

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y
COMPUTACIÓN

TESIS DE GRADO:

**Análisis aplicado de la calidad del servicio técnico en
empresa eléctrica distribuidora**

Presentado por:

**Jenny Balseca Pachar
Luis Morejón Gómez**

Para obtener el título de **Ingeniería en Electricidad**

Guayaquil - Ecuador

Año 2023

DEDICATORIA

Con amor y gratitud, dedico esta tesis a mis queridos padres, Bernardo Morejón y Emma Inés Gómez, cuyo esfuerzo y apoyo incondicional han sido mi mayor inspiración. Asimismo, extendo esta dedicación a mis apreciados familiares y amigos, cuya presencia y aliento han sido fundamentales en la obtención de este logro.

Luis Morejón Gómez

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a la memoria de mi amado padre, Ricardo Balseca, quien ya no está físicamente presente, pero cuya inspiración y apoyo inquebrantable me guiaron en cada paso de mi viaje académico. A mi madre, Rosa Pachar, quien con su paciencia y esfuerzo, me ha apoyado para alcanzar cada una de mis metas. También deseo expresar un reconocimiento especial a mis maestros y amigos que, de manera directa o indirecta, me han guiado y forman parte de este logro. Su apoyo y orientación han sido cruciales en mi camino hacia la culminación de esta tesis.

Jenny Balseca Pachar

AGRADECIMIENTOS

Deseamos expresar nuestra profunda gratitud hacia el Ph.D. Xavier Zambrano, nuestro tutor, cuya experiencia y conocimiento han sido la principal guía que nos ha llevado a completar este trabajo. Además, extendemos nuestro agradecimiento eterno a nuestras familias, quienes han sido una fuente inagotable de apoyo. No podemos dejar de reconocer a nuestros amigos y compañeros, quienes nos respaldaron durante las extenuantes horas de estudio y la cumplimentación de tareas. Todo esto, en conjunto, nos ha permitido alcanzar el gran objetivo que nos propusimos. También, queremos expresar nuestro agradecimiento al MSc. Ivan Endara Vélez, docente de la materia integradora, por sus valiosas recomendaciones en el desarrollo de esta tesis.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Luis Morejon Gómez y Jenny Balseca Pachar damos nuestro consentimiento para que la ESPOL, realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Luis Alfredo Morejón Gómez

Jenny Stefania Balseca Pachar

EVALUADORES

MSc. Angel Reacalde Lino
Profesor de materia integradora

MSc. Ivan Endara Vélez
Profesor de materia integradora

PhD. Xavier Zambrano Aragundy
Profesor tutor

RESUMEN

Este estudio se centra en abordar la problemática de la confiabilidad del suministro eléctrico en sistemas de distribución (SED) mediante una propuesta técnico-económica. Se lleva a cabo un análisis de la calidad del servicio técnico prestado por las empresas eléctricas distribuidoras (EEDs) CNEL EP Milagro y CNEL EP Los Ríos, en base a la regulación establecida por ARCERNNR-002/20. El propósito radica en presentar una solución que mejore los indicadores FMIK y TTIK, utilizados para evaluar la eficiencia y continuidad del suministro eléctrico.

El enfoque metodológico incluye diversas etapas. En primer lugar, se evalúa el impacto de no registrar los eventos de interrupción en derivaciones. Luego, se realiza un análisis de los indicadores FMIK y TTIK basado en datos recopilados de ARCERNNR en los últimos cuatro años a nivel nacional. A continuación, se efectúa un análisis técnico del estado actual del suministro eléctrico de las EEDs CNEL EP Milagro y CNEL EP Los Ríos, empleando información recolectada para comprender la calidad del servicio eléctrico brindado.

La propuesta radica en la presentación de diversos escenarios operativos distintos, en el ámbito de atención de eventos de fallo a través de equipos telegestionado (reconectador) cada uno con su respectivo análisis técnico y económico. Estos escenarios tienen como objetivo demostrar la viabilidad técnica y económica de la implementación del sistema propuesto, identificando los contextos en los que la solución es factible y tiene un impacto positivo para fomentar la continuidad del suministro eléctrico.

Palabras clave: Confiabilidad, suministro eléctrico, calidad del servicio técnico, FMIK, TTIK, regulación ARCERNNR-002/20, eficiencia, viabilidad técnica y económica.

ABSTRACT

This study focuses on addressing the problem of reliability of electricity supply in distribution systems (SED) through a technical-economic proposal. An analysis of the quality of the technical service provided by the electric distribution companies (EEDs) CNEL EP Milagro and CNEL EP Los Ríos is carried out, based on the regulation established by ARCERNNR002/20. The purpose is to present a solution to improve the FMIK and TTIK indicators, used to evaluate the efficiency and continuity of electricity supply.

The methodological approach includes several stages. Firstly, the impact of not recording the interruption events in shunts is evaluated. Next, an analysis of the FMIK and TTIK indicators is performed based on data collected from ARCERNNR over the last four years at the national level. Next, a technical analysis of the current state of the electricity supply of the EEDs CNEL EP Milagro and CNEL EP Los Ríos is carried out, using information collected to understand the quality of the electricity service provided.

The proposal is based on the presentation of several different operational scenarios, in the field of failure events attention through remotely managed equipment (recloser), each one with its respective technical and economic analysis. These scenarios are intended to demonstrate the technical and economic feasibility of implementing the proposed system, identifying the contexts in which the solution is feasible and has a positive impact on promoting the continuity of electricity supply.

Keywords: Reliability, power supply, technical service quality, FMIK, TTIK, regulation ARCERNNR-002/20, efficiency, technical and economic feasibility.

Índice general

Índice de figuras	10
Índice de tablas	10
1. Generalidades	14
1.1. Introducción	14
1.2. Descripción del problema	15
1.3. Justificación del problema	15
1.4. Objetivos	15
1.4.1. Objetivo general	15
1.4.2. Objetivos específicos	15
1.5. Estructura de la tesis	16
2. Marco teórico	17
2.1. Interrupciones en el sistema de distribución eléctrico	17
2.1.1. Registro y clasificación de los eventos de interrupción	17
2.1.2. Interrupciones para considerar	18
2.2. Determinación del tipo de alimentador	18
2.3. Frecuencia media de interrupciones por kVA nominal instalado	19
2.4. Tiempo total de interrupciones por kVA nominal instalado	19
2.5. Otros indicadores	20
2.6. Evaluación de la calidad del servicio técnico	21
2.6.1. Incumplimiento parcial de los índices globales e individuales	21
2.6.2. Incumplimiento reiterado	21
2.7. Metodología para el cálculo de los indicadores de calidad de servicio técnico	21
2.7.1. Referencia analítica del indicador de calidad de servicio técnico (mensual)	21
2.7.2. Indicadores de calidad (anual)	23
2.8. Normativa internacional para el control de la calidad del servicio técnico de distribución de energía eléctrica	24
2.8.1. Normativa peruana	24
2.8.2. Normativa colombiana	25
2.8.3. Contraste de las normativas	25
2.9. Infraestructura asociada al control y mitigación de las interrupciones de servicio eléctrico	26

2.9.1. Coordinación de protecciones	26
2.9.2. Infraestructura en redes eléctricas de distribución	26
3. Metodología	29
3.1. Análisis de la normativa nacional	29
3.1.1. Afectación estimada	29
3.1.2. Desarrollo	31
3.1.3. Indicadores registrados	32
3.2. Experiencia del usuario	34
4. Resultados y análisis	43
4.1. Caso de estudio	43
4.1.1. Alimentador Los Ángeles (Guayaquil)	43
4.1.2. Reconectador	43
4.1.3. Eventos de Falla	45
4.1.4. Análisis del caso de estudio	45
4.2. Experiencia en Brasil	46
4.2.1. Análisis de la experiencia en Brasil	46
4.3. Análisis técnico de diferentes escenarios de estudio	46
4.3.1. Escenarios	46
4.3.2. Efecto del reconectador en el indicador FMIK	47
4.3.3. Efecto del reconectador en el indicador TTIK	48
4.4. Análisis económico de diferentes escenarios de estudio	49
4.4.1. Ganancias y beneficios	50
4.4.2. Egresos	51
4.4.3. Viabilidad económica	52
5. Conclusiones y trabajos futuros	54
5.1. Conclusiones	54
5.2. Recomendaciones	55
5.3. Trabajos futuros	55
Apéndice.	55
A. Encuesta experiencia del usuario	56
B. Análisis económico	60
B.1. Escenario 1	60
B.2. Escenario 2	61
B.3. Escenario 3	62
B.4. Escenario 4	62
B.5. Escenario 5	63
C. Reconectador	64
C.1. Ficha técnica	65
C.2. Informe implementación de reconectores monofásicos	65

Índice de figuras

3.1. Ejemplo de la afectación de los indicadores al incluir derivaciones.	30
3.2. Promedio FMIK de las empresas eléctricas a nivel nacional. Fuente: ARCERNNR.	33
3.3. Promedio TTIK de las empresas eléctricas distribuidoras a nivel nacional. Fuente: ARCERNNR.	33
3.4. Promedio FMIK de las Unidades de Negocio a nivel nacional. Fuente: ARCERNNR.	34
3.5. Promedio TTIK de las Unidades de Negocio a nivel nacional. Fuente: ARCERNNR.	34
3.6. Histograma, tiempo de atención al centro de llamado.	35
3.7. Histograma, tiempo de restauración del servicio de energía eléctrica.	36
3.8. Histograma, número de desconexiones del servicio eléctrico por usuario.	37
3.9. Tiempo de restauración del servicio eléctrico.	37
3.10. Frecuencia de desconexiones del servicio eléctrico.	38
3.11. Histograma, tiempo de atención al centro de llamado.	39
3.12. Histograma, tiempo de restauración del servicio de energía eléctrica.	39
3.13. Histograma número de desconexiones del servicio eléctrico por usuario.	40
3.14. Tiempo de restauración del servicio eléctrico.	41
3.15. Frecuencia de desconexiones del servicio eléctrico.	41
4.1. Ubicación geográfica del reconectador y de la subestación eléctrica. Fuente: Geoportal.	44
4.2. Ubicación de la derivación donde se instalo el reconectador monofásico. Fuente: Geoportal.	44
4.3. Reconectador monofásico ROCKET – 1. Fuente: HARTBR.	45
4.4. Efecto del reconectador en el indicador FMIK.	48
4.5. Efecto del reconectador en el indicador TTIK.	49
4.6. Viabilidad económica.	52
A.1. Encuesta Unidad de Negocio Milagro.	58
A.2. Encuesta Unidad de Negocio Los Ríos.	59
B.1. Cálculo de las herramientas financieras VAN, TIR, payback, para el escenario planteado.	60
B.2. Cálculo de las herramientas financieras VAN, TIR, payback, para el escenario planteado.	61
B.3. Cálculo de las herramientas financieras VAN, TIR, payback, para el escenario planteado.	62
B.4. Cálculo de las herramientas financieras VAN, TIR, payback, para el escenario planteado.	62

B.5. Cálculo de las herramientas financieras VAN, TIR, payback, para el escenario planteado.	63
C.1. Reconector ROCKEt-1.	64
C.2. Características del reconector.	65

Índice de tablas

2.1. Clasificación de los alimentadores	18
2.2. Límites del indicador FMIK para la calidad del servicio técnico.	19
2.3. Límites del indicador TTIK para la calidad del servicio técnico.	20
2.4. Datos del alimentador propuesto.	22
2.5. Características de los eventos de interrupción del mes de enero.	22
2.6. Datos de los alimentadores del sistema.	22
2.7. Características de los eventos de interrupción del mes de febrero.	23
2.8. Resultados de indicadores de calidad de servicio técnico.	23
2.9. Ejemplo de cálculo del índice de calidad anual.	24
2.10. Indicadores de calidad de suministro en Perú.	25
2.11. Indicadores de servicio técnico en distribuidoras de Colombia, Perú y Ecuador.	26
3.1. Características de las fallas	30
3.2. Resultados del ejercicio.	32
3.3. Característica de la muestra tomada.	35
4.1. Eventos de fallas.	45
4.2. Experiencia en Brasil. Fuente: HARTBR.	46
4.3. Escenarios planteados.	47
4.4. Características de los eventos de falla.	47
4.5. Costo referencial para atender un evento de interrupción.	50
4.6. Ahorro por reducción de los costos de administración y operación.	50
4.7. Ganancia CENS.	51
4.8. Ganancia total.	51

Capítulo 1

Generalidades

1.1. Introducción

La reactivación económica post pandemia covid-19, aumentó el consumo de energía eléctrica en los tres primeros meses del año 2023, según el CENACE incrementó un 8% en comparación al primer trimestre del año 2022 [Orozco, 2023]. La demanda de energía eléctrica en Ecuador está en constante crecimiento, lo cual está asociado con el desarrollo del país. Para que la generación crezca a la par con la demanda de energía eléctrica el sector eléctrico ecuatoriano debe tener constante inversión para brindar un servicio continuo y confiable a los usuarios [Barragan, 2020]. La confiabilidad juega un papel importante dentro de los sistemas eléctricos de potencia, ya que a nivel mundial se tiene gran necesidad de energía eléctrica, por lo que el suministro debe ser continuo. La confiabilidad de un sistema está directamente relacionada con la inversión que este reciba [Sierra, 2010].

La entidad que se encarga de regular y controlar el sector eléctrico ecuatoriano se llama AR-CERNNR (Agencia de Regulación y Control), además fija normas técnicas y de calidad para los sistemas de distribución, generación y comercialización de energía eléctrica y, sin lugar a duda el rol más importante del que se encarga es de verificar el cumplimiento de las normas emitidas, la fiabilidad del sistema eléctrico se puede representar y analizar en base a diferentes indicadores, los cuales nos permiten conocer la sensibilidad del sistema ante una falla. En el año 2018 entró en vigor la regulación que define los indicadores de calidad de suministro y sus límites, dicha ley es No. ARCONEL 005/18 con el nombre de “calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”, este marco normativo busca mejorar la calidad del servicio en los usuarios utilizando los indicadores FMIK (frecuencia media de interrupción) y TTIK (tiempo total de interrupción) [Torres, 2013].

En América Latina, típicamente con abundantes recursos hídricos, se trata de aprovechar al máximo los cauces de los ríos para producir energía eléctrica, por lo que, los países se ven obligados a fortalecer sus relaciones bilaterales como es el caso entre Ecuador, Colombia y Perú. Los sistemas eléctricos interconectados que mantiene Ecuador con estos dos países le permiten exportar energía eléctrica y a su vez tener respaldo en caso de una posible vulnerabilidad en el sistema eléctrico. A diferencia del Ecuador estos países miden principalmente su calidad de energía eléctrica basado en los indicadores SAIFI y SAIDI [Calvo, 2021].

1.2. Descripción del problema

Actualmente, los indicadores de calidad de servicio técnico se miden y monitorean en puntos estratégicos de la red eléctrica, como en las subestaciones o en los alimentadores principales. Las derivaciones al ser ramificaciones más pequeñas de la red eléctrica, y debido a su naturaleza descentralizada y distribuida, no suelen contar con sistemas de medición de calidad de servicio técnico individualizados. Al no existir equipos que recopilen datos de los eventos de interrupción en los ramales secundarios, ocasiona que las mediciones globales del alimentador sean inexactas y afecten la evaluación de calidad del servicio eléctrico.

Los errores en la lectura de los índices de calidad de servicio técnico tienen un gran impacto en la evaluación del desempeño de la empresa eléctrica distribuidora y en la identificación de problemas reales de calidad del servicio eléctrico, lo que afecta en la solución inmediata de las interrupciones.

1.3. Justificación del problema

Medir los índices de calidad solo en los alimentadores principales ocasiona que las interrupciones en los puntos de carga de derivaciones no se estén registrando adecuadamente, lo que provoca que no sean atendidas rápidamente, originando un impacto negativo en la gestión eficiente de los eventos de interrupción, localización y resolución de fallas, tiempo de respuesta y restablecimiento del servicio eléctrico. Además, se genera pérdidas económicas en la empresa eléctrica distribuidora, por estas razones es importante llevar a cabo este estudio.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

- Analizar la calidad de servicio técnico de las empresas eléctricas distribuidoras CNEL EP Milagro y CNEL EP Los Ríos, basado en el cumplimiento de los límites establecidos en la regulación Nro. ARCERNNR-002/20, para proponer una solución técnico-económica que disminuya significativamente los indicadores FMIK y TTIK.

1.4.2. Objetivos específicos

- Analizar la Regulación Nro. ARCERNNR 002/20, para el estudio de los índices de calidad de servicio técnico, límites establecidos y penalizaciones de la empresa eléctrica distribuidora.
- Conocer el estado actual de calidad del suministro eléctrico que brinda las empresas distribuidoras, por medio de datos e información recolectada.
- Formular una solución genérica para disminuir significativamente los indicadores de calidad de suministro eléctrico (FMIK y TTIK) en redes de distribución, conforme el contexto actual operativo nacional.

1.5. Estructura de la tesis

Con el propósito de ofrecer un documento con una estructura sólida, a continuación se describe cada capítulo.

En el capítulo 2, se efectuó un estudio de la regulación ARCERNNR 002/20, junto con la realización de ejercicios clave orientados a la comprensión de los indicadores FMIK y TTIK. Asimismo, se procedió a mencionar las normativas aplicables en países tales como Colombia y Perú. Por otro lado, se abordaron en detalle los indicadores de calidad de suministro en la región, incluyendo sus límites correspondientes.

En el capítulo 3, se llevó a cabo un estudio de la regulación Nro. ARCERNNR-002/20 a nivel nacional, complementado con un ejercicio para comprender las implicaciones de no considerar los eventos de interrupción en las derivaciones. Además, se procedió con el análisis de los indicadores de calidad suministro eléctrico, tanto desde la perspectiva de las empresas eléctricas como desde la de las Unidades de Negocio para un periodo de cuatro años. Por último, se ejecutó una encuesta dirigida a los usuarios de las zonas urbanas de Los Ríos y Milagro, con el objetivo de conocer la calidad de suministro eléctrico.

En el capítulo 4, se llevó a cabo una evaluación técnico-económica de cada uno de los escenarios mencionados en la referida sección. Para determinar la viabilidad de instalar los equipos en las derivaciones, se utilizaron herramientas tales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación (payback), tomando como referencia los casos de estudio en Guayaquil y Brasil.

En el capítulo 5, se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas de la evaluación de los resultados obtenidos a lo largo de los capítulos anteriores. Además, se incorpora una sección destinada a exponer los temas de trabajo futuro.

