



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



DIAGNOSTICO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL
SISTEMA ELÉCTRICO RURAL DE MEDIA TENSIÓN EN 22,9 KV
ALIMENTADOR 2001 POMATA JULI

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. SERGIO DARIO VELASQUEZ QUISPE

Bach. MARCELO VILCA PINTO

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2024



NOMBRE DEL TRABAJO

**DIAGNOSTICO DE COORDINACION DE P
ROTECCION DEL SISTEMA ELECTRICO R
URAL DE MEDIA TENSION 22.9 kV ALIM
E**

AUTOR

**SERGIO DARIO/MARCELO VELASQUEZ Q
UISPE/VILCA PINTO**

RECuento DE PALABRAS

18377 Words

RECuento DE CARACTERES

107928 Characters

RECuento DE PÁGINAS

116 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

6.1MB

FECHA DE ENTREGA

Sep 25, 2024 10:24 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Sep 25, 2024 10:26 AM GMT-5

● **18% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 18% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 4% Base de datos de trabajos entregados
- 1% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● **Excluir del Reporte de Similitud**

- Material bibliográfico
- Material citado
- Bloques de texto excluidos manualmente
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 12 palabras)


ING. FELIPE CONDORI CHAMBILLA
MECANICO ELECTRICISTA
CIP 102054


M.Sc. Felipe Condori Chambilla
SUBDIRECTOR DE INVESTIGACION
EPIME

Resumen



DEDICATORIA

A mis padres por su apoyo incondicional en todo momento durante mi formación académica, a mis hermanos y hermanas con los que siempre podía compartir conocimientos aprendidos día a día, mi compañera de vida por su apoyo moral y persistencia.

Sergio Dario Velasquez Quispe



DEDICATORIA

A mis docentes, compañeros y especialmente a mi familia que al brindarme el soporte necesario de manera incondicional conllevó a concluir de manera satisfactoriamente mi vida universitaria.

Marcelo Vilca Pinto



AGRADECIMIENTOS

Agradecer a Dios, a nuestros mentores de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica
Agradecemos a la EPIME por compartir sus conocimientos a lo largo de nuestra
formación académica.

A la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A. unidad zonal
Juli, por la información facilitada y el apoyo para poder realizar los análisis necesarios.

Sergio Darío Velásquez Quispe

Marcelo Vilca Pinto



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	
DEDICATORIA	
AGRADECIMIENTOS	
ÍNDICE GENERAL	
ÍNDICE DE TABLAS	
ÍNDICE DE FIGURAS	
ÍNDICE DE ANEXOS	
ACRÓNIMOS	
RESUMEN	15
ABSTRACT.....	16
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	17
1.1.1. Descripción del Problema	17
1.1.2. Diagnóstico	18
1.1.3. Pronóstico.....	19
1.1.4. Control del Pronóstico.....	19
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	20
1.2.1. Formulación de la pregunta general	20
1.2.2. Formulación de las preguntas específicas	20
1.3. HIPÓTESIS	20
1.3.1. Hipótesis General	20
1.3.2. Hipótesis Específicas	21



1.4. JUSTIFICACIÓN	21
1.4.1. Justificación social	22
1.4.2. Justificación económica	23
1.5. OBJETIVOS.....	23
1.5.1. El objetivo general	23
1.5.2. Los objetivos específicos	24

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE ESTUDIO	25
2.2. MARCO TEÓRICO	33
2.2.1. Los Sistemas Eléctricos.....	33
2.2.2. Sistema de Distribución Eléctrica	33
2.2.3. Sistema de Distribución Primaria.....	35
2.2.4. Conductores de distribución.....	35
2.2.5. Los Sistemas de puesta a tierra	35
2.2.6. Las Condiciones Operativas de un Sistema de Distribución	37
2.2.7. La Normas Técnica de la Calidad del Servicio Eléctrico – NTCSE.....	37
2.2.8. Procedimiento de supervisión de la operación de los sistemas eléctricos	38
2.2.9. Energía No Suministrada	38
2.2.10. Disponibilidad	39
2.2.11. Mantenimiento	39
2.2.12. Función Mantenimiento	40
2.2.13. Los tipos de Mantenimiento.....	40
2.2.14. Identificación de los equipos críticos	42



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1.	LA UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ESTUDIO	44
3.2.	PERIODO DE DURACIÓN DEL ESTUDIO	47
3.3.	PROCEDENCIA DEL MATERIAL UTILIZADO.....	47
3.4.	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	47
3.5.	DISEÑO ESTADÍSTICO	48
3.6.	PROCEDIMIENTO.....	48
3.7.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	49
3.7.1.	Caracterización de los Indicadores de Confiabilidad del Sistema	50
3.7.2.	Establecimiento de los Criterios de Protección Eléctrica del Sistema	50
3.7.3.	Desarrollar la Propuesta de Plan de Mejora del Sistema de Distribución en 22,9 kV Alimentador 2001	51
3.7.4.	Diagnóstico de Coordinación de Protección del Sistema Eléctrico en 22,9 kV Alimentador 2001 Pomata - Juli.....	51

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1.	CARACTERIZACIÓN DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA	53
4.1.1.	Características del sistema	53
4.1.2.	Resumen de interrupciones en el alimentador 2001	54
4.2.	CRITERIOS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ALIMENTADOR 2001	58
4.2.1.	Criterio de ajustes de protecciones.....	58



4.2.2. Criterios para el ajuste de la protección de sobre corriente (50/51 – 50N/51N).....	61
4.2.3. Criterios para el ajuste de la protección diferencial del transformador (87T)	61
4.2.4. Criterios para el ajuste de la protección de distancia (21/21N)	62
4.2.5. Criterios de ajuste de la protección diferencial de línea (87L)	65
4.2.6. Criterios de coordinación entre reles, recloser y fusibles.....	65
4.2.7. Criterios de coordinación entre Relés, Reclosers y Fusibles	66
4.3. PROPUESTA DE PLAN DE MEJORA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN 22,9 KV ALIMENTADOR 2001	67
4.3.1. Alcances del plan	68
4.3.2. Evaluación y Planificación Inicial.....	69
4.3.3. Descripción del diseño del Sistema de Cable de Guarda.....	69
4.3.4. Componentes del Sistema	70
4.3.5. Implementación del sistema.....	71
4.3.6. Fase de planificación.....	71
4.3.7. Fase de adquisición de materiales y equipos.....	71
4.3.8. Instalación del sistema	72
4.3.9. Plan de Mantenimiento	73
4.3.10. Fase de Pruebas y Puesta en Marcha.....	74
4.3.11. Monitoreo y Mejora Continua.....	75
4.3.12. Consideraciones de Seguridad	76
4.3.13. Comunicación y Coordinación.....	76
4.3.14. Documentación Complementaria o anexos.....	76



4.3.15. Diagnostico de coordinación de protección del sistema eléctrico alimentador 2001	77
4.3.16. Protección Diferencial de Transformador	80
4.3.17. Protección de Sobrecorriente	82
4.3.18. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	86
V. CONCLUSIONES	89
VI. RECOMENDACIONES.....	90
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍAS	91
ANEXOS.....	97

ÁREA: Eléctrica

TEMA: Sistemas de potencia y protección

Fecha de sustentación: 04 de octubre del 2024



ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Características del sistema en estudio - Alimentador 2001	53
Tabla 2 Resumen de cortes registrados	55
Tabla 3 Porsentage de tipos de interupciones	55
Tabla 4 Coordinación de la función sobrecorriente de fases (50/51).....	82
Tabla 5 Coordinación de la función sobrecorriente de tierra (50N/51N)	82



ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Sistema de distribución secundaria	34
Figura 2 Ubicación de la zona en Estudio, Alimentador 2001, Juli	46
Figura 3 Tipo de interrupciones del alimentador 2001 - según la causa.....	54
Figura 4 Indicadores de confiabilidad Alimentador 2001, 2021	56
Figura 5 Indicadores de confiabilidad Alimentador 2001, 2022	57
Figura 6 Diagrama Unifilar del sistema eléctrico en estudio	79
Figura 7 Característica de la función diferencial de transformador SEL-487E.....	81
Figura 8 Modelamiento en el software Digsilent del sistema en estudio	83
Figura 9 Placa de datos técnicos del transformador SET Pomata	84



ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1 Diagrama Unifilar S.E. Pomata – 2023	98
ANEXO 2 Registro de Interrupciones.....	99
ANEXO 3 Normas técnicas peruanas de equipamiento de la coordinación de protección	105
ANEXO 4 Panel Fotográfico.....	109



ACRÓNIMOS

BT:	Baja tensión.
ELPU:	Electro Puno SAA.
LP:	Línea principal.
MT:	Media tensión.
SEP:	Sistema eléctrico de potencia.
SET:	Sistema eléctrico de transmisión
OSINERGMING:	Organismo supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
NTP:	Norma técnica peruana.
NTCSE:	Norma técnica de calidad de servicios eléctricos.



RESUMEN

El sistema eléctrico en Pomata y Juli, en la Región Puno, enfrenta importantes desafíos en la calidad de suministro debido a diversas deficiencias, como cortes frecuentes de energía, causados por diferentes factores, lo cual impacta negativamente la calidad de vida de los usuarios y la percepción de la empresa distribuidora, lo que justifica la necesidad de mejorar la coordinación de protección del sistema eléctrico, específicamente en el alimentador 2001 de Pomata – Juli. El objetivo principal del estudio es de mejorar la fiabilidad operativa del sistema de distribución primaria en la zona. El objetivo principal de esta investigación es Realizar un diagnóstico sobre la coordinación de protección del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kV alimentador 2001 Pomata Juli. En cuanto a la metodología, se adoptó un enfoque cuantitativo con un diseño descriptivo, recopilando datos mediante un diagnóstico, observación en campo, revisión documental de información técnica de la concesionaria, y el uso de software especializado para simular y analizar las deficiencias del sistema. El estudio se centró en un análisis del sistema de coordinación de protección. Los resultados obtenidos revelaron que existen problemas críticos en la protección del sistema, como el daño en los transformadores de corriente y la ausencia de pararrayos, lo que representa un riesgo significativo para la operación segura del sistema eléctrico. La implementación de mantenimiento preventivo es clave para garantizar la calidad del suministro. En conclusión, es necesario implementar de manera urgente acciones correctivas en la infraestructura eléctrica y mejorar los criterios de protección y coordinación para minimizar los cortes en el servicio, proteger el sistema de futuras fallas y asegurar el suministro de energía eléctrica.

Palabras Clave: Confiabilidad, Diagnostico, Registro de Interrupciones, Sistema de protección, Sistema de Distribución.



ABSTRACT

The electrical system in Pomata and Juli, in the Puno Region, faces important challenges in the quality of supply due to various deficiencies, such as frequent power outages caused by different factors, which negatively impacts the quality of life of the users and the perception of the distribution company, which justifies the need to improve the coordination of protection of the electrical system, specifically in the 2001 feeder of Pomata - Juli. The main objective of the study is to improve the operational reliability of the primary distribution system in the area. The main objective of this research is to carry out a diagnosis on the protection coordination of the rural medium voltage electric system at 22.9 kV feeder 2001 Pomata - Juli. Regarding the methodology, a quantitative approach with a descriptive design was adopted, collecting data through a diagnosis, field observation, documentary review of technical information from the concessionaire, and the use of specialized software to simulate and analyze the system's deficiencies. The study focused on an analysis of the protection coordination system. The results obtained revealed that there are critical problems in system protection, such as damage to current transformers and the absence of lightning rods, which represent a significant risk for the safe operation of the electrical system. The implementation of preventive maintenance is key to guarantee the quality of supply. In conclusion, it is necessary to urgently implement corrective actions in the electrical infrastructure and improve protection and coordination criteria to minimize service outages, protect the system from future failures and ensure a reliable energy electrical.

Keywords: Reliability, Diagnostics, Outage logging, Protection system, Distribution system.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

EL servicio de energía eléctrica hoy es de vital importancia para el ser humano, lo cual debe ser de calidad , en el departamento de puno la empresa de distribución de eléctrica ELPU S.A.A., en la actualidad el alimentador 2001 es un servicio electrico rural del servicio eléctrico Juli que alimenta gran parte de la zona alta de la Provincia de Chucuito, hoy en día registra un importante número de deficiencias en sus instalaciones, a razón de presencia de ráfagas de vientos, descargas atmosféricas cortes programados que ocasiona molestia en los usuarios. En el presente trabajo involucra premisas verdaderas de investigación, diagnóstico y evaluación e influencia de las deficiencias en el sistema de sub transmisión de 22.9 Kv., en media tensión., para así poder mejorar el servicio de energía eléctrica en todo el sector se realizará un diagnóstico para analizar los motivos que originan las constantes intervalos de corte de suministro del alimentador 2001 que por consiguiente genera una mala calidad de servicio, y por ende una mala imagen para la empresa distribuidora. Se identificarán los puntos críticos existentes en todo el alimentador, inspección de estructuras, puestas a tierra, seccionadores, pararrayos, etc el trabajo de investigación se realizó en el periodo de los años 2021 y 2022. La investigación presente está orientada a la obtención de datos de un suceso justa y objetiva, en los fundamentos técnicos, teóricos y en las prácticas de resultado y diagnóstico de proteger del alimentador 2001 Pomata - Juli.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1.1. Descripción del Problema

El suministro de energía eléctrica en el departamento de Puno,



específicamente el aspecto de la importancia de la calidad de energía eléctrica se refleja orientada a la calidad de vida y el bienestar humano. La empresa de distribución eléctrica en la región de Puno enfrenta desafíos significativos en el mantenimiento del alimentador 2001, el cual provee energía a una gran parte de la zona alta de la Provincia de Chucuito. Este escenario se ve afectado por deficiencias en las instalaciones, causadas por factores como ráfagas de viento, descargas atmosféricas y cortes programados, generando molestias a los usuarios y afectando la imagen de la empresa distribuidora. La situación descrita revela la necesidad de abordar las deficiencias en el sistema de subtransmisión de 22.9 Kv en media tensión, con el fin de lograr mejorar la calidad del suministro de energía en la región. La presencia de cortes constantes en el suministro de energía del alimentador 2001 impacta negativamente en la percepción de la empresa distribuidora y afecta la calidad de vida de los usuarios. Por lo tanto, es imperativo formular un diagnóstico integral que permita identificar las causas subyacentes de estas deficiencias y proponer soluciones efectivas.

1.1.2. Diagnóstico

El diagnóstico de las deficiencias en el sistema de distribución debe abordar tanto los aspectos técnicos como los impactos en la calidad del servicio y la percepción de la empresa distribuidora. Se requiere un análisis detallado de los motivos que originan los cortes de suministro, considerando factores como la vulnerabilidad de las estructuras, la efectividad de las puestas a tierra, el funcionamiento de los seccionadores y pararrayos, entre otros aspectos relevantes. Este análisis se llevará a cabo mediante el uso de software de ingeniería, evaluando el periodo de los años 2021 y 2022 para comprender la evolución de



las deficiencias.

1.1.3. Pronóstico

De continuar bajo el mismo esquema operativo, la concesionaria de distribución del servicio eléctrico sin solucionar la problemática descrito en el diagnóstico, es importante proyectar escenarios futuros y establecer un pronóstico que permita anticipar posibles problemas en el sistema de 22.9 kV. en estudio. Este pronóstico debe considerar factores como el cambio climático, el crecimiento de la demanda de energía y la evolución tecnológica en el sector eléctrico. Identificar posibles desafíos futuros permitirá a la empresa distribuidora estar preparada para implementar soluciones preventivas y garantizar un servicio eléctrico confiable y de calidad en el largo plazo.

1.1.4. Control del Pronóstico

La actual situación debe corregirse lo que implica la implementación de medidas concretas para mitigar los impactos de las deficiencias identificadas y garantizar la mejora continua del servicio de energía eléctrica. Esto incluye la formulación de estrategias de mantenimiento preventivo, la actualización de las infraestructuras vulnerables, La instalación de sistemas de monitoreo en tiempo real y la formación del personal técnico para resolver de manera eficiente las deficiencias detectadas. Además, es necesario definir indicadores clave de rendimiento que permitan medir la efectividad de las acciones implementadas y hacer ajustes según los resultados obtenidos.



1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. Formulación de la pregunta general

La formulación del problema general que se buscó trabajar fue a través de la siguiente interrogante:

¿Cuál es el estado de la coordinación de protección del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kV alimentador 2001 Pomata - Juli?

1.2.2. Formulación de las preguntas específicas

Considerar que, para el logro de un manejo integral del problema planteado, se tuvo que descomponer en las preguntas específicas siguientes:

- ¿Cómo se comportan los indicadores de confiabilidad del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kV alimentador 2001 Pomata - Juli?
- ¿Cuáles son los criterios de coordinación del sistema de protección eléctrica del sistema del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kV alimentador 2001 Pomata - Juli?
- ¿Qué acciones pueden mejorar el sistema de distribución respecto al sistema de protección del sistema eléctrico en 22,9 kV alimentador 2001, Pomata - Juli?

1.3. HIPÓTESIS

1.3.1. Hipótesis General

El sistema eléctrico rural de media tensión del alimentador 2001 de Juli, presenta deficiencias en su coordinación de protección.



1.3.2. Hipótesis Específicas

De la hipótesis general se desprende también de forma complementaria las siguientes hipótesis específicas:

- Los indicadores de confiabilidad del sistema eléctrico rural de media tensión muestran variaciones significativas.
- Los criterios de coordinación de protección eléctrica deben estar basados en estándares internacionales.
- La implementación de acciones específicas puede optimizar la coordinación y eficacia del sistema de protección.

1.4. JUSTIFICACIÓN

La realización de este estudio se justifica por la importancia crítica de garantizar un suministro eléctrico seguro, confiable y eficiente en áreas rurales como Pomata - Juli, donde la electricidad es fundamental para el desarrollo socioeconómico y el bienestar de la comunidad. La coordinación de protección del sistema eléctrico de media tensión es un aspecto fundamental para asegurar la continuidad del servicio y proteger la infraestructura eléctrica de posibles daños y fallas. Sin embargo, es necesario comprender en profundidad el estado actual de esta coordinación y sus posibles deficiencias para implementar medidas correctivas efectivas.

La caracterización de los indicadores de confiabilidad del sistema eléctrico proporcionará una visión detallada sobre la frecuencia, duración y causa de las interrupciones del servicio, permitiendo identificar áreas críticas que requieren atención prioritaria. Esto es esencial para entender cómo se comporta el sistema en condiciones



normales y ante eventos adversos, como tormentas eléctricas o sobrecargas, que pueden afectar su desempeño.

Establecer criterios claros y precisos de coordinación de protección eléctrica es fundamental para garantizar una respuesta adecuada y coordinada ante eventos de falla o emergencia. La revisión y actualización de estos criterios, basados en estándares internacionales y buenas prácticas de la industria eléctrica, asegurará una protección efectiva y confiable del sistema.

El desarrollo de un plan de mejora del sistema de distribución, centrado en la optimización del sistema de protección, contribuirá a incrementar la eficiencia operativa y la confiabilidad del suministro eléctrico en la región. La modernización de equipos, la implementación de sistemas de monitoreo y control en tiempo real, y la capacitación del personal técnico son acciones clave para mejorar la resiliencia del sistema ante condiciones adversas y minimizar los tiempos de interrupción del servicio.

En concreto, este estudio proporcionará información importante para tomar las decisiones organizacionales y la formulación de políticas orientadas a mejorar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico en áreas rurales. Contribuirá a fortalecer la infraestructura eléctrica, promoviendo el desarrollo sostenible y fortaleciendo la calidad de vida de la población.

1.4.1. Justificación social

El estudio de la coordinación de protección del sistema eléctrico rural en Pomata - Juli tiene una importancia social significativa. Un suministro eléctrico confiable es fundamental para contar con un suministro que reflejará en la calidad de vida de la población de la zona en estudio, ya que impacta en su acceso a



servicios básicos como la iluminación, la calefacción y la refrigeración, así como en el funcionamiento de equipos médicos y de comunicación. Mejorar la coordinación de protección eléctrica contribuirá directamente a reducir las interrupciones del servicio, lo que significa una mayor seguridad y comodidad para la población, especialmente en momentos de emergencia o crisis.

1.4.2. Justificación económica

Desde una perspectiva económica, el estudio de la coordinación de protección del sistema eléctrico en Pomata - Juli es esencial para promover el desarrollo económico sostenible de la región. Un suministro eléctrico confiable es un requisito previo para el funcionamiento adecuado de las actividades económicas locales, como la agricultura, la industria y el turismo. Las interrupciones del servicio pueden resultar en pérdidas económicas significativas para los negocios y los agricultores, así como en costos adicionales para la reparación de equipos dañados. Mejorar la coordinación de protección eléctrica no solo reducirá estos costos, sino que también aumentará la productividad y la competitividad de la región, atrayendo inversiones y fomentando el crecimiento económico.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. El objetivo general

Realizar un diagnóstico sobre la coordinación de protección del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kV alimentador 2001 Pomata Juli.



1.5.2. Los objetivos específicos

- Caracterizar el comportamiento de los indicadores de confiabilidad del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kV alimentador 2001 Pomata - Juli.
- Establecer los criterios de coordinación de protección eléctrica del sistema del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kV alimentador 2001 Pomata - Juli.
- Desarrollar un plan de mejora del sistema de distribución respecto al sistema de protección del sistema eléctrico en 22,9 kV alimentador 2001, Pomata - Juli.



CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE ESTUDIO

Navarro (2022) llevó a cabo un estudio en la unidad minera con el objetivo principal de desarrollar una solución para mejorar la gestión del mantenimiento de la caldera Oschatz y optimizar su desempeño a través de un sistema de optimización de procesos. Se implementaron varias mejoras en relación con la baja disponibilidad de componentes, y se recomendó llevar a cabo actividades de mantenimiento. Se concluyó que la implementación es factible y puede incrementar la rentabilidad. Para ello, se detectaron problemas en la gestión del mantenimiento, como la limitada disponibilidad de componentes y el bajo rendimiento del personal colaborador. Se recomendaron capacitaciones, mejoras basadas en los principios de las 5Ss y un modelo matemático.

Acosta (2021), investigación aplicada y diseño cuasi-experimental, con foco en una empresa dedicada al arrendamiento y mantenimiento de la mina Cerro Corona, la cual adolece de una insuficiente planificación del mantenimiento de los equipos, ya que la evaluación de la situación problema indicó baja disponibilidad operativa por fallas recurrentes en el sistema, Sobrecostos que afecten a la facturación del alquiler y subsanación de averías. Con este fin, se sugiere la implementación de un modelo de gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad para optimizar los servicios de entrega. Se adopta un enfoque de mantenimiento basado en riesgo (MBR) mediante el uso de la matriz AHP. Este enfoque optimiza el tiempo adecuado para ejecutar intervenciones preventivas, aumentando la confiabilidad al 92,5%, reduciendo la



indisponibilidad por fallas en un 15,7% y mejorando la disponibilidad operativa en un 13,5%.

Airaldi (2021), desarrolló el estudio debido a las altas tasas de interrupciones que generaron problemas de disponibilidad, se decidió implementar un plan de mantenimiento preventivo para mejorar significativamente esta situación. El objetivo principal del estudio fue analizar los efectos de implementar un plan de mantenimiento preventivo para mejorar la disponibilidad de la flota de grupos electrógenos en el área de mantenimiento de potencia de la unidad minera Las Vegas Bambas. Para ello, se reunieron los datos necesarios sobre los equipos disponibles y se elaboró un plan de mantenimiento de acuerdo con el alcance y la frecuencia recomendados por el fabricante, utilizando una tabla de mantenimiento denominada Instrucciones de Trabajo. Además, se desarrollaron y establecieron métricas para evaluar la disponibilidad y el cumplimiento del plan. Después de diecisiete meses de haber puesto en marcha el plan de mantenimiento preventivo y alcanzar un cumplimiento del 100%, la disponibilidad real de la flota de grupos electrógenos en la mina se incrementó a un 95% mensual desde su implementación.

