



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



**“ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL
SERVICIO ELECTRICO CRUCERO – ANTAUTA, EN 22.9 KV DEL
ALIMENTADOR 9001”**

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. JOEL SILVIO ESPILLICO QUISPE

Bach. ELMER TICAHUANCA CENTENO

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

PUNO – PERÚ

2021



DEDICATORIA

A mis padres; Nolberto y Rosa María, por estar junto a mí en cada momento, siempre brindándome su apoyo incondicional durante mi formación Académica.

A mis hermanos y familiares, que me ha brindado su apoyo durante mi formación Profesional.

A mis amigos que a lo largo de la vida vas conociendo, por sus actos y palabras de aliento, que nos inspiran deseos de superación.

Joel S. Espillico Quispe



DEDICATORIA

A mis padres, por estar junto a mí en cada momento, siempre brindándome su apoyo incondicional durante mi formación Académica.

A mis hermanos, que me ha brindado su apoyo durante mi formación Académica Profesional.

A mis amigos, por los actos y palabras de aliento, que nos inspiran deseos de superación.

Elmer Tichuanca Centeno



AGRADECIMIENTO

Con agradecimiento especial a la Universidad Nacional del Altiplano – Puno, mi Alma Mater y en especial a los Ingenieros y personal que labora en la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica por el conocimiento impartido en mi formación personal y profesional.

A la empresa Electro Puno S.A.A. por la oportunidad y el apoyo en mis momentos de desarrollo profesional.

Elmer Ticahuanca Centeno

Con especial gentileza a la Universidad Nacional del Altiplano – Puno, mi Alma Mater y en especial a los Ingenieros y personal que labora en la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica por el conocimiento impartido en mi formación personal y profesional.

A la empresa Electro Puno S.A.A. y en especial al amigo Néstor Chambi por su apoyo en mis momentos de desarrollo profesional.

Joel S. Espillico Quispe



INDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTO

INDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RESUMEN.....15

ABSTRACT16

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA18

1.2 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACION.....19

1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....20

1.3.1 Problema general20

1.3.2 Problemas específicos20

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA20

1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN21

1.5.1 Objetivo general.....21

1.5.2 Objetivos específicos21

1.6 CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE INVESTIGACIÓN.....22

1.6.1 Ubicación geográfica22

1.6.2 Condiciones climatológicas23

1.6.3 Vías de acceso del proyecto.....23

CAPITULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1 MARCO TEORICO.....25

2.1.1 Sistemas eléctricos de distribución25

2.1.1.1 Definición Subsistema de distribución primaria..... 25

2.1.2 Análisis de flujo de potencia.....27

2.1.3 Fallas en los sistemas eléctricos.....28

2.1.3.1 Causas de Fallas..... 28

2.1.3.2 Categoría de Fallas 29



2.1.3.3	Tipos de Falla	30
2.1.3.4	Sobrecorrientes	32
2.1.3.5	Sobretensión	33
2.1.3.6	Descargas Atmosféricas.....	34
2.1.3.7	Características de Descargas Atmosféricas y su Incidencia en Líneas Aéreas de Media Tensión	35
2.1.4	Sistema de protección	44
2.1.4.1	Objetivo del Sistema de Protección.....	45
2.1.4.2	Funciones de un Sistema de Protección.....	46
2.1.4.3	Características de los Sistemas Protección	46
2.1.4.4	Estructura de un Sistema de Protección.....	47
2.1.5	Dispositivos de protección.....	49
2.1.5.1	Fusibles	49
2.1.5.2	Seccionador.....	51
2.1.5.3	Recloser	53
2.1.5.4	Interruptores.....	56
2.1.5.5	Relés de Protección.....	56
2.1.6	Coordinación de protección	59
2.1.6.1	Proceso de ajuste y coordinación de la protección	59
2.1.6.2	Tipos de Coordinación.....	60
2.1.6.3	Criterios Generales de Coordinación de las Protecciones	64
2.1.6.4	Ajustes de las Protecciones de Corriente.....	64
2.1.6.5	Métodos de Coordinación.....	67
2.1.7	Uso de software para análisis de la coordinación de protección	69
2.1.7.1	Características del programa.....	69
2.1.7.2	Funciones	70
2.1.8	Uso de software DLTCAD	71
2.2	MARCO CONCEPTUAL.....	72
2.2.1	Estructura del sector eléctrico.....	72
2.2.1.1	Usuarios o Clientes	72
2.2.1.2	Las Empresas Eléctricas	73
2.2.1.3	Comité de Operación Económica del Sistema (COES).....	74
2.2.1.4	Ministerio de Energía y Minas (MEM)	74



2.2.1.5 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).....	74
2.2.1.6 Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)	75
2.2.2 Calidad del suministro de acuerdo a la (NTCSE).....	75
2.2.2.1 Interrupciones	75
2.2.2.2 Causas de Interrupciones por su Naturaleza	76
2.2.2.3 Índices Normados por (Osinerghmin)	77
2.2.3 Marco legal	77
2.3 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.....	78
2.3.1 Hipótesis general.....	78
2.3.2 Hipótesis específica	78
CAPITULO III	
MATERIALES Y MÉTODOS	
3.1 TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACION.....	79
3.1.1 Tipo de investigación.....	79
3.1.1.1 Método Cuantitativo	79
3.1.1.2 Método Descriptivo para el Análisis de Datos	79
3.1.1.3 Método Explicativo	79
3.1.2 Diseño de la investigación	80
3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN.....	80
3.2.1 Población	80
3.2.2 Muestra	80
3.2.3 Técnicas e instrumentos para recolección de datos	80
3.3 TÉCNICAS PARA EL PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS	80
3.4 AMBITO DE ESTUDIO Y APLICACIÓN	81
3.4.1 Descripción del sistema eléctrico en estudio	81
3.4.1.1 Subestación eléctrica Antauta.....	82
3.4.1.2 Alimentador 9001	83
3.4.2 Número de usuarios del alimentador 9001	84
3.5 DATOS ESTADÍSTICOS DE INTERRUPCIONES REGISTRADOS EN EL PERIODO 2018 – 2019.....	85
3.5.1 Resumen interrupciones en el alimentador 9001 por causas internas y externas	85



3.5.2 Interrupciones presentadas el alimentador 9001 por causa externas e internas	85
3.5.3 Interrupciones para el análisis de los indicadores de calidad	87
3.6 CÁLCULO DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD.....	89
3.6.1 Cálculo del indicador SAIFI	89
3.6.2 Cálculo del indicador SAIDI	92
3.7 PROCEDIMIENTO Y CONFIGURACIÓN DE AJUSTES DE COORDINACIÓN EN DIGSILENT.....	94
3.7.1 Base de datos para la configuración	94
3.7.1.1 Transformador de potencia	95
3.7.1.2 Alimentador 9001	97
3.7.2 Procedimiento de ajustes de protección.....	98

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 RESULTADOS.....	107
4.1.1 Evaluación del sistema eléctrico Antauta	107
4.1.1.1 Demanda máxima	107
4.1.1.2 Descripción del Sistema Eléctrico Antauta	109
4.1.1.3 Subestación de Transformación Antauta	109
4.1.1.4 Indicadores del Alimentador 9001.....	110
4.1.1.5 Evaluación del Estado Actual de la Línea en 22.9 Kv Alimentador 9001	110
4.1.1.6 Medición de puesta a tierra.....	116
4.1.1.7 Calidad de suministro del sistema Eléctrico Antauta	117
4.1.2 Flujo de potencia simulado en el programa Digsilent	119
4.1.2.1 Escenario.....	120
4.1.3 Análisis de cortocircuito	122
4.1.4 Criterio para la coordinación de las protecciones.....	122
4.1.5 Coordinación y ajuste de las protecciones.....	124
4.1.5.1 Protección de sobrecorriente de fases y Tierra 50/51	124
4.1.6 Ajustes de relés de protección y reclosers	137
4.1.6.1 Protección de sobrecorriente de Fases – 50/51p.....	138
4.1.6.2 Protección de Sobrecorriente de Tierra – 50/51n	139



4.1.7 Coordinación de recloser – fusibles.....	139
4.1.8 Planteamiento de soluciones.....	141
4.1.8.1 Mejorar sistemas de protección.....	141
4.2 DISCUSION Y COMPARACION DE RESULTADOS.....	141
4.3 PROPUESTA DE OPTIMIZAR EL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA DEL ALIMENTADOR 9001.....	143
4.3.1 Propuesta de diseño de la línea primaria del alimentador 9001.....	143
4.3.1.1 Características técnicas del diseño de la línea primaria.....	143
4.3.1.2 Selección de Ruta.....	144
4.3.1.3 Planilla de Estructuras.....	146
4.3.1.4 Metrado y Presupuesto.....	148
V. CONCLUSIONES.....	150
VI. RECOMENDACIONES.....	152
VII. REFERENCIAS.....	153
ANEXOS.....	156

Área : Electricidad

Tema : Sistemas de Potencia y Protección

FECHA DE SUSTENTACION: 18 de noviembre 2021



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación del proyecto	22
Figura 2: Trazo de Ruta	23
Figura 3: Sistema de Distribucion Eleccrica	27
Figura 4: Falla Trifásica	31
Figura 5: Falla línea a tierra.....	31
Figura 6: Falla Línea a Línea.....	32
Figura 7: Tipos de Descarga Atmosférica	34
Figura 8: Mapa de Niveles Isoceraunicos	36
Figura 9: Aisladores Polimérico y Porcelana	41
Figura 10: Pararrayo polimerico.....	42
Figura 11: Zonas de Protección Primaria	48
Figura 12: Fusible tipo chicote	50
Figura 13: Seccionador CUT-OUT	52
Figura 14: Restaurador	53
Figura 15: Ciclo de Trabajo de un Recloser	55
Figura 16: Secuencia Completa de Operación del Recloser	55
Figura 17: Tipos de Relé Según su Característica de Tiempo de Operación	57
Figura 18: Curvas de Tiempo de Corriente de Reles	59
Figura 19: Proceso de Ajuste y Coordinación de la Protección	60
Figura 20: Coordinación Fusible - Fusible	61
Figura 21: Coordinación Recloser - Fusible	61
Figura 22: Coordinación Relé - Reconectador	62
Figura 23: coordinación relé - relé	63
Figura 24: Coordinación Relé - Relé.....	64
Figura 25: Características de Operación de los Relés de Sobrecorriente	66
Figura 26: Conformación del Sector Eléctrico.....	72
Figura 27: Ubicación Geográfica del Distrito de Antauta.....	81
Figura 28: Diagrama Unifilar de la S.E. de Antauta	82
Figura 29: Ubicación de Relé y Recloser del Servicio Eléctrico Antauta.....	83
Figura 30: S.E. de Antauta	83
Figura 31: Ubicación Geográfica del Alimentador 9001	84
Figura 32: Causas de Interrupciones en Distribucion de año 2018	86
Figura 33: Causas de Interrupciones en Distribucion de año 2019	87



Figura 34: Total de Interrupciones por Mes del los Años 2018- 2019.....	89
Figura 35: Duración Interrupciones por Mes de los Años 2018-2019	89
Figura 36: Datos del Transformador de Potencia 60/22.9 kV en Digsilent	95
Figura 37: Datos para el Cálculo de Corto Circuito en DigSilent.....	96
Figura 38: Datos del Alimentador 9001 de 22,9KV en Digsilent	97
Figura 39: Ajustes Actuales del Relé RE60KV-SEL351A	98
Figura 40: Ajustes Propuestos del Relé RE60KV-SEL351A.....	98
Figura 41: Ajustes actuales del Relé RE22.9KV-SEL351A	99
Figura 42: Ajustes Propuestos del Relé RE22.9KV-SEL351A.....	99
Figura 43: Ajustes Actuales del Relé RE1-SEL351A (51/50)	100
Figura 44: Ajustes Propuestos del Relé RE1-SEL351A (51).....	100
Figura 45: Ajustes Propuestos del Relé RE1-SEL351A (50).....	101
Figura 46: Ajustes Actuales del Recloser RC-SAL9001 (51/50).....	101
Figura 47: Ajustes Propuestos del Recloser RC-SAL9001 (51/50)	102
Figura 48: Ajuste Actual del Recloser R1-DERUSI (51)	102
Figura 49: Ajuste Actual del Recloser R1-DERUSI (50)	103
Figura 50: Ajustes Actuales del Recloser R1-DERUSI (51/50N).....	103
Figura 51: Ajustes Actuales del Recloser R2-DER.MACU (51/50).....	104
Figura 52: Ajustes Propuesto del Recloser R2-DER.MACU (51)	104
Figura 53: Ajustes Propuesto del Recloser R2-DER.MACU (50)	105
Figura 54: Ajustes Actuales del Recloser R3-DER.COA (51/50)	105
Figura 55: Ajustes Propuestos del Recloser R3-DER.COA (51)	106
Figura 56: Ajustes Propuestos del Recloser R3-DER.COA (50)	106
Figura 57: Demanda de Cargas Según Datos de Años 2018 y 2019 Salida 9001	107
Figura 58: Demanda de Cargas Según Datos de Años 2018 y 2019 Salida 9002	108
Figura 59: Diagrama Unifilar del Servicio Eléctrico Antauta	109
Figura 60: Vistas del Recorrido de la Línea de Media Tension	111
Figura 61: Vista panorámica línea 22.9 kV alimentador 9001	114
Figura 62: Medición de Puesta a Tierra.....	116
Figura 63: Resultados de Evolucion SAIFI en Semestres.....	118
Figura 64: Resultados de Evolucion SAIDI en Semestres	119
Figura 65: Flujo de Potencia del Sistema Eléctrico Antauta en (DIGSILENT).....	121
Figura 66: Diagrama Unifilar del Alimentador 9001 y Ubicación de Recloser.....	122
Figura 67: Ubicación de Relés y Recloser del Sistema Eléctrico Antauta	123



Figura 68: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de Fases 50/51 para los Relés RE60KV / RE22.9KV / RE1SEL en condición actual.....	125
Figura 69: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de Fases 50/51 para los Relés RE60KV / RE22.9KV / RE1SEL en Condición Propuesto	126
Figura 70: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de Fases 50/51 para el Relé RE1SEL y Recloser RC-SAL9001 en condición actual.....	127
Figura 71: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de Fases 50/51 para el Relé RE1SEL y Recloser RC-SAL9001 en condición propuesto.....	128
Figura 72: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R1-DERUSI en condición actual	129
Figura 73: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R1-DER.USI en condición propuesto	130
Figura 74: Curva de coordinación de protección de sobrecorriente de Tierra 50/51N para los Reconectores RC-SAL9001 y R1-DERUSI en condición actual.	131
Figura 75: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R2-DERMACU en condición actual.....	132
Figura 76: Curva de Coordinación de Protección de sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R2-DERMACU en condición propuesto.....	133
Figura 77: Curva de coordinación de protección de sobrecorriente de Tierra 50/51N para los reconectores RC-SAL9001 y R2-DERMACU en condición Actual.....	134
Figura 78: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R3-DERCOA en condición actual	135
Figura 79: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R3-DERCOA en condición Propuesto	136
Figura 80: Curva de coordinación de protección de sobrecorriente de Tierra 50/51N para los reconectores RC-SAL9001 y R3-DERCOA en condición Actual	137
Figura 81: Coordinacion de Recloser R1-DERUSI entre Fusibles Aguas Abajo	140
Figura 82: Coordinacion de Recloser R2-DERMACU entre Fusibles Aguas Abajo..	140
Figura 83: Coordinacion de Recloser R3-DERCOA entre Fusibles Aguas Abajo	141
Figura 84: Trazo de Ruta Línea Primaria	145
Figura 85: Planilla de Estructuras.....	145
Figura 86: Metrados y Presupuestos.....	145



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características ambientales.....	23
Tabla 2: Numero de descarga según la zona	37
Tabla 3: Reles de Sobrecorriente	67
Tabla 4: Factor 'c' como función de la tensión nominal	69
Tabla 5: Numero de usuarios alimentador 9001	84
Tabla 6: Cortes Registrados Años 2018 – 2019	85
Tabla 7: Causas de Interrupciones	86
Tabla 8: Interrupciones por Mes de los Años 2018-2019.....	88
Tabla 9: Duración de Interrupciones por Mes de los Años 2018-2019.....	88
Tabla 10: Calculo de Indicador SAIFI año 2018.....	90
Tabla 11: Calculo de Indicador SAIFI año 2019.....	90
Tabla 12: Resultados de indicadores SAIFI años 2018 – 2019.....	92
Tabla 13: Calculo de Indicador SAIDI año 2018	92
Tabla 14: Calculo de Indicador SAIFI año 2019.....	93
Tabla 15: Resultados de indicadores SAIDI años 2018 – 2019	94
Tabla 16: Parámetros eléctricos de transformador	110
Tabla 17: Planilla de Estructuras Existente	114
Tabla 18: Valores de resistencia de Puestas a Tierra (Troncal).....	117
Tabla 19: Resultados de Evolucion SAIFI	118
Tabla 20: Resultados de Evolucion SAIDI.....	119
Tabla 21: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Actuales	127
Tabla 22: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Propuestos	128
Tabla 23: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Actuales	129
Tabla 24: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Propuestos	130
Tabla 25: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Actuales	132
Tabla 26: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Propuestos	133
Tabla 27: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Actuales	135
Tabla 28: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Propuestos	136
Tabla 29: Ajustes de Sobrecorriente de Fases de los Relés y Reclosers	138
Tabla 30: Ajustes de Sobrecorriente de Tierra de Reclosers	139
Tabla 31: Características LP Principal Salida 9001	144



ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
CNE	Código Nacional de Electricidad
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
DIgSILENT	Digital Simulation and Electrical NeTworks
ELECTRO PUNO S.A.A.	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A
ELAT	Grupo de Electricidad Atmosférica
INDECOPI	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la propiedad intelectual
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
NTCSER	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía Minería
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
LP	Línea Primaria
MT	Media Tensión
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MVA	Mega Volt Amper, unidad de medida de potencia total
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
m.s.n.m.	Altitud en metros sobre el nivel del mar



RESUMEN

El proyecto de tesis expone el estudio de la coordinación de protección de que factores del sistema eléctrico se encuentran desfavorablemente afectados por diversas causas, que afectan al normal funcionamiento de suministro de energía a la población del alimentador 9001 en 22.9 kV, del SERVICIO ELÉCTRICO DE CRUCERO – ANTAUTA, que es administrado por la concesionaria Electro Puno S.A.A. Para lo cual el estudio deberá cumplir los requisitos básicos de la ingeniería de protecciones, los cuales son: selectividad, rapidez, sensibilidad y confiabilidad; el análisis se realiza utilizando el software DigSilent Power Factory, dándose como año de estudio el 2019. La investigación está enfocada, en la obtención de información clara y objetiva, de los fundamentos teóricos y prácticas del diseño de la coordinación de protección y fallas a tierra en las líneas sub transmisión en media tensión, normas y estándares. Asimismo, se realiza un registro de interrupciones en el periodo 2018 – 2019 del servicio, para determinar las fallas en el sistema causadas por: descargas atmosféricas, cortes de emergencia, fuertes vientos y otros fenómenos naturales a la vez determinar los indicadores SAIFI - SAIDI. Del diagnóstico del alimentador 9001 del tramo Antauta – Ajoyani, se determina el estado actual tanto de las estructuras y prioritariamente de los sistemas de puesta a tierra en los diferentes puntos de protección (Recloser y Seccionadores). El análisis y evaluación realizada al alimentador 9001, se observa un sistema en deterioro y algunas simulaciones de coordinación de protección presentan una deficiente coordinación.

Palabras Clave: Coordinación de protección, descargas atmosféricas, fallas a tierra, rapidez de operación, selectividad.



ABSTRACT

The thesis project exposes the study of protection coordination shows that factors of the electrical system are unfavorably affected, due to various causes, that affect the normal operation of the power supply to the population of the 9001 feeder at 22.9 kV, of the ELECTRICAL SERVICE OF CRUCERO - ANTAUTA, which is managed by the concessionaire Electro Puno SAA. For which the study must meet the basic requirements of protection engineering, which are: selectivity, speed, sensitivity and reliability; The analysis is carried out using the DigSilent Power Factory software, with 2019 being the year of study. The research is focused on obtaining clear and objective information on the theoretical and practical foundations of the design of protection coordination and ground faults. in medium voltage sub transmission lines, norms and standards. Likewise, a record of interruptions is made in the period 2018 - 2019, to determine the failures in the system caused by: atmospheric discharges, emergency shutdowns, strong winds and other natural phenomena at the same time to determine the SAIFI - SAIDI indicators. From the diagnosis of the 9001 feeder of the Antauta - Ajoyani section, the current status of both the structures is determined and, primarily, the grounding systems at the different protection points (Recloser and Disconnectors). The analysis and evaluation carried out to the feeder 9001, a deteriorating system is observed and some protection coordination simulations show poor coordination.

Key Words: Coordination of protection, atmospheric discharges, ground faults, speed of operation, selectivity.



CAPITULO I

INTRODUCCION

En estos años con el aumento de la demanda ocasionada por el crecimiento poblacional y avance de la tecnología. ya se presentan diferentes fallas por el cumplimiento de los años de vida de diferentes elementos del servicio eléctrico Crucero – Antauta y también ocasionadas por fenómenos climatológicos, es necesario realizar el análisis del sistema de protección del servicio eléctrico mencionado.

Teniendo el objetivo de la investigación, de realizar el análisis y evaluación de la protección y coordinación del sistema eléctrico en 22.9kV del alimentador 9001 del servicio eléctrico Crucero - Antauta, para que la población beneficiaria tenga acceso a un servicio de energía eléctrica más eficiente.

¿Qué medidas se debe tomar en la evaluación de coordinación de protección de la línea de media tensión de 22,9kV del servicio eléctrico de Antauta ante fallas que se presenta, así lograr optimizar el servicio de energía eléctrica?

Teniendo que realizar el análisis se procederá a la recolección de datos, información relacionada del alimentador 9001 periodo 2018-2019. Realizando la evaluación y análisis correspondiente, se logró el análisis en diferentes programas como: CAD, Excel y para simulaciones de coordinación de protección en el programa DIGSILENT PowerFactory versión 15.1.2, logrando resultados como; Flujo de potencia, estudio de corto circuito trifásico y monofásico, coordinación de los dispositivos de protección. Así lograr la interpretación de diferentes datos que brinda y tener en cuenta que soluciones se puede proponer para mejorar el desempeño de la línea de media tensión de 22.9 Kv.

A continuación, se presenta un resumen de los capítulos de temas desarrollados en la presente tesis.



Capítulo I: En el capítulo se muestra la descripción de la realidad del problema, antecedentes, formulación del problema, justificación del problema y formulación del objetivo general y específicos sobre los cuales versa la tesis.

Capítulo II: En el capítulo se muestra la teoría utilizada, para la coordinación del sistema de protección, cuyos conceptos son utilizados a lo largo del desarrollo de la presente tesis, y cuya comprensión es de interés para poder comprender los principios de los sistemas de protección en Línea Primaria 22.9 kV.

Capítulo III: En el capítulo se desarrolla el tipo y diseño de la investigación, descripción del ámbito de estudio, técnicas e instrumentos de recolección de datos, procedimiento de recolección de datos, procesamiento y análisis de datos.

Capítulo IV: En el capítulo se desarrolla el análisis e interpretación y discusiones de los resultados, en el aspecto técnico, análisis de la demanda máxima, evaluación de la situación actual de la línea primaria en estudio, ediciones de puestas a tierra, propuesta de mejora de calidad de servicio eléctrico a causa de diferentes fallas que se presentan en el servicio eléctrico, simulaciones en programas DIGSILENT, DLTCAD y otros, cálculos justificativos, planilla de estructuras, y un presupuesto de las propuestas de solución del proyecto.

Capítulo V y VI: Se desarrolla las conclusiones y sugerencias del presente trabajo de tesis.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Es fundamental el servicio de energía eléctrica para el desarrollo y calidad de vida, conociendo que todo el sistema redes eléctricas se encuentra a la intemperie se logra identificar que están expuestas a descargas atmosféricas, vientos y otros. La cual se hace



más deficiente por falta de mantenimiento, generando así sobretensiones y sobre corrientes las cuales generan interrupciones del servicio de energía eléctrica.

En la actualidad la línea de media tensión 22.9 KV que alimenta los distritos de Macusani, Corani, Ajoyani, Usicayos, Coasa, Ituata y zonas rurales, denominada SALIDA 9001, que a su paso recorre una geografía accidentada propia de la provincia de Carabaya. En meses de diciembre a marzo se presentan fenómenos naturales como descargas atmosféricas, y en los meses de agosto y setiembre vientos de alta velocidad, que hacen que el servicio de energía eléctrica se interrumpa frecuentemente.

Haciendo que la población este descontenta con el servicio realizado por la empresa ELECTRO PUNO S.A.A.

1.2 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACION

El Servicio eléctrico Antauta brinda servicio hacia distritos, que en la mayor parte son servicios colectivos. En los distritos con servicio eléctrico colectivo limitan a la empresa ELECTRO PUNO intervenir las líneas hacia distritos con servicio colectivo, como realizar mantenimientos, reparaciones y realizar una adecuada coordinación, haciendo así que el servicio sea deficiente.

La energía proviene del sistema de distribución eléctrica Azángaro en 60 KV hasta S.E. Antauta, y la S.E. Antauta 6MVA distribuye con un nivel de tensión de 22,9 KV, la cual Cuenta con dos salidas, con códigos 9001 y 9002. la cual la salida 9001 en estudio alimenta a los distritos de Macusani, Corani, Ajoyani, Usicayos, Coasa, Ituata y comunidades, se observa que las líneas ya cumplieron el tiempo de vida útil, superando los 20 años.

La inadecuada coordinación de protección de los alimentadores, en los dispositivos de protección como recloser y seccionadores, hacen que las fallas en redes eléctricas generen interrupciones no programadas que afectan a otras derivaciones que no



deberían verse afectadas, así se prolonga tiempos de reposición reflejados en compensaciones. generando un gasto operativo de procedimiento de reposición y lo prolongados tiempos de reposición del servicio de energía eléctrica innecesarios.

1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.3.1 Problema general

¿Analizando la coordinación de protección del servicio eléctrico Crucero – Antauta en 22,9 KV, que soluciones se puede plantear para el adecuado servicio de energía eléctrica?

1.3.2 Problemas específicos

- ¿En qué condiciones de operación se encuentra el alimentador 9001 y así plantear soluciones para una adecuada operación?
- ¿Se puede realizar una adecuada coordinación de protección del alimentador 9001 simulando en el software Digsilent Power Factory?
- ¿Se puede aumentar la eficiencia de los sistemas básicos de protección y que son los más utilizados en el alimentador 9001?

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

La generación, transmisión y distribución de energía debe llevarse a cabo de forma continua, segura y al menor costo posible, lo cual implica realizar una eficiente coordinación, mantenimiento y control de los equipos asociados a dichos procesos, para así, poder garantizar la calidad de energía eléctrica y con el menor número de interrupciones o fallas por descargas de origen atmosférico. Esto a su vez, plantea la necesidad de disminuir, en la medida de lo posible, el número de fallas que se presentan en la línea de transmisión 22.9 kV.

Los constantes avances en el ámbito tecnológico, los procesos de manufactura y en el área de procesos, han incrementado en gran escala el consumo de la energía eléctrica



con el fin de satisfacer sus necesidades, ello ha provocado el incremento en las tensiones de operación de las líneas de transmisión.

Haciendo prioritario la continuidad del servicio de energía eléctrica, es necesario la simulación de sistema de coordinación de protección actual, para lo cual se requerirá tomar los datos de los fusibles, relés y valores que trabajan los recloser e ingresarlos en el software de simulación DigSilent Power Factory. Y hacer que reduzca el número de interrupciones y su duración y así mejorar los indicadores de calidad de suministro en tiempo y frecuencia, mejorar la confiabilidad y controlar el subsistema.

1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1 Objetivo general

Realizar el análisis y evaluación de la protección y coordinación del sistema eléctrico en 22.9KV del cual se tiene que cumplir los requisitos del sistema de protecciones.

1.5.2 Objetivos específicos

- Analizar los resultados obtenidos, qué requisitos básicos de la ingeniería de protecciones se encuentran desfavorablemente afectados en el alimentador 9001.
- Optimizar la coordinación de protección del alimentador 9001, que permita cumplir los requerimientos de: selectividad, rapidez, sensibilidad y confiabilidad, con el uso de software Digsilent Power Factory.
- Evaluación y análisis del sistema de puesta a tierra, de los diferentes puntos de protección, como en seccionadores y recloser.

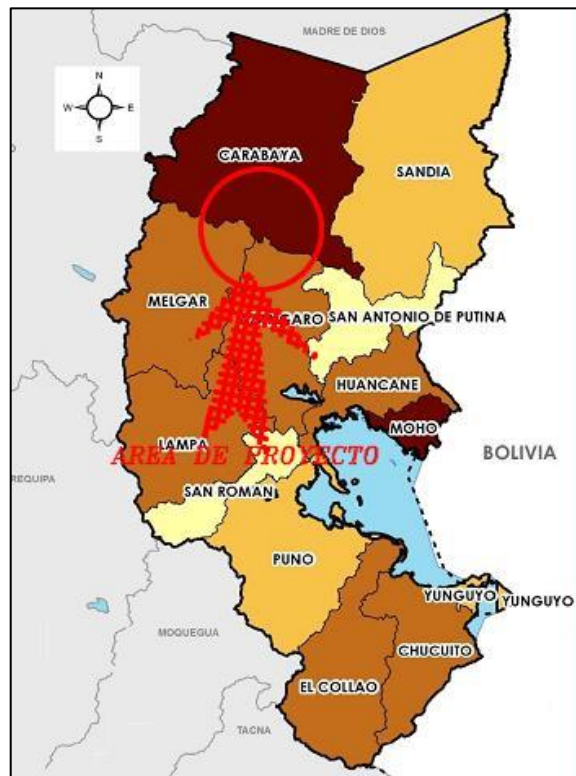
1.6 CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE INVESTIGACIÓN

1.6.1 Ubicación geográfica

La zona donde se desarrollará el proyecto se encuentra dentro del área de influencia del sistema eléctrico del Servicio Eléctrico de ANTAUTA, Región Puno, la misma que se detalla a continuación.

Región : Puno
Provincia : Carabaya-Melgar
Distritos : Antauta, Ajoyani, Usicayos y Coaza.

Figura 1: Ubicación del proyecto



Fuente: Estación Meteorológica del SENAMHI – Crucero

Figura 2: Trazo de Ruta



Elaborado por el equipo de trabajo

1.6.2 Condiciones climatológicas

El área del proyecto el clima predominante es de invierno seco, con lluvias, de noviembre a marzo, según se detalla a continuación:

Características ambientales

Tabla 1: Características ambientales

Descripción	Valor
Temperatura promedio	8.9 °C
Temperatura máxima	16.5 °C
Temperatura mínima	-11.0 °C
Altitud Promedio	4 128 m.s.n.m.
Velocidad máxima del viento	14.4 Km/h

Fuente: Estación Meteorológica del SENAMHI – Crucero

1.6.3 Vías de acceso del proyecto

Las vías de comunicación son afirmadas y asfaltadas. Al distrito de Antauta se puede llegar por los siguientes medios:

- Lima – Arequipa – Juliaca 1324 Km (18 horas en camioneta).



- Juliaca – Antauta 118 Km (2 horas en camioneta).

El proyecto se ubica como punto de partida en ciudad de Antauta.

Vía Aérea:

- El transporte aéreo a la ciudad de Juliaca se realiza a través del Aeropuerto Internacional Inca Manco Cápac, con vuelos regulares Lima - Juliaca (1 hora 45 minutos), vuelos con escala y vuelos directos al aeropuerto Internacional Inca Manco Cápac.

Vía Férrea:

- Existe una red ferroviaria que une las ciudades de Arequipa – Juliaca y Cusco – Juliaca con una longitud de - 345 KM (10 horas).



CAPITULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1 MARCO TEORICO

2.1.1 Sistemas eléctricos de distribución

Las redes de distribución forman una parte muy importante de los sistemas de potencia porque toda la potencia que se genera se tiene que distribuir entre los usuarios y éstos se encuentran dispersos en grandes territorios. Así pues, la generación se realiza en grandes bloques concentrados en plantas de gran capacidad y la distribución en grandes territorios con cargas de diversas magnitudes. Por esta razón el sistema de distribución resulta todavía más complejo que el sistema de potencia. (Juáres cervantes, 1995, pág. 11)

El sistema eléctrico de potencia (SEP) es el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y sistemas de distribución que operan como un todo. En operación normal todas las máquinas del sistema operan en paralelo y la frecuencia en todo el SEP es constante. La suma de inversiones en la generación y la distribución supera el 80 % de las inversiones totales en el SEP. Es fácil suponer que la mayor repercusión económica se encuentra en el sistema de distribución, ya que la potencia generada en las plantas del sistema se pulveriza entre un gran número de usuarios a costos más elevados. Esto obliga a realizar las inversiones mediante la aplicación de una cuidadosa ingeniería en planificación, diseño, construcción y operación de alta calidad. (Juáres cervantes, 1995, pág. 11)

2.1.1.1 Definición Subsistema de distribución primaria

Es el conjunto de instalaciones de entrega de la energía eléctrica a los diferentes usuarios y que comprende: (Sarzo Miranda, 2007, pág. 69)



a) Sub Sistema de Distribución Primaria

Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica producida por un sistema de generación utilizando eventualmente un sistema de transmisión o un subsistema de subtransmisión, a un subsistema de distribución secundario, a las instalaciones de A.P. y a las conexiones para los usuarios, comprendiendo tanto las redes como las S.E. intermedias y/o finales de transformación.

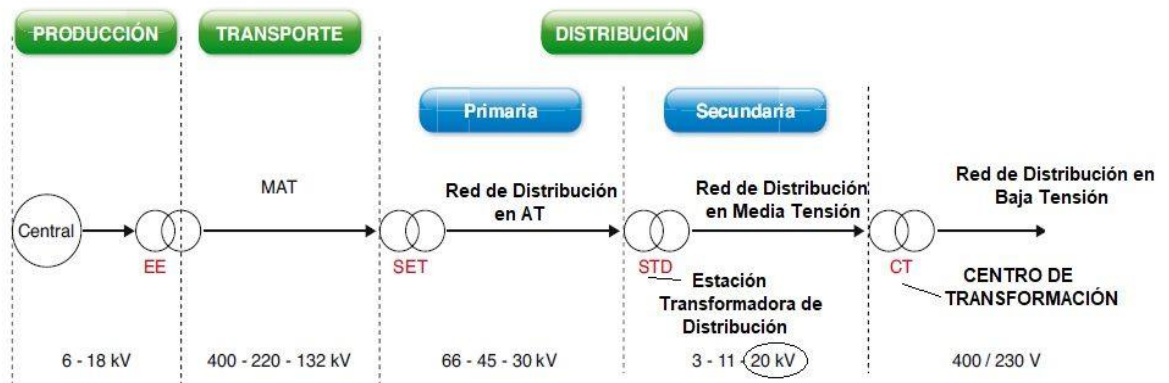
- **Red de Distribución Primaria:** Conjunto de cables o conductores, sus elementos de instalación y los accesorios de todos ellos proyectados para operar a tensiones normalizadas de distribución primaria (mayor o igual que 1 KV 1 igual o menor que 30 KV) que partiendo de un sistema de generación o de un sistema de transmisión está destinado a alimentar o interconectar una o más S.E. de distribución; abarca desde los terminales de salida del sistema alimentador hasta la entrada a la S.E., alimentada.
- **Sub Estaciones de Distribución:** Es el conjunto de instalaciones para la transformación y/o seccionamiento de la energía eléctrica que la recibe de una red de D.P. y la entrega a un Sub Sistema de distribución secundaria (S.S.D.S.), instalaciones de AP a otra red de distribución primaria, o a usuarios alimentados a tensiones de distribución primaria. Comprende generalmente el transformador de potencia y los equipos de maniobra, protección y control tanto en el lado primario como en el secundario y eventuales edificaciones para albergarlos.

b) Sub Sistema de Distribución Secundaria

Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica suministrada normalmente a bajas tensiones (inferiores a 1 KV) desde un sistema de generación, eventualmente a través de un sistema de transporte y/o sistema de distribución primaria, a las conexiones. Abarca cables y/o conductores y Sus elementos de instalación.

Para hacer el estudio de coordinación de protección se tiene que contar con información real detallada de los elementos de protección que se encuentran en la red o sistema de distribución, muy importante tener la información técnica y datos reales como son: capacidad de transformadores, tipo de carga, calibre de conductores, etc.

Figura 3: Sistema de Distribución Eléctrica



Elaborado por el equipo de trabajo

2.1.2 Análisis de flujo de potencia

Realizar un flujo de cargas consiste en obtener las tensiones en todos los nodos y los flujos de potencia por todos los elementos de un sistema de transporte o distribución (líneas, transformadores, reactancias y condensadores). Para ello, se toma como datos de partida el consumo e inyección de potencia en todos los nodos, salvo la potencia reactiva de los nodos regulados en tensión, que se sustituye por el módulo de la tensión regulada. Aunque existen flujos de cargas específicamente concebidos para redes desequilibradas, en este acápite nos limitaremos al caso más común de redes equilibradas, modeladas por tanto mediante su equivalente monofásico en por unidad (p.u.).

Dado que cualquier magnitud de un circuito eléctrico queda definida una vez conocidas las tensiones complejas en todos sus nodos, el primer y más importante paso de un flujo de cargas se dedica precisamente a esta tarea. Esto implica un proceso iterativo, como consecuencia de que las restricciones de potencia impuestas en los nodos



conducen a un sistema no lineal de ecuaciones. Si este primer paso tiene éxito, una serie de cálculos rutinarios posteriores permite calcular el resto de magnitudes de interés, como flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas, etc. (Gomez Expósito , 2003, pág. 55)

2.1.3 Fallas en los sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos están expuestos a experimentar condiciones inestables como cortocircuitos. Existen varias causas de que pueden originar su existencia, como por ejemplo una maniobra errónea en la operación, la falla en el aislamiento de los equipos o presencia de animales en los mismos y la más común por descargas atmosféricas. En cualquier caso, el objetivo principal es interrumpir de la forma más rápida, Este estado en el sistema.

Las corrientes de corto circuitos introducen una cantidad significativa de energía en el sistema, que pueden tener un efecto negativo en los componentes que lo conforman.

Durante el tiempo de duración del cortocircuito, todos los elementos sufren estrés térmico y mecánico y puede causar daños en los mismos. (Romero Sánchez, 2012)

2.1.3.1 Causas de Fallas

- **Perdida de Aislación de los Conductores:** Debido a un envejecimiento del medio de transporte de la energía eléctrica.
- **Sobrecargas:** Sobretensiones debidas a diferentes factores, siendo el más relevante el mal dimensionamiento de los conductores, problema que puede ser pesquisado mediante una detección de puntos calientes en la red eléctrica.
- **Efectos Mecánicos:** Roturas, deformaciones, desplazamientos y vibraciones. Más del 75% de la energía que consume una planta industrial es debida a motores, los cuales sin un adecuado alineamiento producirán vibraciones, pudiendo entrar en contacto el estator con el rotor perdiendo así: aislación el



rotor y torque el motor, que comienza a demandar una mayor cantidad de corriente siendo la antesala de un cortocircuito. (Acuña González, 2016)

2.1.3.2 Categoría de Fallas

2.1.3.2.1 Fallas Temporales

Esta clase de fallas pueden ser despejadas antes de que ocurran serios daños, o se autodespejan por la operación de dispositivos de despeje de falla que operan lo suficientemente rápido para prevenir los daños. Algunos ejemplos son: arqueos en la superficie de los aisladores iniciados por las descargas atmosféricas, balanceo de conductores y contactos momentáneos de ramas de árboles con los conductores. La mayoría de las fallas en líneas aéreas son de carácter temporal, pero pueden convertirse en permanentes si no se despejan rápidamente con la actuación de las protecciones de sobrecorriente. (Ramírez Castaño, 2003, pág. 67)

2.1.3.2.2 Fallas Permanentes

Son aquellas que persisten a pesar de la velocidad a la cual el circuito es desenergizado o el número de veces que el circuito es desenergizado. Algunos ejemplos: cuando dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo entran en contacto debido a rotura de conductores, crucetas o postes; los arcos entre fases pueden originar fallas permanentes, ramas de árboles sobre la línea, etc. En sistemas subterráneos la mayoría de las fallas son de naturaleza permanente ya que la desconexión, a pesar de la velocidad de desenergización, no restaurará la fortaleza del aislamiento del equipo fallado (cable, equipo de interrupción, transformadores, etc.) al nivel al cual resista la reaplicación del voltaje normal de 60 Hz. El aislamiento del cable falla debido a sobrevoltajes y roturas mecánicas, los cuales son ejemplos de fallas permanentes en sistemas subterráneos. (Ramírez Castaño, 2003, págs. 67,68)



2.1.3.3 Tipos de Falla

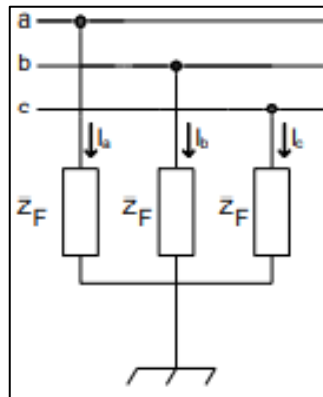
Los Sistemas Eléctricos de distribución están sometidos a diversos fenómenos que producen distintos tipos de fallas eléctricas de forma imprevista y sorpresiva, entre los fenómenos causantes de una falla eléctrica, podemos mencionar: viento, incendios, la caída de una estructura, maniobras, descargas atmosféricas, etc. (Arce Laza, 2010)

Estos fenómenos pueden originar diversos tipos de fallas como, por ejemplo: falla simple de línea a tierra, falla de línea a línea, falla doble línea a tierra y falla trifásica.

