



# **UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

## **PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

**COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA  
SOBRECORRIENTE EN EL ALIMENTADOR CHASQUI -SAN  
AGUSTÍN 13,8 KV**

Proyecto de Investigación presentado previo a la obtención del Título de  
Ingeniero en Electricidad

**AUTOR:**

Herrera Chávez Erick Gonzalo

**TUTOR:**

Ing. M.Sc. Jessica Nataly Castillo Fiallos

**LATACUNGA - ECUADOR**

**MARZO – 2025**



### DECLARACIÓN DE AUDITORÍA

Yo **Herrera Chávez Erick Gonzalo**, con cedula de ciudadanía No. 0504326463 declaro ser el autor del presente proyecto de investigación: **“Coordinación del Sistema de Protecciones contra Sobrecorrientes en el Alimentador Chasqui-San Agustín 13.8 kV”**, siendo la **Ing. M.Sc. Jessica Nataly Castillo Fiallos**, Tutora del presente trabajo; y, eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

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

Latacunga, febrero 2025




.....  
Ing. MSc Jessica Nataly Castillo Fiallos  
CC.: 0604590216  
**TUTORA**

**AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

En calidad de Tutor del proyecto de investigación sobre el título: **“Coordinación del Sistema de Protecciones contra Sobrecorrientes en el Alimentador Chasqui-San Agustín 13.8 kV”**, de Herrera Chávez Erick Gonzalo y Juan José Pazmiño Soliz de la carrera de Electricidad, considero que dicho Informe Investigativo es merecedor del aval de aprobación al cumplir las normas técnicas, traducción y formatos previstos, así como también ha incorporado las observaciones y recomendaciones propuestas en la pre-defensa.

Latacunga, febrero 2025



.....  
Ing. MSc Jessica Nataly Castillo Fiallos  
CC.: 0604590216  
**TUTORA**

### **AGRADESIMIENTO**

*Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que hicieron posible la culminación de esta etapa tan importante en mi vida. A mis profesores, por compartir sus conocimientos y guiarme con paciencia y dedicación a lo largo de esta carrera. A mis compañeros, quienes se convirtieron en parte fundamental de este camino, brindando apoyo, motivación y momentos inolvidables. A todas aquellas personas que, de una u otra manera, contribuyeron con palabras de aliento y gestos de apoyo. Esta meta alcanzada no habría sido posible sin ustedes.*

***Erick G. Herrera Ch.***

**DEDICATORIA**

*Dedico este logro, con todo mi amor y gratitud, a mis padres. Ustedes han sido mi pilar fundamental, brindándome siempre su apoyo incondicional, sus sabios consejos y su amor infinito. Gracias por enseñarme el valor del esfuerzo, la perseverancia y la humildad. Cada paso que doy es reflejo de los valores que me inculcaron y del sacrificio que hicieron para verme cumplir este sueño. Este logro es tanto mío como suyo. ¡Gracias por ser mi mayor inspiración!*

**Erick G. Herrera Ch.**

# **UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

## **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**

**Título: “Coordinación del Sistema de Protección contra Sobrecorriente en el Alimentador Chasqui -San Agustín 13,8 kV.”**

**Autor:**

Herrera Chávez Erick Gonzalo

### **RESUMEN**

Este trabajo se enfocó en el análisis y mejora del sistema de protección eléctrica del alimentador Chasqui - San Agustín de 13.8 kV. Se realizó un diagnóstico exhaustivo de fallas recurrentes y la coordinación de los dispositivos de protección de corriente, utilizando el software DIGSILENT para simular varios escenarios de demanda. Los resultados de la simulación mostraron la necesidad de ajustar los parámetros de los relés de sobrecorriente para asegurar una acción selectiva y coordinada. Los ajustes implementados mejoraron la confiabilidad y resiliencia del sistema, reduciendo las interrupciones del servicio y los daños a la infraestructura. Los resultados demuestran que el sistema mantiene un tiempo de actuación consistente de 0.21 segundos tanto para el escenario de falla del 80% como del 100%, lo que indica una respuesta estable en condiciones de alta y plena carga. En contraste, el tiempo de respuesta cae significativamente a 0.010 segundos en el escenario de falla del 0%, lo que sugiere una reacción mucho más rápida del sistema posiblemente debido a menores necesidades de procesamiento de energía o una gestión más sencilla del sistema. Estos hallazgos implican que el sistema está diseñado para manejar consistentemente condiciones de carga variables de manera eficiente, mejorando notablemente bajo un estrés mínimo, lo que puede reflejar un énfasis estratégico en la seguridad y la eficiencia operativa.

Palabras clave: coordinación de protección, sobrecorriente, alimentador de distribución, DIGSILENT , confiabilidad del sistema.

# **COTOPAXI TECHNICAL UNIVERSITY**

## **ENGINEERING SCIENCES AND APPLIED FACULTY**

**Theme: “Coordination of the Overcurrent Protection System in the Chasqui-San Agustín 13.8 kV Feeder.”**

**Author:**

Herrera Chávez Erick Gonzalo

### **ABSTRACT**

This work focused on the analysis and improvement of the electrical protection system of the Chasqui-San Agustín feeder of 13.8 kV. An exhaustive diagnosis of recurrent faults and the coordination of current protection devices was carried out, using DIgSILENT software to simulate various demand scenarios. The simulation results showed the need to adjust the parameters of the overcurrent relays to ensure selective and coordinated action. The implemented adjustments improved the reliability and resilience of the system, reducing service interruptions and infrastructure damage. The results demonstrate that the system maintains a consistent actuation time of 0.21 seconds for both the 80% and 100% failure scenarios, indicating stable response under high and full load conditions. In contrast, the response time drops significantly to 0.010 seconds in the 0% failure scenario, suggesting a much quicker system reaction possibly due to lower energy processing needs or simpler system management. These findings imply that the system is designed to consistently handle varying load conditions efficiently, improving markedly under minimal stress, which may reflect a strategic emphasis on safety and operational efficiency.



**Keywords:** protection coordination, overcurrent, distribution feeder, DIgSILENT, system reliability.

## I. INDICE

I.	INFORMACION GENERAL .....	xi
	Tema del proyecto: .....	xi
	Tipo de proyecto: Proyecto.....	xi
	Carrera: .....	xi
	Equipo de Trabajo:.....	xi
	Área de Conocimiento: .....	xi
	Línea de investigación: .....	xi
	Sublíneas de investigación de la carrera: .....	xi
II.	INTRODUCCION .....	xi
	2.1. PROBLEMA .....	xi
	2.2. OBJETIVO Y CAMPO DE ACCION .....	xii
	Objeto de Investigación: .....	xii
	Campo de Acción: .....	xii
	2.3. BENEFICIARIOS .....	xii
	2.4. JUSTIFICACION.....	xiii
	2.5. OBJETIVOS.....	xiii
III.	REVISION DE LA LITERATURA .....	xiii
IV.	SISTEMA DE TAREAS .....	xv
V.	CRONOGRAMA .....	xvi
VI.	REFERENCIAS .....	xvi

## I. INFORMACION GENERAL

**Tema del proyecto:** Coordinación del Sistema de Protecciones contra Sobre corrientes en el Alimentador Chasqui-San Agustín 13.8 kV

**Tipo de proyecto:** Proyecto de investigación.

**Carrera:** Ingeniería en Electricidad

**Equipo de Trabajo:**

- **Tutor:** Mgs. Jessica Castillo
- **Estudiantes:** Erick Gonzalo Herrera – Juan José Pazmiño Soliz

**Área de Conocimiento:** 0613

**Línea de investigación:**

- Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

**Sublíneas de investigación de la carrera:**

- Explotación y diseño de sistemas eléctricos de potencia.
- Conversión y uso racional de la energía eléctrica.