Chata (2021), proyecto de tesis efectuado con el objetivo principal proponer un plan de mantenimiento preventivo basado en riesgo a ser implementado a partir del análisis de los elementos críticos de los diversos componentes que conforman la red de distribución secundaria, para mejorar su calidad y seguridad. Se llevó a cabo la identificación y elaboración del diagnóstico de los sistemas, subsistemas y componentes de la red de distribución secundaria de 220 V, con el objetivo de determinar sus funciones, fallos y tipos de fallas. Como resultado, se lograron identificar los componentes críticos. Se propone un plan de mantenimiento preventivo fundamentado en el análisis de riesgos



de los subsistemas de baja tensión. El proyecto de investigación se estructuró de la siguiente manera: Primero, se realizó la identificación de referencias importantes sobre mantenimiento y redes de distribución, seguida de un diagnóstico para detectar los componentes críticos. Se elaboró un plan de mantenimiento preventivo fundamentado en el análisis de riesgos para optimizar la calidad y seguridad de la red de distribución secundaria situada en el distrito de Gregorio Albarracín, en la provincia y región de Tacna.

Badilla (2020), realizó el trabajo en el Instituto Nacional de Gestión en Salud (SD LNC) subdivisión de la Agencia Nacional de Medicamentos (ANAMED) del Instituto Chileno de Salud Pública (ISPCh). Las siguientes normas: ISO 9001, ISO 15189, ISO 17025, ISO 17043 y BPL/OPS. En este marco, la gestión de riesgos se integra en el proceso de gestión estratégica. Debido a su sólida estructura de calidad, SD LNC necesita implementar un programa de control de pesaje de sus analizadores, diseñado en función de la gestión de riesgos. Este programa, fundamentado en evidencia científica y con objetivos bien definidos, es particularmente importante para los instrumentos críticos que participan directamente en el análisis final de liberación de medicamentos y en el análisis de muestras de validación, como los espectrofotómetros (EF) y los cromatógrafos líquidos de alta resolución (HPLC). Se ha planteado un programa anual para el control de la instrumentación (2 HPLC, 1 EF UV-VIS y 1 EF IR), con intervalos establecidos de manera objetiva. Este desarrollo prevé mejoras continuas en el control de equipos, que pueden implementarse de manera general en todos los laboratorios de análisis farmacéutico.

Ortiz (2020), trabajo realizado utilizando estrategias basadas en la confiabilidad de los componentes asociados a las redes de suministro, y su implementación, que será



desarrollada en lenguaje de programación en el widget (NoRAE) Matlab. La implementación de RCM se enfoca en la precisión de los componentes críticos del sistema eléctrico de suministro y en la elaboración de planes de mantenimiento preventivo. La precisión de los componentes críticos se logra mediante una simulación que presenta diversos escenarios, asumiendo que los componentes están en condiciones óptimas (deseadas) y comparándolos con el escenario base. Una vez que se han identificado los componentes críticos y se dispone de varios planes de mantenimiento, se procede a implementar el mantenimiento basado en el riesgo (RBM). Este enfoque se orienta a minimizar el riesgo de cada elemento o componente, y a proponer planes de mantenimiento óptimos dentro de las limitaciones presupuestarias, aplicando la optimización de Knapsack. Esto facilitará el cumplimiento de los objetivos de confiabilidad definidos por la distribuidora. Finalmente, esta metodología se ha aplicado al sistema de prueba "Birka System in Stockholm" y a un sistema de suministro eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

En el estudio de Enrique (2020) cuyo enfoque se centró en el primer paso del sistema de evaluación de riesgos cuantitativos: la obtención de datos de calidad. Se identificaron las fuentes de datos, así como los métodos de adquisición, almacenamiento e interpretación de los mismos, empleando herramientas de mantenimiento predictivo. Se utilizaron principalmente conceptos y técnicas analíticas del Mantenimiento Basado en Confiabilidad (RCM). Se expusieron conceptos matemáticos vinculados a las funciones de confiabilidad y sus aplicaciones prácticas. Se desarrolló una fórmula matemática para modelar la tasa de fallas, la cual se aplicó a los componentes que fueron sometidos a pruebas de durabilidad. Se detallaron las principales características del manual de datos de fallas disponibles, las limitaciones de las predicciones y la forma de gestionar la



información. Se estableció la base para la implementación y mantenimiento de una base de datos interna de errores, abarcando su formato y estructura. Finalmente, hay varios aspectos a considerar al recopilar y ampliar los datos de fallas para garantizar un análisis estadístico efectivo que permita hacer predicciones precisas sobre el comportamiento del sistema. El éxito posible está relacionado con la calidad de los datos recopilados.

Vizcarra (2019), realizó el trabajo que tiene como objetivo brindar una guía confiable sobre los tipos y frecuencia de mantenimiento de las instalaciones eléctricas pertenecientes al mencionado parque. Como parte de este análisis, se llevó a cabo la recopilación de información sobre el estado actual de las instalaciones eléctricas del parque metropolitano La Muralla, administrado por Serpar Lima, basándose en el código genérico correspondiente y en la determinación del tipo de mantenimiento realizado en los últimos años. Se utilizó la matriz de criticidad como herramienta para determinar la criticidad de los equipos. Esta matriz, a través del análisis de la especificación del proceso operativo, determina qué etapa del proceso necesita atención prioritaria. La matriz de criticidad también resalta una tasa crítica en cuanto a las fallas de los equipos existentes, un mayor impacto operativo, baja flexibilidad operativa, mayores costos de mantenimiento y un considerable impacto en el entorno y la seguridad de las personas. Al identificar la fase crítica del proceso operativo, se pudo determinar los equipos que están directa e indirectamente relacionados con ella. Se analizó en detalle la frecuencia de mantenimiento recomendada en los manuales técnicos de cada instalación eléctrica del parque metropolitano La Muralla, complementándola con sugerencias de especialistas y empresas expertas en el área. Todo este análisis concluyó con la creación de un plan de mantenimiento para las instalaciones eléctricas críticas que están directa o indirectamente relacionadas con el proceso operativo, el cual abarca actividades de inspección,



evaluación y mantenimiento preventivo general. stas medidas ayudarán a asegurar un funcionamiento óptimo y a extender la vida útil de las instalaciones eléctricas del parque La Muralla en la capital.

Portugal (2019), en su tesis sobre el Análisis de la solución técnica - económica por impacto negativo de la salida fuera de servicio por descargas atmosféricas de una línea eléctrica aérea en 22.9 kV, El objetivo propuesto es centrarse en el análisis de las causas de las interrupciones provocadas por descargas atmosféricas en líneas aéreas de 22,9 kV ubicadas en zonas geográficas de alta homología, y proponer soluciones técnicas para condiciones económicas aceptables, que contemplen la mejora del sistema de puesta a tierra. Las líneas aéreas existentes, así como los dispositivos de protección adicionales para minimizar las interrupciones de energía causadas por descargas atmosféricas.

Rudas (2017), el objetivo de su trabajo de tesis fue de desarrollar un modelo de gestión de riesgos para Automatización Industrial México, que integre herramientas destinadas a prevenir y controlar eventos negativos que puedan afectar las metas del proyecto, reflejado en variaciones en tiempo, costo y calidad. El modelo propuesto se basa en las mejores prácticas y se adapta a las necesidades específicas de la empresa. Está organizado en torno a procesos que comprenden insumos, actividades y resultados, y se documenta a través de procedimientos y plantillas para registrar los datos generados por su implementación. Los resultados de la experimentación indican que la gestión de riesgos es esencial en los proyectos empresariales y que es importante fomentar una cultura preventiva en lugar de reactiva en cada fase del proyecto dentro de la empresa.

Bonilla (2017), documento de estudio que efectuó, utiliza un enfoque de gestión de riesgos dentro de un modelo de planificación de mantenimiento que permite a los operadores de red conocer el estado actual de sus activos para determinar el escenario de



mantenimiento más rentable, de acuerdo con las restricciones de confiabilidad y los recursos económicos y físicos disponibles para esta actividad. El modelo se aplicó al sistema de distribución de siete alimentadores diseñado por Roy Billinton, así como a un sistema de distribución real en Colombia para evaluar sus resultados. Ajustar el modelo matemático o el algoritmo de solución permitirá crear un cronograma para las actividades de mantenimiento preventivo, de acuerdo con lo establecido por la CREG 019 de 2017. De esta manera, se cumplirán las metas establecidas en los recursos físicos y presupuestarios asignados.

Albarado (2017), realizó el trabajo cuyo objetivo general es delinear un plan de mantenimiento preventivo basado en la actualización de las características técnicas de las subestaciones de media y alta tensión tipo encapsulado y tipo núcleo, de EBSA ESP supervisadas por ATI Ltda., como resultado alcanzado debido a los indicadores de calidad que muestran límites de calidad, donde se establece las directrices de la Comisión Reguladora de Energía (CREG) para la prestación de servicios, lo que ha llevado a una reducción significativa de las intervenciones no programadas en EBSA ESP., que son particularmente costosas. Este enfoque de diagnóstico y solución se fundamenta en una base de datos que facilita la consulta y ofrece información relevante sobre cualquier equipo en una subestación particular. Además, se complementa con información sobre la ubicación y las características eléctricas de las subestaciones, lo que mejora la eficiencia en la gestión de los servicios.

Montenegro (2017), efectuó el trabajo de investigación, que tuvo como objetivo aumentar la disponibilidad y reducir los retrasos en la producción del parque de equipos pesados del municipio de Moyobamba mediante el diseño de un sistema de gestión de mantenimiento basado en riesgo (MBR). el presente trabajo El Municipio de Moyobamba



ha logrado mejorar significativamente sus indicadores de mantenimiento, con disponibilidad entre el 77,53% y el 89,17%, confiabilidad entre el 81,45% y el 92,88%, y mantenibilidad entre el 27,39% y el 57,96%. Para lograr estos resultados, se llevó a cabo un análisis crítico de la máquina, identificando las principales fallas del sistema, como la lubricación y la refrigeración, y priorizando las 81 fallas más significativas. Mediante una metodología basada en el riesgo, se incrementaron la disponibilidad y la confiabilidad, aunque la mantenibilidad se mantuvo sin cambios. El proyecto requirió una inversión de US\$20,300 y generó una utilidad anual de US\$102,250,411, con un período de recuperación de 3 meses.

Maque (2017), en su tesis: “Análisis, diagnóstico y propuesta de mejora de calidad de servicio a causa de fallas imprevistas en el suministro eléctrico en el distrito de Macusani - Carabaya” Analizar, diagnosticar y proponer como mejorar la calidad de servicio a consecuencia de cortes de energía inesperados en toda la región Macusani-Carabaya, utilizando un proyecto de encuesta transversal no experimental, encuestando únicamente a representantes de Servicios Eléctricos Macusani y usuarios del sistema y también se obtuvieron entrevistas información de observación directa, cámaras, GPS, uso de notas y dispositivos de recolección de datos de otras fuentes; esto permitió identificar las fallas más frecuentes en la línea de transmisión LT-9002 Ajoyani-Macusani por mal tiempo, fallas de mantenimiento y 60kV Azángaro - falla de conexión de alta tensión Antauta. Para enfrentar los desafíos actuales, se sugiere una solución integral que contempla la construcción de una línea primaria independiente de tres hilos de 22.9KV. En el décimo año, se expandirá a dos circuitos o ternas elegidas en la línea San Gabán - Macusani, incorporando un nuevo transformador de potencia de 5/3/2MVA, 138/22.9/13.8 kV-San Gabán II. Este enfoque busca mejorar la eficiencia operativa del



sistema eléctrico, la calidad del servicio y el uso efectivo de los recursos de la empresa para atender a los clientes más afectados. Para asegurar la confiabilidad y seguridad del análisis de caída de presión, se utilizó el software Neplan en la línea, obteniendo resultados satisfactorios.

2.2. MARCO TEÓRICO

2.2.1. Los Sistemas Eléctricos

El punto de inicio de los sistemas eléctricos son las fuentes o centrales generadoras que convierten una energía primaria en energía eléctrica; la energía es transmitida a grandes distancias hacia los centros de consumo mediante sistemas de transmisión en alta tensión; finalmente, los sistemas de distribución en media y baja tensión, son los responsables de entregar la energía al cliente final (Mosquera, 2015).

2.2.2. Sistema de Distribución Eléctrica

Los sistemas de distribución eléctrica son un grupo de instalaciones eléctricas debidamente diseñadas, instaladas, con un dimensionamiento capaz de recibir energía desde una subestación de distribución, hasta realizar la entrega de dicha energía a sus clientes o usuarios finales, ya sea en niveles de baja y media tensión. (Ghildo & Luis, 2021).

Las empresas distribuidoras de electricidad en cualquier parte de un territorio, están en la obligación de prestar el servicio de suministro de energía en sus respectivas áreas de concesión, así como de cumplir con las disposiciones de

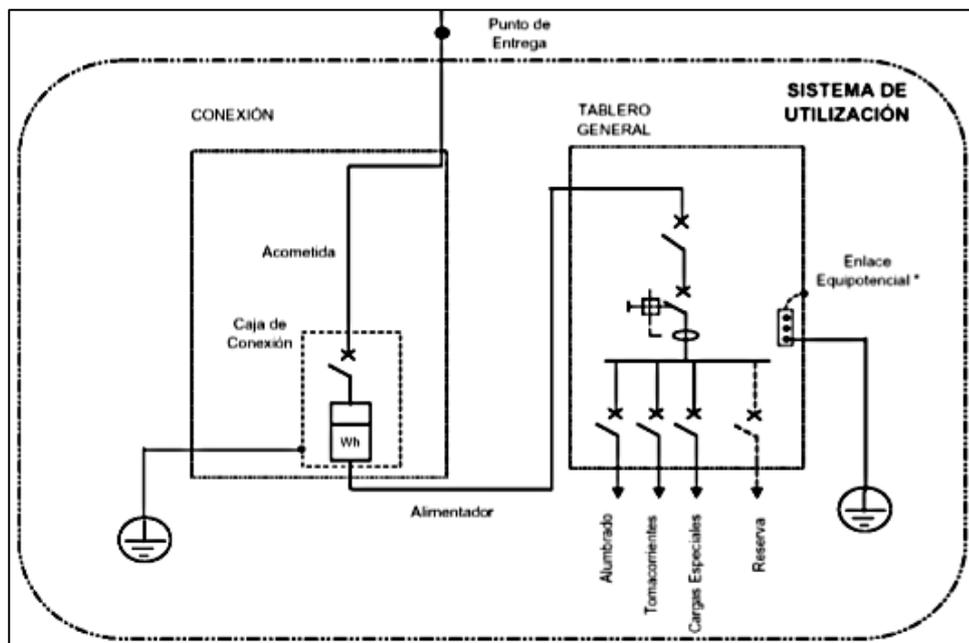
precios máximos fijados por la autoridad en cargada de su determinación, para la venta de energía eléctrica a los usuarios finales o consumidores (Villanueva, 2017)

Asimismo Aquino (2018), menciona que, desde el punto de vista de la reconfiguración de la red, un sistema de distribución de electricidad es un conjunto de rutas estrechamente conectadas diseñadas para distribuir energía de manera eficiente a los usuarios finales.

Aunque no existe un sistema de energía eléctrica "típico", en la figura 1 se muestra un diagrama que incluye los diversos componentes que se suelen encontrar en la composición de dicho sistema; se debe prestar especial atención a los elementos que conformarán el componente en cuestión, el sistema de distribución (Pansini, 2005).

Figura 1

Sistema de distribución secundaria



Fuente: Norma Técnica E.C. 010



2.2.3. Sistema de Distribución Primaria

Un subsistema de distribución primaria incluye las líneas de distribución primaria y/o redes, que consisten en circuitos de media tensión, típicamente con un rango de 1000 V a 33 kV en nuestro contexto. Se componen del alimentador principal, que según T.A. Short (2004) es algunas veces es llamado “línea principal o troncal (Cornejo, 2021).

2.2.4. Conductores de distribución.

El propósito de las líneas de distribución es entregar energía eléctrica desde diferentes áreas del sistema (Cesti, 2020). Asimismo Mamani (2020) nos dice lo siguiente: Los conductores de distribución son aquellas que van desde las subestaciones hasta los centros de consumo como son las industrias, domicilios y alumbrado público, los niveles de tensión utilizados son por debajo de los 34.5 kV. En cuanto a los conductores eléctricos para el nivel de media tensión, todavía se utilizan conductores desnudos, mientras que en baja tensión se opta por conductores aislados. Actualmente, un gran número de instalaciones utiliza conductores autoportados, lo cual mejora significativamente la seguridad.

2.2.5. Los Sistemas de puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra deben ser instalados tras un diseño adecuado para mitigar los riesgos eléctricos tanto para personas como para cualquier ser vivo. Deben contar con resistencias suficientemente bajas para garantizar una respuesta rápida de protección mediante dispositivos adecuados. En los subsistemas actuales de redes, se instalan sistemas de puesta a tierra



utilizando un electrodo enterrado que se conecta a un conductor de cobre (Código Nacional de Electricidad Suministro, 2001).

Los dos elementos del sistema de puesta a tierra del sistema eléctrico incluyen el sistema de cableado y la conexión a la tierra. La conexión a tierra puede ser un conector o un sistema de soldadura exotérmica. La sobretensión puede surgir descarga o el contacto accidental con otros circuitos que tienen un voltaje superior al del circuito de tierra. El cable neutro funciona como un mecanismo para controlar las sobretensiones en el circuito, garantizando que el voltaje máximo a tierra se mantenga dentro de los límites permitidos durante las condiciones de operación normales. Además, un circuito con un conductor conectado a tierra puede tener instalado un dispositivo de desconexión automática, diseñado para activarse en caso de que se produzca una falla potencialmente peligrosa a tierra en alguno de sus conductores que no esté conectado a tierra. Según el autor, la puesta a tierra del equipo implica la conexión permanente y continua de todas las partes metálicas de la carcasa del equipo, incluyendo conductos de cables, cajas, gabinetes, marcos de motores, accesorios de iluminación, entre otros, que transportan corriente y están conectados a electrodos. La unión o conexión en la caja de metal proporciona una ruta de baja impedancia para el flujo de corriente de falla, al tiempo que permite que suficiente corriente pase para fundir un fusible o abrir un disyuntor que protege un circuito (Sclater & Traister, 2003).

Según a lo planteado por Daza & Gomez (2012) las funciones que tienen los sistemas de puesta a tierra, se pueden mencionar las siguientes:



- Dirige hacia tierra todas las corrientes anormales generadas por las carcasas metálicas de los equipos eléctricos activos.
- En condiciones estables, la puesta a tierra disminuye el voltaje en los elementos metálicos afectados por la inducción de campos eléctricos externos.
- Ofrece una vía segura para las corrientes generadas por rayos durante una descarga atmosférica.
- Ofrece un método para desviar corriente hacia tierra tanto en condiciones normales como durante un cortocircuito, asegurando que se mantengan los límites de operación del dispositivo y la continuidad del servicio eléctrico.

2.2.6. Las Condiciones Operativas de un Sistema de Distribución

En cuanto a las condiciones operativas del sistema de distribución, considerando su estado o configuración de operación de forma radial, trae consigo que las pérdidas de potencia y energía, se incrementen o sean mayores, de forma significativa, y la confiabilidad del sistema de distribución, se vea afectada, de esta forma se considera, que sea imprescindible, conseguir una reconfiguración óptima para que la eficiencia sea mayor y daños al sistema eléctrico de distribución sean mínimos. (Cornejo, 2021)

2.2.7. La Normas Técnica de la Calidad del Servicio Eléctrico – NTCSE

Una Norma es un documento que contiene las especificaciones para garantizar la calidad y el funcionamiento de un producto en este caso la electricidad, también presenta las medidas de seguridad para instalarlo y



protegerlo, y evitar daños tanto al producto como a la persona que lo coloca o usa.
(Huayta, 2019)

La Norma Técnica de Calidad de Servicio de Energía Eléctrica (NTCSE) regula principalmente la calidad del suministro de energía eléctrica que deben cumplir las empresas concesionarias. Establece los niveles mínimos de calidad y las responsabilidades tanto de las empresas eléctricas como de sus usuarios. Así también, es analizar el impacto producido por la obligación de cumplir con las tolerancias admisibles de las Normas Técnicas de la Calidad del Servicio de los indicadores de desbalance de corriente, distorsión armónica, flicker y factor de potencia en la Empresa Eléctrica (Medina, 2020)

2.2.8. Procedimiento de supervisión de la operación de los sistemas eléctricos

Son una serie de criterios y procedimientos que garantizan la seguridad y el funcionamiento de los sistemas eléctricos para que las interrupciones por fallas, maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de generación, transmisión o distribución sean tratados de una manera adecuada (MIET, 2016)

2.2.9. Energía No Suministrada

La energía no suministrada o no entregada representa los gastos que asume el cliente debido a la disminución en la calidad del suministro, ocasionada por interrupciones. Estos costos pueden ser directos, como pérdidas económicas inmediatas, o indirectos. Determinar el valor económico de estos costos indirectos y la variabilidad entre diferentes tipos de clientes añade complejidad al cálculo de los costos derivados de un servicio de baja calidad. Lo que se está adoptando



actualmente es un índice conocido como Energía No Distribuida (ENS), que mide el alcance del daño económico o las molestias a los clientes (Maque, 2017).

2.2.10. Disponibilidad

La disponibilidad se entiende como que existe la posibilidad de que el sistema funcione de manera óptima, ya que es crucial que un sistema opere correctamente en todas las circunstancias normales y dentro de un rango realista de tolerancias logísticas. En este contexto, el tiempo de inactividad se refiere a las demoras operativas, logísticas y administrativas que afectan el estado de funcionamiento del sistema. Esto incluye tanto el trabajo de mantenimiento planificado como el no planificado. Están interesados en todos los retrasos, mantenimiento planificado y no planificado. (Echeverria & Preciado, 2008)

2.2.11. Mantenimiento

Se define muy comúnmente el termino de “mantenimiento”, como el conjunto de técnicas y procedimientos destinados a conservar operativos los equipos y/o instalaciones en servicio durante la mayor duración de tiempo posible, buscando la más alta disponibilidad y con el máximo rendimiento de los mismos. (Garcia, 2003)

El mantenimiento desempeña un papel vital al garantizar la funcionalidad continua y la buena condición de sistemas, equipos e instalaciones a lo largo del tiempo. A lo largo de diferentes períodos históricos, este campo ha evolucionado para satisfacer las crecientes demandas de los usuarios de energía. Estos usuarios abarcan todas las entidades, procesos o servicios que utilizan activos para generar bienes, ya sean tangibles o intangibles. Sus funciones van más allá de las



reparaciones; su valor se aprecia en la medida en que éstas disminuyan como resultado de un trabajo planificado y sistemático con apoyo y recursos de una política integral de los directivos (Mora, 2009).

2.2.12. Función Mantenimiento

La función principal del mantenimiento es optimizar la disponibilidad requerida para la producción de bienes, como energía y servicios, al mismo tiempo que se preserva el valor de las instalaciones para minimizar el desgaste de los equipos. Este objetivo se busca alcanzar de manera rentable a largo plazo. El objetivo del mantenimiento es lograr un determinado grado de preparación del producto en condiciones de la calidad requerida, a un costo mínimo, con el mayor grado de estabilidad para el personal de mantenimiento y operación, y con la mínima degradación ambiental. (Mora, 2009)

2.2.13. Los tipos de Mantenimiento

De acuerdo a lo planteado por Garcia (2003), los tipos de mantenimiento que se efectúan en diferentes sistemas eléctricos y/o equipos de los cuales podemos mencionar los más estudiados a los siguientes:

Mantenimiento Programado o Preventivo

Es responsabilidad del mantenimiento mantener un nivel específico de servicio en los platós y programar las correcciones de las vulnerabilidades de manera oportuna. Este tipo de mantenimiento se lleva a cabo en intervalos regulares para asegurar que los equipos operen de manera segura y eficiente. Las actividades incluyen la inspección de conexiones y la sustitución de componentes según sea necesario.



Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo es una estrategia avanzada en la gestión de activos, especialmente relevante en sistemas eléctricos, que se centra en predecir el momento óptimo para llevar a cabo tareas de mantenimiento basadas en el estado real de los equipos. En lugar de seguir un calendario fijo o esperar a que ocurra una falla, el mantenimiento predictivo utiliza datos recopilados mediante tecnologías como el monitoreo continuo de condiciones, análisis de vibraciones, termografía infrarroja, análisis de aceite, entre otros métodos avanzados. Este enfoque permite identificar patrones de degradación o señales tempranas de problemas potenciales, lo que ayuda a programar intervenciones de mantenimiento justo cuando son necesarias. Al prever las necesidades de mantenimiento, las organizaciones pueden reducir significativamente los tiempos de inactividad no planificados, optimizar los recursos y mejorar la fiabilidad y la vida útil de los equipos eléctricos críticos.

Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo se trata de un conjunto de actividades dirigidas a corregir las deficiencias identificadas en los diversos equipos, las cuales son reportadas al departamento de mantenimiento por los usuarios. Este tipo de mantenimiento se lleva a cabo para reparar averías o fallos que ya han ocurrido en los equipos. El objetivo principal es restablecer el funcionamiento normal del equipo y minimizar el tiempo de inactividad. Asimismo, existe el mantenimiento correctivo urgente, el cual se ejecuta cuando surge una avería o fallo que requiere una respuesta inmediata para prevenir daños mayores o situaciones de riesgo.



2.2.14. Identificación de los equipos críticos

La determinación de los equipos críticos se realiza tras la fase de evaluación de riesgos, en la cual es necesario identificar los sistemas y equipos eléctricos esenciales. Estos equipos presentan el mayor riesgo relacionado con su operación y, por ello, necesitan un mantenimiento prioritario. La identificación de los equipos críticos debe basarse en una evaluación objetiva del riesgo y no en la experiencia o la intuición. (Quezada & Marin, 2013). La identificación de equipos críticos es fundamental en el área de mantenimiento, especialmente en entornos donde la operación continua y la fiabilidad son cruciales, como en sistemas eléctricos industriales o infraestructuras de servicios públicos. Este proceso implica determinar qué equipos tienen un impacto significativo en la producción, seguridad o costos operativos de una organización si fallan o no funcionan correctamente. Para identificar equipos críticos, se consideran varios factores clave:

Impacto Operativo: Evaluar cómo afectaría la inoperatividad o el mal funcionamiento del equipo a las operaciones cotidianas. Equipos cuya falla pueda paralizar la producción o generar riesgos de seguridad suelen ser considerados críticos.

Impacto en la Seguridad: Equipos cuya operación defectuosa pueda representar un riesgo para la seguridad de los trabajadores, la comunidad o el medio ambiente son prioritarios en la lista de equipos críticos.



Impacto Económico: Evaluar los costos asociados con el tiempo de inactividad, reparaciones y posibles pérdidas de producción. Equipos cuya falla resulte en grandes pérdidas económicas son identificados como críticos.

Repercusión en la Calidad: Equipos cuyo funcionamiento afecte directamente la calidad del producto final o el servicio prestado también son considerados críticos. Importancia Estratégica: Algunos equipos pueden ser críticos debido a su importancia estratégica para la organización, aunque su falla no tenga un impacto inmediato en la operación diaria.

Una vez identificados los equipos críticos, se establecen estrategias de mantenimiento específicas. Esto puede incluir programas de mantenimiento preventivo rigurosos, implementación de tecnologías de monitoreo continuo para detección temprana de problemas, mantenimiento predictivo basado en análisis de datos y también planes de contingencia bien definidos para responder rápidamente a situaciones de emergencia. La gestión eficaz de los equipos críticos no solo mejora la fiabilidad operativa y reduce los costos de mantenimiento a largo plazo, sino que también contribuye a la seguridad del personal y a la sostenibilidad operativa de la organización en su conjunto.



CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

El tipo de investigación se clasifica como no experimental y descriptiva. El objetivo de esta investigación se alinea con la investigación básica, ya que se centra en abordar el problema consiste en examinar el proceso de optimización del sistema de mantenimiento del subsistema de distribución secundaria de 220/380 V en el distrito de Platería. Además, Se busca evaluar el estado de las variables e indicadores asociados con el diagnóstico previo a la implementación de un sistema de gestión de mantenimiento basado en el riesgo. De acuerdo a lo planteado en la presente propuesta se determinó como enfoque de Investigación Cuantitativo y Tipo Descriptivo según los objetivos planteados. (Hernández et al., 2014)

3.1. LA UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ESTUDIO

El lugar o ámbito de estudio para la investigación se situará en el sistema de distribución de los distritos de Pomata y Juli, en la provincia de Chucuito, región Puno. La empresa encargada de la administración operativa de este sistema es Electro Puno S.A.A. Geográficamente se sitúan entre los distritos siguientes:

Distrito de Pomata:

Coordenadas UTM:

Las coordenadas UTM del distrito de Pomata son aproximadamente 15° 13' de latitud sur y 69° 31' de longitud oeste.

Población Total:

Según el último censo, la población total del distrito de Pomata es de alrededor de 17 787 habitantes.



Características Geográficas y Climatológicas:

Pomata se encuentra en la región de Puno, cerca del lago Titicaca. La zona es conocida por sus paisajes montañosos y su proximidad a este lago navegable más alto del mundo. El clima es frío y seco, con temperaturas que pueden descender bajo cero durante los meses más fríos.

Altitud media:

La altitud promedio de Pomata es de aproximadamente 3,876 metros sobre el nivel del mar.

Superficie:

El distrito tiene una superficie de alrededor de XX kilómetros cuadrados.

Distrito de Juli:

Coordenadas UTM:

Juli se encuentra aproximadamente en las coordenadas UTM 15° 11' de latitud sur y 70° 08' de longitud oeste.

Población Total: Según datos recientes, Juli tiene una población total de alrededor de 23 741 habitantes.

Características Geográficas y Climatológicas:

Juli está ubicado en la región de Puno, en la meseta andina. El distrito se caracteriza por su terreno montañoso y su cercanía al lago Titicaca. El clima es frío y seco, con temperaturas que pueden variar considerablemente entre el día y la noche.

Altitud media:

La altitud promedio de Juli es de aproximadamente 3,868 metros sobre el nivel del mar.

Superficie:

El distrito de Juli tiene una superficie de alrededor de 720.38 kilómetros cuadrados.

Estos distritos comparten características geográficas similares debido a su ubicación en la región de Puno, cerca del lago Titicaca, y comparten un clima frío de alta montaña típico de los Andes.

El Distrito de Platería cuenta con una superficie de 240.63 Km².

Altitud (media): 3830 msnm

Idioma Oficial: Español

Idioma Co-Ofical: Aymara

Figura 2

Ubicación de la zona en Estudio, Alimentador 2001, Juli





3.2. PERIODO DE DURACIÓN DEL ESTUDIO

El periodo de estudio de esta investigación abarco durante el periodo 2021,2022.

3.3. PROCEDENCIA DEL MATERIAL UTILIZADO

Se utilizará material documental del departamento de mantenimiento de Electro Puno S.A.A., la empresa concesionaria. La información recopilada mediante encuestas se obtendrá del personal técnico operativo del servicio eléctrico de Ilave, que forma parte de la gerencia técnica de la misma empresa. Este enfoque garantiza el acceso a datos confiables y actualizados sobre el estado de la infraestructura eléctrica y las operaciones en el área de estudio. La integración de información documental junto con la retroalimentación directa del personal técnico posibilita una evaluación completa y precisa de la situación, lo que contribuye a identificar oportunidades de mejora y a elaborar recomendaciones adecuadas para optimizar el servicio eléctrico en la región de Juli.

3.4. POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Hernández et al. (2014), citando a Lepkowski, señalan que la población de estudio se define como un conjunto completo de casos que comparten características similares con ciertas cualidades o especificaciones relacionadas con el fenómeno en investigación. Para el presente estudio, la población corresponde al Sistema Eléctrico Pomata-Juli, específicamente el alimentador 2001 en media tensión de la Subestación Pomata de la empresa Electro Puno S.A.A..



La Muestra Alimentador en media tensión 2001 ubicado dentro de los distritos de Pomata y Juli, provincia de Chucuito y región Puno empresa distribuidora Electro Puno S.A.A.; la cual se encuentra dentro de la zona de concesión.

3.5. DISEÑO ESTADÍSTICO

La investigación se llevó a cabo utilizando un protocolo de Estadística Descriptiva en las principales variables e indicadores establecidos para cada objetivo. Este enfoque permitió organizar, tabular y analizar los datos recopilados de manera sistemática. En primer lugar, se identificaron las La investigación se llevó a cabo utilizando un protocolo de Estadística Descriptiva aplicado a las principales variables e indicadores establecidos para cada objetivo. Este método facilitó la organización, tabulación y análisis sistemático de los datos recopilados. En primer lugar, se identificaron las variables clave y se diseñó un plan de recolección de datos que garantizara la precisión y relevancia de la información obtenida. Una vez recolectados, los datos fueron organizados en tablas y gráficos descriptivos, facilitando una comprensión clara de las tendencias y patrones observados. El análisis descriptivo proporcionó una visión detallada y cuantitativa del comportamiento de cada variable, permitiendo realizar comparaciones y evaluar el cumplimiento de los objetivos propuestos. Este proceso metodológico aseguró una interpretación precisa y fundamentada de los resultados, contribuyendo significativamente a la validación y discusión de los hallazgos de la investigación.

3.6. PROCEDIMIENTO

Según a lo descrito por Hernández et al (2014), como método de recolección de datos, se utilizarán registros históricos y documentos relevantes para el estudio. La información estadística y las teorías relacionadas con esta investigación se obtendrán de



la empresa concesionaria de distribución, que administra el sistema. Se recopilarán y analizarán datos históricos y documentos necesarios para comprender mejor el contexto y las operaciones de la empresa. La información obtenida será fundamental para desarrollar un análisis exhaustivo y preciso del tema en cuestión. Además, se garantizará que todos los datos recopilados sean pertinentes y confiables para asegurar la validez de los resultados de la investigación. Este enfoque permitirá obtener una visión integral y detallada del objeto de estudio, facilitando conclusiones fundamentadas y rigurosas.

- Visita al campo para la observación directa y toma de datos necesarios.
- Búsqueda y revisión de información del tema en Internet, libros y artículos.
- Recopilación de información de la empresa concesionaria Electro Puno S.A.A. concerniente a la situación actual de las instalaciones, características técnicas, etc.
- Consultas a expertos.
- Desarrollo de Análisis, cálculos, etc.

3.7. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Para llevar a cabo el análisis de los resultados de este estudio, se siguió el procedimiento correspondiente a cada objetivo planteado de la siguiente manera:

- Se efectuó la clasificación, el registro y la codificación de los datos para el estudio;
- Para el análisis se emplearon técnicas de tipo analíticas lógica y estadística, que se utilizaron para verificar la hipótesis según dada los objetivos que fueron planteados, para finalmente lograr obtener las conclusiones respectivas.



3.7.1. Caracterización de los Indicadores de Confiabilidad del Sistema

La caracterización de los indicadores de confiabilidad del sistema consiste en analizar y evaluar parámetros fundamentales, como la frecuencia y duración de las interrupciones en el servicio eléctrico, así como la tasa de fallas de los componentes del sistema. Este análisis se fundamenta en la recolección de datos tanto históricos como en tiempo real, permitiendo identificar las reales causas de las interrupciones del sistema. Los resultados de esta caracterización proporcionan una visión detallada sobre la eficiencia operativa del alimentador 2001, ayudando a identificar áreas críticas que requieren atención para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en el alimentador 2001, tramo Pomata - Juli.

3.7.2. Establecimiento de los Criterios de Protección Eléctrica del Sistema

Para el establecimiento de los criterios de protección eléctrica del sistema de distribución para el alimentador 2001 implicó definir los procedimientos técnicos que aseguren la adecuada protección de la infraestructura contra fallas eléctricas. Estos criterios incluyen la selección de dispositivos de protección como fusibles, interruptores automáticos y relés de protección, así como la configuración de sus ajustes para garantizar una respuesta coordinada y eficaz ante condiciones anormales. La implementación de estos criterios busca minimizar los riesgos de daños a los equipos, reducir la duración de las interrupciones y mejorar la seguridad tanto para el personal técnico como para los usuarios finales.



3.7.3. Desarrollar la Propuesta de Plan de Mejora del Sistema de Distribución en 22,9 kV Alimentador 2001

Desarrollar la propuesta de plan de mejora del sistema de distribución en 22,9 kV para el alimentador 2001 involucra identificar las principales debilidades y oportunidades de optimización en la red de distribución. Este proceso incluye la evaluación de la infraestructura actual, la revisión de los procedimientos de operación y mantenimiento, y la incorporación de tecnologías avanzadas para mejorar la eficiencia y fiabilidad del sistema. La propuesta detallará acciones específicas como la modernización de equipos, la implementación de sistemas de monitoreo y control en tiempo real, y la capacitación del personal. El objetivo es asegurar un suministro eléctrico más seguro, confiable y eficiente, adaptado a las necesidades actuales y futuras de la comunidad de Pomata - Juli.

3.7.4. Diagnóstico de Coordinación de Protección del Sistema Eléctrico en 22,9 kV Alimentador 2001 Pomata - Juli

El diagnóstico de coordinación de protección del sistema eléctrico en 22,9 kV para el alimentador 2001 Pomata - Juli consiste en una evaluación exhaustiva de la configuración y desempeño de los dispositivos de protección instalados a lo largo del sistema de distribución.



CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El presente capítulo aborda los resultados y discusión de la presente investigación sobre el "Diagnóstico de Coordinación de Protección del Sistema Eléctrico Rural de Media Tensión en 22,9 kV Alimentador 2001 Pomata - Juli" comienza con la caracterización de los indicadores de confiabilidad del sistema. Esta sección analiza los parámetros clave que determinan la eficacia y estabilidad del suministro eléctrico en la región. A continuación, se establecen los criterios de protección eléctrica del sistema, definiendo las normas y estándares que deben seguirse para asegurar una adecuada protección de la infraestructura eléctrica contra posibles fallas y descargas atmosféricas. El capítulo también incluye una propuesta de plan de mejora del sistema de distribución en 22,9 kV para el alimentador 2001. Esta propuesta aborda las principales áreas de mejora identificadas durante la investigación, sugiriendo soluciones prácticas y técnicas para optimizar la distribución de energía y minimizar las interrupciones del servicio. Las mejoras propuestas están diseñadas para aumentar la eficiencia operativa, reducir los costos de mantenimiento y mejorar la resiliencia del sistema frente a condiciones adversas. Finalmente, se presenta un diagnóstico detallado de la coordinación de protección del sistema eléctrico en 22,9 kV para el alimentador 2001 Pomata - Juli. Este diagnóstico evalúa la configuración actual del sistema de protección, identificando posibles puntos de falla y proponiendo ajustes para mejorar la coordinación y respuesta ante eventos de sobrecarga o fallos. Para validar el análisis de resultados, se incluye una discusión exhaustiva sobre los hallazgos de la investigación, comparando los resultados obtenidos con estudios previos y estándares de la industria, y destacando las

implicaciones prácticas y futuras direcciones de investigación. Esta discusión proporciona un contexto integral que subraya la relevancia y aplicabilidad de la norma.

4.1. CARACTERIZACIÓN DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

4.1.1. Características del sistema

Las características del sistema en estudio del alimentador 2001 del sistema eléctrico rural de la SET Pomata, se cuenta con la información año 2023 se detalla a continuación.

Tabla 1

Características del sistema en estudio - Alimentador 2001

Característica	Descripción
Cód. Sistema Eléctrico	SE0030
Sistema Eléctrico	JULI
Sector de distribución típica - SDT	4
Código Alimentador	2001
Nombre SET	POMATA
Nivel de tensión	22.9 kV
Numero de SEDs	177
Máxima Demanda (kW)	773
Longitud de redes de MT	256.93 km
Suministros BT	5,853
Suministros MT	9
Suministros por Alimentador	5,862
Suministros por Sistema Eléctrico	49,863

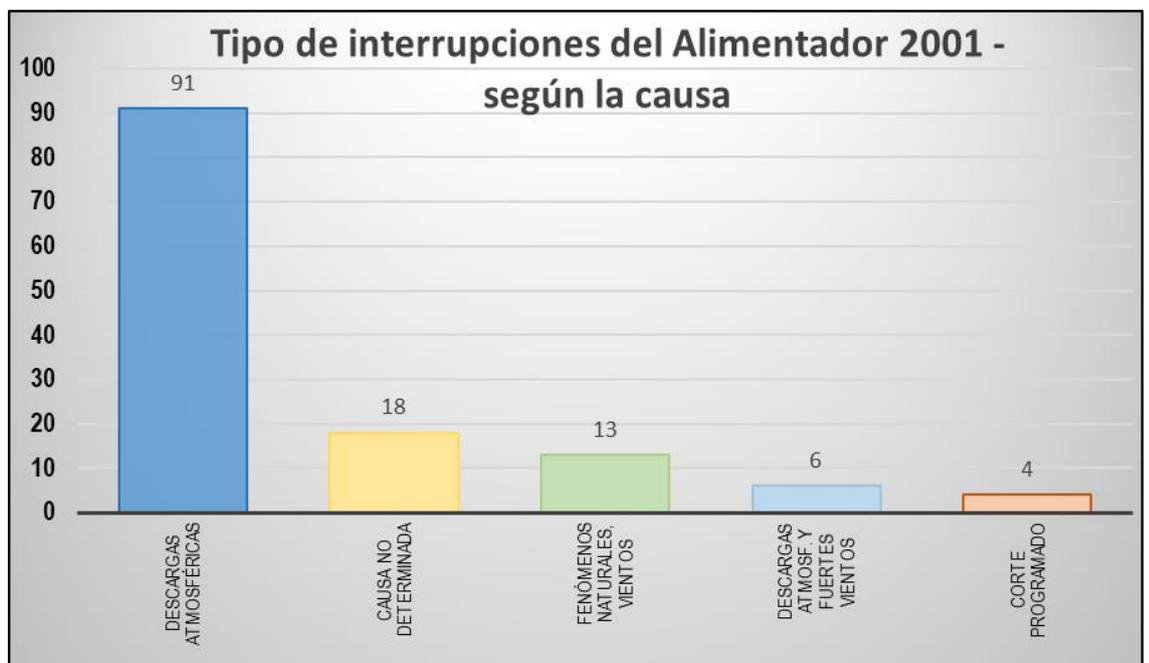
Fuente: Electro Puno S.A.A. - 2023

4.1.2. Resumen de interrupciones en el alimentador 2001

El registro historial de las interrupciones del alimentador 2001 que corresponden a los años 2021 y 2022, que fueron registrados con un número total de 103 interrupciones en el alimentador 2001, se incorpora también todo tipo de interrupciones, reforzamiento de mantenimiento e inspecciones de la línea de distribución también incluyen los fenómenos naturales.

Figura 3

Tipo de interrupciones del alimentador 2001 - según la causa



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 2

Resumen de cortes registrados

Resumen de interrupciones registrados a lo largo de los años 2021-2022	
Año	Cortes Registrados
2021	24
2022	79
TOTAL	103

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3. Causas de interrupciones

Se han registrado varias fallas en la alimentación de la red primaria 2001 Juli - Pomata durante los años 2021 y 2022, debido a interrupciones internas y externas de la línea de distribución por diversas causas. ELPU ha documentado todas las interrupciones ocurridas en ese periodo, y el historial de datos se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 3

Porcentaje de tipos de interrupciones

Causas de las interrupciones	2021	%	2022	%
Descargas atmosféricas	17	71%	53	67%
Cortes de emergencia	1	4%	1	1%
Fuertes vientos por la zona	2	8%	14	18%
Otros fenómenos	4	17%	11	14%
Total	24	100%	79	100%

Fuente: Elaboración Propia

Al visualizar en la tabla anterior que las interrupciones suscitadas por fenómenos naturales como por ejemplo las descargas atmosféricas continuas son

las que más fallas ocasionan en la red de distribución, con un alto porcentaje de 71% a cabo del año 2021 y en el año del 2022 tiene un porcentaje de 67%.

Figura 3

Indicadores de confiabilidad Alimentador 2001, 2021



Fuente: Elaboración Propia

Mostramos en la figura que las descargas atmosféricas alcanzan un porcentaje de interrupciones de 71% durante el 2021, un 4% de cortes de emergencia, con el 8% de cortes por vientos por la zona y un 17% de cortes de otros factores.

Figura 5

Indicadores de confiabilidad Alimentador 2001, 2022



Fuente: Elaboración Propia

La tabla y las figuras anteriores muestra que las interrupciones causadas por fenómenos naturales, como las descargas atmosféricas continuas, son las principales responsables de fallas en la red de distribución. En el año 2021, estas interrupciones representaron un alto porcentaje del 71%, mientras que en 2022 se registró un 67%. Esto indica una ligera disminución, pero los fenómenos naturales siguen siendo la causa predominante de fallas en la red. Estos datos subrayan la necesidad de implementar medidas de mitigación y mejora en la infraestructura para reducir el impacto de las condiciones climáticas adversas en la continuidad del servicio de distribución, asegurando así una mayor estabilidad y fiabilidad en el suministro eléctrico.



4.2. CRITERIOS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ALIMENTADOR 2001

En esta sección, se organizó una revisión y evaluación de los criterios obtenidos a partir de un diagnóstico de la situación actual de la protección eléctrica del sistema de distribución del alimentador 2001, los cuales enfrentan diversas problemáticas.

4.2.1. Criterio de ajustes de protecciones

El sistema de Protección tiene como objetivo principal aislar rápidamente áreas de falla en el sistema eléctrico para mantener en funcionamiento la mayor parte del sistema restante. Se establecen seis requerimientos básicos para la aplicación del relé de protección:

Fiabilidad:

Garantiza que la protección se realice correctamente, basada en confianza y seguridad.

Selectividad:

Busca mantener la continuidad del servicio con la mínima desconexión del sistema.

Rapidez de operación:

Busca minimizar la duración de una falla y reducir el daño en los equipos.

Simplicidad:

Busca utilizar el menor equipo y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección.

Economía:

Busca ofrecer una mayor protección a un menor costo total.



El término "protección" no se refiere a la capacidad del equipo de protección para evitar fallas o deficiencias en los dispositivos. Los relés de protección se activan únicamente después de que se ha generado una condición insostenible. Su función es, sin embargo, minimizar los daños a los equipos afectados, así como reducir el tiempo y los costos de las interrupciones, además de los problemas asociados con las reparaciones. La protección del sistema eléctrico y de los equipos es fundamental, ya que una falla en cualquiera de ellos podría resultar en la pérdida de suministro eléctrico en un área extensa y poner en peligro la estabilidad del sistema de potencia.