Capítulo 2

Marco teórico

En esta sección del documento, se exponen los conceptos y técnicas empleados en el cálculo de los índices de calidad relacionados con el servicio técnico eléctrico mensual y anual. Asimismo, se detallan las sanciones contempladas por la normativa vigente. Como complemento, se efectúa un análisis de las normativas regionales aplicables en los países de Perú y Colombia. Por último, se abordan los conceptos relativos a la coordinación de protecciones y los equipos utilizados en las redes de distribución para comprender la estructura del sistema de distribución eléctrica.

2.1. Interrupciones en el sistema de distribución eléctrico

En la actualidad, el suministro eléctrico es imprescindible en las actividades diarias de los usuarios. Los agentes reguladores son los encargados de controlar el cumplimiento de las normativas para promover un buen servicio de energía eléctrica. En caso de no cumplirse con los indicadores de suministro de energía eléctrica pertinentes, se tendrá como efecto reclamos de los consumidores e industria en general.

2.1.1. Registro y clasificación de los eventos de interrupción

Los indicadores están asociados a la evaluación de la calidad del servicio técnico, y las empresas eléctricas distribuidoras deben entregar la información de todas las interrupciones, cumpliendo con los siguientes criterios.

- Fecha, hora de inicio y fin de la interrupción.
- Duración, causa y origen de la interrupción.
- Potencia nominal [kVA] fuera de servicio por la interrupción.
- Número e identificación de los consumidores afectados por la interrupción.
- Equipos operados a consecuencia de la interrupción.

La empresa distribuidora debe clasificar las interrupciones considerando la Regulación ARCERNNR – 002/20, es decir, por su naturaleza de origen y la causa que lo generó. A continuación, se presenta como se encuentran registradas en el sector eléctrico:

a: Duración

- Breves: Eventos menores a 3 minutos.
- Largas: Eventos mayores a 3 minutos.

b: Origen

- Internas: Se producen en el interior de la empresa distribuidora y esta asume plena responsabilidad sobre la ocurrencia de dichas interrupciones.
- Externas: Son provocadas por un fallo en el generador, problemas de transmisión, suspensiones generales del servicio, la empresa distribuidora o algún consumidor.

c: Causa

- Programadas: Mantenimiento, ampliaciones, mejoras, maniobras, entre otras.
- No programadas: Climáticas, ambientales, fallas en la red eléctrica, terceros, etc.

2.1.2. Interrupciones para considerar

Conforme la regulación del sistema eléctrico ecuatoriano, los eventos de interrupción considerados, son aquellos tienen una duración mayor a tres minutos, incluyendo las interrupciones internas y externas, programadas y no programadas. Por otro lado, las interrupciones que no serán consideradas en la evaluación del cálculo de los índices de calidad son aquellas causadas por consumidores particulares dentro de sus predios, suspensiones generales del servicio y eventos de fuerza mayor [ARCERNNR, 2020].

2.2. Determinación del tipo de alimentador

Determinar el tipo de alimentador es importante para poder identificar los límites establecidos por la normativa. En el mercado encontraremos dos tipos de alimentadores, los cuales se clasifican conforme lo detalla el Tabla 2.1 [ARCERNNR, 2020]:

Tipo de alimentador	Valor (kVA/km)
Baja densidad	$TA < 50$
Alta densidad	$TA \geq 50$

Tabla 2.1: Clasificación de los alimentadores

Para calcular el tipo de alimentador y poder identificarlo se utiliza la siguiente ecuación:

$$TA = \frac{kV A_{insj}}{km_j} \quad (2.1)$$

Donde:

- TA: Tipo de alimentador (kVA/km).

- kVA_{instj} : Potencia nominal instalada total de los transformadores de distribución del alimentador “j”, expresado en kVA.
- Km_j : Sumatoria de la longitud de línea monofásica, dos fases y trifásicas del alimentador “j”, expresado en km.

2.3. Frecuencia media de interrupciones por kVA nominal instalado

Indica la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción del servicio en la red eléctrica, el cual se calcula de la siguiente manera [ARCERNNR, 2020]:

$$FMIK = \frac{kVA_i}{kVA_{ti}} \quad (2.2)$$

Donde:

- FMIK: Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción.
- kVA_i : kVA nominales fuera de servicio debido a la interrupción i.
- kVA_{ti} : kVA nominales instalados en la red en el instante de la interrupción i.

Los límites establecidos del indicador de calidad de servicio técnico FMIK, para un periodo de doce meses continuos del año, tendrá los siguientes límites detallados en el Tabla 2.2 [ARCERNNR, 2020]:

Índice	Red	Alta densidad	Baja densidad
FMIK	6,0	7,0	9,5

Tabla 2.2: Límites del indicador FMIK para la calidad del servicio técnico.

2.4. Tiempo total de interrupciones por kVA nominal instalado

Indica el tiempo medio en el que el kVA promedio estuvo fuera servicio, se calcula de la siguiente manera [ARCERNNR, 2020]:

$$TTIK = \frac{kVA_i * t_i}{kVA_{ti}} \quad (2.3)$$

Donde:

- TTIK: Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción.
- t_i : Duración de la interrupción i expresada en horas.

Los límites establecidos del indicador de calidad de servicio técnico TTIK, para un periodo continuo de doce meses durante el año, contará con los siguientes límites especificados en el Tabla 2.3 [ARCERNNR, 2020]:

Índice	Red	Alta densidad	Baja densidad
TTIK	8,0	10	16

Tabla 2.3: Límites del indicador TTIK para la calidad del servicio técnico.

2.5. Otros indicadores

A nivel regional existen otros indicadores de confiabilidad enfocados a evaluar las interrupciones, descritas a continuación [Gonen, 2008].

SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*): Este indicador mide la duración promedio de las interrupciones percibidas por un usuario conectado a la red eléctrica y se mide en minutos u horas.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Usuarios afectados en cada interrupción} \times \text{Duración de cada interrupción}}{\text{Total de usuarios del sistema eléctrico}} \quad (2.4)$$

SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*): Se encarga de medir la cantidad promedio de veces en las cuales un usuario de la red eléctrica experimenta interrupciones.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Usuarios afectados en cada interrupción}}{\text{Total de usuarios del sistema eléctrico}} \quad (2.5)$$

CAIFI (*Customer Average Interruption Duration Index*): Indica la frecuencia promedio por cliente afectado.

$$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes interrumpidos}} \quad (2.6)$$

CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*): Muestra el tiempo promedio de interrupción por consumidor afectado, también se puede calcular directamente entre la relación de los indicadores SAIDI y SAIFI respectivamente.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Número total de interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes interrumpidos}} \quad (2.7)$$

ENS: Este indicador hace referencia a la potencia no suministrada.

$$ENS = \sum \text{Potencia no suministrada} \times \text{Tiempo de interrupción.} \quad (2.8)$$

2.6. Evaluación de la calidad del servicio técnico

La ARCERNNR supervisa y controla los indicadores de calidad de servicio técnico a través del sistema informático denominado ADMS. En el caso de encontrarse con una falta a la regulación, se procederá a ejecutar sanciones establecidas en la normativa vigente, las cuales son [ARCERNNR, 2020]:

2.6.1. Incumplimiento parcial de los índices globales e individuales

La ARCERNNR establece sanciones para las distribuidoras de energía eléctrica que incumplan los indicadores de calidad de servicio técnico en la red o alimentadores. En caso de incumplimiento, se aplicará una sanción de 20 salarios básicos unificados por cada índice no cumplido, y la distribuidora deberá corregir los problemas en un plazo máximo de 120 días desde la notificación. Si la distribuidora incumple de manera reincidente, se aplicará una sanción de 30 salarios básicos unificados.

2.6.2. Incumplimiento reiterado

En caso de un incumplimiento reiterado de los indicadores de servicio técnico por parte de la distribuidora, si no logra corregir los incumplimientos dentro del plazo establecido después de la sanción, la ARCERNNR iniciará el proceso de imposición de sanción. Por cada indicador o índice incumplido, se aplicará una sanción de 30 salarios básicos unificados. En caso de reincidencia, la sanción será de 40 salarios básicos unificados por cada indicador o índice no cumplido.

2.7. Metodología para el cálculo de los indicadores de calidad de servicio técnico

Para el cálculo de los índices de calidad del servicio técnico es elemental que los eventos de interrupción cuenten con una base de datos que incluya la siguiente información:

- Potencia instalada fuera de servicio debido a la interrupción.
- Mes y año en el que ocurrió la falla.
- Duración de la interrupción.
- Potencia instalada del sistema.

2.7.1. Referencia analítica del indicador de calidad de servicio técnico (mensual)

A continuación, se presentan dos ejemplos que detallan el cálculo de los índices FMIK y TTIK conforme a la normativa nacional.

Ejemplo 1: La empresa eléctrica distribuidora posee un alimentador que consta de 225 transformadores, en el Tabla 2.4, se muestra la potencia y número de los equipos instalados:

Cantidad	Potencia de cada transformador [kVA]	Potencia total instalada [kVA]
75	100	22500
50	150	
100	75	

Tabla 2.4: Datos del alimentador propuesto.

Se registraron 7 eventos de interrupción en el mes de enero, los cuales se detallan en el Tabla 2.5:

Semana del mes	Transformadores fuera de servicio	Tiempo [h]	Potencia fuera de servicio [kVA]
Primera	12	1	1350
	7	1,5	1275
Segunda	16	2	1500
Tercera	15	1,5	1250
	14	0,5	1350
Cuarta	15	1,3	1250
	11	2,2	900
Total	90	10	8875

Tabla 2.5: Características de los eventos de interrupción del mes de enero.

Utilizando la ecuación 2.2 y 2.3, se calculó el indicador FMIK y TTIK, dando como resultado 0,394 fallas/kVA mensual y 0,5519 horas/kVA mensuales respectivamente.

Ejemplo 2: La empresa eléctrica distribuidora posee tres alimentadores, en el Tabla 2.6, se presentan los detalles de cada alimentador:

Alimentadores	Cantidad de transformadores	Potencia de cada transformador [kVA]	Potencia total instalada [kVA]
Alimentador 1	50	167	21850
	100	75	
	60	100	
Alimentador 2	50	167	29600
	150	75	
	100	100	
Alimentador 3	100	167	37950
	150	75	
	100	100	

Tabla 2.6: Datos de los alimentadores del sistema.

Se registraron 21 eventos de interrupción en el mes de febrero, los cuales se muestran en el Tabla 2.7.

Alimentador	Semana del mes	Transformadores fuera de servicio	Tiempo [h]	Potencia fuera de servicio [kVA]
1	Primera	10	3,2	1210
		20	3,5	1750
	Segunda	15	2,5	1250
	Tercera	12	2,4	950
		10	2,1	875
	Cuarta	15	3,2	1585
		18	2,6	1550
Total	100	19,5	9170	
2	Primera	15	2,5	1250
		20	4,3	2420
	Segunda	50	3,5	4250
	Tercera	35	3,2	3000
		25	2,5	3170
	Cuarta	20	4,2	1625
		30	4,3	3170
Total	195	24,5	18885	
3	Primera	20	4,7	1750
		15	5,3	1585
	Segunda	30	4,5	4005
	Tercera	25	5,1	2375
		15	5,5	1835
	Cuarta	25	5,3	3505
		20	4,5	2670
Total	150	34,9	17725	

Tabla 2.7: Características de los eventos de interrupción del mes de febrero.

Utilizando la ecuación 2.2 y 2.3, se calculó el indicador FMIK y TTIK, para cada alimentador, en el Tabla 2.8. se observan los resultados obtenidos.

Alimentador	FMIK	TTIK
1	0,4167	1,2056
2	0,6380	2,2428
3	0,4671	2,3042

Tabla 2.8: Resultados de indicadores de calidad de servicio técnico.

Finalmente, para el ejemplo planteado, se obtuvo que la empresa distribuidora tiene un FMIK de 1,52 fallas/kVA mensual y un TTIK de 5,75 horas/kVA mensuales.

2.7.2. Indicadores de calidad (anual)

Para calcular el índice anual de calidad de suministro técnico, se utilizan los valores promedio de los últimos 12 meses. A continuación, se muestra un ejemplo en la Empresa Eléctrica Distribuidora

de Guayaquil, donde se tienen los siguientes indicadores de calidad.

Mes	FMIK	FMIK acumulado
Enero	3,28	3,28
Febrero	3,28	$3,28+3,28 = 6,56$
Marzo	2,67	$6,56+2,67 = 9,13$
Abril	2,66	$9,13+2,66 = 11,79$
Mayo	2,73	$11,79+2,73 = 14,52$
Junio	2,49	$14,52+2,49 = 17,01$
Julio	2,59	$17,01+2,59 = 19,6$
Agosto	2,44	$19,6+2,44 = 22,04$
Septiembre	2,31	$22,4+2,31 = 24,35$
Octubre	2,34	$24,35+2,34 = 26,69$
Noviembre	2,39	$26,69+2,39 = 29,08$
Diciembre	2,26	$29,08+2,26 = 31,34$
Total	31,34	$31,34/12 = 2,62$

Tabla 2.9: Ejemplo de cálculo del índice de calidad anual.

Como se muestra en el Tabla 2.9, en el proceso de calcular el indicador anual FMIK se toma en cuenta el valor promedio del FMIK durante los últimos 12 meses. De manera análoga se realiza el cálculo del indicador TTIK.

2.8. Normativa internacional para el control de la calidad del servicio técnico de distribución de energía eléctrica

Las políticas regulatorias comprenden un conjunto de normas establecidas por un gobierno o entidad competente para supervisar ciertas actividades con el objetivo de proteger el interés público y generar un mayor nivel de bienestar en los consumidores.

2.8.1. Normativa peruana

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos y la responsabilidad de su implementación recae en el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), que también se encarga de aplicar penalidades y compensaciones tanto a empresas eléctricas como a clientes [Mimbela, 2021]. Según el Decreto Supremo Nro 020-97-EM, se considera como interrupción a toda falta de suministro en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causada por la salida de equipos en las instalaciones del suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, por mantenimiento, maniobra, ampliaciones, entre otros. Para efectos de la norma, no se consideran interrupciones aquellas cuya duración es menor a tres minutos, ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados por la autoridad competente. Con base en estas normas del servicio eléctrico, los indicadores de calidad de servicio eléctrico utilizados en Perú son SAIFI y SAIDI. El sector eléctrico peruano está clasificado por sector típico, los cuales son [Sayas, 2013] :

- STD1 - Lima.
- STD2 - Principales capitales de provincias.
- STD3 - Principales distritos.
- STD4 - Localidades urbano-rurales.
- STD5 - Localidades rurales.

Los indicadores de calidad de suministro eléctrico mediante la Resolución 590-2007-OS/CD, establece los siguientes límite:

Sector-tipo	SAIDI	SAIFI
1	3	6,5
2	9	5
3	7	9
4	12	24
5	16	40

Tabla 2.10: Indicadores de calidad de suministro en Perú.

2.8.2. Normativa colombiana

En el año 1194, con fundamento en las leyes 142 y 143, se estableció la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Su propósito principal es supervisar y regular los servicios públicos domiciliarios, incluyendo la energía eléctrica y los tipos de gas (gas natural y gas licuado de petróleo). Entre las responsabilidades que tiene se encuentra la regulación de los monopolios naturales y la fijación de tarifas para los usuarios regulados, siguiendo los criterios establecidos por la ley [Quintero, 2013].

En el año 2018, la CREG emitió la Resolución Nro. 015 mediante la cual se introdujeron los indicadores de calidad de servicio eléctrico SAIFI y SAIDI para medir la duración y frecuencia promedio de las interrupciones ocurridas durante un año. La resolución establece los siguientes límites, un SAIDI de 25 y un SAIFI de 32 para los indicadores de calidad del servicio técnico eléctrico [Jiménez, 2015].

2.8.3. Contraste de las normativas

Existen similitudes entre los mercados eléctricos de Perú, Colombia y Ecuador. Estos mercados comprenden tanto compradores regulados como no regulados (usuarios libres). En el caso del mercado eléctrico peruano, para ser considerado un usuario libre se requiere tener una capacidad instalada en el sistema mayor a 2500 kW. En Colombia la condición es tener un consumo de al menos 55 MWh al mes. En Ecuador, para ser considerado un cliente libre se debe tener un consumo superior 700 MWh/año, y además una demanda máxima mayor a 1000 kW en los últimos 12 meses [Jiménez, 2015].

Por otro lado, las normas utilizadas para establecer los indicadores de calidad de suministro en estos países coinciden en que los indicadores de calidad utilizados alrededor del año 2000 no eran suficientes para mejorar la calidad del servicio eléctrico en los usuarios. Por esta razón Colombia y

Perú implementaron nuevos indicadores, tales como son el SAIDI y SAIFI. El Tabla 2.11, muestra los indicadores según el país y sus respectivos límites.

CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO	COLOMBIA	PERÚ	ECUADOR
Duración	$\geq 5Min$	$\geq 3Min$	$\geq 3Min$
Indicadores	SAIDI-SAIFI-DES-FES	SAIDI-SAIFI	FMIK-TTIK
Límites	SAIDI: 25	SAIDI: 12	FMIK: 6
	SAIFI: 32	SAIFI: 7	TTIK: 8

Tabla 2.11: Indicadores de servicio técnico en distribuidoras de Colombia, Perú y Ecuador.

2.9. Infraestructura asociada al control y mitigación de las interrupciones de servicio eléctrico

El control y mitigación de las interrupciones de servicio eléctrico necesita de una adecuada infraestructura para asegurar el suministro confiable y continuo de energía eléctrica.

2.9.1. Coordinación de protecciones

Las protecciones eléctricas tienen como prioridad salvaguardar el sistema eléctrico ante una falla y aislarla, lo que conlleva a interrumpir el suministro de energía eléctrica con el fin de minimizar los daños en el sistema eléctrico. Entre las coordinaciones más comunes se encuentran [Vallejo, 2007]:

- **Tiempo definido:** En ciertas circunstancias se requiere que la protección opere siempre en un mismo tiempo para cualquier valor de sobre corriente.
- **Tiempo inverso:** En este tipo de coordinación, se basa en que mientras mayor sea la corriente aplicada menor será el tiempo de actuación de la protección eléctrica. Dentro de este tipo de protección existen tres clases de tiempo inverso (tiempo inverso, muy inverso, extremadamente inverso).

Los sistemas de distribución eléctrica están divididos por zonas. Cada zona tiene asignado un dispositivo de protección. Mediante una correcta coordinación de las protecciones, cada dispositivo debe actuar en un tiempo apropiado para aislar la falla dentro su área de operación sin afectar a otras zonas, con lo cual se evita que la falla eléctrica se propague a otras áreas y previene la desconexión eventual del suministro eléctrico en zonas lejanas donde se ocasionó la falla [Anderson, 2022].

