

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMATICA Y MECÁNICA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELÉCTRICA



TESIS

**“ESTUDIO DE MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD
DEL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN TINTAYA - 01,
EN LA PROVINCIA DE ESPINAR”**

PRESENTADO POR:

Br. CECILIA DEL PILAR BACA CUSSI

Br. SILVINO ROY LOYAGA VALDEIGLESIAS

**PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO
ELECTRICISTA**

ASESOR:

Mg. EDGAR ZACARIAS ALARCON VALDIVIA

CUSCO – PERÚ

2016



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

ANEXO 3

DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD Y NO PLAGIO

Yo, Silvino Roy Loyaga Valdeyglesias del Programa Académico
(Facultad / Escuela Profesional / Maestría y/o Doctorado u otro) de Ingeniería Eléctrica
de la Universidad Nacional de San Antonio Abad de Cusco.

Identificado (a) con código 050164-J y DNI Nro. 43533077, autor (a) del siguiente
documento de investigación en la modalidad (Tesis, Informe académico, Trabajo de Investigación, Trabajo de
suficiencia profesional) de Tesis conducente a la obtención del grado o título
profesional:

Ingeniero Electricista
que tiene por título:

Estudio de Mejoramiento de la confiabilidad del alimentador de
media tensión Tintaya-01, en la provincia de Espinar

y tiene por Asesor a: Ing. Edgar Zacarias Abrcon Valdivia

Declaro bajo juramento que:

1. El documento de investigación (Tesis, Informe académico, Trabajo de Investigación, Trabajo de suficiencia profesional) de mi autoría es original e inédito, resultado de un trabajo personal y cumple con las exigencias normativas de autenticidad y no plagio en versión digital o impresa. Asimismo, dejo constancia de que todos los autores consultados han sido debidamente citados y referenciados en el documento y que no he utilizado figuras, fotografías, cuadros, tablas u otros elementos, sin citar, protegidos por derechos de autor.
2. Declaro que el trabajo de investigación conducente a la obtención del grado o título profesional, que pongo en consideración para su evaluación, es inédito y original. De no respetar los derechos de autor, originalidad e integridad, asumiré cualquier responsabilidad de carácter administrativo, civil o penal que de mi acción se deriven.

Cusco, 01 de junio de 2026


Firma

DNI: 43533077

Nombres y Apellidos: Silvino Roy Loyaga Valdeyglesias

*La confiabilidad no es una corazonada.
En parte es prevención y en parte diagnóstico.*

DEDICATORIA

A Dios por iluminar siempre mi camino con sabiduría y humildad

A mis padres Imelda y Guido por haber sido mi apoyo en tiempos alegres y difíciles, por tener la paciencia, comprensión brindados durante toda mi carrera de estudio y por el amor incondicional brindado siempre, a mis hermanos Angela y Norman por ser mi motivo para seguir adelante y conseguir mis metas y sobre todo ser la alegría de mi vida.

Cecilia

Dedico a todos los que me apoyaron, gracias totales

Roy

AGRADECIMIENTO

Queremos agradecer en primer lugar a Dios y a todas las personas que de una u otra manera han contribuido en la realización de este trabajo, concretamente a nuestro asesor Ing. Edgar Alarcon Valdivia, así como a nuestros profesores y compañeros que estuvieron junto a nosotros a lo largo de todos los años que duró nuestra carrera.

Nuestro reconocimiento también a la Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco y a la Empresa de Distribución Electro Sur Este S.A.A., así como al personal que labora en ambas entidades por la ayuda otorgada en la realización de este trabajo.

De manera muy especial queremos expresar nuestra eterna gratitud a nuestros queridos padres por el apoyo y comprensión brindados en el transcurso de todo este tiempo de estudio.

PRESENTACIÓN

La función de un sistema de energía eléctrica consiste en producir, transmitir y distribuir la energía eléctrica en forma segura para satisfacer la demanda de los consumidores con los mínimos costos posibles cumpliendo requisitos de calidad técnica y con un adecuado nivel de confiabilidad. Los requisitos de calidad técnica están dados por los valores límites admisibles de tensión y frecuencia y los índices de confiabilidad se miden generalmente a través de la continuidad del servicio.

El hecho de que la energía eléctrica pueda ser obtenida en forma sencilla y económica a partir de prácticamente todas las formas de energía primaria y de que fácilmente pueda ser convertida en cualquiera de las formas de energía aptas para su uso final por parte de los consumidores, conduce a una creciente dependencia de todos los sectores de la vida humana respecto del suministro de energía eléctrica.

La vinculación directa existente entre confiabilidad y reserva necesaria indica que siempre es posible incrementar la confiabilidad mediante inversiones adicionales, sea en la fase de planificación de la expansión o de la operación del sistema. Un exceso de inversiones puede conducir, sin embargo, a costos de producción muy elevados, de modo que tanto en la fase de planificación como en la de operación se hace necesario hallar aceptables soluciones de compromiso entre los requerimientos de economía y confiabilidad.

RESUMEN

En vista de la importancia, el presente trabajo consiste en realizar un análisis de confiabilidad del alimentador de Tintaya TI-01 de la Empresa de Distribución Electro Sur Este S.A.A.

El estudio histórico corresponde al cálculo de las tasas de falla y tiempos de reparación de los equipos del sistema de distribución a partir de la información de fallas e interrupciones registradas en Electro Sur Este durante el periodo 2011-2014. El estudio predictivo, por otro lado, consiste en determinar los índices del sistema, tales como SAIDI, SAIFI, y FEC.

A continuación, se describe el contenido de cada capítulo desarrollado:

Capítulo I: En este capítulo se presenta la problemática, la formulación del problema, hipótesis y los objetivos, tanto generales y específicos, que derivan de la problemática.

Capítulo II: En este capítulo se presenta los fundamentos teóricos a desarrollarse, el conocimiento práctico de todos los componentes a intervenir

Capítulo III: Se basa en la selección, diagnóstico actual del alimentador TI-01, que inicia en la subestación de transformación de Tintaya 10.5 / 22.9 kV., y que alimenta de energía eléctrica en 22.9 kV. a toda la provincia de Espinar, así también se muestra la recolección de datos de interrupciones y el estudio histórico.

Capítulo IV: En este capítulo se desarrolló la alternativa escogida, determinando las zonas problemáticas en el alimentador, de ese modo se determinó los parámetros de confiabilidad, comparando dichos índices con el desempeño esperado dado por OSINERGMIN

Capítulo V: En este capítulo se describieron y se compararon tanto técnicamente como económicamente las alternativas de solución para satisfacer la necesidad de contar con el servicio de energía eléctrica confiable, se presentó estrategias para la mejora de los índices de confiabilidad en el alimentador TI-01 y su respectiva aplicación de las propuestas de mejora. Comprende también el estudio económico de la confiabilidad, el costo que traerá las mejoras de los diversos equipos a utilizar en el alimentador de Tintaya.

Palabras clave: Confiabilidad Eléctrica, Alimentador de Media Tensión, Sistema de Distribución Eléctrica, Índices de Interrupción, SAIDI, SAIFI.

ABSTRACT

The present research work consists of a reliability analysis of the Tintaya TI-01 medium-voltage feeder, belonging to the electric distribution company Electro Sur Este S.A.A., located in the province of Espinar. The purpose of the study is to evaluate the behavior of the feeder through the analysis of failures and interruptions registered during the period 2011–2014, in order to identify the main causes that affect the continuity of the electric service. The reliability analysis considers two main approaches: a historical study and a predictive study. The historical study includes the calculation of failure rates and repair times of the main components of the distribution system, based on the information recorded by the company. The predictive study determines the system reliability indices, such as SAIDI, SAIFI and FEC, which allow evaluating the frequency and duration of service interruptions. Likewise, the research develops a current diagnosis of the Tintaya TI-01 feeder, which starts at the Tintaya 10.5/22.9 kV transformer substation and supplies electric energy at 22.9 kV to the province of Espinar. Based on this diagnosis, the problematic areas of the feeder are identified, and the reliability parameters are compared with the expected performance established by OSINERGMIN. Finally, technical and economic alternatives are proposed and evaluated in order to improve the reliability indices of the Tintaya TI-01 feeder. These alternatives seek to reduce interruptions, optimize the operation of the distribution system and ensure a more reliable and continuous electric service for users.

Keywords: Electrical Reliability, Medium-Voltage Feeder, Electrical Distribution System, Electrical Interruptions, SAIDI, SAIFI.

ÍNDICE

"ESTUDIO DE MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN TINTAYA 01, EN LA PROVINCIA DE ESPINAR"

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTO

RESUMEN

ABSTRACT

I. ASPECTOS GENERALES

	Nº de Página
1.1. Introducción.	1
1.2. Descripción del problema.	2
1.2.1. Planteamiento del problema.	2
1.2.2. Problema General	8
1.2.2.1. Problemas Específicos	8
1.2.3. Antecedentes del Problema.	8
1.2.4. Alcances y Limitaciones.	8
1.2.5. Objetivos.	9
1.2.5.1. Objetivo general.	9
1.2.5.2. Objetivos específicos.	9
1.2.6. Hipótesis	9
1.2.6.1. Hipótesis General.	9
1.2.6.2. Hipótesis Específicas.	9
1.3. Variables e indicadores.	10
1.3.1. Variables independientes.	10
1.3.2. Variables dependientes.	10
1.3.3. Variables Intervinientes	10

1.3.4.	Indicadores de las variables independientes.	10
1.3.5.	Indicadores de las variables dependientes.	10
1.3.6.	Indicadores de las variables Intervinientes	10
1.4.	Justificación del Estudio.	10
1.5.	Ámbito Geográfico.	11
1.6.	Metodología de Investigación.	14
1.7.	Población y Muestra.	15
1.8.	Técnica de Recolección de Datos.	15
1.9.	Procesamiento de Datos.	16
1.10.	Análisis de Datos.	16
1.11.	Matriz de Consistencia.	17

II. MARCO TEÓRICO.

2.1.	Introducción.	18
2.2.	Teoría de confiabilidad en sistemas de distribución.	19
2.3.	Estudio de confiabilidad en sistema de distribución.	23
2.4.	Teoría de fallas en sistemas de distribución.	26
2.4.1.	Origen de las fallas.	28
2.4.2.	Clasificación de las fallas.	28
2.4.3.	Incidencias de las descargas atmosféricas en líneas aéreas de media tensión sobre los 3800 m.s.n.m.	33
2.5.	Marco Normativo Utilizado	36
2.5.1.	Calidad de Suministro Conforme a la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE)	36
2.5.2.	Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos	37
2.5.2.1.	Comunicación de Interrupciones Importantes	37
2.5.2.2.	Causas de Interrupciones	38
2.5.3.	Índices normados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).	41

2.5.3.1.	Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema (SAIFI) [interrupciones/año].	41
2.5.3.2.	Índice de duración de interrupciones promedio del sistema (SAIDI) [Horas/año].	42
2.5.4.	Anexo 13 de Escalas y Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica – Desempeño Esperado	42
2.6.	Análisis de confiabilidad en general en una red eléctrica de distribución.	43
2.6.1.	Características generales en cuanto a confiabilidad.	44
2.6.1.1.	Seguridad.	45
2.6.1.2.	Suficiencia.	46
2.6.1.3.	Calidad.	47
2.7.	Métodos para la evaluación de la confiabilidad.	48
2.7.1.	Método Probabilístico.	49
2.7.1.1.	Método de Montecarlo.	49
2.7.2.	Método Determinístico.	50
2.7.2.1.	Método de Markov.	50
2.7.2.2.	Técnica de frecuencia y duración.	52
2.7.2.3.	Modo de fallas y análisis de efectos.	54
2.8.	Selección del método a usar para la determinación de los índices de confiabilidad.	55
2.8.1.	Modelamiento de la Red de Distribución mediante índices DEC y FEC.	55
2.8.2.	Caracterización de los Elementos.	57
2.9.	Sistemas de protección en sistemas de distribución.	66
2.9.1.	Características de un sistema de protección.	66
2.9.2.	Misión de un sistema de protección.	67
2.9.3.	Elementos de protección en líneas de distribución.	68
2.9.3.1.	Fusibles.	68
2.9.3.2.	Reconectador (Recloser).	74
2.9.3.3.	Seccionador de repetición de 3 etapas.	79

2.9.3.4.	Relé de protección.	82
2.9.3.5.	Pararrayos.	87
2.9.3.6.	Coordinación de protecciones en líneas de distribución eléctrica.	90
III.	SELECCIÓN, DIAGNÓSTICO ACTUAL DEL ALIMENTADOR, METODOLOGÍA Y ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	
3.1.	Introducción.	93
3.2.	Selección del Alimentador.	94
3.2.1.	Criterios de Selección de Alimentador.	94
3.2.1.1.	Índices de Confiabilidad.	94
3.2.1.2.	Número de Suministros	98
3.3.	Información del Sistema de Distribución.	102
3.3.1.	Datos Técnicos del Alimentador Actual TI – 01.	102
3.4.	Análisis del Sistema Eléctrico de Distribución Primaria Existente.	103
3.4.1.	Topología de la red de distribución a analizar.	104
3.4.2.	Evaluación de flujo de carga.	105
3.4.3.	Demanda de potencia horaria.	105
3.5.	Diagnostico Físico del Alimentador TI – 01.	107
3.5.1.	Subestación de Transformación Tintaya 10.5 / 22.9 Kv.	107
3.5.1.1.	Transformador de Potencia Tintaya.	110
3.5.1.2.	Transformador de Corriente.	112
3.5.1.3.	Transformador de Tensión.	113
3.5.1.4.	Pararrayos.	114
3.5.1.5.	Seccionador.	115
3.5.1.6.	Reconectador Automático.	116
3.6.	Disponibilidad de Datos y Registros Históricos.	123
3.6.1.	Recolección de Datos de Interrupciones.	124
3.6.1.1.	Necesidad de Recolectar Datos de forma adecuada.	124
3.6.1.2.	Problemas en la Recolección de Datos.	124

3.6.1.3.	Fuentes de Información de Datos de Interrupciones.	125
3.6.1.4.	Recolección de Datos de Interrupciones en la Empresa de Distribución Electro Sur Este S.A.A.	126
3.7.	Estudio histórico de confiabilidad.	129
3.8.	Costo y valor de la confiabilidad.	146

IV. APLICACIÓN DE LA METODOLOGICA PROPUESTA EN EL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

4.1.	Introducción.	147
4.2.	Propuesta Metodológica.	148
4.3.	Aplicación del modelo.	149
4.3.1.	Estructura Topológica del Alimentador Tintaya TI-01.	150
4.3.2.	Determinación de las Zonas Problemáticas en el alimentador.	152
4.3.3.	Selección por Tramos basadas en las Zonas Problemáticas.	173
4.3.4.	Determinación de los índices de confiabilidad DEC y FEC.	178
4.3.5.	Resultados de los índices de confiabilidad DEC y FEC.	183
4.4.	Comparación de los índices de confiabilidad normados por OSINERGMIN Con el desempeño esperado.	184

V. ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DEL SISTEMA CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN EN BASE A INDICES DE CONFIABILIDAD.

5.1.	Introducción.	188
5.2.	Medidas para incrementar la confiabilidad en el alimentador de distribución Tintaya TI-01.	189
5.3.	Alternativas para mejorar los índices de confiabilidad en el alimentador TI-01.	193
5.4.	Aplicación de las alternativas para el mejoramiento de los índices de confiabilidad en alimentador TI – 01.	200

5.5.	Análisis del Sistema Eléctrico de Distribución Primaria con la implementación de los equipos de protección.	209
5.5.1.	Topología de la nueva red de distribución.	210
5.5.2.	Diagrama unifilar de la nueva red de distribución.	211
5.5.3.	Análisis de los índices DEC y FEC con el mejoramiento del sistema eléctrico.	212
5.5.4.	Índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI del alimentador TI-01 con la implementación de equipos de protección y maniobras.	218
5.6.	Estudio económico de la confiabilidad.	220
5.6.1.	Análisis para la inversión de los equipos de protección y/o maniobra a incorporar dentro de un criterio económico.	222
5.6.1.1.	Costo de mejoras por tramos en el alimentador Tintaya 01 (TI-01).	223
5.6.2.	Evaluación Económica.	232
5.7.	Comentarios generales del análisis económico.	237
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	238
	BIBLIOGRAFIA	240
	GLOSARIO DE TÉRMINOS	243
	PRINCIPALES SIGLAS Y ABREVIATURAS	247
	ANEXOS	

INDICE DE TABLAS

N° de tabla	: Nombre de la Tabla
1.1	: Causas de Interrupciones Año 2011
1.2	: Causas de Interrupciones Año 2012
1.3	: Causas de Interrupciones Año 2013
1.4	: Causas de Interrupciones Año 2014
1.5	: Diversas Altitudes dentro del Alimentador TI-01
1.6	: Vientos y Temperaturas para las zonas de carga A,B y C
1.7	: Número De Suministros En Espinar – Potencia Demandada
2.1	: Componentes de un Sistema de Distribución
2.2	: Orígenes de las Diversas Fallas
2.3	: Tipos de Corto Circuitos
2.4	: Tabla de Códigos – Causas de Interrupciones
2.5	: Tabla de SAIFI –SAIDI según sus sectores típicos
2.6	: Estado del Elemento según Interrupciones
2.7	: Estado del Elemento según el Tiempo de Interrupción
2.8	: Ventajas y Desventajas del Seccionador Tipo Fusible
2.9	: Clasificación, Selección y Operación de los Reconectores
2.10	: Características Técnicas del Seccionador De Repetición De 3 Etapas

- 2.11 : Aplicaciones y ventajas del Seccionador de Repetición de 01 Etapas
- 2.12 : Datos Técnicos Del Pararrayo
- 3.1 : Desempeño Esperado de Índices (Anexo 13 Res 590-2007- Os/Cd)
- 3.2 : Índices de Confiabilidad de La Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A – Año 2014
- 3.3 : Número de Suministros por Alimentador de La Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A – Año 2014
- 3.4 : Tramos Principales en el Alimentador Tintaya 01
- 3.5 : Demanda de Potencia en el Alimentador Tintaya 01 (TI-01)
- 3.6 : Coordenadas Geográficas - Set Tintaya
- 3.7 : Características del Transformador de Potencia de la Set Tintaya
- 3.8 : Niveles de Tensión según la posición del cambiador
- 3.9 : Especificaciones Técnicas de Reconectador Automático – SET Tintaya
- 3.10 : Especificaciones Técnicas relé del tipo ADV2C
- 3.11 : Funciones de Protección – Medición – Control del relé ADV2C- Compact
- 3.12 : Resumen de Interrupciones durante el Semestre 2011-01
- 3.13 : Resumen de Interrupciones durante el Semestre 2011-02
- 3.14 : Resumen de Interrupciones durante el Semestre 2012-01
- 3.15 : Resumen de Interrupciones durante el Semestre 2012-02
- 3.16 : Resumen de Interrupciones durante el Semestre 2013-01
- 3.17 : Resumen de Interrupciones durante el Semestre 2013-02
- 3.18 : Resumen de Interrupciones durante el Semestre 2014-01

- 3.19 : Resumen de Interrupciones durante el Semestre 2014-02
- 4.1 : Representación Equipo de Secc. y/o Maniobra
- 4.2 : Origen de Falla de las Interrupciones Registradas en el año 2011
- 4.3 : Origen de Falla de las Interrupciones Registradas en el año 2012
- 4.4 : Origen de Falla de las Interrupciones Registradas en el año 2013
- 4.5 : Origen de Falla de las Interrupciones Registradas en el año 2014
- 4.6 : Características del Alimentador Tintaya 01 – Tramo N° 01
- 4.7 : Características del Alimentador Tintaya 01 – Tramo N° 02
- 4.8 : Características del Alimentador Tintaya 01 – Tramo N° 03
- 4.9 : Características del Alimentador Tintaya 01 – Tramo N° 04
- 4.10 : Características del Alimentador Tintaya 01 – Tramo N° 05
- 4.11 : Tiempo de interrupción por tramos
- 4.12 : Matriz de Estado del Alimentador Tintaya 01
- 4.13 : Interrupciones Aportadas, Según Tipo de Elemento
- 4.14 : Tasa de Fallas según cada Elemento de la Red
- 4.15 : Tasa de Falla en cada Tramo de la Red λ_{Ei} (fallas/año)
- 4.16 : Tiempo de Interrupción por Tramo (Horas)
- 4.17 : Tiempo de Indisponibilidad Anual Total del Elemento T_{Ei} (Horas/Año)
- 4.18 : Tabla resumen de las tasas de fallas, tiempo de indisponibilidad y consumidores
- 4.19 : Desempeño Esperado De Índices (Anexo 13 Res 590-2007- Os/Cd)

- 4.20 : Comparación Del SAIDI del Alimentador TI-01 – Desempeño Esperado
- 4.21 : Comparación del SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) con el desempeño esperado
- 5.1 : Relación de reconectores a instalarse (Tramo 01)
- 5.2 : Relación de seccionadores de repetición de 03 etapas a instalarse (Tramo 01)
- 5.3 : Relación de pararrayos de línea a instalarse (Tramo 01)
- 5.4 : Relación de seccionadores de repetición de 03 etapas a instalarse (Tramo 02)
- 5.5 : Relación de pararrayos de línea a instalarse (Tramo 02)
- 5.6 : Relación de reconector a instalarse (Tramo 03)
- 5.7 : Relación de seccionadores bajo carga a instalarse (Tramo 03)
- 5.8 : Relación de los reconectores a instalarse (Tramo 04)
- 5.9 : Relación de los reconectores a instalarse (Tramo 05)
- 5.10 : Relación de seccionadores de repetición de 03 etapas a instalarse (Tramo 05)
- 5.11 : Relación de pararrayos de línea a instalarse (Tramo 05)
- 5.12 : Resumen general de equipos de protección y/o maniobra a instalarse en el alimentador Tintaya 01
- 5.13 : Clasificación de Estados según los tramos seleccionados.
- 5.14 : Evaluación de los estados según las tasas de falla
- 5.15 : Tasa de Falla en cada Tramo de la Red λ_{Ei} (fallas/año)
- 5.16 : Tiempo de interrupción por tramos
- 5.17 : Tiempos de Interrupción por Tramo (Horas)
- 5.18 : Tiempo de Disponibilidad Anual Total del Elemento T_{Ei} (Horas/Año)

- 5.19 : Tabla resumen de las tasas de fallas, tiempo de indisponibilidad y consumidores
- 5.20 : Mejoramiento y variación porcentual de los índices DEC y FEC
- 5.21 : Mejoramiento de los índices SAIDI y SAIFI por años.
- 5.22 : Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01– Presupuesto en la instalación de seccionadores de repetición (Tramo 01)
- 5.23 : Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01– Presupuesto en la instalación de pararrayos de línea (Tramo 01)
- 5.24 : Costo de total de mejoras en el alimentador Tintaya 01 (Tramo 01)
- 5.25 : Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01– Presupuesto en la instalación de seccionadores de repetición (Tramo 02)
- 5.26 : Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01– Presupuesto en la instalación de pararrayos de línea (Tramo 02)
- 5.27 : Costo de total de mejoras en el alimentador Tintaya 01 (Tramo 02)
- 5.28 : Costo de total de mejoras en el alimentador Tintaya 01 (Tramo 03)
- 5.29 : Costo de total de mejoras en el alimentador Tintaya 01 (Tramo 04)
- 5.30 : Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01– Presupuesto en la instalación de seccionadores de repetición (Tramo 05)
- 5.31 : Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01– Presupuesto en la instalación de pararrayos de línea (Tramo 05)
- 5.32 : Costo de total de mejoras en el alimentador Tintaya 01 (Tramo 05)
- 5.33 : Inversión total de mejoras en el alimentador Tintaya 01
- 5.34 : Evolución anual de número de suministros en el alimentador Tintaya 01

- 5.35 : Evolución anual de venta de energía a clientes (MW.h) en el alimentador Tintaya
- 5.36 : Evolución anual de Facturación por venta de energía a clientes (miles de nuevos soles) en el alimentador Tintaya 01
- 5.37 : Evolución mensual de Facturación por venta de energía a clientes (miles de nuevos soles) en los años 2012 y 2013 en el alimentador Tintaya 01
- 5.38 : Análisis de Costos

INDICE DE FIGURAS

N° de figura	: Nombre de la figura
1.1	: Causas De Interrupciones Año 2011
1.2	: Causas De Interrupciones Año 2012
1.3	: Causas De Interrupciones Año 2013
1.4	: Causas De Interrupciones Año 2014
1.5	: Comparación Del SAIDI, Alimentador TI-01 - Desempeño Esperado
1.6	: Comparación Del SAIFI, Alimentador TI-01 - Desempeño Esperado
1.7	: Ubicación Geográfica del Alimentador TI-01 En La Provincia De Espinar
1.8	: Mapa de las diversas Zonas Del Perú
2.1	: Función de Confiabilidad Causas
2.2	: Esquema de un Sistema de Distribución
2.3	: Ilustración de una Falla Serie en Sistemas de Distribución
2.4	: Ilustración de un Diagrama Vectorial de la falla monofásica
2.5	: Mapa de Niveles Isoceráunicos
2.6	: Parámetros e Índices de Confiabilidad
2.7	: Mapa Conceptual de la Calidad del Servicio
2.8	: Diagrama de Confiabilidad en base a la Suficiencia y Seguridad
2.9	: Esquema de un Sistema de Seguridad

- 2.10 : Esquema de un Sistema de Suficiencia
- 2.11 : Esquema de un Sistema de Suficiencia
- 2.12 : Diagrama del espacio de estados de un sistema de dos elementos
- 2.13 : Representación del ciclo de operación-falla-reparación-operación de un componente
- 2.14 : Esquema de una red de distribución
- 2.15 : Modelo del Esquema
- 2.16 : Ciclo de Interrupción del servicio eléctrico
- 2.17 : Partes de un Fusible
- 2.18 : Partes de un Fusible Detallado
- 2.19 : Tipos de fusibles de expulsión
- 2.20 : Curvas características de operación de fusibles
- 2.21 : Curvas de la Relación de Rapidez
- 2.22 : Curva Corriente (Amperios) VS Tiempo (Segundos)
- 2.23 : Tipos de curva tiempo-corriente
- 2.24 : Seccionador de Repetición
- 2.25 : Funcionamiento del seccionador de repetición de 3 etapas
- 2.26 : Operación básica de un relé
- 2.27 : Curvas características de los relés en magnitud y tiempo
- 2.28 : Esquema unifilar de un sistema con la división en zonas de las protecciones primarias
- 2.29 : Esquema de la coordinación de fusible con reconectador

- 2.30 : Grafica de coordinación de protecciones
- 3.1 : Índices de Confiabilidad de La Empresa De Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A” – Año 2014
- 3.2 : Número De Suministros por Alimentador de La Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A – Año 2014
- 3.3 : Ubicación Geográfica de la Subestación Eléctrica de Potencia Tintaya en la Provincia de Espinar
- 3.4 : Demanda de Potencia en el Alimentador Tintaya 01 (TI-01)
- 3.5 : Vista Panorámica de la Subestación de Transformación Tintaya 10.5/22.9 kV.
- 3.6 : Diagrama Unifilar de la Subestación de Transformación Tintaya
- 3.7 : Placa de Características del Transformador de Potencia
- 3.8 : Transformadores de Corriente de la Subestación de Transformación Tintaya
- 3.9 : Transformadores de Tensión de la Subestación de Transformación Tintaya
- 3.10 : Pararrayos de la Subestación de Transformación 10.5/22.9 Kv Tintaya
- 3.11 : Seccionadores de Barra de la Subestación de Transformación Tintaya
- 3.12 : Reconectador de la Subestación de Transformación Tintaya (Lado 22.9 Kv)
- 3.13 : Controlador del Reconectador de la Subestación de Transformación 10.5/22.9 kV Tintaya (Lado 22.9 kV)
- 3.14 : Partes del Relé ADV2- Compact
- 3.15 : Similitudes del Relé Ultra y el Relé Compact
- 3.16 : Controles del Relé Schneider Electric
- 3.17 : Ficha de Inicio de Registro de Interrupción por la Empresa Eléctrica Electro Sur Este S.A.A.

- 3.18 : Ficha Registrada en la base de datos de la Empresa Eléctrica Electro Sur Este S.A.A.
- 3.19 : Frecuencia de Interrupciones 2011 S-1
- 3.20 : Naturaleza de Interrupciones 2011 S-1
- 3.21 : Frecuencia de Interrupciones 2011 S-2
- 3.22 : Naturaleza de Interrupciones 2011 S-2
- 3.23 : Frecuencia de Interrupciones 2012 S-1
- 3.24 : Naturaleza de Interrupciones 2012 S-1
- 3.25 : Frecuencia de Interrupciones 2012 S-2
- 3.26 : Naturaleza de Interrupciones 2012 S-2
- 3.27 : Frecuencia de Interrupciones 2013 S-1
- 3.28 : Naturaleza de Interrupciones 2013 S-1
- 3.29 : Frecuencia de Interrupciones 2013 S-2
- 3.30 : Naturaleza de Interrupciones 2013 S-2
- 3.31 : Frecuencia de Interrupciones 2014 S-1
- 3.32 : Naturaleza de Interrupciones 2014 S-1
- 3.33 : Frecuencia de Interrupciones 2014 S-2
- 3.34 : Naturaleza de Interrupciones 2014 S-2
- 3.35 : Curvas de Costo y Valor de la Confiabilidad
- 4.1 : Mapa Geográfico de la Provincia de Espinar
- 4.2 : Diagrama de Flujo Frecuencia - Duración

- 4.3 : Estructura Topológica Del Alimentador TI-01
- 4.4 : Modelo del Alimentador en Estudio TI-01
- 4.5 : Sección de Línea ESE004SLI000005
- 4.6 : Sección de Línea ESE004SLI000190
- 4.7 : Sección de Línea ESE004SLI000004
- 4.8 : Sección de Línea ESE004SLI000232
- 4.9 : Sección de Línea ESE004SLI000252
- 4.10 : Sección de Línea ESE004SLI000190
- 4.11 : Sección de Línea ESE004SLI000358
- 4.12 : Sección de Línea ESE004SLI000236
- 4.13 : Sección de Línea ESE004SLI000001
- 4.14 : Sección de Línea ESE004SLI000236
- 4.15 : Sección de Línea ESE004SLI000190
- 4.16 : Sección de Línea ESE004SLI000001
- 4.17 : Sección de Línea ESE004SLI000001
- 4.18 : Sección de Línea ESE004SLI000346
- 4.19 : Sección de Línea ESE004SLI000230
- 4.20 : Sección de Línea ESE004SLI000236
- 4.21 : Selección del Tramo N°01
- 4.22 : Selección del Tramo N°02
- 4.23 : Selección del Tramo N°03

- 4.24 : Selección del Tramo N°04
- 4.25 : Selección del Tramo N°05
- 4.26 : Esquema del Alimentador en Estudio
- 4.27 : Modelo del Alimentador en Estudio
- 4.28 : Comparación del SAIDI Alimentador TI-01 VS Desempeño Esperado
- 4.29 : Comparación del SAIFI Alimentador TI-01 VS Desempeño Esperado
- 5.1 : Incremento de la confiabilidad reduciendo la duración de salida
- 5.2 : Incremento de la confiabilidad reduciendo la frecuencia de salida
- 5.3 : Diagrama Unifilar de la Subestación de Transformación Tintaya
- 5.4 : Estructura Topológica Del Alimentador TI-01
- 5.5 : Comparación y Mejoramiento de Indices DEC y FEC
- 5.6 : Comparación y Mejoramiento del índice SAIDI
- 5.7 : Comparación y Mejoramiento del índice SAIFI
- 5.8 : Evolución anual de suministros eléctricos en el alimentador Tintaya 01
- 5.9 : Evolución anual de venta de energía a clientes (MW.h)
- 5.10 : Evolución anual de Facturación por venta de energía a clientes (miles de nuevos soles) en el alimentador Tintaya 01
- 5.11 : Evolución mensual de Facturación por venta de energía a clientes (miles de nuevos soles) en los años 2012 y 2013

LISTADO DE ANEXOS

N° de anexo : Nombre del anexo

- 1 : Plano de la Evaluación del Flujo de Potencia del Sistema Eléctrico Tintaya
- 2 : Plano de las zonas problemáticas en el alimentador Tintaya 01
- 3 : Plano de los Equipos De Protección Proyectados en el Sistema Eléctrico Tintaya - Tramo 01.
- 4 : Plano de los Equipos De Protección Proyectados en el Sistema Eléctrico Tintaya - Tramo 02.
- 5 : Plano de los Equipos De Protección Proyectados en el Sistema Eléctrico Tintaya - Tramo 03.
- 6 : Plano de los Equipos De Protección Proyectados en el Sistema Eléctrico Tintaya - Tramo 04.
- 7 : Plano de los Equipos De Protección Proyectados en el Sistema Eléctrico Tintaya - Tramo 05.
- 8 : Plano de Equipos de protección proyectados en el alimentador Tintaya 01 General (Todos los tramos)
- 9 : Diagrama unifilar de la nueva red propuesta y su flujo correspondiente
- 10 : Procedimiento para la Supervisión de la Operación de Sistemas Eléctricos Resolución Osinergmin N° 074-2004-OS/CD
- 11 : Resolución de Consejo Directivo N° 177-2012-OS/CD, Tabla de Código de Causas de Interrupciones Página 07

- 12 : Registro de Interrupciones del Alimentador Tintaya 01 de la Subestación Tintaya
- 13 : Registro Fotográfico de los nodos de media tensión a intervenir en la instalación de los equipos de protección del alimentador Tintaya 01 de la Subestación Tintaya.
- 14 : Resultados del Flujo de Potencia DIGSILENT

ASPECTOS GENERALES

1.1. INTRODUCCIÓN

El sistema de distribución es una parte importante del sistema eléctrico de potencia, pues proporciona el enlace final entre el sistema de transmisión con los consumidores finales.

Eventos inesperados en el sistema de distribución como cortocircuitos, derrumbes, descargas atmosféricas, entre otros, pueden ocasionar repercusiones negativas de diferente tipo a los consumidores, por ejemplo, un minuto sin energía eléctrica puede causar que se pierda la información de un computador, lo cual resulta evidentemente mucho menos severo que si se produce la parada de un grupo de motores y por tanto de toda una cadena de producción.

No obstante, existen casos cuya importancia va más allá de lo puramente económico, como por ejemplo, la falta de servicio eléctrico puede causar que una o varias operaciones médicas se vean interrumpidas, poniendo en riesgo vidas humanas. Por lo tanto, aquellos consumidores a los que cualquier interrupción en el suministro de energía eléctrica causa importantes perjuicios (riesgo de muerte, daños en procesos de fabricación, daños a equipos costosos como computadores y maquinaria, hospitales, sistemas masivos de transporte, etc.) requieren sistemas alternos de alimentación y plantas de emergencia para garantizar la mayor continuidad de servicio. Por otro lado, los consumidores residenciales, rurales requieren menores consideraciones en cuanto a la continuidad del servicio.

Por lo indicado, en la actualidad, el diseño y operación de los sistemas de distribución ha alcanzado gran importancia, pues además de proporcionar la máxima eficiencia posible, debe garantizar aspectos relacionados con la seguridad y la confiabilidad.

Aunque una falla que ocurre en el sistema de distribución no tiene el mismo impacto que una que se produce a nivel de generación o transmisión, las fallas en sistemas de distribución ocurren con mucha más frecuencia que en los otros sistemas. Gran cantidad de publicaciones y estadísticas han reportado que alrededor del 80% de las interrupciones que producen la pérdida de servicio eléctrico ocurren debido a fallas en el sistema de distribución.

Si bien la confiabilidad engloba tanto la calidad técnica del producto (forma de onda, nivel de tensión) como el servicio (continuidad del suministro de electricidad), el presente trabajo está orientado en su totalidad a la calidad de servicio, por lo que, de aquí en adelante, la confiabilidad se referirá a la continuidad del servicio eléctrico.

1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.

1.2.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En la actualidad el tema de la confiabilidad es un tema crucial en las etapas de planeamiento y de operación en Sistemas Eléctricos de Distribución, debido al acelerado desarrollo e incremento de la demanda energética, conectadas a la red, por lo que trae consigo varias repercusiones sociales y económicas a los usuarios, cuando existe una falla en el sistema.

En nuestro País la calidad de servicio cada vez está tomando mayor importancia, debido a exigencias que presenta la entidad reguladora para brindar un mejor servicio al usuario.

Esta tesis está orientada al problema de la continuidad de suministro, que forma parte del concepto más general denominado confiabilidad de servicio. Para esto se tratará de analizar la confiabilidad de una red de distribución en media tensión basada en el desempeño observado en los años 2011-2014, utilizando los datos obtenidos de la oficina del Centro de Control de la empresa de distribución Electro Sur Este S.A.A.

Frente a las diversas interrupciones en el alimentador en media tensión Tintaya 01 (TI-01) en 22.9kV presentadas en la provincia de Espinar se tiene las siguientes causas:

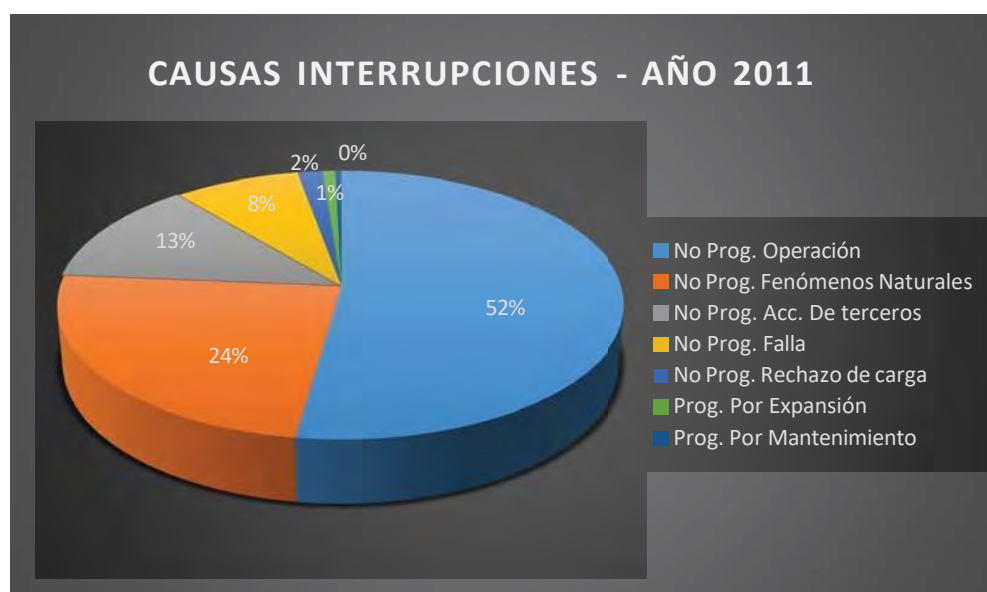
Se observa en las figuras 1.1, 1.2, 1.3 y 1.4 los diferentes porcentajes en relación a las causas de interrupción que se presentaron en el alimentador TI-01 durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014 respectivamente; donde se aprecia que una de las causas que siempre está presente en las interrupciones es debido a la presencia de fenómenos naturales (descargas atmosféricas, fuertes vientos y otros).

TABLA 1.1 Causas de Interrupciones Año 2011

CAUSAS INTERRUPCIONES - AÑO 2011	
No Prog. Operación	128
Prog. Fenómenos Naturales	59
No Prog. Acciones De terceros	31
No Prog. Falla	20
No Prog. Rechazo de carga	4
Prog. Por Expansión	2
Prog. Por Mantenimiento	1

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

FIGURA 1.1 Causas De Interrupciones Año 2011



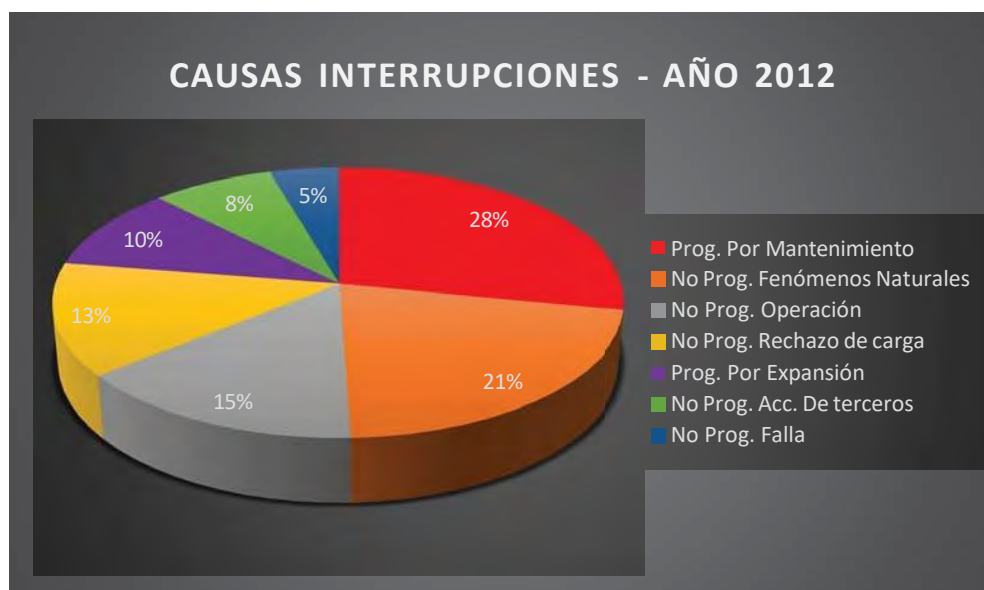
Fuente: Elaboración propia en base a la evaluación de los datos proporcionados de causas de interrupciones del año 2011 por parte de la Oficina de Centro de Control – ELSE S.A.A.

TABLA 1.2 Causas de Interrupciones Año 2012

CAUSAS INTERRUPCIONES - AÑO 2012	
Prog. Por Mantenimiento	25
No Prog. Fenómenos Naturales	19
No Prog. Operación	13
No Prog. Rechazo de carga	12
No Prog. Por Expansión	9
No Prog. Acc. De terceros	7
No Prog. Falla	4

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

FIGURA 1.2 Causas De Interrupciones Año 2012



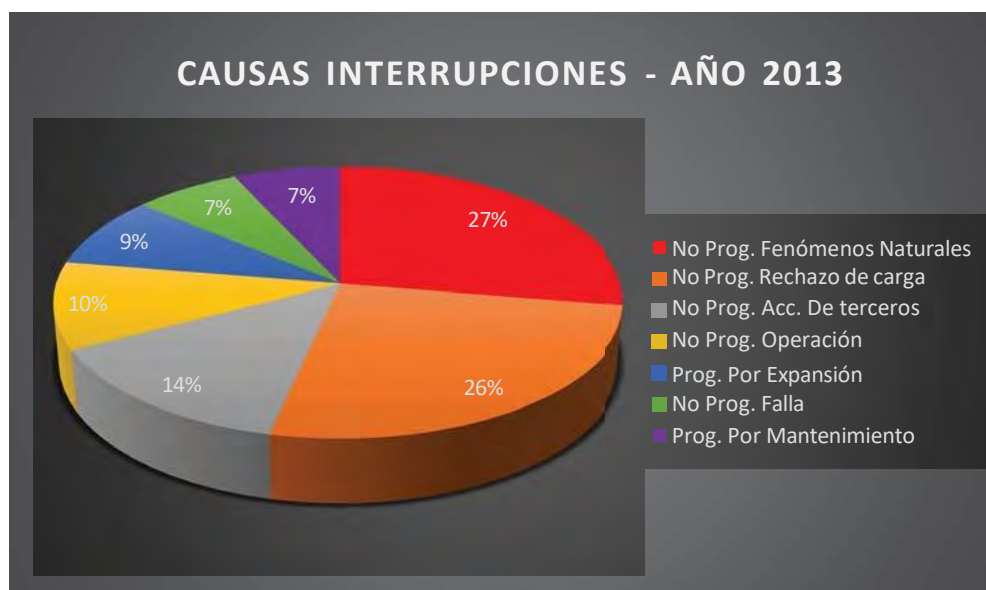
Fuente: Elaboración propia en base a la evaluación de los datos proporcionados de causas de interrupciones del año 2012 por parte de la Oficina de Centro de Control – ELSE S.A.A.

TABLA 1.3 Causas de Interrupciones Año 2013

CAUSAS INTERRUPCIONES - AÑO 2013	
No Prog. Fenómenos Naturales	16
No Prog. Rechazo de carga	15
No Prog. Acc. De terceros	8
No Prog. Operación	6
Prog. Por Expansión	5
No Prog. Falla	4
Prog. Por Mantenimiento	4

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

FIGURA 1.3 Causas De Interrupciones Año 2013



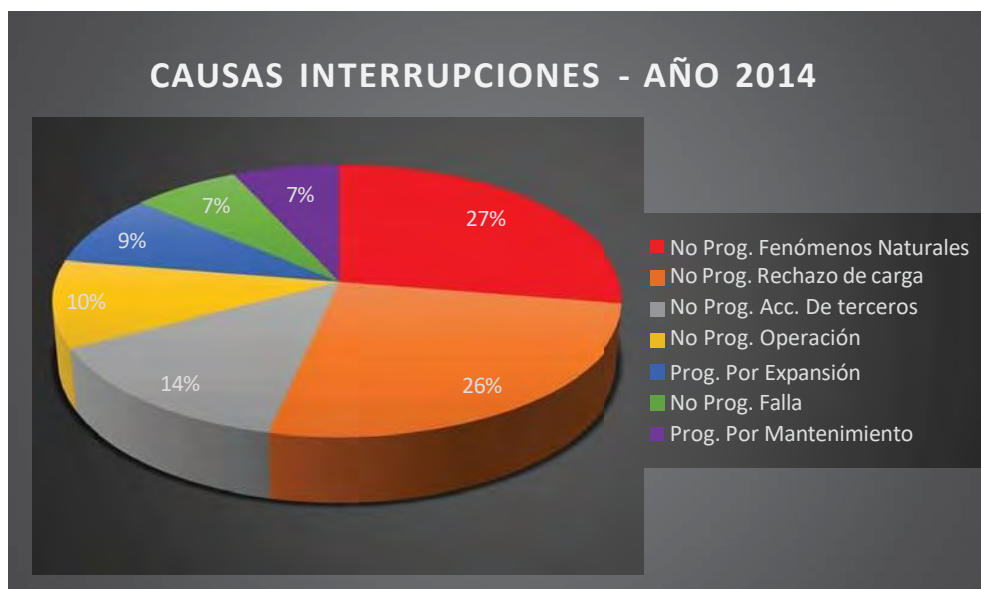
Fuente: Elaboración propia en base a los datos proporcionados de las causas de interrupciones en el año 2013 por parte de la Oficina de Centro de Control – ELSE S.A.A.

TABLA 1.4 Causas de Interrupciones Año 2014

CAUSAS INTERRUPCIONES - AÑO 2014	
No Prog. Fenómenos Naturales	25
No Prog. Operación	20
No Prog. Falla	14
Prog. Por Expansión	7
No Prog. Acc. De terceros	6
Prog. Por Mantenimiento	3
No Prog. Rechazo de carga	0

Fuente: Electro Sur Este S.A.A.

FIGURA 1.4 Causas De Interrupciones Año 2014



Fuente: Elaboración propia en base a la evaluación de los datos proporcionados de causas de interrupciones del año 2013 por parte de la Oficina de Centro de Control – ELSE S.A.A.

El trabajo hace referencia en particular a la Calidad de Suministro Eléctrico que se entrega al usuario final, de ahí un estudio de confiabilidad permitirá una metodología para la evaluación y mejoras en los índices de confiabilidad, y para la incorporación de inversiones en equipos de protección en forma adecuada para el mejoramiento de la confiabilidad.

Ante la ocurrencia de estas fallas, la situación genera un gran malestar en los usuarios y autoridades, de la misma manera que lleva a presentar riesgos para la vida humana como para los equipos, lo cual es perjudicial para los usuarios de la provincia de Espinar que en los últimos años viene experimentando un crecimiento en su demanda energética. Finalmente, las implicancias representan pérdidas económicas para la empresa concesionaria en este caso Electro Sur Este S.A.A y los usuarios que son los directamente afectados por la ausencia de servicio.

1.2.2. PROBLEMA GENERAL

¿Es posible mejorar la confiabilidad en el Alimentador en media tensión Tintaya 01, en la Provincia de Espinar?

14.2.2.1 PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- 1) ¿Cuál es el diagnostico actual del sistema de protección en el alimentador de media tensión TI-01?
- 2) ¿Cómo se determinará las zonas problemáticas en el alimentador para su mejoramiento y como determinar los índices que reflejen la calidad de servicio para el consumidor?
- 3) ¿Cómo se desarrollará la alternativa seleccionada de solución y cómo se demostrará la mejora de los índices por consumidor con la alternativa óptima?

1.2.3. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

El alimentador Tintaya 01 (TI-01) en 22.9 kV. A lo largo del tiempo de su operación se han presentado situaciones de pésima operación en el sistema de protección, fallas que son ocasionadas por deficiencia en la coordinación, en la selección de los equipos que no son los adecuados.

En los sistemas eléctricos el hecho de, por ejemplo, no disponer de electricidad en momentos inesperados, trae graves consecuencias productivas. Un minuto sin electricidad puede causar la pérdida de los datos almacenados en un computador; la detención de un motor, y por tanto de una cadena productiva; que una operación médica se vea interrumpida o alterada; es decir, en sistemas eléctricos se debe tender a tener la máxima confiabilidad posible debido a que las consecuencias son extraordinariamente relevantes.

1.2.4. ALCANCES Y LIMITACIONES

- Se analizará el alimentador de distribución de media tensión en 22.9 kV, Tintaya 01 (TI-01) que presenta problemas de suministro eléctrico, para lo cual se calculará sus índices de confiabilidad y se determinará la ubicación de equipos de protección que será necesario incorporar al sistema para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico, con una proyección de 7 a 9 años.

- El presente estudio se limita a una adecuada coordinación de protección frente a una elevada cifra de interrupciones

1.2.5. OBJETIVOS.

1.2.5.1. OBJETIVO GENERAL.

- Desarrollar el estudio de mejoramiento de la confiabilidad en el alimentador en media tensión Tintaya 01, en la provincia de Espinar.

1.2.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- 1) Realizar el diagnóstico actual del sistema de protección en el Alimentador de Media tensión Tintaya 01.
- 2) Determinar las zonas problemáticas en el alimentador para su análisis y su mejoramiento y determinar los índices de confiabilidad que reflejen la calidad de servicio que presenta para el consumidor.
- 3) Desarrollar la alternativa seleccionada de solución (cortes mínimos) y demostrar la mejora de los índices por consumidor con la alternativa óptima.

1.2.6. HIPÓTESIS.

1.2.6.1. HIPÓTESIS GENERAL.

El estudio de los índices de la confiabilidad en el alimentador en Media Tensión TI-01 permite dar alternativas de solución para el mejoramiento de la confiabilidad, mantenimiento y operación en el sistema ante la presencia de diversas fallas.

1.2.6.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS.

- 1) El diagnóstico actual del sistema nos muestra cuál es la situación actual del sistema de protección permitiendo realizar un mejor rendimiento.
- 2) Conocer las zonas problemáticas y determinar los índices de confiabilidad que permite observar la calidad de servicio del alimentador Tintaya TI-01.
- 3) Analizar con el método de cortes mínimos, la alternativa seleccionada el cual muestra la mejora en porcentaje de los índices de confiabilidad, estos reflejan la calidad del

servicio que se podrá brindar instalando los diversos equipos de protección al sistema eléctrico.

1.3. VARIABLES E INDICADORES.

Para el presente estudio se utilizó dos tipos de variables, las variables dependientes que se hallan a partir de las variables independientes, como se detallan a continuación.

1.3.1. VARIABLES INDEPENDIENTES.

- Interrupciones (Descargas Atmosféricas, Por Mantenimiento)

1.3.2. VARIABLES DEPENDIENTES.

- Parámetros de Confiabilidad del Sistema de Operación

1.3.3. VARIABLES INTERVINIENTES

- Sistema de Protección

1.3.4. INDICADORES DE LAS VARIABLES INDEPENDIENTES.

- Tiempo (segundos)

1.3.5. INDICADORES DE LAS VARIABLES DEPENDIENTES

- SAIFI (Índice de Frecuencia de Interrupciones Promedio del Sistema).
- SAIDI (Índice de Duración de Interrupciones Promedio del Sistema).
- FEC (Frecuencia Equivalente por Consumidor)
- DEC (Duración Equivalente por Consumidor)

1.3.6. INDICADORES DE LAS VARIABLES INTERVINIENTES

- Tiempo de actuación (segundos)

1.4. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.

- Un sistema eléctrico de potencia tiene la finalidad de transmitir la potencia que requiere el cliente, por lo tanto, es de mucha importancia mantener la continuidad de servicio y protegerlo contra diversas fallas que puedan presentarse, de esta manera garantizar la confiabilidad del sistema y evitar daños a las personas, animales y equipos.

- Como se sabe, la línea de Media Tensión es un elemento importante del sistema eléctrico, así mismo, están propensos a fallas debido a su gran longitud, a su sistema radial que presenta y exposición a la intemperie.

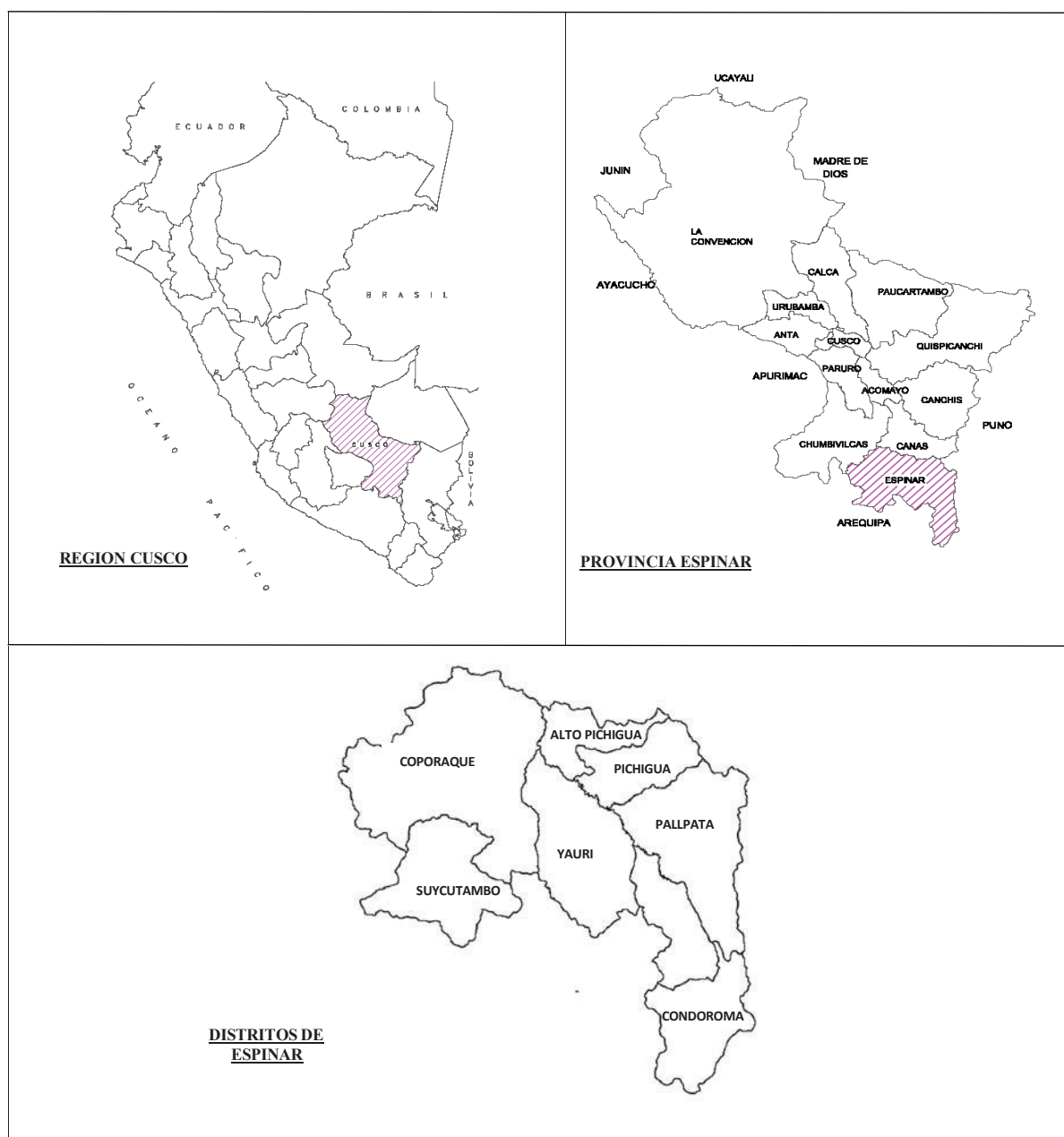
Por lo tanto, en caso de presentarse una falla, estas deben ser liberadas de la manera más rápida posible, ya que una falla de larga duración, además de ser peligrosa para los equipos y las personas, representa un gran costo para la empresa, estas razones requieren que la liberación rápida de fallas sea indispensable.

1.5. ÁMBITO GEOGRÁFICO

El área geográfica donde se realizará el presente trabajo, está ubicado dentro de la región Cusco, provincia Espinar y Distritos:

- Yauri
- Suyckutambo
- Alto Pichigua
- Condoroma
- Coporaque
- Pichigua
- Pallpata

FIGURA 1.5 Ubicación Geográfica del Alimentador TI-01 en la provincia de Espinar



Fuente: Elaboración Propia

El Alimentador varía en su recorrido entre las siguientes altitudes:

TABLA 1.5 Diversas Altitudes Dentro Del Alimentador TI-01

Puntos de Altitud	Altitud (m.s.n.m.)	Localidad
Punto más Elevado	4801	Suyckutambo
Punto Medio	3980	Pallpata
Punto más Bajo	3870	Pichigua

Fuente: Wikipedia, enciclopedia libre

(<https://es.wikipedia.org/wiki/Wikipedia/altitudes:/espinar>)

De acuerdo al Código Nacional de Electricidad Suministro el alimentador corresponde a la siguiente zona:

- Zona de carga C : Fuerte (Cargas de viento, hielo y hielo combinado con viento)

TABLA 1.6 Vientos y Temperaturas para las zonas de carga A, B y C

VIENTOS Y TEMPERATURA PARA LAS ZONAS DE CARGA A, B Y C (Para ser utilizado con la Regla 250.B)			
ZONA DE CARGA	A LIGERA	B REGULAR	C FUERTE
VELOCIDAD HORIZONTAL DEL VIENTO	19.5 m/s (70 Km/h)	22.2 m/s (80 Km/h)	25 m/s (90 Km/h)
TEMPERATURA	20 °C	15 °C	10 °C

Fuente: Código Nacional de Electricidad Suministro

FIGURA 1.6 Diversas Zonas Del Perú



Fuente: Código Nacional de Electricidad Suministro

Dicho alimentador se ubica dentro de estas dos áreas:

- Área 1: Elevación sobre los 4500 m. s. n. m.
- Área 2: Elevación de 4001 a 4500 m. s. n. m.

1.6. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

En el presente estudio se usó el método inductivo y la investigación fue del tipo descriptivo, se recurrió al método inductivo, debido a que se analizó parte del sub sistema eléctrico Tintaya (alimentador TI-01) para posteriormente obtener un resultado favorable que mejore los índices de confiabilidad (DEC, FEC) de este alimentador.

Fue una investigación descriptiva, porque se detalló las características más importantes del alimentador TI – 01, en cuanto a la protección y operación existente a la fecha, para ello se usó los datos de la empresa concesionaria ELSE, mediante su oficina de Centro de Control.

Se aplicó la metodología de recopilación de datos de campo en lapsos de tiempos considerables donde se anotan y percatan situaciones de corte y altibajos del servicio de energía eléctrica en los sectores que comprenden el alimentador de la sub estación de transformación de Tintaya.

1.7. POBLACIÓN Y MUESTRA

Tomando como muestra los datos históricos, en la siguiente tabla se muestra el número de suministros, así como la potencia máxima demandada perteneciente al alimentador TI- 01 hasta el periodo de Marzo 2015.

TABLA 1.7 Número De Suministros En Espinar – Potencia Demandada

PROVINCIA	Nº DE SUMINISTROS	POTENCIA MAXIMA DEMANDADA (MW)
ESPINAR	13871	3.075

Fuente: ELSE S.A.A

1.8. TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Estas herramientas procedimentales y estratégicas para cumplir el objetivo propuesto y la comprobación de la hipótesis son las siguientes:

- Recolección de información documentada referente al estudio de confiabilidad del sistema eléctrico, informes, proyectos científicos, base de datos en internet, textos universitarios, tesis, revistas de la IEEE, trabajos monográficos investigaciones publicadas por los fabricantes, manuales y catálogos de los fabricantes, textos referidos al tema
- Análisis e interpretación de la documentación o información bibliográfica para establecer inferencias sobre las relaciones entre las variables definidas para extraer las conclusiones y recomendaciones del caso.
- Las fuentes de datos son proporcionadas por la empresa Electro Sur Este S.A.A, entre ellas: Geometría de la línea, tipos de Estructuras, Niveles de Tensión, Número de

Aisladores, reportes del sistema SCADA y datos del sistema de control (SIG) de la empresa concesionaria.

- Las visitas a campo son una fuente importante de recolectar información del alimentador estudiado (TI-01)

1.9. PROCESAMIENTO DE DATOS

Se utilizó las siguientes herramientas informáticas para el desarrollo, simulación y la respuesta de equipos de protección ante fallas.

- DiGSILENT versión 15.0.1
- ArcGIS / ArcMap
- Microsoft Office 2013 (Hojas de cálculo de Microsoft Office Excel, Microsoft Office Word)
- Software Autodesk (AutoCad)

1.10. ANÁLISIS DE DATOS

- Técnicas de obtención de datos por simulación en software para procesar todos los valores reales de forma sistemática, controlada y ordenada de acuerdo a las normas y recomendaciones nacionales e internacionales.

El enfoque fue aprovechar las facilidades que nos proporcionan el avance de la tecnología con respecto al procesamiento de datos.

- Uso de técnicas de datos estadísticos que se emplearon para la adquisición de datos cuantitativos en los diferentes cálculos eléctricos y su aplicación.
- El paquete informativo que se utilizó en este estudio fue el software DiGSILENT versión 15.0.1, con el cual se desarrolló el flujo de potencia y la coordinación de protección del alimentador en estudio

1.11. MATRIZ DE CONSISTENCIA

La matriz de consistencia se detalla en la página siguiente:

TEMA: " ESTUDIO DE MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN TINTAYA 01, EN LA PROVINCIA DE ESPINAR"

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	INDICADORES	INSTRUMENTOS	FUENTES
Problema General	Objetivo General	Hipótesis General	Variables Dependientes	Indicador Dependiente	Software de Simulación de Circuitos Eléctricos (DigSilent)	Libros Internet Normas Técnicas Peruanas
¿Es posible mejorar la confiabilidad en el Alimentador en media tensión Tintaya 01, en la Provincia de Espinar?	Desarrollar el estudio de mejoramiento de la confiabilidad en el alimentador en media tensión Tintaya 01, en la provincia de Espinar.	El estudio de los índices de la confiabilidad en el alimentador en Media Tensión TI-01 permite dar alternativas de solución para el mejoramiento de la confiabilidad, mantenimiento y operación en el sistema ante la presencia de diversas fallas.	- Parámetros de Confiabilidad del Sistema de Operación	- SAIFI - SAIDI - DEC - FEC		
Problema Específico	Objetivos Específico	Sub Hipótesis	Variables Independientes	Indicador Independiente		
1) ¿Cuál es el diagnostico actual del sistema de protección en el alimentador de media tensión TI-01?	1) Realizar el diagnóstico actual del sistema de protección en el Alimentador de Media tensión Tintaya 01.	1) El diagnostico actual del sistema nos muestra cuál es la situación actual del sistema de protección permitiendo realizar un mejor rendimiento.	- Interrupciones (Descargas Atmosféricas, Por Mantenimiento)	- Tiempo (segundos)	Información del Cliente (Potencia, Número de clientes)	Libros Internet Normas Técnicas Peruanas
2) ¿Cómo se determinará las zonas problemáticas en el alimentador para su mejoramiento y como determinar los índices que reflejen la calidad de servicio para el consumidor?	2) Determinar las zonas problemáticas en el alimentador para su análisis y su mejoramiento y determinar los índices de confiabilidad que reflejen la calidad de servicio que presenta para el consumidor.	2) Conocer las zonas problemáticas y determinar los índices de confiabilidad que permite observar la calidad de servicio del alimentador Tintaya TI-01.	Variables Intervinientes	Indicador Interviniente		
3) ¿Cómo se desarrollará la alternativa seleccionada de solución y cómo se demostrará la mejora de los índices por consumidor con la alternativa óptima?	3) Desarrollar la alternativa seleccionada de solución (cortes mínimos) y demostrar la mejora de los índices por consumidor con la alternativa óptima.	3) Analizar con el método de cortes mínimos, la alternativa seleccionada el cual muestra la mejora en porcentaje de los índices de confiabilidad, estos reflejan la calidad del servicio que se podrá brindar instalando los diversos equipos de protección al sistema eléctrico.	- Sistema de Protección	- Tiempo de actuación (segundos)		

MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años la confiabilidad en los sistemas de distribución se ha convertido en un tema de gran importancia para el sistema de potencia, debido a su correcto funcionamiento de este último se ve afectado en gran medida por las fallas ocurridas en el sistema de distribución.

Otra razón para que cobre mayor importancia este tema, es la normatividad que implanta el órgano supervisor que en este caso es OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería) que cubre el sector eléctrico, este organismo brinda mayor atención en el campo de la confiabilidad ya que penaliza con fuertes sanciones a las empresas distribuidoras cuando no suministran un servicio confiable, es decir, cuando incurren en fallas o interrupciones del suministro de energía eléctrica.

En primer término, se tratará de visualizar y comprender cuál es el significado exacto y generalizado del término "Confiabilidad", sinónimo de "Fiabilidad"; pues sobre este término gira toda la tesis. Las definiciones de los términos más importantes sobre confiabilidad se desarrollarán en este capítulo.

Se describen a continuación diversos conceptos como puede ser definida la confiabilidad:

- Es la probabilidad de que un sistema cumpla su propósito adecuadamente, durante el tiempo deseado, en las condiciones de operación en que se encuentra.

- Es la probabilidad de que un aparato se comporte satisfactoriamente, durante un tiempo requerido.

En los sistemas de distribución, tener una buena confiabilidad, permite tener una idea sobre el comportamiento del sistema y que guíe en la toma de decisiones sobre diseño de redes eléctricas con pocas probabilidades de falla y planeamiento de la red de distribución eléctrica.

Generalmente, la mayoría de empresas del Sector Eléctrico, poseen un historial de los eventos ocurridos que han afectado el suministro y el desempeño óptimo de la red y se encuentran estrechamente relacionados con la operación y el mantenimiento de la red.

Con dicho historial, las mismas empresas evalúan el desempeño de sus sistemas y a su vez las repercusiones económicas que se tienen cuando hay una mala operación del sistema.

Esta evaluación, se realiza mediante el cálculo de varios índices de confiabilidad, para así determinar el comportamiento que tendrá la red a futuro, para tomar las acciones necesarias de diseño o las modificaciones de ciertos elementos para evitar futuras complicaciones.

En vista de la importancia, de lo mencionado anteriormente se hará referencia a algunas metodologías para evaluar la confiabilidad y posteriormente seleccionar una metodología adecuada que nos permita evaluar los índices de confiabilidad a nuestro caso de estudio.

2.2. TEORÍA DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Debido a las diversas incidencias en la cantidad de cortes de suministro que se ha dado en mayor proporción en los Sistemas Eléctricos de Distribución, se puede apreciar el análisis de las causas de interrupciones, son de operación, fenómenos naturales, acción de terceros, fallas, rechazo de cargas, mantenimiento y otros más, es por ello que se ha visto la necesidad de estudiar la confiabilidad en estos sistemas, para poder optimizar los mismos con el fin de tener una menor cantidad de cortes y que si se presenta alguno, este sea reparado en el menor tiempo posible.

La confiabilidad de distribución es definida por IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) como la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un periodo especificado.

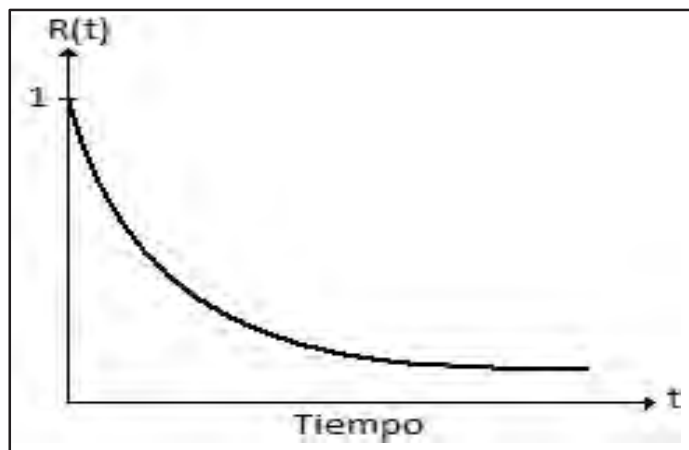
La confiabilidad de un sistema puede ser descrita por dos atributos: adecuación y seguridad.

- La adecuación se define como la habilidad de suministrar energía eléctrica requerida por los consumidores dentro de los límites de tensión, potencia y frecuencia aceptable, teniendo en cuenta las salidas planeadas y no planeadas de los componentes.
- La seguridad se relaciona a la habilidad del sistema a responder antes disturbios repentinos, tales como corto circuitos o pérdidas no anticipadas de componentes del sistema.

La confiabilidad $H(t)$ se define como la probabilidad de que en un equipo de protección del sistema de distribución desempeñe satisfactoriamente las funciones para las que han sido diseñadas durante un periodo de tiempo especificado, bajo condiciones de operación ambiental, en pocas palabras, es la probabilidad de que un equipo o un sistema se encuentre operando bajo ciertas condiciones y no falle en un lapso de tiempo.

Como concepto general, puede plantearse que la confiabilidad es una función que expresa una probabilidad de sobrevivencia a través del tiempo. En el caso de un equipo aislado, esta función corresponde a una exponencial decreciente, en donde la probabilidad de operar en óptimas condiciones se produce a inicios de su vida útil. A medida que transcurre el tiempo, la probabilidad de que opere correctamente se reduce debido a que el componente se encuentra expuesto a factores externos con lo que la vida útil y el correcto funcionamiento de éste disminuyen.

FIGURA 2.1 Función de Confiabilidad Causas



Fuente: Revista FACOEL Argentina S.R.L pág. 13

La Fig. 2.1 muestra la función de confiabilidad según la probabilidad de que un equipo opere en óptimas condiciones en el tiempo $t = 0$ sea 1, que equivale al 100% (equipo confiable), mientras que la probabilidad de que funcione correctamente en el tiempo $t = \infty$ tiende a cero. Por lo tanto, mientras mayor sea el tiempo transcurrido, mayor será la probabilidad de que falle el equipo.

Para el caso de un sistema eléctrico de distribución, la probabilidad de “sobrevivencia” se asocia con la posibilidad de disponer energía eléctrica en cualquier instante. Es obvio que el sistema eléctrico no se acaba, pero cada cierto tiempo experimentará situaciones que derivan en cortes de servicio, dado que los elementos que lo componen sufren desperfectos o fallas (condiciones de operación o accidentales tales como las descargas atmosféricas). Entonces, la confiabilidad para este tipo de sistemas se establece en base a una serie de cuantificadores, que intentan describir, en promedio, las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y sus probables duraciones

La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de la confiabilidad. Las empresas de servicio eléctrico en este caso Electro Sur Este S.A.A empresa de distribución, normalmente llevan un registro estadístico de

los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas y algunos índices económicos, especialmente la energía no suministrada.

La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado y ayudar en la toma de decisiones sobre las diversas modificaciones de elementos que componen la red y/o topología.

Es difícil definir una función de confiabilidad única para un sistema como el de distribución, puesto que diferentes consumidores, conectados en distintos puntos de éste, verán comportamientos disímiles. Por tal razón, se definen índices globales, para el sistema e individuales, para un consumidor o grupo de consumidores conectados a un mismo nodo de la red.

Aunque no existe unanimidad en los criterios de evaluación, los índices más comunes utilizados en la cuantificación de confiabilidad son los relacionados con la frecuencia y duración de fallas o cortes de suministro de energía eléctrica. En algunas empresas donde se evalúan estos factores, sólo son considerados aquellos cortes de una duración mayor a tres minutos ó solamente los reportados por los clientes. En ciertos casos, la sensibilidad de las cargas a la disponibilidad de electricidad es tan crítica, que los micro - cortes son también materia de interés.

La utilización de la información de índices de confiabilidad por parte de las empresas de distribución, ayuda a la toma de decisiones sobre propuestas de alternativas de topología de la red, elementos de protección, políticas de mantenimiento y operación, incorporación de elementos de maniobra automatizados, reforzamiento de la red, etc.

El problema de la calidad de servicio y en particular la continuidad de suministro de servicio eléctrico, tiene también un trasfondo económico. Teóricamente, es posible lograr una calidad de suministro perfecta, es decir, cero interrupciones, pero a costo infinito. Esta tesis describe una metodología para mejorar los índices de confiabilidad en el alimentador de Media Tensión TI-01 en la Provincia de Espinar.

2.3. ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

En el sistema de distribución, la posibilidad de disponer de energía eléctrica en cualquier momento, está asociada a la probabilidad de “sobrevivencia” del sistema, ya que este continúa funcionando, aunque cada cierto tiempo experimenta diversas situaciones que provocan un corte en el suministro; entre estas destacan desperfectos o fallas en los componentes del sistema, condiciones de operación y/o descargas atmosféricas.