2.1.3.3.1 Falla Trifásica

La falla del aislamiento entre las tres fases se la conoce como falla trifásica. Las fallas trifásicas simétricas tienen una probabilidad de ocurrencia muy baja, y cuando suceden generalmente es por descuido del personal de mantenimiento. Los conductores de las tres fases se cortocircuitan con un juego de conductores aislados que tienen contacto efectivo con la tierra del sistema para protección del liniero, contra la energización inadvertida de la línea mientras se trabaja en red teniendo contacto con los conductores de fase. Una vez terminados los trabajos, hay ocasiones en las que el liniero se olvida de quitar las puestas a tierra y cuando se conecta el interruptor, ocurre una falla trifásica simétrica. Este tipo de falla es la que tiene menor probabilidad de ocurrencia de los tipos de fallas anteriormente descritas, la mayoría de las fallas que se consideran trifásicas, inician como fallas de simple línea a tierra o de línea a línea, instantes después se involucran las fases no falladas. (Arce Laza, 2010)

Figura 4: Falla Trifásica

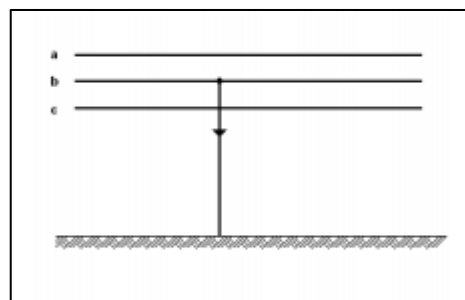


Fuente: Acuña González, F.J. (2016). Coordinación de protecciones en una red.

2.1.3.3.2 Falla Simple de Línea a Tierra

La falla del aislamiento entre una de las fases y la tierra, es conocida como falla simple de línea a tierra y ocurre cuando una de las tres fases energizadas de un sistema trifásico hace contacto con la tierra del sistema. Esta es una falla asimétrica, debido a que provoca que por el sistema de distribución circulen corrientes desequilibradas, la fase fallada sufre una caída de tensión y un aumento significativo de la corriente. Este tipo de falla es la que tiene más probabilidad de ocurrencia en comparación con las siguientes. (Arce Laza, 2010)

Figura 5: Falla línea a tierra



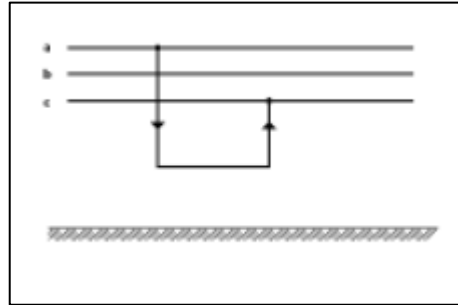
Fuente: Farfán Colindres, D.E. (2003). Análisis del uso de limitadores de corrientes.

2.1.3.3.3 Falla de Línea a Línea

La falla del aislamiento entre dos de las tres fases es conocida como falla de línea a línea y se produce cuando hacen contacto físico dos conductores energizados de las tres

fases de un sistema trifásico sin tocar la tierra del sistema, provocando una caída de tensión y un aumento significativo de la corriente en las dos fases falladas. (Arce Laza, 2010)

Figura 6: Falla Línea a Línea



Fuente: Farfán Colindres, D.E. (2003). Análisis del uso de limitadores de corrientes.

2.1.3.3.4 Falla Doble Línea a Tierra

La falla simultánea del aislamiento entre dos conductores de fase y la tierra es conocida como falla doble línea a tierra. Esta se presenta cuando dos conductores energizados de un sistema trifásico tocan tierra simultáneamente. Esta falla también se puede considerar como dos fallas de línea a tierra simultáneas.

2.1.3.4 Sobrecorrientes

“Existen muchas causas que pueden perturbar el servicio normal de las redes eléctricas, como las causadas por la sobrecorriente de cortocircuito y de sobrecarga.” (Sulca Goche, 2004)

2.1.3.4.1 Sobrecorriente de Cortocircuito

Se produce cortocircuito cuando hay conexión directa entre dos fases o más conductores de distinta fase en una conducción eléctrica. Los cortocircuitos aumentan extraordinariamente la intensidad de la corriente que atraviesa un circuito eléctrico. Los cortocircuitos tienen efectos desastrosos sobre las máquinas y líneas eléctricas y por esta razón deben remediarse rápidamente pues de lo contrario, deterioran las líneas eléctricas, fundiendo los conductores y llegan hasta destruir las máquinas eléctricas.



2.1.3.4.2 Sobrecarga

Se dice que un circuito está sobrecargado, cuando el circuito trabaja con mayor intensidad de corriente que aquella para la que está proyectado, la sobrecarga está caracterizada por un aumento de cierta duración de dicha intensidad de corriente; los efectos de las sobrecargas pueden resultar también nocivos para máquinas y conductores pues provocan sobre todo calentamientos indeseables que a la larga pueden provocar perforaciones en los aislantes, además las máquinas o redes eléctricas sobrecargadas trabajan siempre con bajo rendimiento.

2.1.3.5 Sobretensión

La condición de sobretensión en las instalaciones eléctricas tiene origen interno y externo, algunas de estas sobretensiones exceden los niveles de aislamiento y producen fallas por cortocircuito. (Sulca Goche, 2004)

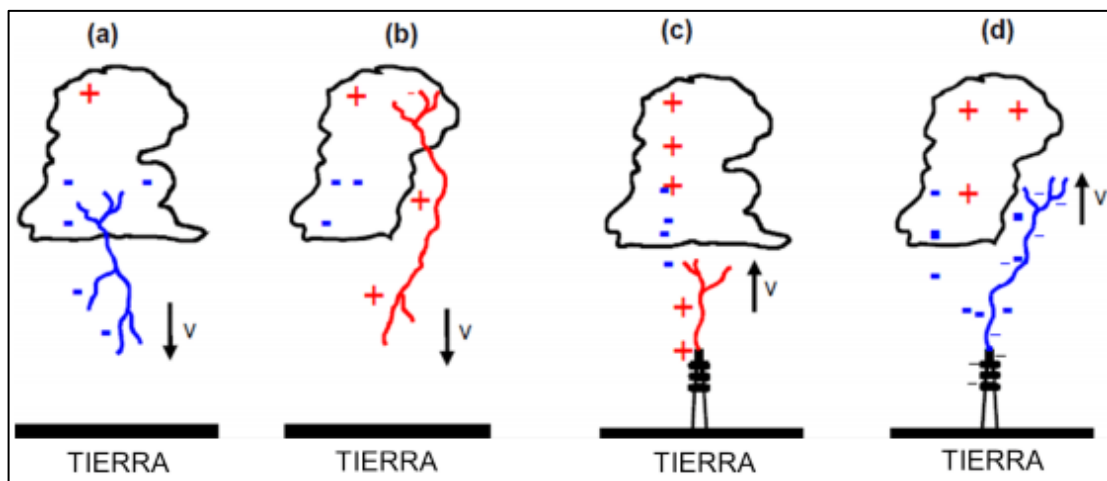
- **Origen Interno.** – Las sobretensiones debido a maniobras de interruptores cuyo efecto es de corta duración, son resueltas por los elementos de protección pararrayos. Otras sobretensiones a la frecuencia del sistema pueden ser motivo de falla de aislamiento o inconvenientes en la operación del sistema eléctrico de que se trate; puede ser originado por grandes bloques de pérdida de carga, sobreexcitación y líneas tensionadas en vacío.
- **Origen Externo.** – Las sobretensiones pueden ser transitorias como las producidas por descargas atmosféricas que producen fallas a tierra por falta de aislamiento ya sea en las líneas de transmisión o bien en los aislamientos de los equipos de patio de llaves usados en la construcción de los equipos eléctricos.

2.1.3.6 Descargas Atmosféricas

La descarga atmosférica o rayo es una descarga transitoria de elevada intensidad; la mitad de estos rayos ocurren en el interior de la nube, y la otra mitad entre nube y tierra.

El rayo puede ser visto como una fuente de corriente que puede tener polaridad positiva, negativa o ambas en una misma descarga, lo que se conoce como onda bipolar. En general, se han identificado cuatro tipos de rayos entre nube y tierra, ver *figura*. las descargas negativas forman el 90% de las descargas que caen a tierra a lo largo de todo el planeta (tipo a); menos del 10% de las descargas son positivas (tipo b). También existen descargas iniciadas desde tierra hasta la nube (tipo c y d), sin embargo, estas descargas son relativamente raras y ocurren normalmente en zonas de gran altitud, desde los picos de las montañas o desde altas estructuras construidas por el hombre. Un aspecto adicional que se debe tener en cuenta es la distorsión que la presencia de objetos puede provocar en los parámetros de un rayo respecto al que se originaría en terreno plano.

Figura 7: Tipos de Descarga Atmosférica



Fuente: Jurado Manchado, M.A. (2013). Análisis del comportamiento de líneas aéreas.

Los rayos procedentes de una nube tienden a impactar en tierra dentro de un área circular de aproximadamente 10km de diámetro, dentro de esta área el impacto es casi



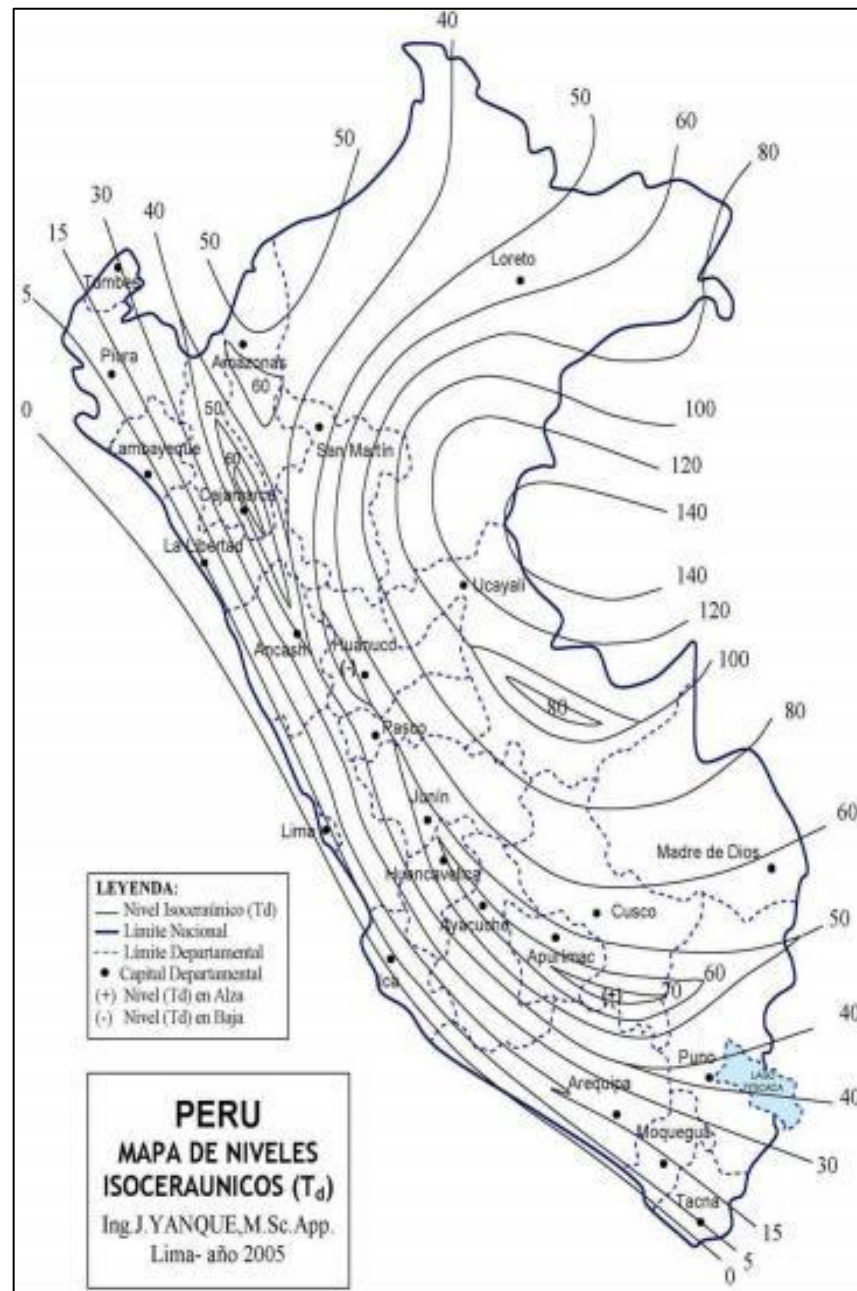
aleatorio. Existe una probabilidad alrededor del 20% de que una segunda descarga caiga a 2,3 o 4 km de la primera, y existe una probabilidad más pequeña de que una descarga caiga a unos 8km o más de la primera. (Jurado Manchado, 2013)

2.1.3.7 Características de Descargas Atmosféricas y su Incidencia en Líneas

Aéreas de Media Tensión

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

Figura 8: Mapa de Niveles Isoceraunicos



Fuente: Turco Aliaga, I. (s.f). Incidencia de las descargas atmosféricas en líneas.

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

Tabla 2: Numero de descarga según la zona

ZONA	ALTITUD	DESCARGAS
Sierra de Baja altitud hacia el litoral o pie de monte	hasta 2000 m	20
Sierra de Media altitud	2000 – 3500 m	40
Sierra de Gran altitud	3500 m – más	50
Microclimas de Alta Cota e Interandinos	4500 m - mas	40 - 70
Zona Yunga, Valles Altos	1000 – 2000 m	60
Selva Baja o Plana	hasta 800 m	120
Selva Alta o Accidentada	800 – 1500 m	80
Costa Norte Ecuatorial	hasta 1000 m	15
Costa Centro - Sur	hasta 1000 m	0

Fuente: Turco Aliaga, I. (s.f). Incidencia de las descargas atmosféricas en líneas aéreas.

2.1.3.7.1 Magnitud de Descarga

La importancia de la magnitud de la descarga radica en que el valor de la Sobretensión Inducida en líneas eléctricas es directamente proporcional a esta, por ende, es una de las principales características a ser tomada en cuenta al momento de hablar de Descargas Atmosféricas y su incidencia en líneas eléctricas. (Turco Aliaga, (s.f))

2.1.3.7.2 Tipos de Impacto

- **Impacto a Tierra**



Las descargas que pudieran caer en las cercanías de las líneas sin que sean atraídos ni por el conductor de guarda ni por los conductores de fase, es decir, caer directamente en la tierra. Aun cuando la descarga logre impactar en la tierra puede ocasionar sobretensión en la línea.

- **Impacto a Conductor de Guarda o Estructuras**

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

- **Impacto a Conductor de Fase**

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

2.1.3.7.3 Tiempo de Frente

El valor de la tensión inducida depende del tiempo de frente que presente la descarga de retorno, es por ello que la combinación de esta característica junto con la magnitud de la descarga los convierte en factores determinantes para la variación de la Tensión Inducida. Para una magnitud de descarga dada, se observa que a menor tiempo de frente mayor es el valor de la Tensión Inducida y viceversa.

2.1.3.7.4 Angulo de Incidencia

Como bien se sabe generalmente las descargas atmosféricas inciden con cierto ángulo. Este ángulo de incidencia trae efectos directos sobre los valores de tensión



inducida, sin embargo, para el desarrollo de este trabajo se asume que las descargas inciden a tierra con un ángulo de 90 grados. (Turco Aliaga, (s.f))

2.1.3.7.5 Componentes Básicos de un Sistema de Apantallamiento Contra

Descargas Atmosféricas

En condiciones ideales, el aislamiento de las líneas de transmisión debe tolerar cualquier sobrevoltaje que se presente en ellas, pero la longitud de las cadenas de aisladores y las distancias mínimas de aire deberán ser tan grandes que el costo del aislamiento resulta exageradamente alto, por consiguiente se diseña el aislamiento de las líneas de tal manera que soporte todo sobrevoltaje interno (sobrevoltajes por maniobra y sobrevoltajes de baja frecuencia), pero no todo impulso de voltaje ocasionado por descargas atmosféricas (sobrevoltaje externo). La idea de apantallar una línea de transmisión es como su nombre lo indica crear una pantalla protectora para los conductores, de tal manera que las descargas se desvíen a tierra por medio de ella, una especie de pararrayos horizontal sobre toda la línea, y esta pantalla protectora la cumple el cable de guarda. (Gómez González, 2009, pág. 66)

2.1.3.7.6 Cable Guarda

Es un cable el cual tiene por función proteger de descargas atmosféricas a una línea de transmisión de energía eléctrica lo que viene a hacer un equivalente aun pararrayos horizontal que se coloca sobre la línea; el cable de guarda tiene como función atraer los rayos y mandarlos a tierra.

- **Diseño de Cable Guarda**

El diseño de un cable de guarda consiste básicamente en la determinación de su ubicación en la estructura. Las características mecánicas se deben considerar de tal forma, que resista la carga mecánica y no vaya a tener una flecha excesiva. Las características eléctricas deben garantizar bajas pérdidas por inducción y bajos voltajes de paso y de



contacto. La ubicación del cable de guarda debe ser tal, que sea escasa la probabilidad de que caiga un rayo con una corriente suficiente para flameo. Básicamente, se pueden dividir las metodologías de diseño de la ubicación del cable de guarda en dos grandes grupos: las que encuentran una posición efectiva del cable de guarda, tal que permita un buen apantallamiento y las que asignan a una posición determinada del cable de guarda, una cierta probabilidad de falla de apantallamiento. (Gómez González, 2009, pág. 67)

- **Angulo de Apantallamiento**

La experiencia con varias líneas indica que un ángulo de 20 grados da resultados satisfactorios, mientras que con ángulos de 45 grados se ha obtenido resultados pobres en la protección de la línea ante descargas atmosféricas. Pruebas en el laboratorio indican que un buen promedio es de 30 grados, sin embargo, se encontró que si la torre está recta sobre una ladera el ángulo debería ir decreciendo con respecto al gradiente de ladera. (Gómez González, 2009, pág. 67)

2.1.3.7.7 Aisladores

Los aisladores son elementos de gran importancia y utilidad en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Cuya finalidad consiste en separar eléctricamente el conductor de la línea del apoyo que lo soporta. Al emplearse los conductores, se precisa que los aisladores posean buenas propiedades dieléctricas ya que la misión fundamental de este es evitar el paso de la corriente del conductor hacia tierra. La unión de los conductores con los aisladores y de estos con los apoyos se efectúa mediante piezas metálicas denominadas herrajes. (Gómez González, 2009, pág. 71)

Figura 9: Aisladores Polimérico y Porcelana



Fuente: Pagina Web (<https://globalelectricsolar.com.pe>)

- **Por Conductividad del Material**

Es decir, a través de la masa del aislador. Para evitar esto se emplean materiales cuya corriente de fuga es despreciable (Ej: Vidrio, porcelana, polímeros.).

- **Por Conductividad Superficial**

Se produce cuando una corriente de fuga contornea la parte exterior del aislador por aumento de la conductividad, esto es ocasionado por haberse depositado en la superficie del aislador una capa de polvo o humedad. Esta conductividad recibe el nombre de efecto corona y suele reducirse dando un perfil adecuado a la superficie del aislador.

- **Por Perforación de la Masa del Aislador**

Al ser muy difícil mantener la uniformidad dieléctrica de un material en toda su masa, existe el peligro de que se perfora el aislador, sobre todo si el espesor es grande. Por ello, los aisladores suelen fabricarse en varias piezas de pequeño espesor unidas por una pasta especial.

- **Por Perforación de la Masa del Aislador**

Puede producirse un arco entre el conductor y el soporte a través del aire, cuya rigidez dieléctrica a veces no es suficiente para evitar la descarga. Esto suele ocurrir con la lluvia, debido a la ionización del aire, y se puede evitar con un diseño adecuado para aisladores de intemperie, tratando de aumentar la distancia entre aislador y soporte de forma que la tensión necesaria para la formación del arco en el aire sea mayor. (Gómez González, 2009, pág. 71)

2.1.3.7.8 Pararrayos

Constituyen la protección principal contra sobretensiones atmosféricas, sobretensiones temporales y de maniobra. Aunque cabe destacar que para un pararrayo en sistemas de extra alta tensión las maniobras son las que le producen mayor esfuerzo. Por regla general se conectan en paralelo con el equipo a proteger, para disipar la sobrecorriente y llevarla a tierra. (Rojas Cama, 2012).

Figura 10: Pararrayo polimerico



Fuente: Pagina Web (<https://globalelectricsolar.com.pe>)

2.1.3.7.9 Puesta a Tierra

Una instalación de puesta a tierra es el conjunto formado por los electrodos y líneas de tierra en una instalación eléctrica. Entonces se puede decir que un sistema de



puesta a tierra consiste en todas las conexiones de tierra interconectadas a un sistema de potencia específico, en el caso de las líneas aéreas de distribución; el sistema de puesta a tierra está compuesto por uno o varios electrodos enterrados verticalmente, conectados directamente al poste.

La principal función de la puesta a tierra es la de dispersar en el terreno las corrientes de cualquier naturaleza que se pueden presentar ya sea por falla, frecuencia industrial, descargas atmosféricas o debidas a maniobras.

El propósito de poner a tierra los sistemas eléctricos es para limitar cualquier voltaje elevado que pueda resultar de rayos, fenómenos de inducción o, de contactos no intencionales con cables de voltajes más altos, elimina los potenciales de toque que pudieran poner en peligro la vida y para que operen las protecciones por sobrecorriente de los equipos. (Gómez González, 2009, págs. 72, 73)

a) Propósito de un Sistema de Puesta a Tierra

- Dar seguridad de las personas dentro de las instalaciones eléctricas.
- Mantener la continuidad en el servicio eléctrico.
- Proveer protección de las instalaciones eléctricas.
- Permitir un establecimiento y continuidad de un potencial de referencia para la seguridad y funcionamiento de los equipos electrónicos, unidades de procesamiento de datos, instrumentos.
- Asegurar una protección contra electricidad estática.
- Debe proporcionar un paso para las corrientes que se originan en las líneas de alimentación eléctricas.

b) Características de la Puesta a Tierra

- Conducir y dispersar en el terreno las corrientes de cualquier naturaleza que se puedan presentar ya sea por falla, descargas atmosféricas o debidas a



maniobras, sin provocar gradientes de potencial peligrosos sobre la superficie de un terreno o entre el punto del terreno y objetos conductores vecinos, para lo cual se debe presentar una resistencia eléctrica adecuada que represente una buena capacidad de conducción.

- Los diferentes elementos y electrodos que conforman el sistema de puesta a tierra deben ser capaces de conducir, durante el mayor tiempo posible, las corrientes de fallas sin sufrir calentamientos excesivos.
- Debe ser resistente al ataque corrosivo del terreno.
- El valor de resistencia de puesta a tierra debe ser el adecuado para cada tipo de instalación.
- La variación de la resistencia eléctrica del terreno debida a cambios ambientales debe ser mínima, tal que, en cualquier época del año, la corriente de falla a tierra sea capaz de producir la operación de los elementos de protección como los relés, fusibles, pararrayos.
- Su costo debe ser lo más bajo posible, considerando los requerimientos de las normas y especificaciones.
- Debe permitir un mantenimiento periódico.
- Su vida útil debe ser mayor de 20 años. (Gómez González, 2009)

2.1.4 Sistema de protección

La función principal de un sistema de protección es fundamentalmente la de causar la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema de potencia sufre un cortocircuito, o cuando opera de manera anormal. Existe además una función secundaria la cual consiste en proveer indicación de la localización y tipo de falla. (Ramírez Castaño, 2003, pág. 66)



Un sistema de protección bien diseñada y adecuadamente coordinada es vital para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos. Al brindarle seguridad a redes y costosos equipos, también se está protegiendo una inversión de capital muy grande y se protege también las personas. La operación automática permite aislar las fallas tan rápido como sea posible para minimizar los daños. Los costos económicos y los beneficios de un sistema de protección deben ser tenidos en cuenta con el fin de obtener un adecuado balance entre los requerimientos del sistema y los recursos financieros posibles.

Ante la ocurrencia de una falla o de una condición anormal, el sistema de protección debe ser capaz de detectar el problema inmediatamente y aislar la sección afectada, permitiendo así que el resto del sistema de potencia permanezca en servicio y limitar la posibilidad de daño a los otros equipos. La protección debe ser lo suficientemente sensible para que opere con rapidez aun baja fallas incipientes. (Vilca Choque & Quisiyupanqui Cusiquispe, 2015, pág. 18)

2.1.4.1 Objetivo del Sistema de Protección

El sistema de protección de los equipos y/o instalaciones del sistema eléctrico tiene como objetivos: (Vilca Choque & Quisiyupanqui Cusiquispe, 2015, págs. 82, 83)

- Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones falladas tan pronto como sea posible.
- Detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos para dar las alertas necesarias; y de ser el caso, aislar al equipo del sistema.
- Detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema; y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados por tales situaciones.

2.1.4.2 Funciones de un Sistema de Protección

Las funciones del sistema de protección son las siguientes. (Ramírez Castaño, 2003, pág. 68)

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

2.1.4.3 Características de los Sistemas Protección

Un Sistema de Protección debe tener varias características de comportamiento para que pueda asegurar el cabal cumplimiento de sus funciones. Las principales son: (COES SINAC, 2014, pág. 14)

- Sensibilidad.** - Es la capacidad de detectar una falla por muy pequeña o incipiente que sea. La mayor sensibilidad viene a ser la capacidad para diferenciar una situación de falla con una situación de no existencia de falla.
- Selectividad.** - Es la capacidad de detectar una falla dentro de la zona de protección. La mayor selectividad viene a ser la capacidad de descartar una falla cercana a la zona de protección
- Velocidad.** - Es la capacidad de respuesta con el mínimo tiempo. La necesidad de tener una rápida respuesta está relacionada con la minimización de los daños por causa de la falla.
- Fiabilidad.** - Es la capacidad de actuar correctamente cuando sea necesario, aun cuando en condiciones de falla se produzcan tensiones y corrientes transitorias que puedan perjudicar la capacidad de detección de la falla.



- e) **Seguridad.** - Es la capacidad de no actuar cuando no es necesario, aun cuando en condiciones de falla se produzcan tensiones y corrientes transitorias, las cuales puedan ocasionar errores en la discriminación de la falla dentro de la zona de protección.
- f) **Economía.** - Mayor protección a mínimos costos.

2.1.4.4 Estructura de un Sistema de Protección

La gran importancia de la función realizada por el sistema de protección hace aconsejable dotarlo de una estructura que impida que el fallo de uno cualquiera de sus equipos deje desprotegido al SEP y desencadene una serie de consecuencias indeseables.

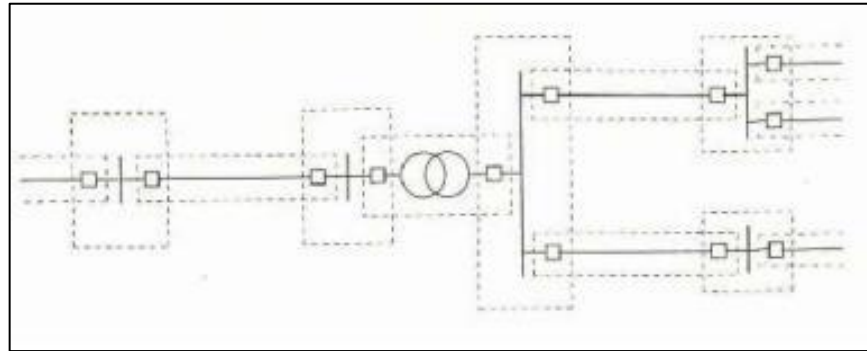
Un análisis técnico aconsejaría cubrir mediante equipos de respaldo el posible fallo de los equipos de protección principales. Sin embargo, consideraciones de tipo económico hacen inviable la utilización de equipos de respaldo en los casos que la experiencia muestra que la probabilidad de producirse una falla es mínima. Por el contrario, en casos como el de la protección de líneas aéreas que soportan estadísticamente alrededor del 90 % de las fallas que ocurren en un SEP, el establecimiento de sistemas de respaldo resulta imprescindible. (Villegas Grifaldo, 2012, pág. 6)

Por esta razón, el sistema de protección de la red se estructura en base a:

2.1.4.4.1 Protecciones primarias

Las protecciones primarias son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia. Están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.

Figura 11: Zonas de Protección Primaria



Fuente: Villegas Grifaldo, J.L. (2012). Protección de sistemas eléctricos de potencia.

Con el fin de optimizar sus prestaciones, el SEP se divide en zonas de protección primaria definidas en torno a cada elemento importante, tal y como se indica en la figura. Cada zona se traslapa con sus adyacentes con el fin de evitar que se produzcan zonas muertas no cubiertas por protecciones primarias. El traslape entre dos zonas se establece alrededor del interruptor común a ambas que sirve de separación entre los dos elementos contiguos correspondientes.

Cuando se produce una falla en el interior de una zona las protecciones primarias correspondientes deben disparar los interruptores pertenecientes a la misma, pero solamente éstos y ninguno más debe ser disparado para despejar la falla. Únicamente en el caso, poco probable pero posible, de que la falla se produzca en la zona traslapada, la actuación de las protecciones primarias puede llevar a desconectar un área más amplia que la estrictamente necesaria para aislar la falla. (Villegas Grifaldo, 2012, pág. 7)

2.1.4.4.2 Protección de Respaldo

Las protecciones de respaldo son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben operar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. Por esta razón es muy importante independizar entre sí las causas de fallo de la protección principal y de respaldo, de forma tal que nada que pueda producir el fallo de la protección principal sea



capaz también de provocar el fallo de la protección de respaldo. Usualmente esto se consigue empleando distintos elementos y circuitos de alimentación, control, etc., en uno y otro tipo de protección.

Las protecciones de respaldo deben operar con retardo en tiempo respecto a las principales con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan actuar. Una vez que se haya producido esta actuación, las protecciones de respaldo deben ser reinicializadas con el fin de impedir innecesarias aperturas de interruptores.

Finalmente, es necesario señalar que una misma protección puede desempeñar funciones de protección primaria para un determinado elemento y, al mismo tiempo, funciones de protección de respaldo para otro elemento. Asimismo, cuando las protecciones primarias se encuentran fuera de servicio debido a tareas de reparación o mantenimiento, las protecciones de respaldo correspondientes se convierten en protección primaria frente a las fallas que puedan producirse. (Villegas Grifaldo, 2012, pág. 8)

2.1.5 Dispositivos de protección

Es un grupo de elementos de protección entrelazados que se encuentran interconectados, la función que cumplen es proteger a un grupo de equipos determinados.

2.1.5.1 Fusibles

El fusible es el elemento de protección de sobrecorriente más común y económico en la protección de sistemas de distribución. Considerado también uno de los más confiables pues prestan servicio sin mantenimiento por años.

2.1.5.1.1 Fusibles de Expulsión

Este tipo de fusibles consta básicamente de los siguientes componentes: Un cilindro interior aislante de material ablativo, el cual puede ser fibra vulcanizada, papel aislante impregnado de resina fenólica, resinas termoplásticas o termofijas con o sin

material de relleno. El elemento sensible a la corriente (fusible) está constituido por un alambre o cinta, de sección transversal casi siempre constante y de longitud muy corta (entre 2 y 5 cm). El material de este elemento puede ser plata, cobre, aleaciones de plata o cobre, aleación níquel-cromo, plomo, estaño, o aleaciones de plomo-estaño. Además, tiene un botón cabezal y el conductor inferior. (Ramírez Castaño, 2003, pág. 408)

Figura 12: Fusible tipo chicote



Fuente: Pagina Web (<http://www.promelsa.com.pe/>)

2.1.5.1.2 Operación

Una vez que ha operado el elemento sensible a la corriente, la interrupción se logra no sólo por la reacción del tubo aislante de material ablativo y por la expulsión del cable de cobre estañado, sino también por la acción de caída del tubo portafusible, haciéndose visible la operación y la ubicación de la falla. En algunos diseños de fusibles de baja corriente nominal se agrega un resorte interior de tensión o compresión que ayuda a separar más rápido al cable de cobre estañado del contacto interior fijo, sujetado de alguna forma al contacto superior.



Inmediatamente después de que ocurre la fusión (o prearqueo) del elemento sensible a la corriente aparece el arco, cuya temperatura es superior a 12 000 °K, que al estar en contacto con el material ablativo forma una capa envolvente de vapor a una temperatura del orden de los 3000 °K. En este tipo de fusibles el arco es enfriado por convección, siendo el flujo refrigerante generado por la vaporización del material aislante por el arco. (Ramírez Castaño, 2003, pág. 408)

2.1.5.2 Seccionador

También son conocidos como cuchillas fusibles o cajas primarias y son de uso común en sistemas de distribución. Están diseñados para la protección de transformadores y otros equipos (incluyendo el seccionamiento de derivaciones de red) en circuitos de hasta 34.5 kV y 200 A continuos, cumpliendo con las Normas ANSI C37.41 1981 (Incontec 2132), ANSI C37.42 – 1981 (Incontec 2133).

Su construcción fuerte en bronce o aluminio, contactos resortados plata-plata y otros buenos materiales lo hacen prácticamente libre de mantenimiento durante toda su vida útil. Se pueden encontrar comercialmente de acuerdo con su aplicación clasificados como: tipo interior, tipo intemperie (con y sin portafusibles), tipo hilo de apertura y fusión, en aceite, en arena (empleados en sistemas de distribución subterráneos). (Ramírez Castaño, 2003, pág. 395)

Figura 13: Seccionador CUT-OUT



Fuente: Pagina Web (<https://globalelectricsolar.com.pe/>)

- **Operación**

La mayoría de las cuchillas fusible operan bajo el principio de expulsión para lo cual, el tubo que contiene el elemento fusible (listón fusible) que puede ser de fibra emite gases desionizantes para confinar el arco eléctrico producto de la interrupción.

El principio de operación es relativamente simple. Cuando se interrumpe la corriente de falla, el tubo de fibra de vidrio (con recubrimiento de ácido bórico en su interior) se calienta cuando se funde el elemento fusible emitiendo gases desionizantes que se acumulan dentro del tubo, forzando, comprimiendo y refrigerando el arco, los gases escapan por la parte inferior del tubo.

La presencia de los gases desionizantes impide el restablecimiento del arco eléctrico auxiliándose en esta función por la turbulencia y presión de los gases, haciendo que se aumente la resistencia dieléctrica del aire atrapado dentro del tubo.

La fusión y separación del elemento fusible libera también el mecanismo de enganche del cortacircuito, de modo que el soporte del fusible (cañuela portafusible) cae

a la posición de abierto y puede ser localizado con facilidad por el personal de operaciones. La cañuela portafusible también puede conmutarse en forma manual con un bastón de maniobra (pértiga). También puede adicionársele a los cortacircuitos accesorios de ruptura de carga de modo que se puede operar como un interruptor de ruptura de carga. (Ramírez Castaño, 2003, pág. 398)

2.1.5.3 Recloser

Los recloser son dispositivos automáticos de recierre de un circuito cuando se produce una falla temporal en el mismo. Son diseñados para soportar corriente de cortocircuito, también posees un sistema de control capaz de medir la corriente de línea que están protegiendo; en caso que se produzca una falla abren o cierran el circuito en una secuencia predeterminada. Si la falla persiste después de ejecutada la secuencia de apertura y cierre, el recloser se encarga de aislar el resto del sistema. (Arce Laza, 2010, pág. 16)

Figura 14: Restaurador



Fuente: Pagina Web (www.sectorelectricidad.com/)



Los reconectores se clasifican de acuerdo a la técnica de extinción de arco utiliza, existen los de vacío y los de aceite mineral y al tipo de control que utilizan para ejecutar la secuencia de recierre, la inteligencia o control puede ser hidráulico o electrónico.

2.1.5.3.1 Características principales del recloser

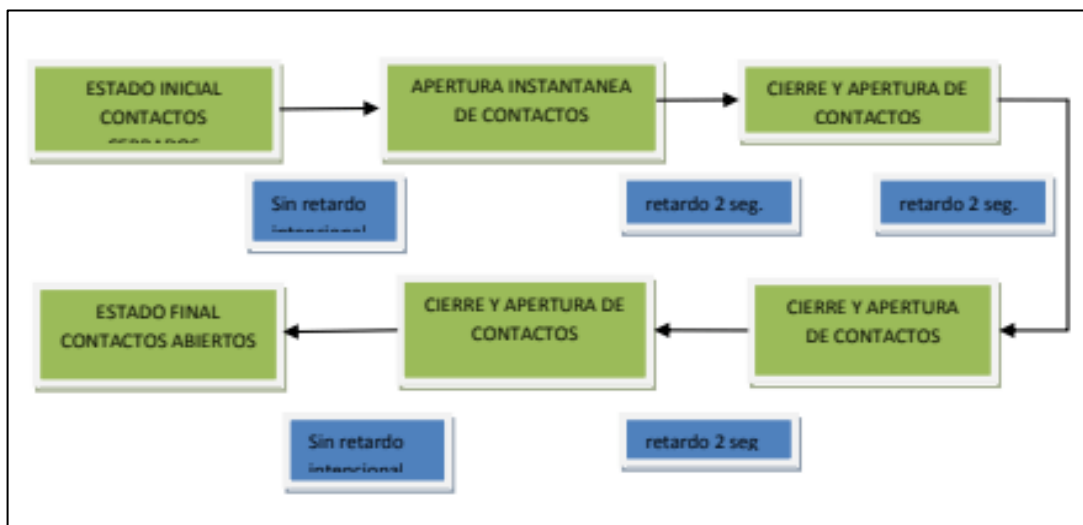
- a) **Corriente de interrupción:** Es la máxima corriente simétrica RMS que el reconector puede interrumpir.
- b) **Ciclo de trabajo:** El ciclo de trabajo del reconector es la secuencia de operación que el equipo utiliza para despejar una falla y sobre la cual se determina el tiempo de vida útil del equipo según la corriente de interrupción.
- c) **Corriente nominal:** Es la corriente continua a 60 Hz que el equipo soporta por un tiempo indefinido. Los reconectores con control electrónico vienen provistos de bobinas de 560 A o 1120 A, según las cantidades de potencia manejadas por el sistema. Los reconectores con control hidráulico tienen bobinas en serie con el circuito bajo supervisión, las cuales están en un rango de 25 hasta 560 A.
- d) **Tensión de servicio:** Es el voltaje nominal de operación del reconector, generalmente, el reconector está diseñado para soportar voltajes superiores a los voltajes de línea del sistema. Por ejemplo, para un sistema de distribución a 13.8 KV, la clase de voltaje de un reconector es de 15.5KV.
(arce lazo, 2010)

2.1.5.3.2 Secuencia de Operación de un Recloser

La secuencia de operación es un parámetro que se puede manejar, generalmente la secuencia se compone de cuatro operaciones, entendiendo cada operación como una apertura del circuito. La rapidez de cada operación (apertura) la podemos ajustar

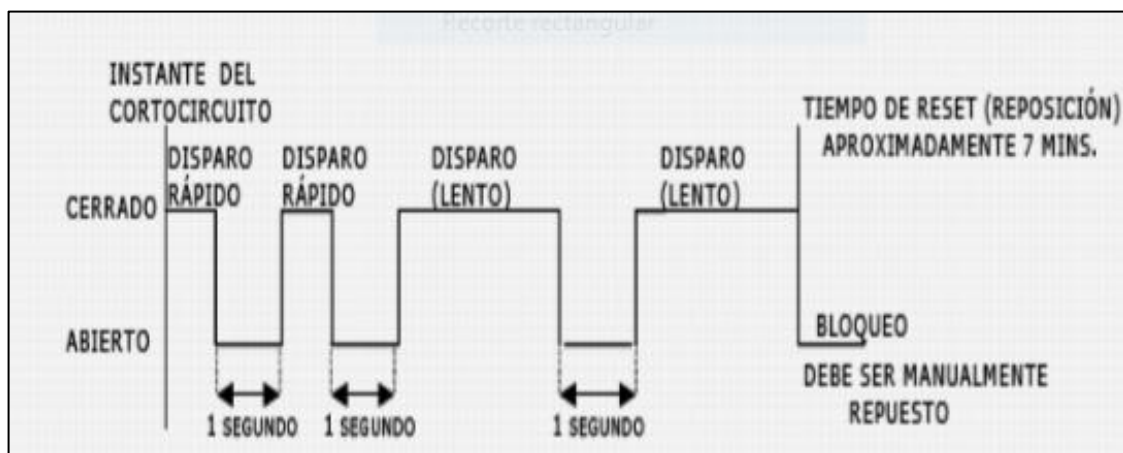
estableciendo en el reconectador que curva domina la primera apertura, la segunda, la tercera y la cuarta. La secuencia o ciclo estándar de trabajo para un reconectador se muestra en la **figura 15**, el recierre del circuito después de una apertura demora dos segundos en equipos con control hidráulico, y para equipos con control electrónico este tiempo es ajustable. **La figura 16** se muestra la secuencia de operación del reconectador ante una falla en el circuito que supervisa. (Arce Laza, 2010, pág. 17)

Figura 15: Ciclo de Trabajo de un Recloser



*Fuente: Arce laza (2010). Estudio de Coordinacion de Protecciones en AT/MT
"Machala"*

Figura 16: Secuencia Completa de Operación del Recloser



*Fuente: Arce laza (2010). Estudio de Coordinacion de Protecciones en AT/MT
"Machala"*



2.1.5.4 Interruptores

Los interruptores conocidos como interruptores de caja moldeada protegen las instalaciones contra sobre cargas y cortocircuitos. Se usan frecuentemente para la protección de alimentadores secundarios y circuitos derivados. Por lo general tiene una capacidad interruptiva alta con elementos de restablecimiento para permitir operaciones repetitivas. Estos interruptores tienen tres componentes principales: los elementos de disparo, el mecanismo de operación y los extinguidores de arco.

