



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



**PROPUESTA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LOS
RECLOSERS DEL ALIMENTADOR 0251 TOTORANI – JUNCAL
EN 22.9KV DE LA EMPRESA ELECTRO PUNO S.A.A.**

TESIS

PRESENTADA POR:

RULO PUMAQUISPE ORTEGA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

PUNO – PERÚ

2024



Reporte de similitud

NOMBRE DEL TRABAJO

PROPUESTA DE COORDINACION DE PROTECCION DE LOS RECLOSERS DEL ALIMENTADOR 0251 TOTORANI – JUNCAL EN 22.9KV DE LA EMPRESA ELECTRO PUNO S.A.A.

AUTOR

RULO PUMAQUISPE ORTEGA

RECuento DE PALABRAS

22027 Words

RECuento DE CARACTERES

127554 Characters

RECuento DE PÁGINAS

140 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

8.6MB

FECHA DE ENTREGA

Nov 19, 2024 3:44 PM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Nov 19, 2024 3:48 PM GMT-5

● 15% de similitud general

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

- 15% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 6% 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 10 palabras)


ING. FELIPE CONDORI CHAMBILLA
MECANICO ELECTRICISTA
CIP. 102054


M.Sc. Felipe Condori Chambilla
SUBDIRECTOR DE INVESTIGACION
EPIME

Resumen



DEDICATORIA

A nuestro Dios por haberme dado la vida, salud y que, junto a las conversaciones en mis oraciones, me ha permitido llegar hasta este objetivo.

A mis padres Galo y Magda, junto a mis hermanas Doris, Martha y Girasol que se mantuvieron siempre alentándome junto a sus sabios consejos y paciencias.

A mi pareja yosmid, quien es la motivación constante, y mi hija Itzel quien me da fuerzas para lograr este objetivo.

Y a todos mis amigos y colegas, por su compañía, sus consejos y por hacer de este viaje académico una experiencia memorable.

Con gratitud y afecto,

Rulo pumaquispe ortega.



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero expresar mi más sincero agradecimiento a M.SC. Felipe Condori Chambilla, M.SC. Omar Neira, M.SC. Carlos Alberto Verano Galindo y M.Sc. Roberto Jaime Quiroz Sosa, cuya orientación, paciencia y apoyo constante han sido esenciales para la realización de esta tesis. Su experiencia y consejos han guiado cada paso de este proceso, y estoy profundamente agradecido por su dedicación.

A mi familia, especialmente a mis padres Magda, Galo y a mi pareja Yosmid, por su amor incondicional, comprensión y apoyo durante todo este tiempo. Sus palabras de aliento y su paciencia me han dado la fortaleza para seguir adelante y culminar este proyecto.

A mis amigos y colegas Ing. Dani Machaca, Ing. Héctor Hitler, Ing. Roberto, Ing. Carlos Quispe, sr. Antonio huanca, sr. Manual, sr. Valentín, Ing. Franco Chanel, Ing. Marco Quispe, Ing. Richar Amachi, por estar siempre presentes con una palabra de ánimo, un consejo valioso o simplemente una sonrisa. Su compañía y apoyo han hecho este viaje mucho más llevadero y enriquecedor.

A Electro Puno, por brindarme los recursos y el ambiente necesario para llevar a cabo esta investigación. Su colaboración ha sido fundamental para el desarrollo y la culminación de este trabajo.

Finalmente, agradezco a todos aquellos que, de alguna manera, han contribuido a la realización de esta tesis. Cada apoyo, grande o pequeño, ha sido valioso y apreciado.

Con gratitud y afecto,

Rulo pumaquispe ortega.



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	
AGRADECIMIENTOS	
ÍNDICE GENERAL	
ÍNDICE DE TABLAS	
ÍNDICE DE FIGURAS	
ÍNDICE DE ANEXOS	
ACRÓNIMOS	
RESUMEN	17
ABSTRACT.....	18
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	20
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	22
1.2.1. problema general.....	22
1.2.2. problemas específicos	22
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	22
1.3.1. Objetivo general	22
1.3.2. Objetivos específicos	23
1.4. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.....	23
1.4.1. Hipótesis general.....	23
1.4.2. Hipótesis específicas	23
1.5. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	24
1.5.1. Justificación teórica.....	24



1.5.2. Justificación social	25
1.5.3. Justificación económica	25

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN	26
2.1.1. Estudios internacionales	26
2.1.2. Estudios nacionales	27
2.1.3. Estudios locales	31
2.2. MARCO TEÓRICO	33
2.2.1. Línea de transmisión	33
2.2.2. Sistema eléctrico de potencia	34
2.2.3. Sistema radial	34
2.2.4. Análisis de flujo de potencia	34
2.2.5. Análisis de cortocircuito	35
2.2.6. Origen de cortocircuito	36
2.2.7. Consecuencias de cortocircuito	36
2.2.7.1. En el punto de efecto	36
2.2.8. Resistencia de falla	37
2.2.9. Tipos de fallas de cortocircuitos	38
2.2.9.1. Fallas trifásicas	39
2.2.9.2. Fallas bifásicas	39
2.2.9.3. Fallas monofásicas	40
2.2.9.4. fallas transitorias	41
2.2.9.5. fallas permanentes	41
2.2.9.6. Sobretensiones	42



2.2.9.7. Protección de redes de distribución	42
2.2.9.8. Ramal principal.....	42
2.2.9.9. Ramal secundario.....	43
2.2.9.10.Racimos.....	43
2.2.10. Objetivos y principios de coordinación.....	43
2.2.10.1.Rapidez.....	43
2.2.10.2.Selectividad	44
2.2.10.3.Simplicidad	44
2.2.10.4.Economía	44
2.2.11. Tipos de coordinación de protección	45
2.2.11.1.Coordinación fusible a fusible	45
2.2.11.2.Coordinación de reconnector a fusible.....	46
2.2.11.3.Coordinación de reconnector a reconnector	46
2.2.11.4.Coordinación de relevador – reconnector	47
2.2.12. Criterios y ajustes de protecciones	47
2.2.12.1.Zona de protección.....	48
2.2.12.2.Protección principal y de respaldo	48
2.2.13. Protección de sobrecorriente	50
2.2.14. Relés de sobrecorriente	50
2.2.14.1.Protección de sobrecorriente instantáneo.....	51
2.2.14.2.Protecciones de sobrecorriente de tiempo definido	51
2.2.15. Protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso	52
2.2.15.1.Tiempo moderadamente inverso.....	52
2.2.15.2.Tiempo inverso	53
2.2.15.3.Tiempo muy inverso	53



2.2.15.4. Tiempo extremadamente inverso	53
2.2.16. Procedimiento de cálculo de cortocircuito	53
2.2.16.1. Sobrecorriente entre fases en (ANSI50/51)	53
2.2.16.2. Sobrecorriente a tierra en (ANSI 50N/51N)	55
2.2.17. Ajustes de las coordinaciones de protección.....	57
2.2.17.1. Función 50/51 – 50N/51N.....	57
2.2.17.2. Función (51).....	58
2.2.17.3. Función (50).....	58
2.2.17.4. Normativa aplicable	59
2.2.17.5. Normativa IEC	59
2.2.17.6. IEC 60255 - Relés de Protección	60
2.2.18. Dispositivos de protección para Sobrecorrientes	61
2.2.19. Reconectador automático	61
2.2.19.1. Relé de protección SEL – 351R.....	61
2.2.20. Recloser o reconectador	63
2.2.20.1. Características y topología del reclosers	65
2.2.20.2. Reclosers trifásica	66
2.2.20.3. Reclosers monofásico	67
2.2.21. Alcances para ajustes de parámetros de recloser	69
2.2.21.1. Número de recierres	69
2.2.21.2. Tiempo muerto de recierre	71
2.2.21.3. Tiempo de reinicio de la protección.....	72
2.2.22. Herramienta de cálculo	72
2.2.22.1. Programa de DigSilent.....	72

CAPÍTULO III



MATERIALES Y MÉTODOS

3.1.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ESTUDIO	75
3.1.1.	Ubicación	75
3.2.	POBLACIÓN Y MUESTRA DE ESTUDIO.....	76
3.2.1.	Población.....	76
3.2.2.	Muestra.....	76
3.2.3.	Área de influencia	76
3.3.	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN	77
3.3.1.	Método cuantitativo	77
3.3.2.	Método descriptivo.....	77
3.3.3.	Método Explicativo	78
3.3.4.	Subestación SET totorani ISA REP.	78
3.3.5.	Sistema eléctrico 0251.	78
3.3.6.	Análisis de demanda máxima.....	78
3.3.7.	Cantidad de usuarios	79
3.3.8.	Resumen de interrupciones	79
3.3.9.	Resumen de tiempo máximo de corte	80
3.3.10.	Causas de interrupciones.....	80
3.3.11.	Indicador SAIDI y SAIFI del suministro	81
3.3.12.	Indicador de TC.....	82
3.3.13.	Ajustes de coordinación de protección según la norma IEC.....	83
3.4.	TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	85
3.4.1.	Tipo de investigación	85
3.4.2.	Diseño de investigación	85
3.4.3.	Procedimiento	86



3.5. VARIABLES	87
3.5.1. Variable independiente.....	87
3.5.2. Variable dependiente.....	87
3.5.3. Variable controlada	87
3.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS	87
3.7. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS PARA RECOLECTAR INFORMACIÓN.....	88
3.7.1. Técnicas.....	88
3.7.2. Instrumento	88

CAPÍTULO IV

RESULTADO Y DISCUSIÓN

4.1. CARACTERIZACIÓN DE INDICADORES DE CONFIABILIDAD.....	90
4.1.1. Subestación ISA REP.....	90
4.1.2. Sistema eléctrico en estudio	91
4.1.3. Análisis de demanda máxima.....	92
4.1.4. Número de usuarios.....	93
4.1.5. Resumen de interrupciones	93
4.1.6. Resumen de tiempo máximo de corte	94
4.1.7. Resumen de causas de interrupciones	94
4.1.8. Indicador SAIDI y SAIFI del suministro	96
4.1.8.1. Indicador SAIDI.....	96
4.1.8.2. Indicador SAIFI	97
4.1.9. Indicador de ajuste de TC	98
4.1.10. Indicador de máxima carga en los RC	98
4.2. SIMULACIÓN Y AJUSTES DE PROPUESTA DE COORDINACIÓN	99



4.2.1. Flujo de potencia	99
4.3. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.....	99
4.3.1. Ajuste de sobrecorriente fase a fase encontrados.....	99
4.3.2. Propuesta de ajuste de sobrecorriente fase-fase	101
4.3.3. Ajuste de sobrecorriente fase a tierra encontrados.....	106
4.3.4. Propuesta de ajuste de sobrecorriente fase-tierra	107
4.3.5. Respuesta al ajuste propuesto de protección.....	111
4.4. RESULTADOS DE AJUSTE PROPUESTO DE BASE DE DATOS PARA LA CONFIGURACIÓN DE LOS RELÉS	113
4.4.1. Prueba de hipótesis estadística general (G).....	114
4.4.2. Prueba de hipótesis estadística específicas H(1).....	115
4.4.3. Prueba de hipótesis estadística específicas H(2).....	116
4.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	117
V. CONCLUSIONES.....	119
VI. RECOMENDACIONES.....	121
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	122
ANEXOS.....	125

ÁREA: Eléctrica

TEMA: Sistemas de potencia y protección

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 21 de noviembre del 2024



ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Estructura de tabla de maximas demanda 2021-2022.....	79
Tabla 2 Estructura de tabla para cantidad de usuarios 2021-2022.....	79
Tabla 3 Estructura de tabla de resumen de interrupciones 2021-2022	80
Tabla 4 Estructura de tabla para resumen de tiempo de interruciones 2021-2022 ...	80
Tabla 5 Estructura de tabla para % de causa de interrupciones 2021-2022.....	81
Tabla 6 Estructura de tabla de indicador de corriente primario y secundario 2021-2022	82
Tabla 7 Estructura de tabla de indicador de carga de los RCs 2021-2022.....	83
Tabla 8 Tabla de indicador de paramatros de curva de operación.....	84
Tabla 9 Demanda máxima	93
Tabla 10 Cantidad de usuarios	93
Tabla 11 Resumen de cortes registrados en el alimentador 0251	94
Tabla 12 Resumen de tiempo máximo de corte registrado del alimentador 0251	94
Tabla 13 Porcentaje de tipos de interrupciones	95
Tabla 14 Indicador de ajuste de TC	98
Tabla 15 Máximas cargas de los Recloser	98
Tabla 16 Ajustes Actuales para los recloser en fase-fase	100
Tabla 17 Ajustes propuesto para los recloser en fase-fase.....	105
Tabla 18 Ajustes encontrados de sobrecorriente fase a tierra actual	106
Tabla 19 Ajustes propuesto para los recloser en fase-tierra.....	110
Tabla 20 Ajuste propuesto de Reclosers del alimentador 0251 Totorani-Juncal.....	114



ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Tipos de cortocircuito	38
Figura 2 Falla trifásica en la línea	39
Figura 3 Designación de la fase fallada bifásica a tierra	40
Figura 4 Designación de la fase fallada bifásica.....	40
Figura 5 Requerimientos básicos para coordinación de protecciones	45
Figura 6 Zonas de protección.....	48
Figura 7 Protección principal y de respaldo	49
Figura 8 Clasificación de tiempo de relés.....	51
Figura 9 Curvas de los tres tipos de relés en tiempo inverso.....	52
Figura 10 Criterio de salvar cargas	55
Figura 11 Sobrecorriente de tiempo definido con dos umbrales	59
Figura 12 Diagrama unifilar del rele 351R.....	62
Figura 13 Relé de SEL-351 en operación.....	63
Figura 14 Secuencia completa de operación de un reconectador	64
Figura 15 Curva de un reconectador ajustable.....	65
Figura 16 Restaurador trifásico.....	66
Figura 17 Topología del restaurador trifásico.....	67
Figura 18 Restaurador monofásico	68
Figura 19 Topología del restaurador monofásico	69
Figura 20 Ubicación del proyecto.....	75
Figura 21 Área de influencia del proyecto.....	76
Figura 22 Ubicación de la topología de los recloser del alimentador 0251-ELPU	92
Figura 23 Centro de control Bellavista ELPU-2022.....	92



Figura 24	Indicadores de confiabilidad alimentador 0251, 2021	95
Figura 25	Indicadores de confiabilidad alimentador 0251, 2022	96
Figura 26	Flujo de potencia del sistema del alimentador 0251 – ELP 2022- anexo 5	99
Figura 27	Curva de comportamiento ante corrientes en fase-fase actual	100
Figura 28	Curva de coordinación de protección de sobrecorriente 50/51 para los reclosers	105
Figura 29	Curva de comportamiento ante corrientes en fase-tierra actual	107
Figura 30	Curva de comportamiento ante corrientes en fase-tierra propuesto	110
Figura 31	Comportamiento de la oscilografías en RC 67.....	111
Figura 32	Comportamiento de la oscilografías en RC 23.....	112
Figura 33	Comportamiento de la oscilografía en RC 66.	112
Figura 34	Comportamiento de la oscilografía en RC 69	113



ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1 Matriz de consistencia	125
ANEXO 2 Datos del recloser 067 punto de carga maxima	126
ANEXO 3 Registro de usuarios del alimentador 0251	127
ANEXO 4 Parametros de medicion de los Reles	128
ANEXO 5 Diagrama unifilar del estudio	129
ANEXO 6 Registro de interrupciones alimentador en estudio.....	130
ANEXO 7 Diagrama de unifilar alimentador 0251 ELP-2021	138
ANEXO 8 Delcaracion jurada.....	139
ANEXO 9 Autorización para repositorio	139



ACRÓNIMOS

BT:	Baja tensión.
CPE:	Coordinación de protecciones eléctricas.
DIGSILENT:	Digital SIMuLation Electrical Networks.
ELPU:	Electro Puno SAA.
IED:	Dispositivos electrónico-inteligentes.
ISA REP:	Red de Energía del Perú SAA
LP:	Línea principal.
MT:	Media tensión.
SEP:	Sistema eléctrico de potencia.
SET:	Sistema eléctrico de transmisión.
SEL:	Schweitzer Engineering Laboratorie.
RC:	Reconectador (Recloser).
CPE:	Características de un sistema de protección.
TC:	Transformador de corriente.



RESUMEN

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son responsables de generar, transportar y distribuir energía eléctrica a través de una infraestructura que incluye transformadores y líneas de transmisión. La eficacia y estabilidad del suministro eléctrico dependen de la coordinación de los dispositivos de protección, que previenen fallas y daños. En el caso del alimentador 0251 Totorani - Juncal de Electro Puno S.A.A., se registraron 103 interrupciones afectando a 3218 usuarios, con una duración máxima de casi 10 horas. La investigación busca desarrollar una propuesta de coordinación de protección utilizando Reclosers, analizando gráficos y el comportamiento del flujo de potencia. Se determinaron ajustes necesarios para responder a fallas, lo que permitió concluir que hubo una mejora del 22% en la administración de la demanda en 2022. Esto sugiere que la coordinación de protección es viable y puede mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico.

Palabras Clave: Confiabilidad; coordinación de protección; índice de fallas; reclosers; sistema eléctrico de potencia.



ABSTRACT

Electric power systems (EPS) are responsible for generating, transmitting, and distributing electrical energy through infrastructure that includes transformers and transmission lines. The effectiveness and stability of the electrical supply depend on the coordination of protection devices, which prevent failures and damage. In the case of the 0251 Totorani - Juncal feeder of Electro Puno S.A.A., there were 103 interruptions affecting 3,218 users, with a maximum duration of nearly 10 hours. The research aims to develop a proposal for protection coordination using Reclosers, analyzing graphs and the behavior of power flow. Necessary adjustments were determined to respond to failures, leading to the conclusion that there was a 22% improvement in demand management in 2022. This suggests that the protection coordination is feasible and can enhance the reliability of the electrical service.

Keywords: Electrical system failure rate; protection coordination; reclosers; reliability.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La producción, transmisión y distribución de la electricidad tiene que llevarse a cabo de forma continua y segura al menor costo posible, El desarrollo continuo del ámbito tecnológico ha aumentado el rango de consumo de la electricidad para satisfacer las necesidades del cliente.

Las interrupciones constantes en el suministro eléctrico debido a la falta de coordinación adecuada dentro de los Reclosers afectan la confiabilidad del servicio, causando inconvenientes a los consumidores y potenciales pérdidas económicas tanto para los usuarios como para la empresa Electro Puno SAA.

El sistema de protección mal coordinado representa riesgos significativos de seguridad, tanto para el personal de operación y mantenimiento como para los usuarios finales. La posibilidad de sobrecargas no detectadas y fallas no gestionadas adecuadamente puede llevar a situaciones peligrosas. Es por ello que se plantea y se desarrolla fundamentalmente esta interrogante. ¿Cómo influye la coordinación de protección, mediante Reclosers del alimentador 0251 totorani - juncal en 22.9KV de Electro Puno S.A.A? La implementación de una coordinación adecuada de los reclosers en el alimentador 0251 Totorani – Juncal en 22.9kV de la empresa de Electro Puno S.A.A. mejorará significativamente la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico. El objetivo de esta investigación es desarrollar una propuesta de coordinación de protección mediante los Reclosers RC 67, 23, 66, 69, pertenecientes al alimentador 0251 Totorani – Juncal de la empresa Electro Puno S.A.A.



Para llevar a cabo el estudio, se ha estructurado en 4 capítulos. En el CAPÍTULO I, se presenta una descripción breve de la problemática, antecedentes, formulación y justificación del problema, junto con los objetivos general y específicos de la tesis. CAPÍTULO II, Este capítulo presenta una revisión literaria sobre la coordinación del sistema de protección, esencial para entender los principios de los sistemas de protección en la Línea Primaria de 22.9 kV del alimentador 0251. CAPÍTULO III, Este capítulo aborda el diseño de la investigación, el ámbito de estudio y las técnicas de recolección, procesamiento y análisis de datos. CAPÍTULO IV, Este capítulo analiza e interpreta los resultados técnicos, incluyendo la evaluación de la demanda máxima, la situación actual de la línea primaria, propuestas de mejora del servicio eléctrico, modelamiento y simulaciones, cálculos justificativos, planilla de estructuras y un presupuesto referencial del proyecto.

Finalmente, en los CAPÍTULOS V y VI: Se desarrollan las conclusiones y sugerencias del presente trabajo de tesis.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La producción, transmisión y distribución de la electricidad tiene que llevarse a cabo de forma continua y segura al menor costo posible, El desarrollo continuo del ámbito tecnológico ha aumentado el rango de consumo de la electricidad para satisfacer las necesidades del cliente, ha llevado el incremento de la demanda máxima de 1.9MW de la electricidad provocando de esta manera el aumento de la tensión de operación en la líneas de transmisión de red primaria del alimentador 0251 Totorani – Juncal de Electro Puno S.A.A.

La falta de una coordinación adecuada entre los dispositivos de protección (reclosers) puede resultar en interrupciones innecesarias del suministro eléctrico, fallas



en el sistema y daños a los equipos. Una coordinación ineficiente puede llevar a que los reclosers no operen de manera óptima ante sobrecargas o cortocircuitos.

Un sistema de protección mal coordinado puede representar riesgos significativos de seguridad, tanto para el personal de operación y mantenimiento como para los usuarios finales. La posibilidad de sobrecargas no detectadas y fallas no gestionadas adecuadamente puede llevar a situaciones peligrosas.

Las interrupciones constantes en el suministro eléctrico debido a la falta de coordinación adecuada pueden afectar la confiabilidad del servicio, causando inconvenientes a los consumidores y potenciales pérdidas económicas tanto para los usuarios como para la empresa de electricidad

La falta de una coordinación adecuada puede resultar en el incumplimiento de normativas y estándares de la industria eléctrica. Las regulaciones específicas requieren que los sistemas de protección sean efectivos y estén bien coordinados para garantizar la seguridad y la fiabilidad del suministro eléctrico

Los equipos de control y protección son esenciales para garantizar la seguridad y estabilidad del SEP. Los dispositivos de protección previenen daños en el sistema causados por fallas eléctricas, mientras que los equipos de control aseguran que la energía se distribuya de manera efectiva y segura

La falta de coordinación adecuada puede llevar a una respuesta incorrecta o tardía ante eventos de sobrecarga o cortocircuito, resultando en un mayor desgaste y daño de los equipos eléctricos, lo que aumenta los costos de reparación y mantenimiento.

Realizando las prioridades de flujo continuo del servicio eléctrico, es importante la simulación de nuestro sistema de coordinación de protección actual, para ello se



requiere datos actuales de los Recloser que se encuentran en la línea de transmisión de 22.9KV, ingresamos los datos en el programa de simulación de DigSilent Power Factory. Y hacer que disminuya el número de interrupciones, tiempo de interrupción y mejorar los indicadores de calidad de suministro de energía con eficiencia.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. problema general

¿Cómo influye la coordinación de protección, mediante Recloser del alimentador 0251 Totorani-Juncal en 22.9KV de Electro Puno S.A.A.?

1.2.2. problemas específicos

¿Cómo se caracteriza el comportamiento de los indicadores de confiabilidad del alimentador 0251, Totorani–Juncal de la empresa Electro Puno S.A.A. año 2022?

¿Cómo describir y caracterizar los parámetros necesarios para plantear un nuevo sistema de protección del alimentador 0251, Totorani–Juncal de la empresa Electro Puno S.A.A. año 2022?

1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. Objetivo general

Desarrollar una propuesta de coordinación de protección mediante los Reclosers RC 67, 23, 66, 69, pertenecientes al alimentador 0251 Totorani – Juncal de la empresa Electro Puno S.A.A.



1.3.2. Objetivos específicos

Caracterizar el comportamiento de los indicadores de confiabilidad del alimentador 0251, Totorani – Juncal de la empresa Electro Puno S.A.A., año 2022.

Describir y caracterizar los parámetros del sistema de protección del alimentador 0251, Totorani – Juncal de la empresa Electro Puno S.A.A., año 2022.

1.4. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1. Hipótesis general

La implementación de una coordinación adecuada de los Reclosers en el alimentador 0251 Totorani – Juncal en 22.9kV de la empresa Electro Puno S.A.A. mejorará significativamente la coordinación de protección y disminuirá la duración de fallas temporales.

1.4.2. Hipótesis específicas

El análisis del comportamiento de los indicadores de confiabilidad del alimentador 0251 Totorani – Juncal de Electro Puno S.A.A. En 2022 identificará patrones específicos de interrupciones, permitiendo determinar sus principales causas y proponer mejoras efectivas en la coordinación de protección y gestión de fallas.

La descripción y caracterización de los parámetros del sistema de protección del alimentador 0251 Totorani – Juncal de la empresa Electro Puno S.A.A. en el año 2022, permitirá identificar ineficiencias y vulnerabilidades en el sistema de protección, facilitando la implementación de un nuevo sistema de protección que incrementará la confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico.



