda la red se quedaría sin energía eléctrica.” (Vaello, 2015)

Con ello se dice que los sistemas radiales son aquellos en los que cada carga está unida con el centro de alimentación a través de un cable, permitiendo tener el control centralizado de la red desde el centro de alimentación.

Red en Anillo.

La red en anillo o en bucle cerrado se alimenta desde dos o más sitios cerrando un anillo, los receptores se insertan entre los transformadores. La ventaja principal es que ante una avería de un transformador el usuario seguirá recibiendo alimentación eléctrica desde otro transformador, es decir garantiza mejor la continuidad del servicio.

Estas redes son más complejas y más difíciles de proteger eléctricamente.

Redes de distribución mallada.

Están formadas por redes en anillo unidas en forma radial. Son redes muy complejas en donde la potencia de cortocircuito aumenta de forma drástica.

Las partes principales de un sistema aéreo son esencialmente:

Postes: que pueden ser de madera, concreto o metálicos y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción de los circuitos. Son utilizados para sistemas urbanos postes de concreto de 9, 11 y 12 metros con resistencia de rotura de 1050, 750 y 510kg respectivamente.

Conductores: los conductores de fase serán de aluminio formando una sección circular compacta de 50mm^2 (apx. 1/0 AWG) y 70mm^2 (apx. 2/0 AWG) y para circuitos secundarios en cables desnudos o aislados y en los mismos calibres.

Estos circuitos son de 3 y 4 hilos con neutro puesto a tierra. Paralelo a estos circuitos van los conductores de alumbrado público.

Crucetas: son utilizadas crucetas de madera inmunizada o de ángulo de hierro galvanizado de 2 metros para 13.8 kV. y 11.4 kV., con diagonales en varilla o de ángulo de hierro (pie de amigo).

Aisladores: se aplicaran las prescripciones de las normas ANSI, correspondiente a los tipos de aisladores de porcelana de proceso húmedo: ANSI C29.2, C29.3, C29.4, C29.5, C29.6, C28.8.

Herrajes: Todo el material deberá ser galvanizado en caliente, resistente a la corrosión, según normas ASTM A 153 con un espesor mínimo de galvanizado de 2 onzas/pie² (610gr/m^2) (Grapas, varillas de anclaje, tornillos de máquina, collarines, úes, espigos, etc.).

Equipos de seccionamiento: el seccionamiento se efectúa con cortacircuitos y seccionadores mono polares para operar sin carga (100 A - 200 A).

Transformadores y protecciones: se emplean transformadores monofásicos con los siguientes valores de potencia o nominales: 25 - 37.5 - 50 - 75 kVA y para transformadores trifásicos de 30 - 45 - 75 -112.5 y 150 kVA protegidos por cortacircuitos, fusible y pararrayos tipo válvula de 12 kV.

1.5.2 Red de distribución subterránea

“Son empleadas en zonas donde por razones de urbanismo, estética, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable el sistema aéreo. Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas.” (Ramírez, 2004)

Tiene las siguientes ventajas:

- Mucho más confiable ya que la mayoría de las contingencias mencionadas en las redes aéreas no afectan a las redes subterráneas.
- Son más estéticas, pues no están a la vista.
- Son mucho más seguras.
- No están expuestas a vandalismo.

Tienen las siguientes desventajas:

- Su alto costo de inversión inicial.
- Se dificulta la localización de fallas.
- El mantenimiento es más complicado y reparaciones más demoradas.
- Están expuestas a la humedad y a la acción de los roedores

“Los conductores utilizados son aislados de acuerdo al voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras. Estos cables están directamente enterrados o instalados en bancos de ductos (dentro de las excavaciones), con cajas de inspección en intervalos regulares.” (Ramírez, 2004)

Un sistema subterráneo cuenta con los siguientes componentes:

Ductos: que pueden ser de asbesto cemento, de PVC o conductos metálicos con diámetro mínimo de 4 pulgadas.

Cables: pueden ser mono polares o tripolares aislado en polietileno de cadena cruzada XLPE, de polietileno reticulado EPR, en caucho sintético y en papel impregnado en aceite APLA o aislamiento seco elastomérico en calibres de 500 - 400 - 350 - 250 MCM, 4/0 y 2/0 AWG en sistemas de 13.8 kV, 7,6 y 4,16 kV.

A pesar de que existen equipos adecuados, resulta difícil y dispendioso localizar las fallas en un cable subterráneo y su reparación puede tomar mucho tiempo, se recomienda construir estos sistemas en anillo abierto con el fin de garantizar la continuidad del servicio en caso de falla y en seccionadores entrada - salida.

Los cables a instalar en baja tensión son aislados a 600 V con polietileno termoplástico PE-THW y recubierto con una chaqueta protectora de PVC y en calibres de 400 - 350 - 297 MCM 4/0 y 2/0 AWG generalmente.

Cámaras de transformación: “Que son de varios tipos siendo la más común la de inspección y de empalme que sirve para hacer conexiones, pruebas y reparaciones. Deben poder alojar a 2 operarios para realizar los trabajos. Allí llegan uno o más circuitos y pueden contener equipos de maniobra, son usados también para el tendido del cable. La distancia entre cámaras puede variar, así como su forma y tamaño.” (Ramírez, 2004).

Las cámaras de transformación son instalaciones que contienen circuitos de la red eléctrica y equipos de maniobra, los mismos que son utilizados para hacer conexiones y reparaciones de la red.

Empalmes uniones y terminales: que permiten dar continuidad adecuada, conexiones perfectas entre cables y equipos.

“En ninguna parte de la distribución de la energía eléctrica los problemas de instalación, conexión y de protección de los conductores y de equipo son tan complejos como en los sistemas subterráneos. Es por esta razón que hay diseños especiales para los dispositivos usados en sistemas de distribución subterránea.” (Zahlman, 2015).

Los sistemas de distribución subterránea presentan una serie de problemas en instalación y conexión de elementos, por lo que es necesario utilizar dispositivos diseñados especialmente para este tipo de sistema.

1.5.2.1 Tipos de sistemas de distribución subterránea

La especificación de Construcción de Sistemas Subterráneos, obedece a la necesidad de tener una reglamentación a nivel nacional, para uniformizar la calidad y al mismo tiempo simplificar la construcción de líneas y redes subterráneas conforme a un criterio técnico-económico. Manejando un concepto enfocado a transmitir armonía con el entorno de un diseño y construcción de sistemas subterráneos a favor del respeto al medio ambiente. Existen tres tipos de sistemas básicos de distribución, los cuales son:

- Sistema radial
- Sistema anillo
- Sistema en malla o mallado

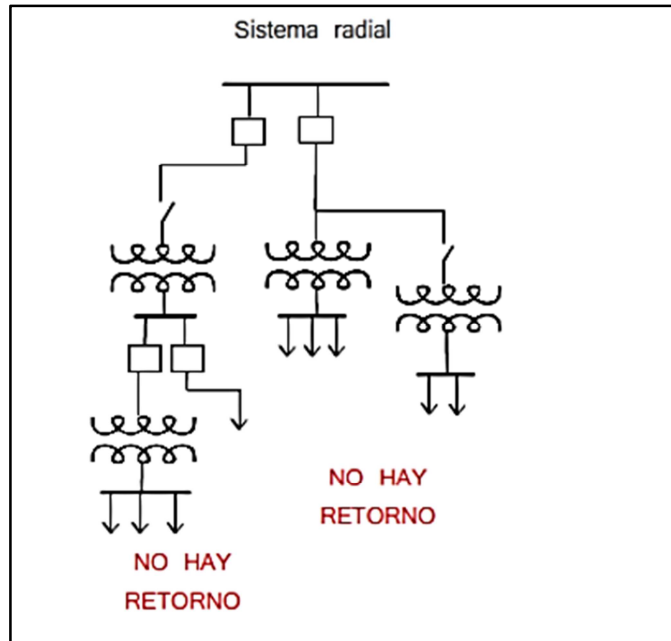
Estos tipos de sistemas, son los más comúnmente utilizados Al utilizar un sistema de distribución este estará expuesto inevitablemente a un buen número de variables tanto técnicas como locales y ante todo una variable económica por lo que los sistemas de distribución no tienen una uniformidad, es decir, que un sistema eléctrico será una combinación de sistemas.

Sistema radial

Es aquel que cuenta con una trayectoria entre la fuente y la carga, proporcionando el servicio de energía eléctrica.

Un sistema radial es aquel que tiene un simple camino sin regreso sobre el cual pasa la corriente, parte desde una subestación y se distribuye por forma de “rama”, como se ve en el gráfico 2.

GRÁFICO 2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA RADIAL



FUENTE: Transmission and distribution, Distribution systems

Este tipo de sistema de distribución tiene como característica básica, el que está conectado a un sólo juego de barras.

Sistemas radiales subterráneos

Los sistemas de distribución radiales subterráneos se usan en zonas urbanas de densidad de carga media y alta donde circulen líneas eléctricas con un importante número de circuitos dando así una mayor confiabilidad que si se cablearan de manera abierta.

Los sistemas de distribución subterráneos están menos expuestos a fallas que los aéreos, pero cuando se produce una falla es más difícil localizarla y su reparación lleva más tiempo. Por esta razón, para evitar interrupciones prolongadas y proporcionar flexibilidad a la operación, en el caso de los sistemas radiales subterráneos se colocan seccionadores para permitir pasar la carga de un alimentador primario a otro. También se instalan seccionadores para poder conectar los circuitos secundarios, para que en caso de falla o de desconexión de un transformador, se puedan conectar sus circuitos secundarios a un transformador contiguo. En el gráfico 2 se muestra el diagrama unifilar de un sistema de distribución radial subterráneo.

Existe la tendencia a realizar la distribución eléctrica de zonas residenciales suburbanas mediante instalaciones subterráneas. Generalmente los alimentadores primarios consisten en cables subterráneos dispuestos formando un anillo, que funciona normalmente abierto, conectados a un alimentador aéreo próximo.

Sistema red o malla

Una forma de subtransmisión en red o en malla como se observa en el gráfico 4, provee una mayor confiabilidad en el servicio que las formas de distribución radial o en anillo ya que se le da alimentación al sistema desde dos plantas y le permite a la potencia alimentar de cualquier planta de poder a cualquier subestación de distribución.

Este sistema es utilizado donde la energía eléctrica tiene que estar presente sin interrupciones, debido a que una falta de continuidad en un periodo de tiempo prolongado tendría grandes consecuencias, por ejemplo: en una fundidora.

Sistema anillo

Es aquel que cuenta con más de una trayectoria entre la fuente o fuentes y la carga para proporcionar el servicio de energía eléctrica.

Este sistema comienza en la estación central o subestación y hace un “ciclo” completo por el área a abastecer y regresa al punto de donde partió. Lo cual provoca que el área sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla.

1.6 Cámaras de transformación

“Una cámara de transformación está constituida por varios elementos, como son el Transformador, equipos de protección y medida colocados en el interior de una edificación diseñada para dicho fin. Dicha cámara de transformación es el corazón de un sistema eléctrico, el cual debe ser bien diseñado, para de esta manera realizar una adecuada distribución de energía al sistema.” (Rediseño del Sistema Eléctrico Inter, 2011).

Las cámaras de transformación es la parte fundamental del sistema eléctrico, ya que en este lugar se encuentran todos los equipos de protección y transformador para lograr una adecuada distribución de energía.

Los elementos que intervienen en una Cámara de Transformación en forma general son:

a) Transformador: Este se constituye como el elemento principal, es una máquina eléctrica estática que trabaja con el principio de inducción electromagnético y sirve para transformar la energía eléctrica de un valor de distribución a uno de consumo, manteniendo la frecuencia en 60Hz. El método de enfriamiento de un transformador es muy importante, ya que la disipación del calor, influye mucho en su tiempo de vida y capacidad de carga.


Con respecto al método de enfriamiento de los transformadores es necesario tomar en cuenta que la disipación de calor por convección disminuye con la

altitud, lo que significa que la capacidad del transformador (potencia KVA) disminuye a mayor altitud, los fabricantes por su parte los construyen por lo general para una altura de 1000 msnm (metros sobre el nivel del mar), entonces la capacidad del transformador disminuye por cada 100 m sobre los 1000 msnm en un porcentaje del 0.4 %

- Monofásico
- Trifásico

A continuación se presenta algunos tipos de transformadores en la tabla 1

Tabla 1 TIPOS DE TRANSFORMADORES

TIPO DE TRANSFORMADORES	CARACTERÍSTICAS
	<p>Transformadores de distribución encapsulados en aceite</p> <p>Transformadores Trifásicos de distribución auto-enfriados, sumergidos en aceite, con una variación de temperatura de 65°C sobre la del ambiente, cumpliendo los lineamientos de la norma ANSI/IEE C57.12.</p> <p>Potencia: Hasta 5000 KVA.</p> <p>Niveles de Voltaje: Baja tensión hasta 1.2 KV. Media tensión hasta 34.5 KV.</p>
	<p>Transformadores secos encapsulados con resina Epoxi Su principal característica es que son refrigerados en aire con aislación clase F, utilizándose resina epoxi</p>



como medio de protección de los arrollamientos, siendo innecesario cualquier mantenimiento posterior a la instalación. Se fabrican en potencias normalizadas desde 100 hasta 2500 kVA, tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 kV y frecuencias de 50 y 60 Hz.



Transformadores herméticos de llenado integral.

Fabricamos Transformadores Trifásicos con una Potencia de 5MVA ONAN hasta 6.25MVA ONAF, con voltajes de Distribución hasta 34.5KV




Transformadores Rurales

Están diseñados para instalación monoposte en redes de electrificación suburbanas monofilares, bifilares y trifilares, de 7.6, 13.2 y 15 kV.

En redes trifilares se pueden utilizar transformadores trifásicos o como alternativa un banco de 3 transformadores monofásicos.

	<p>Transformadores Subterráneos</p> <p>Transformador de construcción adecuada para ser instalado en cámaras, en cualquier nivel, pudiendo ser utilizado donde haya posibilidad de inmersión de cualquier naturaleza.</p> <p>Datos Técnicos:</p> <p>Potencia: 150 a 2000KVA</p> <p>Alta Tensión: 15 o 24,2KV</p> <p>Baja Tensión: 216,5/125; 220/127; 380/220;400/231V</p>
	<p>Transformadores Autoprotegidos</p> <p>El transformador incorpora componentes para protección del sistema de distribución contra sobrecargas, corto-circuitos en la red secundaria y fallas internas en el transformador, para esto posee fusibles de alta tensión y disyuntor de baja tensión, montados internamente en el tanque, fusibles de alta tensión y disyuntor de baja tensión.</p>
	<p>Autotransformadores</p>

	<p>El primario y el secundario del transformador están conectados en serie, constituyendo un bobinado único. Pesa menos y es más barato que un transformador y por ello se emplea habitualmente para convertir 220V a 125V y viceversa y en otras aplicaciones similares. Tiene el inconveniente de no proporcionar aislamiento entre el primario y el secundario.</p>
---	--

FUENTE: <http://www.ecuatran.com/catalogos/padmouted.pdf>

b) Elementos de protección: Los elementos más importantes a proteger en la Cámara de Transformación son, los cables de conexión conjuntamente con el transformador. Los tipos más comunes de falla externa de los Transformadores son: cortocircuitos, sobrecargas, sobre tensiones por fallas del sistema ó atmosféricas, hay que tomar muy en cuenta la elección de los pararrayos para protegerlo contra sobre voltajes producidos por rayos, los cuales son las fallas más peligrosas para el transformador, también hay que tomar en cuenta las sobre corrientes en el secundario que no son adecuadamente despejados por una inadecuada coordinación de protecciones.