2.9.2. Infraestructura en redes eléctricas de distribución

Una infraestructura eléctrica adecuadamente diseñada y en constante mantenimiento nos asegura un suministro de energía eléctrica confiable y eficiente para la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Entre los elementos más importantes para la protección de la red eléctrica tenemos [Anderson, 2022]:

Seccionamiento con fusibles: Este sistema consiste en un interruptor y un fusible, ambos combinados en una sola unidad. La coordinación entre fusibles se realiza en cascada a lo largo de la línea de distribución con la finalidad de separar circuitos en caso de mantenimiento y proteger al circuito en caso de que existan corrientes anormales. Si existe alguna curva de los fusibles que se sobrepone con otra, entonces se dice que no hay coordinación.

Reconector: Este equipo es un componente esencial en los sistemas de distribución eléctrica, surgieron como solución para mejorar la confiabilidad y eficiencia de los sistemas de distribución de energía eléctrica. Los re conectores detectan e interrumpen las corrientes de falla y restauran automáticamente el servicio después de una desconexión momentánea. Si una falla es permanente, el re conector se abre después de un número preestablecido de operaciones y aísla la sección con falla de la parte principal del sistema. Están compuestos por elementos de protección, control y restablecimiento automático [Anderson, 2022].

Actualmente, existen diferentes tipos y configuraciones de re conectores disponibles en el mercado, desde re conectores pequeños para uso en líneas de energía eléctrica monofásicas hasta re conectores trifásicos utilizados en subestaciones. A continuación, se presentan los tres tipos de re conectores más comunes:

- **Reconectores sin monitorización:** Están diseñados para realizar automáticamente el restablecimiento del suministro eléctrico después de un fallo temporal, suelen estar equipados con sensores y mecanismos que detectan la presencia de una falla o interrupción en la red eléctrica. Una vez que detecta la falla, el re conector realiza automáticamente la desconexión de energía eléctrica y luego intenta restablecerla después de un breve periodo de tiempo, generalmente unos pocos segundos.

La falta de comunicación y programabilidad implica que su comportamiento y configuración no se pueda ajustar o personalizar según las necesidades específicas de la red eléctrica. Esto puede ser adecuado en situaciones en las que se requiere una respuesta rápida y automática ante interrupciones, sin intervención manual o ajustes detallados. Sin embargo, es importante tener en cuenta que su funcionalidad es limitada y puede tener ciertas restricciones cuando se requiera una configuración personalizada.

- **Reconectores monitorizados:** Estos re conectores generalmente están contenidos en una carcasa o caja que se monta en postes o estructuras adecuadas. La carcasa proporciona protección contra los elementos externos y facilita el acceso para operaciones de mantenimiento y reparación. Además, suelen tener indicadores visuales, como luces LED o ventanas del dispositivo, estos indicadores pueden mostrar información como el estado de operación, el número de intentos de reconexión, entre otros.

Algunos cuentan con una interfaz de control, que puede ser una pantalla, botones o interruptores, que permiten a los técnicos realizar ajustes y configuraciones en el dispositivo, tales como tiempos de reconexión, número de intentos, entre otros.

La principal ventaja de estos re conectores es que permiten una fácil identificación y localización de fallas en el sistema de distribución eléctrica. Esto facilita las operaciones de restauración del suministro después de una interrupción, ya que los técnicos pueden visualizar y acceder rápidamente al re conector.

- **Reconector telegestionado:** Son dispositivos que permiten una comunicación bidireccional con un sistema centralizado. Están integrados en sistemas de supervisión y control

de distribución (DMS) para facilitar la gestión remota y el monitoreo de la red, lo que proporciona beneficios con el control remoto, el restablecimiento automático, el diagnóstico y mantenimiento predictivo, y la generación de informes y análisis de datos para mejorar la calidad y la eficiencia del suministro eléctrico [Patiño, 2007].

- **Reconectador monofásico:** Estos reconectores se utilizan en situaciones donde se necesita controlar y proteger una fase de la red. Están equipados con sensores y circuitos de control que monitorean constantemente el estado de la fase y pueden desconectar y reconectar el suministro de energía eléctrica de manera automática. Se instalan en postes o estructuras de distribución eléctrica, y están diseñados para soportar las condiciones ambientales y los requisitos de la red en la que se instalan.

La tecnología de telegestión ha experimentado un desarrollo significativo en el sector eléctrico en las últimas décadas, por lo que su uso se ha vuelto más común en los últimos años. Hoy en día, varios fabricantes ofrecen reconectores monofásicos y se están implementando en las redes eléctricas [Patiño, 2007].

Capítulo 3

Metodología

En esta sección se analiza el impacto que tiene la consideración de eventos de interrupción en las derivaciones. Además, se lleva a cabo un análisis de los indicadores de calidad del servicio técnico a nivel nacional.

3.1. Análisis de la normativa nacional

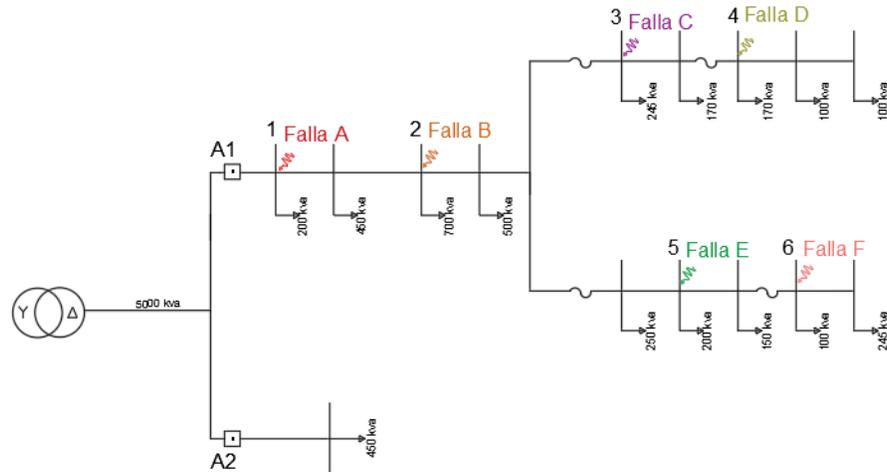
Las compañías eléctricas enfrentan el desafío de implementar dispositivos de medición en las derivaciones de la red eléctrica debido a los costos asociados y el significativo esfuerzo logístico requerido. Como alternativa, recurren a enfoques como el uso de modelos matemáticos, técnicas de muestreo o simulaciones para obtener estimaciones de los indicadores de calidad de servicio técnico FMIK y TTIK. Sobre todo ante la ausencia de mediciones de eventos de interrupción en derivaciones, estos métodos les proporcionan información para la toma de decisiones y la planificación de mejoras en la infraestructura eléctrica.

Sin embargo, es importante señalar que esta práctica puede entrar en conflicto con los requerimientos de la Regulación ARCERNR – 002/20, la cual establece estándares específicos para el registro y seguimiento de las interrupciones en el servicio eléctrico. Dado que la regulación no exige el empleo de medición de las interrupciones en las derivaciones, el uso de estos enfoques no está en total conformidad con las normativas vigentes.

3.1.1. Afectación estimada

A continuación, se presenta un ejercicio didáctico que nos permite confirmar la afectación que tiene no medir los eventos de interrupción en derivaciones.

Se tiene una sección de una red de distribución la cual se muestra en la Figura 3.1. El alimentador A1 cuenta con una capacidad nominal instalada de 5000 kVA y está equipado con un reconectador



SIMBOLOGÍA



Transformador de potencia



Carga [kVA]



Reconector



Fusible

Figura 3.1: Ejemplo de la afectación de los indicadores al incluir derivaciones.

Se presentaron seis eventos de interrupción en un mes, los cuales están detallados en el Tabla 3.1. A continuación se procede a definir los eventos y su ubicación, con la finalidad de calcular los índices FMIK y TTIK en el ejemplo desarrollado.

Falla	Potencia fuera de servicio [kVA]	Tiempo de interrupción [h]	Ubicación
A	3860	0,70	1
B	3860	0,50	2
C	785	2	3
D	370	3	4
E	945	1,50	5
F	345	2,50	6

Tabla 3.1: Características de las fallas

3.1.2. Desarrollo

Considerando las fallas A y B en la troncal del alimentador A1, tal como se muestra en la Figura 3.1, procedemos al cálculo de los indicadores de calidad de servicio técnico FMIK y TTIK. Para llevar a cabo estos cálculos, utilizamos los datos suministrados en el Tabla 3.1 y aplicamos las ecuaciones 2.2 y 2.3, respectivamente.

Falla A:

$$FMIK_i = \frac{3860 \text{ kVA}}{3860 \text{ kVA}} = 1 \text{ falla/kVA}$$

$$TTIK_i = \frac{3860 \text{ kVA} \times 0,70 \text{ h}}{3860 \text{ kVA}} = 0,70 \text{ hora/kVA}$$

Falla B:

$$FMIK_i = \frac{3860 \text{ kVA}}{3860 \text{ kVA}} = 1 \text{ falla/kVA}$$

$$TTIK_i = \frac{3860 \text{ kVA} \times 0,50 \text{ h}}{3860 \text{ kVA}} = 0,5 \text{ hora/kVA}$$

A continuación, se calcula los índices de calidad de servicio técnico en el mes:

$$FMIK_i = 1 + 1 = 2 \text{ falla/kVA}$$

$$TTIK_i = 0,70 + 0,5 = 1,3 \text{ hora/kVA}$$

En el presente análisis, se consideran las fallas en la troncal y en las derivaciones A, B, C, D, E y F, tal como se muestra en la Figura 3.1. Con base en los datos del Tabla 3.1 y las ecuaciones 2.2 y 2.3, se procede a calcular los indicadores de calidad de servicio técnico.

Falla C:

$$FMIK_i = \frac{785 \text{ kVA}}{3860 \text{ kVA}} = 0,20 \text{ falla/kVA}$$

$$TTIK_i = \frac{785 \text{ kVA} \times 2 \text{ h}}{3860 \text{ kVA}} = 0,406 \text{ hora/kVA}$$

Falla D

$$FMIK_i = \frac{370 \text{ kVA}}{3860 \text{ kVA}} = 0,096 \text{ falla/kVA}$$

$$TTIK_i = \frac{370 \text{ kVA} \times 3 \text{ h}}{3860 \text{ kVA}} = 0,29 \text{ hora/kVA}$$

Falla E

$$FMIK_i = \frac{945 \text{ kVA}}{3860 \text{ kVA}} = 0,24 \text{ falla/kVA}$$

$$TTIK_i = \frac{945 \text{ kVA} \times 1,5 \text{ h}}{3860 \text{ kVA}} = 0,37 \text{ hora/kVA}$$

Falla F

$$FMIK_i = \frac{345 \text{ kVA}}{3860 \text{ kVA}} = 0,089 \text{ falla/kVA}$$

$$TTIK_i = \frac{345 \text{ kVA} \times 2,5 \text{ h}}{3860 \text{ kVA}} = 0,22 \text{ hora/kVA}$$

Seguidamente, se calcula los índices de calidad de servicio técnico en el mes:

$$FMIK_i = 1 + 1 + 0,20 + 0,096 + 0,24 + 0,089 = 2,63 \text{ falla/kVA}$$

$$TTIK_i = 0,70 + 0,5 + 0,406 + 0,29 + 0,37 + 0,22 = 2,47 \text{ hora/kVA}$$

Indicadores de calidad de servicio técnico	Sin considerar derivaciones	Considerando derivaciones	Δ %
FMIK	2	2,63	31,5
TTIK	1,3	2,47	90

Tabla 3.2: Resultados del ejercicio.

Mediante este ejercicio base podemos analizar el impacto de no calcular los indicadores de calidad de servicio técnico en las derivaciones. Se observa claramente que, al no considerar las interrupciones en los ramales o derivaciones, los indicadores FMIK y TTIK se están midiendo de manera imprecisa y a la baja. El Tabla 3.2 muestra los valores de los indicadores en ambos escenarios, evidenciando un incremento significativo del 31,5% en el indicador FMIK y un aumento del 90% en el indicador TTIK. Estos resultados muestran la relevancia de tomar en cuenta todas las interrupciones presentes en la red eléctrica para una evaluación precisa y completa de la calidad del servicio técnico brindado.

3.1.3. Indicadores registrados

Para saber el estado de la calidad de servicio técnico de las empresas distribuidoras a nivel nacional, se ha tomado como base la información proporcionada por la ARCERNNR en los últimos cuatro años. En las Figuras 3.2 y 3.3 se muestran los indicadores promedio FMIK y TTIK respectivamente, de las empresas eléctricas a nivel nacional.

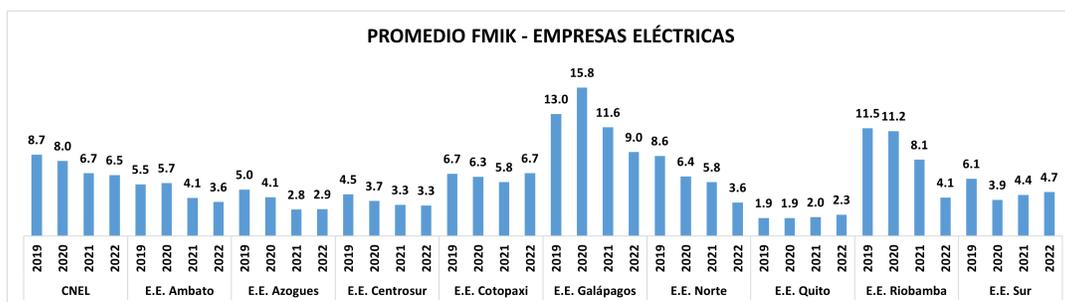


Figura 3.2: Promedio FMIK de las empresas eléctricas a nivel nacional.

Fuente: ARCERNNR.

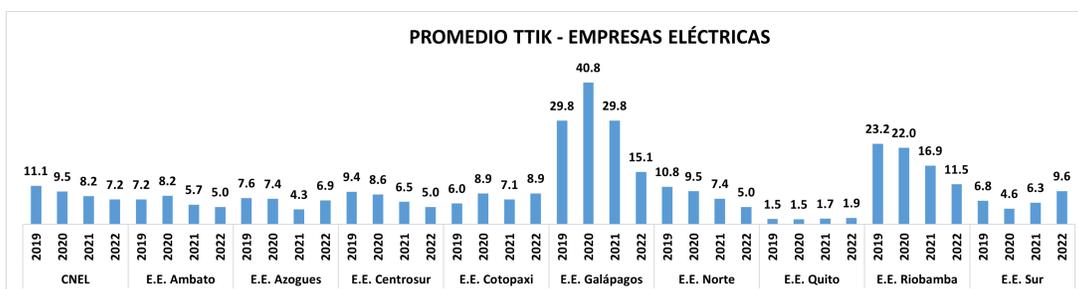


Figura 3.3: Promedio TTIK de las empresas eléctricas distribuidoras a nivel nacional.

Fuente: ARCERNNR.

Durante el año 2022, se pudo constatar que la empresa eléctrica de Galápagos excedió el límite establecido en la Regulación ARCERNNR – 002/20 para el indicador FMIK, con un incremento del 50%. De igual manera, las empresas eléctricas distribuidoras Cotopaxi, Sur, Riobamba y Galápagos sobrepasaron el límite del indicador TTIK establecido en la normativa, con incrementos del 11,3% 20%, 44% y 88,7%, , respectivamente. Los resultados de esta investigación indican que la empresa eléctrica distribuidora de Galápagos presenta mayores deficiencias en cuanto a la calidad del servicio técnico en comparación con las demás empresas evaluadas. Es importante mencionar que estos indicadores podrían incrementar si se consideraran todas las interrupciones de la red. Esto es en las derivaciones, dado que la falta de equipos automatizados está afectando la precisión en la obtención de los indicadores.

La empresa eléctrica CNEL EP cuenta con varias Unidades de Negocio (regionales), por ello se debe hacer un análisis individual para conocer el cumplimiento de calidad de servicio técnico. De manera general, CNEL EP estaría incumpliendo el límite de FMIK de 6,0. A continuación, se presenta en las Figuras 3.4 y 3.5, los indicadores promedio FMIK y TTIK en el período 2019-2022.

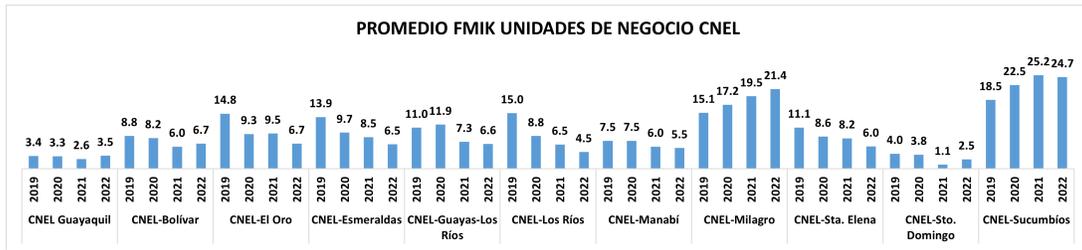


Figura 3.4: Promedio FMIK de las Unidades de Negocio a nivel nacional.

Fuente: ARCERNNR.

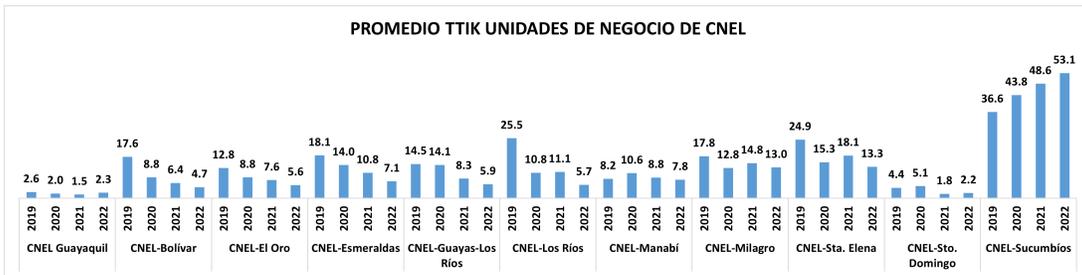


Figura 3.5: Promedio TTIK de las Unidades de Negocio a nivel nacional.

Fuente: ARCERNNR.