1.5. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La necesidad de abordar estos problemas es crítica para asegurar un suministro eléctrico confiable, seguro y eficiente. La investigación sobre la coordinación de protección mediante reclosers en el alimentador 0251 Totorani-Juncal de Electro Puno S.A.A., operando a 22.9 kV, es crucial para optimizar la fiabilidad del suministro eléctrico. El recloser actúa como dispositivo clave para detectar y aislar fallas temporales, asegurando que se activen de manera secuencial y selectiva para aislar áreas afectadas sin comprometer la integridad del resto del sistema, minimizando interrupciones y mejorando tiempos de restauración del servicio. Investigar esta coordinación de protección, permitirá identificar mejoras en la respuesta del Recloser en fallas persistentes, optimizando la seguridad operativa y protegiendo los equipos eléctricos. Además, asegurará el cumplimiento de normativas eléctricas y estándares de calidad, contribuyendo a una operación eficiente y sostenible de la red de distribución. Esta investigación es fundamental para avanzar en la ingeniería eléctrica, garantizando sistemas más seguros y eficientes que satisfagan las demandas energéticas de manera confiable y económica.

1.5.1. Justificación teórica

Desde una perspectiva teórica, el estudio aborda la optimización de la coordinación de protección en los reclosers, aplicando conocimientos avanzados en ingeniería eléctrica y sistemas de potencia. La teoría subyacente se basa en la premisa de que ajustes inadecuados en los dispositivos de protección pueden ser la causa principal de las fallas, y mediante simulaciones y análisis detallados, se busca identificar y corregir estas deficiencias. La contribución teórica de este estudio reside en la aplicación práctica de principios fundamentales para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.



1.5.2. Justificación social

A nivel social, el estudio tiene un impacto directo en la calidad de vida de las comunidades vinculadas al alimentador 0251. 3218 usuarios y los 1.9MW de consumo de hora punta. Un suministro de energía más confiable no solo garantiza la continuidad de servicios esenciales, como la iluminación y la calefacción, sino que también respalda actividades cruciales para el desarrollo económico y social. La mejora en la confiabilidad del sistema eléctrico contribuirá a la estabilidad y bienestar de la comunidad, fortaleciendo la resiliencia ante situaciones adversas.

1.5.3. Justificación económica

Desde un punto de vista económico, la implementación de una coordinación de protección eficiente en los Reclosers no solo reduce los costos asociados con interrupciones y reparaciones frecuentes, sino que también mejora la eficiencia operativa de Electro Puno S.A.A. al reducir pérdidas económicas derivadas de la falta de continuidad en el suministro. Además, la optimización del sistema eléctrico puede aumentar la vida útil de los equipos, generando ahorros a largo plazo en términos de mantenimiento y reemplazo de infraestructura.

En conjunto, estas justificaciones respaldan la relevancia y la necesidad imperante de llevar a cabo el estudio propuesto, proporcionando una base sólida para abordar las problemáticas identificadas en el sistema eléctrico y mejorando así la calidad de vida, la eficiencia operativa y el rendimiento económico de Electro Puno S.A.A. y sus usuarios.



CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN

2.1.1. Estudios internacionales

Altamirano (2021) efectuó un estudio sobre un análisis de la confiabilidad de una línea de transmisión compacta, desarrollada con el propósito de suministrar la información esencial para evaluar la confiabilidad de una línea de transmisión compacta, a través de métodos analíticos y normativos. Estos enfoques, en última instancia, permiten identificar parámetros cruciales para el diseño de líneas de transmisión compactas, asegurando que dichos diseños exhiben un rendimiento óptimo en términos de confiabilidad. La conclusión principal destaca que el desempeño de una línea de transmisión está vinculado a diversos parámetros, especialmente aquellos relacionados con su construcción, que destacan como factores de mayor relevancia en el diseño de líneas compactas. Por ende, es esencial realizar varios estudios para elaborar un proyecto o diseño preciso para una línea específica. Asimismo, resulta crucial examinar exhaustivamente el territorio por donde se desplegará la línea, ya que pueden presentarse zonas urbanas densamente pobladas. Ante esta situación, se debe adoptar un enfoque renovado para el diseño y la confiabilidad. Aunque, en casos de seguridad, se prefiera la utilización de líneas subterráneas, es importante tener en cuenta un significativo factor económico en esta elección.

Encala Pihuave & Tonato Gerrero (2023) efectuó un estudio sobre la coordinación de Protecciones en Sistemas Eléctricos de Distribución, mediante el



uso de Relés Sel-751, que tiene como propósito de la creación de un manual de procedimientos de laboratorio se lleva a cabo mediante la coordinación de protecciones en un sistema eléctrico de distribución. Se emplean el equipo de inyección de fallas OMICRON CMC 356 y el dispositivo de protección Relé SEL-751 disponibles en el laboratorio de protecciones de la sede Guayaquil de la Universidad Politécnica Salesiana. El producto final busca minimizar el tiempo de inactividad del sistema y prevenir interrupciones originadas por posibles fallos en el mismo.

2.1.2. Estudios nacionales

Según Fenco (2021) en su Tesis para optar el título profesional de ingeniero en Energía “coordinación de protección de MT 22.9KV para la continuidad del servicio en la red eléctrica del se Pallasca AMT PAL002” En resumen, se logró identificar que los desajustes en los dispositivos de protección estaban causando una falta de selectividad en el sistema de protección del alimentador PAL002. Con esto en mente, se propusieron nuevos ajustes que buscan mejorar tanto la selectividad como la continuidad del suministro eléctrico. A través de simulaciones de flujo de carga y fallas en el circuito, se demostró que la coordinación entre los equipos de protección del PAL002 mejoró notablemente. Este estudio garantiza que, ante una falla o evento anormal, las protecciones actuarán de manera más precisa, reduciendo la cantidad de usuarios afectados por desconexiones. El software Digsilent facilitó el cálculo de las corrientes de carga y cortocircuito de manera rápida y confiable. En la cabecera del alimentador, se determinó una corriente de carga de 121.04 A, y en la salida del Recloser del camino 04, una corriente de 5.69 A. Estos valores fueron fundamentales para ajustar las corrientes de disparo temporizadas según la norma ANSI 51. Por otro



lado, las corrientes de cortocircuito trifásico máximo y mínimo se calcularon como 1038.19 A y 180.29 A respectivamente, mientras que las corrientes monofásicas fueron de 1409.56 A y 112.472 A. También se descubrió que la corriente de cortocircuito monofásica de alta impedancia varió entre 34.21 A y 24.28 A en la salida y el extremo remoto del alimentador. Estos datos permitieron ajustar la corriente de disparo instantánea en los equipos de protección utilizando la función ANSI 50. Finalmente, se determinaron y propusieron ajustes adecuados para cada una de las cuatro rutas del alimentador, garantizando una mejor coordinación y protección.

Según Blas & Quiroz (2020) en su Tesis para optar el título profesional de ingeniero en Energía “Dispositivos y ajustes en el sistema de coordinación de protección del alimentador A4270 de la subestación. La Unión en 22,9KV del sistema eléctrico Huánuco rural 2-electrocentro” concluye que los distintos tipos de configuración de coordinación de protección que sea adecuada a los parámetros principales del alimentador de MT, las fallas encontradas en distintos tipos de escenarios se tomará un valor de la corriente de corto circuito y la corriente de carga, con los datos de las corrientes de fallas se plantea un adecuado ajuste de coordinación de protección y de esta manera mejoraremos un 85% del SEP al despejar las interrupciones del tipo temporal, de esta manera se aísla las interrupciones en ramales de las derivaciones del alimentador.

Portugal (2019) en su Trabajo de tesis “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”, presentado en la Universidad Nacional San Agustín de Arequipa, con el objetivo que se enfoca en el análisis de las causas de las salidas fuera de servicio por descargas atmosféricas



que se produce en una línea eléctrica aérea en 22.9kV ubicada en una zona geográfica con un alto nivel isoceraunico y además proponer medidas de solución técnica y económica aceptables, considerando entre ellas el mejoramiento del sistema de puesta a tierra de estas líneas eléctricas aéreas, además de dispositivos de protección complementarios para la reducción de las salidas fuera de servicio por descargas atmosféricas.

Pérez (2019) en su trabajo sobre el “Mejoramiento del Diseño de Protección Contra Eventos Atmosféricos de una Línea de Transmisión en 10 kV para la Unidad Minera Tambomayo a más de 4500 m.s.n.m.”, Se concluye que es fundamental realizar un análisis preliminar antes de construir líneas de transmisión, especialmente en áreas de alta incidencia de fenómenos atmosféricos, para garantizar un adecuado blindaje de la línea. Inicialmente, la ingeniería carecía de un estudio sobre la frecuencia de eventos atmosféricos, que se demostró necesario para líneas ubicadas por encima de los 4500 metros sobre el nivel del mar. Este estudio sugiere mejoras en el sistema de blindaje de la línea de transmisión Tambomayo, utilizando tanto métodos tradicionales como geométricos. Además, subraya la importancia de verificar el sistema de puesta a tierra, ya que influye directamente en la protección contra sobretensiones durante eventos atmosféricos. El objetivo principal del estudio era reducir la probabilidad de que una descarga atmosférica afectara directamente a los cables conductores del circuito.

Según Barboza (2018) en su Tesis para optar el título profesional de ingeniero electricista “Estudio de coordinación de protección de la red de distribución en 22.9 kV del alimentador AN-05 Andahuaylas-Apurímac” concluye que al finalizar el trayecto se desarrolló la alternativa que fue elegida



donde consiste en ejecutar un nuevo ajuste de la coordinación de protección en el alimentador de Media Tensión AN-05, aumentando dos nuevos tipos de equipos de protección, el Recloser y seccionador de una repetición de tres etapas, en software DIgSILENT PowerFactory 15.1 se realizará la respectiva coordinación de protección y tendremos la verificación de la actuación y simultáneamente se realizará las curvas de coordinación en el SEP.

Huallpa y Apaza (2018) En su trabajo de investigación, cuyo propósito fue analizar la ocurrencia de perturbaciones en la calidad del suministro eléctrico en Urubamba, Ollantaytambo y zonas aledañas debido a fenómenos naturales, En esta investigación, cuyo propósito fue analizar cómo los fenómenos naturales afectan la calidad del suministro eléctrico en Urubamba, Ollantaytambo y áreas cercanas, se descubrió que las líneas ubicadas a mayor altitud están más expuestas a descargas atmosféricas y fuertes vientos, principales causas de las interrupciones. La tesis se centra en cómo estas condiciones afectan la calidad del servicio eléctrico y aborda los ajustes necesarios en la protección para minimizar los impactos. Se evaluaron indicadores clave como SAIDI, SAIFI y CAIDI, con un enfoque especial en mejorar estos aspectos. A través de métodos cuantitativos y descriptivos, se llevó a cabo un análisis detallado que incluyó estudios de casos y simulaciones usando el software DigSilent Power Factory. Se modeló la configuración actual del sistema de protección y se probaron diferentes alternativas para encontrar la que brindara el mejor rendimiento. Esto permitió no solo mejorar la respuesta del sistema ante fallas, sino también reducir el tiempo de interrupciones anuales, logrando un suministro eléctrico más estable y continuo para los usuarios de la zona.



Cueva (2018) en su trabajo de investigación de “Selección y Ubicación de Apartarrayos en Líneas de 22.9 KV, para Altitudes Mayores a 4000 m.s.n.m., en Proyecto Minero San Gabriel”, presentado en la Universidad Nacional San Agustín de Arequipa, cuyas principales conclusiones son: que para la línea en estudio sin cable de guarda los cálculos previos determinaron 0.0388 salidas por año provocadas por eventos atmosféricos, este valor es debido predominantemente por la corta longitud de la línea (1.4 km). el procedimiento para supervisar y fiscalizar el rendimiento de los sistemas de transmisión, bajo la gestión de OSINERGMIN (resolución N° 175-2012-os/cd), establece que para líneas de menos de 100 km y niveles de tensión entre 30 y 75 kv, se permite un máximo de 8 salidas por año. en base a esto, se recomienda no instalar cable de guarda, sino proteger el sistema con apartarrayos de línea. la instalación de estos apartarrayos reduce significativamente la posibilidad de fallas causadas por eventos atmosféricos, estimando solo 0.038 salidas por año, lo que equivale a una cada 26 años según los cálculos. además, al no instalar el cable de guarda, se puede aumentar la altura de los conductores de fase respecto al terreno, lo cual facilita cumplir con las distancias mínimas de seguridad para líneas de transmisión, según el CNE suministros 2011, y ofrece una mayor protección y seguridad al sistema.

2.1.3. Estudios locales

Según Epellico & Tincahuanca (2021) en su Tesis para obtener el título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista “Análisis de la coordinación de protección del servicio eléctrico crucero – Antauta, en 22.9KV del alimentador 9001”, llegan a la conclusión que al realizar el análisis y evaluación de la protección y coordinación en el alimentador 9001, se observa que existe deficiencia en la coordinación de protección, esto debido a que influye también



toda la infraestructura eléctrica, como los equipos o elementos de protección que se tiene en el servicio eléctrico Antauta. De tal manera que del estudio realizado de la salida 9001, nos indica que existe bastante desgaste en los componentes de la línea de media tensión como (estructuras, crucetas, y los sistemas de protección) en el sistema de red de MT se encontró vanos de distintas longitudes donde no cumplen con distancia mínima de seguridad, el sistema sobrepasa de 02 décadas de antigüedad, en el alimentador 9001 se plantea mejorar el tramo Antauta-Ajoyani, de esta manera se recaló la protección del sistema radial diseñando un nuevo sistema radial de distribución de posterías y accesorios, el conductor de sección de 95mm² de diámetro se reemplazará, también se reemplaza un nuevo sistema de puestas a tierra, pararrayos, aisladores y cable guarda. En el transcurso de la evaluación del sistema de coordinación de protección se encontrado deficiente, en la derivación de los seccionadores del tipo CUTOOUT son puntos de falla, no amenos si se reemplaza con un fusible de 12 A como máximo para fallas trifásicas, fallas francas o a tierra, la simulación en el software de nuestra propuesta nos indica que mejora la selectividad, rapidez, sensibilidad y confiabilidad de coordinación de protección, se observa la actuación 50N y 51N para corrientes de falla trifásica y monofásica a tierra alcanzando de esta manera la coordinación protección en los equipos, el Recloser R2-DERMACU se evaluó y se encontró descoordinado con el RC9001 donde el RC9001 actúa antes que el R2-DERMACU. En resultados obtenido de la propuesta más viable es mejorar la red primaria de 22.9KV Tramo Antauta – Ajoyani con conductor de guarda, reemplazo de posterías, crucetas y aisladores, aumentar la sección del conductor a 95 mm², nuevos sistemas de puestas a tierra, descargadores eléctricos y pararrayos. Así se propone la mejora continua del sistema eléctrico de MT.



Según Esteba & Condori (2018) en su Tesis para optar el título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista “Análisis, optimización y evaluación de la coordinación de protección contra descargas de origen atmosférico y fallas a tierra en el alimentador 3003 del servicio eléctrico Ananea.” llegan a la conclusión del estudio, que la optimización y evaluación fue realizada con las detecciones de las interrupciones casuales ocurridas en el alimentador 3003 del servicio eléctrico de Ananea, encontrando de esta manera interrupciones por causas naturales como descargas atmosféricas y por la condición deteriorada de la red primaria en 22.9KV, con el origen de datos y resultados que se obtuvieron, se propone la independización de la línea red primaria del alimentador 3003 con su adecuada coordinación de protección del sistema y de esta manera se tendrá mayor confiabilidad del servicio eléctrico. Al analizar y evaluar el sistema actual nos permitió detectar el estado actual de la red primaria que estaba deteriorada en su totalidad como DMS, puesta a tierra, flechado y entre otros. Dentro de esto nos señala que se debe realizar una mejora continua de la red, de la evaluación y el análisis detallada del sistema se propone la independización del alimentador 3003 una doble terna desde el SET Ananea hasta la ubicación de la derivación y otra terna hacia el CP rinconada con un sistema de coordinación de protección adecuada.

2.2. MARCO TEÓRICO

2.2.1. Línea de transmisión

Las líneas de transmisión, compuestas por conductores paralelos montados en postes o torres que proporcionan el aislamiento necesario, transportan energía



eléctrica a altos voltajes. Su propósito es transferir la energía desde un centro de generación hasta un centro de consumo (Perez Cayo, 2019)

2.2.2. Sistema eléctrico de potencia

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) tiene por finalidad garantizar el suministro regular de energía eléctrica dentro de su área de aplicación, para lo cual debe operar garantizando el abastecimiento al mínimo costo y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; pero, al mismo tiempo, debe cumplir con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente COES (2014)

2.2.3. Sistema radial

Son redes sencillas tanto en su instalación como en las protecciones eléctricas que requiere, ya que son alimentadas desde un solo de sus extremos. Pero tiene como desventaja que si se presenta algún fallo del transformador toda la red quedaría sin electricidad, porque cada carga está unida a través del cable al centro de alimentación (Encala Pihuave & Tonato Gerrero, 2023).

2.2.4. Análisis de flujo de potencia

El análisis de flujos de potencia es una herramienta vital que permite obtener los valores operativos necesarios para el buen funcionamiento de un sistema eléctrico. Es el primer paso para estudios de cortocircuito y para ajustar el sistema de protecciones de manera adecuada. Además, proporciona un diagnóstico claro sobre cómo opera el sistema en condiciones normales. Al iniciar cualquier estudio eléctrico, calcular el flujo de potencia es crucial, ya que revela el estado del sistema mediante variables como las tensiones en barras, las

transferencias de potencia activa y reactiva en líneas y transformadores, el factor de potencia, y el despacho de las centrales eléctricas en un punto específico. Esta herramienta es indispensable para detectar posibles problemas y asegurar el correcto funcionamiento del sistema en su estado estable. (Monsalve Mera, 2020)

El valor de la Impedancia de Carga conectada a la línea se puede modelar con la tensión de operación y la potencia de transmisión. Para la protección de la línea es importante el valor mínimo de esta impedancia que será (COES, 2018)

$$Z_c = \frac{(V_{min})^2}{P_{max}}$$

Donde:

Z_c = Mínima impedancia de carga

V_{min} = Mínima tensión de operación

P_{max} = Máxima potencia de transmisión

2.2.5. Análisis de cortocircuito

El propósito de este cálculo es proporcionar toda la información necesaria sobre los resultados de corriente de cortocircuito en las instalaciones incluidas en el alcance del estudio. Esta información será de gran utilidad como base para revisar los equipos de maniobra, las mallas de puesta a tierra en las subestaciones, y para definir cualquier equipo de protección necesario en futuros proyectos que se quieran integrar al alimentador. Servirá como una guía valiosa para garantizar que todo funcione de manera segura y eficiente en futuras expansiones. Además, los resultados del cortocircuito se utilizarán para verificar la coordinación de protecciones (Monsalve Mera, 2020)



2.2.6. Origen de cortocircuito

Los cortocircuitos pueden originarse de diferente manera:

Por deterioro o perforación del aislamiento: causados por calentamientos excesivos prolongados, ambiente corrosivo o envejecimiento natural.

Por problemas mecánicos: La rotura de conductores o aisladores puede ser causada por la presencia de objetos extraños, animales, o ramas de árboles que entran en contacto con las líneas aéreas, así como por impactos en cables subterráneos. Estos incidentes, aunque a veces inesperados, representan desafíos importantes para la seguridad y continuidad del sistema eléctrico.

- **Por sobretensiones:** provocadas por descargas atmosféricas, maniobras o defectos.
- **Por factores humanos:** maniobras incorrectas, sustitución inadecuada de materiales, etc.
- **Otras causas:** vandalismo, incendios, inundaciones, etc.

2.2.7. Consecuencias de cortocircuito

Los efectos de un cortocircuito varían según el tipo de falla, el tiempo que dure, la parte del sistema afectada, y la intensidad de las corrientes. En general, se pueden considerar algunos de los siguientes efectos (Monsalve Mera, 2020)

2.2.7.1. En el punto de efecto.

La presencia de arcos puede causar deterioro de los aislantes, fusión de los conductores, principio de incendio y riesgo para las personas.



- Para el circuito o equipo defectuoso:
- Esfuerzos electrodinámicos, con deformación de los juegos de barras.
- Desalambramiento de los cables.
- Rotura de aisladores.
- Averías en bobinados de transformadores o máquinas eléctricas rotativas.

Los cortocircuitos pueden generar esfuerzos térmicos que provocan sobrecalentamientos, lo que pone en riesgo el deterioro de los aislantes. Además, el resto de la instalación sufre una caída de tensión mientras se elimina la falla, lo que puede llevar a la desconexión de una parte del sistema y causar interferencias en los circuitos de control y comunicaciones. En general, los cortocircuitos generan tanto efectos térmicos como electrodinámicos que afectan la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico. (Monsalve Mera, 2020)

2.2.8. Resistencia de falla

Al producirse una falla no siempre se tiene un cortocircuito franco, sino que el fenómeno se suele presentar con una resistencia de falla que tiene los siguientes componentes. La resistencia del arco producido por una falla resulta de una corriente que atraviesa el aire, formando un puente eléctrico cuya longitud depende de la distancia del aislamiento. La Resistencia de Puesta a Tierra del punto donde se produce la falla, la cual corresponde al camino de retorno por tierra

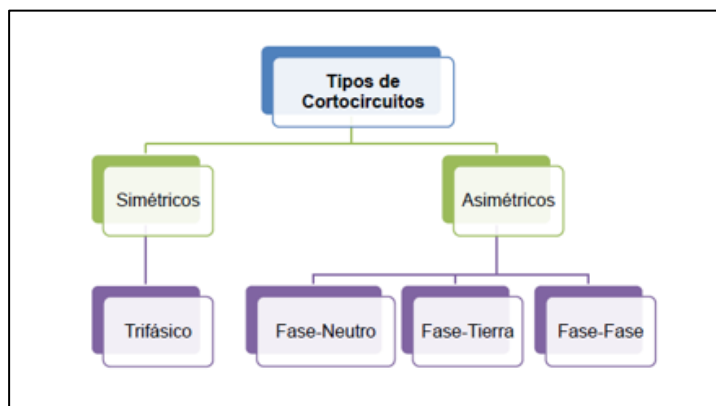
hasta la fuente Si la falla corresponde a un cortocircuito en tres dos fases (Huallpa Pacompia & Saavedra Apaza, 2018)

2.2.9. Tipos de fallas de cortocircuitos

Un cortocircuito se caracteriza por una disminución repentina de la impedancia en un circuito específico, lo que provoca un aumento en la corriente. En los sistemas eléctricos, pueden ocurrir diferentes tipos de fallos, que incluyen (COES, 2014)

Figura 1

Tipos de cortocircuito



Nota: Elaboración propia.

Cada una de estas fallas genera una corriente con características y amplitudes particulares. Se les denomina fallas asimétricas porque, tras la falla, las corrientes presentan magnitudes distintas y no están desfasadas en 120 grados. Para analizar estas corrientes, se utiliza comúnmente el método de componentes simétricos, una herramienta esencial para estudiar sistemas que están desequilibrados. En términos generales, la falla trifásica es la que ejerce la presión más intensa sobre los componentes del sistema, lo que lleva a que los estudios de cortocircuitos se centren especialmente en este tipo de fallas. A continuación, se

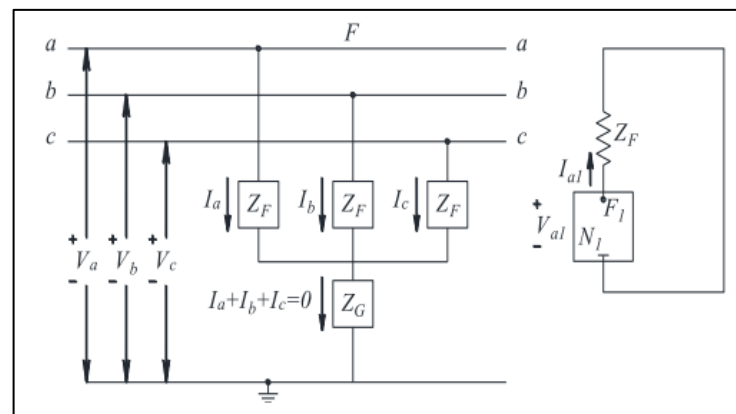
mostrarán los porcentajes promedio de ocurrencia de cada tipo de falla en el sistema. (Monsalve Mera, 2020)

2.2.9.1. Fallas trifásicas

La disposición de las redes de secuencia y las corrientes de secuencia se ilustran en la figura. Es evidente que las corrientes de secuencia negativa y cero no están presentes debido al tipo de falla, lo que indica que la situación es completamente equilibrada. Esto significa que no hay corriente a través de la impedancia de tierra y esto no diferencia si Z_G es 0 o infinito (Aguilar Fernandez, 2021)

Figura 2

Falla trifásica en la línea



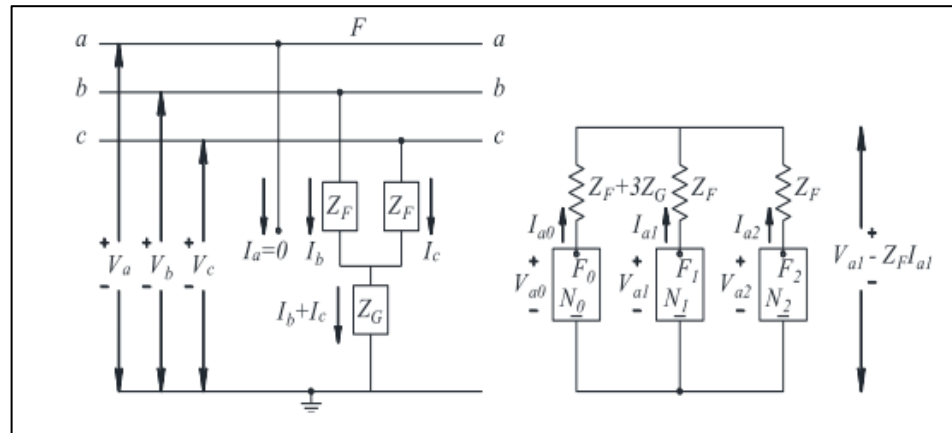
Nota: (Aguilar Fernandez, 2021).