En el primario del transformador

- Pararrayos
- Seccionadores –Fusible

En el secundario del transformador

- Interruptores Termo magnéticos
- Fusible tipo NH

c) Equipos de medición: Con los cuales se puede verificar las características del sistema, y como está funcionando el mismo.

- Contadores de energía
- Transformador de corriente
- Transformador de potencia
- Amperímetros
- Voltímetros

d) Sistema de tierra: La puesta a tierra de las partes metálicas de un sistema eléctrico, es una norma, muy importante de seguridad y tiene como objetivo fundamental el de precautelar la integridad física de los operadores del sistema eléctrico, ante posibles contactos accidentales con partes de la instalación que normalmente están sin potencial como tableros, carcasas de transformadores, etc., que por causa de fallas internas de equipos, arcos eléctricos, deterioro de materiales, etc., puedan quedar con potencial peligroso para el ser humano.

La puesta a tierra, en sí es la unión directa entre la parte metálica de un elemento de una instalación o sistema eléctrico y el suelo, mediante un cable conductor, con el propósito de mantener este objeto metálico al mismo potencial que tierra (nulo).

e) Obra civil: Según las normas establecidas por la empresa eléctrica, comprende la ejecución de los trabajos que a continuación se resumen:

- Movimiento de tierra
- Cimiento y zócalos
- Paredes
- Hormigón armado y simple
- Ductos para cables
- Malla a tierra
- Revestimientos
- Puertas y cerrajerías
- Instalaciones eléctricas

- Ventanas de ventilación
- Pintura

f) Varios

En el primario del transformador

- Conductores
- Tuberías

En el secundario del transformador

- Conductores
- Tuberías
- Tablero de distribución general

Todos los elementos anteriormente enumerados, deben cumplir los requisitos o normas establecidas por la Empresa Eléctrica y los requeridos por el sistema en cuestión.

1.7 Introducción a la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia

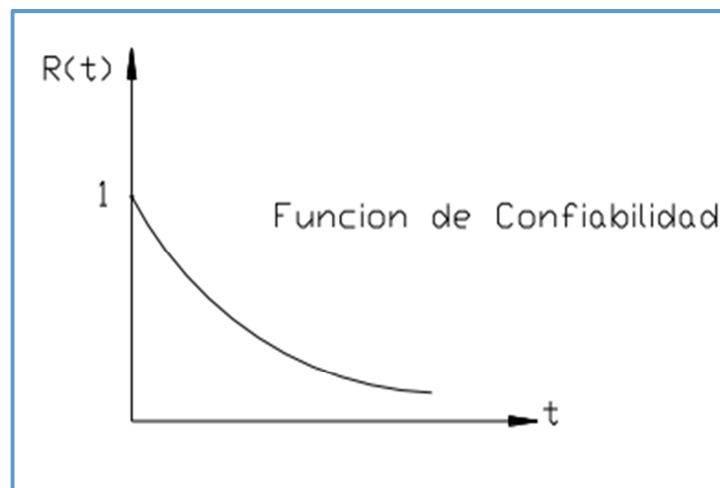
La confiabilidad de los sistemas eléctricos es una herramienta que se inició desde hace mucho tiempo, pero en los últimos años se ha dado mucha importancia porque algunos clientes de energía eléctrica requieren para sus cargas, sistemas de suministro eléctrico con una continuidad casi perfecta.

La confiabilidad es un aspecto que se trata con mucha discreción, porque es un modo de definir o evaluar el funcionamiento de un sistema eléctrico, de un proceso, de un subsistema y hasta un grupo de personas. También es la forma de evaluar un producto y así poder definir si es rentable para el desarrollo de las actividades de una empresa. Por tanto, los índices de confiabilidad en muchas empresas son confidenciales.

La Confiabilidad es un tema que siempre se ha mezclado con la Calidad de la Energía. En los últimos años se está presentando una creciente necesidad de los clientes de suministro eléctrico por una onda de voltaje casi pura, y el uso creciente de cargas de equipos electrónicos delicados, en donde las impurezas en la forma de onda de voltaje y las interrupciones en el suministro eléctrico serán temas que reducen la confiabilidad de las redes eléctricas.

“Una función que expresa una probabilidad de sobrevivencia a través del tiempo, en otras palabras, es la probabilidad de que un elemento o un sistema operando bajo ciertas condiciones, no falle en un determinado lapso. En el caso de hablarse de un componente aislado, esta función puede definirse como una exponencial decreciente, en donde la probabilidad de operar en óptimas condiciones se da a inicios de su puesta en funcionamiento, luego cuando transcurre el tiempo, las probabilidades disminuyen, debido a que el componente se encuentra expuesto a factores externos y la vida útil y el desempeño de este va disminuyendo”. (Zaruma, 2012) (Ver Gráfico 3).

GRÁFICO 3 FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD



FUENTE: Ing. A. M. Mariani

1.7.1 La confiabilidad en los sistemas eléctricos:

Pueden afectar positiva o negativamente la productividad y la seguridad de los procesos y personas en una empresa. Por esta razón, la disponibilidad del fluido eléctrico se ha vuelto un tema de vital importancia para las compañías.

La probabilidad de que un equipo o un sistema cumplan con su misión específica bajo condiciones de uso determinadas en un periodo determinado.

“El nivel de confiabilidad requerido por un sistema debe ser establecido de acuerdo con el tipo de carga del mismo y debe basarse en estudios que contemplen las necesidades o características del proceso en término de disponibilidad, seguridad, mantenimiento y fiabilidad (probabilidad de que un sistema, aparato o dispositivo cumpla una determinada función bajo ciertas condiciones durante una determinada función bajo ciertas condiciones durante un tiempo determinado)” (Schneider).

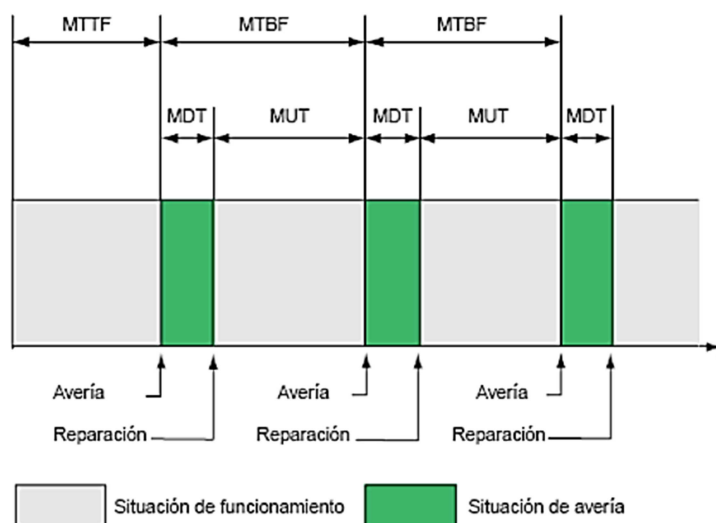
Un sistema está ligado a mantener la continuidad de servicio en caso de falla de alguno de los componentes que lo conforman. Dependen directamente de la fiabilidad de los equipos instalados en él y el tiempo de reparación de los mismos en caso de falla. Un sistema confiable debe garantizar la seguridad de las personas y de los procesos críticos ante cualquier eventualidad.

MTTF: Mean Time To Failure. Tiempo medio antes de que la primera falla ocurra.

MTTR: Mean Time To Repair. Tiempo medio para reparar una falla.

MTBF: Mean Time Between Failures. Tiempo medio entre fallas.

GRÁFICO 4: GRÁFICO DE CONFIABILIDAD EN FUNCIÓN DEL TIEMPO



FUENTE: www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-conecta/Confiabilidad/Confiabilidad-sistemas-electricos.pdf

1.7.2 Teoría de confiabilidad en sistemas de distribución

La mayor parte de los estudios sobre confiabilidad en Sistemas Eléctricos han estado orientados a generación y cogeneración (procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil).

Pero desde 1960 han existido pocos estudios para determinación de la confiabilidad en transmisión y distribución, y en los puntos de carga.

1.8 Calidad de servicio

La calidad del servicio eléctrico técnico depende fundamentalmente de la continuidad y confiabilidad de este.

Los clientes reciben un servicio con calidad desde el punto de vista técnico cuando se minimiza el número de veces que se les interrumpe el suministro de energía eléctrica y el tiempo que dura cada corte. Si los trabajos y operaciones en las redes de distribución obligan a que el suministro de energía sea interrumpido

por varias veces como consecuencia directa se tendrá un aumento de reclamos y una disminución de la calidad de servicio técnico.

Alcanzar un adecuado nivel de calidad requiere la conjunción de inversiones, mantenimiento y supervisión del regulador. Además no existe un único indicador de calidad, por lo que se ha dividido a esta en tres puntos de interés:

Calidad del producto:

Definen los índices de referencia, para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte, las mismas son de aplicación obligatoria para toda empresa que presta el servicio de transporte de energía eléctrica y todos los Participantes que hacen uso de dichos sistemas.

- a) Nivel de Voltaje
- b) Perturbaciones de voltaje
- c) Factor de potencia

Calidad del Servicio Técnico

“Los indicadores de la calidad de Servicio Técnico evalúan la continuidad del servicio de energía eléctrica que la Distribuidora brinda a los usuarios, midiendo los parámetros de frecuencia media de Interrupciones, tiempo total de Interrupción y la energía no suministrada. Se considerará como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega.” (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2009).

La continuidad del suministro es el aspecto de calidad, generalmente llamándose fiabilidad o confiabilidad del suministro.

La Calidad del Servicio Técnico de transporte se determina con base al número de indisponibilidades y la duración de las mismas, los Transportistas deben reportar las indisponibilidades suscitadas en su sistema de transmisión de forma mensual.

1.8.1 Índices de Calidad:

Luego de clasificar a la calidad del servicio eléctrico en sus tres aspectos debe considerarse el método apropiado para poder medir dicha calidad. Para ello se utilizan los llamados índices de calidad como es obvio no existirá un solo índice capaz de medir la calidad incluso no se puede hablar de un solo índice para cada una de las divisiones de la calidad de servicio eléctrico.

Esto conlleva la existencia de multitud de índices de calidad, cada uno especializado en algún aspecto concreto o perturbación. Por otro lado, dependiendo de la utilización que se quiera hacer del índice, se puede calcular en modo histórico o en modo predictivo:

En modo histórico estos índices se calcularán utilizando estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa y a partir de los datos de funcionamiento del sistema eléctrico durante un periodo de tiempo pasado. Permite evaluar la calidad de servicio proporcionada y de esta forma realizar el análisis comparativo.

1.8.2 Interrupciones:

Antes de establecer los tipos de interrupciones y clasificarlas es necesario saber que dentro del sistema eléctrico existen varios agentes que directa o indirectamente pueden ser los causantes de la falta de suministro, entre los agentes se tienen los siguientes:

- Generador
- Transportista

- Operador del Sistema
- Distribuidor
- Cliente
- Comercializador
- Administración
- Regulador
- Agentes externos

Debido a que las fallas se presentan con mayor frecuencia en la Distribución y la transmisión se ha ocasionado que las inversiones sean con mayor fuerza en estos sectores.

1.8.3 Definición de Interrupción Eléctrica:

Cuando falla la continuidad del servicio, es decir, cuando la tensión de suministro desaparece en el punto de conexión, se dice que hay una interrupción del suministro. (CONELEC, 2001).

Cada interrupción de suministro viene caracterizada por su duración. En continuidad, únicamente se tiene en cuenta las interrupciones largas, es decir de más de tres minutos. Las interrupciones breves o menores de tres minutos, se consideran un problema de calidad de onda, ya que son debidas a la operación de los sistemas de protección de las redes: reconectores rápidos debido a fallas transitorias y fugitivas, operación de aislamiento de tramos con falla, entre otras. (CONELEC, 2001).

Las interrupciones largas de suministro en cambio suelen necesitar de la reparación de algún elemento defectuoso de la red o, al meme, la inspección de los tramos con problemas, así como la reposición manual de la tensión.

Una interrupción es un evento durante el cual el voltaje, en el punto de conexión del cliente, cae a cero y no retorna a sus valores normales automáticamente.

Se pueden establecer varias clasificaciones de las interrupciones pero la más común es por su origen y duración. Si se clasifican según su origen se tendría lo siguiente:

Interrupciones Programadas: Estas se dan por mantenimiento y construcción de nuevas líneas. Se caracteriza porque el cliente sabe con anterioridad la fecha y la hora de interrupción.

Interrupción no programada: Pueden ser causadas por fuerza mayor, climatología, causas desconocidas entre otras.

Por su duración se pueden clasificar en:

Leves: Menores a 3 minutos estas no incluyen en el cálculo de los índices y son debidas a fallas transitorias.

Mayores: Su duración mayor a 3 minutos estos son las que eran parte del cálculo de los índices y son llamadas interrupciones largas.

1.8.4 Calidad del servicio técnico en la Sub-Etapa 1:

Luego de revisar algún término y conceptos es importante centrarse en los índices y la normativa que se rige en Ecuador, toda la información descrita a continuación está estipulada en la REGULACIÓN N°. CONELEC – 004/01.

1.8.5 Calidad del servicio técnico:

Control: “En la sub-etapa 1 el control será mediante índices globales por empresa y alimentador que tengan en cuenta la frecuencia y la duración total de las interrupciones. En cuanto para los consumidores con suministros en Media Tensión o en Alta Tensión, se determinarán índices individuales.” (CONELEC, 2001).

El CONELEC establece que para realizar el control de la red será a través de índices globales teniendo en cuenta el tiempo que dura las interrupciones y la frecuencia con la que se originan.

1.8.6 Identificación de las interrupciones:

Se debe identificar las interrupciones las cuales deben ser registradas y contener la siguiente información:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas.
- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje, centro de transformación de medio voltaje, circuito de medio voltaje, subestación de distribución, red de alto voltaje.
- Identificación de la causa de interrupción.
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

1.8.6.1 Registro y clasificación de las interrupciones:

En el registro interrupciones se pueden clasificar de acuerdo a los parámetros que se indican a continuación, los que deberán tener un código para efectos de agrupamiento y de cálculos: (Ver Tabla 2).

TABLA 2. CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

Por su duración:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Breves, $t \leq 3\text{min.}$ ▪ Largas, $t > 3\text{min.}$ 	
Por su origen:	Externas al sistema de distribución.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Otro distribuidor ▪ Transmisor ▪ Generador ▪ Restricción de carga ▪ Baja frecuencia ▪ Otras.
Por su origen:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Internas al sistema de distribución 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Programadas ▪ No programadas.
Por su causa:	Programadas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mantenimiento ▪ Ampliaciones. ▪ Maniobra. ▪ Otras.
Por su causa:	No programadas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Climáticas ▪ Ambientales. ▪ Terceros. ▪ Red de alto voltaje (AT). ▪ Red de medio voltaje (MT) ▪ Red de bajo voltaje (BT). ▪ Otras.
Por el voltaje nominal:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bajo voltaje. ▪ Medio voltaje. ▪ Alto voltaje. 	