El principio de operación del interruptor se basa en el disparo térmico y disparo magnético, el disparo térmico se presenta cuando hay una circulación de corriente a través de una tira bimetálica, la resistencia de la tira bimetálica desarrolla calor el cual origina que el bimetálico se incline hasta que su movimiento sea lo suficiente para activar el mecanismo y permitir que el interruptor opere. (Santana García, Rosas Reyes, & Santana García, 2009, pág. 25)

2.1.5.5 Relés de Protección

Son dispositivos compactos, que pueden ser analógicos o digitales, son conectados en todo el sistema de potencia para detectar condiciones intolerantes o no deseadas en un área asignada. A los relés se los puede considerar como una especie de seguros activos, diseñados para mantener un alto grado de servicio continuo y limitar daños en los equipos. El funcionamiento de relé se basa en el retiro inmediato de cualquier elemento o sección de un sistema de potencia, en el momento en que este empieza a funcionar en forma anormal. Los sistemas de relés de protección incluyen: circuitos interruptores y transformadores de corriente (CTs) como parte de los relés, todos estos deben funcionar en conjunto. Existe poco o ningún valor si se aplica el uno sin el otro. (Marín Velastegí, 2003, pág. 60)

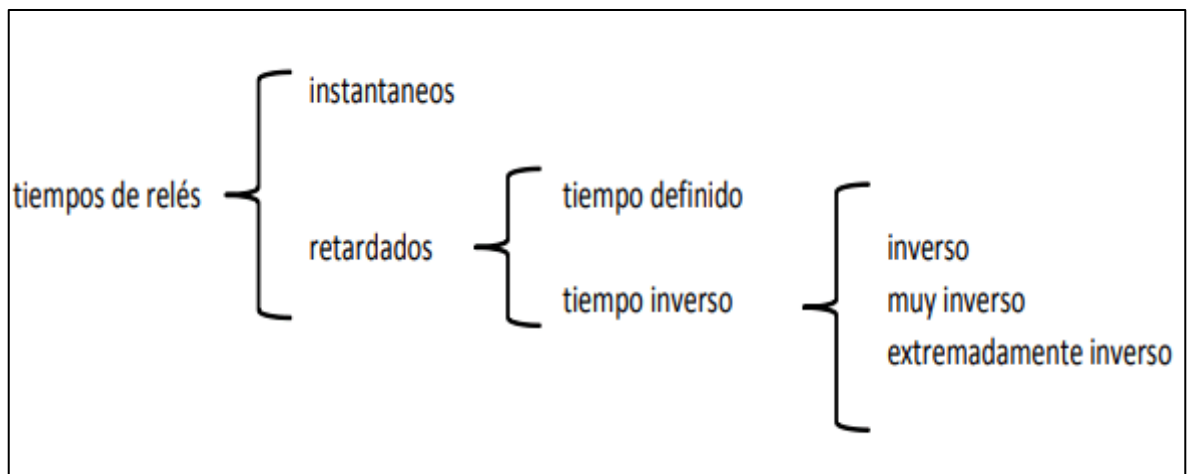
2.1.5.5.1 Relés de Sobrecorriente

Los relés de sobrecorriente son la forma más común de protección usadas contra las corrientes excesivas en los sistemas de potencia de alto voltaje, y como protección principal a la partida de los alimentadores en redes de distribución de 10 a 25 KV. Estos no se aplican solamente como un medio de protección de los sistemas contra las sobrecargas, sino también como protección contra cortocircuitos. Sin embargo, el ajuste de un relé debe hacerse teniendo en cuenta el compromiso a cubrir tanto en la carga excesiva como en condiciones de corto circuito. (Marín Velastegí, 2003, pág. 60)

2.1.5.5.2 Clasificación de Relés

Según las características de tiempo de operación, los relés se clasifican en:

Figura 17: Tipos de Relé Según su Característica de Tiempo de Operación



Fuente: Arce Iza (2010). *Estudio de Coordinación de Protecciones en AT/MT*

“Machala”

- **Protecciones de corriente instantánea:** los relés de unidades aisladas, son poco 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

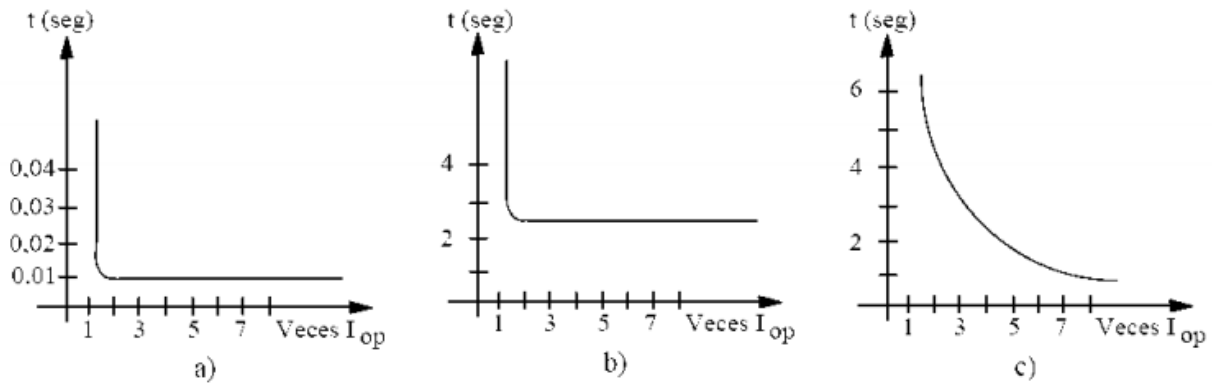


inducción. el torque de estos elementos responde a una expresión de KI^2 , sus tiempos de operación son del orden de los 10 a los 60 milisegundos.

- **Protección de sobrecorriente de tiempo definido:** Una protección simple de tiempo definido se puede obtener usando un relé instantáneo en conjunto con un elemento temporizador (T) que produzca un retardo necesario. En la práctica se utiliza muy poco una solución en base a elementos independientes, sino que se usa un relé del tipo disco de inducción cuya curva sea muy poco inversa, de modo que pueda llamarse de tiempo definido, en este tipo de relé el tiempo se define para 10 veces la corriente de operación, en adelante. Esta característica de operación se consigue utilizando una unidad de medida cuyo núcleo se satura rápidamente. En los relés de estado sólido se utiliza un elemento comparador que actúa a través de un temporizador. El relé opera solo si la sobrecorriente se mantiene durante el tiempo necesario. En caso contrario, el relé no entra en proceso de operación.
- **Protección de sobrecorriente de tiempo inverso:** La principal característica de este tipo de relés es, que mientras mayor sea la corriente aplicada, menor es su tiempo de operación. En el caso del tipo electromecánico, el relé está basado en una unidad de medida de disco de inducción, ya sea del tipo de espira en cortocircuito o wattmétrica. (Arce Laza, 2010, pág. 21)

Acontinuacion se muestra las curvas de los tres tipos de rele:

Figura 18: Curvas de Tiempo de Corriente de Relés



Fuente: Arce Iza (2010). *Estudio de Coordinación de Protecciones en AT/MT*

“Machala”

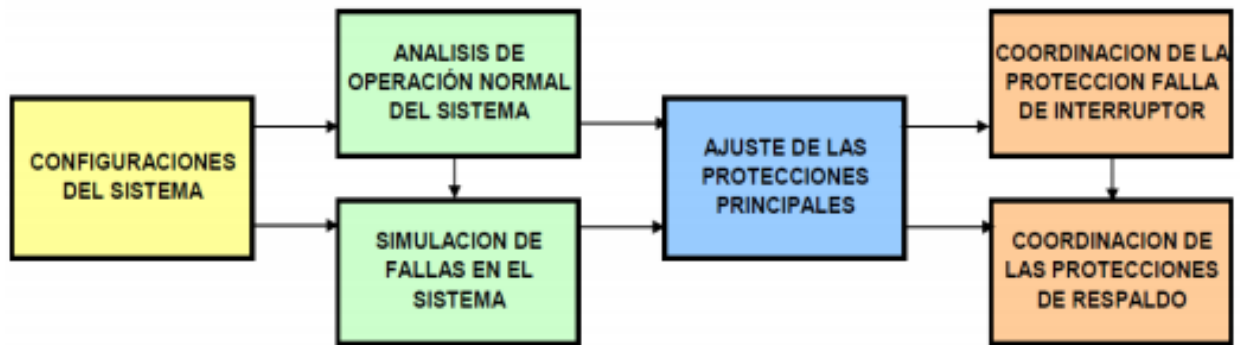
2.1.6 Coordinación de protección

Un estudio de coordinación es el proceso de determinar las características y ajustes óptimos de los elementos de protección de un sistema eléctrico. Los ajustes son elegidos para obtener interrupciones de la mínima parte del sistema durante condiciones de falla. (Vilca Choque & Quisiyupanqui Cusiquispe, 2015, pág. 82)

2.1.6.1 Proceso de ajuste y coordinación de la protección

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final. En la **figura 19** se muestra una esquematización simplificada del proceso. Para el ajuste de la protección se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección. Para ello se debe considerar todas las configuraciones posibles, así como todos los escenarios de generación y demanda. Sobre la base de todas estas condiciones se puede determinar el ajuste de las protecciones principales. (COES SINAC, 2014)

Figura 19: Proceso de Ajuste y Coordinación de la Protección



Fuente: (COES SINAC, 2014)

Los ajustes obtenidos para las protecciones principales deben ser verificados para coordinar su actuación como protecciones de respaldo. Esto significa que las protecciones unitarias no requieren ninguna coordinación puesto que solamente operan en una zona de protección, mientras que las protecciones graduadas deben ser coordinadas para verificar su actuación como protecciones de respaldo en las zonas de protección vecinas.

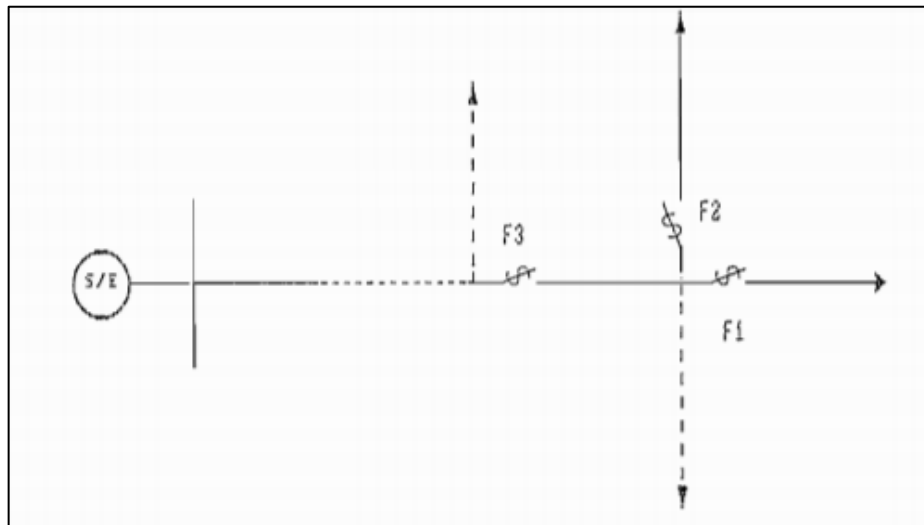
2.1.6.2 Tipos de Coordinación

2.1.6.2.1 Coordinación Fusible – Fusible

Este tipo de coordinación se considera siempre a un mismo nivel de voltaje, que no exista un transformador de potencia entre dos fusibles consecutivos.

En la figura 20, los fusibles F1 y F2, son los protegidos o los respaldados por el fusible F3, el cual por lo tanto se constituye en el elemento protector o de respaldo para los otros dos. Entonces para una correcta operación del sistema de protecciones, la coordinación de cada uno de ellos y de forma independiente debe ser la adecuada. (Pinos Zavalar, 1992)

Figura 20: Coordinación Fusible - Fusible

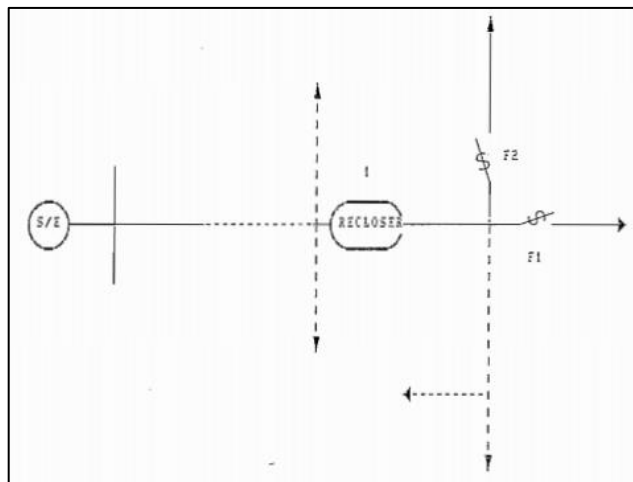


Fuente: Pinos Zavala. (1992). Coordinación grafica de protecciones.

2.1.6.2.2 Coordinación Reconectador – Fusible

Este tipo de coordinación se tiene con los dos equipos de cuestión a un mismo nivel de voltaje. El caso a analizarse se puede observar en el siguiente gráfico.

Figura 21: Coordinación Recloser - Fusible



Fuente: Pinos Zavala. (1992). Coordinación grafica de protecciones.

En el gráfico, el recloser se encuentra aguas arriba del fusible, por tanto, este debe dar respaldo al fusible, lo cual implica que deberá sentir la mínima corriente de falla que pueda presentar en el tramo que protege el fusible.

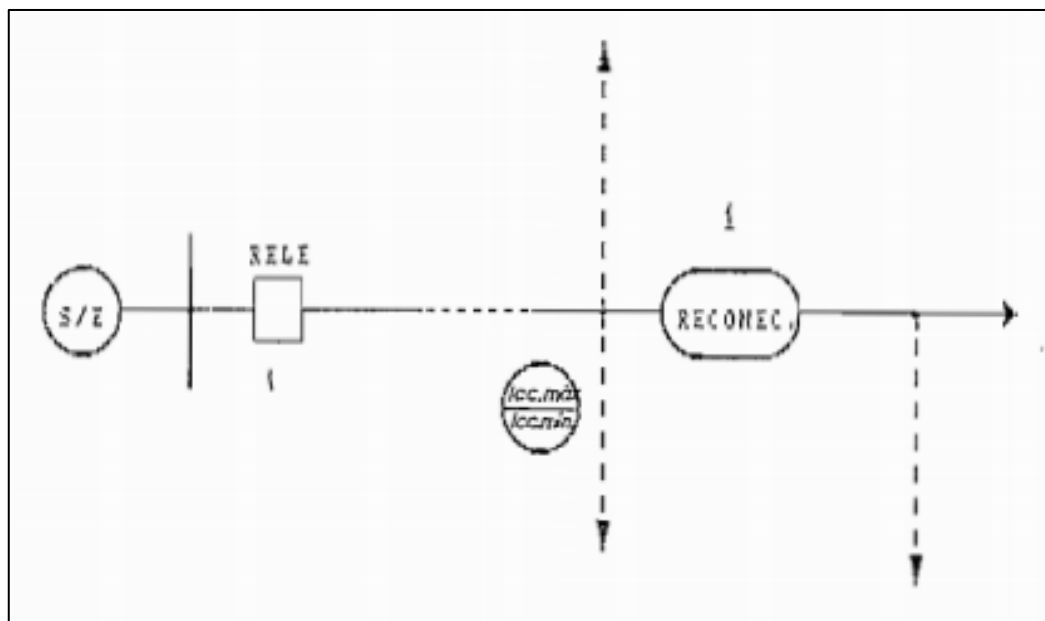
Para una adecuada coordinación, es necesario que el fusible se funda después de las operaciones rápidas del reconectador, para dar cierta selectividad al fusible. (Pinos Zavalar, 1992)

2.1.6.2.3 Coordinación Relé – Reconectador

Este tipo de coordinación, también se da a un mismo nivel de voltaje, es decir no existe transformadores de potencia entre estos dos equipos.

Para que exista coordinación entre un reconectador como elemento protegido y un relé como elemento de respaldo, se requiere que para los valores de corriente de falla posibles en la zona de protección del reconectador, las curvas de este se encuentren bajo la curva seleccionada para el relé. (Pinos Zavalar, 1992)

Figura 22: Coordinación Relé - Reconectador



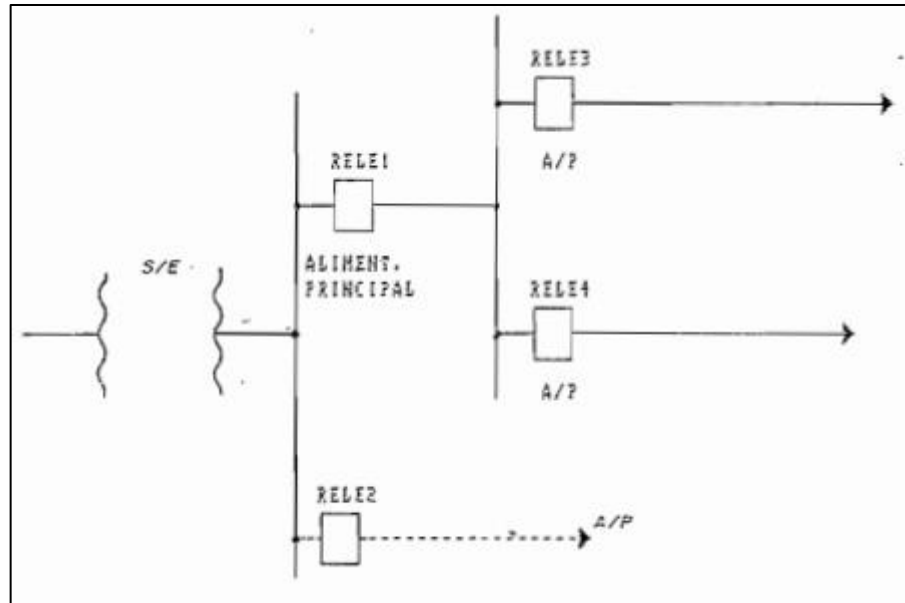
Fuente: Pinos Zavala. (1992). Coordinación gráfica de protecciones.

2.1.6.2.4 Coordinación Relé – Relé

Este tipo de coordinación se tiene cuando no existe transformador de potencia entre los dos equipos a coordinarse, es decir, entre los dos relés consecutivos. Cuando se coordinan

los relés de lo primarios y el relé de la alimentación general correspondiente en el lado de baja tensión, ver **figura 23**.

Figura 23: coordinación relé - relé



Fuente: Pinos Zavala. (1992). Coordinación grafica de protecciones.

Esta coordinación se realiza partiendo de la información del ajuste del tap y del lever o dial del relé del primario (relé Protegido), este lever ha sido antes determinado en base a la coordinación con el resto de equipos de protección de sobrecorriente ubicados aguas arriba a lo largo del primario. (Pinos Zavalara, 1992)

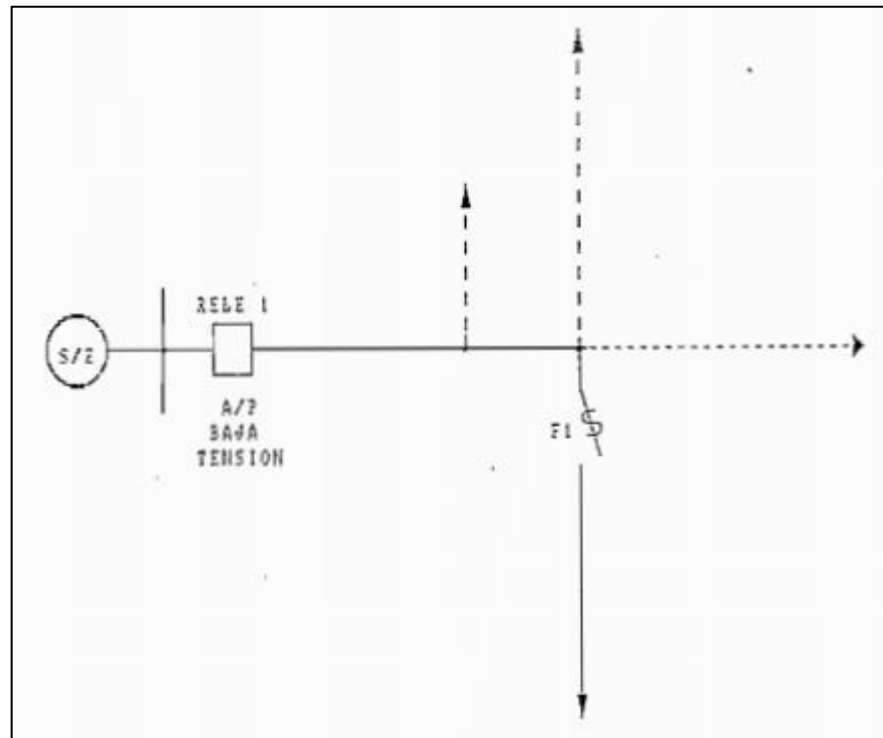
2.1.6.2.5 Coordinación Relé – Fusible

Este caso de coordinación, también se da a un mismo nivel de voltaje la cual se ve en la figura.

Para la coordinación, se va a considerar las curvas de máximo tiempo de despeje del fusible y las curvas de todos los tipos de relés disponibles.

Con el fin de determinar el tiempo mínimo de coordinación o tiempo de paso, se empleará el criterio de coordinación entre relé. (Pinos Zavala, 1992)

Figura 24: Coordinación Relé - Relé



Fuente: Pinos Zavala. (1992). Coordinación grafica de protecciones.

2.1.6.3 Criterios Generales de Coordinación de las Protecciones

La coordinación de las protecciones consiste en definir las graduaciones de tiempo necesarias para la operación debidamente priorizada del sistema de protección con la finalidad que su actuación sea en el mínimo tiempo posible. En tal sentido, se requiere considerar las coordinaciones entre las protecciones principales y la protección de falla de interruptor, así como con la protección de respaldo. (Vilca Choque & Quisiyupanqui Cusiquispe, 2015, pág. 90)

2.1.6.4 Ajustes de las Protecciones de Corriente

2.1.6.4.1 Funciones 50/51 – 50N/51N

La protección de corriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que se pueden producir en un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser: (COES SINAC, 2014, pág. 16)

- 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:

$$t = TMS \cdot \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha} + C \right) \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

t =Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

I = Corriente que mide el Relé (variable independiente)

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

I_s = Corriente de Arranque del Relé

TMS = Constante de ajuste del Relé

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

C = Constante de ajuste del Relé

Para el ajuste del relé se debe definir lo siguiente:

Para la función (51)

- La corriente de Arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- La constante de ajuste del Relé (TMS) que viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica

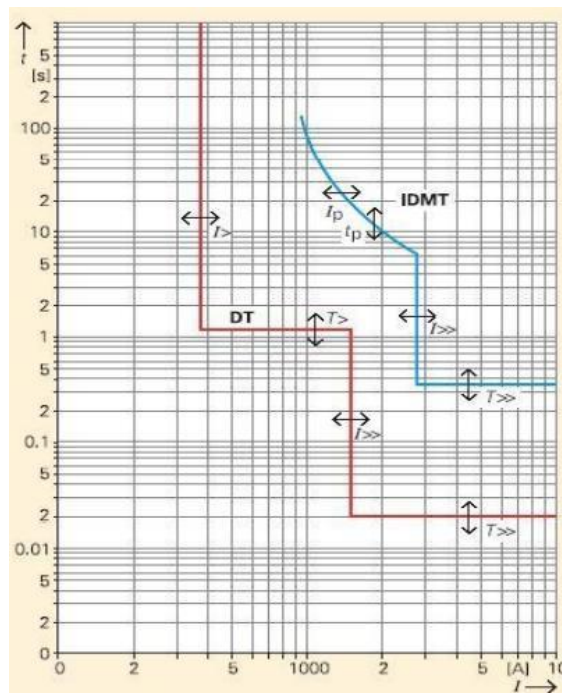
Para la función (50)

- La corriente de arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.

- A pesar 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 25** se muestra 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)

Figura 25: Características de Operación de los Relés de Sobrecorriente



Fuente: (COES SINAC, 2014, pág. 17)

La característica de tiempo inverso será de acuerdo a los valores de los parámetros como son el exponente α y K , a los cuales se asocian los otros parámetros del Relé, conforme ha sido establecido por las normas. En la **tabla 3** se indica estos valores. (COES SINAC, 2014, pág. 17)

Tabla 3: Reles de Sobrecorriente

Característica	IEC/BS			ANSI/IEEE			
	α	K	C	α	K	C	
Tiempo definido	-	0	1	α	K	C	
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

Fuente: (COES SINAC, 2014, pág. 17)

2.1.6.5 Métodos de Coordinación

2.1.6.5.1 Método de Superposición

El método de superposición es, en términos de modelamiento, un método preciso. Las corrientes de falla del cortocircuito son determinadas al superponer los resultados del flujo de carga antes de la falla, con la condición que todas las fuentes de tensión son fijadas a cero y la tensión negativa de operación es conectada al punto de falla.

El punto de inicio es la condición de operación del sistema antes del cortocircuito. Esta condición representa las condiciones de excitación de los generadores, la posición del Tap de los transformadores con regulación y el estado de operación de los interruptores en la planta.

Desde esta condición prefalla, puede calcularse la tensión prefalla en la barra fallada. Desde la condición de falla, el estado del sistema se calcula para la situación en la que la tensión negativa prefalla en la barra fallada es conectada al punto de falla y todas las demás fuente o generadores son ajustados a cero.

Dado que las impedancias de la red son asumidas como lineales, la condición postfalla puede ser determinada por superposición (suma vectorial) de las condiciones prefalla y en falla. (Inga Chucos , 2010, pág. 19)

2.1.6.5.2 Método IEC 60909

El método de la fuente de tensión equivalente en el punto de falla es una simplificación del método de superposición con la ventaja de simular un cortocircuito sin la necesidad del flujo de carga previo ni la certeza de conocer las condiciones actuales de operación. (Inga Chucos , 2010, pág. 20)

Entre las principales ventajas respecto al método de superposición destacan:

- Se asumen las condiciones nominales de operación en toda la red.
- Se desprecian las corrientes en todas las cargas.
- Se emplea un modelo de red simplificado y las cargas no son consideradas en los diagramas de secuencia positiva ni negativa.
- Para asegurar que los resultados estimados converjan, se aplica un factor de corrección "c" que es aplicado a la tensión de la barra fallada. Este factor difiere para los cálculos de máximas y mínimas corrientes de cortocircuito.

Este factor se calcula del siguiente modo:

$$I_k'' = \frac{U_k''}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot (k \cdot Z_k)} = I_{k.IEC}'' \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Los valores que toma el factor "c" son listados en la siguiente tabla:

Tabla 4: Factor 'c' como función de la tensión nominal

Tensión Máximos	Máximos cortocircuitos $C_{máx}$	Mínimos cortocircuitos C_{min}
$U_n < 1kV$	1.05 (si $U_{max} < 1.06U_n$) 1.10 (si $U_{máx} < 1.1 O U_n$)	0.95
$1kV < U_n < 35kV$	1.10	1.00
$35kV < U_n$	1.10 Si U_n no está definido: C_{max} . $U_n \rightarrow U_m$	1.00 Si U_n no está definido: $C_{min.un} \rightarrow 0.9 \times U_m$

Fuente: (Inga Chucos , 2010)

En general debe asegurarse que $C_{máx}U_n < U_m$, donde U_m equivale a la máxima tensión nominal del sistema.

2.1.7 Uso de software para análisis de la coordinación de protección

2.1.7.1 Características del programa

El Programa de cálculo DIGSILENT es una herramienta computarizada de asistencia ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia comerciales, industriales y a gran escala. Este programa computacional ha sido diseñado como un avanzado, integrado e interactivo, dedicado a los sistemas de potencia para lograr los objetivos principales de planificación y operación.

A fin de cumplir con los requerimientos actuales en el análisis de sistemas de potencia, el programa de cálculo de sistemas de potencia DIGSILENT, fue diseñado como una herramienta de ingeniería integrada la cual provee una paleta completa de una herramienta de técnica de todas las funciones disponibles (Gonzales-Longatl, Francisco M., 2004)



2.1.7.2 Funciones

Se muestra las diferentes funciones que realizan el programa DIGSILENT:

- Flujo de potencia AC/DC
- Análisis de corto circuito
- Fallas generales / análisis de eventos
- Simulación dinámica (RMS)
- Simulación de transitorios electromagnéticos EMT
- Reducción de redes
- Coordinación de relés de protección
- Chequeo de la respuesta de unidades de protección
- Análisis armónico
- Cálculo de confiabilidad
- Despacho económico
- Interfaces SCADA / GIS
- Lenguajes DSL ++ y DPL
- Diagramas unifilares del sistema modelado
- Diagrama de configuración de subestaciones
- Instrumentos virtuales para visualizar resultados
- Interface A/D Medinas 2000 A/D

2.1.7.2.1 Análisis de flujo de potencia

El análisis de flujo de potencia, se realiza para tener el comportamiento del sistema de potencia, se evalúa el nivel de tensión, distribución flujo de potencia activa, reactiva y caída de tensión con el fin de ver la capacidad de tensión.



2.1.7.2.2 Análisis de cortocircuito

Un análisis de corto circuito es fundamental para un sistema de protecciones, como pueden ser sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución.

Logrando dar resultados de valores de corriente de fase y de las corrientes de fase-tierra, de modulo y ángulo y más valores. Con estos valores logrando la óptima coordinación entre diferentes dispositivos o equipos de distribución de media tensión.

2.1.8 Uso de software DLTCAD

Las herramientas de diseño y opciones de análisis que incorpora, lo convierten en un programa de aplicación general. Aplicable a líneas de transmisión, sub transmisión y líneas primarias, indistintamente. Su interfase gráfica y la ayuda en línea hacen del DLT-CAD un programa amigable y muy fácil de manejar. Integra todos los aspectos del diseño de línea en un programa totalmente independiente con una interfase simple, lógica y consistente. Esta sofisticación e integración lidera al mejor diseño en cuanto a costo y efectividad, cuyos resultados son efectuados en solo una fracción del tiempo requerido comparado con los métodos tradicionales. La solución del DLT-CAD es claramente superior a cualquier otra alternativa existente en el mercado. DLT-CAD ha sido diseñado pensando en darle todas las facilidades al ingeniero de diseño, ofreciendo la posibilidad de realizar modificaciones y cambios en el diseño de acuerdo a su criterio. El DLT-CAD contiene -entre otras- las siguientes opciones: (ABS INGENIEROS S.A.C., 2004, pág. 2)

- Ingreso de datos de nuevos conductores, estructuras, postes y aisladores.
- Cálculo Mecánico de Conductor.
- Generación del perfil topográfico.
- Distribución automática y/o manual de estructuras.
- Cálculo de ángulos de oscilación (*).
- Tablas de offset (*).

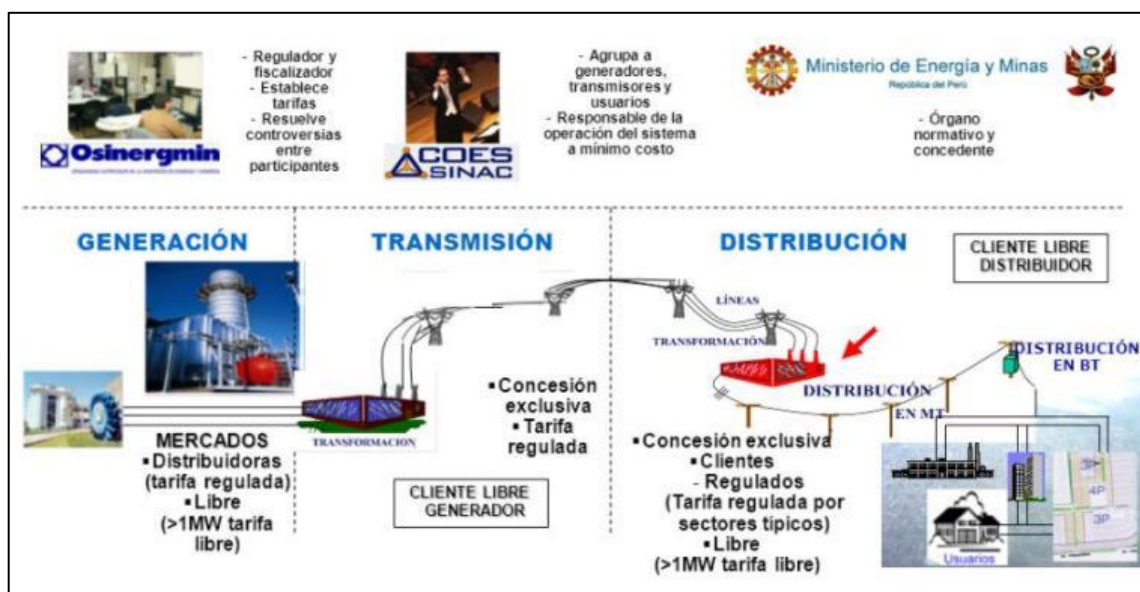
- Tablas de esfuerzos de acuerdo al diseño.
- Tablas de flechados.
- Corte automático y exportación de planos.
- Generación de diferentes planillas de resultados.

2.2 MARCO CONCEPTUAL

2.2.1 Estructura del sector eléctrico

La estructura del sector eléctrico se encuentra conformado por los usuarios o clientes, las empresas eléctricas, el Comité de Operación Económica de Sistema Integrado Nacional, Ministerio de Energía y Minas y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas también el Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual.

Figura 26: Conformación del Sector Eléctrico



Fuente: <https://www.gob.pe/minem>. MINEM.

2.2.1.1 Usuarios o Clientes

Denominado consumidor final de energía es catalogado como cliente libre o regulado dependiendo de su demanda de potencia.



2.2.1.1.1 Clientes Libres

Pueden ser Usuarios Libres aquellos agentes del mercado eléctrico que se encuentran conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y cuya potencia contratada es igual o superior a 0.2 MW.

Sin embargo, aquellos agentes conectados al SEIN que tengan una potencia contratada entre 0.2 MW y 2.5 MW, podrán elegir entre la condición de Usuarios Libres o Cliente Regulado. A esto último se le denomina **rango optativo**.

Estos agentes no están sujetos a regulación de precios por la energía y la potencia que consumen. El precio que pagarán por su suministro dependerá de lo acordado en sus contratos de suministro, el cual se realiza de manera bilateral entre el Usuario Libre y Suministrador.

2.2.1.1.2 Clientes Regulados

Clientes regulados cuyos precios son fijados por la autoridad y clientes libres, a los que se les supone capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas.

2.2.1.2 Las Empresas Eléctricas

Se conforma por las concesionarias de electricidad y las entidades autorizadas como: Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras.

2.2.1.2.1 Generación

Es la primera actividad en la cadena se encarga de producir y planifica el abastecimiento de energía. La industria opera con diferente escalas y tipos de tecnología para la producción: centrales hidroeléctricas, solares, térmicas, eólica, nucleares y otras.

2.2.1.2.2 Transmisión

El segmento de transmisión eléctrica se encarga de transportar la electricidad de los centros de generación hacia los consumidores finales. De las cuales este sistema está



compuesto por subestaciones de transformación, líneas de transmisión demás sistemas, con ello permita que se transporte la energía hacia las distribuidoras.

2.2.1.2.3 Distribución

Los sistemas de distribución como eslabón principal del suministro de energía eléctrica, tienen como función principal transportar la energía eléctrica de las subestaciones de potencia o en algunos casos fuentes de generación a los lugares de utilización, este suministro de energía eléctrica debe darse bajo parámetros de calidad bien definidos. (Cervantes Vega, 2000)

2.2.1.3 Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

Organismo de carácter técnico que coordina la operación del sistema al mínimo costo, y garantiza la seguridad del abastecimiento de la energía y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

2.2.1.4 Ministerio de Energía y Minas (MEM)

Institución rectora de los sectores energético y minero, la que se encarga de atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos como también la explotación de los recursos mineros.

2.2.1.5 Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

(OSINERGMIN)

Institución encargada de supervisar que las empresas formales eléctricas entregué un servicio permanente, seguro y de calidad, Regulando precios, supervisión de aspectos técnicos y legales.



2.2.1.6 Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual

(INDECOPI)

Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual. Se encarga de promover y monitorear la honesta competencia, resguardando todas las formas de Propiedad Intelectual, defendiendo intereses de consumidores como también de empresas que puedan ser afectados.

2.2.2 Calidad del suministro de acuerdo a la (NTCSE)

2.2.2.1 Interrupciones

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.



2.2.2.2 Causas de Interrupciones por su Naturaleza

- **Cortes por Expansión o Reforzamiento:** Son interrupciones programadas por la empresa concesionaria, este tipo de corte se produce cuando la concesionaria para el suministro de energía para poner en servicio nuevas instalaciones como ampliaciones o reforzar segmentos del alimentador.
- **Corte por Mantenimiento:** Este tipo de corte también son interrupciones programadas por la concesionaria con la finalidad de realizar el mantenimiento en cualquier segmento, estructura, subestación o sistemas de protección del alimentador.
- **Corte por Falla a Causa de Fenómenos Naturales:** Este tipo de interrupciones se deben a la presencia de fenómenos naturales como descargas atmosféricas, aumento en la velocidad de los vientos, descargas pluviales excesivas, deslizamientos de tierras y movimientos telúricos que pueden afectar las instalaciones del alimentador y sacando del servicio a este.
- **Corte por Acción de Terceros:** Este tipo de interrupciones son causadas por la intervención de una persona ajena a la administración del alimentador que por cualquier motivo afecta el normal suministro de energía eléctrica de este alimentador, como por ejemplo la tala de un árbol que cae en los conductores del alimentador causando la falta en el suministro.
- **Corte por Falla en la Operación del Sistema:** Este tipo de interrupciones son causadas por la mala maniobra de los elementos del sistema causando el corte en el suministro de energía eléctrica, generalmente son fallas del tipo homopolar.

2.2.2.3 Índices Normados por (Osinergmin)

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

- **Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema (interrupciones/año)**

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

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n (u_i)}{N} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

- u_i = Número de usuarios afectados en cada interrupción
- n = Número de interrupciones del periodo
- N = Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda

- **Índice de duración de interrupciones promedio del sistema (horas/año)**

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

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i x u_i}{N} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

- t_i = Duración de cada interrupción
- u_i = Número de usuarios afectados en cada interrupción
- n = Número de interrupciones del periodo 83
- N = Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda

2.2.3 Marco legal

Normas principales que rigen la actividad de la compañía son las siguientes:

- Código Nacional de Electricidad (CNE)



- Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N° 25844.
- Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- Norma DGE (Bases para el diseño de líneas primarias y redes primarias para electrificación rural) RD-018-2003-EM/DGE
- R.D. N° 018-2002-EM/DGE

2.3 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

2.3.1 Hipótesis general

Analizando la coordinación de protección a causa de diferentes fallas que se presentan en el alimentador 9001, permitirá plantear soluciones para su mejor operación.

2.3.2 Hipótesis específica

- a) Conocer las condiciones de operación del alimentador 9001, así se planteará soluciones para una adecuada operación.
- b) Si es posible realizar una adecuada coordinación de protección del alimentador 9001.
- c) Si se puede aumentar la eficiencia de los sistemas básicos de protección.



CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACION

Existen diferentes tipos de investigación que permiten confirmar o rechazar una hipótesis, estos requieren de seguir un proceso y aplicarlos para solucionar un problema o crear nuevo conocimiento.

3.1.1 Tipo de investigación

3.1.1.1 Método Cuantitativo

Según el método científico, se utilizará es el método cuantitativo, porque se realizará, la recolección de datos para probar hipótesis, con base a datos o cifras numéricas y el análisis estadístico descriptivo, así establecer el comportamiento de la Línea de Media tensión 22.9 kV.

3.1.1.2 Método Descriptivo para el Análisis de Datos

Para la primera hipótesis específica realizará el método descriptivo, que ofrece la posibilidad de predicción y requiriendo conocimiento del área que se investiga para formular las preguntas que se requiere responder. además, están dirigidos a responder las causas de los eventos físicos o sociales, que nos presenta en la investigación del estudio.

Utilizando diferentes fuentes de información que garantizarán el punto de partida de la investigación, teniendo en consideración que todo lo descrito nos facilitará mayores opciones de optimizar o dar mejores propuestas de solución a los diferentes problemas de coordinación de protección del alimentador 9001.

3.1.1.3 Método Explicativo

Se realizará el método explicativo, por que necesariamente luego de interpretar diferentes resultados, se tiene que plantear soluciones de mejora, así entra a aplicar el



método en mención, ante las interrupciones presentadas por diferentes causas, que presente el alimentador 9001.

3.1.2 Diseño de la investigación

Se procedió a realizar el análisis de flujo de potencia y el estudio de corrientes de cortocircuito. El siguiente paso a seguir fue la introducción de diferentes dispositivos de protección, realizando los ajustes de respectivos tiempos de sobrecorriente del sistema eléctrico Antauta, que permitió realizar la coordinación de los equipos de protección (Relé, reconectores y fusibles) de la S.E. y su alimentador 9001.

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN

3.2.1 Población

Sistema eléctrico Crucero-Antauta, alimentado en media tensión S.E. Antauta de ELECTROPUNO S.A.

3.2.2 Muestra

Alimentador en media tensión 9001, distrito de Antauta, provincia de Carabaya y Región Puno; concesionaria ELECTROPUNO S.A.

3.2.3 Técnicas e instrumentos para recolección de datos

Para recolectar los datos del alimentador 9001 del sistema eléctrico Crucero – Antauta de ELECTROPUNO S.A.A.; se procedió a revisar diferentes informes y documentos, se realizó diagnóstico de la línea de media tensión y se realizó la medición de resistencia de Puesta a tierra; empleando cámaras fotográficas, GPS, telurómetro y otros.

3.3 TÉCNICAS PARA EL PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

El procesamiento de datos se realizará con los siguientes paquetes informáticos.