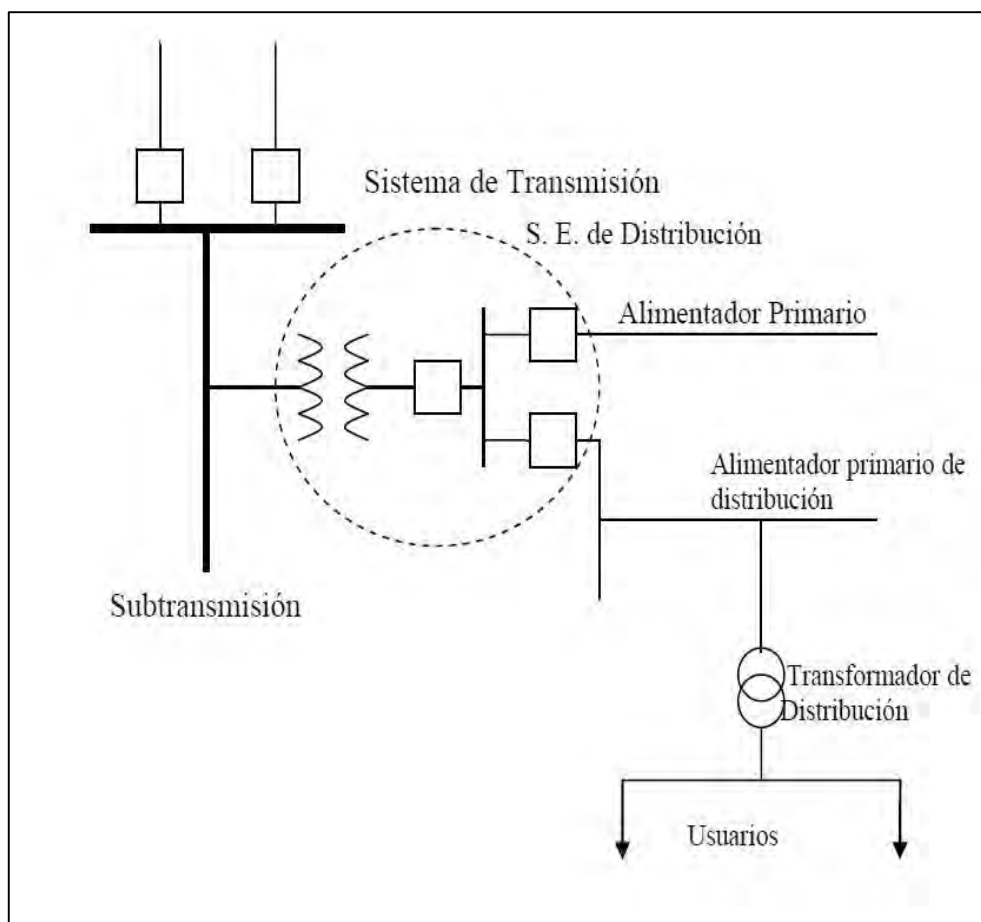
Se puede decir que la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución se ve descrita por el promedio de las veces que se ve afectado el sistema (número de cortes de servicio durante un año) y sus probables duraciones (tiempo que tarda la empresa en restablecer el servicio: detección y corrección y restablecimiento del sistema). En otras palabras, en sistemas de distribución la confiabilidad es realmente evaluada en términos de la cantidad de fallas (cortes del servicio) y la duración de las mismas.

El estudio de confiabilidad en sistemas de distribución difiere del estudio en generación y transmisión en que está orientado a los consumidores en los puntos de carga en lugar de estar orientado al sistema eléctrico. A nivel del sistema de distribución, el objetivo principal de un estudio de confiabilidad es obtener índices que reflejen la calidad del suministro que presenta el sistema tanto para el distribuidor y para el consumidor.

A menudo resulta difícil hacer una comparación significativa entre los rendimientos de la confiabilidad de diferentes empresas de distribución. Esto se debe a las diferencias en los métodos de recolección empleados, diseño de los sistemas y operación, así como diferencias en cuanto a los entornos asociados con cada empresa.

Para fines de este estudio se acepta la definición generalizada de un sistema de distribución que parte de las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los primarios laterales, los transformadores de distribución y las redes secundarias.

FIGURA 2.2 Esquema de un Sistema de Distribución



Fuente: Tesis de la Universidad de Cuenca: Análisis de Confiabilidad del Sistema de Distribución de la Empresa Centrosur C.A. pág. 45.

Se considera tres grupos dentro del Sistema de Distribución, tal como se observa en la Tabla 2.1.

TABLA 2.1 Componentes de un Sistema de Distribución

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	COMPONENTES		
	GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3
	Subestación de Distribución	Cable de Fuerza	Cable, estructura, equipo auxiliar, etc.
		Componentes de Transformación	Transformadores, regulador de tensión, etc.
		Componentes de Maniobra	Disyuntor, seccionador, etc.
		Protección	Relés, pararrayos, recloser, etc.
		Otros	Dispositivos de control alarma, auxiliar, etc.
	Alimentador de Distribución	Aérea	Poste, conductor, seccionador, pararrayo, etc.
		Subterránea	Ductos, canaletas, pozo de inspección, accesorios, etc.
	Ramal Primario	Aérea	Poste, transformador, regulador, capacitor, etc.
		Subterránea	Cámara, transformador, ventilación, disyuntor, etc.
	Transformador de Distribución	Aérea y Subterránea	Devanado primario, devanado secundario, tierra.
	Ramal Secundario	Aérea	Poste, transformador, pararrayo y fusibles
		Subterránea	Ductos, pozo de inspección, disyuntor, etc.

Fuente: Tesis de la Universidad de Cuenca: Análisis de Confiabilidad del Sistema de Distribución de la Empresa Centrosur C.A. pág. 51.

2.4. TEORÍA DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El objetivo de un Sistema eléctrico de distribución es asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos garantizando a los clientes un suministro eléctrico de las siguientes características:

- Continuo
- Adecuado
- Confiable
- Oportuno y de Calidad

El mayor porcentaje de accidentes y fallas ocurren en los sistemas de distribución, porque son mucho mayores y está más cerca de la población que los sistemas de transporte o generación.

Los cortocircuitos no son frecuentes y, cuando se producen, apenas duran unas décimas de segundo, pero sus consecuencias son tan graves e imprevisibles que obligan a un constante estudio y mejora de los dispositivos de protección a ellos destinados.

Las corrientes de cortocircuito presentan valores mayores a los nominales, provocando sobrecargas térmicas y electrodinámicas elevadas aparte, las corrientes de cortocircuito que circulan por tierra pueden ser causa de tensiones e interferencias inadmisibles. Pero no sólo son importantes las corrientes máximas de cortocircuito, sino también las corrientes mínimas de cortocircuito, ya que éstas, en definitiva, son las que permiten dimensionar los dispositivos de protección de las redes.

Este comportamiento de los cortocircuitos se hace especialmente peligroso en contactos con las personas, pudiendo ocasionar lesiones de gravedad y causar daños en los instrumentos o máquinas de las instalaciones afectadas. Es por tanto de suma importancia conocer los valores que en un punto determinado del circuito puedan adoptar las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito, ya que sólo de esta forma será posible proteger eficazmente a las instalaciones de tan graves consecuencias.

Las consecuencias de las fallas en sistemas eléctricos de distribución, se generan por los cortocircuitos ya que son muy peligrosos, por la elevadísima corriente en el orden de los KA presentes en los elementos cercanos al cortocircuito, lo que produce diferentes efectos a ellos y siendo las principales causas las siguientes:

- Según el lugar de la falla, la presencia de un arco eléctrico puede degradar los aislamientos, fundir los conductores, provocar un incendio o representar un peligro para las personas.
- Sobre calentamiento de los conductores, por efecto Joule que puede provocar deterioro del aislamiento de los equipos.
- Sobre esfuerzos electrodinámicos con deformación del juego de barras, Arrancado o desprendimiento de los cables en los equipos que pueden causar daño mecánico, como rotura y desplazamientos bruscos que pueden dar lugar a nuevas fallas.
- Bajada de tensión durante el tiempo de la eliminación del defecto, de algunos milisegundos a varias centenas de milisegundos.
- Desconexión de una parte más o menos importante de la instalación según el esquema y la selectividad de sus protecciones.
- Inestabilidad dinámica (transitoria) y/o pérdida de sincronismo de las máquinas.

Los cortocircuitos ocurren en los sistemas de distribución, cuando falla el aislamiento del equipo (envejecimiento, calentamiento), debido a sobre voltajes del sistema por rayos o variaciones por maniobras de interruptores, la contaminación del aislamiento (contaminación ambiental) u otras causas mecánicas. El cortocircuito resultante o la corriente de “falla” se determina por las impedancias del sistema entre los voltajes de las líneas y la falla. Se han presentado muchos casos de destrucción de equipos eléctricos, por incendio a causa de corrientes de falla, en sistemas de distribución de medio y bajo voltaje. La calcinación, que es el daño severo o destrucción completa de conductores, se origina por la liberación concentrada de energía en el arco de falla. Tanto los sistemas de distribución con puesta a tierra como los no puestos a tierra.

Cuando se produce una falla por cortocircuito, la impedancia despreciable que se produce entre los puntos de la falla origina una corriente o intensidad de cortocircuito, I_{cc} muy elevada, limitada únicamente por la impedancia de cortocircuito, Z_{cc} .

La intensidad I_{cc} , se establece siguiendo un régimen transitorio, en función de las reactancias “X” y de las resistencias “R” que son las componentes de la impedancia Z_{cc} .

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

Ecuación 2.1

2.4.1. ORIGEN DE LAS FALLAS

Las fallas en un sistema de distribución pueden tener los siguientes orígenes, como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 2.2 Orígenes de las Diversas Fallas

CONDICIONES CLIMÁTICAS ADVERSAS	MEDIO AMBIENTE	ACTOS DE LA NATURALEZA
• Descargas atmosféricas • Lluvias • Nieve o granizo • Neblina, vientos.	• Contaminación • Corrosión • Choque de materiales arrastrados por el viento • Incendio • Caída de árboles sobre redes	• Inundación • Movimiento telúrico • Terremotos
ANIMALES	TERCEROS	PROPIAS DE LA RED
• Aves • Roedores	• Actos de vandalismo • Choque vehicular sobre postes	• Error de operación • Instalación/Construcción deficiente • Falsa operación en los sistemas de protección • Envejecimiento

Fuente: PáginaWeb www.iidia.com.ar/rgm/articulos/R-ITBA-29-sistemaselectricos.pdf

2.4.2. CLASIFICACIÓN DE LAS FALLAS

- **POR EL TIEMPO DE DURACIÓN**

- **Fallas Transitoria**

Aquella que se auto extingue o se extingue con la actuación de la protección sucedida de una reconexión con suceso, no habiendo así la necesidad de reparos inmediatos en el sistema, estas fallas son las más frecuentes.

- **Fallas Permanentes**
Aquellas que provoca interrupciones prolongadas y exige reparos inmediatos para la normalización del servicio.
- **POR LA FORMA**
 - **Fallas Serie**
Es aquella ruptura física de uno o dos conductores de una línea de transmisión debido a un accidente o tormenta.
Aunque no producen corrientes elevadas, provocan la circulación de corrientes de secuencia (en especial negativa) que son peligrosas para los equipos por el fuerte calentamiento que pueden originar.

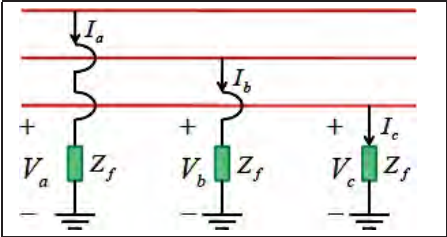
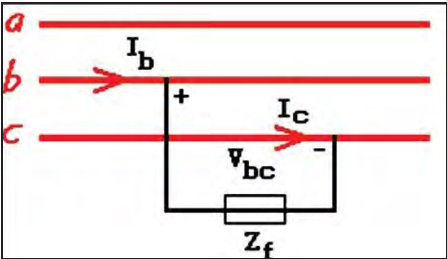
FIGURA 2.3 Ilustración de una Falla Serie en Sistemas de Distribución

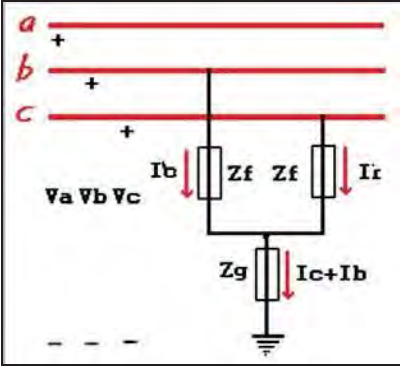
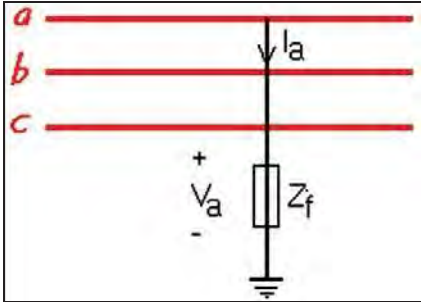


Fuente: Página Web www.eluniversal.com

- Fallas Shunt o Paralelo

TABLA 2.3 Tipos de Corto Circuitos

a) Cortocircuito trifásico simétrico 	Cortocircuito trifásico simétrico Los cortocircuitos trifásicos, son los únicos cortocircuitos que se comportan como sistemas equilibrados, ya que todas las fases están afectadas por igual. Las tensiones en el punto de cortocircuito, tanto si el cortocircuito se cierra a través de tierra como si está aislado de ella, son nulas, presentando las intensidades igual módulo, pero con argumentos desfasados 120°. Es uno de los cortocircuitos más violentos y de obligado cálculo. Al ser un sistema equilibrado, para su cálculo sólo será necesario utilizar la red de secuencia directa.
b) Cortocircuito entre fases, sin contacto a tierra 	Cortocircuito entre fases, sin contacto a tierra Generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que las del fallo trifásico, aunque si el cortocircuito se produce en las inmediaciones de máquinas síncronas o asíncronas de cierta potencia, las corrientes de esta falta pueden llegar a presentar valores incluso mayores que las del cortocircuito trifásico. Al presentarse en dos de las tres fases del sistema, este cortocircuito ya no es equilibrado, obligando su cálculo a la utilización tanto de la red de secuencia directa como a la red de secuencia inversa.

c) Cortocircuito entre fases, con contacto a tierra 	Cortocircuito entre fases, con contacto a tierra Dispone de las mismas características que el cortocircuito bifásico sin contacto a tierra, pero en este caso, con pérdida de energía hacia tierra. Es necesario considerar para este fallo, además de las redes de secuencia directa e inversa, la red de secuencia homopolar debido a la pérdida de energía.
d) Cortocircuito monofásico a tierra 	Cortocircuito monofásico a tierra Este es el cortocircuito más frecuente y violento, produciéndose con mayor frecuencia en redes rígidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor. Su cálculo es importante, tanto por lo elevado de sus corrientes como por su conexión a tierra, lo que permite calcular las fugas a tierra, las tensiones de contacto o de paso, o valorar las interferencias que estas corrientes puedan provocar.

Fuente: Página Web <http://web.ing.puc.cl/power/alumnoelectricista%2000>

Del total de fallas a tierra que se presentan en un sistema de distribución podemos decir que el 60% son fallas transitorias y el 30% fallas permanentes (5% caída de línea).

Podemos decir que en un sistema de distribución las estadísticas de fallas shunt es la que se muestra a continuación:

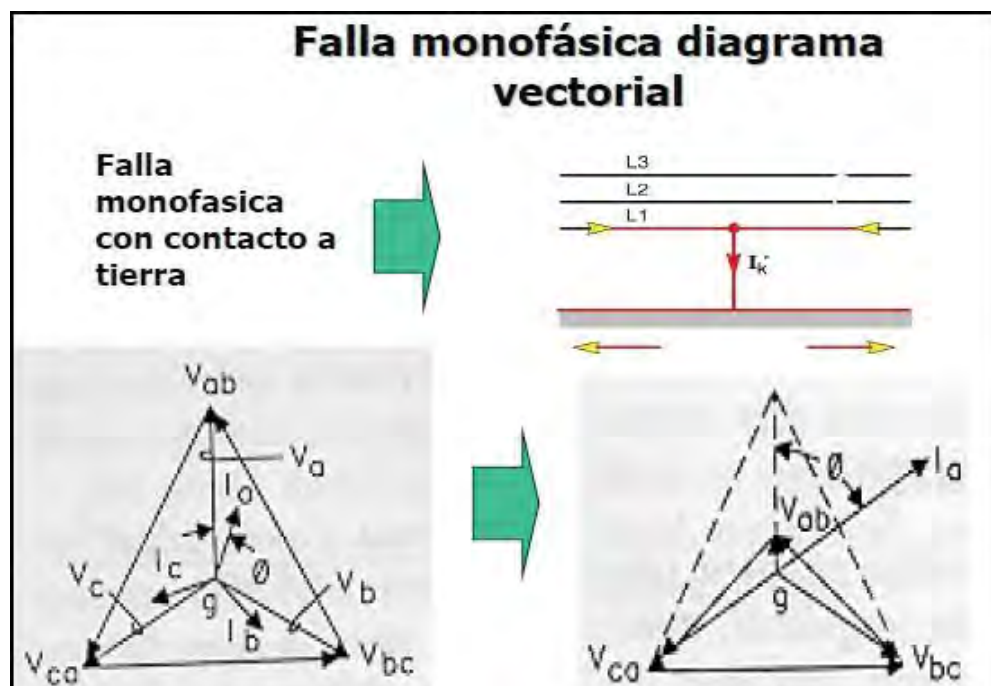
- Fallas monofásicas	70%
- Fallas bifásicas a tierra	20%
- Fallas bifásicas	7%
- Fallas Trifásicas	3%

Las fallas más frecuentes que se presentan en un sistema de distribución son:

- Fallas monofásicas

La falla monofásica de línea a tierra, son las que se presentan con más frecuencia o son el tipo más común de falla, que es originada por las descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con las estructuras puestas a tierra.

FIGURA 2.4 Ilustración de un Diagrama Vectorial de la falla monofásica



Fuente: Página Web www.sg.cier.org./Revista.nsf/DiagnosticodeFallas.pdf

2.4.3. INCIDENCIAS DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN SOBRE LOS 3800 MSNM

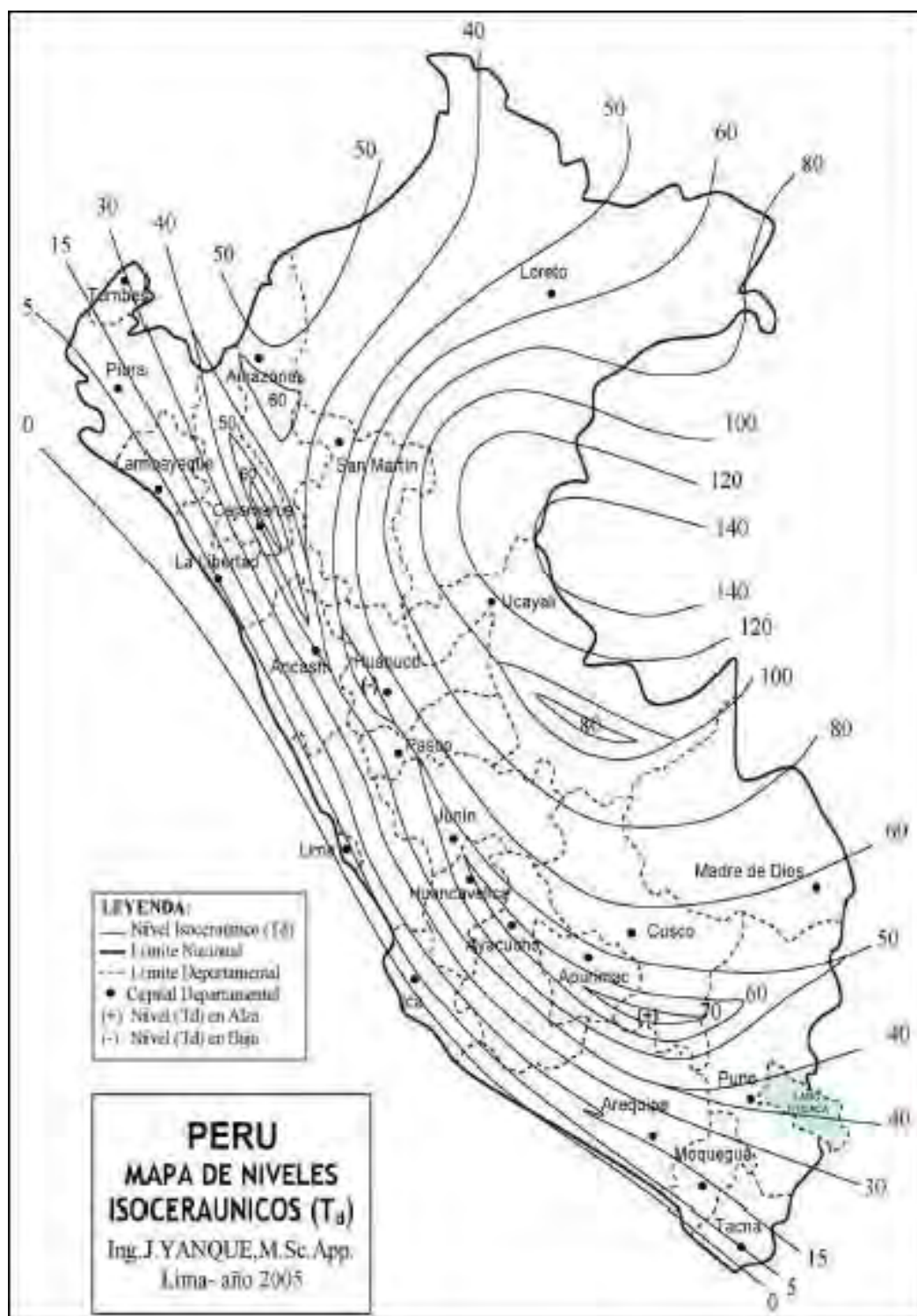
Los voltajes inducidos por descargas atmosféricas pueden ser una de las principales causas de sobretensión y posterior salida de los sistemas eléctricos. Estos voltajes afectan los sistemas de transmisión y distribución incrementando los problemas de perturbaciones en los sistemas de potencia.

Los sistemas aéreos de transmisión y distribución se encuentran expuestos a diversos fenómenos naturales entre ellos por supuesto se encuentran las descargas atmosféricas. Este fenómeno es totalmente aleatorio, sin embargo, existen ciertos datos los cuales nos suministran información de que tan propensa a descargas atmosféricas es una zona determinada, dichos datos, vienen dados gracias al nivel ceraúnico que caracteriza a una zona específica. El nivel ceraúnico de una zona no es más que el promedio del número de días con descargas atmosféricas por año en una localidad determinada. La forma de representar estos niveles es, a través de líneas las cuales son indispensables de los llamados Mapas Isoceraúnicos, quienes nos muestran de manera gráfica los distintos Niveles Ceraúnicos existentes, en una zona o país determinado.

El mapa de Niveles Isoceraúnicos del Perú, incluye datos satélites, información continental, registros dispersos compatibilizados con la geografía y orografía territorial; destacan las siguientes zonas ecológicas de habidad natural:

- Sierra de baja altitud hacia el litoral o pie de monte: Hasta 2000 m (20)
- Sierra de Media altitud : 2000 – 3500 m (40)
- Sierra de Gran altitud : 3500 m – más (50)
- Microclimas de Alta Cota e Interandinos : (de 40 – 70)
- Zona Yunga, Valles Altos : 1000 m – 2000 m (60)
- Selva Baja o Plana : hasta 800 m (120)
- Selva Alta o Accidentada : 800 – 1500 m (80)
- Costa Norte Ecuatorial : hasta 1000 m (15)
- Costa Centro – Sur : hasta 1000 m (0)

FIGURA 2.5 Mapa de Niveles Isoceraúnicos



Fuente: Revista Incidencia de las descargas atmosféricas en líneas aéreas de media tensión sobre los 3800 m.s.n.m Autor: Ing. Justo Yanque pag 5

Los tipos de Impacto que pueden presentar una Descarga Atmosférica se clasifican según el sitio donde inciden:

- IMPACTO A TIERRA

Las descargas que pudieran caer en las cercanías de las líneas sin que sean atraídos ni por el conductor de guarda ni por los conductores de fase, es decir, caer directamente en la tierra.

Aun cuando la descarga logre impactar en la tierra puede ocasionar sobretensión en la línea.

- IMPACTO A CONDUCTOR DE GUARDA Y/O ESTRUCTURAS (POSTES O TORRES)

Cuando la descarga impacta al conductor de guarda o a las estructuras, se dice que los conductores de fase están perfectamente apantallados. Sin embargo, no es extraño que ocurran fallas debido a las descargas retroactivas que pudieran superar al CFO (Critical Flashover) de los aisladores y en algún momento ocasionar una falla de la línea a tierra y por consecuencia una interrupción del servicio eléctrico.

- IMPACTO A CONDUCTOR DE FASE

Se da el caso en el que el conductor se encuentra desprotegido, es decir no se encuentra bajo el apantallamiento del conductor de guarda. En estos casos la descarga puede impactar directamente sobre el conductor y existe casi un 100% de probabilidad de que ocasione la salida de la línea en cuestión.

2.5. MARCO NORMATIVO UTILIZADO

En el presente estudio se utilizan las normas y procedimientos siguientes:

2.5.1. CALIDAD DE SUMINISTRO CONFORME A LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS (NTCSE)

La actual Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) publicada mediante DS-020-97-EM en octubre de 1997 y las últimas modificaciones contempladas, incluyendo el DS-040-2001-EM de julio del 2001, establece dos índices de interrupciones:

- Número Ponderado de interrupciones por usuario por semestre (N)
- Duración Ponderada de interrupciones por usuario por semestre (D)

La Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos NTCSE (1997), no propicio una mejora en los índices de interrupciones, esta situación generó reclamos de los usuarios además de existir dudas sobre la veracidad de lo reportado por la empresa.

Ante esta situación OSINERGMIN en el ejercicio de la función normativa, dentro del artículo 25° de su Reglamento General, Decreto Supremo N° 054-2004-PCM, se aprobó el “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos” con la Resolución 074-2004-OS/CD el 13 de abril del 2004, para la entrega de información adicional a lo reportado por la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos por parte de las empresas concesionarias de distribución.

El objetivo del procedimiento es en primera instancia establecer la entrega de información oportuna y veraz por parte de las empresas concesionarias de distribución, referidos a interrupciones (No se incluye a la Baja Tensión). En segunda instancia es el de establecer las tolerancias a la performance de la operación de las redes de media tensión mediante la evaluación de los índices SAIFI y SAIDI. En el (2008) establece tolerancias al SAIFI y SAIDI para las redes de media tensión a fin de mejorar sustancialmente los índices de interrupciones.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega, y las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del suministrados u otras instalaciones que lo alimentan y

que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

Para efectos de la NTCSE, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la autoridad.

2.5.2. PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Aprobado con Resolución OSINERG N° 074- 2004-OS/CD del 13 de abril del 2004. Establece el procedimiento para la entrega de información adicional a lo reportado por aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos por parte de las empresas concesionarias de distribución, referidos a interrupciones por fallas, maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución, que afecten al suministro del servicio público de electricidad.

2.5.2.1. COMUNICACIÓN DE INTERRUPCIONES IMPORTANTES

Se define como interrupciones importantes a aquellas interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del Sistema Eléctrico; en este último caso, sólo se considerarán interrupciones importantes a aquellas que afecten más de 5000 usuarios.

Toda interrupción importante debe ser reportada a OSINERGMIN dentro de las siguientes 12 horas de ocurrido el hecho mediante los medios electrónicos de transferencia que la Gerencia de Fiscalización Eléctrica defina. Este reporte deberá contener como mínimo la siguiente información:

- Zona o área geográfica donde los usuarios del servicio público de electricidad han sido afectados.
- Sistema Eléctrico de acuerdo a la codificación GART (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria)

- Fecha y hora de Inicio de la interrupción (el formato a usar será dd/mm/aaaa 00:00).
- Fecha y hora de término de la interrupción (el formato a usar será dd/mm/aaaa 00:00).
- Motivo de la interrupción (programado, rechazo de carga o falla).
- Señalar posible causa que ocasionó la interrupción (descarga atmosférica, hurto de instalación, etc.).
- Número de usuarios afectados (estimado).
- Demanda afectada (kW) (valor estimado de la demanda interrumpida al momento de ocurrido el hecho).
- Instalación causante de la interrupción (Generación, transmisión o distribución).
- Código de la instalación causante de la interrupción.
- Pertenencia de las instalaciones causantes (propias o ajenas).

En el caso que el vencimiento del plazo mencionado coincida con días no laborables, el reporte deberá ser emitido dentro del día hábil siguiente al evento.

2.5.2.2. CAUSAS DE INTERRUPCIONES

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería clasifica las causas de las interrupciones mediante la siguiente tabla

TABLA 2.4 Tabla de Códigos – Causas de Interrupciones

Responsable Interrupción	Naturaleza Interrupción	Código OSINERGMIN	Descripción
P	PM	1	Por Mantenimiento
P	PE	2	Por Expansión o reforzamiento de redes
P	NF	3	Ajuste inadecuado de la protección
P	NF	4	Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto/Tensión inadecuada)
P	NF	5	Falla equipo (Transformador, interruptor, seccionador de potencia, etc.)
P	NF	6	Falla empalme de red
P	NF	7	Falla terminal cable
P	NF	8	Caída conductor de red

Continuación de la TABLA 2.4 Tabla de Códigos – Causas de Interrupciones

P	NF	9	Caída de estructura
P	NF	10	Contacto de red con árbol
P	NF	11	Contacto de red con edificación
P	NF	12	Contacto entre conductores
P	NO	13	Error de maniobra
P	NO	14	Corte de emergencia (No incluidos en PM y PE)
P	NF	15	Animales (felinos y roedores)
P	NF	16	Picado de cable por personal propio
P	NF	17	Otros, por falla en componente (s) del sistema de potencia
T	NT	18	Aves
T	NT	19	Cometas
T	NT	20	Impacto Vehicular
T	NT	21	Vandalismo
T	NT	22	Hurto de conductor o elemento eléctrico
T	NT	23	Caída de árbol
T	NT	24	Picado de cable
T	NT	25	Contacto accidental con línea
T	NO	26	Pedido de Autoridad
T	NT	27	Otros, causados por terceros
F	NC	28	Descarga atmosféricas
F	NC	29	Fuertes vientos
F	NC	30	Inundaciones
F	NC	31	Sismo
F	NC	32	Otros fenómenos naturales
O	PM	33	Por Mantenimiento
O	PE	34	Por Expansión o reforzamiento de redes
O	NT	35	Falla sistema interconectado
O	NR	36	Déficit degeneración
O	NT	37	Otros, causado por otra empresa externa
O	NT	38	Cuando la interrupción es provocada por otra empresa.
O	NF	39	Otros, falla humana

Fuente: Osinergmin

P = Propias

F = Fenómenos Naturales

T = Terceros

O = Otras Empresas

A continuación, se dará a conocer los conceptos de las Naturalezas de las Interrupciones con mayor frecuencia en el alimentador en estudio:

- PE – Cortes por Expansión o Reforzamiento

Son interrupciones programadas por la empresa concesionaria, este tipo de corte se produce cuando la concesionaria para el suministro de energía para poner en servicio nuevas instalaciones como ampliaciones o reforzar segmentos del alimentador.

- PM – Corte por Mantenimiento

Este tipo de corte también son interrupciones programadas por la concesionaria con la finalidad de realizar el mantenimiento en cualquier segmento, estructura, subestación o sistemas de protección del alimentador.

- NF- Corte por Falla en el Sistema

Este tipo de interrupciones se deben a fallas producidas en el alimentador causado por el contacto de vegetación y/o animales o por algún problema en el funcionamiento de un componente del sistema eléctrico, generalmente este tipo de fallas es homopolar por el contacto a tierra de una fase del sistema trifásico.

- NC – Corte por Falla a Causa de Fenómenos Naturales

Este tipo de interrupciones se deben a la presencia de fenómenos naturales como descargas atmosféricas, aumento en la velocidad de los vientos, descargas pluviales excesivas, deslizamientos de tierras y movimientos telúricos que pueden afectar las instalaciones del alimentador y sacando del servicio a este.

- NT – Corte por Acción de Terceros

Este tipo de interrupciones son causadas por la intervención de una persona ajena a la administración del alimentador que por cualquier motivo afecta el normal suministro de energía eléctrica de este alimentador, como por ejemplo la tala de un árbol que cae en los conductores del alimentador causando la falta en el suministro.

- NO – Corte por Falla en la Operación del Sistema

Este tipo de interrupciones son causadas por la mala maniobra de los elementos del sistema causando el corte en el suministro de energía eléctrica, generalmente son fallas del tipo homopolar.

2.5.3. ÍNDICES NORMADOS POR EL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (OSINERGMIN)

Los principales índices usados para todo el sistema se dividen en dos grandes grupos y se encuentran dentro de la siguiente clasificación:

- a. Índices por frecuencia
- b. Índices por duración

2.5.3.1. ÍNDICE DE FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES PROMEDIO DEL SISTEMA (SAIFI) [INTERRUPCIONES/AÑO]

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, o Índice de Frecuencia de Interrupciones Promedio del Sistema

Este índice determina la frecuencia de interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año viéndose afectados o no por dichas interrupciones.

$$SAIFI = \frac{\text{Número de interrupciones a los usuarios}}{\text{Número Total de Usuarios}} \left[\frac{\text{int.}}{\text{año}} \right]$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

De donde:

- u_i : Número de usuarios afectados en cada interrupción "i".
- N : Número Total de usuarios del sistema eléctrico

2.5.3.2. ÍNDICE DE DURACIÓN DE INTERRUPCIONES PROMEDIO DEL SISTEMA (SAIDI) [HORAS/AÑO]

SAIDI: System Average Interruption Duration Index, o Índice de Duración de Interrupciones Promedio del Sistema.

Indica la duración de las interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año siendo o no afectados.

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones}}{\text{Número Total de Usuarios}} \left[\frac{\text{hrs.}}{\text{año}} \right]$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times u_i}{N} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

De donde:

- t_i : Duración de cada interrupción "i" (medido en horas).
- N : Es el número de interrupciones en el período.

2.5.4. ANEXO 13 DE ESCALAS Y MULTAS Y SANCIONES DE LA FERENCIA DE FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA – DESEMPEÑO ESPERADO

Desempeño esperado atribuible a instalaciones pertenecientes a la actividad de distribución en Media Tensión en términos de indicadores SAIDI y SAIFI anual, definidos de acuerdo con el "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos", por sector típico.

TABLA 2.5 Tabla de SAIFI –SAIDI según sus sectores típicos

Sectores Típicos	Año 2008		Año 2009		Año 2010		Año 2011	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
1	3	7.5	3	7.5	3	7	3	6.5
2	11	20	9	16	7	13	5	9
3	13	24	11	20	9	16	7	12
4	16	32	15	29	13	27	12	24
5	20	50	19	47	17	43	16	40
ESPECIAL	12	27	12	27	12	27	12	27

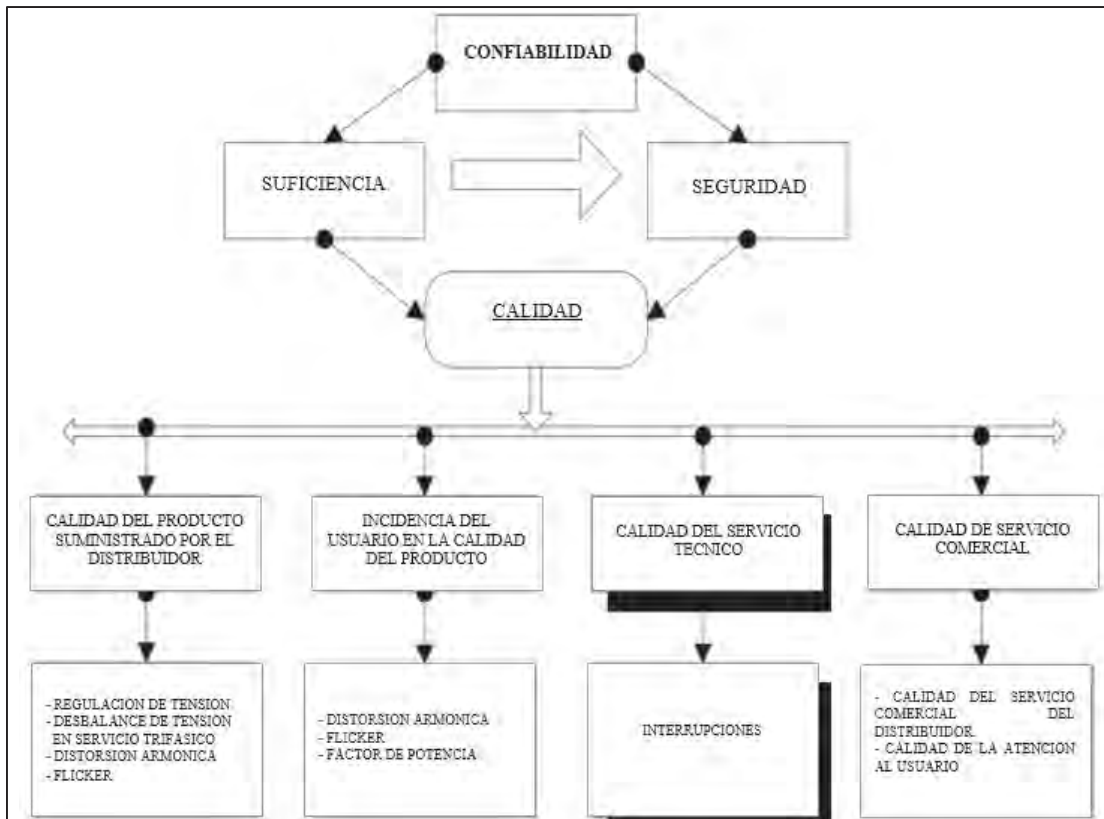
Fuente: Osinergmin

2.6. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN GENERAL EN UNA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN

La distribución de energía eléctrica involucra actividades multidisciplinarias integradas que incluyen ingeniería, gestión, comercialización y administración que, a modo general, refleje confiabilidad en el área, para tener como único objetivo la satisfacción total al usuario final. La confiabilidad sistema de distribución de red radial, se puede considerar como el término; que, a modo general, refleje robustez, seguridad, en general, tanto en la que se refiera la respuesta frente a contingencias, la continuidad del suministro.

La confiabilidad como lo demuestra la figura 2.6, para efectos de análisis en la distribución de energía en su modo general está dividida en dos aspectos fundamentales: Suficiencia y seguridad.

FIGURA 2.6 Mapa Conceptual de la Calidad del Servicio



Fuente: Página Web www.icim.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

La adecuación o suficiencia del sistema está relacionada a condiciones estáticas del mismo, esto es, a la existencia de instalaciones suficientes para abastecer la demanda de los consumidores, tanto en la generación como en la distribución de energía, respetando las restricciones de operación del sistema y sin considerar perturbaciones.

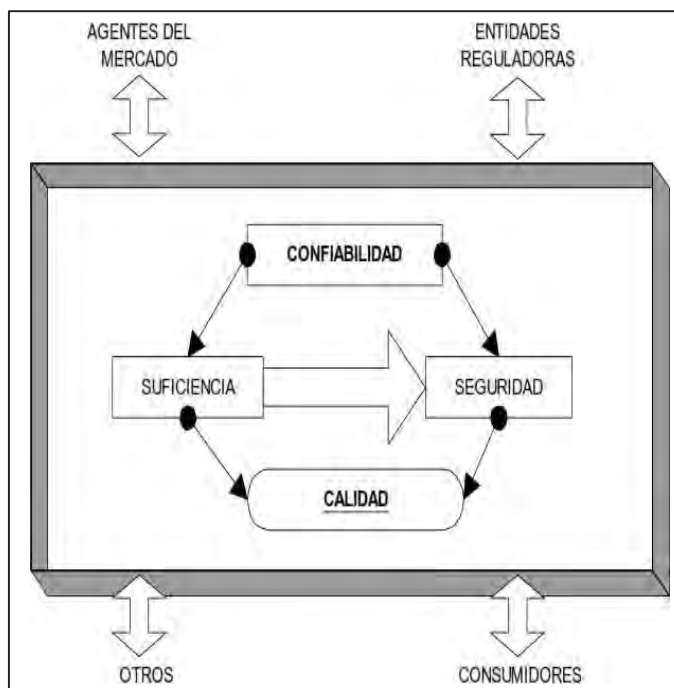
Por lo anterior, la adecuación es una “medida de comportamiento”, por otra parte, la robustez o seguridad del sistema se refiere a la capacidad de este para responder frente a eventuales perturbaciones registradas en el mismo, en unidades de generación y líneas de distribución, es decir, atendiendo a condiciones dinámicas del sistema.

2.6.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES EN CUANTO A CONFIABILIDAD

Algunos términos como la seguridad, calidad y suficiencia vendrían denotando características generales del sistema en cuanto a confiabilidad, estos se basan por índices o parámetros específicos que se mencionaran más adelante.

Desde este punto de vista se podría decir lo siguiente respecto de ellos, en forma generalizada en la siguiente figura 2.7.

FIGURA 2.7 Diagrama de Confiabilidad en base a la Suficiencia y Seguridad



Fuente: Página Web www.iciem.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

2.6.1.1. SEGURIDAD

La seguridad del sistema es definida generalmente, como la habilidad o respuesta del sistema ante una determinada contingencia, como un cortocircuito o la pérdida de elementos del sistema. Claramente, la seguridad del sistema vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema, lo que determina el grado de robustez del mismo. Esto hace de la seguridad un factor más bien dinámico, dado la respuesta instantánea que ha de tener el sistema y los pequeños periodos de tiempo en consideración.

La seguridad existente en el sistema, depende, directamente, de las acciones de control y en particular de los procedimientos adoptados en la operación. Como se puede apreciar en la Figura 2.8 la seguridad queda determinada principalmente por los procedimientos y acciones de control adoptados en la operación, donde se incluyen los servicios complementarios necesarios para la operación, y los criterios utilizados en la etapa de diseño o expansión del sistema

Por ello, el análisis existente en la red, debiera abarcar, tanto consideraciones de corto plazo como de largo plazo.

FIGURA 2.8 Esquema de un Sistema de Seguridad



Fuente: Página Web www.icicm.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

2.6.1.2. SUFICIENCIA

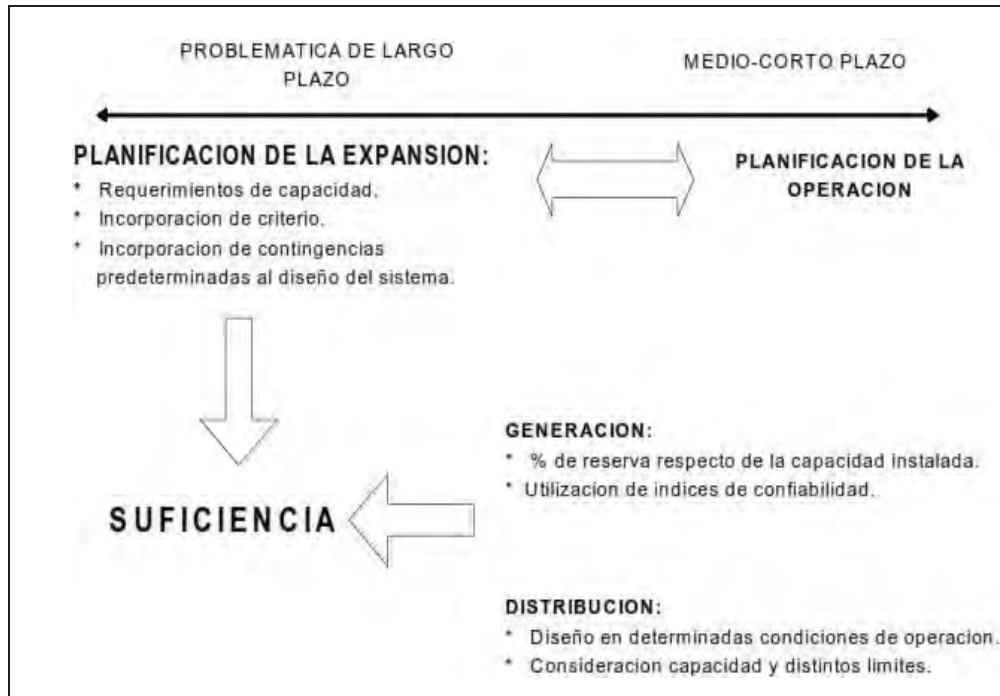
De acuerdo a la literatura y a entidades reguladoras, por suficiencia se entiende la habilidad que posee el sistema para proveer la demanda agregada y los requerimientos de energía a los consumidores en todo instante, en consideración de salidas, tanto programadas como imprevistas razonablemente esperadas.

A raíz de esto, la suficiencia, generalmente, es considerada como un objeto asociado a la planificación del sistema y guarda relación, específicamente con los márgenes de reserva y capacidad en los distintos elementos del sistema y a su adecuado diseño.

A diferencia de la generación, la distribución suele ser el segmento donde se enfocan la mayor parte de los requerimientos, en cuanto a suficiencia, tomando como criterio la satisfacción de los usuarios, estos deben ser diseñados, planificados y construidos, de tal forma que operen en forma confiable dentro de sus límites tanto térmicos, de estabilidad, como de voltaje, para así cumplir con sus objetivos, los que en forma

compacta podrían sintetizarse en lo siguiente: entregar energía eléctrica a los centro de consumo y proveer flexibilidad para afrontar distintas situaciones de operación.

FIGURA 2.9 Esquema de un Sistema de Suficiencia



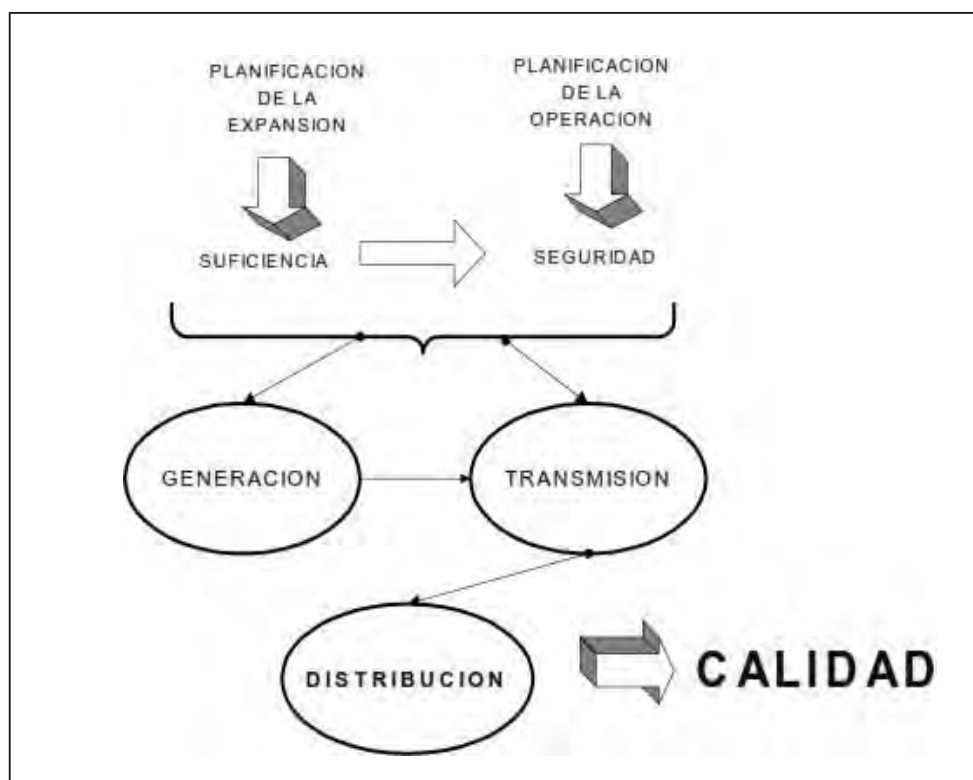
Fuente: Página Web www.icicm.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

2.6.1.3. CALIDAD

Generalmente se asocia con el segmento de distribución, utilizando y estableciendo para ello índices para distintas características, de las interrupciones y sesgando en definitiva la utilización del término.

Por diversos motivos, los componentes de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas, o salidas de servicio, lo que en algunos casos puede significar la desconexión de uno o más consumidores del sistema eléctrico, mostrando así la mala calidad de sistema de distribución.

FIGURA 2.10 Esquema de un Sistema de Suficiencia



Fuente: Página Web www.icicm.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

2.7. MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD.

Todos los estudios de confiabilidad requieren modelos probabilísticos de los componentes que conforman el sistema. Estos modelos se construyen en base a los datos de los eventos de falla que son los números de fallas en un determinado intervalo de tiempo, tiempo de ocurrencia de cada falla y tiempo de reparación.

Los métodos de confiabilidad definen cuantitativamente los niveles aceptables de fallas y dentro de los métodos de confiabilidad tenemos:

- Método Probabilístico.
 - Método de Monte Carlo.

- Método Determinístico.
 - Método de Markov.
 - Método de frecuencia y duración.
 - Método de cortes mínimos.

- Modo de fallas y análisis de efectos.

2.7.1. MÉTODO PROBABILÍSTICO.

Este método consiste en simular en forma estocástica diferentes casos de operación, partiendo de las distribuciones de probabilidad de cada una de los componentes del sistema, donde el más utilizado es el método probabilístico de Monte Carlo.

Es aquel método que reconoce la naturaleza aleatoria de las cargas y las salidas como por ejemplo: equipos de generación / transmisión; entre el método más conocido es el de Monte Carlo.

2.7.1.1. MÉTODO DE MONTE CARLO

El método de Monte Carlo consiste en la simulación de un número considerable de situaciones, generadas en forma aleatoria, donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los valores de los momentos de las distribuciones de probabilidad.

Reconoce la naturaleza aleatoria de la carga y de la salida de generadores y líneas en el sistema.

- Método de Monte Carlo secuencial
Simula cronológicamente cada hora del año y el estado actual depende de los estados anteriores
- Método de Monte Carlo no secuencial
Simula aleatoriamente todas las horas del año y el estado actual no depende del anterior.

Se utiliza para sistemas en que las fallas dominantes son las de generación. La ventaja principal de este método es la facilidad que ofrece de poder tener en cuenta cualquier variable aleatoria y cualquier contingencia y la posibilidad de adoptar políticas de operación similares a las reales.

Sin embargo, por ser un método estocástico hay preferencia por los métodos de análisis, dado que es mucho más fácil su manejo.

2.7.2. MÉTODO DETERMINÍSTICO

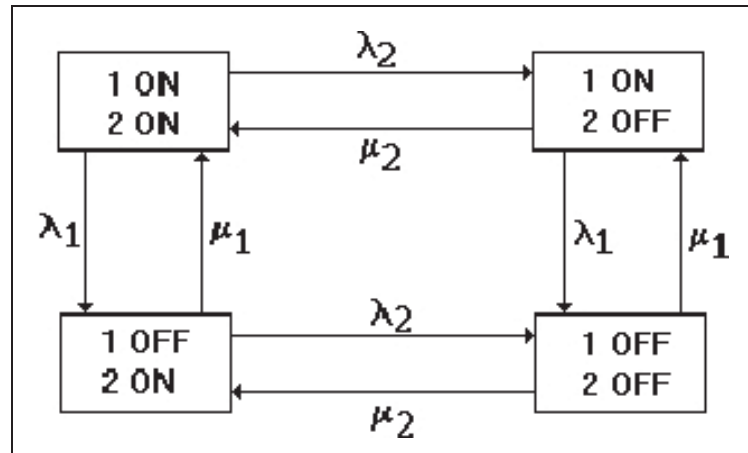
Este método está basado en la examinación de un número de situaciones restrictivas escogidas de acuerdo al planificador y a la experiencia del operador, tomando en consideración la incertidumbre de las cargas y a la disponibilidad de los componentes del sistema.

2.7.2.1. MÉTODO DE MARKOV

La metodología de evaluación de confiabilidad por el método de Markov se adecua cuando el sistema es continuo en el tiempo, es decir si en una red eléctrica, sea transmisión o de distribución, llega a fallar un elemento y luego esta pueda ser restablecida, ya reemplazando o reparando, dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión. De esta manera se restablece la condición de operación normal del sistema, o parte de la red afectada, así el sistema tiende a una operación normal del sistema y por ende el sistema es continuo en el tiempo.

A manera de ejemplo, considérese un sistema compuesto por dos elementos (dos alimentadores o dos líneas de transmisión). Suponiendo que cada uno de los componentes puede estar operando o en falla (dos estados posibles), se presenta en la figura 2.11 el denominado "espacio de estados", donde las transiciones de un estado a otro se logran cambiando el estado de un elemento a la vez. El espacio de estados es general, independiente de la forma de conexión de los elementos que componen el sistema en estudio.

FIGURA 2.11 Diagrama del espacio de estados de un sistema de dos elementos



Fuente: Página Web www.icicm.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

Dónde:

λ_i = Tasa de falla del componente i [fallas/unidad de tiempo].

μ_i = Tasa de reparación [1/horas].

Previo a efectuar cualquier análisis, debe formularse un criterio de éxito para el sistema. Para tal efecto, es necesario definir las condiciones de trabajo de los elementos y sus características generales. Si como criterio de éxito se considera solamente la continuidad de servicio y, suponiendo líneas con capacidad suficiente como para soportar toda la carga (condición denominada redundancia completa de elementos), entonces los estados que implican una falla del sistema dependerán de la forma de conexión de éstos.

Si las líneas se conectan en paralelo, el estado "falla del sistema" se alcanza cuando los dos elementos están fallados, mientras que, si la conexión es serie, el estado "falla del sistema" se alcanza con la falla de cualquiera de los dos elementos en falla.

También es posible considerar situaciones más reales, como por ejemplo el caso de sobrecargas. Si las líneas se conectan en paralelo y no son capaces de soportar toda la carga, entonces habrá situaciones de conflicto cuando una de ellas salga fuera de servicio.

Si la existencia de tal estado significa desprender parte de la carga para evitar una falla mayor, entonces para los puntos afectados deberá considerárselos también en el conteo de estados de falla.

Es necesario notar que el método de Markov permite obtener, con una excelente precisión, la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles.

A pesar de esta buena característica, resulta un método poco atractivo, debido a que la cantidad de estados posibles en un sistema crece dramáticamente a medida que aumenta el número de elementos que lo componen. Si la modelación de componentes considera sólo dos estados para cada uno de ellos (falla y operación), el diagrama de espacio de estados contiene 2^n estados posibles. Es decir, un sistema modelado con 20 elementos tiene 1.048.576 estados, de manera que la dificultad de análisis es obvia. Por otro lado, modelos que tratan de reflejar con mayor fidelidad el comportamiento y operación real de los distintos elementos de un sistema eléctrico consideran más de dos estados, aumentando aún más la cantidad de estados posibles del sistema.

En los estudios de confiabilidad, resulta atractivo determinar los índices frecuencia y duración de interrupciones de servicio, en lugar de una probabilidad. Para ello, se desarrollaron los métodos de frecuencia - duración y los métodos de redes, con estudios de los tipos de fallas y análisis de sus efectos en el resto del sistema. Son métodos aproximados, ampliamente utilizados.

2.7.2.2. TÉCNICA DE FRECUENCIA Y DURACIÓN.

Como ya se mencionó, la idea central de la evaluación de confiabilidad en una red eléctrica es disponer de información cuantitativa, que de alguna manera refleje el comportamiento y calidad de servicio que entrega.

Para un consumidor que desee conectarse a un nodo de la red de una empresa eléctrica, lo más probable, es que requiera conocer la cantidad de veces que quedará sin suministro de energía eléctrica y cuánto pueden durar estas fallas de servicio. Esta técnica busca encontrar relaciones entre la cantidad de veces que puede quedar sin energía y cuánto tiempo pueden durar estas fallas.

La figura 2.12 representa el proceso operación-falla-reparación-operación de un elemento; claramente, la frecuencia de este ciclo es $f = 1/T$.

Luego, aplicando una definición simple de probabilidad como se indica en la ecuación 2.4, se tiene que la probabilidad de que un elemento esté en operación está dada por la relación:

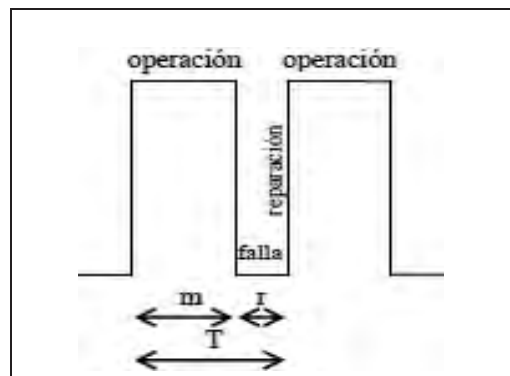
$$P_{(op)} = \frac{m}{(m + r)} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Donde:

$m = 1/\lambda =$ tiempo promedio de operación

$r = 1/\mu =$ tiempo promedio de reparación

FIGURA 2.12 Representación del ciclo de operación-falla-reparación-operación de un componente



Fuente: Página Web www.iciem.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

Como $T = m + r$, se tiene:

$$P_{(op)} = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda T} = \frac{f}{\lambda} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Donde:

$T =$ Período de tiempo en que sucede todo el proceso de operación y falla hasta el momento en que vuelve a operar el elemento.

De aquí se obtiene obviamente que:

$$f = P_{(op)} * \lambda \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Es decir, la frecuencia de encuentro en un estado determinado está dada por la probabilidad de encontrarse en el estado, por la tasa de partida desde dicho estado.

2.7.2.3. MODO DE FALLAS Y ANÁLISIS DE EFECTOS.

Una técnica también empleada consiste en la determinación de los modos comunes de falla y análisis de efectos, en donde se pretende reflejar con mayor realismo el comportamiento de un sistema eléctrico. Su implementación va acompañada de la determinación de conjunto de cortes mínimos. Esta técnica es particularmente adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección. Como ya se ha establecido, el modelo del sistema para evaluación de confiabilidad considera los conjuntos de cortes mínimos conectados en cascada y solo se consideran contingencias simples y dobles, dado que es altamente improbable que ocurran en forma simultánea fallas en tres o más elementos a la vez.

No obstante, un determinado tipo de falla puede inducir a la desconexión de otros elementos, produciendo la caída de servicio de un punto de carga. Este es el tipo de situaciones que se pretende reflejar al estudiar los efectos de las distintas formas de falla de los componentes de una red eléctrica.

También es posible considerar sobrecargas y violación de límites de voltaje, al simular contingencias que no forman conjuntos de corte, es decir, la salida de una línea o alimentador parcialmente redundante, que no necesariamente produce la desconexión de alguna porción del sistema, pero que podría sobrecargar algún otro elemento. De esta manera, aparte de los estados determinados por los conjuntos de cortes, se agregan como falla aquellos que producen sobrecargas, si dicha condición permanece algún tiempo superior a los ajustes de los dispositivos de protección.

2.8. SELECCIÓN DEL MÉTODO A USAR PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.

El método más usado en el análisis de la confiabilidad de redes de distribución el que se aplicara para este sistema eléctrico es el de cortes mínimos; en este método se hace una representación esquemática del sistema de tal forma se puede simular su comportamiento, extraer datos en este caso frecuencia, duración, causa y otros factores de dichas interrupciones eléctricas.

Este método es muy utilizado en procesos de evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas. Se dice que un corte es mínimo cuando la desconexión de un grupo de ramales eléctricos no puede producir un corte completo del sistema, de tal forma se emplea como criterio la continuidad de servicio (conexidad), este método es generalmente usado en sistemas de distribución del tipo radial por su fácil manejo

Esta técnica es empleada para realizar estudios a cualquier tipo de sistemas, desde sistemas electrónicos hasta sistemas mecánicos.

De acuerdo al método seleccionado se podrá calcular los índices globales DEC y FEC.

2.8.1. MODELAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ÍNDICES DEC Y FEC

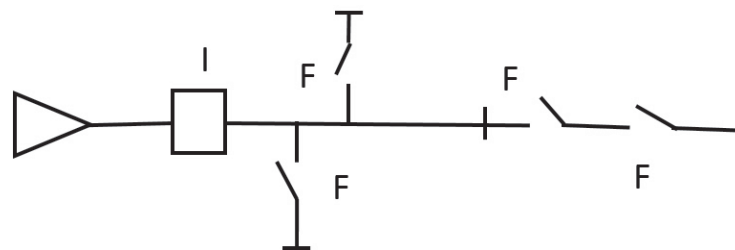
Para realizar la evaluación de los parámetros de confiabilidad para el sistema y también para los consumidores, se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra. Esto, dado que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red. Esto significa que hay una correlación perfecta entre tramo (de alimentador) y consumidor.

Los tramos de alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra. Se incluirán en este modelo: interruptores, fusibles y reconectores. La decisión de presentar distintos elementos de protección se justifica dada la forma de operación diferente de cada uno de estos elementos. Por una parte, los fusibles operarán solamente ante una falla activa, mientras que los interruptores además pueden ser comandados a voluntad, e incluso ser

telecomandados, al igual que los reconectores, excepto que éstos no operan ante la presencia de fallas. La existencia de algún grado de automatismo en la red se debe reflejar en los tiempos de maniobra de los dispositivos considerados.

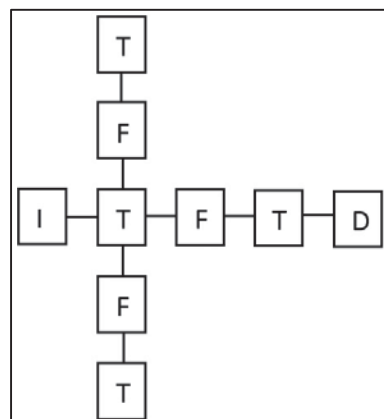
Cada elemento presente en el modelo de red estará caracterizado a través de sus propios parámetros tasa de falla y tiempo de reparación. En caso de suponer elementos perfectos, 100% confiables, bastará asignarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero. En la figura siguiente, se muestra el esquema de una red de distribución y su modelo correspondiente.

FIGURA 2.13 Esquema de una red de distribución



Fuente: Página Web www.icicm.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

FIGURA 2.14 Modelo del Esquema



Fuente: Página Web www.icicm.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

Donde:

F: Fusible

I: Interruptor

T: Tramo del alimentador TI-01

NA: Normalmente Abierto

2.8.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS ELEMENTOS

Los tramos de alimentadores y los elementos de protección considerados, se caracterizan por los siguientes índices:

1. **Tasa de falla (λ):** Para un tramo o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que, en promedio, dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Incluye fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, falla de aislamiento, accidentes, etc. En ciertos casos, puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, basta asignar a tal elemento una tasa de falla igual a cero.

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la siguiente forma:

- A través del historial de fallas, para el tramo individual.
- Mediante una estimación, considerando el sistema completo.

$$\lambda = b * \ell \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \quad \text{Ecuación 2.7}$$

$$b = \frac{m}{L * T} \left(\frac{\text{fallas}}{\text{km} - \text{año}} \right) \quad \text{Ecuación 2.8}$$

Donde:

b: Número de fallas, por kilómetro por año.

ℓ : Longitud de la línea de interés.

m: Cantidad de fallas totales observadas.

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

T: Periodo de estudio, años.

Para elementos individuales, tales como transformadores, reconectadores, interruptores, etc., se plantea la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{m}{N * T} \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \quad \text{Ecuación 2.9}$$

Donde:

m: Cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento.

N: Cantidad de elementos expuestos a falla.

T: Periodo de observación, años.

Normalmente las empresas de distribución de energía eléctrica llevan una estadística de fallas, e incluso individualizan las causas que las originan, de manera que la utilización de las expresiones (de tasas de falla) es una buena aproximación, en caso de ausencia de información específica para los tramos de alimentador o elementos de protección.

2. **Tiempo de interrupción:** el tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, recambios, limpieza, etc.).
3. **Tiempo total de interrupción del servicio eléctrico:** es el periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo. Gráficamente, este ciclo puede representarse como:

FIGURA 2.15 Ciclo de Interrupción del servicio eléctrico



Fuente: Página Web www.iciem.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

El tiempo que tarda el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general, se tendrá, para una red de distribución cualquiera, la siguiente clasificación de tiempos:

- Tiempo para el conocimiento de la falla (T_c): 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.
- Tiempo de preparación (T_p): corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.
- Tiempo de localización (T_ℓ): 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 de maniobra para la transferencia (T_t): es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible.
- Tiempo de reparación (T_r): es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados.
- Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (T_v): es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

Sobre la cuantificación de cada uno de los tiempos mencionados, existe mayor dominio por parte de las empresas de distribución, puesto que ello constituye una práctica normal.

La Clasificación de los estados en función de la protección asociada, así como de sus alternativas de alimentación, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que

puede definirse de la siguiente manera, ante la existencia de una falla en otro tramo de alimentador:

- Normal (N): el estado del tramo de alimentador i se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en el elemento j .
- Restablecible (R): el estado del tramo de alimentador i se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes de reparar el elemento j fallado, aislando j mediante algún elemento de maniobra.
- Transferible (T): el tramo de alimentador i será transferible, cuando exista alguna maniobra para re-energizarlo, antes de reparar el bloque j en falla.
- Irrestablecible (I): son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobras
- Irrestablecible con espera (IE): el tramo j , en falla, se define como irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación debe realizarse alguna maniobra.

Para determinar la frecuencia y duración de fallas en los distintos tramos, así como otros índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento de la red ante las diversas contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes.

El método de evaluación propuesto se basa en una combinación de metodologías, aprovechando la condición de radialidad de la red eléctrica. El objetivo final es determinar los estados de cada uno de los elementos que componen el modelo de red, cuando cada uno de ellos presenta una falla.

Para un mejor ordenamiento, se propone construir una matriz, donde las columnas presentan la condición del elemento, ante falla del elemento indicado por la fila. El algoritmo puede sintetizarse de la siguiente manera:

- a) Describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra. Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros frecuencia y duración de fallas.

- b) Preparar una matriz de orden $n \times n$, donde n es el número de elementos del modelo.
- c) Tomando un elemento a la vez, simular una falla (elemento i).
- d) Para el resto de elementos (i), analizar los efectos de la protección asociada al elemento fallado (j).

Si la actuación de la protección no afecta al elemento i , éste se define como normal. Si el elemento i se ve afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un suiche normalmente abierto, entonces este elemento es transferible.

El elemento que sufre la falla ($i=j$), se define inmediatamente como irrestablecible, o bien como irrestablecible con tiempo de espera, si previo a su reparación se debe realizar alguna maniobra de transferencia.

El elemento i debe definirse como restablecible, si antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su separación de la red, es posible reponer el suministro de electricidad al resto del sistema.

- e) Calcular los índices frecuencia y duración de fallas para cada uno de los elementos del sistema.
- f) Calcular los índices asociados a clientes, al sistema en general, etc.

En la Evaluación de los Estados para sistemas de topología radial, como los que se analizarán, se utiliza las siguientes expresiones anteriormente ya explicadas:

$$\lambda_T = \sum \lambda_i \quad \text{Ecuación 2.10}$$

$$\mu_i = \lambda_i * r_i \quad \text{Ecuación 2.11}$$

$$\mu_T = \sum \mu_i \quad \text{Ecuación 2.12}$$

$$r_T = \frac{\sum \lambda_i * r_i}{\lambda_T} \quad \text{Ecuación 2.13}$$

Donde:

- λ_i : Tasa de falla del elemento i, [fallas/año].
- r_i : Tiempo de reparación del elemento i, [horas].
- μ_i : Indisponibilidad anual del elemento i, [horas/año].
- λ_T : Tasa de falla del sistema serie, [fallas/año].
- r_T : Tiempo de reparación total, [horas].
- μ_T : Indisponibilidad anual total del sistema serie, [horas/año].

Como puede apreciarse de la metodología descrita, cada elemento genera independientemente una cierta cantidad de fallas, pero la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de suministro de energía eléctrica es mayor, considerando los efectos de las fallas de otros elementos.

La cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado definido para cada elemento, según se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 2.6 Estado del Elemento según Interrupciones

Tipo Estado del Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	λ
Transferible	2λ
Irrestablecible	λ
Irrestablecible con espera	λ

Fuente: Página Web www.icicm.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

Obsérvese que cuando un elemento es transferible, aparece una tasa de falla doble. Esto se debe a que luego de efectuadas las reparaciones del elemento afectado por una falla, se debe volver a la configuración original del sistema, por lo tanto se interrumpe el servicio con una duración T_v^* .

Para el caso de elementos que representan tramos de alimentador, la tasa de falla debe calcularse como:

$$\lambda_T = \lambda_i * l_i \quad \text{Ecuación 2.14}$$

Donde:

- λ_i : Tasa de falla unitaria del tramo i, (fallas/año km)
- l_i : Longitud del tramo alimentador i, (km)
- λ_T : Tasa de falla del tramo, (fallas/año).

Entonces, la tasa de falla total para un elemento cualquiera, se obtiene sumando los aportes indicados de cada elemento del sistema, según el tipo indicado en la columna de la matriz de estados y la Tabla 2.7, es decir:

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad \text{Ecuación 2.15}$$

* T_v : Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación

Donde:

- λ_{Ei} : Tasa de falla total del elemento i, (fallas/año).
- λ_i^j : Cantidad de interrupciones en el elemento i, debido a falla en elemento j.
- n: Cantidad de elementos considerados en el modelo de la red.

Por su parte, el tiempo total de interrupción también depende de la definición de tipo, como se indica en la Tabla 2.7

El tiempo total de interrupción de un elemento, corresponde a la indisponibilidad de él en el periodo considerado. Para obtener el tiempo total de indisponibilidad anual, se debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportada por cada elemento, según se indica en la columna de la matriz de estados y la Tabla 2.7

TABLA 2.7 Estado del Elemento según el Tiempo de Interrupción

Tipo de Estado del Elemento	Tiempo de Interrupción (r)
Normal	0
Restablecible	$T_c + T_p + T_l$
Transferible	$T_c + T_p + T_l + T_t + T_v$
Irrestablecible	$T_c + T_p + T_l + T_r$
Irrestablecible con espera	$T_c + T_p + T_l + T_t + T_r$

Fuente: Página Web www.icicm.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

$$T_i^j = \lambda_i^j * r_j \quad \text{Ecuación 2.16}$$

$$T_{Ei} = \sum_{j=1}^n T_i^j \quad \text{Ecuación 2.17}$$

Donde:

- λ_i^j : Cantidad de interrupciones del elemento i, debido a falla en el elemento j, (fallas/año).
- r_j : Tiempo de interrupción o de reparación del elemento j, (horas).
- T_i^j : Indisponibilidad anual del elemento i, debido a falla en el elemento j, (horas/año).
- T_{Ei} : Indisponibilidad anual total del elemento i, (horas/año).
- n: Cantidad de elementos del modelo.

Adicionalmente, se determinan índices orientados a medir la calidad de servicio que reciben los consumidores. Para ello, debe considerarse que los consumidores están conectados a algún tramo, de manera que, en forma individual, la frecuencia de interrupciones, así como la indisponibilidad del servicio de electricidad, corresponde a la del tramo a la cual están conectados.

Como índices generales para los consumidores, se determina la Frecuencia Equivalente por Consumidor (FEC) y la Duración Equivalente por Consumidor (DEC):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad \text{Ecuación 2.18}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad \text{Ecuación 2.19}$$

Donde:

- C_j: Cantidad de consumidores conectados al tramo j.
- nt: Cantidad de tramos de alimentador.
- T_i: Indisponibilidad anual del elemento i, debido a falla en elemento j, (horas/año).
- T_{Ei}: Indisponibilidad anual total del elemento i, (horas/año).
- n: Cantidad de elementos del modelo.

2.9. SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las protecciones son una parte esencial de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). En los sistemas de distribución las protecciones tienen como función principal evitar la destrucción de todos los equipos o dispositivos conectados entre sí, durante la ocurrencia de fallas que podrían iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada. El sistema de protecciones debe aislar únicamente la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible al resto del alimentador.

La protección de sistemas eléctricos es considerada como un arte y una ciencia, bien fundamentada por principios científicos y de ingeniería que son seguidos cuando se calculan las corrientes de falla, se determinan las características nominales requeridas de los equipos y luego se determina si los sistemas de protección se coordinan adecuadamente. Se consideran además otras técnicas que no están muy bien definidas como las reglas para especificar las zonas de protección, ubicación de los equipos de protección y tipos de equipos de protección de acuerdo a su ubicación. Otras consideraciones que son características de cada sistema de potencia tales como la localización y naturaleza de las cargas y las condiciones ambientales del circuito a proteger deben ser tenidas en cuenta en el diseño de sistemas de protección.

El objetivo de los sistemas de protección es remover del servicio lo más rápido posible cualquier equipo del sistema de potencia que comienza a operar en una forma anormal. El propósito, es también, limitar el daño causado a los equipos de potencia, y sacar de servicio el equipo en falta lo más rápido posible para mantener la integridad y estabilidad del sistema de potencia.

2.9.1. CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

Para que un sistema de protección pueda realizar sus funciones en forma satisfactoria debe cumplir con las siguientes características:

1. **Confiabilidad:** El equipo debe operar en el momento que se le requiera o necesite. Es otro de los requisitos que debe poseer el sistema de protección

mediante el cual se determina la seguridad de que cada dispositivo opera en todas las ocasiones en que sea necesario de manera de no afectar la selectividad del conjunto.