2.2.9.2. Fallas bifásicas

La designación de la fase fallada y la conexión de redes de secuencia de la falla bifásica a tierra se muestran en la figura donde se nota que la secuencia de redes es conectada en paralelo, el constante “a” es el operador rotacional (Aguilar Fernandez, 2021)

Figura 3

Designación de la fase fallada bifásica a tierra



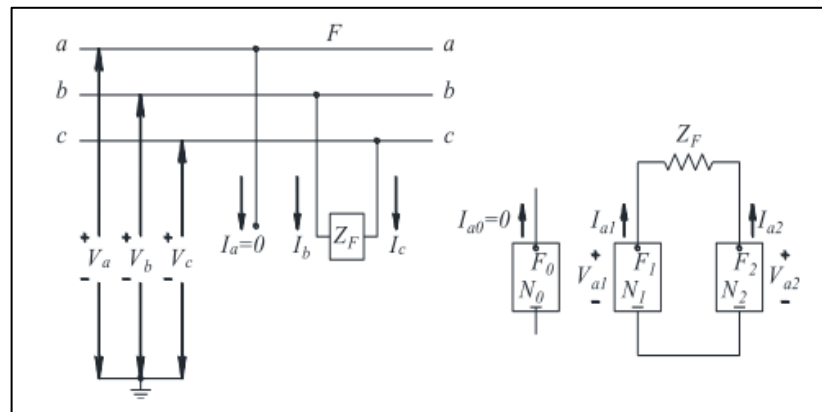
Nota: (Aguilar Fernandez, 2021).

2.2.9.3. Fallas monofásicas

(Aguilar Fernández, 2021) indica que la designación de fase fallada y conexión de red de secuencias para la falla entre líneas son mostradas en la figura usualmente las impedancias de secuencia positiva y negativa se consideran de igual impedancia. La corriente de secuencia cero no fluye para la falla de línea a línea desde ahí no hay camino a tierra.

Figura 4

Designación de la fase fallada bifásica



Nota: (Aguilar Fernandez, 2021).



2.2.9.4. fallas transitorias

Son aquellas que pueden ser despejadas antes de causar daños graves, ya sea porque se despejan automáticamente o porque los dispositivos de despeje de fallas actúan rápidamente para prevenir daños.

Ejemplos incluyen:

Arcos en la superficie de los aisladores iniciados por descargas atmosféricas o balanceo de conductores.

Contactos momentáneos de ramas de árboles con los conductores
La mayoría de las fallas en líneas aéreas son de carácter temporal porque se autodespejan o porque actúan las protecciones de sobrecorriente; sin embargo, pueden volverse permanentes si es que no se despejan rápidamente (Monsalve Mera, 2020)

2.2.9.5. fallas permanentes

Las fallas permanentes son las que persisten a pesar de la velocidad a la cual el circuito es desenergizado o el número de veces que el circuito es desenergizado. Ejemplo:

Cuando dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo entran en contacto, ya sea por la rotura de conductores, crucetas o postes, se pueden generar arcos entre las fases que provocan fallas permanentes, así como también la intervención de ramas de árboles sobre la línea. En los sistemas subterráneos, la mayoría de las fallas tienden a ser permanentes, ya que, a pesar de la rapidez con la que se desconecta el sistema, esta acción no logra restaurar la integridad del aislamiento del



equipo afectado (como cables, interruptores, transformadores u otros) al nivel necesario para soportar el voltaje normal de 60 Hz. El aislamiento del cable falla por sobretensiones y roturas mecánicas, los mismos que son ejemplos de fallas permanentes en sistemas subterráneos (Monsalve Mera, 2020)

2.2.9.6. Sobretensiones

Las sobretensiones son aumentos temporales en la tensión de un circuito eléctrico que superan el valor nominal. Estas pueden causar graves problemas a los equipos conectados, como envejecimiento prematuro, incendios o incluso destrucción (Cueva Arisaca, 2018)

2.2.9.7. Protección de redes de distribución

El problema actual referente a protección de los sistemas eléctricos de distribución sigue alcanzando una gran importancia por el crecimiento continuo de nuevas redes eléctricas, y a su vez la exigencia de un nuevo suministro de energía a los usuarios brindando una calidad del servicio de energía eléctrica cada vez mejor. Las redes de distribución son catalogadas por su tensión normal si es mayor de 1 kV y menor igual a 33 kV. Ahora bien, para realizar una operación correcta de la protección y mantenimiento de la misma, mencionamos las partes que se deben tener en cuenta (Monsalve Mera, 2020)

2.2.9.8. Ramal principal.

Conocida como línea troncal, estas son conocidas así porque la línea parte de una subestación y a su vez están totalmente protegidas por



un reconectador, por lo cual se compone por un eje eléctrico de la zona geográfica que abarca la línea de distribución (Monsalve Mera, 2020)

2.2.9.9. Ramal secundario.

Son líneas que se desprenden del ramal o troncal de la línea 22,9KV, también conocida como derivación y cuenta con un elemento adicional de protección como: reconectador de línea, fusibles tipo expulsión y seccionalizadores (Monsalve Mera, 2020)

2.2.9.10. Racimos

Son líneas de un ramal secundario que a la vez desprenden otras líneas que están instaladas en agrupaciones por transformadores monofásicos de distribución (Monsalve Mera, 2020)

2.2.10. Objetivos y principios de coordinación

La Coordinación de Protección busca cuidar los equipos con todo el esfuerzo posible, minimizando los daños y garantizando que las interrupciones de energía sean cortas y afecten lo menos posible. El objetivo es que cualquier falla sea controlada rápidamente, para que el sistema vuelva a funcionar lo más pronto posible. Para lograr esto, se siguen principios básicos que guían la protección de sobrecorriente, asegurando que todo funcione de manera eficiente y confiable. (Monsalve Mera, 2020)

2.2.10.1. Rapidez

La coordinación debe ser tan ágil que podamos desconectar el equipo o la parte afectada con el mínimo daño posible, asegurando que



permanezca sin suministro eléctrico el menor tiempo posible. (COES, 2018)

2.2.10.2.Selectividad

El sistema de protección debe ser diseñado para que, en caso de una falla, solo intervenga la protección específica del equipo o sección afectada, evitando que otras protecciones se activen innecesariamente. Además, el sistema debe tener la capacidad de responder ante fallas menores, lo que ayuda a reducir los daños al sistema eléctrico y a los equipos conectados. COES (2018)

2.2.10.3.Simplicidad

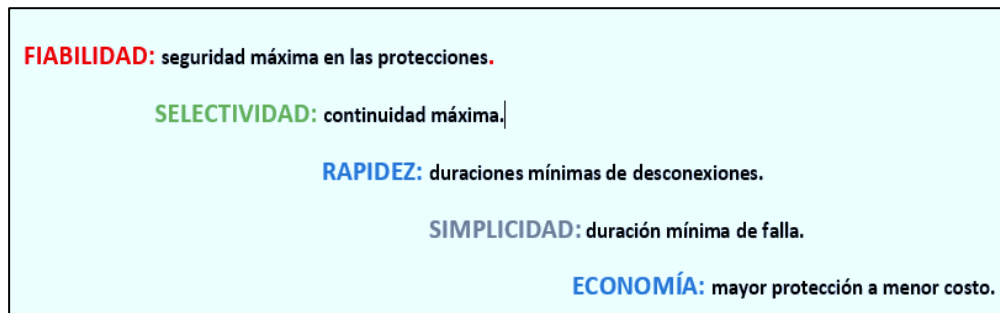
Los distintos esquemas de protección deben ser fáciles de entender, tanto para su diseño y mantenimiento como para identificar daños en caso de que se produzcan fallas. COES (2018)

2.2.10.4.Economía

El precio de un sistema de protección es menos relevante en comparación con el costo de otros equipos de la instalación. Sin embargo, esto no significa que no sea importante. Es esencial elegir un equipo de una marca reconocida, cuyos proveedores ofrezcan un respaldo confiable y repuestos a precios razonables. COES (2018).

Figura 5

Requerimientos básicos para coordinación de protecciones



Nota: Elaboración propia.

2.2.11. Tipos de coordinación de protección

La coordinación de sobrecorriente implica el uso organizado de dispositivos de protección que reaccionan a las corrientes en el sistema eléctrico. Cuando ocurre una falla o una sobrecarga, estos dispositivos se activan para desconectar solo la menor cantidad posible de equipos. El principal objetivo es proteger al personal de los efectos de estas fallas, minimizar el daño a los equipos eléctricos y reducir los costos asociados con las interrupciones del servicio. Las características que se deben considerar durante el diseño y coordinación de las protecciones que definen un diseño eficiente del esquema de protecciones de cada sistema eléctrico es: Confiabilidad, rapidez, economía, simplicidad y selectividad (Monsalve Mera, 2020).

2.2.11.1. Coordinación fusible a fusible

Es fundamental coordinar correctamente los fusibles cuando se utilizan en serie. La cantidad máxima de fusibles de seccionamiento que se puede usar en serie varía entre diferentes compañías, oscilando entre uno y seis. Si los fusibles están bien coordinados, cualquier falla en un circuito radial hará que el fusible más cercano al problema se funda,



aislando así la sección afectada y protegiendo el resto del sistema. Ninguno de los fusibles más próximos a la subestación deberá fundirse o empezar a fundirse si los fusibles se han escogido correctamente (Fenco Custodio, 2021)

2.2.11.2.Coordinación de reconectador a fusible

Por coordinación de protecciones se entiende que: actué el elemento de protección más cercana a la falla antes que se produzcan daños a las instalaciones, aislando un bloque de carga necesario sin afectar la continuidad del fluido eléctrico al resto de la red que se encuentra normal. La coordinación entre el reconectador de cabecera y los fusibles tiene como objetivo que, en caso de una falla permanente en el ramal secundario, el fusible correspondiente se encargue de desconectar la sección afectada. Por otro lado, si la falla es temporal, será el reconectador de cabecera el que la libere. A continuación, se ejemplifica esta situación siendo conveniente tener presente el funcionamiento de fusibles y de reconectador descrito anteriormente (Fenco Custodio, 2021)

2.2.11.3.Coordinación de reconectador a reconectador

Este tipo de coordinación existe en los sistemas de distribución cuando se presentan las siguientes situaciones:

- Cuando se tienen 2 reconectores trifásicos.
- Cuando se tienen 2 reconectores monofásicos.



- Cuando se tiene 1 reconectador trifásico en la subestación y un reconectador monofásico sobre una de las ramas de un alimentador dado.

La coordinación entre dos dispositivos depende del tipo de restaurador utilizado. En el caso de los restauradores de control hidráulico, la separación entre las curvas de operación es clave. Para los restauradores pequeños, si la separación es menor de 2 ciclos, ambos pueden operar al mismo tiempo. Con separaciones de entre 2 y 12 ciclos, también puede haber operación simultánea. Si la separación es mayor a 12 ciclos, el restaurador de respaldo actuará de manera selectiva. Para los restauradores de mayor capacidad, si la separación es menor de 2 ciclos, no habrá selectividad y ambos funcionarán juntos. Sin embargo, si la separación supera los 8 ciclos, se garantiza una operación selectiva. (Monsalve Mera, 2020)

2.2.11.4. Coordinación de relevador – reconectador

Este tipo de bloque es muy común en alimentadores de distribución, de lo que se trata es asegurar que el reconectador opere antes que el relevador, para lo cual es necesario que las curvas características de operación del relevador estén por encima de las curvas del reconectador seleccionado, tomando en cuenta el rango de operación o coordinación entre ambos dispositivos (Monsalve Mera, 2020)

2.2.12. Criterios y ajustes de protecciones

Para el Análisis de Selectividad de protecciones de sobrecorriente en las redes de distribución primaria usaremos los siguientes criterios.

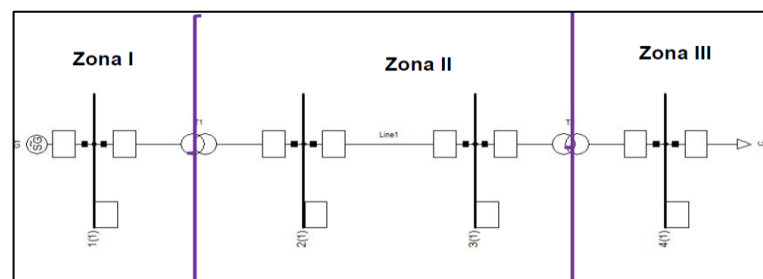
Tal como se ha mencionado, el ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, para lo cual se debe considerar todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes. En tal sentido se debe considerar particularmente las corrientes de conexión de equipos o instalaciones como son: la corriente de inserción de los transformadores, la corriente de carga de las líneas de transmisión y las corrientes de arranque de los grandes motores (COES, 2018)

2.2.12.1. Zona de protección

Se divide el SEP en tres zonas, cada zona tiene los equipos de protecciones apropiados y de esta manera si al presentarse una falla actuara y aislara de manera zonal el sistema eléctrico de potencia, generando un aislamiento de zonas aguas abajo donde ocurrió una falla. (COES, 2018)

Figura 6

Zonas de protección



Nota: Elaboración propia.

2.2.12.2. Protección principal y de respaldo

El sistema de protección principal y el sistema de protección de respaldo son dos tipos de protección eléctrica que se utilizan en los sistemas eléctricos de potencia.

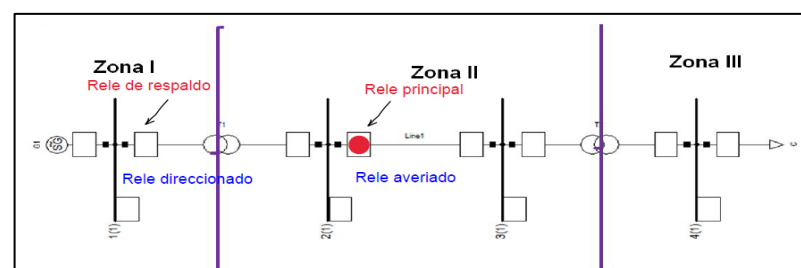
La protección principal es el primer nivel de protección que se activa en caso de una falla eléctrica. Su objetivo es detectar y corregir rápidamente las fallas para evitar daños en el equipo y garantizar la continuidad del suministro de electricidad. La protección principal se activa inmediatamente en caso de falla y su tiempo de operación es breve, generalmente menos de un ciclo de red (1/60 segundos) (COES, 2018)

La protección de respaldo es el segundo nivel de protección que se activa cuando el sistema de protección principal no pueda manejar la falla. Su objetivo es detectar y corregir las fallas que no pueden ser manejadas por la protección principal y minimizar los daños en el equipo y en el suministro de electricidad. La protección de respaldo tiene un tiempo de operación más largo que la protección principal, generalmente entre unos pocos ciclos de red y unos pocos segundos (COES, 2018)

La combinación de protección principal y de respaldo ayuda a garantizar que las fallas eléctricas sean detectadas y corregidas lo antes posible, lo que ayuda a minimizar los daños en el equipo y en el suministro de electricidad (COES, 2018).

Figura 7

Protección principal y de respaldo



Nota:

Fuente: Elaboración propia.



2.2.13. Protección de sobrecorriente

Las protecciones de sobrecorriente son las más sencillas, ya que comparan la corriente de entrada con un valor de referencia que se establece según las condiciones del lugar donde se instala el relé. Si la corriente de entrada excede este valor, la protección se activa. Es necesario reajustar estas protecciones si hay cambios en la configuración del sistema, y solo deben emplearse si la corriente máxima de carga en condiciones normales es inferior a la mínima corriente de falla. (Ing. Margil S. Ramirez Anis, 2005)

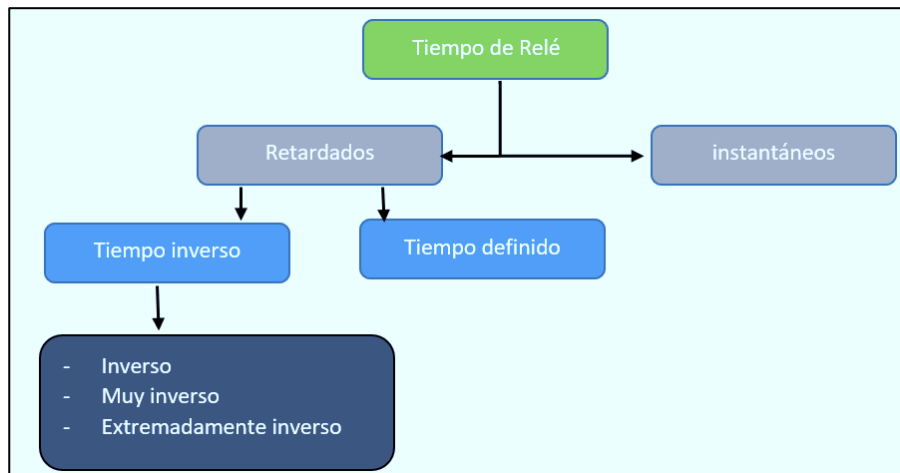
2.2.14. Relés de sobrecorriente

Este dispositivo de protección es uno de los más simples y muy altamente utilizado, especialmente en alimentadores radiales de distribución (10 a 25 KV) y transformadores de poca potencia hasta 4 MVA. Se usa como protección de respaldo en equipos más importantes dentro de un sistema eléctrico de potencia, como generadores, transformadores de gran potencia, líneas de media tensión. (Monsalve Mera, 2020)

“Opera cuando por él circula una corriente mayor o igual a la corriente de ajuste. El valor de ajuste es la corriente de arranque del relé, también conocida como “la corriente pick-up” (Ipu)”.(Fenco Custodio, 2021)

Figura 8

Clasificación de tiempo de relés



Fuente: Elaboración propia.

2.2.14.1. Protección de sobrecorriente instantáneo

Los relés de unidades aisladas, son pocos usados en los sistemas eléctricos de potencia, normalmente se utilizan en conjunto con otras protecciones, con el propósito de combinar sus características. Se construyen del tipo de armadura succionada, armadura atraída y copa de inducción. El torque de estos elementos responde a una expresión del tipo KI, sus tiempos de operación son del orden de los 10 a los 60 milisegundos. (Fenco Custodio, 2021)

2.2.14.2. Protecciones de sobrecorriente de tiempo definido

Este tipo de relé puede aplicarse donde no hay necesidad de coordinar con otros dispositivos, y donde la corriente de cortocircuito no varía para condiciones de generación máxima y mínima ni para ubicaciones locales y remotas de la falla. En este caso el tiempo de

operación del relé no cambia con la magnitud de la corriente de falla.

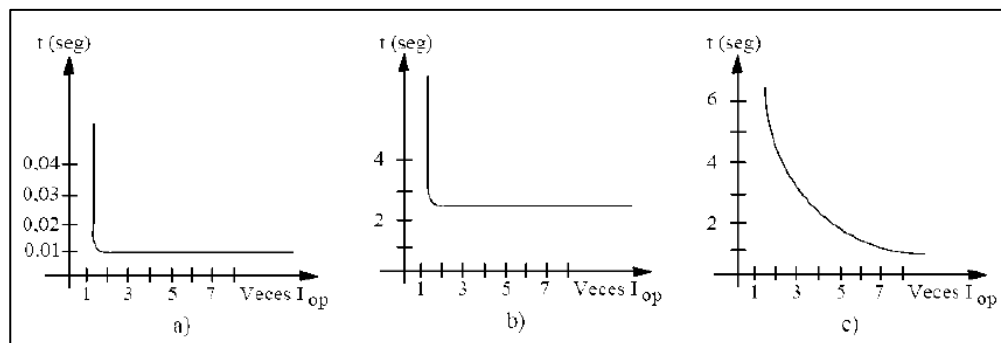
(Fenco Custodio, 2021)

2.2.15. Protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso

La característica principal de este tipo de relés es que, a medida que aumenta la corriente aplicada, el tiempo de operación disminuye. En el caso de los relés electromecánicos, su funcionamiento se basa en un sistema de disco e inducción, que puede ser del tipo de espera en cortocircuito o wattmétrica. A continuación, se presentan las curvas de los tres tipos de relés (Fenco Custodio, 2021).

Figura 9

Curvas de los tres tipos de relés en tiempo inverso



Nota: (Fenco Custodio, 2021).

Los relés de tiempo inverso se pueden clasificar en diferentes categorías según la forma de su curva característica:

2.2.15.1. Tiempo moderadamente inverso

Su aplicación para circuitos es mínima y solamente se usa como protección de respaldo de bancos de transformación, aun cuando se prefiere la curva es común. En este caso el tiempo de operación del relé es



inversamente proporcional a la magnitud de la corriente (Monsalve Mera, 2020)

2.2.15.2. Tiempo inverso

Se usan donde hay grandes variaciones en la corriente de falla por cambios en la generación o conexión y desconexión de líneas. Al igual que el caso anterior, el tiempo de operación del relé es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente (Monsalve Mera, 2020)

2.2.15.3. Tiempo muy inverso

Estos relés pueden usarse para coordinar con fusibles y son ideales en situaciones donde las corrientes de falla varían poco y se necesita un tiempo de respuesta rápido ante fallas cercanas. Además, en estos casos, el tiempo de operación del relé disminuye a medida que aumenta la corriente. (Monsalve Mera, 2020)

2.2.15.4. Tiempo extremadamente inverso

Es el que mejor coordina con fusibles y reconectores del mismo circuito.

2.2.16. Procedimiento de cálculo de cortocircuito

2.2.16.1. Sobrecorriente entre fases en (ANSI50/51)

Los relés de sobrecorriente de fases se instalan en las salidas de las subestaciones y actúan como respaldo para las protecciones que se encuentran aguas abajo, como reconectores y fusibles, por lo que deben coordinarse con ellos. Para calcular la corriente de arranque de la

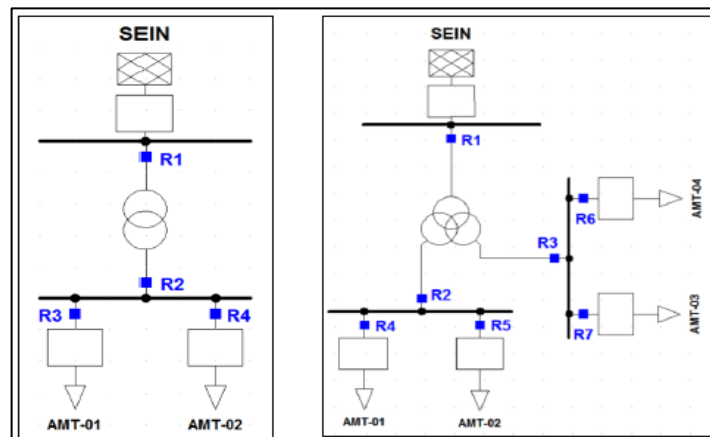


protección de fase, se considera la carga que alimenta más una sobrecarga adicional del 30 al 60% de la corriente máxima demandada. En el caso de alimentadores en zonas urbanas, donde es común trasladar cargas por mantenimiento o fallas, se recomienda fijar el umbral de arranque a la potencia nominal del alimentador. Para celdas de llegada, el cálculo se basa en la potencia del transformador protegido más un 20 a 30% de sobrecarga. Los tiempos de ajuste y las curvas características dependen de las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas, el modelo de carga y los dispositivos de protección aguas arriba, por lo que no se puede dar una recomendación general en este aspecto. La coordinación entre los diferentes relés de protección de sobrecorriente se logra definiendo sus ajustes de corriente y tiempo para obtener la mejor selectividad posible. Para establecer estos ajustes, se verificaron las condiciones más desfavorables, que incluyen corrientes de falla máxima, considerando un cortocircuito trifásico en la máxima demanda del sistema y un cortocircuito bifásico en el extremo más alejado del alimentador con una impedancia de contacto de 20 ohmios. A partir de la simulación de estos eventos, se determinó el tipo de curva y el tiempo de arranque de las funciones de protección. Los ajustes se revisaron para asegurarse de que no se activaran con la corriente de carga normal ni con la corriente de arranque de los alimentadores. Se utilizan curvas de tiempo inverso (extremadamente o muy inversa) para los ajustes de sobrecorriente de fases, ya que son compatibles con los fusibles tipo K en las redes de distribución. El intervalo de tiempo de coordinación entre dispositivos de protección es aproximadamente de 200 ms; sin embargo, para equipos de

la misma marca y modelo, la experiencia indica que este margen se puede reducir a 150 ms. Esto se aplica a equipos de protección ubicados en ambos lados de un transformador de dos devanados, como se muestra en la figura (COES, 2018)

Figura 10

Criterio de salvar cargas



Nota: (COES, 2018)

Adoptando el criterio de salvar carga se aceptará ajustes similares en el lado de baja y alta del transformador.