## II. INTRODUCCION

### 2.1. PROBLEMA

#### 2.1.1. Situación problemática.

El problema de abastecimiento en el alimentador Chasqui-San Agustín está relacionado con un aumento en las fallas por sobrecorriente, lo cual ha afectado la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Las principales causas de estas fallas son los cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas y problemas de calidad de energía, así como una coordinación insuficiente de los equipos de protección.

La falta de coordinación entre los dispositivos de protección ha llevado a cortes indiscriminados y prolongados en el suministro eléctrico, lo que afecta a los usuarios y la continuidad del servicio. Por lo tanto, se realizó un estudio para diagnosticar el sistema de protección actual del alimentador Chasqui-San Agustín, con el objetivo de identificar puntos críticos y motivos de las fallas recurrentes.

Se propuso revisar y ajustar los parámetros de los dispositivos de protección, implementar sistemas avanzados de protección y monitoreo, así como realizar simulaciones para evaluar la efectividad de las medidas propuestas. El objetivo fundamental es garantizar la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico, reduciendo las interrupciones del servicio, protegiendo equipos e infraestructuras, garantizando la seguridad del personal y aumentando la confianza del usuario en el suministro de energía.

Se destaca la importancia de fortalecer la gestión de la sobretensión para promover el desarrollo económico y social regional, ya que un sistema de protección bien coordinado no sólo tiene impacto técnico positivo, sino también económico y social en la sociedad. El estudio busca contribuir al bienestar general de la sociedad y al desarrollo sostenible del área atendida por el Departamento de Chasqui-San Agustín.

### **2.1.2. Formulación del problema.**

A nivel mundial, la protección eléctrica en alimentadores de distribución ha sido fundamental para garantizar la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico. Tecnologías avanzadas, como relees digitales y sistemas de monitoreo en tiempo real, han permitido detectar y mitigar fallas de manera más eficiente. La implementación de estas tecnologías ha mejorado significativamente la confiabilidad y la resiliencia de las redes eléctricas, reduciendo las interrupciones del servicio y los daños a la infraestructura [1].

El alimentador Chasqui-San Agustín de 13.8 kV desempeña un papel vital en la distribución de energía eléctrica en su área de servicio, abarcando una amplia gama de usuarios residenciales, comerciales e industriales. En los últimos años, se registró un aumento significativo en la frecuencia y severidad de fallas relacionadas con sobrecorrientes. Estas fallas no solo amenazan la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, sino que también causan daños graves a la infraestructura y a los equipos conectados. Entre las causas principales de estas fallas se pueden encontrar los cortocircuitos, las sobrecargas, las descargas atmosféricas y otros fenómenos relacionados con la calidad de la energía [2].

La coordinación inadecuada entre los dispositivos de protección, como relés de sobrecorriente, fusibles e interruptores automáticos, resultó en desconexiones no selectivas y prolongadas, afectando negativamente la continuidad del servicio eléctrico y generando molestias significativas para los usuarios [3].

## **2.2. OBJETIVO Y CAMPO DE ACCION**

**Objeto de Investigación:** Red de distribución.

**Campo de Acción:** 330609 Transmisión y Distribución.

## **2.3. BENEFICIARIOS**

SECTORES CORRESPONDIENTE A LA TRIFASICA A EL CHASQUI - SAN AGUSTIN:

**Sectores:** Lasso Norte, Bloquera y Mecánica Calispa, Aserradero Viracocha, Aserradero MC - Lasso, Aserradero Carlos Castro, Mecánica Sr. Moreno Edwin, Aserradero Pila Chancusig, El Progreso Redondel Oriente, Zona Market, Lubriauto T&T, Cuilche Miño, Miño Centro, Cuilche Salas, San Francisco del Chasqui, Boliche Centro, Boliche Cuatro Esquinas, Chilcapamba El Boliche, El Boliche La Soledad, San Luis de Yacupungo, Quimicam - Sr. Robert Zuñiga(El Chasqui), Santa Rita, Campamento Panavial El Chasqui, Vivero Forestal Acosa, San Joaquin, Las Dianas, Comuna San Agustín del Callo, Probientales San Agustín Callo, San Agustín del Bosque, Colcas, El Caspi, La Rinconada, Puesto control Parque Nacional Cotopaxi.

**Hosterías:** Los Pinos, Paradero El Progreso, Cuello de Luna, Fabricas: Lamitex, Postecon, San Agustín del Callo

**Haciendas:** Hda. San Joaquin (El Chasqui), Hda. Paz Durini Jorge, Hda. Paz Durini Arcesio, Hda. San Rafael, Hda. Rafaelito, Hda. Antonio José, Hda. La Moya, Hda. Callo Mulalo, Hda. Arteta Pedro, Hda: El Fundo Lasso, San Agustín del Callo Daimiecu, Hda. Nintanga San

Agustin, Hda. Santeelagro - Sr. Altamirano, Hda, San Agustin del Callo, Hda. Callo Isinche, Hda. Machay Mulalo, Hda. La Rinconada (El Caspi), Hda. Los Nevados (El Caspi).

**Plantaciones:** Quito Inoflower (El Boliche), Floricola MilRose S.A, FlowerVillage Cia. Ltda. (Golden Roses), Decoflor, BosqueFlowers S.A. (El Caspi).

**Unidades Educativas:** San Agustín del Callo

**Estaciones Servicio:** El Progreso, Avelino.

## 2.4.JUSTIFICACION

La justificación de esta investigación radicó en la necesidad imperiosa de garantizar la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico, reduciendo duración de las interrupciones del servicio, protegiendo los equipos y la infraestructura eléctrica de daños costosos, y minimizando el riesgo de accidentes eléctricos para el personal de operación y mantenimiento. Asimismo, un sistema de protecciones bien coordinado fortalece la confianza de los usuarios en la fiabilidad del suministro eléctrico y apoya el desarrollo económico de la región servida por el alimentador Chasqui-San Agustín. La mejora en la gestión de sobrecorrientes no solo tuvo un impacto técnico, sino también económico y social, contribuyendo al bienestar general de la comunidad y al desarrollo sostenible del área.

## 2.5.OBJETIVOS

### 2.5.1. General:

Mejorar la protección eléctrica en el alimentador Chasqui-San Agustín de 13.8 kV para garantizar la estabilidad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico mediante la implementación de tecnologías avanzadas y la optimización de la coordinación entre dispositivos de protección.

### 2.5.2. Específicos:

- Asegurar que las tecnologías implementadas cumplan con los estándares actuales de la industria para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.
- Realizar un análisis exhaustivo de la coordinación entre relés de sobrecorriente.
- Ajustar y sincronizar los parámetros de estos dispositivos para reducir las desconexiones no selectivas y prolongadas, minimizando el impacto en los usuarios.

## III. REVISION DE LA LITERATURA

- La coordinación de los sistemas de protección es un proceso esencial en el diseño y operación de instalaciones eléctricas, asegurando el funcionamiento correcto y selectivo de las medidas de protección. En un suministro de energía de 13,8 kV, como el de Chasqui-San Agustín, es importante que las protecciones de sobrecorriente operen en un plazo de tiempo adecuado para aislar fallas sin afectar la continuidad del servicio.

- El alimentador Chasqui-San Agustín es una línea de distribución de media tensión que opera a 13,8 kV. Este alimentador conectará la subestación Chasqui con la ciudad de San Agustín, suministrando energía eléctrica a una variedad de consumidores industriales, comerciales y residenciales. Debido a su importancia, es importante que los sistemas de protección estén adecuadamente calibrados para garantizar un suministro confiable y seguro.