Entre los principios generales establecidos para una coordinación de protecciones efectiva en este sistema se incluyen:

- Ajustar la protección principal para detectar la corriente de falla más baja en su área de influencia, permitiendo la operación normal y en situaciones de contingencia.
- La protección principal del transformador toma en cuenta la corriente de energización del mismo, generalmente entre 8 y 12 veces la corriente nominal, dependiendo de las características del transformador. El ajuste en el lado de alta del transformador considera la no activación de funciones de protección durante su energización.
- Se consideran los efectos de la carga fría en la coordinación de sobrecorriente, con el fin de ajustarla de manera que permita la energización de subestaciones no atendidas o bloques de subestaciones.
- En la protección diferencial se tiene en cuenta la ubicación de los cambiadores de tomas, los transformadores de corriente y los devanados



del transformador de potencia. Además, se considera la posibilidad de que los transformadores operen en condiciones de sobrecarga, por lo que el ajuste de la corriente de arranque debe ser mayor que la corriente de sobrecarga esperada.

- La protección de sobrecorriente de fase debe arrancar con una corriente mínima que permita una sobrecarga considerable del circuito, alrededor del 125% para los alimentadores de alta tensión y 130% para los transformadores en la condición de ONAF. Este ajuste es variable dependiendo de la coordinación de protecciones y del estado de los equipos.
- Las funciones de protección de respaldo deben operar con temporización para permitir que la protección principal tome la decisión más adecuada sobre la eliminación de la falla, con un tiempo mínimo de operación para garantizar la respuesta en caso de respaldo.
- La protección de sobrecorriente de tierra se ajusta con una corriente residual del 30% de la corriente nominal de fase, siguiendo las recomendaciones del COES del 2014.
- Los disparos definitivos de las funciones de protección son exclusivos de las etapas instantáneas y etapas 2, como los relés 50, 50N, 50BF, 81, 59 y 27.
- No se consideran disparos por sobretensión en los transformadores, según las recomendaciones del operador nacional.
- No se tienen en cuenta los ajustes de la función de frecuencia, ya que estos son emitidos por el COES según el estudio establecido para cada año.



4.2.2. Criterios para el ajuste de la protección de sobre corriente (50/51 – 50N/51N)

La protección de sobrecorriente monitorea la corriente en el circuito protegido y activa el interruptor correspondiente cuando la corriente medida excede el umbral ajustado de arranque (corriente de arranque), después de que ha transcurrido el tiempo de ajuste.

La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente de fase se ajusta al menos al 130% de la máxima corriente de carga del circuito protegido, y también debe ser suficiente para detectar fallas bifásicas con resistencias de falla de 5 ohmios dentro de su área de protección.

En el caso de la protección de sobrecorriente de tierra, la corriente de arranque mínima es del 20% de la corriente nominal del transformador de corriente, y el ajuste debe permitir la detección de fallas a tierra con resistencias de falla de 50 ohmios dentro de su área de protección.

La determinación de los tiempos de actuación se realiza mediante la evaluación de la coordinación entre los relés de protección, asegurando un tiempo mínimo de coordinación de 0.200 segundos.

4.2.3. Criterios para el ajuste de la protección diferencial del transformador (87T)

La protección diferencial monitorea las corrientes de entrada y salida del transformador por fase, y detecta discrepancias entre ellas que podrían indicar la presencia de fallas internas que desvíen corrientes por rutas no previstas.



Para evitar activaciones no deseadas debido a corrientes diferenciales causadas por fallas externas cercanas al transformador, se ajusta la función de protección diferencial de manera que no responda ante estas situaciones. Esto se logra determinando las corrientes máximas a través de los transformadores de corriente al simular fallas externas tanto en el lado de alta como en el lado de baja tensión del transformador, y evaluando su posible impacto en la protección diferencial.

Uno de los parámetros cruciales que se ajusta es la corriente diferencial, la cual se calcula comparando los valores de corriente presentes en los secundarios de los transformadores de corriente en ambos lados del equipo protegido.

Además, se ajusta la pendiente de estabilización para compensar los errores introducidos al relé por los transformadores de corriente y el cambiador automático de taps.

4.2.4. Criterios para el ajuste de la protección de distancia (21/21N)

Alcance resistivo

El ajuste máximo está limitado al 70% de la impedancia mínima de carga que será determinada por:

$$Z_{carga} = \frac{0.85xU}{\sqrt{3}xI}$$

Donde:

U = Tensión de fases.

I = Máxima corriente transmitida.



El ajuste mínimo debe cubrir la resistencia de falla calculada a través de las siguientes expresiones:

$$R_{falla} = R_{arco1f} + R_{PAT} \quad \text{Para fallas entre una fase y tierra}$$

$$R_{falla} = R_{arco2f} \quad \text{Para fallas entre fases}$$

Donde:

R_{falla} = Resistencia de falla

R_{arco1f} = Resistencia de arco de fase - tierra

R_{arco2f} = Resistencia de arco de fase - fase

R_{PAT} = Resistencia de puesta a tierra en el punto de la falla

El valor de la resistencia de arco se calcula mediante la fórmula de Warrington:

$$R_{arco} = \frac{28700 \times (S+2vt)}{I^{1.4}}$$

Donde:

S = Distancia de aislamiento fase-fase o fase-tierra, según sea el caso [metros]

I = Corriente de corto circuito [Amperios]

v = Velocidad del viento [metros/segundos]

t = Tiempo de duración del cortocircuito



Zona 1 hacia adelante

El alcance de la zona 1 debe cubrir la mayor proporción de la línea protegida evitando que actúe ante fallas pasando la barra remota. Para líneas de simple terna se tendrá en cuenta el siguiente ajuste:

$$X_1 = 85\% \cdot X_{LINEA}$$

Si la línea termina en transformador de potencia es posible el siguiente ajuste:

$$X_1 = 120\% \cdot X_{LINEA}$$

Zona 2 hacia adelante

El alcance de la zona 2 debe cubrir completamente la línea protegida. Se propone ajustar el alcance reactivo de esta zona al 120% de la reactancia de línea protegida como mínimo. Si la línea termina en un transformador de potencia el alcance puede cubrir hasta el 50% de la menor impedancia del transformador. El alcance no debe sobre alcanzar la zona 1 de la siguiente línea de menor impedancia. Si resulta inevitable superponer este alcance con la zona 2 de la siguiente línea adyacente, se coordinará la temporización de ambas zonas.

$$X_2 = 120\% \cdot X_{LINEA}$$

Zona 3 hacia adelante

El alcance de la zona 3 debe ser respaldo de la línea adyacente. Se propone ajustar el alcance reactivo de zona 3 de tal forma de cubrir fallas a lo largo de la línea adyacente más larga. Si la línea termina en un



transformador de potencia el alcance puede cubrir hasta el 80% de la menor impedancia del transformador. Se debe evitar su actuación para fallas en otros niveles de tensión.

$$X_3 = 120\% \cdot (X_{LINEA} + X_{LINEA\ ADYACENTE})$$

4.2.5. Criterios de ajuste de la protección diferencial de línea (87L)

La protección diferencial de línea se fundamenta en la comparación de corrientes en ambos extremos de la línea, lo que requiere la instalación de un dispositivo de protección en cada extremo de la misma. Estos dispositivos intercambian sus valores medidos a través de un enlace de comunicación, y cada uno compara el valor de corriente recibido con su propia medición. Si se detecta una falla en la zona de protección correspondiente, los dispositivos activan el disparo en sus respectivos interruptores.

Para establecer el umbral de corriente diferencial, se calcula la corriente nominal de la línea y se aplica un factor de seguridad del 50%. Además, es necesario habilitar la función de compensación de corriente capacitiva.

4.2.6. Criterios de coordinación entre relés, recloser y fusibles

Los circuitos de distribución de media tensión, con voltajes de 10 kV y 22.9 kV, cuentan con protección a través de una combinación de fusibles, reclosers y relés de protección. Estos dispositivos operan en base a la detección de sobrecorrientes generadas por cortocircuitos que pueden ocurrir en la red de distribución. En estos circuitos, se pueden encontrar diversas combinaciones de dispositivos de protección en secuencia desde el punto de alimentación hacia la



carga:

- Relé – Recloser
- Relé – Recloser – Fusible
- Relé – Fusible – Recloser

4.2.7. Criterios de coordinación entre Relés, Reclosers y Fusibles

Criterios de coordinación entre Coordinación Relé - Recloser

Las funciones de sobrecorriente de fase ajustadas en los dispositivos de protección (como relés y reclosers) se configurarán teniendo en cuenta la corriente máxima de carga de los circuitos en los que están instalados, de modo que no se activen por corrientes de carga. En cuanto a los tiempos de respuesta, se debe tener en cuenta que, en caso de una falla en el extremo del alimentador, el recloser debe ser el primer dispositivo en activarse. Además, como respaldo, si el recloser no responde, el relé ubicado en la cabecera del circuito alimentador debe entrar en funcionamiento.

En situaciones donde se pueda utilizar la función de recierre en los reclosers, se contemplará un único intento de recierre, siguiendo la siguiente estrategia:

Primero, se aplicará una curva rápida con el ajuste más bajo posible, e incluso se activará una etapa instantánea para resguardar el circuito contra descargas atmosféricas o fallas transitoria.

El recierre se llevará a cabo con un tiempo muerto de 500 ms para eliminar el efecto del arco secundario.



Si la falla persiste, se aplicará una segunda curva con una etapa más lenta y un tiempo de actuación de la protección más prolongado. Si la falla persiste aún después de esta etapa, el alimentador será desconectado de manera definitiva. Esta etapa lenta debe coordinar con la protección de sobrecorriente del relé ubicado en la cabecera del alimentador

Criterios de coordinación entre Coordinación Relé – Recloser - Fusible

Las funciones de sobrecorriente de fase ajustadas en los dispositivos de protección (relé y recloser) se configurarán teniendo en cuenta la corriente máxima de carga de los circuitos donde están instalados, de manera que no se activen por corrientes de carga. La secuencia de actuación debe ser, en la medida de lo posible, la siguiente: ante una falla al final del circuito, se activará primero el fusible (que se encuentra al final), seguido del recloser (ubicado en el medio del circuito alimentador) y finalmente el relé (en la cabecera del alimentador). En algunos casos, cuando los fusibles no logran coordinar adecuadamente con los reclosers o relés al estar entre ellos, se priorizará la actuación inicial de los reclosers o relés debido a su menor tiempo de reposición del servicio.

4.3. PROPUESTA DE PLAN DE MEJORA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN 22,9 KV ALIMENTADOR 2001

La presente propuesta de plan de mantenimiento e implementación del componente de un sistema contra descargas atmosféricas mediante cable de guarda para el Alimentador 2001, tramo Pomata - Juli de la Empresa Concesionaria Electro Puno S.A.A.



Siendo Electro Puno S.A.A. una empresa concesionaria dedicada a la distribución de energía eléctrica en la región de Puno, una región caracterizada por su diversidad geográfica y climática. La infraestructura eléctrica de esta área es fundamental para garantizar el suministro continuo y confiable de energía a las comunidades locales. El alimentador 2001, que abarca el tramo Pomata - Juli, es esencial para el suministro de energía en esta zona, abasteciendo a varias poblaciones que dependen del servicio eléctrico para sus actividades diarias. Sin embargo, debido a la alta incidencia de tormentas eléctricas en la región, esta infraestructura está expuesta a un alto riesgo de descargas atmosféricas, lo que puede provocar interrupciones en el servicio y daños considerables a los equipos. Para mitigar estos riesgos, se propone la implementación de un sistema de protección mediante cable de guarda. Este sistema no solo protegerá la infraestructura existente, sino que también mejorará la resiliencia y confiabilidad del suministro eléctrico, asegurando un servicio continuo y de calidad a los usuarios finales.

4.3.1. Alcances del plan

Los objetivos de este proyecto son múltiples y están orientados a mejorar la protección y eficiencia del alimentador 2001. Primero, se busca proteger la infraestructura del alimentador 2001 contra las descargas atmosféricas, que pueden causar daños severos a los equipos y líneas de transmisión. Segundo, se pretende asegurar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico, minimizando las interrupciones del servicio que pueden afectar a miles de usuarios. Tercero, El proyecto tiene como objetivo disminuir el tiempo de inactividad y los costos de reparación que resultan de los daños provocados por rayos. Además, otro objetivo importante es aumentar la vida útil de los componentes del sistema eléctrico mediante la reducción del estrés causado por



las descargas eléctricas. Finalmente, el proyecto tiene como objetivo mejorar la seguridad general de la infraestructura eléctrica, protegiendo tanto a los trabajadores como a la población circundante de los peligros asociados con las descargas atmosférica.

4.3.2. Evaluación y Planificación Inicial

Análisis de la Situación Actual:

Revisar minuciosamente el estado actual del alimentador 2001, incluyendo la infraestructura existente, su ubicación y condiciones ambientales. Identificar las zonas que presentan mayor vulnerabilidad a descargas atmosféricas, basándose en datos históricos y análisis de riesgos.

Factibilidad de la propuesta de plan:

Realizar estudios técnicos detallados para determinar la viabilidad de instalar cables de guarda. Esto incluye la evaluación de las condiciones físicas, ambientales y operativas. Estimar de manera precisa los costos asociados y los recursos humanos y materiales necesarios para la implementación.

4.3.3. Descripción del diseño del Sistema de Cable de Guarda

Diseñar un sistema de protección contra descargas atmosféricas, especificando el tipo de cable de guarda a utilizar, los puntos exactos de instalación y los componentes adicionales necesarios. Este diseño debe ser revisado y aprobado por ingenieros especializados y cumplir con las normativas vigentes.

El sistema de cable de guarda es una solución técnica avanzada diseñada



para proporcionar una protección efectiva contra las descargas atmosféricas. Este sistema consiste en la instalación de un cable conductor a lo largo del alimentador 2001. Este cable actúa como un escudo, interceptando las descargas eléctricas antes de que puedan alcanzar los conductores principales de la línea de transmisión. El cable de guarda se conecta a tierra en varios puntos estratégicamente ubicados a lo largo del tramo, lo que permite que la energía de los rayos se disipe de manera segura en el suelo. Este enfoque no solo protege los conductores principales de daños, sino que también reduce la posibilidad de interrupciones en el suministro eléctrico. Además, el sistema está diseñado para ser duradero y resistente a las condiciones ambientales adversas, asegurando su efectividad a lo largo del tiempo. La implementación de este sistema contribuirá significativamente a la mejora de la resiliencia de la infraestructura eléctrica en la región.

4.3.4. Componentes del Sistema

El sistema de cable de guarda está compuesto por varios componentes críticos que trabajan juntos para proporcionar una protección efectiva contra las descargas atmosféricas. En primer lugar, el cable de guarda es el componente principal. Se selecciona típicamente un cable de acero galvanizado o acero recubierto de aluminio debido a su alta resistencia a la corrosión y excelente conductividad eléctrica. En segundo lugar, los aisladores son dispositivos cruciales que soportan el cable de guarda y lo aíslan del resto de la estructura para prevenir cortocircuitos y pérdidas de energía. En tercer lugar, los postes de soporte son estructuras robustas que sostienen el cable de guarda a lo largo del tramo Pomata - Juli, asegurando que esté correctamente tensionado y elevado sobre los



conductores principales. Finalmente, las conexiones a tierra son esenciales para el funcionamiento del sistema, ya que permiten que la corriente de los rayos se disipe de manera segura en el suelo, evitando que la energía dañina alcance los conductores principales y otros componentes sensibles del sistema eléctrico.

4.3.5. Implementación del sistema

La implementación del sistema de cable de guarda se realizará en varias etapas para garantizar una instalación organizada y eficiente. Estas etapas incluyen la planificación, la instalación, las pruebas y la puesta en marcha del sistema.

4.3.6. Fase de planificación

Durante la fase de planificación, se realizará un estudio de campo detallado para identificar las áreas críticas que requieren protección y determinar la mejor ruta para la instalación del cable de guarda. Este estudio incluirá la evaluación de las condiciones geográficas y climáticas del tramo Pomata - Juli, así como la identificación de posibles obstáculos o desafíos técnicos. Con base en los resultados del estudio de campo, se elaborará un diseño detallado del sistema que incluirá la ubicación de los postes de soporte, las conexiones a tierra y otros componentes esenciales. Este diseño será revisado y aprobado por los ingenieros y técnicos de Electro Puno S.A.A. antes de proceder a la siguiente fase.

4.3.7. Fase de adquisición de materiales y equipos

Lista de Materiales y Equipos:

Elaborar una lista detallada de todos los materiales y equipos necesarios,



incluyendo cables de guarda de alta calidad, aisladores adecuados, soportes resistentes y equipos de puesta a tierra eficientes. También incluir las herramientas específicas y equipos necesarios para la instalación y mantenimiento del sistema.

Proceso de adquisición:

Proceder a la adquisición de los materiales y equipos de proveedores confiables, asegurándose de verificar la calidad y las especificaciones técnicas de los productos adquiridos para garantizar su compatibilidad y eficacia en el sistema de protección.

4.3.8. Instalación del sistema

La fase de instalación comenzará con la preparación del terreno y la instalación de los postes de soporte a lo largo del tramo designado. Esto requerirá la construcción de bases robustas para los postes y su instalación conforme al diseño aprobado. Una vez que los postes estén en su lugar, se procederá con la instalación del cable de guarda, asegurando que esté correctamente tensionado y fijado a los aisladores. El cable de guarda se conectará a tierra en los puntos designados, utilizando conexiones robustas y seguras. Durante esta fase, se seguirán estrictos protocolos de seguridad para proteger a los trabajadores y minimizar cualquier riesgo de accidente, todas estas actividades serán desarrolladas previa a la presentación de un plan de trabajo.

Plan de Trabajo:

Elaborar un plan de trabajo detallado que contemple la programación de la instalación, considerando las condiciones climáticas, la disponibilidad de recursos y la coordinación con otros proyectos o actividades de la empresa.



Entrenamiento del Personal:

Capacitar al personal técnico en los procedimientos de instalación y mantenimiento de cables de guarda, asegurándose de que comprendan las técnicas correctas y las normativas de seguridad a seguir.

Instalación Física:

Proceder a la instalación física de los cables de guarda siguiendo el diseño previamente aprobado. Asegurar la correcta puesta a tierra y la conexión de los cables en los puntos especificados, verificando la integridad de cada componente.

4.3.9. Plan de Mantenimiento

El mantenimiento adecuado del sistema de cable de guarda es fundamental para asegurar su eficacia y durabilidad a largo plazo. El plan de mantenimiento detallado a continuación está diseñado para abordar tanto el mantenimiento preventivo como el correctivo, garantizando que el sistema funcione de manera óptima y continúe protegiendo la infraestructura eléctrica.

Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo abarca un conjunto de actividades programadas de manera regular para identificar y solucionar problemas antes de que provoquen fallas significativas. En primer lugar, se realizará una inspección visual trimestral de todo el sistema para identificar cualquier daño visible o desgaste en el cable de guarda, aisladores y conexiones a tierra. Esta inspección incluirá la búsqueda de signos de corrosión, desgaste mecánico, y acumulación de suciedad. Además, se llevarán a cabo pruebas de continuidad cada seis meses para asegurarse de que no haya interrupciones en la conductividad del cable de guarda



y las conexiones a tierra. Estas pruebas son cruciales para detectar posibles puntos de falla antes de que provoquen problemas serios. Los aisladores también serán revisados trimestralmente para verificar su integridad y se limpiarán para evitar la acumulación de suciedad y contaminación que podría comprometer su rendimiento. Finalmente, las conexiones a tierra serán inspeccionadas y probadas trimestralmente para asegurar que estén firmemente conectadas y no presenten signos de corrosión o degradación que puedan afectar su funcionamiento.

Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo se enfocará en la reparación y reemplazo de componentes dañados o defectuosos identificados durante las inspecciones y pruebas preventivas. Cualquier componente del sistema que presente daños o fallas será reparado o reemplazado inmediatamente para garantizar la continuidad de la protección. Esto puede incluir la sustitución de secciones del cable de guarda, reemplazo de aisladores dañados o la reparación de conexiones a tierra defectuosas. Además, se realizará una evaluación continua de los componentes del sistema para identificar aquellos que puedan estar obsoletos o que no cumplan con los estándares actuales de seguridad y eficiencia. En tales casos, se procederá a su actualización con componentes más modernos y confiables para asegurar la máxima protección contra descargas atmosféricas.

4.3.10. Fase de Pruebas y Puesta en Marcha

Una vez completada la instalación, se llevarán a cabo pruebas iniciales de continuidad y resistencia para asegurar que el sistema esté instalado correctamente. Estas pruebas incluirán la verificación de la integridad del cable de guarda, la efectividad de las conexiones a tierra y el rendimiento general del



sistema. Además, se llevará a cabo la capacitación del personal de mantenimiento en las técnicas y procedimientos específicos para el mantenimiento del sistema de cable de guarda. Esta capacitación incluirá instrucciones detalladas sobre cómo realizar inspecciones visuales, pruebas de continuidad y reparaciones de emergencia. Finalmente, se realizará la puesta en marcha del sistema, seguida de un período de monitoreo inicial para asegurar su correcto funcionamiento.

4.3.11. Monitoreo y Mejora Continua

Sistema de Monitoreo:

Implementar sistemas de monitoreo remoto que permitan detectar fallas en tiempo real, lo cual ayuda a tomar medidas correctivas rápidamente y minimizar el tiempo de inactividad.

Evaluación de Desempeño:

Realizar evaluaciones periódicas del desempeño del sistema de protección, revisando los resultados de las inspecciones y pruebas, y analizando las incidencias para proponer mejoras continuas.

Actualización del Plan:

Ajustar el plan de mantenimiento y operación del sistema según los resultados obtenidos del monitoreo y las evaluaciones, asegurando que siempre se sigan las mejores prácticas y se incorporen nuevas tecnologías cuando sea necesario.



4.3.12. Consideraciones de Seguridad

Protocolos de Seguridad:

Establecer y seguir estrictos protocolos de seguridad durante la instalación y mantenimiento del sistema, asegurando que todas las actividades se realicen de manera segura y minimizando los riesgos para el personal.

Equipo de Protección Personal (EPP):

Asegurar que todo el personal utilice el equipo de protección personal adecuado para las tareas específicas que realicen, incluyendo cascos, guantes, ropa aislante y cualquier otro equipo necesario.

Formación en Seguridad:

Proporcionar formación continua en seguridad al personal, enfocándose en las medidas de seguridad específicas para la instalación y mantenimiento de sistemas de protección contra descargas atmosféricas y en la respuesta adecuada a emergencias.

4.3.13. Comunicación y Coordinación

Coordinación Interna:

Coordinar de manera efectiva con los diferentes departamentos de Electro Puno S.A.A. para asegurar que la implementación del sistema de protección se realice de manera fluida y sin contratiempos, integrando las actividades con otros proyectos y operaciones de la empresa.

4.3.14. Documentación Complementaria o anexos

La documentación complementaria o anexos del plan proporcionarán



información adicional y documentación relevante para la implementación y mantenimiento del sistema de cable de guarda. Esto incluirá diagramas detallados del sistema, que mostrarán la configuración del cable de guarda, la ubicación de los postes de soporte y las conexiones a tierra. Estos diagramas serán esenciales para guiar la instalación y el mantenimiento del sistema. Además, se incluirá un calendario de mantenimiento detallado, que especificará las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo programadas, junto con sus fechas y responsables. Este calendario asegurará que todas las actividades de mantenimiento se realicen de manera oportuna y eficiente, garantizando la efectividad a largo plazo del sistema de protección contra descargas atmosféricas.

La implementación del sistema de cable de guarda para el alimentador 2001, tramo Pomata - Juli, es una medida esencial para proteger la infraestructura eléctrica contra descargas atmosféricas. Este proyecto no solo mejorará la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico, sino que también contribuirá a reducir los costos de mantenimiento y reparación a largo plazo. Un plan de mantenimiento bien estructurado garantizará la efectividad y longevidad del sistema, asegurando un suministro eléctrico confiable para la región. La inversión en este sistema de protección es una decisión estratégica que beneficiará a Electro Puno S.A.A. y a sus usuarios finales, proporcionando una infraestructura más robusta y resiliente frente a las condiciones climáticas adversas.