Los niveles rápidos o instantáneos se aplicarán a fin de privilegiar la velocidad y evitar tiempos de exposición a fallas de larga duración, a fin de prever corrientes de energización el ajuste deberá ser temporizado al menos a un ciclo (COES, 2018)

2.2.16.2. Sobrecorriente a tierra en (ANSI 50N/51N)

Los siguientes criterios son aplicados a sistemas con sólidamente aterrados y los de aterramiento a través de zigzag. La corriente de arranque de la protección a tierra se calcula a partir de simulaciones de conductores que caen a tierra desde el lado de la fuente, sumando una resistencia de



falla de alta impedancia (400 ohmios para redes de distribución de 10 a 33 kV). Luego, se aplica un factor de seguridad de entre 60 y 80% a esta corriente de falla de alta impedancia. Para lograr la mejor selectividad posible, se ha coordinado la configuración de los diferentes relés de protección de sobrecorriente, ajustando tanto la corriente como el tiempo. Para los ajustes mencionados, se siguió la siguiente metodología (COES, 2018)

Todos los ajustes se han verificado, para la condición más desfavorable, que corresponde a las corrientes de falla máxima. Se han simulado fallas a tierra en distintos puntos de la red analizada. Cuando las fallas ocurren en áreas relativamente alejadas del relé de protección, las corrientes resultantes son generalmente pequeñas. Los escenarios más críticos se dan en los extremos más lejanos, donde se considera una impedancia de contacto de 400 ohmios. A partir de los valores obtenidos en estas simulaciones, se determina el tipo de curva y la corriente de arranque necesaria para la protección a tierra. Para el ajuste de sobrecorriente de tierra se emplea en lo posible curvas de tiempo inverso (Extremadamente o Muy Inversa) debido a que tienen afinidad para coordinar con fusibles tipo K ubicados en las redes de distribución (COES, 2018)

El intervalo de tiempo de coordinación entre dispositivos de protección es aproximadamente de 200 ms, pero para equipos de la misma marca e igual modelo por experiencia basada en pruebas efectuadas este margen se puede recortar hasta los 150 ms.

Se utilizarán niveles rápidos o instantáneos para priorizar la velocidad y minimizar el tiempo de exposición a fallas prolongadas. En el caso de fallas a tierra, se podrán realizar disparos instantáneos sin temporizaciones.

2.2.17. Ajustes de las coordinaciones de protección

2.2.17.1. Función 50/51 – 50N/51N

La protección de corriente monitorea constantemente la corriente de cada fase para detectar Sobrecorrientes que pueden ocurrir durante un cortocircuito. El tiempo de respuesta de esta protección depende del valor de la corriente y puede ser ajustado según sea necesario. (COES, 2018)

- De tiempo definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51)
- De tiempo inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por la siguiente expresión:

$$t_{op} = \left(\frac{A}{\left(\frac{I_{OP}}{I_S}\right)^B - C} + D \right) \cdot TMS$$

Donde:

t_{op} = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

I_{OP} = Corriente que mide el Relé (variable independiente)



A = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

B = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

C = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

D = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

I_s = Corriente de Arranque del Relé

TMS = Dial o Constante de ajuste del Relé

2.2.17.2. Función (51)

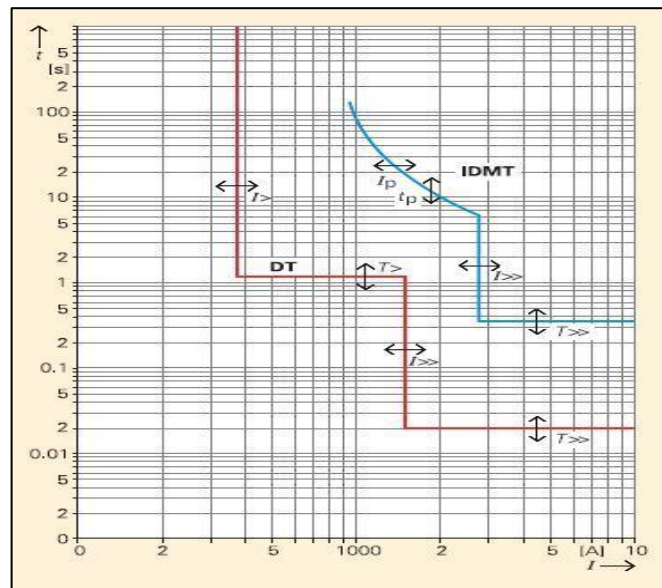
La corriente de arranque del relé (I_s) es el umbral que determina cuándo comienza a funcionar el relé. Por otro lado, el dial o la constante de ajuste del relé (TMS) es el parámetro que se utiliza para establecer los tiempos de operación según la curva característica del relé.

2.2.17.3. Función (50)

A pesar de que se trata de una función instantánea por definición (ANSI 50), es posible definir una temporización de su actuación cuando resulte conveniente. En la figura se muestran los ajustes del relé de sobrecorriente de tiempo inverso (51) combinado con la función instantánea (50) en comparación con un relé de sobrecorriente de tiempo definido con dos umbrales de operación (50/51) (COES, 2018)

Figura 11

Sobrecorriente de tiempo definido con dos umbrales



Nota: (Monsalve Mera, 2020)

2.2.17.4. Normativa aplicable

2.2.17.5. Normativa IEC

La normativa IEC (International Electrotechnical Commission) establece estándares internacionales para todos los aspectos de la tecnología eléctrica, electrónica y electromecánica. Estos estándares son fundamentales para garantizar la seguridad, eficiencia y interoperabilidad de equipos y sistemas eléctricos. A continuación, se describen algunas normativas IEC relevantes para la protección de sistemas eléctricos y transformadores de corriente.



2.2.17.6. IEC 60255 - Relés de Protección

La serie IEC 60255 cubre los requisitos generales y específicos para los relés de protección, incluyendo su funcionamiento, características de rendimiento y ensayos.

- **IEC 60255-1:** Requisitos generales.
- **IEC 60255-27:** Requisitos de seguridad para los relés de protección.
- **IEC 60255-151:** Requisitos funcionales para relés de sobrecorriente.

Para un sistema eléctrico que requiere la protección mediante relés de sobrecorriente y transformadores de corriente, se podrían seguir los siguientes pasos según las normativas IEC:

Selección de Relés de Protección:

- Seleccionar relés de sobrecorriente conforme a **IEC 60255-151**.
- Asegurarse de que cumplen con los requisitos de seguridad según **IEC 60255-27**.

Configuración de Transformadores de Corriente:

- Seleccionar transformadores de corriente adecuados según **IEC 60044-1**.
- Asegurarse de que la relación de transformación y las características de precisión sean adecuadas para la aplicación.



Configuración de la Comunicación:

- Implementar la comunicación entre los dispositivos de protección y control conforme a **IEC 61850**.

2.2.18. Dispositivos de protección para Sobrecorrientes

La característica distintiva de los equipos de protección por sobrecorriente es que detectan fallas al medir una corriente varias veces superior a la corriente normal de la línea. Además, tienen una característica de retardo de tiempo basada en la magnitud de la corriente de falla, conocida como característica de tiempo inverso. Esta característica es útil en sistemas de distribución porque permite coordinar equipos de protección por sobrecorriente en cascada. (Monsalve Mera, 2020)

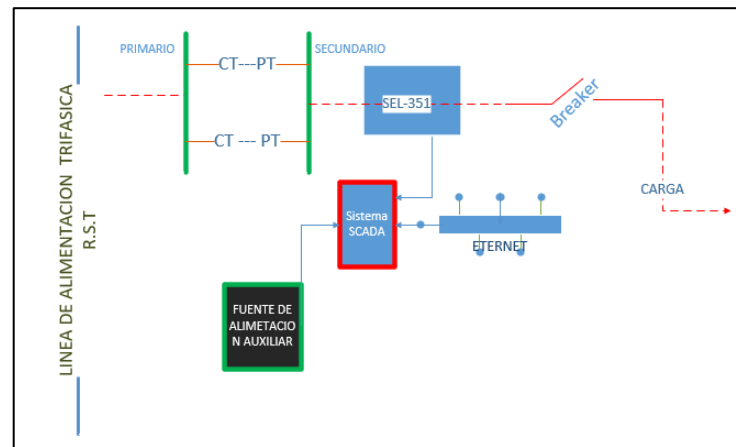
2.2.19. Reconectador automático

2.2.19.1. Relé de protección SEL – 351R

El relé SEL-351 es un dispositivo avanzado de protección, control y automatización utilizado principalmente en sistemas de distribución y transmisión de energía eléctrica. Es fabricado por Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) y ofrece una variedad de funciones de protección para garantizar la seguridad y la fiabilidad del sistema eléctrico (SEL, 2014)

Figura 12

Diagrama unifilar del rele 351R



Nota: Elaboración propia

Para una configuración más detallada y específica orientada se describe un diagrama unifilar que involucra varios componentes típicos de un sistema de protección eléctrica utilizando un relé SEL-351. (SEL, 2014)

Diagrama Unifilar para Relé SEL-351 Componentes Principales

- **Líneas de Alimentación (R, S, Í):** Sistema trifásico.
- **Transformadores de Corriente (CT):** Para medición de corriente en cada fase.
- **Transformadores de Potencial (PT):** Para medición de voltaje en cada fase.
- **Relé SEL-351:** Para protección, control y monitoreo.
- **Interruptores Automáticos (Breakers):** Para abrir o cerrar circuitos.
- **Sistema SCADA:** Para supervisión y control remoto.

- **Fuente de Alimentación Auxiliar:** Para alimentar el relé y otros dispositivos de control.
- **Módulos de Comunicación:** Para la interfaz con sistemas SCADA y otros dispositivos.

Figura 13

Relé de SEL-351 en operación



Nota: Elaboración propia

2.2.20. Recloser o reconectador

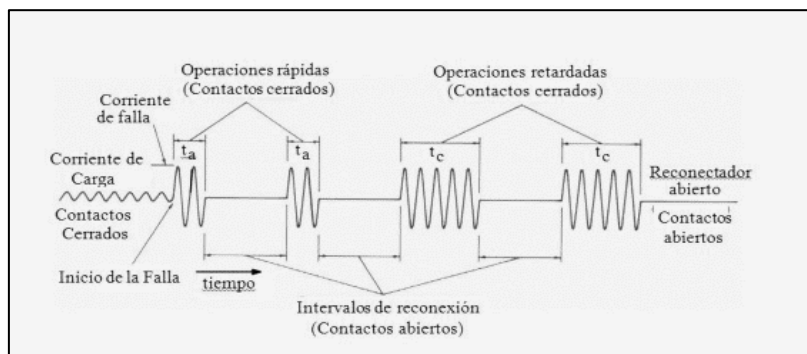
En los sistemas de distribución aérea, la mayoría de las fallas son temporales y pueden durar desde unos pocos ciclos hasta varios segundos. Estas fallas suelen ocurrir por contacto de líneas movidas por el viento, ramas de árboles que tocan líneas energizadas, descargas de rayos sobre aisladores, o por aves y pequeños animales que causan cortocircuitos. Aunque son transitorias, pueden activar fusibles e interruptores automáticos, lo que provoca retrasos en la restauración del servicio, especialmente en áreas rurales, donde es necesario desplazarse al lugar para reemplazar el fusible o reiniciar el interruptor. Por eso, es crucial contar con un dispositivo de protección que desconecte rápidamente antes de que estos elementos se activen y que, además, pueda reconectar el sistema

automáticamente. Este dispositivo es el reconectador automático. (Monsalve Mera, 2020)

La tarea principal de un reconectador es distinguir entre fallas temporales y permanentes. Para fallas temporales, permite que se resuelvan por sí solas a través de reconexiones sucesivas. Si la falla es permanente, la despeja el elemento de protección correspondiente aguas abajo. Los reconectadores tienen diversas curvas de tiempo inverso, que permiten elegir la adecuada para cada caso de coordinación: las curvas "lentas" para selectividad y otras curvas para proteger equipos fusibles en caso de fallas temporales "rápidas"(Monsalve Mera, 2020)

Figura 14

Secuencia completa de operación de un reconectador



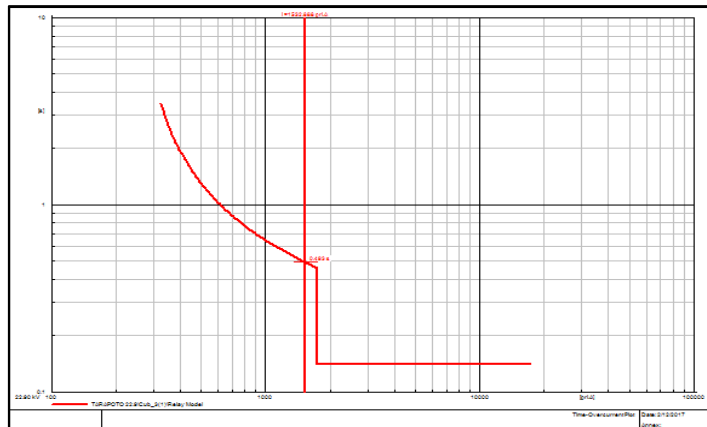
Fuente: (Monsalve Mera, 2020).

La secuencia de operación es un parámetro que se puede ajustar y normalmente consta de cuatro etapas, donde cada etapa implica la apertura del circuito. La velocidad de cada apertura se puede regular definiendo qué curva se aplica en la primera, segunda, tercera y cuarta apertura. Después de cada apertura, el cierre del circuito demora dos segundos en equipos con control hidráulico, mientras que, en los equipos con control electrónico, este tiempo es ajustable. Además, los reconectadores poseen curvas que pueden ser usadas para el caso de

coordinación de un reconectador con cualquier equipo de protección (Monsalve Mera, 2020)

Figura 15

Curva de un reconectador ajustable



Fuente: (Monsalve Mera, 2020)

2.2.20.1. Características y topología del reclosers

El restaurador es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo de corriente, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente energizando el circuito protegido. Si la condición de falla persiste, el Recloser o restaurador repite la secuencia de apertura-cierre cuatro veces más. Después de la cuarta vez, queda en posición de abierto definitivamente (Roman Revolo, 2020)

Es un dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto la corriente de operación normal como las altas corrientes durante un tiempo específico, debido a fallas en el sistema. Pueden abrirse o cerrarse de manera manual o automática mediante relevadores. Además, deben tener una alta capacidad para interrumpir la corriente y ser capaces de soportar corrientes elevadas de forma continua. Su operación automática

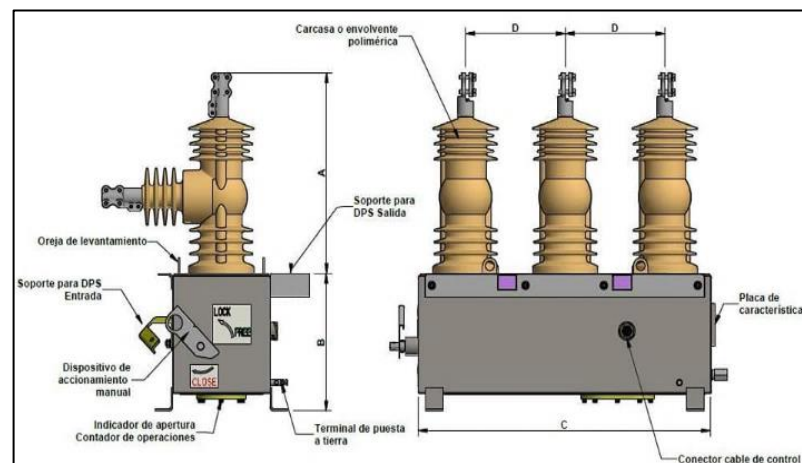
se hace por medio de relevadores que son los encargados de censar las condiciones de operación de la red (Hualpa Pacompia & Saavedra Apaza, 2018)

2.2.20.2. Reclosers trifásica

el reconectador monofásico se utiliza en circuitos monofásicos, en los cuales no se manejan corrientes representativas, dado que atienden tradicionalmente cargas residenciales rurales, y por su condición constructiva, no es común que se habiliten posibilidades de transferencia, lo cual limita que en algún momento circule por los conductores corrientes superiores a 100 A. (Monsalve Mera, 2020).

Figura 16

Restaurador trifásico



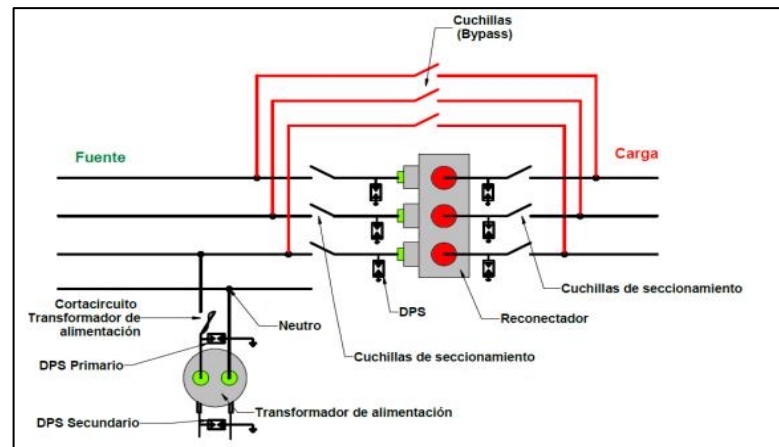
Nota: Elaboración propia

Por lo anterior, las conexiones del equipo a la red se realizan por medio de conectores transversales para facilitar su desconexión futura, con el fin de realizar las labores de reposición o mantenimiento en forma segura, sin necesidad de dejar espacios considerables entre el reconectador

y el seccionamiento, posibilitando que estos equipos se instalen en postes de 12m (Monsalve Mera, 2020)

Figura 17

Topología del restaurador trifásico



Nota: Elaboración propia

Fuse Clearing, esta función se utiliza dependiendo de los márgenes de coordinación que se puedan presentar en el sistema, por ejemplo, cuando existen reclosers en cascada, solo posee una curva que es temporizada. En este tipo de coordinación se utilizará el criterio quemar fusible debido a que: Desde el punto de vista práctico el manejo de una pequeña gama de fusibles facilita al técnico mantener actualizado su esquema de protección mediante fusibles, es decir se reduce la posibilidad que el técnico use un fusible equivocado que podrían des coordinar al sistema (Monsalve Mera, 2020)

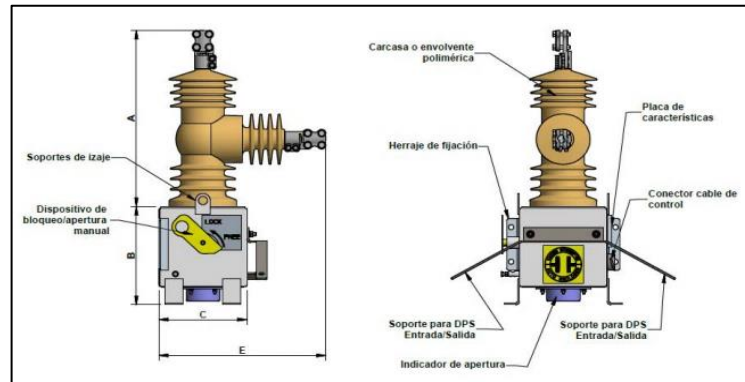
2.2.20.3. Reclosers monofásico

el reanclador monofásico se utiliza en circuitos monofásicos, en los cuales no se manejan corrientes representativas, dado que atienden tradicionalmente cargas residenciales rurales, y por su condición

constructiva, no es común que se habiliten posibilidades de transferencia, lo cual limita que en algún momento circule por los conductores corrientes superiores a 100 A. (Monsalve Mera, 2020)

Figura 18

Restaurador monofásico

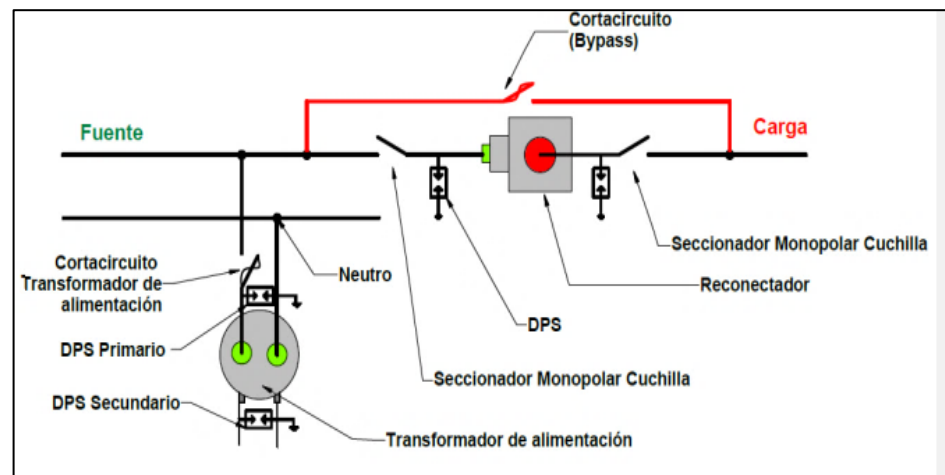


Nota: Elaboración propia

Por lo anterior, las conexiones del equipo a la red se realizan por medio de conectores transversales para facilitar su desconexión futura, con el fin de realizar las labores de reposición o mantenimiento en forma segura, sin necesidad de dejar espacios considerables entre el reconectador y el seccionamiento, posibilitando que estos equipos se instalen en postes de 12m (Monsalve Mera, 2020)

Figura 19

Topología del restaurador monofásico



Nota: Elaboración propia

Fuse Clearing, esta función se utiliza dependiendo de los márgenes de coordinación que se puedan presentar en el sistema, por ejemplo, cuando existen recloser en cascada, solo posee una curva que es temporizada. En este tipo de coordinación se utilizará el criterio quemar fusible debido a que: Desde el punto de vista práctico el manejo de una pequeña gama de fusibles facilita al técnico mantener actualizado su esquema de protección mediante fusibles, es decir se reduce la posibilidad que el técnico use un fusible equivocado que podrían des coordinar al sistema (Monsalve Mera, 2020).

2.2.21. Alcances para ajustes de parámetros de recloser

2.2.21.1. Número de recierres

Un análisis de las fallas en redes de líneas aéreas revela que entre el 80% y el 90% de ellas son transitorias, lo que hace que los recierres sean muy útiles en estos casos. Una falla transitoria, como un arco a través del



aislador, es autoextinguibles y no representa un daño significativo. (Monsalve Mera, 2020).

Este tipo de falla puede ser eliminada de inmediato al disparar uno o varios interruptores, y no volverá a ocurrir al reconectar la línea. Otras causas de fallas transitorias incluyen las sobretensiones provocadas por rayos y el contacto entre conductores debido al viento, que puede generar partículas en movimiento. El 10 a 20 % de faltas restantes son de naturaleza semipermanente o permanente. (Monsalve Mera, 2020)

Una pequeña rama de árbol que caiga en la línea podría provocar una falta semipermanente. En este caso, la falta no se eliminará con un disparo instantáneo, pero podría desaparecer mediante un disparo temporizado. (Monsalve Mera, 2020)

Las faltas permanentes como conductores rotos, faltas en transformadores, faltas en cables o en máquinas son faltas que deben localizarse y repararse antes de reponer la tensión de servicio. (Monsalve Mera, 2020)

En la mayoría de los casos de fallas, si la línea se desconecta de inmediato y el arco tiene tiempo suficiente para des ionizarse, el reenganche del interruptor puede restaurar la tensión con éxito. Para esto, se utilizan esquemas de reenganche automático que permiten cerrar la línea nuevamente después de un tiempo específico. (Monsalve Mera, 2020)

La cantidad de recierres del reconectador estará limitada por el número máximo de conteos programados en el seccionalizador aguas abajo. El ajuste del número de recierres del reconectador será mayor en



una unidad al número de conteos del seccionalizadores (Monsalve Mera, 2020)

La activación o no del número de recierres dependerá del tipo de proceso y de los equipos eléctricos a alimentar, si estos fueran sensibles a las interrupciones temporales (Transitorias) no es recomendable su activación.

2.2.21.2. Tiempo muerto de recierre

La secuencia de cierre de un reconectador generalmente consiste en un disparo rápido seguido de varios disparos diferidos. El tiempo entre recierres, cuando el interruptor está abierto, se conoce como tiempo muerto y suele ser de 1s, 2s, 3s. La elección del tiempo muerto depende en gran medida de la red, considerando factores como:

- **Comodidad de funcionamiento:** Debe ser lo suficientemente largo para permitir que se disipe cualquier transitorio causado por la falla y el disparo, pero no tan largo que cause molestias a los clientes que sufren la interrupción del servicio.
- **Tipo de interruptor:** Este aspecto influye en el tiempo mínimo de operación del interruptor durante las fases de apertura y cierre.
- **Duración de desionización de la falla:** Aunque no se puede predecir con exactitud, se puede estimar utilizando una fórmula específica.

Tiempo de desionización = $(10.5 + (kV) / 34.5) / \text{frecuencia}$



Para 10.0 kV = 0.179 s

Para 13.2 kV = 0.181 s

Para 22.9 kV = 0.186 s

Para 33.0 kV = 0.190 s

2.2.21.3. Tiempo de reinicio de la protección

Si el interruptor automático se cierra por interrupción sin rearmar la protección, esto puede provocar una pérdida de selectividad de las coordinaciones de protecciones aguas abajo. Por esta razón, el tiempo muerto debe ser mayor que el tiempo de reinicio del retardo de protección más largo, el relé local o cualquier protección aguas abajo (Monsalve Mera, 2020)

Las Consideraciones de los tiempos descritos arriba sirven como base para la explicación de que el primer tiempo muerto es de un segundo. Para garantizar que la falla no sea transitoria, los tiempos muertos posteriores serán de 2s.