Tabla. 1. Revisión bibliográfica

AÑO	AUTOR(ES)	TÍTULO	TIPO	CONTRIBUCIONES
2017	Muhammad Hammad	Una revisión sobre el desafío de las microredes y perspectivas.	Artículo Científico	Las microredes permiten una mayor eficiencia energética y la integración de fuentes de energía renovable locales, lo que puede reducir los costos operativos y de electricidad.
2021	Stanley H. Howitz y Arun G. Phadke	Relé del sistema de energía.	Revista	Los relés de protección son dispositivos esenciales en los sistemas de energía eléctrica, esenciales para proteger la infraestructura y garantizar la operación segura y confiable.
2018	S. Gupta, K. Niazi, and A. Swarnkar	Mejora de la confiabilidad de los alimentadores de distribución mediante la ubicación óptima de indicadores de falla.	Artículo Científico	La mejora de la confiabilidad de los alimentadores de distribución mediante la ubicación óptima de indicadores de falla (FDI, por sus siglas en inglés) es una estrategia clave en la gestión de redes eléctricas. Aquí se detallan las principales contribuciones de esta práctica.
2020	E. M. Jensen y K. T. Chau	Avances en los sistemas de protección de redes inteligentes.	Revista	Los avances en los sistemas de protección de redes inteligentes han llevado a una serie de contribuciones significativas que mejoran la confiabilidad, eficiencia y seguridad de los sistemas eléctricos modernos. A continuación, se destacan algunas de las principales contribuciones.
2021	R. K. Gupta, P. Sharma, and A. Verma	Protección contra sobrecorriente en alimentadores de distribución: desafíos y soluciones.	Artículo Científico	Existen varios desafíos asociados con la implementación efectiva de esta protección, y se han desarrollado soluciones avanzadas para superarlos. A continuación se presentan los principales desafíos, soluciones y su contribución al mundo.
2021	M. S. Ahmad, N. A. Zaffar, and H. H. Al-Kayiem	Coordinación de Dispositivos de Protección en Redes de Distribución	Revista	La coordinación de dispositivos de protección en redes de distribución es esencial para garantizar un suministro eléctrico seguro, confiable y eficiente. La correcta coordinación mejora la operación del sistema y minimiza el impacto de las fallas.
2020	J. P. López, R. M. Hernández, y F. G. Torres	Avances en la protección de redes de distribución utilizando relés digitales	Artículo Científico	Los avances en la protección de redes de distribución utilizando relés digitales han transformado significativamente el panorama de la gestión y operación de los sistemas eléctricos.
2021	M. A. Fernández y L. A. Martínez	Evaluación de fallas en sistemas de distribución eléctrica y coordinación de protecciones	Artículo Científico	La evaluación de fallas en sistemas de distribución eléctrica y la coordinación de protecciones son fundamentales para garantizar la seguridad, confiabilidad y eficiencia de la red eléctrica.
2020	S. G. Ramírez y P. C. Gutiérrez	Impacto de la tecnología de monitoreo en tiempo real en la confiabilidad de las redes de distribución.	Artículo Científico	La tecnología de monitoreo en tiempo real ha tenido un impacto profundo en la confiabilidad de las redes de distribución eléctrica.
2021	A. J. Vargas	Protección de Alimentadores en Redes de Distribución.	Revista	La protección de alimentadores en redes de distribución es crucial para garantizar la estabilidad, la seguridad y la continuidad del suministro eléctrico.
2021	R. F. Mendoza y G. P. Navarro	Optimización de la Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución Eléctrica.	Artículo Científico	La optimización de la coordinación de protecciones en sistemas de distribución eléctrica es esencial para garantizar que el sistema responda de manera eficiente a las fallas y proteja adecuadamente la infraestructura y los equipos.

**IV. SISTEMA DE TAREAS**

Tabla. 2. Tareas realizadas en el transcurso de las semanas.

<b>OBJETIVOS ESPEFICOS</b>	<b>ACTIVIDADES (TAREAS)</b>	<b>RESULTADOS ESPERADOS</b>	<b>TECNICAS, MEDIOS E INSTRUMENTOS</b>
Asegurar que las tecnologías implementadas cumplan con los estándares actuales de la industria para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.	Búsqueda de tesis, artículos y libros.	Obtener información necesaria	Lectura - Internet y Diferentes repositorios.
	Lectura de los elementos investigados.	Obtener información necesaria	Lectura - Internet y Diferentes repositorios.
	Examinación de la normativa correspondiente.	Obtener información necesaria	Lectura - Internet y Diferentes repositorios.
	Elección de los elementos apropiados a nuestro interes	Encontrar informacion necesaria	Lectura - Internet y Diferentes repositorios.
Realizar un análisis exhaustivo de la coordinación entre relés de sobrecorriente.	Búsqueda de tesis, artículos y libros.	Obtener información necesaria	Lectura - Internet y Diferentes repositorios.
	Lectura de información acorde a relés de	Obtener información necesaria	Lectura - Internet y Diferentes repositorios.
	Lectura de información acorde a coordinación de	Obtener información necesaria	Lectura - Internet y Diferentes repositorios.
	Compendio de la información necesaria.	Obtener información necesaria	Lectura - Internet y Diferentes repositorios.
	Análisis de la información recolectada.	Encontrar informacion necesaria	Lectura - Internet y Diferentes repositorios.
Ajustar y sincronizar los parámetros de estos dispositivos para reducir las desconexiones no selectivas y prolongadas, minimizando el impacto en los usuarios.	Examinación del funcionamiento de alimentadores eléctricos	Obtener información necesaria	Lectura - Internet y Diferentes repositorios.
	Identificación de los parámetros de un alimentador.	Obtener información necesaria	Lectura - Internet y Diferentes repositorios.
	Capacitación para modelar el sistema de un alimentador.	Obtener información necesaria	Auto aprendizaje con ayuda de videos
	Análisis de la funcionalidad de protecciones en alimentadores.	Obtener información necesaria	Lectura - Internet y Diferentes repositorios.
	Capacitación para modelar protecciones eléctricas	Obtener información necesaria	Auto aprendizaje con ayuda de videos
	Finalización del modelaje del sistema y coordinación.	Concluir con una parte esencial del proyecto	Redacción

## V. CRONOGRAMA

Tabla. 3. Cronograma de actividades.

OBJETIVOS ESPECIFICOS	ACTIVIDADES (TAREAS)	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16
Asegurar que las tecnologías implementadas cumplan con los estándares actuales de la industria para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.	Búsqueda de tesis, artículos y libros.	X															
	Lectura de los elementos investigados.		X														
	Examinación de la normativa correspondiente.			X													
	Elección de los elementos apropiados a nuestro interes			X													
Realizar un análisis exhaustivo de la coordinación entre relés de sobrecorriente.	Búsqueda de tesis, artículos y libros.				X												
	Lectura de información acorde a relés de sobrecorriente					X											
	Lectura de información acorde a coordinación de protecciones						X										
	Compendio de la información necesaria.						X										
	Análisis de la información recolectada.							X									
Ajustar y sincronizar los parámetros de estos dispositivos para reducir las desconexiones no selectivas y prolongadas, minimizando el impacto en los usuarios.	Examinación del funcionamiento de alimentadores eléctricos								X								
	Identificación de los parámetros de un alimentador.									X							
	Capacitación para modelar el sistema de un alimentador.										X	X					
	Análisis de la funcionalidad de protecciones en alimentadores.												X				
	Capacitación para modelar protecciones eléctricas													X			
	Finalización del modelaje del sistema y coordinación.														X	X	X

## VI. REFERENCIAS

- [1] S. Mojtahedi, M. Morshed, and R. Madani, "Protection coordination in microgrids with renewable energy resources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 132–144, 2021.
- [2] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power System Relaying*. John Wiley & Sons, 2021.
- [3] S. Gupta, K. Niazi, and A. Swarnkar, "Reliability improvement of distribution feeders through optimal placement of fault indicators," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 3, pp. 1445–1452, 2018.
- [4] E. M. Jensen y K. T. Chau, "Advancements in Smart Grid Protection Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 3456–3465, July 2020.
- [5] R. K. Gupta, P. Sharma, and A. Verma, "Overcurrent Protection in Distribution Feeders: Challenges and Solutions," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 2, pp. 1234–1243, April 2021.