FUENTE: (CONELEC, 2001)

1.8.7 Control del servicio técnico en la sub-etapa 1:

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

Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal Instalado (FMIK)

$$\mathbf{FMIK}_{Rd} = \frac{\sum_i \mathbf{kVA}f_{s_i}}{\mathbf{kVA}_{inst}} \text{ Ecu. (1)}$$

$$\mathbf{FMIK}_{Aj} = \frac{\sum_i \mathbf{kVA}f_{s_{iAj}}}{\mathbf{kVA}_{instAj}} \text{ Ecu. (2)}$$

En un periodo determinado, representa la cantidad de veces que el KVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

Tiempo Total de Interrupciones por KVA nominal Instalado (TTIK):

$$\mathbf{TTIK}_{Rd} = \frac{\sum_i \mathbf{kVA}f_{s_i} * \mathbf{T}f_{s_i}}{\mathbf{kVA}_{inst}} \text{ Ecu. (3)}$$

$$\mathbf{TTIK}_{Aj} = \frac{\sum_i \mathbf{kVA}f_{s_{iAj}} * \mathbf{T}f_{s_{iAj}}}{\mathbf{kVA}_{instAj}} \text{ Ecu. (4)}$$

En un periodo determinado, representa el tiempo medio en que el KVA no tuvo servicio.

Dónde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal instalado, expresada en fallas por KVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal instalado, expresado en horas por KVA.

Σ_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio “i” con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el periodo en análisis.

$\Sigma_i^{A_j}$: Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador “A_j” en el periodo en análisis.

KVA_{fs}: cantidad de KVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones “i”.

KVA_{inst}: cantidad de KVA nominales instalados.

T_{fs}: Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción “i”.

R_d: red de distribución global.

A_j: Alimentador primario de medio voltaje “j”.

Límites:

Los valores límites admisibles para los índices de calidad del servicio técnico aplicable durante la subetapa 1 se puede apreciar en la siguiente tabla 3.

TABLA 3. LÍMITES DE LOS ÍNDICES PARA LA SUB-ETAPA 1

Índice:	Lim FMIK	Lim TTIK
Red:	4.0	8.0
Alimentador urbano:	5.0	10.0
Alimentador rural:	6.0	18.0

FUENTE: (CONELEC, 2001)

1.9 Requerimientos de potencia

- Diagnóstico completo del alimentador 12 de Noviembre
- Análisis de la carga en el alimentador
- Inventario de los componentes que se encuentran a lo largo del Alimentados 12 de Noviembre
- Revisión de las normas aplicadas.
- Cálculo de las pérdidas de energía a partir de las pérdidas de potencia.
- Determinar los puntos críticos del sistema.

Para buscar el balance ideal se realiza la búsqueda desde el último usuario hacia la subestación, pasando transformadores conectados a la fase más cargada hacia la menos cargada, siempre eligiendo el conjunto que más contribuya con el balance ideal El balance de las corrientes en las fases de un circuito se debe realizar, en primera instancia, garantizando que las capacidades de transformadores conectadas a cada una de ellas sea del mismo orden. Por otra parte, se trata de llevar los transformadores a un nivel de carga que se encuentre en un rango normado buscando la eficiencia de trabajo de los equipos. Si esto se logra, se puede asegurar que balanceando la carga conectada a cada fase, se tendrá un balance aceptable en el circuito.

Para realizar los balances de cargas de los centros de transformación, en el Sistema de Distribución Subterránea de Media Tensión de la ciudad de Ambato, es necesario indicar que se alimentan de tres primarios:

Alimentador “12 de Noviembre” que proviene de una red subterránea, de la Subestación LORETO, y es la que distribuye a las siguientes cámaras de distribución. (Ver **Tabla 4**)

Tabla 4 C/T SUBTERRÁNEAS DE LA S/E LORETO “12 DE NOV.

CÁMARA	POTENCIA
Edificio EEASA (S/E Compacta)	160 KVA

Edificio Concejo Provincial	160 KVA
Parque 12 de Noviembre(S/E Comp.)	160 KVA
Castillo y Olmedo (Gradas Plaza Urbina)	200 KVA
Casa 07-86 Maldonado	250 KVA
Castillo y 12 de Noviembre	100 KVA
Olmedo y J.B. Vela	250 KVA
Edificio Torresco	160 KVA
Clínica Tungurahua	50 KVA
C.C. Salazar	125-100 KVA
Escuela La Providencia	3(25) KVA
Edificio Aso. Empleados	25 KVA
Transf. Iglesia Cevallos y Mera	300-400 KVA
Mushuc Runa	160 KVA
Escuela Luis A Martínez	112.5 KVA
Coop. El Sagrario	300 KVA
Castillo y Cevallos-Carmen Barona	75 KVA
Produbanco	400 KVA
Edificio Proveda	75 KVA
Pasaje A.M.A	3(25) KVA

FUENTE: (EEASA, 2008)

Se realizará el balance de cargas en cinco cámaras de transformación subterránea de la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

Una vez diagnosticado los problemas se realiza una comparación con datos históricos para verificar si se ha cumplido con los objetivos de disminución y pronta corrección de las fallas de la red.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

2.1 Entorno del lugar de investigación

2.1.1 Antecedentes históricos de la empresa

Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., EEASA, es una institución que con más de medio siglo de existencia y con una eficiente trayectoria de servicio a la sociedad, ha mantenido sus altos estándares técnicos, laborales y de servicio al cliente en su área de concesión, gracias a la efectiva gestión de sus trabajadores, directivos y autoridades.

Como parte del compromiso con la calidad, se implementó un Sistema de Gestión de la Calidad - SGC bajo la norma ISO 9001:2008 para los procesos de apoyo a la academia. El SGC es consistente con la misión institucional, está alineado con la Acreditación Institucional, promueve una adecuada gestión por procesos y aporta al eficiente uso de los recursos de la Universidad. Además, está alineado con el Plan Estratégico Institucional y los Planes de Desarrollo de las unidades académicas y administrativas. Por su eficiencia en la prestación de servicios, obtuvo la certificación ISO 9001:2008 en gestión de calidad, lo que sin duda constituye un honor pero al mismo tiempo, compromete a una constante mejora.

En estos primeros cincuenta y cinco años de vida, la sociedad nos encuentra con el área de cobertura más grande del País, que incluye las Provincias de Tungurahua, Pastaza, Napo y Morona Santiago. Desde hace un año, administramos la Provincia de Bolívar, gracias a la confianza conferida por el organismo rector del sector eléctrico, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER. Con esta nueva responsabilidad, la Empresa cuenta con aproximadamente 300.000 clientes.

2.1.2 Filosofía institucional

MISIÓN

“Suministrar Energía Eléctrica, con las mejores condiciones de calidad y continuidad, para satisfacer las necesidades de los clientes en su área de concesión, a precios razonables y contribuir al desarrollo económico y social”.

VISIÓN

"Constituirse en empresa líder en el suministro de energía eléctrica en el país".

PRINCIPIOS

- Disponer de recursos humanos capacitados, motivados y comprometidos con los objetivos constitucionales.
- Practicar una gestión gerencial moderna, dinámica, participativa, comprometida en el mejoramiento continuo.
- Disponer de un sistema eléctrico confiable, utilizando tecnología adecuada.
- Tener procesos automatizados e integrados.

2.1.3 Análisis de la infraestructura tecnológica de la institución

Al inicio de la gestión, en el aspecto de generación, para superar el agudo déficit energético, porque se contaba únicamente con la ya mencionada Central Miraflores, se concluye la Central Península, en su primera etapa con una potencia instalada de 1.500 KW ampliada en 1962 a 3.000 KW. En el año 1967, se pone en operación la central térmica de El Batán inicialmente con 1.500 KW y adicionada en 1968 una potencia similar, para llegar a 5.980 KW en el año 1975. En 1978, con el aporte del Ex-INECEL, entra en servicio la central de combustión interna Lligua con 5.000 KW de potencia nominal.

En los años setenta, la Empresa empieza a salir de su ámbito urbano, construyendo sendas redes de distribución a 13.8 KV que enlazan a los Cantones Pelileo, Baños y Píllaro y posteriormente al Cantón Patate.

La siguiente tarea importante fue la construcción de redes y líneas de interconexión, para atender principalmente la electrificación rural, tema que para la EEASA ha sido una verdadera insignia y que le ha valido el reconocimiento como la distribuidora que mayor electrificación en este sector ha realizado en el País.

En 1977 la Empresa forma parte del naciente Sistema Nacional Interconectado, recibiendo el aporte energético de la Central Hidroeléctrica Pisayambo a través de la Subestación Oriente.

A finales de la década de los setenta y comienzos de los ochenta, el ex INECEL con la participación de varias empresas eléctricas de distribución del País, promueve el Programa de Subtransmisión que con sus fases A y B, permitieron a la Empresa contar con la mayoría de sus subestaciones de 69 KV/13.8 KV y con el anillo de subtransmisión a 69 KV, alrededor de la Ciudad de Ambato.

En el año 1986, concluye la línea de subtransmisión Baños-Puyo, aislada a 138 KV, operando inicialmente a 69 KV. Se iniciaba de esta manera, una nueva era para gran parte del Oriente Ecuatoriano que dejaba de depender de pequeños y no confiables grupos térmicos.

La red subterránea del centro de la Ciudad de Ambato, se concluyó a inicios del año 2007, luego de una década de trabajo, lo cual ha contribuido a mejorar ostensiblemente los aspectos técnicos, de seguridad, confiabilidad y estéticos que la prestación del servicio requiere.

La EEASA, consciente de que la atención al cliente es el pilar fundamental de su accionar, ha implementado su Call Center; igualmente el Centro Integrado de Atención al Cliente, CIAC, y dispone de edificios propios en la Matriz-Ambato,

sucursales mayores Puyo y Tena y en los Cantones Baños, Patate, Pelileo, Píllaro y Palora. Toda esta infraestructura, arquitectónica y funcionalmente bien concebida, privilegia la atención al cliente, destacándose que en la Ciudad de Ambato se dispone también de un teatro auditorio que la ciudadanía lo utiliza para eventos culturales.

2.1.4. Descripción de alimentadores subterráneos que brinda servicio a la Ciudad de Ambato

La red subterránea en la zona central de Ambato está compuesta por las calles: Francisco Flor, Pérez de Anda con Lizardo Ruiz, Avenida Naciones Unidas y 12 de Noviembre toda esa manzana.

En la zona central de Ambato están ubicadas 30 cámaras de la EEASA compactas que están distribuidas por sectores. Cada cámara tiene en su interior un medidor tipo S4.

2.1.5. Descripción del sistema de distribución subterráneo del centro de la ciudad de Ambato.

“El sistema de distribución subterráneo del centro de la ciudad de Ambato se encuentra conformado por los alimentadores Avenida 12 de Noviembre, Subterráneo 1 y Salida 2 provenientes los primeros de la subestación Loreto, ubicada en el oeste de la ciudad, y el último, de la subestación Atocha, ubicada al noreste de la ciudad, los cuales tienen un voltaje nominal de 13.8 kV.” (Aguilar, 2007).

2.1.5.1. Cables utilizados en el sistema de distribución subterráneo de la ciudad de Ambato

Los tipos de cable y secciones utilizados por los alimentadores que conforman el sistema de distribución subterráneo de la ciudad de Ambato se los detalla a continuación en la tabla 5.

Tabla 5: TIPOS DE CABLES Y SECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEO DE AMBATO

Tipo de cable	Numero de cables	Calibre	Alimentadores		
			Subestación	Subestación	
			Atocha	Loreto	
XLPE	3	120mm	Salida 2	Av. 12 de Noviembre	Subterráneo 1
XLPE	3	70mm	Salida 2	Av. 12 de Noviembre	Subterráneo 1
XLPE	3	50mm		Av. 12 de Noviembre	
XLPE	3	2AWG	Salida 2	Av. 12 de Noviembre	Subterráneo 1
XLPE	3	4/0 AWG	Salida 2	Av. 12 de Noviembre	Subterráneo 1

Fuente: (EEASA, 2008)

2.1.6. Descripción de alimentadores de la subestación Loreto.

Se encuentra localizada en el área urbana de la ciudad de Ambato, en la calle Junín y Av. El rey, sector de la plaza de Carrizos.

A continuación se describirá las principales características que presentan los alimentadores de la subestación Loreto.

Configuración

La disposición eléctrica en el lado de 69 kV es de barra simple, con by pass se conecta a dos posiciones de línea para la interconexión con las subestaciones Ambato y Oriente.

“Dispone de un transformador de 16/20 MVA OA/FA de capacidad, con relación de transformación 69/13.8 kV.” (Aguilar, 2007).

La configuración en el lado de 13.8 kV es de barra simple y se encuentra operando: interconexión a la subestación Loreto-Loreto, interconexión a la subestación Batán y los alimentadores Bellavista, Ferroviaria, Subterránea y 12 de Noviembre, los dos últimos corresponden a la red subterránea que alimentan al centro de Ambato.

2.1.6.1. Descripción del alimentador Avenida 12 de Noviembre

“El alimentador primario Avenida 12 de Noviembre, es tipo malla subterráneo, mallado con los alimentadores Subterráneo 1 y Salida 2, trabaja con un nivel de 13.8 kV, y tiene una carga instalada de 4875 kVA. Los cables y secciones son los expresados en la tabla 4.” (Aguilar, 2007).

En el alimentador Avenida 12 de Noviembre se encuentra una configuración mallada que utiliza cables de tipo XLPE.

Descripción de las cámaras de transformación

El sistema de distribución subterráneo del centro de la ciudad de Ambato se encuentra conformado por los alimentadores Avenida 12 de Noviembre, subterráneo 1 y Salida 2 provenientes los primeros de la subestación Loreto, ubicada en el oeste de la ciudad, y el último, de la subestación Atocha, ubicada al noreste de la ciudad, los cuales tienen un voltaje nominal de 13.8 kV, los recorridos de los alimentadores dentro de la ciudad así como sus cámaras de transformación.

“El alimentador 12 de Noviembre, tiene cámaras de transformación ubicadas en cámara en subsuelos de edificios, centros de transformación en cámara subterránea, cámaras de transformación con transformadores trifásicos y cámaras de transformación con transformadores monofásicos, distribuidas en el área comprendida entre la Avenida 12 de Noviembre, calle Juan León Mera, Avenida Unidad Nacional y la calle Simón Bolívar del centro de la ciudad de Ambato.” (Aguilar, 2007)

De todas las cámaras mencionadas, la Empresa Eléctrica Ambato S.A. cuenta en este alimentador con seis en subsuelo de edificio y tres en cámara subterránea, de las que se detallan sus potencias y tipos de cámaras de transformación en la tabla 6 y 7:

Tabla 6: CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN CÁMARA EN SUBSUELO DE EDIFICIO

	Cámara de transformación	Potencia (KVA)	TIPO
1		200	III
2	20	200	IV
3		200	-
4		200	-
5		200	-
6		200	-
7		250	IV
8		250	III
9		250	IV
10	13	400	IV
11	21	400	-
	TOTAL	2750	

FUENTE: (EEASA, 2008)

Tabla 7: CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN CÁMARA SUBTERRÁNEA

	Cámara de transformación	Potencia (KVA)	TIPO
1	-	250	III
2	139	250	V
3	16	400	III
	TOTAL	900	

FUENTE: (EEASA, 2008)

Descripción del alimentador Subterráneo 1.