2.2.22. Herramienta de cálculo

2.2.22.1. Programa de DigSilent

El programa DigSilent Power Factory (Digital Simulation and Electrical Network Calculation Program) es una herramienta de ingeniería asistida por computadora, diseñada como un paquete interactivo, integral y avanzado para el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Su objetivo es facilitar la planificación y optimización de la operación. El programa



cuenta con una interfaz gráfica en línea que permite dibujar diagramas unifilares, donde cada elemento está vinculado a una base de datos que almacena toda la información relevante sobre el sistema eléctrico. Esto permite editar parámetros directamente desde el diagrama unifilar. Además, la interfaz gráfica proporciona acceso a características de cálculo tanto dinámicas como estáticas. Cada sistema eléctrico modelado se considera un PROYECTO, que debe incluir la topología de la red (GRID), los parámetros técnicos de cada componente (LIBRARY) en unidades físicas, y la definición del caso de estudio (STUDY CASE), especificando qué parte de la red se desea analizar. Un mismo proyecto puede incluir múltiples Grid, Library y Case, lo que permite modelar sistemas con diferentes condiciones operativas, como variaciones en la demanda o cambios en la topología, así como su evolución a lo largo del tiempo. Las funciones del DigSilent se organizan en módulos, cada uno de los cuales se puede adquirir de manera independiente. A continuación, se presentan los principales módulos disponibles y sus funciones. (Monsalve Mera, 2020)

- Elaboración de diagramas unifilares interactivos con la base de datos.
- Cálculo de flujos de carga.
- Cálculo de cortocircuito.
- Protecciones.
- Confiabilidad.

El programa tiene las siguientes ventajas:



- El modelado necesario para el cálculo de flujos de carga también facilita el cálculo de corrientes de cortocircuito trifásicas.
- Para calcular fallas asimétricas, es fundamental definir las impedancias de secuencia de los componentes del sistema, como líneas, transformadores y máquinas.
- El programa permite calcular corrientes de cortocircuito en múltiples subestaciones simultáneamente.
- También permite realizar cálculos de corrientes de cortocircuito para fallas que ocurren de manera simultánea en varias subestaciones.

Para sistemas grandes es notoria la alta velocidad de cálculo.

Los resultados de cálculo se presentan en la ventana de salida en forma tabular (indicando los aportes por cada elemento conectado al punto de falla) y en los diagramas unifilares (mostrando el flujo de corrientes por todo el sistema gráfico). Estos resultados pueden imprimirse o convertirse en archivos con formato de office (Monsalve Mera, 2020)

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

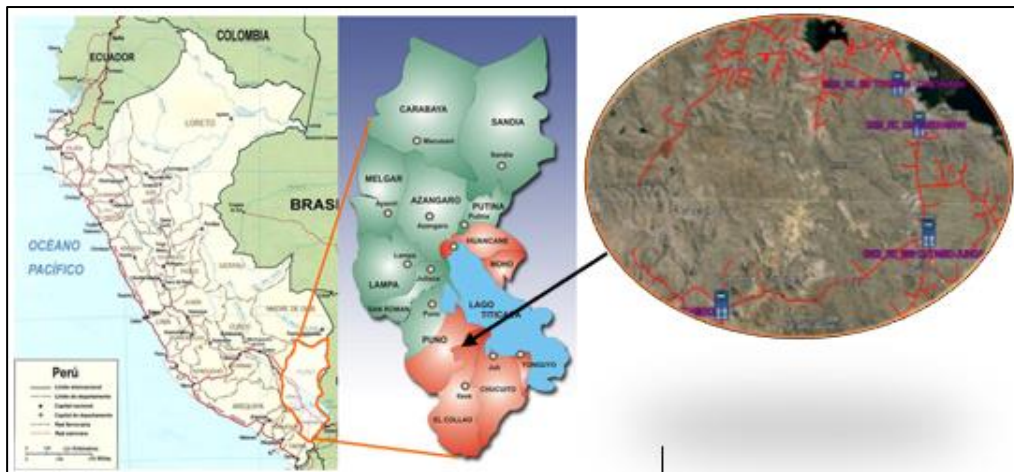
3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ESTUDIO

3.1.1. Ubicación

La zona del análisis se encuentra ubicada en la región de Puno distrito de Puno – Totorani desde la subestación de Totorani ISA – REP con coordenadas UTM 387418.88 m E 8249417.43 m S y el distrito de San Antonio, centro poblado de Juncal con coordenadas UTM 356263.62 m E 8215044.70 m S y centro poblado de Inchuña.

Figura 20

Ubicación del proyecto



Nota: Elaboración propia.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE ESTUDIO

3.2.1. Población

La población de estudio está compuesta por el sistema eléctrico del alimentador 0251 Totorani – Juncal de la región de Puno.

3.2.2. Muestra

La muestra es el alimentador 0251 del servicio eléctrico Puno, con mayores números de interrupciones según los análisis en SAIDI y SAIFI , comparados con los otros alimentadores.

3.2.3. Área de influencia

Figura 21

Área de influencia del proyecto



Nota: Elaboración propia.



3.3. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

Esta investigación adopta un enfoque cuantitativo y utiliza un diseño no experimental de tipo descriptivo-correlacional. Se lleva a cabo un análisis exhaustivo de los parámetros del sistema de protección del alimentador 0251 Totorani – Juncal de Electro Puno S.A.A. El objetivo es identificar ineficiencias y vulnerabilidades en el sistema de protección, así como proponer mejoras que aumenten la confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico.

El estudio se basa en la recopilación y análisis de datos históricos y actuales sobre las interrupciones del suministro eléctrico, así como en la evaluación de la configuración y desempeño de los dispositivos de protección del alimentador en el año 2021-2022

3.3.1. Método cuantitativo

De acuerdo con el método científico, se empleará el método cuantitativo, ya que se llevará a cabo la recolección de datos para comprobar hipótesis basadas en cifras numéricas y en el análisis estadístico descriptivo, con el fin de determinar el comportamiento de la LMT de 22.9 kV.

3.3.2. Método descriptivo

Para abordar la primera hipótesis específica, se utilizará el método descriptivo, que permite hacer predicciones y requiere un conocimiento detallado del área de estudio para formular las preguntas clave. Este enfoque se centra en identificar las causas de los eventos físicos o sociales que se investigan. Se emplearán diversas fuentes de información que servirán como base para la investigación, lo que permitirá desarrollar mejores propuestas de solución a los problemas de coordinación de protección del alimentador 0251.



3.3.3. Método Explicativo

Se llevará a cabo el método explicativo, ya que, después de interpretar diversos resultados, es necesario proponer soluciones de mejora. Este método se aplica específicamente para abordar las interrupciones que puedan surgir en el alimentador 0251 debido a diferentes causas.

3.3.4. Subestación SET totorani ISA REP.

Denominada subestación ISA REP TOTORANI suministrada de la subestación de Juliaca SAN ROMAN con una longitud de línea de 29.47 km con código único de línea L-1046 con un nivel de tensión de 138 KV llegando a tres transformadores reducción de potencia T97 40/40/20 MVA, T68-162 30/30/9 MVA, T53-162 25/25/7 MVA de salidas en 60KV

3.3.5. Sistema eléctrico 0251.

La red eléctrica de distribución del estudio abarca el S.E. Puno a partir de la subestación de ISA REP, el alimentador 0102 - ISA REP Y 0251 - ELPU

3.3.6. Análisis de demanda máxima

El sistema radial del sistema eléctrico de red primaria de 22.9KV totorani - juncal, atiende una demanda máxima de potencia consumida, en hora punta según los registros detallados del Centro de control de ELPU.



Tabla 1

Estructura de tabla de maximas demanda 2021-2022

ITEM	DESCRIPCIÓN	DEMANDA (MW)
1	Energía aportada por la SET de ISA REP	
2	Consumo total de línea 0251 totorani - juncal	

Nota: Elaboración Propia

3.3.7. Cantidad de usuarios

La cantidad de usuarios que corresponden al alimentador 0251 en el radial 02 con dirección a juncal tenemos de los años 2021-2022 se muestra en el ANEXO 02.

Tabla 2

Estructura de tabla para cantidad de usuarios 2021-2022

AÑO	Nº USUARIOS
2021-2022	

Nota: Elaboración Propia

3.3.8. Resumen de interrupciones

El registro historial de las interrupciones del alimentador 0251 que corresponden a los años 2021 y 2022



Tabla 3

Estructura de tabla de resumen de interrupciones 2021-2022

RESUMEN DE INTERRUPCIONES A LO LARGO DE LOS AÑOS 2021-2022	
AÑO	INTERRUPCIONES REGISTRADOS
2021	
2022	
TOTAL	

Nota: Elaboración Propia

3.3.9. Resumen de tiempo máximo de corte

Tiempo máximo de interrupción del alimentador 0251 que corresponden a los años 2021 y 2022

Tabla 4

Estructura de tabla para resumen de tiempo de interrupciones 2021-2022

RESUMEN DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES REGISTRADOS A LO LARGO DE LOS AÑOS 2021-2022		
AÑO	TIEMPO MÁXIMO DE CORTES REGISTRADOS	TIPO DE CORTE SEÑALIZADO
2021		
2022		
TOTAL		DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Nota: Elaboración Propia

3.3.10. Causas de interrupciones

Fallas que se presenta en la alimentación de red primaria 0251 totorani - juncal en los años 2021 y 2022 por motivos de interrupciones internas y externas.

Tabla 5

Estructura de tabla para % de causa de interrupciones 2021-2022

CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES	2021	%	2022	%
Descargas atmosféricas				
Cortes de emergencia				
Fuertes vientos por la zona				
Otros fenómenos				
Total				

Nota: Elaboración Propia

3.3.11. Indicador SAIDI y SAIFI del suministro

El índice de duración de interrupciones (SAIDI) para el alimentador 0251 en 2022. Esto indica que, en promedio, cada cliente estuvo sin suministro eléctrico durante un periodo de tiempo de duración a lo largo del año.

$$SAIDI_{2022} = \frac{\text{Duración total de interrupciones anual}}{\text{Número total de clientes}}$$

- **Valores típicos:** Entre 1 y 2 horas/año en áreas urbanas, y hasta 5 horas/año en áreas rurales.
- **Intervalo aceptable:** Un SAIDI menor a 1 hora/año se considera excelente, entre 1 y 4 horas/año es bueno, y más de 4 horas/año puede indicar necesidad de mejoras.

Indicador SAIFI

$$SAIFI_{2022} = \frac{\text{Número total de clientes afectados}}{\text{Número total de clientes}}$$



El índice de frecuencia de interrupciones (SAIFI) durante el año 2021-2022 fue de interrupciones por cliente. Este valor refleja el promedio de veces que un cliente que experimentó una interrupción del suministro eléctrico en el periodo.

- **Valores típicos:** Entre 1 y 2 interrupciones/año en áreas urbanas, y hasta 3 o 4 interrupciones/año en áreas rurales.
- **Intervalo aceptable:** Un SAIFI menor a 1 interrupción/año se considera excelente, entre 1 y 3 interrupciones/año es bueno, y más de 3 interrupciones/año puede ser problemático.

3.3.12. Indicador de TC

Parámetros de ajuste que se encuentran en cada recloser de la línea de distribución en estudio.

Tabla 6

Estructura de tabla de indicador de corriente primario y secundario 2021-2022

TC	(I_A) NOMINAL PRIMARIO	(I_A) NOMINAL ECUNDARIO
Relé SEL, Alimentador		
RC_067 Totorani Cancharani		
RC_023 Cancharani		
RC_066 Cutimbo Juncal		
RC_069 Juncal Cachipascana		

Nota: Elaboración Propia

Tabla 7

Estructura de tabla de indicador de carga de los RCs 2021-2022

RC	MÁXIMA CARGA (I_A)
RC SEL, Alimentador	
RC_067 SEL Totorani Cancharani	
RC_023 SEL Cancharani	
RC_066 SEL Cutimbo Juncal	
RC_069 SEL Juncal Cachi pascana	

Nota: Elaboración Propia

3.3.13. Ajustes de coordinación de protección según la norma IEC

Corriente de Ajuste (I_{pset}):

Esto significa que el relé está ajustado para operar con una corriente primaria que alcanza un valor (x) Máxima load para calcular la corriente secundaria en (p.u.)

$$I_{setting} = \frac{I_{primario}}{I_{rttc}}$$

Tiempo de Operación (T_s):

Curva de operación de tiempo inverso según IEC 60255

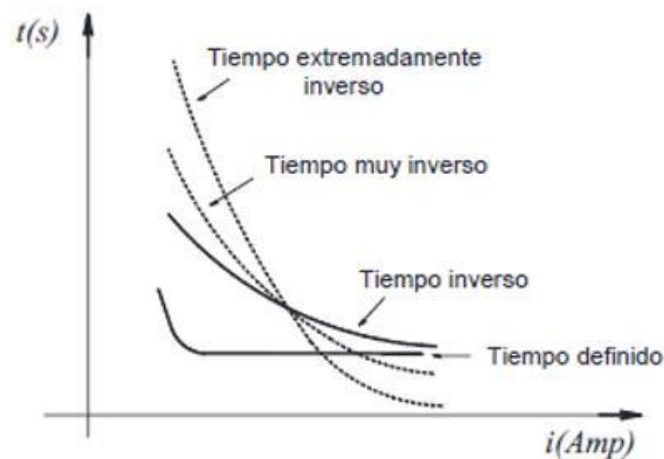


Tabla 8

Tabla de indicador de paramatros de curva de operación

CARACTERISTICAS	IEC/BS			ANSI/IEEE			
	α	K	C	α	K	C	
Tiempo definido	-	0	1	α	0	1	
Normal Inverso	NI	0.02	0.14	1	20.938	89.341	0.17966
Muy Inverso	VI	1	13.5	0	2	3.922	0.0982
Extremadamente Inverso	EI	2	80	0	2	5.64	0.02434
Inverso de Largo Tiempo	LI	1	120	0	2	56.143	218.592

Nota: Elaboración IEC

Para la unidad instantánea, el temporizador $T_{set} = 0$ y el $T_s = 0.05s$

- Para la curva de tiempo-inverso para **Normal Inversa (NI)**

$$T_{op} = TMSx \frac{0.14}{(M^{0.02} - 1)}$$

$$M = \frac{I_{falla\ secundario}}{I_{pick}}$$

- Para la curva de tiempo-inverso para **muy Inversa (VI)**



$$T_{op} = TMSx \frac{13.5}{(M^1 - 1)}$$

- Para la curva de tiempo-inverso para **extremadamente Inversa** (EI)

$$T_{op} = TMSx \frac{80}{(M^2 - 1)}$$

- Para la curva de tiempo-inverso para **tiempo largo Inversa** (LTI)

$$T_{op} = TMSx \frac{120}{(M^2 - 1)}$$

Estas fórmulas permiten calcular el tiempo de operación del relé en función de la corriente de falla

3.4. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

3.4.1. Tipo de investigación

La investigación es de tipo **cuantitativa**, con un enfoque **descriptivo-correlacional**. Este diseño permitirá no solo describir y caracterizar los parámetros del sistema de protección y los indicadores de confiabilidad, sino también analizará la relación entre estos factores y su impacto en la efectividad de la coordinación de protección.

3.4.2. Diseño de investigación

El proyecto de investigación es de tipo **No Experimental, Transversal y Exploratorio**. Su enfoque está en analizar variables como las interrupciones registradas entre 2021 y 2022, son fundamentales para evaluar la coordinación de protección en el alimentador 0251. La investigación se clasifica como exploratoria



debido a que, con el uso del software DIGSILENT, se propone alternativa para solucionar el problema de la coordinación de protección en la troncal del alimentador 0251.

3.4.3. Procedimiento

Recolección de Datos

- Obtener los registros de fallas, configuraciones de protección, y datos históricos de los indicadores de confiabilidad del sistema eléctrico.
- Revisar la configuración actual de los Reclosers y otros dispositivos de protección en el sistema eléctrico.

Análisis Descriptivo y Correlacional:

- Describir y caracterizar los indicadores de confiabilidad y los parámetros del sistema de protección.
- Realizar análisis correlacional para identificar patrones y relaciones entre las variables.

Desarrollo de la Propuesta:

- Con base en los hallazgos del análisis, desarrollar una propuesta de coordinación de protección optimizada para los Reclosers RC 67, 23, 66, 69.



Validación de la Propuesta:

- Simular la propuesta de coordinación en un entorno de software para evaluar su efectividad en mejorar los indicadores de confiabilidad y reducir las fallas.
- Estos son los resultados del método de recolección de datos, que se basan en la elección de información documental y del campo:

3.5. VARIABLES

La formulación de variables y sus respectivos objetivos que se plantean en la presente investigación son los siguiente:

3.5.1. Variable independiente

Coordinación de protección

3.5.2. Variable dependiente

Sistema eléctrico Totorani-Juncal – Alimentador 0251

3.5.3. Variable controlada

Características del equipo de protección

3.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para examinar los resultados de la investigación, se llevaron a cabo las siguientes etapas de manera global de acuerdo con cada objetivo establecido:

- Se realizó la categorización, el registro y la codificación de los datos para el estudio.



- Se aplicaron técnicas de análisis lógico y estadístico, utilizadas para validar las hipótesis según los objetivos planteados, con el fin de obtener las conclusiones correspondientes al final del proceso.

3.7. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS PARA RECOLECTAR INFORMACIÓN

3.7.1. Técnicas

Datos Secundarios:

- Se recopilarán datos históricos de los indicadores de confiabilidad del alimentador 0251 Totorani – Juncal durante el año 2021-2022.
- Se analizarán los registros de fallas y las configuraciones de los dispositivos de protección del sistema.

3.7.2. Instrumento

Software de utilizados:

Se utilizarán herramientas de software especializadas en análisis de sistemas eléctricos para simular y evaluar el comportamiento del sistema de protección bajo diferentes escenarios.

Se utilizan los siguientes dispositivos como computadora portátil, cámara fotográfica, camioneta y otros.

- El Software DIgSILENT PowerFactory versión 15.1.7.
- El Software Autodesk AutoCAD 2018 versión inglés.
- El Software de Google Earth pro.



- El Software de ArcGIS.
- El Software de ACSELERATOR “SEL”.
- Microsoft office Excel.
- Microsoft office Word y otros.



CAPÍTULO IV

RESULTADO Y DISCUSIÓN

4.1. CARACTERIZACIÓN DE INDICADORES DE CONFIABILIDAD

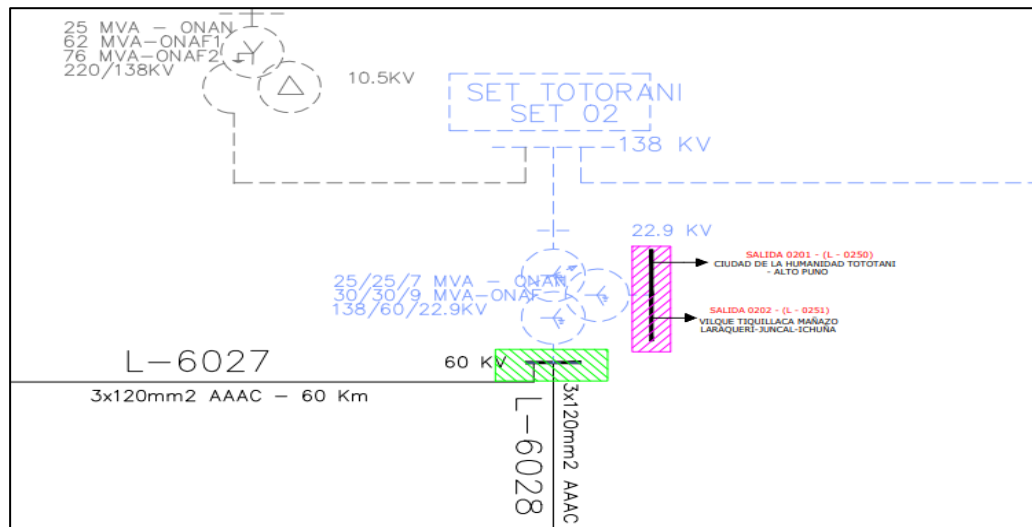
El alimentador 0251 Totorani – Juncal carecía de un diagrama unifilar y de una adecuada coordinación de protección. Esta ausencia impedía la correcta visualización del sistema eléctrico y la implementación de estrategias efectivas para la detección y aislamiento de fallas persistentes.

4.1.1. Subestación ISA REP

Denominada subestación ISA REP Totorani suministrada de la subestación de Juliaca SAN ROMAN con una longitud de línea de 29.47 km con código único de línea L-1046 con un nivel de tensión de 138 KV llegando a tres transformadores reducción de potencia T97 40/40/20 MVA, T68-162 30/30/9 MVA, T53-162 25/25/7 MVA de salidas en 60KV para la subestación de ILAVE, POMATA con código de línea L-6027 y para la subestación de Bellavista con código único de línea L-6028. y un transformador de elevación de potencia AT-1 120/120/15 MVA con salida de 220KV Hacia Chilota. Alimentador en estudio 0102 – ISA REP (0251 – ELP), con un nivel de tensión en 22.9KV sus respectivos dispositivos de protección se muestran en la subestación ISA REP.

Figura 1

Sed de transformación de ISA REP



Nota: Elaboración propia

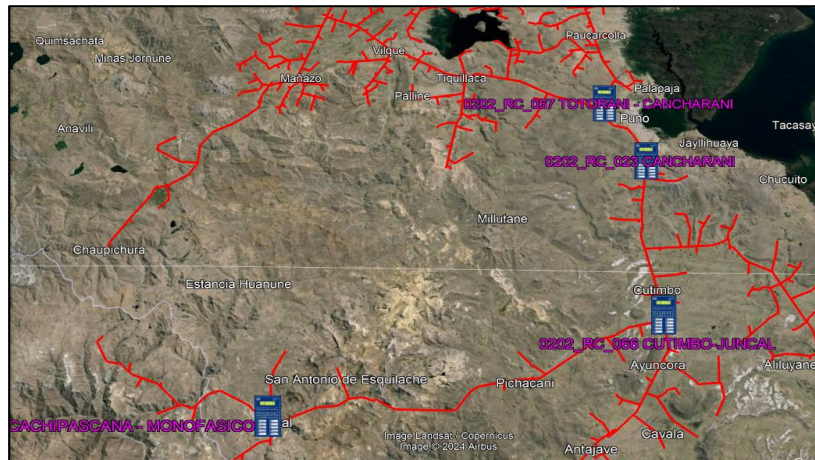
4.1.2. Sistema eléctrico en estudio

La red eléctrica de distribución del estudio abarca el S.E. Puno a partir de la subestación de ISA REP, el alimentador 0102 - ISA REP Y 0251 - ELPU, y se describe de la siguiente manera. El alimentador 0251 inicia desde la subestación de transformación de ISA REP TOTORANI donde el alimentador 0251 suministra la energía eléctrica al distrito de Puno - Salcedo -Jayllihuaya - Cutimbo - Juncal con una longitud de línea de 86 km y sus sectores rurales y se muestra en la siguiente imagen. El alimentador tiene dos ramales principales

- Radial: Es donde se realizará el presente proyecto y este tiene la línea principal ubicadas en los sectores Totorani, Cancharani, Cutimbo y Cachipascana

Figura 22

Ubicación de la topología de los recloser del alimentador 0251-ELPU



Nota: Elaboración ELPU (CC) Bellavista

Figura 23

Centro de control Bellavista ELPU-2022



Nota: Elaboración propia.

4.1.3. Análisis de demanda máxima

En el sistema radial del sistema eléctrico de red primaria de 22.9KV totorani - juncal, atiende una demanda máxima de 1.90MW de potencia consumida, en hora punta según los registros detallados del Centro de control de Electro Puno SAA.

Tabla 9

Demanda máxima

ITEM	DESCRIPCIÓN	DEMANDA (MW)
1	Energía aportada por la SET de ISA REP	2.00
2	Consumo total de línea 0251 totorani - juncal	1.90

Nota: Elaboración Propia

4.1.4. Número de usuarios

La cantidad de usuarios que corresponden al alimentador 0251 en el radial 02 con dirección a juncal tenemos de los años 2021-2022 se muestra a continuación.

Tabla 10

Cantidad de usuarios

AÑO	Nº USUARIOS
2021-2022	6844

Nota: Elaboración Propia

4.1.5. Resumen de interrupciones

El registro historial de las interrupciones del alimentador 0251 que corresponden a los años 2021 y 2022, que fueron registrados con un número total de 103 interrupciones en el alimentador 0251, se incorpora también todo tipo de interrupciones, reforzamiento de mantenimiento e inspecciones de la línea de distribución también incluyen los fenómenos naturales.

Tabla 11

Resumen de cortes registrados en el alimentador 0251

RESUMEN DE INTERRUPCIONES A LO LARGO DE LOS AÑOS 2021-2022	
AÑO	INTERRUPCIONES REGISTRADOS
2021	24
2022	79
TOTAL	103

Nota: Elaboración Propia

4.1.6. Resumen de tiempo máximo de corte

El registro historial del tiempo máximo de interrupción del alimentador 0251 que corresponden a los años 2021 y 2022, que fueron registrados en las interrupciones en el alimentador 0251, se incorpora también todo tipo de interrupciones, reforzamiento de mantenimiento e inspecciones de la línea de distribución también incluyen los fenómenos naturales.