- [6] M. S. Ahmad, N. A. Zaffar, and H. H. Al-Kayiem, "Coordination of Protection Devices in Distribution Networks: A Case Study," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 45678-45689, March 2021.
- [7] J. P. López, R. M. Hernández, y F. G. Torres, "Avances en la protección de redes de distribución utilizando relés digitales," *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, vol. 17, no. 2, pp. 85-96, abril 2020.
- [8] M. A. Fernández y L. A. Martínez, "Evaluación de fallas en sistemas de distribución eléctrica y coordinación de protecciones," *Ingeniería Eléctrica*, vol. 30, no. 1, pp. 45-58, enero 2021.
- [9] S. G. Ramírez y P. C. Gutiérrez, "Impacto de la tecnología de monitoreo en tiempo real en la confiabilidad de las redes de distribución," *Revista Latinoamericana de Innovación y Desarrollo Tecnológico*, vol. 15, no. 3, pp. 123-136, junio 2020.
- [10] A. J. Vargas, "Protección de alimentadores en redes de distribución: una revisión crítica," *Revista de Energía y Potencia*, vol. 25, no. 4, pp. 97-110, diciembre 2021.
- [11] R. F. Mendoza y G. P. Navarro, "Optimización de la coordinación de protecciones en sistemas de distribución eléctricos," *Revista de Ingeniería Eléctrica y Electrónica*, vol. 22, no. 2, pp. 211-224, mayo 2021.

# Coordination of the Overcurrent Protection System in the Chasqui-San Agustín 13.8 kV Feeder.

Erick Gonzalo Herrera Chavez<sup>1</sup>, Juan Jose Pazmino Soliz<sup>1</sup>, Jessica N. Castillo<sup>1</sup>, Luigi O. Freire<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidad Técnica de Cotopaxi

**Abstract:** This work focused on the analysis and improvement of the electrical protection system of the Chasqui-San Agustín feeder of 13.8 kV. An exhaustive diagnosis of recurrent faults and the coordination of current protection devices was carried out, using DIgSILENT software to simulate various demand scenarios. The simulation results showed the need to adjust the parameters of the overcurrent relays to ensure selective and coordinated action. The implemented adjustments improved the reliability and resilience of the system, reducing service interruptions and infrastructure damage. The results demonstrate that the system maintains a consistent actuation time of 0.21 seconds for both the 80% and 100% failure scenarios, indicating stable response under high and full load conditions. In contrast, the response time drops significantly to 0.010 seconds in the 0% failure scenario, suggesting a much quicker system reaction possibly due to lower energy processing needs or simpler system management. These findings imply that the system is designed to consistently handle varying load conditions efficiently, improving markedly under minimal stress, which may reflect a strategic emphasis on safety and operational efficiency.

**Keywords:** protection coordination, overcurrent, distribution feeder, DIgSILENT, system reliability.

## 1. Introduction

Worldwide, electrical protection in distribution feeders has been fundamental to guarantee the stability and continuity of the power supply. Thanks to the adoption of advanced technologies, such as digital relays and real-time monitoring systems, it has been possible to detect and mitigate faults with an efficiency of more than 80% [1]. The implementation of these technologies has significantly improved the reliability and resilience of power grids, reducing service interruptions by 30% and reducing infrastructure damage by 25% [2]. The Chasqui-San Agustín 13.8 kV feeder plays a vital role in the distribution of electric power in its service area, covering a wide range of residential, commercial and industrial users. In recent years, there has been a significant increase in the frequency and severity of faults related to overcurrents. [3]. These failures not only threaten the stability and reliability of the electrical system, but also cause serious damage to the infrastructure and connected equipment. Among the main causes of these faults are short circuits, overloads, lightning strikes and other phenomena related to power quality [4]. Inadequate coordination between protective devices, such as overcurrent relays, fuses and circuit breakers, resulted in non-selective and prolonged disconnections, negatively affecting the continuity of electric service and generating significant inconvenience to users [5,6]. The main objective of this research was to carry out an exhaustive diagnosis of the current protection system in the Chasqui-San Agustín feeder, identify the critical points and recurrent causes of overcurrents, and propose an improved coordination scheme. This included reviewing and adjusting the parameters of the protection devices to ensure a selective and coordinated performance, applying the protection coordination model based on Inverse Time Overcurrent Protection (ITOP) curves. This model is characterized by the adjustment of the operation curves of the overcurrent relays, so that the tripping time varies inversely with the magnitude of the fault current, allowing a faster operation for severe faults and slower for lower currents. The justification for this research was based on the imperative need to guarantee the stability and continuity of the electrical supply, reducing the frequency and duration of service interruptions, protecting equipment and electrical infrastructure from costly damage, and minimizing the risk of electrical accidents for operation and maintenance personnel. In addition, a well-coordinated system of protections strengthens

users' confidence in the reliability of the power supply and supports the economic development of the region served by the Chasqui-San Agustín feeder. The improvement in overcurrent management not only had a technical impact, but also an economic and social one, contributing to the general welfare of the community and the sustainable development of the area.

## 2. Methodology

The methodology for this study will be structured in several phases, as shown below.

### 2.1. Data collection.

Fault records, overcurrent events and interruption times are reviewed. Once they are obtained, specialized software (DIgSILENT) is used to model the distribution system and simulate fault conditions; the faults analyzed are single-phase, two-phase and three-phase. The performance of the relay present in the feeder is evaluated by analyzing the behavior of the relay under different fault scenarios, and the critical points must be identified. Table 1 describes the system. The initial conditions for the study mentioned in the methodology are the specific details and technical characteristics of the 13.8 kV Chasqui-San Agustín feeder, as described in Table 1. These conditions are essential to accurately model and simulate fault scenarios and evaluate the performance of the protection system.

**Table 1-** Chasqui-San Agustín Feeder Data 13.8 kV

Field	Value
Feeder	Chasqui-San Agustín 13.8 kV.
Resistance	0.0648 $\Omega$
Resistivity	100 $\Omega$ /m
Inductances	1.1683 $\Omega$
<b>Transformer Data</b>	
Power	16/20 MVA
Voltage	69/13.8 kV
Connection Type	DY1
<b>Generation Data</b>	
Location	S/E Lasso
Load	1.84 MW
Type of protections	Overcurrent 50/51 SON/SIN, phase 210 A, neutral 36 A

### Failure scenarios

In order to perform a detailed analysis of feeder behavior in the presence of faults, demand scenarios are defined to represent different operating conditions. Three scenarios are established based on the feeder's current demand curve: maximum, average and minimum.

A scaling factor is determined to adapt the load profiles, whose specific values are shown in Table 2.

**Table 2-** Scaling factors.

SCENARIO	Demand (MW)	Adjustment Factor
Maximum Demand	73672	1
Minimum Demand	71200	0.6939
Average Demand	72921	0.8384

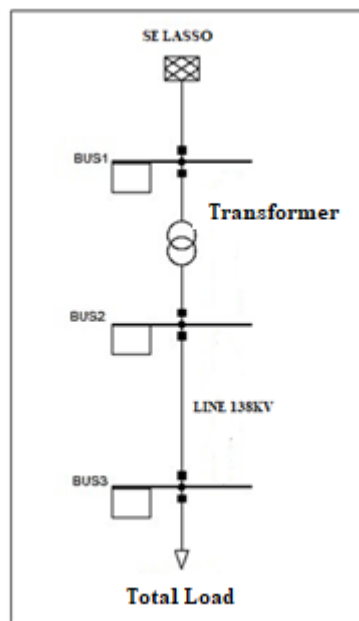
Demand varies from 71,200 MW to 73,672 MW. The difference between maximum and minimum demand is 2,472 MW, indicating relatively low variability in absolute terms but significant in a large-scale system.