4.3.15. Diagnóstico de coordinación de protección del sistema eléctrico

alimentador 2001

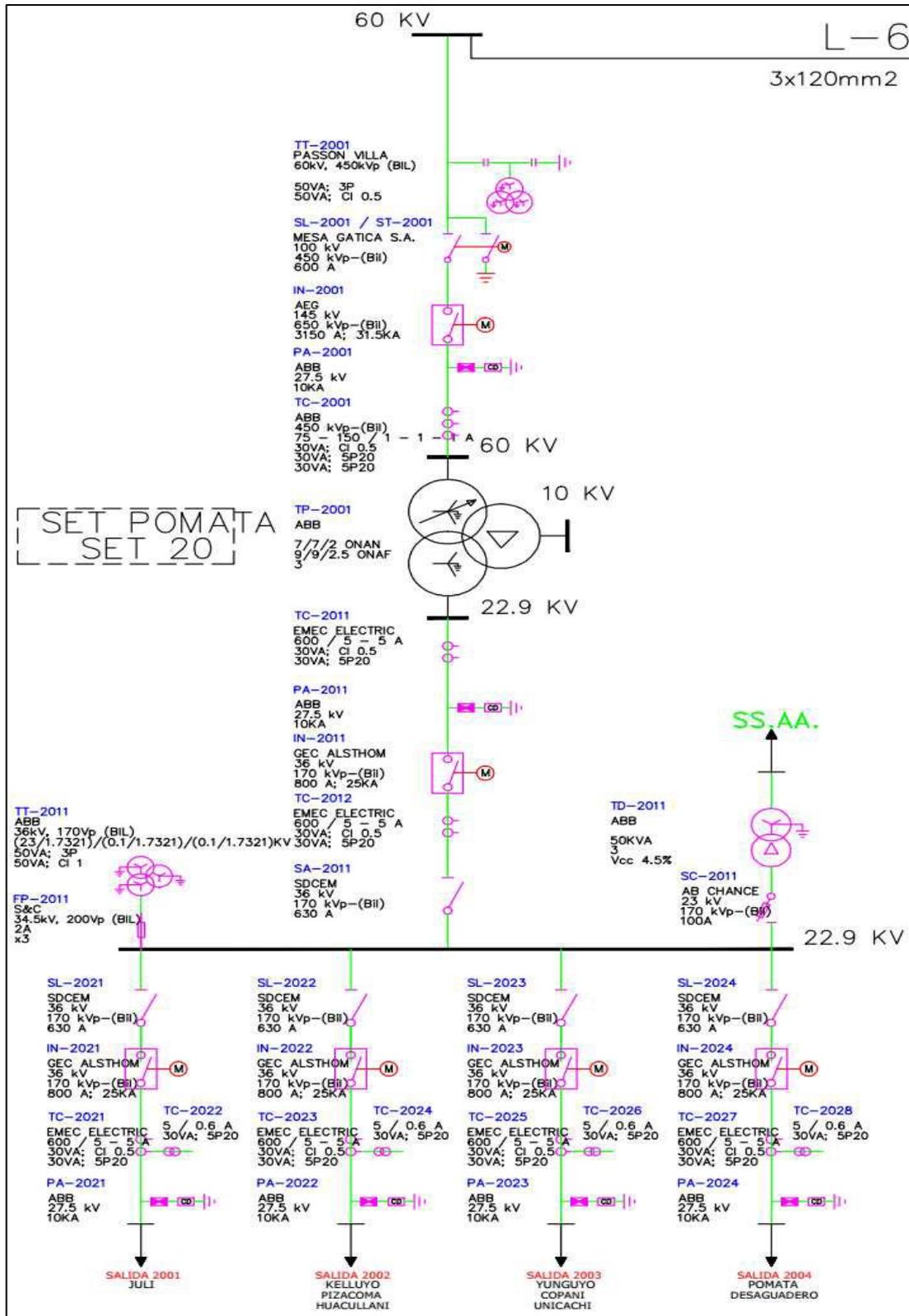
La verificación del sistema de coordinación mediante el flujo de potencia permite describir los distintos tipos de parámetros presentados en el Sistema



Eléctrico de Potencia por lo cual se permitirá observar el estado del sistema del mismo se presenta el diagrama unifilar donde se realiza el análisis como se muestra en la figura a continuación:

Figura 6

Diagrama Unifilar del sistema eléctrico en estudio



Fuente: Software Digsilent del Sistema Eléctrico



4.3.16. Protección Diferencial de Transformador

Datos del Transformador de Potencia

Potencia Nominal: 7-9-11.7 / 7-9-11.7 / 2-2.5-3.3 MVA (Sistema de refrigeración ONAN-ONAF-OFAP)

Niveles de Tensión Nominal: $62 \pm 13 \times 1.3\%$ / 22.9 / 10 kV

Corrientes Nominales: 65.19 / 176.49 / 115.47 A (ONAN)

Datos del transformador de corriente

TC de Fases A.T.: 150 - 75 / 1 A

TC de Fases M.T.: 300 - 200 / 1 A

TC de Fases B.T.: 200 - 125 / 1 A

Datos del relé de Protección Diferencial

Marca y Modelo: SEL - 487E

Datos del relé de Sobrecorriente del sistema

Marca y Modelo: SEL – 351A

Protección diferencial SEL - 487E

La característica de operación del relé SEL-487E para la protección diferencial de transformador se presenta en la Figura 2, donde se observan sus elementos del diferencial corriente de operación IOPFp ($p = A, B, C$) y corriente de restricción IRTFp, además del nivel de umbral O87P y las dos pendientes SLP1 que es efectiva durante condiciones normales de operación y SLP2 que es efectiva cuando la lógica de detección de la falla detecta una condición de falla externa.

$$O87P = 0.4 \text{ pu}$$

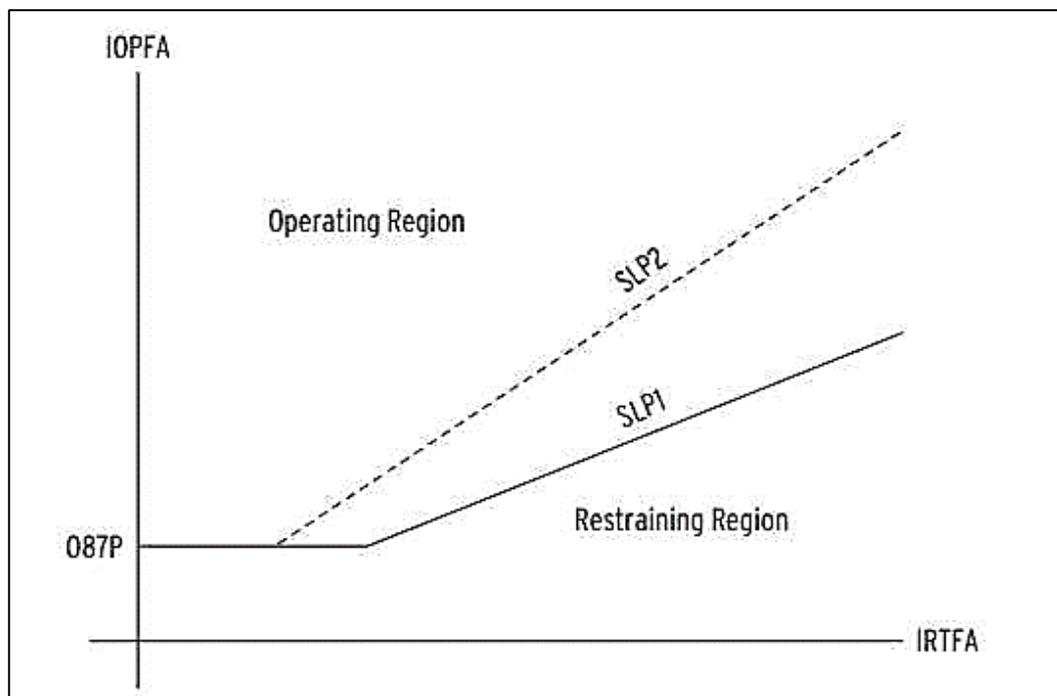
$$SLP1 = 40\%$$

$$SLP2 = 75\%$$

$$U87P = 8 \text{ pu}$$

Figura 7

Característica de la función diferencial de transformador SEL-487E



Fuente: Analysis of a diferencial and overcurrent operation on a 345Kv high voltaje line reactor

No es preciso calcular los ajustes de compensación de la relación de transformación, ya que el relé realiza estos cálculos de forma interna. Sin embargo, es esencial ajustar la restricción para el segundo o quinto armónico para evitar disparos no deseados debido a corrientes de inserción durante la energización o sobre-excitación del transformador. Se recomienda establecer el valor en un 15% de la corriente fundamental para el segundo armónico y un 25% de la corriente fundamental para el quinto armónico:



PCT2 = 15%.

PCT5 = 25%.

4.3.17. Protección de Sobrecorriente

A continuación, se presenta los ajustes los cuales deberán ser actualizados para la correcta operación del sistema de Pomata.

Tabla 4

Coordinación de la función sobrecorriente de fases (50/51)

Bahía	Relé	RCT	Sobrecorriente de Fases					
			I>[As]	Curva	Dial	I>>[As]	t>> [s]	Curva
Trafo 60	SEL-351A	75/1	1	C1	0.09	8	0	DT
Trafo 22.9	SEL-351A	200/1	1.15	C1	0.06	-	-	-
Salida 2001	SEL-351A	100/5	3	C2	0.1	-	-	-

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5

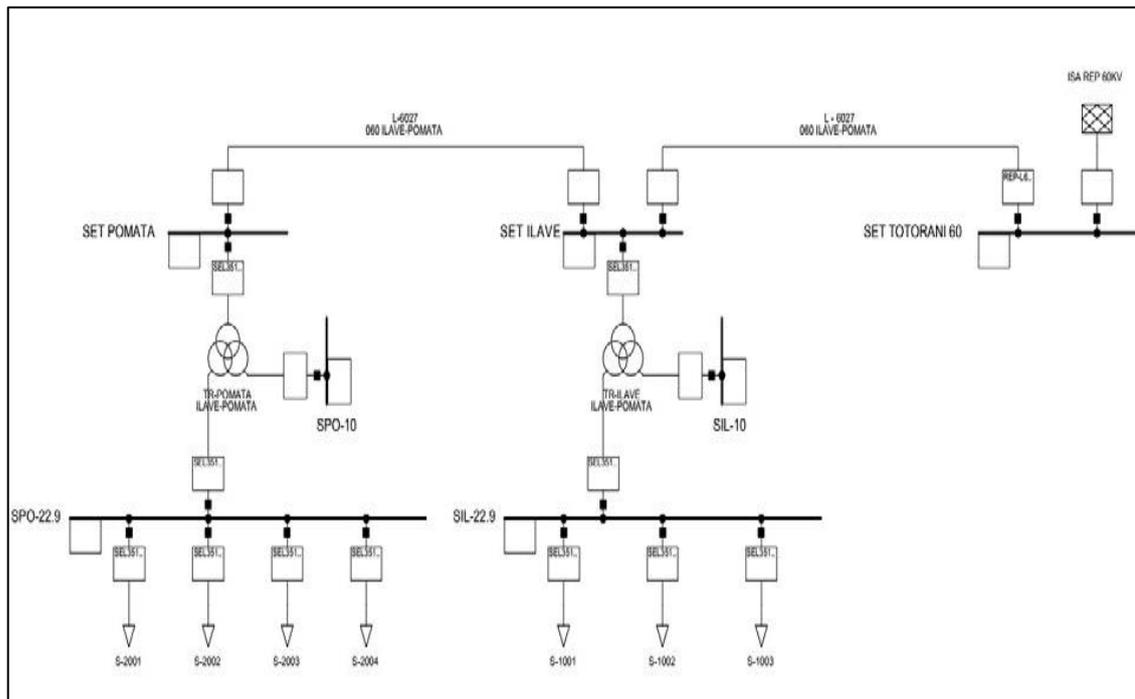
Coordinación de la función sobrecorriente de tierra (50N/51N)

Bahía	Relé	RCT	Sobrecorriente de Tierra					
			I>[As]	Curva	Dial	I>>[As]	t>> [s]	Curva
Trafo 60	SEL-351A	75/1	0.2	C1	0.2	-	-	-
Trafo 22.9	SEL-351A	200/1	0.2	C1	0.15	-	-	-
Salida 2001	SEL-351A	100/5	0.75	C2	0.2	25	0	DT

Fuente: Elaboración Propia

Figura 8

Modelamiento en el software Digsilent del sistema en estudio

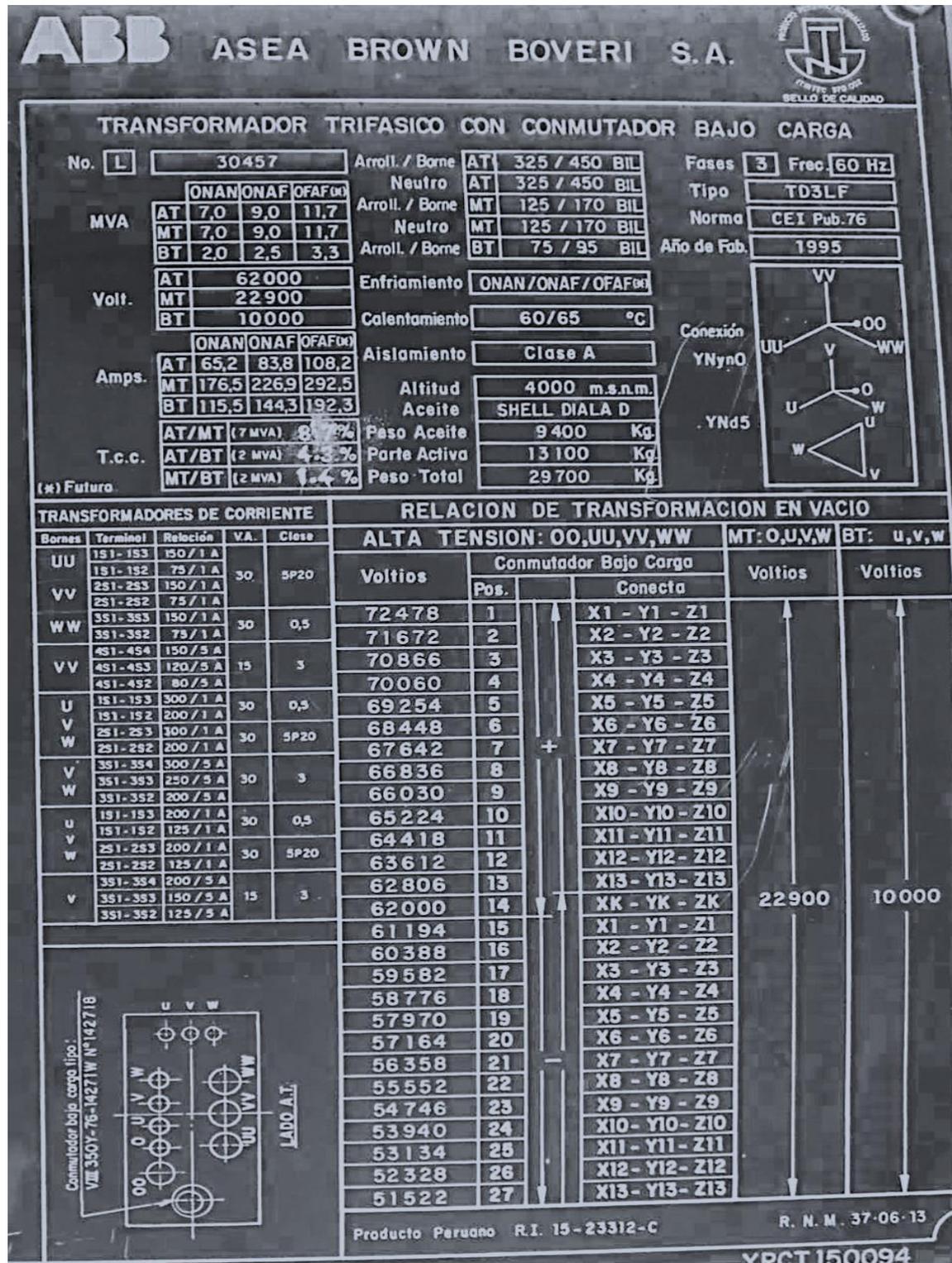


Fuente: Elaboración Propia

El devanado del transformador de corriente en el lado de media tensión a 22.9 kV del transformador de potencia de la SET Pomata, se encuentra dañado, los equipos de protección y medición están conectados a la parte restante del devanado con una relación que no figura en placa, es probable que esta parte del devanado también haya sufrido daño, puesto que se observa un error en el balance de potencia en los lados de 60 kV y 22.9 kV del transformador. Se recomienda realizar un mantenimiento o instalar un transformador de corriente en la barra de 22.9 kV de la subestación. También se recomienda realizar pruebas de relación de transformación a los transformadores de instrumentación restantes de la subestación puesto que esto influye en la correcta actuación de las protecciones. No se cuenta con pararrayos de línea en el pórtico de llegada en 60 kV, los equipos de instrumentación y control están expuestos ante descargas.

Figura 9

Placa de datos técnicos del transformador SET Pomata



Fuente: Elaboración Propia

El devanado de 100/1 del Transformador de corriente en el lado de



22.9 kV del Transformador de Potencia ha sufrido daños significativos. Esta situación es alarmante, ya que los equipos de protección y medición están conectados a la parte restante del devanado con una relación que no está claramente especificada en la placa. Esta falta de información plantea preocupaciones adicionales sobre la integridad y la capacidad de funcionamiento del transformador en su totalidad. Además, existe una alta probabilidad de que esta parte del devanado también haya sufrido daños, lo que podría generar un desequilibrio en el sistema eléctrico.

Un aspecto crítico a considerar es el error en el balance de potencia observado en los lados de 60KV y 22.9KV del transformador. Este desequilibrio podría indicar problemas graves en el funcionamiento del sistema eléctrico y podría afectar la estabilidad y la eficiencia de la red. Por lo tanto, es fundamental abordar este problema de manera urgente y eficaz.

Para resolver esta situación, se recomienda encarecidamente llevar a cabo un mantenimiento exhaustivo del transformador afectado o, en su defecto, considerar la instalación de un nuevo transformador de corriente en la barra de 22.9KV de la subestación. Esta medida es crucial para restaurar la funcionalidad óptima del sistema eléctrico y garantizar su operación segura y confiable a largo plazo.

Además, es imperativo realizar pruebas de relación de transformación en todos los transformadores de instrumentación restantes de la subestación. Estas pruebas son fundamentales para garantizar que los transformadores estén funcionando dentro de los parámetros especificados y que su rendimiento sea óptimo. La relación de transformación correcta es esencial para la precisión y la



eficacia de los equipos de protección y medición, y cualquier desviación de esta relación podría comprometer la integridad del sistema y la seguridad de las instalaciones.

Es importante destacar que la falta de pararrayos de línea en el pórtico de llegada en 60KV representa un riesgo significativo para los equipos de instrumentación y control. Los pararrayos desempeñan un papel crucial en la protección de los equipos contra las descargas atmosféricas y las sobretensiones transitorias, y su ausencia aumenta la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos ante posibles daños. Por lo tanto, se recomienda encarecidamente instalar pararrayos de línea en el pórtico de llegada en 60KV para mitigar este riesgo y garantizar la seguridad de los equipos y el personal.

La situación descrita presenta varios desafíos críticos que deben abordarse de manera inmediata y efectiva para garantizar la operación segura y confiable de la subestación eléctrica. Se requiere una acción rápida para reparar o reemplazar el devanado dañado del transformador de corriente, realizar pruebas de relación de transformación en los transformadores de instrumentación restantes y instalar pararrayos de línea en el pórtico de llegada en 60KV. Estas medidas son esenciales para mitigar los riesgos asociados con los daños en el equipo eléctrico y garantizar la integridad y la eficiencia del sistema en su conjunto.

4.3.18. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Chata (2021), plantea en sus trabajo y sus resultados del estudio proponiendo un plan de mantenimiento basado en el riesgo, incidiendo en sus componentes donde Se propone implementar un rediseño que incluya la mejora



del diseño de los equipos. Para el subsistema de alumbrado público y protección, se sugiere realizar mantenimiento preventivo de manera sistemática, siguiendo planes establecidos en intervalos regulares. Respecto a los conductores eléctricos, soportes, estructuras y ferretería, se recomienda aplicar acciones de pronta reparación. En este estudio, se enfoca en evaluar el estado de las estructuras y los sistemas de puesta a tierra, clasificados con un riesgo extremo. Asimismo, se evalúan los conductores y accesorios con un riesgo alto según el sistema de gestión basado en riesgos. Para los tres componentes más críticos, se propone reducir, evitar, compartir o transferir el riesgo.

Airaldi (2021), indica en su estudio que, debido a las altas tasas de interrupciones que generaron problemas de disponibilidad, se optó por implementar un plan de mantenimiento preventivo para mejorar significativamente esta situación. El propósito de este estudio fue analizar los efectos de dicho plan en la disponibilidad de la flota de generadores en el área de mantenimiento de potencia de la unidad minera Las Vegas Bambas. Para lograr esto, se recopiló información sobre los equipos actuales y se elaboró un plan de mantenimiento siguiendo el alcance y la frecuencia recomendados por el fabricante, utilizando una tabla de mantenimiento conocida como Instrucciones de Trabajo. Además, se crearon métricas para medir la disponibilidad y el cumplimiento del plan. Tras diecisiete meses de implementar el plan de mantenimiento preventivo y alcanzar un 100% de cumplimiento, la disponibilidad real de la flota de generadores de la mina aumentó a un 95% mensual.

Ambos estudios tuvieron similares impactos de mejoras con este estudio pues la propuesta de mejora prevé coincidentemente la mejora de los sistemas en



estudio, dado que la situación actual plantea desafíos críticos que deben abordarse de manera inmediata y efectiva para asegurar la operación segura y confiable de la subestación eléctrica. Es fundamental tomar medidas rápidas para reparar o reemplazar. Estas acciones son fundamentales para reducir los riesgos relacionados con los daños en el equipo eléctrico y asegurar la integridad y eficiencia del sistema en su totalidad.



V. CONCLUSIONES

PRIMERA: Del análisis de los resultados sobre el registro de interrupciones del alimentador 2001 muestran que, mayormente debido a descargas atmosféricas, representaron el 71% en 2021 y 67% en 2022. Se requieren medidas urgentes para mejorar la infraestructura y garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico.

SEGUNDA: El análisis de los criterios de protección del alimentador 2001 destaca la importancia de ajustes precisos y coordinación entre dispositivos para aislar fallas rápidamente, minimizando daños y asegurando la estabilidad del suministro eléctrico mediante estrategias eficientes y confiables.

TERCERA: La implementación de medidas concretas, como estrategias de mantenimiento preventivo, actualización de infraestructuras vulnerables y capacitación del personal técnico, es crucial para mejorar la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico en Pomata - Juli, asegurando así el bienestar de la comunidad.



VI. RECOMENDACIONES

PRIMERA: Es necesario realizar un mantenimiento exhaustivo del transformador de corriente dañado en el lado de 22.9 kV de la subestación. Este mantenimiento deberá incluir una inspección detallada, reparación de los daños y pruebas de funcionamiento para asegurar su correcto desempeño y prolongar su vida útil.

SEGUNDA: Se recomienda instalar un nuevo transformador de corriente en la barra de 22.9 kV de la subestación como medida preventiva. La instalación de un equipo nuevo y en buen estado garantizará una operación confiable y segura del sistema eléctrico, reduciendo así el riesgo de interrupciones en el suministro y posibles daños a otros equipos.