Tabla 12

Resumen de tiempo máximo de corte registrado del alimentador 0251

RESUMEN DE TIEMPO DE INTERRUPCIONES REGISTRADOS A LO LARGO DE LOS AÑOS 2021-2022		
AÑO	TIEMPO MÁXIMO DE CORTES REGISTRADOS	TIPO DE CORTE SEÑALIZADO
2021	5:05:06	REP, falla TRIP disparo general
2022	4:30:13	REP, falla 50, 51 sobrecorriente entre fases
TOTAL	9:35:19	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Nota: Elaboración Propia

4.1.7. Resumen de causas de interrupciones

Un número de fallas que se presenta en la alimentación de red primaria 0251 totorani - juncal en los años 2021 y 2022 por motivos de interrupciones

internas y externas de la línea de distribución de red primaria por diferentes causas, ELPU tiene un registro de todas las interrupciones ocurridas durante dos años, el historial de datos se ve en la siguiente tabla.

Tabla 13

Porcentaje de tipos de interrupciones

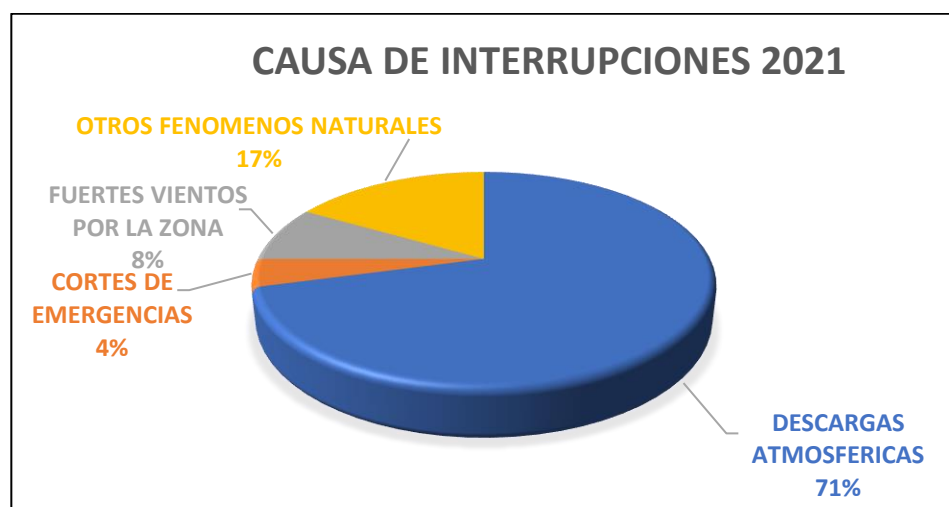
Causas de las interrupciones	2021	%	2022	%
Descargas atmosféricas	17	71%	53	67%
Cortes de emergencia	1	4%	1	1%
Fuertes vientos por la zona	2	8%	14	18%
Otros fenómenos	4	17%	11	14%
Total	24	100%	79	100%

Nota: 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 24

Indicadores de confiabilidad alimentador 0251, 2021

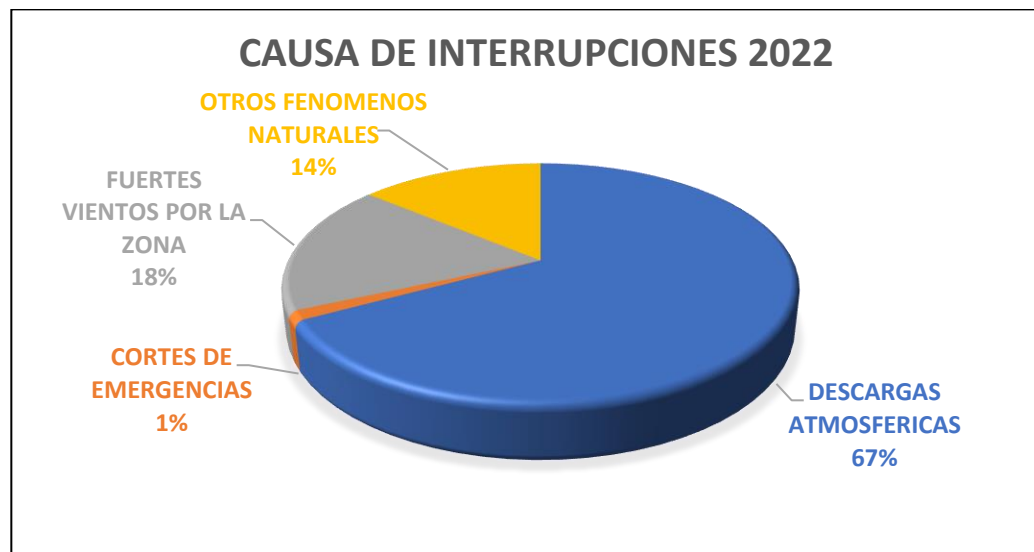


Nota: Elaboración propia.

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 25

Indicadores de confiabilidad alimentador 0251, 2022



Nota: Elaboración propia.

4.1.8. Indicador SAIDI y SAIFI del suministro

4.1.8.1. Indicador SAIDI

El índice de duración de interrupciones (SAIDI) para el alimentador 0251 en 2022 fue de 1.5 horas. Esto indica que, en promedio, cada cliente estuvo sin suministro eléctrico durante 1.5 horas a lo largo del año.

$$SAIDI_{2022} = \frac{\text{Duración total de interrupciones anual}}{\text{Número total de clientes}}$$

$$SAIDI_{2022} = \frac{35h}{3218} = 0.0109h/cliente$$

$$\text{SAIDI}_{2022} = 1.5 \text{ h/cliente}$$

- **Valores típicos:** Entre 1 y 2 horas/año en áreas urbanas, y hasta 5 horas/año en áreas rurales.
- **Intervalo aceptable:** Un SAIDI menor a 1 hora/año se considera excelente, entre 1 y 4 horas/año es bueno, y más de 4 horas/año puede indicar necesidad de mejoras.

4.1.8.2. Indicador SAIFI

$$\text{SAIFI}_{2022} = \frac{\text{Número total de clientes afectados}}{\text{Número total de clientes}}$$

$$\text{SAIFI}_{2022} = \frac{79(3218)}{3218} = 79 \text{ int./cliente}$$

$$\text{SAIFI}_{2022} = 79 \text{ int./cliente}$$

El índice de frecuencia de interrupciones (SAIFI) durante el año 2022 fue de 79 interrupciones por cliente. Este valor refleja el promedio de veces que un cliente experimentó una interrupción del suministro eléctrico en el periodo analizado.

- **Valores típicos:** Entre 1 y 2 interrupciones/año en áreas urbanas, y hasta 3 o 4 interrupciones/año en áreas rurales.
- **Intervalo aceptable:** Un SAIFI menor a 1 interrupción/año se considera excelente, entre 1 y 3 interrupciones/año es bueno, y más de 3 interrupciones/año puede ser problemático.

4.1.9. Indicador de ajuste de TC

Son los parámetros de ajuste que se encuentran en cada recloser de la línea de distribución, los cuales son obtenidos de centro de control Bellavista ELPU.

Tabla 14

Indicador de ajuste de TC

TC	I NOMINAL PRIMARIO	I NOMINAL SECUNDARIO
Relé SEL, Alimentador	200	1
RC_067 Totorani Cancharani	200	1
RC_023 Cancharani	1000	1
RC_066 Cutimbo Juncal	200	1
RC_069 Juncal Cachipascana	200	1

Nota: Elaboración Propia

4.1.10. Indicador de máxima carga en los RC

En este cuadro N° 07 encontramos las mediciones de las máximas cargas en cada barra del Relé que se encuentra dentro de la línea de distribución, obtenidos en la sala de control Bellavista ELPU.

Tabla 15

Máximas cargas de los Recloser

RC	MÁXIMA CARGA (A)
RC SEL, Alimentador	49.00
RC_067 SEL Totorani Cancharani	49.00
RC_023 SEL Cancharani	19.00
RC_066 SEL Cutimbo Juncal	11.00
RC_069 SEL Juncal Cachi pascana	6.00

Nota: Elaboración Propia

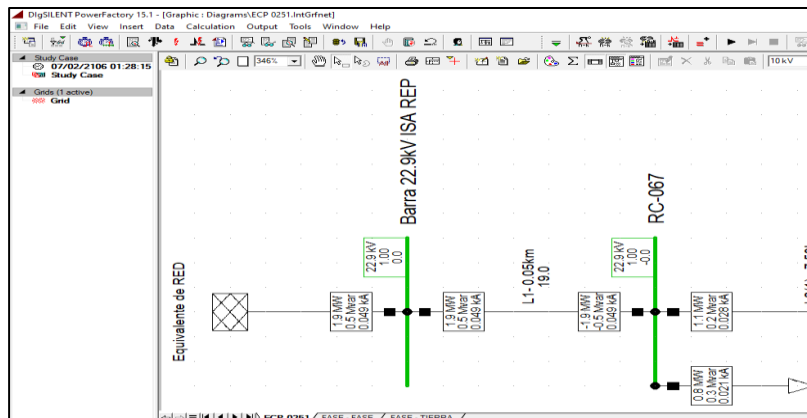
4.2. SIMULACIÓN Y AJUSTES DE PROPUESTA DE COORDINACIÓN

4.2.1. Flujo de potencia

La investigación de flujo de potencia es apuntar y describir los distintos tipos de parámetros presentados en el SEP por lo cual se permitirá observar el estado del sistema que puede ser la tensión en barra, frecuencia, la potencia activa y reactiva en la línea de transmisión.

Figura 26

Flujo de potencia del sistema del alimentador 0251 – ELP 2022- anexo 5



Nota: Elaboración propia.

La figura 26 se ilustra el flujo de potencia, mostrando los resultados de la corriente máxima, la potencia suministrada, así como la potencia activa, reactiva y el ángulo de fase. La carga de barra del alimentador 0251 es de 22.9 kV.

4.3. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

4.3.1. Ajuste de sobrecorriente fase a fase encontrados

La curva de coordinación de protección en fase 50/51 para los reclosers RC67, RC23, RC66 y RC69 en condición actual

Tabla 16

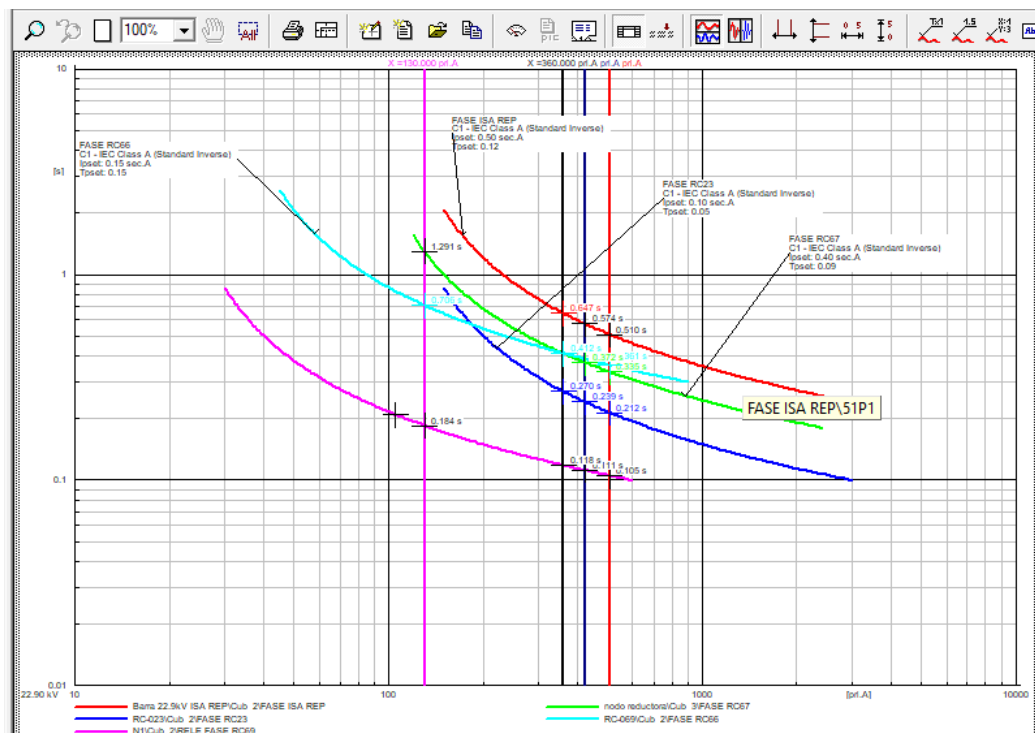
Ajustes Actuales para los recloser en fase-fase

UBICACIÓN	RELÉ	TC	Iprim>	T>	CURVA 1	T>>
RELÉ ISA RED	SEL-351	200/1	0.50	0.12	IEC-C1 Clase A (standard inverse)	
RC_067 Totorani Cancharani	SEL-351	200/1	0.40	0.09	IEC-C1 Clase A (standard inverse)	
RC_023 Cancharani	SEL-351	1000/1	0.10	0.05	IEC-C1 Clase A (standard inverse)	
RC_066 Cutimbo Juncal	SEL-351	200/1	0.15	0.15	IEC-C1 Clase A (standard inverse)	
RC_069 Juncal Cachipascana	SEL-351	200/1	0.05	0.05	IEC-C2 Clase B (very inverse)	0.03

Nota: Elaboración propia.

Figura 27

Curva de comportamiento ante corrientes en fase-fase actual



Nota: Elaboración propia.

La imagen muestra un gráfico de coordinación de protecciones del sistema eléctrico, específicamente para el alimentador 0251, Cada curva representa la



característica de operación de diferentes relés o dispositivos de protección en el sistema.

4.3.2. Propuesta de ajuste de sobrecorriente fase-fase

Curva roja: Protección del relé ISA REP en la configuración IEC Class A (Standard Inverse). Los valores de ajuste de fase- fase (51P1) son:

Curva: C1

TC: 200/1

I_{pset}: 0.50 sec.A corriente Setting ; 0.5 p.u.; 100.pri.A

T_{preset}: 0.12 s Time Dial

Curva verde: Representa la protección del relé RC67 en la configuración IEC Class A (Standard Inverse). Los valores de ajuste de fase- fase (51P1) son:

Curva: C1

TC:200/1

I_{pset}: 0.40 sec.A corriente Setting ; 0.4 p.u.; 80.pri.A

T_{preset}: 0.9 s Time Dial

Curva azul: Representa la protección del relé RC23 en la configuración IEC Class A (Standard Inverse). Los valores de ajuste de fase- fase (51P1) son:

Curva: C1

TC: 1000/1



I_{pset} : 0.10 sec.A corriente Setting ; 0.1 p.u.; 100.pri.A

T_{preset} : 0.05 s Time Dial

Curva cian: Representa la protección del relé RC66 en la configuración IEC Class B (Very Inverse). Los valores de ajuste de fase- fase (51P1) son:

Curva: C1

TC: 200/1

I_{pset} : 0.15 sec.A corriente Setting ; 0.15 p.u.; 30.pri.A

T_{preset} : 0.11 s Time Dial|

Curva C1: Representa una característica de tiempo-inverso muy inversa (IEC Class B), comúnmente usada en protecciones de relés para una respuesta más rápida a corrientes de falla más altas.

Transformador de Corriente (TC):

- **Relación TC:** 200/1.
- Esta relación significa que una corriente de 200 A en el primario se convierte en 1 A en el secundario.

Corriente de Ajuste (I_{pset}):

- Esto significa que el relé está ajustado para operar si la corriente primaria alcanza los 30 A.

Máxima load: **30A**

$$I_{setting} = \frac{I_{primario}}{I_{rt\ tc}} = \frac{30}{200/1} = 0.15\ p.u.$$

Cálculo del Tiempo de Operación:

- Usando la fórmula de la curva de tiempo-inverso para Very Inverse (IEC Class B)

$$T_{op} = TMSx \frac{13.5}{(M^1 - 1)}$$

$$M = \frac{I_{falla\ secndario}}{I_{pick}}$$

$$I_{falla\ secndario} = \frac{I_{falla\ primario}}{RTC} = \frac{161.31}{200/1} = 0.80A$$

$$M = \frac{0.80}{0.15} = 5.33A$$

$T_{opRc66} = T_{opR69} + 0.3 = 0.09 + 0.3 = 0.39s$; 0.3-0.5 intervalo de tiempo según IEC

$$T_{opRc66} = TMSx \frac{13.5}{(5.33^1 - 1)}$$

$$0.39 = TMSx \frac{13.5}{(4.33^1 - 1)}$$

$$TMS = \frac{0.39}{\frac{13.5}{(5.33^1 - 1)}} = 0.12s$$

Curva fucsia: Representa la protección del relé RC69 en la configuración IEC Class B (Very Inverse). Los valores de ajuste de fase- fase (51P1) son:

Curva: C2

TC: 200/1

Ipset: 0.10 sec.A corriente Setting ; 0.10 p.u.; 20.pri.A



Tpreset: 0.05 s Time Dial

Curva Seleccionada:

Transformador de Corriente (TC):

- **Relación TC:** 200/1.
- Esta relación significa que una corriente de 200 A en el primario se convierte en 1 A en el secundario.

Corriente de Ajuste (Ipset):

- Esto significa que el relé está ajustado para operar si la corriente primaria alcanza los 20 A.

Máxima load: **20A**

$$I_{setting} = \frac{I_{primario}}{I_{rt\ tc}} = \frac{20}{200/1} = 0.10 \text{ p.u.}$$

Cálculo del Tiempo de Operación:

- Usando la fórmula de la curva de tiempo-inverso para Very Inverse (IEC Class B)
0.05 de TMS se considera para el relé más lejano del alimentador

$$T_{op} = TMSx \frac{13.5}{(M^{0.02} - 1)}$$

$$M = \frac{I_{falla\ secundario}}{I_{pick}} = \frac{0.81}{0.10} = 8.1$$

$$T_{opRc69} = 0.05x \frac{13.5}{(8.1^1 - 1)} = 0.09s$$

Tabla 17

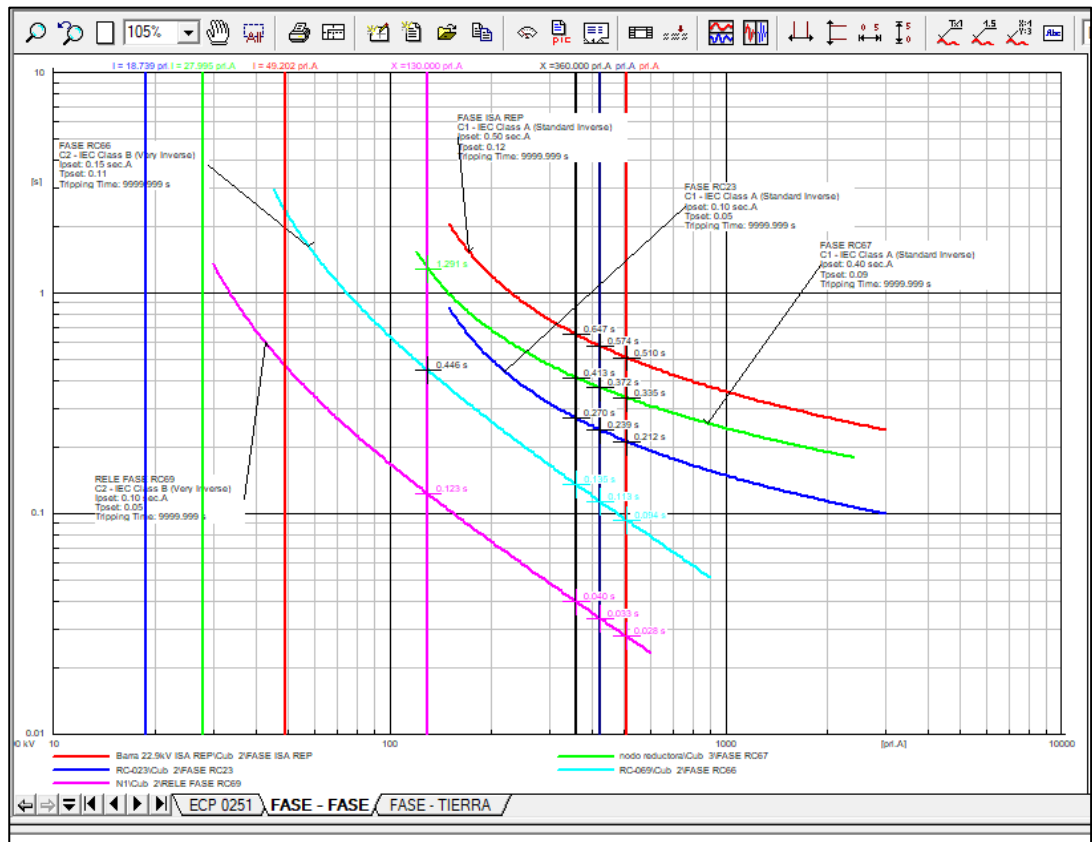
Ajustes propuesto para los recloser en fase-fase

UBICACIÓN	RELÉ	TC	I _{prim} >	T>	CURVA 1	T>>
RELÉ ISA RED	SEL-351	200/1	0.50	0.12	IEC-C1 Clase A (standard inverse)	
RC_067 Totorani Cancharani	SEL-351	200/1	0.40	0.09	IEC-C1 Clase A (standard inverse)	
RC_023 Cancharani	SEL-351	1000/1	0.10	0.05	IEC-C1 Clase A (standard inverse)	
RC_066 Cutimbo Juncal	SEL-351	200/1	0.15	0.15/0.12	IEC-C1/ IEC-C2 Clase B (very inverse)	
RC_069 Juncal Cachipascana	SEL-351	200/1	0.10	0.09	IEC-C2 Clase B (very inverse)	0.03/00

Nota: Elaboración propia.

Figura 28

Curva de coordinación de protección de sobrecorriente 50/51 para los reclosers



Nota: Elaboración propia.

La imagen que se ha proporcionado es un gráfico de coordinación de protecciones eléctricas netamente de los reclosers del alimentador 0251 en 22.9 KV.

En la figura 30 tiene los ejes (vertical “Y”, horizontal “X”) donde en eje “Y” es el tiempo de operación del relé en segundos (s), y el eje “X” representa la corriente en amperios primarios (pri. A.). Las curvas del gráfico muestran la relación entre el tiempo y corriente, estas curvas indican en cuanto tiempo tarda en activar la protección a diferentes niveles de corriente.

4.3.3. Ajuste de sobrecorriente fase a tierra encontrados

La curva de coordinación de protección en fase a tierra 50N/5N para los reclosers RC67, RC23, RC66 y RC69 en condición actual

Tabla 18

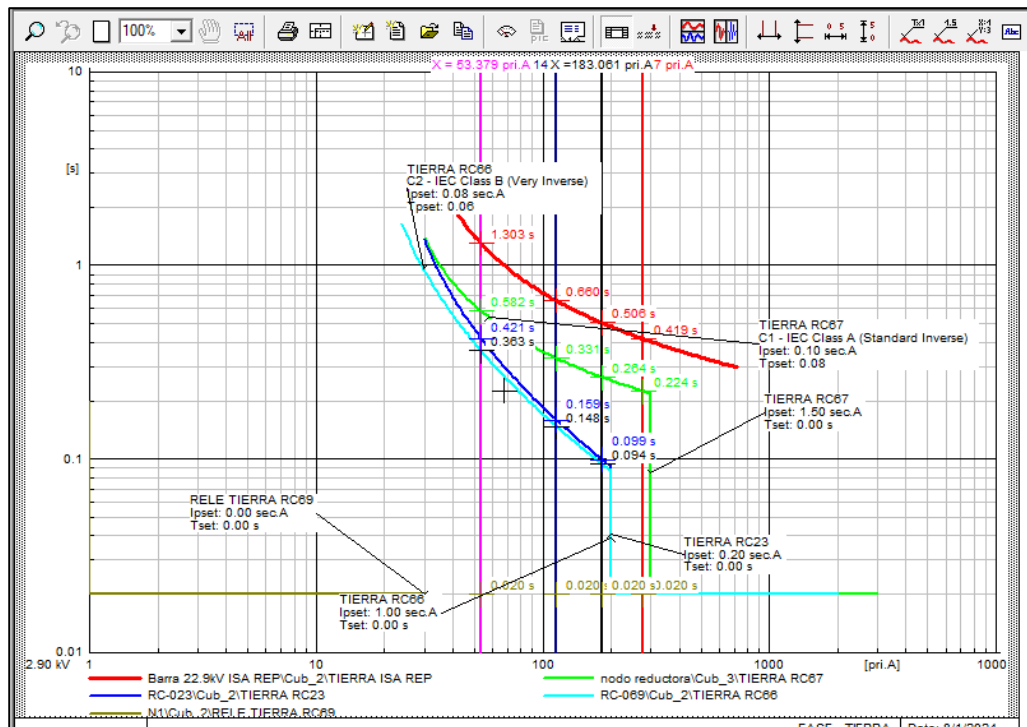
Ajustes encontrados de sobrecorriente fase a tierra actual

UBICACIÓN	RELÉ	TC	$I_{prim}>$	$T>$	CURVA 1	$T>>$
RELÉ ISA RED	SEL-351	200/1	0.120	0.15	IEC-C2 Clase B (very inverse)	
RC_067 Totorani Cancharani	SEL-351	200/1	0.100	0.08	IEC-C1 Clase A (standard inverse)	1.500
RC_023 Cancharani	SEL-351	1000/1	0.020	0.05	IEC-C1 Clase A (standard inverse)	0.200
RC_066 Cutimbo Juncal	SEL-351	200/1	0.080	0.06	IEC-C1 Clase A (standard inverse)	1.000
RC_069 Juncal Cachipascana	SEL-351	200/1				

Nota: Elaboración propia.

Figura 29

Curva de comportamiento ante corrientes en fase-tierra actual



Nota: Elaboración propia.