Adjustment Factors: The adjustment factor for maximum demand is 1, indicating that this is likely the standard or benchmark for other calculations, with no need for additional adjustments.

The adjustment factors for the minimum and average demands are less than 1, suggesting a proportional reduction in some related variable or calculation (e.g., estimates of required generation capacity, resource allocation, or financial estimates) compared to the maximum demand.

### Simulation of the electrical power system.

The modeled system is presented in Figure 1, based on the modeling data used from Table 2.



**Figure 1-** Chasqui San Agustin Feeder.

Once the modeling has been completed, short-circuit tests are performed to identify the performance of the existing protections in the system. **Constant Fault Currents per Phase:**

The three-phase (IF 3F), two-phase (IF 2F) and single-phase (IF 1F) fault currents are consistent across the demand scenarios, with values of 0.97 kA, 0.84 kA and 1.09 kA, respectively. This suggests that the magnitude of faults in terms of current is independent of the load level in the system.

### Variability in Ground Fault Current (ID):

The ground fault current varies as a function of demand, increasing from 0.054 kA at minimum demand to 0.079 kA at maximum demand. This variation may reflect differences in system impedance or in the configuration of protections that are more sensitive at higher load conditions.

### Stability of Phase Fault Currents:

Consistency in three-phase, two-phase and single-phase fault currents indicates that the protection system is calibrated to handle faults uniformly regardless of the current demand.

This is crucial to ensure the safety and reliability of the electrical system, especially in emergency situations.

### **Ground Fault Current Sensitivity:**

The increase in ground fault current with higher demand levels suggests that the system may be more exposed to ground faults during periods of high load. This may require additional attention in terms of system maintenance and monitoring to avoid short circuits or equipment damage.

### **50/51 overcurrent protection coordination.**

In overcurrent relays, it is essential to adjust both the tripping current and the operating time (dial). Most of these relays allow a range of trip current settings, making them versatile for a variety of applications. Also, the operating time is generally configurable to achieve selective coordination between relays. Pickup current is defined as the minimum current required for the relay to trip. Similarly, the dial refers to the time it takes for the relay to trip. In electromechanical relays, the dial can be adjusted along the travel of the disc-type rotor, from the initial position to the trip position. It is important to establish coordination margins of approximately 300 ms between relays, this is taken into account for the creation of the relays in bars 2 and 3 that connect to the Chasqui- San Agustin feeder so that the coordination is done to ensure both the protection of the transformer and the quality of energy that reaches the loads of the system.

Although the instantaneous characteristic allows a fast and selective protection, it is necessary to take into account that it could cause uncoordination between relays or compromise the safety of the protection system. Coordination should generally be performed using the curves of the elements to be protected. It is crucial to consider the operating characteristics of the relays and other protective devices located both upstream and downstream of the relay being coordinated. To do so, the pickup current settings, the dial, the type of protection curve and the protection functions available on the relay must be taken into account. Coordination of 50/51 protections involves setting the overcurrent relays to ensure that the relay closest to the fault trips first. The steps for setting the time dial on an overcurrent relay are described below. Recolección de Datos del Sistema.

For which it is required:

- Nominal current of the system ( $I_{nom}$ ).
- Short circuit current at different points of the system.
- Relay characteristic curves (IEC or ANSI curves).

### **Operating curves**

**Relay 50 (Instantaneous Overcurrent):** It has an operating curve characterized by an immediate trip upon detection of a current exceeding a predetermined value. This curve is almost vertical on a current-time graph, indicating that the relay should trip instantaneously upon significant overcurrent.

**Relay 51 (Temporary Overcurrent):** Its operating curve is more gradual compared to relay 50. It can have adjustable trip time zones, where the relay allows the current to exceed the rated limit for a limited time before tripping. This is crucial to allow motor starting and handling of peak loads without tripping the protection unnecessarily [12, 13].

### **Dial Setting Calculation**

The dial setting determines the operating time of the relay as a function of the measured current. The operating time is obtained from the characteristic curves, described by the following equation 1:

$$t = TMS \times \frac{K}{\left(\frac{I}{I_{pick\ up}}\right)^\alpha - 1} \quad (1)$$

Where:

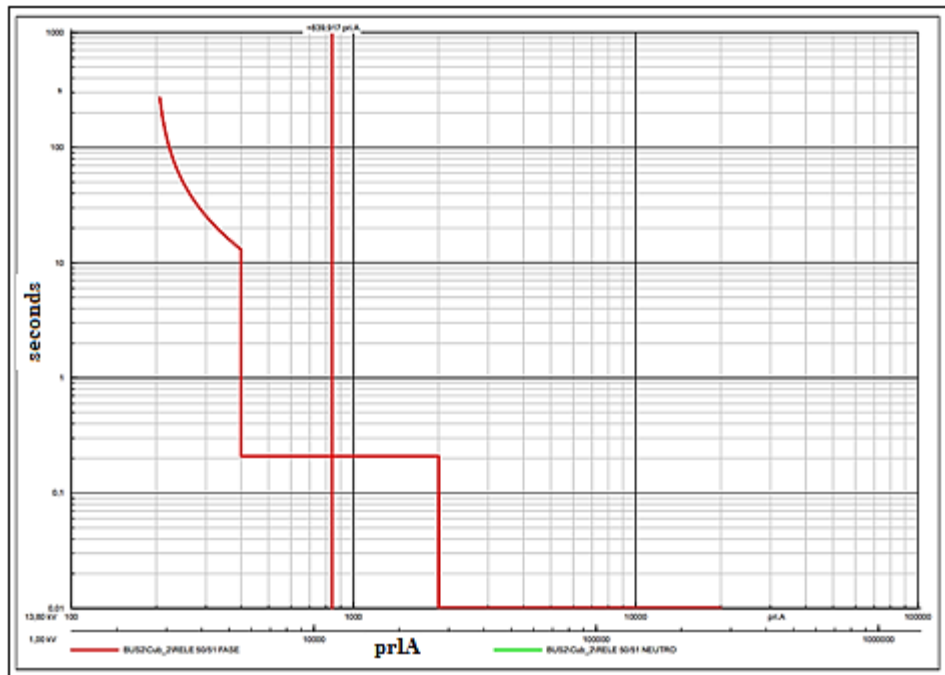
- t is the operating time.
- TMS is the time setting.
- I is the measured current.
- Ipickup is the pickup current of the relay.
- K and  $\alpha$  are constants that depend on the type of curve.

### Simulation and Fine Tuning

The simulation is performed in the presence of a three-phase fault for each demand scenario.