Durante el año 2022, se evidenció que las Unidades de Negocio de Bolívar, El Oro, Esmeraldas y Guayas-Los Ríos excedieron el límite del indicador FMIK en aproximadamente un 10%. Por otro lado, las Unidades de Negocio de Milagro y Sucumbios presentan una situación crítica, superando ampliamente el límite del indicador FMIK con un 256% y 312%, respectivamente. En cuanto al indicador TTIK, las empresas eléctricas distribuidoras Milagro, Santa Elena y Sucumbios sobrepasaron significativamente el límite establecido en la Regulación ARCERNNR – 002/20, con incrementos del 62,5%, 66,3% y 563,7%, respectivamente. Esta situación destaca la importancia de tomar acciones efectivas para asegurar la continuidad del suministro eléctrico para los usuarios y cumplir con los estándares regulatorios.

3.2. Experiencia del usuario

Con el fin de determinar la calidad de servicio técnico de las Unidades de Negocio de CNEL EP Milagro y Los Ríos, se analiza la Regulación Nro. ARCERNNR 004/23, mediante una encuesta para conocer: “tiempo de atención al centro de llamado”, “tiempo de restauración” y “número de desconexiones” que tienen las empresas distribuidoras en atender una interrupción de suministro eléctrico, además de identificar qué tipo de usuarios presentan mayor nivel de afectación.

Se realizó una encuesta a 30 usuarios de zona urbana por cada Unidad de Negocio que han reportado fallas de desconexión del servicio eléctrico. A continuación, se presenta la población a detalle:

	CNEL EP Milagro	CNEL EP Los Ríos
Troncal	4	2
Derivación	26	28
Total	30	30

Tabla 3.3: Característica de la muestra tomada.

Primero se analizó la Unidad de Negocio de Milagro, los resultados se muestran en la Figura 3.6, mediante un histograma con el fin de representar gráficamente la distribución del conjunto de datos de la encuesta realizada.

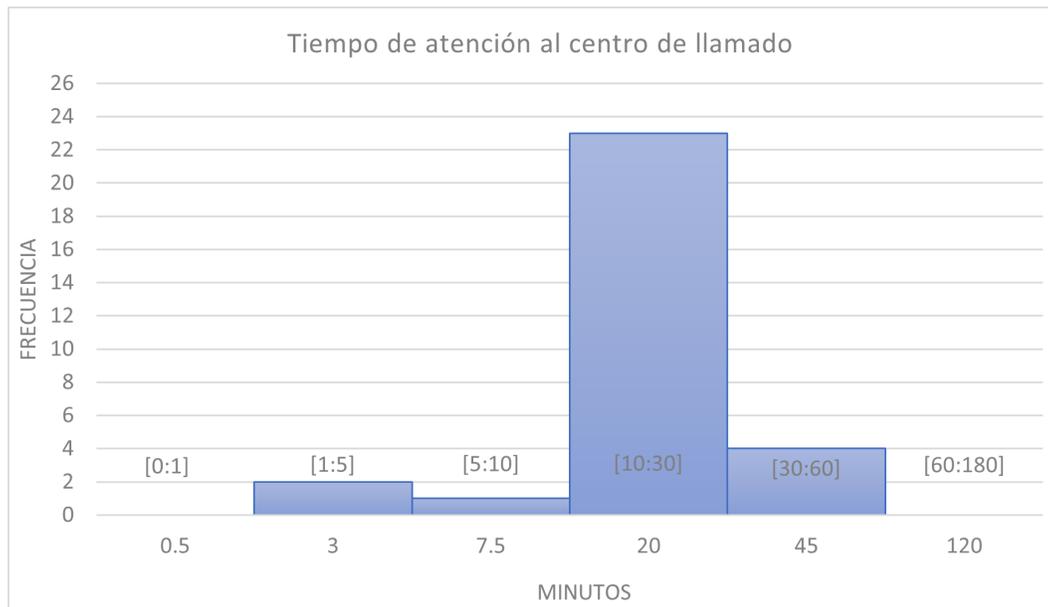


Figura 3.6: Histograma, tiempo de atención al centro de llamado.

Un 6,67% de los encuestados indicó que el tiempo para ser atendido en el centro de llamado ante una falla eléctrica es aproximadamente de 1 a 5 minutos en CNEL EP Milagro. Así mismo, se observó que un 3,33% de las llamadas al centro de llamado tomó un tiempo entre 5 a 10 minutos, un 76,67% expresaron que les tomó entre 10 a 30 minutos y un 13,33% indicaron que les tomó entre 30 a 60 minutos. Según la información recopilada, la Unidad de Negocio de Milagro se demora una media de 21 minutos aproximadamente en recibir un reclamo de desconexión eléctrica a través del centro de llamado de CNEL EP (1800 CNEL EP).

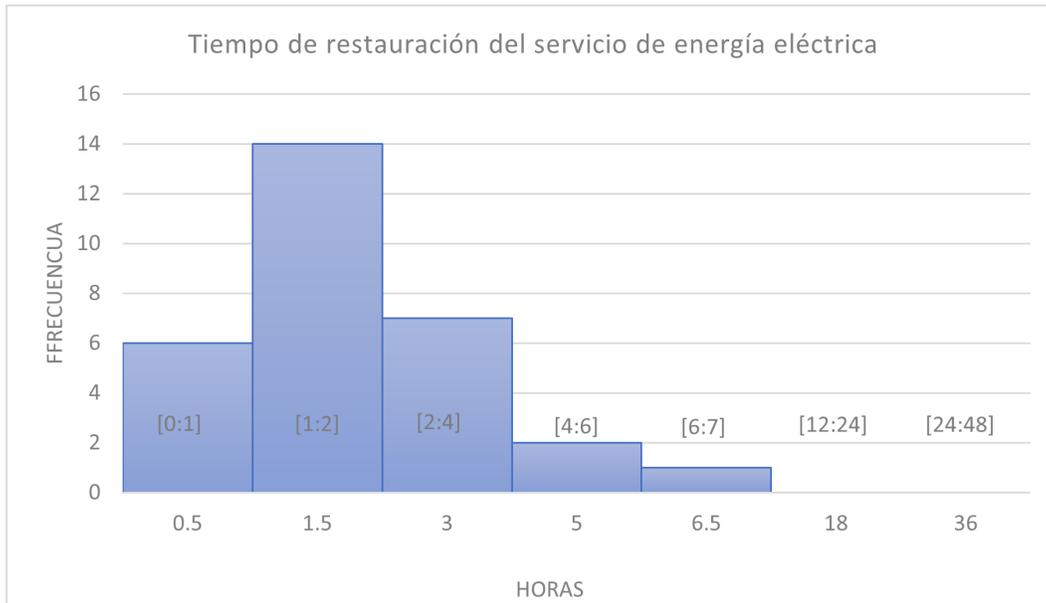


Figura 3.7: Histograma, tiempo de restauración del servicio de energía eléctrica.

Un 20 % de los usuarios urbanos encuestados expresó que el tiempo de restauración del suministro de energía eléctrica en CNEL EP Milagro es inferior a 1 hora, de la misma manera un 46,67 % afirmó que el tiempo de un evento de interrupción es de 1 a 2 horas; un 23,33 % indicó que es atendido de 2 a 4 horas; el 6,67 % mencionó que el tiempo de restablecimiento del servicio es de 4 a 6 horas, y el 3,33 % señaló que el tiempo aproximado de restauración es de 6 a 7 horas.

Según la información recopilada, todo los usuarios cumplen con la Regulación Nro. ARCERNNR 004/23, debido a que no se excede del tiempo límite para resolver un reclamo en redes eléctricas de bajo voltaje en el sector urbano.

En la Figura 3.8, según los resultados obtenidos, un 13,33 % mencionaron 1 desconexión del servicio eléctrico en este año, un 40 % señalaron entre 2 y 4 desconexiones y un 46,67 % indicaron más de 5 desconexión del servicio eléctrico en este año. Por medio de los datos obtenidos, se estima que en lo que va del año cada usuario a presentado una media de 4 eventos de interrupción.

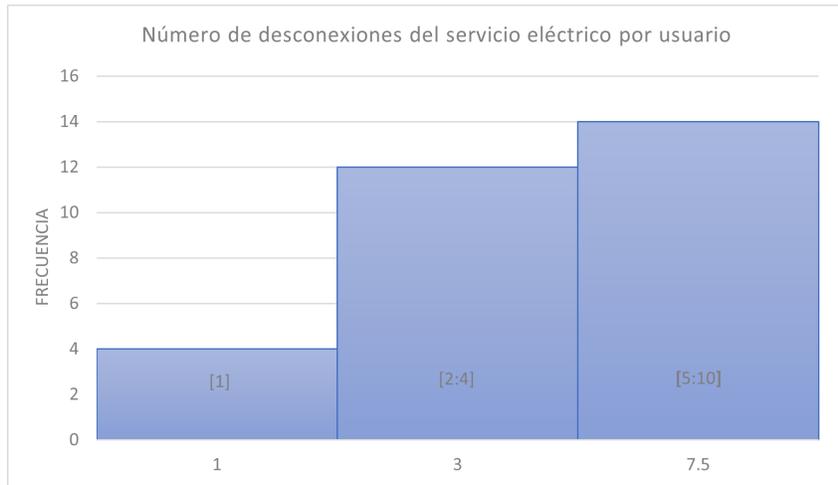
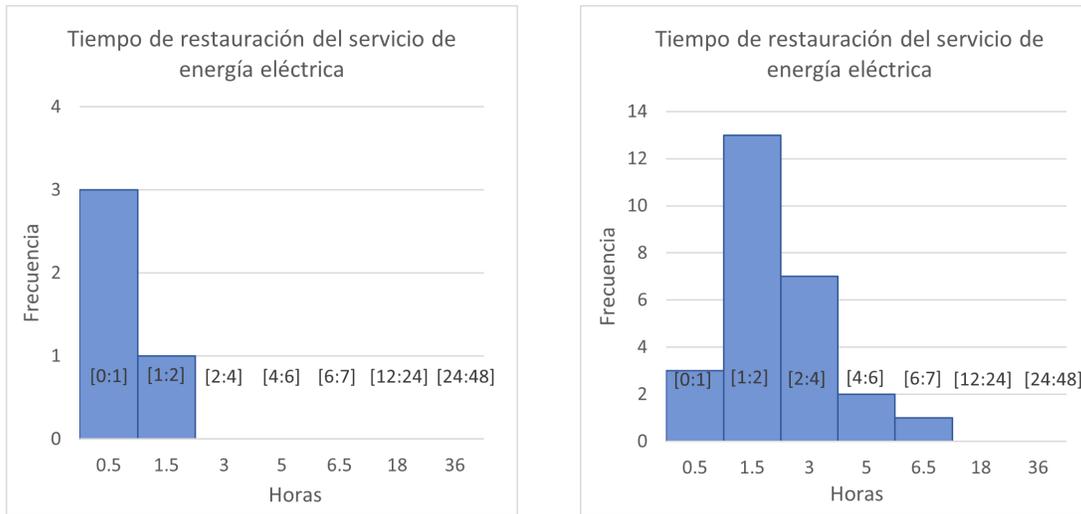


Figura 3.8: Histograma, número de desconexiones del servicio eléctrico por usuario.

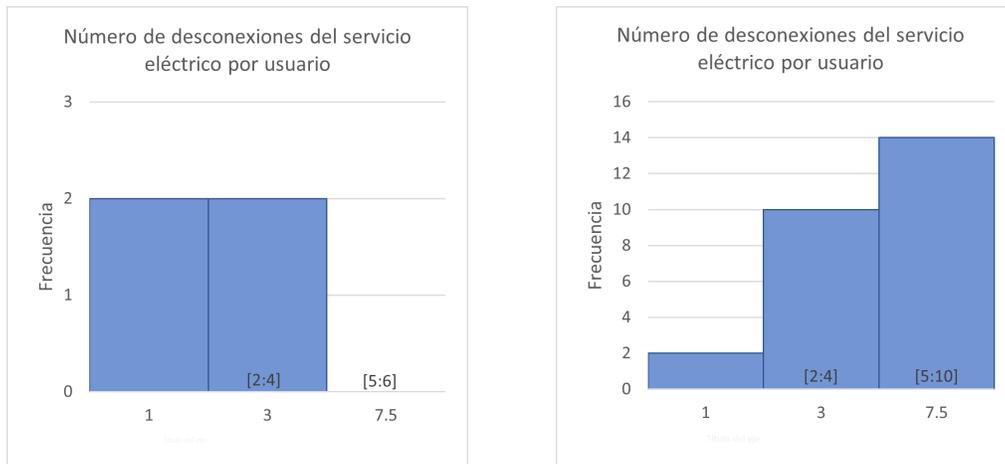


(a): Histograma de usuarios conectados a una troncal. (b): Histograma de usuarios conectados a una derivación.

Figura 3.9: Tiempo de restauración del servicio eléctrico.

En las Figuras 3.9(a) y 3.9(b), se muestra el tiempo de restauración del servicio de energía eléctrica por parte de usuarios que se encuentran conectados a una troncal y derivación respectivamente en la Unidad de Negocio de Milagro. A partir de los datos recopilados, se tiene que el tiempo medio de restauración del servicio para usuarios conectados a una troncal es de 1 hora con 15 minutos aproximadamente, mientras que para usuarios conectados a una derivación el tiempo medio es de 2 horas con 25 minutos aproximadamente. Por lo expuesto, se puede inferir que en una derivación se demora 3 veces más en ser atendido un evento de interrupción respecto a un usuario

conectado a una troncal.



(a): Histograma de usuarios conectados a una troncal.

(b): Histograma de usuarios conectados a una derivación.

Figura 3.10: Frecuencia de desconexiones del servicio eléctrico.

En las Figuras 3.10(a) y 3.10(b), se muestra el número de desconexiones del servicio eléctrico de los últimos 6 meses de usuarios conectados a una troncal y una derivación respectivamente en la Unidad de Negocio Milagro. En función a los datos recopilados se tiene que el número medio de interrupciones para usuarios conectados a una troncal es 2 interrupciones aproximadamente durante el primer semestre del año 2023. A diferencia de los usuarios que se encuentran conectados a una derivación, los que presentan más de 5 interrupciones aproximadamente durante el semestre. Se deduce que en las derivaciones el número de interrupciones del servicio eléctrico es mayor que en las troncales.

A continuación, se analiza la Unidad de Negocio Los Ríos.

En la Figura 3.11, un 10 % de los resultados obtenidos indicó que el tiempo para ser atendido y reportar en el centro de llamado una interrupción del suministro eléctrico en CNEL EP Los Ríos es de aproximadamente 1 a 5 minutos. Así mismo, se observó que un 13,3 % de las llamadas al centro de llamado tomó un tiempo entre 5 a 10 minutos, el 33 % afirmó que les tomó entre 10 a 30 minutos, el 30 % señalaron que les tomó de 30 a 60 minutos, y por último un 13,3 % mencionaron que les tomó entre 1 a 5 minutos.

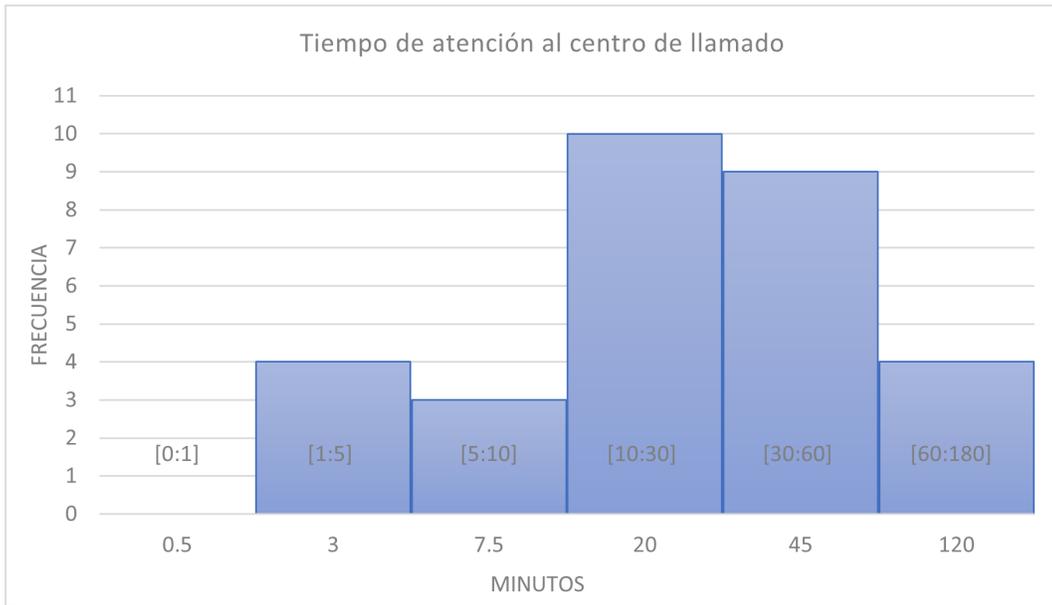


Figura 3.11: Histograma, tiempo de atención al centro de llamado.

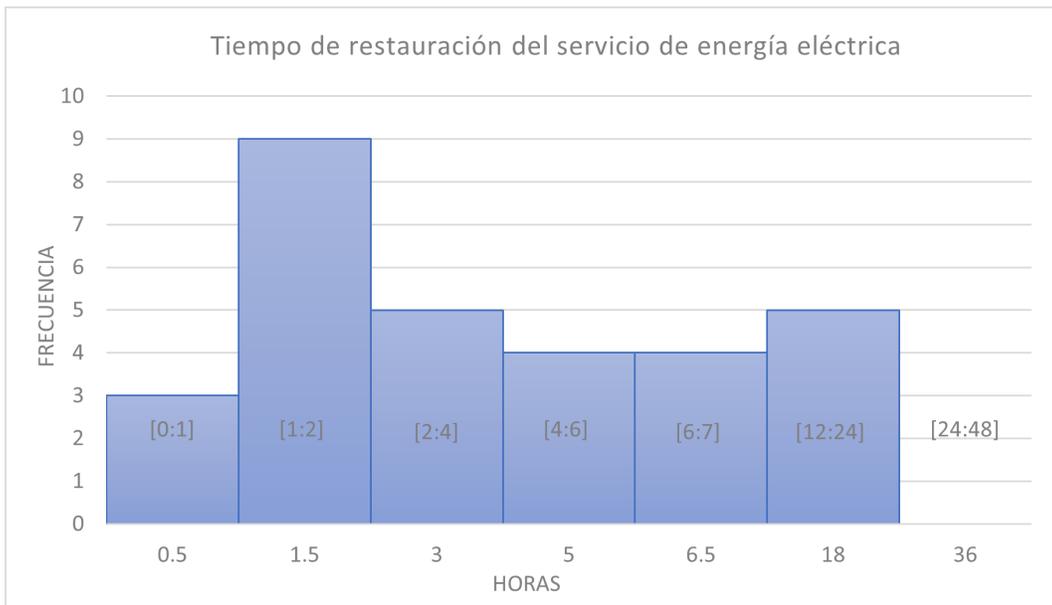


Figura 3.12: Histograma, tiempo de restauración del servicio de energía eléctrica.