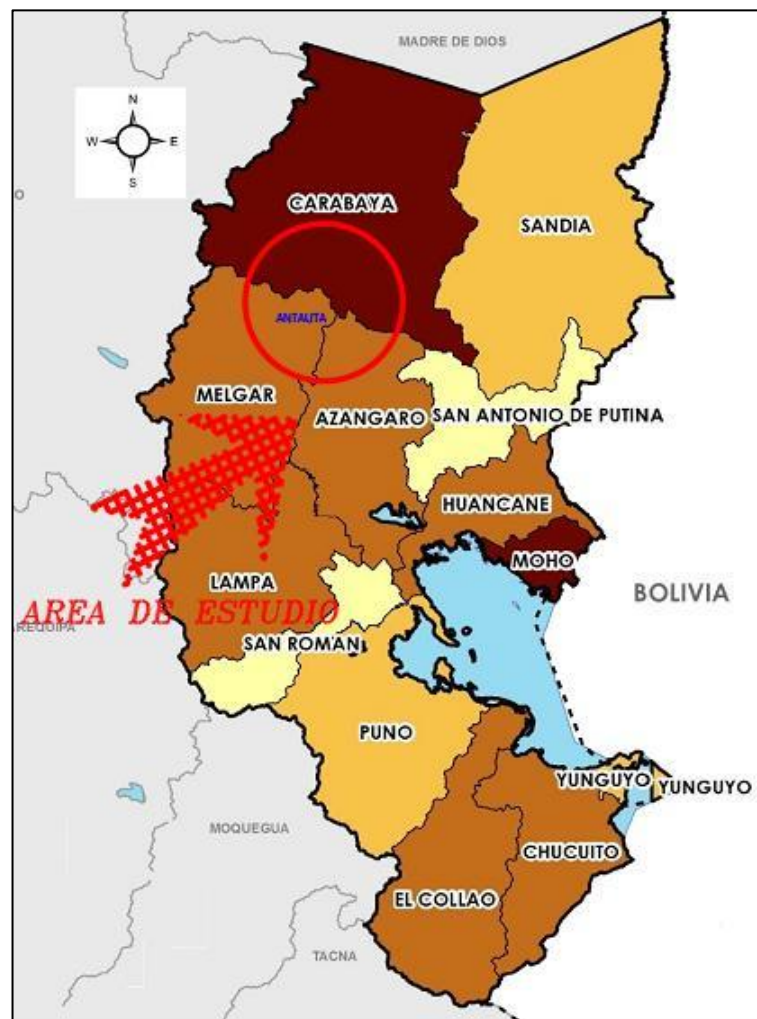
- Hoja de Cálculo de Microsoft Office Excel
- Microsoft® Office Word

- Software DIgSILENT PowerFactory versión 15.1.2
- Software (DLT-CAD; AutoCAD 2018)
- Otros.

3.4 AMBITO DE ESTUDIO Y APLICACIÓN

Área a desarrollarse el estudio se presenta en las provincias de Melgar y Carabaya, administrados por la empresa concesionaria Electro Puno S.A.A.

Figura 27: Ubicación Geográfica del Distrito de Antauta



Elaborado por el equipo de trabajo

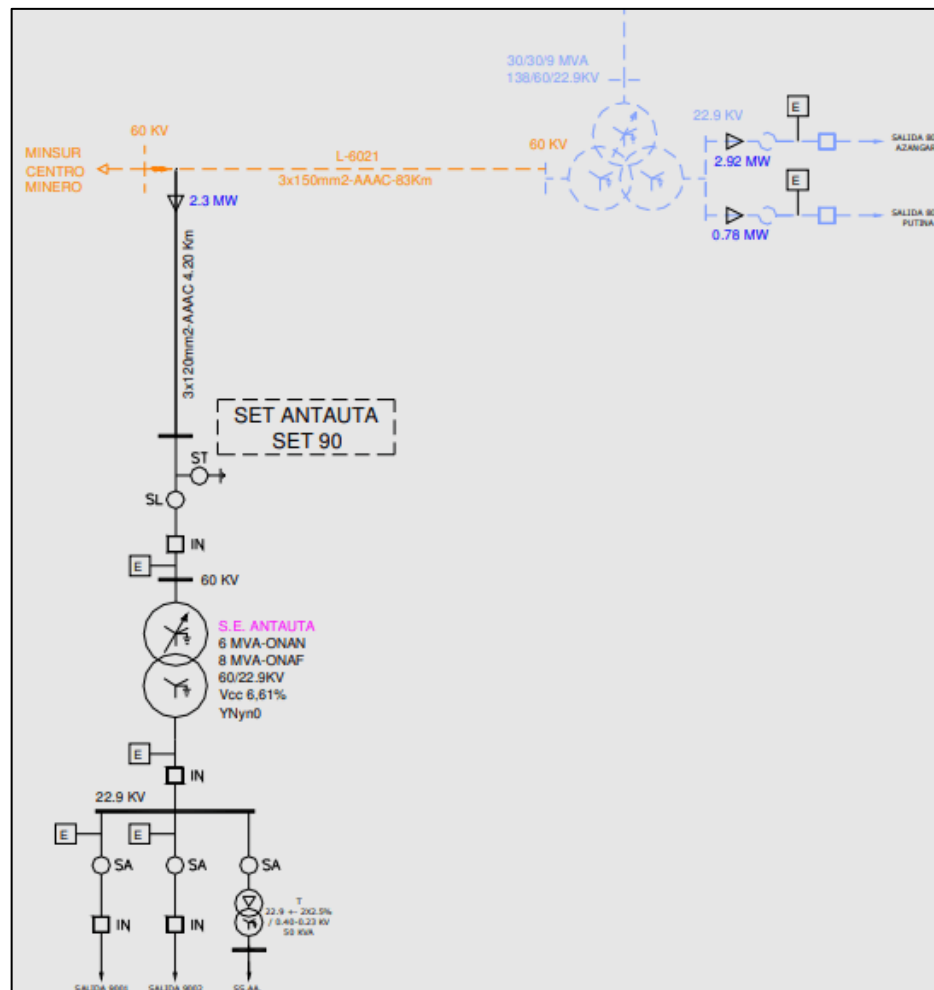
3.4.1 Descripción del sistema eléctrico en estudio

El sistema eléctrico en estudio abarca de la S.E. Antauta y el alimentador 9001, y se describe de la siguiente manera.

3.4.1.1 Subestación eléctrica Antauta

Denominada subestación Antauta es suministrada de la subestación de Azángaro en nivel de tensión de 60 KV llegando a un transformador de potencia YNyn0 con salida de 22.9 KV, con dos salidas en MT denominadas 9001 (alimentador en estudio) y 9002, con sus respectivos dispositivos de protección se muestra en la **(Figura 28)**.

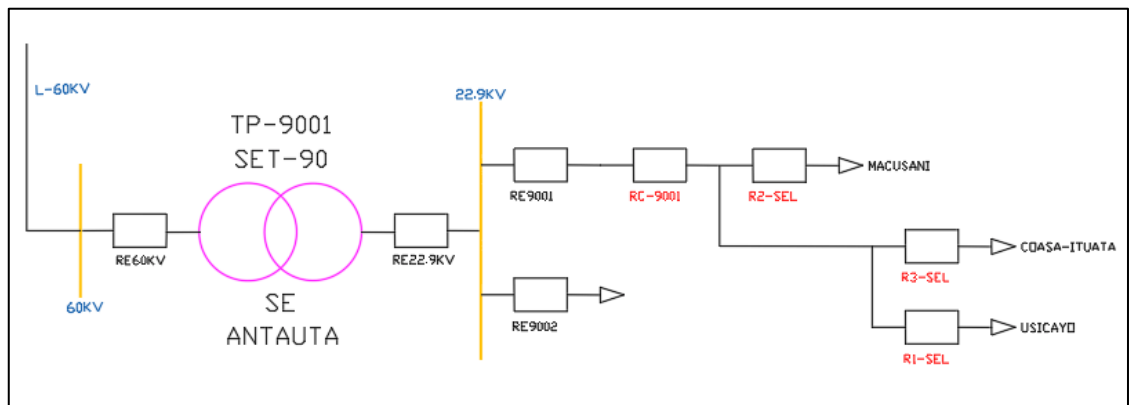
Figura 28: Diagrama Unifilar de la S.E. de Antauta



Elaborado por el equipo de trabajo

De la barra de 22.9 KV se conecta el alimentador en estudio 9001 a través: de seccionadores de barra, rele de protección (RE22.9KV y RE9001), recloser (R1-SEL, R2-SEL y R3-SEL) y seccionadores, se muestra en la **(Figura 29)**.

Figura 29: Ubicación de Relé y Recloser del Servicio Eléctrico Antauta



Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 30: S.E. de Antauta



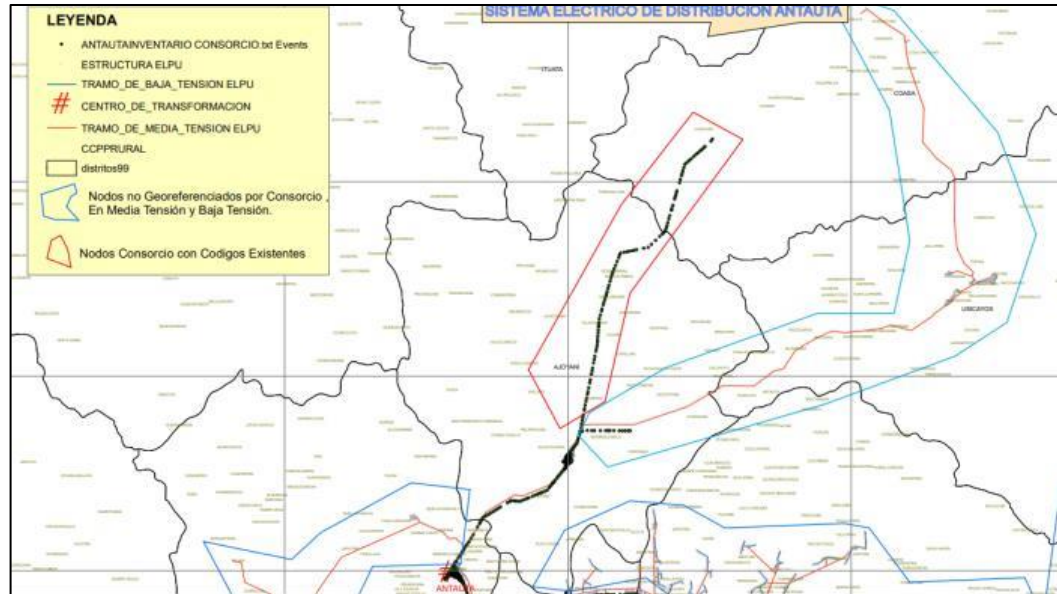
Elaborado por el equipo de trabajo

3.4.1.2 Alimentador 9001

El alimentador 9001 inicia desde la S.E. Antauta suministrando energía a los distritos de Macusani, Ajoyani, Usicayos, Coasa, Ituata, Corani y zonas rurales, se muestra la ubicación en la (**figura 31**). Teniendo 3 derivaciones resaltantes, el primero se

dirige a los distritos Ajoyani – Usicayos, segundo hacia los distritos Macusani – Corani, zonas rurales y la tercera que se dirige a los distritos Coasa - Ituata y zonas rurales.

Figura 31: Ubicación Geográfica del Alimentador 9001



Fuente: Electro Puno

3.4.2 Número de usuarios del alimentador 9001

La cantidad de usuarios correspondiente de los años 2018 y 2019 se muestran a continuación.

Tabla 5: Numero de usuarios alimentador 9001

AÑO	N° DE USUARIOS	
	SEMESTRE I	SEMESTRE II
2018	6585	6620
2019	6659	6692

Fuente: SER Antauta

3.5 DATOS ESTADÍSTICOS DE INTERRUPCIONES REGISTRADOS EN EL PERIODO 2018 – 2019

3.5.1 Resumen interrupciones en el alimentador 9001 por causas internas y externas

Base de datos estadísticos de las fallas en el alimentador 9001, correspondientes a los años 2018 y 2019, en el que se registraron 67 interrupciones de suministro de energía eléctrica en el alimentador 9001, incluye todos los tipos como expansión y reforzamiento, mantenimiento, acción de terceros, falla, fenómenos naturales y operación. Como se observa en el ANEXO A.

Tabla 6: Cortes Registrados Años 2018 – 2019

RESUMEN DE CORTES REGISTRADOS AÑOS 2018-2019	
AÑO	CORTES REGISTRADOS
2018	33
2019	34
TOTAL	67

Fuente: *SER Antauta*

3.5.2 Interrupciones presentadas el alimentador 9001 por causa externas e internas

La cantidad de interrupciones que se registraron en el alimentador 9001 en los años 2018 y 2019 por causas internas y externas a la red por diferentes causas, se tiene un cuadro estadístico de los tipos de interrupción. Estos datos fueron registrados por el servicio eléctrico Antauta.

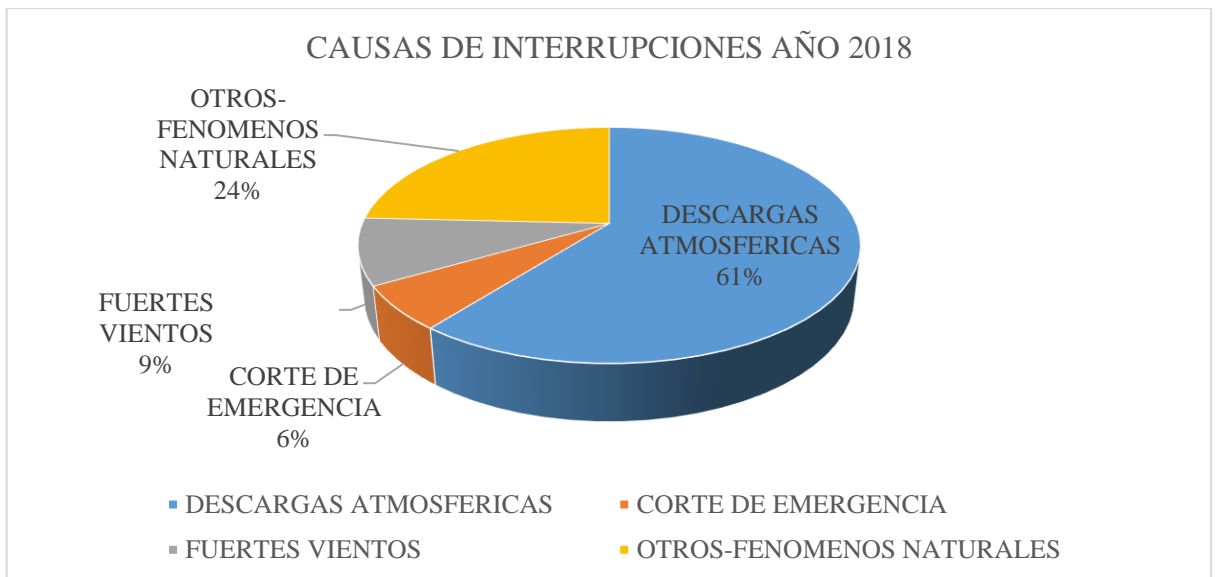
Tabla 7: Causas de Interrupciones

CAUSAS DE INTERRUPCION	2018	PORCENTAJE (%)	2019	PORCENTAJE (%)
DESCARGAS ATMOSFERICAS	20	61%	21	62%
CORTE DE EMERGENCIA	2	6%	4	12%
FUERTES VIENTOS	3	9%	3	9%
OTROS-FENOMENOS NATURALES	8	24%	6	17%
TOTAL	33	100%	34	100%

Elaborado por el equipo de trabajo

Se puede apreciar en la **tabla 7**, que las descargas atmosféricas son las que más causan interrupciones en distribución, con porcentajes altos de 61% en el 2018 y en el año 2019 con el de 62%.

Figura 32: Causas de Interrupciones en Distribucion de año 2018



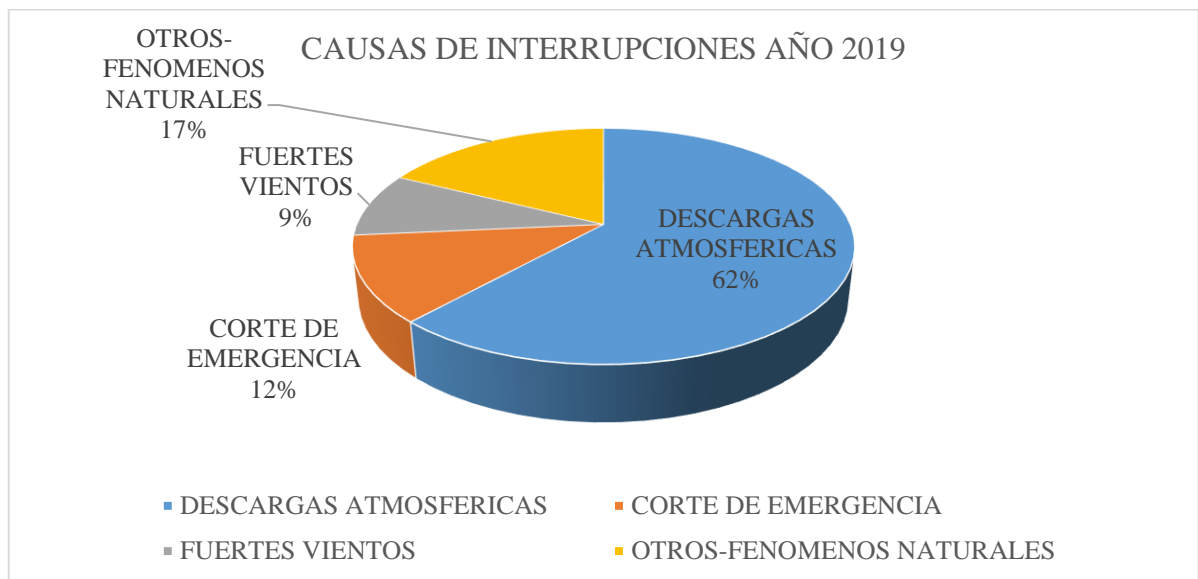
Elaborado por el equipo de trabajo

Se puede observar en la **Figura 32**, que las descargas atmosféricas son las que más causan interrupciones en distribución en el año 2018, con porcentajes altos de 61%,

con el 24% tenemos otros fenómenos naturales, con el 9% se encuentra fuertes viento y en menor cantidad esta los cortes de emergencia con el 6%.

Se puede observar en la **Figura 33**, que las descargas atmosféricas son las que más causan interrupciones en distribución en el año 2019, con porcentaje alto de 62%, con el 17% tenemos otros fenómenos naturales, con el 12% se encuentra cortes de emergencia y tenemos como ultimo fuertes vientos con el 9%.

Figura 33: Causas de Interrupciones en Distribucion de año 2019



Elaborado por el equipo de trabajo

3.5.3 Interrupciones para el análisis de los indicadores de calidad

Se presenta el número de interrupciones y duración, con los datos mostrados serán utilizados para el análisis de los indicadores de calidad del alimentador 9001 para en los años 2018-2019.

Tabla 8: Interrupciones por Mes de los Años 2018-2019

INTERRUPCIONES POR CADA MES DEL AÑO			
MES	2018	2019	TOTAL
ENERO	1	4	2
FEBRERO	3	4	6
MARZO	1	3	2
ABRIL	2	2	4
MAYO	4	0	4
JUNIO	1	0	1
JULIO	2	0	2
AGOSTO	2	2	4
SETIEMBRE	2	1	3
OCTUBRE	5	6	11
NOVIEMBRE	6	2	8
DICIEMBRE	4	10	14
TOTAL	33	34	67

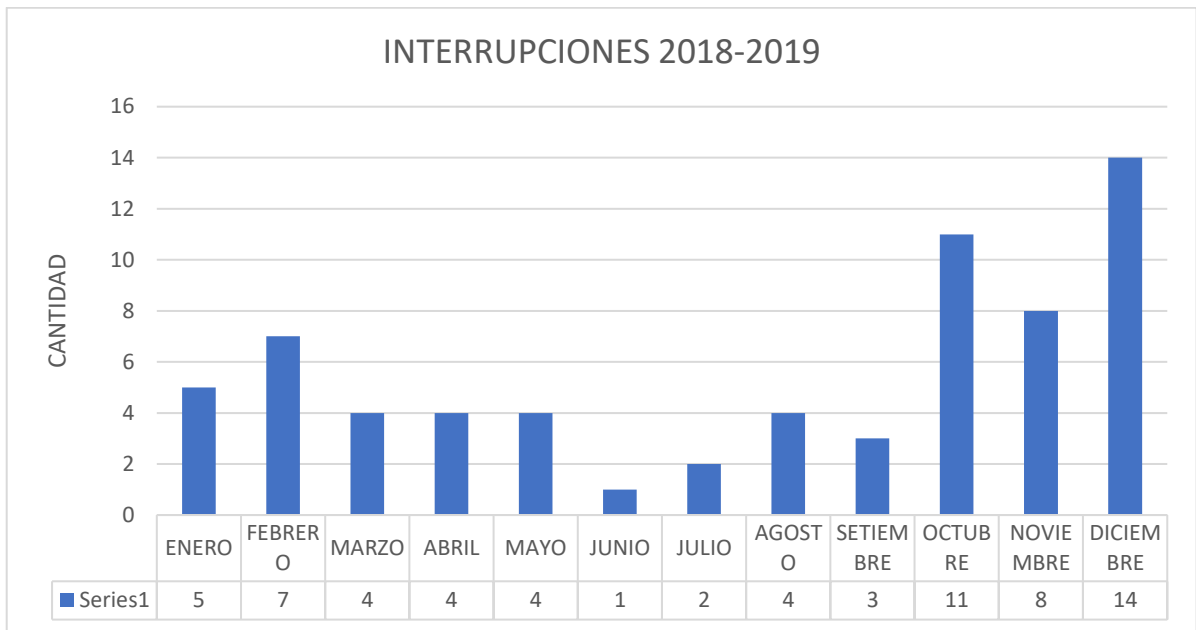
Fuente: Servicio Eléctrico Antauta

Tabla 9: Duración de Interrupciones por Mes de los Años 2018-2019

DURACION DE INTERRUPCIONES POR CADA MES DEL AÑO			
MES	2018	2019	TOTAL
ENERO	0,67	0,32	0,99
FEBRERO	0,17	2,17	2,34
MARZO	0,04	1,04	1,08
ABRIL	7,66	3,32	10,98
MAYO	12,85	0	12,85
JUNIO	0,58	0	0,58
JULIO	1,67	0	1,67
AGOSTO	1,16	1,82	2,98
SETIEMBRE	2,92	0,04	2,96
OCTUBRE	1,67	19,44	21,11
NOVIEMBRE	4,4	0,51	4,91
DICIEMBRE	3,88	5,44	9,32
TOTAL	37,67	34,1	71,77

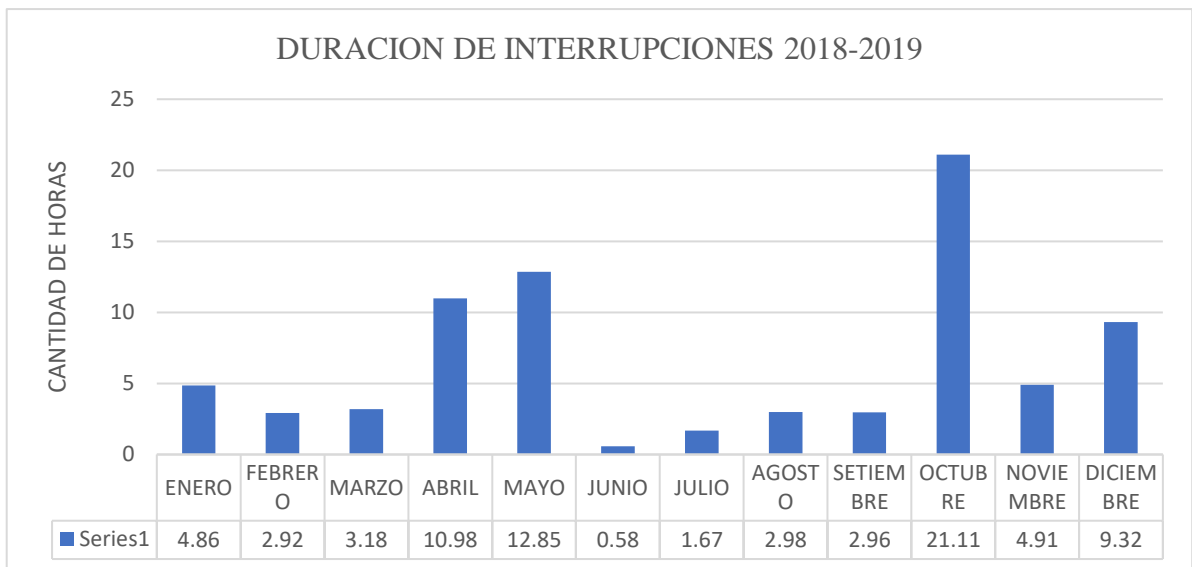
Fuente: Servicio Eléctrico Antauta

Figura 34: Total de Interrupciones por Mes del los Años 2018- 2019



Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 35: Duración Interrupciones por Mes de los Años 2018-2019



Elaborado por el equipo de trabajo

3.6 CÁLCULO DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD

3.6.1 Cálculo del indicador SAIFI

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Numero Total de Clientes Interrumpidos}}{\text{Numero Total de Clientes Atendidos}}$$



Tabla 10: Calculo de Indicador SAIFI año 2018

ITEM	MES	AÑO	HORAS	DUR. HORAS SUMINISTRO	SAIFI
1	ENERO	2018	0,67	4390,00	0,98
2	FEBRERO	2018	0,03	115,56	0,60
3	FEBRERO	2018	0,03	133,33	0,60
4	FEBRERO	2018	0,11	453,33	0,60
5	MARZO	2018	0,04	176,67	0,60
6	ABRIL	2018	0,02	120,73	0,98
7	ABRIL	2018	7,64	30561,11	0,60
8	MAYO	2018	1,17	1283,33	0,16
9	MAYO	2018	1,50	750,00	0,07
10	MAYO	2018	0,75	825,00	0,16
11	MAYO	2018	9,43	62118,50	0,98
12	JUNIO	2018	0,58	641,67	0,16
13	JULIO	2018	0,92	1008,33	0,16
14	JULIO	2018	0,75	300,00	0,06
15	AGOSTO	2018	0,58	233,33	0,06
16	AGOSTO	2018	0,58	641,67	0,16
17	AGOSTO	2018	0,92	1008,33	0,16
18	SETIEMBRE	2018	2,00	2200,00	0,16
19	OCTUBRE	2018	0,40	120,00	0,04
20	OCTUBRE	2018	0,32	2096,33	0,99
21	OCTUBRE	2018	0,37	2427,33	0,99
22	OCTUBRE	2018	0,25	1655,00	0,99
23	OCTUBRE	2018	0,33	2206,67	0,99
24	NOVIEMBRE	2018	0,07	441,33	0,99
25	NOVIEMBRE	2018	0,58	350,00	0,09
26	NOVIEMBRE	2018	1,17	700,00	0,09
27	NOVIEMBRE	2018	0,90	5958,00	0,99
28	NOVIEMBRE	2018	0,58	641,67	0,16
29	NOVIEMBRE	2018	1,10	7282,00	0,99
30	DICIEMBRE	2018	0,17	1103,33	0,99
31	DICIEMBRE	2018	0,53	3530,67	0,99
32	DICIEMBRE	2018	2,03	5083,33	0,37
33	DICIEMBRE	2018	1,25	375,00	0,04

Elaborado por el equipo de trabajo



Tabla 11: Calculo de Indicador SAIFI año 2019

ITEM	MES	AÑO	HORAS	DUR. HORAS SUMINISTRO	SAIFI
1	ENERO	2019	0,32	1266,67	0,60
2	ENERO	2019	1,94	1166,67	0,09
3	ENERO	2019	1,25	1250,00	0,15
4	ENERO	2019	0,68	2733,33	0,60
5	FEBRERO	2019	0,03	115,56	0,60
6	FEBRERO	2019	0,58	350,00	0,09
7	FEBRERO	2019	1,03	4133,33	0,60
8	FEBRERO	2019	1,11	4453,33	0,60
9	MARZO	2019	1,10	660,00	0,09
10	MARZO	2019	1,00	1000,00	0,15
11	MARZO	2019	1,04	4176,67	0,60
12	ABRIL	2019	0,68	4584,02	1,00
13	ABRIL	2019	2,64	10561,11	0,60
14	AGOSTO	2019	0,70	910,72	0,19
15	AGOSTO	2019	1,12	1451,67	0,19
16	SETIEMBRE	2019	0,04	291,85	1,00
17	SETIEMBRE	2019	0,02	22,39	0,19
18	OCTUBRE	2019	7,99	53444,91	1,00
19	OCTUBRE	2019	4,41	29522,87	1,00
20	OCTUBRE	2019	6,21	41538,73	1,00
21	OCTUBRE	2019	0,77	5130,53	1,00
22	OCTUBRE	2019	0,04	47,67	0,19
23	NOVIEMBRE	2019	0,39	2593,15	1,00
24	NOVIEMBRE	2019	0,12	151,67	0,19
25	DICIEMBRE	2019	0,07	462,86	1,00
26	DICIEMBRE	2019	0,27	345,94	0,19
27	DICIEMBRE	2019	0,26	335,47	0,19
28	DICIEMBRE	2019	0,38	2539,24	1,00
29	DICIEMBRE	2019	1,11	4422,22	0,60
30	DICIEMBRE	2019	0,38	2563,41	1,00
31	DICIEMBRE	2019	0,22	873,33	0,60
32	DICIEMBRE	2019	1,03	1337,92	0,19
33	DICIEMBRE	2019	0,55	3654,58	1,00
34	DICIEMBRE	2019	1,25	500,00	0,06

Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla 12: Resultados de indicadores SAIFI años 2018 – 2019

ÍNDICE DE FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES PROMEDIO DEL SISTEMA 2018 - 2019		
SAIFI	2018	2019
SEMESTRE I	6.51	5.75
SEMESTRE II	10.49	12.81

Elaborado por el equipo de trabajo

3.6.2 Cálculo del indicador SAIDI

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum \text{Minutos de interrupción del cliente}}{\text{Numero Total de Clientes Atendidos}}$$

Tabla 13: Calculo de Indicador SAIDI año 2018

ITEM	MES	AÑO	HORAS	DUR. HORAS SUMINISTRO	SAIDI
1	ENERO	2018	0,67	4390,00	0,66
2	FEBRERO	2018	0,03	115,56	0,02
3	FEBRERO	2018	0,03	133,33	0,02
4	FEBRERO	2018	0,11	453,33	0,07
5	MARZO	2018	0,04	176,67	0,03
6	ABRIL	2018	0,02	120,73	0,02
7	ABRIL	2018	7,64	30561,11	4,57
8	MAYO	2018	1,17	1283,33	0,19
9	MAYO	2018	1,50	750,00	0,11
10	MAYO	2018	0,75	825,00	0,12
11	MAYO	2018	9,43	62118,50	9,28
12	JUNIO	2018	0,58	641,67	0,10
13	JULIO	2018	0,92	1008,33	0,15
14	JULIO	2018	0,75	300,00	0,04
15	AGOSTO	2018	0,58	233,33	0,03
16	AGOSTO	2018	0,58	641,67	0,10
17	AGOSTO	2018	0,92	1008,33	0,15
18	SETIEMBRE	2018	2,00	2200,00	0,33
19	OCTUBRE	2018	0,40	120,00	0,02
20	OCTUBRE	2018	0,32	2096,33	0,31
21	OCTUBRE	2018	0,37	2427,33	0,36
22	OCTUBRE	2018	0,25	1655,00	0,25
23	OCTUBRE	2018	0,33	2206,67	0,33
24	NOVIEMBRE	2018	0,07	441,33	0,07
25	NOVIEMBRE	2018	0,58	350,00	0,05
26	NOVIEMBRE	2018	1,17	700,00	0,10
27	NOVIEMBRE	2018	0,90	5958,00	0,89



28	NOVIEMBRE	2018	0,58	641,67	0,10
29	NOVIEMBRE	2018	1,10	7282,00	1,09
30	DICIEMBRE	2018	0,17	1103,33	0,16
31	DICIEMBRE	2018	0,53	3530,67	0,53
32	DICIEMBRE	2018	2,03	5083,33	0,76
33	DICIEMBRE	2018	1,25	375,00	0,06

Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla 14: Calculo de Indicador SAIFI año 2019

ITEM	MES	AÑO	HORAS	DUR. HORAS SUMINISTRO	SAIFI
1	ENERO	2019	0,32	1266,67	0,19
2	ENERO	2019	1,94	1166,67	0,17
3	ENERO	2019	1,25	1250,00	0,19
4	ENERO	2019	0,68	2733,33	0,41
5	FEBRERO	2019	0,03	115,56	0,02
6	FEBRERO	2019	0,58	350,00	0,05
7	FEBRERO	2019	1,03	4133,33	0,62
8	FEBRERO	2019	1,11	4453,33	0,67
9	MARZO	2019	1,10	660,00	0,10
10	MARZO	2019	1,00	1000,00	0,15
11	MARZO	2019	1,04	4176,67	0,62
12	ABRIL	2019	0,68	4584,02	0,68
13	ABRIL	2019	2,64	10561,11	1,58
14	AGOSTO	2019	0,70	910,72	0,14
15	AGOSTO	2019	1,12	1451,67	0,22
16	SETIEMBRE	2019	0,04	291,85	0,04
17	SETIEMBRE	2019	0,02	22,39	0,00
18	OCTUBRE	2019	7,99	53444,91	7,99
19	OCTUBRE	2019	4,41	29522,87	4,41
20	OCTUBRE	2019	6,21	41538,73	6,21
21	OCTUBRE	2019	0,77	5130,53	0,77
22	OCTUBRE	2019	0,04	47,67	0,01
23	NOVIEMBRE	2019	0,39	2593,15	0,39
24	NOVIEMBRE	2019	0,12	151,67	0,02
25	DICIEMBRE	2019	0,07	462,86	0,07
26	DICIEMBRE	2019	0,27	345,94	0,05
27	DICIEMBRE	2019	0,26	335,47	0,05
28	DICIEMBRE	2019	0,38	2539,24	0,38
29	DICIEMBRE	2019	1,11	4422,22	0,66
30	DICIEMBRE	2019	0,38	2563,41	0,38
31	DICIEMBRE	2019	0,22	873,33	0,13



32	DICIEMBRE	2019	1,03	1337,92	0,20
33	DICIEMBRE	2019	0,55	3654,58	0,55
34	DICIEMBRE	2019	1,25	500,00	0,07

Elaborado por el equipo de trabajo

Tabla 15: Resultados de indicadores SAIDI años 2018 – 2019

ÍNDICE DE DURACIÓN DE INTERRUPCIONES PROMEDIO DEL SISTEMA 2018 - 2019		
SAIDI	2018	2019
SEMESTRE I	15.18	5.45
SEMESTRE II	5.88	22.73

Elaborado por el equipo de trabajo

3.7 PROCEDIMIENTO Y CONFIGURACIÓN DE AJUSTES DE COORDINACIÓN EN DIGSILENT

3.7.1 Base de datos para la configuración

Se presenta registro de datos para realizar, la simulación en el programa Digsilent en condiciones actuales y propuestos para la coordinación de protección.

3.7.1.1 Transformador de potencia

Figura 36: Datos del Transformador de Potencia 60/22.9 kV en Digsilent

Category	Parameter	Value
Basic Data	Name	Tr 60/22.9 kV (8 MVA)
	Technology	Three Phase Transformer
	Rated Power	6. MVA
	Nominal Frequency	60. Hz
	Rated Voltage	
	HV-Side	60. kV
	LV-Side	22.9 kV
	Vector Group	
	HV-Side	YN
	LV-Side	YN
<input type="checkbox"/> Internal Delta Winding		
Phase Shift		5. *30deg
Name		YNyn5
Positive Sequence Impedance	Short-Circuit Voltage uk	7.51 %
	Copper Losses	25.03 kW
	Zero Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk0		6.383 %
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r		0.75 %

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 37: Datos para el Cálculo de Corto Circuito en DigSilent

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\TR 60/22.9 kV (8MVA).TypTr2

General | Tap Changer | Saturation | Advanced

Basic Data

Load Flow

VDE/IEC Short-Circuit

Complete Short-Circuit

ANSI Short-Circuit

IEC 61363

DC Short-Circuit

RMS-Simulation

EMT-Simulation

Hammonics/Power Quality

Protection

Optimal Power Flow

Reliability

Generation Adequacy

Description

Magnetizing Impedance

No Load Current 59,78 %

No Load Losses 1,507161 kW

Zero Sequence Magnetizing Impedance

Mag. Impedance/uk0 100.

Mag. R/X 0.

Distribution of Leakage Reactances (p.u.)

x,Pos.Seq. HV-Side 0,5

x,Pos.Seq. LV-Side 0,5

Distribution of Zero Sequ. Leakage-Impedances

z, Zero Sequ. HV-Side 0,9

z, Zero Sequ. LV-Side 0,1

Distribution of Leakage Resistances (p.u.)

r,Pos.Seq. HV-Side 0,5

r,Pos.Seq. LV-Side 0,5

OK

Cancel

Elaborado por el equipo de trabajo

3.7.1.2 Alimentador 9001

Figura 38: Datos del Alimentador 9001 de 22,9KV en Digsilent

Line - Red\L-SAL9001.ElmLine

Basic Data	Name	L-SAL9001		OK
Load Flow	Type	Equipment Type Library\3x70 mm2 AAAC		Cancel
VDE/IEC Short-Circuit	Terminal i	Red\Terminal(127)\Cub_3	Terminal(127)	Figure >>
Complete Short-Circuit	Terminal j	Red\Terminal(155)\Cub_1	Terminal(155)	Jump to ...
ANSI Short-Circuit	Zone	Terminal i		
IEC 61363	Area	Terminal i		
DC Short-Circuit	<input type="checkbox"/> Out of Service			
RMS-Simulation	Number of parallel Lines	1		Resulting Values Rated Current (act.) 0,4 kA Pos. Seq. Impedance, Z1 0,385395 Ohm Pos. Seq. Impedance, Angle 39,97036 deg Pos. Seq. Resistance, R1 0,2953578 Ohm Pos. Seq. Reactance, X1 0,2475744 Ohm Zero Seq. Resistance, R0 0,3932224 Ohm Zero Seq. Reactance, X0 1,113665 Ohm Earth-Fault Current, Ice 0,03446253 A Earth Factor, Magnitude 0,7538608 Earth Factor, Angle 43,5828 deg
EMT-Simulation	Parameters			
Harmonics/Power Quality	Thermal Rating	...		
Optimal Power Flow	Length of Line	0,56 km		
Reliability	Derating Factor	1		
Generation Adequacy	Type of Line	Tower Type		
Tie Open Point Opt.	Line Model	<input checked="" type="radio"/> Lumped Parameter (PI) <input type="radio"/> Distributed Parameter		
Cable Sizing	Sections/Line Loads			
Description				

Line Type - Equipment Type Library\3x70mm AAAC.TypLine

Basic Data	Name	3x70mm AAAC		OK
Load Flow	Rated Voltage	22,9 kV		Cancel
VDE/IEC Short-Circuit	Rated Current	3 kA		
Complete Short-Circuit	Nominal Frequency	60 Hz		
ANSI Short-Circuit	Cable / OHL	Overhead Line		
IEC 61363	System Type	AC	Phases 3	Number of Neutrals 0
DC Short-Circuit	Parameters per Length 1,2-Sequence			
RMS-Simulation	AC-Resistance R(20°C)	0,522 Ohm/km		
EMT-Simulation	Reactance X'	0,479 Ohm/km		
Harmonics/Power Quality	Parameters per Length Zero Sequence			
Protection	AC-Resistance R0'	1,231 Ohm/km		
Optimal Power Flow	Reactance X0'	1,233 Ohm/km		
Reliability				
Generation Adequacy				
Cable Sizing				
Description				

Elaborado por el equipo de trabajo

3.7.2 Procedimiento de ajustes de protección

Se presenta los ajustes actuales y propuestos para la coordinación de protección del alimentador 9001.

a) Relé RE60KV-SEL351A

Figura 39: Ajustes Actuales del Relé RE60KV-SEL351A

The screenshot shows the 'Time Overcurrent' configuration window for the RE60KV-SEL351A relay. The window title is 'Time Overcurrent - Red\BARRA 60KV\Cub_1\RE60KV-SEL351A\Ip.RelToc'. The 'Basic Data' tab is selected. The configuration parameters are as follows:

Parameter	Value
IEC Symbol	I>t
ANSI Symbol	51
Measure Type	Phase Current (1ph)
Name	Ip
Type	... s\7SJ600\7SJ6001-xxAx0-0DA0\Toc Phase
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Characteristic	IEC 255-3 inverse
Current Setting	1,3 sec.A 1,3 p.u. 130, pri.A
Time Dial	0,11

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 40: Ajustes Propuestos del Relé RE60KV-SEL351A

The screenshot shows the 'Time Overcurrent' configuration window for the RE60KV-SEL351A relay, displaying proposed settings. The window title is 'Time Overcurrent - Red\BARRA 60KV\Cub_1\RE60KV-SEL351A\Ip.RelToc'. The 'Basic Data' tab is selected. The configuration parameters are as follows:

Parameter	Value
IEC Symbol	I>t
ANSI Symbol	51
Measure Type	Phase Current (1ph)
Name	Ip
Type	... s\7SJ600\7SJ6001-xxAx0-0DA0\Toc Phase
Out of Service	<input type="checkbox"/>
Tripping Direction	None
Characteristic	IEC 255-3 inverse
Current Setting	1,3 sec.A 1,3 p.u. 130, pri.A
Time Dial	0,15

Elaborado por el equipo de trabajo

b) Relé RE22.9KV-SEL351A

Figura 41: Ajustes actuales del Relé RE22.9KV-SEL351A

Time Overcurrent - Red\Terminal(127)\Cub_6\RE22.9KV-SEL351A\Ip.RelToc

Basic Data	IEC Symbol: I> ANSI Symbol: 51	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)	Cancel
Blocking	Name: Ip	Relay
Description	Type: ... s\7SJ600\7SJ6001-xxAx0-0DA0\Toc Phase	Calculate
	<input type="checkbox"/> Out of Service	
	Tripping Direction: None	
	Characteristic: IEC 255-3 inverse	
	Current Setting: 1.7 sec.A 1,7 p.u. 340, pri.A	
	Time Dial: 0,10	

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 42: Ajustes Propuestos del Relé RE22.9KV-SEL351A

Time Overcurrent - Red\Terminal(127)\Cub_6\RE22.9KV-SEL351A\Ip.RelToc

Basic Data	IEC Symbol: I> ANSI Symbol: 51	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)	Cancel
Blocking	Name: Ip	Relay
Description	Type: ... s\7SJ600\7SJ6001-xxAx0-0DA0\Toc Phase	Calculate
	<input type="checkbox"/> Out of Service	
	Tripping Direction: None	
	Characteristic: IEC 255-3 inverse	
	Current Setting: 1.7 sec.A 1,7 p.u. 340, pri.A	
	Time Dial: 0,10	

Elaborado por el equipo de trabajo

c) Relé RE1-SEL351A

Figura 43: Ajustes Actuales del Relé RE1-SEL351A (51/50)

The figure shows two screenshots of relay configuration windows for the RE1-SEL351A relay. The top window is titled "Time Overcurrent - Red\Terminal(127)\Cub_3\RE1-SEL351A\Ip.RelToc" and the bottom window is titled "Instantaneous Overcurrent - Red\Terminal(127)\Cub_3\RE1-SEL351A\I>.Relloc".