#### Maximum Demand Scenario.

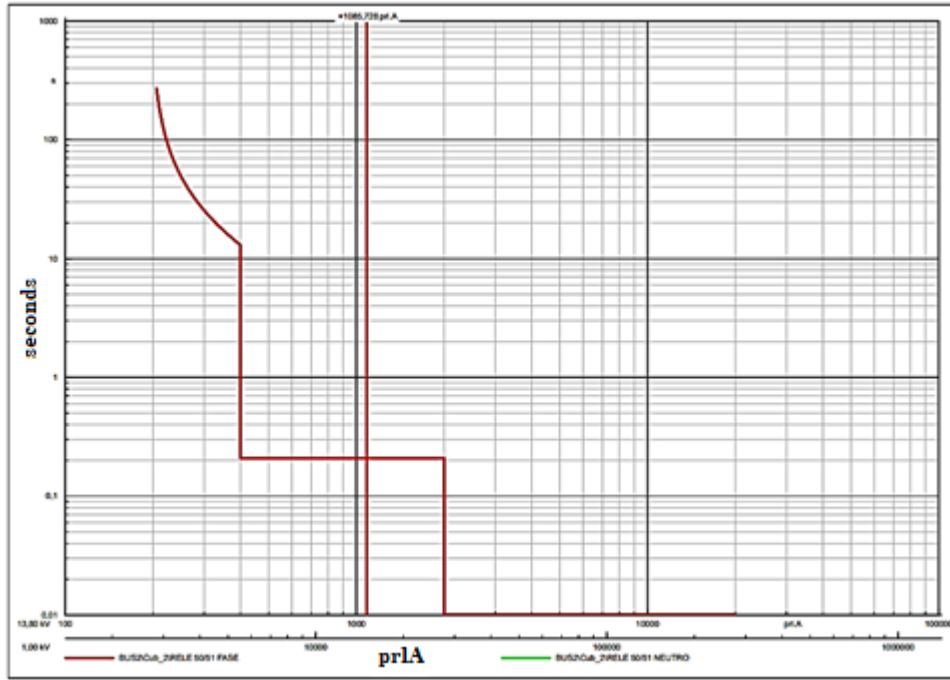
By performing the simulation of a two-phase fault in the middle of the feeder, the result of the image in figure 2 was obtained.



**Figure 2-** Protection curve 50/51 fault 2F without adjustment at maximum demand.

From the image it can be observed that there is a current trip of 0.839 kA,

When simulating a two-phase fault in the middle of the feeder, the result of the image in figure 3 was obtained.



**Figure 3-** Protection curve 50/51 fault 1F without adjustment at maximum demand.

From the image it can be seen that there is a trip for the current of 1,085 kA, To adjust the TMS and pickup values, the calculations are made based on the minimum fault current, in this case it is the two-phase fault whose ratio as a function of the rated current is:

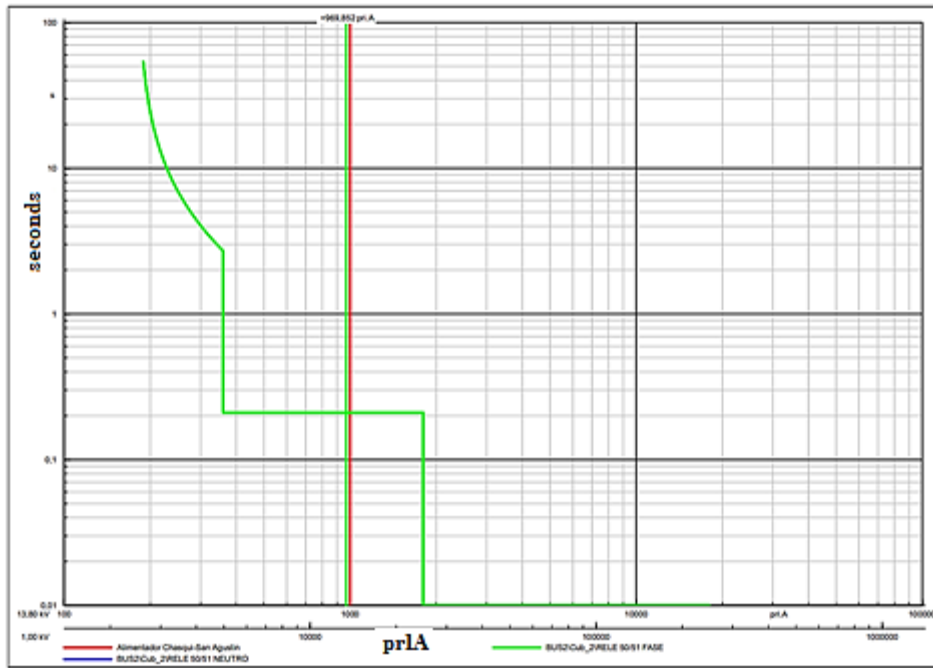
$$\frac{I_{fallamin}}{I_N} = \frac{839.17}{79} = 10.63$$

For the tap setting based on the creation of the current CT with a ratio of 900/5 A, given that the maximum fault current is single-phase with 1.085 kA; the following calculations are performed:

$$Ajuste\ del\ Tap = \frac{\frac{839.17}{5}}{\frac{900}{5}} = 0.93\ p.u$$

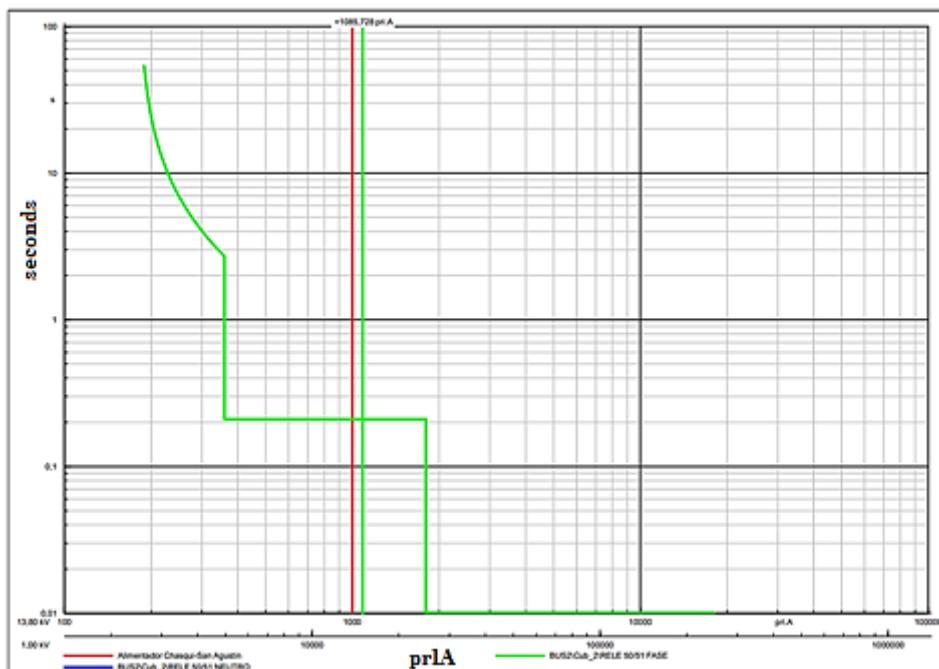
**Medium Demand Scenario.**

The simulation of a three-phase fault in the middle of the feeder yielded the result shown in Figure 4.



**Figura 4-** Curva protección 50/51 falla 3F sin ajuste en demanda media.

From the image it can be seen that there is an actuation for the current of 0.96 kA,  
 When simulating a two-phase fault in the middle of the feeder, the result of the image in Figure 5 was obtained [14, 15].