El alimentador subterráneo 1, es tipo malla subterráneo, mallado con los alimentadores Avenida 12 de Noviembre y Salida 2, trabaja con un nivel de 13.8 kV, y tiene una carga instalada de 2802.5 kVA. El alimentador Subterráneo 1, tiene cámaras de transformación ubicadas en cámara en subsuelos de edificios, centros de transformación en cámara subterránea, cámaras de transformación con transformadores trifásicos, cámaras de transformación con transformadores monofásicos y cámaras de transformación con banco de transformadores.

Descripción de cámaras de transformación.

El alimentador Subterráneo 1 está comprendido por:

- Cámaras de transformación ubicadas en cámara en subsuelos de edificios (tabla 8)
- Centros de transformación en cámara subterránea(tabla 9)
- Cámaras de transformación con transformadores trifásicos
- Cámaras de transformación con transformadores monofásicos
- Cámaras de transformación con banco de transformadores

Se encuentran distribuidas en el área comprendida entre las calles Espejo, Francisco Flor, Avenida Pedro Fermín Cevallos y la calle 13 de Abril del centro de la ciudad de Ambato.

Tabla 8: CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN CÁMARA EN SUBSUELO DE EDIFICIO

	Cámara de transformación	Potencia (KVA)	Tipo
1	22	160	III
2	9	200	III
3	3	300	III
	Total	660	

FUENTE: (EEASA, 2008)

Tabla 9: CENTROS DE TRANSFORMACIÓN EN CÁMARAS SUBTERRÁNEAS

	Cámara de transformación	Potencia (KVA)	Tipo
1	2	160	-
2	4	250	IV
3	8	250	IV
4	14	300	IV
5	7	400	IV
	Total	1360	

FUENTE: (EEASA, 2008)

2.1.6.2. Descripción del Alimentador Salida 2

El alimentador Salida 2, involucra la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato, que parte de la subestación Atocha.

El alimentador Salida 2, es tipo malla subterráneo, mallado con los alimentadores Avenida 12 de Noviembre y Subterráneo 1, trabaja con un nivel de 13.8 KV, y tiene una carga instalada de 3272 KVA.

Cámaras de transformación

“El alimentador Salida 2, tiene cámaras de transformación ubicadas en el subsuelos de edificios, donde se instalan centros de transformación en cámara subterránea, cámaras de transformación con transformadores trifásicos y cámaras de transformación con banco de transformadores, distribuidas en el área comprendida entre la Avenida Unidad Nacional, calles Francisco Flor, Simón Bolívar y Lizardo Ruiz del centro de la ciudad de Ambato.” (EEASA, 2008)

El alimentador Salida 2, es tipo malla subterráneo, mallado con los alimentadores Avenida 12 de Noviembre y Subterráneo 1, trabaja con un nivel de 13.8kV, y tiene una carga instalada de 5670 kVA, limitada por los alimentadores Avenida 12 de Noviembre y Subterráneo 1,

Las cámaras de transformación de red de la Empresa Eléctrica Ambato S.A esta comprendida por transformadores trifásicos y por banco de transformadores,

estos esta ubicados en el subsuelo de edificios para evitar cualquier daño o contratiempo.

En la tabla 10 se muestran las cámaras de transformación pertenecientes a la Empresa Eléctrica Ambato S.A., sus potencias, tipos y número, que se encuentran en el alimentador Salida 2.

Tabla 10: CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN PERTENECIENTES A LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A

	Cámara de transformación	Potencia KVA	Tipo
1	11	160	III
2		160	
3		200	
4		200	
5		200	
6		200	
7		200	
8		200	
9	1	250	III
10		250	
11		250	
12		250	
13		250	
14		250	
15	5	300	III
16	19	300	III
	Total	3620	

FUENTE: (EEASA, 2008)

2.1.7. Transformadores de Distribución

La red está conformada por 39 transformadores dispuestos en 36 cámaras de transformación, excluyendo a un transformador que es aéreo.

La capacidad instalada es de 5,75 MVA

Para abastecer la demanda se ha dispuesto la utilización de dos tipos de transformadores:

- Pad mounted o unidad encapsulada compacta
- Convencional

2.1.7.1. Transformador Pad Mounted o Unidad Encapsulada Compact

Los transformadores Pad mounted son de gran capacidad y abastecen la mayoría de la demanda de la red subterránea.

Los Pad Mounted contienen tres módulos:

- Equipos de protección y seccionamiento para media tensión.
- Transformador de distribución.
- Equipos de protección para baja tensión

TABLA 11. EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA MEDIA TENSIÓN

Fabricación	W. Lucy & Co. Ltd. – England
Cantidad	1 por cada unidad
Nivel de falla	500 MVA a 13.8 kV
Máximo voltaje de servicio	15.5 kV
Corriente normal de servicio	630 A, depende del tipo de interruptor: EFS, FRMUTM, FRMUTM+EOS

FUENTE: (EEASA, 2008)

El interruptor de media tensión consiste de una unidad principal (Ring Main Unit) en aceite (tipo FRMU), desde uno hasta cinco switches en aceite (tipo EOS).

TABLA 12. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

Fabricación	Pauwels Trafo – Belgium
Cantidad	1 por cada unidad
Tipo	OZX
Rangos de potencia (kVA)	160,200,225,250,300,400

Frecuencia(Hz)	60
Voltaje Primario	13.8
Voltaje Secundario	220
Conexión	Dyn5

FUENTE: (EEASA, 2008)

Los transformadores son trifásicos, sumergidos en aceite de enfriamiento natural (OA) para instalación exterior, sellado herméticamente, de tipo pared corrugada.

Armario para distribución de baja tensión

TABLA 13. ARMARIO PARA DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN

Fabricación	AST-Belgium
Cantidad	1 por unidad encapsulada

FUENTE: (EEASA, 2008)

Tiene provisto disyuntores para la protección de las barras de baja tensión; además, tiene incorporado unidades de medida: transformadores de corriente In/5 A, amperímetros, voltímetros y contador de energía.

“Para la derivación de los circuitos de baja tensión se dispone de un armario metálico, con adecuada ventilación y una apertura posterior para permitir las conexiones con el transformador.” (EEASA, 2008)

Indicadores de Calidad de Servicio

Los indicadores son FMIK, sobre las interrupciones de servicio a nivel de alimentador y TTIK, sobre el tiempo de interrupciones de servicio a nivel de alimentador, están decreciendo paulatinamente,

TABLA 14. DESGLOSE DE LOS INDICADORES FMIK Y TTIK

AÑOS	DESGLOSE DE LOS INDICADORES			
	Programadas		No Programadas	
	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk
2012			2	0,36
2013	1	0,04	3	0,28
2014	3	0,36	1	0,08
2015			1	0,05
TOTAL	4	0,4	7	0,77

FUENTE: (EEASA)

TABLA 15. VALORES DEL FMIK Y TTIK DEL ALIMENTADOR 12 DE NOVIEMBRE

AÑO	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Indice Acumulado		Límite permitido anual		Cumple Regulación		Porcentaje de Incumplimiento	
					FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk
									(%)	(%)		
2012	Loreto 13.8kV	12 de Noviembre	U (Urbano)	3960	2	0,36	5	10	SI	SI	-0,6	-0,96
2013	Loreto 13.8kV	12 de Noviembre	U (Urbano)	4160	4	0,32	5	10	SI	SI	-0,2	-0,97
2014	Loreto 13.8kV	12 de Noviembre	U (Urbano)	4970	4	0,44	5	10	SI	SI	-0,2	-0,96
2015	Loreto 13.8kV	12 de Noviembre	U (Urbano)	5752	1	0,05	5	10	SI	SI	-0,8	-1
			TOTAL	18842	11	1,2					-1,8	-3,9

Fuente :
(EEASA)

Resultados de la

frecuencia y tiempos de interrupciones en el alimentador doce de Noviembre conectado la Subestación Loreto, en el periodo de tres años 6 meses los que son reales en la base de datos de la EEASA.

Tabla 16: Fallas existentes en el alimentador 12 de Noviembre del año 2012 al primer semestre del 2015

AÑOS	Hora	Periodo	Tiempo (min)	Numero	tramo	Origen	Causa general	Fallas	Reparación	Tiempo (min)
2012	17:04	29/3/2012	28	2012-1727	T07	Internas	No programada	1	1	24
	22:11	6/9/2012	8	2012-4953	T12	Internas	No programada	1	1	7
Total			36	0,6				2	2	31
2013	7:12	15/4/2013	8	2013-1917	T11	Internas	No programada	1	1	7
	15:33	10/8/2013	6	2013-3885	T09	Internas	No programada	1	1	5
	7:53	17/8/2013	4	2013-4004	T01	Internas	Programada	1	0	4
	14:49	9/11/2013	14	2013-5425	T12	Internas	No programada	1	1	12
Total			32	0,53333				4	3	28
2014	6:21	15/3/2014	3	2014-1350	T01	Internas	Programada	1	0	3
	0:30	22/3/2014	24	2014-1530	T01	Internas	Programada	1	1	24
	4:34	3/5/2014	8	2014-2189	T11	Internas	No programada	1	1	7
	4:42	22/11/2014	9	2014-5762	T01	Internas	Programada	1	1	9
Total			44	0,733333				4	3	43
2015	14:05	2/3/2015	5	2015-1029	T12	Internas	No programada	1	2	4
Total			5	0,083333				1	2	4

Fuente: Los datos de los tiempos fueron proporcionados por la empresa eléctrica EEASA.

Reducción de la tasa de falla

Tasa de falla (λ): Representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo.

$$\lambda = \frac{N^{\circ} Fallas}{Tiempo de falla periodo}$$

$$\mu = \frac{N^{\circ} Reparacion}{Tiempo de reparacion periodo}$$

Periodo de análisis 2015.

Tiempo de falla: 5 minutos: 0.083 h

N° Fallas: 1

$$\lambda = \frac{N^{\circ} Fallas}{Tiempo de falla periodo}$$

$$\lambda = \frac{1}{0.083}$$

$$\lambda = 12$$

Tiempo de reparación: 1 minutos: 0.07 h

N° Reparaciones: 1

$$\mu = \frac{N^{\circ} Reparacion}{Tiempo de reparacion periodo}$$

$$\mu = \frac{1}{0.07}$$

$$\mu = 14.12$$

Tabla 17: Frecuencia anual de fallas

Periodo	N fallas	Tiempo F.	Tasa	N. Reparación	TiempoR.	Reparación
2012	2	0,60	3,33	2	0,51	3,92
2013	4	0,53	7,50	3	0,46	6,47
2014	4	0,73	5,45	3	0,71	4,21
2015	1	0,08	12,00	1	0,07	14,12
Total	11	1.95	-	9	1.75	-
Promedio	3	0,49	6,15	2	0,44	5,12

FUENTE: Autor

Resultados de la tasa de falla y reparación para cada año en el alimentador doce de Noviembre alimentado por la subestación Loreto.

$$m = \frac{1}{\lambda}$$

$$m = \frac{1}{6.15}$$

$$m = 0.16$$

$$r = \frac{1}{\mu}$$

$$r = \frac{1}{5.12}$$

$$r = 0.20$$

Donde:

m : Tiempo medio falla.

r : Tiempo medio reparación.

μ : Tasa de reparación.

λ : Tasa de fallas.

La reducción de la tasa de falla se logra mediante los parámetros de confiabilidad del sistema de distribución y sus componentes. Las medidas que se deben tomar para reducir la tasa de falla son las siguientes:

- Realiza un mantenimiento preventivo y monitoreo
- Reposición preventiva de componentes que han sobrepasado su vida útil.
- Utilización de cales blindados.
- Protección en contra de la entrada de animales en las instalaciones.

Recopilación de la información

La información de los registros de la demanda, se obtuvo de la base de datos y para el análisis se basa en los índices de confiabilidad de los datos históricos del Alimentador 12 de Noviembre.

En la tabla 18 se observan los datos de los tramos, números de transformadores, su potencia, los clientes conectados al alimentador dirección de sus cámaras y la cargabilidad de los transformadores de la red subterránea, ya que si se excede en los transformadora la cargabilidad se produce un esfuerzo magnético en los devanados y también producen calentamiento, este calor genera que se disminuya la vida útil del transformador, considerando que el transformador llega al final de su vida cuando es incapaz de llevar a cabo su función, la cual es el ser un enlace confiable entre las distintas partes de un sistema de potencia que están a diferentes niveles de tensión. Sin embargo se debe de considerar que el transformador no tenga un periodo de sobre carga muy largo que exceda una diferencia de temperatura a la soportada por el transformador éstos datos fueron provistos de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (EEASA).

Tabla 18: CAMARAS DE TRANSFORMACIÓN RED SUBTERRÁNEA EEASA

ID Tramo	calibre	# trafo	Dirección	Demanda Máxima	Distancia	KVA Nominal	% Carga	potencia	clientes
T01	cu4/0	1239	12 de Nov y Espejo (EEASA)	172,22	560	160	107,64%	225	157
T02	cu4/0	8067	Av. 12 de Nov y Quito	100,37	254	250	40,15%	250	91
T03	cu4/0	14490	Av. 12 de Nov. Y Mera	190,8	104	300	63,60%	300	173
T04	cu2	6382	Castillo y 12 de Nov.	144,5	160	250	57,80%	250	131
T05	cu1/0	6608	Castillo y Cevallos	281,88	163	400	70,47%	400	256
T06	cu2	7839	Castillo y Sucre	116,32	60	160	72,70%	160	106
T07	cu1/0	6627	Cabellos y Guayaquil	180,79	221	300	60,26%	300	164
T08	cu4/0	5206	Cevallos y Mera	289,01	220	400	72,25%	200	263
T09	cu1/0	8012	Francisco Flor y Bolívar	161,064	297	200	80,53%	250	146
T10	cu4/0	7122	Olmedo y Castillo	108,49	152	200	54,25%	200	99
T11	cu4/0	7340	Olmedo y JBV	66,33	241	160	41,46%	160	60
T12	cu2/0	6381	Sucre y Lalama	323,57	96	400	80,89%	400	294
T13	cu1/0	5416	Av. 12 Nov y Montalvo	151,92	169	160	94,95%	100	138
T14	cu4/0	7569	Olmedo y JBV	224,32	51	250	89,73%	50	204
T15	cu4/0	sn	Juan Benigno vela y Mera	165,82	157	200	82,91%	160	151
T16	cu2	sn	JV Vela y Luis A. Martínez	159,73	158	200	79,87%	30	145
T17	cu2	2318	JV Vela y Luis A. Martínez	159,19	25	200	79,60%	30	145
T18	cu2	2193	Cevallos : Mera y Montalvo	156,82	71	200	78,41%	300	143
T19	cu2	2.317	Cevallos: Mera y Montalvo	195,55	25	250	78,22%	25	178
T20	cu2	2319	Cevallos: Mera y Montalvo	144,5	65	200	72,25%	160	131
T21	cu4/0	2288	Cevallos: Martínez	225,5	47	300	75,17%	400	205
T22	cu4/0	2296	Cevallos y Mera y Montalvo	65,74	102	112,5	58,44%	225	60
T23	cu2/0	sn	Martínez y Sucre	168,91	100	250	67,56%	75	154
T24	cu2/0	5417	Sucre y Calle Bolívar	167,33	130	250	66,93%	100	152

Fuente (EEASA, 2008)

Parámetros para el cálculo de los índices de confiabilidad (Alimentador 12 de Noviembre)

Los datos utilizados para obtener los resultados del funcionamiento del sistema se muestran en la siguiente tabla, en la que se puede observar que a cada tramo de alimentador se le ha asociado un valor de kVAs instalado y usuario, los cuales se verán afectados en el momento que sucede la falla en su tramo correspondiente. (Ver Tabla 19).