En la Figura 3.12, Un 10% de las encuestas expresó que el tiempo de restauración de energía eléctrica en CNEL EP Los Ríos les tomó aproximadamente 1 hora; de la misma manera un 30 %

afirmó que el tiempo de restauración esta entre 1 a 2 horas; un 16,7% indicó que la restauración del servicio eléctrico es de 2 a 4 horas; el 13,3% mencionó que el tiempo de restablecimiento del servicio eléctrico es de 4 a 6 horas; el 13,3% señaló que el tiempo de reconexión va de 6 a 7 horas; y para finalizar el 16,7% indicó que la restauración del servicio eléctrico es de 12 a 24 horas. Con lo cual se puede evidenciar el incumplimiento de la Regulación Nro. ARCERNNR 004/23, la cual establece que, en situaciones donde se presenten reclamos debido a fallos técnicos en áreas urbanas, se dispone de un plazo máximo no superior a 12 horas para llevar a cabo la resolución del mismo.

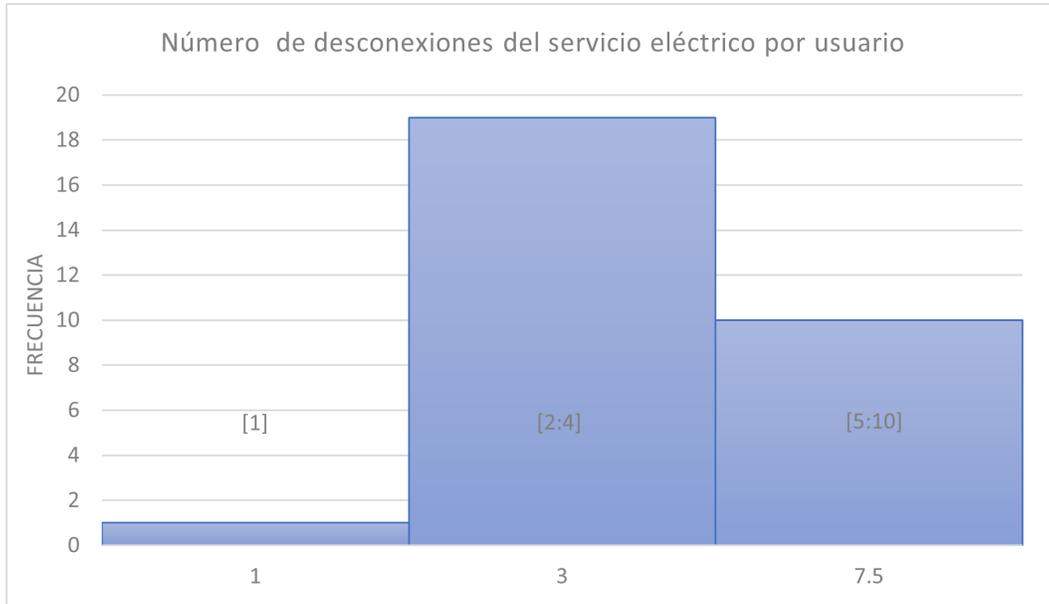
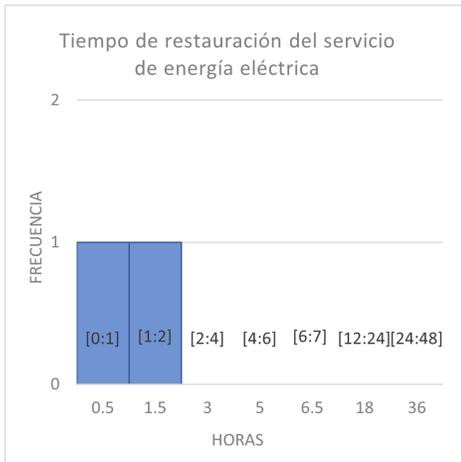


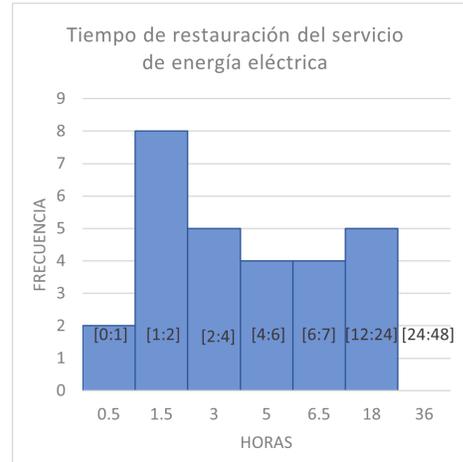
Figura 3.13: Histograma número de desconexiones del servicio eléctrico por usuario.

Según los resultados obtenidos, un 3,3% mencionan 1 interrupción del servicio eléctrico el último año, así mismo, un 63,3% concuerdan que han sufrido de 2 a 4 interrupciones, y un 33,3% señalan ser afectados con 5 a 10 interrupciones de suministro eléctrico en los últimos doce meses.

En las Figuras 3.14(a) y 3.14(b), se presentan los resultados relacionados con el tiempo de restauración del servicio eléctrico en troncales y derivaciones. Los datos evidencian que el tiempo promedio de restauración del servicio eléctrico para usuarios conectados a una troncal es aproximadamente de 1 hora, mientras que, para aquellos conectados a una derivación, el tiempo promedio de restauración es de 6 horas. Estas cifras permiten inferir que el tiempo para resolver un problema en derivaciones es significativamente mayor en comparación con las troncales. Por lo tanto, es importante tomar medidas de mejora que reduzcan los tiempos de reconexión en derivaciones, mejorando así la calidad del servicio eléctrico a los usuarios.

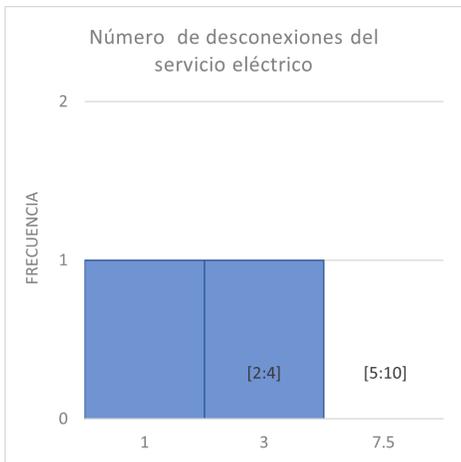


(a): Histograma de usuarios conectados a una troncal.

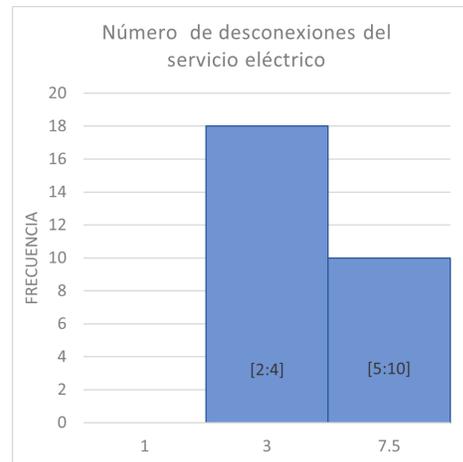


(b): Histograma de usuarios conectados a una derivación.

Figura 3.14: Tiempo de restauración del servicio eléctrico.



(a): Histograma de usuarios conectados a una troncal.



(b): Histograma de usuarios conectados a una derivación.

Figura 3.15: Frecuencia de desconexiones del servicio eléctrico.

En las Figuras 3.15(a) y 3.15(b), se exponen los registros relativos al número de desconexiones del suministro eléctrico ocurridas durante los últimos 6 meses para usuarios pertenecientes a troncales y derivaciones en la Unidad de Negocio de Los Ríos. Los datos recopilados indican que el número medio de desconexiones para usuarios conectados a una troncal es aproximadamente de 2 desconexiones, mientras que aquellos usuarios conectados a derivaciones presentan un promedio de más de 5 desconexiones. Estos resultados sugieren una diferencia significativa en la cantidad

de desconexiones experimentadas en las derivaciones, señalando que los usuarios conectados a una derivación están expuestos a una mayor frecuencia de interrupciones en el suministro eléctrico en comparación con los usuarios en troncales.

Analizando la información obtenida referente al “tiempo de atención del centro de llamado”, el “tiempo de restauración” y “número de desconexiones” del servicio eléctrico, se puede inferir que los usuarios que forman parte de las derivaciones de los alimentadores en media tensión presentan mayor nivel de afectación por interrupción de suministro eléctrico.

Capítulo 4

Resultados y análisis

En esta sección, presentamos una propuesta técnico-económica con el propósito de mejorar los indicadores de calidad del servicio técnico eléctrico. Para respaldar esta propuesta, presentamos un caso de estudio realizado en Guayaquil, acompañado de una experiencia internacional relevante. Posteriormente, llevamos a cabo un análisis detallado de diversos escenarios, considerando tanto aspectos técnicos como económicos, con el fin de evaluar la viabilidad del equipo propuesto.

4.1. Caso de estudio

Se ha ejecutado un proyecto de implementación de un reconectador monofásico en un circuito derivado, el cual ha sido integrado al sistema de SCADA. Este proyecto tiene como objetivo principal lograr un restablecimiento inmediato de energía en el circuito, con el propósito de mejorar los índices de calidad FMIK, TTIK, y asegurar el cumplimiento de la normativa vigente.

4.1.1. Alimentador Los Ángeles (Guayaquil)

En el alimentador Los Ángeles, en dirección a la Subestación Parque El Lago, se ha instalado un reconectador monofásico de la marca HART BR con el número de serie RKT-500564396. Esta instalación se ha llevado a cabo en el poste P065804, en conjunto con la implementación de un sistema GATEWAY. En la Figura 4.1 se puede apreciar la disposición geográfica del reconectador monofásico, representado por un círculo, así como la ubicación de la subestación señalada por un cuadro [HARTBR, 2023].

4.1.2. Reconectador

El reconectador automático monofásico empleado en el caso de estudio es de fabricación brasileña, cuyo diseño ha sido optimizado para aplicaciones de automatización, control remoto y monitoreo. Su principal objetivo es despejar la interrupción, obtener la ubicación y establecer comunicación tanto con los operadores como con el centro de control (SCADA). En la Figura 4.2, se observa la ubicación del reconectador en una derivación de la subestación Chongón.

A continuación, en la Figura 4.3, se observa el equipo que se instaló en el caso de estudio. En el Apéndice C3 se observa el manual del reconectador instalado.

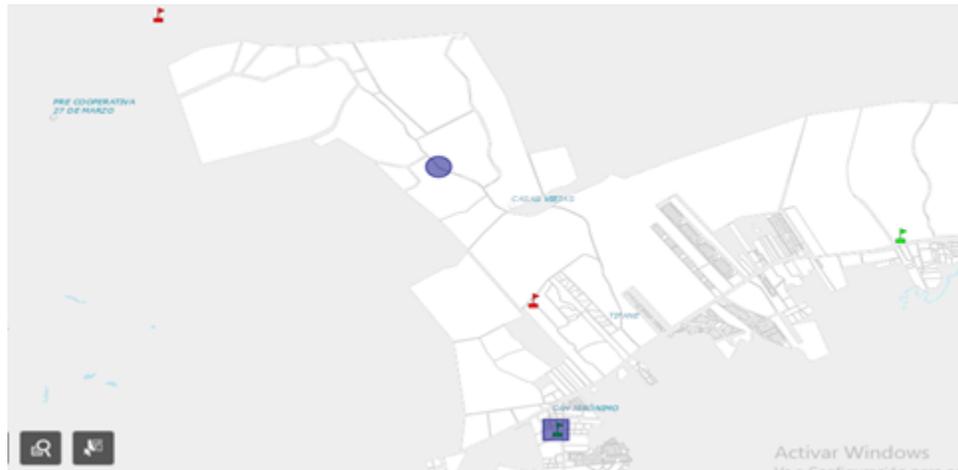


Figura 4.1: Ubicación geográfica del reconector y de la subestación eléctrica.

Fuente: Geoportal.

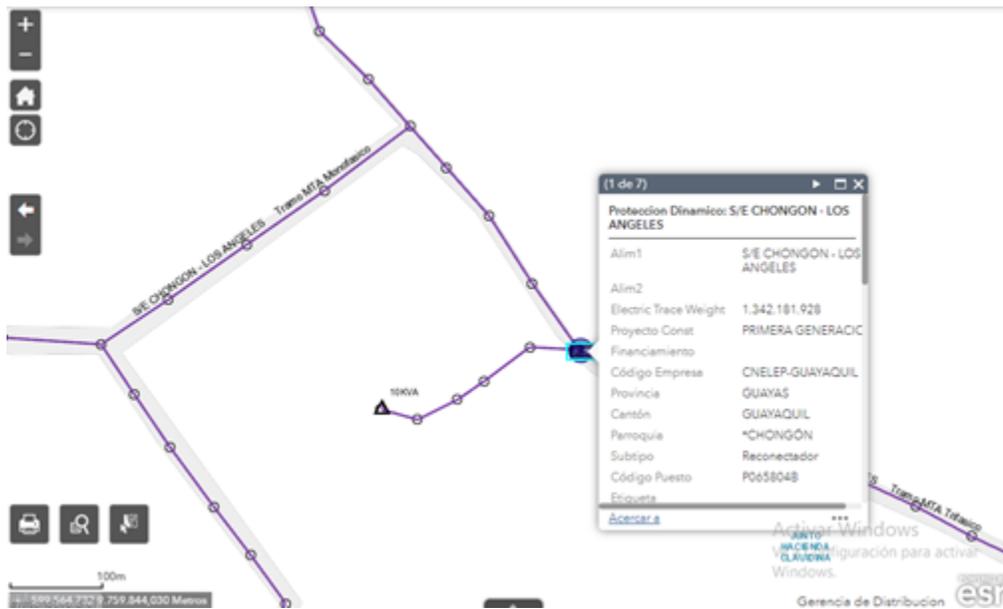


Figura 4.2: Ubicación de la derivación donde se instaló el reconector monofásico.

Fuente: Geoportal.



Figura 4.3: Reconectador monofásico ROCKET – 1.

Fuente: HARTBR.

4.1.3. Eventos de Falla

El reconectador quedó integrado al sistema SCADA desde el 7 de marzo del año 2023. En el Apéndice C2 se detalla la hora exacta en la que actuó el equipo en un mes, representado por el tiempo de apertura y cierre del equipo. A continuación, en la Tabla 4.1, se tiene que desde el día 23 de marzo hasta el día 30 de abril se presentaron los siguientes eventos de interrupción [HARTBR, 2023]:

Fallas	Cantidad
Temporales	14
Permanentes	2
Total	16

Tabla 4.1: Eventos de fallas.

4.1.4. Análisis del caso de estudio

En la implementación del reconectador monofásico en el alimentador Los Ángeles, observamos que en 37 días se registraron un total de 16 eventos de interrupción, de los cuales 14 fueron resueltos automáticamente por el equipo. Por lo tanto, podemos afirmar que el reconectador tiene la capacidad para atender el 80% de las fallas del sistema de distribución. Esto posibilita la reducción de los indicadores de calidad de servicio técnico (FMIK y TTIK), el cumplimiento de la normativa, la disminución de los gastos asociados a la atención de eventos de interrupción y la mejora de la calidad del servicio eléctrico para los usuarios [HARTBR, 2023].

4.2. Experiencia en Brasil

El conglomerado Energisa figura como el quinto grupo más considerable de distribuidores de energía en Brasil, abarcando a más de 8 millones de consumidores y extendiéndose por 862 localidades. En septiembre de 2020, tuvo lugar la implementación de 37 unidades de reconectores Rocket – 1, un enfoque estratégico para la reducción de interrupciones eléctricas

4.2.1. Análisis de la experiencia en Brasil

En ese contexto, se emprendió un análisis comparativo que consideró las fallas acontecidas en un mismo intervalo temporal, pero previo a la instalación de estos dispositivos.

Las conclusiones de este estudio se reflejan en el Tabla 4.2, que presenta los resultados obtenidos.

Variables evaluadas	Antes de la instalación Set/19 a Mar/20	Después de la instalación Set/20 a Mar/21	Reducción absoluta
Número de incidentes	91	22	69
DIC (h)	3,28	0,95	2,33
FEC (un)	0,70	0,15	0,55
Hora sin electricidad	689	185	504
Compensación	R\$ 25,5 k	R\$ 7,2 k	R\$ 18,3 k
Costo con desplazamiento + servicio	R\$ 18,2 k	R\$ 4,4 k	R\$ 13,8 k

Tabla 4.2: Experiencia en Brasil.

Fuente: HARTBR.

Basándonos en los resultados adquiridos, es evidente que se manifestó una reducción del 76 % del número fallas eléctricas, así como un 70 % aproximadamente en los índices individuales de calidad y un 76 % de los costos asociados al desplazamiento y servicio.

4.3. Análisis técnico de diferentes escenarios de estudio

En la siguiente sección, se lleva a cabo un estudio en diferentes escenarios con el objetivo de determinar en qué medida los indicadores de calidad de servicio técnico experimentan una disminución posterior a la instalación de un reconector.

4.3.1. Escenarios

En el Tabla 4.3, se exponen cómo está compuesto cada uno de los escenarios analizados.

Escenarios	Total de fallas/año
Escenario 1	3
Escenario 2	5
Escenario 3	8
Escenario 4	10
Escenario 5	20

Tabla 4.3: Escenarios planteados.

Antes de calcular los indicadores de calidad de servicio técnico en los diferentes escenarios, se parte del supuesto de que estas fallas se producirán en el mismo tramo, es decir que la potencia instalada en el alimentador es igual para todos los escenarios planteados, también implica que la potencia fuera de servicio sea la misma en cada interrupción. En el Tabla 4.4 presenta los valores correspondientes que hemos asumido en base a esta consideración.

En relación con el tiempo de interrupción, se estima un promedio de cinco horas, compuesto de la siguiente manera: una hora para la comunicación del usuario con el centro de llamado, una hora para la organización interna de la respuesta, una hora para el desplazamiento al lugar del incidente y dos horas para la resolución en el sitio. En conjunto, esta suma nos proporciona un valor total de cinco horas.