**Figure 5-** Protection curve 50/51 fault 1F without adjustment at medium demand.

From the image it can be seen that there is a trip for the current of 1,085 kA,



To adjust the TMS and pickup values, the calculations are made based on the minimum fault current, for this case it is the two-phase fault whose ratio as a function of the rated current is:

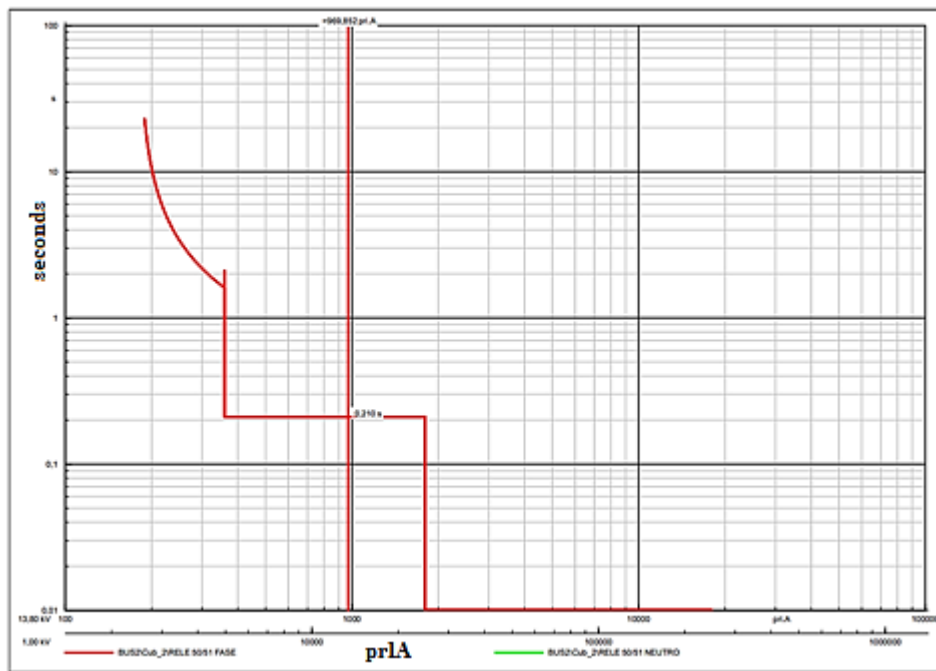
$$\frac{I_{fallamin}}{I_N} = \frac{839.17}{66} = 12.73$$

For the tap setting based on the creation of the current CT with a ratio of 900/5 A, given that the maximum fault current is single-phase with 1.085 kA; the following calculations are performed:

$$Ajuste\ del\ Tap = \frac{\frac{839.17}{5}}{\frac{900}{5}} = 0.93\ p.u$$

**Minimum Demand Scenario.**

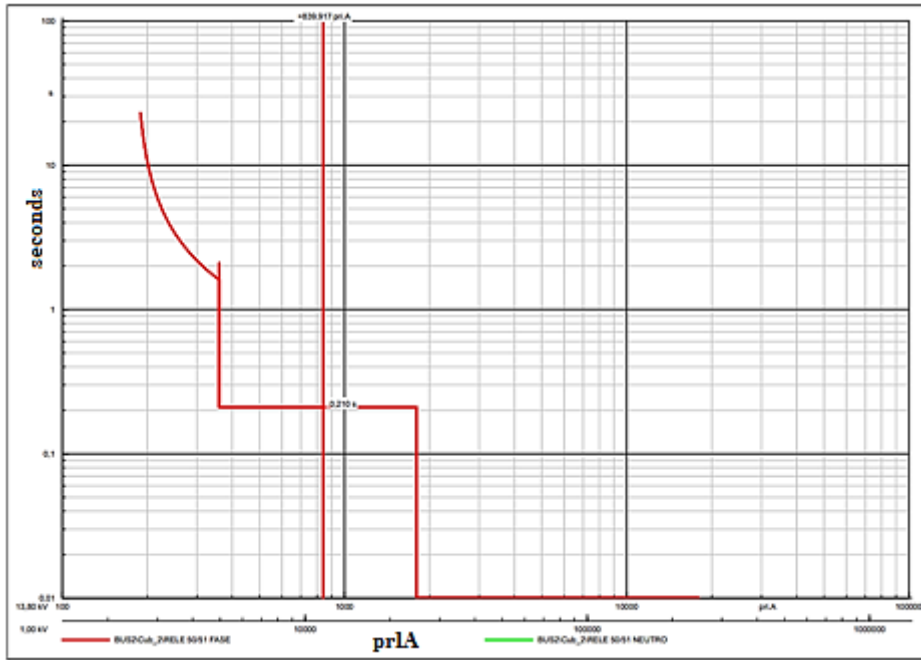
The simulation of a three-phase fault in the middle of the feeder yielded the result shown in Figure 6.



**Figure 6-** Protection curve 50/51 fault 3F without adjustment in minimum demand.

From the image it can be observed that there is a trip for the current of 0.96 kA,

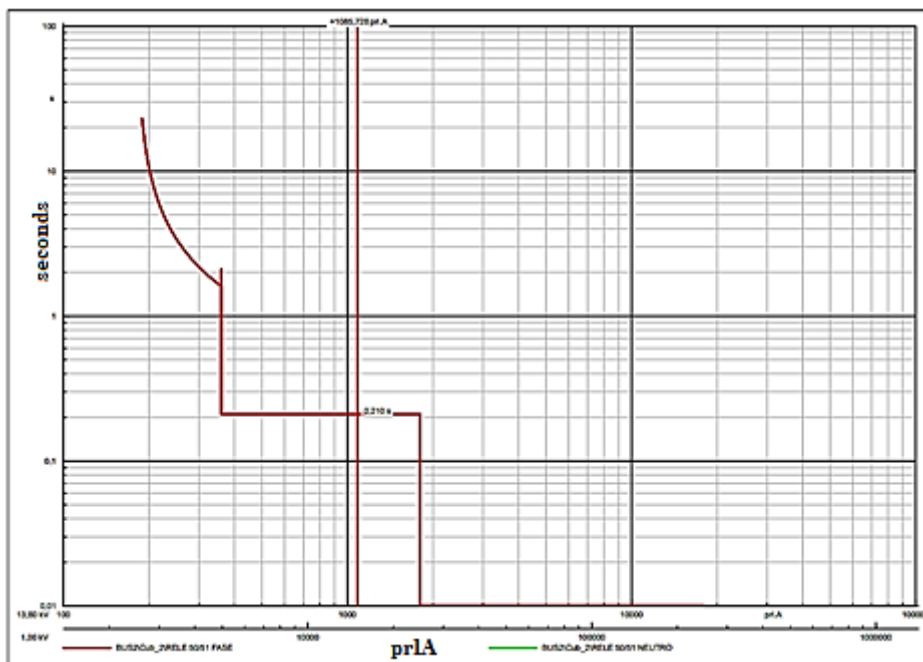
When performing the simulation of a two-phase fault in the middle of the feeder, the result of the image in Figure 7 was obtained.



**Figure 7-** Protection curve 50/51 fault 2F without adjustment at minimum demand.

From the image it can be observed that there is a trip for the current of 0.839 kA,

When performing the simulation of a two-phase fault in the middle of the feeder, the result of the image in Figure 8 was obtained.



**Figure 8-** Protection curve 50/51 fault 1F without adjustment in minimum demand.

From the image it can be seen that there is a trip for the current of 1,085 kA,

To adjust the TMS and pickup values, the calculations are made based on the minimum fault current, in this case it is the two-phase fault whose ratio as a function of the rated current is:

$$\frac{I_{fallamin}}{I_N} = \frac{839.17}{59} = 14.24$$

For the tap adjustment based on the creation of the current CT with a ratio of 900/5 A, given that the maximum fault current is the single-phase with 1.085 kA; the following calculations are performed:

$$Ajuste\ del\ Tap = \frac{\frac{839.17}{5}}{\frac{900}{5}} = 0.93\ p.u$$

### 3. Results

Performing the tap setting for protection 50/51, the following results are obtained, as can be seen in the graph in image 9.