Generalmente se considera como unidad de tiempo el periodo de 1 año, ya que la disponibilidad de electricidad normalmente es alta.

$$\lambda = b * l \quad (1/\text{año})$$

$$b = \frac{m}{LT} \quad (1/\text{km año})$$

Tasa de fallas para todos los tramos es igual en todos los casos donde no se han presentado fallas, por lo que la formula se aplica para los 12 tramos:

$$b = \frac{m}{LT} \quad (1/\text{km año})$$

$$b = \frac{11}{3.627\text{km} * 3.5\text{año}}$$

$$b = 0.866 \quad (1/\text{km año})$$

Dónde:

m : cantidad de fallas.

L : longitud total de las líneas expuestas a falla, en km.

T : periodo de estudio, años.

b : número de fallas, por kilómetro por año.

l : longitud de la línea de interés.

$$\lambda = l * b$$

$$\lambda = 0.560\text{km} * 0.866(1/\text{km año})$$

$$\lambda = 0.485(1/\text{año})$$

Tabla 19: PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Tramo	Longitud	Fallas	Fallas	Tc	Tl	Tp	Tt	Tr	Tv	Kva	Número clientes
	Km	1/(Km*año)	(1/año)	min	Min	min	min	min	min	Instalado	
T01	0,560	0,866	0,485	5	18,990	5	15	15	10	160	157
T02	0,254	0,866	0,220	5	11,358	5	15	15	10	250	91
T03	0,104	0,866	0,090	5	7,596	5	15	15	10	300	173
T04	0,160	0,866	0,139	5	9,011	5	15	15	10	250	131
T05	0,163	0,866	0,141	5	9,070	5	15	15	10	400	256
T06	0,060	0,866	0,052	5	6,493	5	15	15	10	160	106
T07	0,221	0,866	0,191	5	10,513	5	15	15	10	300	164
T08	0,220	0,866	0,191	5	10,505	5	15	15	10	400	263
T09	0,297	0,866	0,257	5	12,427	5	15	15	10	200	146
T10	0,152	0,866	0,132	5	8,799	5	15	15	10	200	99
T11	0,241	0,866	0,209	5	11,029	5	15	15	10	160	60
T12	0,096	0,866	0,083	5	7,405	5	15	15	10	400	294
T13	0,169	0,866	0,146	5	9,221	5	15	15	10	160	138
T14	0,051	0,866	0,044	5	6,279	5	15	15	10	250	204
T15	0,157	0,866	0,136	5	8,925	5	15	15	10	200	151
T16	0,158	0,866	0,137	5	8,947	5	15	15	10	200	145
T17	0,025	0,866	0,022	5	5,625	5	15	15	10	200	145
T18	0,071	0,866	0,062	5	6,781	5	15	15	10	200	143
T19	0,025	0,866	0,021	5	5,613	5	15	15	10	250	178
T20	0,065	0,866	0,056	5	6,613	5	15	15	10	200	131
T21	0,047	0,866	0,041	5	6,179	5	15	15	10	300	205
T22	0,102	0,866	0,089	5	7,555	5	15	15	10	112,5	60
T23	0,100	0,866	0,087	5	7,503	5	15	15	10	250	154
T24	0,130	0,866	0,113	5	8,254	5	15	15	10	250	152

Fuente: Autor

Tiempo para el conocimiento de la falla (Tc): Es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella. La automatización juega aquí un importante papel, puesto que si existe señalización del estado de las protecciones (por ejemplo en un panel), la magnitud de este tiempo es muy pequeña, de manera que teóricamente puede considerarse cero. El tiempo estimado es de 5 minutos.

Tiempo de localización (Tl): Es el tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla. Tiempo estimado de movilización hasta el lugar de la falla es dado por la distancia desde la central hasta el punto de atención. El tiempo al estar cerca del edificio de EEASA es un aproximado de 5 minutos con variaciones por la localización más cercana o alejada.

Tiempo de preparación (Tp): Corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla. El tiempo estimado es de 5 minutos.

Tiempo de maniobra para la transferencia (Tt): Es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible. El tiempo estimado promedio es de 15 minutos.

Tiempo de reparación (Tr): Es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados. Tiempo estimado reparación es de 15 min dependiendo de la gravedad del daño.

Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (Tv): es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación. El tiempo promedio es de 10 minutos.

Los elementos de protección y maniobra se los considera confiables, es por ello que se toman datos solamente referentes a los tramos.

En la siguiente tabla se puede observar que a cada tramo de alimentador se ha asociado un valor kVAs instalado y de usuario, los cuales se verán afectados en el momento que sucede una falla en su tramo correspondiente.

Finalmente se determina los índices orientados a medir la calidad o continuidad del servicio reciben los consumidores. FEC la Frecuencia Equivalente de fallas por Consumidor y el DEC la Duración Equivalente de la interrupción por consumidor, las cuales son análogas a FMIK y al TTIK, los cuales hacen referencia a los Kva instalador y que son utilizados en nuestro país.

$$\lambda = \frac{m}{NT}$$

$$\lambda = \frac{11}{2 * 3.5}$$

$$\lambda = \mathbf{1,571 \text{ Fallas/año}}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda E_i * C_i}{\sum_{j=i}^{nt} c_j}$$

$$FEC = \frac{37,714 * 157}{3746} = \mathbf{1,576 \text{ Fallas/año}}$$

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n U E_i * C_i}{\sum_{j=i}^{nt} c_j}$$

$$DEC = \frac{11,804 * 157}{3746} = \mathbf{0.0493 \text{ horas/año}}$$

TABLA 20: EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS

Tramo	λ	R	U	Número clientes	FEC F/A	DEC H/A	kVA	FEC	DEC
	Fallas/año	Horas	Horas/año	Ci			Ci		
T1	1,571	0,483	0,759	157	1,576	0,493	160	1,611	0,504
T2	1,571	0,356	0,559	91	0,919	0,288	250	2,517	0,788
T3	1,571	0,293	0,461	173	1,746	0,547	300	3,020	0,945
T4	1,571	0,317	0,498	131	1,323	0,414	250	2,517	0,788
T5	1,571	0,318	0,499	256	2,580	0,807	400	4,027	1,260
T6	1,571	0,275	0,432	106	1,065	0,333	160	1,611	0,504
T7	1,571	0,342	0,537	164	1,655	0,518	300	3,020	0,945
T8	1,571	0,342	0,537	263	2,645	0,828	400	4,027	1,260
T9	1,571	0,374	0,587	146	1,474	0,461	200	2,014	0,630
T10	1,571	0,313	0,492	99	0,993	0,311	200	2,014	0,630
T11	1,571	0,350	0,551	60	0,607	0,190	160	1,611	0,504
T12	1,571	0,290	0,456	294	2,961	0,927	400	4,027	1,260
T13	1,571	0,320	0,503	138	1,390	0,435	160	1,611	0,504
T14	1,571	0,271	0,426	204	2,053	0,643	250	2,517	0,788
T15	1,571	0,315	0,496	151	1,518	0,475	200	2,014	0,630
T16	1,571	0,316	0,496	145	1,462	0,458	200	2,014	0,630
T17	1,571	0,260	0,409	145	1,457	0,456	200	2,014	0,630
T18	1,571	0,280	0,439	143	1,435	0,449	200	2,014	0,630
T19	1,571	0,260	0,409	178	1,790	0,560	250	2,517	0,788
T20	1,571	0,277	0,435	131	1,323	0,414	200	2,014	0,630
T21	1,571	0,270	0,424	205	2,064	0,646	300	3,020	0,945
T22	1,571	0,293	0,460	60	0,602	0,188	112,5	1,133	0,354
T23	1,571	0,292	0,458	154	1,546	0,484	250	2,517	0,788
T24	1,571	0,304	0,478	152	1,531	0,479	250	2,517	0,788
Total	37,714	7,511	11,804	3746	37,71	11,80	5752,5	57,91	18,13

FUENTE: Autor

Determinación de las zonas más problemáticas del alimentador 12 de Noviembre

Consiste en definir los sectores donde ocurre la mayor pérdida de energía.

Los índices de confiabilidad analizados muestran que mientras más alejado estén los puntos de carga mayor es la posibilidad de falla e incrementa el tiempo de reparación, lo que ocasiona que el sistema no esté disponible.

Los índices del sistema que se identifican en la tabla 20, muestran que un usuario del alimentador presenta 37,714 interrupciones con una duración promedio de 11.804 horas por alguna falla.

Los resultados que se obtiene una vez que se ha realizado el análisis depende de los costos involucrados, estos pueden ser debido al mantenimiento, cambio de equipos de la red o cualquier otra inversión. Sin embargo si se toma en cuenta los costos unitarios invertidos en un tramo son iguales se observa que este tramo afecta la confiabilidad de los demás tramos del sistema, razón por la cual es necesario empezar a reparar esa fallas en el mismo.

TABLA 21: TRAMOS CRÍTICOS EN EL ALIMENTADOR 12 DE NOV

Tramo	λ	R	U	Número clientes	FEC	DEC	kVA	FEC	DEC
	Fallas/año	Horas	Horas/año	Ci			Ci		
T5	1,571	2,648	4,162	256	2,580	0,807	400	4,027	1,260
T8	1,571	1,545	2,428	263	2,645	0,828	400	4,027	1,260
T12	1,571	2,928	4,601	294	2,961	0,927	400	4,027	1,260
T14	1,571	2,220	3,488	204	2,053	0,643	250	2,517	0,788
T21	1,571	4,322	6,792	205	2,064	0,646	300	3,020	0,945

FUENTE: Autor

2.1.8. Discusión de resultados obtenidos de la propuesta

En la fase del análisis técnico de la red y con ayuda del Departamento de Control de Calidad de Productos y Pérdidas Técnicas se realizaron los análisis de la red de distribución subterránea del Alimentador 12 de Noviembre obteniendo como resultados que las pérdidas técnicas presentan una disminución al realizar la instalación de detectores de falla.

Una de las ventajas de la instalación de detectores de falla radica en el incremento de la confiabilidad del sistema, esto equivale a tener una disminución notable en los costes de energía y por consiguiente se tiene un ahorro considerable en el coste de energía no suministrada.

Gracias a que la empresa proporcionó los datos con respecto al tiempo que redujera el detector de falla se obtuvo los resultados descritos en la tabla 22.

Los detectores de falla se los instalara en las cámara que se encuentran, en las calles Castillo y Cevallos, Cevallos y Mera, Olmedo y Juan Benigno Vela, Sucre y Lalama y en la Cevallos y Martínez.

Para lograr que se realice adecuadamente un plan de reducción de pérdidas, y una óptima operación del alimentador se debe acompañar con diferentes medidas de corrección que sean adecuadas al sistema.

El objetivo de la reducción de pérdidas y la óptima operación en los sistemas de distribución se conseguirá con la instalación de los detectores para así asegurar que el crecimiento de la demanda sea óptima por medio de la implementación de elementos al sistema, que sea técnica y económicamente razonable.

2.2 Diseño metodológico

2.2.1 Métodos de Investigación

Método Inductivo:

“Es un modo de razonar que consiste en sacar de los hechos particulares una conclusión general. Es un razonamiento una porción de un todo, por lo que va de un particular a un general”. (Ramírez, s/a)

Se aplicará este método de investigación en el tiempo de toma de datos, que en lo posterior ayudará a conocer si con el análisis del lugar se podrá acoplar detectores de fallas en el sitio.

Método Deductivo

“Es un método de razonamiento que lleva a conclusión partiendo de lo general, aceptado como válido, hacia aplicaciones particulares. En este método se inicia con el análisis los postulados de aplicación universal, mediante la deducción, el razonamiento que compruebe su validez para aplicarlos en forma particular”. (Ramírez, s/a)

Se lo empleará en la identificación de las posibles formas que ayuden a la instalación de detectores de fallas.

Método Experimental

“Este método consiste en hacer un cambio en el valor de una variable (variable independiente) y observar su efecto en otra variable (variable dependiente). Esto se lleva a cabo en condiciones rigurosamente controladas, con el fin de describir de qué modo o por qué causa se produce una situación o acontecimiento particular”. (Ramírez, s/a)

Este método se utilizará mediante encuestas y entrevistas al personal que trabaja en la empresa, y mediante observación de campo, para la recolección de datos por los investigadores. Se analizará, describirá y verificara los datos recolectados, a fin de desarrollar características en los resultados, de esta manera obtener la información necesaria para la elaboración del proyecto.

2.2.2 Nivel de Investigación

Exploratoria:

“Se plantea cuando el objetivo es examinar un tema o problema de investigación poco estudiado o que no ha sido abordado antes; su finalidad es establecer prioridades para investigaciones posteriores o sugerir afirmaciones verificables.”

(Arias, s/a)

Mediante el presente proyecto se realizará la recolección de información en redes eléctricas para poder determinar su confiabilidad, éstos datos pueden ser útiles para futuras investigaciones con temas afines a éste y su posterior aplicación o implementación de proyectos.

Descriptiva:

“Describe fenómeno sociales o clínicos en una circunstancia temporal y geográfica determinada. Desde el punto de vista cognoscitivo su finalidad es describir y desde el punto de vista estadístico su propósito estimar parámetros.”

(Arias, s/a)

En este nivel el proyecto pretende determinar los parámetros de funcionamiento de sistemas eléctricos, que demuestren una mejor fiabilidad en el funcionamiento de las redes eléctricas, además de determinar los puntos críticos que pueden ocasionar fallas en dicha red eléctrica.

Explicativa:

“Su finalidad es explicar el comportamiento de una variable en función de otra; aquí se plantea una relación de causa-efecto, y tiene que cumplir otros criterios de causalidad requiere de control tanto metodológico como estadístico”. (Arias, s/a)

Se utilizará este nivel para resolver todos los problemas e inconvenientes que se presentan en el lapso de recolección de datos y cálculos para el desarrollo de este proyecto.

2.2.3 Tipo de investigación**Aplicada:**

“Investigación aplicada: Se caracteriza porque busca la aplicación o utilización de los conocimientos que se adquieren, se encuentra estrechamente vinculada con la investigación básica, pues depende de los resultados y avances de esta última; esto queda aclarado si nos percatamos de que toda investigación aplicada requiere de un marco teórico”. (Sabino, 2010).