Potencia fuera de servicio (kVA)	200
Potencia instalada en el alimentador (kVA)	1500
Tiempo de interrupción (h)	5

Tabla 4.4: Características de los eventos de falla.

4.3.2. Efecto del reconectador en el indicador FMIK

Una vez planteados los tipos de escenarios y las características de cada falla, se procede al cálculo del indicador FMIK utilizando la Ecuación 2.3. En el cálculo del indicador FMIK antes de la instalación del reconectador, se lo realiza con el valor total de fallas, dado que no existe ningún dispositivo de protección en acción. Por otro lado, para calcular el indicador FMIK después de la instalación del reconectador, solo se tienen en cuenta las fallas permanentes, ya que el equipo automáticamente despejará las fallas temporales.

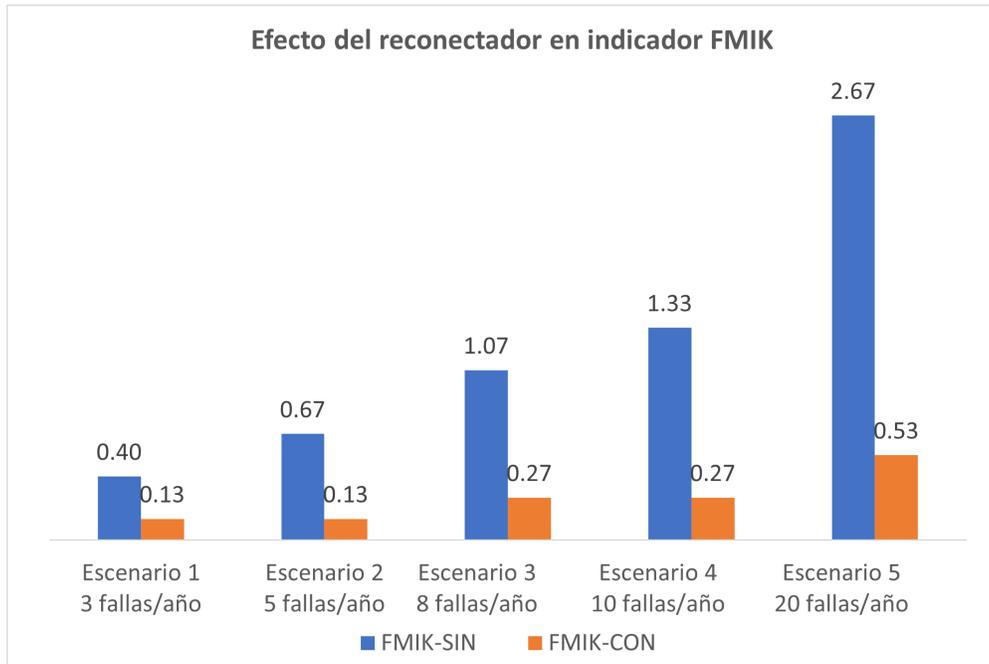


Figura 4.4: Efecto del reconector en el indicador FMIK.

En la Figura 4.4, se presentan los resultados de los distintos escenarios. En el primer caso, se logra una reducción del 66,67% en el indicador, debido a la resolución automática de 2 fallas transitorias por parte del reconector. En los escenarios 2 y 3, se observa una disminución del indicador en un 80% y 75%, respectivamente, debido a la intervención del reconector en 4 y 6 fallas temporales respectivamente. En el caso del escenario 4 y 5, se aprecia una reducción del 80% en el indicador, resultado de la intervención del reconector en 8 y 16 fallas transitorias respectivamente.

4.3.3. Efecto del reconector en el indicador TTIK

Procedemos a realizar el cálculo del indicador TTIK empleando la Ecuación 2.3. En el cálculo del indicador TTIK antes de la implementación del reconector, se estima el valor total de fallas, considerando que no se encuentra en funcionamiento ningún mecanismo de protección. En contraste, para el cálculo del indicador TTIK después de la incorporación del reconector a la red, se considera únicamente a los fallos permanentes, dado que el equipo automáticamente suprimirá los fallos temporales. La Figura 4.5, ilustra los valores del indicador TTIK para cada escenario previo y posterior a la instalación del reconector.

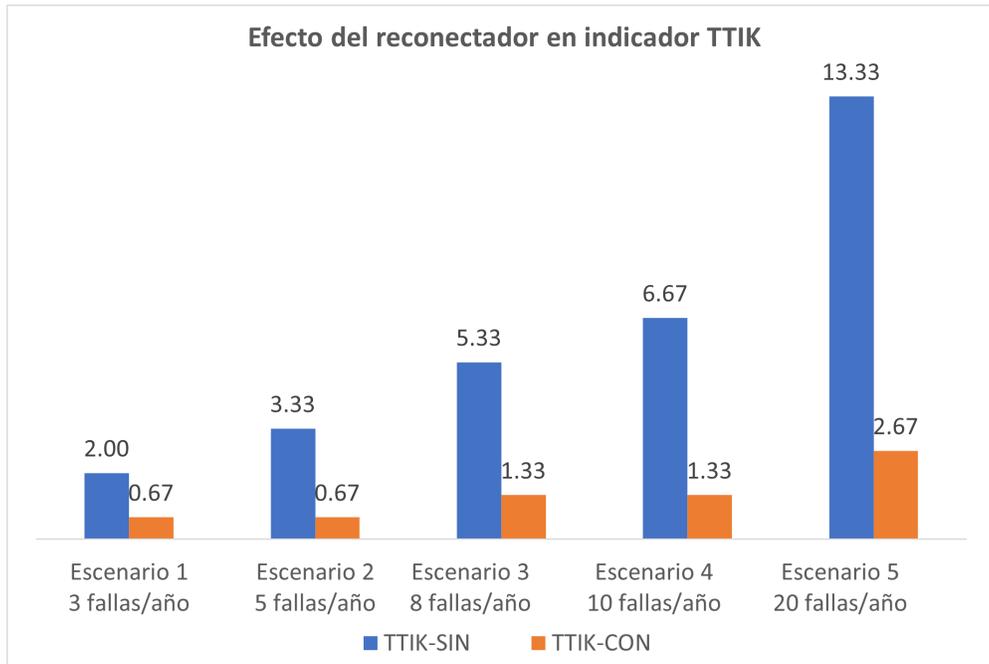


Figura 4.5: Efecto del reconectador en el indicador TTIK.

En la Figura 4.5, se presentan los resultados obtenidos en los distintos escenarios. En el primer escenario, se registra una reducción del 66,5% en el indicador. Para los escenarios 2 y 3, se observa una disminución del indicador en un 80% y 75%, respectivamente. En los escenarios 4 y 5, se aprecia una reducción del indicador en un 80%.

Además, observamos que en el escenario 5 se incumpliría con la Regulación ARCERNNR – 002/20, debido a que el límite establecido para el indicador TTIK en un alimentador de alta demanda es de 10. La discrepancia entre el resultado obtenido y el límite normativo resalta la importancia de ajustar la implementación de reconectores para cumplir con los estándares reguladores y garantizar la eficiencia y calidad del servicio eléctrico.

4.4. Análisis económico de diferentes escenarios de estudio

Es fundamental analizar la viabilidad económica de la implementación del reconectador en un circuito derivado. En este sentido, procedemos a llevar a cabo un análisis financiero detallado mediante la evaluación de indicadores clave como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), y el período de recuperación (payback), para abordar los distintos escenarios planteados.

Previamente a determinar los beneficios derivados de la mitigación de fallas transitorias, es esencial considerar que el reconectador presenta la capacidad de resolver automáticamente el 80% de la totalidad de eventos de interrupción, que corresponden a las fallas temporales. En el Tabla 4.5, se detalla los costos asociados tanto a las fallas temporales como a las permanentes dentro del sistema eléctrico.

Vehículo	\$30
Recurso administrativo	\$50
Recurso técnico	\$200
Herramientas	\$20
Total	\$300

Tabla 4.5: Costo referencial para atender un evento de interrupción.

Con base en lo detallado, hemos optado por considerar una tarifa referencial de \$300 para la solución de eventos de interrupción. El objetivo es calcular el flujo de efectivo resultante al implementar el reconectador en una derivación particular en los distintos escenarios.

4.4.1. Ganancias y beneficios

Con el propósito de evaluar los ingresos de los escenarios mencionados en un segmento de la red eléctrica, se procederá a detallar las ganancias por cada escenario. De esta manera, podremos comprender la evolución de los beneficios económicos.

Ganancia por cumplimiento de la regulación

La empresa eléctrica distribuidora obtendrá un beneficio económico gracias a la disminución de interrupciones en el suministro eléctrico. Es fundamental considerar que la entidad reguladora posee la facultad de imponer sanciones monetarias a la empresa distribuidora en caso de no cumplir con los límites estipulados para los indicadores de calidad de servicio técnico, según lo especificado en el Capítulo 2, Sección 2.6. En el contexto de nuestro estudio, hemos decidido no incorporar este ingreso con el propósito de simplificar la evaluación.

Ahorro por reducción de los costos de administración y operación (CAO)

La ganancia por reducción de los costos de administración y operación proviene de las fallas temporales que el equipo es capaz de despejar automáticamente. Para ilustrar este punto, tomaremos el escenario 1 como ejemplo. En este caso, el equipo ha resuelto exitosamente 2 fallas temporales durante un año. El costo asociado a la atención de cada evento se detalla en el Tabla 4.5. Por lo tanto, al realizar el cálculo, el ingreso anual es de \$600. Este proceso se repite para los escenarios siguientes. En el Tabla 4.6, se presentan los resultados de los ingresos económicos para cada escenario propuesto.

Escenarios	Ahorro CAO
Escenario 1 (3 fallas)	600
Escenario 2 (5 fallas)	1200
Escenario 3 (8 fallas)	1800
Escenario 4 (10 fallas)	2400
Escenario 5 (20 fallas)	4800

Tabla 4.6: Ahorro por reducción de los costos de administración y operación.

Ganancia por costo de energía no suministrada

La ganancia por energía eléctrica no suministrada se fundamenta en el cálculo tanto antes de la instalación del reconectador como después de este, considerando su desempeño en una derivación. Para determinar el valor de la energía eléctrica no Suministrada (ENS) previo a la implementación del reconectador, se requiere la evaluación de todas las interrupciones de energía eléctrica, teniendo en cuenta la totalidad de fallas dependiendo del escenario.

En el caso de calcular el valor de ENS después de la instalación del reconectador, solo se considera las fallas permanentes que el reconectador no puede resolver, las cuales representan aproximadamente el 20 % del total de incidencias.

Para calcular el valor de la energía no suministrada, se ha considerado el precio medio de venta de energía establecido por EEDs, que asciende a 9,20 centavos de dólar por kilovatio-hora (USD c/kWh). En este análisis, solo se han considerado los costos asociados a la empresa eléctrica distribuidora para simplificar el enfoque y excluir las posibles pérdidas comerciales asociadas a la interrupción del servicio.

Posteriormente, para obtener la ganancia, se realiza una diferencia entre el valor de ENS antes de la instalación del reconectador y el valor de ENS después de su instalación.

Escenarios	Sin reconectador		Con reconectador		Ganancia CENS \$/año
	ENS	Valor (\$)	ENS	Valor (\$)	
Escenario 1	2760	253,92	920	84,64	169,28
Escenario 2	4600	423,2	920	84,64	338,56
Escenario 3	7360	677,12	1840	169,28	507,84
Escenario 4	9200	846,4	1840	169,28	677,12
Escenario 5	18400	1692,8	3680	338,56	1354,24

Tabla 4.7: Ganancia CENS.

La ganancia total en cada escenario se obtiene mediante la suma del ahorro del costo administrativo operativo y la ganancia del costo de energía no suministrada.

Escenarios	Ganancia total \$/año
Escenario 1	769,28
Escenario 2	1538,56
Escenario 3	2307,84
Escenario 4	3077,12
Escenario 5	6154,24

Tabla 4.8: Ganancia total.

4.4.2. Egresos

Para evaluar los gastos que se tiene al instalar un reconectador en los diferentes escenarios se detallan los diferentes costos asociados.

Costo del equipo e implementación

El costo del equipo estará sujeto a la cantidad de unidades solicitadas, una cifra estimada es de \$12000 por cada reconectador. La instalación de dicho equipo presenta un proceso simple, se lleva

a cabo con la colaboración de dos operadores y la utilización de un camión grúa, cuyo valor esta incluido en el precio indicado. De esta manera, podemos calcular que la inversión inicial requerida ascendería a alrededor de \$12000.

Costo de mantenimiento

El costo de mantenimiento es cero ya que este dispositivo está diseñado para soportar más de 10000 operaciones en su tiempo de vida útil, sin necesidad de mantenimiento. En el Anexo 1 se presenta el folleto del reconector.

4.4.3. Viabilidad económica

La evaluación de la viabilidad económica de los escenarios planteados se lleva a cabo mediante las siguientes herramientas financieras: el VAN, TIR y el Período de Recuperación (payback), utilizando una tasa de descuento del 10 %.

Estos análisis proporcionan una comprensión profunda de la rentabilidad de cada escenario. Los resultados detallados de esta evaluación se presentan en la Figura 4.6, considerando un periodo de 10 años.

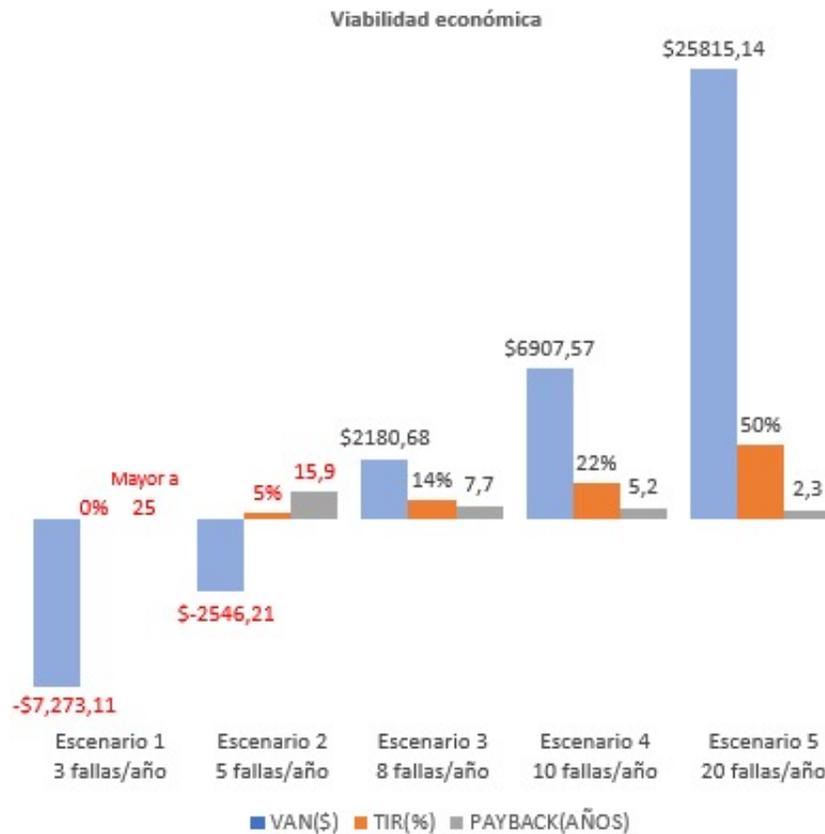


Figura 4.6: Viabilidad económica.

En los escenarios 1 y 2, los resultados muestran VAN negativos y una TIR inferior al 10%, lo que indica que el proyecto genera un retorno menor al costo de oportunidad de inversión en comparación con otras alternativas. Además, el período de recuperación calculado es superior a 10 años, lo que implica la instalación de un reconector en una derivación con 3 y 5 interrupciones anuales, no resulte viable desde una perspectiva financiera.

En los escenarios 3, 4 y 5, se evidencia una perspectiva favorable en términos de rentabilidad del proyecto. El VAN en estos casos es positivo, lo que indica que los flujos de ingresos superan los desembolsos. El TIR excede la tasa de descuento del 10% y el periodo de recuperación de inversión en estos casos es 8, 5 y 2 años aproximadamente. Esta combinación de indicadores financieros sugiere que la implementación del reconector en una derivación con al menos 8 fallas anuales se considera una decisión viable y muy recomendable desde la perspectiva económica.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajos futuros

5.1. Conclusiones

En esta sección, se expondrán las conclusiones derivadas de la investigación realizada en este estudio, destacando las principales observaciones identificadas en los puntos abordados previamente:

NORMATIVA NACIONAL

- En el ejercicio base, desarrollado para evaluar el impacto de la medición de las interrupciones en las derivaciones y determinar el cumplimiento con la normativa nacional, se ha llegado a la conclusión de que, al no considerar las interrupciones en los ramales, los indicadores de calidad de servicio técnico FMIK y TTIK son estimados a la baja. Es decir, no representan con precisión el nivel de interrupciones del alimentador.
- La evaluación de los indicadores a nivel nacional en el año 2022 ha revelado incumplimientos significativos en la Regulación Nro. ARCERNNR-002/20. Un 40 % de las empresas eléctricas distribuidoras no se ajustan a los límites establecidos para los indicadores FMIK y TTIK.
- Algunas regiones del Ecuador han experimentado un aumento en los indicadores FMIK y TTIK en los últimos 4 años, en contraposición a la expectativa de reducción. Los resultados obtenidos subrayan la necesidad de emprender acciones concretas para mejorar la calidad del servicio técnico.

EXPERIENCIA DEL USUARIO

- En la muestra de experiencia del usuario realizada, se observó que la frecuencia de interrupción es significativamente mayor en los usuarios ubicados en derivaciones en comparación con las troncales. Así mismo, se tiene evidencia que los usuarios en las derivaciones pasan mayores periodos sin atención ante una interrupción en comparación con los usuarios conectados a una troncal. La diferencia en la atención al cliente se debería principalmente a la falta de monitoreo en las derivaciones.
- De la muestra tomada de los usuarios de la Unidad de Negocio de CNEL EP Milagro, se ha identificado que el tiempo de restauración durante una interrupción cumpliría con los límites

de la regulación Nro. ARCERNR 004/23. Sin embargo, en CNEL EP Los Ríos, el 16.7% de la muestra reportó tiempos de restauración de 12 a 24 horas, lo que representaría un incumplimiento de la citada normativa.