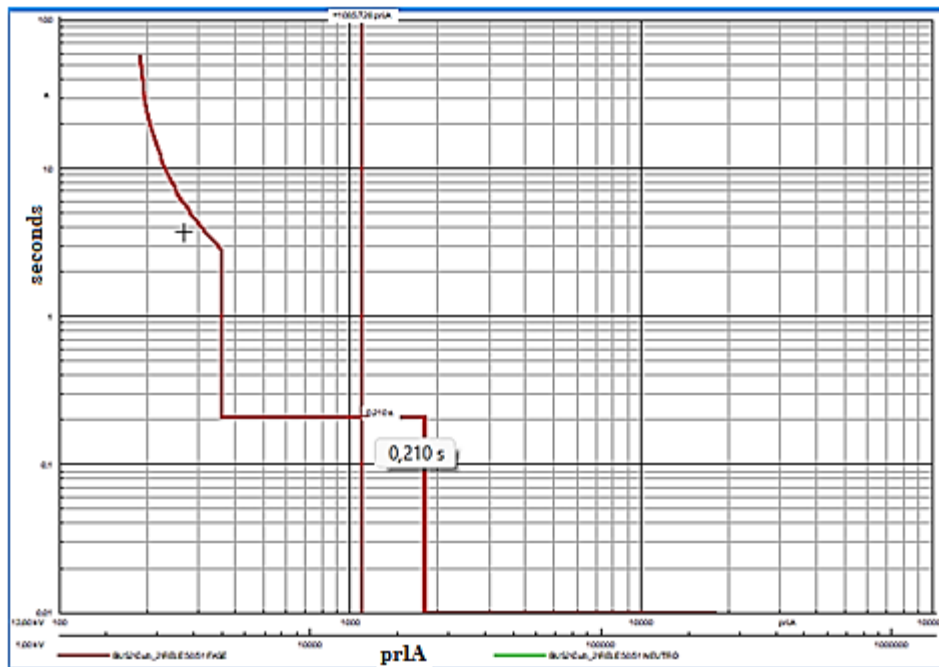


Figure 9- Setting relay 50/51.

Some tests are performed before the single-phase faults at 0% of the line, 80% and 100% to observe the behavior of the protection relays and their performance as described in Table 3.

Table 3- Validation of results.

Failure scenario 1F	$I_{pickup}$	Time of performance
Failure 1F al 80%	682 [A]	0,21 [s]
Failure 1F al 100%	549.71 [A]	0,21 [s]
Failure 1F al 0%	200 [A]	0,10[s]

The adjustment of the 50/51 protections in the 13.8 kV Chasqui-San Agustin feeder showed significant improvements in the coordination and selectivity of the protection devices. The results obtained are detailed below:

- **Simulations of three-phase, two-phase and single-phase faults:** In maximum, medium and minimum demand scenarios, it was identified that the fault currents for three-phase (IF

3F), two-phase (IF 2F) and single-phase (IF 1F) faults remained constant at 0.97 kA, 0.84 kA and 1.09 kA, respectively. This indicated a consistency in the system response to different demand levels.

- **Adjustment of the overcurrent relays:** Adjustments were made to the TMS (Time Multiplier Setting) and pickup current values to ensure proper and selective relay actuation. A tap setting of 0.93 p.u was set for all demand scenarios. The dial time was set to 0.21 s, achieving effective coordination between the protection devices.

- **Evaluation of the effectiveness of the settings:** The adjusted operating curves showed improved selectivity, significantly reducing non-selective and prolonged tripping.

#### 4. Conclusions

For the 80% and 100% scenarios, the response time is the same, 0.21 seconds, indicating a consistency in system actuation time under high or full load conditions, in the 0% scenario, the response time improves significantly to 0.010 seconds, showing a much faster response, possibly due to the lower amount of energy that needs to be processed or less complexity in system management. These results suggest that the system maintains a constant responsiveness in terms of time under normal and maximum stress conditions, but improves significantly under low usage conditions. This could be interpreted as a safety or efficient design feature that allows the system to handle variations in load without compromising the speed of response, with the exception of low stress situations where the system can act more quickly.

The review and adjustment of the parameters of the protection devices, especially the 50/51 overcurrent relays, proved to be effective in improving coordination and selectivity, reducing service interruptions and improving system stability. The implementation of real-time monitoring systems and digital relays allowed for more efficient fault detection and mitigation, which will contribute significantly to reducing damage to the electrical infrastructure and improving continuity of supply. A well-coordinated protection system not only had a positive technical impact, but also generated economic benefits by reducing the costs associated with interruptions and damage to the infrastructure because it is proposed to use the same protection system as the Chasqui San Agustín feeder, but adjusting it to the parameters of this study.

## References

- [1] S. Mojtahedi, M. Morshed, and R. Madani, "Protection coordination in microgrids with renewable energy resources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 132–144, 2021.
- [2] Jessica N. Castillo, Guido G. Carrillo, Luigi O. Freire, Javier Culqui, *Fusion of Data and Modeling Techniques in Power Quality Compensation Using SAPF, Practice and Applications (FPA)*, 2024.
- [3] S. Gupta, K. Niazi, and A. Swarnkar, "Reliability improvement of distribution feeders through optimal placement of fault indicators," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 3, pp. 1445–1452, 2018.
- [4] L. O. Freire, V. F. Resabala, J. N. Casillo, and B. P. Corrales, "Proposal of an electric power optimization alternative plan," *Espacios*, vol. 40, no. 30, 2019
- [5] R. K. Gupta, P. Sharma, and A. Verma, "Overcurrent Protection in Distribution Feeders: Challenges and Solutions," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 2, pp. 1234-1243, April 2021
- [6] E. Segovia, L. O. Freire, C. Quinatoa, and J. N. Castillo, "Optimal Reconfiguration of Electric Power Distribution Networks," *Lecture Notes in Networks and Systems*, vol. 982, pp. 112–124, Jan. 2024, doi: 10.1007/978-3-031-60594-9\_13.
- [7] J. P. López, R. M. Hernández, y F. G. Torres, "Avances en la protección de redes de distribución utilizando relés digitales," *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, vol. 17, no. 2, pp. 85-96, abril 2020.
- [8] M. A. Fernández y L. A. Martínez, "Evaluación de fallas en sistemas de distribución eléctrica y coordinación de protecciones," *Ingeniería Eléctrica*, vol. 30, no. 1, pp. 45-58, enero 2021.
- [9] S. G. Ramírez y P. C. Gutiérrez, "Impacto de la tecnología de monitoreo en tiempo real en la confiabilidad de las redes de distribución," *Revista Latinoamericana de Innovación y Desarrollo Tecnológico*, vol. 15, no. 3, pp. 123-136, junio 2020.
- [10] A. J. Vargas, "Protección de alimentadores en redes de distribución: una revisión crítica," *Revista de Energía y Potencia*, vol. 25, no. 4, pp. 97-110, diciembre 2021.
- [11] R. F. Mendoza y G. P. Navarro, "Optimización de la coordinación de protecciones en sistemas de distribución eléctricos," *Revista de Ingeniería Eléctrica y Electrónica*, vol. 22, no. 2, pp. 211-224, mayo 2021.
- [12] S. A. Mohamed y N. H. Malik, "Digital protection of power systems: a review," en *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 2, pp. 750-759, Abr. 2010.
- [13] J. C. Smith y M. N. Karrari, "Advanced relay technologies for power system protection," en *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Montreal, QC, 2011, pp. 1-5.
- [14] H. Li y Z. Zhang, "Applications of artificial intelligence in power system protection," en *IEEE Access*, vol. 7, pp. 11520-11532, 2019. [Online]. Disponible: <http://ieeexplore.ieee.org/document/8642130/>
- [15] R. G. Olsen y M. S. Sachdev, "New methods for adaptive protection in power systems," en *Proc. IEEE PES T&D Conference and Exposition*, Chicago, IL, USA, 2014, pp. 49-54.