Este tipo de investigación ayudará a dar criterios técnicos en la solución de los problemas planteados en este proyecto además de dar soluciones técnicas a dichos problemas en las redes de distribución eléctrica mediante los conocimientos adquiridos durante la formación académica del autor.

Descriptiva:

“Este tipo de investigación trata de obtener información acerca del fenómeno o proceso, para describir sus implicaciones. Este tipo de investigación, no se ocupa de la verificación de la hipótesis, sino de la descripción de hechos a partir de un criterio o modelo teórico definido”. (Sabino, 2010).

Se utilizará este tipo de investigación ya que permitirá determinar los costos y que utiliza algunos instrumentos necesarios para determinar con claridad los problemas que se puedan encontrar durante la investigación, se manipulará instrumentos como la observación.

De Campo:

“Que este tipo de investigación se realiza con la presencia del investigador o científico en el lugar de ocurrencia del fenómeno”. (Tamayo, s/a)

Se eligió esta investigación porque se pretende recopilar información sobre el estado de los elementos que conforman la red eléctrica además de los detalles técnicos de funcionamiento de dicho elementos para prevenir posibles fallos en el funcionamiento del sistema eléctrico.

2.3 Técnicas de Investigación

En esta investigación se va a ocupar la siguiente técnica de investigación:

La Entrevista:

“La entrevista es una técnica para obtener datos que consiste en un dialogo entre dos personas: el entrevistador (investigador) y el entrevistado; se realiza con el fin de obtener información de parte de este, que es, por lo general una persona entendida en la materia de la investigación”. (Leiva, s/a)

Esta técnica de investigación se utilizará para recabar información en forma verbal sobre el funcionamiento de la red, el estado de sus componentes, el mantenimiento que se los da, además de información sobre fallas que han ocurrido anteriormente, información necesaria para el desarrollo de este proyecto.

2.4 Cálculo de la población y muestra

Para la recolección de la información se realizará un entrevista a 8 personas que trabajan en la Empresa Eléctrica Ambato, 3 pertenecen al Área Ejecutiva y 5 al Área de Operaciones.

TABLA 22. POBLACION Y MUESTRA

INVOLUCRADOS	POBLACIÓN
Área Ejecutiva	1
Departamento Técnico	2
Departamento de Operaciones	5
TOTAL	8

FUENTE: (EEASA 2008)

2.5 Análisis e Interpretación de resultados

GUÍA DE ENTREVISTA PARA LOS TÉCNICOS DEL ALIMENTADOR

12 DE NOVIEMBRE

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

INGENIERÍA ELÉCTRICA:

La presente entrevista tiene por objetivo obtener información, sobre la realización de un estudio los índices de confiabilidad del alimentador mencionado de Ambato y conocer sus posibles soluciones para garantizar la continuidad del servicio, con la finalidad de aprovechar este recurso investigativo, conteste las preguntas de manera sincera.

Los datos recogidos serán de exclusivo manejo del investigador

1 ¿Conoce usted los motivos por el cual se genera interrupciones de servicio eléctrico?

Los motivos de las interrupciones pueden variar, pero generalmente son el resultado de algún tipo de daño a la red de suministro eléctrico, como caídas de rayos, animales, árboles, accidentes vehiculares, condiciones atmosféricas, fallas de los equipos o disparo del disyuntor básico.

2 ¿Cómo están operando actualmente los transformadores instalados en la red subterránea?

Todos los elementos de la red Subterránea están funcionando correctamente hasta el momento especialmente los transformadores ya que no han dado mayores problemas en su funcionamiento sin embargo siempre es necesario tomar medidas preventivas para solucionar alguna situación inesperada.

3 ¿Cree usted que la variación de voltaje ocasiona interrupciones de servicio eléctrico?

Las variaciones de voltaje si ocasionan interrupciones en el servicio eléctrico, pues hay caídas de voltaje que cortan por completo el servicio.

4 ¿Cree que el incremento de la demanda afecta a las líneas de red eléctrica provocando fallos?

Las líneas se ven afectadas con el incremento de la demanda, debido a que mientras más demanda existe es necesario incrementar la potencia con la que trabaja, el cual puede afectar el funcionamiento de la red y pudiendo ocasionar alguna interrupción, afectando la confiabilidad de operación de los distintos elementos de la red eléctrica.

5 ¿Conoce usted los límites de la calidad de servicio técnico con la cual se encuentra operando el alimentador en la actualidad?

Los índices de confiabilidad con los que se encuentra operando el alimentador son FMIK de 5.0 y TTIK de 10.0 que son los que pertenecen a la zona urbana.

6 ¿Considera importante, realizar el análisis de puntos críticos de la red subterránea de Ambato?

Si es importante realizar un análisis de puntos críticos de la red subterránea de Ambato, al igual que en todos los puntos estratégicos del sistema para poder analizar el rendimiento de toda la red.

7 ¿Está de acuerdo que la EEASA incremente detectores de falla en la red?

Es de vital importancia el aumento de detectores de falla en la red subterránea de la EEASA, ya que este provee de energía a una zona en donde se requiere que todos los niveles de energía y etapas del sistema estén trabajando al 100% para evitar algún problema técnico.

8 ¿Se realiza mantenimiento continuo a la Red Subterránea para evitar fallas?

La Empresa Eléctrica Ambato realiza revisiones periódicas de las instalaciones subterráneas y el mantenimiento preventivo de todos los elementos que comprende este sistema, para evitar fallas y prevenir cualquier operación que ocasione el colapso de la red.

9 ¿Con la incorporación de los detectores de falla se disminuirá los tiempos de duración en la reparación de una contingencia de falla?

Una vez que se implementen los detectores de fallas en zonas estratégicas se podrá solucionar los problemas que ocurren de forma más rápida, ya que no se tendrá que hacer la revisión de toda la red sino únicamente en la zona en donde se presente el problema.

10 ¿Considera usted importante promover este tipo de proyectos que desarrollan los estudiantes en la Universidad Técnica de Cotopaxi y a las empresas eléctricas del país?

Es muy importante que los estudiantes se desarrollen en todos los ámbitos y campos referentes a su carrera, por lo que la realización de proyectos prácticos ayudan a tener una visión clara de los conocimientos que adquirieron durante su etapa estudiantil y así poder verificarlos con la aplicación de los mismos en la realidad.

Interpretación de los resultados

Según los datos que se ha recolectado den la entrevista que se le hizo al Ing. Arturo Meneses, Jefe de Red Subterránea de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. se encuentra al tanto de los problemas que ocurren y pueden ocurrir en la red eléctrica, señalando que entre los motivos más comunes por los que se puede tener algún problema es por algún tipo de daño a la red de suministro eléctrico a causa del mal clima, factores como accidentes de tránsito o fallas de los equipos o disparo del disyuntor básico, estos problemas son los que determinan la confiabilidad del funcionamiento de la red subterránea de energía eléctrica.

Es por ello que se ve la necesidad de implementar estrategias que ayudarán a solucionar los problemas que ocurren de forma más rápida además de prevenirlos, una implementación de dispositivos detectores de fallas en la red que se encuentren constantemente midiendo el comportamiento de la red.

2.6 Verificación de la Hipótesis

Partiendo de la hipótesis planteada para realizar este proyecto, una vez interpretado los datos recolectados y analizado los resultados de la entrevista se concluye que existe un gran interés de aumentar los índices de confiabilidad del sistema, por lo que la interrogante:

“La determinación de los parámetros eléctricos de la red subterránea de distribución permitirá encontrar puntos críticos en el servicio al usuario, disminuyendo el TTIK y el FMIK. Del alimentador 12 de Noviembre.”

2.7 Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- El Alimentador “12 de Noviembre” trabaja con normalidad, pero algunas variaciones de voltaje a causa de la demanda de energía, producen interrupciones en el servicio eléctrico por ellos es necesario recopilar la información necesaria para determinar lugares con mayor frecuencia de falla.
- Es importante realizar los análisis de puntos críticos de la red subterránea de Ambato, al igual que en puntos estratégicos del sistema para analizar el rendimiento de la red.
- Es necesario el aumento de la confiabilidad en la reparación de una contingencia en el alimentador, por lo que éste sistema trabaja al 100% y provee energía en todos los niveles requeridos por los usuarios en el centro de la Ciudad.

Recomendaciones

- Además del mantenimiento preventivo que se le da a los elementos de la red subterránea es importante que se den revisiones periódicas de las instalaciones con el fin de prevenir fallas y conocer el estado de los elementos que conforman el sistema.
- Además de realizar los análisis de la red eléctrica, se recomienda la instalación de detectores de fallas en lugares estratégicos del sistema de distribución eléctrica, para detectar de forma inmediata la falla en cualquier proceso del servicio de electricidad.
- Es de suma importancia analizar de manera minuciosa todos los datos que se obtienen del alimentador, ya que al no contar con datos precisos se debe aprovechar al máximo los que sí están al alcance del investigador.
- La Empresa Eléctrica Ambato S.A. debe establecer permanentes planes para la evaluación, reducción y control de las pérdidas técnicas y no técnicas, para lo cual debe cumplir con metas a corto, mediano y largo plazo.

CAPÍTULO III

PROPUESTA

3.1 Presentación de la propuesta

3.1.1 Descripción

La red subterránea del centro de Ambato, está en servicio al cabo de una década de intenso trabajo, lo cual ha permitido mejorar ostensiblemente los aspectos técnicos y estéticos que la prestación del servicio requiere.

Los sistemas de distribución tienen como función principal la de recibir la energía eléctrica de las grandes centrales de producción y distribuirla a los usuarios con la conveniente continuidad de suministro para los distintos usos.

La Empresa Eléctrica Ambato tiene la necesidad de brindar un servicio de energía continuo y confiable, con un mínimo de interrupciones, que garantice calidad de energía a los clientes, y para ello requiere la implementación de tecnologías que contribuyan al diagnóstico, prueba, prelocalización y localización de fallas en cables subterráneos y que a la vez permitan predecir las posibles fallas, para anticiparse a ellas y poder planificar su mantenimiento evitando cortes de energía repentinos.

Se realizó un análisis en el sistemas de pérdidas, interrupciones, demanda, potencia nominal, índices de confiabilidad, con el propósito de obtener información, entre otros resultados en el Alimentador 12 de Noviembre, además se aplicarán balances locales dentro del circuito del alimentador primario, haciendo estudios en los circuitos, realizando de esta manera un esquema eléctrico completamente identificado de la ubicación de los detectores.

3.1.2 Justificación de la propuesta

Con el aporte investigativo que se realizó de los datos existentes en la EEASA, los levantados en el campo e investigados del alimentador doce de Noviembre permitió conocer los puntos con mayor Frecuencia Equivalente de fallas por Consumidor (FEC) y la Duración Equivalente de la interrupción por consumidor (DEC), las cuales son similares a FMIK y al TTIK existente en el alimentador.

Con el cumplimiento del presente trabajo investigativo el cual se encamino en determinar los tramos con mayor FEC y DEC a beneficio de los usuarios del alimentador doce de Noviembre y de la empresa distribuidora que es la EEASA. Esta determinación será utilizada principalmente para recomendar a la empresa distribuidora del suministro eléctrico en el alimentador en estudio, implemente equipos de identificadores de, que facilitará la ubicación de las fallas en la red subterránea con mayor eficiencia.

Es factible realizar este proyecto debido a que se cuenta con el sustento de la E.E.A.S.A. para tener acceso a la documentación, datos, archivos, programas, de carácter que se pueda obtener resultados sumamente confiables y positivos, los mismos que harán que este trabajo sea de utilidad para todos los involucrados.

Posee factibilidad operacional las instalación de detectores de falla, con ello se podrá optimizar el tiempo en la corrección de errores ya que no se tendrá que realizar el análisis de toda la red sino exclusivamente en el punto en donde se ha detectado el estado de alarma.

El beneficiario directo será para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (EEASA), ya que mediante este estudio brinda la posibilidad de disminuir el tiempo de reparación a una contingencia de falla, además que aporta con la continuidad del servicio.

3.2 Objetivos

3.2.1 Objetivo General

Se determinaron los puntos más críticos de la red subterránea de distribución en el Alimentador 12 de Noviembre alimentado por la subestación Loreto de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte, (EEASA) para que la misma realice la instalación de detectores de falla.

3.2.2 Objetivo Específico

- Se recopiló información de la red subterránea, sus pozos, banco de ductos , sus cámaras de transformación, conductores y equipos que contiene el alimentador a través de una Georreferenciación en el nuevo programa ARCGIS que se está manejando en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (E.E.A.S.A.).
- Se identificó los puntos críticos de una alta probabilidad de fallas en la línea de distribución de la red subterránea para proponer alternativas en el mejoramiento del servicio y por tanto aumentar el índice de confiabilidad del sistema.
- Se estableció un espacio de ubicación de detectores de fallas en el circuito, que permita disminuir el tiempo de reparación a una contingencia de falla en el sistema eléctrico de potencia y por ende tener mayor confiabilidad en el alimentador.

3.3 Análisis de factibilidad de la propuesta

3.3.1 Factibilidad Técnica de la propuesta

El proyecto es técnicamente factible debido a que se cuenta con toda la información necesaria para su ejecución, se posee las herramientas adecuadas para el cumplimiento y culminación de cada uno de los objetivos planteados.

3.3.2 Desarrollo técnico de la propuesta

Los cálculos para la determinación de los indicadores de fallas según la Norma NEC (Norma Ecuatoriana de Construcción), la Ley Del Régimen Eléctrico vigente en nuestro País y el asesoramiento del personal de la EEASA.

Para el siguiente análisis se cuenta con diferentes fuentes de datos obtenidas por el investigador y la EEASA, de los cuales se expresa lo siguiente:

Fallas globales obtenidas correspondientes a los años, 2012, 2013, 2014 y el primer semestre del 2015 cuyo valor es de 11 fallas/año, que se toma como un dato referencial.

Fallas totales del año 2012 son 2 con una duración de 36 minutos, no programadas.

Fallas totales del año 2013 son 4, 3 con una duración de 28 minutos, no programadas y 1 falla programada de 4 minutos.

Fallas totales del año 2014 son 4, 1 con una duración de 8 minutos, no programada y 3 fallas programadas de 36 minutos.

Fallas totales del primer semestre del año 2015 que es 1 con una duración de 5 minutos, no programada.

3.3.3 Área de ubicación de los detectores de fallas

Para empezar con la determinación del área de ubicación de los detectores de falla fue necesario determinar los valores de la Frecuencia Equivalente de fallas por Consumidor y el la Duración Equivalente de la interrupción por consumidor con

mayor veracidad esta, que no es más, que la sumatoria porcentual de las fallas de los tramos con referencias a los elementos todo ello multiplicado por el número de clientes en el tramos y luego ser dividido para el total de usuarios del alimentador, con respecto a la frecuencia de falla y para la duración equivalente de interrupción que es la sumatoria total de horas de la multiplicación de las fallas por la suma de los tiempos de conocimiento de fallas, localización de falla y tiempo de preparación ello multiplicado por la potencia del tramo y dividido para la sumatoria de toda la potencia del alimentador. Este valor se obtiene de la siguiente manera.

$$\lambda = \frac{m}{NT}$$

$$\lambda = \frac{11}{2 * 3.5}$$

$$\lambda = \mathbf{1,571 \text{ Fallas/año}}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda E_i * C_i}{\sum_{j=i}^{nt} c_j}$$

$$FEC = \frac{37,714 * 157}{3746} = \mathbf{1,576 \text{ Fallas/año}}$$

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n U E_i * C_i}{\sum_{j=i}^{nt} c_j}$$

$$DEC = \frac{11,804 * 157}{3746} = \mathbf{0.0493 \text{ horas/año}}$$

Para obtener los resultados se utilizó los informes y datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte, EEASA. Que se puede ver en la tabla 18 y 19. Para asegurarnos que el sistema puede seguir funcionando de la mejor manera se toma los tiempos y frecuencia de fallas promedió en los tres años seis meses.