2. Rapidez: Es la propiedad de desconectar un sistema fallado tan rápido como sea posible con un daño mínimo del equipamiento y de las condiciones de estabilidad del sistema eléctrico.
3. Selectividad: Es la capacidad de la protección para reconocer una falla y operar el mínimo número de interruptores para aislar la misma. Un sistema de protección bien diseñado debe dar un máximo de continuidad en el servicio con el mínimo número de desconexiones.
4. Simplicidad. - Se relaciona con la utilización de la mínima cantidad de equipamientos y conexiones en la estructura de las protecciones, lo que necesariamente implicará más fácil mantenimiento y confiabilidad
5. Economía. - Debe asegurarse máxima protección del sistema al más bajo costo posible.
6. Sensibilidad. - Que la protección responda a la mínima falla de la zona que protege.

2.9.2. MISIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

- Aislar las fallas permanentes.
- Minimizar el número de salidas y de fallas permanentes.
- Minimizar el tiempo de localización de las fallas.
- Prevenir daños a los equipos.
- Minimizar la probabilidad de rotura de conductores.
- Minimizar la probabilidad de falla disruptiva.
- Minimizar los riesgos.

2.9.3. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

2.9.3.1. FUSIBLES

Estas protecciones son frecuentemente utilizadas en la protección contra cortocircuitos de líneas, así como también en transformadores de distribución. La selección de la capacidad y tipo del elemento fusible se hace en base a la carga que protege, la magnitud de la corriente de corto circuito que va a despejar y el tiempo de operación.

Es el método de protección más antigua y más usada debido a su menor costo de instalación, se basa en el incremento de la temperatura que sufre el elemento fusible, al pasar la sobrecorriente. El tiempo de fusión es inverso a la sobrecorriente, al mismo tiempo son uno de los dispositivos más confiables dado que pueden brindar protección en un tiempo muy prolongado (por arriba de 20 años).

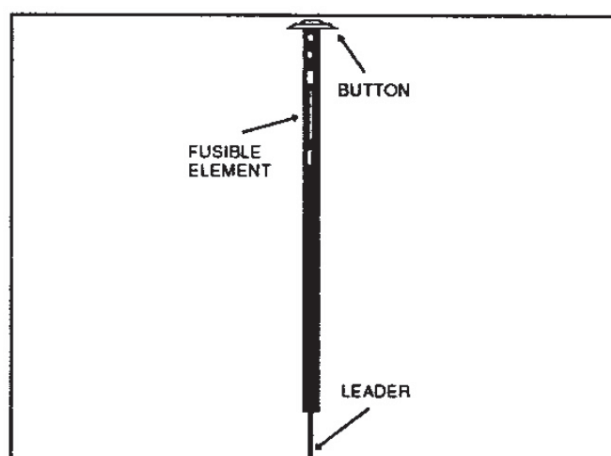
Un fusible seleccionado en forma adecuada debe abrir el circuito por destrucción del elemento fusible, eliminando el arco establecido durante la destrucción y luego mantener las condiciones del circuito abierto con tensión nominal aplicada en sus terminales, es decir que no haya arco a lo largo del elemento fusible. A pesar de que el fusible es simple en apariencia su función es compleja. Para que actúa en forma adecuada debe:

- Censar las condiciones tratando de proteger
- Interrumpir la corriente rápidamente
- Coordinar con otros dispositivos de protección

Un elemento fusible (denominado también "link") para redes de distribución sirve como "vínculo débil" en dispositivos de protección de tipo de expulsión, de los cuales el más común y utilizado es el "cut out". Esto es, el link es el componente reemplazado luego de ejercida la protección deseada. Este consiste en tres partes básicas:

- Botón
- Elemento fusible
- Guía

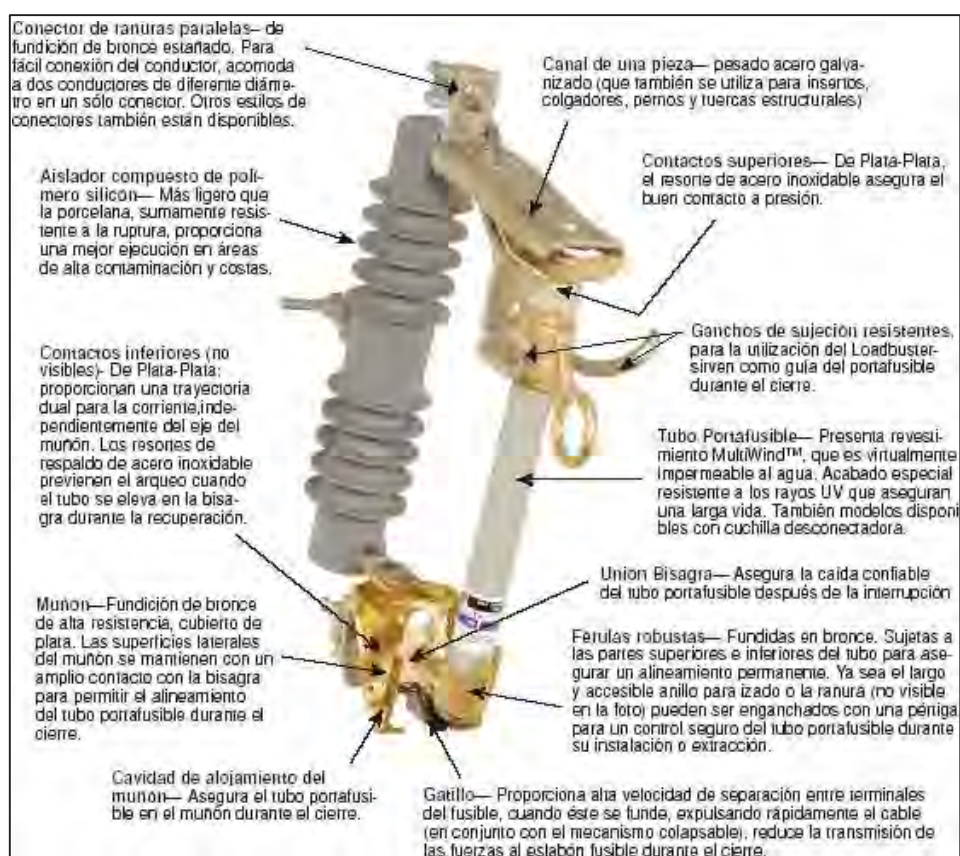
FIGURA 2.16 Partes de un Fusible



Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_fusible.asp

De forma más detallada se puede apreciar en la siguiente figura

FIGURA 2.17 Partes de un Fusible Detallado



Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_fusible.asp

posición de abierto y puede ser localizado con facilidad por el personal de operaciones. La cañuela portafusible también puede conmutarse en forma manual con un bastón de maniobra (pértiga). También puede adicionársele a los cortacircuitos accesorios de ruptura de carga de modo que se puede operar como un interruptor de ruptura de carga.

- **VENTAJAS Y DESVENTAJAS**

TABLA 2.8 Ventajas y Desventajas del Seccionador Tipo Fusible

Ventajas	Desventajas
• Es un método de protección simple • Relativamente económico. • Limita y extingue las corrientes de cortocircuito en $\frac{1}{4}$ de ciclo, reduciendo así las solicitaciones térmicas y dinámicas en la instalación. • Su funcionamiento es independiente.	• Poca precisión. • Envejecimiento • Tiempos de operación demasiados prolongados para las sobrecargas. • No es conveniente para sobrecorrientes débiles. • No deben ser reparados (pierden sus características).

Fuente: Elaboración Propia

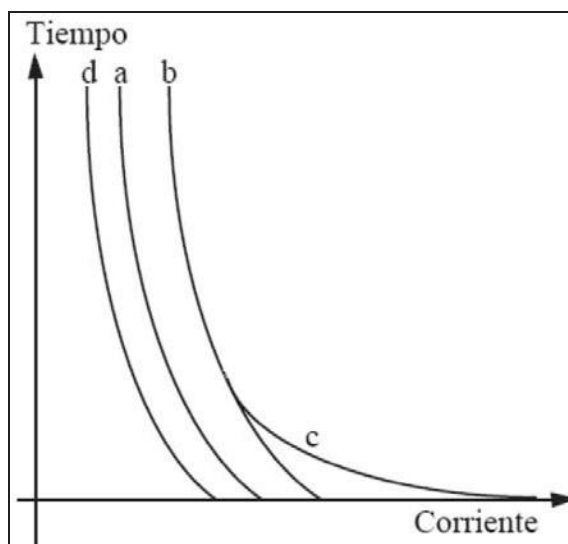
Para la selección de Fusibles se tomarán en cuenta los siguientes parámetros:

- El fusible se selecciona entre 1.2 a 1.5 veces la corriente nominal del transformador.
- Debe soportar una corriente Inrush de 8 a 12 veces la corriente nominal en un tiempo de 0.1seg.

Existen tiempos característicos de operación de un fusible:

- a) Curva de tiempo mínimo de fusión: Relaciona la corriente con el tiempo mínimo al cual el fusible se funde.
- b) Curva de tiempo máximo de fusión: Se obtiene adicionando un margen de tolerancia (en corriente) a la curva a.
- c) Curva de tiempo total para la extinción del arco: Se obtiene adicionando a la curva b, el de corta duración: Relaciona la corriente y el tiempo máximo permisible para que el fusible no quede debilitado en caso de sobrecargas de corta duración. Se obtiene estableciendo un margen debajo de la curva a.

FIGURA 2.19 Curvas características de operación de fusibles



Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_fusible.asp

- **Tipos de fusibles para sistemas de distribución**

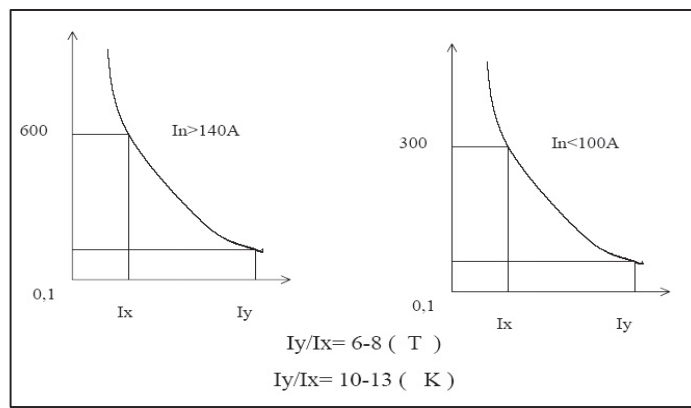
Los fusibles de expulsión según su velocidad se clasifican de la siguiente manera:

- Fusibles tipo K: Desconectan al sistema de fallas en menor tiempo y coordinan mejor con los relés.
- Los fusibles lentos (T): soportan corrientes transitorias mayores (Corrientes de arranque, carga fría, etc.) y coordinan mejor con otros fusibles de la misma clase y de clase diferente).

- **Relación de rapidez.**

Los dos tipos de fusibles más comúnmente aplicados en sistemas de distribución son clasificados como fusible rápido (K) y lento (T); y sus características son definidos por el estándar ANSI C37.43. Para los fusibles T se definió una ratio de velocidad de 6 a 8, y para los fusibles K una ratio de velocidad de 10 a 13. El ratio de velocidad es la razón de la corriente mínima de fusión a 0.1s a la corriente mínima de fusión a 300s o 600s (140A y 200A), dependiendo de la corriente rating del fusible.

FIGURA 2.20 Curvas de la Relación de Rapidez

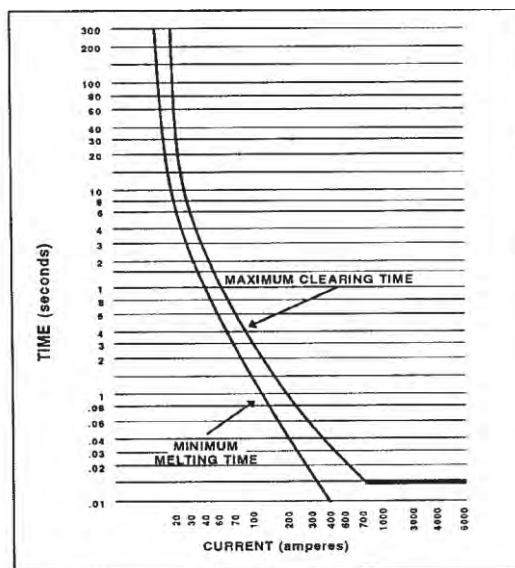


Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_fusible.asp

- **Capacidad de los fusibles para sistemas de distribución.**

- Según NEMA los fusibles pueden llevar una carga continua de 150% de su valor Nominal
- Las temperaturas extremas y las precargas afectan las curvas T-I que son necesarias tener presente.

FIGURA 2.21 Curva Corriente (Amperios) VS Tiempo (Segundos)



Fuente: Página Web www.icicm.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

2.9.3.2. RECONECTADOR (RECLOSER)

El reconectador es un dispositivo de apertura y cierre automático que tiene la capacidad de conducir corrientes normales de plena carga, y cuenta con la capacidad de interrumpir corrientes de falla, extinguiendo el arco provocado por la corriente en cámaras aisladas en SF₆ (hexafluoruro de azufre), tiene incorporada la capacidad para detectar valores de corriente que superan el valor de ajuste provocando la apertura automática de sus contactos.

Este dispositivo realiza una serie de conexiones y reconexiones (apertura y cierre de línea) del fluido eléctrico a la red de distribución para eliminar fallas temporales que desaparecen al eliminarse la alimentación de la fuente tal es el caso de las descargas atmosféricas, el programa de recierre automático es ajustable a las exigencias del medio; su monitoreo y operación es telemandada, es decir se controla a distancia.

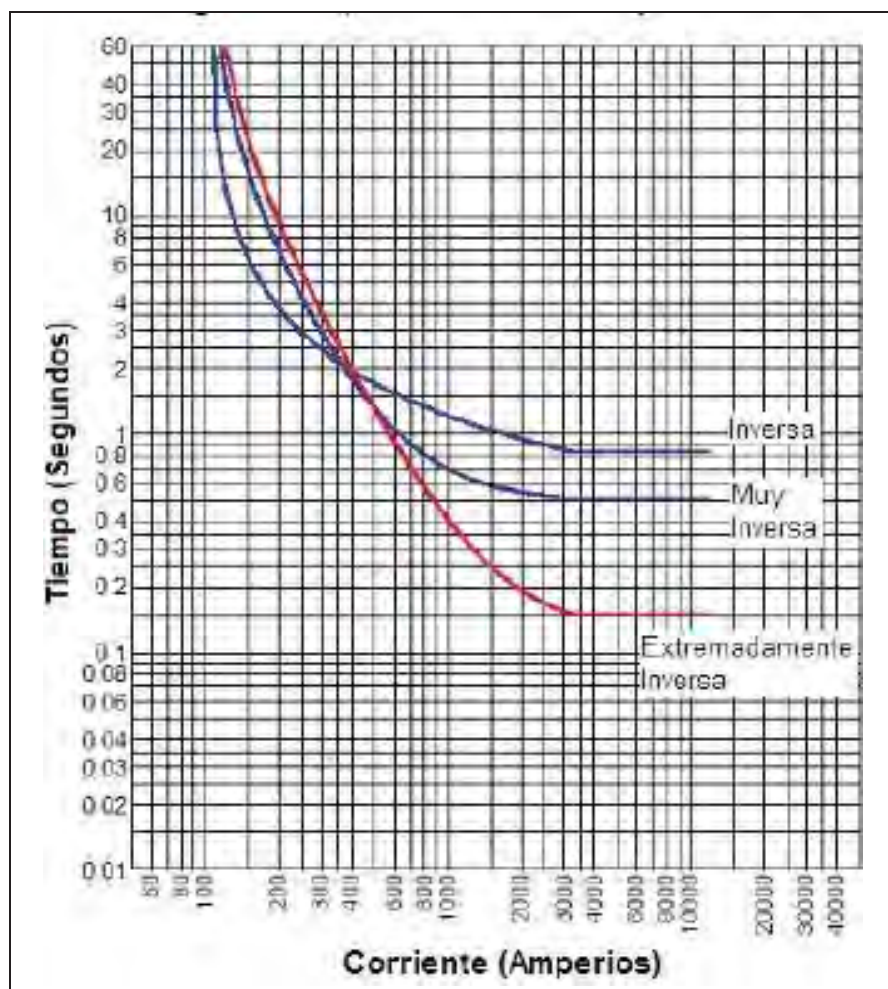
En una línea aérea de distribución. En tensiones medias, se ha comprobado estadísticamente que sólo un 10 % de las fallas tiene carácter de permanente (un aislador roto), en tanto que el porcentaje restante tiene carácter transitorio, desapareciendo más o menos rápidamente (una rama que toca una línea y luego cae).

Con el fin de reducir los costos de operación se desarrollaron los reconectores automáticos, los cuales son protecciones, que una vez operados por sobrecorrientes permiten volver a cerrar el circuito y abrirlo nuevamente si el origen de la sobrecorriente subsiste, pudiendo repetir este ciclo hasta cuatro veces.

Esta forma de operar permite que en caso de desaparecer la falla que originó la acción del reconector antes de cumplirse la cantidad de ciclos para la que fue regulado, el reconector permanecerá cerrado y su contador de operaciones volverá a cero, permitiendo al sistema volver a funcionar en condiciones normales, sin la presencia de un operador; en caso de exceder el número de ciclos, el reconector abrirá y sólo será posible reponerlo en servicio en forma manual, en tal caso se asumirá que se está en presencia de una falla permanente.

Entre las características de capacidad con que un reconector cuenta esta la de determinar el tiempo que debe tardar en abrir, este tiempo es función del valor en Amperios que alcanza la corriente de falla y la curva tiempo-corriente que esté tenga programada, también realiza la cantidad de recierres que han sido programados ante una apertura definitiva.

FIGURA 2.22 Tipos de curva tiempo-corriente



Fuente: Página Web www.icim.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

• **Clasificación - Selección – Operación**

TABLA 2.9 Clasificación, Selección y Operación de los Reconectores

Clasificación	Selección	Operación
▪ Monofásicos. ▪ Trifásicos. ▪ Hidráulicos. ▪ Electrónicos ▪ Microprocesadores.	▪ Tensión ▪ Máxima Icc. ▪ Mínima Icc dentro de la zona que protege el reconector. ▪ Máxima corriente de carga. ▪ Coordinación con otros aparatos. ▪ Operación monofásica o trifásica.	Disparos ▪ 2 rápidos- 2 lentos. ▪ 1 rápido – 3 lentos. ▪ 3 rápidos – 1 lento ▪ 0 rápidos – 4 lentos.

Fuente: Página Web www.icicm.com/files/CursoConfiabilidad.ppt

• **Factores a considerar para la aplicación del reconector.**

Se consideran seis factores importantes a tomar en cuenta para seleccionar un reconector en un alimentador en 22.9 kV, como se define a continuación:

- a) Tensión del sistema: La tensión de fase a fase no debe ser superior a la tensión que puede soportar el dispositivo.
- b) Corriente máxima de falla: La capacidad de interrupción del reconector debe ser igual o mayor que la corriente de falla máxima que puede suceder en la localización del reconector; preferiblemente en la zona que va a proteger.
- c) Corriente máxima de carga (corriente de sobrecarga): La capacidad nominal de corriente del dispositivo debe ser igual o mayor que la corriente de carga máxima a través del reconector.

- d) Corriente mínima de falla: La corriente mínima de corte seleccionada debe de permitir que el aparato responda a la corriente de falla mínima que puede suceder en la zona donde se encuentra el reconectador.
- e) Sensor de falla a tierra: Como la mayoría de las fallas de sistemas conectados en estrella se encuentran relacionadas con sobrecorrientes en el neutro o en tierra, se debe de coordinar dentro del dispositivo los tiempos de secuencia entre la parte trifásica y la del neutro, donde los de este último deben de ser mayores para asegurar que el sistema solo desconectará las fallas en el neutro sin afectar el servicio de las otras tres fases del alimentador.
- f) Coordinación con otros elementos: Debe de existir coordinación con los demás dispositivos de protección a ambos lados del reconectador. Esto se logra con el manejo del tiempo dual que posee el aparato para censar corrientes de falla.

- **Ubicaciones del reconectador en el sistema**

La selección y ubicación de un reconectador es una decisión importante por el hecho de que representa un alto costo de inversión y porque disminuye considerablemente los tiempos de interrupciones cuando se ubica en una porción de circuito que lo justifique. Para su ubicación hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

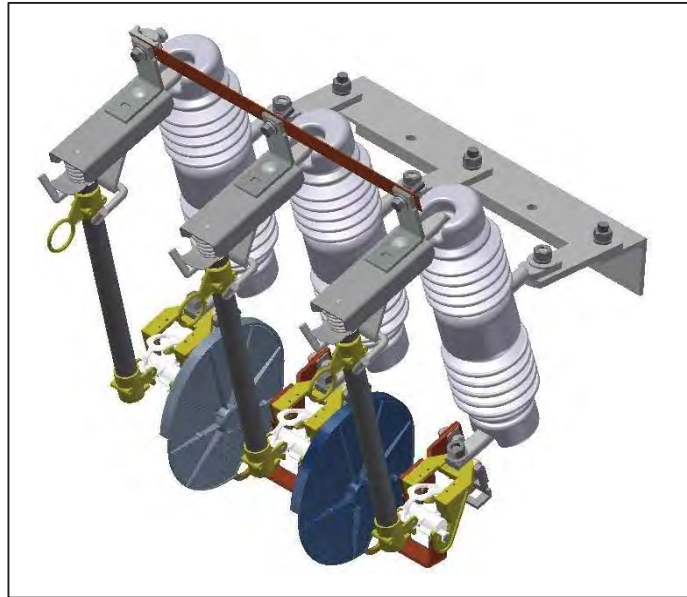
- a) Índice de fallas de las porciones de circuito o ramales y la naturaleza de dichas fallas. Si existe algún circuito en que la naturaleza de las fallas es permanente, no es lógico ubicarles un reconectador, igualmente sucede si el índice de fallas es bajo.
- b) Importancia del circuito o porción del mismo, atendiendo a los consumidores, debe observarse en caso de tener un consumidor de extrema importancia no ubicar el reconectador de forma que la alimentación pase a través del mismo para evitarse recierres innecesarios.

La tensión nominal y la capacidad de cortocircuito del reconectador deben ser igual o mayor que los valores existentes en el punto de instalación. Los mismos criterios deben aplicarse en cuanto a la capacidad de corriente de los reconectores respecto a la corriente de carga máxima a ser transportada por el circuito. Es necesario también

asegurar que la corriente de falla al final de la línea protegida sea lo suficientemente alta para provocar la operación del reconector.

2.9.3.3. SECCIONADOR DE REPETICIÓN DE 3 ETAPAS

FIGURA 2.23 Seccionador de Repetición



Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_fusible.asp

Los Seccionadores de Repetición de 3 Etapas, ofrecen protección por sobrecorriente y cortocircuito para los sistemas primarios de distribución haciendo más confiable la operación ante fallas de tipo transitorias que son las más comunes en los sistemas de distribución desde 15kV hasta 36kV.

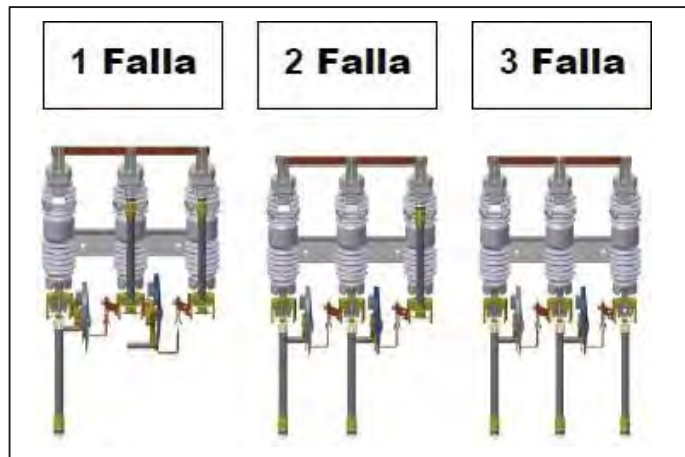
El seccionador fusible consiste de tres bases de cortacircuitos equipadas con sus respectivos portafusibles ensambladas sobre una misma estructura, integradas mecánica y eléctricamente.

Los tres equipos agrupados son conectados a una de las fases del sistema de distribución con el fin de mantener en servicio los circuitos de distribución a los cuales están conectados, cuando se presenten fallas de tipo transitorio.

- **Funcionamiento**

Inicialmente el circuito está alimentado por el cortocircuito de la izquierda y ante la primera falla de la línea el cortocircuito actúa, durante el ciclo de apertura la caída del portafusibles acciona el mecanismo de cierre electromecánico poniendo en funcionamiento el segundo cortocircuito. De la misma manera en caso de darse una segunda falla, se transferirá el contacto al tercer cortocircuito. La tercera falla producirá la apertura definitiva de la línea.

FIGURA 2.24 Funcionamiento del seccionador de repetición de 3 etapas



Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_reconectador3tiempos.asp

- **Características Técnicas**

TABLA 2.10 Características Técnicas del Seccionador De Repetición De 3 Etapas

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
Voltaje Max. De Diseño (kV)	Corriente Nominal (A)	Capacidad de Interrupción de la Base		BIL (kV)
		Simétrica (kA)	Asimétrica (kA)	
15	100	1.4	2	110
27	100	1.4	2	125
38	100	1.4	2	150

Fuente: Página Web www.unicrom.com/tut_reconectador3tiempos.asp

- **APLICACIONES Y VENTAJAS**

TABLA 2.11 Aplicaciones y ventajas del Seccionador de Repetición de 03 Etapas

Aplicaciones	Ventajas
• Lugares de difícil acceso. • Zona con alta densidad de descargas atmosféricas. • Zonas con alta cantidad de vegetación.	• Mejora los índices de confiabilidad. • Limita el número de usuarios afectados. • Reduce los costos de mantenimiento correctivo. • Selectividad de las fallas.

Fuente: Elaboración Propia

2.9.3.4. RELÉS DE PROTECCIÓN

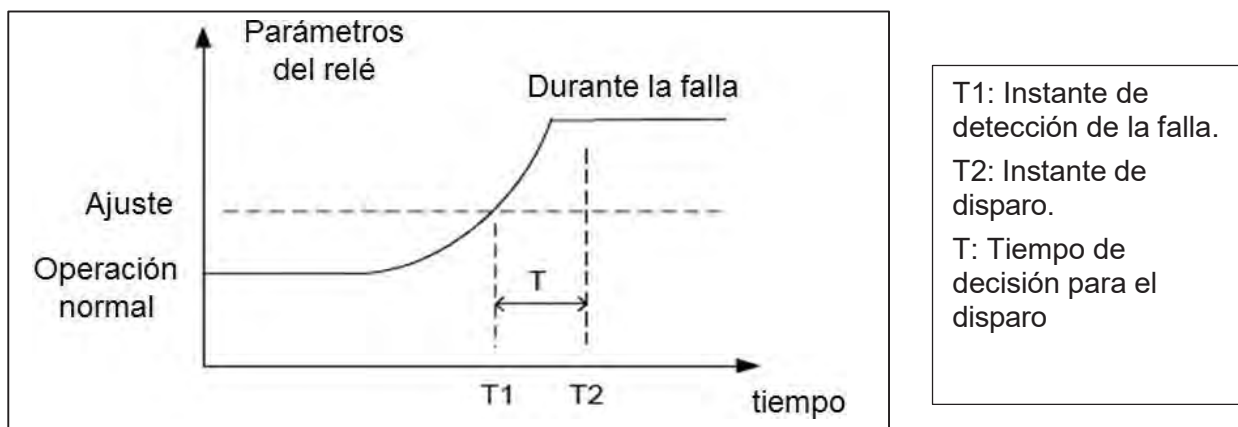
Los relés de protección, son equipos que comparan permanentemente los valores de las magnitudes eléctricas de un circuito eléctrico (intensidad, tensión, frecuencia, etc.) con unos valores predeterminados (valores límite a partir de los cuáles se entiende que salen de los considerados como aceptables en nuestras instalaciones).

Tienen como objetivo primordial desempeñar la misión de cerebro del sistema de protección, ya que el relé procesa la información que recibe desde los transformadores de medida y, después de procesarla, trasmite el resultado, a través de sus contactos, a los circuitos de disparo (apertura o desenganche) de uno o varios interruptores.

Los relés de protección también son llamados relevadores, que son la parte principal del sistema de protección, contienen la lógica que deben seguir los interruptores estos se comunican con el sistema de potencia por medio de los elementos de medida y ordenan operar a dispositivos como reconectadores, interruptores u otros.

Las funciones de protección requeridas en las instalaciones eléctricas de media tensión pueden ser realizadas por relés de protección, o equipos multifunción que simplifican muchísimo la concepción y posterior explotación de las instalaciones.

FIGURA 2.25 Operación básica de un relé

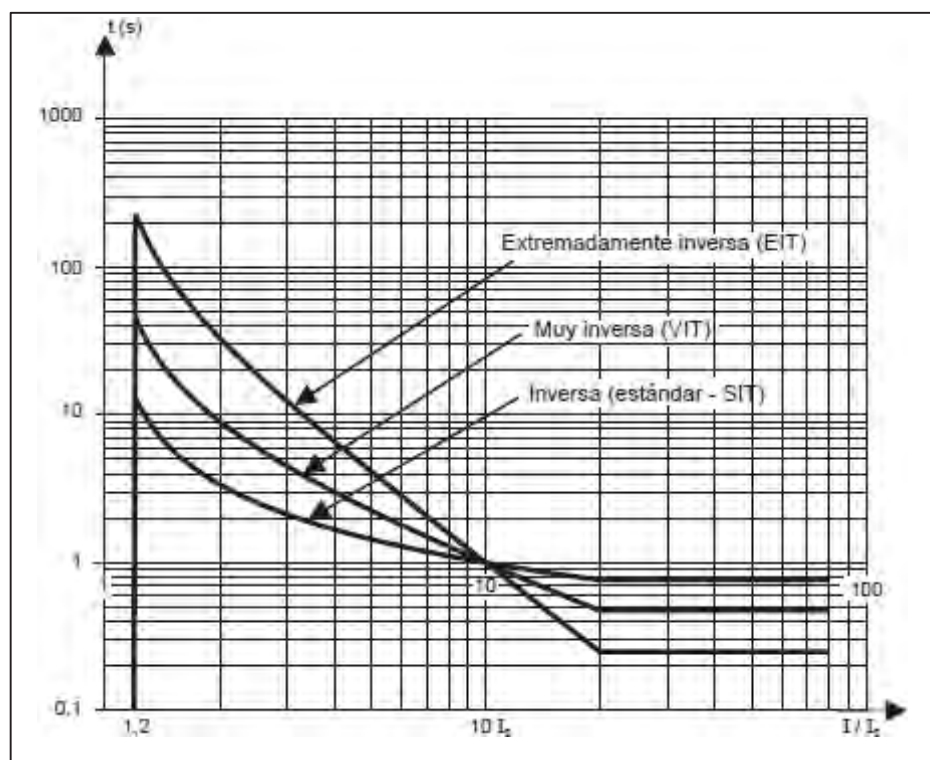


Fuente: Msc Ing. Donato Mamani Pari (UNSAAC) – Curso Protecciones Eléctricas

- Funciones de los relés de protección
 - Rápida remoción del servicio cuando algún elemento (línea, transformador) del sistema sufre un cortocircuito. Las protecciones del sistema trabajan en asocio con interruptores las cuales desconectan el equipo luego de recibir la orden del relé.
 - Reducir los efectos de los cortocircuitos, esto es más cierto cuando se trata de generadores y de motores
 - Dar la orden para desconectar un circuito de la red cuando se presenta una operación anormal (frecuencia, sobrevoltaje, sobrecorrientes).
 - Una función secundaria es indicar el sitio y el tipo de la falla, dichos datos no solo ayudan en la reparación oportuna, sino también por comparación con las observaciones humanas y con los registros automáticos, proporcionan medios para el análisis de la eficacia de la prevención de las fallas y las características de atenuación que incluye la protección por relevadores.
- Curvas características de operación de los relés

La relación entre las magnitudes que van hacer actuar al relé, se muestran en gráficos que denominaremos: Curvas características de operación. Cuando la actuación del relé es por una sola magnitud, su respuesta es puramente en función del tiempo, como se muestra en la siguiente figura:

FIGURA 2.26 Curvas características de los relés en magnitud y tiempo



Fuente: Libro de Protecciones Eléctricas – Samuel Ramírez castaño (I ed.) pág. 52

▪ Principio fundamental de los relés de protección

En los relés de protección, la filosofía principal es dividir el sistema eléctrico de distribución en zonas que puedan ser protegidas adecuadamente por equipos apropiados y cuyas zonas puedan ser desconectadas de la red en un periodo muy corto, lo cual causa la mínima anomalía en la parte del sistema que permanece en servicio.

Considerando solo relés de protección contra cortocircuitos, hay dos grupos de dichos equipos que son:

- Protección principal
- Protección de respaldo.

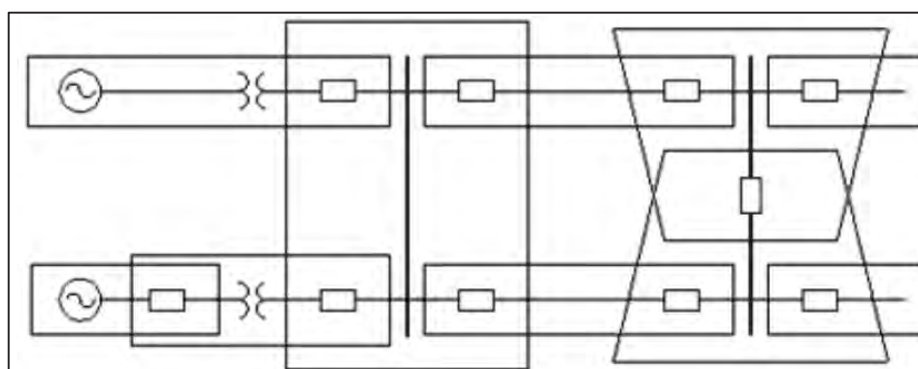
a) Protección principal

La filosofía general de la aplicación de los relés de protección consiste en dividir el sistema de potencia en zonas. Alrededor de los interruptores se crea una zona de superposición tal que al ocurrir una falla en esta, se disparan el mínimo de interruptores para desconectar el elemento defectuoso.

Un sistema de protección primaria debe operar cada vez que uno de sus elementos detecten una falla. Ella cubre una zona de protección conformada por uno o más elementos del sistema de potencia, tales como máquinas eléctricas, líneas y barras. Es posible que para un elemento del sistema de potencia se tengan varios dispositivos de protección primaria. Sin embargo, esto no implica que estos no operarán todos para la misma falla.

En la figura número 2.28, las zonas de protección principal están dispuestas de forma que haya un traslape alrededor de los interruptores. Esto se hace con el propósito de eliminar la posibilidad de que haya espacios muerto o áreas no protegidas. Una falla dentro de un área traslapada, provocara disparo de todos los interruptores de dos zonas principales. Este disparo extensivo de dos áreas es necesario ya que una falla dentro de una zona traslapada, es en defecto, una falla en el interruptor y no existe garantía de que el interruptor involucrado en la falla opere correctamente.

FIGURA 2.27 Esquema unifilar de un sistema con la división en zonas de las protecciones primarias



Fuente: Libro de Protecciones Eléctricas – Samuel Ramírez castaño (I ed.) pág.
55

b) Protección de respaldo

Las protecciones de respaldo se instalan para cubrir los posibles fallos de las protecciones principales y también por los posibles fallos del interruptor.

La protección de respaldo debe servir como apoyo, tanto para el relé propiamente dicho como para el interruptor por tanto debe ser instalada de forma que, cualquier elemento o dispositivo que produzca en un momento dado, una falla en la protección principal, no sea motivo también de una falla en la protección de respaldo. Es así que se recomienda duplicar los circuitos de disparo y control e incluso los transformadores de medida. Una condición básica es que la protección de respaldo no debe operar hasta que la principal haya cumplido su función de disparo.

La protección de respaldo solamente se emplea para la protección contra cortocircuitos. Existen tres formas básicas de protección de respaldo.

- Respaldo remoto: Es deseable que esta protección de respaldo esté dispuesta de tal forma de que la falla de la protección principal no origine la falla de la protección de respaldo en una estación diferente.
- Sistema de protección duplicado (respaldo local): Consiste en la duplicación de elementos más importantes de la cadena de protección, y cada uno de los ramales se dispone normalmente para operar a la misma velocidad, es decir, tanto rápido como sea posible.
- Supervisión de equipo existente: Consiste en la supervisión continua de la cadena de elementos de protección con el fin de evitar disparos indeseados del sistema de protección. Aparte de los chequeos operacionales de los relés con sus circuitos de disparo e interruptores, en la mayoría de los casos se supervisa el voltaje de la batería.

2.9.3.5. PARARRAYOS

Los pararrayos son dispositivos eléctricos constituidos por una serie de elementos resistivos no lineales que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operaciones imprevistas de interruptores o cortocircuitos y eventos de baja frecuencia.

Los pararrayos para que se consideren efectivos en la protección contra sobretensiones deben de tener tres características principales: Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda el valor de la tensión máxima de servicio, convertirse en conductor cuando el voltaje supera el valor de la tensión máxima de servicio de operación y la última característica es conducirá a tierra la corriente producida por la onda de sobretensión.

En un sistema de potencia interconectado, el pararrayos cobra vital importancia debido a que sin la función protectora de este, las sobretensiones inducidas podrían perforar los aisladores de la red eléctrica ocasionando con esto daños y deterioro en los equipos, con la consecuente reducción de continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica y pérdidas económicas.

▪ **Funcionamiento del pararrayo**

El funcionamiento del pararrayos se basa en el comportamiento no lineal, variable y dependiente del voltaje que posee el varistor.

Antes de describir el comportamiento de un pararrayos con la red en condiciones de voltaje nominal y con la red en condiciones de sobrevoltaje, es necesario indicar que dicho comportamiento queda descrito de la siguiente manera:

- Para condiciones de voltaje nominal, en condiciones normales de operación de la red, voltaje nominal, el pararrayos se comporta como un aislante eléctrico conectado entre la línea y tierra; en estas circunstancias el varistor de óxido metálico presenta un valor muy alto de resistencia eléctrica. Aunque en términos prácticos se suele considerar que la resistencia del varistor se hace infinita, dicha consideración pierde validez a medida que el voltaje nominal de la red sea de “media tensión” o “alta tensión”, debido a que no existe un aislador eléctrico perfecto, así como no existe un conductor eléctrico perfecto. Lo anterior nos

indica que, en condiciones normales de operación de la red, circularán a través del varistor y sobre la superficie del pararrayos pequeñas corrientes de fuga de tipo capacitivo y resistivo.

- Para condiciones de sobrevoltaje en el sistema al cual está conectado el pararrayos provoca el comportamiento dinámico del varistor de óxido metálico, lo que se traduce en la consecuente reducción en el valor de su resistencia eléctrica e incremento del valor de corriente que pasa por él y que es drenada a tierra. Este comportamiento dinámico se ve reflejado, según la ley de Ohm, en el valor del voltaje presente entre los terminales del pararrayos.

▪ Estructura del pararrayos

Los pararrayos que más se utilizan para la protección contra sobretensiones en las redes de distribución eléctrica son los autovalvulares que están equipados con resistencias de óxidos metálicos de características extremadamente no lineales y exento de descargadores

El elemento principal del pararrayos de óxido metálico es un resistor no lineal, formado por una serie de pastillas de óxido metálico alojadas en un cilindro de fibra de vidrio. El arreglo descrito anteriormente se encuentra envuelto por un recubrimiento de porcelana vitreada o por una envolvente de polímeros con compuestos de silicón. El pararrayos cuenta en los extremos con tapas que lo sellan herméticamente y permiten establecer la conexión eléctrica con el exterior.

Las características más importantes tanto eléctricas como físicas de los pararrayos para distribución se resumen a continuación:

TABLA 2.12 Datos Técnicos Del Pararrayo

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR CONTRATADO
1.0	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		HPS-O. Brass
1.2	País de Origen		USA
1.3	Modelo		605022-A2-X4-003
1.4	Tipo		Oxido Metálico
1.5	Norma		IEC 60099-4
1.6	Montaje		Exterior
1.7	Clase		2
1.8	Altitud de Instalación	m.s.n.m.	>4000
1.9	Tipo de conductor de Línea		AAC
1.10	Sección de conductor de Línea (*)	mm ²	25 a 120 Intemperie
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia Asignada (fr)	Hz	60
2.2	Tensión del Sistema	kV	22.9
2.3	Tensión Nominal (Ur)	kV	27
2.4	Tensión de Operación Continua (MCOV)	kV	22
2.5	Sobretensión temporal a 1 s	kV	32
2.6	Corriente nominal de Descarga	kA	10
2.7	Capacidad de disipación de energía (doble impulso)	kJ/kV (mínimo)	5.1*Ur
2.8	Línea de fuga del pararrayos	mm (mínimo)	1173
2.9	Partes metálicas protegidas contra la corrosión mediante galvanizado en caliente		SI
2.10	Ensayo Tipo (entrega de certificado de pararrayos similares)		SI
2.11	Desconectador Integrado con Cartucho Impulsor según IEC		SI
2.12	Terminal de conexión a conductor de fase tipo grapa de suspensión		SI
2.13	Accesorios de puesta a tierra que deberá incluir: cable de cobre de 35 mm ² , grilletes y conectores adecuados para bajada a tierra		SI

Continuación de la **TABLA 2.12** Datos Técnicos Del Pararrayo

3.0	INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA		
3.1	Plano dimensional equipo		SI
3.2	Plano dimensional bornes (anillo corona, línea y tierra)		SI
3.3	Plano de placa de características		SI
3.4	Esquema completo de conexión del pararrayo desde la grapa hasta la conexión a tierra		SI

Fuente: OSCE Contrato de Adquisición de Pararrayos de Línea para MT

2.9.3.6. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.

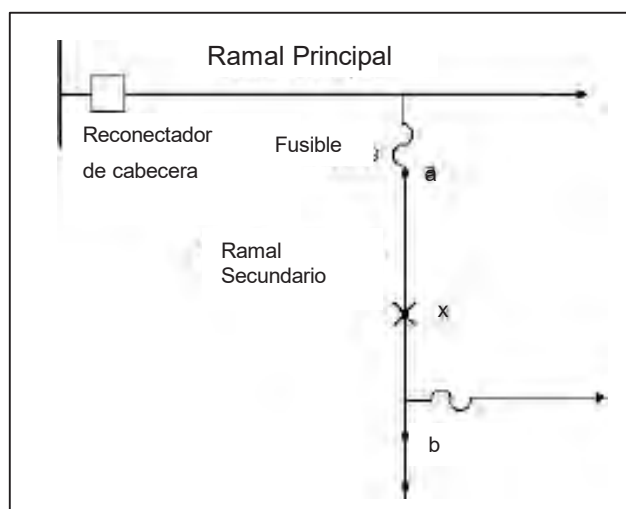
a) Coordinación de reconectador con fusible

Por coordinación de protecciones se entiende que: actué el elemento de protección más cercano a la falla antes de que se produzca daños a las instalaciones, aislando un bloque de carga necesario sin afectar la continuidad del servicio eléctrico al resto de la red que se encuentra normal.

La coordinación del reconectador con los fusibles pretende que una falla permanente en el ramal secundario sea liberada por el fusible que la protege y una falla temporal sea liberada por el reconectador. A continuación, se especifica esta situación siendo conveniente tener presente el funcionamiento de los fusibles y del reconectador descritas anteriormente.

En la figura 2.29 se presenta un diagrama unifilar sencillo la simplificar la correcta coordinación de protecciones que debe de existir entre un fusible y un reconectador en dos situaciones diferentes, una falla temporal y una falla permanente que ocurren en el mismo lugar, pero en diferentes ocasiones.

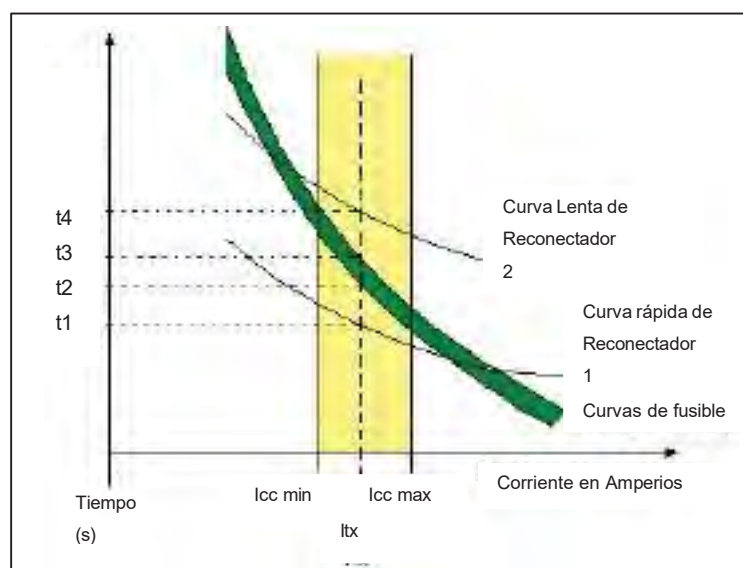
FIGURA 2.28 Esquema de la coordinación de fusible con reconector



Fuente: Sistemas de protección. Cursos para estudiantes de Ing. Eléctrica
(Cuenca 2004) – Hernán Carrillo

Para entender el comportamiento de las protecciones es necesario explicar el funcionamiento de las mismas en base a la gráfica de la figura 2.29 donde se muestran las curvas del reconector y del fusible en una adecuada coordinación de protecciones.

FIGURA 2.29 Gráfica de coordinación de protecciones



Fuente: Sistemas de protección. Cursos para estudiantes de Ing. Eléctrica
(Cuenca 2004) – Hernán Carrillo

Para el primer caso se analiza una falla temporal que ocurre en el punto X entre los puntos a y b que son protegidos por el fusible como se muestra en la figura 2.29. Al ocurrir una falla temporal en el punto X la corriente aumenta instantáneamente de valor hasta alcanzar el valor I_{fx} , censando primero este aumento de intensidad la curva 1 que es la curva rápida del reconectador esto ocurre en el tiempo t_1 lo que provoca en este instante la primera apertura del interruptor, el fusible no detecta el cambio de corriente ya que el valor alcanzado por I_{fx} no llega a alcanzar su curva mínima de fusión, el reconectador cierra automáticamente y como la falla es temporal esta fue liberada, de esta forma se asegura la continuidad del servicio.

En el segundo caso ocurre una falla permanente en el punto X, la corriente sufre un aumento instantáneo significativo. La curva 1 detecta el aumento de corriente en el tiempo t_1 opera por primera vez en curva rápida interrumpiendo el flujo de corriente, el reconectador cierra sus contactos nuevamente, y como la falla es permanente la corriente aumenta de valor instantáneamente, el segundo aumento de corriente ya no lo detecta la curva 1, ahora lo detecta la curva mínima de fusión del fusible en el tiempo t_2 comenzándose a fundir en este instante, en el tiempo t_3 el fusible se funde totalmente y la falla es liberada antes de que el reconectador opere en la curva lenta 2, de esta forma se asegura la continuidad del servicio a los lugares donde no exista falla.

Para liberar una falla permanente es necesario que intervenga personal, estas fallas pueden ser, postes quebrados por choque de vehículos, caída de conductor, vandalismo, fallas de aislamiento, etc.

Capítulo 3

SELECCIÓN, DIAGNOSTICO ACTUAL DEL ALIMENTADOR, METODOLOGÍA Y ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1. INTRODUCCIÓN.

El mercado eléctrico peruano ha sufrido importantes cambios a partir de la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE) publicado en el año 1993. Entre los cambios relacionados a los sistemas de distribución, uno de los más importantes es el que se refiere a los requerimientos de calidad de suministro que hoy en día se ha vuelto cada vez más importante debido a la gran cantidad de usuarios existentes en un mismo sistema de distribución. Esto ha ocasionado un aumento considerable de la demanda del consumo eléctrico. Cada vez estos usuarios son más exigentes puesto que disponen de equipos eléctricos y/o electrónicos que son más sensibles a las variaciones de voltaje y a los cortes de suministro por más pequeños que éstos sean.

Por tal motivo, en este capítulo se hará un diagnóstico de la confiabilidad en el estado actual de la red de distribución denominada "Alimentador de media tensión Tintaya 01 (AMT TI-01) en la provincia de Espinar "con nivel de tensión de 22.9 kV perteneciente a la Empresa Eléctrica ELECTRO SUR ESTE S.A.A.

El sistema eléctrico de distribución de media tensión TI-01 son redes del tipo radiales. En ciertos casos existe la posibilidad de alimentar un tramo de alimentador desde distintos puntos a través de la operación abierto/cerrado de los desconectadores y/o interruptores. En muy pocos casos se operan redes enmalladas, dentro del segmento de la distribución, dada la complejidad de operación y protección, además de su alto costo.

En la primera sección de este capítulo se indicarán el estado actual en el que se encuentra el alimentador en estudio. Más adelante se indicará la metodología necesaria para el desarrollo del análisis de confiabilidad y finalmente se realizará un estudio histórico y predictivo de la confiabilidad.

3.2. SELECCIÓN DEL ALIMENTADOR

3.2.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE ALIMENTADOR

Los criterios que se manejarán para definir los alimentadores que servirán de base para el estudio de la confiabilidad se detallan a continuación. Toda la información fue obtenida de la División de Operaciones, Centro de Control de la Empresa de Distribución Eléctrica ELECTRO SUR ESTE S.A.A.

3.2.1.1. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Este es uno de los principales criterios de selección. De todos los índices, se analizarán el SAIDI y el SAIFI; se dará prioridad a los alimentadores que no cumplan con la regulación de OSINERGMIN, que establece el desempeño esperado para dichos índices de confiabilidad que deben de cumplir las empresas eléctricas. El desempeño esperado dado por OSINERGMIN se muestra en la tabla 3.1.

TABLA 3.1 Desempeño Esperado de los índices (Anexo 13 Res 590-2007- Os/Cd)

SECTORES TÍPICOS	AÑO 2008		AÑO 2009		AÑO 2010		AÑO 2011-2014	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
STD1	3	7.5	3	7.5	3	7	3	6.5
STD2	11	20	9	16	7	13	5	9
STD3	13	24	11	20	9	16	7	12
STD4	16	32	15	29	13	27	12	24
STD5	20	50	19	47	17	43	16	40

Fuente: Osinergmin

*STD: Sector Típico de Distribución

TABLA 3.2 Índices de Confiabilidad de La Empresa de Distribución Eléctrica

Electro Sur Este S.A.A – Año 2014

Ítem	Alimentadores en Media Tensión	Sector Típico	SAIDI (Horas/Año)	SAIFI (Interrupciones/Año)
1	Iberia 03 (IB03)	5	632.1	160
2	Iberia 02 (IB02)	5	185.5	119
3	Puerto Maldonado 06 (PM06)	4	182.6	114
4	Mazuco 02 (MZ02)	3	156.8	98
5	Chuquibambilla 02 (CQ02)	6	150.5	121
6	Combapata 04 (CO04)	5	147.4	92
7	Santa María 03 (SM03)	5	145.9	50
8	Cachimayo 01 (CA01)	6	143.3	101
9	Chacapunte 03 (CP03)	6	141.7	112
10	Puerto Maldonado 07 (PM07)	4	138.2	64
11	Chuquibambilla 03 (CQ03)	6	132.1	113
12	Combapata 02 (CO02)	5	127.3	102
13	Tintaya 01 (TI01)	4	121.7	66
14	Cháhuas 03 (CH03)	5	111.9	75
15	Mazuco 01 (MZ01)	3	110.3	67
16	Paucartambo 01 (PA01)	6	99.7	62
17	Cháhuas 02 (CH02)	5	92.7	69
18	Paucartambo 02 (PA02)	6	92.4	55
19	Pisac 04 (PI04)	4	89.9	56
20	Huaro 04 (HU04)	5	85.5	30
21	Andahuaylas 05 (AN05)	4	83.7	63
22	Chuquibambilla 01 (CQ01)	6	83.4	103
23	Cachimayo 03 (CA03)	6	81.7	46
24	Tamburco 05 (TA05)	6	79.4	75
25	Andahuaylas 04 (AN04)	4	79.1	57
26	Quencoro 05 (QU05)	5	76.7	32
27	Chacapunte 01 (CP01)	6	75.5	78
28	Urubamba 01 (UR01)	4	74.9	38
29	Pisac 03 (PI03)	4	74.6	51
30	Combapata 03 (CO03)	5	73.3	67

Continuación de la **TABLA 3.2** Índices de Confiabilidad de La Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A – Año 2014

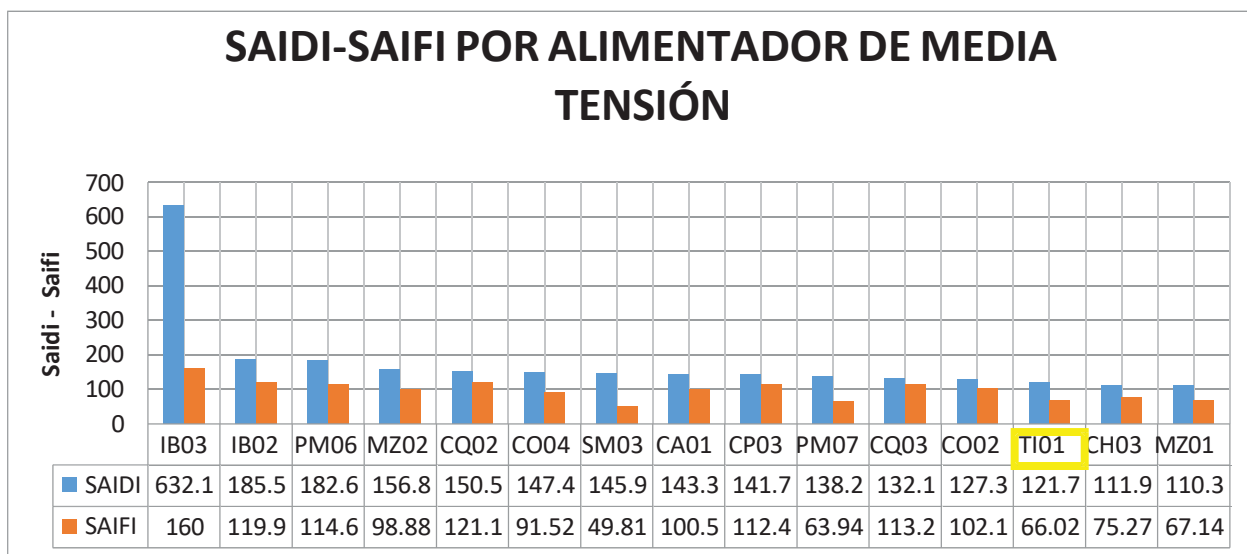
31	Tamburco 07 (TA07)	6	71.6	72
32	Sicuaní 01 (SI01)	6	71.6	65
33	Tamburco 04 (TA04)	2	70.2	39
34	Cachimayo 02 (CA02)	6	69.4	6
35	Andahuaylas 06 (AN06)	4	65.8	60
36	Tamburco 06 (TA06)	6	64.4	78
37	Cháhuas 01 (CH01)	5	62.0	66
38	Machupicchu 01 (MA01)	2	61.6	12
39	Chacapueño 02 (CP02)	6	61.3	64
40	Pisac 02 (PI02)	4	59.9	29
41	Urpipata 05 (UP05)	5	58.3	34
42	Santa María 01 (SM01)	5	58.0	46
43	Iberia 01 (IB01)	5	55.8	107
44	Urpipata 04 (UP04)	5	54.8	32
45	Urubamba 02 (UR02)	4	49.9	44
46	Combapata 05 (CO05)	5	48.3	45
47	Puerto Maldonado 01 (PM01)	2	46.3	42
48	Andahuaylas 07 (AN07)	4	45.4	30
49	Oropesa 03 (OR03)	5	44.4	22
50	Pisac 01 (PI01)	4	44.4	22
51	Iñapari 01 (IN01)	3	44.3	100
52	Sicuaní 03 (SI03)	6	43.8	55
53	Puerto Maldonado 03 (PM03)	2	43.4	40
54	Puerto Maldonado 02 (PM02)	2	42.4	39
55	Urubamba 04 (UR04)	4	42.2	25
56	Urpipata 01 (UP01)	2	40.0	29
57	Pisac 05 (PI05)	4	39.7	18
58	Santa María 02 (SM02)	5	38.2	32
59	Tamburco 03 (TA03)	2	38.0	32
60	Tamburco 02 (TA02)	2	37.3	29
61	Sicuaní 05 (SI05)	3	36.9	44

Continuación de la **TABLA 3.2** Índices de Confiabilidad de La Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A – Año 2014

62	Urpipata 02 (UP02)	2	36.6	32
63	Urubamba 03 (UR03)	4	36.3	23
64	Huaro 03 (HU03)	5	35.9	21
65	Huaro 02 (HU02)	5	35.5	21
66	Oropesa 02 (OR02)	5	35.1	21
67	Sicuani 02 (SI02)	3	32.1	44
68	Huaro 01 (HU01)	5	31.4	21
69	Oropesa 01 (OR01)	5	30.7	20
70	Andahuaylas 01 (AN01)	4	29.8	36
71	Urubamba 05 (UR05)	4	27.9	14
72	Dolorespata 01 (DO01)	2	24.6	12
73	Dolorespata 02 (DO02)	2	19.8	13
74	Quencoro 07 (QU07)	2	18.0	11
75	Dolorespata 07 (DO07)	2	13.8	7
76	Dolorespata 05 (DO05)	2	11.0	5
77	Dolorespata 06 (DO06)	2	10.8	9
78	Dolorespata 08 (DO08)	2	10.7	13
79	Dolorespata 04 (DO04)	2	9.8	3
80	Dolorespata 09 (DO09)	2	9.7	4
81	Dolorespata 03 (DO03)	2	9.5	5
82	Quencoro 03 (QU03)	2	7.7	4
83	Quencoro 04 (QU04)	2	7.3	3
84	Quencoro 01 (QU04)	2	5.2	3
85	Quencoro 02 (QU02)	2	4.2	10
86	Quencoro 06 (QU06)	2	2.6	4

Fuente: Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.1 Índices de Confiabilidad de la Empresa de Distribución Eléctrica



Fuente: Electro Sur Este S.A.A

3.2.1.2. NÚMERO DE SUMINISTROS

El alimentador que servirá para el estudio de confiabilidad será uno de aquellos más representativos dentro del sistema de distribución en lo que respecta al número de suministros. La tabla 3.3 muestra los alimentadores de la empresa ELECTRO SUR ESTE S.A.A ordenados de mayor a menor número de suministros.

TABLA 3.3 Número de Suministros por Alimentador de La Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A – Año 2014

Ítem	Alimentadores en Media Tensión	Total Suministros
1	Combapata 04 (CO04)	20601
2	Quencoro 03 (QU03)	13782
3	Tintaya 01 (TI01)	13688
4	Sicuani 01 (SI01)	12145
5	Dolorespata 01 (DO01)	11878
6	Andahuaylas 05 (AN05)	11775
7	Dolorespata 08 (DO08)	11541
8	Combapata 03 (CO03)	11059

Continuación de la **TABLA 3.3** Número de Suministros por Alimentador de La Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A – Año 2014

9	Cachimayo 01 (CA01)	10378
10	Dolorespata 06 (DO06)	9487
11	Dolorespata 05 (DO05)	8992
12	Dolorespata 02 (DO02)	8717
13	Dolorespata 09 (DO09)	8485
14	Urubamba 02 (UR02)	8475
15	Andahuaylas 02 (AN02)	8329
16	Dolorespata 07 (DO07)	8131
17	Cachimayo 02 (CA02)	8006
18	Quencoro 04 (QU04)	7965
19	Puerto Maldonado 02 (PM02)	7742
20	Huaro 04 (HU04)	7728
21	Andahuaylas 04 (AN04)	7323
22	Andahuaylas 01 (AN01)	7315
23	Sicuani 05 (SI05)	6932
24	Tamburco 04 (TA04)	6710
25	Puerto Maldonado 03 (PM03)	6664
26	Cháhuas 03 (CH03)	5973
27	Combapata 02 (CO02)	5935
28	Tamburco 05 (TA05)	5881
29	Quencoro 05 (QU05)	5809
30	Tamburco 07 (TA07)	5688
31	Cháhuas 02 (CH02)	5478
32	Tamburco 02 (TA02)	5362
33	Pisac 05 (PI05)	5244
34	Urpipata 02 (UP02)	5153
35	Tamburco 06 (TA06)	4954
36	Chacapunte 02 (CP02)	4864
37	Tamburco 03 (TA03)	4738
38	Chuquibambilla 03 (CQ03)	4700
39	Urpipata 01 (UP01)	4597

Continuación de la **TABLA 3.3** Número de Suministros por Alimentador de La Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A – Año 2014

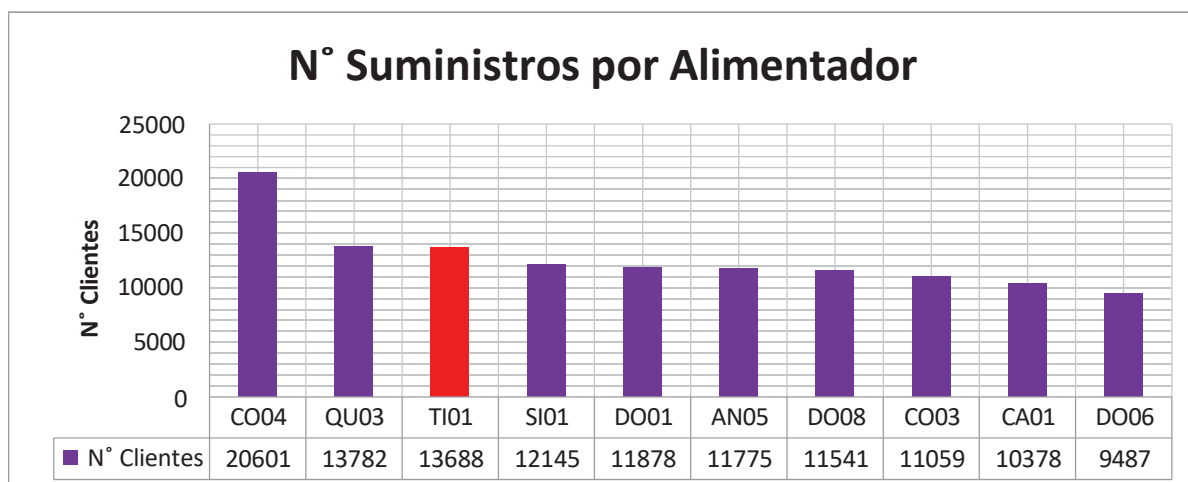
40	Dolorespata 04 (DO04)	4593
41	Quencoro 02 (QU02)	4432
42	Chacapunte 03 (CP03)	4420
43	Andahuaylas 07 (AN07)	4399
44	Chacapunte 01 (CP01)	4257
45	Cachimayo 03 (CA03)	3884
46	Combapata 05 (CO05)	3793
47	Andahuaylas 06 (AN06)	3736
48	Santa María 01 (SM01)	3688
49	Pisac 03 (PI03)	3370
50	Puerto Maldonado 01 (PM01)	3167
51	Pisac 04 (PI04)	3162
52	Puerto Maldonado 07 (PM07)	3037
53	Huaro 01 (HU01)	2943
54	Pisac 02 (PI02)	2907
55	Urubamba 04 (UR04)	2871
56	Paucartambo 01 (PA01)	2853
57	Sicuani 03 (SI03)	2805
58	Urpipata 04 (UP04)	2777
59	Santa María 03 (SM03)	2635
60	Urubamba 01 (UR01)	2463
61	Mazuco 02 (MZ02)	2431
62	Oropesa 03 (OR03)	2367
63	Dolorespata 03 (DO03)	2357
64	Quencoro 07 (QU07)	2197
65	Huaro 03 (HU03)	2096
66	Mazuco 01 (MZ01)	2071
67	Paucartambo 02 (PA02)	1952
68	Sicuani 02 (SI02)	1945
69	Oropesa 02 (OR02)	1915
70	Puerto Maldonado 06 (PM06)	1494

Continuación de la **TABLA 3.3** Número de Suministros por Alimentador de La Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A – Año 2014

71	Combapata 01 (CO01)	1386
72	Chuquibambilla 01 (CQ01)	1300
73	Pisac 01 (PI01)	1286
74	Iberia 01 (IB01)	1142
75	Chahuares 01 (CH01)	1117
76	Urpipata 05 (UP05)	1065
77	Machupicchu 01 (MA01)	1037
78	Oropesa 01 (OR01)	888
79	Chuquibambilla 02 (CQ02)	732
80	Huaro 02 (HU02)	559
81	Iberia 03 (IB03)	349
82	Iñapari 01 (IN01)	347
83	Iberia 02 (IB02)	157
84	Quencoro 06 (QU06)	5
85	Urubamba 05 (UR05)	1

Fuente: Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.2 Número De Suministros por Alimentador de La Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A – Año 2014



Fuente: Electro Sur Este S.A.A

3.3. INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El sistema eléctrico de distribución del Alimentador Tintaya 01 (TI-01) con nivel de tensión 22.9 kV, está compuesto principalmente por la subestación de distribución de A.T/M.T, de tipo intemperie, ubicada en el sector de Marquiri, llamada S/E Tintaya.

Los niveles de voltaje de M.T son de 10.5/22.9 kV para la red trifásica y monofásica. Consta, además, de líneas de distribución de media y baja tensión, seccionador para la protección.

3.3.1. DATOS TÉCNICOS DEL ALIMENTADOR ACTUAL TI – 01

Tipo de Línea:	Radial con tendido aéreo
Demanda Máxima:	3.076 MW
Zona del alimentador:	Urbano – Rural
Tipo de conexión:	Estrella Tipo Y multiterrado
Nivel de Tensión:	22.9 kV
Altitud mínima:	3870 m.s.n.m. - Pichigua
Altitud Máxima:	4801 m.s.n.m. - Suykutambo
Longitud Total (Km):	857.33 Km
Red monofásica	645.78 Km
Red Bifásica	1.87 Km
Red Trifásica	209.68 Km
Conductor utilizado:	AAAC, N2XSY y Cu-Des.
Sección del conductor:	16, 25, 35 ,50 ,70 y 90 mm ²
Soportes:	Postes de Concreto Armado Centrifugado 12/200 y 12/300 Postes de Madera de 12 m.
<u>Equipos de Protección y Maniobra:</u>	
- Recloser	1 Unidad
- Cut Out:	280 Unidades

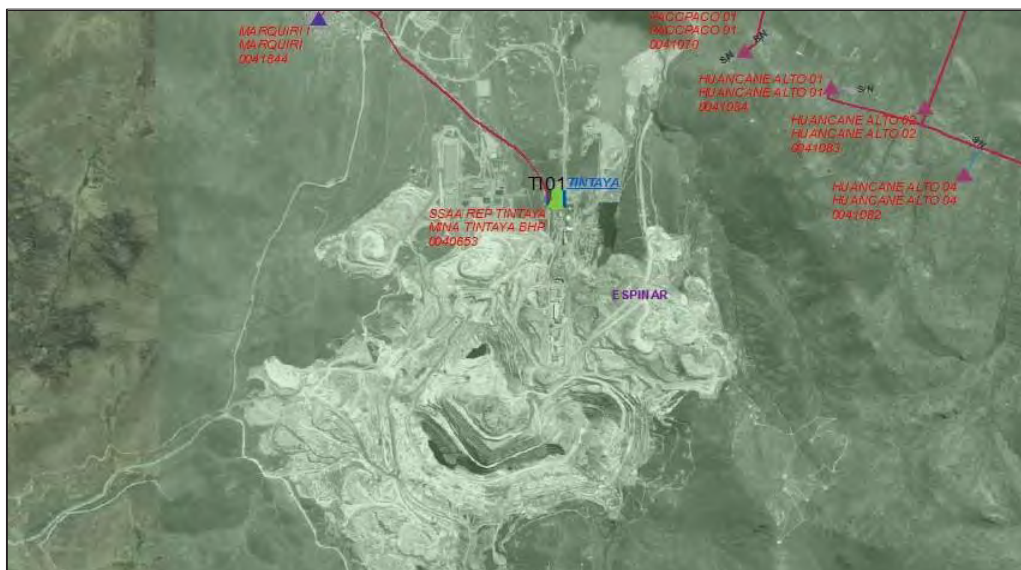
- DM12	1 Unidad
- Interruptor Manual	3 Unidades
<u>Transformadores de Distribución:</u>	
- Particulares	21 Transformadores
- Públicos	461 Transformadores
- Potencia Instalada	13.78 MVA.

3.4. ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA EXISTENTE

En el presente caso de estudio se analizará tomando en cuenta las normas técnicas del servicio de distribución y los niveles de índices de continuidad de suministro de energía eléctrica exigidos por el OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería), como caso práctico la Línea de Distribución de Energía Eléctrica denominada Tintaya 01, con topología radial, con una longitud total de 857.33 km. El alimentador del presente estudio inicia en el Sector de Marquiri – Mina Xstrata Tintaya en el distrito de Yauri, provincia de Espinar.

La alimentación de energía eléctrica a las redes de distribución, proviene de la C.H Machupichu, mediante la línea de transmisión L-1005.

FIGURA 3.3 Ubicación Geográfica de la Subestación Eléctrica de Potencia Tintaya en la Provincia de Espinar



Fuente: Google Earth

3.4.1. TOPOLOGÍA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN A ANALIZAR

Para encontrar los índices operativos de confiabilidad para el sistema y también para los consumidores, se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra dado que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red.

Los tramos de alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra. Se incluirán en este modelo: interruptores, fusibles y reconectador. La decisión de presentar distintos elementos de protección se justifica dada la forma de operación diferente de cada uno de estos elementos. Por una parte, los fusibles operarán solamente ante una falla activa, mientras que los interruptores además pueden ser comandados a voluntad, e incluso ser telecomandados, al igual que los reconectores, excepto que éstos no operan ante la presencia de fallas. La existencia de algún grado de automatismo en la red se debe reflejar en los tiempos de maniobra de los dispositivos considerados.

Tramos Principales:

TABLA 3.4 Tramos Principales en el Alimentador Tintaya 01

NODO	NOMBRE	LOCALIZACIÓN
0	Subestación	Salida del reconectador IN-250 de la subestación Tintaya
1	Nodo MT – 6445	Derivación Alto Pichigua, Pallpata, Ocoruro, Condoroma.
2	Nodo MT – 19269 Nodo MT -19268	Derivación Coporaque, Suyckutambo
3	Nodo MT – 19276	Derivación Ciudad Yauri
4	Nodo MT – 19277	Derivación Ciudad Yauri

Fuente: ArcGis - Electro Sur Este S.A.A

3.4.2. EVALUACIÓN DE FLUJO DE CARGA.

El análisis de flujo de carga, consiste en calcular las magnitudes de tensión y sus ángulos de fase en los nodos de un sistema, así como también los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas, teniendo una condición específica de carga.

Los estudios de flujo de carga son de gran importancia, tanto en sistemas ya existentes, intentando resolver problemas de operación, planificación de nuevos sistemas, regulación de tensión, etc.

El flujo de carga realizado en el alimentador Tintaya 01 se efectuó en el programa DIGSILENT Power Factory 15.1, que es una herramienta poderosa para análisis de redes de distribución y transmisión

En el **Anexo 01** se presenta el plano donde figura la evaluación del flujo de potencia del sistema eléctrico Tintaya 01 en el programa Digsilent y su correspondiente flujo, sin sus debidas protecciones eléctricas.

3.4.3. DEMANDA DE POTENCIA HORARIA

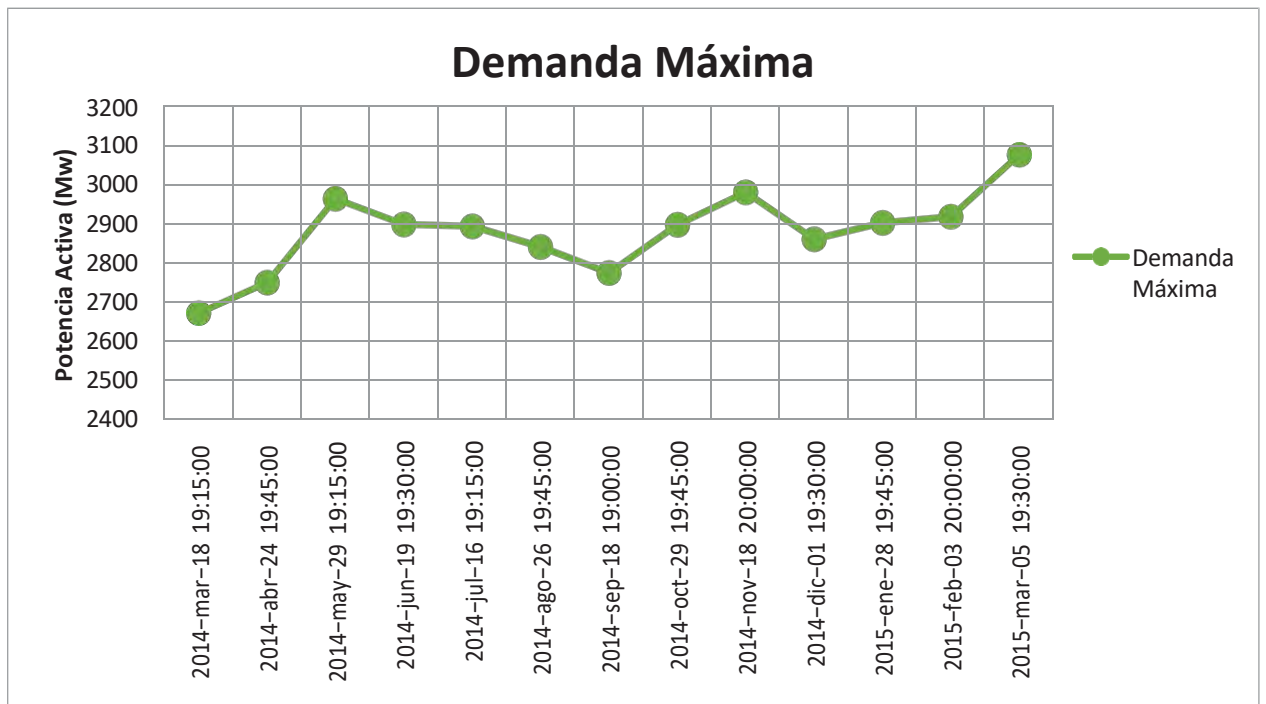
En las siguientes tablas se muestra la demanda de potencia horaria mensual en el alimentador Tintaya 01 (TI-01) en los meses de Marzo 2014 concluyendo en el mes Marzo 2015, en donde se observa que el día 15 de Marzo del 2015 a horas 19:30, fue uno de los días de máxima demanda.