EFEECTO DEL RECONECTADOR

- Con la propuesta de este proyecto, en los 5 escenarios que se presentaron los indicadores de calidad de servicio técnico FMIK y TTIK, se evidenció una disminución de aproximadamente un 76 % de los indicadores manifestados, esto es, representado una reducción significativamente de los eventos de interrupción del suministro eléctrico, debido a que el equipo es capaz de despejar automáticamente las fallas transitorias, que son las que presentan mayor frecuencia en el sistema eléctrico de distribución.
- La propuesta ha demostrado ser viable desde la perspectiva económica para las derivaciones que experimenten al menos 8 fallas al año y están conectadas a alimentadores de alto consumo. Esta conclusión se fundamenta en los resultados positivos y significativos de los indicadores de factibilidad económica (VAN, TIR, payback), además de permitir cumplir la regulación actual de calidad de servicio técnico, lo que indica que el proyecto es financieramente rentable y recomendable.

5.2. Recomendaciones

- Con el fin de mejorar la eficiencia y confiabilidad del suministro eléctrico, se recomienda la formulación y establecimiento de nuevas normativas o regulaciones que impongan la instalación obligatoria de reconectores en los alimentadores y en las derivaciones que presentan mayor número de interrupciones.
- Se sugiere a las EEDs llevar a cabo análisis detallados para determinar las ubicaciones óptimas de los reconectores en las troncales de la red de distribución. Estos estudios podrían considerar factores como la densidad de carga, la distancia entre reconectores, el historial de fallas y las características geográficas del área. La realización de estos estudios permitiría maximizar la eficacia de los reconectores al colocarlos estratégicamente en lugares donde puedan abordar de manera efectiva las interrupciones y minimizar el tiempo de restablecimiento del servicio eléctrico.
- En el caso de redes con bajo nivel de interrupción, pero de interés de la empresa eléctrica distribuidora en mitigar los índices de FMIK y TTIK, se recomienda la implementación de indicadores de fallas. Esta sugerencia se basa en consideración de que la instalación de reconectores podría no ser económicamente viable.

5.3. Trabajos futuros

- Análisis de la calidad del servicio técnico empleando localizadores de falla en derivaciones.
- Localización óptima de reconectores en un sistema de distribución.

Apéndice A

Encuesta experiencia del usuario

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Encuesta dirigida a los usuarios de CNEL EP Milagro y CNEL EP Los Ríos

1) ¿Usted ha presentado desconexiones de energía eléctrica durante el último año?

- Si
- No

2) ¿Qué tiempo aproximado le ha tomado a usted comunicarse con la empresa eléctrica para reportar la falla?

- Menos de un minuto (op1)
- Entre uno y cinco minutos (op2)
- Entre cinco y diez minutos (op3)
- Entre diez y treinta minutos (op4)
- Entre treinta minutos y 1 hora (op5)
- Más de una hora (op6)

3) ¿Una vez que logró, comunicarse con la empresa eléctrica en que tiempo le reconectaron el servicio de energía eléctrica?

- Menos de una hora (op1)
- Entre una y dos horas (op2)
- Entre dos y cuatro horas (op3)
- Entre cuatro y seis horas (op4)
- Entre seis y siete horas (op5)
- Entre doce y veinticuatro (op6)
- Más de veinticuatro horas (op7)

4) ¿Durante el último año, cuantos cortes de energía eléctrica usted ha sufrido?

- Una desconexión (op1)
- Entre dos y cuatro desconexiones (op2)
- Más de cinco desconexiones (op3)

5) ¿Me podría decir cuál es su ubicación aproximada?

CNEL EP MILAGRO							
Nro	Usuarios	Celular	Dirección - número de poste - código único	Conexión	Pregunta 2	Pregunta 3	Pregunta 4
1	Isaac Zumba	0989631146	Av. 8 de abril, El Triunfo - 12022823	Derivación	op4	op2	op2
2	Jefferson Rivera	0986526439	José Joaquín de Olmedo y Ernesto seminario, Milagro	Derivación	op4	op3	op3
3	Héctor Urgilés	0942052143	García Moreno y 9 de octubre, Milagro	Troncal	op3	op2	op1
4	Racheel Ávila	0981576921	Ciudadela Dager, calles guipi y tumbes, Milagro	Derivación	op4	op2	op3
5	Ariel Chilinga	0996543450	Ciudadela Las Palmas 1, El Triunfo	Troncal	op2	op1	op1
6	Steven Quinsay	0991280477	Ciudadela Huancavilca	Derivación	op4	op3	op3
7	Carlos Andrade	0999252174	Ciudadela Velasco Ibarra, El Triunfo - 12025975	Derivación	op4	op2	op2
8	Cynthia Cedeño	0954910600	Bellavista, Milagro - 12077204	Derivación	op4	op2	op2
9	Melina Andrade	0958940617	Ciudadela el paraíso, El Triunfo	Derivación	op5	op2	op3
10	Alans Bermeo	0998946549	Mercado central, El Triunfo - 12025899	Troncal	op4	op1	op2
11	Patricia Valero	0959142292	Ciudadela Anibal Zea	Derivación	op4	op3	op3
12	Alisson Romero	0939180251	Ciudadela Abdon Calderón - 1001404304	Derivación	op4	op2	op2
13	Mayra Manzaba	0988901327	12026428	Derivación	op5	op2	op3
14	Dayla Figueroa		Ciudadela San José	Derivación	op4	op2	op3
15	Josue Rojas		Pedro Menéndez, sector A	Derivación	op4	op1	op3
16	Alberto Roldan		Ciudadela Santa Isabel	Derivación	op4	op3	op1
17	Carlos Bravo		Al lado del CNT	Derivación	op4	op4	op2
18	Carlos Cedeño		Ciudadela santa rosa	Derivación	op4	op2	op2
19	Anderson Muñiz		Ciudadela Chegue vara - 12025479	Derivación	op4	op1	op3
20	Chechenia Tola		950528	Derivación	op4	op1	op2
21	Patricio Gonzales	0982415762	Sector Gallardo	Derivación	op4	op3	op2
22	Anderson Sanchez		La Primavera, El Triunfo	Derivación	op5	op4	op3
23	Ambar Vega		Ciudadela Huancavilca	Derivación	op4	op2	op3
24	Mateo Arízaga		Av 10 de agosto y Galápagos	Derivación	op5	op5	op1
25	José Solorzano		Ciudadela San José	Derivación	op4	op3	op3
26	Eduardo Plusas		Milagro, Pdte. Mosquera Narváez y Guaranda	Troncal	op2	op1	op2
27	Briggith María	0939733938	Hacienda La Fuonida sector FAE	Derivación	op4	op3	op2
28	Belen Riera		Calle Juan Montalvo	Derivación	op4	op2	op3
29	Grace Canales		Ciudadela Santa Rosa, 1201012997	Derivación	op4	op2	op2
30	Jefferson Jiménez		Cooperativa Río Verde - 1200953377	Derivación	op4	op2	op3

Figura A.1: Encuesta Unidad de Negocio Milagro.

CNEL EP Los Ríos						
Nro	Usuarios	Dirección - número de poste - código único	Conexión	Pregunta 2	Pregunta 3	Pregunta 4
1	José Vera	AV 5 de Junio y Barreiro	Derivación	op2	op1	op1
2	Carlos Mastian	AV 5 de Junio y Martín Icaza	Derivación	op3	op2	op2
3	Denise Vergara	Bolívar y Gral. Barona	Derivación	op2	op1	op2
4	Stalin Fierro	García Moreno y Eloy Alfaro	Derivación	op3	op2	op3
5	Guillermo Garcia	AV. Juan X Marcos y Clemente Baquerizo	Derivación	op2	op2	op2
6	Sergio Morejon	AV. Universitaria y Juan Agnoletto	Derivación	op4	op1	op2
7	Valentin Lopez	AV. 25 de Julio y 27 de Mayo	Derivación	op4	op3	op3
8	Lucy Tiglla	AV. 5 de Junio y Ricaurte	Troncal	op3	op3	op2
9	José Lopez	10003139	Derivación	op4	op2	op2
10	Andres Montero	García Moreno y sucre	Derivación	op4	op2	op3
11	Jofre Gallo	García Moreno y Ricaurte	Derivación	op2	op3	op2
12	Emma Quiroz	El Mamey Segunda Longitudinal y Tercera Transversal	Troncal	op4	op2	op2
13	Adrian Zambrano	Parroquia el Salto Peatonal B y C. Segunda	Derivación	op4	op2	op2
14	Angi Rojas	García Moreno y Martín Icaza	Derivación	op4	op2	op2
15	Axel Vera	AV. Gral. Barona y Flores	Derivación	op4	op2	op2
16	Cristhian Miguez	14758225	Derivación	op4	op3	op2
17	José Villao	9 de Octubre y Mejía	Derivación	op4	op3	op2
18	Adriana Alarcon	Parroquia el Salto Peatonal B y C. Segunda	Derivación	op5	op6	op2
19	Diana Villamar	AV. Gral. Barona y Flores	Derivación	op5	op6	op2
20	Nelly Aguilera	Parroquia el Salto Peatonal Primera y Pt. D	Derivación	op5	op5	op2
21	Jeferson Morales	9 de Octubre y Barreiro	Derivación	op5	op5	op2
22	Tatiana Monar	AV. Gral. Barona y Olmedo	Derivación	op5	op4	op2
23	Emily Aguilera	20110224734	Derivación	op6	op4	op2
24	Ricardo Bazan	9 de Noviembre y 10 de Agosto	Derivación	op5	op4	op
25	Manuel Villacis	Roldos y 10 de Agosto	Derivación	op6	op4	op3
26	Daniela Viejo	AV. 5 de Junio y 10 de Agosto	Derivación	op6	op5	op3
27	Fernando Venavides	AV. 5 de Junio y 1 de Mayo	Derivación	op6	op5	op3
28	Angel Cueva	Vargas Machuca y calle G	Derivación	op5	op6	op3
29	Vicente Chica	Jose Villegas y calle Novena	Derivación	op5	op6	op3
30	Jony Gaibor	García Moreno y calle H	Derivación	op5	op6	op3

Figura A.2: Encuesta Unidad de Negocio Los Ríos.

Apéndice B

Análisis económico

B.1. Escenario 1

Año	Escenario 1 - 3 fallos/año			Tasa de descuento	10%
	Flujo de efectivo	Flujo ajustado	Flujo acumulado		
0	-12000		-12000	VAN	-\$7.273,11
1	769,28	699,35	-11300,65	TIR	-7%
2	769,28	635,77	-10664,89	Payback	Mayor a 25 años
3	769,28	577,97	-10086,91		
4	769,28	525,43	-9561,49		
5	769,28	477,66	-9083,82		
6	769,28	434,24	-8649,59		
7	769,28	394,76	-8254,82		
8	769,28	358,87	-7895,95		
9	769,28	326,25	-7569,70		
10	769,28	296,59	-7273,11		
11	769,28	269,63	-7003,48		
12	769,28	245,12	-6758,36		
13	769,28	222,83	-6535,53		
14	769,28	202,58	-6332,95		
15	769,28	184,16	-6148,80		
16	769,28	167,42	-5981,38		
17	769,28	152,20	-5829,18		
18	769,28	138,36	-5690,82		
19	769,28	125,78	-5565,03		
20	769,28	114,35	-5450,69		
21	769,28	103,95	-5346,73		
22	769,28	94,50	-5252,23		
23	769,28	85,91	-5166,32		
24	769,28	78,10	-5088,22		
25	769,28	71,00	-5017,21		

Figura B.1: Cálculo de las herramientas financieras VAN, TIR, payback, para el escenario planteado.

B.2. Escenario 2

Año	Escenario 2 - 5 fallos/año			Tasa de descuento	10%			
	Flujo de efectivo	Flujo ajustado	Flujo acumulado					
0	-12000		-12000	VAN	-\$2.546,21			
1	1538,56	1398,69	-10601,31	TIR	5%			
2	1538,56	1271,54	-9329,77	Payback	15,9	0,89		
3	1538,56	1155,94	-8173,83		15	11	20	
4	1538,56	1050,86	-7122,97		Año	Mes	Día	
5	1538,56	955,32	-6167,65					
6	1538,56	868,48	-5299,17					
7	1538,56	789,52	-4509,65					
8	1538,56	717,75	-3791,90					
9	1538,56	652,50	-3139,40					
10	1538,56	593,18	-2546,21					
11	1538,56	539,26	-2006,96					
12	1538,56	490,23	-1516,73					
13	1538,56	445,67	-1071,06					
14	1538,56	405,15	-665,91					
15	1538,56	368,32	-297,59					
16	1538,56	334,84	37,25					

Figura B.2: Cálculo de las herramientas financieras VAN, TIR, payback, para el escenario planteado.

B.3. Escenario 3

Año	Escenario 3 - 8 fallos/año			Tasa de descuento	10%			
	Flujo de efectivo	Flujo ajustado	Flujo acumulado					
0	-12000		-12000	VAN	\$2.180,68			
1	2307,84	2098,04	-9901,96	TIR	14%			
2	2307,84	1907,31	-7994,66	Payback	7,71	0,71		
3	2307,84	1733,91	-6260,74		7	9	16	
4	2307,84	1576,29	-4684,46		Año	Mes	Día	
5	2307,84	1432,99	-3251,47					
6	2307,84	1302,72	-1948,76					
7	2307,84	1184,29	-764,47					
8	2307,84	1076,62	312,16					
9	2307,84	978,75	1290,91					
10	2307,84	889,77	2180,68					

Figura B.3: Cálculo de las herramientas financieras VAN, TIR, payback, para el escenario planteado.

B.4. Escenario 4

Año	Escenario 4 - 10 fallos/año			Tasa de descuento	10%			
	Flujo de efectivo	Flujo ajustado	Flujo acumulado					
0	-12000		-12000	VAN	\$6.907,57			
1	3077,12	2797,38	-9202,62	TIR	22%			
2	3077,12	2543,07	-6659,54	Payback	5,2	0,19		
3	3077,12	2311,89	-4347,66		5	2	9	
4	3077,12	2101,71	-2245,94		Año	Mes	Día	
5	3077,12	1910,65	-335,29					
6	3077,12	1736,95	1401,66					
7	3077,12	1579,05	2980,71					
8	3077,12	1435,50	4416,21					
9	3077,12	1305,00	5721,21					
10	3077,12	1186,36	6907,57					

Figura B.4: Cálculo de las herramientas financieras VAN, TIR, payback, para el escenario planteado.

B.5. Escenario 5

Año	Escenario 5 - 20 fallos/año			Tasa de descuento	10%			
	Flujo de efectivo	Flujo ajustado	Flujo acumulado					
0	-12000		-12000	VAN	\$25.815,14			
1	6154,24	5594,76	-6405,24	TIR	50%			
2	6154,24	5086,15	-1319,09	Payback	2,3	0,29		
3	6154,24	4623,77	3304,68		2	3	13	
4	6154,24	4203,43	7508,11		Año	Mes	Día	
5	6154,24	3821,30	11329,41					
6	6154,24	3473,91	14803,32					
7	6154,24	3158,10	17961,42					
8	6154,24	2871,00	20832,42					
9	6154,24	2610,00	23442,41					
10	6154,24	2372,73	25815,14					

Figura B.5: Cálculo de las herramientas financieras VAN, TIR, payback, para el escenario planteado.

Apéndice C

Reconectador



Figura C.1: Reconectador ROCKET-1.

C.1. Ficha técnica

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS		15.5kV	27kV / 38kV-M
Medio de Extinción		Vacío	
Aislamiento		Polimérico	
Frecuencia Nominal		50/60 Hz	
Tensión Nominal		13,8 kV	24 kV
Tensión Máxima		15,5 kV	27 kV
Tensión a Impulso Atmosférico		110 kV	150 kV
Tensión de Aislamiento Power Frequency	Seco - 1 min	50 kV	60 kV
	Húmedo	45 kV	60 kV
Corriente Nominal		200 A	
Corriente Simétrica de Interrupción		4.2 kA/1s	6.3 kA/1s
Pickup Mínimo		4 A	
Tolerancia de Medición		1,00 %	
Número de Operaciones Mecánicas		10.000	
Número de Aperturas Antes de Bloqueo		4 (Configurable)	
Interfaz de Comunicación		LoRa/ Bluetooth 5.0	
Protocolos de Comunicación		LoRaWAN/ DNP 3.0	
Grado de Protección		IP65	
Normas Aplicables		IEEE C37.60-2019	

Figura C.2: Características del reconector.

C.2. Informe implementación de reconectores monofásicos

INFORME			
	CONTRATO N°: PROYECTO PILOTO	INFORME N°: 001	CONTRATISTA: IELCO
	CÓDIGO PROYECTO: N/A	NOMBRE PROYECTO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS	FECHA: 11/05/2023
	DESCRIPCIÓN DEL CONTRATO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS EN CIRCUITOS DERIVADOS INTEGRADOS A SISTEMA DE SCADA		

1. OBJETIVO

- Implementación de un sistema automatizado para el inmediato restablecimiento de energía utilizando reconectores en circuitos monofásicos/trifásicos para mejorar los índices de calidad FMIK/TTIK.
- Implementar sistema de protección, control, automatización y medición de redes eléctricas en líneas monofásicas/trifásicas con telemetría.