Time Overcurrent - Red\Terminal(127)\Cub_3\RE1-SEL351A\Ip.RelToc

Basic Data	IEC Symbol: I>t	ANSI Symbol: 51	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: []		Relay
Description	Type: ... s\7SJ600\7SJ6005-xxAx0-0DA0\Toc Phase		Calculate
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Characteristic: IEC 255-3 inverse		
	Current Setting: 1.3 sec.A 1.3 p.u. 260. pri.A		
	Time Dial: 0.05		

Instantaneous Overcurrent - Red\Terminal(127)\Cub_3\RE1-SEL351A\I>.Relloc

Basic Data	IEC Symbol: I>>	ANSI Symbol: 50	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: []		Relay
Description	Type: ... Siemens\7SJ600\7SJ6005-xxAx0-0DA0\loc>		
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Pickup Current: 10.5 sec.A 10.5 p.u. 2100. pri.A		
	Time Setting: 0.02 s		
	Total Time: 0.04 s		

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 44: Ajustes Propuestos del Relé RE1-SEL351A (51)

The figure shows a screenshot of the "Time Overcurrent - Red\Terminal(127)\Cub_3\RE1-SEL351A\Ip.RelToc" configuration window with proposed settings.

Basic Data	IEC Symbol: I>t	ANSI Symbol: 51	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: []		Relay
Description	Type: ... s\7SJ600\7SJ6005-xxAx0-0DA0\Toc Phase		Calculate
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Characteristic: IEC 255-3 inverse		
	Current Setting: 1.6 sec.A 1.6 p.u. 320. pri.A		
	Time Dial: 0.07		

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 45: Ajustes Propuestos del Relé RE1-SEL351A (50)

Instantaneous Overcurrent - Red\BARRA 22.9KV\Cub_3\RE1-SEL351A\I>.Relloc

Basic Data	IEC Symbol: I>> ANSI Symbol: 50	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)	Cancel
Blocking	Name: >	Relay
Description	Type: ... Siemens\7SJ600\7SJ6005-xxAx0-0DA0\loc>	
	<input type="checkbox"/> Out of Service	
	Tripping Direction: None	
	Pickup Current: 10,5 sec.A 10,5 p.u. 2100, pri.A	
	Time Setting: 0,04 s	
	Total Time: 0,06 s	

Elaborado por el equipo de trabajo

d) Recloser RC-SAL9001

Figura 46: Ajustes Actuales del Recloser RC-SAL9001 (51/50)

Time Overcurrent - Red\BARRA 22.9KV\Cub_3\RC-RECLOSER SAL 9001\TR.RelToc

Basic Data	IEC Symbol: I>t ANSI Symbol: 51	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)	Cancel
Blocking	Name: TR	Relay
Description	Type: ... s\7SJ600\7SJ6001-xxAx0-0DA0\Toc Phase	Calculate
	<input type="checkbox"/> Out of Service	
	Tripping Direction: None	
	Characteristic: IEC 255-3 very inverse	
	Current Setting: 0,8 sec.A 0,8 p.u. 160, pri.A	
	Time Dial: 0,10	

Instantaneous Overcurrent - Red\BARRA 22.9KV\Cub_3\RC-RECLOSER SAL-9001\I>.Relloc

Basic Data	IEC Symbol: I>> ANSI Symbol: 50	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)	Cancel
Blocking	Name: I>	Relay
Description	Type: ... Siemens\7SJ600\7SJ6005-xxAx0-0DA0\loc>	
	<input type="checkbox"/> Out of Service	
	Tripping Direction: None	
	Pickup Current: 10,4 sec.A 10,4 p.u. 2080, pri.A	
	Time Setting: 0,02 s	
	Total Time: 0,04 s	

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 47: Ajustes Propuestos del Recloser RC-SAL9001 (51/50)

Time Overcurrent - Red\BARRA 22.9KV\Cub_3\RC-RECLOSER SAL 9001\TR.RelToc

Basic Data	IEC Symbol: I>t	ANSI Symbol: 51	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: TR		Relay
Description	Type: ... s\7SJ600\7SJ6001-xxAx0-0DA0\Toc Phase		Calculate
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Characteristic: IEC 255-3 very inverse		
	Current Setting: 0,8 sec.A 0,8 p.u. 160, pri.A		
	Time Dial: 0,10		

Instantaneous Overcurrent - Red\BARRA 22.9KV\Cub_3\RC-RECLOSER SAL-9001\I>.Relloc

Basic Data	IEC Symbol: I>>	ANSI Symbol: 50	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: I>		Relay
Description	Type: ... Siemens\7SJ600\7SJ6005-xxAx0-0DA0\loc>		
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Pickup Current: 10,4 sec.A 10,4 p.u. 2080, pri.A		
	Time Setting: 0,02 s		
	Total Time: 0,04 s		

Elaborado por el equipo de trabajo

e) Recloser R1-DER. USICAYO

Figura 48: Ajuste Actual del Recloser R1-DERUSI (51)

Time Overcurrent - Red\DER-COASA\Cub_5\R1-RECLOSER DERIVACION USICAYO\lp.RelToc

Basic Data	IEC Symbol: I>t	ANSI Symbol: 51	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: I>		Relay
Description	Type: ... s\7SJ600\7SJ6001-xxAx0-0DA0\Toc Phase		Calculate
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Characteristic: IEC 255-3 very inverse		
	Current Setting: 0,4 sec.A 0,4 p.u. 80, pri.A		
	Time Dial: 0,10		

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 49: Ajuste Actual del Recloser R1-DERUSI (50)

Instantaneous Overcurrent - Red\DER-COASA\Cub_5\R1-RECLOSER DERIVACION-USICAYO\I>.Relloc

Basic Data	IEC Symbol: I>>	ANSI Symbol: 50	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name		Relay
Description	Type	... Siemens\7SJ600\7SJ6005-xxAx0-0DA0\loc>	
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction	None	
	Pickup Current	4,7 sec.A 4,7 p.u. 939,9999 pri.A	
	Time Setting	0,01 s	
	Total Time	0,03 s	

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 50: Ajustes Actuales del Recloser R1-DERUSI (51/50N)

Time Overcurrent - Red\DER-COASA\Cub_5\R1-RECLOSER DERIVACION USICAYO\Ip.RelToc

Basic Data	IEC Symbol: I>t	ANSI Symbol: 51	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name	Ip	Relay
Description	Type	... s\7SJ600\7SJ6001-xxAx0-0DA0\Toc Phase	Calculate
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction	None	
	Characteristic	IEC 255-3 very inverse	
	Current Setting	0,4 sec.A 0,4 p.u. 80, pri.A	
	Time Dial	0,10	

Instantaneous Overcurrent - Red\DER-COASA\Cub_5\R1-RECLOSER DERIVACION-USICAYO\I>.Relloc

Basic Data	IEC Symbol: I>>	ANSI Symbol: 50	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name		Relay
Description	Type	... Siemens\7SJ600\7SJ6005-xxAx0-0DA0\loc>	
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction	None	
	Pickup Current	4,7 sec.A 4,7 p.u. 939,9999 pri.A	
	Time Setting	0,01 s	
	Total Time	0,03 s	

Elaborado por el equipo de trabajo

f) Recloser R2-DERMACU

Figura 51: Ajustes Actuales del Recloser R2-DER.MACU (51/50)

Time Overcurrent - Red\DER-MACUSAN\Cub_2\R2-RECLOSER DER. MACUSAN\lp.RelToc

Basic Data	IEC Symbol: I>t	ANSI Symbol: 51	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: lp		Relay
Description	Type: ... s\7SJ600\7SJ6001-xxAx0-0DA0\Toc Phase		Calculate
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Characteristic: IEC 255-3 very inverse		
	Current Setting: 0,1 sec.A 0,1 p.u. 20, pri.A		
	Time Dial: 0,57		

Instantaneous Overcurrent - Red\DER-MACUSAN\Cub_2\R2-RECLOSER DER.MACUSAN\l>.Relloc

Basic Data	IEC Symbol: I>>	ANSI Symbol: 50	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: l>		Relay
Description	Type: ... Siemens\7SJ600\7SJ6005-xxAx0-0DA0\loc>		
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Pickup Current: 6,2 sec.A 6,2 p.u. 1240, pri.A		
	Time Setting: 0,01 s		
	Total Time: 0,03 s		

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 52: Ajustes Propuesto del Recloser R2-DER.MACU (51)

Time Overcurrent - Red\DER-MACUSAN\Cub_2\R2-RECLOSER DER-MACUSAN\lp.RelToc

Basic Data	IEC Symbol: I>t	ANSI Symbol: 51	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: lp		Relay
Description	Type: ... s\7SJ600\7SJ6001-xxAx0-0DA0\Toc Phase		Calculate
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Characteristic: IEC 255-3 very inverse		
	Current Setting: 0,1 sec.A 0,1 p.u. 20, pri.A		
	Time Dial: 0,57		

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 53: Ajustes Propuesto del Recloser R2-DER.MACU (50)

Instantaneous Overcurrent - Red\DER-MACUSAN\Cub_2\R2-RECLOSER DER.MACUSAN\I>.Relloc

Basic Data	IEC Symbol: I>>	ANSI Symbol: 50	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: []		Relay
Description	Type: ... Siemens\7SJ600\7SJ6005-xxAx0-0DA0\loc>		
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Pickup Current: 6,2 sec.A 6,2 p.u. 1240, pri.A		
	Time Setting: 0,01 s		
	Total Time: 0,03 s		

Elaborado por el equipo de trabajo

g) Recloser R3-DER. Coasa-Ituata

Figura 54: Ajustes Actuales del Recloser R3-DER.COA (51/50)

Time Overcurrent - Red\DER-COASA\Cub_7\R3-DER.COASA-ITUATA\Ip.RelToc

Basic Data	IEC Symbol: I>t	ANSI Symbol: 51	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: [Ip]		Relay
Description	Type: ... s\7SJ600\7SJ6001-xxAx0-0DA0\Toc Phase		Calculate
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Characteristic: IEC 255-3 very inverse		
	Current Setting: 0,4 sec.A 0,4 p.u. 80, pri.A		
	Time Dial: 0,07		

Instantaneous Overcurrent - Red\DER-COASA\Cub_7\R3-DER.COASA-ITUATA\I>.Relloc

Basic Data	IEC Symbol: I>>	ANSI Symbol: 50	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: []		Relay
Description	Type: ... Siemens\7SJ600\7SJ6005-xxAx0-0DA0\loc>		
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Pickup Current: 4,6 sec.A 4,6 p.u. 920, pri.A		
	Time Setting: 0,01 s		
	Total Time: 0,03 s		

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 55: Ajustes Propuestos del Recloser R3-DER.COA (51)

Time Overcurrent - Red\DER-COASA\Cub_7\R3-DER.COASA-ITUATA\Ip.RelToc *

Basic Data	IEC Symbol: I>t	ANSI Symbol: 51	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name: Ip		Relay
Description	Type: ... s\7SJ600\7SJ6001-xxAx0-0DA0\Toc Phase		Calculate
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Characteristic: IEC 255-3 very inverse		
	Current Setting: 0,4 sec.A	0,4 p.u. 80, pri.A	
	Time Dial: 0,11		

Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 56: Ajustes Propuestos del Recloser R3-DER.COA (50)

Instantaneous Overcurrent - Red\DER-COASA\Cub_7\R3-DER. COASA-ITUATA\I>.Relloc

Basic Data	IEC Symbol: I>>	ANSI Symbol: 50	OK
Tripping Times	Measure Type: Phase Current (1ph)		Cancel
Blocking	Name:		Relay
Description	Type: ... Siemens\7SJ600\7SJ6005-xxAx0-0DA0\loc>		
	<input type="checkbox"/> Out of Service		
	Tripping Direction: None		
	Pickup Current: 4,6 sec.A	4,6 p.u. 920, pri.A	
	Time Setting: 0,01 s		
	Total Time: 0,03 s		

Elaborado por el equipo de trabajo

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

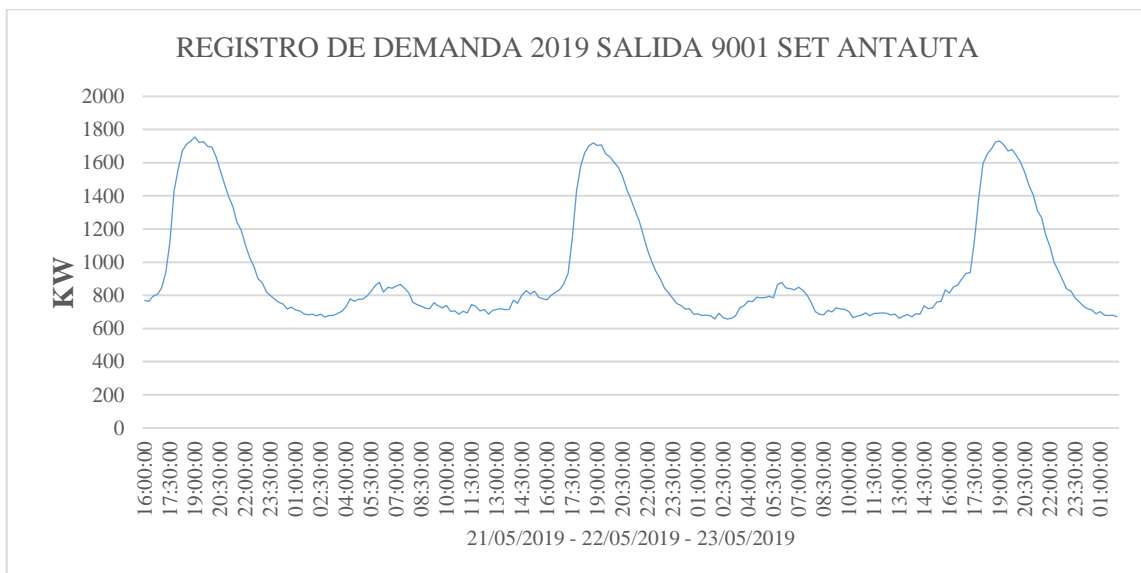
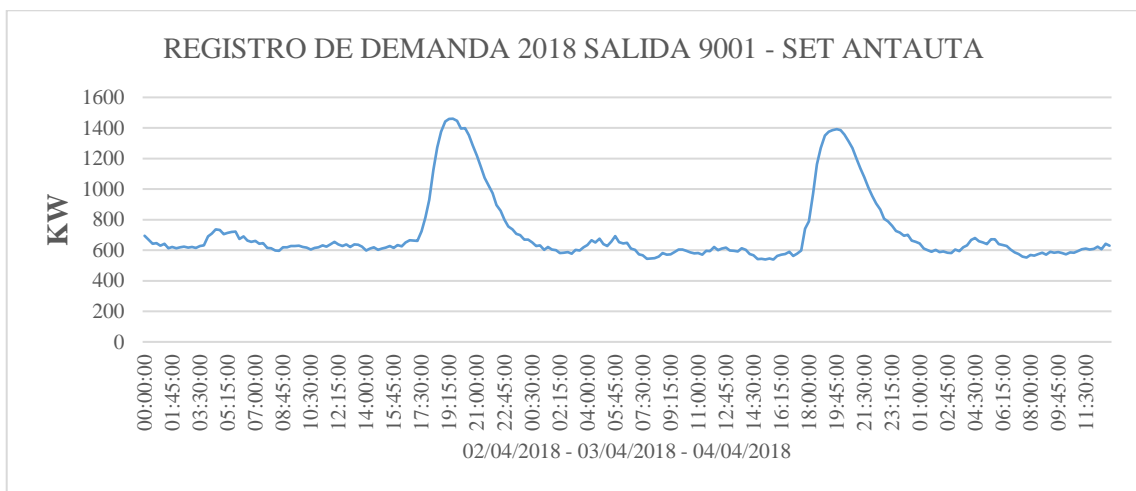
4.1 RESULTADOS

4.1.1 Evaluación del sistema eléctrico Antauta

4.1.1.1 Demanda máxima

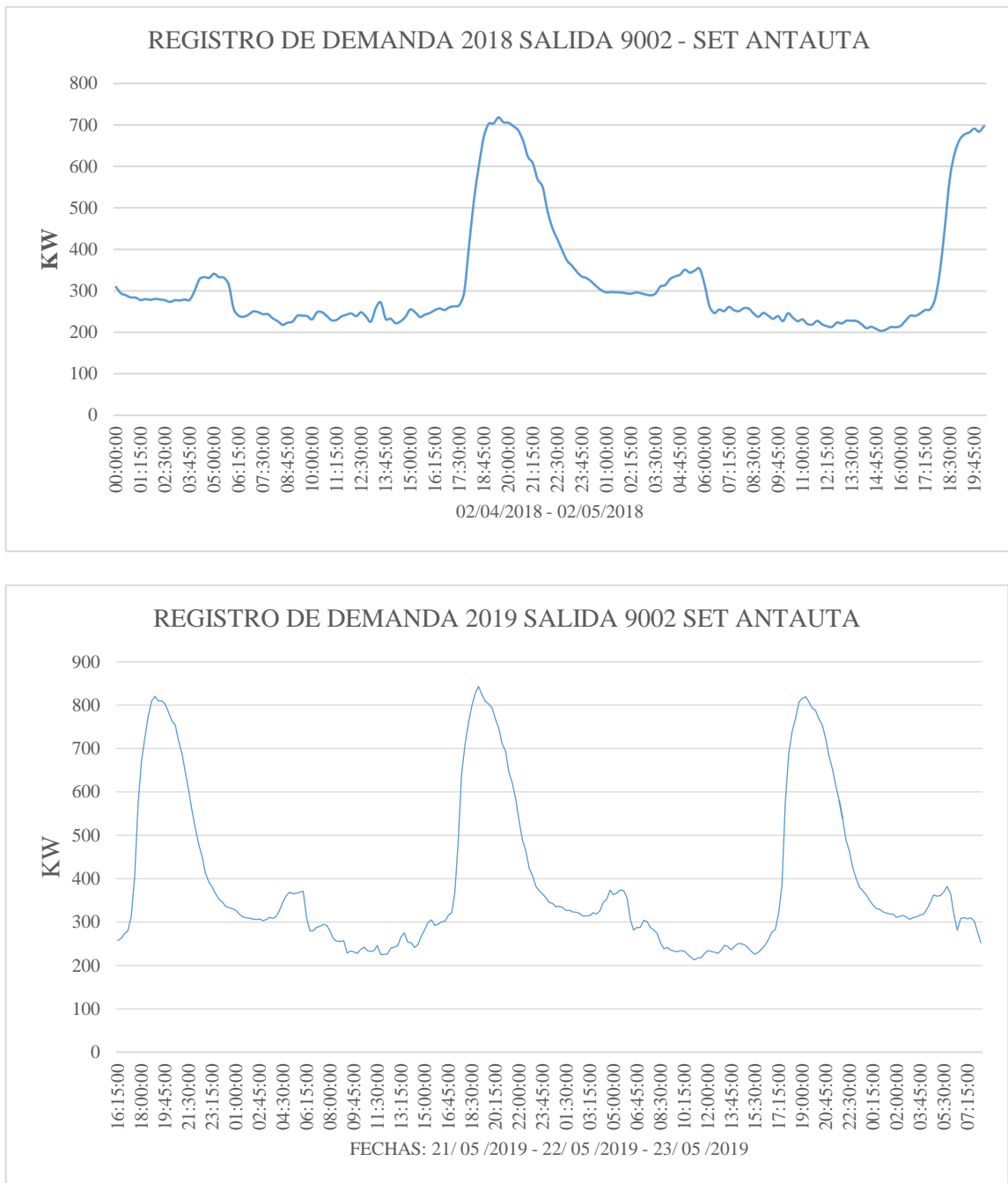
La línea primaria 22.9 KV, atiende las demandas que muestra en las **Figuras 57 y 58**:

Figura 57: Demanda de Cargas Según Datos de Años 2018 y 2019 Salida 9001



Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 58: Demanda de Cargas Según Datos de Años 2018 y 2019 Salida 9002



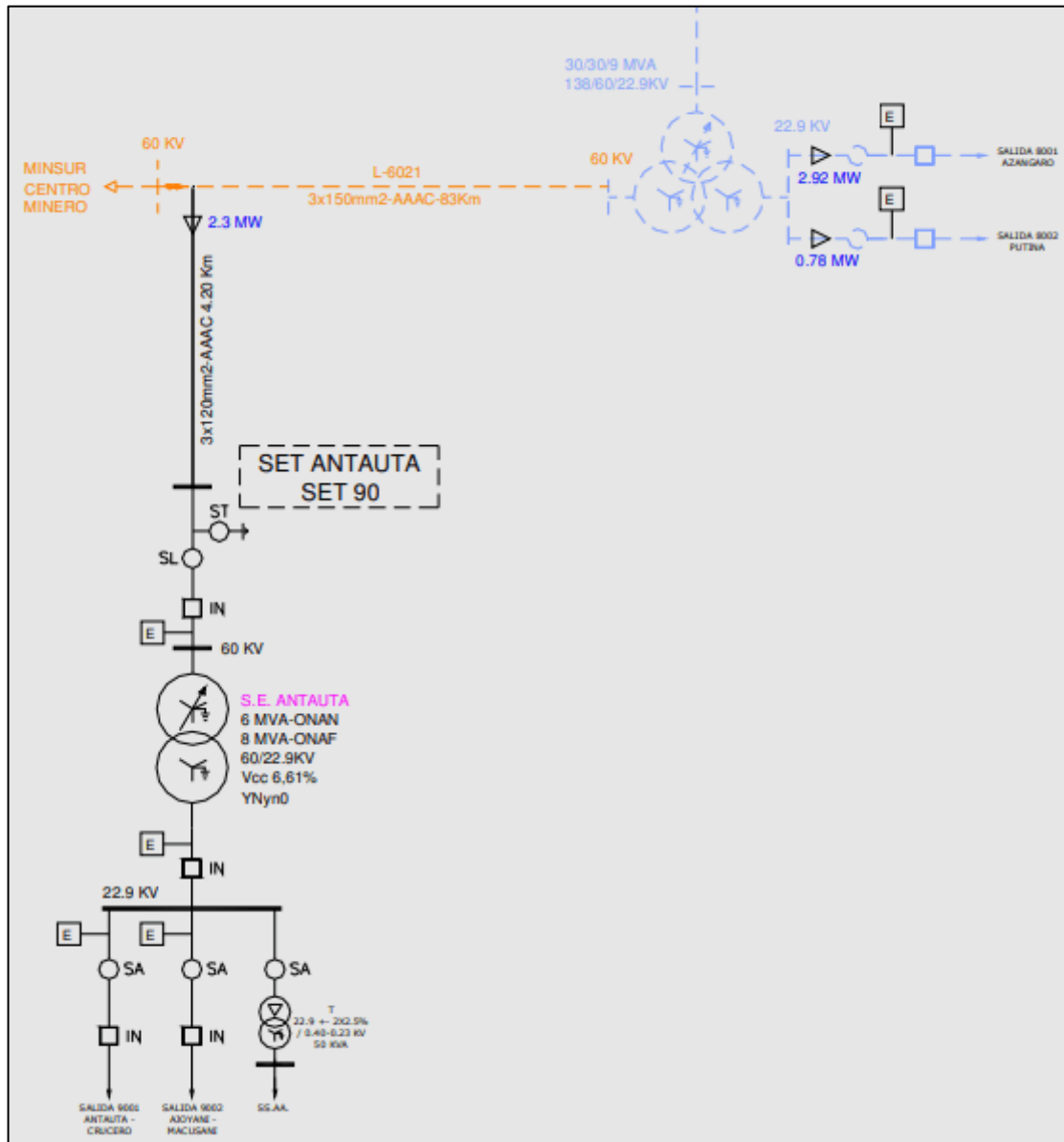
Elaborado por el equipo de trabajo

En las figuras se observa que los alimentadores 9001 y 9002 presentan, demandas máximas de 1700 kW y 880 kW respectivamente, tomado como muestra los meses y horario con mayor demanda de energía, además tomando como datos para cálculo del flujo de potencia del sistema eléctrico en estudio.

4.1.1.2 Descripción del Sistema Eléctrico Antauta

El sistema eléctrico en estudio comprende desde la S.E. Antauta y los alimentadores de MT alimentador 9001.

Figura 59: Diagrama Unifilar del Servicio Eléctrico Antauta



Fuente: Electro Puno

4.1.1.3 Subestación de Transformación Antauta

La subestación de Antauta se describe de la siguiente forma:

Tabla 16: Parámetros eléctricos de transformador

PARÁMETROS	UNIDAD	VALOR
TRANSFORMADOR ANTAUTA		
Tensión	kV	60/22.9
Potencia	MVA	6 ONAN 8 ONAF
Grupo de conexión	--	YNyn0
Tensión de cortocircuito 60/10 kV (+)	%	6.61
Tensión de cortocircuito 60/10T kV (0)	%	6.61
Taps lado 60 kV	--	10/+10x1.0%

Fuente: Electro Puno

4.1.1.4 Indicadores del Alimentador 9001

El Sistema Eléctrico Antauta – Crucero inicia de la subestación de transformación Antauta hacia los diferentes transformadores de distribución, que se ubican en distritos como Ajoyani, Usicayos, Coasa, Ituata, Macusani, Corani y comunidades, se tiene características de transformadores trifásicos, bifásicos y monofásicos de las cuales se ubican en entre 3900 a 4800 m.s.n.m; y el nivel ceraunico se encuentra en 60.

La Línea Primaria 22,9 kV, existente del alimentador 9001 atiende una demanda de 1.7 MW de potencia, en la actualidad en horas punta según registro de mostrados en las **figuras 57 y 58**.

4.1.1.5 Evaluación del Estado Actual de la Línea en 22.9 Kv Alimentador 9001

La línea de media tensión 22.9 KV, alimentador 9001 inicia de la S.E.T. Antauta; 6 MVA /ONAN-8 MVA/ONAF; 60/22.9 kV, interconectado al SINAC Sistema Interconectado Nacional, está conformado por los siguientes componentes: estructuras de C.A.C., Postes de madera 12m, Conductor de Aluminio 3x70 mm² tipo AAAC, Aisladores Pin ANSI 56-4, Aisladores Poliméricos 25 KV, Crucetas de madera, retenidas

inclinadas cable de acero galvanizado de 10mm, seccionadores tipo Cut-Out 27 KV, pararrayos de distribución 27 KV, pararrayos de tipo franklin, puestas a tierra cable de Cu.

Realizando el diagnóstico del tramo línea primaria 22.9 KV de la salida 9001, se observó que un gran porcentaje de postes de madera y crucetas, se encuentran en condiciones de deterioro, los aisladores se encuentran astillados, y sistemas de protección como pararrayos tipo (Franklin) su puesta a tierra presenta alto valor de resistencia, también se aprecia diferentes estructuras sin conductor de puesta a tierra u otros que están desconectados, y tramos que existe el acercamiento entre fases.

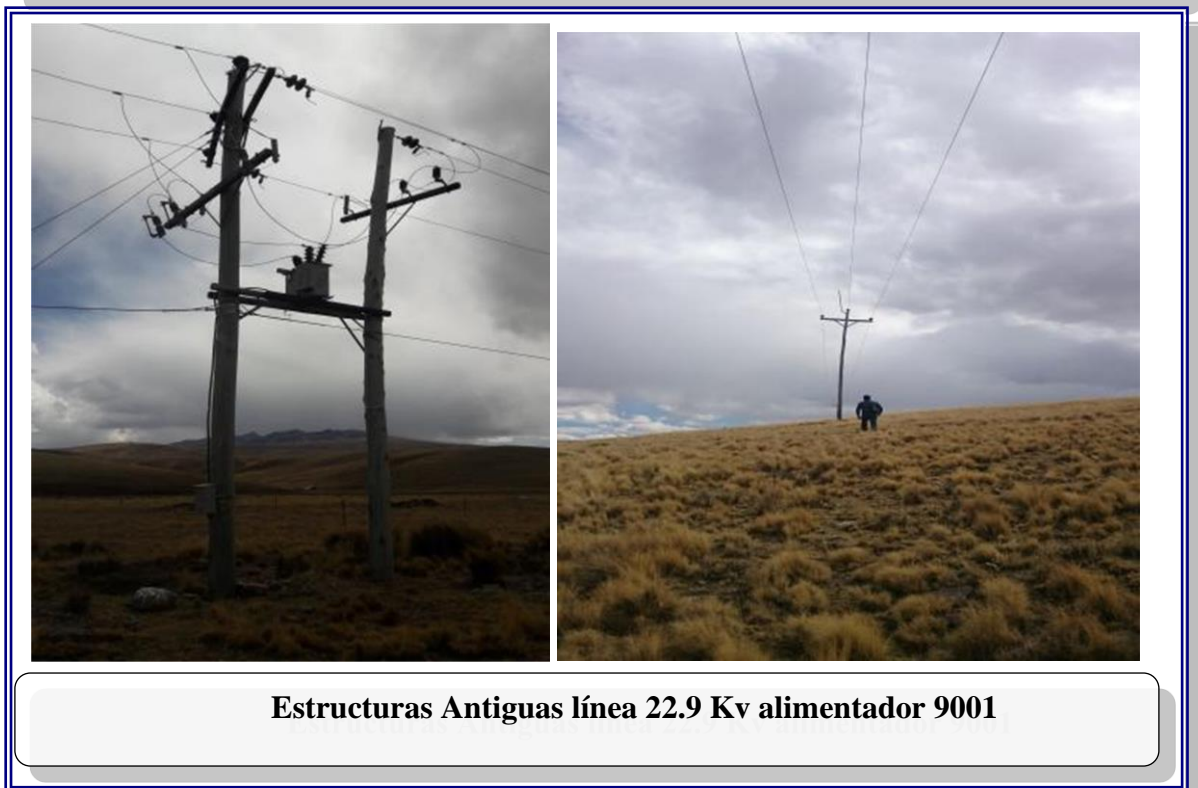
La trayectoria de la línea de media tensión es accidentada, recorriendo a más de 4200 M.S.N.M en temporadas de diciembre-abril la inclemencia del tiempo que presentan afectan al adecuado funcionamiento de la línea.

Figura 60: Vistas del Recorrido de la Línea de Media Tension





Estructuras deterioradas línea 22.9 KV alimentador 9001



Estructuras Antiguas línea 22.9 Kv alimentador 9001



Estructuras Antiguas línea 22.9 Kv alimentador 9001



Recorrido de la línea 22.9 Kv alimentador 9001



Realizando el Diagnostico de la línea 22.9 Kv alimentador 9001

Elaborado por el equipo de trabajo



Tabla 17: Planilla de Estructuras Existente

PLANILLA DE ESTRUCTURAS EXISTENTES DE LINEA PRIMARIA																			
TRAMO		:ANTAUTA - AJOY: VARIOS										FECHA		: 30/09/2019					
DISTRITO		: VARIOS					: PUNO												
EST. N°	ARMADO	COORDENADAS		UBICACIÓN		POSTE				CONDUCTOR			RETENIDAS				PAT	Tensión Sistema kVA	
		Principal	X	Y	Progresiva	Cota	Cantidad	Longitud	Material	codigo	Vano Adelante m	Sección mm²	N° de Fases	CANT [u]	RI-A [u]	RV-A [u]			RV-Y [u]
-	PS1-3	359726.0	8418689.0		0.0	4.183.9	-	12	MAD	12/6D	21.87	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
1	PS1-3	359735.7	8418708.7		21.9	4.183.3	1	12	MAD	12/6D	118.53	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
2	PR3-3L	359787.8	8418814.6		140.4	4.175.0	1	13	CAC	13/300	191.68	AAAC-70	3	2R1	2	0	-	PAT1	22.9
3	PS1-3	359892.2	8418975.3		332.1	4.165.9	1	12	CAC	12/200	181.31	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
4	PS1-3	359991.0	8419127.4		513.4	4.158.1	1	12	CAC	12/200	179.53	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
5	PS1-3	360088.8	8419277.9		692.9	4.156.2	1	12	MAD	12/6D	175.57	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
6	PS1-3	360184.4	8419425.1		868.5	4.151.8	1	12	MAD	12/6D	201.50	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
7	PS1-3	360294.2	8419594.1		1.070.0	4.170.5	1	12	MAD	12/6D	110.01	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
8	PS1-3	360354.1	8419686.4		1.180.0	4.183.7	1	12	MAD	12/6D	228.09	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
9	PS1-3	360478.4	8419877.7		1.408.1	4.165.0	1	12	MAD	12/6D	256.67	AAAC-70	3	-	0	0	-	PAT1	22.9
10	PS1-3	360618.2	8420092.9		1.664.8	4.165.2	1	12	MAD	12/6D	184.73	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
11	PR3-3L	360718.8	8420247.8		1.849.5	4.156.7	1	12	MAD	12/6D	239.33	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
12	PR3-3L	360849.2	8420448.5		2.088.9	4.159.2	1	12	MAD	12/6D	83.59	AAAC-70	3	2R1	2	0	-	PATO	22.9
13	PR3-3L	360895.0	8420519.0		2.172.4	4.164.9	1	13	MAD	13/300	178.39	AAAC-70	3	2R1	2	0	-	PAT1	22.9
14	PS1-3	360992.3	8420668.5		2.350.8	4.167.9	1	12	MAD	12/6D	177.50	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
15	PS1-3	361089.1	8420817.3		2.528.3	4.170.6	1	12	MAD	12/6D	196.00	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
16	PS1-3	361196.0	8420981.6		2.724.3	4.180.1	1	12	MAD	12/6D	221.62	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
17	PS1-3	361316.9	8421167.3		2.946.0	4.180.6	1	12	MAD	12/6D	259.47	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
18	PS1-3	361458.4	8421384.8		3.205.4	4.199.0	1	12	MAD	12/6D	265.09	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
19	P3A2-3	361603.0	8421607.0		3.470.5	4.250.9	3	12	MAD	12/6D	586.16	AAAC-70	3	6R1	6	0	-	PAT1	22.9
20	P3A2-3	361881.9	8422122.6		4.066.7	4.267.4	3	12	MAD	12/6D	251.76	AAAC-70	3	6R1	6	0	-	PATO	22.9
21	PS1-3	362001.6	8422344.0		4.308.4	4.278.9	1	12	MAD	12/6D	140.71	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
22	PS1-3	362068.6	8422467.8		4.449.2	4.286.5	1	12	MAD	12/6D	105.68	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
23	PS1-3	362118.9	8422560.7		4.554.8	4.281.2	1	12	MAD	12/6D	181.07	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
24	PA3-3	362205.0	8422720.0		4.735.9	4.282.4	1	12	MAD	12/6D	163.11	AAAC-70	3	3R1	3	0	-	PAT1	22.9
25	PS1-3	362344.4	8422804.7		4.899.0	4.274.9	1	12	MAD	12/6D	166.77	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
26	PS1-3	362487.0	8422891.2		5.065.8	4.267.8	1	13	CAC	13/300	181.54	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
27	PS1-3	362642.1	8422985.5		5.247.3	4.263.2	1	12	MAD	12/6D	177.44	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
28	PS1-3	362793.8	8423077.6		5.424.8	4.253.2	1	12	MAD	12/6D	179.43	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
29	PS1-3	362947.2	8423170.7		5.604.2	4.250.1	1	12	MAD	12/6D	170.08	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
30	PS1-3	363092.5	8423259.0		5.774.3	4.246.0	1	12	MAD	12/6D	170.15	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
31	PS1-3	363238.0	8423347.3		5.944.4	4.242.6	1	12	MAD	12/6D	177.77	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
32	P3A2-3	363389.9	8423439.6		6.122.2	4.232.1	3	12	MAD	12/6D	530.78	AAAC-70	3	6R1	6	0	-	PAT1	22.9
33	P3A2-3	363843.6	8423715.1		6.653.0	4.267.5	3	12	MAD	12/6D	197.59	AAAC-70	3	6R1	6	0	-	PATO	22.9
34	PS1-3	364012.5	8423817.7		6.850.6	4.288.6	1	12	MAD	12/6D	98.89	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
35	PA2-3	364097.0	8423869.0		6.949.5	4.299.1	1	12	MAD	12/6D	149.92	AAAC-70	3	1R1	1	0	-	PAT1	22.9
36	PS1-3	364245.9	8423851.9		7.099.4	4.299.5	1	12	MAD	12/6D	120.97	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
37	PS1-3	364366.1	8423838.0		7.220.3	4.305.2	1	12	MAD	12/6D	108.73	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
38	PS1-3	364474.1	8423825.6		7.329.1	4.305.8	1	12	MAD	12/6D	180.06	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
39	PA3-3	364653.0	8423805.0		7.509.1	4.308.3	1	12	MAD	12/6D	146.12	AAAC-70	3	3R1	3	0	-	PAT1	22.9
40	PS1-3	364788.3	8423860.1		7.655.3	4.302.9	1	12	MAD	12/6D	199.21	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
41	PS1-3	364972.8	8423935.3		7.854.5	4.283.5	1	12	MAD	12/6D	179.32	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
42	PS1-3	365138.9	8424002.9		8.033.8	4.257.2	1	12	MAD	12/6D	138.45	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
43	PS1-3	365267.1	8424055.2		8.172.2	4.237.9	1	12	MAD	12/6D	248.20	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
44	PR3-3L	365497.0	8424148.8		8.420.4	4.220.9	1	12	MAD	12/6D	172.80	AAAC-70	3	2R1	2	0	-	PATO	22.9
45	PR3-3L	365657.0	8424214.0		8.593.2	4.202.1	1	12	MAD	12/6D	153.33	AAAC-70	3	2R1	2	0	-	PAT1	22.9
46	PS1-3	365799.0	8424271.8		8.746.6	4.204.8	1	12	MAD	12/6D	178.01	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
47	PS1-3	365963.9	8424339.0		8.924.6	4.203.4	1	12	MAD	12/6D	80.43	AAAC-70	3	-	0	0	-	PATO	22.9
48	PSEC-3P	366038.4	8424369.3		9.005.0	4.203.8	1	13	CAC	13/300	20.71	AAAC-70	3	-	0	0	-	PAT1	22.9

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.6 Medición de puesta a tierra

La medición se realizó en el ramal principal Antauta – Ajoyani, muestran resultados ser el tramo de inicio (troncal del alimentador), la medición de valores de las puestas a tierra se realizó con el método caída potencial, utilizando un telurómetro digital.

Figura 62: Medición de Puesta a Tierra



Realizando la medición de PAT de la línea de Media Tension

Elaborado por el equipo de trabajo

Se elaboró un cuadro de medidas realizadas en campo, de las puestas a tierras existentes tramo Antauta – Ajoyani (troncal), que muestra resultados no admisibles, que no están en condiciones de cumplir su función de una puesta a tierra, continuación se muestra los resultados en la **tabla 18**.

Tabla 18: Valores de resistencia de Puestas a Tierra (Troncal)

N° ESTRU.	UBICACIÓN	ARMADO	PUESTA A TIERRA		
			EXISTENTE	RESISTENCIA	OBSERVACION
0	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
1	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
2	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PR3-3L	SI	NO	20
3	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
4	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
5	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
6	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
7	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
8	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
9	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3	SI		49,8
10	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
11	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PR3-3L		NO	
12	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PR3-3L		NO	
13	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PR3-3L	SI		20
14	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
15	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
16	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
17	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
18	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
19	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	P3A2-3	SI		60,7
20	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	P3A2-3		NO	
21	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
22	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
23	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
24	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PA3-3	SI	NO	42
25	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
26	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
27	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
28	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
29	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
30	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
31	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
32	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	P3A2-3	SI		51,5
33	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	P3A2-3		NO	
34	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
35	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PA2-3	SI		48,1
36	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
37	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
38	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
39	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PA3-3	SI		56,1
40	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
41	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
42	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
43	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
44	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PR3-3L		NO	
45	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PR3-3L	SI		35
46	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
47	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PS1-3		NO	
48	TRAMO ANTAUTA - AJOYANI	PSEC-3P	SI		27,6

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.1.7 Calidad de suministro del sistema Eléctrico Antauta

La evaluación de la calidad de suministro del servicio eléctrico Antauta, se basan en indicadores SAIFI y SAIDI con interrupciones que se presentan en el servicio eléctrico como son:

- Gestionables (responsabilidad propia y fenómenos naturales).
- naturaleza no programada (fallas).