TABLA 3.5 Demanda de Potencia en el Alimentador Tintaya 01 (TI-01)

MES	FECHA	DEMANDA MAXIMA kW
MARZO - 2014	2014-mar-18 19:15:00.000	2672.558
ABRIL - 2014	2014-abr-24 19:45:00.000	2750.620
MAYO - 2014	2014-may-29 19:15:00.000	2963.524
JUNIO - 2014	2014-jun-19 19:30:00.000	2898.524
JULIO - 2014	2014-jul-16 19:15:00.000	2893.797
AGOSTO - 2014	2014-ago-26 19:45:00.000	2841.323
SETIEMBRE - 2014	2014-sep-18 19:00:00.000	2774.628
OCTUBRE - 2014	2014-oct-29 19:45:00.000	2897.396
NOVIEMBRE - 2014	2014-nov-18 20:00:00.000	2980.224
DICIEMBRE - 2014	2014-dic-01 19:30:00.000	2860.928
ENERO - 2015	2015-ene-28 19:45:00.000	2902.030
FEBRERO - 2015	2015-feb-03 20:00:00.000	2917.776
MARZO - 2015	2015-mar-05 19:30:00.000	3075.906

Fuente: Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.4 Demanda de Potencia en el Alimentador Tintaya 01 (TI-01)



Fuente: Elaboración Propia en base a datos obtenidos por el sistema SCADA – ELSE S.A.A

3.5. DIAGNOSTICO FÍSICO DEL ALIMENTADOR TI – 01

3.5.1. SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN TINTAYA 10.5 / 22.9 KV

La Subestación de Transformación Tintaya se encuentra en el Sector de Marquiri Mina Xstrata Tintaya en el distrito de Yauri, provincia de Espinar, con las siguientes coordenadas:

TABLA 3.6 Coordenadas Geográficas - Set Tintaya

SUBESTACIÓN	NORTE	ESTE	ALTITUD
TINTAYA	251,007.810	8,353,424.305	3915 m.s.n.m.

Fuente: Elaboración Propia

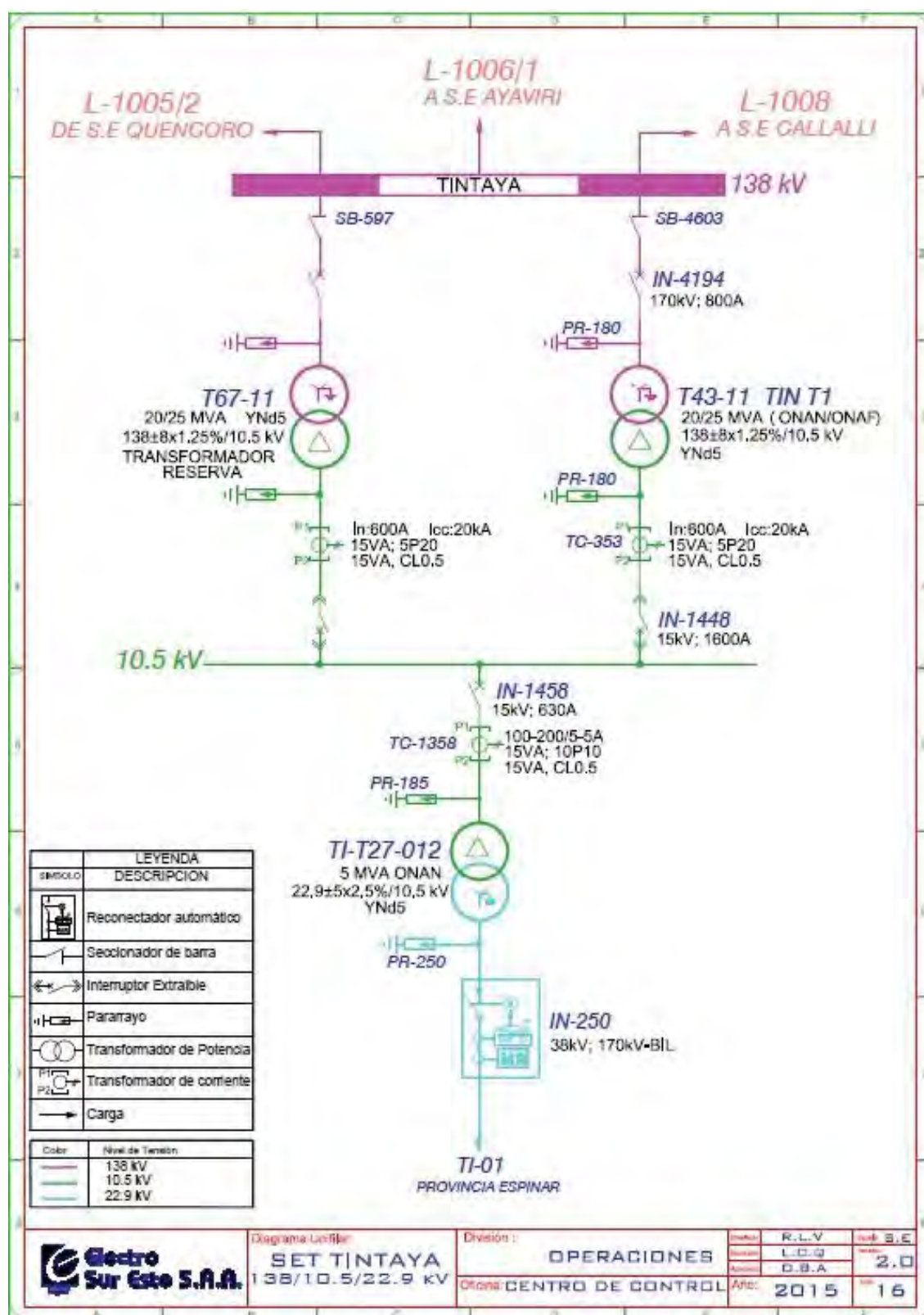
FIGURA 3.5 Vista Panorámica de la Subestación de Transformación Tintaya 10.5/22.9 kV.



Fuente: Elaboración Propia

Esta subestación de transformación pertenece a la concesionaria de Electro Sur Este S.A.A. la cual se encarga de su administración y mantenimiento, mencionada subestación de transmisión tiene un transformador de potencia con características descritas en la tabla 3.7, que suministra energía eléctrica al alimentador TI-01 el cual suministra energía eléctrica en 22.9 KV a toda la provincia de Espinar.

FIGURA 3.6 Diagrama Unifilar de la Subestación de Transformación Tintaya



Fuente: Electro Sur Este S.A.A

3.5.1.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA TINTAYA

Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro al silicio. Las bobinas o devanados se denominan “primario y secundario” según correspondan a la tensión alta o baja, respectivamente. También existen transformadores con más devanados, en este caso puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario.

Se denomina transformador a una máquina electromagnética que permite aumentar o disminuir el voltaje o tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal, esto es, sin pérdidas, es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño y tamaño.

El transformador actual de la subestación de Tintaya es un transformador Trifásico marca Promelsa, instalado el 04 de enero del 2014 y cuenta con las características siguientes:

TABLA 3.7 Características del Transformador de Potencia de la Set Tintaya

TRANSFORMADOR TRIFASICO DE POTENCIA PROMELSA 10.5/22.9 kV.	
N° de Serie	118028301
Norma de Fabricación	IEC 60076
Año de Fabricación	01-2013
Número de fases	3
Potencia Nominal	5000 kVA.
Frecuencia	60 Hz
Voltajes Nominales	10500 /22900V
Corrientes Nominales	274.88/126.07 A
Grupo de Conexión	YNd5
Tipo de Enfriamiento	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Peso de la Parte Activa	4900 Kg

Peso del Aceite	2350 Kg
Peso Total	10100 Kg
Altura de operación	5000 m.s.n.m.

Fuente: Electro Sur Este S.A.A

TABLA 3.8 Niveles de Tensión según la posición del cambiador

Posición del cambiador	Voltaje Secundario	Voltaje Primario
1	24045 V	10500 V
2	23473 V	
3	22900 V	
4	22328 V	
5	21755 V	

Fuente: Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.7 Placa de Características del Transformador de Potencia



Fuente: Electro Sur Este S.A.A

3.5.1.2. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función; transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de

corriente podrían ser 600 / 5, 800 / 5, 1000 / 5. Los valores nominales de los transformadores de corriente son de 5 A y 1 A.

FIGURA 3.8 Transformadores de Corriente de la Subestación de Transformación Tintaya



Fuente: Electro Sur Este S.A.A

3.5.1.3. TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Estos transformadores se fabrican para servicio interior y exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana. A diferencia de los aparatos de corriente, los de potencial se construyen de un solo embobinado secundario.

La clase de precisión se designa por el error máximo admisible en por ciento, que el transformador de potencia puede introducir en la medición de potencia operando con su

tensión nominal primaria y la frecuencia nominal. La precisión de un transformador se debe poder garantizar para los valores entre 90 y 110% de la tensión nominal.

FIGURA 3.9 Transformadores de Tensión de la Subestación de Transformación Tintaya



Fuente: Electro Sur Este S.A.A

3.5.1.4. PARARRAYOS

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas.

Los pararrayos cumplen con las siguientes funciones:

- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva del diseño.
- Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
- No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.

- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

La función del pararrayos no es eliminar las ondas de sobre tensión, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales al aislamiento del equipo, también es la de mejorar la calidad de suministro de los sistemas de distribución de energía eléctrica.

FIGURA 3.10 Pararrayos de la Subestación de Transformación 10.5/22.9 Kv
Tintaya



Fuente: Electro Sur Este S.A.A

3.5.1.5. SECCIONADOR

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación (seccionamiento de circuitos) o bien para darles mantenimiento.

Los seccionadores pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando está fluyendo corriente a través de ellas, antes de abrir un juego de seccionadores siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre un seccionador y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que los seccionadores no pueden abrir un circuito con corriente y el

interruptor si puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito.

FIGURA 3.11 Seccionadores de Barra de la Subestación de Transformación Tintaya



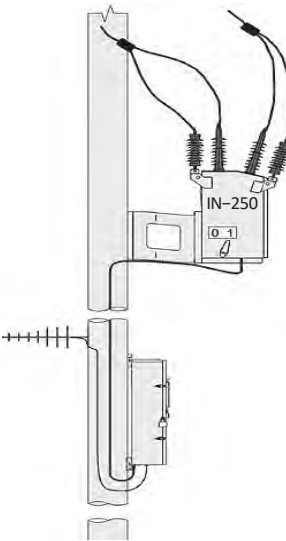
Fuente: Electro Sur Este S.A.A

3.5.1.6. RECONECTADOR AUTOMÁTICO

El reconectador automático es el único equipo de aislación dieléctrico sólido que proporciona el control y ventilación de una falla al arco y las pruebas independientes avalan el cumplimiento de esta importante característica de seguridad.

La subestación de Tintaya cuenta con un reconectador automático IN-250 en la salida de 22.9 kV. (Alimentador TI-01) con las siguientes especificaciones:

TABLA 3.9 Especificaciones Técnicas de Reconnectador Automático IN-250 – SET
Tintaya

Reconectador Automático 	• Marca: Schneider Electric • Modelo N Series • 38 kV de Voltaje de Sistema. • 16 kA de Capacidad de falla. • 170 kV de Nivel de Aislamiento. • 800 A de Corriente Continua. • -30 to 50°C de Temperatura ambiente • Monitoreo de presión del gas SF6 y Lockout • Sensor de Presión • Comando Manual – Apertura bajo pértiga
---	---

Fuente: Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.12 Reconectador IN-250 de la Subestación de Transformación Tintaya (Lado 22.9 kV.)



Fuente: Electro Sur Este S.A.A

• Controlador del Reconectador IN - 250

En la actualidad la subestación de Tintaya 10.5/22.9 kV. viene utilizando relé del tipo ADV2- Controlador del Reconectador, con las siguientes especificaciones:

FIGURA 3.13 Controlador del Reconectador de la Subestación de Transformación 10.5/22.9 kV Tintaya (Lado 22.9 kV)



Fuente: Electro Sur Este S.A.A

TABLA 3.10 Especificaciones Técnicas relé del tipo ADVC2

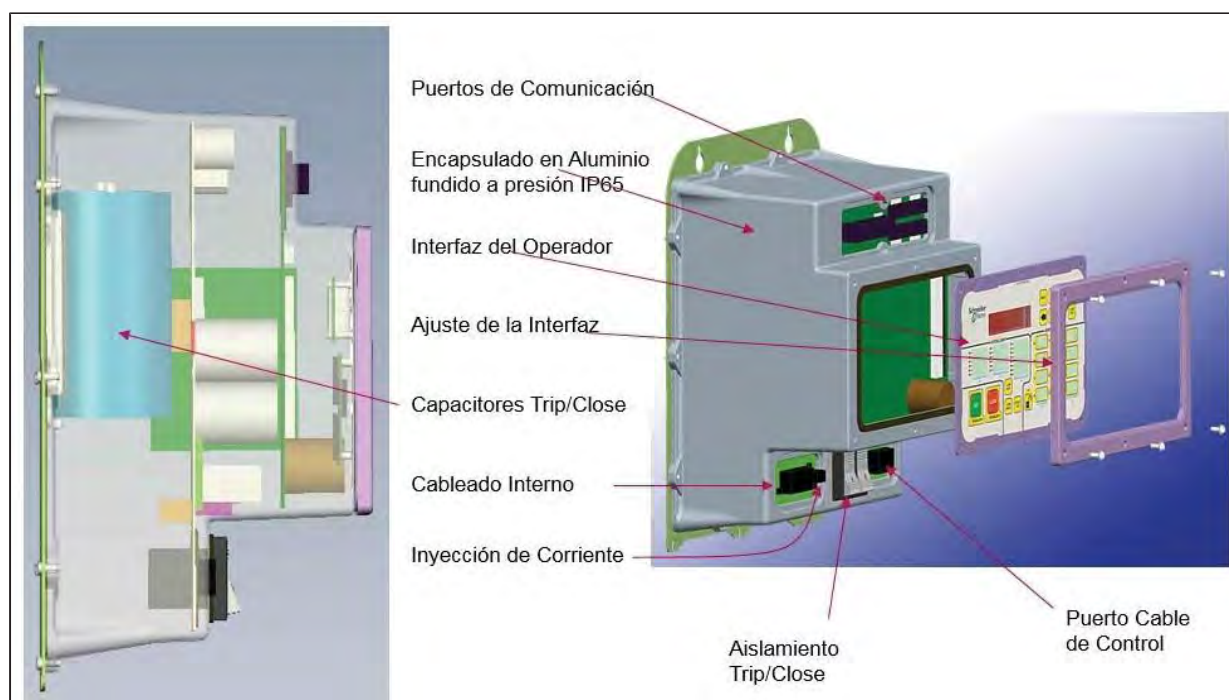
ADVC

Especificaciones Generales

Material del Gabinete	COMPACT	Acero Inoxidable 304
	ULTRA	Acero Inoxidable 316
Grado de Protección de Sellado del Gabinete		IP 44
Grado de Protección de Revestimiento de la cubierta de la electrónica		IP 65
Resistencia de la estructura al viento		>160km/hr
Resistencia de la puerta al viento cuando se encuentra en posición de abierta y sujeta		>60km/hr
Angulo máximo de apertura de la puerta		135°
Rango de Temperatura de Operación Ambiente estándar		-10°C a +50°C
Rango de Temperatura de Operación extendida (se requiere de calefactor de baterías) únicamente modelo ULTRA		-40°C a +55°C
Rango de Temperatura de Operación		-40°C a +55°C
Radiación Máxima		1.1kW/m ²
Humedad		0 a 100%
Longitud estándar del Cable de Control ^a		7m (23')
Separación máxima del Gabinete respecto al ACR con el Cable de Control estándar		5m (16.4')
Intervalo de Mantenimiento ^b		5 años
Voltaje de Alimentación Auxiliar (BT Alimentación Auxiliar de AC principal)		Según se haya solicitado entre 115 / 230 VCA nominal -20% + 10%
Alimentación Auxiliar Nominal requerida		100VA
Baterías (si se utiliza el calefactor de baterías, entonces las baterías de 12Ah serán las estándar.)		2 x 12V 7.2Ah
Tiempo de respaldo de las baterías a plena carga y a 25°C		26 horas con 7Ah 44 horas con 12Ah
Tiempo de capacidad de respaldo disponible para comunicaciones (sin incluir el calefactor, Panel de Control del Operador ni IOEX), a 13.8VDC, Transmisión de 2.1Amp cada 15min y Recepción de 320mA		20 horas
Tiempo de recarga de las baterías (baterías nuevas a 80% de su capacidad nominal)		10 horas
Intervalo de reemplazo de las baterías ^c		5 años
Bajo Voltaje de las baterías ^d		23V
Alto Voltaje de las baterías ^e		33V
Tierra ^f		Tornillo de 10mm suministrado
Potencia del Calefactor de Baterías (si se incluye)		10W
Vida del Elemento del Calefactor de Baterías		30,000 horas

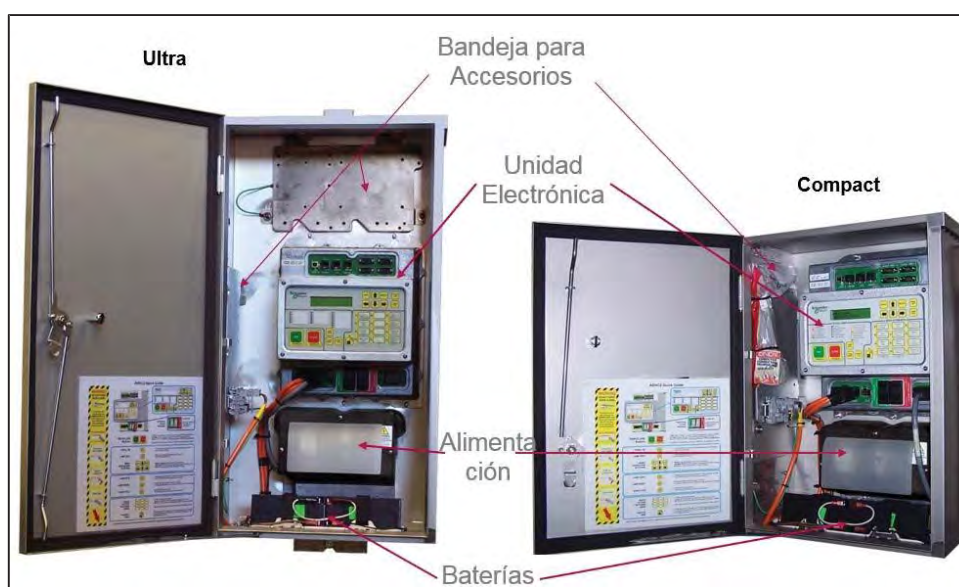
Fuente: Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.14 Partes del Relé ADVC2- Compact



Fuente: Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.15 Similitudes del Relé Ultra y el Relé Compact



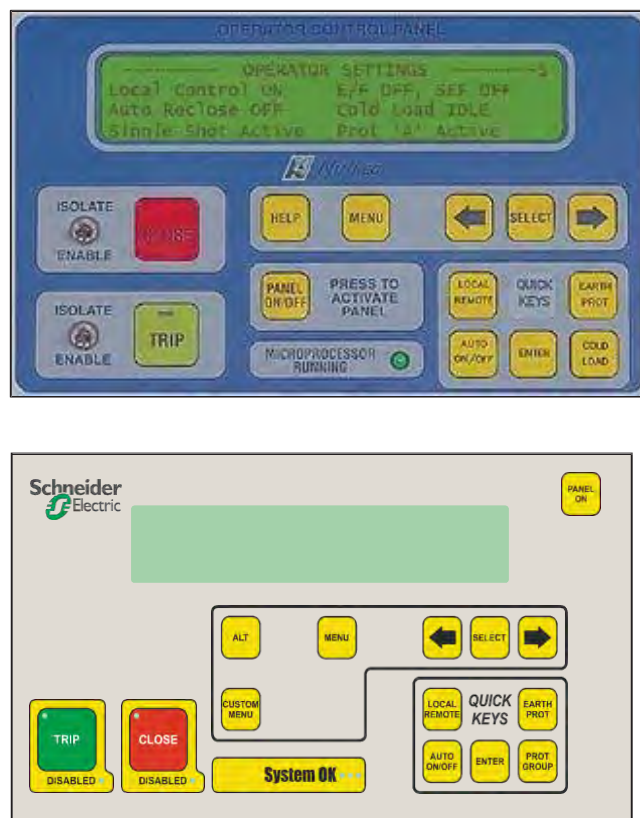
Fuente: Electro Sur Este S.A.A

Controlador ADV2- Compact es un relé electrónico los cuales permiten mayor flexibilidad y precisión al momento de disparos

Los controles proveen facilidad para:

- Detección de fallas
- Medidas del Sistema
- Registro de Eventos
- Información de los procesos
- Comunicaciones
- Estos deben estar diseñados para soportar la agresividad de ambientes externos y diversas condiciones eléctricas

FIGURA 3.16 Controles del Relé Schneider Electric



Fuente: Electro Sur Este S.A.A

El relé ADV2- Compact contribuye con las siguientes funciones de Protección, Medición y Control:

TABLA 3.11 Funciones de Protección – Medición – Control del relé ADV2- Compact

Funciones de Protección	Funciones de Medición	Funciones de Control
• Sobrecorriente de fase • Falla a Tierra • Falla Sensible a Tierra • Secuencia de Fase Negativa • Baja/Sobre Frecuencia • Baja/Sobre Tensión • Bloqueo Direccional • Protección direccional • Pérdida de Fase	• Voltaje, corriente y frecuencia. • Monitoreo de Componentes de Secuencia (Voltaje y Corriente). • Potencia Total (kW, kVA, kVAR y FP). • Armónicos • Temperatura del Reconectador • Voltaje Auxiliar • Potencia y FP por fase. • Kit de Calidad de Potencia.	• El Control mide: - Corriente de Fase - Tensión del Bushing • Cálculo y display de: - Falla a Tierra - NPS - Frecuencia - Tensiones Fase – Fase (Fase - Tierra) - Potencia (Real, Reactiva y Aparente) - Factor de Potencia - Energía

Fuente: Electro Sur Este S.A.A

3.6. DISPONIBILIDAD DE DATOS Y REGISTROS HISTÓRICOS

Es el criterio de selección más importante junto con los índices de confiabilidad. Los alimentadores que servirán de referencia en los estudios de confiabilidad serán seleccionados en función de la cantidad de información y registros históricos disponibles. Este aspecto es muy importante, pues se requiere la mayor cantidad posible de información

que permita realizar un estudio histórico de confiabilidad adecuado y determinar los índices de confiabilidad para el alimentador que se escogerá para el estudio.

3.6.1. RECOLECCIÓN DE DATOS EN INTERRUPCIONES

3.6.1.1. NECESIDAD DE RECOLECTAR DATOS DE FORMA ADECUADA

Un estudio de confiabilidad requiere la mayor cantidad posible de información con respecto a interrupciones que pueden presentarse dentro de un sistema de distribución de energía eléctrica, puesto que mientras mayor sea el número de datos disponibles, mayor será la precisión en los resultados obtenidos, de manera que se podrán tomar decisiones y conclusiones más representativas en lo que tiene que ver con la operación y planificación del sistema de distribución; por ejemplo, los índices determinados a partir de los datos correspondientes a fallas en 1 alimentadores durante un periodo de análisis de 1 año no es tan precisa como la obtenida acerca de fallas en 1 alimentador durante 5 años.

Entre los datos de los equipos que reciben prioridad en el estudio de la confiabilidad en los sistemas de distribución, están aquellos de fallas en transformadores, líneas de media tensión, disyuntores, reconectores y otros equipos de protección.

3.6.1.2. PROBLEMAS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS

Dentro de los estudios de confiabilidad, el hecho de conseguir información que permita obtener modelos probabilísticos adecuados de cada uno de los equipos del sistema de distribución conlleva los siguientes problemas:

- Las fallas son fenómenos aleatorios, por lo tanto, se debe esperar a que ocurran para registrar los datos asociados a estos eventos.
- Algunos de los componentes del sistema eléctrico tienen tasas de falla muy pequeñas durante su periodo de vida útil, de tal manera que al observar su operación por largos periodos de tiempo es probable que se registren muy pocas fallas o ninguna. Esto generalmente sucede en equipos que no tienen partes móviles como pararrayos, transformadores de instrumentación, condensadores, etc.

Para resolver estos problemas, es conveniente agrupar por equipos que tengan características similares, por ejemplo, agrupar los transformadores en trifásicos, bifásicos

y monofásicos para obtener tasas de falla de cada uno de estos grupos en lugar de tener una sola tasa de falla para todos los transformadores de distribución. Sin embargo, aunque se reúnan en grupos con similares características, puede ocurrir alguna de las siguientes situaciones:

- No se presentan fallas durante el periodo de tiempo que duran los registros.
- Se dispone de un dato único, por lo cual no pueden utilizarse los métodos clásicos de estimación de parámetros, es decir, no se pueden ajustar los datos a una distribución de probabilidad que describa el comportamiento del equipo del sistema de distribución.
- Existen muy pocos datos disponibles, por lo que no puede aplicarse un procedimiento de ajuste que permita obtener una distribución de probabilidad. Por otro lado, aunque éste procedimiento se aplique, no se cumple la prueba de bondad necesaria para adecuar los datos a una distribución de probabilidad.
- Puesto que no existen equipos 100% confiables en el sistema de distribución, se deben estudiar los métodos que permitan elaborar modelos probabilísticos cuando se disponga de cantidades limitadas o no se tenga datos correspondientes a fallas e interrupciones en el sistema de distribución.

3.6.1.3. FUENTES DE INFORMACIÓN DE DATOS DE INTERRUPCIONES

Los datos de interrupciones y fallas propios de cada empresa de distribución son la fuente de información más importante dentro del estudio de la confiabilidad. No obstante, existen otras fuentes de información adicionales como manuales y catálogos de fabricantes de equipos, datos de estudios, publicaciones y normativas, especialmente a nivel internacional. Lo ideal es recopilar datos de todas estas fuentes de información de manera que la información disponible sea lo más amplia posible.

A nivel internacional, existen organizaciones encargadas de llevar a cabo estudios sobre tasas de falla en empresas de distribución, tales como CIGRE (International Council on Large Electric Systems), la Asociación de Electricidad Canadiense (Canadian Electricity Association - CEA) y el Instituto Eléctrico Edison (Edison Electric Institute – EEI), OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería). Otras organizaciones tales como EPRI (Electric Power Research Institute) han recolectado, a partir de diferentes estudios, información sobre tasas de falla de equipos mediante tablas

que pueden utilizarse como referencia en caso de no disponer de información suficiente para calcular las tasas de falla.

Una fuente de referencia importante es el Gold Book del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE), donde se presentan conceptos y fórmulas para el cálculo de la confiabilidad así como tablas con datos de fallas de equipos producto de diferentes estudios, aunque se centra en Sistemas Eléctricos Industriales y Comerciales.

3.6.1.4. RECOLECCIÓN DE DATOS DE INTERRUPCIONES EN LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRO SUR ESTE S.A.A

En general, cada empresa de distribución busca definir un conjunto de categorías que describan lo mejor posible las interrupciones dentro del sistema de distribución al momento de recolectar la información necesaria para los estudios de confiabilidad. Entre las empresas de distribución, los métodos de recolección de información pueden variar en términos de:

- Los sistemas de recolección de datos: que abarcan desde los sistemas de recolección manuales en los que se emplea formularios escritos que son llenados por el personal que realiza la reparación hasta los sistemas completamente automatizados basados en programas computacionales)
- La capacidad para recolectar datos de interrupción desde el sistema: desde el nivel de la subestación hasta el nivel de los suministros.
- El uso o no de mecanismos de restauración de servicio cuando se recolectan datos de interrupciones.
- La definición de la interrupción importante (mayor 3 minutos).
- La definición del suministro.
- Las características propias de las interrupciones, (interrupciones forzadas o de emergencia, interrupciones programadas, fenómenos naturales, etc.).

Adicionalmente, la clasificación de los sistemas de distribución por sus características de diseño tales como la topología del sistema (radial, mallado, con varias fuentes de alimentación, etc.) y el tipo de líneas (aéreas y subterráneas) tiene un impacto significativo en el funcionamiento confiable del sistema.

Por ese motivo, el organismo de regulación es el encargado de establecer lineamientos y categorías comunes para todas las empresas de distribución, de tal manera que las categorías sean las más generales posibles para poder ser aplicada a las diversas empresas de distribución, OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería), es el ente regulador del sector eléctrico en el Perú.

Por OSINERGMIN se dispone que deben registrarse todas las interrupciones cuya duración sea mayor a 3 minutos o mayor a 5000 usuarios, a la vez que establece la manera cómo éstas deben clasificarse.

En el caso de que se presente una falla, la Empresa Eléctrica tiene implementado un sistema que determina el lugar de falla en base a un Call Center, que recibe reclamos de los consumidores por vía telefónica. Este sistema re direcciona las llamadas al Centro de Operaciones de la Empresa Distribuidora, el cual se encarga del despacho de los grupos de trabajo encargados de solucionar las fallas que se presenten en el sistema de distribución. Estos grupos de trabajo, se encargan de llenar formularios denominados como Partes Diarios de Reclamos Recibidos y Atendidos de Mantenimiento Correctivo de Redes, que luego se registran en un programa computacional llamado SIELSE documento que sirve para el registro de las interrupciones, de tal modo se reportará a OSINERGMIN de forma semestral.

Dichas interrupciones se validan en un reporte de Interrupción de Servicio (RIS) es un documento que permite recolectar información sobre tiempos de falla, número de suministros fuera de servicio, daño en equipos, causas de falla, entre otras; esta información puede ser procesada luego para determinar las tasas de falla por equipos.

Las causas de falla e interrupción se clasifican en categorías y estas a su vez en subcategorías que pueden adecuarse según las necesidades de cada empresa de distribución.

En la Fig. 3.20 se muestra una ficha electrónica de registro de interrupción utilizado por la empresa de distribución eléctrica Electro Sur Este S.A.A, el cual detalla la interrupción

FIGURA 3.17 Ficha de Inicio de Registro de Interrupción por la Empresa Eléctrica Electro Sur Este S.A.A.

Interrupción de Energía

Archivo Edición Ir Ayuda

Código NTCSE : 0041400623 Código Interrupción : 2014004000000000623

Datos de Interrupciones Instalaciones Afectadas Resumen Interrupción Simular Interrupción

DATOS GENERALES :

Nombre de Sucursal : Sicuani Código OSINERG : 20145269 Interrupción Suspendida : ☐ 19/ago/2015

Tipo / Naturaleza : No Programada - Fenómenos naturales Estado : CERRADA

DATOS INTERRUPTIÓN :

Fecha Inicio : 18/ dic /2014 13:05:00 Fecha Final : 18/ dic /2014 14:02:00 Duración (HH:mm:ss) : 0 h 57 m 00 s

Responsable Trabajo : Tipo Notificación : Fecha Notificación :

DATOS GENERALES

Causa : Descargas atmosféricas Tipo Sistema Origen : Sistema de Distribución

Responsable : Fenómenos Climáticos o Natural Cod. Procedimiento 91 :

Forma Detección : Mas de una modalidad Elemento Actua : Recloser

Tensión (Kw) : Media Tension Fase de Alimentación : R-S-T

SOLUCIÓN Y RESPONSABLES

Tipo de Solución : Definitiva Responsable Específico : Distribuidora

Electro Sur Este S.A.A. Instalación Propia : ☒

DESCRIPCION DE INTERRUPTIÓN

Descripción Origen : DESCONECTA AMT TI-01 LADO 22.9KV POR ACTUACION DE SU PROTECCION 50N.

Descripción Solución : SE RESTABLECIO SERVICIO NORMAL

Observación : CAUSA: INTENSAS DESCARGAS EN LA ZONA. CARGA: 0.98MW

Fuente: Oficina de Control de la Empresa Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.18 Ficha Registrada en la base de datos de la Empresa Eléctrica Electro Sur Este S.A.A.

Interrupción de Energía

Archivo Edición Ir Ayuda

Código NTCSE : 0041400623 Código Interrupción : 2014004000000000623

Datos de Interrupciones Instalaciones Afectadas Resumen Interrupción Simular Interrupción

Origen de la Falla

Tipo : 4 Código : 2136

Alimentador de MT : TI01 TI01

Existe Falla Superior (Sólo aplica cuando existe al menos una SED en las entidades afectadas)

Tipo : Código :

Instalación Propia : ☒

Relación de Suministros afectados por interrupción

Nuevo Eliminar Eliminar Todo Importar Archivo Copiar Fecha

Item	Tipo	Dirección Eléctrica	Ejecutada	F. H. Solucion	Sum. Afectados	Duración Horas	Duración (hh:mm:ss)	Codigo Interno
1	AMT	TI01	☒	18/12/2014 02:02:00 p.m.	13669	0.95000	00:57:00	2136

Fuente: Oficina de Control de la Empresa Electro Sur Este S.A.A

3.7. ESTUDIO HISTÓRICO DE CONFIABILIDAD.

El estudio histórico de confiabilidad se centra en la determinación de los índices básicos de confiabilidad del sistema de distribución brindados por OSINERGMIN (SAIDI, SAIFI), así como los índices globales (DEC, FEC) en base a los registros de la empresa de distribución Electro Sur Este S.A.A. a lo largo de un intervalo de tiempo.

El estudio se centrará en el alimentador de Tintaya 01 seleccionado para el estudio, comprendido entre los años 2011 y 2014, en el cual se verá las interrupciones durante las fechas indicadas.

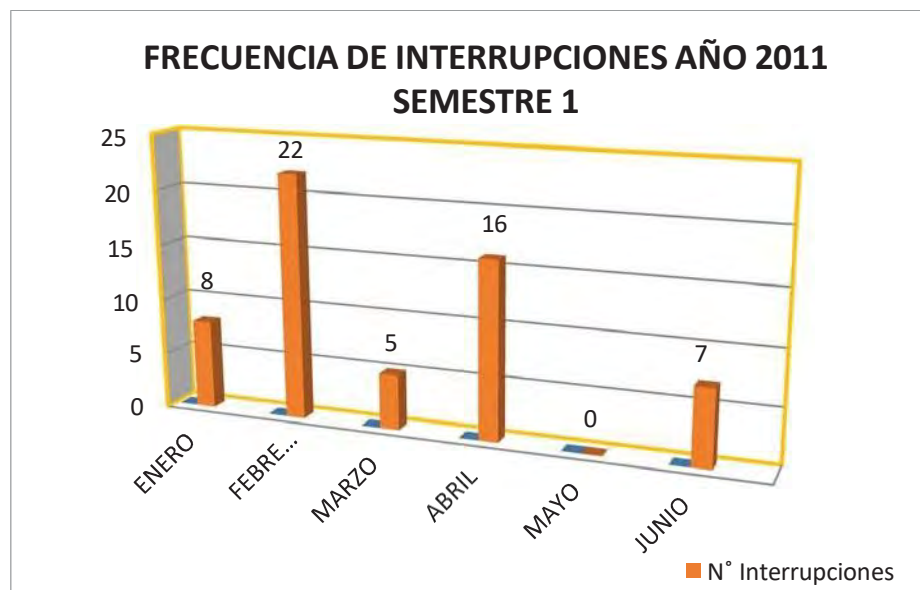
La fuente de esta información es elaboración propia en base al registro del Centro de Control de Electro Sur Este S.A.A.

TABLA 3.12 Resumen de Interrupciones durante el año 2011 semestre 1

FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES 2011 SEMESTRE 1													
NATURALEZA DE INTERRUPCION	DESCRIPCION	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO	
		FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)
Programado	Por expansión o reforzamiento	1	02:38:00										
	Por mantenimiento											1	01:48:00
No programado	Por falla en el sistema			1	00:08:00			1	00:12:00			2	00:53:00
	Por falla en operación												
	Por acción de terceros			1	17:25:00	1	07:30:00					3	01:57:00
	Por fenómenos naturales	7	03:23:00	24	23:03:00	5	02:01:00	15	03:07:00				
	Por rechazo de carga			2	00:47:00							1	00:07:00
TOTAL		8	06:01:00	22	41:23:00	5	09:31:00	16	03:19:00	0	0	7	04:45:00

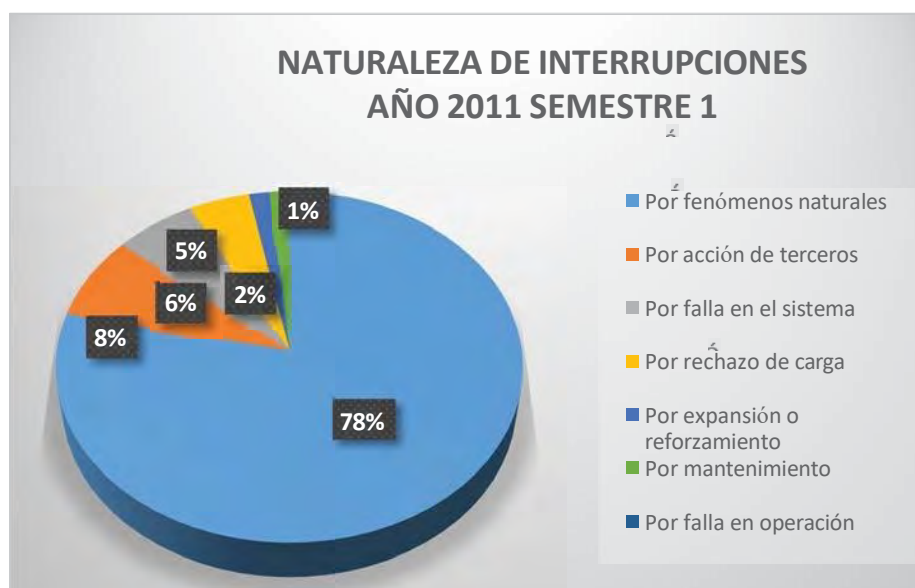
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de la Empresa Electro Sur Este S.A.A.

FIGURA 3.19 Frecuencia de interrupciones durante el año 2011 semestre 1



Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.20 Naturaleza de Interrupciones durante el año 2011 semestre 1



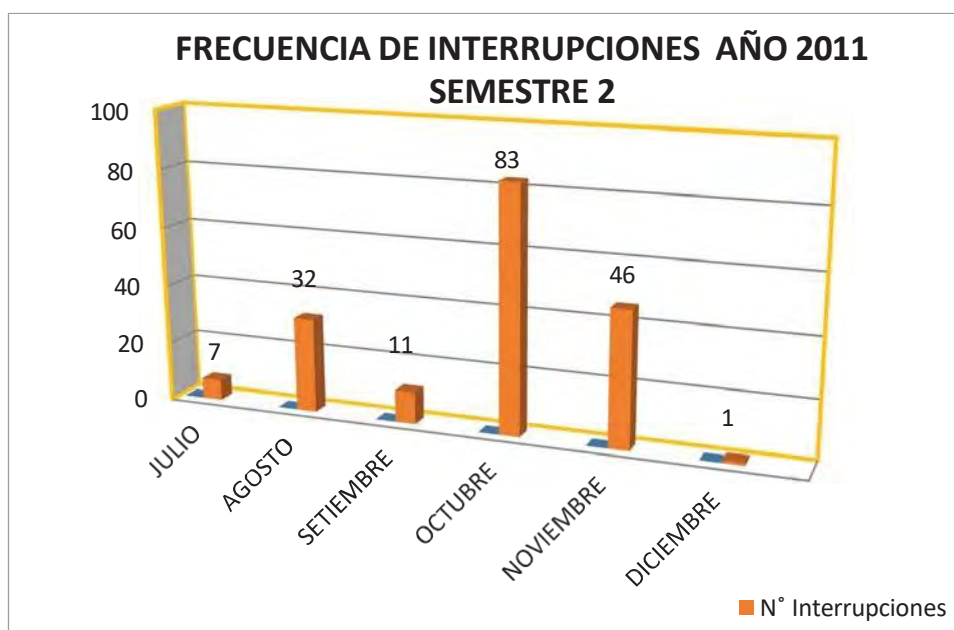
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

TABLA 3.13 Resumen de Interrupciones durante el año 2011 semestre 2

FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES 2011 SEMESTRE 2													
NATURALEZA DE INTERRUPCION	DESCRIPCION	JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)
Programado	Por expansión o reforzamiento									1	08:30:00		
	Por mantenimiento												
No programado	Por falla en el sistema	6	06:08:00	1	01:42:00	9	06:21:00						
	Por falla en operación			3	04:15:00			82	22:40:00	43	09:44:00		
	Por acción de terceros	1	01:12:00	25	2877:30:00								
	Por fenómenos naturales			3	15:45:00	2	01:14:00	1	01:08:00	2	01:58:00		
	Por rechazo de carga											1	00:45:00
TOTAL		7	02:56:00	32	2899:12:00	11	07:35:00	83	23:48:00	46	20:12:00	1	00:45:00

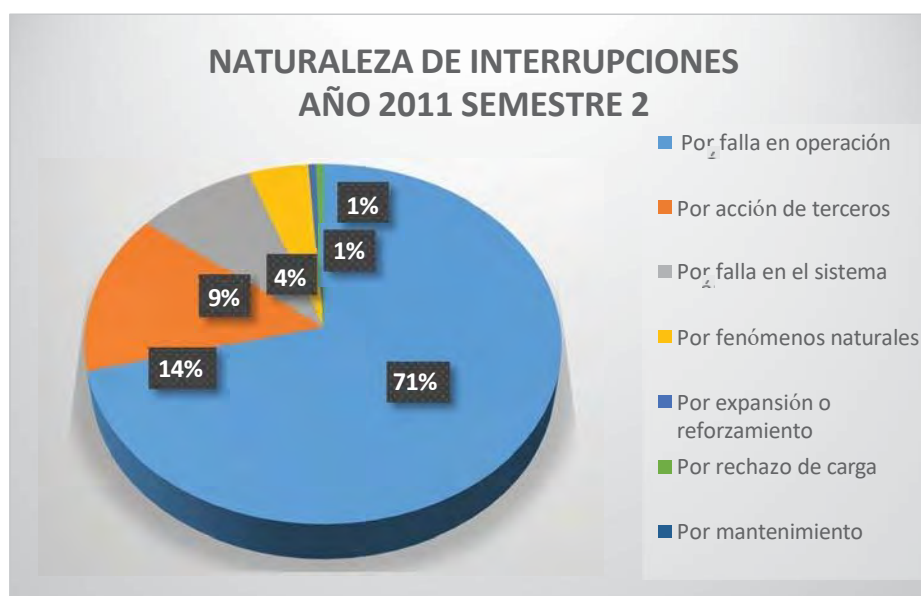
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de la Empresa Electro Sur Este S.A.A.

FIGURA 3.21 Frecuencia de Interrupciones durante el año 2011 semestre 2



Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.22 Naturaleza de Interrupciones durante el año 2011 semestre 2



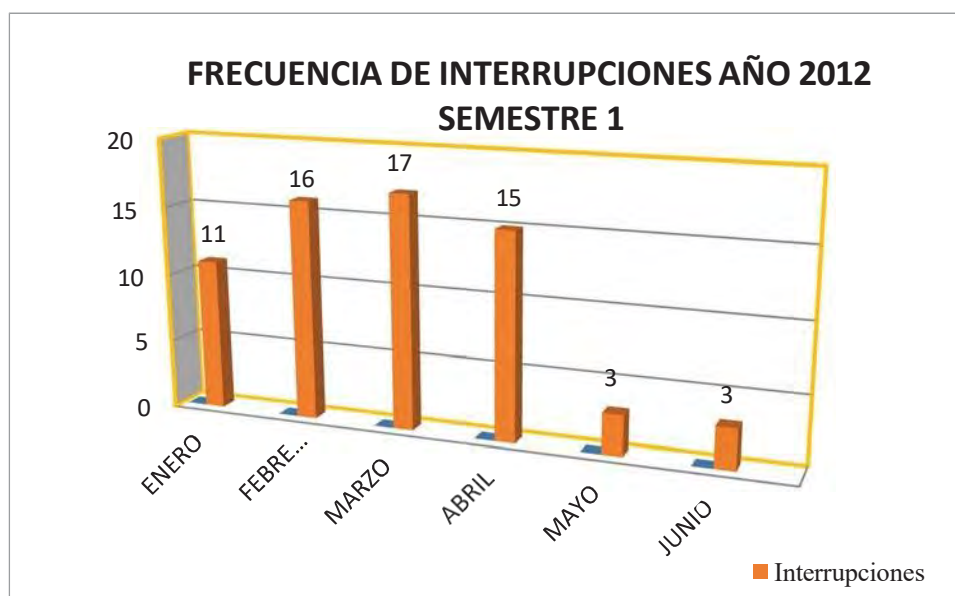
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

TABLA 3.14 Resumen de Interrupciones durante el año 2012 semestre 1

FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES 2012 SEMESTRE 1													
NATURALEZA DE INTERRUPCION	DESCRIPCION	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO	
		FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)
Programado	Por expansión o reforzamiento			3	02:00:00			5	23:16:00				
	Por mantenimiento	1	05:00:00	4	05:30:00	11	78:30:00	7	11:30:00				
No programado	Por falla en el sistema							1	00:21:00				
	Por falla en operación	2	01:16:00	1	00:14:00	2	16:30:00	1	01:43:00			1	00:16:00
	Por acción de terceros					2	43:00:00			2	07:31:00	1	06:46:00
	Por fenómenos naturales	4	02:56:00	6	22:45:00	1	30:05:00	1	17:00:00	1	17:00:00	1	02:05:00
	Por rechazo de carga	4	03:04:00	2	01:47:00	1	00:12:00						
TOTAL		11	12:16:00	16	08:16:00	17	168:17:00	15	77:50:00	3	24:31:00	3	09:07:00

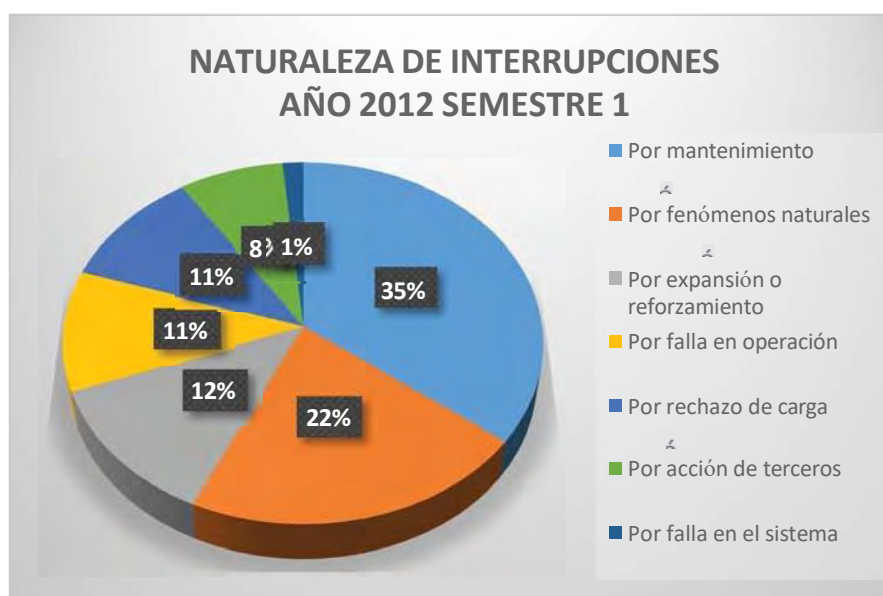
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de la Empresa Electro Sur Este S.A.A.

FIGURA 3.23 Frecuencia de Interrupciones durante el año 2012 semestre 1



Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.24 Naturaleza de Interrupciones durante el año 2012 semestre 1



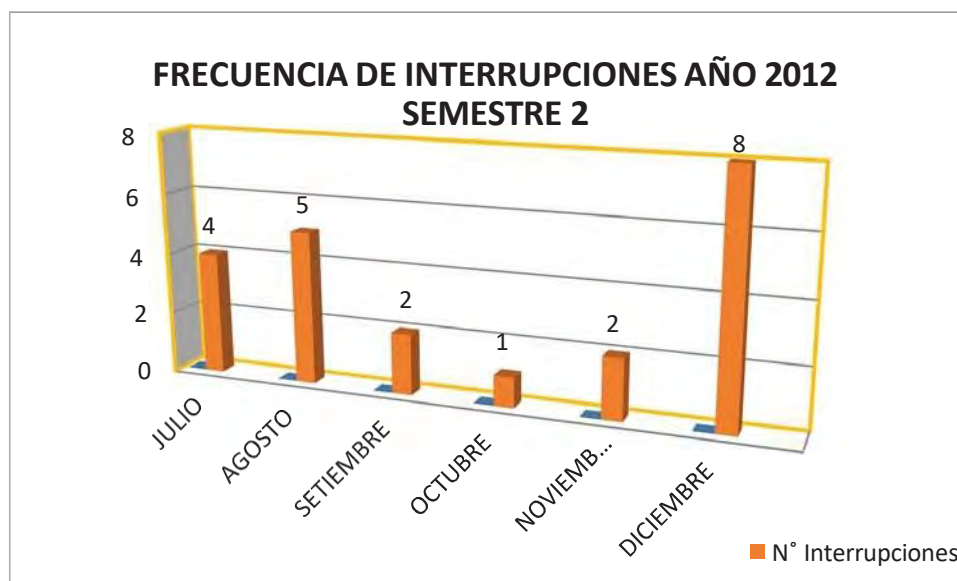
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

TABLA 3.15 Resumen de Interrupciones durante el año 2012 semestre 2

FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES 2012 SEMESTRE 2													
NATURALEZA DE INTERRUPCION	DESCRIPCION	JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)
Programado	Por expansión o reforzamiento			1	03:00:00								
	Por mantenimiento					1	05:00:00			1	07:00:00		
No programado	Por falla en el sistema	1	00:57:00	2	02:56:00								
	Por falla en operación	2	00:43:00	1	01:35:00	1	01:55:00			1	01:20:00	1	01:08:00
	Por acción de terceros	1	10:51:00									1	56:00:00
	Por fenómenos naturales							1	01:00:00	1	01:23:00	3	01:33:00
	Por rechazo de carga			1	00:13:00					1	01:29:00	3	01:35:00
TOTAL		4	12:31:00	5	07:44:00	2	06:55:00	1	01:00:00	2	11:12:00	8	60:16:00

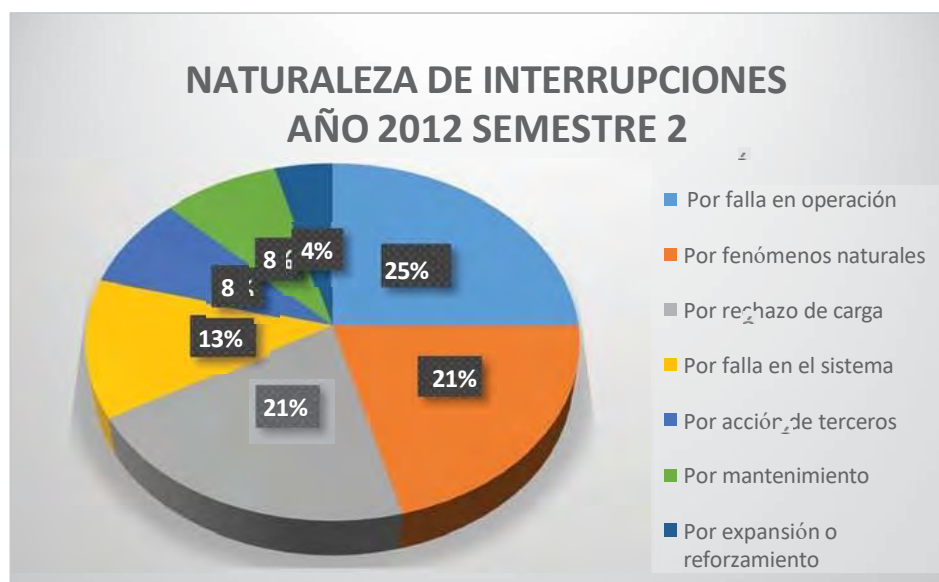
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de la Empresa Electro Sur Este S.A.A.

FIGURA 3.25 Frecuencia de Interrupciones durante el año 2012 semestre 2



Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.26 Naturaleza de Interrupciones durante el año 2012 semestre 2



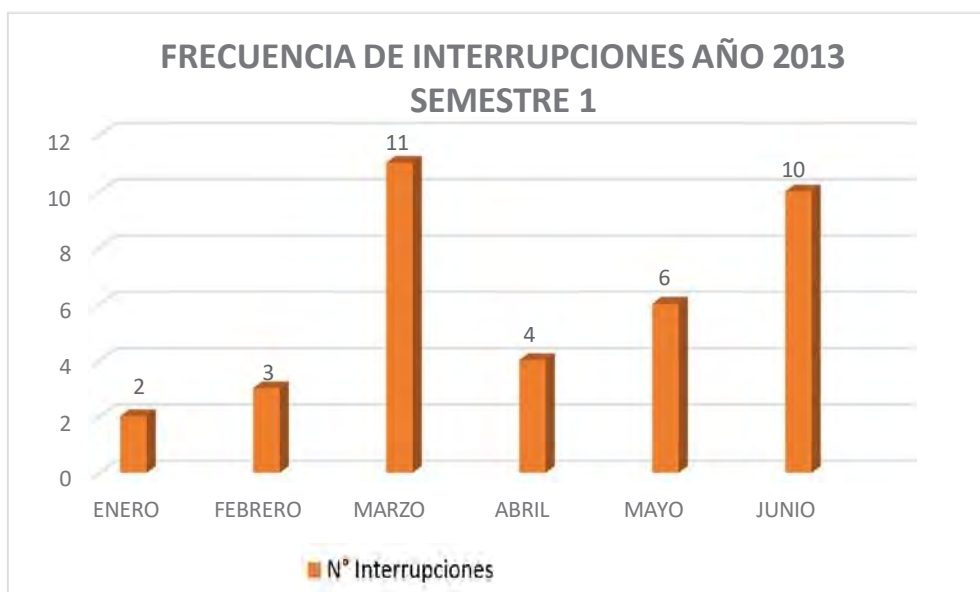
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

TABLA 3.16 Resumen de Interrupciones durante el año 2013 semestre 1

FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES 2013 SEMESTRE 1													
NATURALEZA DE INTERRUPCION	DESCRIPCION	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO	
		FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)
Programado	Por expansion o reforzamiento											3	54:38:00
	Por mantenimiento					1	11:42:00						
No programado	Por falla en el sistema	1	23:42:00							1	0:28:00	3	1:11:00
	Por falla en operación									2	0:51:00	2	12:27:00
	Por accion de terceros					2	36:31:00	2	50:47:00	2	26:51:00	1	13:23:00
	Por fenomenos naturales					1	0:09:00	1	0:39:00	1	0:21:00		
	Por rechazo de carga	1	0:33:00	3	2:43:00	7	2:49:00	1	0:11:00			1	0:24:00
TOTAL		2	24:30:00	3	2:43:00	11	51:11:00	4	51:37:00	6	28:31:00	10	82:03:00

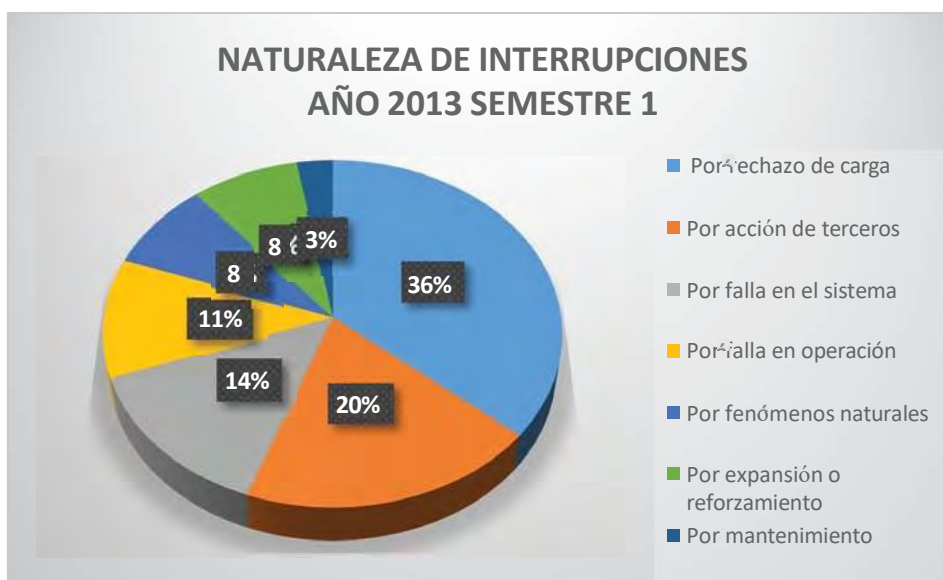
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de la Empresa Electro Sur Este S.A.A.

FIGURA 3.27 Frecuencia de Interrupciones durante el año 2013 semestre 1



Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.28 Naturaleza de Interrupciones durante el año 2013 semestre 1



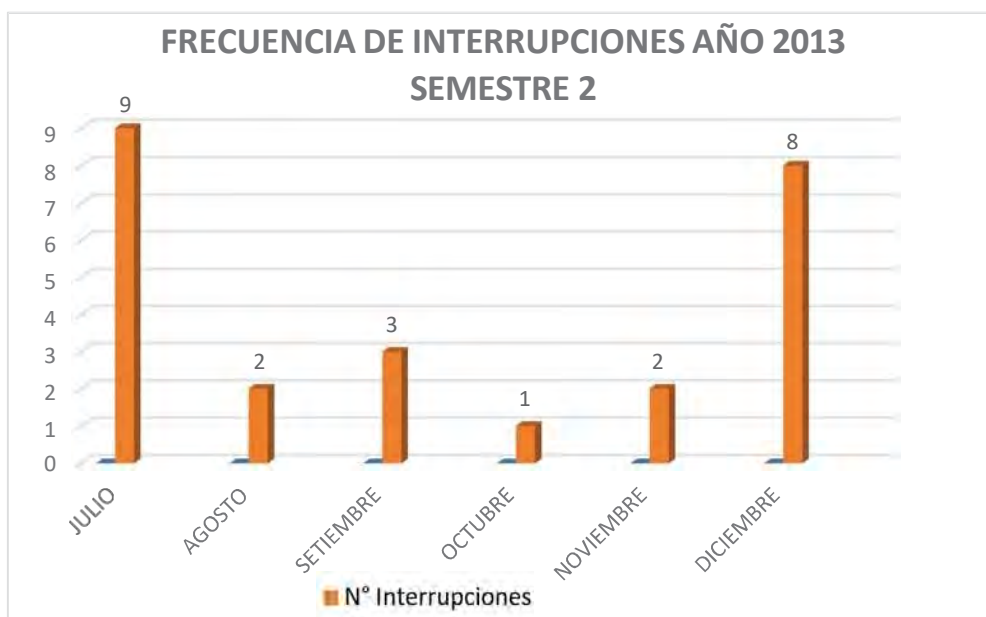
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

TABLA 3.17 Resumen de Interrupciones durante el año 2013 semestre 2

FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES 2013 SEMESTRE 2													
NATURALEZA DE INTERRUPCION	DESCRIPCION	JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)
Programado	Por expansion o reforzamiento			1	3:00:00							1	4:00:00
	Por mantenimiento	1	5:55:00					1	8:00:00			1	5:25:00
No programado	Por falla en el sistema			1	11:22:00	1	0:25:00	1	0:21:00	1	1:10:00	2	0:59:00
	Por falla en operación							1	0:34:00			1	18:11:00
	Por accion de terceros					1	0:48:00						
	Por fenomenos naturales	6	2:08:06			1	1:00:00	2	0:34:00	1	1:21:00	3	26:07:00
	Por rechazo de carga	2	0:29:00										
TOTAL		9	8:32:06	2	14:22:00	3	2:13:00	1	1:00:00	2	2:52:00	8	54:42:00

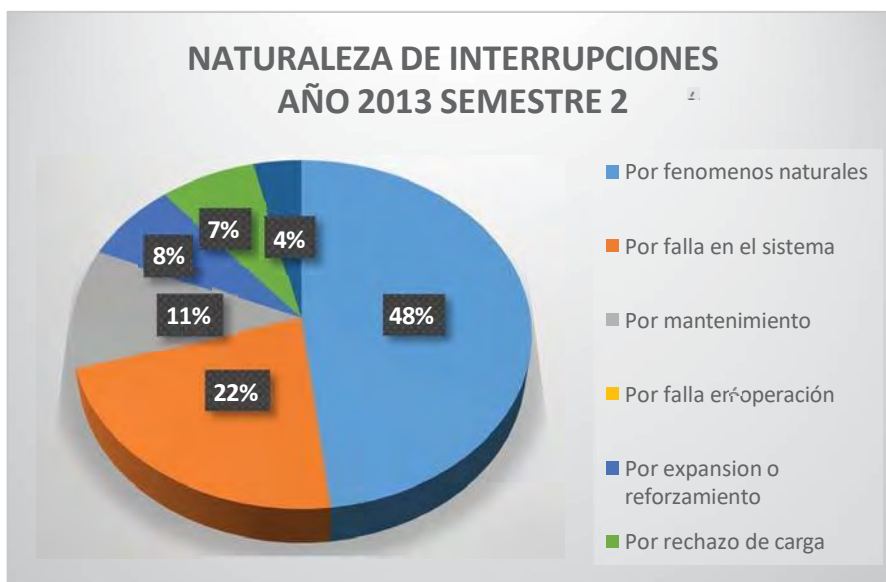
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de la Empresa Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.29 Frecuencia de Interrupciones durante el año 2013 semestre 2



Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.30 Naturaleza de Interrupciones durante el año 2013 semestre 2



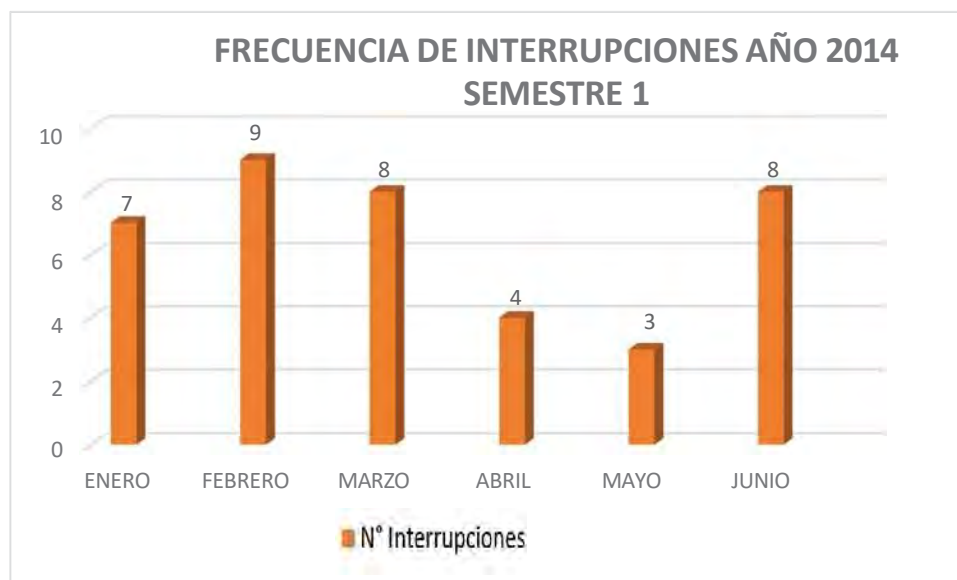
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

TABLA 3.18 Resumen de Interrupciones durante el año 2014 semestre 1

FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES 2014 SEMESTRE 1													
NATURALEZA DE INTERRUPCION	DESCRIPCION	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO	
		FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)
Programado	Por expansion o reforzamiento			3	09:54	1	01:59	1	02:20	1	08:04		
	Por mantenimiento									1	02:00		
No programado	Por falla en el sistema	2	03:12	1	00:47	1	09:58	1	00:41			5	02:03
	Por falla en operación	2	00:58	2	00:47	2	01:51					1	01:05
	Por accion de terceros					1	13:00	1	13:20	1	00:06	2	06:23
	Por fenomenos naturales	3	01:34	3	03:01	3	17:49	1	00:08				
	Por rechazo de carga												
TOTAL		7	05:44	9	14:29:00	8	20:37	4	16:29	3	10:10	8	09:31

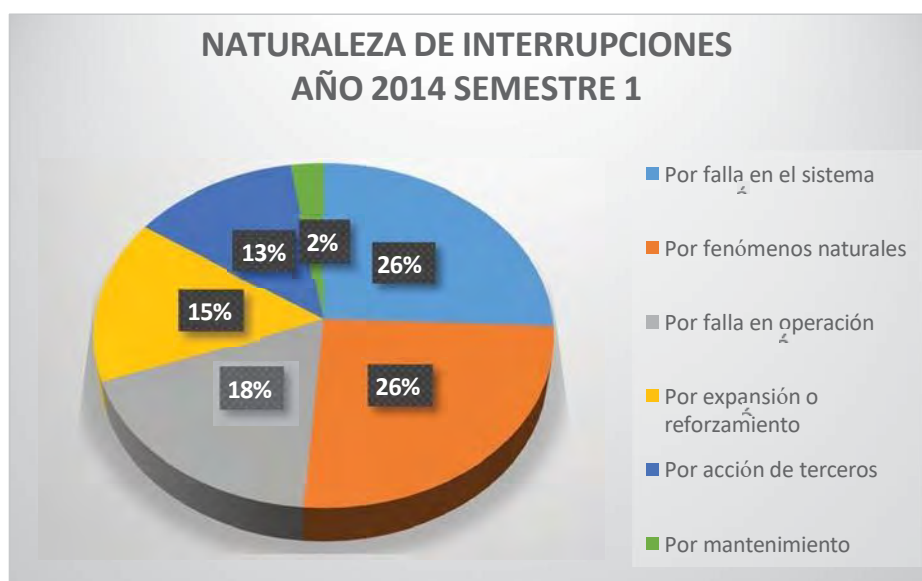
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de la Empresa Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.31 Frecuencia de Interrupciones durante el año 2014 semestre 1



Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.32 Naturaleza de Interrupciones durante el año 2014 semestre 1



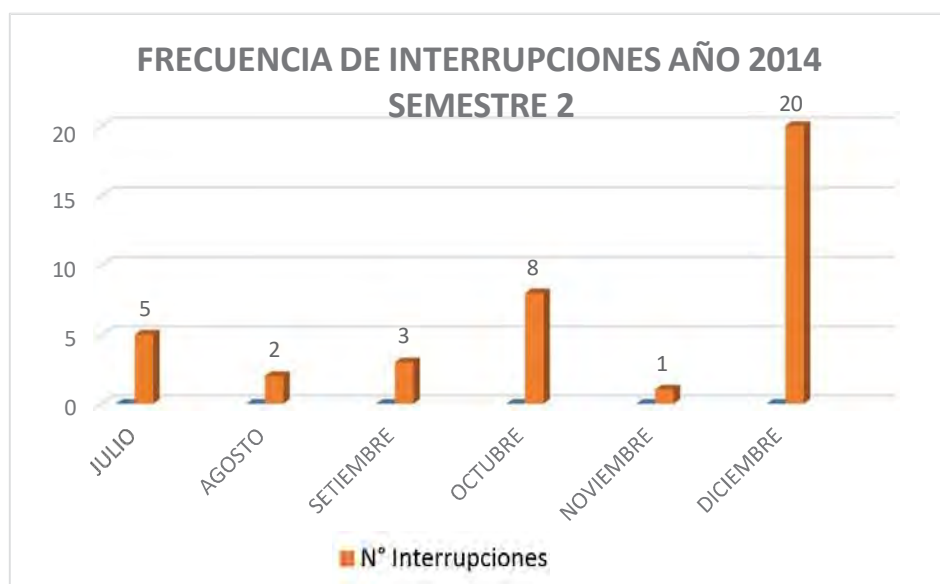
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

TABLA 3.19 Resumen de Interrupciones durante el año 2014 semestre 2

FRECUENCIA Y DURACION DE INTERRUPCIONES 2014 SEMESTRE 2													
NATURALEZA DE INTERRUPCION	DESCRIPCION	JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)	FRECUENCIA	DURACION (Hrs)
Programado	Por expansion o reforzamiento	1	06:08										
	Por mantenimiento	1	06:47									1	06:38
No programado	Por falla en el sistema			1	00:49	1	00:18					5	02:54
	Por falla en operación			1	08:45	2	01:03	2	00:34			8	11:10
	Por accion de terceros	1	00:23										
	Por fenomenos naturales	2	00:32					6	00:58	1	00:15	6	09:47
	Por rechazo de carga												
TOTAL		5	13:50	2	09:34	3	01:21	8	01:32	1	00:15	20	06:29

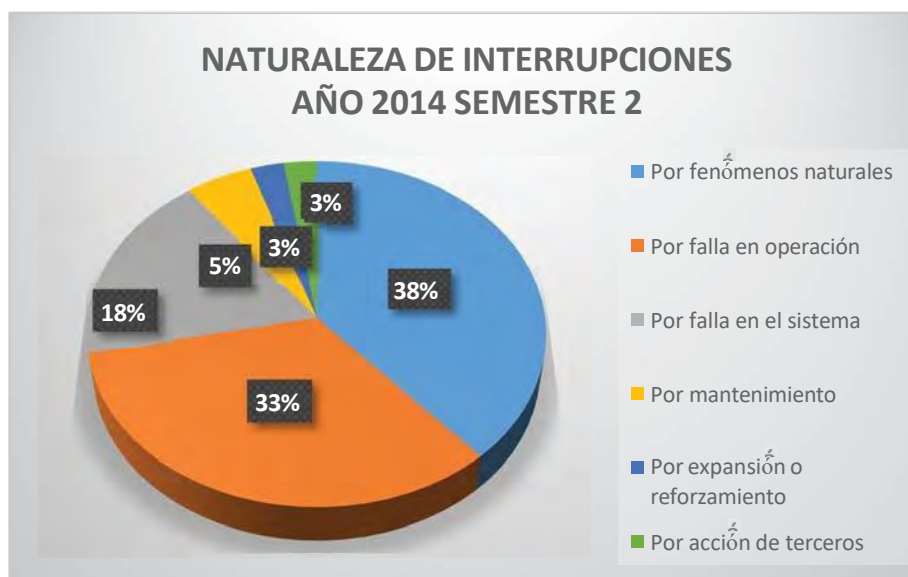
Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de la Empresa Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 3.33 Frecuencia de Interrupciones durante el año 2014 semestre 2



Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.

FIGURA 3.34 Naturaleza de Interrupciones durante el año 2014 semestre 2



Fuente: Elaboración Propia, datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A

3.8. COSTO Y VALOR DE LA CONFIABILIDAD.

Dado el nivel de inversiones y la búsqueda de un desarrollo económico y sustentable, se deben buscar las herramientas que permitan establecer parámetros de comparación entre los costos y beneficios que acarrea el establecer ciertos niveles de eficiencia.

Desde el punto de vista netamente teórico, el situarse en el óptimo de mercado involucraría el conocer tanto el costo que tiene para las empresas eléctricas al entregar el producto electricidad o suministro con un cierto grado de confiabilidad, como el costo que tiene para los clientes el ser suministrados con cierta falta de ésta, lo que en definitiva se traduce en conocer las funciones de utilidad para cada uno de los participantes.

Es decir, el nivel apropiado de confiabilidad, desde la perspectiva del consumidor puede definirse como aquel nivel de confiabilidad en que la suma de los costos de suministro más el costo de las interrupciones que ocurren están en un mínimo.

FIGURA 3.35 Curvas de Costo y Valor de la Confiabilidad



Fuente: Sistemas de protección. Cursos para estudiantes de Ing. Eléctrica (Cuenca 2004) – Hernán Carrillo

En la figura 3.35 se muestra el costo en una proporción directa en cuanto a las inversiones que la empresa eléctrica efectúa en la medida que crece el número de consumidores beneficiados, que reciben un suministro con mayor grado de confiabilidad. Por otra parte, el costo asociado en cuanto a la energía dejada de vender, penalidades y lo que los clientes dejen de hacer, tienen una relación inversa, que se incrementa a medida que se reduce el grado de confiabilidad de su energía suministrada.

Capítulo 4

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA EN EL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

4.1. INTRODUCCIÓN

Día a día, los usuarios son más sensibles a las interrupciones del suministro de energía y, a su vez más exigentes con los operadores de red y el servicio que prestan, tanto en continuidad como en calidad.

Los avances regulatorios dados por OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería), ofrecen mecanismos de control que buscan el beneficio de los clientes fijando límites que, al ser infringidos, generan compensación a estos y penalización para la empresa distribuidora, lo cual ha estimulado el desarrollo en proyectos de inversión enfocados en monitorear los sistemas de distribución.