El valor que se consideró en los elementos pro cada uno de los tramo es de 2 (elementos), el mismo que se hizo global para el alimentador determinado por el jefe de la red subterránea.

Con los resultados obtenidos del Alimentador 12 de Noviembre se procede al análisis del mismo que se aprecia en la tabla 20 (DEC), se determina los tramos de mayor Frecuencia Equivalente de fallas por Consumidor y la Duración Equivalente de la interrupción por consumidor, que se refleja en la tabla 21.

Con los datos obtenidos se procede a delimita los sitios de ubicación de los detectores de fallas en el alimentador doce de Noviembre, basados en los valores de mayor duración equivalentes de las interrupciones por consumidor, que se determina en la tabla 19 los cuales se describe en los siguientes gráficos.

En el grafico 5 se describe el lugar de la ubicación del detector de falla el cual está en la cámara de transformación situada en la esquina de las calles Mariano Castillo y Avenida Cevallos en las coordenadas, (-1.242289, -78.628740), se determinó este lugar por tener la Frecuencia y Duración Equivalente de fallas e interrupciones por Consumidor con un FEC de 2,580 y 0,807 de DEC, ver pág. 79.

En el grafico 6 se describe el lugar de la ubicación del detector de falla el cual está en la cámara de transformación situada en la calle Juan León Mera entre Avenida Cevallos y la Antonio José de Sucre, en las coordenadas, (-1.242210, -78.627693), se determinó este lugar por tener la Frecuencia y Duración Equivalente de fallas e interrupciones por Consumidor con un FEC de 2,645 y 0,828 de DEC, ver pág. 80.

En el grafico 7 se describe el lugar de la ubicación del detector de falla el cual está en la cámara de transformación situada en el Parque Cevallos en la calle Antonio José de Sucre en las coordenadas, (-1.240800, -78.627131), se determinó este lugar por tener la Frecuencia y Duración Equivalente de fallas e interrupciones por Consumidor con un FEC de 2,961 y 0,927 de DEC, ver pág. 81.

En el grafico 8 se describe el lugar de la ubicación del detector de falla el cual está en la cámara de transformación situada en la calle Olmedo entre las calles Salinas y Juan Benigno Vela, (-1.245670, -78.629922), se determinó este lugar por tener la Frecuencia y Duración Equivalente de fallas e interrupciones por Consumidor con un FEC de 2,053 y 0,643 de DEC, ver pág. 82.

En el grafico 9 se describe el lugar de la ubicación del detector de falla el cual está en la cámara de transformación situada en la esquina de las calles Martínez y Avenida Cevallos en las coordenadas, (-1.241684, -78.627076), se determinó este lugar por tener la Frecuencia y Duración Equivalente de fallas e interrupciones por Consumidor con un FEC de 2,064 y 0,646 de DEC, ver pág. 83.

Luego del análisis de los puntos críticos del alimentador doce Noviembre se procedió a la determinación y ubicación del lugar para la instalación de los cinco kit que permitirán determinar con brevedad una contingencia de falla, se determinó la ubicación de los mismos en las cámaras que se encuentran en las calles, Mariano Castillo y Avenida Cevallos en las coordenadas, (-1.242289, -78.628740), Juan León Mera entre Avenida Cevallos y la Antonio José de Sucre, en las coordenadas, (-1.242210, -78.627693), Parque Cevallos en la calle Antonio José de Sucre en las coordenadas, (-1.240800, -78.627131), Olmedo entre las calles Salinas y Juan Benigno Vela, (-1.245670, -78.629922), calles Martínez y Avenida Cevallos en las coordenadas, (-1.241684, -78.627076).

GRÁFICO 5. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TÍPICO Y SUS COMPONENTES

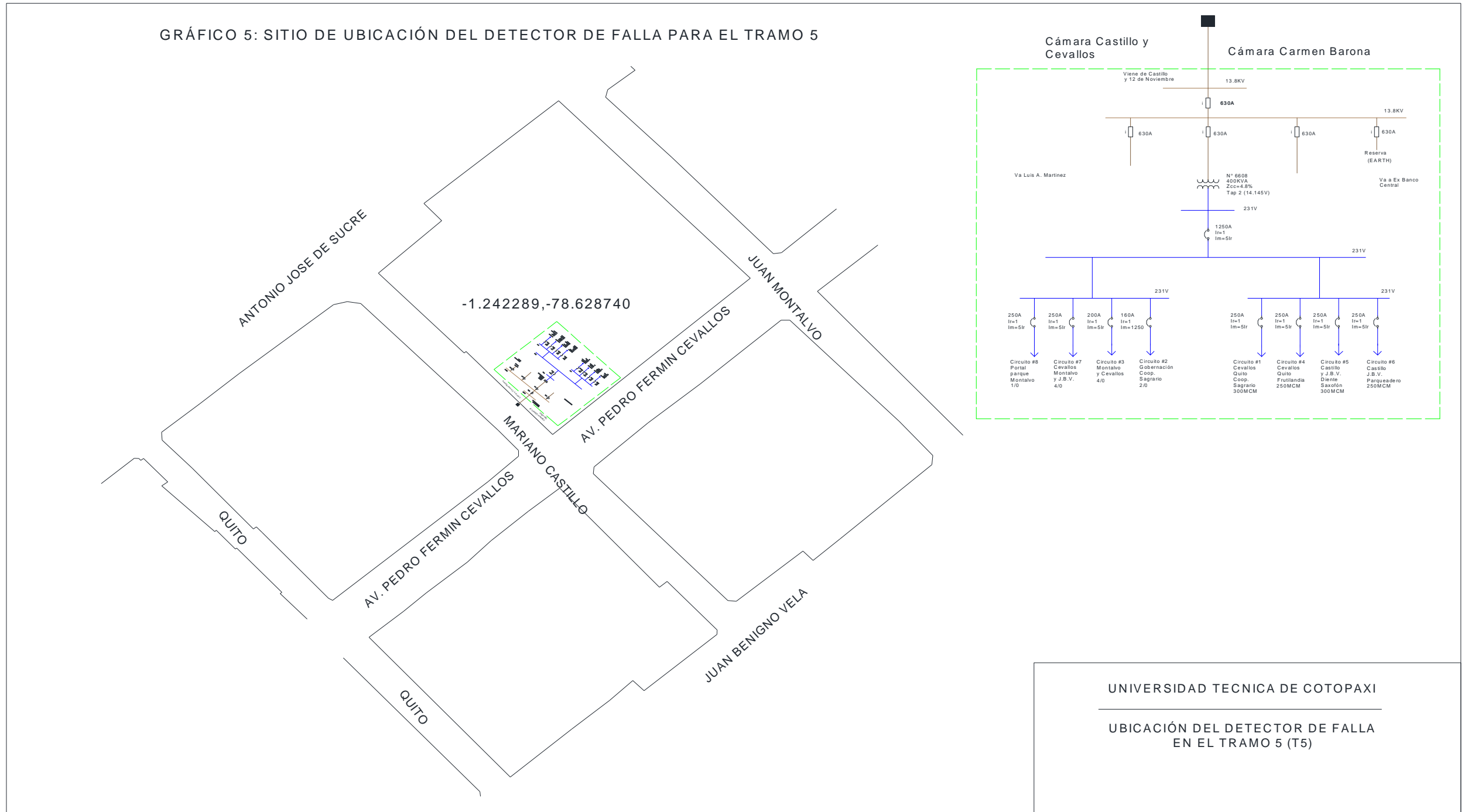


GRÁFICO 6. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TÍPICO Y SUS COMPONENTES

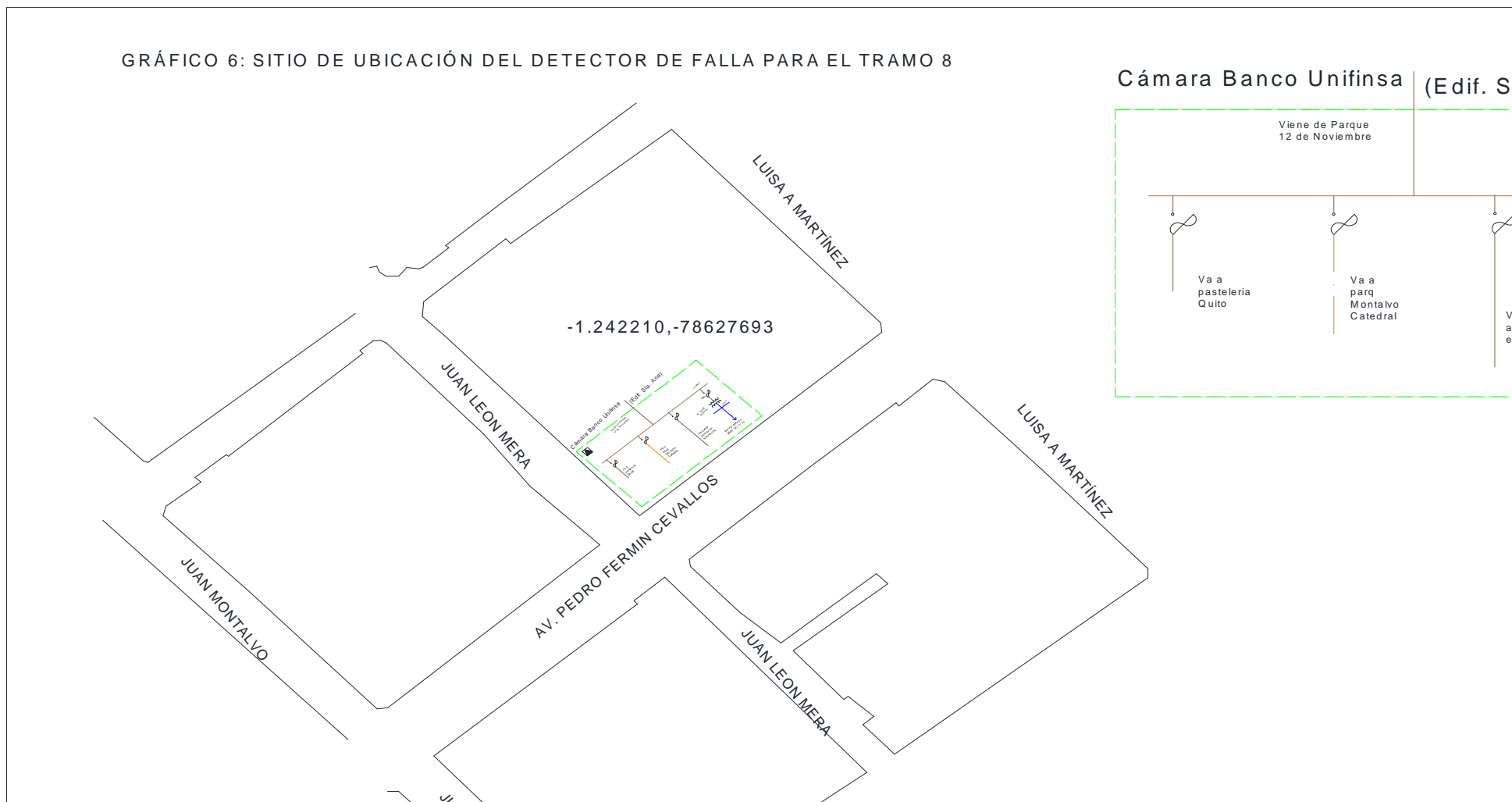


GRÁFICO 7. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TÍPICO Y SUS COMPONENTES



RÁFICO 8: SITIO DE UBICACIÓN DEL DETECTOR DE FALLA PARA EL TRAMO 14

GRÁFICO 9: SITIO DE UBICACIÓN DEL DETECTOR DE FALLA PARA EL TRAMO 21



GRÁFICO 8. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TÍPICO Y SUS COMPONENTES

GRÁFICO 8: SITIO DE UBICACIÓN DEL DETECTOR DE FALLA PARA EL TRAMO 14



3.4. Análisis Económico

3.3.1 costo del equipo

Se detallan la inversión fija que se requiere en la adquisición del detector de falla para el proyecto, es de 680,00 dólares americanos, por equipo se necesita cinco, lo que da un total de 3.400,00 dólares americanos.

3.3.1 Análisis costo beneficio

Con los resultados obtenidos de la inversión inicial de la adquisición de los detectores de fallas, para disminuir el tiempo de ubicación de fallas en el sistema eléctrico y tener un mejor confiabilidad de la energía eléctrica.

Además económicamente se debe justificar los beneficios que se conseguirá con la implementación de los detectores de fallas como se ha planteado, para lo cual, se realizará un breve análisis económico en función a la energía suministrada.

3.3.1 Inversiones – implementación de los detectores de fallas

Los parámetros que se consideran en este ítem son: mano de obra de estructuras y equipos nuevas.

Tabla 23: MANO DE OBRA

MANO DE OBRA					
	COSTO/ hora (u)\$	HORA DIAS	PERSONAL	DIAS	COSTO (T) \$
trabajador	6,175	8	4	40	7904
transporte	4,26	2	4	40	340,8
				TOTAL M/O	8244,8

FUENTE: Autor

Tabla 24: precio del detector de falla

EQUIPO	UNIDAD	PRECIO	TOTAL
DETECTOR DE FALLA	5	680	3400

FUENTE: Autor

Tabla 25: costo de la implementación de los detectores de fallas

COSTO TOTAL	
MANO DE OBRA	8244,8
EQUIPO	3400
TOTAL	11644,8

FUENTE: Autor

Para la implementación de los 5 detectores que determine con mayor eficiencia y menor tiempo una contingencia de falla en el sistema eléctrico de distribución en la red subterránea con respecto al alimentador doce de Noviembre tiene un costo de once mil seiscientos cuarenta cuatro dólares con ochenta centavos de dólares americanos, (11644,80).

3.3.1 Relación costo-beneficio

Este indicador tiene como objetivo fundamental proporcionar una medida de la rentabilidad de un proyecto, mediante la comparación de los costos previstos y los beneficios esperados en la realización del mismo, a través de la siguiente ecuación.

$$\Sigma\Delta B - CI = \geq 1$$

Donde:

$\Sigma\Delta B$ = sumatoria incremento beneficio

CI = Costo incremento

Los resultados de este indicador, expresados en valor presente pueden tener significados tanto sociales como monetarios dependiendo del proyecto que se ejecute, en este caso, si el resultado es mayor es positivo, significa que los la implementación es un beneficio para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte.

Para las alternativas propuestas se consideraron 15 años de vida útil del equipo, tiempo que es considerado de vida útil.