4.1.1.7.1 Análisis del indicador de calidad SAIFI

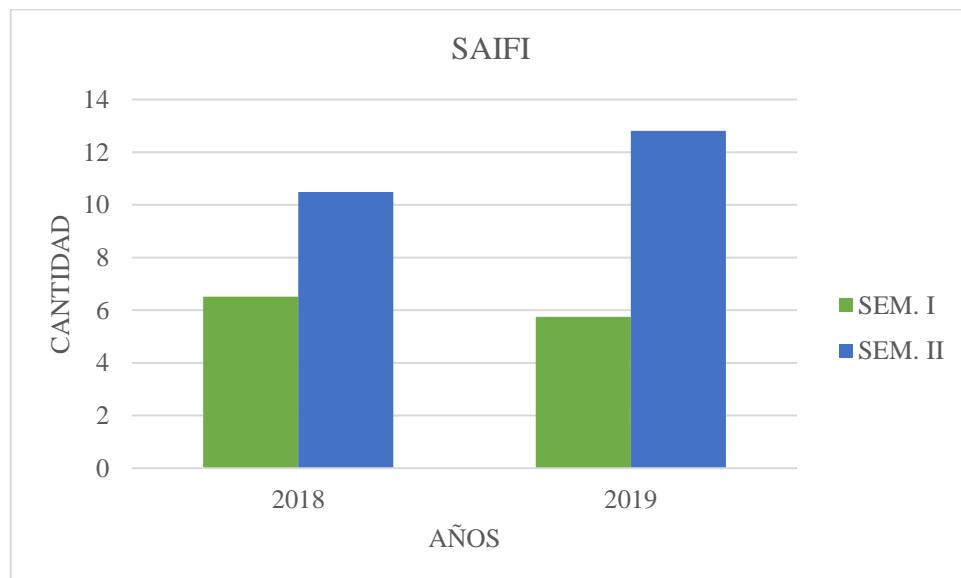
Tabla 19: Resultados de Evolucion SAIFI

AÑO	2018		2019	
SEMESTRE	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II
SAIFI	6.51	10.49	5.75	12.81

Elaborado por el equipo de trabajo

La tolerancia en cantidad de interrupciones que puede sufrir como máximo un usuario cualquiera del alimentador es de 12 interrupciones por semestre de acuerdo al sector típico 4, en la **Tabla 19** se puede ver que no cumple en el segundo semestre 2019 esta condición, con un valor de 12.81 que quiere decir que en promedio un cliente cualquiera presentó 12.81 interrupciones en el semestre.

Figura 63: Resultados de Evolucion SAIFI en Semestres



Elaborado por el equipo de trabajo

En la figura se muestra el análisis del SAIFI de la tabla analizada anteriormente.

4.1.1.7.2 Análisis del indicador de calidad SAIDI

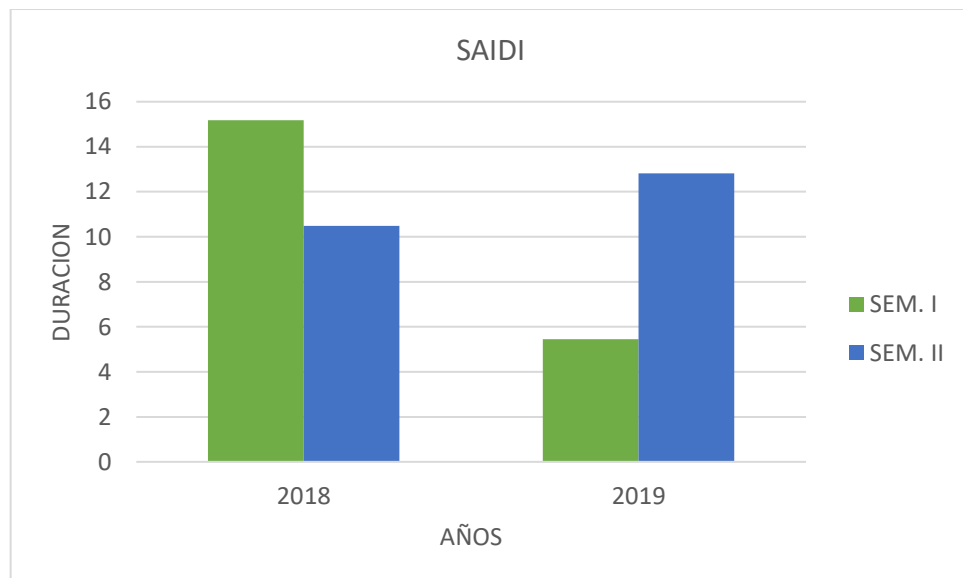
Tabla 20: Resultados de Evolucion SAIDI

AÑO	2018		2019	
SEMESTRE	SEM. I	SEM. II	SEM. I	SEM. II
SAIDI	15,18	5,88	5,45	22,73

Elaborado por el equipo de trabajo

La tolerancia de horas de interrupción que puede sufrir como máximo un usuario del alimentador es de 24 horas por semestre según sector tipo 4, la **Tabla 20** se observa que se está por debajo de esta condición en los semestres de los años 2018 y 2019, El periodo con valor más alto de este indicador es en el segundo semestre del año 2019 en el que en promedio un cliente cualquiera estuvo sin servicio 22.73 horas en el semestre, estando al límite de la tolerancia de un sistema de distribución.

Figura 64: Resultados de Evolucion SAIDI en Semestres



Elaborado por el equipo de trabajo

En la figura se muestra el análisis del SAIDI de la tabla analizada anteriormente.

4.1.2 Flujo de potencia simulado en el programa Digsilent

El estudio de flujos potencia es verificar los diferentes parámetros que presenta el sistema como: las tensiones de la barra, cargabilidad de los equipos, las pérdidas técnicas,



la distribución de los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas y transformadores; verificando el desempeño del sistema eléctrico con toda la red disponible en el escenario operativo modelado, así permite identificar tensiones fuera de rango y sobrecargas.

Los resultados del análisis de estado estacionario se verifican que no operen en condiciones de sobrecarga y/o niveles de tensión fuera del rango permitido por la norma técnica de calidad (NTCSE).

Niveles de tensiones admisibles en barra.

- **Estado Normal:** Debe estar dentro del rango $\pm 5\%$ de las tensiones nominales de los equipos instalados en las subestaciones, principalmente transformadores de potencia. Asimismo, en caso de las barras del sistema de transmisión, las tensiones en Estado Normal deben estar en el rango de $\pm 2.5\%$ de las tensiones de operación.
- **Estado Emergencia:** Debe estar en el rango de 0.90 y 1.05 p.u. de la tensión de operación en todas las barras con tensión igual o menor a 138 kV.

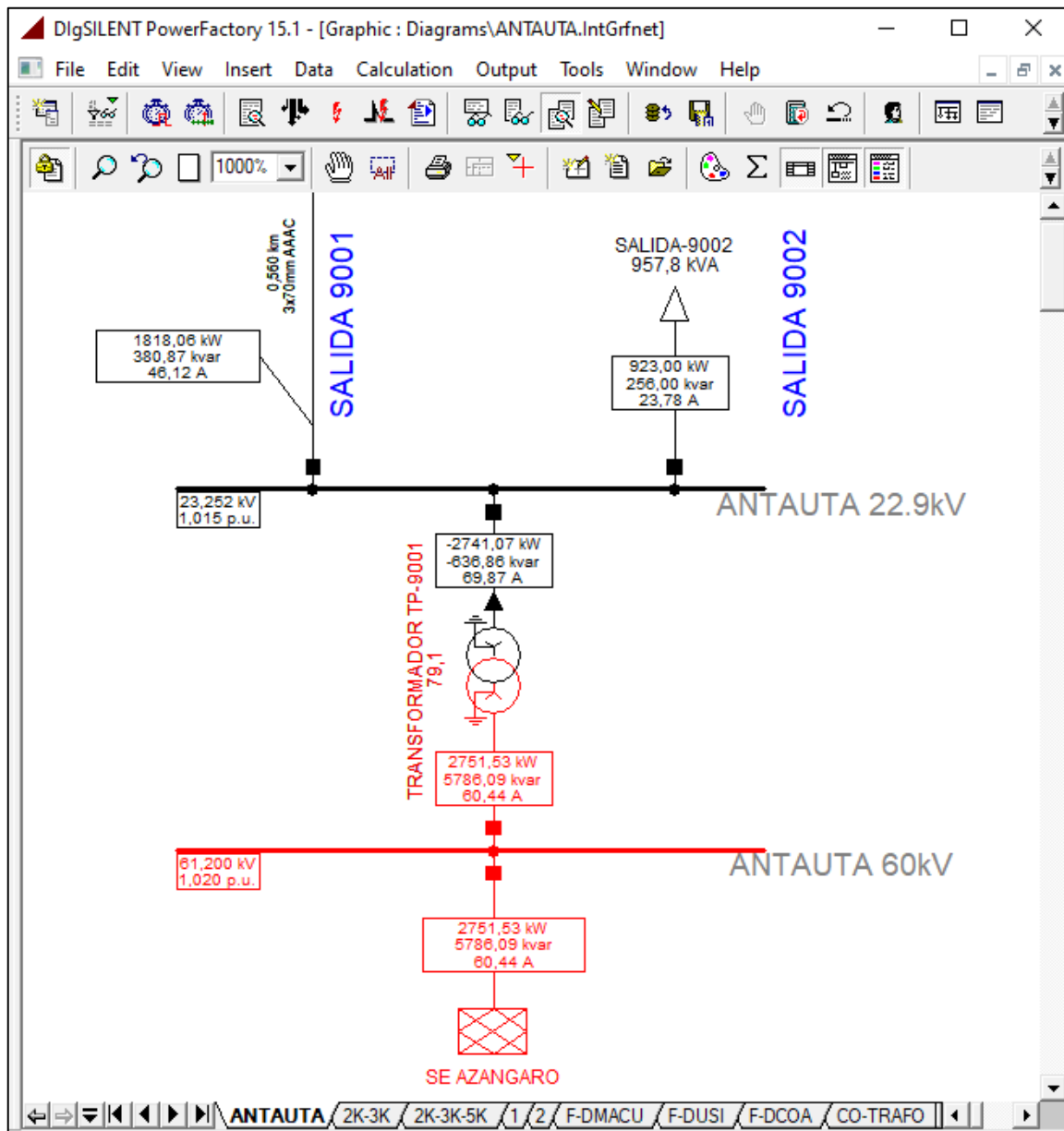
Sobrecargas.

- **Operación normal:** 100% S_n (S_n : Potencia Nominal).
- **Operación ante contingencias:** 120% S_n

4.1.2.1 Escenario

Se analizan los flujos de potencia para el 2019 máxima demanda, mediante el análisis de estado estacionario para observar el desempeño del sistema eléctrico de los cuales se ha considerado el año 2019:

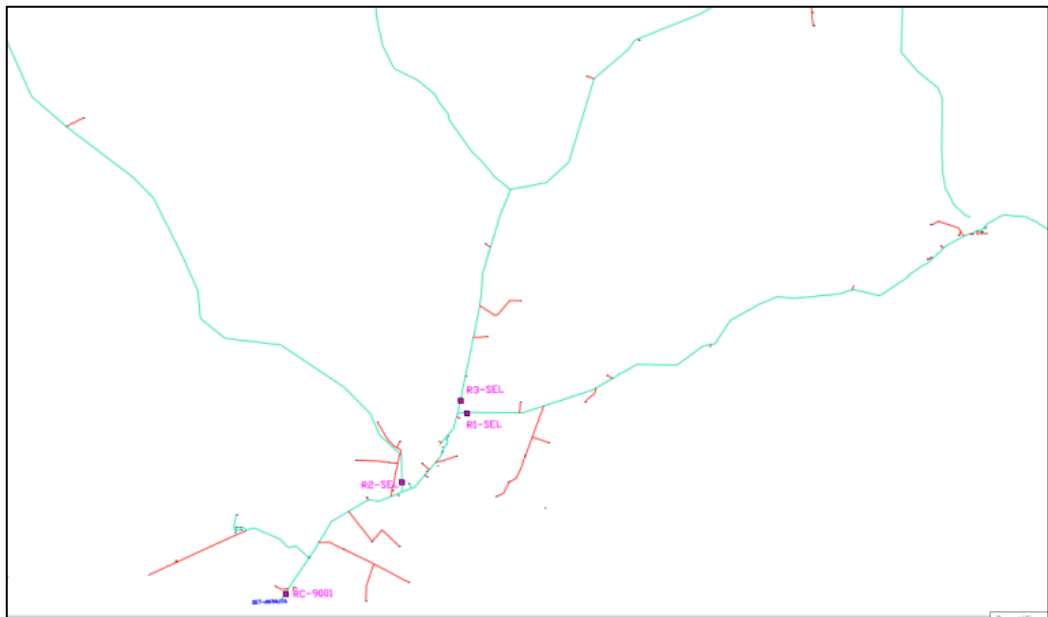
Figura 65: Flujo de Potencia del Sistema Eléctrico Antauta en (DIGSILENT)



Elaborado por el equipo de trabajo

En la **figura 65** se presenta el flujo de potencia, con resultados de corriente máxima, potencia suministrada, potencia reactiva y el ángulo de fase; se considera como carga en la barra 22.9KV el alimentador 9001 y 9002; los cuadros de resultados se presentan en el **anexo B**.

Figura 66: Diagrama Unifilar del Alimentador 9001 y Ubicación de Recloser



Fuente: Electro Puno

Se realiza el flujo de potencia en un sistema desbalanceado, observando la operación real del alimentador 9001, determinar la corriente de corto circuito ayuda al ajuste de las protecciones calculando los calores máximos de corriente.

4.1.3 Análisis de cortocircuito

La determinación de los niveles de corriente de corto circuito se realizó con el método (IEC 60909), Las evaluaciones de cortocircuito comprenderán fallas trifásicas y monofásicas francas a tierra sobre los nodos ubicados en la zona de influencia del alimentador; los resultados y simulación de corto circuito se presenta en el anexo C y D Respectivamente.

4.1.4 Criterio para la coordinación de las protecciones

La coordinación entre los diversos relés de protección de sobrecorriente, se realizó haciendo los ajustes de corriente como de tiempo, tratando de mejorar la selectividad, a continuación, se muestra la protección de sobrecorriente.

- a) Se considera primero el relé de protección de alta tensión 60KV.

b) Segundo lugar al rele de media tensión de 22.9KV.

c) Tercero recloser salida de alimentadores.

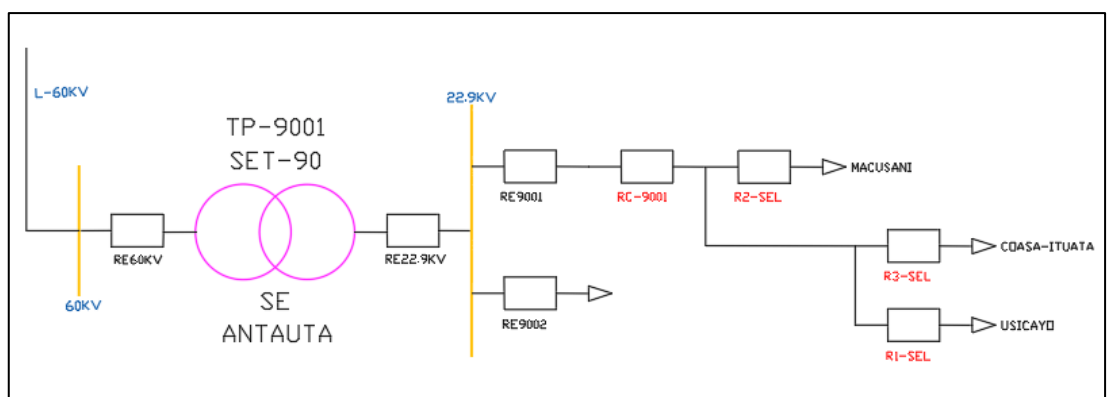
d) Cuarto recloser de derivaciones principales.

e) Quinto fusibles.

Los fusibles actúan en fallas monofásicas, de acuerdo a la corriente máxima de diseño del fusible o tipo de fusible. Los recloser siguiente configuración:

- Situación de falla abre por las siguientes funciones: 50/51/50N/51N
- Temporiza 2 s realizando el primer recierre.
- Abre en la segunda vez, si se sigue presentando la falla por: 50/51/50N/51N
- Temporiza 5 s y se realiza el segundo recierre.
- y así si sigue presentando fallas, recloser realiza la apertura definitiva.

Figura 67: Ubicación de Relés y Recloser del Sistema Eléctrico Antauta



Fuente: Electro Puno

En la **figura 67** se muestra ubicación de relés de protección y recloser, describiéndolos así: se tiene como relé de protección de RE60KV lado de 60KV; RE22.9KV, RE9021 y RE9022 lado de 22.9KV; y recloser RC-9001 ubicado a la salida del alimentador 9001, recloser R1-SEL ubicado derivación hacia Usicayo, R2-SEL ubicado derivación hacia Macusani y el R3-SEL ubicado derivación hacia Coasa – Ituata.



4.1.5 Coordinación y ajuste de las protecciones

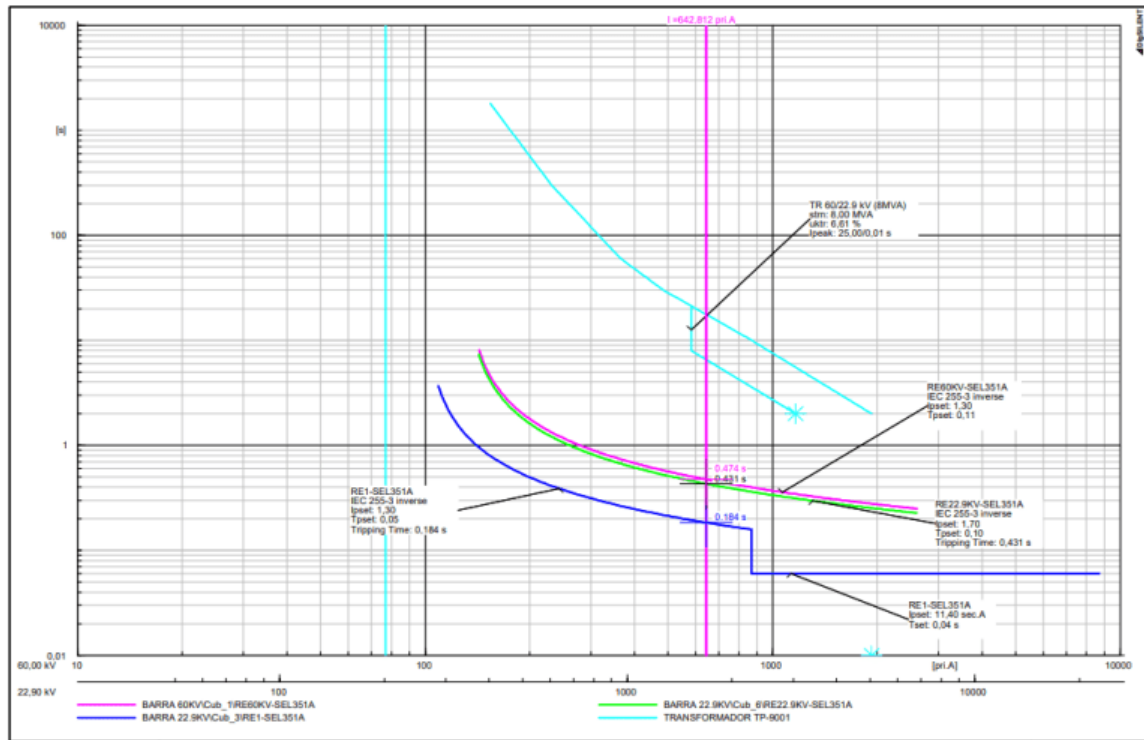
Realizando la coordinación de sobrecorriente de fases se ha desarrollado con las corrientes de corto circuito generada entre fases, y la coordinación de protecciones de sobrecorriente de tierra con la corriente de corto circuito generada entre fase-tierra. La coordinación de los fusibles se realiza para las derivaciones. Con la finalidad de lograr una adecuada selectividad y márgenes adecuados de selectividad se modificaron en algunos de los ajustes existentes de las protecciones en el servicio eléctrico.

4.1.5.1 Protección de sobrecorriente de fases y Tierra 50/51

El sistema de protección se realiza la coordinación, entre el relé de protección del lado de alta tensión a 60KV, y el relé de protección del alimentador 9001 RE1-SEL351A, Reconectores RC-9001 ubicado a la salida del alimentador, R1 ubicado en la derivación Usicayos y R2 ubicado en la derivación Macusani y el R3 ubicado en la derivación Coasa-Ituata; se realiza la simulación de sobrecorriente de fases 51/50 y la protección de sobrecorriente de tierra 51/50N.

- **protección de sobrecorriente de fases (50/51) – actual ajuste para los relés RE60KV / RE22.9KV / RE1SEL.**

Figura 68: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de Fases 50/51 para los Relés RE60KV / RE22.9KV / RE1SEL en condición actual

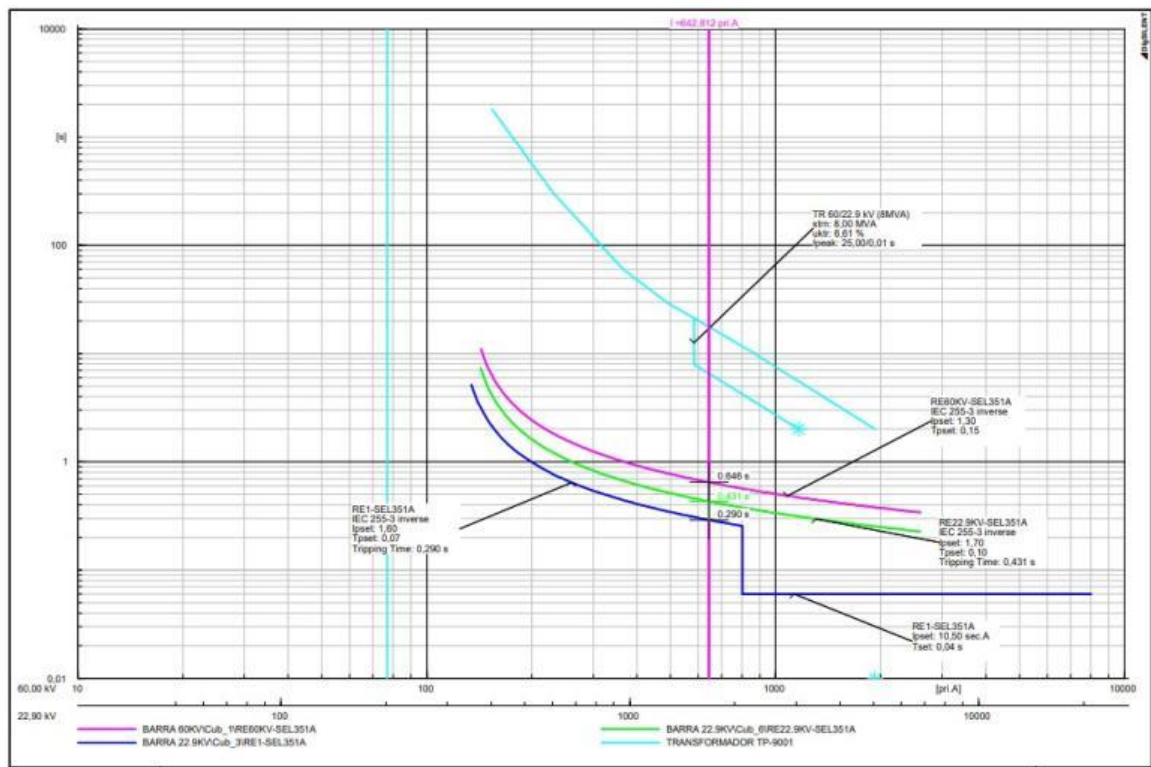


Elaborado por el equipo de trabajo

Realizando la verificación de la coordinación en condiciones actuales de los relés RE60KV / RE22.9KV / RE1SEL con una falla trifásica la corriente de falla $I=642.81$ A cerca al relé de protección, actuando primero el relé del alimentador RE1SEL a los 184ms, en segundo lugar, el relé de RE22.9KV a los 431ms, el ultimo relé en actuar es de RE60KV a los 474ms; todos en inverso 51 se observa que la coordinación de los tiempos de operación es corta ante protección 51 y el relé RE1SEL no deja espacio gráficamente de coordinación con el recloser de la salida 9001.

- **protección de sobrecorriente de fases (50/51) – propuesta de Ajustes para los relé RE60KV / RE22.9KV / RE1SEL.**

Figura 69: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de Fases 50/51 para los Relés RE60KV / RE22.9KV / RE1SEL en Condición Propuesto

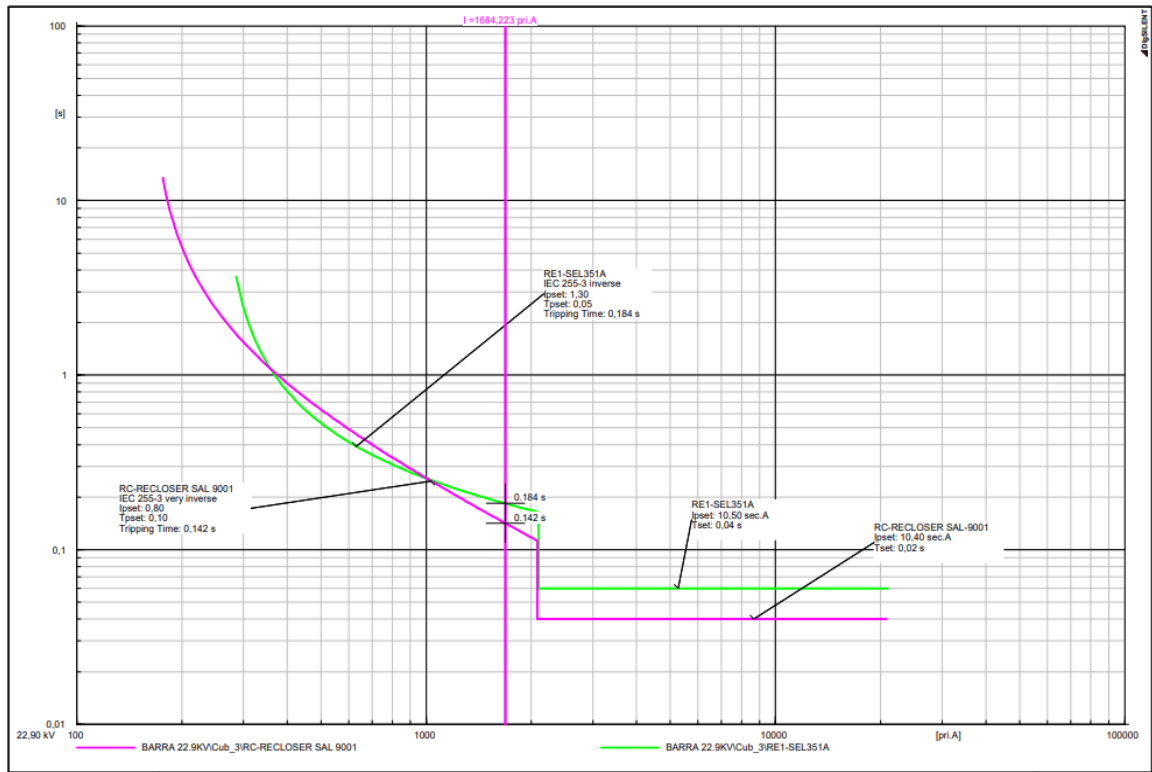


Elaborado por el equipo de trabajo

Realizado el ajuste de la coordinación de los relés RE60KV / RE22.9KV / RE1SEL con una falla trifásica la corriente de falla $I=642.81^a$ cerca al relé de protección, se tiene los tiempos de; primero el relé del alimentador RE1SEL a los 290ms, en segundo lugar, el relé de RE22.9KV a los 431ms, el ultimo relé en actuar es de RE60KV a los 646ms; todos en inverso 51 así se ve la mejora en el tiempo de coordinación del relé de RE60KV y RE1SEL con respecto a RE22.9KV.

- **protección de sobrecorriente de fases (50/51) – actual Ajuste para el relé RE-1SEL y recloser RC-SAL9001.**

Figura 70: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de Fases 50/51 para el Relé RE1SEL y Recloser RC-SAL9001 en condición actual



Elaborado por el equipo de trabajo

Se observa que en una falla local trifásica la corriente de falla $I=1684.22 \text{ A}$ el relé RE1SEL351A opera en un tiempo de 184ms y el recloser RC-SAL9001 opera en tiempo de 142ms, observando gráficamente que los tiempos para coordinar son cortos.

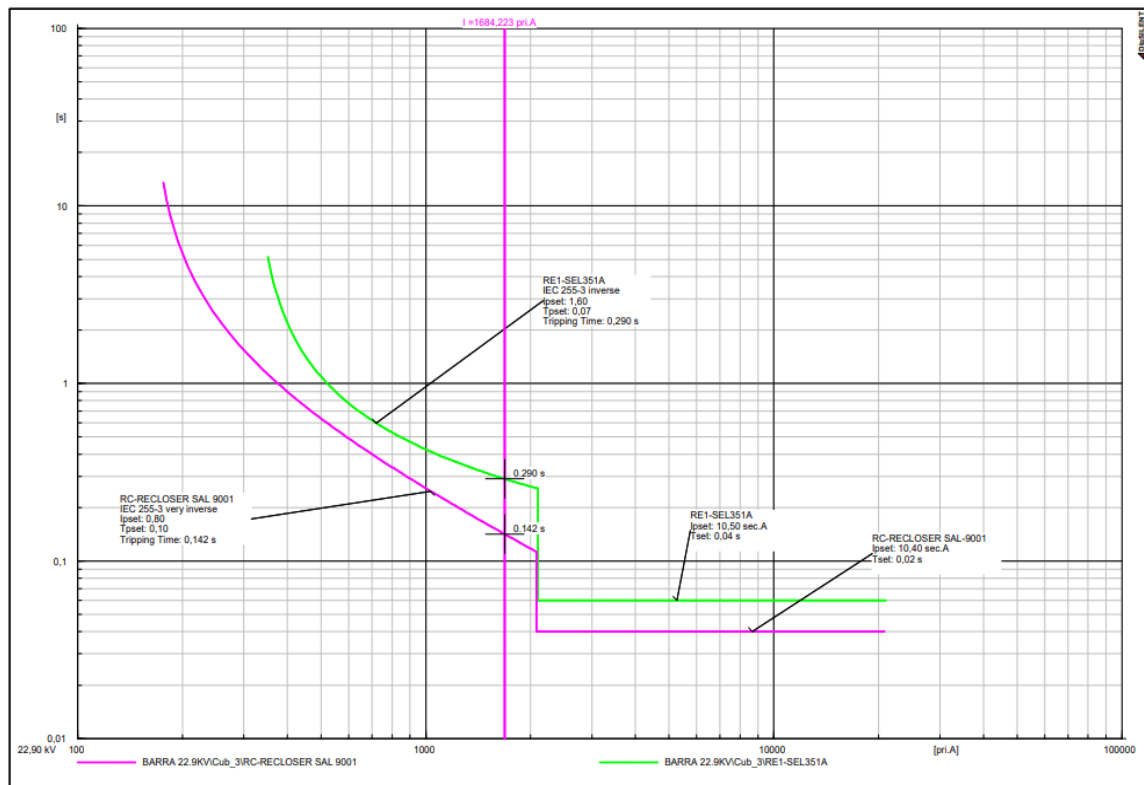
Tabla 21: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Actuales

Ubicación	Relé	TC	$I_{prim}>$	$T>$	Curva 1	$I_{prim}>>$	$T>>$
RELE - 01	SEL-351A	50/5	260.00	0.05	IEC-Inverse	2100.00	0.04
RECLOSER-RC	SEL-351R4	200/1	160.00	0.10	IEC-Very I.	2080.00	0.02

Elaborado por el equipo de trabajo

- **protección de sobrecorriente de fases (50/51) – propuestas de Ajustes para el relé RE-1SEL y recloser R1-SAL9001.**

Figura 71: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de Fases 50/51 para el Relé RE1SEL y Recloser RC-SAL9001 en condición propuesto



Elaborado por el equipo de trabajo

Los ajustes realizados ante la falla local, en el rele RE1SEL351 opera en un tiempo de 290ms y el recloser RC-SAL9001 a 142ms, los 2 en inverso 51; mejorando los tiempos y dejando márgenes para la coordinación mínimas recomendables.

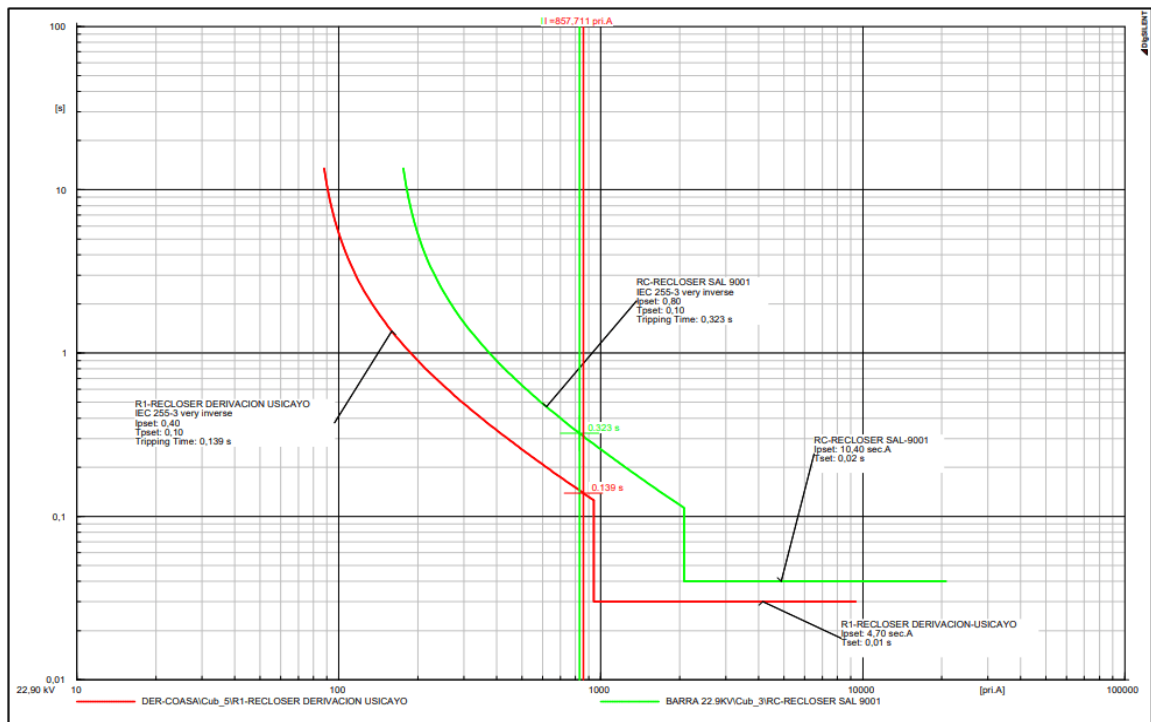
Tabla 22: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Propuestos

Ubicación	Relé	TC	Iprim>	T>	Curva 1	Iprim>>	T>>
RELE - 01	SEL-351A	50/5	260.00	0.07	IEC-Inverse	2100.00	0.04
RECLOSER-RC	SEL-351R4	200/1	160.00	0.10	IEC-Very I.	2080.00	0.02

Elaborado por el equipo de trabajo

- **protección de sobrecorriente de fases (50/51) – actual Ajuste para los recloser RC-SAL9001 y R1-DERUSI.**

Figura 72: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R1-DERUSI en condición actual



Elaborado por el equipo de trabajo

Se observa que ante la falla local trifásica la corriente de falla $I=857.71$ A, cerca al recloser R1, en el recloser RC-SAL9001 opera en un tiempo de 323ms y el recloser R1-DER.USI a 139ms, mostrando en el grafico que el recloser R1 actúa antes que el recloser RC, con lo cual la coordinación se encuentra con los tiempos adecuados gráficamente.

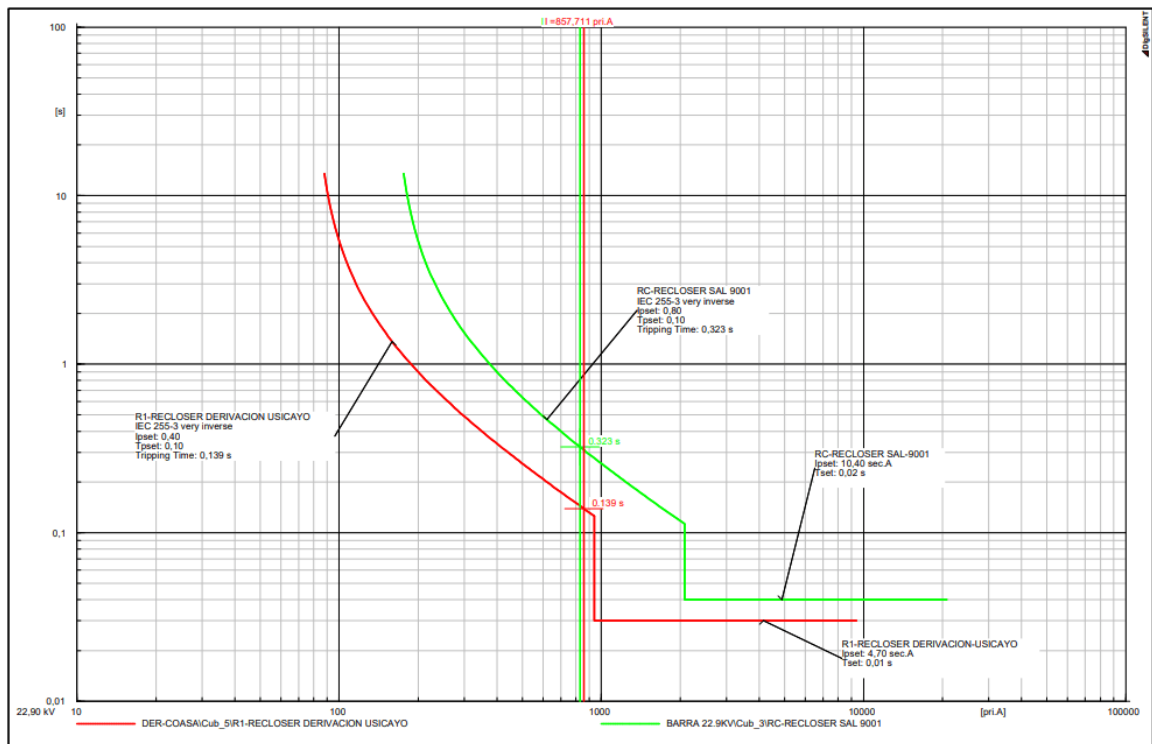
Tabla 23: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Actuales

Ubicación	Relé	TC	Iprim>	T>	Curva 1	Iprim>>	T>>
RECLOSER-RC	SEL-351R4	200/1	160.00	0.10	IEC-Very I.	2080.00	0.02
RECLOSER-R1	SEL-351R4	200/1	80.00	0.10	IEC-Very I	940.00	0.01

Elaborado por el equipo de trabajo

- **protección de sobrecorriente de fases (50/51) – propuesta de ajuste para los recloser RC-SAL9001 y R1-DERUSI.**

Figura 73: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R1-DER.USI en condición propuesto



Elaborado por el equipo de trabajo

Los ajustes realizados ante la falla local, en el recloser RC-9001 opera en un tiempo de 323ms y el recloser R1-DER.USI a 139ms, los 2 en inverso 51; no se realiza modificación por estar en el rango de coordinación.

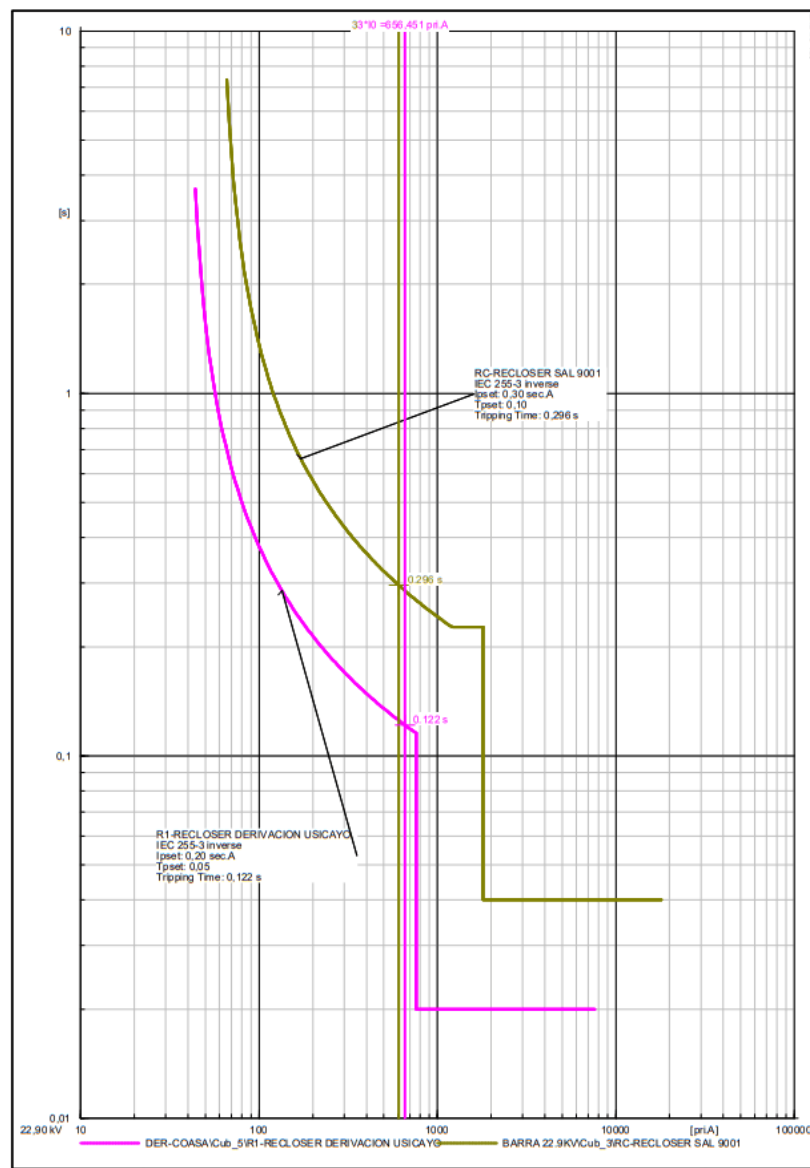
Tabla 24: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Propuestos

Ubicación	Relé	TC	Iprim>	T>	Curva 1	Iprim>>	T>>
RECLOSER-RC	SEL-351R4	200/1	160.00	0.10	IEC-Very I.	2080.00	0.02
RECLOSER-R1	SEL-351R4	200/1	80.00	0.10	IEC-Very I	940.00	0.01

Elaborado por el equipo de trabajo

- **protección de sobrecorriente de Tierra (50/51N) – Actuales Ajustes para los reconectores RC-SAL9001 y R1-DERUSI.**

Figura 74: Curva de coordinación de protección de sobrecorriente de Tierra 50/51N para los Reconectores RC-SAL9001 y R1-DERUSI en condición actual.