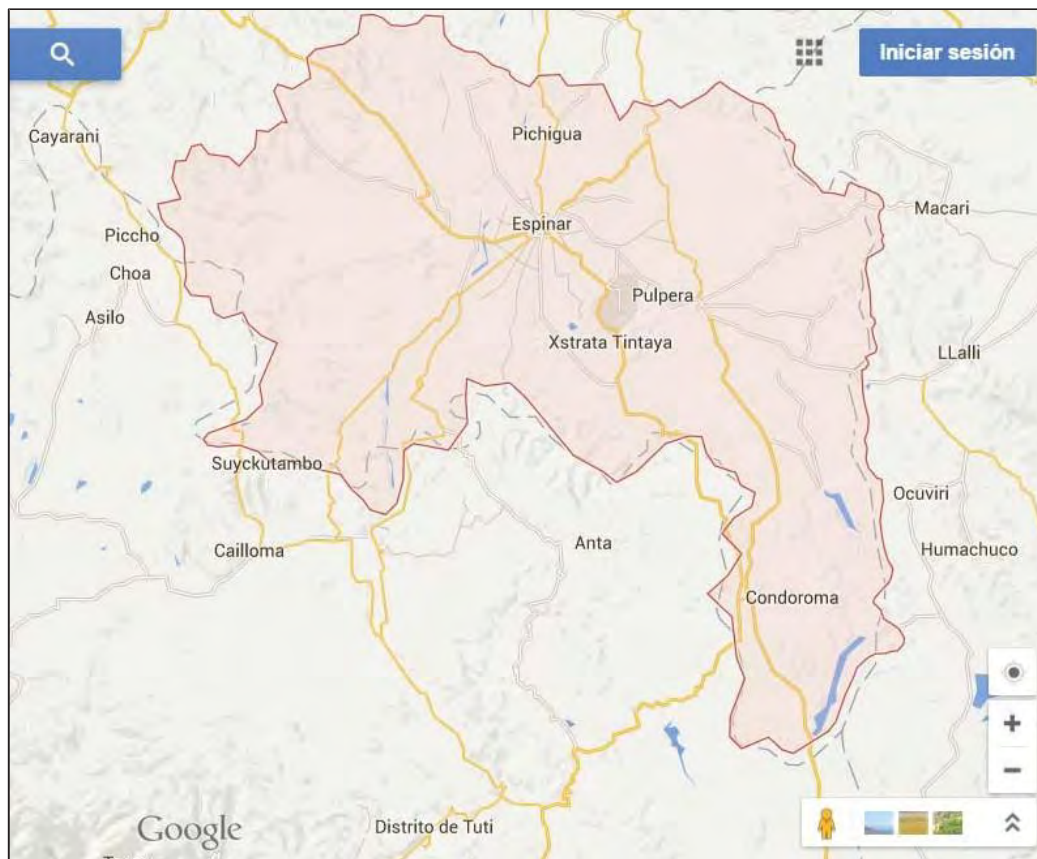
La identificación de las áreas donde deben enfocarse los esfuerzos por parte de la empresa distribuidora es clave para llevar a cabo estrategias satisfactorias en la evaluación de la confiabilidad. La metodología desarrollada se enfoca en identificar las áreas con mayores interrupciones de distribución de energía con configuración radial, basada en información sobre los eventos tipo falla que afectaron la continuidad del servicio, analizando los tiempos que se asocian a la duración del evento, tales como localización de la falla, reparación y restablecimiento.

4.2. PROPUESTA METODOLÓGICA

Para la aplicación de esta propuesta metodológica se requiere definir el circuito y las características de esta información topológica y cartográfica, el registro de eventos con pérdida de continuidad y la duración de eventos principalmente.

Se precisa de esta información como punto de partida para definir el área de influencia del circuito, se fija un primer plano con las coordenadas X, Y ubicadas cartográficamente y, posteriormente, se definen en subsistemas.

FIGURA 4.1 Mapa Geográfico de la Provincia de Espinar



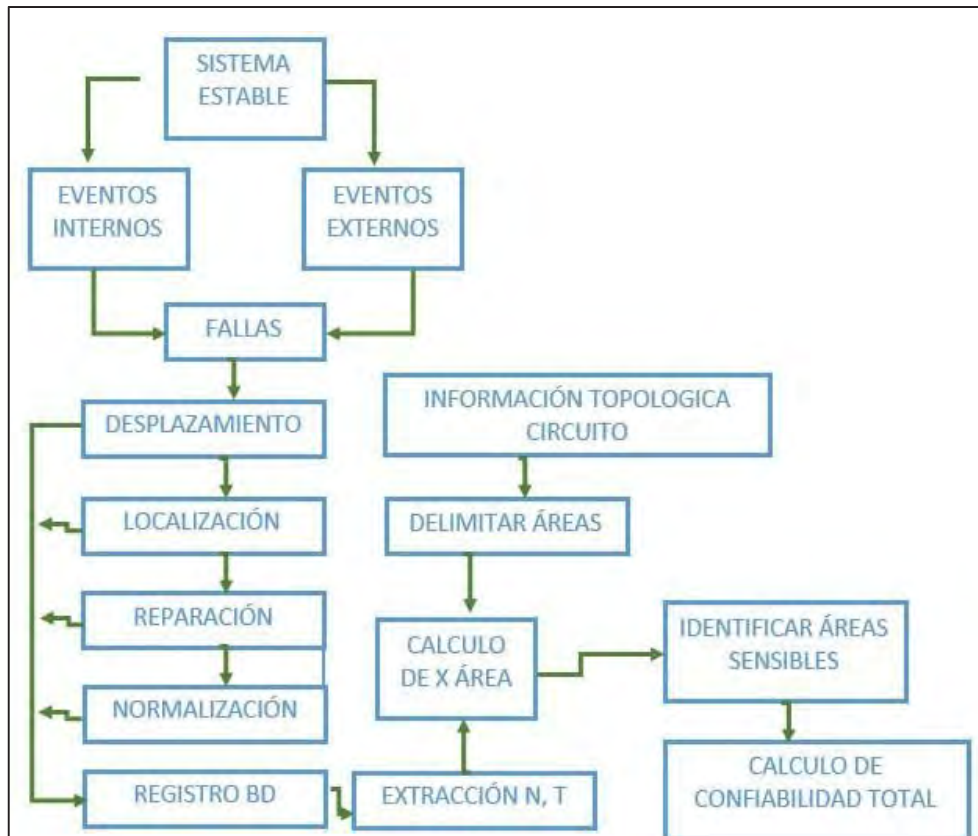
Fuente: Google Maps

El origen de los eventos puede concentrarse, por ejemplo, en el acercamiento o caída de árboles sobre las redes, accidentes de vehículos, descargas atmosféricas u otros. Es por esto por lo que se considera un escenario donde la afectación se debe al entorno en el que

se encuentre instalado el equipo y no a su funcionamiento, ya que este debe cumplir con normas de calidad específicas para el trabajo requerido.

Basada en la definición de las áreas y asociando la información de eventos, se realiza la clasificación de eventos por zonas. El diagrama de flujo se expone en la figura 4.2

FIGURA 4.2 Diagrama de Flujo Frecuencia - Duración



Fuente: Sistemas de protección. Cursos para estudiantes de Ing. Eléctrica (Cuenca 2004) – Hernán Carrillo

4.3. APLICACIÓN DEL MODELO

Como caso de estudio se aplica el modelo a un circuito de distribución de energía a nivel de tensión 22.9 kV con influencias en zonas urbano – rural, con una carga instalada de 13.783 MVA con un total de 13871 suministros al 2015.

Se estudian varios sistemas de distribución, con el objeto de ilustrar la metodología de evaluación de los índices de confiabilidad, así como la optimización de recursos para alcanzar niveles de disponibilidad deseados en algún elemento de la red.

Estos ejemplos de aplicación servirán más que nada para tener una idea más clara de la metodología propuesta y que será utilizada luego en un sistema real.

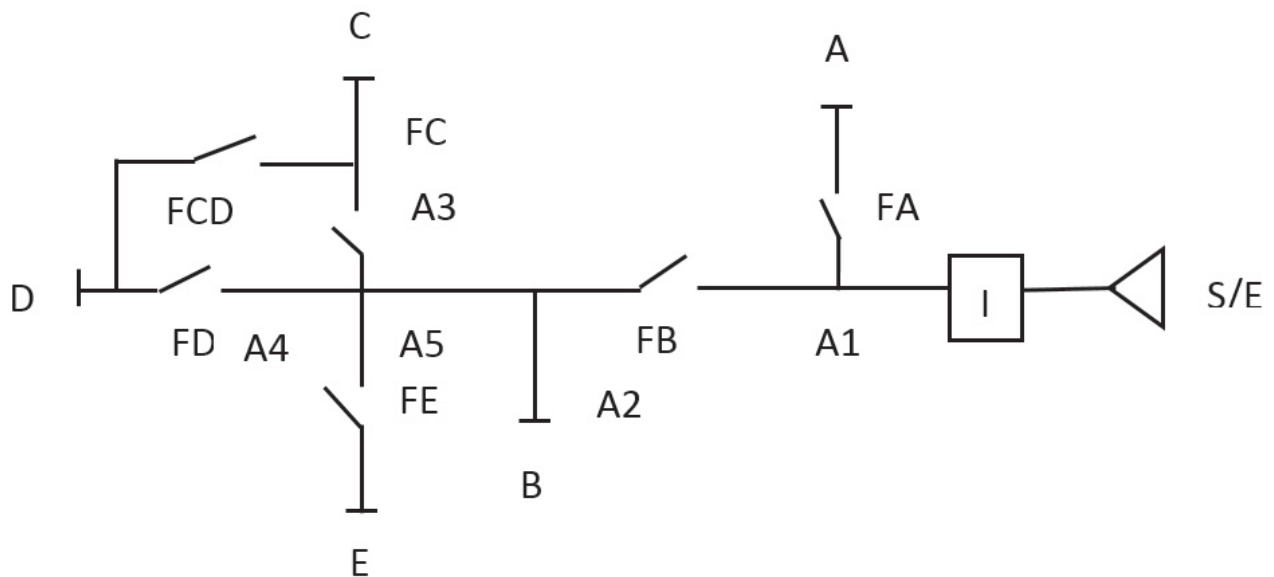
4.3.1. ESTRUCTURA TOPOLÓGICA DEL ALIMENTADOR TINTAYA TI-01

Según el algoritmo planteado, el primer paso corresponde a modelar la red indicando sólo la interconexión y la identidad de los elementos (ver figura 4.3).

La identificación de elementos es la siguiente:

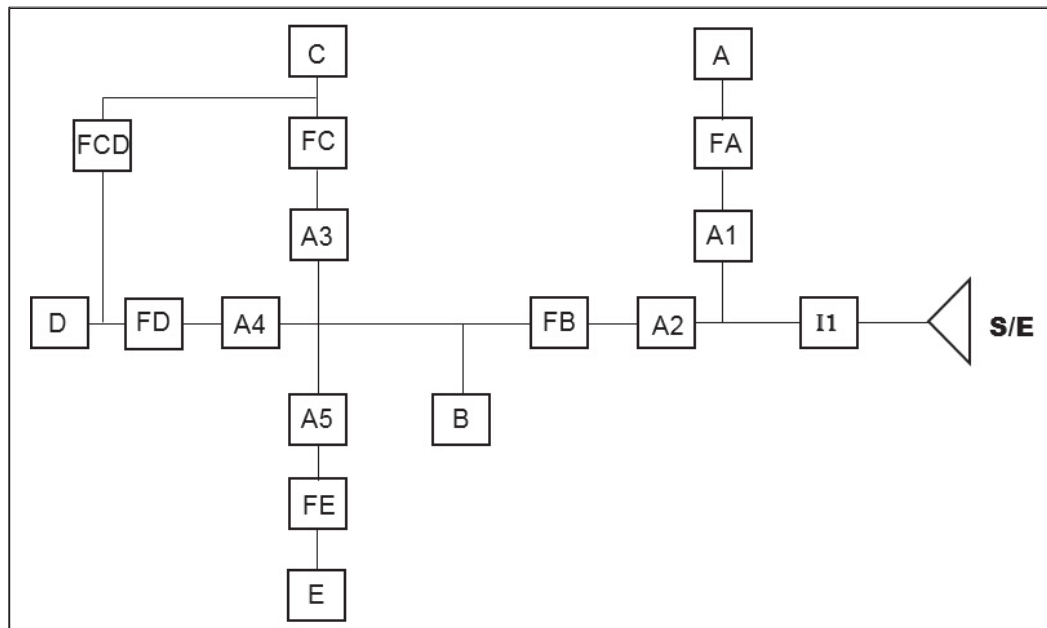
- S/E: Conexión a la Subestación
I1: Interruptor principal del Alimentador
A-E: Tramos principales de Alimentador
FA-FE: Fusibles de los tramos A, B, C, D y E.

FIGURA 4.3 Estructura Topológica Del Alimentador TI-01



Fuente: Elaboración Propia

FIGURA 4.4 Modelo del Alimentador en Estudio TI-01



Fuente: Elaboración Propia

Para encontrar los índices operativos de confiabilidad para el sistema y también para los consumidores, se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra dado que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red.

Los tramos del alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra, como puede apreciarse en la figura 4.4 en donde se representa en forma macro la ubicación del equipo de seccionamiento, así como también los tramos de la red.

Tipo de equipo de seccionamiento presente:

Código	Descripción
SF	Seccionador Fusible Tipo Cut Out 22.9 kV.

Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE

Por facilidad de entendimiento se utilizará la siguiente nomenclatura para reconocer a los diferentes equipos ubicados a lo largo del alimentador:

TABLA 4.1 Representación Equipo de Secc. y/o Maniobra

Equipo de Secc. y/o Maniobra	Representación
SF1	S1
SF2	S2
SF3	S3
SF4	S4

Fuente: Elaboración Propia

Cada elemento presente en el modelo de red estará caracterizado a través de sus propios parámetros, tasa de falla y tiempo de reparación, que se presentan en la tabla 4.1.

Al igual que en los casos del capítulo anterior se considera que los elementos de protección y maniobra son plenamente confiables, por lo que se considera la matriz reducida con elementos con tasa de falla diferente de cero, esto puede apreciarse ya que en los registros limitados que tiene la empresa eléctrica los elementos de protección y maniobra no fallan.

4.3.2. DETERMINACIÓN DE LAS ZONAS PROBLEMÁTICAS EN EL ALIMENTADOR

Las interrupciones registradas en los diferentes tramos del alimentador son a partir del año 2011 hasta el año 2014 el cual se detallan en el Anexo 02 y de forma más específica se detallan continuación:

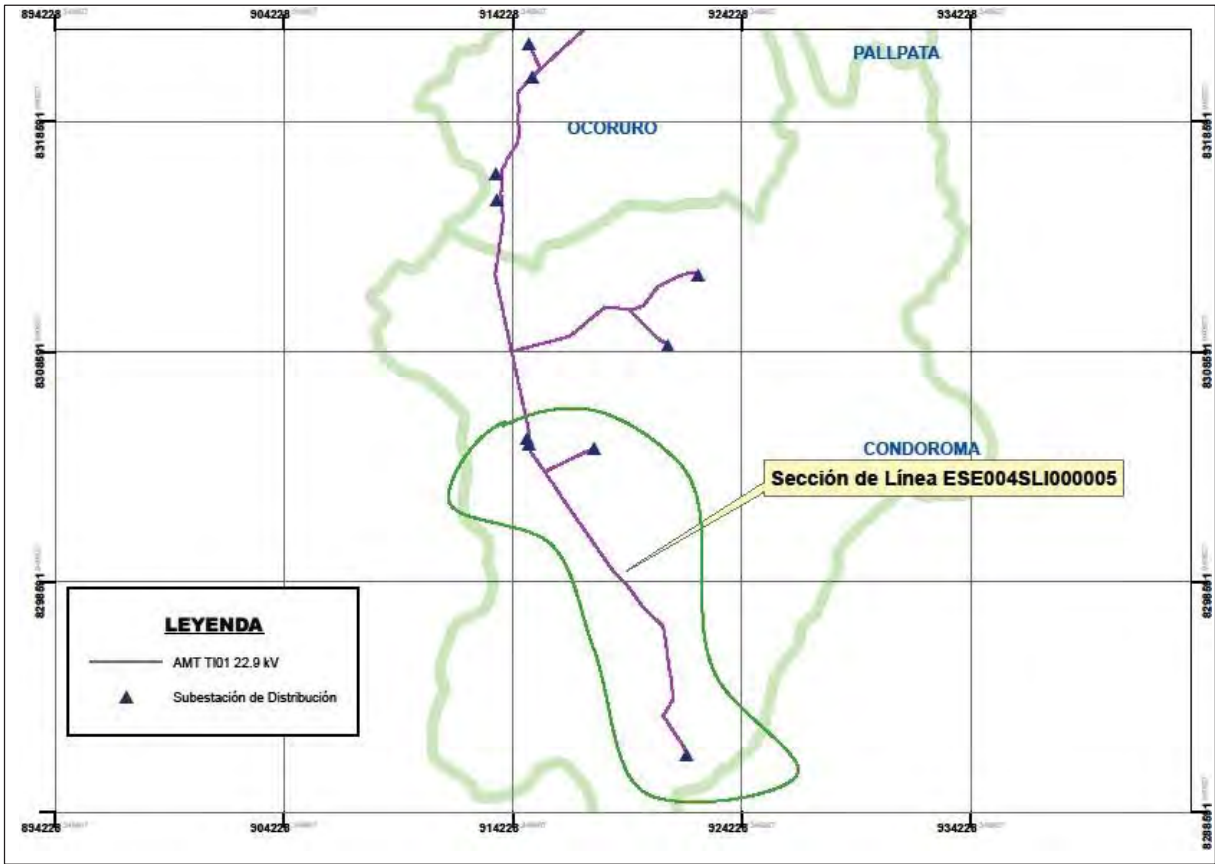
a) Interrupciones Registradas en el año 2011

TABLA 4.2 Origen de Falla de las Interrupciones Registradas en el año 2011

ALIMENTADOR TI-01			
AÑO 2011			
Nº	UBICACIÓN DE LA FALLA	FRECUENCIA Interrupciones/año	DURACIÓN TOTAL Horas/año
1	ESE004SLI000005	2	105:16:00
2	ESE004SLI000190	3	131:36:00
TOTAL			251:16:00

Fuente: Electro Sur Este S.A.A

FIGURA 4.5 Sección de Línea ESE004SLI000005



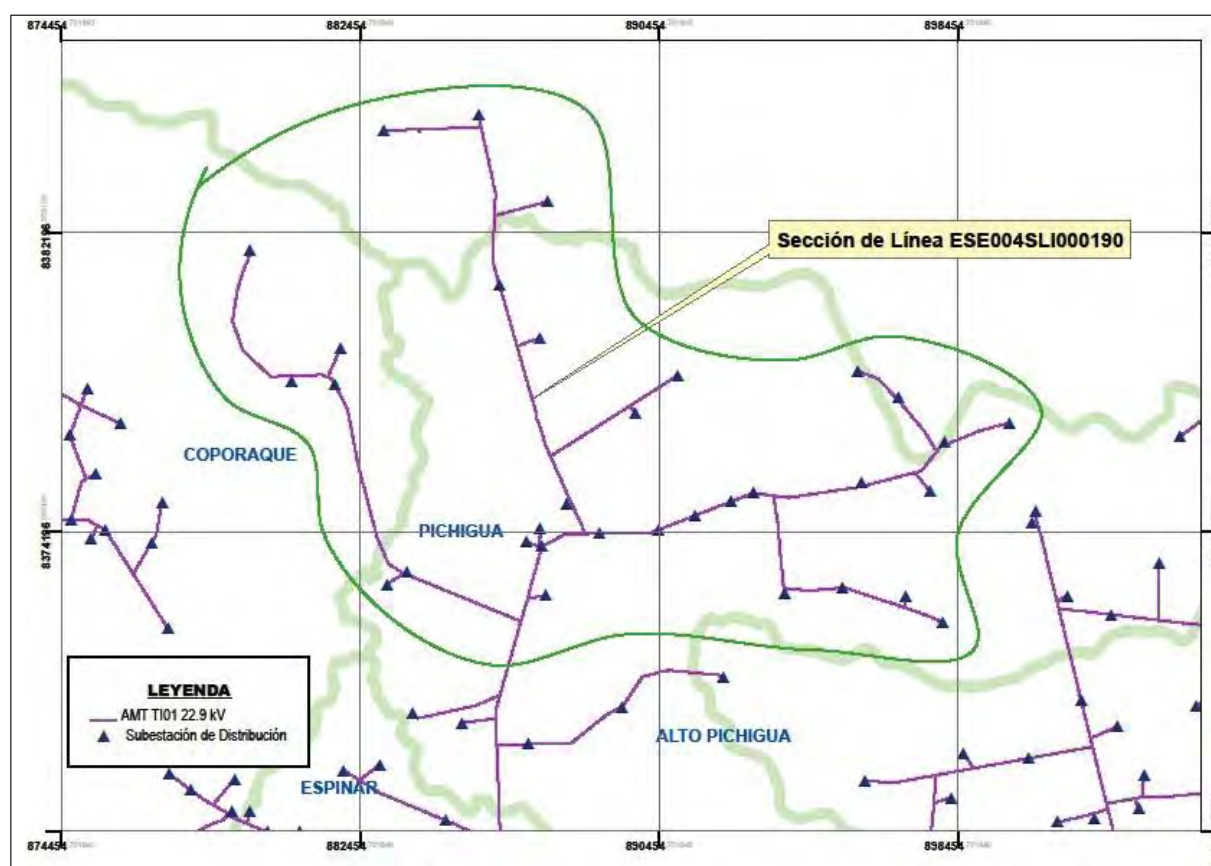
Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000005*
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 2
Duración de Interrupción [horas/año]	: 105:16:00
Alimentador	: TI-01

* ESE004SLI000005 Sección de línea número 005 de la provincia de Espinar de la empresa Electro Sur Este S.A.A.

ESE Abreviatura de “Electro Sur Este S.A.A.”
004 Codificación de la provincia de Espinar
SLI Abreviatura de Sección de línea
000005 Código Técnico de la Sección de Línea

FIGURA 4.6 Sección de Línea ESE004SLI000190



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000190
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 3
Duración de Interrupción [horas/año]	: 131:36:00
Alimentador	: TI-01

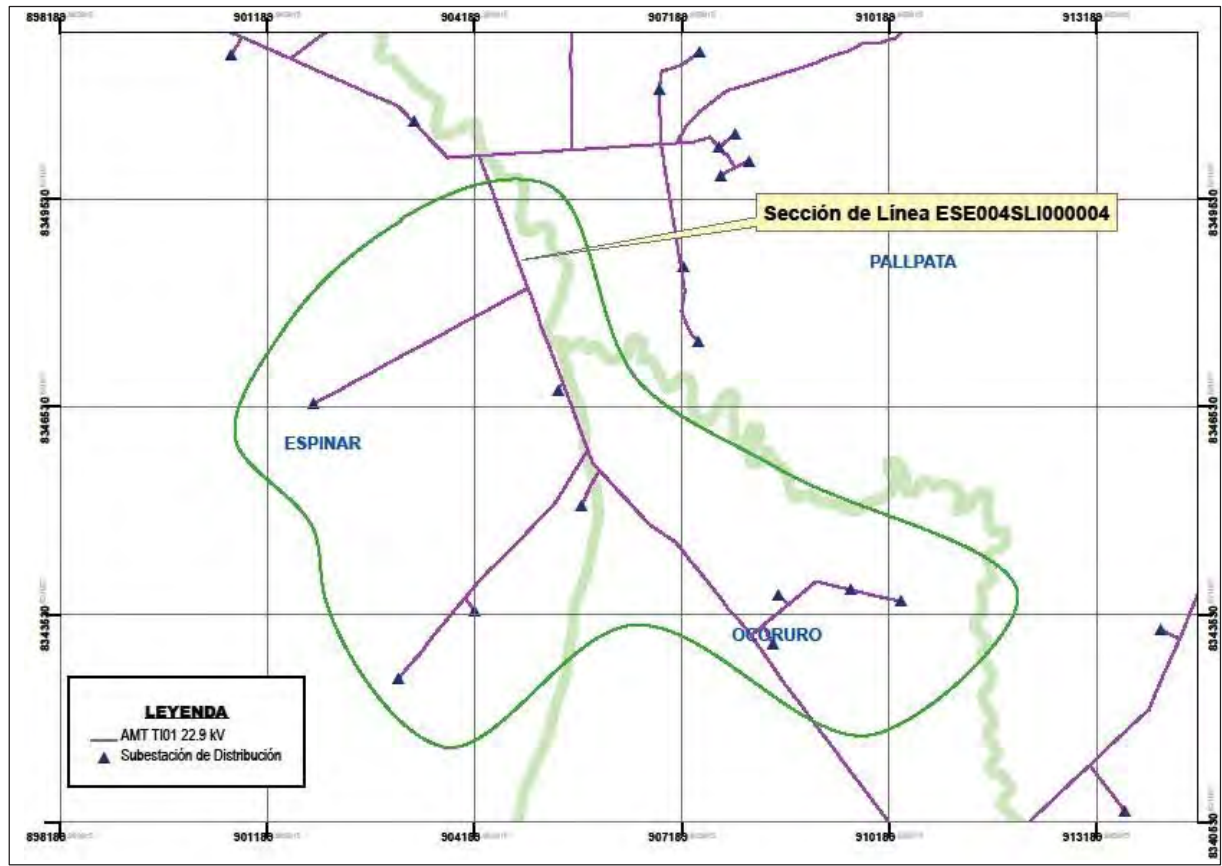
b) Interrupciones Registradas en el año 2012

TABLA 4.3 Origen de Falla de las Interrupciones Registradas en el año 2012

ALIMENTADOR TI-01			
AÑO 2012			
Nº	UBICACIÓN DE LA FALLA	FRECUENCIA Interrupciones/año	DURACIÓN TOTAL Horas/año
1	ESE004SLI000004	2	15:00:00
2	ESE004SLI000232	2	47:05:00
3	ESE004SLI000252	3	14:45:00
4	ESE004SLI000190	3	48:26:00
5	ESE004SLI000358	5	23:22:00
6	ESE004SLI000236	6	40:00:00
	ESE004SLI000001	6	31:05:00
TOTAL			219:43:00

Fuente: Electro Sur Este S.A.A

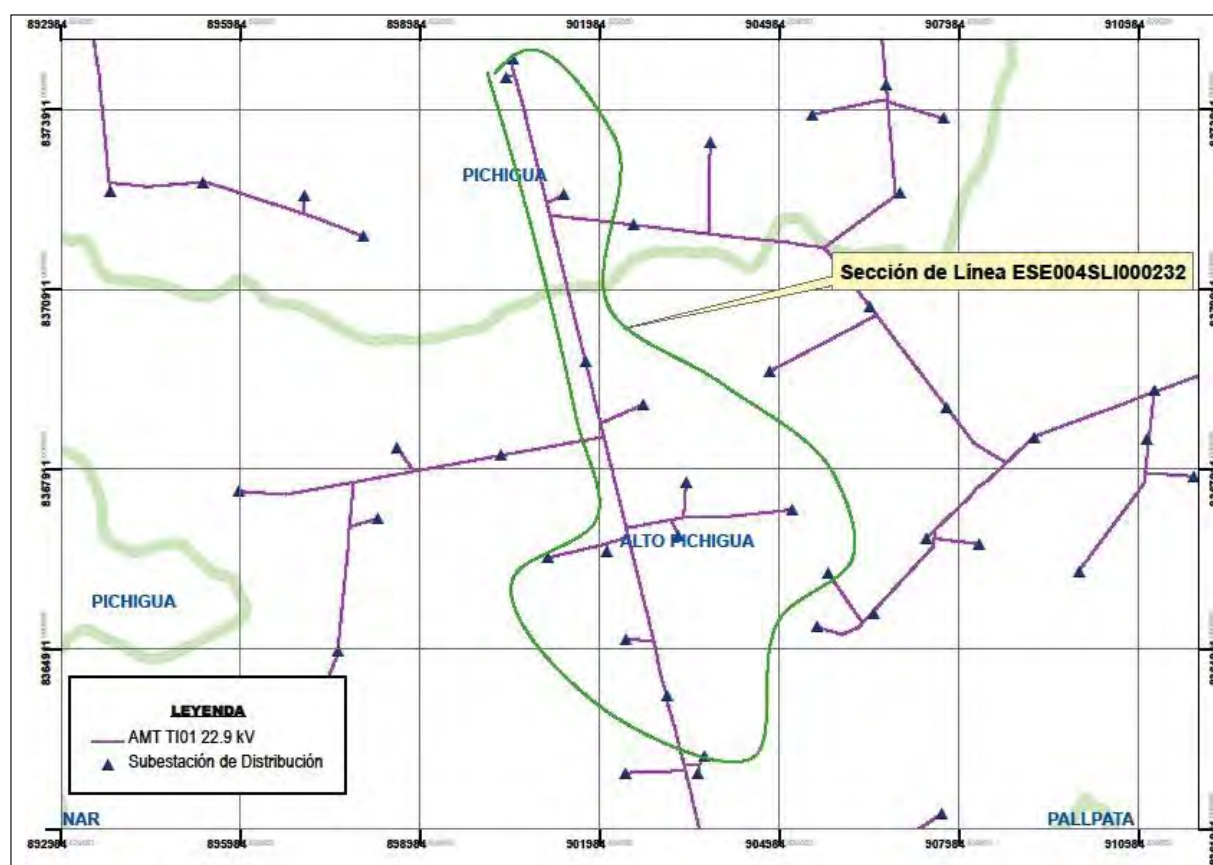
FIGURA 4.7 Sección de Línea ESE004SLI000004



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000004
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 2
Duración de Interrupción [horas/año]	: 15:00:00
Alimentador	: TI-01

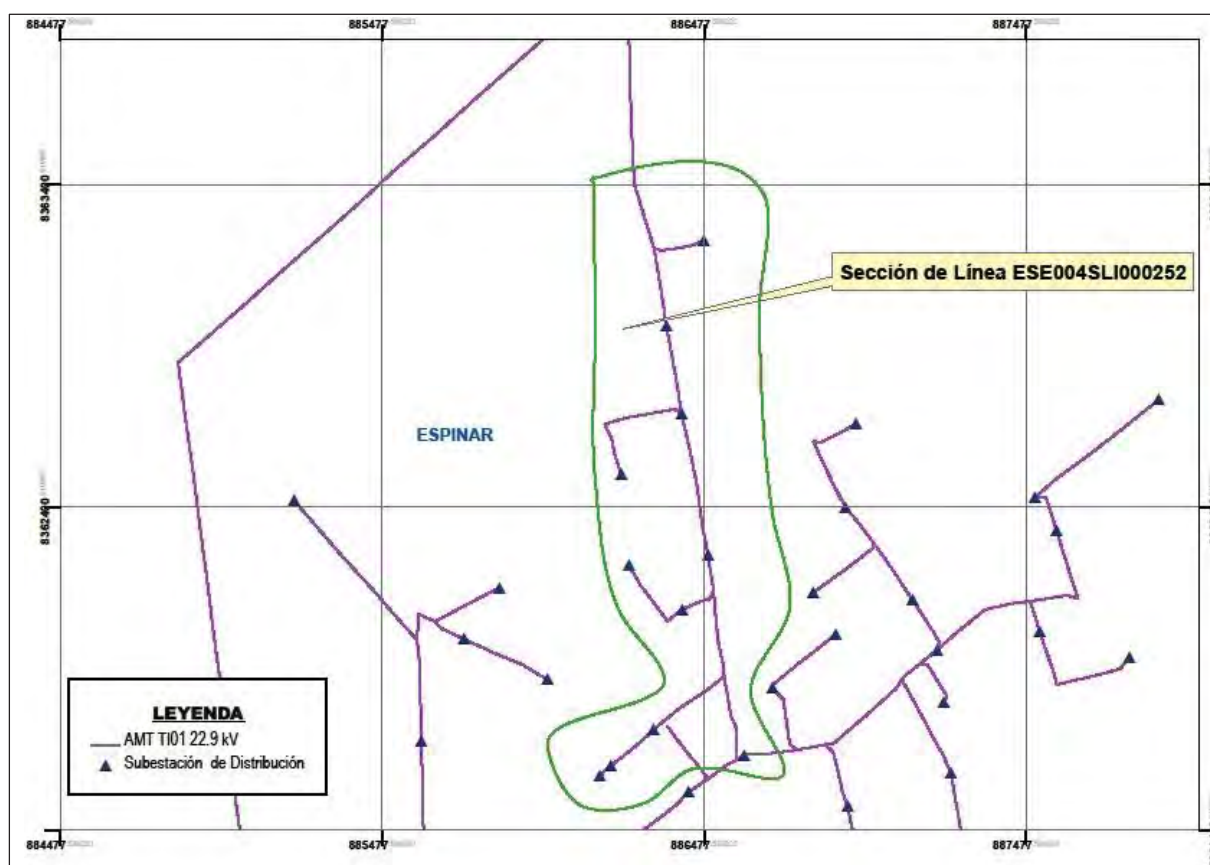
FIGURA 4.8 Sección de Línea ESE004SLI000232



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000232
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 2
Duración de Interrupción [horas/año]	: 47:05:00
Alimentador	: TI-01

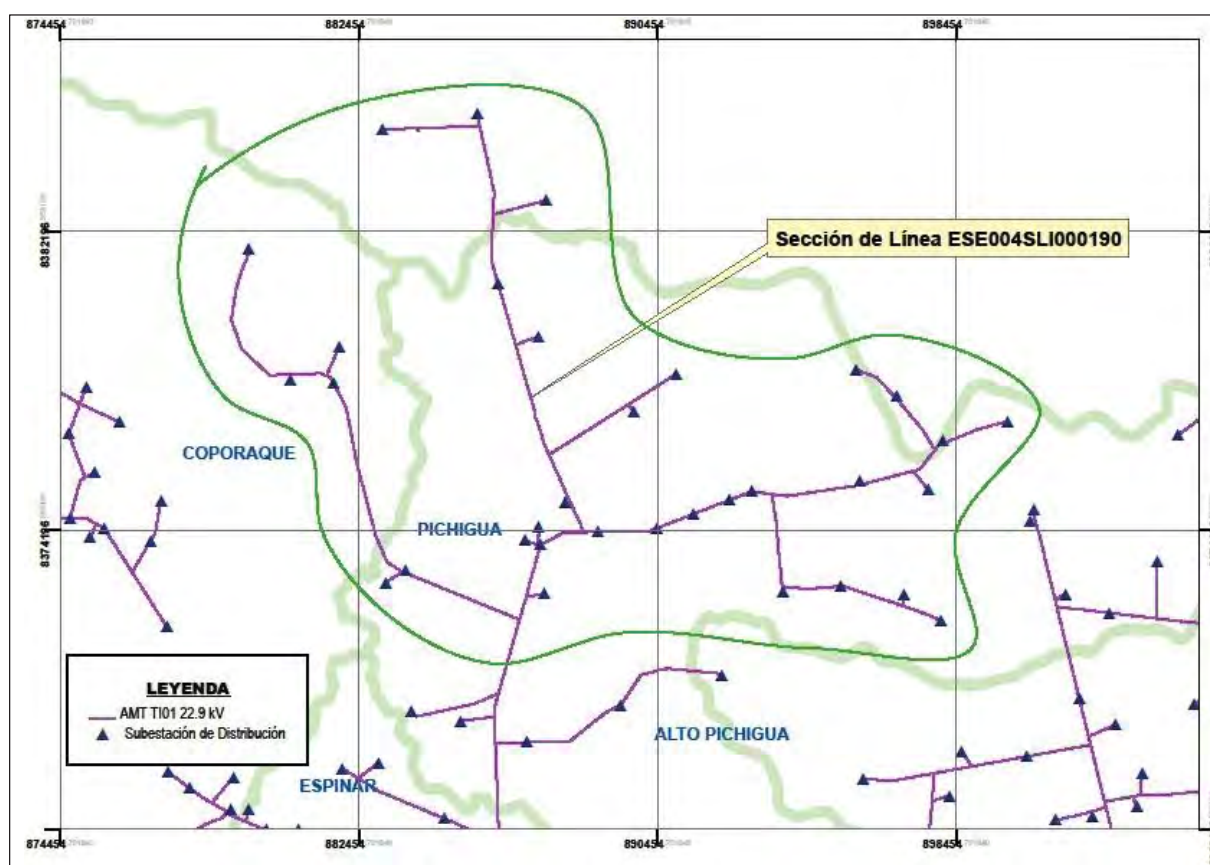
FIGURA 4.9 Sección de Línea ESE004SLI000252



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000252
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 3
Duración de Interrupción [horas/año]	: 14:45:00
Alimentador	: TI-01

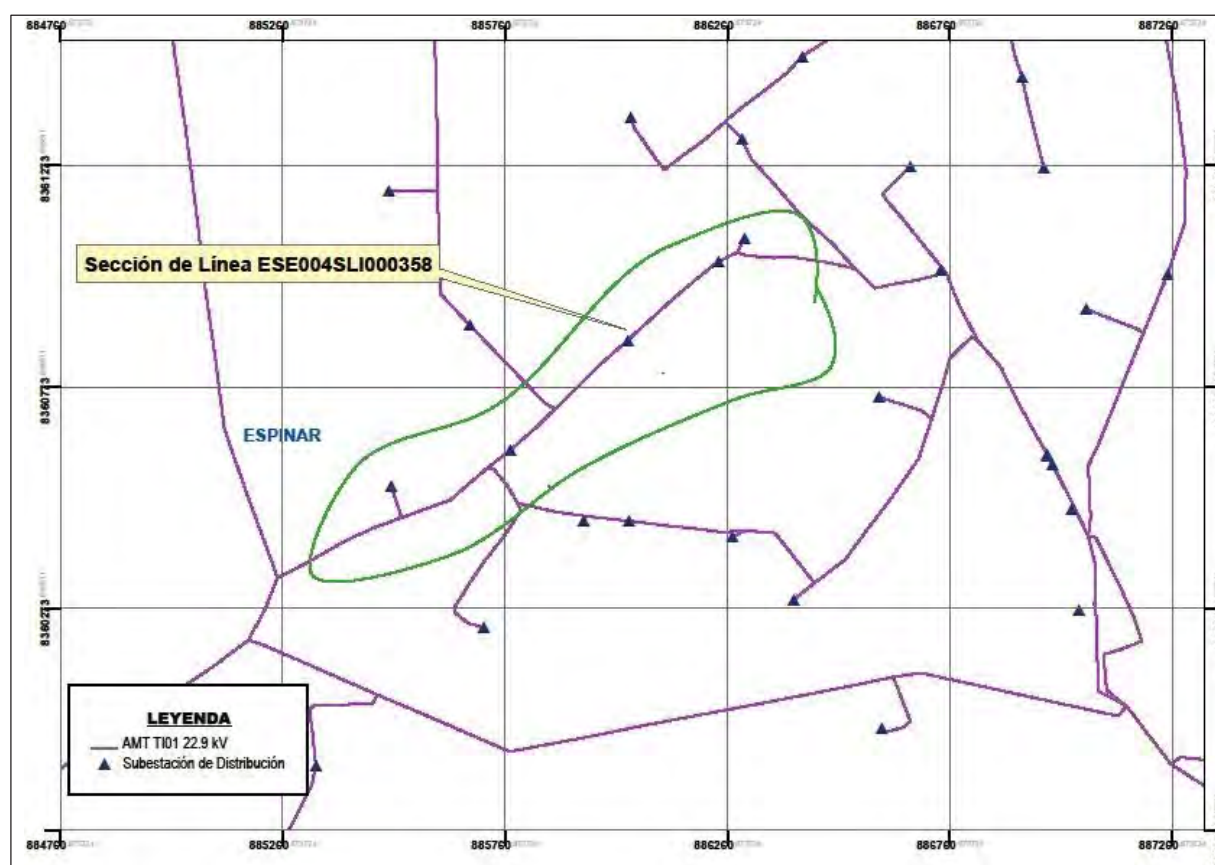
FIGURA 4.10 Sección de Línea ESE004SLI000190



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000190
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 3
Duración de Interrupción [horas/año]	: 48:26:00
Alimentador	: TI-01

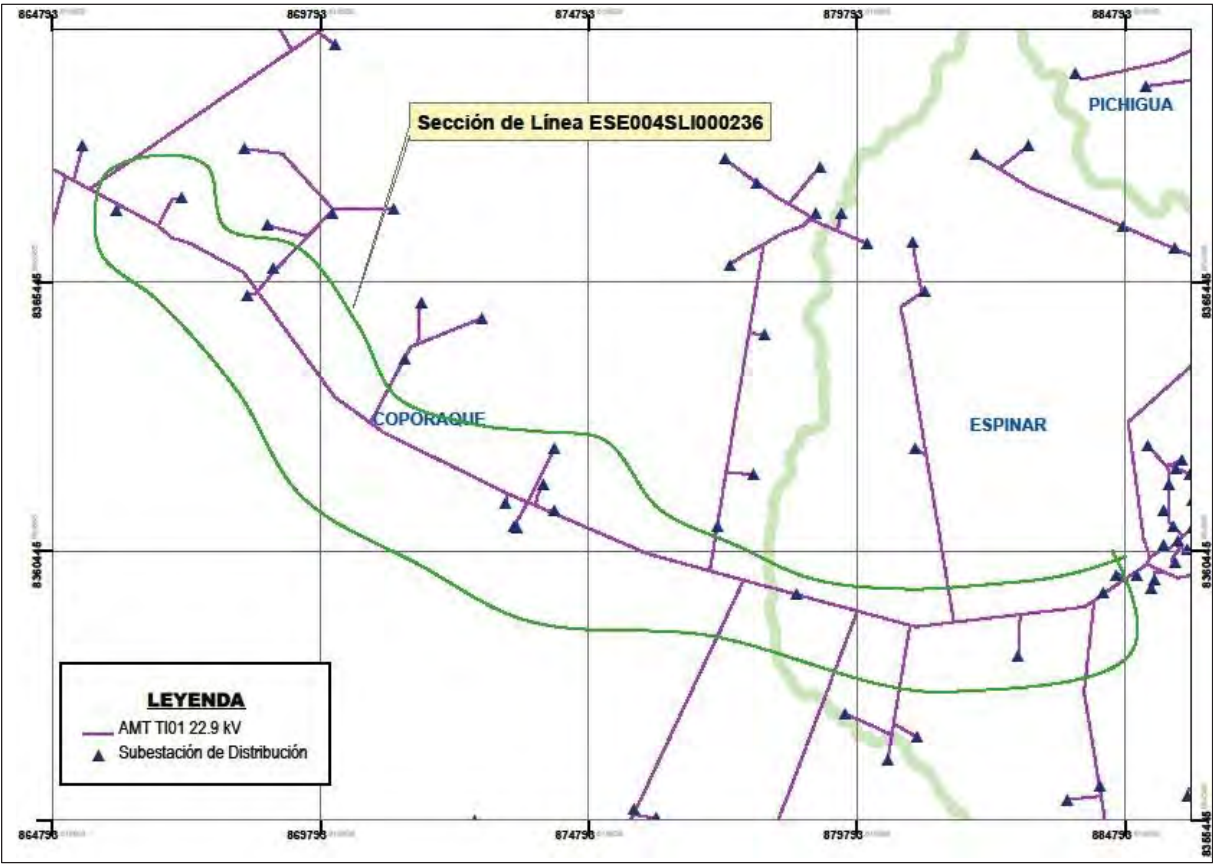
FIGURA 4.11 Sección de Línea ESE004SLI000358



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000358
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 5
Duración de Interrupción [horas/año]	: 23:22:00
Alimentador	: TI-01

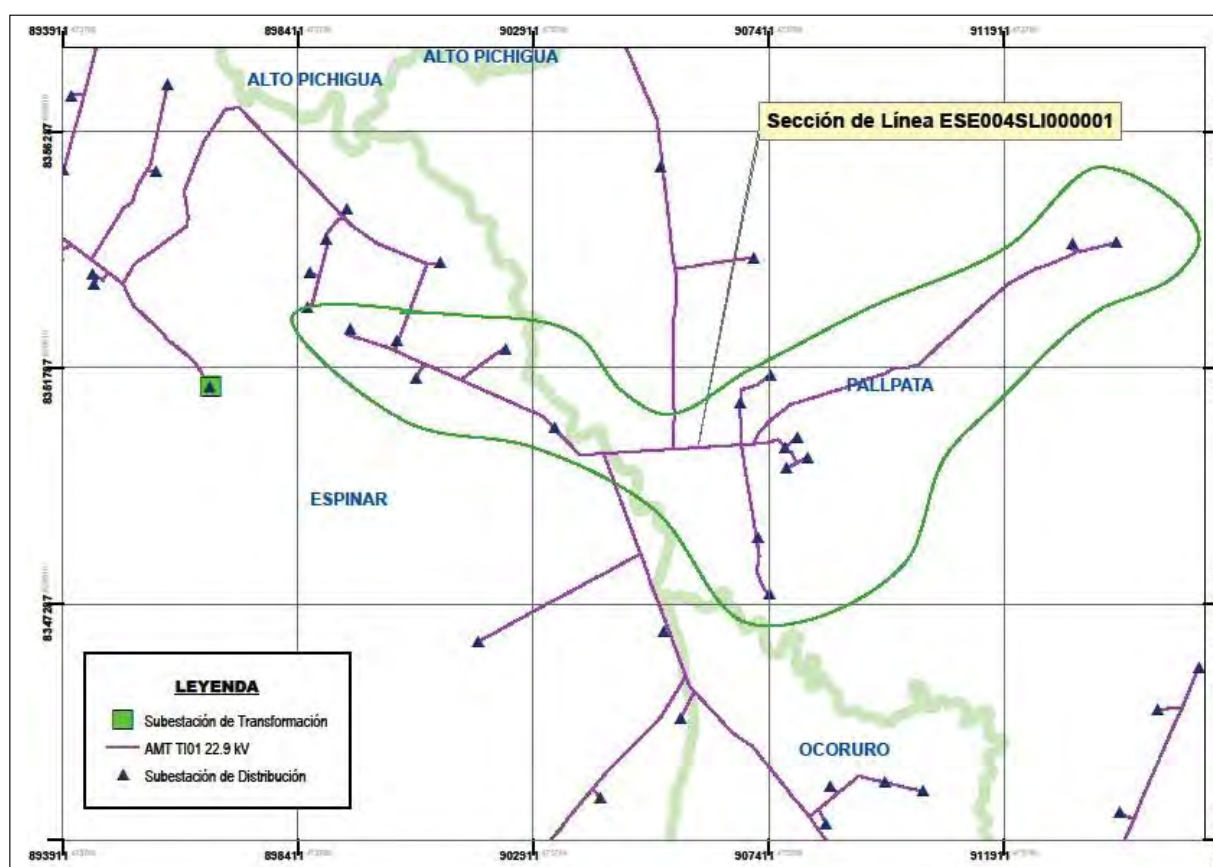
FIGURA 4.12 Sección de Línea ESE004SLI000236



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000236
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 6
Duración de Interrupción [horas/año]	: 40:00:00
Alimentador	: TI-01

FIGURA 4.13 Sección de Línea ESE004SLI000001



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000001
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 6 veces en el año 2012
Duración de Interrupción [horas/año]	: 31:05:00
Alimentador	: TI-01

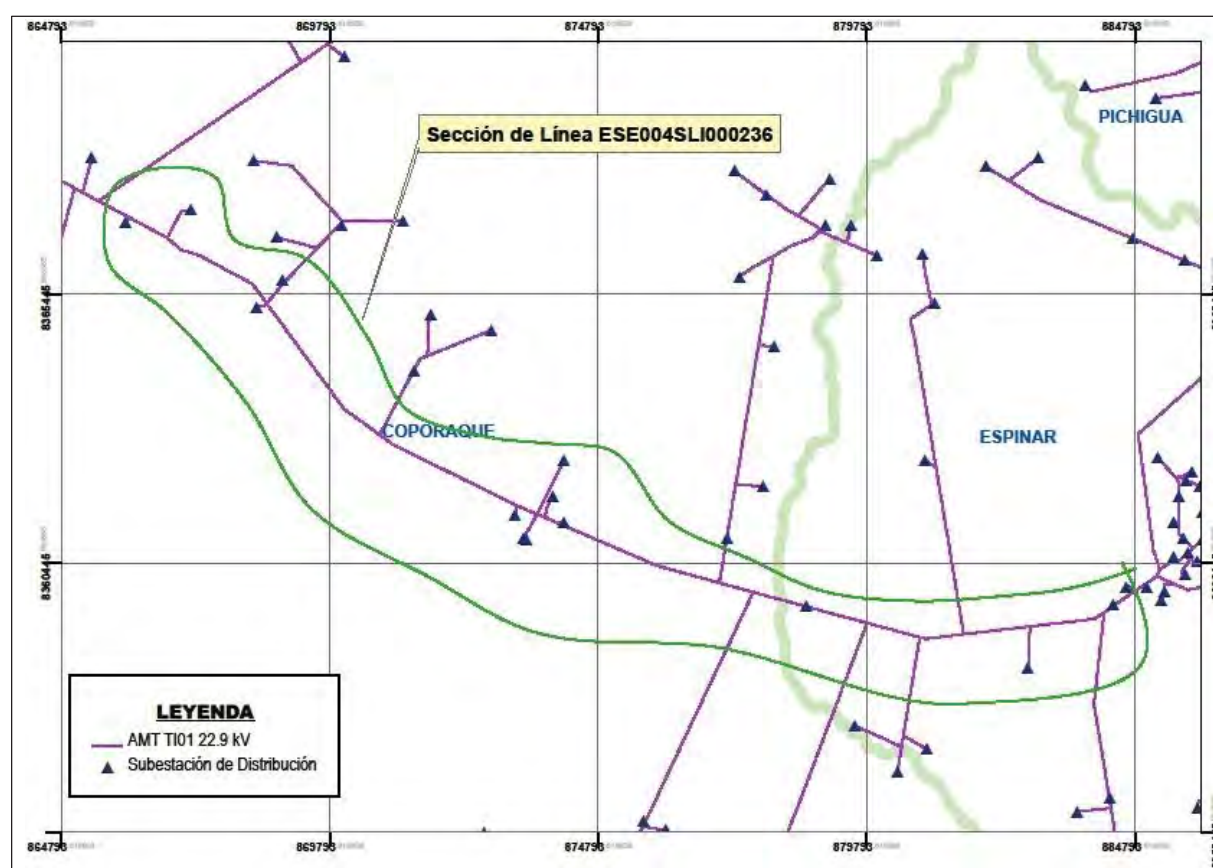
c) Interrupciones Registradas en el año 2013

TABLA 4.4 Origen de Falla de las Interrupciones Registradas en el año 2013

ALIMENTADOR TI-01			
AÑO 2013			
Nº	UBICACIÓN DE LA FALLA	FRECUENCIA Interrupciones/año	DURACIÓN TOTAL Horas/año
1	ESE004SLI000236	2	7:00:00
2	ESE004SLI000190	2	26:51:00
3	ESE004SLI000001	4	87:59:00
TOTAL			121:50:00

Fuente: Electro Sur Este S.A.A

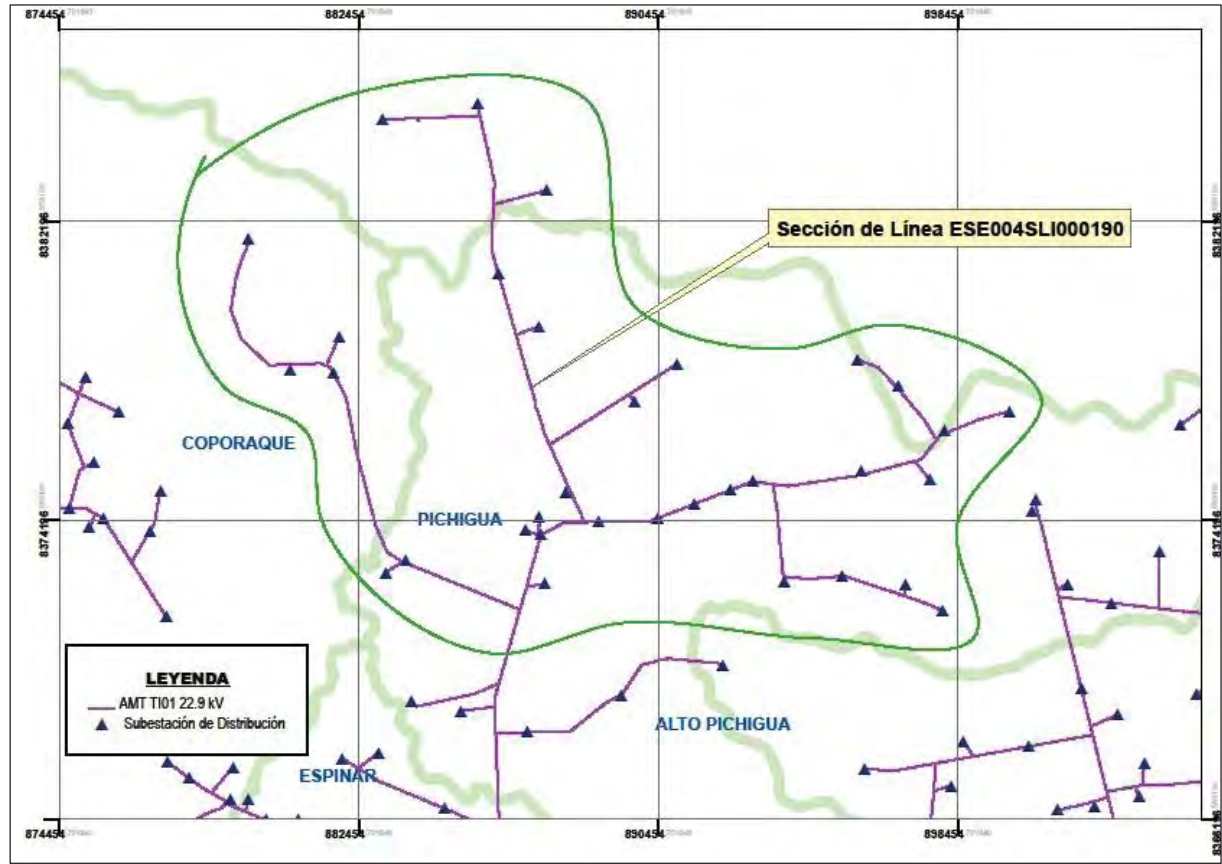
FIGURA 4.14 Sección de Línea ESE004SLI000236



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000236
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 2
Duración de Interrupción [horas/año]	: 7:00:00
Alimentador	: TI-01

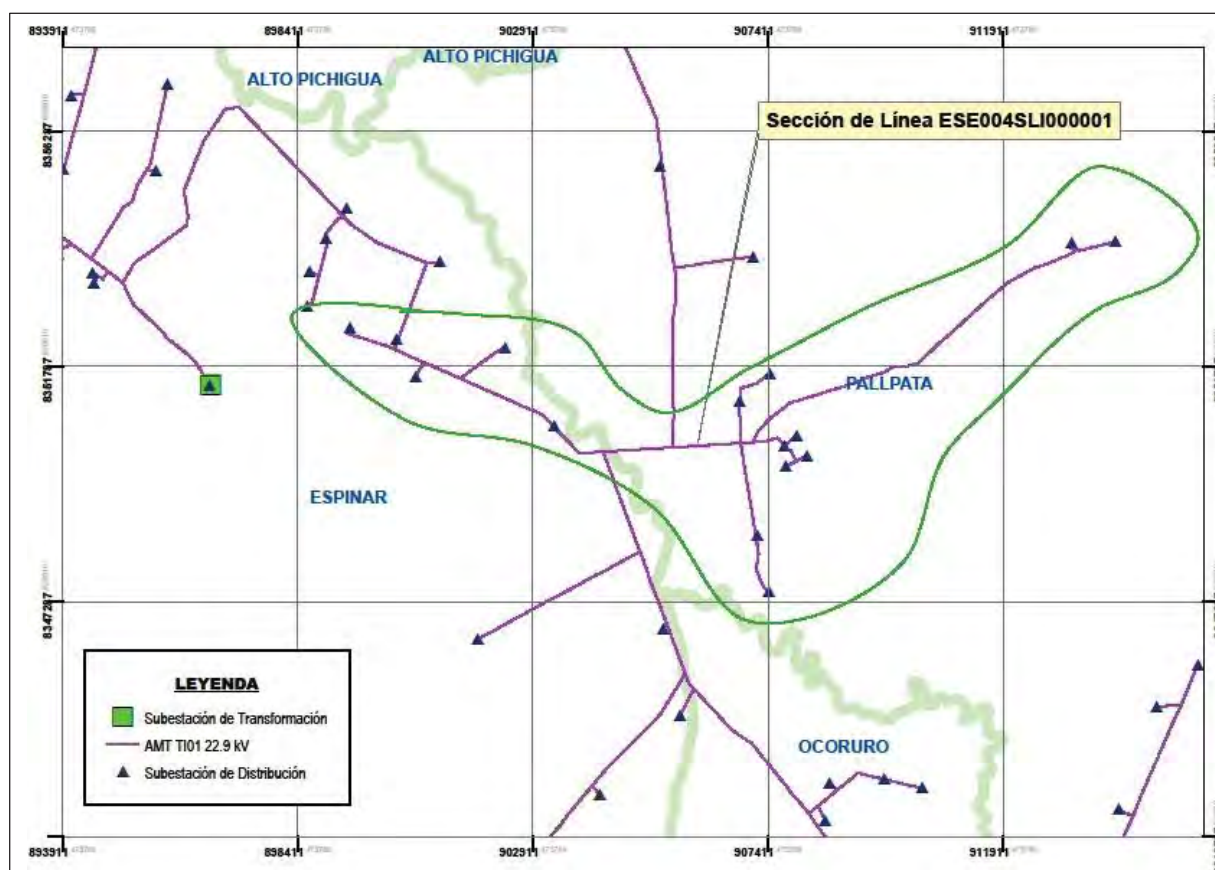
FIGURA 4.15 Sección de Línea ESE004SLI000190



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000190
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 2
Duración de Interrupción [horas/año]	: 26:51:00
Alimentador	: TI-01

FIGURA 4.16 Sección de Línea ESE004SLI000001



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000001
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 5
Duración de Interrupción [horas/año]	: 87:59:00
Alimentador	: TI-01

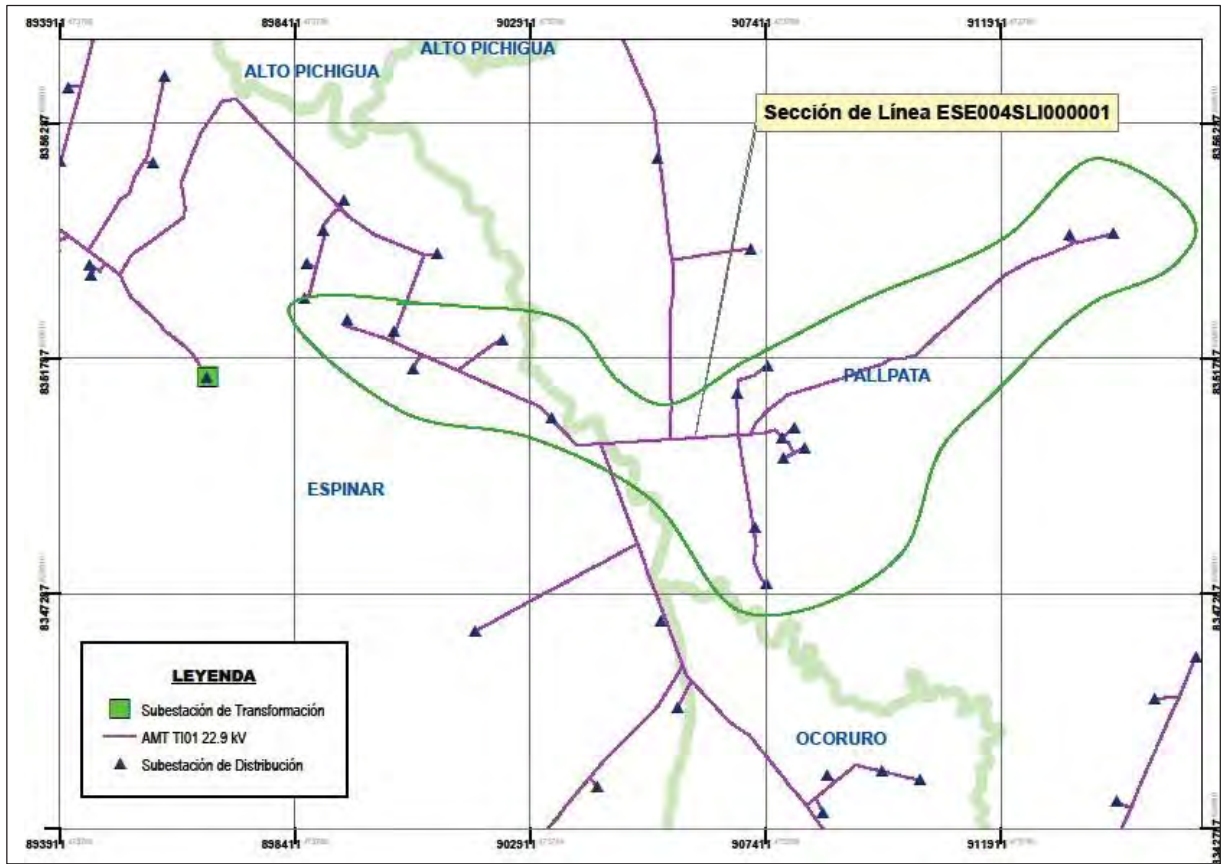
d) Interrupciones Registradas en el año 2014

TABLA 4.5 Origen de Falla de las Interrupciones Registradas en el año 2014

ALIMENTADOR TI-01			
AÑO 2014			
Nº	UBICACIÓN DE LA FALLA	FRECUENCIA Interrupciones/año	DURACIÓN TOTAL Horas/año
1	ESE004SLI000001	2	16:39:00
2	ESE004SLI000346	3	2:45:00
3	ESE004SLI000230	5	26:24:00
	ESE004SLI000236	5	21:14:00
TOTAL			67:02:00

Fuente: Electro Sur Este S.A.A

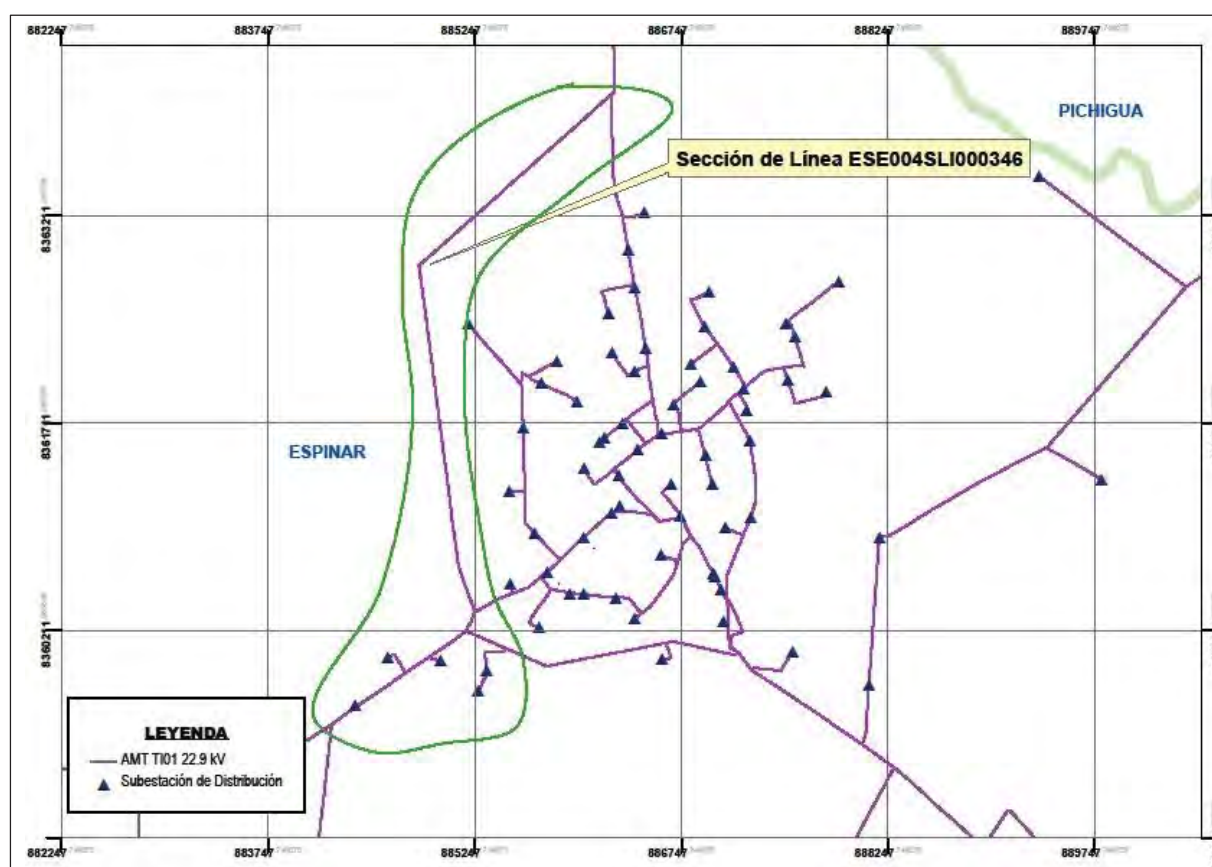
FIGURA 4.17 Sección de Línea ESE004SLI000001



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000001
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 2
Duración de Interrupción [horas/año]	: 16:39:00
Alimentador	: TI-01

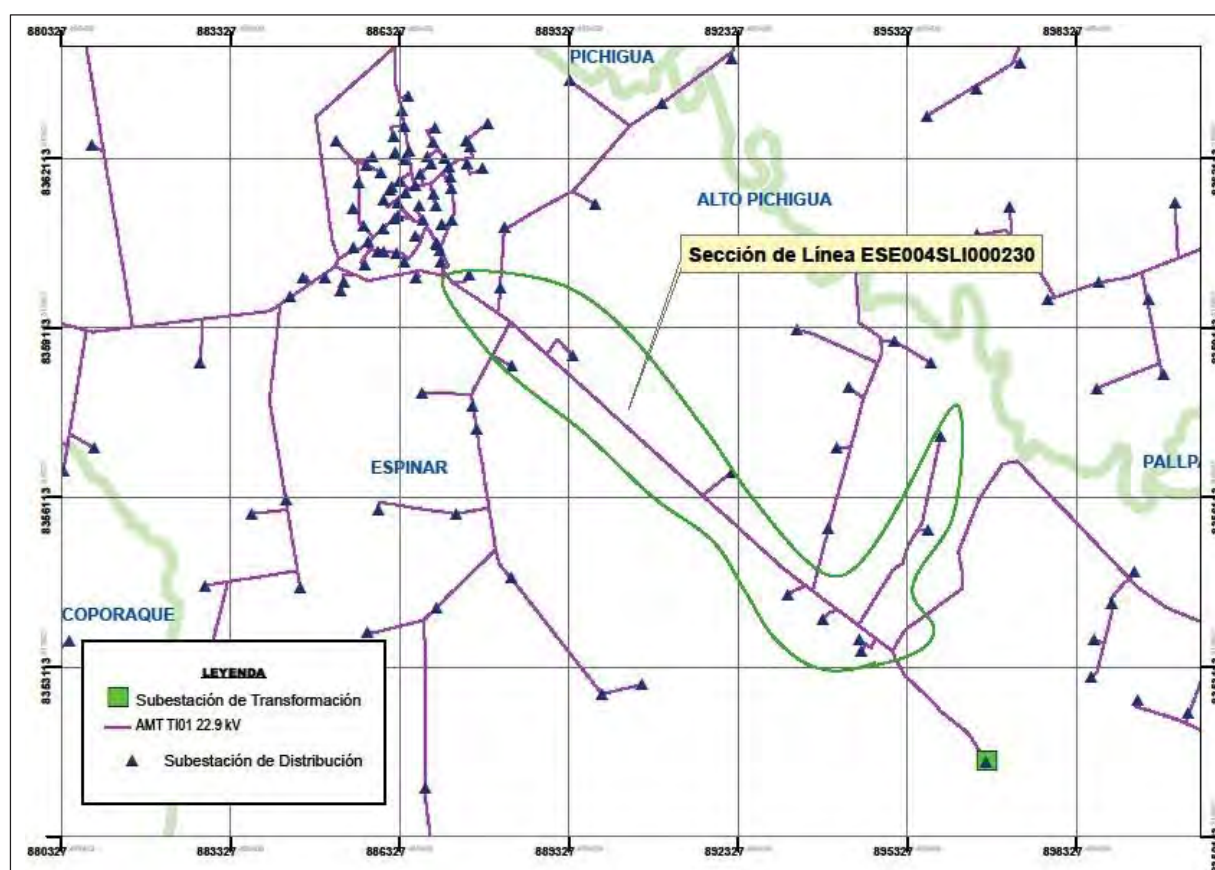
FIGURA 4.18 Sección de Línea ESE004SLI000346



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000346
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 2
Duración de Interrupción [horas/año]	: 02:45:00
Alimentador	: TI-01

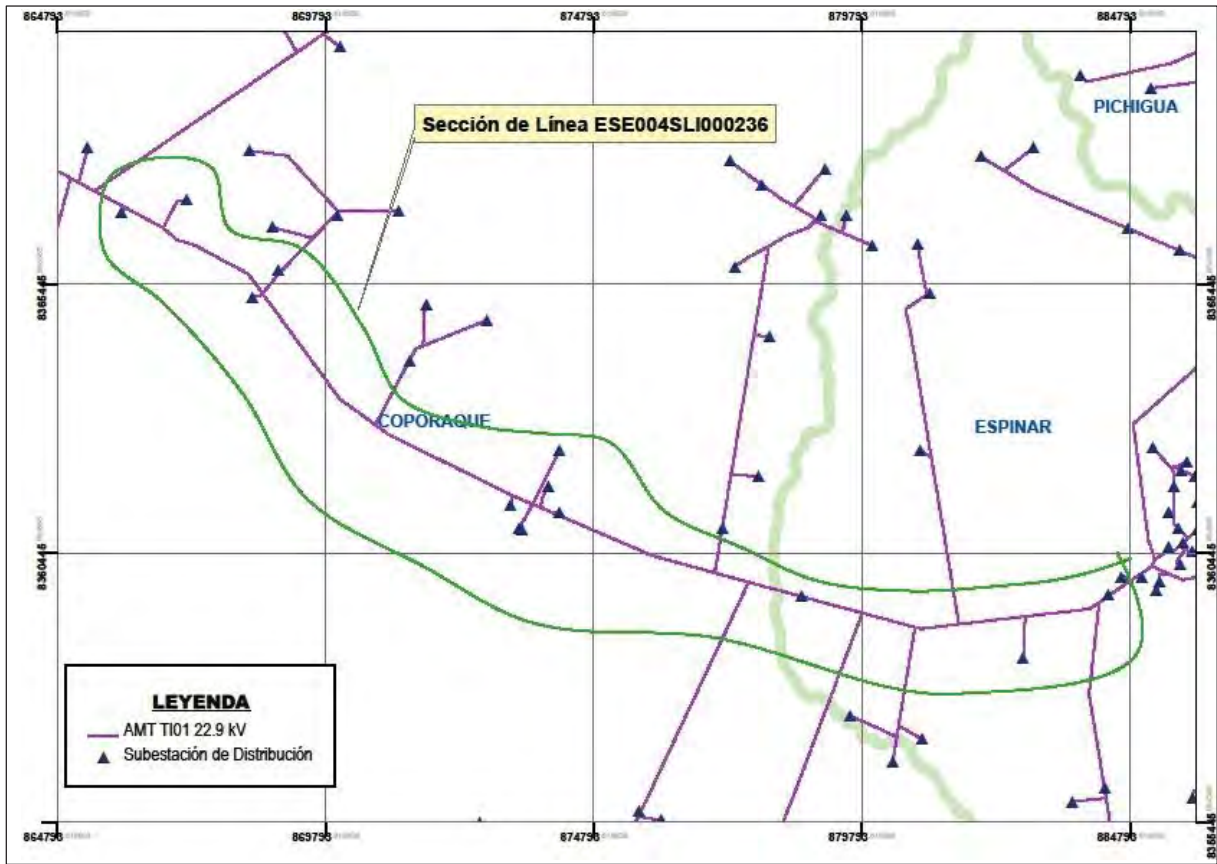
FIGURA 4.19 Sección de Línea ESE004SLI000230



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000230
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 5
Duración de Interrupción [horas/año]	: 26:24:00
Alimentador	: TI-01

FIGURA 4.20 Sección de Línea ESE004SLI000236



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

Sección de Línea	: ESE004SLI000236
Frecuencia de interrupción [interrupciones/año]	: 5
Duración de Interrupción [horas/año]	: 21:14:00
Alimentador	: TI-01

4.3.3. SELECCIÓN POR TRAMOS BASADAS EN LAS ZONAS PROBLEMÁTICAS

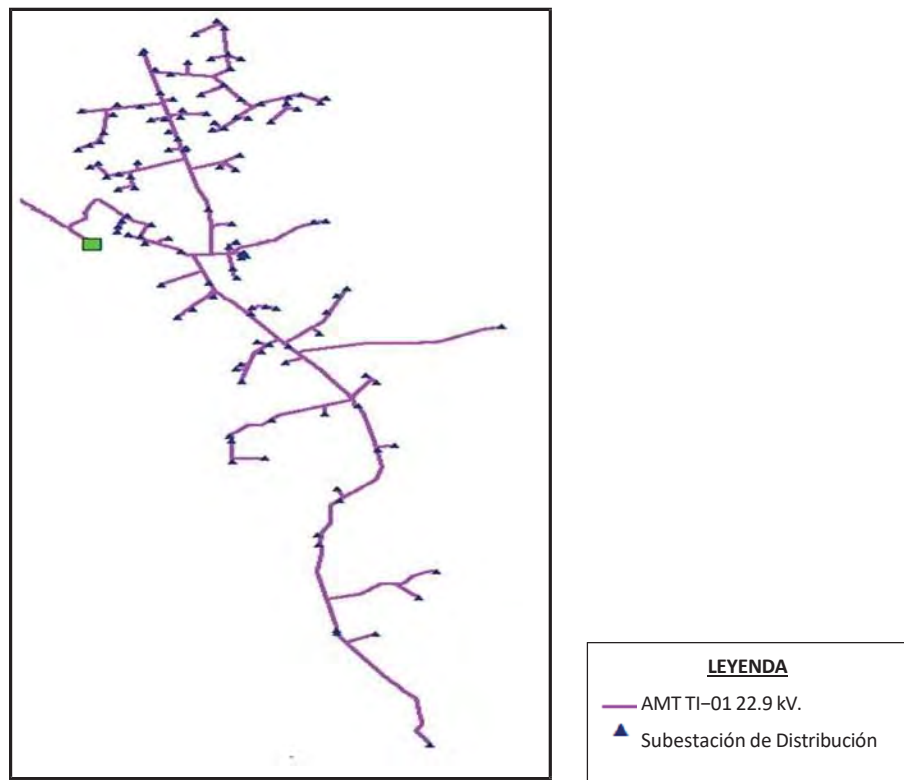
Luego de determinar las zonas con mayor número de fallas e interrupciones, el siguiente paso consiste en definir los sectores donde ocurren la mayor cantidad de fallas e interrupciones, para luego limitar el mejoramiento de la confiabilidad a estos sectores específicos.