TERCERA: Se recomienda de manera urgente la instalación de pararrayos de línea en el pórtico de llegada en 60 kV de la subestación. Estos dispositivos son cruciales para proteger los equipos de instrumentación y control contra descargas atmosféricas y sobretensiones transitorias, reduciendo así el riesgo de daños y asegurando la continuidad del servicio eléctrico.



VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acosta, E. C. A. (2021). *Implementación de un sistema de mantenimiento basado en la confiabilidad para mejorar el servicio de entrega de volquetes en la Minera Cerro Corona* [Universidad San Ignacio de Loyola]. <https://repositorio.usil.edu.pe/items/91345f95-c00a-4fe1-8aec-c8103a63d2be>
- Airaldi, U. J. E. (2021). *Implementación de un plan de mantenimiento preventivo para la mejora de disponibilidad en flota de grupos electrógenos del área de mantenimiento eléctrico mina en la Unidad Minera Las Bambas* [Universidad Continental]. <https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/8751?locale=fr>
- Albarado, M. D. F. (2017). *Elaboración de un plan de mantenimiento preventivo de los equipos críticos de las principales subestaciones de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. Aplicado por la Empresa Asistencia Técnica Industrial Ltda.* [Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia]. https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/handle/001/2722/TGT_1317.pdf;jsessionid=4CCCCFAC9B2454DEF38553E58EAB52FD0?sequence=1
- Aquino, S. (2018). *Aplicación de una Metodología de Reconfiguración de Redes de Distribución para Reducir Pérdidas Resistivas en la Línea*. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa.
- Badilla, M. R. C. (2020). *Establecimiento de un programa basado en análisis de riesgo para la calificación, mantenimiento y calibración de equipos analíticos* [Universidad de Chile]. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/176783>



- Bonilla, V. I. F. (2017). *Planificación del mantenimiento basado en un modelo de riesgopara redes de distribución en el corto y mediano plazo* [Universidad de los Andes]. <https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/34747>
- Cesti, S. (2020). *Propuesta de Implementacion de Equipo RPA para Mejorar la Productividad de Unspeccion de una Linea de Transmision Electrica en Alta Tension*. Universidad Ricardo Palma.
- Chata, C. C. (2021). *Propuesta de un plan de mantenimiento basado en el riesgo para el sub sistema de distribución secundaria en 220 V del distrito de Gregorio Albarracín Tacna* [Universidad Nacional del Altiplano de Puno]. <http://tesis.unap.edu.pe/handle/20.500.14082/14842>
- Cornejo, A. E. A. (2021). *Reconfiguración del sistema eléctrico de la ciudad de puno usando la técnica de optimización binaria por enjambre de partículas para reducir la sobrecarga de la S.E. Bellavista*. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa.
- Daza, R., Gomez, J., & Peña, Y. (2012). *Diseño del Sistema de Puesta a Tierra de la Universidad de la Costa Aplicando las reglamentaciones vigentes*. In *Antimicrobial Agents and Chemotherapy*. Universidad de la Costa.
- Echeverria, Z. F. A., & Preciado, G. E. H. (2008). *Estudio del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad en Subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión* [Escuela Politécnica Nacional]. <https://books.google.com.ec/books?id=yIAzAQAAMAAJ&pg=PA130&dq=en+zima+papina&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwjQ-MbzjvfPAhVC7iYKH YM7A30Q6AEIQTAH#v=onepage&q=en+zima>



papina&f=false

- Enrique, B. J. (2020). *Estudio de Datos de Fallas Orientado al Análisis Cuantitativo de Riesgos Trabajo* [Pontificia Universidad Católica Argentina].
<https://repositorio.uca.edu.ar/handle/123456789/10410>
- García, G. S. (2003). Organización y gestión integral de mantenimiento. In S. A. Ediciones, Díaz de Santos (Ed.), *Nucl. Phys.* (Díaz de Sa). Díaz de Santos.
- Ghildo, O., & Luis, Q. (2021). *Evaluación de las Modalidades de Hurto de Energía Eléctrica en Suministros de Baja Tensión para la Reducción de Pérdidas no Técnicas en la Provincia de Andahuaylas*. Universidad Nacional de San ANtonio Abad del Cuzco.
- Goris, S. W. A. (2016). *Sistema de gestión de riesgo en la administración de proyectos en una empresa de transmisión eléctrica* [Universidad APEC].
https://bibliotecaunapec.blob.core.windows.net/tesis/TPG_CI_MGP_98_2016_ET170463.pdf
- Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, L. P. (2014). *Metodología de la Investigación* (6th ed.). McGraw-Hill.
- Huayta, P. M. (2019). Propuestas para Mejorar la Calidad de Energía del Sistema Eléctrico en Media Tensión de la Ciudad de Huancayo, Departamento de Junín. *Universidad Nacional Del Centro Del Centro De Posgrado*, 74.
- Juárez, C. D. J. (1995). *Sistemas de distribución de energía eléctrica* (A. E. S. Editores (ed.); Primera ed.). Universidad Autónoma Metropolitana.
https://www.academia.edu/14000837/Sistemas_de_distribucion_de_energia_



eléctrica_José_Dolores_Juárez_Cervantes

Mamani, C. (2020). *Mejoramiento del Diseño Electrico de la Linea de Transmision en 138 KV Socabaya Parque Industrial*. Universidad Nacional de San Agustin de Arequipa.

Maque, T. R. S. (2017). *Análisis, diagnóstico y propuesta de mejora de calidad de servicio a causa de fallas imprevistas en el suministro eléctrico en el distrito de Macusani-Carabaya* [Universidad Nacional del Altiplano].
<http://repositorio.unap.edu.pe/handle/UNAP/4969>

Medina, N. V. (2020). *Introducción a las líneas de transmision* (E. G. Compás (ed.)).

Código Nacional de Electricidad Suministro, 323 (2001).
<http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2011/Mayo/05/RM-214-2011-MEM-DM.pdf>

MIET, M. de I. E. y T. E. (2016). *Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico*. Boletín Oficial del Estado.

MINTIC, M. de T. de la I. y las C. C. (2016). Guía de gestión de riesgos. In *Ministerio de Tecnologías de la Información* (Issue 7).
http://www.mintic.gov.co/gestionti/615/articles-5482_G7_Gestion_Riesgos.pdf
https://www.mintic.gov.co/gestionti/615/articles-5482_G7_Gestion_Riesgos.pdf

Montenegro, O. F. J. (2017). *Diseño de un sistema de gestion de mantenimiento basado en el riesgo (MBR) aplicado al pool de maquinaria pesada de la Municipalidad Provincial de Moyobamba para aumentar su disponibilidad y reducir los*



retrasos de la produccion [Universidad César Vallejo de Trujillo].

<https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/22997>

Mora, G. L. A. (2009). *Mantenimiento. Planeación, ejecución y control Primera* (A. G. Editor (ed.); Primera Ed). Buitrago, D. Luis Javier.

Mosquera, A. G. A. (2015). Optimización de proyectos de mantenimiento de redes de distribución eléctrica basado en el riesgo de la ocurrencia de fallas de sus equipos. In *Universidad De Cuenca Facultad De Ingeniería* (Vol. 1). Universidad de Cuenca.

Navarro, J. C. C. (2022). *Propuesta de mejora de la gestión de mantenimiento para optimizar el desempeño en una unidad minera del sur del país - Arequipa 2021* [Universidad Continental].

<https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/11458>

Ortiz, P. D. A. (2020). *Modelo de gestión del mantenimiento para empresas distribuidoras de energía eléctrica, utilizando estrategias basadas en la confiabilidad y en los riesgos de los componentes asociados a las redes de distribución* [Escuela Politécnica Nacional].

<https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20947>

Pansini, A. J. (2005). Guide to electrical power distribution systems. In *Choice Reviews Online* (Sixth Edit). The Fairmont Press, Inc.

<https://doi.org/10.5860/choice.30-2103>

Portugal, S. Y. R. H. E. (2019). *Analisis de la solucion técnica - económica por impacto negativo de la salida fuera de servicio por descargas atmosfericas de una linea*



eléctrica aérea en 22.9 kV [Universidad Nacional San Agustín de Arequipa].

<http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/9724>

Quezada, I. A. F., & Marin, T. X. F. (2013). *Identificación, Medición y Evaluación de Riesgos Ocupacionales en el Área de Producción de la Industria “Productos Lácteos Nandito – Cuenca”* [Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca – Ecuador]. <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/4190/1/UPS-CT002592.pdf>

Rudas, T. L. P. (2017). *Modelo de gestión de riesgos para proyectos de desarrollo tecnológico* [CIATEQ]. <https://ciateq.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1020/86/1/RudasTayoLeidyPMDGPI2017.pdf>

Sclater, N., & Traister, E. J. (2003). *Handbook of Electrical Design Details* (M. G.-H. Companies (ed.); Second Ed.). Mc, Graw-Hill. <https://doi.org/10.1036/0071425799>

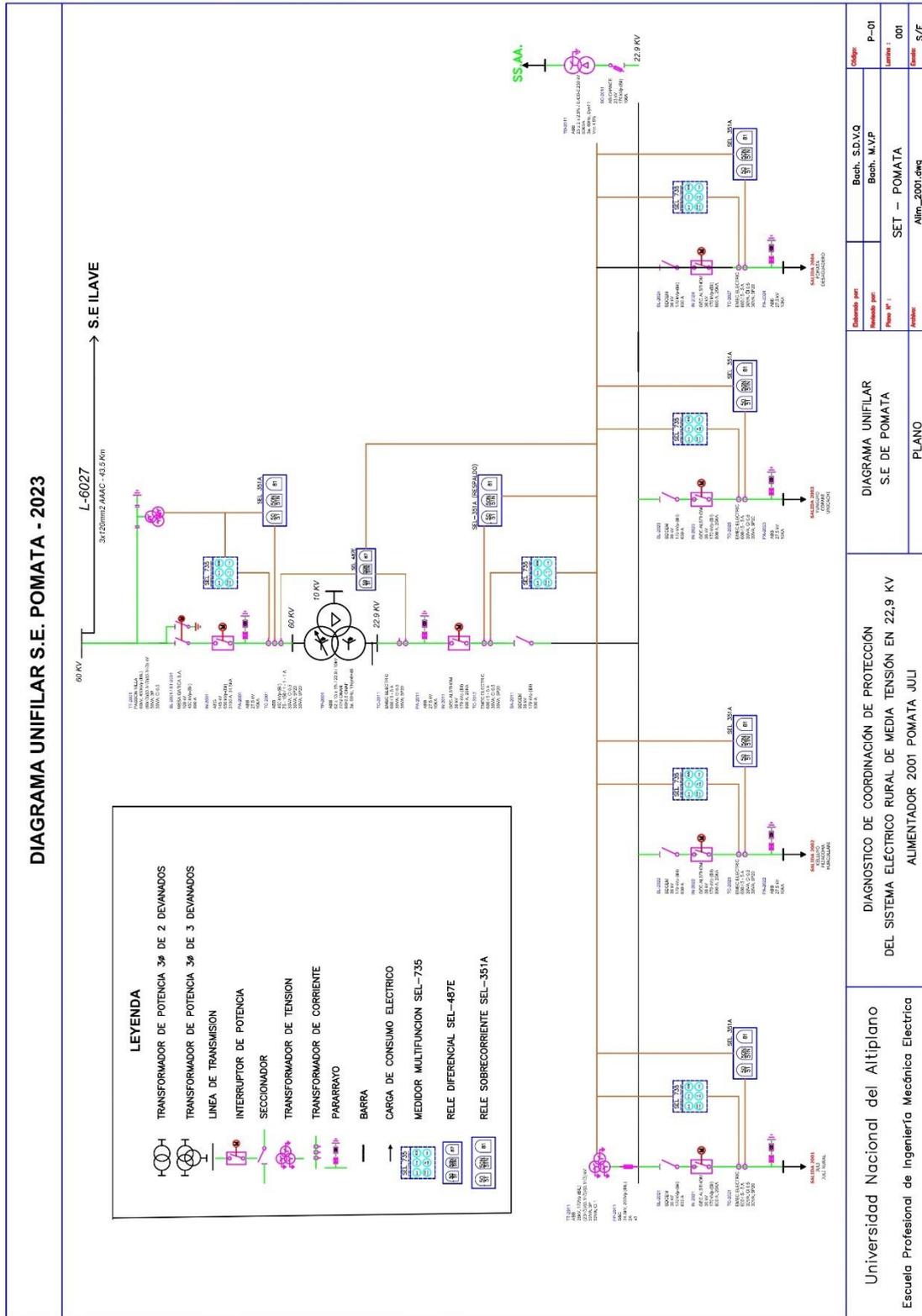
Villanueva, M. J. (2017). *Gestión de Mantenimiento Basado en la Confiabilidad de las Redes del Sub Sistema de Distribución Eléctrica 22.9/13.2 kV de San Gabán - Ollachea*. Universidad Nacional del Altiplano.

Vizcarra, A. G. (2019). *Elaboración de un plan de mantenimiento preventivo en las instalaciones del parque metropolitano La Muralla* [Universidad Tecnológica del Perú]. <https://repositorio.utp.edu.pe/handle/20.500.12867/2469>



ANEXOS

ANEXO 1: Diagrama Unifilar S.E. Pomata – 2023





ANEXO 2: Registro de Interrupciones

REPORTE DE INTERRUPCIONES DEL ALIMENTADOR 2001, POMATA - JULI

FECHA			HORA INICIO	HORA FIN	DURACION	PRE FALLA	POST FALLA	SEÑALIZACION	MOTIVO DE INTERRUPCION
DIA	MES	AÑO							
29	1	2020	22:01:00	22:02:00	00:01:00	0.3	0.3	SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE S Y T A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
29	1	2020	22:23:00	22:24:00	00:01:00	0.3	0.3	SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE S Y T A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
20	1	2020	19:25:49	19:28:22	00:02:33	0.3	0.3	DESCONEXION DE LA LINEA L – 6027 (SET TOTORANI PUNO – ILAVE - POMATA)	DESCARGAS ATMOSFERICAS
20	1	2020	19:35:00	19:36:00	00:01:00	0.5	0.5	SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE R,S,T, A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
7	2	2020	16:47:33	16:50:10	00:02:37	0.4	0.3	DESCONEXION DE LA LINEA L – 6027 (SET TOTORANI- SET ILAVE – SET POMATA)	DESCARGAS ATMOSFERICAS
13	2	2020	21:25:35	21:27:53	00:02:18	0.3	0.3	DESCONEXION DE LA LINEA L – 6027 (SET TOTORANI- SET ILAVE - SET POMATA)	DESCARGAS ATMOSFERICAS
26	2	2020	5:16:00	5:17:00	00:01:00	0.3	0.2	SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE S Y T A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
6	3	2020	19:59:48	20:02:10	00:02:22	0.6	0.5	SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE T A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
6	3	2020	21:13:00	21:16:00	00:03:00	0.5	0.3	DESCONEXION DE LA LINEA L – 6027 (SET TOTORANI- SET ILAVE - SET POMATA)	DESCARGAS ATMOSFERICAS
6	3	2020	21:38:01	21:38:44	00:00:43	0.4	0.3	SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
15	3	2020	0:01:20	0:01:23	00:00:03	0.6	0.2	SOBRECORRIENTE INSTANTANEO FASE T A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
24	3	2020	3:15:00	3:29:30	00:14:30	0.21	0.2	FALLA TRIP 51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE C-G	DESCARGA ATMOSFERICAS
6	4	2020	11:27:43	11:28:28	00:00:45	0.22	0.21	FALLA FASE R A TIERRA	VIENTOS POR LA ZONA
17	4	2020	20:15:00	20:20:05	00:05:05	0.3	0.3	DESCONEXION DE LA LINEA L – 6027 (SET TOTORANI PUNO – ILAVE - POMATA)	DESCARGAS ATMOSFERICAS
17	4	2020	21:05:06	21:05:36	00:00:30	0.3	0.3	SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE S Y T A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
17	4	2020	21:16:27	21:17:46	00:01:19	0.3	0.3	SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE S Y T A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
17	4	2020	21:18:54	21:41:06	00:22:12	0.3	0.3	SOBRECORRIENTE R-S-T A G DISPARO 51	DESCARGAS ATMOSFERICAS
18	4	2020	20:01:26	20:02:34	00:01:08	0.28	0.27	SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE S	DESCARGAS ATMOSFERICAS
7	5	2020	00:24:48	00:27:26	00:02:00	0.2	0.2	FALLA FASE S-T	CAUSA NO DETERMINADA
30	5	2020	21:40:43	21:43:53	00:03:10	0.34	0.31	RELE 51 FASES B-C DISPARO GENERAL	CAUSA NO DETERMINADA
5	6	2020	13:18:43	13:19:29	00:00:46	0.2	0.17	SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASES B-C, 630 AMP.	CAUSA NO DETERMINADA
8	6	2020	13:30:08	13:30:36	00:00:28	0.24	0.2	SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE S, T, A TIERRA	CAUSA NO DETERMINADA
27	6	2020	13:50:58	13:52:12	00:01:14	0.21	0.19	RELE 51, SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASES B C DISPARO GENERAL	FUERTES VIENTOS POR LA ZONA
29	7	2020	00:16	00:19	00:02:12	0.25	0.24	SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASES B-C.	FUERTES VIENTOS POR LA ZONA
3	8	2020	00:07:18	00:08:23	00:01:05	0.24	0.22	RELE 51, FASES B-C DISPARO GENERAL	FLAMEO ENTRE FASES POR VIENTO
4	9	2020	22:03:00	22:04:08	00:01:08	0.3	0.3	RELE 51, FASES B-C DISPARO GENERAL	FLAMEO ENTRE FASES POR VIENTO
17	9	2020	21:09:01	21:09:39	00:00:38	0.39	0.35	TRIP 51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO, FASES A-B-C.	DESCARGAS ATMOSFÉRICA Y VIENTOS.



REPORTE DE INTERRUPCIONES DEL ALIMENTADOR 2001, POMATA - JULI

FECHA			HORA INICIO	HORA FIN	DURACION	PRE FALLA	POST FALLA	SEÑALIZACION	MOTIVO DE INTERRUPCION
DIA	MES	AÑO							
28	10	2020	20:36:00	20:39:29	00:03:29	0.62	0.43	TRIP 50 51N SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO TIERRA	FUERTES VIENTOS POR LA ZONA
28	10	2020	21:30:00	21:34:26	00:04:26	0.47	0.37	TRIP 50 51N SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO TIERRA	FUERTES VIENTOS POR LA ZONA
28	10	2020	21:40:00	21:42:29	00:02:29	0.35	0.32	TRIP 50 51N SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO TIERRA	FUERTES VIENTOS POR LA ZONA
27	11	2020	20:49:24	20:49:59	00:00:35	0.51	0.45	RELÉ 51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASES A-C-G DISP. GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
27	11	2020	20:51:30	21:06:51	00:15:21	0.46	0.4	TRIP G DISPARO A TIRRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
27	11	2020	21:15:29	21:43:05	00:27:36	0.4	0.34	RELÉ 50 FASE B-G A TIERRA.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
30	11	2020	22:07:56	22:08:57	00:01:01	0.35	0.32	TRIP 51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO, FASES B-C.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
30	11	2020	23:36:38	23:37:27	00:00:49	0.29	0.24	TRIP G DISPARO A TIRRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
5	12	2020	20:49:30	20:49:57	00:00:27	0.39	0.35	TRIP 51 DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
5	12	2020	21:06:06	21:06:29	00:00:23	0.38	0.33	TRIP 51 DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
11	12	2020	18:40:50	19:07:35	00:26:45	0.8	0.5	TRIP 50N SOBRECORRIENTE INSTANTANEO A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
12	12	2020	6:13:16	9:13:37	03:00:21	0.7	0.5	TRIP 50N SOBRECORRIENTE INSTANTANEO A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
17	12	2020	2:59:45	3:23:37	00:23:52	0.56	0.33	TRIP 50N SOBRECORRIENTE INSTANTANEO A-G.	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y VIENTOS
18	12	2020	18:56:56	18:59:35	00:02:39	0.57	0.3	TRIP 50N SOBRECORRIENTE INSTANTANEO A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
18	12	2020	19:00:08	19:02:00	00:01:52	0.3	0	TRIP 50N SOBRECORRIENTE INSTANTANEO A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
18	12	2020	19:06:49	19:09:20	00:02:31	0	0	TRIP 50N SOBRECORRIENTE INSTANTANEO A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
18	12	2020	19:11:58	19:56:00	00:44:02	0	0	TRIP 50N SOBRECORRIENTE INSTANTANEO A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
14	1	2021	22:24:55	22:25:36	00:00:41	0.34	0.3	51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE A-G.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
17	1	2021	19:26:55	19:28:16	00:01:21	52	0.54	TRIP 51 DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
17	1	2021	18:31:48	18:34:00	00:02:12	0.58	0.59	RELE 50N DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
19	1	2021	20:51:00	21:00:49	00:09:49	0.51	0.42	RELE 50N DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
19	1	2021	21:11:55	21:14:44	00:02:49	0.45	0.4	RELE 50N DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
24	1	2021	14:35:40	14:41:40	00:06:00	0.2	0.1	TRIP 50N SOBRECORRIENTE INSTANTANEO A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
13	2	2021	16:08:00	16:10:58	00:02:58	0.21	0.22	RELE 50N DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
13	2	2021	16:29:00	16:42:10	00:13:10	0.21	0.22	RELE 50N DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
16	2	2021	19:34:11	19:34:46	00:00:35	2.45	0.22	RELE 50N DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
19	2	2021	20:36:30	20:45:16	00:08:46	0.31	0.29	RELE DISPARO GENERAL FASE S	DESCARGAS ATMOSFERICAS
20	3	2021	22:42:02	22:42:55	00:00:53	0.28	0.22	DISPARO GENERALFASE S	DESCARGAS ATMOSFERICAS