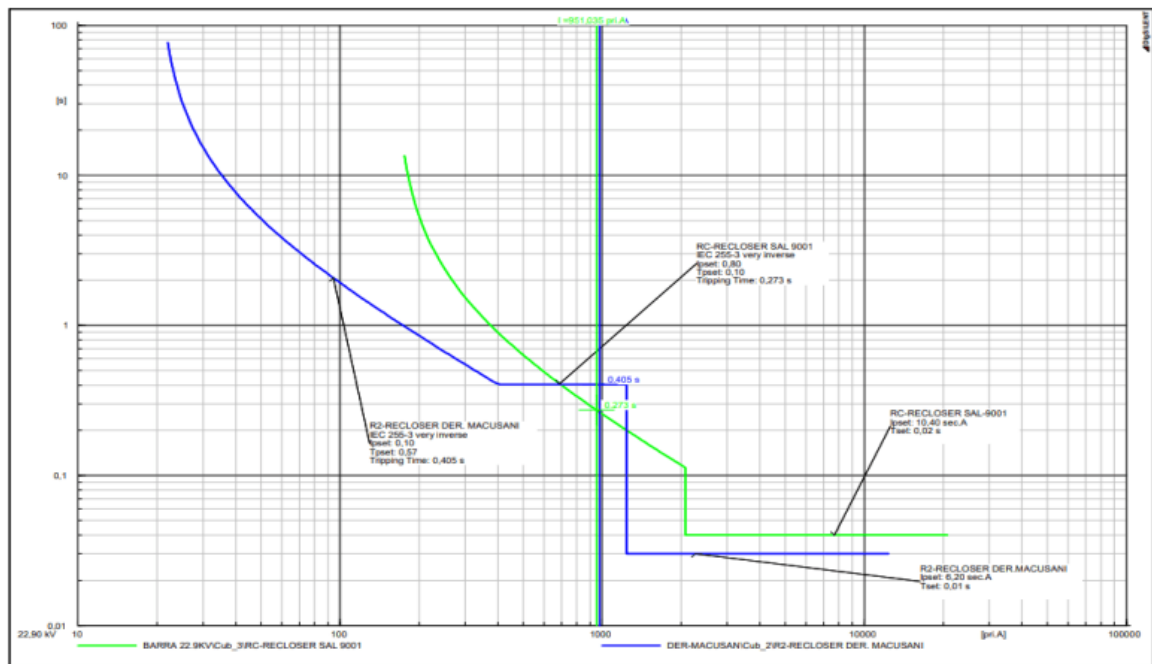


Elaborado por el equipo de trabajo

Se observa que los reconectores están en tiempos adecuados de coordinación, no se realiza reajuste de la actual coordinación.

- **Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R2-DERMACU en condición actual**

Figura 75: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R2-DERMACU en condición actual



Elaborado por el equipo de trabajo

Se observa que ante la falla local trifásica la corriente de falla $I=951.03$ A cerca al recloser R2, en el recloser RC-SAL9001 opera en un tiempo de 273ms y el recloser R2-DERMACU a 405ms, mostrando en el grafico tiempos deficientes de coordinación, ya que el recloser de la derivación debería de actúa primero, esto hace que la falla ingrese al recloser principal del alimentador 9001 haciendo una deficiente coordinación.

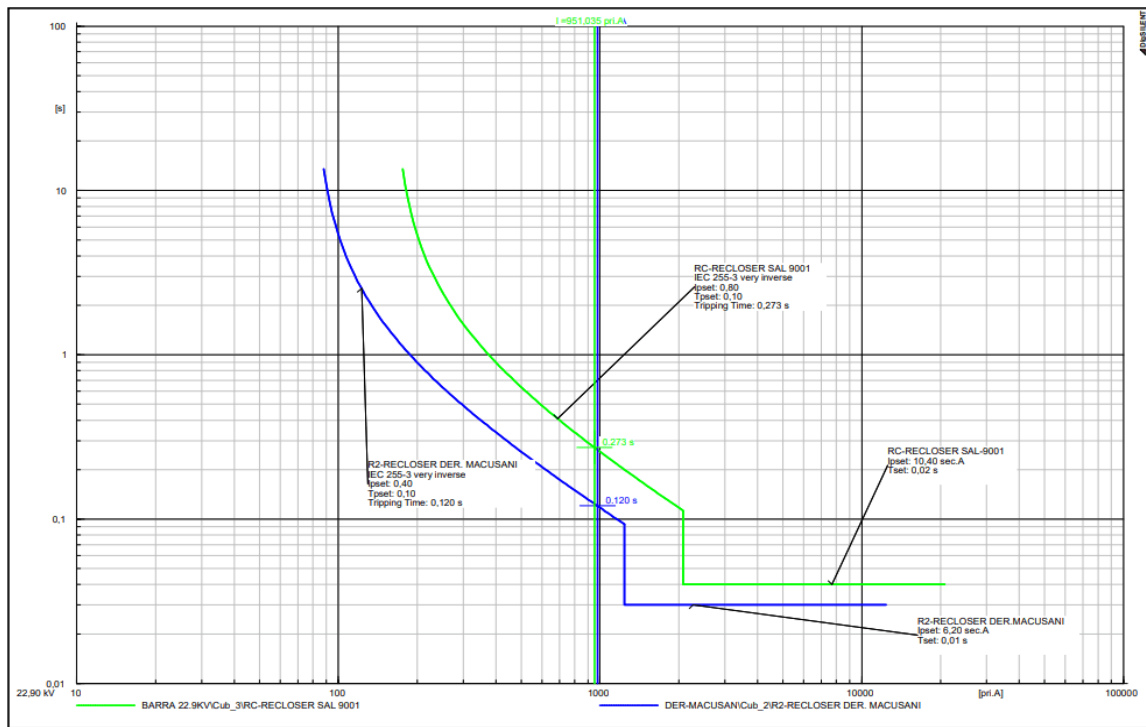
Tabla 25: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Actuales

Ubicación	Relé	TC	Iprim>	T>	Curva 1	Iprim>>	T>>
RECLOSER-RC	SEL-351R4	200/1	160.00	0.10	IEC-Very I.	2080.00	0.02
RECLOSER-R2	SEL-351R4	200/1	20.00	0.57	IEC-Very I	1240.00	0.01

Elaborado por el equipo de trabajo

- **Protección de sobrecorriente de fases (50/51) – propuesta de ajuste para los recloser RC-SAL9001 y R2-DERMACU.**

Figura 76: Curva de Coordinación de Protección de sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R2-DERMACU en condición propuesto



Elaborado por el equipo de trabajo

Se observa que ante la falla local trifásica la corriente de falla $I=951.03$ A cerca al recloser R2, en el recloser RC-SAL9001 opera en un tiempo de 250ms y el recloser R2-DERMACU a 120ms, ajustando el recloser R2 se mejora el tiempo de coordinación de protección de los recloser.

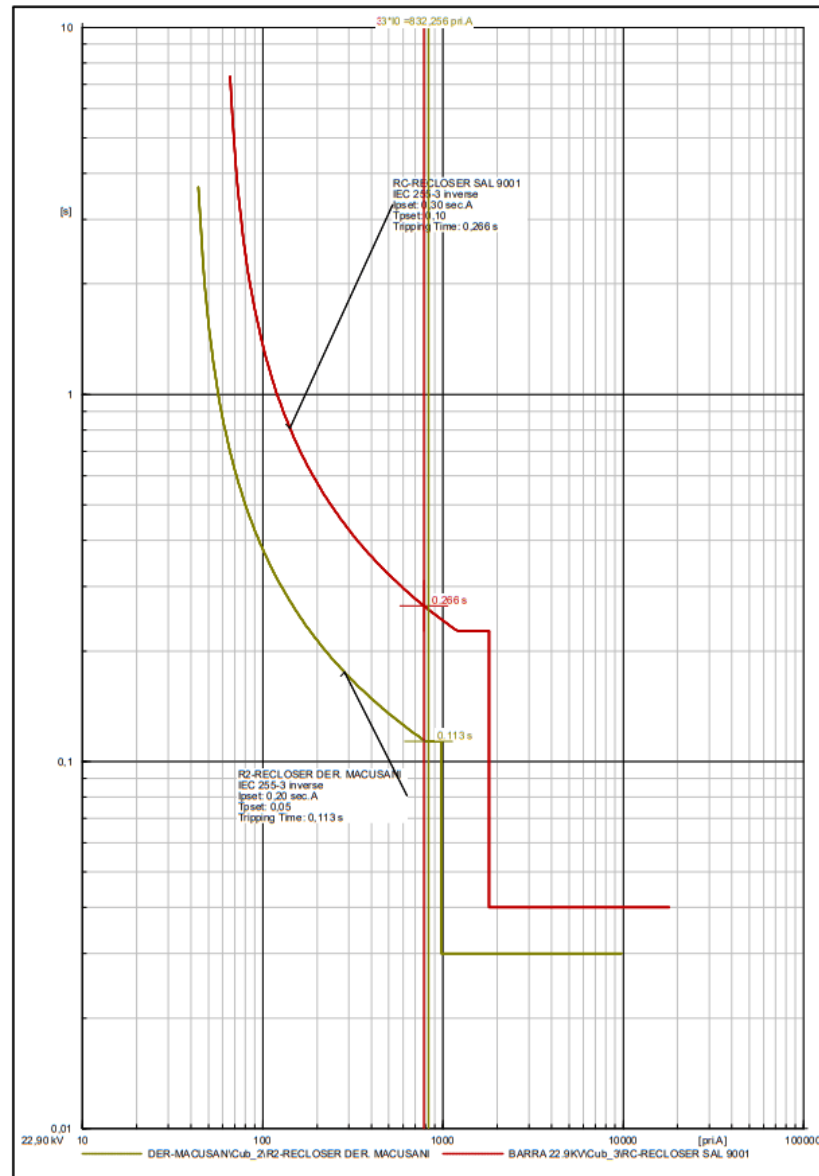
Tabla 26: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Propuestos

Ubicación	Relé	TC	Iprim>	T>	Curva 1	Iprim>>	T>>
RECLOSER-RC	SEL-351R4	200/1	160.00	0.10	IEC-Very I.	2080.00	0.02
RECLOSER-R2	SEL-351R4	200/1	80.00	0.10	IEC-Very I	1240.00	0.01

Elaborado por el equipo de trabajo

- **Protección de sobrecorriente de Tierra (50/51N) – Actuales Ajustes para los reconectores RC-SAL9001 y R2-DERMACU.**

Figura 77: Curva de coordinación de protección de sobrecorriente de Tierra 50/51N para los re conectadores RC-SAL9001 y R2-DERMACU en condición Actual

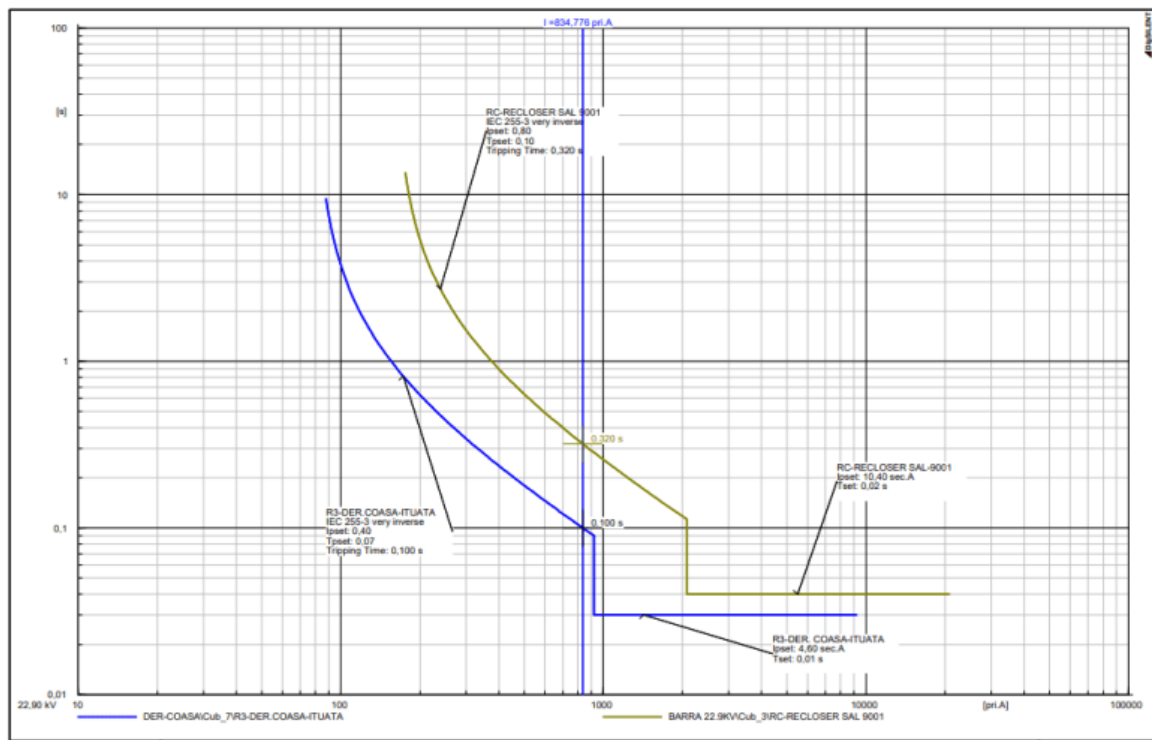


Elaborado por el equipo de trabajo

Se observa que los re conectadores están en tiempos adecuados de coordinación, no se realiza reajuste de la actual coordinación.

- **protección de sobrecorriente de fases (50/51) – actual Ajuste para los recloser RC-SAL9001 y R3-DERCOA.**

Figura 78: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R3-DERCOA en condición actual



Elaborado por el equipo de trabajo

Se observa que ante la falla local trifásica la corriente de falla $I=834.77$ A cerca al recloser R3, en el recloser RC-SAL9001 opera en un tiempo de 320ms y el recloser R3-DERCOA a 100ms, mostrando en el grafico tiempos adecuados de coordinación de protección, pero dejando corto espacio para la coordinación con los fusibles.

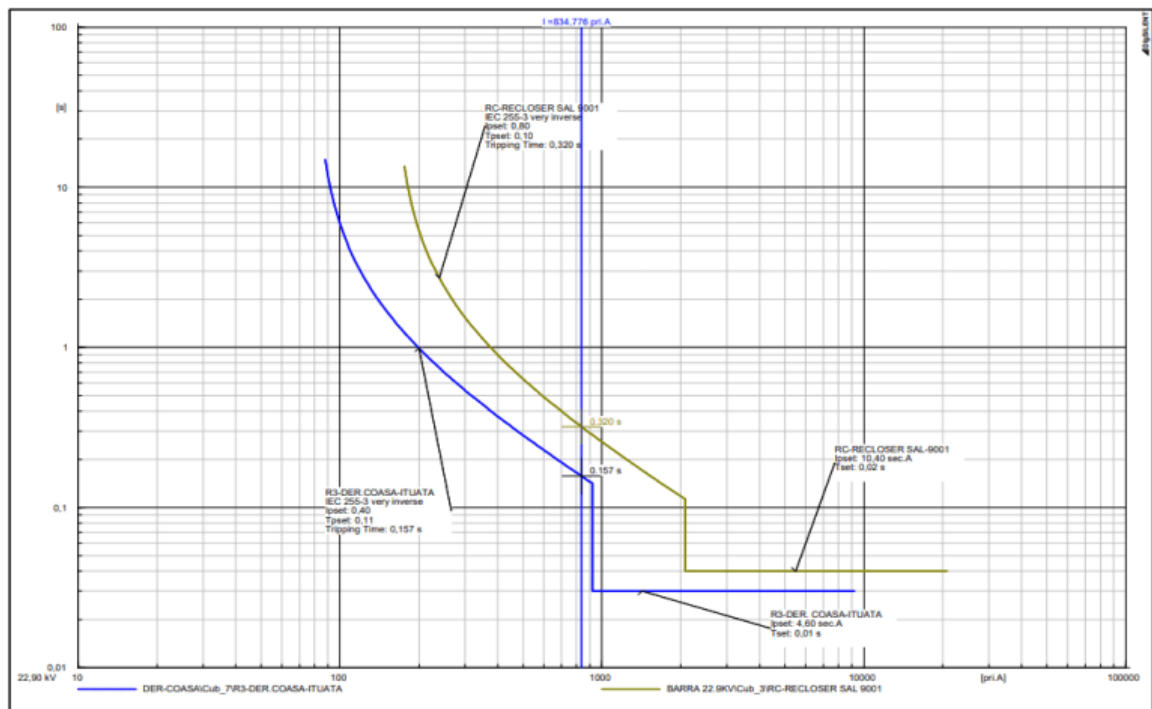
Tabla 27: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Actuales

Ubicación	Relé	TC	$I_{prim}>$	$T>$	Curva 1	$I_{prim}>>$	$T>>$
RECLOSER-RC	SEL-351R4	200/1	160.00	0.10	IEC-Very I.	2080.00	0.02
RECLOSER-R3	SEL-351R4	200/1	80.00	0.07	IEC-Very I	920.00	0.01

Elaborado por el equipo de trabajo

- **protección de sobrecorriente de fases (50/51) – actual Ajuste para los recloser RC-SAL9001 y R3-DERCOA.**

Figura 79: Curva de Coordinación de Protección de Sobrecorriente de fases 50/51 para los recloser RC-SAL9001 y R3-DERCOA en condición Propuesto



Elaborado por el equipo de trabajo

Se observa que ante la falla local trifásica la corriente de falla $I=834.77$ A cerca al recloser R3, en el recloser RC-SAL9001 opera en un tiempo de 320ms y el recloser R3-DERCOA a 157ms, mostrando en el grafico tiempos adecuados de coordinación de protección, dejando un margen adecuado para la coordinación con los fusibles de las derivaciones de mayor longitud de línea de media tensión.

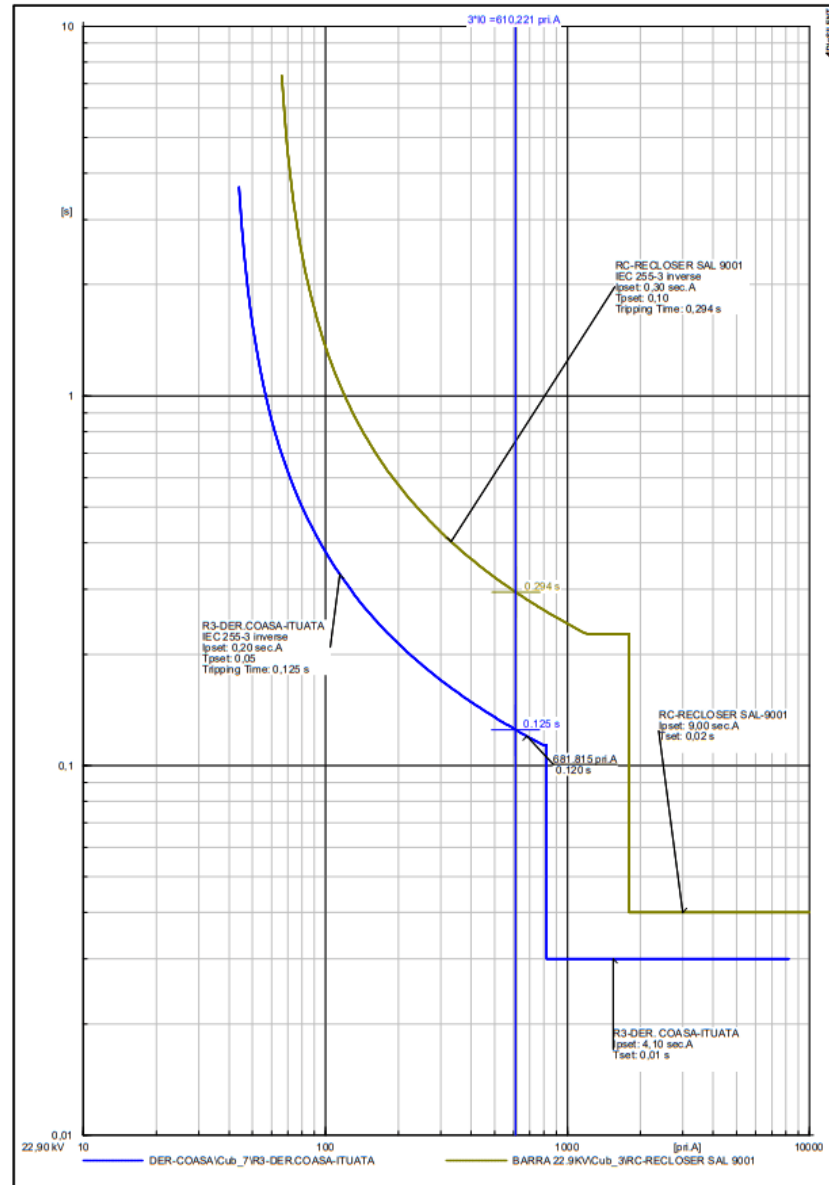
Tabla 28: Protección de Sobrecorriente de Fases – Ajustes Propuestos

Ubicación	Relé	TC	Iprim>	T>	Curva 1	Iprim>>	T>>
RECLOSER-RC	SEL-351R4	200/1	160.00	0.10	IEC-Very I.	2080.00	0.02
RECLOSER-R3	SEL-351R4	200/1	80.00	0.11	IEC-Very I	920.00	0.01

Elaborado por el equipo de trabajo

- **protección de sobrecorriente de Tierra (50/51N) – Actuales Ajustes para los reconectores RC-SAL9001 y R3-DERCOA.**

Figura 80: Curva de coordinación de protección de sobrecorriente de Tierra 50/51N para los re conectadores RC-SAL9001 y R3-DERCOA en condición Actual



Elaborado por el equipo de trabajo

Se observa que los re conectadores están en tiempos adecuados de coordinación, no se realiza reajuste de la actual coordinación.

4.1.6 Ajustes de relés de protección y reclosers

En los siguientes cuadros se muestra ajustes recomendados que deberían de Realizar para la adecuada coordinación de protección; señalando que los parámetros

sombreados son las modificaciones propuestas que se están realizando en los ajustes existentes.

4.1.6.1 Protección de sobrecorriente de Fases – 50/51p

Tabla 29: Ajustes de Sobrecorriente de Fases de los Relés y Reclosers

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE		AJUSTE UMBRAL 1				AJUSTE UMBRAL 2	
Ubicación	Relé	TC	Iprim>	T>	Curva 1	Iprim>>	T>>
RELE 60KV	SEL-351A	100/1	130.00	0.11	IEC-Inverse		
RELE 60KV	SEL-351A	100/1	130.00	0.15	IEC-Inverse		
RELE 22.9kV	SEL-351A	200/1	340.00	0.10	IEC-Inverse		
RELE 22.9kV	SEL-351A	200/1	340.00	0.10	IEC-Inverse		
RELE - 01	SEL-351A	50/5	260.00	0.05	IEC-Inverse	2100.00	0.04
RELE - 01	SEL-351A	50/5	320.00	0.07	IEC-Inverse	2100.00	0.04
RECLOSER-RC	SEL-351R4	200/1	160.00	0.10	IEC-Very I.	2080.00	0.02
RECLOSER-RC	SEL-351R4	200/1	160.00	0.10	IEC-Very I.	2080.00	0.02
RECLOSER-R1	SEL-351R4	200/1	80.00	0.10	IEC-Very I	940.00	0.01
RECLOSER-R1	SEL-351R4	200/1	80.00	0.10	IEC-Very I	940.00	0.01
RECLOSER-R2	SEL-351R4	200/1	20.00	0.57	IEC-Very I	1240.00	0.01
RECLOSER-R2	SEL-351R4	200/1	80.00	0.10	IEC-Very I	1240.00	0.01
RECLOSER-R3	SEL-351R4	200/1	80.00	0.07	IEC-Very I	920.00	0.01
RECLOSER-R3	SEL-351R4	200/1	80.00	0.11	IEC-Very I	920.00	0.01

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.6.2 Protección de Sobrecorriente de Tierra – 50/51n

Tabla 30: Ajustes de Sobrecorriente de Tierra de Reclosers

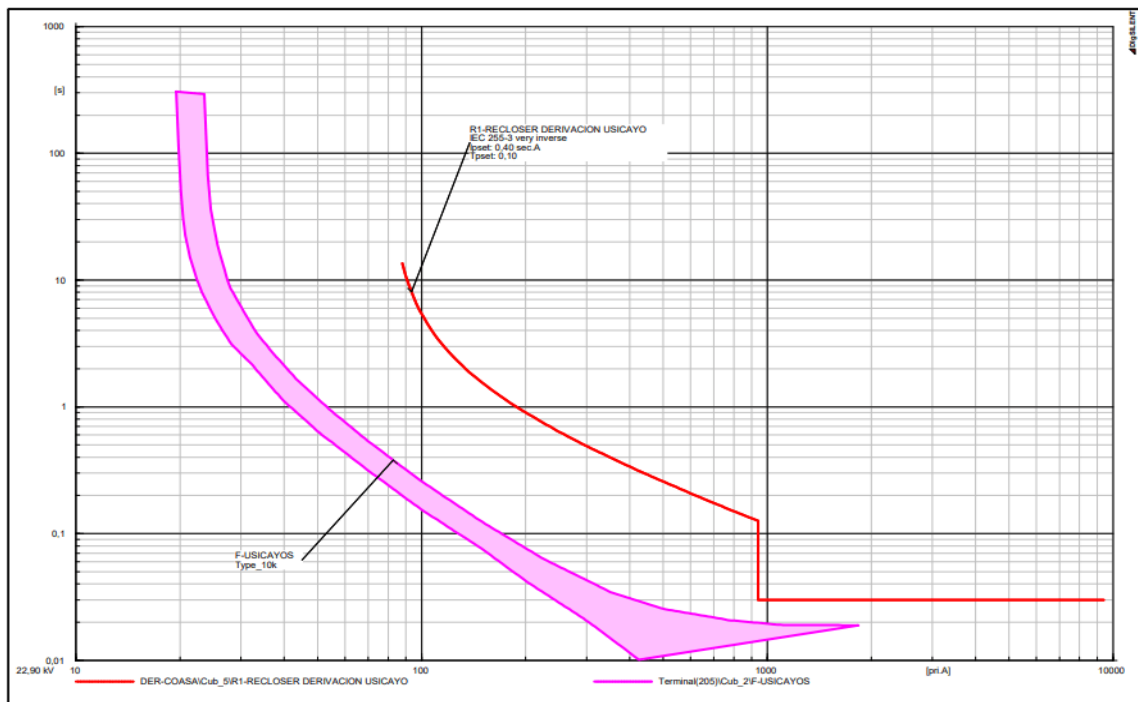
PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE		AJUSTE UMBRAL 1				AJUSTE UMBRAL 2	
Ubicación	Relé	TC	Iprim>	T>	Curva 1	Iprim>>	T>>
RECLOSER-RC	SEL-351R4	200/1	60.00	0.10	IEC-Inverse	1800.00	0.02
RECLOSER-RC	SEL-351R4	200/1	60.00	0.10	IEC-Inverse	1800.00	0.02
RECLOSER-R1	SEL-351R4	200/1	40.00	0.05	IEC-Inverse	920.00	0.01
RECLOSER-R1	SEL-351R4	200/1	40.00	0.05	IEC-Inverse	920.00	0.01
RECLOSER-R2	SEL-351R4	200/1	40.00	0.05	IEC-Inverse	980.00	0.01
RECLOSER-R2	SEL-351R4	200/1	40.00	0.05	IEC-Inverse	980.00	0.01
RECLOSER-R3	SEL-351R4	200/1	40.00	0.05	IEC-Inverse	820.00	0.01
RECLOSER-R3	SEL-351R4	200/1	40.00	0.05	IEC-Inverse	820.00	0.01

Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.7 Coordinación de recloser – fusibles.

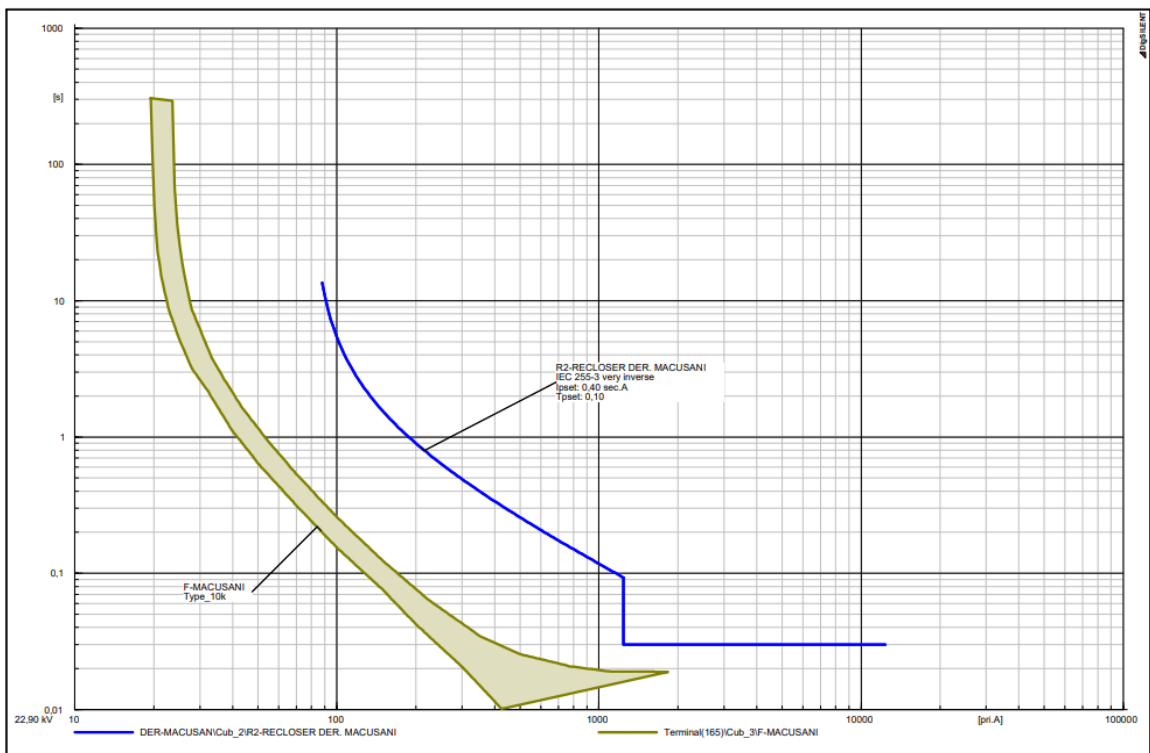
Las redes del alimentador 9001 cuentan con la protección de 3 recloser, por lo que, las derivaciones son protegidas por fusibles. La selección de fusibles es tomando en consideración la rápida actuación ante fallas, en este caso los fusibles tipo K (rápidos) desconectan al sistema de fallas en menos tiempo y coordinan mejor con los recloser. En la simulación del flujo de carga se observó que los fusibles máximos a usar serán los siguientes que se muestren en las figuras.

Figura 81: Coordinacion de Recloser R1-DERUSI entre Fusibles Aguas Abajo



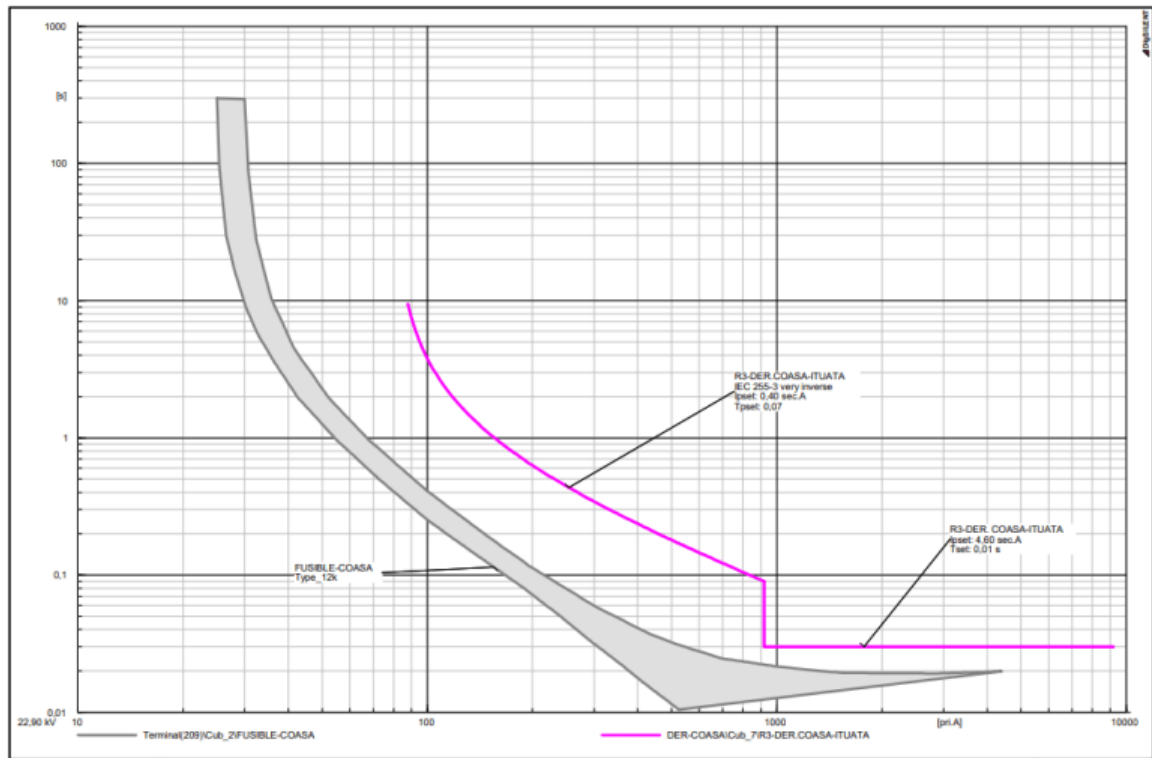
Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 82: Coordinacion de Recloser R2-DERMACU entre Fusibles Aguas Abajo



Elaborado por el equipo de trabajo

Figura 83: Coordinación de Recloser R3-DERCOA entre Fusibles Aguas Abajo



Elaborado por el equipo de trabajo

4.1.8 Planteamiento de soluciones

4.1.8.1 Mejorar sistemas de protección

Conociendo el estado de los sistemas de protección de la línea 22,9 kV, esto se hace notar en el cuadro de interrupciones presentadas. Con el diagnóstico y resultados obtenido, en el estado que se encuentra la línea en estudio.

4.2 DISCUSION Y COMPARACION DE RESULTADOS.

Los resultados obtenidos del análisis de la línea primaria 22.9 KV alimentador 9001 del Servicio Eléctrico de Antauta con la metodología realizada, como diagnóstico de línea, visita al campo recorriendo a través de las instalaciones existentes, entrevista con usuarios y del análisis de indicadores de calidad de suministro. los cuales permiten ejecutar nuestros objetivos y afirmar las hipótesis de nuestro proyecto, encontrando los deficiencias y causas de las constantes fallas; así mismo se plantea la propuesta de rediseñar la línea principal salida 9001.



Del diagnóstico de la línea se verifico que la línea primaria de 22.9 KV troncal, que es de una antigüedad de más de 20 años por lo que se observa el deterioro de sus instalaciones.

Del análisis de indicadores de calidad de suministro se observa que, en segundo semestre del año 2019, el alimentador no cumple con el indicador de calidad SAIFI en cuyos resultados se obtuvo un valor máximo de hasta 12.81 interrupciones/semestre superando la tolerancia establecida por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos. En cuanto al indicador SAIDI los resultados de igual manera en semestre II del año 2019 se acercan al valor máximo establecido por la norma teniendo como valor 22.73. Teniendo en cuenta que las perturbaciones o fallas en el sistema son impredecibles, en cambio la duración de las interrupciones se puede controlar realizando un plan de acción más óptima ante fallas imprevistas mejorando la coordinación de la protección.

El funcionamiento del sistema de coordinación de protección existente se observa que, en las simulaciones realizadas, con respecto a la coordinación de protección entre relés y recloser algunos son deficiente. Por lo que en lo propuesto se ve una mejora en las coordinaciones de los diferentes derivaciones que cuentan con el dispositivo de protección, respecto a la actuación en tiempo continuo 50 y tiempo inverso 51 tanto para corrientes de falla trifásica y monofásica a tierra logrando la coordinación entre los equipos de protección, resaltar que en la coordinación ante fallas trifásicas y monofásicas del RC-9001 y R1-DERMACU, la coordinación era deficiente incluso actuando en primera instancia el recloser RC-9001, ya con ajustes propuestos se mejora la coordinación de los dispositivos mencionados.

Con respecto a los sistemas Protección como de puesta a tierra en los diferentes puntos, las mediciones realizadas, nos muestran los valores inadecuados para un



funcionamiento de dichas protecciones, ya teniendo como deficiencia principal falta de mantenimiento de dichas protecciones.

4.3 PROPUESTA DE OPTIMIZAR EL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA DEL ALIMENTADOR 9001

Por diferentes fallas presentadas de origen atmosféricos, vientos y otros, ocurridos en el alimentador 9001. Teniendo en cuenta el déficit de sus sistemas de protección, se realiza la propuesta de diseñar una línea primaria, mejorando su sistema de protección además agregando el cable guarda.

4.3.1 Propuesta de diseño de la línea primaria del alimentador 9001

Para poder plantear el rediseño de la LP 22.9 KV – SALIDA 9001, se realizó el análisis de protección en situación actual del alimentador 9001, con el claro objetivo de optimizar el servicio de energía eléctrica.

4.3.1.1 Características técnicas del diseño de la línea primaria

La propuesta de realizar un proyecto de la línea primaria 22,9 kV, tiene las siguientes características:

Se realizará el diseño del alimentador 9001 Línea Primaria 22.9 kV, punto de inicio coordenada de estructura (359726 E, 8418689 N) tiene un recorrido de 9.04km, teniendo como fin la coordenada de estructura (367767 E, 8426147 N) la cual contara estructuras de concreto armado centrifugado de 13m/300 y 13m/400, tipo de retenidas inclinadas, crucetas de F°G°, Conductor AAAC de 95 mm², amortiguadores, aisladores de material de porcelana y polimérico, y la ferretería con sus respectivos accesorios.

4.3.1.1.1 Características de la Línea Primaria 22.9 Kv

A continuación de se presenta las características de la línea Primaria:

Tabla 31: Características LP Principal Salida 9001

Tensión Nominal Sistema	:	22,9 kV
Sistema	:	Trifásico 22,9 kV
N° de Ternas	:	Tramo Antauta- Ajoyani.
Altitud Promedio	:	3900 m.s.n.m.(mínimo) – 5200 m.s.n.m.(máximo)
Conductor	:	Aleación de Aluminio (AAAC) de 95 mm ²
Estructuras	:	Poste de concreto 12m/400 y 13m/.
Crucetas	:	Perfil de F°G°
Riostra	:	Riostra de Perfil Angular de F.G.
Disposición de conductores.	:	Sistema 3Ø
Aisladores	:	Aisladores suspensión, Tipo Polimérico de RPP-36
		Aislador Tipo Pin Clase ANSI 56-4
Equipos de protección y maniobra	:	Seccionador Fusible Unipolar Tipo Expulsión (Cut- Out), 27 kV/38, 10 KA 170 kV-BIL
		Pararrayos de Oxido Metálico Polimérico con explosor, UR 21 kV, 17 kA, clase 1
		Sistema 22,9 kV: 21 kV, 10 kA, Clase 1 (IEC)
Sistema de Puesta a Tierra	:	Estructuras de seccionamiento, protección o medición: Electrodo(s) vertical(es) de puesta a tierra, con caja de registro. 25 ohmios de valor máximo de la resistencia de puesta a tierra. Armados PAT-1 para poste de concreto.
		Estructuras con equipos de seccionamiento.
		Cable de Cobre de 4 AWG (25 mm ²) y Electrodo de cobre de 16 mmf x 2,40 m de longitud

Elaborado por el equipo de trabajo

4.3.1.1.2 Localidades Beneficiadas

Las localidades a beneficiarse se encuentran los distritos de Ajoyani, Usicayos, Macusani, Corani, Coasa, Ituata y centros poblados.