Por lo tanto, las mejoras se llevarán a cabo casi en su totalidad en estos sectores con mayor número de fallas, en función de un análisis de causas. Este procedimiento busca reducir el modelo del sistema de distribución.

A continuación, se presentan los tramos del alimentador, los mismos que están separados por equipo de seccionamiento y/o maniobra, así mismo los que han sido ubicados con datos históricos proporcionados por la Empresa de Distribución Electro Sur Este S.A.A.

a) Tramo N° 01

FIGURA 4.21 Selección del Tramo N°01



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

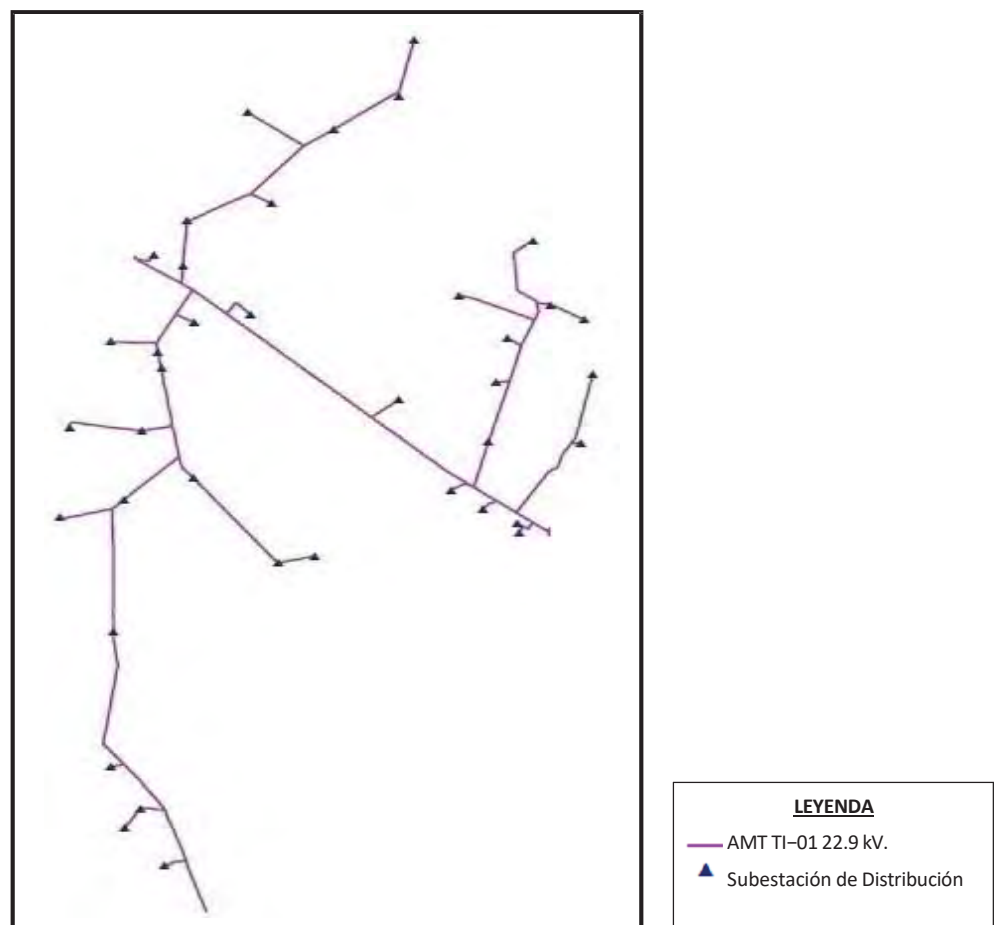
TABLA 4.6 Características del Alimentador Tintaya 01 – Tramo N° 01

Tramo	N° 01
Longitud Total	301.44 Km
Número de SED	124
Potencia Instalada	2410 KVA
Número de Suministros	1539
Localidades que abarca	• Pallpata • Ocoruro • Condoroma

Fuente: Elaboración Propia - Programa ArcGis Base de datos ELSE.

b) Tramo N° 02

FIGURA 4.22 Selección del Tramo N°02



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

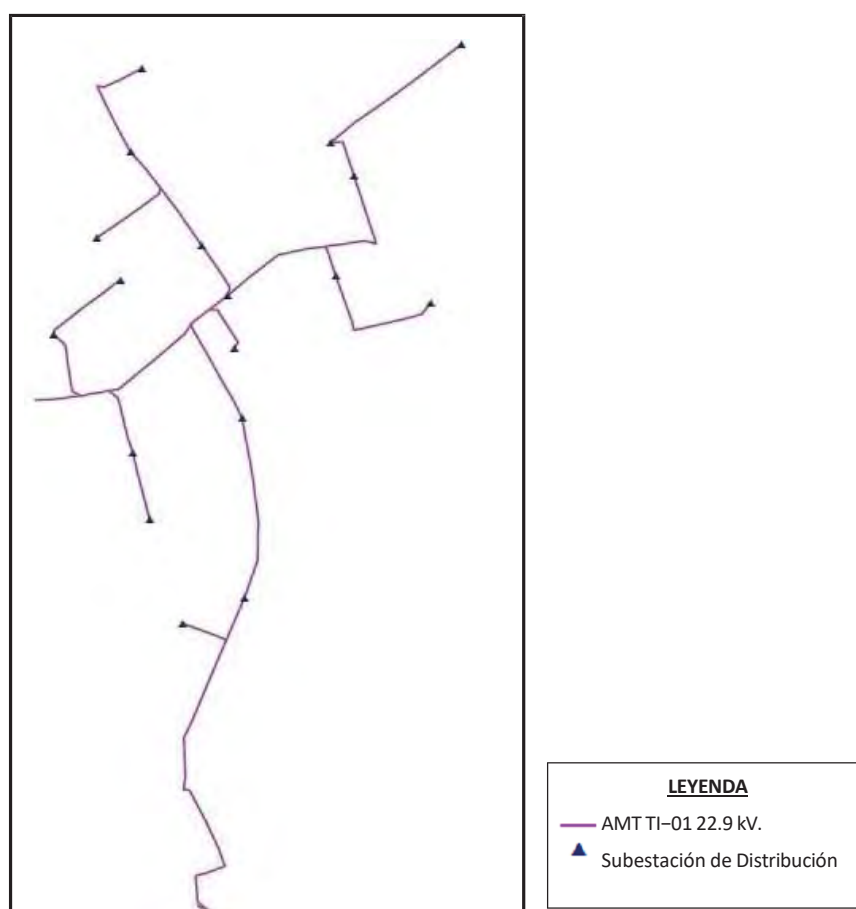
TABLA 4.7 Características del Alimentador Tintaya 01 – Tramo N° 02

Tramo	N° 02
Longitud Total	465.460Km
Número de SED	39
Potencia Instalada	637.5 KVA
Número de Suministros	517
Distritos que abarca	• Quescapata • Alto Huarca • Antacollana - OTROS

Fuente: Elaboración Propia - Programa ArcGis Base de datos ELSE.

c) Tramo N° 03

FIGURA 4.23 Selección del Tramo N°03



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

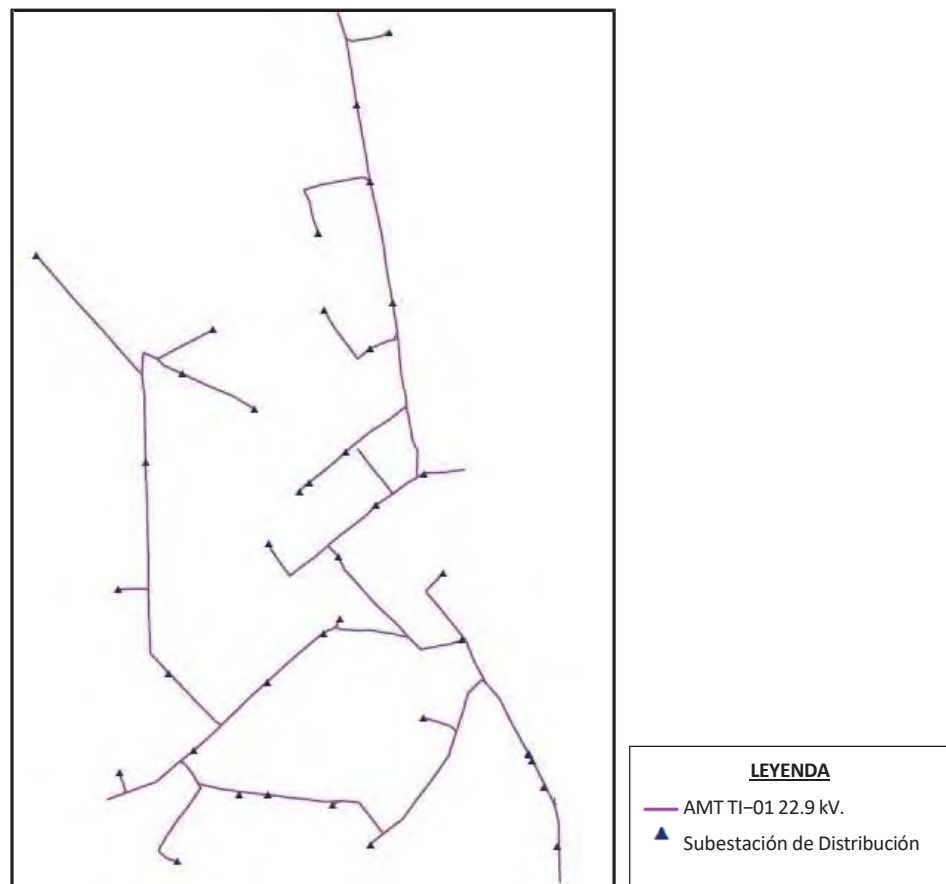
TABLA 4.8 Características del Alimentador Tintaya 01 – Tramo N° 03

Tramo	N° 03
Longitud Total	7.196 Km
Número de SED	19
Potencia Instalada	1605 KVA
Número de Suministros	2010
Distritos que abarca	• Tintaya Ciudad • Hospital Espinar - OTROS

Fuente: Elaboración Propia - Programa ArcGis Base de datos ELSE.

d) Tramo N° 04

FIGURA 4.24 Selección del Tramo N°04



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

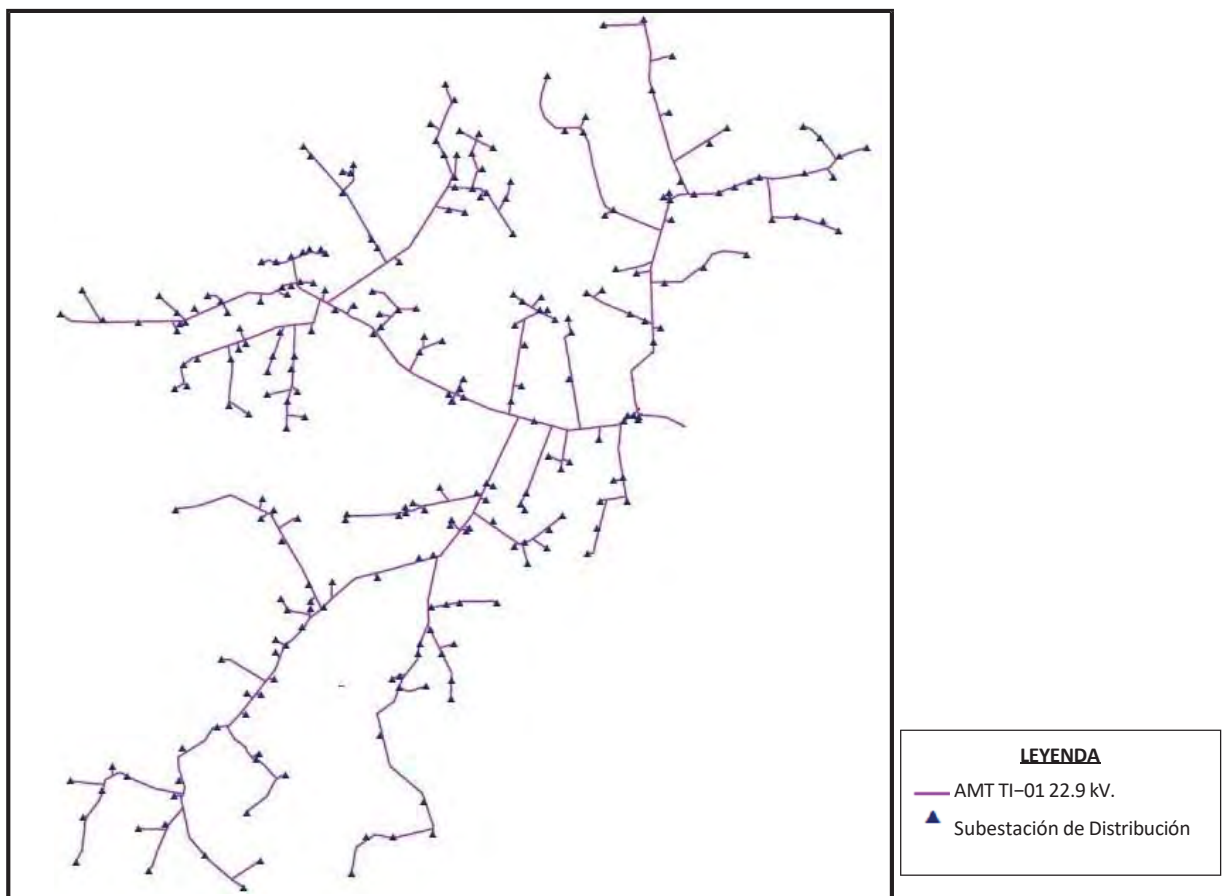
TABLA 4.9 Características del Alimentador Tintaya 01 – Tramo N° 04

Tramo	N° 04
Longitud Total	14.477 Km
Número de SED	38
Potencia Instalada	4362 KVA
Número de Suministros	6380
Distritos que abarca	• Tintaya Ciudad • Terminal Terrestre • Jr. Pichihua - OTROS

Fuente: Elaboración Propia - Programa ArcGis Base de datos ELSE.

e) **Tramo N° 05**

FIGURA 4.25 Selección del Tramo N°05



Fuente: Programa ArcGis Base de datos ELSE.

TABLA 4.10 Características del Alimentador Tintaya 01 – Tramo N° 05

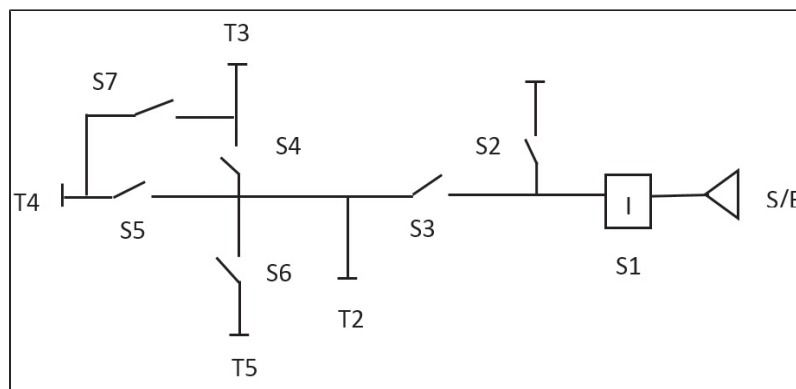
Tramo	N° 05
Longitud Total	465.83 Km
Número de SED	260
Potencia Instalada	4267.5 KVA
Número de Suministros	3425
Distritos que abarca	• Coporaque • Suycutambo • Alto Pichihua

Fuente: Elaboración Propia - Programa ArcGis Base de datos ELSE.

4.3.4. DETERMINACIÓN DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DEC Y FEC.

Para el cálculo de los índices de confiabilidad DEC y FEC, se utiliza las interrupciones ocurridas en el alimentador TI 01 durante el periodo de años 2011-2014, el cual en total contabilizan 467 fallas en el sistema. Para analizar los índices de confiabilidad es necesario modelar la topología e identificar cada uno de sus elementos (ver Figura 4.27).

FIGURA 4.26 Esquema del Alimentador en Estudio



Fuente: Elaboración Propia

Donde:

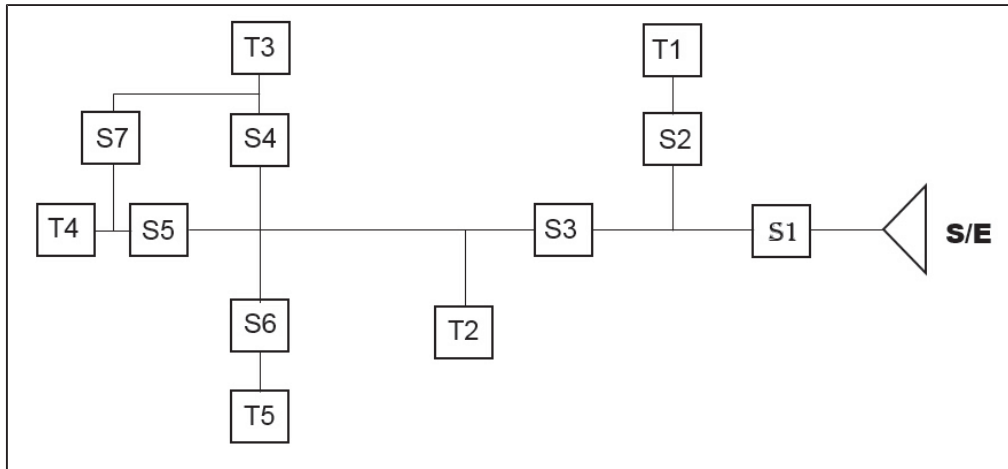
S/E : Conexión a la Subestación

II : Interruptor principal del Alimentador

Sn : Equipo seccionador, protección y/o maniobra

Tn : Tramo del alimentador

FIGURA 4.27 Modelo del Alimentador en Estudio



Fuente: Elaboración Propia

Para este sistema, se ha supuesto que los elementos de protección y maniobra son plenamente confiables, localizándose las fallas solamente en los diferentes tramos de alimentador.

Los siguientes valores fueron tomados de la Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A.

TABLA 4.11 Tiempo de interrupción por tramos

TRAMO	Longitud (Km)	Tc (horas)	Tp (horas)	Tl (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)	KVA inst.	Nº Clientes
T1	301.44	0.17	0.25	1	0	2.5	0	2410	1539
T2	465.46	0.17	0.25	0.33	0	2.5	0	637.5	517
T3	7.2	0.17	0.25	0.25	0.25	2.5	0.25	1605	2010
T4	14.48	0.17	0.25	0.5	0.25	2.5	0.25	4362	6380
T5	465.83	0.17	0.25	2.5	0	2.5	0	4267.5	3425

Fuente: Elaboración Propia

Donde:

Tc : Tiempo para el conocimiento de la falla

Tp : Tiempo de preparación

Tt : Tiempo de maniobra para la transferencia

Tl : Tiempo de localización

Tv : Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal

Tr : Tiempo de reparación

En la Matriz de Estado se considera 3 estados Normal, Irrestablecible (por ser un sistema radial) y Transferible (el tramo 3 se conecta con el tramo 4 mediante el seccionador S7) y esto se ve expresado en la matriz de estado que se representa a continuación:

TABLA 4.12 Matriz de Estado del Alimentador Tintaya 01

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	I	N	N	N	N
T2	N	I	I	I	I
T3	N	N	T	N	N
T4	N	N	N	T	N
T5	N	N	N	N	I

Fuente: Elaboración Propia

Se utilizará la siguiente tabla para reemplazar los tipos de estados por λ , como se muestra a continuación:

TABLA 4.13 Interrupciones Aportadas, Según Tipo de Elemento

Tipo Estado del Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	λ
Transferible	2λ
Irrestablecible	λ

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 4.14 Tasa de Fallas según cada Elemento de la Red

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	λ_1	0	0	0	0
T2	0	λ_2	λ_2	λ_2	λ_2
T3	0	0	$2 \lambda_3$	0	0
T4	0	0	0	$2 \lambda_4$	0
T5	0	0	0	0	λ_5

Fuente: Elaboración Propia

Para el cálculo de la tasa de falla de hace operaciones mostradas a continuación y el cual se muestra el resumen de datos en la tabla 4.15.

HOJA DE CALCULO

b = # de fallas (Km*año)

λ = tasa de falla (fallas/año)

L = Longitud total de las líneas expuestas a fallas (Km)

T = Período de Estudio (años)

m = cantidad de fallas totales observadas (fallas)

l = Longitud de las líneas de interés (Km)

Datos

L =	1254.41	km	Calculando λ para cada tramo
T =	4	años	
m =	467	fallas	
l_1 =	301.44	km	
l_2 =	465.46	km	
l_3 =	7.20	km	$\lambda_1 = b * l_1 = 0.093 * 301.44 = 28.03$
l_4 =	14.48	km	$\lambda_2 = b * l_2 = 0.093 * 465.46 = 43.29$
l_5 =	465.83	km	$\lambda_3 = b * l_3 = 0.093 * 7.20 = 0.67$
b =	(m) / (L*T)		$\lambda_4 = b * l_4 = 0.093 * 14.48 = 1.35$
b =	0.049		$\lambda_5 = b * l_5 = 0.093 * 465.83 = 43.32$
λ =	$b * l$		

TABLA 4.15 Tasa de Falla en cada Tramo de la Red λ_{Ei} (fallas/año)

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	28.03	0	0	0	0
T2	0	43.29	43.29	43.29	43.29
T3	0	0	1.34	0	0
T4	0	0	0	2.7	0
T5	0	0	0	0	43.32
TOTAL	28.03	43.29	44.63	45.99	86.61

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se elaborará la TABLA 4.16 tiempos de interrupción, basándose en la tabla 4.11 (Tiempo de interrupción por tramos) y con la tabla 4.12 (Matriz de Estado del Alimentador), comprobando así los siguientes estados:

N= 0	Calculando para cada tramo	
R= $T_c+T_l+T_p$	$I_1= T_{c1}+T_{l1}+T_{p1}+T_{r1}$	= 3.92
T= $T_c+T_l+T_p+T_t+T_v$	$I_2= T_{c2}+T_{l2}+T_{p2}+T_{r2}$	= 3.25
I= $T_c+T_l+T_p+T_r$	$T_3= T_{c3}+T_{l3}+T_{p3}+T_{t3}+T_{v3}$	= 1.17
IE= $T_c+T_l+T_p+T_t+T_r$	$T_4= T_{c4}+T_{l4}+T_{p4}+T_{t4}+T_{v4}$	= 1.42
	$I_5= T_{c5}+T_{l5}+T_{p5}+T_{r5}$	= 5.42

TABLA 4.16 Tiempos de Interrupción por Tramo (Horas)

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	$I_1=3.92$	0	0	0	0
T2	0	$I_2=3.25$	$I_2=3.25$	$I_2=3.25$	$I_2=3.25$
T3	0	0	$T_3= 1.17$	0	0
T4	0	0	0	$T_4= 1.42$	0
T5	0	0	0	0	$I_5= 5.42$

Fuente: Elaboración Propia

Para calcular los tiempos de indisponibilidad se multiplicará la tabla 4.15 y la tabla 4.16 para así obtener la tabla 4.17 Tiempo de Indisponibilidad Anual Total del Elemento T_{Ei} (Horas/Año)

TABLA 4.17 Tiempo de Indisponibilidad Anual Total del Elemento T_{Ei} (Horas/Año)

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	109.88	0	0	0	0
T2	0	140.69	140.69	140.69	140.69
T3	0	0	1.57	0	0
T4	0	0	0	3.83	0
T5	0	0	0	0	234.79
TOTAL	109.88	140.69	142.26	144.52	375.48

Fuente: Elaboración Propia

4.3.5. RESULTADOS DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD DEC y FEC

Resumen de índices de confiabilidad

TABLA 4.18 Tabla resumen de las tasas de fallas, tiempo de indisponibilidad y consumidores

TRAMOS	λ_{Ei} (fallas/año)	T_{Ei} (Horas/Año)	Consumidores (C_i)
T1	28.03	109.88	1539
T2	43.29	140.69	517
T3	44.63	142.26	2010
T4	45.99	144.52	6380
T5	86.61	375.48	3425
Total, de Consumidores (C_j)			13871

Fuente: Elaboración Propia

Los índices globales se presentan a continuación:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 197.23 \text{ (horas/año)}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 54 \text{ (interrupciones/año)}$$

Estos valores indican que, en promedio, cada consumidor de esta red experimenta o está sometido a interrupciones de energía de 197.23 horas/año, con una frecuencia de 54 veces al año.

4.4. COMPARACIÓN DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD NORMADOS POR OSINERGMIN CON EL DESEMPEÑO ESPERADO

En el Procedimiento N° 074-2004-OS/CD (Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos), se establecen índices respecto a los índices de continuidad y a la cuantificación de fiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, o Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

SAIDI: System Average Interruption Duration Index, o Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

De igual forma se tomará como referencia el anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, donde se aprecia el desempeño esperado de índices en este caso del SAIDI-SAIFI respecto a su sector típico correspondiente, para las sanciones por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, el cual se muestra en la tabla 4.19.

TABLA 4.19 Desempeño Esperado de los Índices
(Anexo 13 Res 590-2007- Os/Cd)

SECTORES TÍPICOS	AÑO 2008		AÑO 2009		AÑO 2010		AÑO 2011-2014	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
STD1	3	7.5	3	7.5	3	7	3	6.5
STD2	11	20	9	16	7	13	5	9
STD3	13	24	11	20	9	16	7	12
STD4	16	32	15	29	13	27	12	24
STD5	20	50	19	47	17	43	16	40

Fuente: Osinergmin.

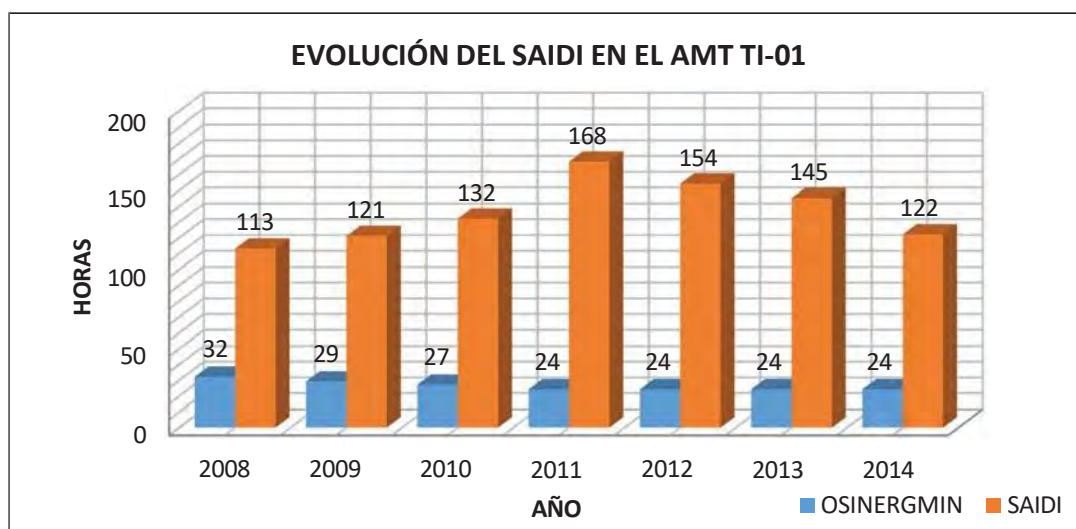
Dentro del análisis se percibe que el SAIDI (indicador de duración de interrupciones promedio anual del sistema) del alimentador TI-01, es mucho mayor que los límites de tolerancia, en base al sector típico 4, como se observa en la tabla 4.20.

TABLA 4.20 Comparación Del SAIDI del Alimentador TI-01 – Desempeño Esperado

SAIDI	ALIMENTADOR TI-01	DESEMPEÑO ESPERADO (OSINERGMIN)
AÑO	Horas / año	
2008	113	32
2009	121	29
2010	132	27
2011	168	24
2012	154	24
2013	145	24
2014	122	24

Fuente: ELSE S.A.A – OSINERGMIN

FIGURA 4.28 Comparación del SAIDI Alimentador TI-01 VS Desempeño Esperado



Fuente: Elaboración propia en base al tiempo de duración de interrupciones del Alimentador TI-01 con el desempeño esperado dado por OSINERGMIN.

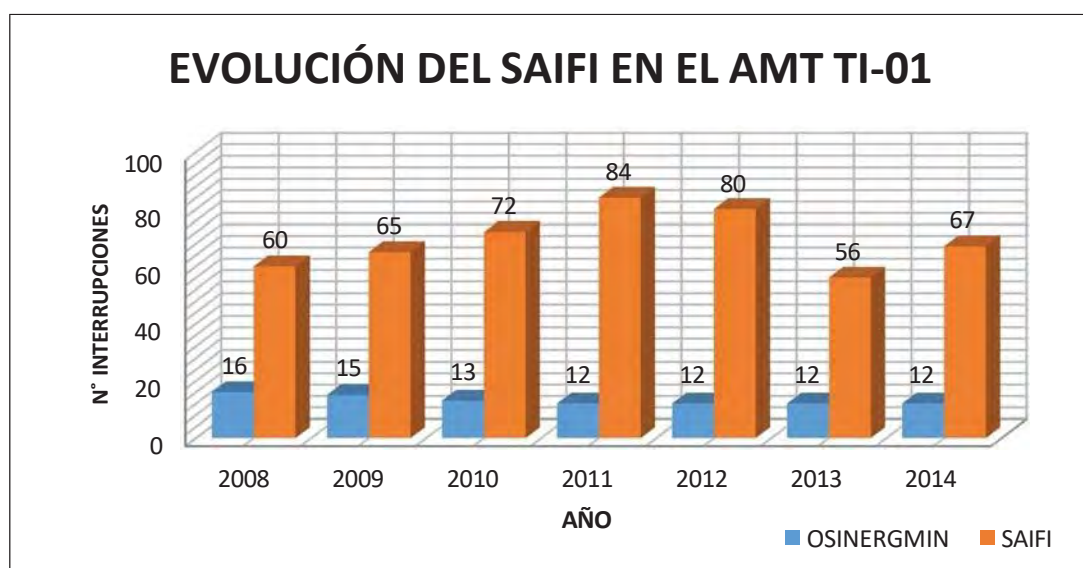
El segundo aspecto a evaluar es el SAIFI (Indicador de frecuencia de interrupciones promedio del sistema), que comparadas con los límites de tolerancia estos exceden varias veces su valor, el cual se muestra en la tabla N°4.21:

TABLA 4.21 Comparación del SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) con el Desempeño Esperado

SAIFI	ALIMENTADOR TI-01	DESEMPEÑO ESPERADO (OSINERGMIN)	PORCENTUAL
AÑO	Interrupciones / año		%
2008	60	16	375.00
2009	65	15	433.33
2010	72	13	553.84
2011	84	12	700.00
2012	80	12	666.67
2013	56	12	466.67
2014	67	12	558.33

Fuente: Osinergmin

FIGURA 4.29 Comparación del SAIFI Alimentador TI-01 VS Desempeño Esperado



Fuente: Elaboración propia en base al número de interrupciones del Alimentador TI-01 con el desempeño esperado dado por OSINERGMIN

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DEL SISTEMA CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN EN BASE A INDICES DE CONFIABILIDAD

5.1. INTRODUCCIÓN.

Un sistema de distribución está dispuesto de tal forma que pueda entregar un servicio de calidad bajo ciertos márgenes de confiabilidad y al mínimo costo posible. Se tienen distintas configuraciones de los alimentadores dependiendo de los requerimientos, siendo los tipos radiales los más utilizados en los centros urbanos y rurales, pues, son fáciles de modificar mediante la apertura y/o cierre de interruptores y son simples en sus esquemas de protección.

La representación de un sistema eléctrico dentro de un modelo de planificación de la distribución puede ser, altamente compleja, producto del gran número de variables continuas y discretas involucradas, muchas de las cuales poseen un alto grado de incertidumbre, principalmente, debido al entorno macroeconómico y las características técnicas del sistema.

Conocidos los elementos que conforman la red, se puede formular el desarrollo de un modelo de planificación generalizado con el cual se busca resolver el problema de la alta frecuencia de interrupciones del sistema de distribución en el tiempo. Es decir, se busca una herramienta que permita mejorar la confiabilidad en cuanto a la calidad de suministro, con el objeto de mejorar la calidad de servicio.

Desde el punto de vista de la confiabilidad, existen diferentes alternativas para hacer más confiable un sistema de distribución, pero el costo incurrido en el mejoramiento del sistema debe transformarse en beneficios económicos a futuro. Por lo tanto, antes de que un proyecto de mejora sea considerado, debe justificarse que el proyecto resulte beneficioso para los consumidores y para la empresa de distribución desde el punto de vista técnico y que no implica un gasto excesivo para ninguna de las partes; o cuando existen varias alternativas de mejoramiento, resulta necesario determinar la alternativa que resulte más rentable y en ambas situaciones, la conclusión se obtiene de un análisis de costo – beneficio. El análisis de costo – beneficio busca establecer la mejor decisión de inversión entre varios proyectos de mejora. En el caso de problemas de inversión, los costos representan el capital necesario para el proyecto y los beneficios son las ganancias que se esperan del proyecto.

Evidentemente, hay otros factores a considerarse en el estudio de la confiabilidad a parte de la económica, tales como aspectos técnicos, políticos, prestigio de la empresa, entre otros.

5.2. MEDIDAS PARA INCREMENTAR LA CONFIABILIDAD EN EL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN TINTAYA TI-01

En general, la confiabilidad puede mejorarse de tres maneras:

- Reduciendo la tasa de falla.
- Disminuyendo el tiempo de interrupción.
- Reduciendo el número de clientes afectados.

a) Reducción de la tasa de falla.

La reducción de la tasa de falla se logra mediante el incremento de la confiabilidad del sistema de distribución y sus componentes. Al reducir la tasa de falla, automáticamente disminuyen todos los índices de confiabilidad orientados al consumidor en forma global (SAIFI, SAIDI, etc.).

Algunas de las medidas que permiten reducir la tasa de falla de los equipos de distribución son:

- Mantenimiento preventivo y monitorización.
- Reposición preventiva de componentes que han alcanzado su vida útil.
- Utilización de cables aislados o semiaislados en líneas aéreas.
- Poda de árboles cercanos a las líneas aéreas.
- Protecciones contra la entrada de animales en instalaciones o el contacto con las líneas.
- Instalación de equipos de protección.

b) Disminución del tiempo de interrupción.

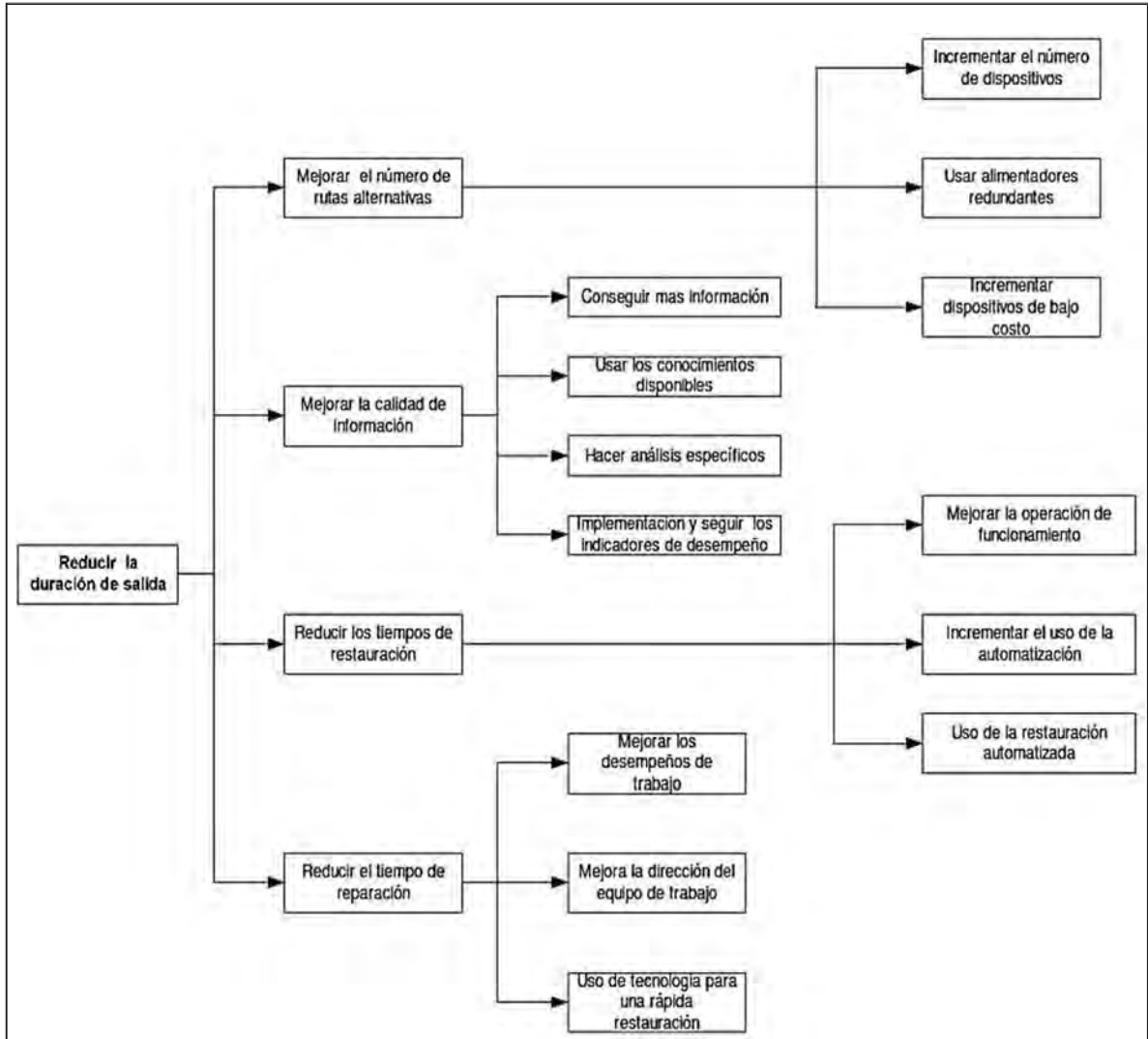
El tiempo de reparación representa principalmente el tiempo necesario para restablecer el suministro de energía eléctrica en la zona afectada por la interrupción. Según la configuración de la red, la zona afectada por la falla producida puede aislarse del resto del sistema, desconectando la sección de la red que abarque esta zona, una de las maneras de reducir este impacto de la interrupción es de incrementar los dispositivos de protección y de mejorar la selectividad en el sistema de protección. Es importante realizar el procedimiento adecuado de maniobra que permita aislar la mínima sección afectada posible.

Esta medida no reduce el tiempo de afectación de la sección afectada, pero introduce una mejora substancial en tiempo para las partes de la red no afectadas directamente por la falla, sobre todo, si la operación de la reconfiguración de la red está automatizada. Además, si la reconfiguración se produce en un tiempo menor de tres minutos, la interrupción experimentada por el o los consumidores no se considera una interrupción sostenida, con lo cual se reducen principalmente los índices que dependen del tiempo de interrupción como SAIDI. La reducción del tiempo de interrupción se puede conseguir a través de:

- Reconfiguración del sistema de distribución luego de que ocurra una falla.
- Automatización de los equipos de protección.
- Mejoramiento o implementación un sistema automático de localización de fallas.
- Reducción del tiempo de respuesta ante una falla.

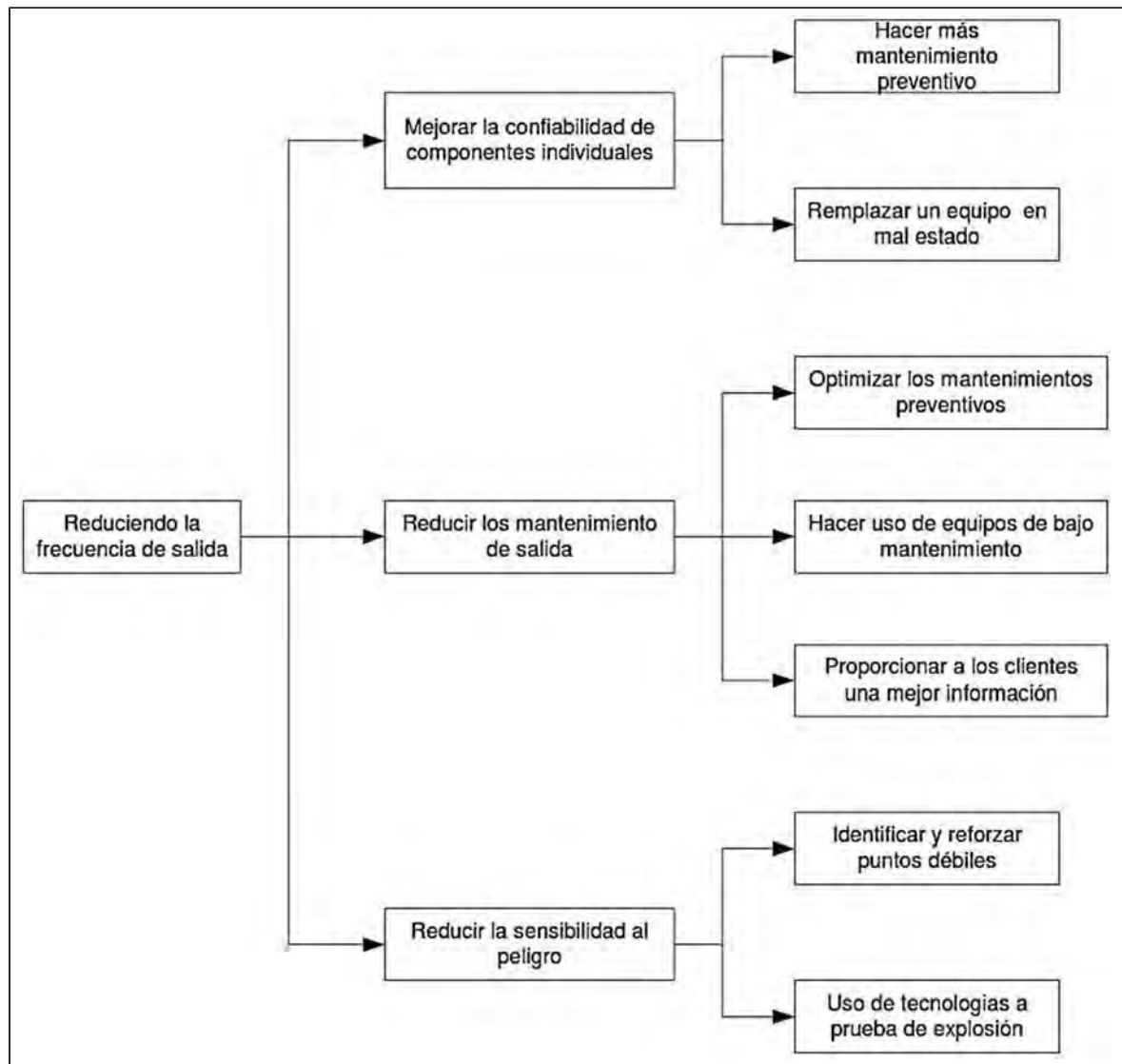
Las opciones mencionadas se muestran esquemáticamente en la Figura 5.1:

FIGURA 5.1 Incremento de la confiabilidad reduciendo la duración de salida



Fuente: Evaluación de la confiabilidad mediante el método de fallas – UNI

FIGURA 5.2 Incremento de la confiabilidad reduciendo la frecuencia de salida



Fuente: Evaluación de la confiabilidad mediante el método de fallas - UNI

c) Reducción del número de clientes afectados

La reducción del número de clientes, así como la potencia interrumpida en cada falla, implica la disminución de todo tipo de índices (SAIFI, SAIDI), lo cual se consigue mediante:

- Reconfiguración permanente de la red.
- El mejoramiento de la coordinación de protecciones o utilizando mejores equipos de protección.
- Empleando mejores sistemas de puesta a tierra.

Una forma de mejorar los índices de continuidad consiste en reducir el número de clientes en cada alimentador, ya que de esta manera, ante una falla en el alimentador, la interrupción afectará a un menor número de clientes.

Si esto se complementa con una reducción de la longitud de las líneas, se puede conseguir menores tasas de falla para cada alimentador. Ambas medidas se pueden conseguir al aumentando el número de alimentadores por subestación y aumentando el número de subestaciones. No obstante, esto requiere un análisis técnico – económico para considerarse factible.

5.3 ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN EL ALIMENTADOR TI-01

Esta sección se enfoca en las alternativas de mejora de la confiabilidad, así como los criterios que aplican estas alternativas en los modelos de estudio de la confiabilidad. Cuando se considera cada alternativa, es útil entender como esta impactará la confiabilidad de cada consumidor en términos de frecuencia de las interrupciones momentáneas, frecuencia de las interrupciones sostenidas y duración de las interrupciones. A menudo, la confiabilidad de ciertos consumidores puede mejorarse a expensas de otros. Otras veces, un aspecto de la confiabilidad de un consumidor en particular puede ser mejorado a expensas de otro aspecto. A continuación, se describen las alternativas para mejorar la confiabilidad:

a) Incremento del Número de Dispositivos de Protección

Uno de los métodos más efectivos para mejorar la confiabilidad de un sistema de distribución consiste en aumentar el número de los dispositivos de protección. Asumiendo una apropiada coordinación de protecciones, el incremento del número de los dispositivos de protección reduce el número de los consumidores que experimentan interrupciones después de que una falla ocurre.

El primer paso para mejorar la confiabilidad es ubicar un dispositivo de protección, típicamente un fusible, en todos los ramales del alimentador. La única razón convincente para no colocar fusibles en los ramales son molestias debido a que se quemen continuamente los fusibles (lo cual puede generalmente ser evitado especificando fusibles de mayor amperaje) y la imposibilidad de coordinar las protecciones correctamente

La efectividad de los fusibles laterales se incrementa según como a medida que la exposición total de los ramales se incrementa y la longitud total disminuye. Asumiendo una operación perfecta de los fusibles, una falla en un ramal que no tenga fusibles, una falla en este ramal provocará una interrupción en todo el alimentador mientras que una falla en un ramal que tenga un fusible, sólo dejará fuera de servicio a los consumidores conectados a ese ramal.

Si los ramales conforman un porcentaje de la longitud del alimentador, al colocar fusibles en los ramales se reducirá el SAIFI en una misma proporción que ese porcentaje si se compara el alimentador con otro en el que no se utilicen fusibles.

La protección principal, típicamente un reconectador, puede ser también un efectivo método para mejorar la confiabilidad del alimentador. La ubicación estratégica de un reconectador en el alimentador principal es uno de los métodos más simples de mejorar la confiabilidad. Considere un reconectador ubicado en el centro de un alimentador homogéneo; este dispositivo evitará interrupciones al 50 % de los consumidores para el 50% de todas las fallas.

Los reconectores también son efectivos cuando el alimentador principal se divide en dos o más ramales, ya que aíslan cada falla de las fallas que ocurren en otros ramales. Algunas empresas de distribución no consideran la protección del alimentador principal al momento de mejorar la confiabilidad debido a la dificultad de mantener una apropiada coordinación de protecciones cuando el sistema de distribución es reconfigurado.

b) Utilización de Dispositivos de Reconexión

Los dispositivos de reconexión permiten que las fallas momentáneas en los alimentadores aéreos desaparezcan por sí solas. Alrededor del 70 a 80 % de las fallas aéreas son de naturaleza transitoria.

La ubicación de un reconectador en un alimentador mejorará la confiabilidad de todos los alimentadores aguas arriba protegiéndolos de fallas que ocurren aguas abajo. Una manera efectiva de mejorar la confiabilidad para un consumidor específico consiste en colocar un reconectador aguas abajo del consumidor. Aunque resulte efectiva como medida para sectores específicos, este tipo de alternativa de ubicación puede no ser la mejor forma de

ubicar los reconectores desde una perspectiva de mejora de la confiabilidad de todo el alimentador.

Los reconectores se utilizan en dos esquemas: conservación del fusible (fuse saving) y despeje del fusible (fuse clearing). En los esquemas de conservación de fusibles, gran número de consumidores presenta interrupciones momentáneas (menores a 3 minutos), por lo que algunas empresas de distribución optan por cambiar al esquema de despeje de fusible cuando los consumidores comienzan a sentirse inconformes con las interrupciones de poca duración. Con esto, se disminuye el número de interrupciones momentáneas, pero por otro lado se incrementa el número de interrupciones sostenidas (mayores a 3 minutos), sobretodo en los ramales con fusibles del alimentador. Otro motivo para cambiar el esquema de conservación de fusible a despeje de fusible es que en áreas en las que se produzca una alta corriente de falla, tanto el reconector como el fusible actuarán de todos modos.

Lo ideal es utilizar el esquema de conservación de fusibles cuando sea posible realizar una coordinación de protecciones y el esquema de despeje de fusibles cuando la corriente de falla sea alta o no se pueda utilizar el otro esquema, por ejemplo, cerca de las subestaciones.

c) Automatización de los equipos de protección

La automatización se refiere al control y monitoreo remoto de los equipos. En términos de mejoras de la confiabilidad, la automatización típicamente se centra en los equipos de subestaciones y reconectores operados remotamente. La principal ventaja de los reconectores es que su velocidad de apertura y cierre es mucho mayor que la de aquellos operados de forma manual.

Una simple pero efectiva aproximación consiste en probar la efectividad de la automatización de los reconectores en función de la frecuencia con la que se espera que operen. Es de suponer que un reconector que opere una gran cantidad de veces por año obtenga mayores beneficios de la automatización que uno que opere pocas veces al año. En cualquier caso, los modelos de confiabilidad pueden fácilmente cuantificar la ganancia de confiabilidad para varios escenarios de automatización con el fin de identificar el mejor número y ubicación de seccionadores automáticos.

d) Reducción las tasas de falla de los equipos

Probablemente la más efectiva manera de mejorar la confiabilidad es prevenir que las contingencias ocurran en los equipos. En términos de modelamiento de la confiabilidad, tales mejoras se reflejan en la reducción de los valores de tasas de falla de los componentes. La dificultad está en conocer cuánto mejorará la confiabilidad en función de esta reducción de las tasas de falla.

Una buena aproximación cuando se modelan los programas de reducción de las tasas de falla consiste en descomponer éstas en categorías según las causas de falla. Una vez que se haya hecho esto, el impacto de cada programa de reducción de las tasas de falla puede ser aplicado apropiadamente a cada categoría y la tasa de falla total puede volver a calcularse.

Por lo general, los programas más comunes de reducción de fallas se basan en:

- Incrementar las inspecciones y el monitoreo en toda la red.
- Mantenimiento en transformadores de subestaciones.
- Poda periódica de árboles.
- Utilización de cable con aislamiento.
- Programas de inspección de alimentadores mediante infrarrojos.
- Remplazamiento de líneas aéreas y subterráneas en mal estado.
- Aumentar el nivel de protección contra descargas atmosféricas.
- Programas de manejo de carga en transformadores

Los transformadores de potencia de las subestaciones son uno de los componentes más caros en el sistema de distribución y pueden tener un gran impacto en la confiabilidad cuando fallan. Para evitar esto, muchas empresas de distribución llevan a cabo inspecciones periódicas y mantenimiento en los transformadores con el fin de minimizar las fallas. Teóricamente, las fallas en los transformadores de las subestaciones dependen de muchos factores como envejecimiento, fabricante, carga, número de fallas, historial de mantenimiento, taps, etc.

La poda periódica de árboles es muy importante en la confiabilidad del sistema de distribución y puede tener un efecto considerable en las tasas de falla de los alimentadores aéreos. Existen diferentes métodos de planificación, pero todos se basan en los ciclos de

crecimiento de la vegetación. En la actualidad, los métodos más eficientes se basan en la confiabilidad centrada en el mantenimiento.

Otra forma de reducir el número de las fallas relacionadas con la vegetación es remplazar los conductores aéreos desnudos por conductores con aislamiento. Al hacer esto, disminuyen tanto las tasas de falla permanentes como las momentáneas, pero puede incrementarse el tiempo de reparación.

A menudo, los equipos de las líneas como conectores, pernos, etc. causan más fallas en los alimentadores que las líneas. Estos problemas pueden ser identificados a tiempo a través de los programas de inspección que utilizan luz infrarroja para detectar puntos de calor, aunque en los últimos años, también se utiliza la inspección ultravioleta. La reducción de tasa de falla esperada asociada con tales programas será específica para la empresa de distribución y se basará en mejoras históricas debido a programas de inspección en el pasado.

Muchos sistemas de distribución con alimentadores viejos han sido ampliados y reconfigurados muchas veces y en consecuencia, tienen tramos que contienen cables viejos y con un calibre menor que el recomendado para las corrientes que manejan en la actualidad. Las tasas de falla de los equipos viejos tienden a ser más altas que las de los equipos nuevos debido a la oxidación, cables recocidos y debilitamiento del cable. Adicional a esto, la tasa de falla de los cables con un calibre reducido tiende a ser mayores debido a que se queman más rápido durante cortocircuitos. Por lo tanto, al remplazar estos tramos de cable viejo y con calibre reducido por tramos con cable nuevo, disminuirán las tasas de falla.

Una de las mayores preocupaciones para muchas empresas de distribución es el incremento de la tasa de falla asociada con el envejecimiento del dieléctrico de los cables, típicamente en los cables subterráneos residenciales con aislamiento de polietileno (XLPE). A medida que se dispone de mayor información histórica acerca de las tasas de falla, resulta más fácil adaptar las tasas de falla a secciones individuales en base a los años de servicio y al envejecimiento. Esta información puede utilizarse para identificar cables que son buenos candidatos para pruebas, renovación o remplazo. Esto está orientado a reducir la tasa de falla de los cables.

El incremento de protecciones contra descargas atmosféricas, es una medida importante de reducción de tasas de falla en áreas con un alto nivel isoceraúnico.

Aunque típicamente no es factible proteger los alimentadores de distribución contra descargas directas debido a su bajo nivel básico de impulso (BIL), la implementación de pararrayos y cables de guardia puede mitigar el impacto de rayos cercanos. Los disipadores de sobretensión (surge arrester) montados en equipos, reducirán la tasa de falla de estos equipos bloqueando los voltajes inducidos. Los disipadores de sobretensión en puntos normalmente abiertos reducirán los arcos causados por la duplicación de voltaje de las ondas viajeras. Los cables de guardia, cuando se utilizan en conjunto con puntos de puesta a tierra con baja impedancia, permiten disipar la energía de las descargas atmosféricas hacia tierra, evitando la formación de arcos y reduciendo la energía requerida a niveles adecuados para que pueda actuar los disipadores de sobretensión.

Los programas de manejo de carga en transformadores relacionan la carga pico de los transformadores de distribución con los datos de facturación, tipo de conexión y curva de carga típica de los consumidores. Si una empresa de distribución experimenta un gran número de fallas en transformadores de distribución debido a sobrecargas, estos programas de manejo pueden resultar efectivos en la reducción de las tasas de falla al identificar automáticamente los transformadores sobrecargados para que puedan ser debidamente remplazados.

e) Reconfiguración del Sistema

Uno de los más poderosos aspectos de los modelos de confiabilidad de los sistemas de distribución es la habilidad para fácilmente calcular la confiabilidad asociada con las diferentes configuraciones del sistema. En el nivel más simple, esto puede consistir en la configuración del sistema cambiando la posición de los puntos de transferencia normalmente abiertos. Muchas alternativas involucradas en la configuración pueden incluir puntos de transferencia dentro de un mismo alimentador o entre diferentes alimentadores, también se pueden agregar nuevos alimentadores o incrementar el número de subestaciones. Un sistema de distribución puede ser reconfigurado al cambiar la posición de los seccionadores normalmente abiertos, cambiando la ubicación de los consumidores y el flujo de potencia en los alimentadores afectados. Lo común es utilizar la reconfiguración de los alimentadores para minimizar las pérdidas y costos de operación.

No obstante, esta técnica puede también utilizarse para mejorar la confiabilidad del sistema. La alternativa básica consiste en transferir a los consumidores que presenten bajos niveles de confiabilidad hacia los alimentadores más cercanos y que tengan la mejor confiabilidad; pero, al realizar esta transferencia, el alimentador original aumenta su confiabilidad mientras que el otro alimentador disminuye su confiabilidad. La efectividad de esta técnica depende en primer lugar del número de seccionadores cuchilla disponibles y del número de seccionadores normalmente cerrados, con énfasis en áreas urbanas de densa población.

Una ganancia adicional en confiabilidad puede hacerse instalando nuevos seccionadores cuchilla entre alimentadores. Los alimentadores óptimos para realizar estas transferencias, son aquellos que tienen un pequeño porcentaje de carga que se puede transferir a otras subestaciones en horas pico. Otros factores que ayudan a identificar ubicaciones posibles de transferencias incluyen las limitaciones de carga y la proximidad de alimentadores que estén ligeramente cargados.

Por supuesto, el impacto de la confiabilidad de cada nuevo seccionadora cuchilla puede calcularse de tal forma que el número de ubicaciones óptimas pueda ser identificado.

Algunas veces, la manera más idónea de mejorar la confiabilidad de sistemas que tienen gran cantidad de carga conectada, es construir nuevos alimentadores. Los modelos de confiabilidad pueden ayudar a identificar el mejor número de nuevos alimentadores, el mejor trayecto, el mejor número, así como la mejor ubicación de dispositivos de protección, los consumidores que deberían ser transferidos a nuevos alimentadores, el número de ubicaciones de seccionadores cuchilla, entre otros. También se puede dimensionar nuevas subestaciones para estos alimentadores, así como determinar su ubicación más óptima. No obstante, la selección de la ubicación, el trazado y el dimensionamiento de nuevas subestaciones y alimentadores es una función propia de la planificación, y como tal, debería tomar en cuenta aspectos como patrones de crecimiento de carga, incertidumbre a futuro y analizar múltiples escenarios.

5.4 APLICACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA EL MEJORAMIENTO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN EL ALIMENTADOR TI-01

Dentro de las alternativas propuestas anteriormente para mejorar los índices de confiabilidad, se analizaron varias alternativas y se optó por el incremento de equipos de protección, mediante la ubicación de reconectadores, seccionadores de repetición de 03 etapas, seccionadores bajo carga, así como pararrayos de línea, estos equipos estarán orientados a reducir el SAIDI y SAIFI en el alimentador en estudio y se describen a continuación:

Alternativa de mejora del alimentador TI-01

TRAMO 01

Las alternativas para la mejora de los índices de confiabilidad en el TRAMO 01 se basarán en la instalación de equipos de maniobra y protección el cual se detalla a continuación y se muestra en el **Anexo 03** el plano del sistema eléctrico con los equipos de protección proyectados en el tramo 01.

TABLA 5.1 Relación de reconectadores a instalarse (Tramo 01)

Nº	Alimentador	Cód. Nodo MT	Material	UTM Datum WGS_84		Equipo Actual
1	TI01	ESE004NMT017617	CONCRE	895073	8353408	CUT OUT

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5.2 Relación de seccionadores de repetición de 03 etapas a instalarse (Tramo 01)

Nº	Cód. Nodo MT	Nº Conductores	Tipo	Material	UTM Datum WGS_84		Observación
1	ESE004NMT006138	3	MON	MADERA	904269	8350116	Reemplazar Cut Out existente
2	ESE004NMT006212	2	MON	MADERA	903341	8363177	Reemplazar Cut Out existente
3	ESE004NMT006284	2	MON	MADERA	905604	8350901	Reemplazar Cut Out existente
4	ESE004NMT010250	2	MON	CONCRE	903667	8361730	Reemplazar Cut Out existente
5	ESE004NMT011806	1	MON	MADERA	912115	8338364	Reemplazar Cut Out existente
6	ESE004NMT012030	1	MON	MADERA	907190	8350471	Reemplazar Cut Out existente
7	ESE004NMT012102	3	MON	MADERA	914424	8308670	Reemplazar Cut Out existente
8	ESE004NMT012829	2	MON	CONCRE	905777	8371634	Reemplazar Cut Out existente
9	ESE004NMT005958	3	MON	MADERA	916367	8321734	Reemplazar Cut Out existente

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5.3 Relación de pararrayos de línea a instalarse (Tramo 01)

Nº	Alimentador	Cód. Nodo MT	Tipo	Material	Altura	UTM Datum WGS 84	
1	TI01	ESE004NMT017619	MON	CONCRE	12	895197	8353620
2	TI01	ESE004NMT017625	MON	CONCRE	12	896017	8354290
3	TI01	ESE004NMT017634	MON	CONCRE	12	896406	8355560
4	TI01	ESE004NMT017640	MON	CONCRE	12	896927	8356569
5	TI01	ESE004NMT017645	MON	CONCRE	12	897486	8356510
6	TI01	ESE004NMT017649	MON	CONCRE	12	897937	8356070
7	TI01	ESE004NMT017651	MON	CONCRE	12	898156	8355860
8	TI01	ESE004NMT017657	MON	CONCRE	12	898820	8355143
9	TI01	ESE004NMT017663	MON	CONCRE	12	899562	8354412
10	TI01	ESE004NMT017668	MON	CONCRE	12	900225	8354038
11	TI01	ESE004NMT017679	MON	CONCRE	12	900412	8352530
12	TI01	ESE004NMT006544	MON	CONCRE	12	900608	8351960
13	TI01	ESE004NMT006538	MON	CONCRE	11	901290	8351660
14	TI01	ESE004NMT006532	MON	MADERA	11	902181	8351270
15	TI01	ESE004NMT006526	MON	CONCRE	11	902952	8350930
16	TI01	ESE004NMT006522	MON	CONCRE	11	903408	8350536
17	TI01	ESE004NMT006133	MON	MADERA	12	904527	8349400
18	TI01	ESE004NMT006127	MON	MADERA	12	904864	8348500
19	TI01	ESE004NMT006122	MON	MADERA	12	905109	8347840
20	TI01	ESE004NMT006115	MON	MADERA	12	905525	8346720
21	TI01	ESE004NMT006109	MON	MADERA	12	905895	8345720
22	TI01	ESE004NMT006090	TRI	MADERA	12	906728	8344820
23	TI01	ESE004NMT005850	MON	MADERA	12	907544	8344030
24	TI01	ESE004NMT005837	MON	MADERA	12	908095	8343356
25	TI01	ESE004NMT005844	MON	MADERA	12	908831	8342330
26	TI01	ESE004NMT006081	MON	MADERA	12	909513	8341420
27	TI01	ESE004NMT006086	MON	MADERA	12	910103	8340645
28	TI01	ESE004NMT006061	MON	MADERA	12	910834	8339660
29	TI01	ESE004NMT006067	MON	MADERA	12	911602	8338740
30	TI01	ESE004NMT006072	MON	MADERA	12	912222	8338004
31	TI01	ESE004NMT005979	MON	MADERA	12	913094	8336990
32	TI01	ESE004NMT005985	MON	MADERA	12	913749	8336220
33	TI01	ESE004NMT005991	MON	MADERA	12	914343	8335310
34	TI01	ESE004NMT005997	MON	MADERA	12	914897	8334500
35	TI01	ESE004NMT006003	MON	MADERA	12	915440	8333750

Continuación de la TABLA 5.3 Número de Suministros por Alimentador de La Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este S.A.A – Año 2014

36	TI01	ESE004NMT005903	MON	MADERA	12	915980	8332880
37	TI01	ESE004NMT005909	MON	MADERA	12	916197	8332070
38	TI01	ESE004NMT005914	MON	MADERA	12	916562	8331770
39	TI01	ESE004NMT005920	MON	MADERA	12	916909	8331000
40	TI01	ESE004NMT005926	MON	MADERA	12	917216	8329720
41	TI01	ESE004NMT005932	MON	MADERA	12	917474	8328610
42	TI01	ESE004NMT005938	MON	MADERA	12	917701	8327650
43	TI01	ESE004NMT005864	MON	MADERA	12	917884	8326670
44	TI01	ESE004NMT005870	MON	MADERA	12	918033	8325860
45	TI01	ESE004NMT005876	MON	MADERA	12	918223	8324790
46	TI01	ESE004NMT005882	MON	MADERA	12	918115	8324010
47	TI01	ESE004NMT005947	MON	MADERA	12	917764	8322970
48	TI01	ESE004NMT005954	MON	MADERA	12	916893	8322202
49	TI01	ESE004NMT005959	MON	MADERA	12	916238	8321620
50	TI01	ESE004NMT005961	MON	MADERA	12	915237	8320193
51	TI01	ESE004NMT006005	TRI	MADERA	12	914484	8319890
52	TI01	ESE004NMT006011	MON	MADERA	12	914484	8318370
53	TI01	ESE004NMT006018	MON	MADERA	12	914417	8317680
54	TI01	ESE004NMT006023	MON	MADERA	12	914392	8317613
55	TI01	ESE004NMT006029	MON	MADERA	12	913715	8315600
56	TI01	ESE004NMT006035	MON	MADERA	12	913780	8314620
57	TI01	ESE004NMT006040	MON	MADERA	12	913721	8313723
58	TI01	ESE004NMT006047	MON	MADERA	12	913481	8312160
59	TI01	ESE004NMT005964	MON	MADERA	12	913711	8310680
60	TI01	ESE004NMT005968	MON	MADERA	12	913874	8309950
61	TI01	ESE004NMT005974	MON	MADERA	12	914096	8308940
62	TI01	ESE004NMT006508	MON	CONCRE	13	905131	8350210
63	TI01	ESE004NMT006502	MON	CONCRE	13	906169	8350275
64	TI01	ESE004NMT006495	MON	CONCRE	12	907116	8350340
65	TI01	ESE004NMT006487	MON	CONCRE	11	907685	8350317

Fuente: Elaboración Propia

TRAMO 02

Las alternativas para la mejora de los índices de confiabilidad en el TRAMO 02 se basarán en la instalación de equipos de maniobra y protección el cual se detalla a continuación y se muestra en el **Anexo 04** el plano del sistema eléctrico con los equipos de protección proyectados en el tramo 02.

TABLA 5.4 Relación de seccionadores de repetición de 03 etapas a instalarse (Tramo 02)

Nº	Cód. Nodo MT	Nº Conductores	Tipo	Material	UTM Datum WGS_84		Observación
1	ESE004NMT010171	2	MON	CONCRE	888085	8359458	Reemplazar Cut Out existente
2	ESE004NMT012251	1	MON	MADERA	893690	8354622	Reemplazar Cut Out existente
3	ESE004NMT020428	2	MON	CONCRE	888299	8359214	Reemplazar Cut Out existente

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5.5 Relación de pararrayos de línea a instalarse (Tramo 02)

Nº	Alimentador	Cód. Nodo MT	Tipo	Material	Altura	UTM Datum WGS_84	
1	TI01	ESE004NMT006462	MON	MADERA	12	896606	8351630
2	TI01	ESE004NMT006449	MON	MADERA	12	895417	8352838
3	TI01	ESE004NMT006442	MON	MADERA	12	894659	8353700
4	TI01	ESE004NMT019261	MON	MADERA	12	893859	8354290
5	TI01	ESE004NMT006433	MON	MADERA	12	893218	8354790
6	TI01	ESE004NMT006427	MON	MADERA	12	892756	8355187
7	TI01	ESE004NMT006421	MON	MADERA	12	892104	8355792
8	TI01	ESE004NMT006414	MON	MADERA	12	891432	8356390
9	TI01	ESE004NMT006408	MON	MADERA	12	890740	8357010
10	TI01	ESE004NMT006402	MON	MADERA	12	890087	8357600
11	TI01	ESE004NMT006397	MON	MADERA	12	889589	8358055
12	TI01	ESE004NMT006392	MON	MADERA	12	889062	8358523
13	TI01	ESE004NMT017411	MON	CONCRE	12	888271	8359230
14	TI01	ESE004NMT017416	MON	CONCRE	12	887787	8359573

Fuente: Elaboración Propia

TRAMO 03

Las alternativas para la mejora de los índices de confiabilidad en el TRAMO 03 se basarán en la instalación de equipos de maniobra y protección el cual se detalla a continuación y se muestra en el **Anexo 05** el plano del sistema eléctrico con los equipos de protección proyectados en el tramo 03.

TABLA 5.6 Relación de reconectador a instalarse (Tramo 03)

Nº	Alimentador	Cód. Nodo MT	Material	UTM Datum WGS_84		Equipo Actual
1	TI01	ESE004NMT019276	CONCRE	887158	8360054	IACM

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5.7 Relación de seccionadores bajo carga a instalarse (Tramo 03)

Nº	Alimentador	Cód. Nodo MT	Material	UTM Datum WGS_84		Equipo Actual
1	TI01	ESE004NMT006708	CONCRE	886688	8361639	CUT OUT

Fuente: Elaboración Propia

TRAMO 04

Las alternativas para la mejora de los índices de confiabilidad en el TRAMO 04 se basarán en la instalación de equipos de maniobra y protección el cual se detalla a continuación y se muestra en el **Anexo 06** el plano del sistema eléctrico con los equipos de protección proyectados en el tramo 04.

TABLA 5.8 Relación de los reconectadores a instalarse (Tramo 04)

Nº	Alimentador	Cód. Nodo MT	Material	UTM Datum WGS_84		Equipo Actual
1	TI01	ESE004NMT019277	CONCRE	887153	8360057	CUT OUT

Fuente: Elaboración Propia

TRAMO 05

Las alternativas para la mejora de los índices de confiabilidad en el TRAMO 05 se basarán en la instalación de equipos de maniobra y protección el cual se detalla a continuación y se muestra en el **Anexo 07** el plano del sistema eléctrico con los equipos de protección proyectados en el tramo 05.