REPORTE DE INTERRUPCIONES DEL ALIMENTADOR 2001, POMATA - JULI

FECHA			HORA INICIO	HORA FIN	DURACION	PRE FALLA	POST FALLA	SEÑALIZACION	MOTIVO DE INTERRUPCION
DIA	MES	AÑO							
28	3	2021	00:10:00	00:14:22	00:04:22	0.27	0.25	51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO, FASE B-C.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
28	3	2021	00:45	00:45:53	00:00:52	0.25	0.23	51P SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO, FASE "C"	DESCARGAS ATMOSFERICAS
3	4	2021	00:36:50	00:37:23	00:00:33	0.25	0.24	51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO, FASE B-C.	REP: SOBRECORRIENTE A TIERRA DISPARO GENERAL
3	4	2021	01:01:14	01:01:43	00:00:29	0.24	0.24	51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO, FASE B-C.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
15	5	2021	05:14:08	05:15:30	00:01:22	0.3	0.24	TRIP 51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE B-C.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
25	5	2021	20:21:50	20:27:06	00:05:16	0.5		RELE 51 DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
27	6	2021	15:33:54	15:34:15	00:00:21	0.2	0.2	RELE 51 DISPARO GENERAL	CAUSA NO DETERMINADA
28	6	2021	11:54:30	11:54:46	00:00:16	0.21	0.2	RELE 51 DISPARO GENERAL	CAUSA NO DETERMINADA
7	7	2021	14:32:28	14:33:13	00:00:45	0.3	0.24	TRIP 51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE B-GND.	VIENTOS POR LA ZONA
23	7	2021	11:22:00	11:25:03	00:03:03	0.29	0.26	TRIP 51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE B-G, A.	VIENTOS POR LA ZONA
31	7	2021	05:46:48	05:47:24	00:00:36	0.22	0.24	DISPARO GENERAL FASE ST	CAUSA NO DETERMINADA
23	8	2021	05:57:30	05:59:31	00:02:01	0.67		RELE 51 FASE A-G, DISPARO GENERAL	CAUSA NO DETERMINADA
14	9	2021	09:05:00	09:05:40	0:00:40	0.23	0.2	TRIP 51 DISPARO GENERAL.	CAUSA NO DETERMINADA
22	9	2021	01:43:45	01:45:56	00:02:11	0.24		RELE 51 FASES A-B-C DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
22	9	2021	01:57:10	01:59:00	00:01:50	0.22		RELE 51 FASES A-B-C DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
22	9	2021	02:30:00	02:31:44	00:01:44	0.21		RELE 51 FASE A-G DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
22	9	2021	02:39:22	02:45:31	00:06:09	0.22		RELE 51 FASE A-G DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
22	9	2021	02:47:10	02:49:55	00:02:45	0.22		RELE 50 FASE A-G DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
22	9	2021	02:55:00	03:06:10	00:11:10	0.21		RELE 50 FASE A-C-G DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
22	9	2021	03:40:10	03:43:17	00:03:07	0.25		RELE 50 FASES A-B-C-G DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
10	10	2021	16:59:05	16:59:30	00:00:25	0.22	0.4	RELE 50 FASE A-G DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
30	10	2021	18:23:10	18:42:58	00:19:48	0.5		REP. SOBRECORRIENTE A TIERRA DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
13	11	2021	01:22:19	01:23:13	00:00:54	0.3		RELE 51 FASE A DISPARO GENERAL .	DESCARGAS ATMOSFERICAS
13	11	2021	01:39:16	01:39:48	00:00:32	0.28		RELE 51 FASE A DISPARO GENERAL .	DESCARGAS ATMOSFERICAS
13	11	2021	02:03:00	02:05:10	00:02:10	0.24		REP. SOBRECORRIENTE A TIERRA DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
15	11	2021	16:03:00	16:06:18	00:03:18	0.3		REP. SOBRECORRIENTE A TIERRA DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
8	12	2021	19:18:34	19:19:01	00:00:27	0.6		TRIP 51 SOBRECORRIENTE DE FASES A-B-C, GND Página 3 DISPARO A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y VIENTOS



REPORTE DE INTERRUPCIONES DEL ALIMENTADOR 2001, POMATA - JULI

FECHA			HORA INICIO	HORA FIN	DURACION	PRE FALLA	POST FALLA	SEÑALIZACION	MOTIVO DE INTERRUPCION
DIA	MES	AÑO							
8	12	2021	19:27:27	19:28:43	00:01:16	0.49		TRIP DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y VIENTOS
8	12	2021	19:33:00	19:34:30	00:01:30	0.62		REP. SOBRECORRIENTE A TIERRA DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y VIENTOS
13	12	2021	18:11:24	18:14:33	00:03:09	0.2		REP. SOBRECORRIENTE A TIERRA DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y VIENTOS
13	12	2021	18:16:00	18:55:12	00:39:12	0.5		REP. SOBRECORRIENTE A TIERRA DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y VIENTOS
17	1	2022	16:04:00	16:09:25	00:05:25	0.29		FUNCION 51N PROTECCION DE SOBRECORRIENTE A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
19	1	2022	20:52:01	20:55:12	00:03:11	0.63		FUNCION 51N PROTECCION DE SOBRECORRIENTE A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
20	1	2022	13:34:47	13:35:25	00:00:38	0.25	0.2	FALLA TRIP 51, FASES "A", "B"	DESCARGAS ATMOSFERICAS
29	1	2022	10:16:43	10:17:30	00:00:47	22		FALLA TRIP 51N SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO TIERRA, FASE R	CAUSA NO DETERMINADA
31	1	2022	20:03:25	20:04:41	00:01:16	0.48		FALLA TRIP 51N SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO TIERRA, FASE S	DESCARGAS ATMOSFERICAS
4	2	2022	05:06:31	05:08:18	00:01:47	0.26		RELE 51 FASES B-C DISPARO GENERAL	CAUSA NO DETERMINADA
4	2	2022	12:52:34	12:53:14	00:00:40	0.27		FALLA TRIP 51 FASE "B" GND DISPARO.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
4	2	2022	15:48:23	15:49:05	00:00:42	0.42		FALLA TRIP 51 FASE "C" GND DISPARO.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
6	2	2022	02:26:01	02:26:47	00:00:46	0.25		FALLA TRIP 51 FASE "A-B-C" DISPARO, 51 "C".	DESCARGAS ATMOSFERICAS
6	2	2022	02:27:27	02:28:24	00:00:57	0.21		FALLA TRIP 51.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
6	2	2022	02:35:29	02:56:22	00:20:53	0.66		FALLA TRIP 51 FASE "C" DISPARO, 51 "C".	DESCARGAS ATMOSFERICAS
20	2	2022	16:37:42	16:37:57	00:00:15	0.22		FALLA TRIP 51N SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO TIERRA, FASE S	DESCARGAS ATMOSFERICAS
25	2	2022	05:10:39	05:12:09	00:01:30	0.27		FALLA TRIP 51 FASES "A-B-C", GND DISPARO A TIERRA.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
26	2	2022	06:13:44	06:14:01	00:00:17	0.3		FALLA TRIP 51N SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO TIERRA, FASE A	DESCARGAS ATMOSFERICAS
8	3	2022	06:08:34	06:11:02	00:02:28	0.31		RELE 51 FASE "A-B", GND DISPARO A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
8	3	2022	06:12:54	06:14:56	00:02:02	0.3		RELE 51 FASE "C". DISPARO	DESCARGAS ATMOSFERICAS
10	3	2022	01:50:45	01:52:06	00:01:21	0.25	0.23	RELE 51 FASE "A-B", GND DISPARO A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFERICAS
13	3	2022	20:27:23	20:28:00	00:00:37	0.48		RELE 51N FASE B-G DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
13	3	2022	20:34:16	20:34:42	00:00:26	0.47		RELE 51N C DISPARO GENERAL FASE ABC - G	DESCARGAS ATMOSFERICAS
13	3	2022	20:38:54	20:39:54	00:01:00	0.47		RELE 51N C DISPARO GENERAL FASE AB - G	DESCARGAS ATMOSFERICAS
14	3	2022	18:14:03	18:18:15	00:04:12	0.56		RELE 50 C DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
14	3	2022	18:30:00	18:32:34	00:02:34	0.53		RELE 21 ,PROTECCION DISTANCIA	DESCARGAS ATMOSFERICAS



REPORTE DE INTERRUPCIONES DEL ALIMENTADOR 2001, POMATA - JULI

FECHA			HORA INICIO	HORA FIN	DURACION	PRE FALLA	POST FALLA	SEÑALIZACION	MOTIVO DE INTERRUPCION
DIA	MES	AÑO							
14	3	2022	18:37:50	18:40:00	00:02:10	0.41		RELE 51N B DISPARO GENERAL AB G	DESCARGAS ATMOSFERICAS
27	3	2022	23:53:00	23:55:55	00:02:55	0.53		50/51N REP TOTORANI	DESCARGAS ATMOSFERICAS
1	4	2022	19:58:00	20:00:38	00:02:38	0.58		50/51N REP TOTORANI	DESCARGAS ATMOSFERICAS
1	4	2022	21:15:12	21:18:00	00:02:48	0.29		RELE 50 FASE C-G	DESCARGAS ATMOSFERICAS
3	4	2022	18:06:51	18:07:27	00:00:36	0.5		TRIP INST 51, FASE "B", GND DISPARO A TIERRA.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
6	4	2022	04:03:36	04:05:22	00:01:46	0.27		RELE 51 FASE C-G DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
8	4	2022	01:21:30	01:22:57	00:01:27	0.85		TRIP 51, FASE "A", GND DISPARO A TIERRA.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
10	5	2022	21:22:33	21:23:45	00:01:12	0.44		TRIP 51, FASE "B", GND DISPARO A TIERRA.	CAUSA NO DETERMINADA
26	5	2022	15:25:20	15:27:03	00:01:43	0.3		RELE 51 FASE B DISPARO GENERAL.	CAUSA NO DETERMINADA
28	5	2022	08:45:57	08:47:36	00:01:39	0.21		RELE 51 FASE B-C DISPARO GENERAL	CAUSA NO DETERMINADA
6	6	2022	17:56:45	17:57:01	00:00:16	0.6	0.61	DISPARO GENERAL FASE ST	CAUSA NO DETERMINADA
17	6	2022	07:52:54	07:55:11	00:02:17	0.25		FALLA RELE 51 FASE A-B DISPARO GENERAL	VIENTOS POR LA ZONA
17	8	2022	05:28:20	05:29:54	00:01:34	0.53		RELE 51 FASE B-C DISPARO GENERAL	CAUSA NO DETERMINADA
2	9	2022	18:41:22	18:42:08	00:00:46	0.56		FALLA TRIP 51, FASE "C", GND DISPARO A TIERRA	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y VIENTOS
12	11	2022	20:42:00	20:44:52	00:02:52	0.45		REP PROTECCION 21 ZONA 2	FUERTES VIENTOS
12	11	2022	21:11:00	21:13:32	00:02:32	0.36		REP PROTECCION 21 ZONA 2	FUERTES VIENTOS
12	11	2022	21:14:00	21:19	00:05:30			REP PROTECCION 21 ZONA 2	FUERTES VIENTOS
1	12	2022	17:56:44	17:57:18	00:00:34	0.37		FALLA TRIP 51, FASE A, B DISPARO	FUERTES VIENTOS
6	12	2022	01:07:49	01:08:48	00:00:59	0.25		FALLA TRIP 51, "B", "C" DISPARO	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
31	12	2022	21:54:52	21:57:44	00:02:52	0.57		REP PROTECCION 21 ZONA TOTORANI	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
5	1	2023	02:38:15	02:39:19	00:01:04	0.23		FALLA TRIP 51, FASE "A", "B", "C" DISPARO.	CAUSA POR FENÓMENOS NATURALES.
10	1	2023	02:31:58	04:33:10	02:01:12	0.21		FALLA TRIP 51, FASE "A", "B", "C" DISPARO.	CAUSA NO DETERMINADA
11	1	2023	08:17:00	08:20:05	00:03:05	0.21		REP PROTECCION 21 ZONA PUNO-ILAVE	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
15	1	2023	07:50:21	07:51:08	00:00:47	0.2		FALLA TRIP 51, "B", "C". DISPARO.	FENÓMENOS NATURALES
25	1	2023	23:28:55	23:31:58	00:03:03	0.21		REP PROTECCION 21 ZONA PUNO-ILAVE	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
28	1	2023	22:44:10	22:45:25	00:01:15	0.3		RELE 51 FASES B-C DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS



REPORTE DE INTERRUPCIONES DEL ALIMENTADOR 2001, POMATA - JULI

FECHA			HORA INICIO	HORA FIN	DURACION	PRE FALLA	POST FALLA	SEÑALIZACION	MOTIVO DE INTERRUPCION
DIA	MES	AÑO							
3	2	2023	00:54:45	01:14:02	00:19:17	0.25		FALLA TRIP 50-51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE S	DESCARGAS ATMOSFERICAS
9	2	2023	21:07:00	21:10:15	00:03:15	0.25		RELE 51 DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
11	2	2023	21:54:19	21:55:40	00:01:21	0.32		RELE 51 DFASE A DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
11	2	2023	21:58:40	22:01:35	00:02:55	0.3		REP RELE PROTECCION 50- 55	DESCARGAS ATMOSFERICAS
13	2	2023	15:49:47	15:50:01	00:00:14	0.2		RELE 51 DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
14	2	2023	10:06:20	11:40:49	01:34:29	0.22		FALLA TRIP 50-51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO FASE S-T	ARBOL CAIDO SOBRE LINEA SECTOR SIHUAYRO
17	2	2023	18:29:00	18:31:10	00:02:10	0.3		REP RELE PROTECCION 50- 55	DESCARGAS ATMOSFERICAS
23	2	2023	02:03:00	02:04:50	00:01:50	0.3		REP RELE PROTECCION 50- 51	DESCARGAS ATMOSFERICAS
23	2	2023	02:49:00	02:51:18	00:02:18	0.3		REP RELE PROTECCION 50- 51	DESCARGAS ATMOSFERICAS
23	2	2023	02:57:00	03:16:58	00:19:58	0.3		REP RELE 21	DESCARGAS ATMOSFERICAS
23	2	2023	03:24:00	04:45:55	01:21:55	0.3		REP RELE 21	DESCARGAS ATMOSFERICAS
15	3	2023	18:03:18	18:03:51	00:00:33	0.45		FALLA TRIP 51, A, B, GND.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
15	3	2023	18:15:20	18:15:44	00:00:24	0.42		FALLA TRIP 51, B, G.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
21	3	2023	20:43:42	20:44:34	00:00:52	0.46		FALLA TRIP 51, B, GND.	DESCARGAS ATMOSFERICAS
30	3	2023	22:24:06	22:25:53	00:01:47	0.3		FALLA TRIP RELE 51 FASES A-B-G DISPARO GENERAL	DESCARGAS ATMOSFERICAS
4	4	2023	17:43:01	17:45:12	00:02:11	0.35		FALLA TRIP 50 SOBRECORRIENTE	SE SOLICITA INFORMACION DE LA FALLA A ISA REP
11	4	2023	02:25:01	02:26:10	00:01:09	0.63		TRIP 51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA FASE "S"	CAUSA NO DETERMINADO
14	4	2023	14:41:13	14:41:57	00:00:44	0.23		TRIP 51, B, C. DISPARO	FENÓMENOS NATURALES
5	5	2023	09:05:05	09:05:40	00:00:35	0.63		TRIP 51 SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA FASE "S"	CAUSA NO DETERMINADO
9	5	2023	15:46:12	15:48:25	00:02:13	0.62		RELE 51 FASE B-G DISPARO GENERAL	FUERTES VIENTOS
30	5	2023	16:39:23	16:40:01	00:00:38	0.29		FALLA TRIP 51, FASES A-B, DISPARO GENERAL	FENÓMENOS NATURALES
7	7	2023	13:38:10	15:48:32	02:10:22	0.32		TRIP RELE 51 FASE B-G DISPARO GENERAL.	LINEA MT.CONDUCTOR ROTO FASE B SEC. CHACHACUMANI
28	7	2023	17:02:25	17:05:23	00:02:58	0.36		FALLA TRIP 51N SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO A TIERRA	FUERTES VIENTOS
16	8	2023	16:12:19	16:12:51	00:00:32	1.24		FALLA TRIP 51G SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO TIERRA. FACE C	FUERTES VIENTOS



ANEXO 3: Normas técnicas peruanas de equipamiento de la coordinación de protección

El Peruano
Sistema Nacional de Información de Normas Técnicas

Firmado Digitalmente por:
EDITORIA PERU
Fecha: 24/10/2019 04:29:53

El Peruano / Jueves 24 de octubre de 2019

NORMAS LEGALES

27

PRODUCE

Aprueban Normas Técnicas Peruanas sobre fusibles, interruptores y otros

**RESOLUCIÓN DIRECTORAL
N° 022-2019-INACAL/DN**

Lima, 17 de octubre de 2019

VISTO: El Informe N° 014-2019-INACAL/DN.PA

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 10 de la Ley N° 30224, Ley que crea el Sistema Nacional para la Calidad y el Instituto Nacional de Calidad - INACAL, establece que las competencias del INACAL, entre ellas, la Normalización, se sujetan a lo establecido en el Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio de la Organización Mundial del Comercio (OMC), el cual contempla en su Anexo 3 el Código de Buena Conducta para la Elaboración, Adopción y Aplicación de Normas, siendo que el literal J del citado Anexo establece que las instituciones con actividades de normalización elaboran programas de trabajo, entre otros documentos;

Que, el artículo 19 de la Ley N° 30224, en concordancia con el artículo 35 del Decreto Supremo N° 009-2019-PRODUCE, Reglamento de Organización y Funciones del Instituto Nacional de Calidad - INACAL, establece que la Dirección de Normalización es la autoridad nacional competente para administrar la política y gestión de la Normalización, encontrándose encargada de conducir el desarrollo de normas técnicas para productos, procesos o servicios, y goza de autonomía técnica y funcional;

Que, el numeral 18.3 del artículo 18 de la Ley N° 30224, establece que las Normas Técnicas Peruanas promueven la calidad de los bienes y servicios que se ofertan en el mercado, por lo que deben ser revisadas cada cinco (5) años, en concordancia con el literal d) del artículo 36 del Decreto Supremo N° 009-2019-PRODUCE;

Que, la Dirección de Normalización, en ejercicio de sus funciones de revisar y actualizar periódicamente las Normas Técnicas Peruanas, así como elaborar y actualizar periódicamente los programas de normalización considerando la demanda del sector público y privado, establecidas en los literales d) y l) del artículo 36 del Decreto Supremo N° 009-2019-PRODUCE, elaboró y aprobó el Programa de Actualización de Normas Técnicas Peruanas correspondientes al año 2019, a través del Informe N° 001-2019-INACAL/DN - Programa de Actualización, de fecha 04 de febrero de 2019, el mismo



que se encuentra publicado en el portal institucional del INACAL;

Que, en el marco del citado programa fue emitido el Informe N° 014-2019-INACAL/DN.PA el cual señala que, luego de realizada la consulta pública, revisión y evaluación respectiva, de 40 Normas Técnicas Peruanas correspondientes a las materias de: a) Calidad de agua, b) Construcción, c) Industrias manufactureras, d) Seguridad contra Incendios, e) Seguridad eléctrica, f) Suministro de agua; evacuación de aguas residuales, gestión de desechos y descontaminación; corresponde aprobarlas en su versión 2019 y dejar sin efecto las correspondientes versiones anteriores;

De conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 30224, Ley que crea el Sistema Nacional para la Calidad y el Instituto Nacional de Calidad, el Decreto Supremo N° 009-2019-PRODUCE, Reglamento de Organización y Funciones del INACAL;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar las siguientes Normas Técnicas Peruanas en su versión 2019:

NTP-IEC 60127-4:2014 (revisada el 2019)	Fusibles miniatura. Parte 4: Fusibles modulares universales (UMF). Tipo de montaje superficial y montaje de agujero pasante. 1ª Edición Reemplaza a la NTP-IEC 60127-4:2014
NTP-IEC 60669-2-2:2014 (revisada el 2019)	Interruptores para instalaciones eléctricas fijas domésticas y similares. Parte 2-2: Requisitos particulares. Interruptores electromagnéticos controlados a distancia (RCS). 1ª Edición Reemplaza a la NTP-IEC 60669-2-2:2014
NTP-IEC 60669-2-3:2014 (revisada el 2019)	Interruptores para instalaciones eléctricas fijas domésticas y similares. Parte 2-3: Requisitos particulares. Interruptores temporizados (TDS). 1ª Edición Reemplaza a la NTP-IEC 60669-2-3:2014
NTP-IEC 61008-2-2:2014 (revisada el 2019)	Interruptores automáticos para operar por corriente diferencial residual, sin protección contra sobretensiones, para usos domésticos y análogos (RCCB's). Parte 2-2: Aplicabilidad de las reglas generales a los RCCB's funcionalmente dependientes de la tensión de línea. 1ª Edición Reemplaza a la NTP-IEC 61008-2-2:2014
NTP-IEC 61557-3:2014 (revisada el 2019)	Seguridad eléctrica en sistemas de distribución de baja tensión hasta 1 000 V c.a. y 1 500 V c.d. Equipo para ensayo, medición o monitoreo de las medidas de protección. Parte 3: Impedancia de bucle. 1ª Edición Reemplaza a la NTP-IEC 61557-3:2014
NTP-IEC 61557-1:2014 (revisada el 2019)	Seguridad eléctrica en sistemas de distribución de baja tensión hasta 1 000 V c.a. y 1 500 V c.d. Equipo para ensayo, medición o monitoreo de las medidas de protección. Parte 1: Requisitos generales. 1ª Edición Reemplaza a la NTP-IEC 61557-1:2014
NTP-IEC 61557-4:2014 (revisada el 2019)	Seguridad eléctrica en sistemas de distribución de baja tensión hasta 1 000 V c.a. y 1 500 V c.d. Equipo para ensayo, medición o monitoreo de las medidas de protección. Parte 4: Resistencia de la conexión a la puesta a tierra y del enlace equipotencial. 1ª Edición Reemplaza a la NTP-IEC 61557-4:2014
NTP-IEC 61557-5:2014 (revisada el 2019)	Seguridad eléctrica en sistemas de distribución de baja tensión hasta 1 000

	V.c.a. y 1 500 V c.d. Equipo para el ensayo, medición o monitoreo de medidas de protección. Parte 5: Resistencia de puesta a tierra. 1ª Edición Reemplaza a la NTP-IEC 61557-5:2014
NTP-IEC 61008-2-1:2014 (revisada el 2019)	Interruptores automáticos para operar por corriente diferencial residual, sin protección contra sobretensiones, para usos domésticos y análogos (RCCB's). Parte 2-1: Aplicabilidad de las reglas generales a los RCCB's funcionalmente independientes de la tensión de línea. 1ª Edición Reemplaza a la NTP-IEC 61008-2-1:2014
NTP 350.1512004 (revisada el 2019)	GRIFERÍA. Recubrimientos galvanizados de níquel-cromo y cobre-níquel-cromo para grifería sanitaria. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 350.1512004 (revisada el 2014)
NTP-ISO 6703-2:2009 (revisada el 2019)	Calidad de agua. Determinación de cianuro. Parte 2: Determinación de cianuro fácilmente liberable. 1ª Edición Reemplaza a la NTP-ISO 6703-2:2009
NTP-ISO 5667-14:2009 (revisada el 2019)	Calidad de agua. Muestreo. Parte 14: Guía para el aseguramiento de la calidad del muestreo de agua del ambiente y su manipulación. 1ª Edición Reemplaza a la NTP-ISO 5667-14:2009
NTP-ISO 6703-1:2009 (revisada el 2019)	Calidad de agua. Determinación de cianuro. Parte 1: Determinación de cianuro total. 1ª Edición Reemplaza a la NTP-ISO 6703-1:2009
NTP-ISO 2230:1999 (revisada el 2019)	Elastómeros vulcanizados. Condiciones de almacenamiento. 1ª Edición Reemplaza a la NTP-ISO 2230:1999
NTP 350.043-2:1998 (revisada el 2019)	EXTINTORES PORTÁTILES. Selección, distribución, inspección, mantenimiento, recarga y prueba hidrostática. Extintores de agentes halogenados. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 350.043-2:1998 (revisada el 2014)
NTP 350.027:2008 (revisada el 2019)	SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS. Extintores portátiles manuales y sobre ruedas de dióxido de carbono. Requisitos. 2ª Edición Reemplaza a la NTP 350.027:2008 (revisada el 2014)
NTP 399.012:1974 (revisada el 2019)	COLORES DE IDENTIFICACIÓN DE TUBERÍAS PARA TRANSPORTE DE FLUIDOS EN ESTADO GASEOSO O LÍQUIDO EN INSTALACIONES TERRESTRES Y EN NAVES. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 399.012:1974 (revisada el 2014)
NTP 370.118:2014 (revisada el 2019)	SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS. Ensayos al sistema de extinción de incendios que protege los artefactos comerciales de cocina. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 370.118:2014
NTP 350.063-1:2014 (revisada el 2019)	SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS. Ensayos de resistencia al fuego y de control de humo de puertas y elementos de cerramiento de vanos, ventanas practicables y cerrajería para la edificación. Parte 1: Ensayos de resistencia al fuego de puertas, elementos de cerramiento de vanos y ventanas practicables. 2ª Edición Reemplaza a la NTP 350.063-1:2014