3.3.1 Costo-beneficio

Con las siguientes formulas se realizara el cálculo del costo beneficio:

$$\Delta B = B_t - B_o$$

$$B_t = IBT_t - CTP_t$$

$$B_o = IBT - CTP$$

$$IBT = PRODUCTO * PRECIO$$

$$CTP = CTF + CTV$$

$$IBT_t = PRODUCTO (t) * PRECIO$$

$$CTP_t = CTF_t + CTV_t$$

$$\Sigma \Delta B = \frac{\Delta B}{(1 + i)^t} * t$$

Donde:

ΔB = Incremento beneficio

B_t = Beneficio esperado

B_o = Beneficio actual

IBT = Ingreso bruto total

CTP = Costo total del producto

CTF = Costo total fijo

CTV = Costo total variable

IBT_t = ingreso bruto total esperado

CTP_t = costo total de producto esperado

Tabla 26: Calculo del Costo total del producto (C.T.P.)

COSTO TOTAL DE PRODUCTO	\$
COSTO TOTAL FIJO	527543,334
COSTO TOTAL VARIABLE	175496,733
TOTAL	703040,067

FUENTE: Autor

En el costo total del producto tenemos valores estimados ya que los precios son confidenciales en la empresa que se realizaron los estudios, es así que el costo total fijo anual se estimó entre infraestructura y planilla de trabajo un valor de 527.543,334 y el costo total variable a igual forma se estimó un valor de 175.496,733 la suma total del producto actual es de 703040,067.

Tabla 27: Calculo del costo total del producto esperado (CTPt)

COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN ESPERADO	\$
COSTO TOTAL FIJO ESPERADO	528743,334
COSTO TOTAL VARIABLE ESPERADO	175496,733
TOTAL	704240,067

FUENTE: Autor

En el costo total del producto esperado tenemos los valores estimados ya que los precios son los mismos de la empresa sumado el costo de mantenimiento del equipo en el costo total fijo anual de 1200 dólares que da un valor de 528.743,334 y el costo total variable se estimó el mismo valor de 175.496,733 la suma total del producto esperado es de 704.240,067.

Tabla 28: Calculo de los ingresos brutos totales (I.B.T.)

INGRESOS BRUTOS TOTAL		\$
KWh VENDIDOS	KWh	12424820,693
PRECIO KWh	\$	0,0933
TOTAL		1159235,771

FUENTE: Autor

Para el cálculo de los ingresos brutos totales actuales se izó con los kwh vendidos en el año por el precio vigente de 0,0933 centavos de dólar americano por cada kwh, ver tabla 28.

Tabla 29: Calculo de los ingresos brutos totales esperados (I.B.T.t)

INGRESOS BRUTOS TOTAL ESPERADO		\$
KWh VENDIDOS	KW	12425469,453
PRECIO KWh	\$	0,0933
TOTAL	KWh	1159296,300

FUENTE: Autor

Para el cálculo de los ingresos brutos totales esperados se izó con los kwh vendidos en el año más los kwh que se venderá al disminuir la energía no suministrada que es porcentual mente de los tres años en estudio 648,7590, por el precio vigente de 0,0933 centavos de dólar americano por cada kwh, ver tabla 29.

Tabla 30: Cálculo del beneficio actual esperado (Bt)

BENEFICIO ACTUAL Bt	\$
INGRESOS BRUTOS TOTAL ESPERADO	1159296,300
COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN ESPERADO	704240,067
TOTAL	455056,233

FUENTE: Autor

Para el cálculo del beneficio actual esperado se izó con los ingresos brutos total esperado que tenemos de un valor de 115929,300 dólares Americanos menos los costo total de producción esperado con un valor de 704240,067 dólar Americanos esto dándonos un total de 455056,233 dólar Americanos, ver tabla 30.

Tabla 31: Cálculo del beneficio actual (B0)

BENEFICIO ACTUAL		\$
INGRESOS BRUTOS TOTALES	IBT	1159235,771
COSTO TOTAL DE PRODUCCIÓN	CTP	703040,067
TOTAL		456195,704

FUENTE: Autor

Para el cálculo del beneficio actual se izó con ingresos brutos totales que tenemos de un valor de 1159235,771 dólares Americanos menos los costo total de producción con un valor de 703040,067dólar Americanos esto dándonos un total de 456195,704dólar Americanos, ver tabla 31.

Tabla 32: Calculo del incremento de beneficio (ΔB)

INCREMENTO DE VENEFIOS		COSTO
BENEFICIO ESPERADO	BT	455056,233
BENEFICIO ACTUAL	B0	456195,704
	TOTAL	-1139,471

FUENTE: Autor

Para el cálculo del incremento del beneficio se izó con la resta del beneficio actual que tenemos de un valor de 456195,704dólares Americanos del beneficio esperado con un valor de 455056,233 dólar Americanos esto dándonos un total negativo de -1139,471Americanos, ver tabla 32.

Tabla 33: Calculo de la sumatoria del incremento beneficio

sumatoria incremento benefició			
ΔB	(1+i)	Tiempo	$(\Delta B/(1+i)^t)*t$
-1139,47078	1,1	15	-4091,70367

FUENTE: Autor

Para el cálculo de la sumatoria del incremento beneficio en los 15 años de la vida útil del equipo se realizó con la división del incremento beneficio para la suma de uno más la tasa de interés del 10% elevado para los quince años este resultado se lo multiplica por el tiempo que es de 15 años ver tabla 33.

Tabla 34: Calculo costo beneficio

costo beneficio C/B	
costo de inversión	11644,8
sumatoria del incremento	-4091,70367
costo beneficio	-15736,5037

Fuente: Autor

Un proyecto es factible económicamente cuando el valor C/B obtenido es positivo; en el análisis realizado en el presente proyecto investigativo se concluye que el proyecto es factible, aun obteniendo un resultado negativo.

Es factible ya que el presente estudio es técnico que consiste en mejorar la calidad del servicio eléctrico y disminuir el tiempo de reparación de una contingencia de falla con lo que se mejora la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia, disminuyendo la Frecuencia Equivalente de fallas por Consumidor (FEC) y la Duración Equivalente de la interrupción por consumidor, (DEC) las cuales son equivalentes a la Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal Instalado (FMIK), y al Tiempo Total de Interrupciones por KVA nominal Instalado (TTIK), los cuales hacen referencia a los Kva instalador y que son utilizados en nuestro país.

3.6. Conclusiones y recomendaciones de la propuesta

Conclusiones

- Debido a la gran cantidad de usuarios que son suministrados de energía a través del alimentador 12 de noviembre es de suma importancia instalar detectores de falla que prevean interrupciones o cortes de energía.
- En el Alimentador 12 de Noviembre necesita mayor atención en los tramos T05, T08, T12 ya que son tramos donde se ha presentado el mayor tiempo de e interrupción en un periodo de 3.5 años entre los años 2012 hasta mediados de año del 2015, acumulando un total de 4 fallas en los 3 tramos.
- Una vez realizado el análisis se determina que los índices de los tramos T05, T08, T12, T14 y T21, presentan valores de DEC entre 0,10 y 0,15 y FEC entre 0.31 y 0.45 siendo los valores más altos, manteniéndose una relación directa entre el número de Clientes y KVA instalados. Por lo que requieren la incorporación de un sistema que permita detectar fallas en sus cables.
- El proyecto en la parte económica no es rentable por la realidad de que no se recupera la inversión, pero en la parte técnica es mu fructuosa para la EEASA. Y Ya que le da prestigio a la misma por tener una mejor confiabilidad.

Recomendaciones

- Realizar periódicamente el monitoreo de las corrientes a lo largo del alimentador mediante la utilización de equipos registradores de carga, que permiten ajustar los resultados de los estudios.
- Es recomendable realizar el estudio de coordinación de protecciones del alimentador 12 de Noviembre para mejorar la confiabilidad, instalando equipos de protección y maniobra que permitan minimizar las interrupciones generales, ya que de esta manera mejorará considerablemente la confiabilidad del alimentador, lo que se verá reflejado en los índices FMIK y TTIK.
- Es necesario la implementación de tecnologías como puede ser el detector de fallas en toda la red de la EEASA, puesto que esto ayudaría a la empresa a tener mayor eficiencia para el control de pérdidas y fallas, por lo tanto esta inversión no debe ser considerada como gasto sino como una inversión que beneficia a la institución y al consumidor.
- La Empresa Eléctrica Ambato debe poner mayor énfasis en la reducción de pérdidas técnicas en la red, para ello es necesario capacitar al personal encargado de monitorear y velar por el correcto funcionamiento del sistema.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Alimentador: Todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida o la fuente de un sistema derivado separadamente u otra fuente de alimentación y el dispositivo final de protección contra sobrecorriente del circuito derivado.

Acometida: Es el conjunto de: conductores, accesorios y equipos utilizados para la conexión entre la red eléctrica de la CENTROSUR y el medidor o punto de entrega al cliente.

AV: Alto Voltaje

Baja tensión: Nivel de tensión menor o igual a 1000 V.

Carga instalada: Es la potencia total en kVA que tiene instalada el cliente.

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad, ente regulador y de control del sector eléctrico ecuatoriano.

Demanda: Carga en los terminales de recepción, promediada normalmente durante 15 minutos

EEASA: Empresa Eléctrica Ambato Sociedad Anónima.

ENS: Energía no suministrada.

Factor de potencia: Es la relación entre la potencia reactiva y la potencia activa en una instalación eléctrica.

Factor de carga: Razón de la demanda promedio en un cierto periodo a la demanda máxima durante ese periodo.

FMIK: Frecuencia media de interrupción. Cantidad de veces que el kVA promedio (potencia instalada) sufrió una interrupción de servicio.

INECEL: Instituto Consejo Nacional de Electricidad.

KVA: Kilo Volt Ampere. Es la potencia aparente.

MV: Medio Voltaje

TTIK: Tiempo medio de interrupción. Horas promedio en que el kVA promedio (potencia instalada), no tuvo servicio.

XLP ó XLPE: Cross (X)-linked Polyethylene: Polietileno de cadena cruzada, polietileno con aditivos químicos que forman enlaces permanentes en las cadenas de la estructura molecular del polietileno, esto hace que el polietileno parezca un termo fijo

BIBLIOGRAFÍA

- 3 **Aguilar, Jhony. 2007.** *DISEÑO, INSTALACIÓN Y MONTAJE DE UNA SUBESTACIÓN MÓVIL PARA EL MANTENIMIENTO Y SOPORTE DE CONTINGENCIAS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.* Quito : s.n., 2007.
- 4 **Arias, F. s/a.** *Niveles de investigación.* s.l. : s/ed, s/a.
- 5 **CONELEC. 2001.** *Calidad de Servicio Electrico de Distribucion.* Quito : s.n., 2001. REGULACION No. CONELEC – 004/01.
- 6 **De la Fé Dotres, Sergio. 2004.** *Ajuste de las derivaciones de los transformadores.* Santiago de Cuba : s.n., 2004.
- 7 **EEASA. 2008.** *Departamento Comercial, Automatizacion estadistica para e control de perdidas.* Ambato : s.n., 2008.
- 8 **Hidalgo, Giovanni. 2009.** *Reducción de Pérdidas de energia electrica e los alimentadores mediante compensacion reactiva considerando clientes finales industriales.* Quito : Escuela Politécnica Nacional, 2009.
- 9 **Leiva, F. s/a.** *La entrevista.* s.l. : s/ed, s/a.
- 10 **Materano, César. 2015.** Sistema de Distribucion Primario Secundario y Alumbrado Publico. [En línea] 2015. [Citado el: 04 de noviembre de 2015.] <https://sistema-de-distribucion-primario-secundario-y-alumbrado-publico.wikispaces.com/Subestaci%C3%B3n>.
- 11 **Naranjo, Alberto. 2006.** *Proyecto del sistema de distribución electrico.* Baruta : EQUINOCCIO, 2006.
- 12 **Pérez, José. 2012.** *Montaje de redes eléctricas subterráneas de baja tensión.* Málaga : IC Editorial, 2012. pág. 10.
- 13 **Pérez, Pedro. 2001.** *Transformadores de distribución.* México : Reverté, 2001.

- 14 **Ramírez, A. s/a.** *Método inductivo.* s.l. : s/ed., s/a.
- 15 **Ramírez, Samuel. 2004.** *Redes de Distribución de energía.* s.l. : Universidad Nacional de Colombia, 2004.
- 16 *Rediseño del Sistema Eléctrico Inter.* **Anónimo. 2011.** Sangolquí : s.n., 2011.
- 17 **Sabino, C. 2010.** *Investigación aplicada.* s.l. : s/ed, 2010.
- 18 **Schneider.** schneider electric. [En línea] [Citado el: 2 de julio de 2015.] <http://schneider-electric.com.co>.
- 19 **Tamayo. s/a.** *Tipos de investigación.* s/a.
- 20 **UC. 2014.** Confiabilidad electrica. [En línea] 2014. <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/690/1/te322.pdf>.
- 21 **VIAKON. 2012.** *Sistemas y redes de distribución.* 2012.
- 22 **Zahlman, Gaylord. 2015.** *UNA GUIA PARA EL DISEÑO Y LA ESPECIFICACION DE CONEXIONES.* Estados Unidos : FCI Electrical , 2015.
- 23 **Zaruma, Luis. 2012.** *ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.* Cuenca : s.n., 2012.

ANEXOS

Anexo 1

Guía de Entrevista

GUÍA DE ENTREVISTA PARA LOS TÉCNICOS DEL ALIMENTADOR

12 DE NOVIEMBRE

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

INGENIERÍA ELÉCTRICA:

La presente entrevista tiene por objetivo obtener información, sobre la realización de un estudio los índices de confiabilidad del alimentador mencionado de Ambato y conocer sus posibles soluciones para garantizar la continuidad del servicio, con la finalidad de aprovechar este recurso investigativo, conteste las preguntas de manera sincera.

Los datos recogidos serán de exclusivo manejo del investigador

1. ¿Conoce usted los motivos por el cual se genera interrupciones de servicio eléctrico?
2. ¿Cómo están operando actualmente los transformadores instalados en la red subterránea?
3. ¿Cree usted que la variación de voltaje ocasiona interrupciones de servicio eléctrico?

4. ¿Cree que el incremento de la demanda afecta a las líneas y el tráfco?
5. ¿Conoce usted los límites de los índices de confiabilidad con la cual se encuentra operando el alimentador en la actualidad?
6. ¿Considera importante, realizar el análisis de puntos críticos de la red subterránea de Ambato?
7. ¿Está de acuerdo que se incremente la confiabilidad en el alimentador 12 de Noviembre?
8. ¿Se realiza mantenimiento continuo a la Red Subterránea para evitar fallas?
9. ¿Con la incorporación de los detectores de falla se disminuirá los tiempos de duración de una contingencia de falla?
10. ¿Considera usted importante promover este tipo de proyectos que desarrollan los estudiantes en la Universidad Técnica de Cotopaxi y a las empresas eléctricas del país?

Anexo 2

Imágenes de la verificación y toma de datos de la ductería, pozos, tipos de conductores y calibres de los mismos de la red subterránea Ambato de alimentador 12 de Noviembre



FUENTE: Autor



FUENTE: Autor



FUENTE: Autor



FUENTE: Autor