TABLA 5.9 Relación de los reconectores a instalarse (Tramo 05)

Nº	Alimentador	Cód. Nodo MT	Material	UTM Datum WGS 84		Equipo Actual
1	TI01	ESE004NMT019268	CONCRE	887156	8360052	CUT OUT

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5.10 Relación de seccionadores de repetición de 03 etapas a instalarse (Tramo 05)

Nº	Cód. Nodo MT	Nº Conductor	Material	UTM Datum WGS 84		Observación
1	ESE004NMT006301	2	MADERA	863624	8368268	Reemplazar Cut Out existente
2	ESE004NMT009495	2	CONCRE	872503	8350956	Reemplazar Cut Out existente
3	ESE004NMT009499	2	CONCRE	865119	8347674	Reemplazar Cut Out existente
4	ESE004NMT010154	2	CONCRE	859184	8340168	Reemplazar Cut Out existente
5	ESE004NMT010913	3	CONCRE	884211	8359525	Reemplazar Cut Out existente
6	ESE004NMT011879	1	MADERA	881561	8359342	Reemplazar Cut Out existente
7	ESE004NMT011919	1	MADERA	879726	8359140	Reemplazar Cut Out existente
8	ESE004NMT012363	1	MADERA	886335	8368507	Reemplazar Cut Out existente
9	ESE004NMT012431	1	MADERA	869133	8369980	Reemplazar Cut Out existente
10	ESE004NMT012936	2	CONCRE	888451	8374209	Reemplazar Cut Out existente
11	ESE004NMT013100	2	CONCRE	864371	8347100	Reemplazar Cut Out existente
12	ESE004NMT014572	2	CONCRE	886743	8371810	Reemplazar Cut Out existente

Continuación de la TABLA 5.10 Relación de seccionadores de repetición de 03 etapas a instalarse (Tramo 05)

13	ESE004NMT017183	3	MADERA	886235	8364083	Reemplazar Cut Out existente
14	ESE004NMT008086	3	MADERA	877153	8358788	Reemplazar Cut Out existente
15	ESE004NMT008231	3	CONCRE	860608	8338255	Reemplazar Cut Out existente
16	ESE004NMT008614	3	CONCRE	865511	8367195	Reemplazar Cut Out existente
17	ESE004NMT018252	2	CONCRE	887288	8373790	Reemplazar Cut Out existente
18	ESE004NMT016922	2	CONCRE	874841	8353770	Reemplazar Cut Out existente
19	ESE004NMT011946	1	MADERA	875134	8354908	Reemplazar Cut Out existente
20	ESE004NMT012540	2	MADERA	864990	8367211	Reemplazar Cut Out existente
21	ESE004NMT008573	2	CONCRE	877055	8360130	Reemplazar Cut Out existente

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5.11 Relación de pararrayos de línea a instalarse (Tramo 05)

Nº	Alimentador	Cód. Nodo MT	Tipo	Material	Altura	UTM Datum WGS_84	
1	TI01	ESE004NMT010980	MON	MADERA	12	886853	8360095
2	TI01	ESE004NMT010984	MON	MADERA	12	886190	8360035
3	TI01	ESE004NMT006872	MON	CONCRE	11	885110	8360147
4	TI01	ESE004NMT006867	BIP	CONCRE	12	884471	8359712
5	TI01	ESE004NMT006860	MON	CONCRE	12	883794	8359380
6	TI01	ESE004NMT006854	MON	CONCRE	12	882975	8359290
7	TI01	ESE004NMT006848	MON	CONCRE	12	882128	8359190
8	TI01	ESE004NMT006841	MON	CONCRE	11	881468	8359110
9	TI01	ESE004NMT006834	MON	CONCRE	11	880672	8359098
10	TI01	ESE004NMT006828	MON	CONCRE	11	879907	8359305
11	TI01	ESE004NMT006822	MON	CONCRE	11	879309	8359467
12	TI01	ESE004NMT006816	MON	CONCRE	11	878493	8359688
13	TI01	ESE004NMT006811	MON	CONCRE	12	877790	8359880
14	TI01	ESE004NMT006807	MON	CONCRE	12	877345	8360002

Continuación de la **TABLA 5.11** Relación de pararrayos de línea a instalarse (Tramo 05)

15	TI01	ESE004NMT006802	MON	CONCRE	12	876632	8360195
16	TI01	ESE004NMT006794	MON	CONCRE	11	875780	8360446
17	TI01	ESE004NMT006785	MON	CONCRE	11	874884	8360832
18	TI01	ESE004NMT006779	MON	CONCRE	12	874140	8361154
19	TI01	ESE004NMT006774	MON	CONCRE	12	873652	8361360
20	TI01	ESE004NMT008087	MON	MADERA	12	877056	8358585
21	TI01	ESE004NMT006368	MON	MADERA	12	872997	8361651
22	TI01	ESE004NMT006362	MON	MADERA	12	872176	8362060
23	TI01	ESE004NMT006357	BIP	MADERA	12	871352	8362487
24	TI01	ESE004NMT006353	MON	MADERA	12	870560	8362942
25	TI01	ESE004NMT006348	BIP	MADERA	12	870031	8363354
26	TI01	ESE004NMT006345	MON	MADERA	12	869597	8363926
27	TI01	ESE004NMT006340	MON	MADERA	12	869121	8364603
28	TI01	ESE004NMT006335	MON	MADERA	12	868622	8365271
29	TI01	ESE004NMT006330	MON	MADERA	12	867980	8365842
30	TI01	ESE004NMT006325	MON	MADERA	12	867189	8366217
31	TI01	ESE004NMT006320	MON	MADERA	12	866414	8366687
32	TI01	ESE004NMT006314	MON	MADERA	12	865486	8367180
33	TI01	ESE004NMT006309	MON	MADERA	12	864741	8367585
34	TI01	ESE004NMT006304	MON	MADERA	12	863992	8367979
35	TI01	ESE004NMT008095	MON	MADERA	12	876442	8357283
36	TI01	ESE004NMT008104	MON	MADERA	12	875784	8355866
37	TI01	ESE004NMT00814	MON	MADERA	12	874950	8354135
38	TI01	ESE004NMT17165	MON	MADERA	12	884999	8361675
39	TI01	ESE004NMT17173	MON	MADERA	12	884913	8362908
40	TI01	ESE004NMT20441	MON	CONCRE	13	886255	8364356
41	TI01	ESE004NMT20445	MON	CONCRE	12	886225	8365272
42	TI01	ESE004NMT006632	MON	MADERA	11	886199	8366153
43	TI01	ESE004NMT006626	MON	MADERA	11	886115	8367428
44	TI01	ESE004NMT006621	MON	MADERA	11	886126	8368097
45	TI01	ESE004NMT006616	MON	MADERA	11	886097	8368963
46	TI01	ESE004NMT19911	MON	MADERA	12	886159	8369689
47	TI01	ESE004NMT006606	MON	CONCRE	13	886403	8370540
48	TI01	ESE004NMT006600	MON	MADERA	11	886616	8371309
49	TI01	ESE004NMT006592	MON	CONCRE	11	886850	8372114
50	TI01	ESE004NMT006582	MON	CONCRE	11	887157	8373204

Fuente: Elaboración Propia

En conclusión los equipos de protección y/o maniobra a instalarse en todo el alimentador de media tensión TI-01 se detallan a continuación:

TABLA 5.12 Resumen general de equipos de protección y/o maniobra a instalarse en el alimentador Tintaya 01

Tramo	Reconectador	Seccionador Bajo Carga	Seccionador de Repetición de 03 Etapas	Pararrayos de Línea
01	01	-	09	65
02	-	-	03	14
03	01	01	-	-
04	01	-	-	-
05	01	-	21	50
TOTAL	04	01	33	129

Fuente: Elaboración Propia

5.5 ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN

Cada proyecto de mejora del SAIFI implicará una mejora del SAIDI. La cuestión radica en determinar si el costo de la mejora de la confiabilidad es proporcional a las interrupciones sostenidas de corta duración. Asumiendo que la interrupción sostenida más corta es de aproximadamente una hora, si una interrupción de dos horas es dos veces más costosa que la interrupción de una hora, en promedio, entonces la mejora del SAIDI será una buena mejora también en el SAIFI. Por otro lado, si una interrupción de dos horas de duración está avaluada en la mitad del costo de la interrupción de una hora, una mejora en el SAIDI no será una buena mejora en el SAIFI.

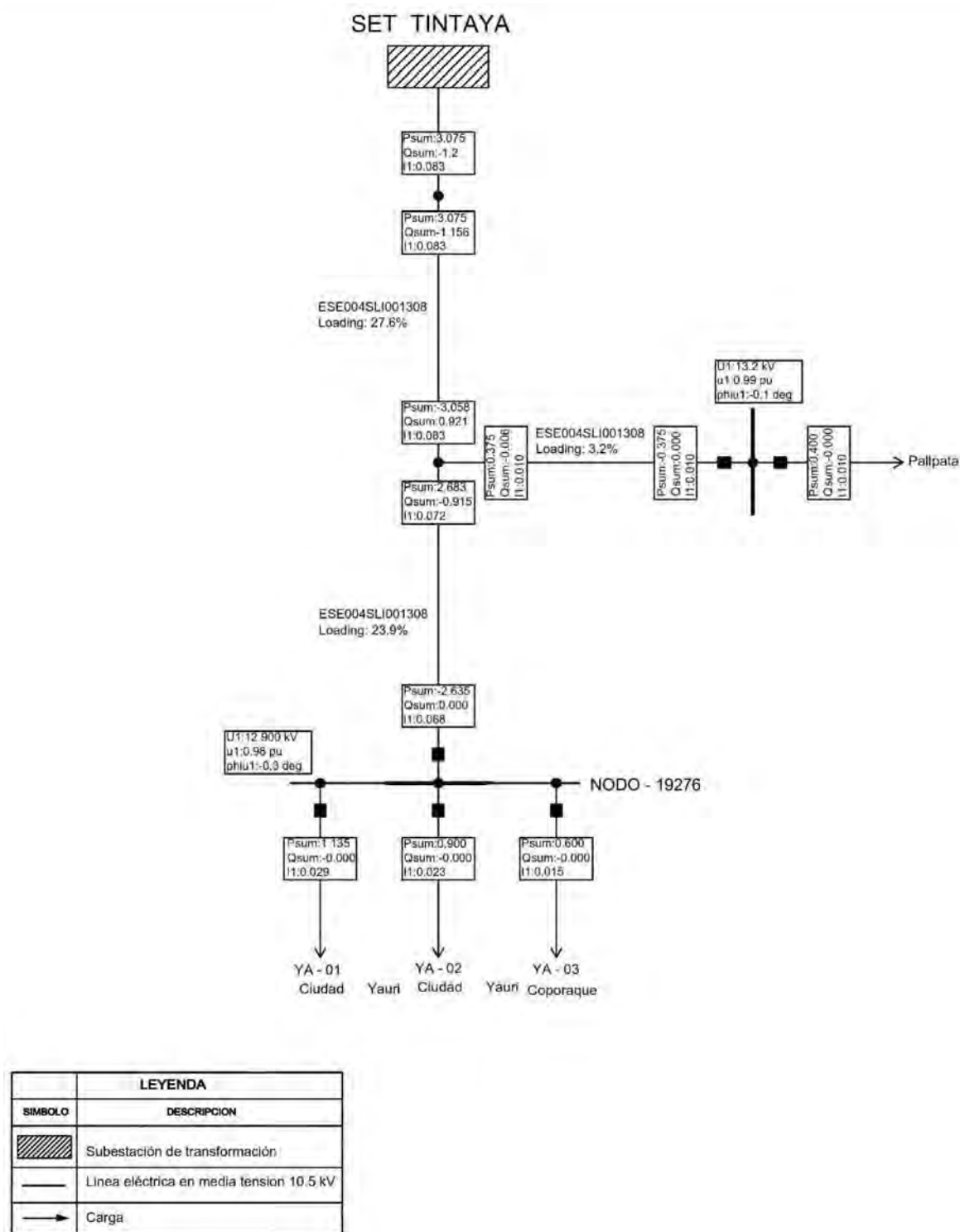
5.5.1 TOPOLOGÍA DE LA NUEVA RED DE DISTRIBUCIÓN

La topología actual del alimentador en estudio con la implementación de los nuevos equipos de protección se muestra en el **Anexo 08** Equipos de protección proyectados en el alimentador Tintaya 01 (Todos los tramos)

5.5.2 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA NUEVA RED DE DISTRIBUCION

El diagrama unifilar con la incorporación de equipos de protección se muestra a continuación:

FIGURA 5.3 Diagrama Unifilar de la Subestación de Transformación Tintaya



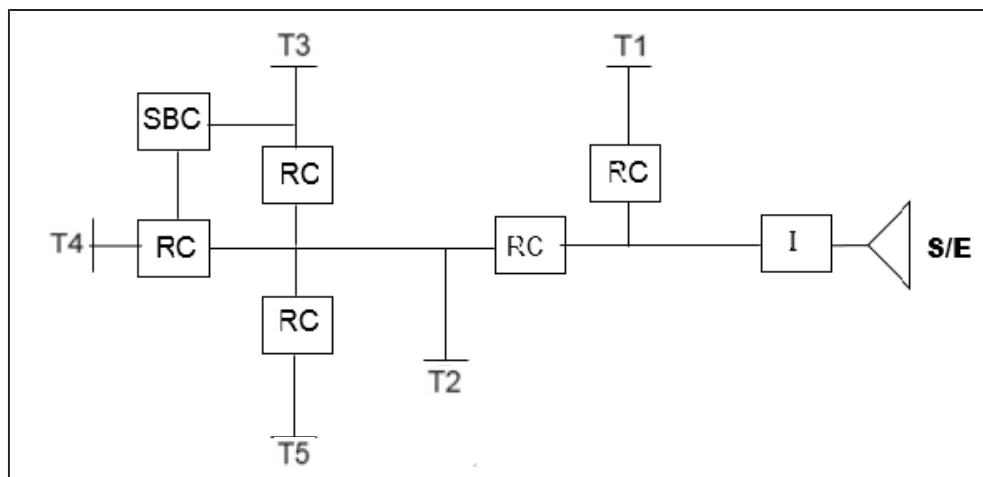
Fuente: Elaboración Propia

5.5.3 ANALISIS DE LOS ÍNDICES DEC Y FEC CON EL MEJORAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Para analizar los índices de confiabilidad DEC y FEC en un sistema radial como se muestra en la figura 5.3, es necesario modelar la topología del alimentador Tintaya 01 por tramos con los nuevos equipos de protección propuestos.

- S/E: Conexión a la Subestación
 I: Interruptor principal del Alimentador
 RC: Reconectador automático
 SBC: seccionador bajo carga
 T1-T5: Tramos principales de Alimentador

FIGURA 5.4 Estructura Topológica Del Alimentador TI-01



Fuente: Elaboración Propia

Para este sistema, se ha puesto que los elementos de protección y maniobra son plenamente confiables, localizándose las fallas solamente en los diferentes tramos de alimentado, como se puede apreciar los datos empleados son los siguientes:

HOJA DE CALCULO

- b= # de fallas (fallas/Km*año)
 λ = tasa de falla (fallas/año)
 L= Longitud total de las líneas expuestas a fallas (Km)
 T= Período de Estudio (años)
 m= Cantidad de fallas totales observadas (fallas)

$l=$ Longitud de las líneas de interés (Km)

Datos

$L=$ 1254.41

$T=$ 9

$m=$ 467

$l_1=$ 301.44

$l_2=$ 465.46

$l_3=$ 7.20

$l_4=$ 14.48

$l_5=$ 465.83

$b=$ (m) / (L*T)

$b=$ 0.041

$\lambda=$ b*l

$\lambda=$ Para cada Tramo

La tasa de falla λ se calculará para cada tramo o equipo de protección, esta tasa indica las veces que en promedio dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección.

Determinaremos los estados mediante la siguiente tabla, analizando el comportamiento de la red con la implementación de equipos ante las diversas contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes.

TABLA 5.13 Clasificación de Estados según los tramos seleccionados.

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	I	N	N	N	N
T2	N	I	N	N	N
T3	N	N	T	N	N
T4	N	N	N	T	N
T5	N	N	N	N	I

Fuente: Elaboración Propia

El método de evaluación propuesto se basa en una combinación de metodología, aprovechando la condición radial de la red eléctrica. El objetivo final es determinar los estados de cada uno de los elementos que componen el modelo de red, cuando cada uno de ellos presenta una falla.

La cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado definido para cada elemento, como son los siguientes casos

Normal 0
Irrestablecible λ Transferible $2*\lambda$

Adecuaremos las interrupciones aportadas según el tipo de elemento, como se detalla en la siguiente tabla:

TABLA 5.14 Evaluación de los estados según las tasas de falla

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	λ_1	0	0	0	0
T2	0	λ_2	λ_2	λ_2	λ_2
T3	0	0	$2*\lambda_3$	0	0
T4	0	0	0	$2* \lambda_4$	0
T5	0	0	0	0	λ_5

Fuente: Elaboración Propia

Para este caso los elementos representan tramos del alimentador entonces la tasa de falla debe calcularse como:

$$\lambda_T = \lambda_i * l_i$$

Dónde:

λ_T :Tasa de falla del tramo (fallas/año)

λ_i :Tasa de falla unitaria del tramo i, (falla/año km)

l_i :Longitud del tramo alimentador i (Km)

TABLA 5.15 Tasa de Falla en cada Tramo de la Red λ_{Ei} (fallas/año)

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	12.36	0	0	0	0
T2	0	19.08	19.08	19.08	19.08
T3	0	0	0.59	0	0
T4	0	0	0	1.19	0
T5	0	0	0	0	19.11
TOTAL	12.36	19.08	19.67	20.27	38.19

Fuente: Elaboración Propia

Se analizó el tiempo de interrupción según el tipo de elemento, corresponde a la indisponibilidad de él en el periodo considerado. Para obtener el tiempo total de indisponibilidad anual, se debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportadas por cada elemento, según se indica en la columna de la matriz de estados.

TABLA 5.16 Tiempo de interrupción por tramos

	Tc (horas)	Tp (horas)	Tl (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)
T1	0.017	0.083	0.25	0.0	0.1	0.083
T2	0.017	0.083	0.3	0.0	0.1	0.083
T3	0.017	0.083	0.3	0.083	0.1	0.083
T4	0.017	0.083	0.35	0.083	0.1	0.083
T5	0.017	0.083	0.35	0.0	0.1	0.083

Fuente: Elaboración Propia

$$N = 0$$

$$R = Tc + Tl + Tp$$

$$T = Tc + Tl + Tp + Tt + Tv$$

$$I = Tc + Tl + Tp + Tr$$

$$IE = Tc + Tl + Tp + Tt + Tr$$

Calculando para cada tramo

$$I1 = Tc1 + Tl1 + Tp1 + Tr1 = 0.45$$

$$I2 = Tc2 + Tl2 + Tp2 + Tr2 = 0.5$$

$$I3 = Tc3 + Tl3 + Tp3 + Tr3 = 0.57$$

$$I4 = Tc4 + Tl4 + Tp4 + Tr4 = 0.62$$

$$I5 = Tc5 + Tl5 + Tp5 + Tr5 = 0.55$$

TABLA 5.17 Tiempos de Interrupción por Tramo (Horas)

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	I1= 0.45	0	0	0	0
T2	0	I2= 0.5	I2= 0.5	I2= 0.5	I2= 0.5
T3	0	0	T3=0.57	0	0
T4	0	0	0	T4= 0.62	0
T5	0	0	0	0	I5= 0.55

Fuente: Elaboración Propia

Para calcular la indisponibilidad anual del elemento se calcula de la siguiente forma:

$$T_{Ei} = \lambda_i * T_i$$

T_{Ei} : Indisponibilidad anual del elemento i, debido a la falla en el elemento j.

λ_i : Tasa de falla total del elemento i (fallas/año)

T_i : Tiempos de Interrupción Total (Horas/falla)

De esta forma la indisponibilidad se detalla en la siguiente tabla:

TABLA 5.18 Tiempo de Indisponibilidad Anual Total del Elemento T_{Ei} (Horas/Año)

	T1	T2	T3	T4	T5
T1	5.56	0.00	0.00	0.00	0.00
T2	0.00	9.54	9.54	9.54	9.54
T3	0.00	0.00	0.34	0.00	0.00
T4	0.00	0.00	0.00	0.74	0.00
T5	0.00	0.00	0.00	0.00	10.51
TOTAL	5.56	9.54	9.88	10.28	20.05

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5.19 Tabla resumen de las tasas de fallas, tiempo de indisponibilidad y consumidores

TRAMOS	λ_{Ei} (fallas/año)	TEi (Horas/Año)	Consumidores (C_i)
T1	12.36	5.56	1539
T2	19.08	9.54	517
T3	19.67	9.88	2010
T4	20.27	10.28	6380
T5	38.19	20.05	3425
Total, de Consumidores (C_j)			13871

Fuente: Elaboración Propia

Los índices totales para el sistema son la Duración Equivalente por Consumidor (DEC) y la Frecuencia Equivalente por Consumidor (FEC), dando a conocer los resultados que se muestran a continuación:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 12.08 \text{ (horas/año)}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 24 \text{ (interrupciones/año)}$$

Con la propuesta del mejoramiento de los indicadores de confiabilidad, mediante la implementación de equipos de protección (interruptores automáticos , seccionadores de repetición de 03 etapas), una prevención contra las descargas atmosféricas con la instalación de pararrayos todo el recorrido del alimentador TI – 01, se reducirían las incidencias de las fallas presentadas en todo el alimentador de media tensión y de esta manera los índices globales del DEC y FEC se reducen en un 93.88% y 55.56% respectivamente como se muestra en la siguiente tabla:

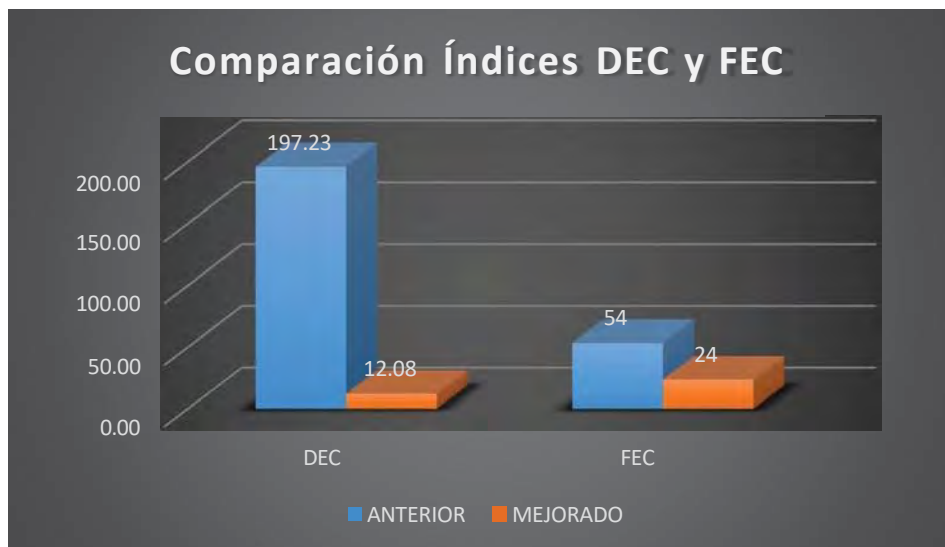
TABLA 5.20 Mejoramiento y variación porcentual de los índices DEC y FEC

INDICADOR	ANTERIOR	MEJORADO	VARIACIÓN
DEC	197.23	12.08	93.88%
FEC	54	24	55.56%

Fuente: Elaboración Propia

De la Tabla 5.20 podemos graficar el mejoramiento de los indicadores DEC y FEC, comparándolos con los anteriores indicadores antes de su mejoramiento, teniendo los siguientes gráficos:

FIGURA 5.5 Comparación y Mejoramiento de Índices DEC y FEC



Fuente: Elaboración Propia

5.5.4 INDICES DE CONFIABILIDAD SAIFI Y SAIDI DEL ALIMENTADOR TI – 01 CON LA IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA

Con la propuesta de la incorporación de equipos de protección y maniobra, así como la instalación de seccionadores de repetición de 03 etapas, una prevención contra las descargas atmosféricas mencionados anteriormente en el alimentador TI – 01, se reducirían las incidencias de las fallas presentadas en todo el alimentador de media tensión y de esta

manera se obtienen nuevos indicadores SAIFI y SAIDI, como se muestra en el siguiente cuadro:

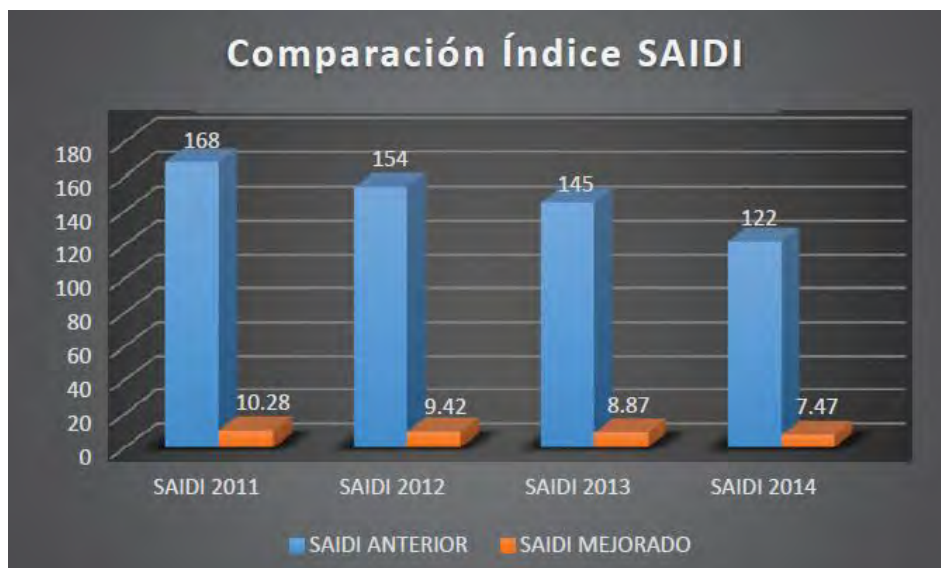
TABLA 5.21 Mejoramiento de los índices SAIDI y SAIFI por años.

INDICE	ANTERIOR	MEJORADO
SAIDI 2011	168	10.28
SAIFI 2011	84	37
SAIDI 2012	154	9.42
SAIFI 2012	80	35
SAIDI 2013	145	8.87
SAIFI 2013	56	25
SAIDI 2014	122	7.47
SAIFI 2014	67	30

Fuente: Elaboración Propia

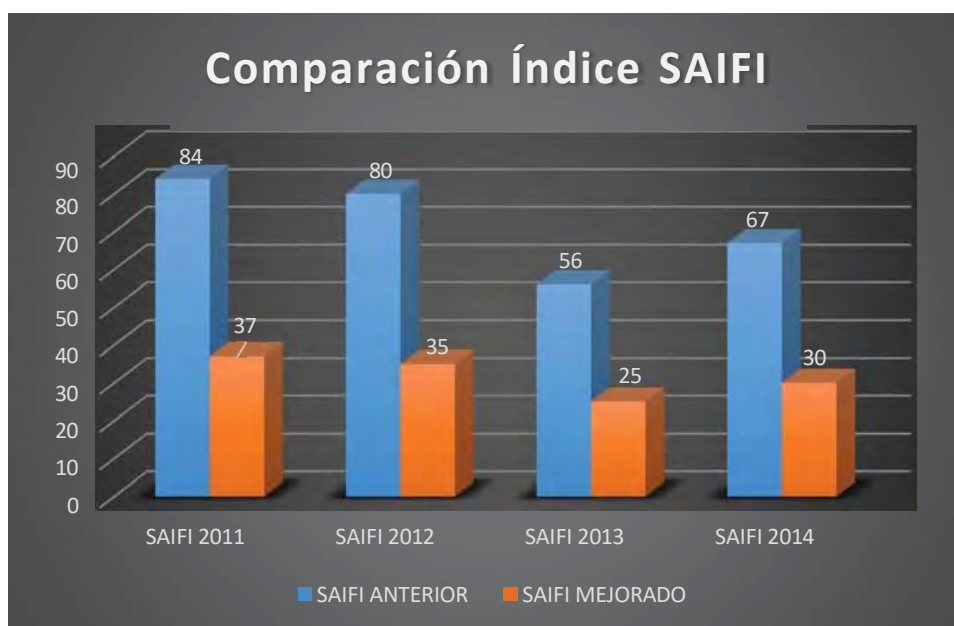
De la tabla 5.20 podemos graficar el mejoramiento de los índices SAIFI y SAIDI, comparándolos con los anteriores índices, teniendo los siguientes gráficos:

FIGURA 5.6 Comparación y Mejoramiento del índice SAIDI



Fuente: Elaboración Propia

FIGURA 5.7 Comparación y Mejoramiento del índice SAIFI



Fuente: Elaboración Propia

5.6 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA CONFIABILIDAD

El disponer de un suministro de energía confiable a un costo razonable es determinante para el crecimiento económico y desarrollo de un país. Al evaluar las alternativas de diseño en sistemas de distribución, los costos deben ser necesariamente una de las más importantes consideraciones.

Desde el punto de vista de la confiabilidad, existen diferentes alternativas para hacer más confiable un sistema de distribución, pero el costo incurrido en el mejoramiento del sistema debe transformarse en beneficios económicos a futuro.

Evidentemente, hay otros factores a considerarse en el estudio de la confiabilidad a parte de la económica, tales como aspectos técnicos, políticos, prestigio de la empresa, entre otros; sin embargo, el análisis costo – beneficio (o beneficio – costo) proporciona una indicación de la tasa marginal de mejoramiento. Esta es una ventaja adicional en el planeamiento y diseño de un sistema adecuadamente diseñado.

Existe una gran cantidad de métodos que permiten estimar los costos de interrupción, los cuales pueden agruparse en tres categorías:

- Métodos indirectos.
- Evaluación directa de las interrupciones.
- Encuesta directa a los consumidores.

Los métodos indirectos emplean información macroeconómica como producción total, energía consumida, la mano de obra, elasticidad y variabilidad del precio, etc. El objetivo de estos métodos es buscar correlaciones que permitan medir el impacto de la pérdida de energía eléctrica. Para estimar el valor medio del impacto de la interrupción del suministro eléctrico sobre un consumidor industrial, se relaciona el volumen de producción de éste con una serie de factores, entre los cuales está el consumo de energía eléctrica. Para el consumidor residencial, se realiza una estimación de la utilización de la electricidad (costo de la energía vendida, costo de la instalación, costo de los aparatos eléctricos).

La evaluación directa de las interrupciones consiste en utilizar datos de la empresa eléctrica para calcular los costos directos e indirectos de las interrupciones, definiendo los directos como aquellos que son consecuencia inmediata de las interrupciones y los costos indirectos como aquellos que se derivan de las interrupciones. Se consideran los costos del impacto de las interrupciones en función de la utilización de la energía eléctrica.

La encuesta directa a los consumidores es el método más adecuado para determinar el costo de las interrupciones, ya que permite determinar costos de interrupción más cercanos a la realidad. Mientras más inmediata sea la encuesta luego de que ocurra una interrupción, las respuestas serán más reales. Los costos de las interrupciones varían significativamente durante el período de un año o inclusive de un día, con frecuencias y duraciones distintas para los consumidores. Las encuestas permiten evaluar costos directos e indirectos derivados de las interrupciones.

El valor del costo de interrupción puede variar considerablemente, en función de los siguientes factores:

- La magnitud de la falla.
- La duración de la interrupción.
- El tipo de consumidor afectado.
- La frecuencia de las interrupciones.

- El nivel de tensión donde ocurre la interrupción (baja, media o alta tensión).

5.6.1. ANÁLISIS PARA LA INVERSIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y/O MANIOBRA A INCORPORAR DENTRO DE UN CRITERIO ECONÓMICO

La necesidad de un criterio económico al estudiar la confiabilidad de un sistema surge como resultado de las siguientes interrogantes: ¿Hasta qué punto se puede mejorar un sistema?; ¿Cuánto cuesta el suministro de servicio en éstas condiciones?; ¿Cuánto pierde un determinado tipo de usuario por la falta de energía eléctrica? Inmediatamente a esto debe surgir la pregunta, ¿Pueden las empresas eléctricas y todos los usuarios cubrir estos gastos?

Por esta razón es necesario establecer una relación entre los niveles de confiabilidad óptima y precios. Es universalmente aceptado que la confiabilidad de un sistema puede ser mejorada incrementando la inversión, ya que al mismo tiempo los costos de interrupción decrecerán, ¿pero hasta qué punto? Esto lleva al concepto de que un adecuado nivel de confiabilidad se logra cuando la suma de los costos de inversión más los costos de interrupción es mínima.

En esta sección se analizará el aspecto económico de llevar a cabo las diferentes alternativas de mejora, para determinar la opción más rentable.

A partir de datos de la Empresa de Distribución Electro Sur, se ha establecido una lista de costos, que servirán para definir mejor alternativa, desde el punto de vista económico.

5.6.1.1 COSTO DE MEJORAS POR TRAMOS EN EL ALIMENTADOR TINTAYA 01

a) Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01 (Tramo 01)

El costo de realizar esta alternativa de mejora se detalla en la tabla 5.22, 5.23 y 5.24:

TABLA 5.22 Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01– Presupuesto en la instalación de seccionadores de repetición (Tramo 01)

Ítem	Descripción	Unidad	Total	Unit (S/.)	Inversión (S/.)
1	Seccionador de repetición de 03 etapas	Und	9	1418.040	12,762.36
2	Inspección de Estructuras y Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Armado Soporte + Aisladores + Accesorios)	Est.	9	109.0416	981.37
3	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Seccionador)	Und	9	17.1347	154.21
4	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Trifásico (Monoposte, Biposte)	Conj.	3	201.23	603.69
5	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Bifásico (Monoposte, Biposte)	Und	4	135.31	541.24
6	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Monofásico (Monoposte, Biposte)	Conj.	2	102.35	204.70
7	Desmontaje y Traslado a Almacén de Armados y Soportes (In. Accesorios)	Conj.	9	145.30	1,307.68
8	Desmontaje y Traslado a Almacén de Seccionadores (In. Accesorios)	Conj.	9	11.42	102.81
9	Desmontaje y Traslado a Almacén de Pararrayos (In. Accesorios)	Conj.	9	11.42	102.81
10	Elaboración de Informe de Replanteo, de Avance Mensual de Cierre del Servicio	Conj.	65	6.41	416.34
TOTAL					15,247.58

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5.23 Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01– Presupuesto en la instalación de pararrayos de línea (Tramo 01)

Ítem	Descripción	Unidad	Total	Unit (S/.)	Inversión (S/.)
1	Pararrayos de Línea para MT 27 kV	Und	65	937.91	60,964.15
2	Inspección de Estructuras	Est.	65	125.92	8,184.58
3	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Pararrayos)	Und	65	9.09	590.85
4	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Para la Puesta a Tierra)	Conj.	65	16.30	1,059.50
5	Excavación de Hoyo (1.5x1.5x2.5m), Relleno y Compactación, Resanes de Vereda y Limpieza del área Intervenida (Todo Terreno)	Und	65	624.25	40,576.25
6	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Monopostes de CAC	Conj.	19	422.37	8,025.03
7	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Bipostes de CAC	Conj.	0	506.20	0
8	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Tripostes de CAC	Conj.	0	631.28	0.00
9	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Monopostes de MADERA	Conj.	44	411.77	18,117.88
10	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Bipostes de MADERA	Conj.	0	493.45	0.00
11	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Tripostes de MADERA	Conj.	2	617.46	1,234.92
12	Elaboración de Informe de Replanteo, de Avance Mensual y de Cierre del Servicio	Conj.	65	8.99	584.35
TOTAL					139,337.51

Fuente: Elaboración Propia

En resumen, el costo total de realizar la alternativa de mejora en el TRAMO 01 del alimentador Tintaya 01 seria:

TABLA 5.24 Costo de total de mejoras en el alimentador Tintaya 01 (Tramo 01)

Equipo	Total	Inversión (S/.)
Reconectador 38 kV Inc. Relé de Protección Multifunción	01	81,960.00
Seccionador de Repetición de 03 etapas	09	15,247.58
Pararrayos de Línea	65	139,337.51
TOTAL		236,545.09

Fuente: Elaboración Propia

b) Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01 – Tramo 02

El costo de realizar esta alternativa de mejora se detalla en la tabla 5.25 y 5.26:

TABLA 5.25 Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01– Presupuesto en la instalación de seccionadores de repetición (Tramo 02)

Ítem	Descripción	Unidad	Total	Unit (S/.)	Inversión (S/.)
1	Seccionador de repetición de 03 etapas	Und	3	1418.0400	4,254.12
2	Inspección de Estructuras y Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Armado Soporte+Aisladores+Accesorios)	Est.	3	109.0416	327.12
3	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Seccionador)	Und	3	17.1347	51.40
4	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Trifásico (Monoposte, Biposte)	Conj.	0	201.23	0
5	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Bifásico (Monoposte, Biposte)	Und	0	135.31	0
6	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Monofásico (Monoposte, Biposte)	Conj.	3	102.35	307.05
7	Desmontaje y Traslado a Almacén de Armados y Soportes (In. Accesorios)	Conj.	3	145.30	435.90
8	Desmontaje y Traslado a Almacén de Seccionadores (In. Accesorios)	Conj.	3	11.42	34.26
9	Desmontaje y Traslado a Almacén de Pararrayos (In. Accesorios)	Conj.	3	11.42	34.26
10	Elaboración de Informe de Replanteo, de Avance Mensual y de Cierre del Servicio	Conj.	3	6.41	19.23
TOTAL					5,463.34

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5.26 Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01– Presupuesto en la instalación de pararrayos de línea (Tramo 02)

Ítem	Descripción	Unidad	Total	Unit (S/.)	Inversión (S/.)
1	Pararrayos de Línea para MT 27 kV	Und	14	937.91	13,130.74
2	Inspección de Estructuras	Est.	14	125.92	1,762.83
3	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Pararrayos)	Und	14	9.09	127.26
4	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Para la Puesta a Tierra)	Conj.	14	16.30	228.20
5	Excavación de Hoyo (1.5x1.5x2.5m), Relleno y Compactación, Resanes de Vereda y Limpieza del área Intervenida (Todo Terreno)	Und	14	624.25	8,739.50
6	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Monopostes de CAC	Conj.	2	422.37	844.74
7	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Bipostes de CAC	Conj.	01	506.20	506.20
8	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Tripostes de CAC	Conj.	0	631.28	0.00
9	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Monopostes de MADERA	Conj.	11	411.77	4,529.47
10	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Bipostes de MADERA	Conj.	0	493.45	0
11	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Tripostes de MADERA	Conj.	0	617.46	0
12	Elaboración de Informe de Replanteo, de Avance Mensual y de Cierre del Servicio	Conj.	14	8.99	125.86
TOTAL					29,994.80

Fuente: Elaboración Propia

En resumen, el costo total de realizar la alternativa de mejora en el TRAMO 02 del alimentador TI-01 se resume a continuación:

TABLA 5.27 Costo de total de mejoras en el alimentador Tintaya 01 (Tramo 02)

Equipo	Total	Inversión (S/.)
Seccionador de Repetición de 03 etapas	03	5,463.34
Pararrayos de Línea	14	29,994.80
TOTAL		35,457.37

Fuente: Elaboración Propia

c) Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01 – Tramo 03

El costo total de realizar esta alternativa de mejora se detalla en la tabla 5.28:

TABLA 5.28 Costo de total de mejoras en el alimentador Tintaya 01 (Tramo 03)

Equipo	Total	Inversión (S/.)
Reconectador 38 kV Inc. Relé de Protección Multifunción	01	81,960.00
Seccionador bajo carga de 27 kV con Control Electrónico incluido	01	37,900.00
TOTAL		119,860.00

Fuente: Elaboración Propia

d) Costo de mejoras en el alimentador TI 01 – Tramo 04

El costo total de realizar esta alternativa de mejora se detalla en la tabla 5.29:

TABLA 5.29 Costo de total de mejoras en el alimentador Tintaya 01 (Tramo 04)

Equipo	Total	Inversión (S/.)
Reconectador 38 kV Inc. Relé de Protección Multifunción	01	81,960.00
TOTAL		81,960.00

Fuente: Elaboración Propia

e) Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01 – Tramo 05

El costo total de realizar esta alternativa de mejora se detalla en la tabla 5.30 y 5.31:

TABLA 5.30 Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01– Presupuesto en la instalación de seccionadores de repetición (Tramo 05)

Ítem	Descripción	Unidad	Total	Unit (S/.)	Inversión (S/.)
1	Seccionador de repetición de 03 etapas	Und	21	1418.0400	29,778.84
2	Inspección de Estructuras y Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Armado Soporte+Aisladores+Accesorios)	Est.	21	109.0416	2,289.87
3	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Seccionador)	Und	21	17.1347	359.83
4	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Trifásico (Monoposte, Biposte)	Conj.	5	201.23	1006.15
5	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Bifásico (Monoposte, Biposte)	Und	11	135.31	1,488.41
6	Instalación y Montaje del Armado Soporte del Seccionador con sus Accesorios de Fijación y Conexión - Monofásico (Monoposte, Biposte)	Conj.	5	102.35	511.75
7	Desmontaje y Traslado a Almacén de Armados y Soportes (In. Accesorios)	Conj.	21	145.30	3,051.26
8	Desmontaje y Traslado a Almacén de Seccionadores (In. Accesorios)	Conj.	21	11.42	239.89
9	Desmontaje y Traslado a Almacén de Pararrayos (In. Accesorios)	Conj.	21	11.42	239.89
10	Elaboración de Informe de Replanteo, de Avance Mensual y de Cierre del Servicio	Conj.	21	6.41	134.51
TOTAL					39,100.40

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5.31 Costo de mejoras en el alimentador Tintaya 01– Presupuesto en la instalación de pararrayos de línea (Tramo 05)

Ítem	Descripción	Unidad	Total	Unit (S/.)	Inversión (S/.)
1	Pararrayos de Línea para MT 27 kV	Und	50	937.91	46,895.50
2	Inspección de Estructuras	Est.	50	125.92	6,296.00
3	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Pararrayos)	Und	50	9.09	454.50
4	Transporte de Materiales al Punto de Instalación y Montaje (Para la Puesta a Tierra)	Conj.	50	16.30	815.00
5	Excavación de Hoyo (1.5x1.5x2.5m), Relleno y Compactación, Resanes de Vereda y Limpieza del área Intervenida(Todo Terreno)	Und	50	624.25	31,212.50
6	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Monopostes de CAC	Conj.	21	422.37	8,869.77
7	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Bipostes de CAC	Conj.	1	506.20	506.20
8	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Tripostes de CAC	Conj.	0	631.28	0.00
9	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Monopostes de MADERA	Conj.	26	411.77	10,706.02
10	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Bipostes de MADERA	Conj.	2	493.45	986.9
11	Instalación y Montaje de los Pararrayos de Línea en estructuras Tripostes de MADERA	Conj.	0	617.46	0
12	Elaboración de Informe de Replanteo, de Avance Mensual y de Cierre del Servicio	Conj.	50	8.99	449.50
TOTAL					107,191.39

Fuente: Elaboración Propia

En resumen, el costo total de realizar la alternativa de mejora en el TRAMO 05 del alimentador Tintaya 01 es la siguiente:

TABLA 5.32 Costo de total de mejoras en el alimentador Tintaya 01 (Tramo 05)

Equipo	Total	Inversión (S/.)
Reconectador 38 kV Inc. Relé de Protección Multifunción	01	81,960.00
Seccionador de Repetición de 03 etapas	21	39,100.40
Pararrayos de Línea	19	107,191.39
TOTAL		228,251.79

Fuente: Elaboración Propia

La inversión total que se necesitaría para la mejora de la confiabilidad en el alimentador se muestra en la tabla N° 5.33:

TABLA 5.33 Inversión total de mejoras en el alimentador Tintaya 01

Tramo	Inversión (S/.)
01	236,545.09
02	35,457.37
03	119,860.00
04	81,960.00
05	228,251.79
INVERSIÓN TOTAL	702,074.25

Fuente: Elaboración Propia

5.6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Un sistema de distribución está dispuesto de tal forma que pueda entregar un servicio de calidad bajo ciertos márgenes de confiabilidad y al mínimo costo posible. Se tienen distintas configuraciones de los alimentadores dependiendo de los requerimientos, siendo los tipos radiales los más utilizados en los centros urbanos y rurales, pues, son fáciles de modificar mediante la apertura y/o cierre de interruptores y son simples en sus esquemas de protección.

En general, para el análisis económico del sistema de mejoramiento de la continuidad del servicio una vez incrementado los equipos de protección y/o maniobra descritos anteriormente, se tomará en cuenta lo siguiente:

1. El crecimiento de los suministros eléctricos a partir del 2010 a marzo del 2015 Tintaya 01
2. Evolución anual de venta de energía a clientes (MW.h) a partir del 2010 a marzo del 2015 Tintaya 01
3. Evolución anual de la facturación por venta de energía a partir de los años 2010 a marzo del 2015 en el alimentador Tintaya 01

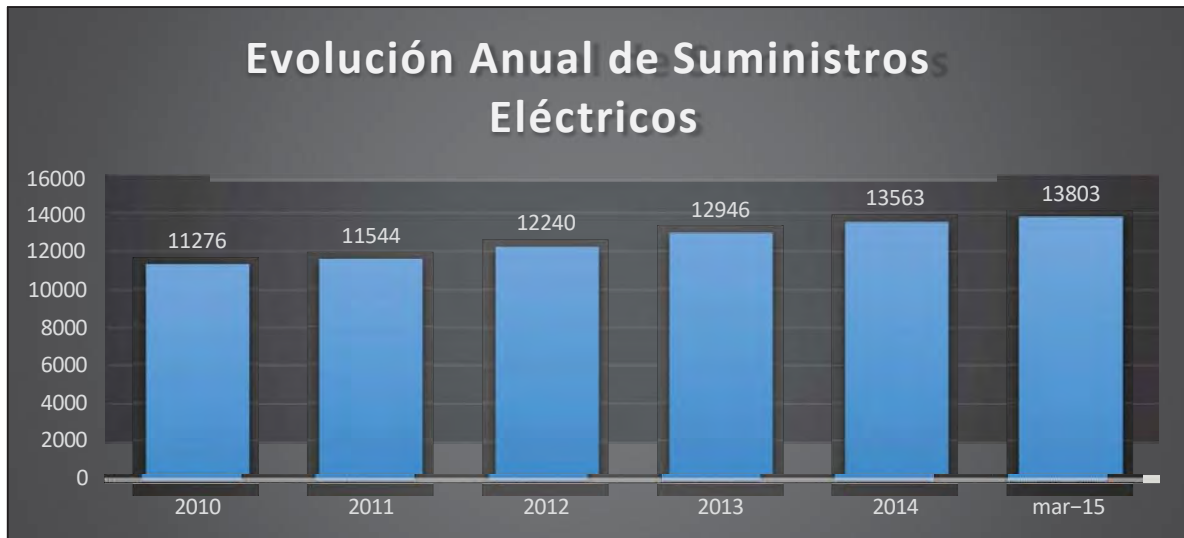
A continuación, en las Tabla 5.34, 5.35 y 5.36 se detallan la evolución anual de suministros eléctricos, crecimiento anual de venta de energía y la evolución mensual de facturación por venta de energía respectivamente correspondientes al alimentador en estudio:

TABLA 5.34 Evolución anual de número de suministros en el alimentador Tintaya 01

2010	2011	2012	2013	2014	Marzo- 2015
11276	11544	12240	12946	13563	13803

Fuente: GART Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

FIGURA. 5.8 Evolución anual de suministros eléctricos en el alimentador Tintaya 01



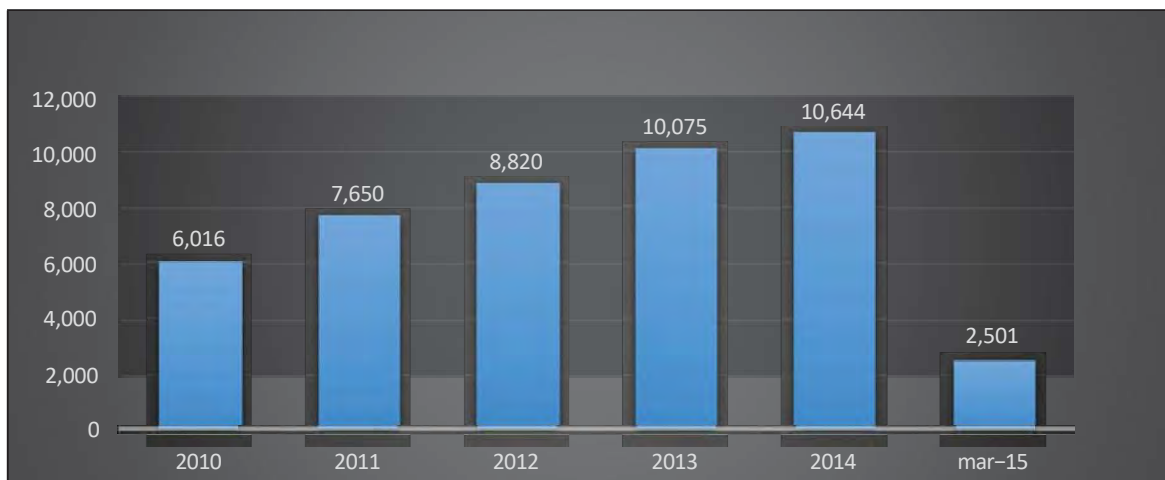
Fuente: GART

TABLA 5.35 Evolución anual de venta de energía a clientes (MW.h) en el alimentador Tintaya 01

2010	2011	2012	2013	2014	mar-15
6,016	7,650	8,820	10,075	10,644	2,501

Fuente: GART

FIGURA. 5.9 Evolución anual de venta de energía a clientes (MW.h)



Fuente: GART Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

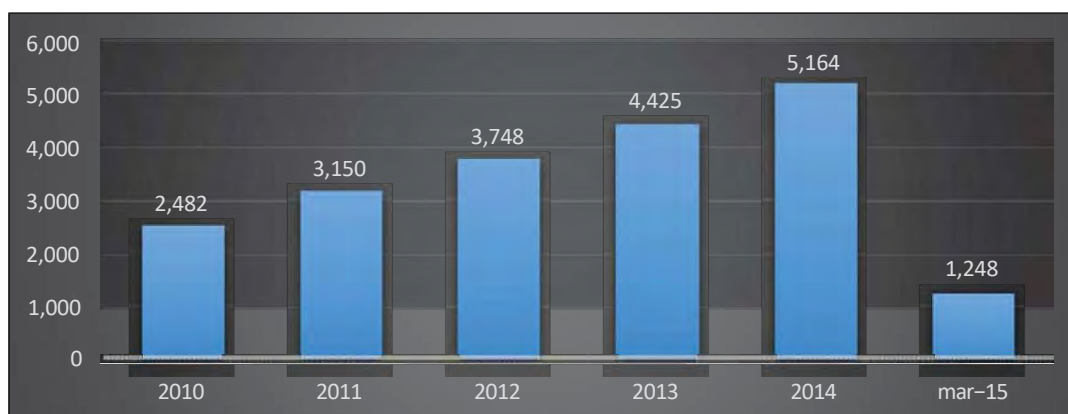
TABLA 5.36 Evolución anual de Facturación por venta de energía a clientes

(miles de nuevos soles) en el alimentador Tintaya 01

2010	2011	2012	2013	2014	mar-15
2 482	3 150	3 748	4 425	5 164	1 248

Fuente: GART Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

FIGURA. 5.10 Evolución anual de Facturación por venta de energía a clientes (miles de nuevos soles) en el alimentador Tintaya 01



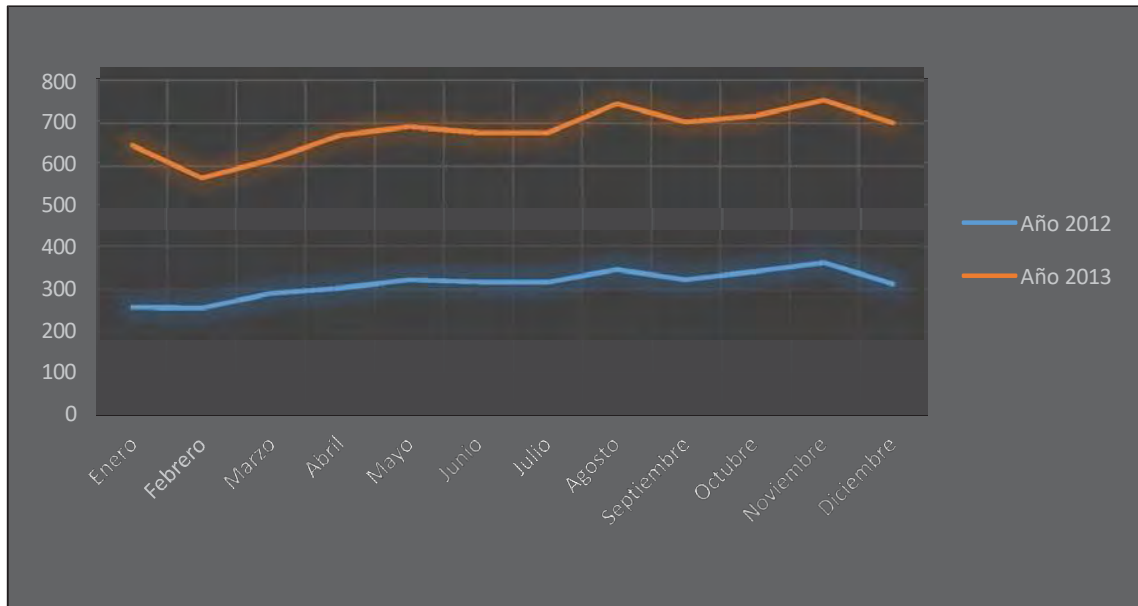
Fuente: GART

TABLA 5.37. Evolución mensual de Facturación por venta de energía a clientes (miles de nuevos soles) en los años 2012 y 2013 en el alimentador Tintaya 01

MES	AÑO	
	2012	2013
Enero	259	389
Febrero	257	315
Marzo	291	324
Abril	303	369
Mayo	322	370
Junio	317	361
Julio	316	361
Agosto	346	399
Septiembre	322	380
Octubre	341	376
Noviembre	362	392
Diciembre	312	388

Fuente: GART

FIGURA. 5.11 Evolución mensual de Facturación por venta de energía a clientes (miles de nuevos soles) en los años 2012 y 2013



Fuente: GART Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

Para la instalación los equipos de protección en los diferentes tramos del alimentador Tintaya 01 se tienen un monto total a invertir de 702,074.25 Nuevos Soles

Para nuestro estudio económico basándonos solamente en la evolución mensual de facturación por venta de energía a clientes en miles de nuevos soles en los años 2012 y 2013 en el alimentador Tintaya 01 mencionadas en la Tabla 5.37 y extrayendo mensualmente un 40% de dicha facturación para pagos externos (compensaciones, mantenimientos y otros) y utilizando un 20% de los 60% restantes de dicha facturación.

En la Tabla 5.38 que se muestra a continuación los costos antes mencionados para solventar dicha inversión

TABLA 5.38 Análisis de Costos

MES	AÑO					
	2012			2013		
	INGRESOS	EGRESOS		INGRESOS	EGRESOS	
	FACTURACIÓN	PAGOS EXTERNOS (40%)	IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS (20%)	FACTURACIÓN	PAGOS EXTERNOS (40%)	IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS (20%)
Enero	259	103.6	31.08	389	155.6	46.68
Febrero	257	102.8	30.84	315	126	37.8
Marzo	291	116.4	34.92	324	129.6	38.88
Abril	303	121.2	36.36	369	147.6	44.28
Mayo	322	128.8	38.64	370	148	44.4
Junio	317	126.8	38.04	361	144.4	43.32
Julio	316	126.4	37.92	361	144.4	43.32
Agosto	346	138.4	41.52	399	159.6	47.88
Septiembre	322	128.8	38.64	380	152	45.6
Octubre	341	136.4	40.92	376	150.4	45.12
Noviembre	362	144.8	43.44	392	156.8	47.04
Diciembre	312	124.8	37.44	388	155.2	46.56
TOTAL	3748	1499.2	449.76	4424	1769.6	530.88

Fuente: Elaboración propia en base a la facturación por venta de energía mensual de los años 2012 y 2014 en el alimentador TI-01 obtenidos de la GART.

Los resultados muestran que el periodo de recuperación para la implementación de los equipos de protección y/o maniobra en la red de distribución será de 18 meses aproximadamente (S/. 705,120.00) pudiendo así cubrir los S/.702,074.25 que costaría realizar dicha implementación de equipos.

5.7 COMENTARIOS GENERALES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.

Beneficios Obtenidos

Los beneficios que se obtendrán de la implementación del sistema de mejoramiento de la continuidad del servicio son las siguientes:

Ahorros cuantificables:

- Ahorro por la disminución de la energía no suministrada
- El sistema de mejoramiento de la continuidad, permitirá reducir los montos o cargos por energía no suministrada, que se deja de vender cuando se produce una interrupción.
- Es conveniente mencionar, que los rubros considerados en cuanto a la reducción de interrupciones, corresponden solamente a los cargos del área de distribución, considerando los rubros de mantenimiento no programado.

Ahorro por reducción de la compensación por interrupciones:

- El sistema de mejoramiento de la continuidad, permitirá reducir los montos o cargos de compensación por energía no suministrada, que se debe efectuar como consecuencia por lo establecido por la actual NTCSE, en cuanto a las penalidades por calidad del servicio.

Ahorro del costo por mantenimiento en cuanto a la reposición del servicio

- El sistema de mejoramiento de la continuidad permitirá, reducir los montos o cargos por mantenimiento en cuanto a la reposición del servicio; debido a que primeramente los mandos se efectuarán en forma remota y el requerimiento de un grupo de trabajo será menor.

CONCLUSIONES

1. Se ha podido demostrar el objetivo general, el cual se estudió los índices de la confiabilidad, permitiendo dar la alternativa de solución mejorando así la confiabilidad del alimentado en Media Tensión TI-01.
2. Se ha demostrado el objetivo específico N° 1 en toda su afirmación, ya que se realizó el diagnostico actual de uno de los alimentadores con mayor longitud (857.33 Km) y con una gran cantidad de suministros (13688), el cual demostró índices que exceden a los valores dados por OSINERGMIN
3. Se ha demostrado el objetivo específico N° 2 determinando las zonas problemáticas y determinando los índices de confiabilidad que reflejaron la calidad de suministro que presenta, de forma más específica se detalla el SAIDI siendo la duración de las interrupciones 168 horas al año y el SAIFI indicando la frecuencia de interrupción con 84 interrupciones al año, siendo los datos sorprendentes ya que cuadruplican o en algunos casos quintuplican según el desempeño esperado de OSINERGMIN.
4. No se ha demostrado el objetivo específico Nro. 3 en toda su afirmación, ya que solo se analizó una alternativa de solución, esta alternativa se basa en el incremento del número de dispositivos de protección, estos permiten aislar la parte del alimentador en falla, y de esta forma, realimentar parte de las cargas. Se ha demostrado que el suministro eléctrico mejoró, en cuanto a los índices de confiabilidad globales, como se muestra los valores de DEC se redujeron en un 93.83% y el FEC en un 54.72%.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda la aplicación de este método en una red de distribución eléctrica para que de forma óptima disminuya la indisponibilidad de energía a los usuarios o en el sistema global.
2. La calidad del servicio, medida con esos u otros índices de confiabilidad, debe mejorarse para aumentar las ventas de energía, cumplir con las normativas legales y evitar multas y compensaciones por parte de OSINERGMIN. Esta metodología podría ser utilizada en otros alimentadores y ser aplicada exitosamente si se dispone de buenos datos históricos de la operación de la red.
3. Se recomienda realizar dicha implementación en 18 meses aproximadamente (S/. 705,120.00) pudiendo así cubrir los S/.702,074.25 que costaría realizar dicha implementación de equipos.
4. La Calidad del Suministro Eléctrico del alimentador en estudio analizados se mejoraría notablemente cuando se automatiza la operación de los reconectadores de la red de distribución, es decir efectuar mandos a distancia que obedezcan a programas optimizando el tiempo por maniobras ante interrupciones.
5. En la Empresa Electro Sur Este S.A.A. los registros o datos sirven de base para obtener los índices de confiabilidad, se manejan en diferentes oficinas. Por lo que se debería hacer una centralización que permitiría calcular los índices sin recurrir a múltiples oficinas

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **ARRIAGADA MASS, ALDO GARY.** “Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución”. Tesis Magister en Ciencias de la Ingeniería, Chile, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile – 1994, pág. 11-31
- [2] **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS,** Código Nacional de Electricidad Distribución 2011
- [3] **OSINERG,** “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, Resolución Osinerg N° 074 – 2004 – OS/CD, 18 de abril del 2004.
- [4] **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.** Normatividad Eléctrica Actualizado el 2013
- [5] **GRAINGER, JHON J. Y STEVENSON JR. WILLIAM.** “Análisis de Sistemas de Potencia”, Editorial Mc Graw Hill, primera edición 1996, pág. 23
- [6] **LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS Y REGLAMENTO.** Decreto Ley N° 25844 y Decreto Supremo N°009-93-EM
- [7] **SEL-351-4 RECLOSER CONTROL,** Instruction Manual SEL Schiweitzer Engineering Laboratories, INC
- [8] **MAZARIEGOS AGUSTIN RODOLFO,** “Estudio de los Índices de Confiabilidad para Redes Eléctricas de Distribución Radial 13.8 kV”, pág. 44

- [9] **MÉNDEZ GAMBOA MARCOS ALONSO**, Análisis de Confiabilidad Utilizando Modelos de Componentes Genéricos y Matrices de Propagación de Fallas, pág. 21-34
- [10] **BAEZA G. RICARDO**, “Ubicación Confiable Óptima de Recursos en una Red de Distribución Eléctrica”, Departamento de Electrónica Valparaíso – Chile, Vol. 12, pág. 55-63, 2003
- [11] **AGUSTÍN MAZARIEGOS RODOLFO**, “Estudio De Los Índices De Confiabilidad Para Redes Eléctricas De Distribución Radial 13.8 kV”. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de San Carlos de Guatemala – Agosto 2005, pág. 45-47
- [12] **PROCOBRE**, “Confiabilidad de Sistemas Eléctricos” – Separata.
- [13] **BILLINTON, R.**, Realiability Evaluation of Power Systems Segunda Edición, editorial Plenum Press 1996, pág. 13-17
- [14] **VARELA VARELA, VANESSA**; “Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución”, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica, agosto del 2004, pág. 22-25
- [15] **TURPO ALIAGA, IVAN**; “Incidencia de las descargas atmosféricas en líneas aéreas de media tensión sobre los 3800 m.s.n.m.”, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad Nacional del Centro del Perú, pág 5-7
- [16] **MAMANI PARI DONATO**; Curso Sistemas de Protección, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.
- [17] **CARRILLO HERNÁN**, “Sistemas de Protección, Evaluación de la Confiabilidad el método de fallas”. 2006, pág. 13-19
- [18] **FACOEL** Argentina S.R.L. Revista 2014
- [19] <https://es.wikipedia.org/wiki/Wikipedia/altitudes:/espinar>
- [20] www.iidia.com.ar/rgm/articulos/R-ITBA-29-sistemaselectricos.pdf
- [21] www.eluniversal.com
- [22] www.monografias.com

- [23] www.icicm.com/files/CursoConfiabilidad.ppt
- [24] www.unicrom.com/tut_fusible.asp
- [25] <http://www.electroingenieria.com>
- [26] <http://www.minem.gob.pe>

GLOSARIO DE TÉRMINOS

1. **SENSIBILIDAD:** En el campo de las protecciones, la sensibilidad se expresa como el valor mínimo de la señal de entrada o el cambio en la señal de entrada, que hace que el relé opere.
2. **COORDINACIÓN DE PROTECCIONES:** Es el proceso de selección de ajustes o curvas características de dispositivos de protección, de tal manera que la operación de los mismos se efectúe organizada y selectivamente, en un orden específico y con el mínimo tiempo de operación, para minimizar la interrupción del servicio al cliente y para aislar adecuadamente la menor porción posible del sistema de distribución, como consecuencia de la falla.
3. **FALLA ELÉCTRICA:** Defecto en el aislamiento o conductividad de cualquier componente o mecanismo de un circuito eléctrico, que provoca la interrupción de la corriente. También llamada fuga de corriente, pérdida de corriente.
4. **EXACTITUD:** Este término es usado para al menos dos propósitos diferentes, uno para describir la precisión de un dispositivo y el otro, para especificar la precisión de una medida. En el primer contexto, la exactitud es el grado en el cual un dispositivo (relé, instrumento o medidor) opera conforme a una norma aceptada.

5. **CONFIABILIDAD:** La confiabilidad, expresa el atributo de un relé o sistema de protección, de operar correctamente ante situaciones en las cuales está diseñado para operar. Este concepto se expresa en términos de las propiedades de dos conceptos: fiabilidad (o redundancia) y seguridad.
6. **FIABILIDAD O REDUNDANCIA:** La fiabilidad, es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el sistema de protección operará correctamente, ante la presencia de una falla, retirando las fuentes de alimentación a la misma. Se mide como la probabilidad de que el sistema actúe efectivamente en presencia de una falla.
7. **SEGURIDAD:** La seguridad es el aspecto de la confiabilidad, que expresa el grado de certeza de que el relé no operará incorrectamente, ante ausencia de fallas o sin considerar la naturaleza de la operación del sistema de potencia y/o distribución. Se mide como la probabilidad de que el sistema de protección, no presente actuaciones en ausencia de falla o que actúen otras protecciones diferentes a las que debieron actuar, o que lo haga sin considerar la naturaleza del estado operativo del sistema de distribución.
8. **FALLA ELÉCTRICA:** Defecto en el aislamiento o conductividad de cualquier componente o mecanismo de un circuito eléctrico, que provoca la interrupción de la corriente. También llamada fuga de corriente, pérdida de corriente.
9. **FALLA HOMOPOLAR:** Defecto producido por el contacto a tierra del conductor del circuito eléctrico, que origina una fuga de corriente a tierra.
10. **FUENTE DE CORRIENTE DE FALLA:** Es un extremo, que contribuye con una cantidad significativa de corriente a una falla en el elemento protegido. Se debe tener en cuenta, que no es necesario que exista generación en ese extremo, para que sea fuente de corriente de falla. Algunas cargas, tales como motores, pueden contribuir a la corriente de falla durante unos pocos ciclos dentro del tiempo de despeje de la falla.

11. **PROTECCIÓN PRINCIPAL DE EQUIPOS:** Es el sistema de protección que está diseñado, para operar antes que otros dispositivos, en respuesta a un evento en un elemento protegido. La protección principal de equipos tiene como objetivo aislar dicho equipo en caso de falla interna.
12. **PROTECCIÓN DE RESPALDO:** Las protecciones de respaldo tienen la misión de despejar fallas, en elementos del sistema de distribución que ya tienen una protección principal de equipo, para lo cual deben esperar un tiempo, a fin de establecer que dicha protección no actuó y en su defecto entran a operar. Pueden ser respaldos locales, cuando están ubicados en la misma instalación, o respaldos remotos, cuando se trata de protecciones ubicadas en otras instalaciones.
13. **ALGORITMO:** Notación propia de una forma particular de cálculo, Conjunto ordenado de operaciones sistemáticas que permite hacer un cálculo y hallar la solución de un tipo de problemas.
14. **ALIMENTADOR:** Son los circuitos que entregan energía a la carga de una zona geográfica bien definida, es un conductor que como su nombre lo indica es el encargado de suministrar toda la corriente que un grupo de cargas consume. Coloquialmente digamos que es el conductor principal que viene del transformador para alimentar un edificio y llega hasta el interruptor general en el centro de cargas.
15. **CONSUMIDOR O USUARIO FINAL:** Persona individual o jurídica que recibe servicio eléctrico
16. **DIAGRAMA TOPOLÓGICO:** Representación esquemática de la instalación.
17. **DIAGRAMA UNIFILAR:** Representación del resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de una instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos.

18. **RED RADIAL:** Es cuando el flujo de potencia nace en un solo nodo.
19. **TENSIÓN:** La diferencia de potencial eficaz entre dos conductores cualquiera o entre un conductor y la tierra.
20. **NIVEL DE TENSIÓN:** Uno de los valores de tensión nominal utilizados en un sistema dado.
21. **RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA:** Conjunto de cables o conductores, su elemento de instalación y sus accesorios, proyectado para operar a tensiones normalizadas de distribución primaria
22. **SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA:** Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica suministrada normalmente a bajas tensiones.
23. **SECCIÓN DE LÍNEA:** Es un tramo de la red eléctrico perteneciente a un sistema eléctrico.

PRINCIPALES SIGLAS Y ABREVIATURAS

MEM:	Ministerio de Energía y Minas
OSINERGMIN:	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
DGE:	Dirección General de Electricidad
DGER:	Dirección General de Electrificación Rural
GART:	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
GFE:	Gerencia de Fiscalización Eléctrica
NTCSE:	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
IEEE:	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IEC:	International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)
LCE:	Ley de Concesiones Eléctricas
ELSE:	Electro Sur Este S.A.A.
SCADA:	Sistema de Control y Adquisición de Datos.
UNSAAC:	Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco
DL:	Decreto Ley
D.Leg.:	Decreto Legislativo
EEC:	English Electric Corporation (Corporación Eléctrica Ingles)

SAIDI:	System Average Interruption Duration Index (Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario)
SAIFI:	System Average Interruption Frequency Index (Frecuencia Media de Interrupción por Usuario)
FEC:	Frecuencia Equivalente por Consumidor
DEC:	Duración Equivalente por Consumidor
ANSI:	American National Standards Institute (Instituto Nacional Americano de Estándares)
NEMA:	Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos
TI-01:	Tintaya 01
AMT:	Alimentador en Media Tensión
GIS:	Sistema Georeferencial Internacional (Georeferencial International System)
SEIN:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
M.T:	Media Tensión
RAMAL:	Parte de un sistema eléctrico que incluye el dispositivo final de sobrecorriente, como un fusible, protegiendo el circuito y las tomas de corriente que proporciona el circuito. También llamado circuito derivado, derivación.
A:	Amperio
f:	Frecuencia
Fig.:	Figura
Hz:	Hertz
KA:	Kiloamperios
Km.:	Kilómetro
Kw-h:	Kilowatt hora
KV:	Kilovoltio
KVA:	Kilovolt-Amperio

BIL:	Nivel Besico de Aislamiento
m.s.n.m.:	Metros sobre el nivel del mar
ONAN:	Oil Natural Air Natural (Aceite y Aire no Reforzados)
AAAC:	All Aluminium Alloy Conductor (Conductor de Aleación de Aluminio)
SF6:	Hexafloruro de Azufre
°C :	Grados centígrados
C°A°C°:	Concreto Armado Centrifugado
C.A.:	Corriente Alterna
C.C.:	Corriente Continua
Cu-Des:	Cobre Desnudo
S.E.D.:	Sub Estación Eléctrica de Distribución
S.E.P.:	Sub Estación Eléctrica de Potencia
SI:	Sistema Internacional de Unidades
TC:	Transformador de Corriente
Tcc:	Tensión de Corto Circuito
TIR:	Tasa Interna de Retorno
V:	Voltio
VAN:	Valor Actual Neto
WGS84:	World Geodetic System 1984 (Sistema Geodésico Mundial 1984)
Zcc:	Impedancia de Corto Circuito
Icc:	Corriente de Corto Circuito
SF:	Seccionador Fusible

Anexo 10

Procedimiento para la Supervisión de la Operación de Sistemas Eléctricos
Resolución Osinergmin N° 074-2004-OS/CD

Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento para la entrega de información adicional a lo reportado por aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos por parte de las empresas concesionarias de distribución, referidos a interrupciones por fallas, maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución, que afecten al suministro del servicio público de electricidad.

2. ALCANCE

Empresas concesionarias de distribución y empresas municipales que prestan el servicio público de electricidad al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La presente directiva comprende lo siguiente:

- El procedimiento que debe seguir el concesionario de distribución para comunicar a OSINERG, como evento que afectan la operación de los sistemas eléctricos, las interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad cuya duración sea igual o mayor a 3 (tres) minutos; asimismo deberán informar el código de las instalaciones eléctricas involucradas y las causas de dichas interrupciones.

Igualmente las empresas concesionarias deberán informar a OSINERG, en forma periódica, de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento, los principales indicadores de continuidad del suministro del servicio público de electricidad.

- Los plazos de entrega de la información y el procedimiento para fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones del presente Procedimiento.

3. BASE LEGAL

- Ley N° 27332 -Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en servicios públicos – artículo 3°.
- Ley N° 27631 – Ley que modifica la función normativa de OSINERG.
- Ley N° 27699 – Ley de Fortalecimiento Institucional de OSINERG.
- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- Reglamento General de OSINERG, aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM – artículos 21, 22 y 23.
- Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas del OSINERG, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 013-2004-OS/CD – artículo 30°, en todo lo que no se oponga.

4. GLOSARIO DE TERMINOS

SET : Subestación de transformación
SED : Subestación de Distribución MT/BT
OSINERG : Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
COES-SINAC : Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
SAIDI : Duración Media de Interrupción por Usuario
SAIFI : Frecuencia Media de Interrupción por Usuario
SEIN : Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
Indisponibilidad : Estado de una unidad de generación o componente de la red cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado a él. Interrupción : Falta del suministro del servicio público de electricidad en una zona de concesión o parte de ella como consecuencia de una falla o maniobra de una instalación eléctrica.
Instalaciones de Distribución : Comprende los componentes de la red eléctrica con tensiones de servicio menores de 30 KV
Instalaciones de Transmisión: Comprende los componentes de la red eléctrica con tensiones de servicio iguales y mayores de 30 KV, no incluye centrales de Generación
Instalaciones de Generación: Comprende las centrales de generación.

5. CODIFICACION PARA BASE DE DATOS

La codificación de los Sistemas Eléctricos corresponde a lo establecido en la resolución OSINERG N° 001-2004-OS/CD o la que lo reemplace.

Los códigos de los componentes de las instalaciones del sistema eléctrico serán los mismos utilizados en el proceso de regulación tarifaria 2001-2005, para ello, tratándose de instalaciones de distribución se utilizará la codificación establecida en el software del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), resolución OSINERG N° 001-2004-OS/CD o la que lo reemplace.

La codificación de las instalaciones eléctricas relacionadas a transmisión y/o generación debe corresponder a lo establecido por el COES-SINAC. En caso que exista algún componente al que no se le haya asignado un código, la concesionaria podrá utilizar la codificación vigente en cada empresa, solo para el caso de aquellas instalaciones cuya codificación no haya sido coordinada con el COES-SINAC.

6. COMUNICACIÓN DE INTERRUPCIONES IMPORTANTES

Se define como Interrupciones Importantes a aquellas Interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del Sistema Eléctrico; en este último caso, sólo se considerarán Interrupciones Importantes a aquellas que afecten más de 5000 usuarios.

Toda Interrupción Importante debe ser reportada a OSINERG dentro de las siguientes 12 horas de ocurrido el hecho mediante los medios electrónicos de

transferencia que la Gerencia de Fiscalización Eléctrica defina. Este reporte deberá contener como mínimo la siguiente información.

- Zona o área geográfica donde los usuarios del servicio público de electricidad han sido afectados.
- Sistema Eléctrico (de acuerdo a la codificación GART).
- Fecha y hora de inicio de la interrupción (el formato a usar será dd/mm/aaaa 00:00).
- Fecha y hora de término de la interrupción (el formato a usar será dd/mm/aaaa 00:00).
- Motivo de la interrupción (programado, rechazo de carga o falla).
- Señalar posible causa que ocasionó la interrupción (descarga atmosférica, hurto de instalación, etc.).
- Número de usuarios afectados (estimado).
- Demanda afectada (Kw) (valor estimado de la demanda interrumpida al momento de ocurrido el hecho).
- Instalación causante de la interrupción (Generación, transmisión o distribución).
- Código de la instalación causante de la interrupción.
- Pertenencia de las instalaciones causantes (propio o ajeno).

En el caso que el vencimiento del plazo mencionado coincida con días no laborables, el reporte deberá ser emitido dentro del día hábil siguiente al evento.

7. REPORTE DE INTERRUPCIONES DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION EN MEDIA TENSION

La concesionaria reportará a OSINERG mensualmente por cada sistema eléctrico y por toda la concesionaria las interrupciones de generación, transmisión y distribución de media tensión que afecten la operación de los sistemas eléctricos. Los formatos a utilizar son aquellos que se incluyen en el Anexo N° 1 y en el Anexo N° 2. Dicha información será entregada en formato Excel en un plazo de 20 días posteriores a la finalización de cada mes.

8. TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN

- 8.1 La remisión de información será efectuada mediante el sistema FTP (File Transfer Protocol) u otro medio de información que defina OSINERG. Eventualmente, por motivos debidamente justificados, por correo electrónico a la dirección operacion_interrupciones@osinerg.gob.pe. La justificación de la eventualidad debe ser incluida en el mensaje del correo electrónico.
- 8.2 Excepcionalmente, las empresas concesionarias previa aprobación de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica, podrá enviar a OSINERG la información en diskettes u otros medios.