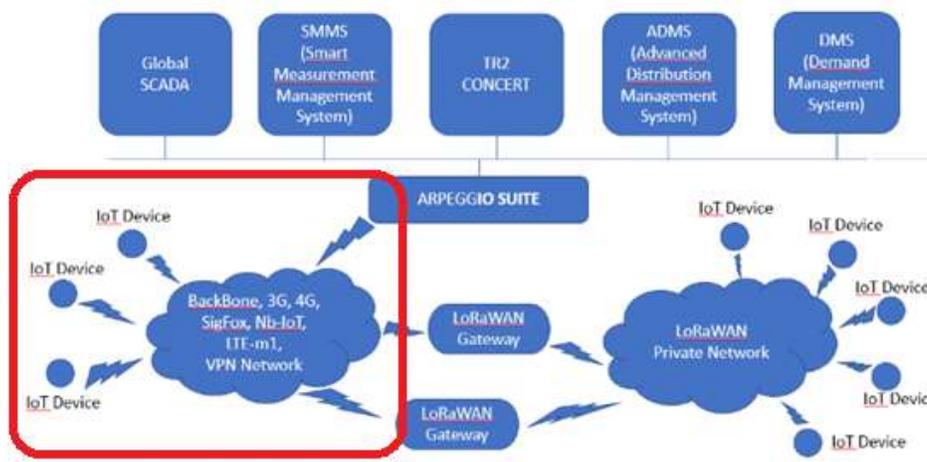
2. DESCRIPCION

2.1 INSTALACION

Alimentador Los Angeles, arranque hacia S/E Parque El Lago, Poste P065804

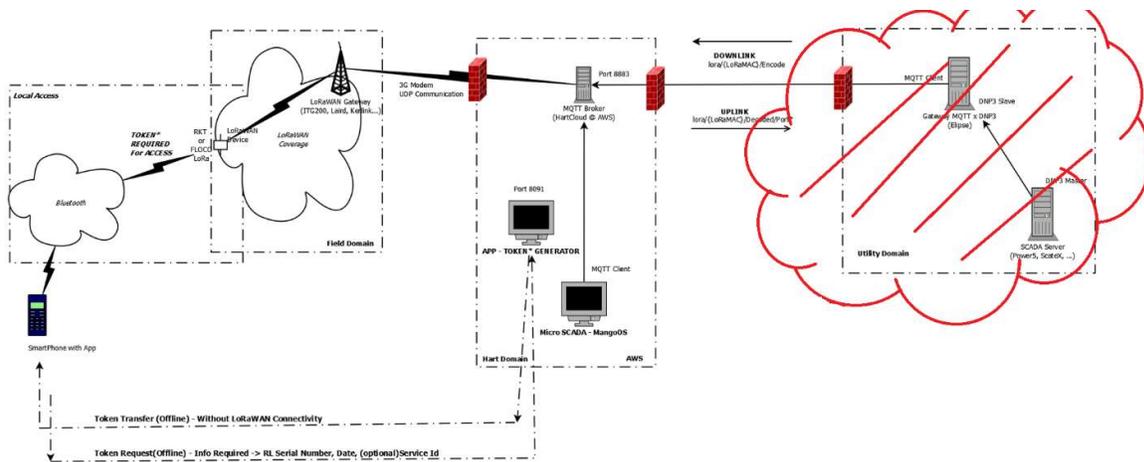
Con fecha de 1 de marzo del 2023, se instalaron 2 reconectores monofásicos marca Hart Br, número de serie RKT-500564396,RKT-772864913, conjunto con un Gateway de comunicación para ser integrado en sistema Scada

Para este proyecto piloto el sistema de comunicaciones manejará la siguiente arquitectura:



INFORME			
	CONTRATO N°: PROYECTO PILOTO	INFORME N°: 001	CONTRATISTA: IELCO
	CÓDIGO PROYECTO: N/A	NOMBRE PROYECTO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS	FECHA: 11/05/2023
	DESCRIPCIÓN DEL CONTRATO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS EN CIRCUITOS DERIVADOS INTEGRADOS A SISTEMA DE SCADA		

Para levantar la comunicación del proyecto piloto, se utilizó la red celular en 3G utilizando el modem del Gateway instalado y se apuntó al dominio de Hart Br utilizando el Micro Scada Mango

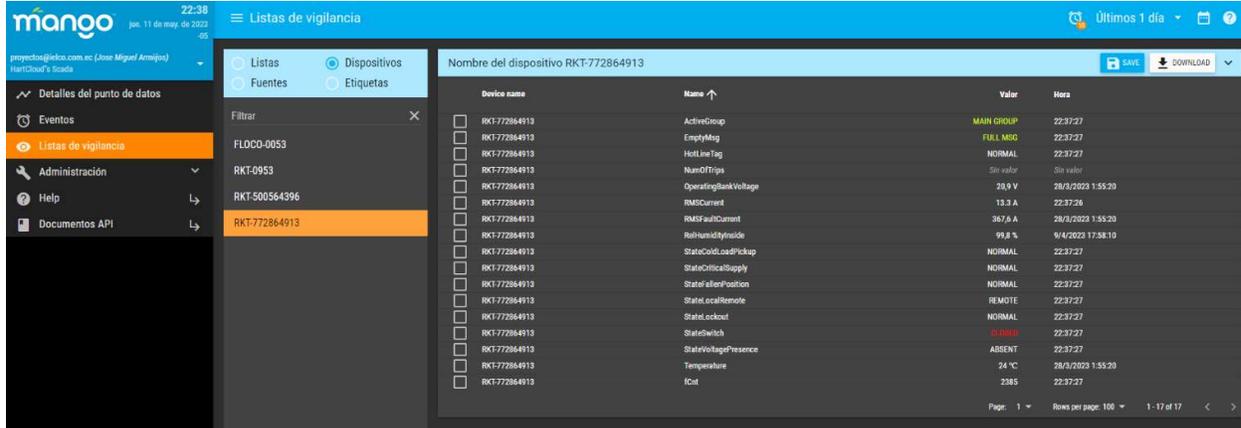


Los 2 reconectores quedaron integrados al sistema Scada desde el 7 de marzo 2023

2.2 MEDICION DE PARÁMETROS DE ALIMENTADOR INTELIGENTE

RECONECTADOR

	INFORME		
	CONTRATO N°: PROYECTO PILOTO	INFORME N°: 001	CONTRATISTA: IELCO
	CÓDIGO PROYECTO: N/A	NOMBRE PROYECTO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS	FECHA: 11/05/2023
	DESCRIPCIÓN DEL CONTRATO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS EN CIRCUITOS DERIVADOS INTEGRADOS A SISTEMA DE SCADA		



The screenshot shows the Mango SCADA interface. The main panel displays a list of devices for RKT-772864913. The table below represents the data shown in the interface:

Device name	Name	Valor	Hora
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	ActiveGroup	MAIN GROUP
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	EmptyMsg	FULL MSG
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	HotLineTag	NORMAL
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	NumOfTrips	Sin valor
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	OperatingBank Voltage	20.9 V
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	RMSCurrent	13.3 A
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	RMSFaultCurrent	367.6 A
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	RelHumidityInside	99.8 %
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	StateColdLoadPickup	NORMAL
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	StateCriticalSupply	NORMAL
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	StateAllInPosition	NORMAL
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	StateLocalRemote	REMOTE
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	StateLockout	NORMAL
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	StateSwitch	0-0000
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	StateVoltagePresence	ABSENT
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	Temperature	24 °C
<input type="checkbox"/>	RKT772864913	fCut	2385



CURVA DE CORRIENTE RMS RKT-500564396

				INFORME		
	CONTRATO N°: PROYECTO PILOTO		INFORME N°: 001		CONTRATISTA: IELCO	
	CÓDIGO PROYECTO: N/A		NOMBRE PROYECTO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS		FECHA: 11/05/2023	
	DESCRIPCIÓN DEL CONTRATO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS EN CIRCUITOS DERIVADOS INTEGRADOS A SISTEMA DE SCADA					

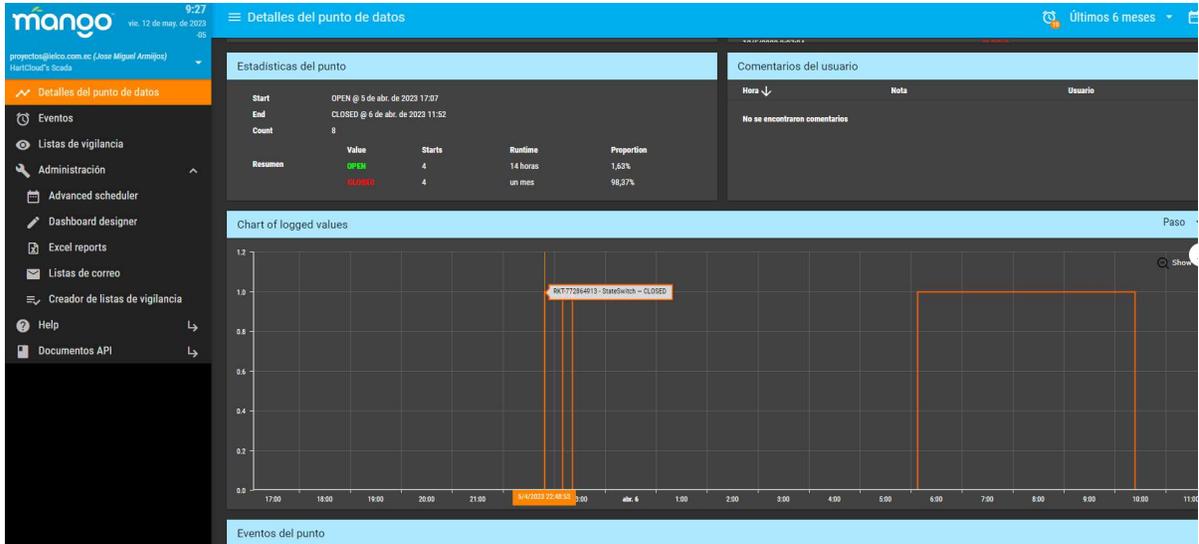
3. EVENTOS

EVENTOS DE FALLA						
RKT-500564396				RKT-772864913		
	APERTURA	23/3/2023	2:53:51 a. m.			
	CIERRE	23/3/2023	2:54:06 a. m.			
	APERTURA	24/3/2023	7:13:59 p. m.			
	CIERRE	24/3/2023	7:14:10 p. m.			
	APERTURA	27/3/2023	10:49:20 a. m.			
	CIERRE	27/3/2023	10:49:33 a. m.			
High current Lockout	APERTURA	5/4/2023	5:02:34 p. m.	APERTURA	5/4/2023	5:07:13 p. m.
	CIERRE	5/4/2023	5:02:47 p. m.	CIERRE	5/4/2023	Lockout
	LOCKOUT	5/4/2023	5:03:45 p. m.	LOCKOUT	5/4/2023	5:07:13 p. m.
	CIERRE	6/4/2023	11:51:39 a. m.	CIERRE	6/4/2023	11:52:04 a. m.
	APERTURA	7/4/2023	2:20:37 p. m.			
	CIERRE	7/4/2023	2:20:51 p. m.			
	APERTURA	7/4/2023	2:30:30 p. m.			
	CIERRE	7/4/2023	2:30:47 p. m.			
High current Lockout	APERTURA	9/4/2023	11:06:04 p. m.			
	LOCKOUT	9/4/2023	11:06:04 p. m.			
	CIERRE	10/4/2023	3:48:30 a. m.			
	APERTURA	13/4/2023	11:31:39 a. m.			
	CIERRE	13/4/2023	11:31:50 a. m.			

				INFORME		
	CONTRATO N°: PROYECTO PILOTO		INFORME N°: 001		CONTRATISTA: IELCO	
	CÓDIGO PROYECTO: N/A		NOMBRE PROYECTO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS		FECHA: 11/05/2023	
	DESCRIPCIÓN DEL CONTRATO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS EN CIRCUITOS DERIVADOS INTEGRADOS A SISTEMA DE SCADA					

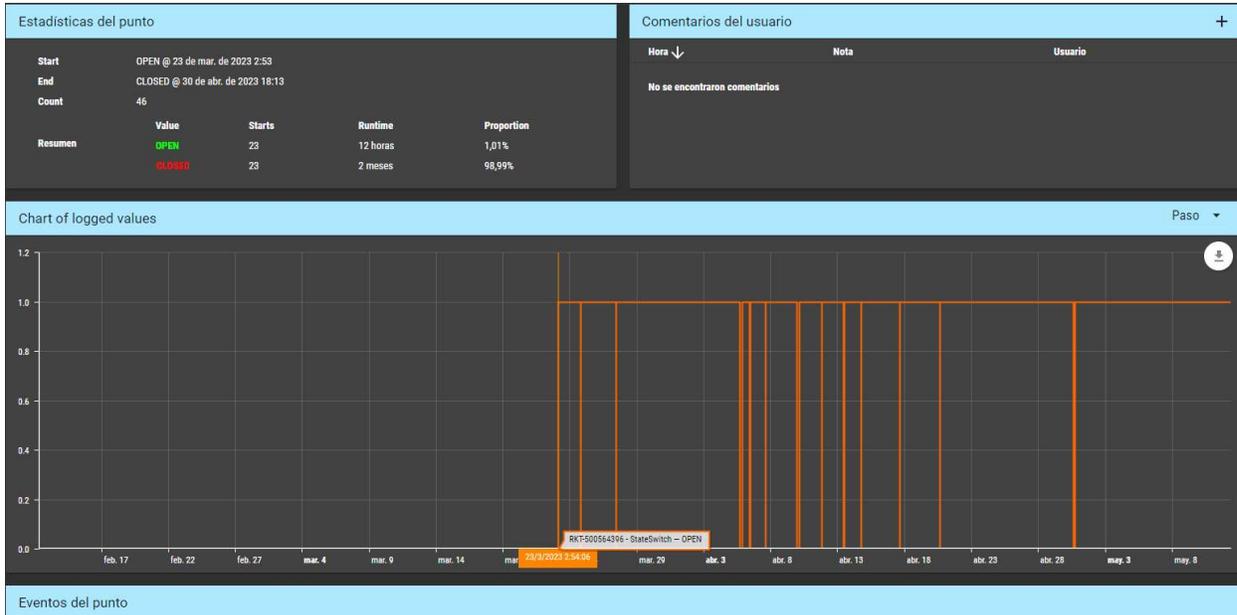
	APERTURA	13/4/2023	11:41:19 a. m.
	CIERRE	13/4/2023	11:41:34 a. m.
	APERTURA	13/4/2023	11:42:54 a. m.
	CIERRE	13/4/2023	11:43:59 a. m.
	APERTURA	14/4/2023	7:07:44 p. m.
	CIERRE	14/4/2023	7:08:47 p. m.
	APERTURA	14/4/2023	7:10:32 p. m.
	CIERRE	14/4/2023	7:10:48 p. m.
High current Lockout	APERTURA	17/4/2023	3:06:08 p. m.
	LOCKOUT	17/4/2023	3:08:00 p. m.
	CIERRE	17/4/2023	3:16:31 p. m.
	APERTURA	20/4/2023	4:01:36 p. m.
	CIERRE	20/4/2023	4:01:52 p. m.
	APERTURA	30/4/2023	2:18:37 p. m.
	CIERRE	30/4/2023	2:18:56 p. m.
High current Lockout	APERTURA	30/4/2023	4:00:43 p. m.
	LOCKOUT	30/4/2023	4:00:43 p. m.
	CIERRE	30/4/2023	4:34:42 p. m.
High current Lockout	APERTURA	30/4/2023	5:08:54 p. m.
	CIERRE	30/4/2023	6:13:20 p. m.

	INFORME		
	CONTRATO N°: PROYECTO PILOTO	INFORME N°: 001	CONTRATISTA: IELCO
	CÓDIGO PROYECTO: N/A	NOMBRE PROYECTO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS	FECHA: 11/05/2023
	DESCRIPCIÓN DEL CONTRATO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS EN CIRCUITOS DERIVADOS INTEGRADOS A SISTEMA DE SCADA		



DETALLES DE APERTURAS RKT-772864913

INFORME			
	CONTRATO N°: PROYECTO PILOTO	INFORME N°: 001	CONTRATISTA: IELCO
	CÓDIGO PROYECTO: N/A	NOMBRE PROYECTO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS	FECHA: 11/05/2023
	DESCRIPCIÓN DEL CONTRATO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS EN CIRCUITOS DERIVADOS INTEGRADOS A SISTEMA DE SCADA		



DETALLES DE APERTURAS RKT-500564396

4. CONCLUSIONES

- Un reconectador integrado a través de sistemas de telecomunicaciones, garantiza el mantenimiento y mejora la confiabilidad de la red. Con esta solución se podrán visualizar los parámetros que antes eran imposibles de controlar y monitorear para la distribuidora.
- Reestablecimiento del sistema para fallas temporales de forma automática y por comandos desde el SCADA para fallas permanentes, optimizando los tiempos de reposición de manera inmediata y eficiente, disminuyendo notoriamente la falta de energía en un sector.
- Localización georeferenciada del alimentador o derivación con problemas.

				INFORME		
	CONTRATO N°: PROYECTO PILOTO		INFORME N°: 001		CONTRATISTA: IELCO	
	CÓDIGO PROYECTO: N/A		NOMBRE PROYECTO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS		FECHA: 11/05/2023	
	DESCRIPCIÓN DEL CONTRATO: IMPLEMENTACION DE RECONECTADORES MONOFASICOS EN CIRCUITOS DERIVADOS INTEGRADOS A SISTEMA DE SCADA					

- Ayuda a reducir el número de incidencias y eventos hasta un 75% es decir el corte de energía en alimentadores se disminuirá, mejorando así los índices de calidad.
- Se recomienda que el ajuste de las protecciones eléctricas sea selectivo y sensible de modo que los equipos funcionen de manera correcta.
- Entre los 2 reconectores hubieron 27 operaciones de apertura de las cuales en su mayoría, es decir el 18% fueron falla permanentes y el 82% fueron fallas temporales, las cuales pudieron ser solventadas con operaciones de recierre automático de forma efectiva y cierre remoto por parte de operaciones, maximizando los tiempos de suministro eléctrico en el alimentador Los Angeles.

Bibliografía

- [Anderson, 2022] Anderson, Henville, C. R. R. J. M. S. (2022). *Power system protection*. John Wiley & Sons.
- [ARCERNNR, 2020] ARCERNNR (2020). Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica.
- [Barragan, 2020] Barragan, A. (2020). La generación de energía eléctrica para el desarrollo industrial en el ecuador a partir del uso de las energías renovables. *Universidad Ciencia y Tecnología*, 24(104):36–46.
- [Calvo, 2021] Calvo, Alamos, U. C. (2021). Desarrollo de indicadores de pobreza energética en américa latina y el caribe.
- [Gonen, 2008] Gonen, T. (2008). *Electric power distribution engineering*.
- [HARTBR, 2023] HARTBR (2023). Reconectador monofásico rocket-1.
- [Jiménez, 2015] Jiménez, D. V. (2015). Estudio de indicadores de calidad del suministro de energía eléctrica de una red de distribución a 13.2 kv.
- [Orozco, 2023] Orozco, M. (2023). La demanda de electricidad crece 8,6
- [Patiño, 2007] Patiño, R. (2007). Telecontrol y telegestión de reconectores con tecnología gsm / gprs.
- [Quintero, 2013] Quintero, C. (2013). Modelos de mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en américa latina y el caribe - colombia.
- [Sayas, 2013] Sayas, L. (2013). Propuesta de herramientas de gestión para mejorar la calidad del servicio eléctrico de las empresas distribuidoras estatales administradas por fonafe.
- [Sierra, 2010] Sierra, E. (2010). Evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad para redes eléctricas de distribución. *Ingeniería Energética*, 31(3):42–48.
- [Torres, 2013] Torres, R. (2013). Estrategias efectivas para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica de un sistema de distribución eléctrico. *Yachana Revista Científica*, 2(2).
- [Vallejo, 2007] Vallejo, J. M. (2007). Coordinación de protecciones en sistemas de distribución con generación distribuida. *Instituto Politécnico Nacional*.