4.3.4. Propuesta de ajuste de sobrecorriente fase-tierra

La curva de coordinación de protección en fase a tierra 50N/5N para los reclosers RC67, RC23, RC66 y RC69 en condición propuesto.

Curva roja: Protección del relé ISA REP en la configuración IEC Class A (Standard Inverse). Los valores de ajuste de fase- tierra (51N1) son:

I_{pset}: 0.150 sec.A corriente Setting ; 2.4 p.u.; 24.pri.A

T_{preset}: 0.15 s Time Dial

Curva verde: Representa la protección del relé RC67 en la configuración IEC Class A (Standard Inverse). Los valores de ajuste de fase- tierra (51N1) son:

I_{pset}: 0.100 sec.A corriente Setting ; 2 p.u.; 20.pri.A



Tpreset: 0.08 s Time Dial

Time adder: 1.00 cycles

Min. Response time: 0.50 cycles

Los valores de ajuste de fase- Tierra (50/67N1) son:

Tripping Direction: 1.500 secA; 30p.u; 300pri.A

Pick-up tim: 0.02 s ; Reset ratio 95% ; Reset Time: 0.03

Curva azul: Representa la protección del relé RC23 en la configuración IEC Class A (Standard Inverse). Los valores de ajuste de fase- tierra (51N1) son:

Ipsset: 0.017 sec.A corriente Setting ; 0.34 p.u.; 17.pri.A

Tpreset: 0.05 s Time Dial

Time adder: 1.00 cycles

Min. Response time: 0.50 cycles

Los valores de ajuste de fase- Tierra (50/67N1) son:

Tripping Direction: 0.200 secA; 4p.u; 200pri.A

Pick-up tim: 0.02 s ; Reset ratio 95% ; Reset Time: 0.03 s

Curva cian: Representa la protección del relé RC66 en la configuración IEC Class A (Standard Inverse). Los valores de ajuste de fase- tierra (51N1) son:

Ipsset: 0.040 sec.A corriente Setting ; 0.8 p.u.; 8.pri.A

Tpreset: 0.05 s Time Dial



Time adder: 1.00 cycles

Min. Response time: 0.50 cycles

Los valores de ajuste de fase- Tierra (50/67N1) son:

Tripping Direction: 0.600 secA; 12 p.u; 120 pri.A

Pick-up tim: 0.02 s ; Reset ratio 95% ; Reset Time: 0.03 s

Curva ocre: Representa la protección del relé RC67 en la configuración IEC Class A (Standard Inverse). Los valores de ajuste de fase- tierra (51N1) son:

I_{pset}: 0.030 sec.A corriente Setting ; 0.6 p.u.; 6.pri.A

T_{preset}: 0.05 s Time Dial

Time adder: 1.00 cycles

Min. Response time: 0.50 cycles

Los valores de ajuste de fase- Tierra (50/67N1) son:

Tripping Direction: 0.300 secA; 6 p.u; 60 pri.A

Pick-up tim: 0.02 s ; Reset ratio 95% ; Reset Time: 0.03 s

Tabla 19

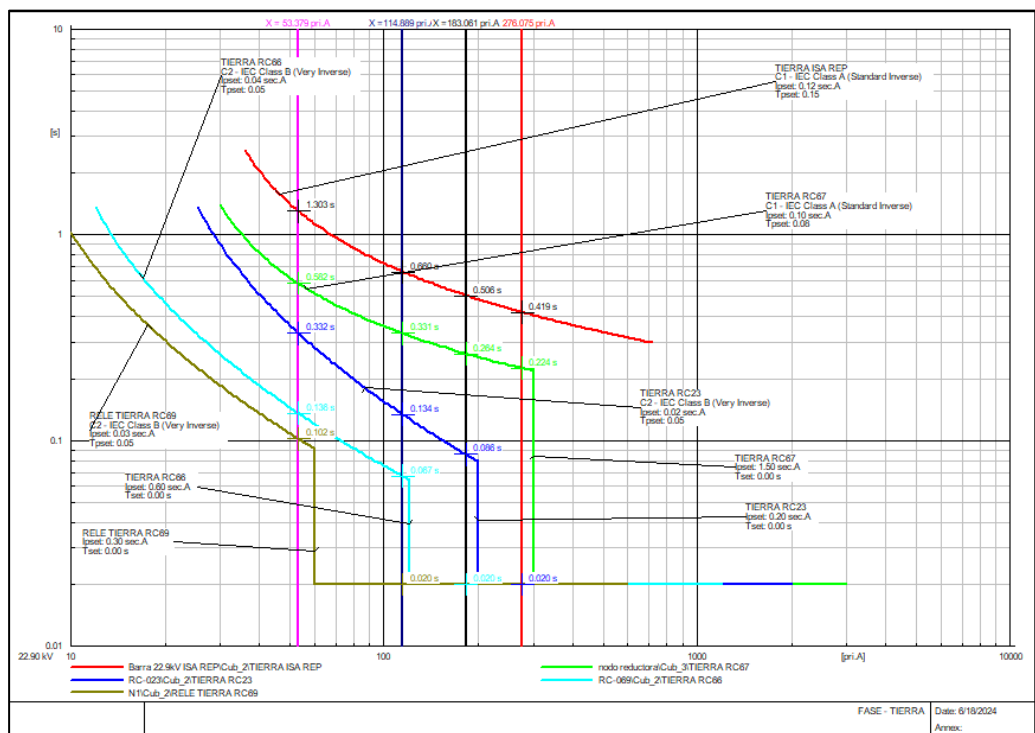
Ajustes propuesto para los recloser en fase-tierra

UBICACIÓN	RELÉ	TC	I prim >	T>	CURVA 1	T>>
RELÉ ISA RED	SEL-351	200/1	0.120	0.15	IEC-C1 Clase A (standard inverse)	
RC_067 Totorani Cancharani	SEL-351	200/1	0.100	0.08	IEC-C1 Clase A (standard inverse)	1.500
RC_023 Cancharani	SEL-351	1000/1	0.020/0.017	0.05	IEC-C2 Clase B (very inverse)	0.200
RC_066 Cutimbo Juncal	SEL-351	200/1	0.080/0.040	0.06/0.05	IEC-C1/ IEC-C2 Clase B (very inverse)	1.000/0.600
RC_069 Juncal Cachipascana	SEL-351	200/1	0.30	0.05	IEC-C1/ IEC-C2 Clase B (very inverse)	0.300

Fuente: Elaboración propia.

Figura 30

Curva de comportamiento ante corrientes en fase-tierra propuesto



Fuente: Elaboración propia.

La imagen que se ha proporcionado es un gráfico de coordinación de protecciones eléctricas netamente de los Recloser en el alimentador 0251 en 22.9 KV.

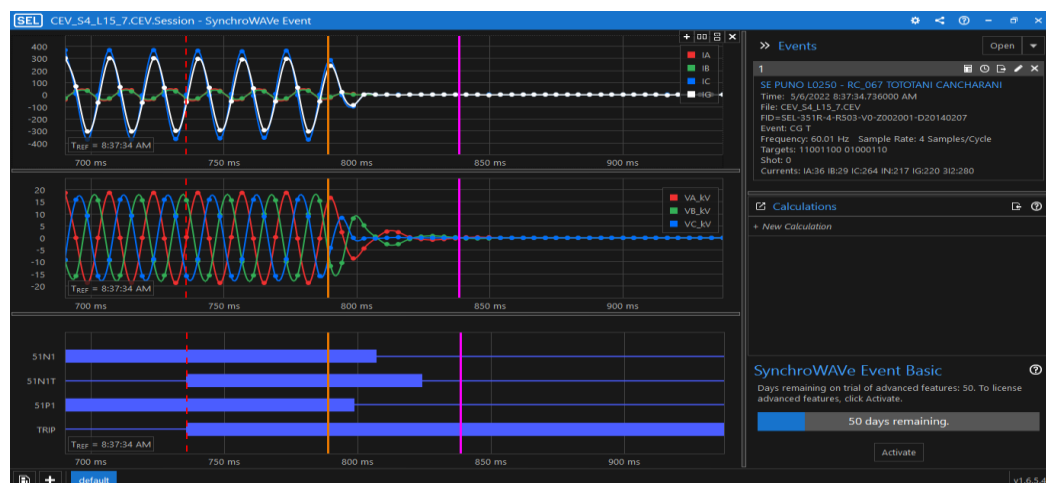
El gráfico tiene los ejes (vertical “Y”, horizontal “X”) donde en eje “Y” es el tiempo de operación del relé en segundos (s), y el eje “Y” representa la corriente en amperios primarios (pri. A.). Las curvas del gráfico muestran la relación entre el tiempo y corriente, estas curvas indican en cuanto tiempo tarda en activar la protección a diferentes niveles de corriente.

4.3.5. Respuesta al ajuste propuesto de protección

Oscilografías de actuación del rc-067. Respuesta del comportamiento de la Oscilografías en RC 67 según el corto circuito determinado en fase a fase.

Figura 31

Comportamiento de la oscilografías en RC 67



Nota: Elaboración propia

En la **figura 28** se ve un comportamiento de Oscilografías, dando detalles que la corriente de disparo I_p en la fase “T” es de 264 A y a tierra es de 220 A, donde indica que la falla es del tipo monofásica a tierra (T-N).

Oscilografías actuales de actuación del RC-023. Respuesta del comportamiento de la oscilografías en RC 23 según el corto circuito determinado en fase a fase.

Figura 32

Comportamiento de la oscilografías en RC 23.



Nota: Elaboración propia

En la **figura 30** se ve un comportamiento de oscilografías, dando detalles que la corriente de disparo I_p en la fase “R” es de 4.24A, “S” es de 1.41A y “T” es de 7.07A, donde indica que la falla es del tipo trifásica tierra (TRIP).

Oscilografías actuales de actuación del RC-066. Respuesta del comportamiento de la oscilografías en RC 66 según el corto circuito determinado en fase a fase.

Figura 33

Comportamiento de la oscilografia en RC 66.



Nota: Elaboración propia

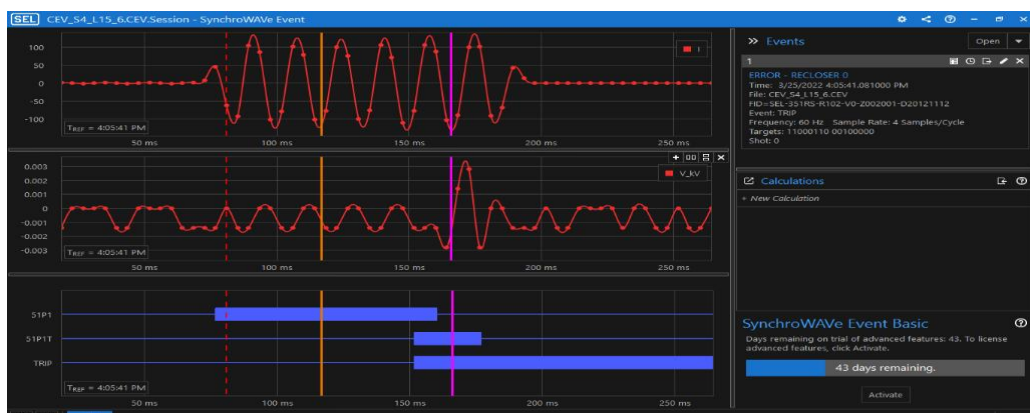
En la **figura 31** se ve un comportamiento de oscilografia, dando detalles que la corriente de disparo I_p en la fase “T” es de 31.11A y a tierra es de 192 A,

donde indica que la falla es del tipo monofásica a tierra (T-N). responde la opción se sobrecorriente en fase a fase “51P” con una reacción en un tiempo de 825ms.

Oscilografías actual de actuación del RC-066 monofásica. Respuesta del comportamiento de la oscilografía en RC 66 según el corto circuito determinado en monofásico.

Figura 34

Comportamiento de la oscilografía en RC 69



Nota: Elaboración propia

En la **figura 32** se ve un comportamiento de oscilografía, dando detalles que la corriente de disparo I_p en la fase es de 125A, donde indica que la falla es del tipo monofásica a tierra (R-N). responde la opción se sobrecorriente en fase a fase “51P” con una reacción en un tiempo de 825ms.

4.4. RESULTADOS DE AJUSTE PROPUESTO DE BASE DE DATOS PARA LA CONFIGURACIÓN DE LOS RELÉS

Se realiza el registro de datos en la plantilla de la coordinación de protección comenzando desde el alimentador 0102-0251 y para los Recloser 067, 023, 066 y 069 en la hoja Excel posteriormente para su configuración mediante la red de comunicación o en físico mediante el software ACSELETAROR de Los relés 351-R de marca SEL.

Tabla 20*Ajuste propuesto de Reclosers del alimentador 0251 Totorani-Juncal*

RELÉ	UBICACIÓN	TC	I>	51/50				I0>	T0>	51N/50N	
				T>	Curva	I>	T>			Curva	I0>>
REP	ALIMENTADOR 0251	200/1	0.50	0.12	C1			0.12 0	0.15	C1	
SEL - 351R	RC_067 Totorani Cancharani	200/1	0.40	0.09	C1			0.10 0	0.08	C1	1.500
SEL - 351R	RC_023 Cancharani	1000/1	0.10	0.05	C1			0.02 0	0.05	C1	0.200
SEL - 351R	RC_066 Cutimbo Juncal	200/1	0.15	0.15	C1			0.08 0	0.06	C2	1.000
SEL - 351R	RC_069 Juncal Cachipascana	200/1	0.10	0.05	C2		0.30				

Fuente: Elaboración Propia

4.4.1. Prueba de hipótesis estadística general (G)

Los resultados mostrados demuestran que se ha optimizado el tiempo de respuesta sobre los dispositivos de protección en un 22% en SEP (sistema eléctrico de potencia) del alimentador 0251, frente a esto se propuso una variedad de ajustes para las diferentes protecciones eléctricas para que se logre la mejora continua del suministro, cuyos resultados se presentan en la Tabla 6, parámetros de los Reclosers del alimentador 0251 Totorani – Juncal.

prueba de hipótesis estadística general: Para efectuar la prueba de hipótesis general, que consiste en analizar los resultados, según la formuló su hipótesis alterna general y la hipótesis general nula, según se presenta a continuación:

Hipótesis estadística alterna general (HG): La implementación de una coordinación adecuada de los Reclosers en el alimentador 0251 Totorani – Juncal

en 22.9 kV de la empresa Electro Puno S.A.A. mejorará significativamente la coordinación de protección y disminuirá la duración de fallas temporales.

$$r_G = (V1 \longleftrightarrow V2) \neq 0$$

Hipótesis estadística nula general (H_G): La implementación de una coordinación adecuada de los Reclosers en el alimentador 0251 Totorani – Juncal en 22.9kV de la empresa Electro Puno S.A.A. **no mejorará** significativamente la coordinación de protección ni disminuirá la duración de fallas temporales.

$$r_G = (V1 \longleftrightarrow V2) = 0$$

Según los resultados analizados la hipótesis general, se puede plantear que la implementación de una coordinación adecuada de los Reclosers en el alimentador 0251 Totorani – Juncal en 22.9 kV de la empresa de Electro Puno S.A.A. **permite** mejorar significativamente la coordinación de protección y disminuirá la duración de fallas temporales.

4.4.2. Prueba de hipótesis estadística específicas H(1)

Para efectuar la prueba de hipótesis específica, que consiste en analizar, según la formuló su hipótesis alterna específica y la hipótesis específica nula, según se presenta a continuación:

Hipótesis alternativa (H₁): El análisis del comportamiento de los indicadores de confiabilidad del alimentador 0251 Totorani – Juncal de Electro Puno S.A.A. en 2022 **identificará** patrones específicos de interrupciones, permitiendo determinar sus principales causas y proponer mejoras efectivas en la coordinación de protección y gestión de fallas.

$$R_{h(1)} = (V1 \longleftrightarrow V2) \neq 0$$

Hipótesis nula (H0): No hay patrones específicos de interrupciones en el alimentador 0251 Totorani – Juncal de Electro Puno S.A.A. en 2022 que permitan identificar las principales causas y **no se pueden** proponer mejoras efectivas en la coordinación de protección y gestión de fallas.

$$R_{h(1)} = (V1 \longleftrightarrow V2) = 0$$

Según los resultados analizados de la hipótesis específica H(1), se puede plantear que los análisis de los indicadores de confiabilidad, **permite** mejorar significativamente el SAIDI y SAIFI tras la implementación de la propuesta de coordinación de protección mediante los recloser.

4.4.3. Prueba de hipótesis estadística específicas H(2)

Para efectuar la prueba de hipótesis específica, que consiste en describir y caracterizar, según la formuló su hipótesis alterna específica y la hipótesis específica nula, según se presenta a continuación:

Hipótesis alternativa (H2): La descripción y caracterización de los parámetros del sistema de protección del alimentador 0251 Totorani – Juncal de Electro Puno S.A.A. en el año 2022 **permitirá** identificar ineficiencias y vulnerabilidades en el sistema de protección, **facilitando** la implementación de un nuevo sistema de protección que incrementará la confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico.

$$R_{h(2)} = (V1 \longleftrightarrow V2) = 0$$

Hipótesis nula (H0): La descripción y caracterización de los parámetros del sistema de protección del alimentador 0251 Totorani – Juncal de Electro Puno S.A.A. en el año 2022 **no permitirá** identificar ineficiencias ni vulnerabilidades en el sistema de protección, y **no facilitará** la implementación de un nuevo sistema de protección que incremente la confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico.

$$R_{h(2)} = (V1 \longleftrightarrow V2) \neq 0$$

Según los resultados analizados de la hipótesis específica H(2), se puede plantear que la descripción y caracterización de los parámetros del sistema de protección del alimentador 0251 Totorani – Juncal de Electro Puno S.A.A, **permite** identificar ineficiencias y vulnerabilidades en el sistema de protección, facilitando la implementación de un nuevo sistema de coordinación de protección mediante los recloser.

4.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En la investigación de (Fenco Custodio, 2021) sobre la “coordinación de protección de MT 22.9 KV para la continuidad del servicio en la red eléctrica del SE Pallasca AMT PAL002” concluye que Se identificó que los desajustes en los dispositivos de protección son responsables de la falta de selectividad en el sistema de protección de la red eléctrica del alimentador PAL002. Como solución, se propusieron ajustes específicos para cada tipo de protección, con el objetivo de mejorar la selectividad y asegurar la continuidad del suministro eléctrico, resultados alineados o concordantes a los llegados en el presente estudio .

(Blas Reyes & Quiroz Perez, 2020) su Tesis “Dispositivos y ajustes en el sistema de coordinación de protección del alimentador A4270 de la subestación la Unión en 22,9



KV del sistema eléctrico Huánuco rural 2 - Electrocentro” concluye que los distintos tipos de configuración de coordinación de protección que sea adecuada a los parámetros principales del alimentador de MT (media tensión), las fallas encontradas en distintos tipos de escenarios se tomará un valor de la corriente de corto circuito y la corriente de carga, con los datos de las corrientes de fallas planteó un adecuado ajuste de coordinación de protección mejorando en un 85% la confiabilidad del SEP al despejar las interrupciones del tipo temporal, resultados que de igual forma al presente estudio es concordante con los resultados en el presente estudio.



V. CONCLUSIONES

PRIMERA La investigación ha confirmado que la implementación de una coordinación adecuada entre los Reclosers RC 67, 23, 66, 69 en el alimentador 0251 Totorani – Juncal ha resultado en una mejora sustancial en un 22% la coordinación de protección. Esta mejora se ha traducido en una reducción significativa de la duración de las fallas temporales, así como en una disminución en la frecuencia y duración de las interrupciones de servicio, lo que confirma la hipótesis general planteada.

SEGUNDA: El análisis realizado sobre los indicadores de confiabilidad (SAIDI, SAIFI) en el año 2021-2022 permitió identificar patrones específicos de interrupciones en el alimentador 0251 Totorani – Juncal. Estos patrones revelaron que las fallas más comunes estaban asociadas a descoordinaciones en la operación de los Reclosers, lo que generaba interrupciones prolongadas son de descargas atmosféricas con un 69%, cortes de emergencia con 2.5%, fuertes vientos con 13% y otros fenómenos con 15.5% de interrupciones. Gracias a la identificación de estas causas, se pudo proponer y aplicar mejoras en la coordinación de protección que han sido efectivas para reducir la frecuencia y duración de las fallas, validando así la primera hipótesis específica.

TERCERA: La investigación describió y caracterizó detalladamente los parámetros del sistema de protección del alimentador 0251 Totorani – Juncal en el año 2021-2022, lo que permitió identificar y realizar el diagrama unifilar con varias ineficiencias y vulnerabilidades en su configuración con una mejora del 75%. Estas ineficiencias estaban relacionadas con una falta de



coordinación adecuada entre los dispositivos de protección, lo que afectaba negativamente la confiabilidad del suministro eléctrico. La identificación de estas vulnerabilidades facilitó la implementación de un nuevo sistema de protección, el cual ha demostrado ser efectivo al incrementar tanto la confiabilidad como la eficiencia del suministro eléctrico, validando así la segunda hipótesis específica.



VI. RECOMENDACIONES

PRIMERA: Se sugiere de un análisis detallado en la línea de 22.9KV Totorani – Juncal alimentador 0251 ELPU, 0102 ISA REP, y las derivaciones a su diferentes anexos y centros poblado que abarca la línea de transmisión, ayudando a si de esta manera a reducir las fallas producidas por sobretensiones y descargas atmosféricas, y de esta manera mejorar el servicio de la energía eléctrica a los usuarios.

SEGUNDA: Se recomienda que futuras investigaciones incluyan un análisis más detallado de los factores externos que afectan los indicadores de confiabilidad y consideren la implementación de nuevas tecnologías para mejorar la precisión de los registros de interrupciones. Además, sería beneficioso realizar un seguimiento anual para identificar tendencias a largo plazo.

TERCERA: Se recomienda realizar pruebas de campo para validar la operación real de los dispositivos de protección bajo condiciones de falla. Además, se sugiere actualizar los ajustes de protección periódicamente para reflejar cambios en la carga y configuración del sistema. Futuras investigaciones podrían enfocarse en el impacto de las condiciones climáticas extremas en la operación del sistema de protección y la integración de tecnologías avanzadas para mejorar la confiabilidad.



VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar Fernandez, C. A. (2021). *“Estudio para la implementación de ajuste de protecciones en los relés e integración al SCADA para mejorar el suministro eléctrico en el sistema de distribución de la ciudad de Abancay.”*
https://repositorio.unsaac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12918/6029/253T20210260_TC.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Altamirano, G. J. L., Ochoa, F. E. G., & Ramírez, G. G. (2021). *Análisis de la confiabilidad de una línea de transmisión compacta*. Instituto Politécnico Nacional.
- Barboza Aiquipa, J. C. (2018). *“estudio de coordinación de protección de la red de distribución en 22.9 kv del alimentador an-05 Andahuaylas - Apurímac.”*
<https://repositorio.unsaac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12918/3956/253T20180281.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Blas Reyes, V. M., & Quiroz Perez, S. O. (2020). *“dispositivos y ajustes en el sistema de coordinación de protección del alimentador a4270 de la subestación la unión en 22,9 KV del sistema eléctrico Huánuco rural 2-electrocentro”* [UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA].
<https://repositorio.uns.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14278/3682/15197.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- COES, S. (2014). *Requisitos minimos para los sistemas de proteccion del SEIN*.
- COES, S. (2018). *criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*.
- Cueva Arisaca, M. J. (2018). *selección y ubicación de apartarrayos en líneas de 22.9 kv, para altitudes mayores a 4000 m.s.n.m., en proyecto minero san Gabriel*.



<https://repositorio.unsa.edu.pe/server/api/core/bitstreams/16e7503d-c4c2-4df4-b2cd-d883edd46178/content>

Encala Pihuave, K. N., & Tonato Gerrero, M. N. (2023). *“Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución, mediante el uso de Relés SEL-751”* [UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA].

<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24673/1/UPS-GT004267.pdf>

Espillico Quispe, J. S., & Ticahuanca Centeno, E. (2021). *“análisis de la coordinación de protección del servicio eléctrico crucero –Antauta, en 22.9 kv del alimentador 9001”* [UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO].

http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14082/17060/Espillico_Joel_Ticahuanca_Elmer.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Esteba Vargas, J. V., & Condori Ticona, W. U. (2018). *análisis, optimización y evaluación de la coordinación de protección contra descargas de origen atmosférico y fallas a tierra en el alimentador 3003 del servicio eléctrico Ananea* [universidad nacional del altiplano puno].

http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14082/7433/Esteba_Vargas_Jaynor_Vladimir_Condori_Ticona_Wilson_Uliser.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Fenco Custodio, J. G. (2021). *“coordinación de protección de mt 22.9 kv para la continuidad del servicio en la red eléctrica del se pallasca AMT pal002”* [universidad nacional del santa].