Anexo 11

Resolución de Consejo Directivo

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N°
177-2012-OS/CD

Tabla de Código de Causa de Interrupciones Página 07

Tabla de Código Causa de Interrupción

Responsable Interrupción	Naturaleza Interrupción	Código OSINERG	Descripción
P	PM	1	Por Mantenimiento
P	PE	2	Por Expansión o reforzamiento de redes
P	NF	3	Ajuste inadecuado de la protección
P	NF	4	Bajo nivel de aislamiento (Aislador Roto / Tensión inadecuada)
P	NF	5	Falla equipo (transformador, interruptor, seccionador de potencia etc.)
P	NF	6	Falla empalme de red
P	NF	7	Falla terminal cable
P	NF	8	Caída conductor de red
P	NF	9	Caída de estructura
P	NF	10	Contacto de red con árbol
P	NF	11	Contacto de red con edificación
P	NF	12	Contacto entre conductores
P	NO	13	Error de maniobra
P	NO	14	Corte de emergencia (No incluidos en PM y PE)
P	NF	15	Animales (Felinos y Roedores)
P	NF	16	Picado de cable por personal propio

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 177-2012-OS/CD

ES COPIA AUTÉNTICA

FELIX PINO FIGUEROA
ABESOR LEGAL DE LA ALTA DIRECCIÓN
OSINERGMIN

P	NF	17	Otros, por falla en componente(s) del sistema de potencia
T	NT	18	Aves
T	NT	19	Cometas
T	NT	20	Impacto vehicular
T	NT	21	Vandalismo
T	NT	22	Hurto de conductor o elemento eléctrico
T	NT	23	Caída de árbol
T	NT	24	Picado de cable
T	NT	25	Contacto accidental con línea
T	NO	26	Pedido de Autoridad
T	NT	27	Otros, causados por terceros
F	NC	28	Descargas atmosféricas
F	NC	29	Fuertes vientos
F	NC	30	Inundaciones
F	NC	31	Sismo
F	NC	32	Otros fenómenos naturales y/o ambientales
O	PM	33	Por Mantenimiento
O	PE	34	Por Expansión o reforzamiento de redes
O	NT	35	Falla sistema interconectado
O	NR	36	Déficit de generación.
O	NT	37	Otros, causado por otra empresa externa
O	NT	38	Cuando la interrupción es provocada por otra empresa. Tiempo de trabajo de la empresa afectada para restituir el servicio completamente (Recomponer la carga).
O	NF	39	Otros, por falla humana

P = Propias T = Terceros F = Fenómenos Naturales O = Otras Empresas.

Anexo 12

Registro de Interrupciones del alimentador Tintaya 01 de la Subestación Tintaya

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Febrero 2011**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	14/02/2011 23:50	15/02/2011 00:30	00:40:00	Déficit de Generación
2	TI01	19/02/2011 20:52	19/02/2011 22:28	01:36:00	Otros Fenómenos Naturales
3	TI01	22/02/2011 14:30	22/02/2011 14:48	00:18:00	Descargas Atmosféricas
4	TI01	22/02/2011 15:17	22/02/2011 15:45	00:28:00	Descargas Atmosféricas
5	TI01	21/02/2011 16:34	21/02/2011 16:53	00:19:00	Descargas Atmosféricas
6	TI01	23/02/2011 17:37	23/02/2011 17:57	00:20:00	Descargas Atmosféricas
7	TI01	25/02/2011 18:44	25/02/2011 19:02	00:18:00	Descargas Atmosféricas
8	TI01	24/02/2011 16:50	24/02/2011 17:00	00:10:00	Descargas Atmosféricas
9	TI01	24/02/2011 17:09	24/02/2011 17:40	00:31:00	Descargas Atmosféricas
10	TI01	26/02/2011 17:11	26/02/2011 17:31	00:20:00	Descargas Atmosféricas
11	TI01	27/02/2011 18:06	27/02/2011 18:26	00:20:00	Descargas Atmosféricas
12	TI01	03/02/2011 18:16	03/02/2011 18:24	00:08:00	Falla en Componentes del Sistema
13	TI01	04/02/2011 13:37	04/02/2011 13:57	00:20:00	Descargas Atmosféricas
14	TI01	05/02/2011 17:07	05/02/2011 17:27	00:20:00	Descargas Atmosféricas
15	TI01	07/02/2011 16:14	07/02/2011 16:34	00:20:00	Descargas Atmosféricas
16	TI01	07/02/2011 17:53	07/02/2011 18:05	00:12:00	Descargas Atmosféricas
17	TI01	08/02/2011 13:21	08/02/2011 13:50	00:29:00	Descargas Atmosféricas
18	TI01	08/02/2011 19:34	08/02/2011 20:08	00:34:00	Descargas Atmosféricas
19	0040306	08/02/2011 19:35	09/02/2011 13:00	17:25:00	Hurto de Conductor
20	TI01	13/02/2011 13:49	13/02/2011 14:08	00:19:00	Descargas Atmosféricas
21	TI01	13/02/2011 14:21	13/02/2011 14:28	00:07:00	Déficit de Generación
22	TI01	11/02/2011 18:25	11/02/2011 18:47	00:22:00	Descargas Atmosféricas

23	TI01	18/02/2011 17:46	18/02/2011 17:58	00:12:00	Descargas Atmosféricas
24	0040602	24/02/2011 07:09	28/02/2011 15:00	103:51:00	Descargas Atmosféricas
25	0041039	24/02/2011 07:09	28/02/2011 15:00	103:51:00	Descargas Atmosféricas
26	0040600	24/02/2011 07:09	28/02/2011 15:00	103:51:00	Descargas Atmosféricas
27	0040599	24/02/2011 07:09	28/02/2011 15:00	103:51:00	Descargas Atmosféricas
28	0041087	24/02/2011 07:09	28/02/2011 15:00	103:51:00	Descargas Atmosféricas

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Marzo 2011**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	12/03/2011 19:05	12/03/2011 19:23	00:18:00	Descargas Atmosféricas
2	TI01	12/03/2011 19:47	12/03/2011 19:58	00:11:00	Descargas Atmosféricas
3	TI01	16/03/2011 01:25	16/03/2011 02:29	01:04:00	Descargas Atmosféricas
4	TI01	30/03/2011 14:01	30/03/2011 14:15	00:14:00	Descargas Atmosféricas
5	TI01	31/03/2011 18:29	31/03/2011 18:43	00:14:00	Descargas Atmosféricas
6	0040306	20/03/2011 08:00	20/03/2011 15:30	07:30:00	Hurto de Conductor

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Abril 2011**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	02/04/2011 16:35	02/04/2011 17:20	00:45:00	Descargas Atmosféricas
2	TI01	07/04/2011 17:55	07/04/2011 18:17	00:22:00	Descargas Atmosféricas
3	TI01	15/04/2011 09:20	15/04/2011 09:32	00:12:00	Falla en Componentes del Sistema
4	0041186	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
5	0041185	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas

6	0040600	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
7	0040599	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
8	0041241	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
9	0040602	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
10	0041231	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
11	0041168	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
12	0041167	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
13	0041169	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
14	0041170	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
15	0041166	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
16	0041236	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
17	0041165	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas
18	0041438	11/04/2011 13:20	11/04/2011 15:20	02:00:00	Descargas Atmosféricas

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Junio 2011**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	25/06/2011 07:12	25/06/2011 09:00	01:48:00	Por Mantenimiento
2	TI01	22/06/2011 10:22	22/06/2011 10:29	00:07:00	Déficit de Generación
3	TI01	24/06/2011 07:49	24/06/2011 08:27	00:38:00	Aislador Roto
4	TI01	27/06/2011 14:29	27/06/2011 14:44	00:15:00	Falla en Componentes del Sistema
5	0040207	12/06/2011 12:11	12/06/2011 12:50	00:39:00	Vandalismo
6	0040206	12/06/2011 12:11	12/06/2011 12:50	00:39:00	Vandalismo
7	0040638	12/06/2011 12:11	12/06/2011 12:50	00:39:00	Vandalismo

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Julio 2011**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	18/07/2011 15:00	18/07/2011 16:14	01:14:00	Falla en Componentes del Sistema
2	TI01	21/07/2011 16:28	21/07/2011 17:02	00:34:00	Caída de Estructura
3	TI01	26/07/2011 01:35	26/07/2011 02:47	01:12:00	Hurto de Conductor
4	0041167	30/07/2011 05:30	30/07/2011 12:35	07:05:00	Falla en Componentes del Sistema
5	0041168	30/07/2011 05:30	30/07/2011 12:35	07:05:00	Caída de Conductor de la Red
6	0041169	30/07/2011 05:30	30/07/2011 12:35	07:05:00	Caída de Conductor de la Red
7	0041170	30/07/2011 05:30	30/07/2011 12:35	07:05:00	Caída de Conductor de la Red

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya Agosto
2011**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	06/08/2011 12:12	06/08/2011 12:38	00:26:00	Fuertes Vientos
2	0040306	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
3	0041004	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
4	0041008	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
5	0041114	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
6	0041009	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
7	0041005	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
8	0041113	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
9	0041191	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
10	0041190	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
11	0041112	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor

12	0041002	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
13	0041181	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
14	0041176	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
15	0041178	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
16	0041179	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
17	0041180	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
18	0041177	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
19	0041193	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
20	0041188	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
21	0041007	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
22	0041413	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
23	0041189	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
24	0041192	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
25	0041110	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
26	0041197	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
27	0041003	11/08/2011 00:04	15/08/2011 19:10	19:06:00	Hurto de Conductor
28	0040600	11/08/2011 07:00	11/08/2011 08:25	01:25:00	Corte de Emergencia
29	0040599	11/08/2011 07:00	11/08/2011 08:25	01:25:00	Corte de Emergencia
30	0041241	11/08/2011 07:00	11/08/2011 08:25	01:25:00	Corte de Emergencia
31	0040602	11/08/2011 07:00	11/08/2011 08:25	01:25:00	Corte de Emergencia
32	0041231	11/08/2011 07:00	11/08/2011 08:25	01:25:00	Corte de Emergencia
33	TI01	11/08/2011 17:42	11/08/2011 18:10	00:28:00	Fuertes Vientos
34	0040178	11/08/2011 19:09	12/08/2011 10:00	14:51:00	Fuertes Vientos
35	TI01	28/08/2011 06:10	28/08/2011 07:52	01:42:00	Falla en Componentes del Sistema

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Setiembre 2011

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	19/09/2011 13:48	19/09/2011 14:16	00:28:00	Contacto entre Conductores
2	TI01	20/09/2011 13:04	20/09/2011 14:13	01:09:00	Falla en Componentes del Sistema
3	TI01	20/09/2011 16:42	20/09/2011 16:55	00:13:00	Falla en Componentes del Sistema
4	TI01	02/09/2011 20:50	02/09/2011 21:28	00:38:00	Falla en Componentes del Sistema
5	TI01	04/09/2011 17:47	04/09/2011 18:14	00:27:00	Fuertes Vientos
6	TI01	05/09/2011 17:22	05/09/2011 18:09	00:47:00	Descargas atmosféricas
7	TI01	07/09/2011 18:35	07/09/2011 18:51	00:16:00	Falla en Componentes del Sistema
8	TI01	08/09/2011 18:00	08/09/2011 18:08	00:08:00	Falla en Componentes del Sistema
9	TI01	22/09/2011 11:48	22/09/2011 12:06	00:18:00	Falla en Componentes del Sistema
10	TI01	22/09/2011 13:32	22/09/2011 15:19	01:47:00	Falla en Componentes del Sistema
11	TI01	22/09/2011 15:59	22/09/2011 17:23	01:24:00	Falla en Componentes del Sistema

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Octubre 2011

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	08/10/2011 15:46	08/10/2011 16:54	01:08:00	Descargas atmosféricas
2	0040720	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
3	0040314	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
4	0040719	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
5	0040696	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
6	0040697	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
7	0040699	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia

8	0041099	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
9	0041101	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
10	0041106	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
11	0041105	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
12	0041103	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
13	0041104	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
14	0041107	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
15	0041108	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
16	0041128	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
17	0041121	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
18	0041122	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
19	0041123	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
20	0041125	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
21	0041126	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
22	0041127	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
23	0041141	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
24	0041142	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
25	0041143	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
26	0041148	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
27	0040605	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
28	0040606	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
29	0040896	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
30	0041098	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
31	0041059	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
32	0041053	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
33	0041054	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia

34	0041055	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
35	0041115	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
36	0041138	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
37	0041139	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
38	0041140	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
39	0041162	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
40	0041163	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
41	0041100	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
42	0041102	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
43	0041058	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
44	0041056	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
45	0041057	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
46	0040700	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
47	0040720	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
48	0040314	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
49	0040719	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
50	0040696	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
51	0040697	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
52	0040699	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
53	0041099	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
54	0041101	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
55	0041106	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
56	0041105	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
57	0041103	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
58	0041104	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
59	0041107	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia

60	0041108	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
61	0041128	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
62	0041121	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
63	0041122	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
64	0041123	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
65	0041125	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
66	0041126	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
67	0041127	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
68	0041141	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
69	0041142	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
70	0041143	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
71	0041148	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
72	0040605	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
73	0040606	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
74	0040896	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
75	0041098	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
76	0041059	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
77	0041053	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
78	0041054	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
79	0041055	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
80	0041115	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
81	0041138	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
82	0041139	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
83	0041140	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
84	0041162	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
85	0041163	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia

86	0041100	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
87	0041102	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
88	0041058	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
89	0041056	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
90	0041057	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia
91	0040700	22/10/2011 08:05	22/10/2011 12:45	04:40:00	Corte de Emergencia

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Noviembre 2011**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	02/11/2011 16:12	02/11/2011 16:46	00:34:00	Fuertes Vientos
2	TI01	02/11/2011 17:32	02/11/2011 17:46	00:14:00	Error de Maniobra
3	TI01	05/11/2011 08:00	05/11/2011 16:30	08:30:00	Expansión/reforzamiento. de Redes
4	TI01	19/11/2011 13:08	19/11/2011 14:32	01:24:00	Descargas Atmosféricas
5	0040481	26/11/2011 05:00	26/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
6	0040207	26/11/2011 05:00	26/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
7	0040206	26/11/2011 05:00	26/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
8	0041022	26/11/2011 05:00	26/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
9	0040638	26/11/2011 05:00	26/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
10	0040204	26/11/2011 05:00	26/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
11	0041272	26/11/2011 05:00	26/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
12	0041273	26/11/2011 05:00	26/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
13	TI01	30/11/2011 19:09	30/11/2011 19:39	00:30:00	Corte de Emergencia
14	0040184	29/11/2011 05:00	29/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
15	0040211	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia

16	0041003	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
17	0041004	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
18	0041005	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
19	0041007	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
20	0041008	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
21	0041009	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
22	0040380	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
23	0040209	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
24	0040212	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
25	0040730	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
26	0040213	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
27	0041023	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
28	0040306	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
29	0041413	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
30	0041110	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
31	0041112	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
32	0041113	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
33	0041114	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
34	0041176	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
35	0041177	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
36	0041178	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
37	0041179	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
38	0041180	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
39	0041181	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
40	0041188	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
41	0041189	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia

42	0041190	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
43	0041191	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
44	0041193	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
45	0041197	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
46	0041192	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia
47	0041002	30/11/2011 05:00	30/11/2011 14:00	09:00:00	Corte de Emergencia

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Diciembre 2011**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	28/12/2011 14:50	28/12/2011 15:35	00:45:00	Déficit de Generación

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Enero 2012**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	24/07/2012 20:32	24/07/2012 20:40	00:08:00	Corte de Emergencia
2	TI01	22/09/2012 08:00	22/09/2012 13:00	05:00:00	Por Mantenimiento
3	TI01	02/11/2012 16:20	02/11/2012 17:43	01:23:00	Descargas Atmosféricas
4	TI01	03/11/2012 12:47	03/11/2012 14:16	01:29:00	Déficit de Generación
5	TI01	07/12/2012 15:58	07/12/2012 16:28	00:30:00	Descargas Atmosféricas
6	TI01	08/12/2012 19:58	08/12/2012 20:09	00:11:00	Déficit de Generación
7	TI01	11/12/2012 15:22	11/12/2012 15:51	00:29:00	Déficit de Generación
8	TI01	13/12/2012 15:48	13/12/2012 16:17	00:29:00	Descargas Atmosféricas
9	TI01	16/12/2012 00:02	16/12/2012 00:57	00:55:00	Déficit de Generación
10	TI01	28/12/2012 11:11	28/12/2012 12:19	01:08:00	Corte de Emergencia

11	TI01	30/12/2012 16:37	30/12/2012 17:11	00:34:00	Descargas Atmosféricas
----	------	---------------------	---------------------	----------	------------------------

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Febrero 2012**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	ESE004SLI000021	02/02/2012 07:00	02/02/2012 15:00	08:00:00	Expansión/reforzamiento de Redes
2	ESE004SLI000173	03/02/2012 07:00	03/02/2012 16:00	09:00:00	Expansión/reforzamiento de Redes
3	ESE004SLI000358	04/02/2012 07:00	04/02/2012 16:00	09:00:00	Expansión/reforzamiento de Redes
4	ESE004SLI000236	24/02/2012 04:00	24/02/2012 06:30	02:30:00	Por Mantenimiento
5	ESE004SLI000236	24/02/2012 07:00	24/02/2012 16:30	09:30:00	Por Mantenimiento
6	ESE004SLI000021	25/02/2012 07:00	25/02/2012 16:30	09:30:00	Por Mantenimiento
7	ESE004SLI000236	28/02/2012 07:30	28/02/2012 15:30	08:00:00	Por Mantenimiento
8	ESE004SLI000001	01/02/2012 18:30	01/02/2012 20:10	01:40:00	Descargas Atmosféricas
9	ESE004SLI000001	11/02/2012 15:05	11/02/2012 16:50	01:45:00	Descargas Atmosféricas
10	ESE004SLI000001	12/02/2012 13:40	12/02/2012 19:10	05:30:00	Descargas Atmosféricas
11	ESE004SLI000001	12/02/2012 06:20	12/02/2012 12:00	05:40:00	Descargas Atmosféricas
12	ESE004SLI000001	27/02/2012 10:00	27/02/2012 11:30	01:30:00	Descargas Atmosféricas
13	ESE004SLI000358	10/02/2012 06:00	10/02/2012 06:14	00:14:00	Corte de Emergencia
14	ESE004SLI000237	11/02/2012 07:30	11/02/2012 14:10	06:40:00	Descargas Atmosféricas
15	TI01	15/02/2012 15:12	15/02/2012 16:27	01:15:00	Déficit de Generación
16	TI01	07/02/2012 15:04	07/02/2012 15:36	00:32:00	Déficit de Generación

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Marzo 2012

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	ESE004SLI000358	20/03/2012 06:30	20/03/2012 16:30	10:00:00	Por Mantenimiento
2	0040199	21/03/2012 07:00	21/03/2012 16:00	09:00:00	Por Mantenimiento
3	0040481	21/03/2012 13:00	21/03/2012 17:30	04:30:00	Por Mantenimiento
4	0040206	22/03/2012 01:00	22/03/2012 05:15	04:15:00	Por Mantenimiento
5	0040204	22/03/2012 07:00	22/03/2012 12:30	05:30:00	Por Mantenimiento
6	0040380	22/03/2012 07:00	22/03/2012 12:15	05:15:00	Por Mantenimiento
7	0040211	22/03/2012 01:00	22/03/2012 05:15	04:15:00	Por Mantenimiento
8	0040209	23/03/2012 07:00	23/03/2012 16:15	09:15:00	Por Mantenimiento
9	ESE004SLI000252	25/03/2012 07:00	25/03/2012 16:15	09:15:00	Por Mantenimiento
10	ESE004SLI000190	24/03/2012 07:00	24/03/2012 17:15	10:15:00	Por Mantenimiento
11	ESE004SLI000232	03/03/2012 11:40	04/03/2012 17:45	06:05:00	Descargas Atmosféricas
12	ESE004SLI000190	11/03/2012 01:00	12/03/2012 13:10	12:10:00	Hurto de Conductor
13	ESE004SLI000006	26/03/2012 07:30	26/03/2012 16:00	08:30:00	Corte de Emergencia
14	0040180	07/03/2012 08:00	07/03/2012 15:00	07:00:00	Por Mantenimiento
15	ESE004SLI000358	29/03/2012 07:30	29/03/2012 15:30	08:00:00	Corte de Emergencia
16	TI01	10/03/2012 05:00	10/03/2012 11:50	06:50:00	Otros, Empresas Externas
17	TI01	18/03/2012 17:25	18/03/2012 17:37	00:12:00	Déficit de generación

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Abril 2012

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	0040180	07/04/2012 08:00	07/04/2012 15:00	07:00:00	Por Mantenimiento
2	0040198	03/04/2012 06:00	03/04/2012 13:00	07:00:00	Por Mantenimiento
3	ESE004SLI000238	04/04/2012 06:00	04/04/2012 07:00	01:00:00	Por Mantenimiento
4	0040200	04/04/2012 06:00	04/04/2012 13:30	07:30:00	Por Mantenimiento
5	0040180	12/04/2012 08:00	12/04/2012 15:30	07:30:00	Por Mantenimiento
6	ESE004SLI000252	15/04/2012 05:30	15/04/2012 09:30	04:00:00	Por Mantenimiento
7	ESE004SLI000252	15/04/2012 08:00	15/04/2012 09:30	01:30:00	Por Mantenimiento
8	ESE004SLI000236	21/04/2012 10:00	21/04/2012 12:00	02:00:00	Expansión/reforzamiento de Redes
9	0040192	21/04/2012 13:30	21/04/2012 17:30	04:00:00	Expansión/reforzamiento de Redes
10	0040180	22/04/2012 06:00	22/04/2012 12:00	06:00:00	Expansión/reforzamiento de Redes
11	ESE004SLI000358	22/04/2012 13:00	22/04/2012 17:00	04:00:00	Expansión/reforzamiento de Redes
12	ESE004SLI000232	12/04/2012 16:50	13/04/2012 09:50	17:00:00	Descargas Atmosféricas
13	TI01	14/04/2012 06:40	14/04/2012 13:56	07:16:00	Expansión/reforzamiento de Redes
14	TI01	14/04/2012 13:59	14/04/2012 14:20	00:21:00	Aislador Roto
15	TI01	16/04/2012 18:46	16/04/2012 20:29	01:43:00	Corte de Emergencia

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Mayo 2012

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	ESE004SLI000236	14/05/2012 20:00	15/05/2012 13:00	17:00:00	Descargas Atmosféricas
2	ESE004SLI000190	17/05/2012 11:24	17/05/2012 13:25	02:01:00	Hurto de Conductor
3	TI01	29/05/2012 05:04	29/05/2012 10:34	05:30:00	Vandalismo

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Julio 2012

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	ESE004SLI000001	01/07/2012 07:09	01/07/2012 18:00	10:51:00	Hurto de Conductor
2	TI01	25/07/2012 13:46	25/07/2012 14:21	00:35:00	Corte de Emergencia
3	TI01	24/07/2012 18:26	24/07/2012 19:23	00:57:00	Falla en Componentes del Sistema
4	TI01	24/07/2012 20:32	24/07/2012 20:40	00:08:00	Corte de Emergencia

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Agosto 2012

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	0040200	16/08/2012 09:20	16/08/2012 10:55	01:35:00	Corte de Emergencia
2	TI01	29/08/2012 06:00	29/08/2012 09:00	03:00:00	Expansión/reforzamiento de Redes
3	TI01	02/08/2012 15:14	02/08/2012 15:27	00:13:00	Déficit de generación
4	TI01	03/08/2012 19:28	03/08/2012 20:55	01:27:00	Falla Terminal Cable
5	TI01	14/08/2012 15:55	14/08/2012 17:24	01:29:00	Caída de Conductor de Red

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Setiembre 2012

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	22/09/2012 08:00	22/09/2012 13:00	05:00:00	Por Mantenimiento
2	0040200	06/09/2012 07:30	06/09/2012 09:25	01:55:00	Corte de Emergencia

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Octubre 2012

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	ESE004SLI000236	07/10/2012 05:30	07/10/2012 06:30	01:00:00	Descargas Atmosféricas

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Noviembre 2012

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	ESE004SLI000004	30/11/2012 07:00	30/11/2012 14:00	07:00:00	Por mantenimiento
2	ESE004SLI000233	29/11/2012 05:40	29/11/2012 07:00	01:20:00	Corte de Emergencia
3	TI01	02/11/2012 16:20	02/11/2012 17:43	01:23:00	Descargas Atmosféricas
4	TI01	03/11/2012 12:47	03/11/2012 14:16	01:29:00	Déficit de Generación

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Diciembre 2012

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	ESE004SLI000004	29/12/2012 02:00	31/12/2012 10:00	08:00:00	Hurto de Conductor
2	TI01	07/12/2012 15:58	07/12/2012 16:28	00:30:00	Descargas Atmosféricas
3	TI01	08/12/2012 19:58	08/12/2012 20:09	00:11:00	Déficit de Generación
4	TI01	11/12/2012 15:22	11/12/2012 15:51	00:29:00	Déficit de Generación
5	TI01	13/12/2012 15:48	13/12/2012 16:17	00:29:00	Descargas Atmosféricas
6	TI01	16/12/2012 00:02	16/12/2012 00:57	00:55:00	Déficit de Generación
7	TI01	28/12/2012 11:11	28/12/2012 12:19	01:08:00	Corte de Emergencia
8	TI01	30/12/2012 16:37	30/12/2012 17:11	00:34:00	Descargas Atmosféricas

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya

Enero 2013

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	05/01/2013 14:09	05/01/2013 14:42	00:33:00	Déficit de Generación
2	TI01	12/01/2013 18:38	15/01/2013 18:20	23:42:00	Falla Equipo

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya

Febrero 2013

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	04/02/2013 19:20	04/02/2013 21:10	01:50:00	Déficit de Generación
2	TI01	06/02/2013 03:33	06/02/2013 04:15	00:42:00	Déficit de Generación
3	TI01	06/02/2013 18:32	06/02/2013 18:43	00:11:00	Déficit de Generación

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya

Marzo 2013

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	ESE004SLI000001	26/03/2013 01:00	26/03/2013 18:25	17:25:00	Hurto de Conductor
2	TI01	03/03/2013 17:58	03/03/2013 18:37	00:39:00	Déficit de Generación
3	TI01	17/03/2013 06:00	17/03/2013 17:42	11:42:00	Por Mantenimiento
4	TI01	03/03/2013 17:58	03/03/2013 18:37	00:39:00	Déficit de Generación
5	TI01	04/03/2013 16:31	04/03/2013 16:49	00:18:00	Déficit de Generación
6	TI01	05/03/2013 23:08	05/03/2013 23:18	00:10:00	Déficit de Generación
7	TI01	18/03/2013 18:20	18/03/2013 18:40	00:20:00	Déficit de Generación
8	TI01	18/03/2013 21:40	18/03/2013 21:54	00:14:00	Déficit de Generación
9	TI01	19/03/2013 05:03	19/03/2013 05:32	00:29:00	Déficit de Generación

10	TI01	06/03/2013 20:57	06/03/2013 21:06	00:09:00	Descargas Atmosféricas
11	ESE004SLI000001	03/03/2013 01:00	03/03/2013 20:06	19:06:00	Hurto de Conductor

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Abril 2013**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	16/04/2013 06:52	16/04/2013 07:03	00:11:00	Déficit de Generación
2	ESE004SLI000001	07/04/2013 01:22	08/04/2013 14:14	12:52:00	Hurto de Conductor
3	TI01	11/04/2013 23:28	12/04/2013 00:07	00:39:00	Descargas Atmosféricas
4	ESE004SLI000001	28/04/2013 22:15	29/04/2013 12:10	13:55:00	Hurto de Conductor

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Mayo 2013**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	ESE004SLI000190	07/05/2013 01:30	07/05/2013 17:28	15:58:00	Hurto de Conductor
2	ESE004SLI000190	16/05/2013 02:01	16/05/2013 12:54	10:53:00	Hurto de Conductor
3	TI01	15/05/2013 12:55	15/05/2013 13:38	00:43:00	Corte de Emergencia
4	TI01	03/05/2013 06:46	03/05/2013 07:14	00:28:00	Falla en Componentes del Sistema
5	TI01	14/05/2013 16:10	14/05/2013 16:31	00:21:00	Descargas Atmosféricas
6	TI01	18/05/2013 15:31	18/05/2013 15:39	00:08:00	Error de Maniobra

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Junio 2013

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	23/06/2013 15:28	23/06/2013 15:52	00:24:00	Déficit de Generación
2	TI01	23/06/2013 17:21	23/06/2013 17:32	00:11:00	Falla en Componentes del Sistema
3	TI01	28/06/2013 13:58	28/06/2013 14:20	00:22:00	Falla en Componentes del Sistema
4	TI01	01/06/2013 06:01	01/06/2013 17:20	11:19:00	Expansión / Reforzamiento de Redes
5	ESE004SLI000344	01/06/2013 06:01	02/06/2013 16:00	09:59:00	Expansión / Reforzamiento de Redes
6	TI01	03/06/2013 18:32	03/06/2013 19:10	00:38:00	Falla en Componentes del Sistema
7	TI01	28/06/2013 00:35	28/06/2013 13:58	13:23:00	Hurto de Conductor
8	ESE004SLI000358	03/06/2013 09:15	03/06/2013 09:42	00:27:00	Error de Maniobra
9	ESE004SLI000230	02/06/2013 06:00	02/06/2013 18:00	12:00:00	Corte de Emergencia
10	TI01	08/06/2013 07:00	08/06/2013 16:20	09:20:00	Expansión / Reforzamiento de Redes

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Julio 2013

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	20/07/2013 08:05	20/07/2013 14:00	05:55:00	Por mantenimiento
2	TI01	04/07/2013 14:54	04/07/2013 15:14	00:20:00	Descargas Atmosféricas
3	TI01	05/07/2013 14:47	05/07/2013 14:59	00:12:00	Descargas Atmosféricas
4	TI01	07/07/2013 11:57	07/07/2013 12:17	00:20:00	Fuertes Vientos
5	TI01	14/07/2013 15:35	14/07/2013 16:02	00:27:00	Fuertes Vientos
6	TI01	22/07/2013 14:16	22/07/2013 14:50	00:34:00	Fuertes Vientos
7	TI01	24/07/2013 08:49	24/07/2013 09:10	00:21:00	Déficit de generación
8	TI01	24/07/2013 22:33	24/07/2013 22:41	00:08:00	Déficit de generación
9	TI01	25/07/2013 12:49	25/07/2013 13:05	00:16:00	Fuertes Vientos

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya

Agosto 2013

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	ESE004SLI000236	31/08/2013 08:00	31/08/2013 11:00	03:00:00	Expansión / Reforzamiento de Redes
2	TI01	28/08/2013 07:08	28/08/2013 18:30	11:22:00	Falla en Componentes del Sistema

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya

Setiembre 2013

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	20/09/2013 01:25	20/09/2013 01:50	00:25:00	Falla en Componentes del Sistema
2	TI01	19/09/2013 18:12	19/09/2013 18:40	00:28:00	Descargas Atmosféricas
3	TI01	30/09/2013 16:36	30/09/2013 17:24	00:48:00	Falla en Sistema Interconectado
4	TI01	21/09/2013 15:51	21/09/2013 16:23	00:32:00	Descargas Atmosféricas

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya

Octubre 2013

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	26/10/2013 14:45	26/10/2013 15:01	00:16:00	Descargas Atmosféricas
2	TI01	27/10/2013 06:51	27/10/2013 07:12	00:21:00	Falla en Componentes del Sistema
3	TI01	28/10/2013 15:18	28/10/2013 15:36	00:18:00	Falla en Sistema Interconectado
4	TI01	06/10/2013 05:39	06/10/2013 06:13	00:34:00	Corte de Emergencia
5	TI01	05/10/2013 08:00	05/10/2013 16:00	08:00:00	Por Mantenimiento

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Noviembre 2013

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	20/11/2013 10:23	20/11/2013 11:33	01:10:00	Falla en Sistema Interconectado
2	TI01	21/11/2013 15:11	21/11/2013 15:33	00:22:00	Descargas Atmosféricas
3	TI01	21/11/2013 15:47	21/11/2013 16:46	00:59:00	Descargas Atmosféricas

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Diciembre 2013

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	10/12/2013 19:31	10/12/2013 20:16	00:45:00	Falla en Componentes del Sistema
2	TI01	22/12/2013 07:56	22/12/2013 13:21	05:25:00	Por Mantenimiento
3	TI01	21/12/2013 14:59	21/12/2013 15:58	00:59:00	Fuertes Vientos
4	TI01	23/12/2013 13:41	23/12/2013 14:33	00:52:00	Descargas Atmosféricas
5	TI01	26/12/2013 18:41	26/12/2013 18:55	00:14:00	Falla en Componentes del Sistema
6	TI01	28/12/2013 02:44	28/12/2013 20:55	18:11:00	Corte de Emergencia
7	TI01	24/12/2013 17:21	25/12/2013 17:37	00:16:00	Descargas Atmosféricas
8	TI01	31/12/2013 02:12	31/12/2013 03:51	01:39:00	Corte de Emergencia
9	ESE004SLI000236	08/12/2013 07:00	08/12/2013 11:00	04:00:00	Expansión / Reforzamiento de Redes

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Enero 2014

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	09/01/2014 19:00	09/01/2014 19:56	00:56:00	Descargas Atmosféricas
2	TI01	09/01/2014 21:30	09/01/2014 22:14	00:44:00	Corte de Emergencia

3	TI01	16/01/2014 18:16	16/01/2014 18:31	00:15:00	Caída de Conductor de Red
4	TI01	19/01/2014 10:10	19/01/2014 13:07	02:57:00	Falla en Componentes del Sistema
5	TI01	19/01/2014 19:35	19/01/2014 19:51	00:16:00	Descargas Atmosféricas
6	TI01	19/01/2014 23:42	19/01/2014 23:56	00:14:00	Corte de Emergencia
7	TI01	31/01/2014 16:41	31/01/2014 17:03	00:22:00	Descargas Atmosféricas

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Febrero 2014**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	01/02/2014 06:00	01/02/2014 09:00	03:00:00	Expansión / Reforzamiento de Redes
2	TI01	02/02/2014 14:41	02/02/2014 17:56	03:15:00	Expansión / Reforzamiento de Redes
3	TI01	06/02/2014 16:41	06/02/2014 16:49	00:08:00	Descargas Atmosféricas
4	TI01	06/02/2014 17:43	06/02/2014 17:57	00:14:00	Corte de Emergencia
5	TI01	15/02/2014 08:01	15/02/2014 11:40	03:39:00	Expansión / Reforzamiento de Redes
6	TI01	13/02/2014 13:50	13/02/2014 15:18	01:28:00	Descargas Atmosféricas
7	TI01	16/02/2014 17:04	16/02/2014 18:29	01:25:00	Descargas Atmosféricas
8	TI01	18/02/2014 19:00	18/02/2014 19:07	00:07:00	Caída de Conductor de Red
9	TI01	24/02/2014 14:04	24/02/2014 14:37	00:33:00	Corte de Emergencia

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Marzo 2014**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	ESE004SLI000001	20/03/2014 08:18	20/03/2014 10:17	01:59:00	Expansión / Reforzamiento de Redes
2	ESE004SLI000230	18/03/2014 01:30	18/03/2014 14:30	13:00:00	Hurto de Conductor
3	TI01	23/03/2014 16:13	23/03/2014 16:25	00:12:00	Fuertes Vientos
4	TI01	23/03/2014 17:42	23/03/2014 18:03	00:21:00	Corte de Emergencia

5	TI01	25/03/2014 16:05	26/03/2014 02:03	09:58:00	Falla equipo
6	TI01	26/03/2014 14:47	26/03/2014 17:23	02:36:00	Descargas Atmosféricas
7	TI01	26/03/2014 19:05	27/03/2014 10:06	15:01:00	Descargas Atmosféricas
8	TI01	28/03/2014 13:23	28/03/2014 14:53	01:30:00	Corte de Emergencia

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Abril 2014**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	05/04/2014 10:15	05/04/2014 10:56	00:41:00	Falla en Componentes del Sistema
2	ESE004SLI000001	11/04/2014 01:40	11/04/2014 15:00	13:20:00	Hurto de Conductor
3	TI01	21/04/2014 17:18	21/04/2014 17:26	00:08:00	Descargas Atmosféricas
4	TI01	11/04/2014 05:00	11/04/2014 07:20	02:20:00	Expansión / Reforzamiento de Redes

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Mayo 2014**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	08/05/2014 13:00	08/05/2014 15:00	02:00:00	Por Mantenimiento
2	TI01	09/05/2014 09:27	09/05/2014 09:33	00:06:00	Aves
3	TI01	31/05/2014 08:01	31/05/2014 16:05	08:04:00	Expansión / Reforzamiento de Redes

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Junio 2014**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	01/06/2014 18:18	01/06/2014 18:26	00:08:00	Falla en Componentes del Sistema
2	TI01	05/06/2014 15:18	05/06/2014 15:31	00:13:00	Aves

3	TI01	12/06/2014 12:20	12/06/2014 12:48	00:28:00	Falla en Componentes del Sistema
4	TI01	13/06/2014 04:53	13/06/2014 05:58	01:05:00	Corte de Emergencia
5	TI01	21/06/2014 08:31	21/06/2014 08:42	00:11:00	Falla en Componentes del Sistema
6	TI01	01/06/2014 21:02	01/06/2014 22:02	01:00:00	Falla en Componentes del Sistema
7	ESE004SLI000230	21/06/2014 14:27	21/06/2014 14:43	00:16:00	Falla en Componentes del Sistema
8	ESE004SLI000230	17/06/2014 10:50	17/06/2014 17:00	06:10:00	Impacto Vehicular

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Julio 2014**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	30/07/2014 12:03	30/07/2014 12:31	00:28:00	Fuertes Vientos
2	TI01	31/07/2014 17:52	31/07/2014 17:56	00:04:00	Fuertes Vientos
3	ESE004SLI000236	15/07/2014 06:13	15/07/2014 13:00	06:47:00	Por Mantenimiento
4	ESE004SLI000230	18/07/2014 08:06	18/07/2014 14:14	06:08:00	Expansión / Reforzamiento de Redes
5	ESE004SLI000236	01/07/2014 20:35	01/07/2014 20:58	00:23:00	Impacto Vehicular

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya Agosto
2014**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	08/08/2014 05:05	08/08/2014 13:50	08:45:00	Corte de Emergencia
2	ESE004SLI000236	19/08/2014 04:50	19/08/2014 14:10	09:20:00	Falla Equipo

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Setiembre 2014**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	04/09/2014 15:50	04/09/2014 16:08	00:18:00	Aislador Roto
2	TI01	26/09/2014 19:36	26/09/2014 19:49	00:13:00	Error de Maniobra
3	ESE004SLI000230	10/09/2014 05:25	10/09/2014 06:15	00:50:00	Corte de Emergencia

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Octubre 2014**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	ESE004SLI000346	01/10/2014 06:15	01/10/2014 06:40	00:25:00	Corte de Emergencia
2	TI01	05/10/2014 13:28	05/10/2014 13:33	00:05:00	Descargas Atmosféricas
3	TI01	07/10/2014 15:40	07/10/2014 15:52	00:12:00	Descargas Atmosféricas
4	TI01	07/10/2014 17:50	07/10/2014 17:59	00:09:00	Error de Maniobra
5	TI01	10/10/2014 21:55	10/10/2014 21:59	00:04:00	Descargas Atmosféricas
6	TI01	14/10/2014 16:40	14/10/2014 17:03	00:23:00	Fuertes Vientos
7	TI01	20/10/2014 17:07	20/10/2014 17:17	00:10:00	Descargas Atmosféricas
8	TI01	21/10/2014 16:20	21/10/2014 16:24	00:04:00	Descargas Atmosféricas

**Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Noviembre 2014**

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	19/11/2014 07:54	19/11/2014 08:09	00:15:00	Fuertes Vientos

Registros de Interrupciones en Alimentador Tintaya 01 de la S/E Tintaya
Noviembre 2014

Nº	Código de Instalación que Desconecta	Fecha y Hora de Desconexión	Fecha y Hora de Conexión	Tiempo de Duración de la Falla (minutos)	Causas de la Falla
1	TI01	30/12/2014 05:34	30/12/2014 07:31	01:57:00	Corte de Emergencia
2	TI01	31/12/2014 13:15	31/12/2014 13:52	00:37:00	Descargas Atmosféricas
3	TI01	18/12/2014 15:52	18/12/2014 16:17	00:25:00	Corte de Emergencia
4	ESE004SLI000236	04/12/2014 19:26	04/12/2014 20:37	01:11:00	Corte de Emergencia
5	TI01	06/12/2014 20:30	06/12/2014 21:03	00:33:00	Falla en Componentes del Sistema
6	TI01	11/12/2014 14:53	11/12/2014 16:28	01:35:00	Falla en Componentes del Sistema
7	TI01	11/12/2014 21:59	11/12/2014 22:17	00:18:00	Falla en Componentes del Sistema
8	TI01	14/12/2014 15:08	14/12/2014 15:29	00:21:00	Corte de Emergencia
9	ESE004SLI000236	20/12/2014 18:00	20/12/2014 21:33	03:33:00	Corte de Emergencia
10	ESE004SLI000346	05/12/2014 19:00	05/12/2014 21:20	02:20:00	Corte de Emergencia
11	TI01	03/12/2014 15:15	04/12/2014 15:33	00:18:00	Falla en Componentes del Sistema
12	TI01	11/12/2014 14:30	11/12/2014 14:47	00:17:00	Descargas Atmosféricas
13	TI01	11/12/2014 23:03	11/12/2014 23:13	00:10:00	Falla en Componentes del Sistema
14	TI01	12/12/2014 13:55	12/12/2014 14:20	00:25:00	Descargas Atmosféricas
15	TI01	13/12/2014 17:17	13/12/2014 23:58	06:41:00	Descargas Atmosféricas
16	TI01	15/12/2014 09:24	15/12/2014 10:22	00:58:00	Corte de Emergencia
17	TI01	18/12/2014 13:05	18/12/2014 14:02	00:57:00	Descargas Atmosféricas
18	TI01	21/12/2014 06:35	21/12/2014 13:13	06:38:00	Por Mantenimiento
19	TI01	15/12/2014 15:52	15/12/2014 16:17	00:25:00	Corte de Emergencia
20	TI01	23/12/2014 15:29	23/12/2014 16:19	00:50:00	Descargas Atmosféricas

Anexo 13

Registro fotográfico de los nodos de media tensión a intervenir en la instalación de los equipos eléctricos de protección del alimentador Tintaya 01 de la Subestación Tintaya

TRAMO 01

RECONECTADOR AUTOMATICO



Foto N°
01

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT017617

SECCIONADORES DE REPETICIÓN



Foto
Nº 02

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT006138



Foto
Nº 03

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT006212



Foto
N° 04

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT006284



Foto
N° 05

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT010250



Foto
N° 06

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT011806



Foto
N° 07

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT012030

SECCIONADORES DE REPETICIÓN (TRAMO 02)



Foto
Nº 08

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT010171



Foto
Nº 09

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT010251



Foto
Nº 10

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT020428

TRAMO 03

RECONECTADOR AUTOMATICO



Foto
N° 11

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT019276

SECCIONADOR BAJO CARGA



TRAMO 04

RECONECTADOR AUTOMATICO



Foto
N° 13

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT019277

TRAMO 05

RECONECTADOR AUTOMATICO



Foto
N° 14

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT019268

SECCIONADORES DE REPETICIÓN



Foto
N° 15

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT006301



Foto
N° 16

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT009495



Foto
N° 17

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT009499

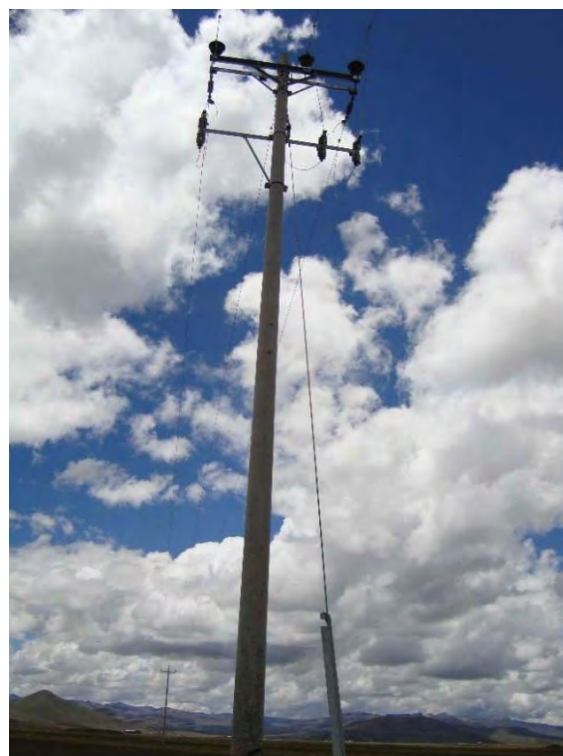


Foto
N° 18

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT010913



Foto
N° 19

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT0011879



Foto
N° 20

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT011919



Foto
Nº 21

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT012363



Foto
Nº 22

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT012936



Foto
N° 23

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT013100



Foto
N° 24

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT014572



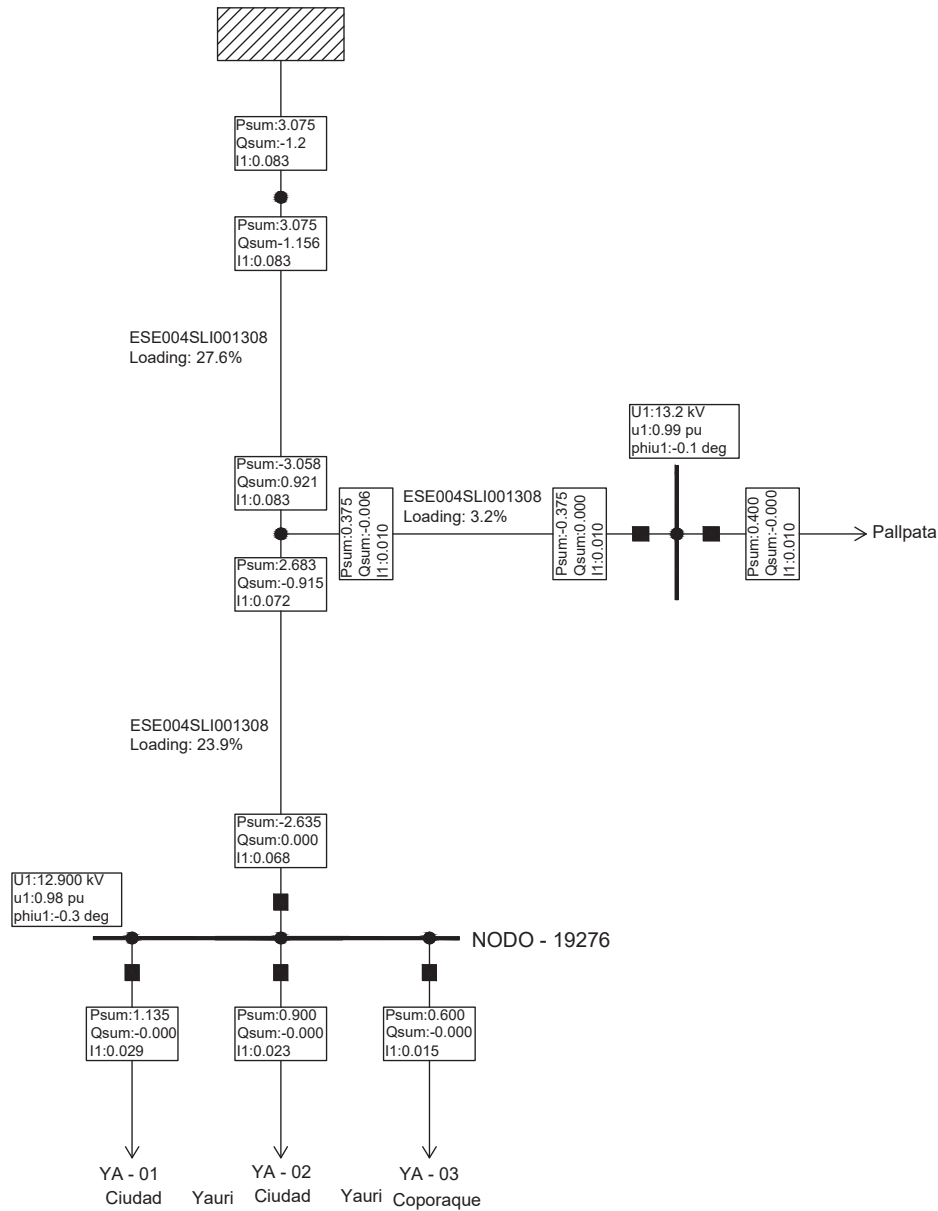
Foto
Nº 25

CÓDIGO NODO M.T: ESE004NMT017183

Anexo 14

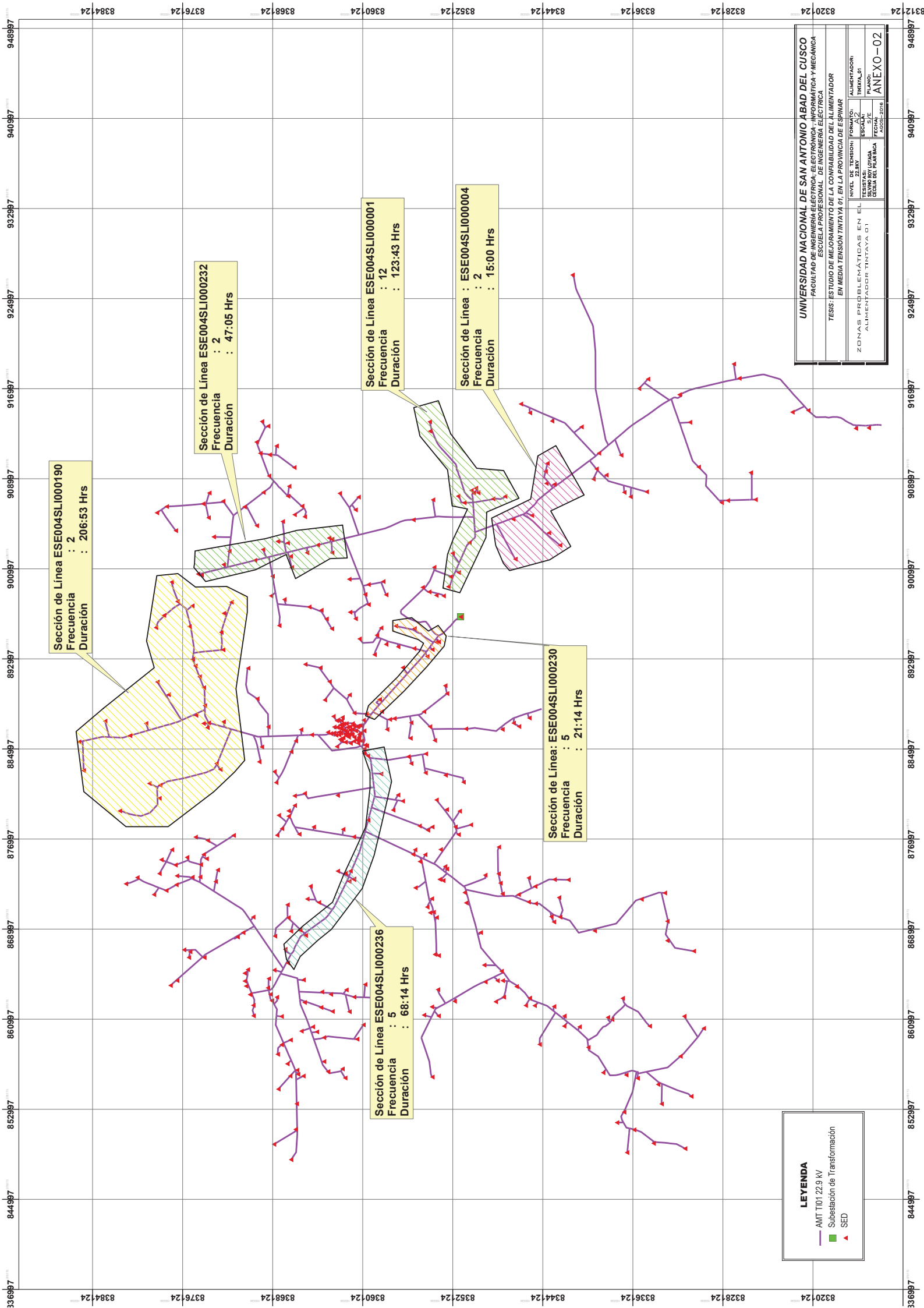
Resultados del Flujo de Potencia DIGSILENT Diagrama completo

SET TINTAYA



LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	Subestación de transformación
	Línea eléctrica en media tensión 10.5 kV
	Carga

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y MECÁNICA ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA			
TESIS: ESTUDIO DE MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN TINTAYA 01, EN LA PROVINCIA DE ESPINAR			
EVALUACIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO TINTAYA 01	NIVEL DE TENSION: 22.9KV	FORMATO: A3	ALIMENTADOR: TINTAYA_01
	TESISTAS: SILVINO ROY LOYAGA CECILIA DEL PILAR BACA	ESCALA: S/E FECHA: AGOS-2016	PLANO: ANEXO-01





Ubicación Eléctrica: Nodo MT
ESE004NMT017617I

LEYENDA

- Subestación de Transformación
- AMT T101 22.9 kV
- SED
- SECCIONADOR DE REPETICION
- PARARRAYOS DE LINEA 27 kV
- NODO MT

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y MECÁNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**TESIS: ESTUDIO DE MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR
EN MEDIA TENSIÓN TINTAYA 01, EN LA PROVINCIA DE ESPINAR**

EQUIPOS DE PROTECCIÓN
PROYECTADOS EN EL SISTEMA
ELÉCTRICO TINTAYA 01
(TRAMO 01)

NIVEL DE TENSIÓN:
22.9KV

TESISTAS:
SILVINO ROY LOYAGA
CECILIA DEL PILAR BACA

FORMATO:
A2

ESCALA:
3/5

FECHA:
AGOS-2016

ALIMENTADOR:
TINTAYA_01

PLANO:
ANEXO-03

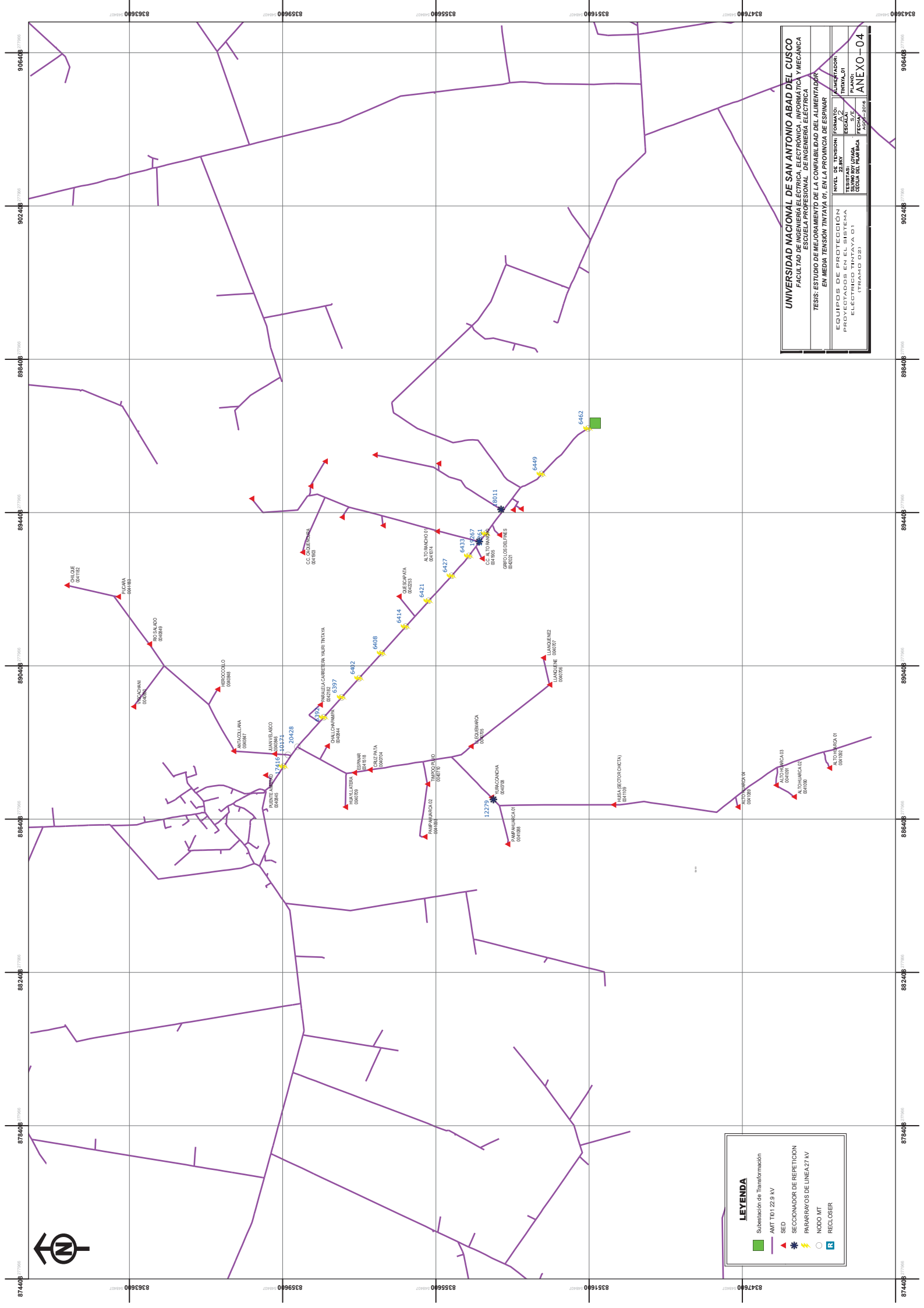


- LEYENDA**
- Subestación de Transformación
 - AMT T101 22.9 kV
 - SED
 - SECCIONADOR DE REPETICION
 - PARARRAYOS DE LINEA 27 kV
 - NODO MT
 - RECLOSER

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA, ELECTRONICA, INFORMATICA Y MECANICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELECTRICA

TESIS: ESTUDIO DE MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR
EN MEDIA TENSION TINTAYA 01, EN LA PROVINCIA DE ESPINAR

NIVEL DE TENSION	FORMATO	ALIMENTADOR
TESIS/AS	INICIAL/VI	INICIAL/VI
PLANOS	5/2	INICIAL/VI
FECHA	2018	INICIAL/VI
ANEXO	04	INICIAL/VI





LEYENDA

Subestación de Transformación
AMT T01 20 kV

SED

PROYECTADOS

SEC SECCIONADOR BAJO CARGA

SECCIONADOR DE RESEPCION

PARABARRIOS DE LINEA 27 kV

NODO MT

NIVEL ISOCELAUNICO

50 300 metros - más (Sierra de Gran Altitud)

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUISCO		FACULTAD DE INGENIERIA EN ELECTRICIDAD Y MECANICA		ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELECTRICA	
TESIS: ESTUDIO DE MEJORAMIENTO DE LA COMPARILIDAD DEL ALIMENTADOR EN MEDIA TENSION TINTAY 01, EN LA PROVINCIA DE ESPINAR					
EQUIPOS DE PROTECCION PROYECTADOS EN EL SISTEMA ELECTIVO TINTAY 01 (TRANS 03)		NIVEL 02		ALIMENTADOR	
TESTEAS:		FORMA DE ESCALA:		EVALUACION	
FECHA:		FECHA:		FECHA:	
LUGAR:		LUGAR:		LUGAR:	
ANEXO-05		ANEXO-05		ANEXO-05	



LEYENDA

Subestación de Transformación

AMT T101 22.8 kV

SED

PARARRAYOS DE LINEA 27 kV

NODO MT

RECLOSER

SECCIONADOR DE REPETICIÓN

NIVEL ISOCELAUNICO

50, 3000 metros - más (Sierra de Gran altitud)

Ubicación Eléctrica: Nodo MT
ESE004NMT019277

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y MECÁNICA

ESUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS: ESTUDIO DE MEJORAMIENTO DE LA COMANDADA DE ALIMENTADOR EN MEDIO TENSIÓN TINTAYA VI EN LA PROVINCIA DE ESPINAR

ECUADOR

PROYECTO DE SISTEMA

ELECCIÓN TINTAYA VI

PLANO 041

FORMA

A2

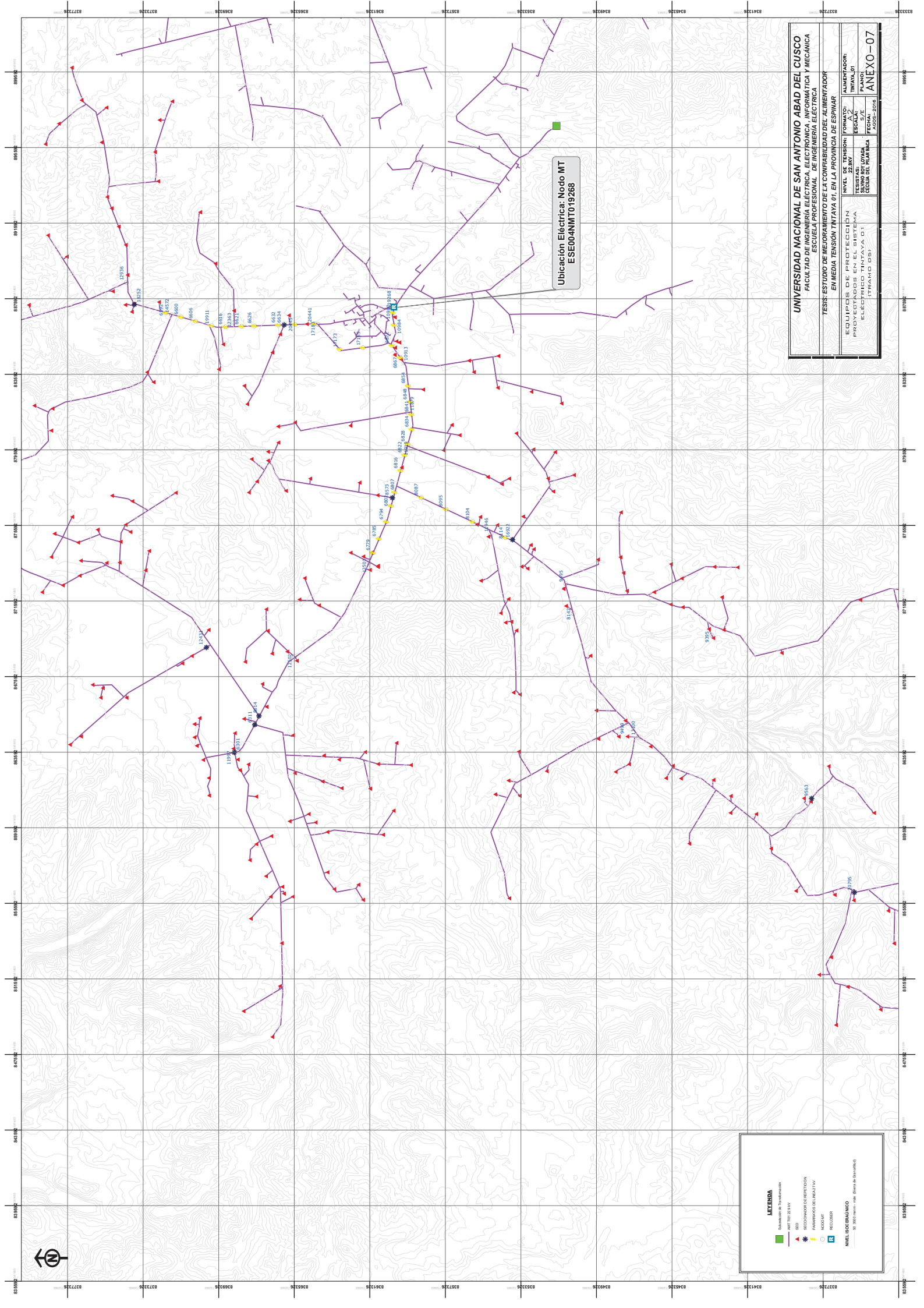
FECHA

2025-2018

ELABORADOR

PLANO 041

ANEXO-06



UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA, ELECTRONICA, INFORMATICA Y MECANICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELECTRICA

TESIS: ESTUDIO DE MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR EN MEDIA TENSION TINTAYA 01, EN LA PROVINCIA DE ESPINAR

EQUIPOS DE PROTECCION PROYECTADOS EN EL SISTEMA ELECTROICO TINTAYA 01 (TRAMO 05)

ALIMENTADOR: TINTAYA 01

PLANO: TINTAYA 01

FECHA: 2016

ANEXO-07

Ubicación Eléctrica: Nodo MT
ESE004NMT019268

LEYENDA

Subestación de Transformación

MT 100 23 kV

SE

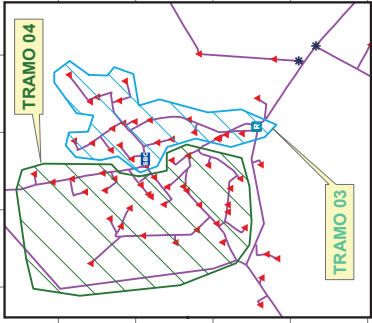
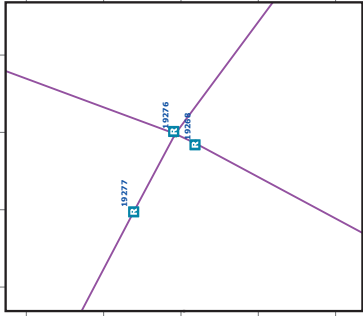
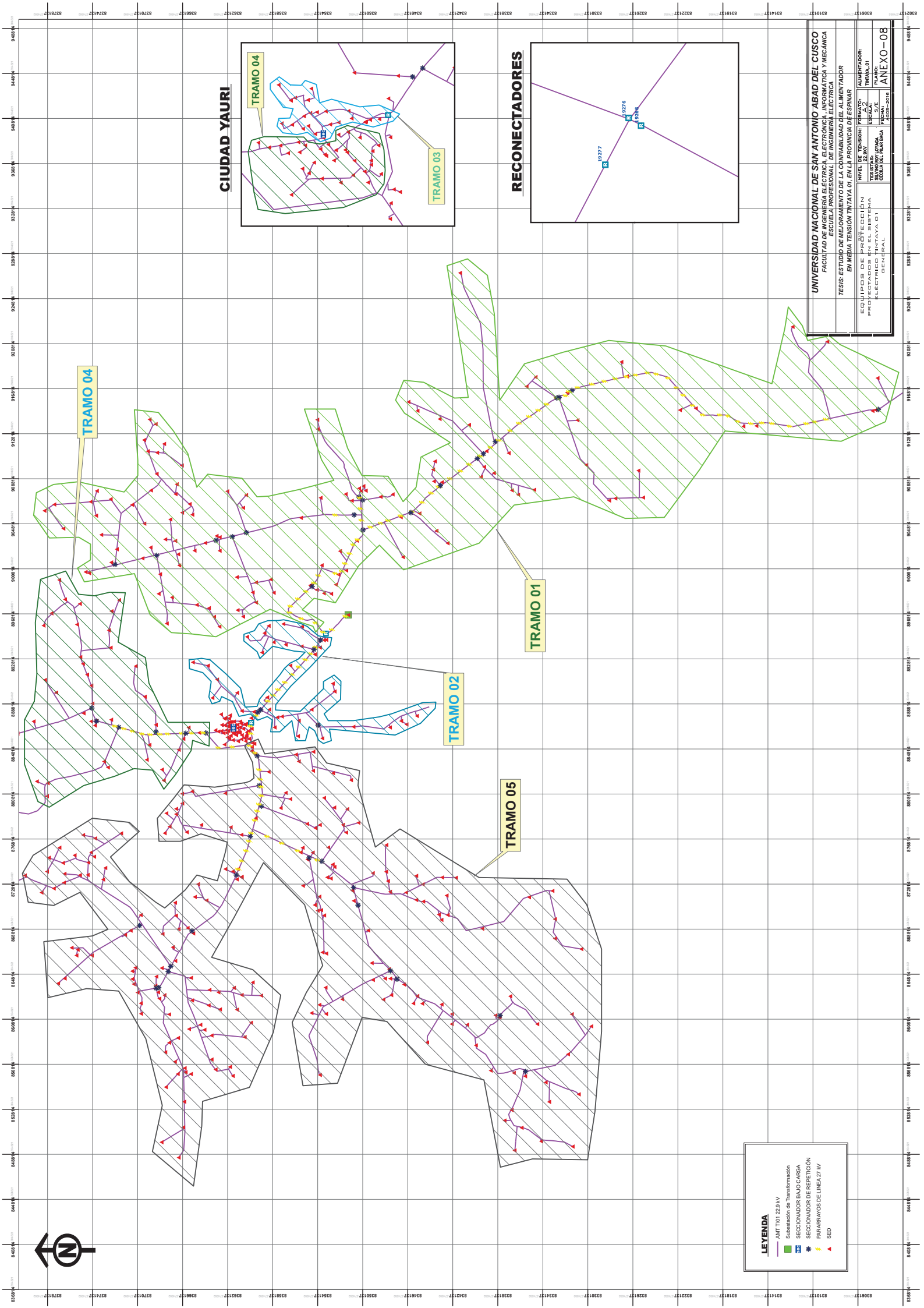
SECCIONADOR DE BIENTORDA

PROTECTOR DEL BALT IV

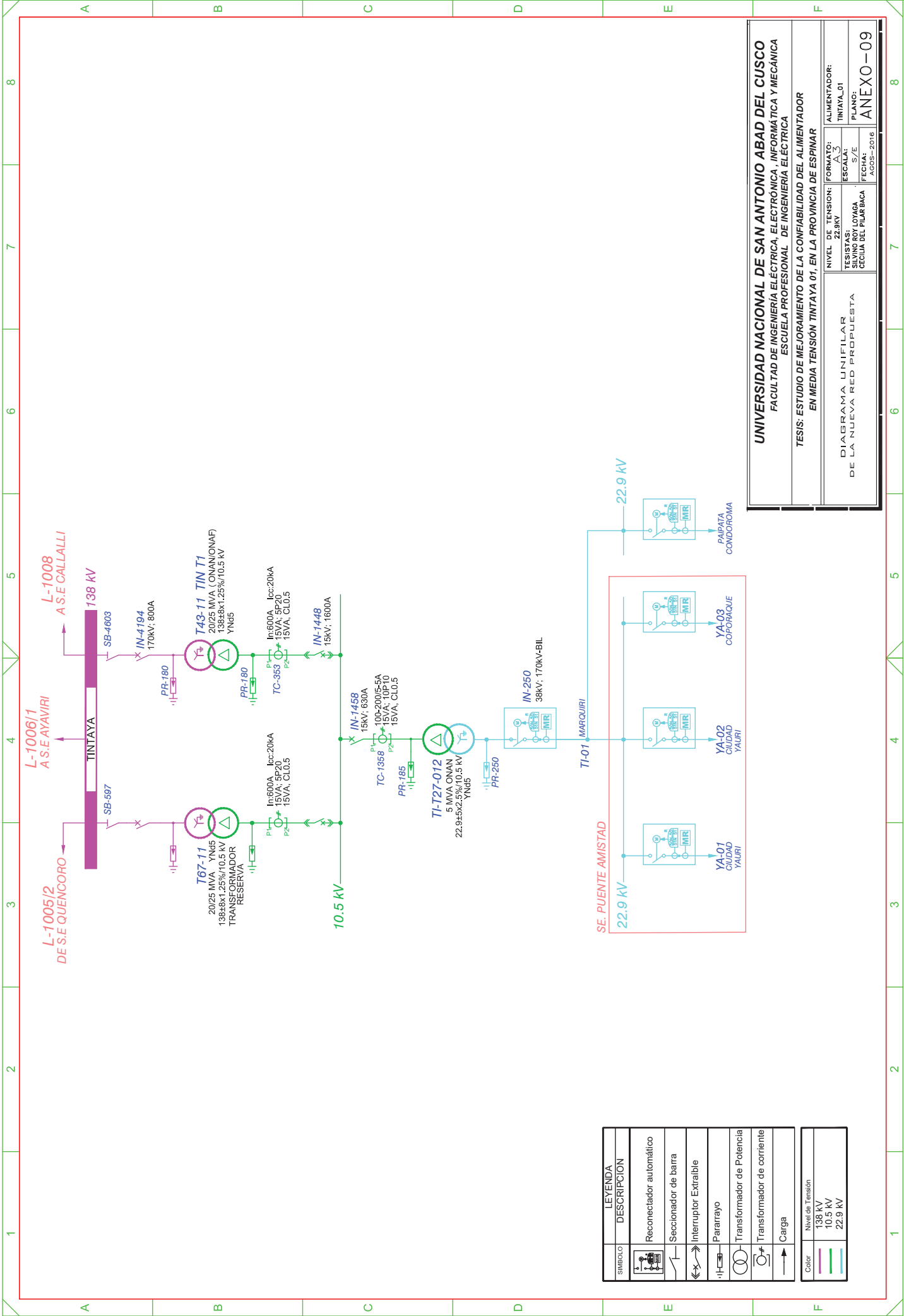
RECTOR

NIVEL GEOGRAFICO

0 500 metros - más (Barra de Gráfica)

[illegible]

RECONECTADORES



UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS: ESTUDIO DE MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR

EN MEDIA TENSION TINTAYA 01, EN LA PROVINCIA DE ESPINAR

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA NUEVA RED PROPUESTA	NIVEL DE TENSION:	22.9KV	ALIMENTADOR:	TINTAYA-01
	TESTISTAS:	SEBASTIÁN ROY LOYAGA CECILIA DEL PUERTO	ESCALA:	1/3
	FECHA:	AGOSTO-2016	PLANO:	ANEXO-09