El Peruano / Jueves 24 de octubre de 2019		NORMAS LEGALES		29
NTP 833.034:2014 (revisada el 2019)	EXTINTORES PORTÁTILES. Inspección, verificación y cartilla de inspección. 2ª Edición Reemplaza a la NTP 833.034:2014	NTP 339.135:1999 (revisada el 2019)	SUELOS. Método para la clasificación de suelos para uso en vías de transporte. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.135:1999 (revisada el 2014)	
NTP-ISO 834-8:2014 (revisada el 2019)	Ensayos de resistencia al fuego. Elementos de construcción para edificios. Parte 8: Requerimientos específicos para los elementos de separación vertical no portantes. 1ª Edición Reemplaza a la NTP-ISO 834-8:2014	NTP 339.137:1999 (revisada el 2019)	SUELOS. Métodos de ensayo estándar para la determinación del índice de densidad y peso unitario máximos de suelos utilizando una mesa vibratoria. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.137:1999 (revisada el 2014)	
NTP 399.009:1974 (revisada el 2019)	COLORES PATRONES UTILIZADOS EN SEÑALES Y COLORES DE SEGURIDAD. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 399.009:1974 (revisada el 2014)	NTP 339.147:2000 (revisada el 2019)	SUELOS. Método de ensayo de permeabilidad de suelos granulares (carga constante). 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.147:2000 (revisada el 2014)	
NTP 350.025-1:2008 (revisada el 2019)	EXTINTORES PORTÁTILES MANUALES CON AGUA. Parte 1: Agua presurizada. Requisitos. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 350.025-1:2008 (revisada el 2014)	NTP 339.128:1999 (revisada el 2019)	SUELOS. Método de ensayo para el análisis granulométrico. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.128:1999 (revisada el 2014)	
NTP 350.034:2003 (revisada el 2019)	AGENTES EXTINTORES. Cargas. Polvos químicos secos. 2ª Edición Reemplaza a la NTP 350.034:2003 (revisada el 2014)	NTP 339.129:1999 (revisada el 2019)	SUELOS. Método de ensayo para determinar el límite líquido, límite plástico, e índice de plasticidad de suelos. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.129:1999 (revisada el 2014)	
NTP 339.089:1998 (revisada el 2019)	SUELOS. Obtención en laboratorio de muestras representativas (cuarteo). 2ª Edición Reemplaza a la NTP 339.089:1998 (revisada el 2014)	NTP 339.127:1998 (revisada el 2019)	SUELOS. Método de ensayo para determinar el contenido de humedad de un suelo. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.127:1998 (revisada el 2014)	
NTP 339.090:1998 (revisada el 2019)	SUELOS. Preparación en seco de muestras para el análisis granulométrico y determinación de las constantes del suelo. 2ª Edición Reemplaza a la NTP 339.090:1998 (revisada el 2014)	NTP 339.132:1999 (revisada el 2019)	SUELOS. Método de ensayo para determinar el material que pasa el tamiz No. 200 (75 µm). 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.132:1999 (revisada el 2014)	
NTP 339.136:1999 (revisada el 2019)	SUELOS. Símbolos, unidades, terminología y definiciones. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.136:1999 (revisada el 2014)	Artículo 2.- Dejar sin efecto las siguientes Normas Técnicas Peruanas:		
NTP 339.501:2000 (revisada el 2019)	GEOSINTÉTICOS. Terminología normalizada para geosintéticos. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.501:2000 (revisada el 2014)	NTP-IEC 60127-4:2014	Fusibles miniatura. Parte 4: Fusibles modulares universales (UMF). Tipo de montaje superficial y montaje de agujero pasante. 1ª Edición	
NTP 339.126:1998 (revisada el 2019)	SUELOS. Métodos para la reducción de las muestras de campo a tamaños de muestras de ensayo. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.126:1998 (revisada el 2014)	NTP-IEC 60669-2-2:2014	Interruptores para instalaciones eléctricas fijas domésticas y similares. Parte 2-2: Requisitos particulares. Interruptores electromagnéticos controlados a distancia (RCS). 1ª Edición	
NTP 339.130:1999 (revisada el 2019)	SUELOS. Método de ensayo para determinar el límite líquido, usando el penetrometro cónico. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.130:1999 (revisada el 2014)	NTP-IEC 60669-2-3:2014	Interruptores para instalaciones eléctricas fijas domésticas y similares. Parte 2-3: Requisitos particulares. Interruptores temporizados (TDS). 1ª Edición	
NTP 339.131:1999 (revisada el 2019)	SUELOS. Método de ensayo para determinar el peso específico relativo de las partículas sólidas de un suelo. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.131:1999 (revisada el 2014)	NTP-IEC 61008-2-2:2014	Interruptores automáticos para operar por corriente diferencial residual, sin protección contra sobretensiones, para usos domésticos y análogos (RCCB's). Parte 2-2: Aplicabilidad de las reglas generales a los RCCB's funcionalmente dependientes de la tensión de línea. 1ª Edición	
NTP 339.133:1999 (revisada el 2019)	SUELOS. Método de ensayo de penetración estándar SPT. 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.133:1999 (revisada el 2014)	NTP-IEC 61557-3:2014	Seguridad eléctrica en sistemas de distribución de baja tensión hasta 1000 V c.a. y 1500 V c.d. Equipo para ensayo, medición o monitoreo de las medidas de protección. Parte 3: Impedancia de bucle. 1ª Edición	
NTP 339.134:1999 (revisada el 2019)	SUELOS. Método para la clasificación de suelos con propósitos de ingeniería (sistema unificado de clasificación de suelos, SUCS). 1ª Edición Reemplaza a la NTP 339.134:1999 (revisada el 2014)	NTP-IEC 61557-1:2014	Seguridad eléctrica en sistemas de distribución de baja tensión hasta 1000 V c.a. y 1500 V c.d. Equipo para ensayo, medición o monitoreo de las medidas de protección. Parte 1: Requerimientos generales. 1ª Edición	



NTP-IEC 61557-4:2014	Seguridad eléctrica en sistemas de distribución de baja tensión hasta 1000 V c.a. y 1500 V c.d. Equipo para ensayo, medición o monitoreo de las medidas de protección. Parte 4: Resistencia de la conexión a la puesta a tierra y del enlace equipotencial. 1ª Edición	NTP 399.009:1974 (revisada el 2014)	COLORES PATRONES UTILIZADOS EN SEÑALES Y COLORES DE SEGURIDAD. 1ª Edición
NTP-IEC 61557-5:2014	Seguridad eléctrica en sistemas de distribución de baja tensión hasta 1000 V c.a. y 1500 V c.d. Equipo para el ensayo, medición o monitoreo de medidas de protección. Parte 5: Resistencia de puesta tierra. 1ª Edición	NTP 350.025-1:2008 (revisada el 2014)	EXTINTORES PORTÁTILES MANUALES CON AGUA. Parte 1: Agua presurizada. Requisitos. 1ª Edición
NTP-IEC 61008-2-1:2014	Interruptores automáticos para operar por corriente diferencial residual, sin protección contra sobretensiones, para usos domésticos y análogos (RCCB'S). Parte 2-1: Aplicabilidad de las reglas generales a los RCCB's funcionalmente independientes de la tensión de línea. 1ª Edición	NTP 350.034:2003 (revisada el 2014)	AGENTES EXTINTORES. Cargas. Polvos químicos secos. 2ª Edición
NTP 350.151:2004 (revisada el 2014)	GRIFERÍA. Recubrimientos galvánicos de níquel-cromo y cobre-níquel-cromo para grifería sanitaria. 1ª Edición	NTP 339.089:1998 (revisada el 2014)	SUELOS. Obtención en laboratorio de muestras representativas (cuarteo). 2ª Edición.
NTP-ISO 6703-2:2009	CALIDAD DEL AGUA. Determinación de cianuro. Parte 2 Determinación de cianuro fácilmente liberable. 1ª Edición	NTP 339.090:1998 (revisada el 2014)	SUELOS. Preparación en seco de muestras para el análisis granulométrico y determinación de las constantes del suelo. 2ª Edición.
NTP-ISO 5667-14:2009	CALIDAD DEL AGUA. Muestreo. Parte 14: Guía para el aseguramiento de la calidad del muestreo del agua del ambiente y su manipulación. 1ª Edición	NTP 339.136:1999 (revisada el 2014)	SUELOS. Símbolos, unidades, terminología y definiciones. 1ª Edición.
NTP-ISO 6703-1:2009	CALIDAD DEL AGUA. Determinación de cianuro. Parte 1: Determinación de cianuro total. 1ª Edición	NTP 339.501:2000 (revisada el 2014)	GEOSINTÉTICOS. Terminología normalizada para geosintéticos. 1ª Edición
NTP-ISO 2230:1999	ELASTOMEROS VULCANIZADOS. Condiciones de almacenamiento. 1ª Edición.	NTP 339.126:1998 (revisada el 2014)	SUELOS. Métodos para la reducción de las muestras de campo a tamaños de muestra de ensayo. 1ª Edición.
NTP 350.043-2:1998 (revisada el 2014)	EXTINTORES PORTÁTILES. Selección, distribución, inspección, mantenimiento, recarga y prueba hidrostática. Extintores de agentes halogenados. 1ª Edición	NTP 339.130:1999 (revisada el 2014)	SUELOS. Método de ensayo para determinar el límite líquido, usando el penetrómetro cónico. 1ª Edición.
NTP 350.027:2008 (revisada el 2014)	EXTINTORES PORTÁTILES MANUALES Y SOBRE RUEDAS DE DIÓXIDO DE CARBONO. Requisitos. 2ª Edición	NTP 339.131:1999 (revisada el 2014)	SUELOS. Método de ensayo para determinar el peso específico relativo de las partículas sólidas de un suelo. 1ª Edición.
NTP 399.012:1974 (revisada el 2014)	COLORES DE IDENTIFICACIÓN DE TUBERÍAS PARA TRANSPORTE DE FLUIDOS EN ESTADO GASEOSO O LÍQUIDO EN INSTALACIONES TERRESTRES Y EN NAVES. 1ª Edición	NTP 339.133:1999 (revisada el 2014)	SUELOS. Método de ensayo de penetración estándar SPT. 1ª Edición.
NTP 370.118:2014	SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS. Ensayos/Pruebas al sistema de extinción de incendios que protege los artefactos comerciales de cocina. 1ª Edición.	NTP 339.134:1999 (revisada el 2014)	SUELOS. Método para la clasificación de suelos con propósitos de ingeniería (sistema unificado de clasificación de suelos, SUCS). 1ª Edición.
NTP 350.063-1:2014	SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS. Ensayos de resistencia al fuego y de control de humo de puertas y elementos de cerramiento de vanos, ventanas practicables y cerrajería para la edificación. Parte 1: Ensayos de resistencia al fuego de puertas, elementos de cerramiento de vanos y ventanas practicables. 2ª Edición	NTP 339.135:1999 (revisada el 2014)	SUELOS. Método para la clasificación de suelos para uso en vías de transporte. 1ª Edición.
NTP 833.034:2014	EXTINTORES PORTÁTILES. Inspección, verificación y cartilla de inspección. 2ª Edición.	NTP 339.137:1999 (revisada el 2014)	SUELOS. Métodos de ensayo estándar para la determinación del índice de densidad y peso unitario máximos de suelos utilizando una mesa vibratoria. 1ª Edición.
NTP-ISO 834-8:2014	ENSAYOS DE RESISTENCIA AL FUEGO. Elementos de construcción para edificios. Parte 8: Requerimientos específicos para los elementos de separación vertical no portantes. 1ª Edición	NTP 339.147:2000 (revisada el 2014)	SUELOS. Método de ensayo de permeabilidad de suelos granulares (carga constante). 1ª Edición
		NTP 339.128:1999 (revisada el 2014)	SUELOS. Método de ensayo para el análisis granulométrico. 1ª Edición.
		NTP 339.129:1999 (revisada el 2014)	SUELOS. Método de ensayo para determinar el límite líquido, límite plástico, e índice de plasticidad de suelos. 1ª Edición.
		NTP 339.127:1998 (revisada el 2014)	SUELOS. Métodos de ensayo para determinar el contenido de humedad de un suelo. 1ª Edición.
		NTP 339.132:1999 (revisada el 2014)	SUELOS. Método de ensayo para determinar el material que pasa el tamiz N° 200 (75 µm). 1ª Edición.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

MARÍA DEL ROSARIO URÍA TORO
Directora
Dirección de Normalización

1819013-1

ANEXO 4: Panel Fotográfico

Foto N° 01	Foto N° 02
 <p style="text-align: right;">Juli -16.26747, -69.30481, 3998.1m 10 sep. 2020 11:29:25 a. m.</p>	 <p style="text-align: right;">Juli -16.26745, -69.30483, 4000.2m 10 sep. 2020 11:30:01 a. m.</p>
<p>Fisuras y corrosión en su estructura ubicado en el cerro Huacani-Juli</p>	<p>Ruptura de conductor a tierra ubicado en el cerro Huacani- Juli</p>
Foto N° 3	Foto N° 4
 <p style="text-align: right;">Juli -16.26461, -69.33722, 3878.9m 10 sep. 2020 11:07:58 a. m.</p>	 <p style="text-align: right;">Juli -16.24492, -69.36952, 3891.9m 10 sep. 2020 10:59:28 a. m.</p>
<p>Distancia mínima de seguridad crítica entre estructuras N° 253 a 254 de media tensión.</p>	<p>Acercamiento fases entre conductores que comprende las estructuras N° 262 a 263.</p>

Foto N° 5	Foto N° 6
 <p>Juli -16.23739, -69.37575, 3862.8m 10 sep. 2020 10:55:14 a. m.</p>	 <p>-16.25611, -69.35094, 3878.8m, 2 17/10/2023 02:28:10 p.</p>
Estructura N°122 presencia de arbusto en la franja de servidumbre	Estructura N°263 presenta dobles en espiga de aislador
Foto N° 7	Foto N° 8
 <p>-16.258, -69.34803, 3882.6m, 124° 17/10/2023 02:16:21 p. m.</p>	 <p>-16.25803, -69.34796, 3882.6m, 315° 17/10/2023 02:15:02 p. m.</p>
Medición de sistema de puesta a tierra.	

Foto N° 9	Foto N° 10
<p data-bbox="837 862 1396 940" style="color: green; text-align: right;">-16.22121, -69.39064, 3865.3m, 271 17/10/2023 10:25:49 a. m.</p>	
<p>Estructura N°245 presencia de arbusto en la franja de servidumbre</p>	
Foto N° 11	Foto N° 12
<p data-bbox="534 1668 837 1758" style="text-align: right;">Juli -16.21573, -69.39607, 3859.8m 10 sep. 2020 10:44:50 a. m.</p>	<p data-bbox="1085 1646 1380 1736" style="text-align: right;">Juli -16.21314, -69.39866, 3881.0m 10 sep. 2020 10:41:30 a. m.</p>
<p>Dobles en espiga de aislador.</p>	<p>Acercamiento de estructura fuera de servicio con línea energizado.</p>

Foto N° 15



Tramo de línea de Media Tensión 22.9Kv, Alimentador 200I Pomata-Juli.



DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD DE TESIS

Por el presente documento, Yo SERGIO DARIO VELASQUEZ QUIRPE,
identificado con DNI 45352414 en mi condición de egresado de:

Escuela Profesional, Programa de Segunda Especialidad, Programa de Maestría o Doctorado
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

informo que he elaborado el/la Tesis o Trabajo de Investigación denominada:

"DIAGNOSTICO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO RURAL DE MEDIA TENSION EN 22.9 KV ALIMENTADOR
2001 PORTA JULI"

Es un tema original.

Declaro que el presente trabajo de tesis es elaborado por mi persona y **no existe plagio/copia** de ninguna naturaleza, en especial de otro documento de investigación (tesis, revista, texto, congreso, o similar) presentado por persona natural o jurídica alguna ante instituciones académicas, profesionales, de investigación o similares, en el país o en el extranjero.

Dejo constancia que las citas de otros autores han sido debidamente identificadas en el trabajo de investigación, por lo que no asumiré como tuyas las opiniones vertidas por terceros, ya sea de fuentes encontradas en medios escritos, digitales o Internet.

Asimismo, ratifico que soy plenamente consciente de todo el contenido de la tesis y asumo la responsabilidad de cualquier error u omisión en el documento, así como de las connotaciones éticas y legales involucradas.

En caso de incumplimiento de esta declaración, me someto a las disposiciones legales vigentes y a las sanciones correspondientes de igual forma me someto a las sanciones establecidas en las Directivas y otras normas internas, así como las que me alcancen del Código Civil y Normas Legales conexas por el incumplimiento del presente compromiso

Puno 25 de SEPTIEMBRE del 2024


FIRMA (obligatoria)



Huella



DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD DE TESIS

Por el presente documento, Yo MARCELO VILCA PINTO
identificado con DNI 70203860 en mi condición de egresado de:

Escuela Profesional, Programa de Segunda Especialidad, Programa de Maestría o Doctorado
INGENIERIA MECANICA ELECTRICA

informo que he elaborado el/la Tesis o Trabajo de Investigación denominada:

" DIAGNOSTICO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO RURAL DE MEDIA TENSIÓN EN 22,9kV ALIMENTADOR
2001 POMATA JULI "

Es un tema original.

Declaro que el presente trabajo de tesis es elaborado por mi persona y **no existe plagio/copia** de ninguna naturaleza, en especial de otro documento de investigación (tesis, revista, texto, congreso, o similar) presentado por persona natural o jurídica alguna ante instituciones académicas, profesionales, de investigación o similares, en el país o en el extranjero.

Dejo constancia que las citas de otros autores han sido debidamente identificadas en el trabajo de investigación, por lo que no asumiré como tuyas las opiniones vertidas por terceros, ya sea de fuentes encontradas en medios escritos, digitales o Internet.

Asimismo, ratifico que soy plenamente consciente de todo el contenido de la tesis y asumo la responsabilidad de cualquier error u omisión en el documento, así como de las connotaciones éticas y legales involucradas.

En caso de incumplimiento de esta declaración, me someto a las disposiciones legales vigentes y a las sanciones correspondientes de igual forma me someto a las sanciones establecidas en las Directivas y otras normas internas, así como las que me alcancen del Código Civil y Normas Legales conexas por el incumplimiento del presente compromiso

Puno 25 de setiembre del 20


FIRMA (obligatoria)



Huella



AUTORIZACIÓN PARA EL DEPÓSITO DE TESIS O TRABAJO DE INVESTIGACIÓN EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL

Por el presente documento, Yo SERGIO DARIO VELAZQUEZ QUESPE identificado con DNI 48353417 en mi condición de egresado de:

Escuela Profesional, Programa de Segunda Especialidad, Programa de Maestría o Doctorado

INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

informo que he elaborado el/la Tesis o Trabajo de Investigación denominada:

"DIAGNOSTICO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL DE MEDIA TENSIÓN EN 22.9 KV ALIMENTADOR 2001 PUNTA JILI"

para la obtención de Grado, Título Profesional o Segunda Especialidad.

Por medio del presente documento, afirmo y garantizo ser el legítimo, único y exclusivo titular de todos los derechos de propiedad intelectual sobre los documentos arriba mencionados, las obras, los contenidos, los productos y/o las creaciones en general (en adelante, los "Contenidos") que serán incluidos en el repositorio institucional de la Universidad Nacional del Altiplano de Puno.

También, doy seguridad de que los contenidos entregados se encuentran libres de toda contraseña, restricción o medida tecnológica de protección, con la finalidad de permitir que se puedan leer, descargar, reproducir, distribuir, imprimir, buscar y enlazar los textos completos, sin limitación alguna.

Autorizo a la Universidad Nacional del Altiplano de Puno a publicar los Contenidos en el Repositorio Institucional y, en consecuencia, en el Repositorio Nacional Digital de Ciencia, Tecnología e Innovación de Acceso Abierto, sobre la base de lo establecido en la Ley N° 30035, sus normas reglamentarias, modificatorias, sustitutorias y conexas, y de acuerdo con las políticas de acceso abierto que la Universidad aplique en relación con sus Repositorios Institucionales. Autorizo expresamente toda consulta y uso de los Contenidos, por parte de cualquier persona, por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales de autor y derechos conexos, a título gratuito y a nivel mundial.

En consecuencia, la Universidad tendrá la posibilidad de divulgar y difundir los Contenidos, de manera total o parcial, sin limitación alguna y sin derecho a pago de contraprestación, remuneración ni regalía alguna a favor mío; en los medios, canales y plataformas que la Universidad y/o el Estado de la República del Perú determinen, a nivel mundial, sin restricción geográfica alguna y de manera indefinida, pudiendo crear y/o extraer los metadatos sobre los Contenidos, e incluir los Contenidos en los índices y buscadores que estimen necesarios para promover su difusión.

Autorizo que los Contenidos sean puestos a disposición del público a través de la siguiente licencia:

Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional. Para ver una copia de esta licencia, visita: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

En señal de conformidad, suscribo el presente documento.

Puno 25 de SEPTIEMBRE del 2024


FIRMA (obligatoria)



Huella



AUTORIZACIÓN PARA EL DEPÓSITO DE TESIS O TRABAJO DE INVESTIGACIÓN EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL

Por el presente documento, Yo MARCELO VILIA PINTO
identificado con DNI 70203860 en mi condición de egresado de:

Escuela Profesional, Programa de Segunda Especialidad, Programa de Maestría o Doctorado

INGENIERIA MECÁNICA ELÉCTRICA

informo que he elaborado el/la Tesis o Trabajo de Investigación denominada:

" DIBUJNOSTICO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO RURAL DE MEDIA TENSIÓN EN 22,9 kV ALIMENTADOR
2001 POMATA JULI "

para la obtención de Grado, Título Profesional o Segunda Especialidad.

Por medio del presente documento, afirmo y garantizo ser el legítimo, único y exclusivo titular de todos los derechos de propiedad intelectual sobre los documentos arriba mencionados, las obras, los contenidos, los productos y/o las creaciones en general (en adelante, los "Contenidos") que serán incluidos en el repositorio institucional de la Universidad Nacional del Altiplano de Puno.

También, doy seguridad de que los contenidos entregados se encuentran libres de toda contraseña, restricción o medida tecnológica de protección, con la finalidad de permitir que se puedan leer, descargar, reproducir, distribuir, imprimir, buscar y enlazar los textos completos, sin limitación alguna.

Autorizo a la Universidad Nacional del Altiplano de Puno a publicar los Contenidos en el Repositorio Institucional y, en consecuencia, en el Repositorio Nacional Digital de Ciencia, Tecnología e Innovación de Acceso Abierto, sobre la base de lo establecido en la Ley N° 30035, sus normas reglamentarias, modificatorias, sustitutorias y conexas, y de acuerdo con las políticas de acceso abierto que la Universidad aplique en relación con sus Repositorios Institucionales. Autorizo expresamente toda consulta y uso de los Contenidos, por parte de cualquier persona, por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales de autor y derechos conexos, a título gratuito y a nivel mundial.

En consecuencia, la Universidad tendrá la posibilidad de divulgar y difundir los Contenidos, de manera total o parcial, sin limitación alguna y sin derecho a pago de contraprestación, remuneración ni regalía alguna a favor mío; en los medios, canales y plataformas que la Universidad y/o el Estado de la República del Perú determinen, a nivel mundial, sin restricción geográfica alguna y de manera indefinida, pudiendo crear y/o extraer los metadatos sobre los Contenidos, e incluir los Contenidos en los índices y buscadores que estimen necesarios para promover su difusión.

Autorizo que los Contenidos sean puestos a disposición del público a través de la siguiente licencia:

Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional. Para ver una copia de esta licencia, visita: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

En señal de conformidad, suscribo el presente documento.

Puno 25 de setiembre del 2024


FIRMA (obligatoria)



Huella