<https://repositorio.uns.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14278/3752/52277.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Huallpa Pacompia, F. P., & Saavedra Apaza, L. (2018). *“incidencia de las interrupciones por fenómenos naturales sobre la calidad de suministro eléctrico del alimentador*



- ur02 del sistema eléctrico Urubamba*” [universidad nacional del altiplano].
<http://repositorio.unap.edu.pe/handle/20.500.14082/9863>
- Ing. Margil S. Ramirez Anis, M. (2005). *protección de sistemas eléctricos de potencia* [UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN].
https://ingenieros.es/files/proyectos/Proteccion_Sistemas_Electricos_Potencia.pdf
- Monsalve Mera, O. de J. (2020). *Coordinación de protección del Alimentador BE-S03-sistema eléctrico Bellavista Rural*. <https://hdl.handle.net/20.500.12893/8307>
- Perez Cayo, J. L. (2019). “*mejoramiento del diseño de protección contra eventos atmosféricos de una línea de transmisión en 10 kv para la unidad minera Tambomayo a mas de 4500 msnm.*”
<https://repositorio.unsa.edu.pe/server/api/core/bitstreams/a609a9fd-07ec-42b8-b9a1-a46596456945/content>
- Portugal sal y Rosas, H. E. (2019). “*análisis de la solución técnica – económica por impacto negativo de la salida fuera de servicio por descargas atmosféricas de una línea eléctrica aérea en 22.9kv.*” <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/9724>
- Roman Revolo, J. L. (2020). “*reducción de índices de confiabilidad IEEE con ubicación óptima de reclosers del alimentador a4027 de se san francisco Ayacucho Electrocentro.*”
https://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12894/6658/T010_44875874_T.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- SEL. (2014). *SEL-351R Recloser Control Instruction Manual*. 1–600. www.selinc.com

ANEXOS

ANEXO 1. Matriz de consistencia

MATRIZ DE CONCISTENCIA - PROYECTO DE INVESTIGACION				
PROPUESTA DE COODINACION DE PROTECCION DE LOS RECLOSER DEL ALIMENTADOR 0251 TOTORANI JUNCAL EN 22.9 KV DE LA EMPRESA ELECTRO PUNO SAA				
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPOTISIS PRINCIPAL	VARIABLES	DISEÑO METODOLOGICO
¿Cómo influye la coordinación de protección, mediante recloser del alimentador 0251 Totorani-Juncal en 22.9kv de electro puno s.a.a?	Desarrollar una propuesta de coordinación de protección mediante recloser, perteneciente al alimentador 0251 Totorani-Juncal de electro puno s.a.a	La implementación de una coordinación adecuada de los Reclosers en el alimentador 0251 Totorani – Juncal en 22.9kV de la empresa de Electro Puno S.A.A. mejorará significativamente la coordinación de protección y disminuirá la duración de fallas temporales.	variable dependiente: La coordinación de protección de los reclosers. Variable independiente: Los reclosers del alimentador 0251	La manera para ejecutar esta investigación es con el conocimiento y elección de diagrama unifilar, máximas demandas, distancia de la línea, componentes de la protección (Reclosers) y sus factores correspondientes. Esta investigación adopta un enfoque cuantitativo y utiliza un diseño no experimental de tipo descriptivo-correlacional. Se lleva a cabo un análisis exhaustivo de los parámetros del sistema de protección del alimentador 0251 Totorani – Juncal de Electro Puno S.A.A. El objetivo es identificar ineficiencias y vulnerabilidades en el sistema de protección, así como proponer mejoras que aumenten la confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico.
PROBLEMAS ESPECIFICOS	OBJETIVOS ESPECIFICOS	HIPOTISIS ESPECIFICOS		El estudio se basa en la recopilación y análisis de datos históricos y actuales sobre las interrupciones del suministro eléctrico, así como en la evaluación de la configuración y desempeño de los dispositivos de protección del alimentador en el año 2021-2022
¿Cómo se caracteriza el comportamiento de los indicadores de confiabilidad del alimentador 0251 totorani-juncal en 22.9kv de electro Puno s.a.a, año 2022?	Caracterizar el comportamiento de los indicadores de confiabilidad del alimentador 0251 totorani-juncal de electro puno s.a.a. año 2022.	El análisis del comportamiento de los indicadores de confiabilidad del alimentador 0251 Totorani – Juncal de Electro Puno S.A.A. en 2022 identificará patrones específicos de interrupciones, permitiendo determinar sus principales causas y proponer mejoras efectivas en la coordinación de protección y gestión de fallas.		
¿Como describir y caracterizar los parámetros necesarios para plantear un nuevo sistema de protección del alimentador 0251 Totorani -Juncal de electro puno s.a.a. año 2022?	Describir y caracterizar los parámetros del sistema de protección del alimentador 0251 totorani juncal de electro puno s.a.a año 2022.	La descripción y caracterización de los parámetros del sistema de protección del alimentador 0251 Totorani – Juncal de la empresa Electro Puno S.A.A. en el año 2022, permitirá identificar ineficiencias y vulnerabilidades en el sistema de protección, facilitando la implementación de un nuevo sistema de protección que incrementará la confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico.		



ANEXO 2. Datos del recloser 067 punto de carga maxima

```

QuickSet Communications
Send Ctrl Characters

-ACC
Password: ? *****

RC_067 TOTOTANI CANCHARANI      Date: 05/18/22   Time: 11:45:57.726
SE PUNO L0250

Level 1
=>MET

RC_067 TOTOTANI CANCHARANI      Date: 05/18/22   Time: 11:46:06.727
SE PUNO L0250

I MAG (A)      12.339    13.389    12.955    0.507    0.588
I ANG (DEG)    -165.45   -42.91   79.21    65.95    60.42
              A          B          C          S
V MAG (KV)     13.250    13.284    13.546    0.008
V ANG (DEG)    0.00     119.31   -119.69   24.70
              A          B          C          3P
MW            -0.158    -0.169    -0.166    -0.494
MVAR          0.041     0.054    0.057     0.152
PF            -0.968    -0.952    -0.946    -0.956
              LEAD     LEAD     LEAD     LEAD
MAG           0.572     38.662   0.588     0.152    V2      3V0
ANG (DEG)     60.07    -163.01   60.42    143.50   -0.12    -78.74
FREQ (Hz)     60.03
              TI      3I2      3I0      VI

=>HIS

RC_067 TOTOTANI CANCHARANI      Date: 05/18/22   Time: 11:46:15.631
SE PUNO L0250

#   DATE      TIME      EVENT    LOCAT    CURR    FREQ    GRP    SHOT    TARGETS
1 05/13/22 17:22:26 378 AB      $$$$$$  412 60.04 1 0 11000000 10000000
2 05/10/22 12:24:49 662 BC      $$$$$$  119 60.01 1 0 11000000 10000000
3 05/10/22 12:23:19 232 AB      $$$$$$  493 60.00 1 0 11000000 10000000
4 05/10/22 10:36:14 486 ER      $$$$$$  14 60.02 1 0 11000000 10000000
5 05/10/22 10:36:08 084 ER      $$$$$$  34 60.03 1 0 11000000 10000000
6 05/08/22 05:24:59 210 AG      $$$$$$  193 60.05 1 0 11000000 10000000
7 05/06/22 08:38:32 608 BCG     $$$$$$  227 60.00 1 2 11000000 00100000
8 05/06/22 08:37:34 736 CG T   $$$$$$  264 60.01 1 0 11001100 01000110
9 05/06/22 08:37:34 486 CG      $$$$$$  178 60.03 1 0 11000000 10000000
10 05/02/22 07:17:33 103 AG     $$$$$$  165 60.01 1 0 11000000 10000000
11 04/28/22 08:02:41 094 AG     $$$$$$  199 59.99 1 0 11000000 10000000
12 04/26/22 09:33:37 352 CAG    $$$$$$  153 60.00 1 2 11000000 00100000
13 04/26/22 09:33:05 221 BG T   $$$$$$  344 60.03 1 0 11001100 01001010
14 04/26/22 09:33:05 030 BG      $$$$$$  357 60.04 1 0 11000000 10000000
15 04/25/22 17:38:31 790 AG     $$$$$$  321 60.00 1 0 11000000 10000000
16 04/25/22 12:47:01 980 ABCG   $$$$$$  268 60.00 1 2 11000000 00100000
17 04/25/22 12:46:29 446 CG T   $$$$$$  109 60.12 1 0 11001100 01000110
18 04/25/22 12:46:29 004 CG      $$$$$$  88 60.11 1 0 11000000 10000000
19 04/25/22 12:28:05 243 CG      $$$$$$  116 59.99 1 0 11000000 10000000
20 04/25/22 12:25:24 884 ER      $$$$$$  97 60.00 1 2 11000000 00100000
21 04/25/22 12:23:41 757 CG T   $$$$$$  105 60.07 1 0 11001100 01000110
22 04/25/22 12:23:41 491 CG      $$$$$$  102 60.08 1 0 11000000 10000000
23 04/25/22 12:23:41 250 ER      $$$$$$  64 60.08 1 0 11000000 10000000
24 04/24/22 05:51:47 551 CG      $$$$$$  199 60.03 1 0 11000000 10000000
25 04/22/22 17:08:23 191 ER      $$$$$$  33 60.05 1 0 11000000 10000000
26 04/22/22 17:07:43 949 CG      $$$$$$  175 59.99 1 0 11000000 10000000
27 04/22/22 13:40:17 333 CG      $$$$$$  200 59.96 1 0 11000000 10000000
28 04/15/22 12:02:04 908 ER      $$$$$$  81 60.00 1 2 11000000 00100000

=>|

```



ANEXO 3. Registro de usuarios del alimentador 0251

	74	75	82	83	
	RECLOSER	RECLOSER	RECLOSER	RECLOSER	
SERVICIO ELECTRICO	PUNO	PUNO	PUNO	PUNO	
COD DE RECLOSER	RC 67	RC 69	RC 66	RC 23	
ALIMENTADOR	0251	0251	0251	0251	
FASE	RST	RST	RST	RST	
Ubicación de Equipo	TOTORANI - CANCHARANI	JUNCAL-CACHIPASCANA - MONOFASICO	CUTIMBO-JUNCAL	CANCHARANI	
CODIGO GIS	REC0076	REC0061	REC0037	REC0060	
CANTIDAD DE USUARIOS	1126	863	246	983	3218
SED 1	0101492	0101663	0101610	0101492	
SED 2	0101495	0101662	0101615	0101495	
SED 3	0101500	0101668	0101650	0101500	
SED 4	0101505	0101667	0101660	0101505	
SED 5	0101515	0101666	0101606	0101510	
SED 6	0101520	0101665	0105292	0101515	
SED 7	0101525	0101664	0105293	0101520	
SED 8	0101530	0101661	0101669	0101525	
SED 9	0101550		0101670	0101530	
SED 10	0101555		0101671	0101550	
SED 11	0101560		0101673	0101555	
SED 12	0101565		0101672	0101560	
SED 13	0101570		0101663	0101565	
SED 14	0101575		0101662	0101570	
SED 15	0101610		0101668	0101575	
SED 16	0101615		0101667	0101610	
SED 17	0101650		0101666	0101615	
SED 18	0101660		0101665	0101650	
SED 19	0101490		0101664	0101660	
SED 20	0101003		0101661	0101490	
SED 21	0101002		0201242	0101003	
SED 22	0101006		0201306	0101002	
SED 23	0101004		0201310	0101006	
SED 24	0101005		0201308	0101004	
SED 25	0101007		0201332	0101005	
SED 26	0101577		0201315	0101007	
SED 27	0101306		0201318	0101577	
SED 28	0101008		0201227	0101306	
SED 29	0101506		0201022	0101008	
SED 30	0101551			0101506	
SED 31	0101552		NO ANEXO 01	0101551	
SED 32	0101553		0201022	0101552	
SED 33	0101554			0101553	
SED 34	0101507			0101554	
SED 35	0101486			0101507	
SED 36	0101013			0101013	
SED 37	0101404			0101404	



ANEXO 4. Parametros de medicion de los Reles

```

RC_067 TOTOTANI CANCHARANI      Date: 06/28/22   Time: 09:29:11.375
SE PUNO L0250

Level 1
=>SHO
Group 1
Group Settings:
RID =RC_067 TOTOTANI CANCHARANI      TID =SE PUNO L0250
CTR = 200.0      PTR = 182.5      PTRS = 182.5
ZMAG = 32.10     ZIANG = 68.86     LL = 4.84
ZOMAG = 95.70   ZOANG = 72.47
E50P = N        E50N = 1      E50G = N      E50Q = N
E51P = 1        E51N = 1      E51G = N      E51Q = N
E32 = N         ELOAD = N     ESOTF = N     EVOLT = Y
E25 = N         EFLOC = N     ELOP = N     ECOMM = N
E81 = N         E79 = 2      ESV = 16     EDEM = THM

SONIP = 1.500
67NID = 0.00
51P1P = 0.40    51P1C = C1    51P1TD = 0.09    51P1RS = N
51P1CT = 0.00  51P1MR = 0.00
51N1P = 0.100  51N1C = C1    51N1TD = 0.08    51N1RS = N
51N1CT = 0.00  51N1MR = 0.00
27P1P = OFF    27P2P = OFF    59P1P = OFF    59P2P = OFF
  
```

```

RECLOSER_CANCHARANI             Date: 06/28/22   Time: 09:23:52.065
LINEA L 251

Level 1
=>SHO
Group 1
Group Settings:
RID =RECLOSER CANCHARANI          TID =LINEA L 251
CTR = 1000.0      CTRN = 1000.0   PTR = 191.0   PTRS = 191.0
ZMAG = 32.10     ZIANG = 68.86     LL = 4.84
ZOMAG = 95.70   ZOANG = 72.47
E50P = 1        E50N = 1      E50G = N      E50Q = N
E51P = 1        E51N = 1      E51G = N      E51Q = N
E32 = N         ELOAD = N     ESOTF = N     EVOLT = Y
E25 = N         EFLOC = N     ELOP = N     ECOMM = N
E81 = N         E79 = 2      ESV = 16     EDEM = THM
EDEM = THM      50P1P = OFF
67P1D = 0.00
50P1P = OFF
SONIP = 0.200
67NID = 0.00
51P1P = 0.10    51P1C = C1    51P1TD = 0.05    51P1RS = N
51P1CT = 0.00  51P1MR = 0.00
51N1P = 0.020  51N1C = C2    51N1TD = 0.05    51N1RS = N
  
```

```

RECLOSER 0                       Date: 06/28/22   Time: 09:31:18.671
ERROR

Level 1
=>SHO
Group 1
Group Settings:
RID =RECLOSER 0                  TID =ERROR
CTR = 200.0      PTR = 100.00   VNM = 120.00
ZMAG = 32.10     ZANG = 68.86     LL = 4.84     E50P = 1
E51P = 1        ESOTF = N      EVOLT = Y     EFLOC = N
E81 = 4         E79 = 3      EMBL2 = N     ESV = 16
EDEM = THM     EPWR = N      ESS1 = N
50P1P = 0.30
50P1D = 0.00
51P1P = 0.05    51P1C = C2    51P1TD = 0.05    51P1RS = N
51P1CT = 0.00  51P1MR = 0.00  27P1P = OFF    27P2P = OFF
59P1P = 104.00  59P2P = OFF
2781P = 80.00  8101P = OFF    8101D = 6.00    8102P = OFF
8102D = 2.00  8103P = OFF    8103D = 2.00    8104P = OFF
8104D = 2.00
79011 = 3600.00  79012 = 7200.00  79013 = 10800.00  79RSD = 1800.00
79RSLD = 600.00  79CLSD = 900.00
DMTC = 5        PDEMP = OFF
TDURD = 12.00  CFD = 60.00    POD = 1.50     50LP = 0.05
  
```

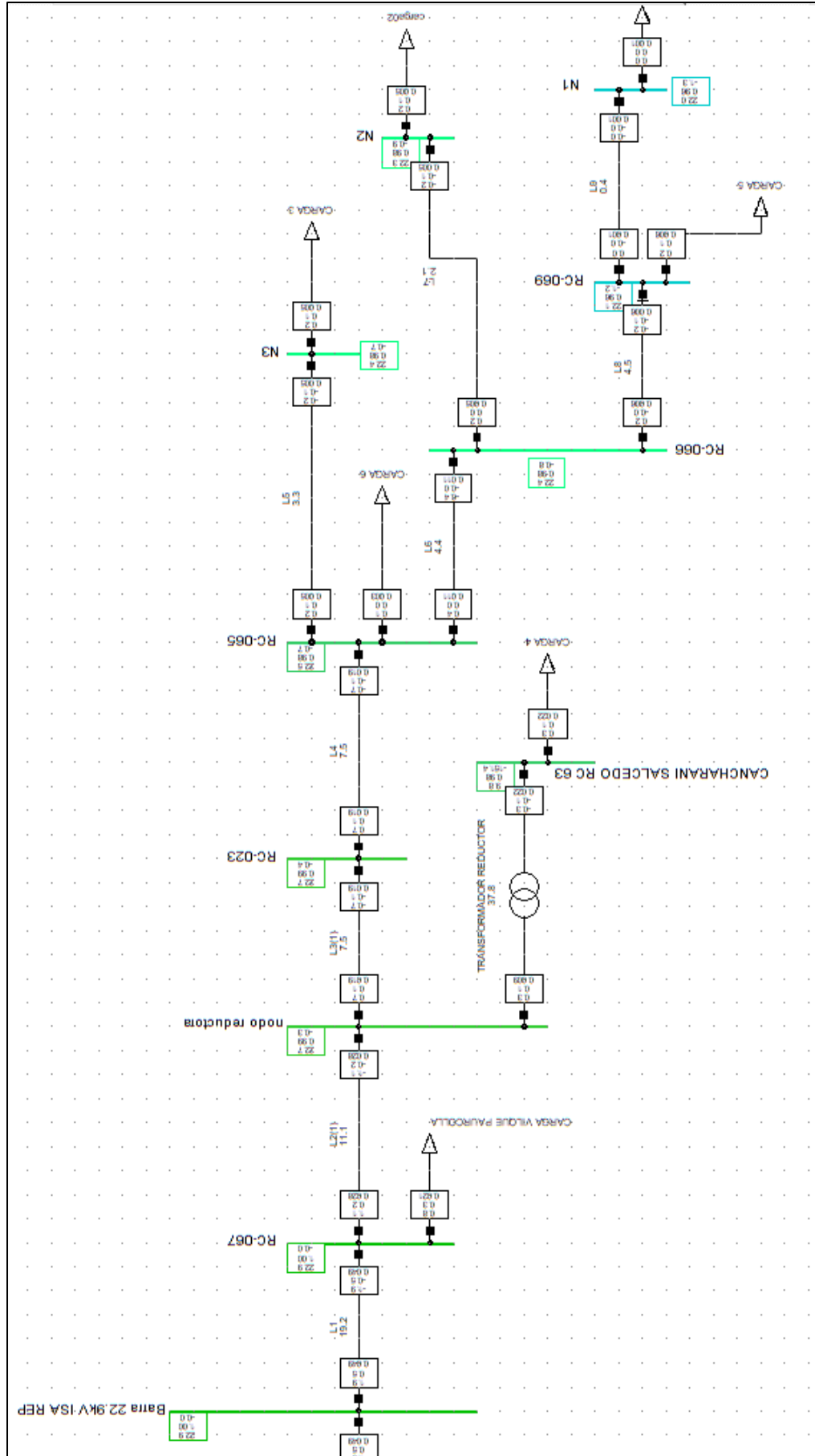
```

RECLOSER R66 CUTIMBO            Date: 06/28/22   Time: 09:10:59.497
SE PUNO L0250

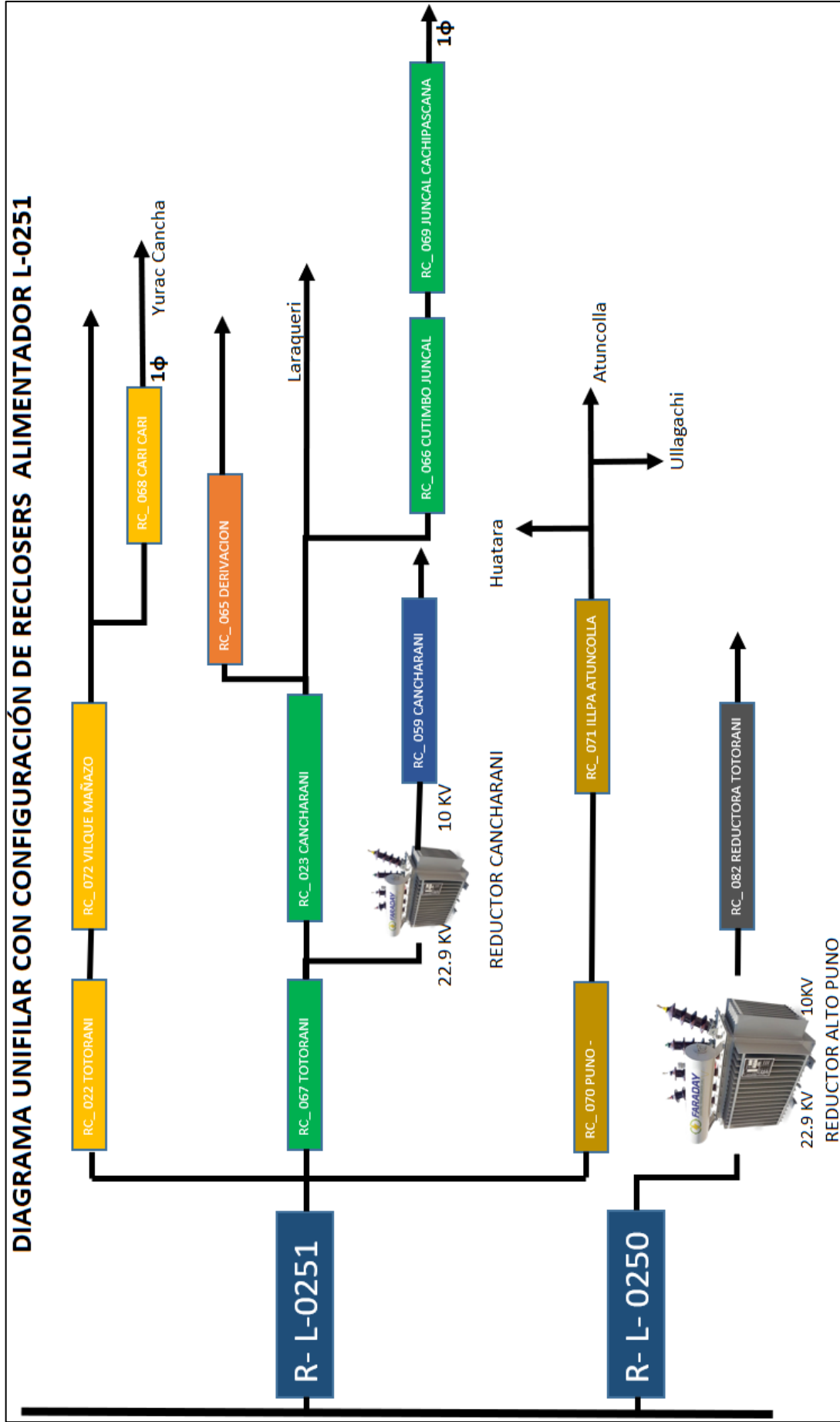
Level 1
=>SHO
Group 1
Group Settings:
RID =RECLOSER R66 CUTIMBO        TID =SE PUNO L0250
CTR = 200.0      PTR = 182.5      PTRS = 182.5
ZMAG = 32.10     ZIANG = 68.86     LL = 4.84
ZOMAG = 95.70   ZOANG = 72.47
E50P = N        E50N = 1      E50G = N      E50Q = N
E51P = 1        E51N = 1      E51G = N      E51Q = N
E32 = N         ELOAD = N     ESOTF = N     EVOLT = Y
E25 = N         EFLOC = N     ELOP = N     ECOMM = N
E81 = N         E79 = 2      ESV = 16     EDEM = THM

SONIP = 1.000
67NID = 0.00
51P1P = 0.15    51P1C = C2    51P1TD = 0.15    51P1RS = N
51P1CT = 0.00  51P1MR = 0.00
51N1P = 0.080  51N1C = C2    51N1TD = 0.06    51N1RS = N
51N1CT = 0.00  51N1MR = 0.00
27P1P = OFF    27P2P = OFF    59P1P = OFF    59P2P = OFF
  
```


ANEXO 5. Diagrama unifilar del estudio



ANEXO 7. Diagrama de unifilar alimentador 0251 ELP-2021





ANEXO 8. Delcaracion jurada



Universidad Nacional
del Altiplano Puno



Vicerrectorado
de Investigación



Repositorio
Institucional

DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD DE TESIS

Por el presente documento, Yo RULO PUMARQUIPE ORTEGA
identificado con DNI 70592773 en mi condición de egresado de:

Escuela Profesional, Programa de Segunda Especialidad, Programa de Maestría o Doctorado
INGENIERIA MECÁNICA ELÉCTRICO.

informo que he elaborado el/la Tesis o Trabajo de Investigación denominada:
PROPUESTA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LOS RECIOSERES DEL
ALIMENTADOR 0251 TOTOKONI - JUNCAL EN 22.9KV DE LA EMPRESA
ELECTRO PUNO S.A.S.

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 19 de Noviembre del 2024



FIRMA (obligatoria)





Huella



ANEXO 9. Autorización para repositorio


 Universidad Nacional
del Altiplano Puno


 Vicerrectorado
de Investigación


 Repositorio
Institucional

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

Por el presente documento, Yo Rulo Pumaguispe Ortega
identificado con DNI 70542773 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:

II PROPUESTA DE COORDINACION DE PROTECCION DE LOS RECLOSERS DEL ALIMENTADOR 0251 TOTORANI - JUNCAL EN 229KV DE LA EMPRESA ELECTRO PUNO S.A.A.

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 14 de Noviembre del 2024


 FIRMA (obligatoria)


 Huella