4.3.1.2 Selección de Ruta

4.3.1.2.1 Selección de Ruta de Línea Primaria

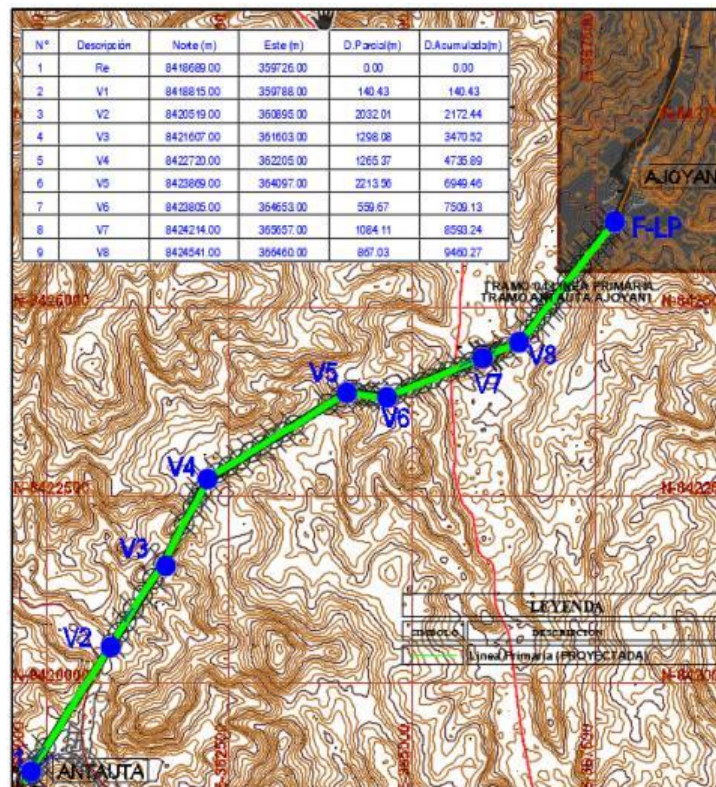
Se realizó los siguientes procedimientos para selección de ruta:

- El proyecto se realiza con la aprobación de la empresa concesionaria Electro Puno S.A.A
- La base de datos se exportó del programa Google Earth, y puntos Gps tomados en campo, así se logró tener el perfil topográfico.

- Siguiendo los parámetros de diseño, la simulación se realizó en el programa DLT CAD, la cual es didáctico para el diseño de líneas de media tensión.
- El trazo de ruta línea se realiza, a través de la línea existente, por estar ya en deterioro se procederá a reemplazar, gran porcentaje de sus estructuras. Respetando los parámetros que indican en el código nacional de electricidad y 1513 normas DGE.

4.3.1.2.2 Trazo de Ruta de Línea Primaria

Figura 84: Trazo de Ruta Línea Primaria



4.3.1.3 Planilla de Estructuras

Figura 85: Planilla de Estructuras

EST. N°		ARMADO		UBICACIÓN		PARAMETROS			POSTE			CONDUCTOR			RETENIDAS			PAT		Tensión Sistema KVA	
		Princip al	Progresiva	Cota	Vano Viento m	Vano Peso m	Vértice	Angulo	Cantidad	Longitud	Material	codigo	Vano Adeslante m	Sección mm²	N° de Fasces	CANT	RVA	RV-Y	U		U
PLANILLA DE ESTRUCTURAS DE LINEA PRIMARIA																					
TRAMO : ANTAUTA - AJOYANI										PROVINCIA : VARIOS										FECHA : 30/09/2019	
DISTRITO : VARIOS										REGION : PUNO											
1	DS-3	0.0	4.183,9	7.3	10.0	-	0°	-	13	CAC	13300	20.00	AAAC-95	-	0	0	0	-	PAT0	22.9	
2	PS1-3	20.0	4.183,6	28.3	20.9	-	0°	-	13	CAC	13300	21.80	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
3	PR3-3L	41.8	4.183,3	124.8	70.2	-	0°	-	13	CAC	13300	118.60	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
4	PS1-3	160.4	4.175,0	96.0	113.9	V1	-6°46'34.44"	-	13	CAC	13400	109.26	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT1	22.9	
5	PS1-3	289.7	4.167,8	69.6	95.5	-	0°	-	13	CAC	13300	81.78	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
6	PS1-3	351.5	4.165,9	121.8	106.2	-	0°	-	13	CAC	13300	130.69	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
7	PS1-3	482.2	4.160,9	156.7	165.0	-	0°	-	13	CAC	13300	199.31	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
8	PS1-3	681.5	4.156,0	150.9	150.5	-	0°	-	13	CAC	13300	101.69	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT1	22.9	
9	PS1-3	783.2	4.152,9	89.1	103.5	-	0°	-	13	CAC	13300	105.34	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
10	PS1-3	898.5	4.151,8	66.8	153.4	-	0°	-	13	CAC	13300	201.50	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
11	PR3-3L	1.090,0	4.170,5	156.7	155.8	-	0°	-	13	CAC	13300	110.01	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
12	PS1-3	1.340,0	4.171,0	123.9	141.2	-	0°	-	13	CAC	13300	142.31	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
13	PS1-3	1.492,3	4.162,4	97.9	159.3	-	0°	-	13	CAC	13300	176.34	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
14	PS1-3	1.658,7	4.165,2	200.8	158.2	-	0°	-	13	CAC	13300	140.06	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
15	PR3-3L	1.798,7	4.161,1	205.9	225.1	-	0°	-	13	CAC	13400	310.13	AAAC-95	3	2R1	2	0	0	-	PAT0	22.9
16	PR3-3L	2.108,9	4.159,2	142.2	196.9	-	0°	-	13	CAC	13400	83.59	AAAC-95	3	2R1	2	0	0	-	PAT0	22.9
17	PSEC-3P	2.192,4	4.164,9	141.9	113.3	-	0°	-	13	CAC	13400	143.02	AAAC-95	3	2R1	2	0	0	-	PAT2	22.9
18	PS1-3	2.335,5	4.167,1	128.3	125.8	-	0°	-	13	CAC	13300	108.53	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
19	PS1-3	2.444,0	4.169,4	113.4	106.4	-	0°	-	13	CAC	13300	104.35	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
20	PS1-3	2.548,3	4.170,6	113.7	147.0	-	0°	-	13	CAC	13300	189.58	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
21	PS1-3	2.737,9	4.179,8	200.8	155.5	-	0°	-	13	CAC	13300	121.34	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT1	22.9	
22	PS1-3	2.859,3	4.179,3	102.0	114.0	-	0°	-	13	CAC	13300	106.71	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
23	PS1-3	2.968,0	4.180,6	87.9	183.1	-	0°	-	13	CAC	13300	259.47	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
24	PS1-3	3.225,4	4.199,0	81.3	262.3	-	0°	-	13	CAC	13300	285.09	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
25	P3A2-3	3.490,5	4.250,9	672.1	425.6	V2	4°38'43.38"	-	3	CAC	13400	586.16	AAAC-95	3	6R1	6	0	0	-	PAT1	22.9
26	P3A2-3	4.078,7	4.267,4	395.5	414.0	-	0°	-	3	CAC	13400	241.74	AAAC-95	3	6R1	6	0	0	-	PAT0	22.9
27	PS1-3	4.318,4	4.277,4	183.7	170.9	-	0°	-	13	CAC	13300	100.14	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
28	PS1-3	4.418,6	4.295,2	165.0	100.1	-	0°	-	13	CAC	13300	100.14	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
29	PS1-3	4.518,7	4.293,8	131.5	120.9	-	0°	-	13	CAC	13300	141.57	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
30	PS1-3	4.680,3	4.280,3	100.5	118.6	-	0°	-	13	CAC	13300	95.63	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
31	P3A3-3	4.755,9	4.282,4	109.6	99.3	V3	-30°19'18.68"	-	1	CAC	13300	102.91	AAAC-95	3	2R1	2	0	0	-	PAT1	22.9
32	PS1-3	4.858,8	4.278,2	137.1	111.9	-	0°	-	13	CAC	13300	120.85	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
33	PS1-3	4.979,7	4.272,3	107.6	113.5	-	0°	-	13	CAC	13300	106.12	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
34	PS1-3	5.085,8	4.267,8	110.4	120.0	-	0°	-	13	CAC	13300	133.85	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
35	PS1-3	5.219,6	4.264,1	138.9	126.5	-	0°	-	13	CAC	13300	119.13	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
36	PS1-3	5.338,8	4.258,9	125.1	119.6	-	0°	-	13	CAC	13300	119.99	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT1	22.9	
37	PS1-3	5.458,8	4.252,7	104.2	132.1	-	0°	-	13	CAC	13300	144.16	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
38	PS1-3	5.602,9	4.250,8	173.5	158.5	-	0°	-	13	CAC	13300	172.91	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
39	PS1-3	5.775,8	4.245,7	120.8	136.1	-	0°	-	13	CAC	13300	105.31	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
40	PS1-3	5.881,1	4.244,7	119.1	101.0	-	0°	-	13	CAC	13300	96.68	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	
41	PS1-3	5.977,8	4.241,2	152.4	130.5	-	0°	-	13	CAC	13300	164.38	AAAC-95	3	-	0	0	-	PAT0	22.9	

(Continuación...)

TRAMO DISTRITO		: ANTAUTA - AJOYANI		: VARIOS		: PUNO		: VARIOS		: PUNO		: VARIOS		: PUNO		: VARIOS		: PUNO		: VARIOS		: PUNO	
		PROVINCIA		REGION		PROVINCIA		REGION		PROVINCIA		REGION		PROVINCIA		REGION		PROVINCIA		REGION		PROVINCIA	
10		PLANILLA DE ESTRUCTURAS DE LINEA PRIMARIA																					
N°	CANTON	ARMADO		UBICACION		PARAMETROS			POSTE			CONDUCTOR		RETENIDAS				PAT		Tension Sistema KVA			
		Prngl	Prog	Progresiva	Cota	Vano Viento m	Vano Peso m	Vértice	Angulo	Cantid	Longitud	Material	codigo	Vano Adelante m	Sección mmm²	N° de Fases	CANT	RIA	RVA		RVY	RI	RT
42	P3A2-3			6.142.2	4.232.1	130.6	151.4	-	0°	3	13	CAC	13400	138.50	AAAC-95	3	6RI	6	0	0	-	PAT1	22.9
43	PS1-3			6.280.7	4.226.6	76.6	265.4	-	0°	1	13	CAC	13300	392.28	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9
44	P3A2-3			6.673.0	4.287.5	388.4	300.9	-	0°	3	13	CAC	13300	209.51	AAAC-95	3	6RI	6	0	0	-	PAT0	22.9
45	PS1-3			6.882.5	4.290.7	204.0	148.2	-	0°	1	13	CAC	13300	86.97	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9
46	PA2-3			6.969.5	4.299.1	149.3	118.4	V4	-37°50'10.87"	1	13	CAC	13400	149.92	AAAC-95	3	1RI	1	0	0	0	PAT1	22.9
47	PS1-3			7.119.4	4.299.5	115.3	135.4	-	0°	1	13	CAC	13300	120.97	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9
48	PS1-3			7.240.3	4.305.2	147.0	114.9	-	0°	1	13	CAC	13300	108.73	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9
49	PS1-3			7.349.1	4.305.8	101.4	106.8	-	0°	1	13	CAC	13300	104.87	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9
50	PS1-3			7.453.9	4.307.2	110.1	90.0	-	0°	1	13	CAC	13300	75.18	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9
51	PA2-3			7.529.1	4.306.3	96.6	93.4	V5	28°4'50.99"	1	13	CAC	13400	111.65	AAAC-95	3	1RI	1	0	0	0	PAT1	22.9
52	PR3-3L			7.640.8	4.304.8	154.1	108.4	-	0°	1	13	CAC	13300	105.06	AAAC-95	3	2RI	2	0	0	0	PAT0	22.9
53	PS1-3			7.745.8	4.295.1	115.0	109.4	-	0°	1	13	CAC	13300	113.81	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9
54	PS1-3			7.859.7	4.285.2	180.8	110.8	-	0°	1	13	CAC	13300	107.68	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9
55	PS1-3			7.967.3	4.286.3	87.1	109.4	-	0°	1	13	CAC	13300	111.19	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT1	22.9
56	PS1-3			8.078.5	4.254.6	131.8	112.5	-	0°	1	13	CAC	13300	113.72	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9
57	PS1-3			8.192.2	4.237.9	180.7	181.0	-	0°	1	13	CAC	13300	248.20	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9
58	PR3-3L			8.440.4	4.220.9	191.5	222.9	-	0°	1	13	CAC	13400	197.51	AAAC-95	3	2RI	2	0	0	0	PAT1	22.9
59	PR3-3L			8.638.0	4.203.9	86.9	169.2	-	0°	1	13	CAC	13400	140.95	AAAC-95	3	2RI	2	0	0	0	PAT0	22.9
60	PS1-3			8.778.9	4.204.4	168.0	153.3	-	0°	1	13	CAC	13300	165.67	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9
61	PS1-3			8.944.6	4.203.4	121.2	123.1	-	0°	1	13	CAC	13300	80.43	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9
62	PSEC-3P			9.025.0	4.203.8	27.7	46.8	-	0°	1	13	CAC	13400	13.17	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT2	22.9
63	PS1-3			9.038.2	4.204.0	22.3	6.6	Re	0°	1	13	CAC	13300	-	AAAC-95	3	-	0	0	0	-	PAT0	22.9

Elaborado por el equipo de trabajo

4.3.1.4 Metrado y Presupuesto

Figura 86: Metrado y Presupuesto

METRADO Y PRESUPUESTO					
PROYECTO		: LINEA PRIMARIA 22,9 KV - SALIDA 3003 SET ANTAUTA		fecha: 30/05/2021	
PROPIETARIO		: ELECTRO PUNO S.A.A.			
UBICACIÓN		:DISTRITO:ANTAUTA, PROVINCIA: MELGAR, REGION: PUNO.			
ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	METRADO			
		UNID.	CANT	P.UNIT	TOTAL
I	SUMINISTRO DE MATERIALES				
1.00	AGREGADO PARA CIMENTACION DE ESTRUCTURAS				
1.01	Hormigon para cimentacion de estructuras	m3	12.54	58.00	727.32
1.02	Piedra mediana 1/2" para cimentacion de estructuras	m3	29.70	85.00	2,524.50
1.03	Cemento portlan tipo I	bls	132	23.50	3,102.00
1.04	Yeso en bolsa de 25 kg	bls	6.60	8.00	52.80
1.05	Estaca de Madera	unid	66	1.70	112.20
1.06	Pintura para pintado de Poste	Gln	13.20	65.00	858.00
1.07	Agua para la construccion	Gbl	1	5,500.00	5,500.00
	SUB - TOTAL 1				12,876.82
2.00	POSTES DE CONCRETO Y ESTRUCTURAS METALICAS				
2.01	Poste de C.A.C. 13/300 kg	unid	47	1,200.00	56,400.00
2.02	Poste de C.A.C. 13/400 kg	kg	19	1,300.00	24,700.00
	SUB - TOTAL 2				81,100.00
3.00	CONJUNTO DE AISLADORES Y ACCESORIOS				
3.01	Aisladores de porcelana tipo pinANSI 56-4	unid	162	198.00	32,076.00
3.02	Espiga de A°G°, 381 mm long p/cruceta y aislador ANSI 56-4	unid	162	38.00	6,156.00
3.03	Aisladores de suspension polimerico RPP 36 kV	unid	54	68.00	3,672.00
3.04	Gnilete F°G° tipo LIRA 16mm d diametro, con pasador de seguridad	unid	58	13.00	754.00
	SUB - TOTAL 3				42,658.00
4.00	CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO				
4.01	Conductor de aleacion de aluminio de 95 mm2 (AAAC)	m	28,470.00	3.53	100,499.10
	SUB - TOTAL 4				100,499.10
5.00	ACCESORIOS DE CONDUCTORES DE ALUMINIO				
5.01	Grapa de anclaje de Al Tipo pistola para conductor de 35 - 120 mm2	unid	49	37.00	1,813.00
5.02	Cinta plana de armar de Al	m	21.00	1.80	37.80
5.03	Alambre de Aluminio solido de 10mm2 temple blando para amarre.	m	463.50	1.80	834.30
5.04	Varilla de armar para conductor de Al 95mm2	unid	213	15.00	3,195.00
5.05	Grapa de suspension de aleacion de Al 70-120mm2 - CLAMP	unid	6	13.00	78.00
5.06	Conector doble va AL/AL para conductor de 35 - 120 mm2, dos pernos	m	54.00	8.00	432.00
5.07	Terminal Autocontraible Exterior para cable 120 mm2, 25KV, kit (tres terminales)	kit	3	2,700.00	8,100.00
5.08	Amortiguador de vibracion stockbridge(Grapa aleacion de AL) para con 120mm2	unid	84	17.00	1,428.00
	SUB - TOTAL 5				15,918.10
6.00	MATERIAL DE FERRETERIA PARA POSTES Y CRUCETAS				
6.01	Perno ojo de 16mmx203mm con rosca de 160mm incl T/CT/A	unid	9	9.00	81.00
6.02	Tuerca ojo F°G°de 16mm	unid	22	9.60	211.20
6.03	Plancha tipo J	unid	184	6.30	1,159.20
6.04	Perno ojo de 16x304mm F°G° incl Tuerca/Contratuerca/Arandela	unid	2	12.00	24.00
6.05	Arandela cuadrada curvada 57x57xe=5mm, agujero de 16mm Diametro	unid	48	1.20	57.60
6.06	Perno ojo de 16mmx406mm F°G° incl. Tuerca/Contratuerca/Arandela.	unid	21	14.00	294.00
	SUB TOTAL 6				1,746.00
7.00	JUEGO DE ARMADOS DE F°G° PARA LINEAS PRIMARIAS				
7.01	ARMADO PS1-3(ARMADO DE ALINEAMIENTO EN SIMPLE TERNA EN POSTE 13/300)	jgo	49	900.00	44,100.00
7.02	ARMADO DS-3(SOPORTE DE DERIVACION NO TENSADTRIFASICO)	jgo	1	850.00	850.00
7.03	ARMADO PR3-3 (ARMADO DE RETENSION VERTICAL EN POSTE 13/400)	jgo	6	1,450.00	8,700.00
7.04	ARMADO P3A2-3(SOPORTE PARA VANOS LARGOS 0°-5° Y CAMBIO DE DIRECCION 30°-60°)	jgo	3	126.00	378.00
7.05	ARMADO PA2-3(SOPORTE ANGULO 30°-60°, TRIFASICO MT - 13/400)	jgo	2	150.00	300.00
7.06	ARMADO PA3-3 (SOPORTE ANGULO 60°-90°, TRIFASICO - 13/400)	jgo	1	120.00	120.00
	SUB - TOTAL 7				54,448.00
8.00	CABLE DE GUARDA Y ACCESORIOS				
8.01	Cable de Acero EHS-23 mm2, (6.27 mm)	m	9,489.90	1.70	16,132.83
8.02	Grapa de Suspension de Acero para cable de guarda	unid	57	45.00	2,565.00
8.03	Grapa de anclaje A°G° tipo pistola para cable de guarda	unid	31	55.00	1,705.00
8.04	Conector de doble via de acero	unid	15	15.00	225.00
8.05	Perno Ojo de A°G° 16 mm x 305 mm long, contuerca y contratuerca	unid	16	12.00	192.00
8.06	Amortiguador de cable de guarda stockbridge(Grapa de acero) p cond EHS-23	unid	32	25.00	800.00
9.06	Bayoneta en angulo de 3° x 3° x 1/4 x 2.5, P/C y accesorios	unid	63	130.00	8,190.00
	SUB - TOTAL 8				21,619.83
9.00	MATERIALES PARA PUESTA A TIERRA				
9.01	Varilla de Cu de 19mm de diametro x 2400mm longitud	Unid	11	198.00	2,178.00
9.02	Conector tipo anderson de Cu para varilla de 19mm de diametro	Unid	11	12.00	132.00
9.03	Conductor de Cobre desnudo, temple suave 25mm2, para puesta a tierra	m	1,026.00	6.78	6,956.28
9.05	Conector de Cu tipo perno partido de 25mm2	Unid	33	3.00	99.00
9.06	Caja de registro de concreto vibrado de 0.4x0.4x0.30m	Unid	11	42.00	462.00
9.07	Cemento Conductivo americano	bls	22	189.00	4,158.00
9.08	Tubo de PVC de 25mmφ - SAP	m	30.00	2.50	75.00
	SUB - TOTAL 9				14,060.28
10.00	RETENIDAS				
10.01	Guardacabos de F°G° de 16mm para cable de 10mm	unid	108	2.00	216.00
10.02	Grapas paralelas de doble Via F°G° de tres pernos	unid	144	4.00	576.00
10.03	Cable de acero 10mmØ, 7 hilos, Grado SIEMENS MARTIN	m	468.00	3.50	1,638.00
10.04	Abrazadera partida F°G° de 6.4mm X 64mm X 190: 200mmØ, incl 3 pernos y tuercas/CT	unid	36	28.30	1,018.80
10.05	Aislador de polimerico RPP 36kV	unid	36	63.00	2,268.00
10.06	Varilla de anclaje F°G°, 19mm ØX 2.40m.	unid	36	30.00	1,080.00
10.07	Arandela cuadrada plana de F°G° 104 X 104X6.4mm con Agujero de21mm	unid	36	4.00	144.00
10.08	Templador de F°G°de 19mm ØX 304mm LONG. Con ojal y gancho en los extremos.	unid	36	36.00	1,296.00
10.09	Guardacable de F°G° DE 1.60mm X 2.40m Incl Accesorios de fijacion.	unid	36	30.00	1,080.00
10.10	Bloque de Concreto Armado 0.4X0.4x0.20m	unid	36	30.00	1,080.00
10.11	Contrapunta Tubular de F°G° tubo de 51mm diametro x1500mmLONG, abzdra Ø220mm	unid	36	85.00	3,060.00
10.11	Alambre galvanizado de entorche N° 14	m	216.00	27.00	5,832.00
	SUB - TOTAL 10				19,288.80
11.00	EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA				
11.01	Seccionador Fusible unipolar tipo expulsion (CUT-OUT) de 27 kV,170 kV, BIL 100A, F100A	eqp	3	380.00	1,140.00
11.02	Pararrayos autoavaluar de oxido metalico de 30 kV, 10kA.	eqp		1,200.00	
	SUB - TOTAL 11				1,140.00
TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES					365,354.93



(Continuación...)

II	MONTAJE ELECTROMECHANICO	METRADO			
		UNID.	CANT	P.UNIT	TOTAL
1.00	OBRAS PRELIMINARES Y COMPLEMENTARIAS				
1,01	CARTEL DE IDENTIFICACION DE OBRA	Gbl	2	1.521,31	3.042,62
1,02	TRAZO, NIVELES Y REPLANTEO PRELIMINAR	m	8.915,70	1,08	9.628,96
1,03	SEGURIDAD Y SALUD	Gbl	1	7.785,47	7.785,47
1,04	MONITOREO Y MITIGACION DE IMPACTO AMBIENTAL	m	8.915,70	5,50	49.036,35
	SUB - TOTAL 1				69.493,40
2.00	INSTALACION DE POSTES				
2,01	EXCAVACION EN TERRENO TIPO II	m3	47,40	166,03	7.869,82
2,02	TRANSPORTE DE POSTES DE 13/400/180/380 A LUGAR DE IZAJE	unid	60	174,25	10.455,00
2,03	IZAJE DE POSTES DE CONCRETO 13/400/180/380 LUGARES ACCESIBLES (INCLUYE SEÑALIZACIÓN)	unid	60	145,26	8.715,60
2,04	CONCRETO CICLOPEO FC=120 KG/CM2 + 70 % PM EN BASE DE POSTE	m3	38,40	120,42	4.624,13
	SUB - TOTAL 2				31.664,55
3.00	INSTALACION DE RETENIDAS Y ANCLAJES				
3,01	EXCAVACION EN TERRENO TIPO II	m3	31,00	166,03	5.146,93
3,02	INSTALACION DE RETENIDA TIPO R1-A	Jgo	40	61,35	2.454,00
3,03	INSTALACION DE RETENIDA TIPO RY-A	Jgo		76,74	
3,04	RELLENO Y COMPACTACION EN EXCAVACIONES DE RETENIDAS	m3	36,00	34,73	1.250,28
	SUB - TOTAL 3				8.851,21
4.00	CIMENTACION DE TORRES METALICAS				
4,01	EXCAVACION EN TERRENO TIPO II	m3	131,40	166,03	21.816,34
4,02	ENCOFRADO Y DESENCOFRADO NORMAL DE ZAPATA	m2	53,60	65,34	3.502,22
4,03	CIMENTACION ZAPATAS , STUB Y CONCRETO FIC=210 kg/cm2	m3	34,20	329,33	11.263,09
4,04	ACERO DE REFUERZO DE 4200 kg/mm2	kg	2.525,16	13,51	34.114,91
4,05	RELLENO Y COMPACTACION	m3	100,44	34,73	3.488,28
	SUB - TOTAL 4				74.184,84
5.00	MONTAJE DE ARMADOS				
5,01	ARMADO PS1-3(ARMADO DE ALINEAMIENTO EN SIMPLE TERNA EN POSTE 13/300)	Jgo	49	85,30	4.179,70
5,02	ARMADO DS-3(SOPORTE DE DERIVACION NO TENSADATRIFASICO)	Jgo	1	119,20	119,20
5,03	ARMADO PR3-3 (ARMADO DE RETENSION VERTICAL EN POSTE 13/400)	Jgo	6	157,65	945,90
5,04	ARMADO P3A2-3(SOPORTE PARA VANOS LARGOS 0°-5° Y CAMBIO DE DIRECCION 30°-60°)	Jgo	3	133,20	399,60
5,05	ARMADO PA2-3(SOPORTE ANGULO 30°-60°, TRIFASICO MT - 13/400)	Jgo	2	123,00	246,00
5,06	ARMADO PA3-3 (SOPORTE ANGULO 60°-90°, TRIFASICO - 13/400)	Jgo	1	141,00	141,00
	SUB - TOTAL 5				6.031,40
6.00	MONTAJE DE CONDUCTORES DE ALUMINIO				
6,01	TENDIDO Y PUESTA EN FLECHA CONDUCTOR AAAC DE 95mm2, POR FASE, INCL INST AMORTIGUADORE	m	9.490,00	2,58	24.484,20
	SUB - TOTAL 6				24.484,20
7.00	MONTAJE DE CABLE DE GUARDA				
7,01	TENDIDO Y PUESTA EN FLECHA DEL CABLE DE GUARDA, INCL INST. AMORTIGUADORES	m	9.490,00	2,23	21.162,70
	SUB - TOTAL 7				21.162,70
8.00	INSTALACION DE PUESTAS A TIERRA				
8,01	EXCAVACION EN TERRENO TIPO II	m3	31,30	166,03	5.196,74
8,02	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA TIPO PAT-1 (INCLUYE RELLENO CON TIERRA NEGRA)	Jgo	11	400,96	4.410,56
8,03	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA TIPO PAT-C (INCL RELLENO CON MATERIAL ZARANDEADO)	Jgo	49	49,13	2.407,37
	SUB - TOTAL 8				12.014,67
9.00	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO				
9,01	PRUEBAS ELECTRICAS Y PUESTA EN SERVICIO	Gbl	1	5.112,82	5.112,82
9,02	EXPEDIENTE TÉCNICO FINAL CONFORME A OBRA DE LINEAS PRIMARIAS (1 Original + 3 Copias), INCLUYE	Gbl	1	8.073,93	8.073,93
	SUB - TOTAL 9				13.186,75
10.00	DESMONTAJE				
10,01	DESMONTAJE DE POSTE DE CONCRETO, incl INTERNADO EN ALMACENES	und	45	713,39	32.102,55
10,02	RETIRO DE CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 95 mm2 incl INTERNADO EN ALMACENES	m	27.889,00	1,01	28.167,89
10,03	RETIRO DE ARMADOS incl INTERNADO EN ALMACENES	jgo	46	59,21	2.723,66
	SUB - TOTAL 10				62.994,10
TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO					324.067,82
RESUMEN					
A MATERIALES					365.354,93
B MONTAJE ELECTROMECHANICO					324.067,82
C TRANSPORTE 10% D					36.535,49
D COSTO DIRECTO (A+B+C)					725.958,24
E GASTOS GENERALES 12.5% D					90.744,78
F UTILIDADES 9% D					58.076,66
G TOTAL SIN IG					874.779,68
H IG(18%)					157.460,34
TOTAL INCLUIDO IG					1.032.240,02

Elaborado por el equipo de trabajo

El costo del proyecto asciende a Un Millón Treinta y dos Mil Doscientos Cuarenta con 02/100 Nuevos Soles (S/. 1'032,240.02).



V. CONCLUSIONES

PRIMERO: 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.

SEGUNDO: Del análisis y evaluación realizada del alimentador 9001, lo que más resalta es lo deteriorado que se encuentran, los componentes de la línea de MT como (estructuras, crucetas, sistemas de protección) y vanos largos que no cumplen DMS; prácticamente la línea existente tiene una antigüedad superando los 20 Años, se propone mejorar la troncal salida 9001 tramo Antauta-Ajoyani, enfatizando el sistema de protección que se diseñara una nueva distribución de estructuras, aumentando la sección del conductor a 95mm², puestas a tierra, pararrayos y aisladores agregándole cable guarda.

TERCERO: Al realizar las evaluaciones del sistema de coordinación de protección existente para el alimentador 9001, se observa que las simulaciones de la coordinación actual presentan una deficiente operación del sistema de coordinación. Cabe mencionar que la ocurrencia de fallas en las derivaciones es aislado por seccionadores tipo CUT-OUT de 12 A como máximo ante fallas trifásicas, franca o a tierra, Al simular el desempeño de la nueva propuesta, se ve una mejora en las simulaciones con el software; en selectividad, rapidez, sensibilidad y confiabilidad de coordinaciones propuestos, los mismos que se observan en las tablas y figuras, como la actuación en tiempo continuo 50N y tiempo inverso 51N tanto para corrientes de falla trifásica y monofásica a tierra logrando la coordinación entre los equipos de protección, también mencionar que la derivación hacia Macusani recloser R2-DERMACU se encontró el más deficiente incluso actuando el recloser principal del alimentador RC-9001 antes que el recloser R2.



CUARTO: De los resultados obtenido la propuesta viable de mejorar o reforzar la línea primaria 22.9 kV simple terna trifásico Tramo Antauta – Ajoyani con cable de guarda, cambio de estructuras incluidos crucetas y aisladores, aumentar la sección del conductor a 95 mm², nuevas puestas a tierra y descargadores o pararrayos. Así se propone la mejora del sistema eléctrico.



VI. RECOMENDACIONES

PRIMERO: Se recomienda hacer un diagnóstico detallado de la línea primaria 22.9 kV Antauta – Ajoyani y derivaciones hacia distritos, coordinando con las respectivas municipalidades distritales encargadas del servicio de energía eléctrica (servicios colectivos), ayudando así a reducir las fallas producidas por sobre tensiones y descargas atmosféricas, así mejorar el servicio de energía eléctrica a la población.

SEGUNDO: Se recomienda realizar un estudio para poder instalar recloser en derivaciones de tramos extensos que se tiene, edemas utilizar un software de simulación para la coordinación de protección del servicio eléctrico Antauta, así tener una base de datos que brinde información, para una adecuada coordinación de protección de los diferentes seccionamientos principales, derivaciones y de transformadores de distribución. Así en el futuro determinar el ajuste de selectividad ante cualquier falla del sistema eléctrico.

TERCERO: Se recomienda realizar planes trabajo a largo plazo y mediano para tener un buen mantenimiento de los sistemas de protección del servicio eléctrico.

CUARTO: Se utilizo el software Digsilent Power Factory, por ser un programa de análisis de sistemas eléctricos de potencia, con el objeto principal de planificación y operación, además se conoce y es utilizado por la concesionaria.



VII. REFERENCIAS

- Electro Puno S.A.A. (2015). MEMORIA ANUAL. 125.
- Gómez González, Z. J. (2009). “ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y PUESTA A TIERRA DE LA LÍNEA SAN GERÓNIMO “A” SANTA TERESA N°2 A 400 KV. *Tesis*.
- Inga Chucos , C. O. (2010). USO DE SOFTWARE COMPUTACIONAL PARA EL CALCULO DE LA COORDINACION DE LAS PROTECCIONES. *TESIS*.
- ABS INGENIEROS S.A.C. (2004). DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREA. *MANUAL DE USUARIO*.
- Acuña González, F. (2016). Coordinación de protecciones en una red de media y alta tensión. *Tesis*.
- Alvarez V., E. (2007). Proteccion de Sistemas Electricos de Potencia. *Proteccion de Sistemas de Distribucion*, (pág. 58). Puno.
- Arce Laza, E. S. (Febrero de 2010). Estudio de Coordinacion de Protecciones en Alta y Media Tension en la Subestacion "Machala" Propiedad de la Corporacion Nacinal de Electricidad S.A. - Regional el Oro. *Tesis*.
- areatecnologia. (s.f.). *TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA*. Obtenido de <https://www.areatecnologia.com>
- COES SINAC. (2014). *Criterio de Ajuste y Coordinacion de los Sistemas de Proteccion del SEIN*.
- COES SINAC. (2014). Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN.
- ELECTRO PUNO S.A.A. (2015). Estudio de coordinacion de las protecciones del sistema electrico de ELECTRO PUNO S.A.A.
- Gomez Expósito , A. (2003). Sistemas eléctricos de potencia Ejercicios y problemas resueltos. Madrid.



- Gonzales-Longatl, Francisco M. (agosto-septiembre de 2004). DIGSILENT
PowerFactory. *Entrenamiento Básico*, 9.
- Juárez cervantes, J. D. (1995). *Sistema de Distribución de Energía Eléctrica*. Mexico.
- Jurado Manchado, M. (2013). Análisis del comportamiento de líneas aéreas de
distribución frente al rayo. *Tesis*.
- Marín Velastegí, A. M. (2003). Estudio y Coordinación de Protecciones de
Sobrecorriente del Sistema Eléctrico de Petro Producción utilizando relés
digitales. *Tesis*.
- Ministerio de Energia y Minas. (2009). PERU SECTOR ELECTRICO. *Documento
Promotor*, 40.
- NORMA INTERNACIONAL CEI-IEC 60909-0. (2001). *Corrientes de cortocircuito en
sistemas trifásicos* (Primera ed.).
- Pinos Zavalar, M. (1992). Coordinación Grafica de Protecciones de sobrecorriente en
sistemas radiales de distribución.
- Ramírez Castaño, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos* (Primera ed.).
Manizalez, Colombia.
- Rojas Cama, D. E. (2012). Estudio de coordinacion de aislamiento de la subestacion
chiclayo nueva 500KV/220KV. *Tesis*.
- Romero Sánchez, C. (2012). Estudio de cortocircuito y calibración de protecciones
eléctricas en el sistema de transmisión de la empresa pública metropolitana de
agua potable y saneamiento.
- Santana García, R., Rosas Reyes, F. J., & Santana García, J. (2009). *Coordinación de
Protecciones para un Sistema Eléctrico Industrial*.
- Sarzo Miranda, M. A. (2007). *Proyectos de electrificación* . Lima: Megabyte.



Sulca Goche, J. (2004). Protección eléctrica de la línea de transmisión Juliaca-Puno en 138 KV. (tesis). *Tesis*.

Turco Aliaga, I. ((s.f)). *Incidencia de las descargas atmosféricas en líneas aéreas de media tensión sobre los 3800 MSNM*.

Vilca Choque, M. A., & Quisiyupanqui Cusiquispe, J. E. (2015). "ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACIÓN DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSIÓN PARA EL AÑO 2018. *Tesis*.

Villegas Grifaldo, J. L. (2012). Protección de sistemas eléctricos de potencia.



ANEXOS

ANEXO 1: Interrupciones Presentadas en alimentador 9001 año 2018 – 2019

AÑO 2018

N°	MES	AÑO	ORIGEN	TIPO	DURACIÓN
1	enero	2018	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	0:40:00
2	febrero	2018	Distribución	DESCONOCIDO	0:01:44
3	febrero	2018	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	0:02:00
4	febrero	2018	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	0:06:48
5	marzo	2018	Distribución	CAUSAS DESCONOCIDAS	0:02:39
6	abril	2018	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	0:01:06
7	abril	2018	Distribución	MANTENIMIENTO PROGRAMADO	7:38:25
8	mayo	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	1:10:00
9	mayo	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	1:30:00
10	mayo	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	0:45:00
11	mayo	2018	Distribución	CORTE POR MANTENIMIENTO, CAMBIO DE CRUCETAS Y ESTRUCTURAS	9:26:00
12	junio	2018	Distribución	FUERTES VIENTOS	0:35:00
13	julio	2018	Distribución	FENOMENOS AMBIENTALES	0:55:00
14	julio	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	0:45:00
15	agosto	2018	Distribución	FENOMENOS AMBIENTALES	0:35:00
16	agosto	2018	Distribución	FENOMENOS AMBIENTALES	0:35:00
17	setiembre	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	0:55:00
18	setiembre	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	2:00:00
19	octubre	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	0:24:00
20	octubre	2018	Distribución	FENOMENOS AMBIENTALES	0:19:00
21	octubre	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	0:22:00
22	octubre	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	0:15:00
23	octubre	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	0:20:00
24	noviembre	2018	Distribución	DESCONOCIDO	0:04:00
25	noviembre	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	0:35:00
26	noviembre	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	1:10:00
27	noviembre	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	0:54:00
28	noviembre	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	0:35:00
29	noviembre	2018	Distribución	FENOMENOS AMBIENTALES	1:06:00
30	diciembre	2018	Distribución	FENOMENOS ATMOSFERICOS	0:10:00
31	diciembre	2018	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	0:32:00
32	diciembre	2018	Distribución	CAUSA NO DETERMINADA	2:02:00
33	diciembre	2018	Distribución	CAUSA NO DETERMINADA	1:15:00



AÑO 2019

N°	MES	AÑO	ORIGEN	TIPO	DURACION
1	enero	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	0:19:00
2	enero	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	1:56:40
3	enero	2019	Distribución	DESCARGAS ATOMOSFERICAS	1:15:00
4	enero	2019	Distribución	CAUSAS DESCONOCIDAS	0:41:00
5	febrero	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	0:01:44
6	febrero	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	0:35:00
7	febrero	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	1:02:00
8	febrero	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	1:06:48
9	marzo	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	1:06:00
10	marzo	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	1:00:00
11	marzo	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	1:02:39
12	abril	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	0:41:06
13	abril	2019	Distribución	CORTE DE EMERGENCIA	2:38:25
14	agosto	2019	Distribución	VIENTOS	0:42:02
15	agosto	2019	Distribución	CAUSA NO DETERMINADA	1:07:00
16	setiembre	2019	Distribución	DESCARGAAS ATMOSFERICAS	0:02:37
17	octubre	2019	Distribución	VIENTOS	0:01:02
18	octubre	2019	Distribución	CORTE PROGRAMADO (SOLICITADO POR ISA REP DE 07:00 A 15:00)	7:59:11
19	octubre	2019	Distribución	CAUSA NO DETERMINADA, EN INVESTIGACION.	4:24:42
20	octubre	2019	Distribución	CAUSA NO DETERMINADA, EN INVESTIGACION	6:12:26
21	octubre	2019	Distribución	TRANSFERENCIA DE CARGA DE LA LÍNEA SET SAN RAFAEL A LA LÍNEA L-6021 DE AZÁNGARO- ANTAUTA.	0:46:00
22	octubre	2019	Distribución	VIENTOS	0:02:12
23	noviembre	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	0:23:15
24	noviembre	2019	Distribución	CAUSA NO DETERMINADA	0:07:00
25	diciembre	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	0:04:09
26	diciembre	2019	Distribución	CORTE DE EMERGENCIA	0:15:58
27	diciembre	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS POR LA ZONA	0:15:29
28	diciembre	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	0:22:46
29	diciembre	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	1:06:20
30	diciembre	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA 1 DE AZANGARO.	0:22:59
N°	MES	AÑO	ORIGEN	TIPO	DURACION
31	diciembre	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA 1 DE AZANGARO.	0:13:06
32	diciembre	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS	1:01:45



33	diciembre	2019	Distribución	DESCARGAS ATMOSFERICAS POR LA ZONA 1 DE AZANGARO.	0:32:46
34	diciembre	2019	Distribución	CAUSA NO DETERMINADA	1:15:00



ANEXO 2: Resultados de Flujo de Potencia del Alimentador 9001

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 6/4/2021	
Load Flow Calculation			Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange		
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC) Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		No 1,00 kVA 0,10 %
Grid: Red	System Stage: Red	Study Case: .Base Datos		Annex: / 1	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	Bus - voltage [kV]	deg	Voltage - Deviation [%]
					-10 -5 0 +5 +10
BARRA 60KV	60,00	1,020	61,20	0,01	
BARRA 22.9KV	22,90	1,016	23,25	-1,16	
DER-MACUSAN	22,90	1,001	22,87	-1,69	
C.H.-MACUSANI	22,90	0,971	22,15	-2,31	
C.H.-San Gaban	22,90	1,002	22,92	-3,18	
DER-COASA	22,90	0,995	22,73	-1,90	

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 6/4/2021	
Load Flow Calculation			Busbars/Terminals		
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC) Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		No 1,00 kVA 0,10 %
Grid: Red	System Stage: Red	Study Case: .Base Datos		Annex: / 1	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	deg	Active Power [kW]
					Reactive Power [kvar]
					Power Factor [-]
					Current [A]
					Loading [%]
					Additional Data
BARRA 60KV	60,00	1,02	35,34	0,01	
		1,02	35,32	-120,01	
		1,02	35,34	120,01	
Cub_3 /Xnet	SE AZANGARO	A	911,65	1920,91	0,43
		B	928,94	1940,77	0,43
		C	910,94	1924,41	0,43
Cub_1 /Tr2	TRANSFORMADOR	A	911,65	1920,91	0,43
		B	928,94	1940,77	0,43
		C	910,94	1924,41	0,43
					Sk": 135,15 MVA
					Tap: -2,00 Min: -10 Max: 10

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 6/4/2021	
Load Flow Calculation			Busbars/Terminals		
AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC) Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No No	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		No 1,00 kVA 0,10 %
Grid: Red	System Stage: Red	Study Case: .Base Datos		Annex: / 2	
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	deg	Active Power [kW]
					Reactive Power [kvar]
					Power Factor [-]
					Current [A]
					Loading [%]
					Additional Data
BARRA 22.9KV	22,90	1,02	13,43	-1,16	
		1,01	13,42	-121,20	
		1,02	13,43	118,84	
Cub_5 /Lod	SALIDA-9002	A	307,67	85,33	0,96
		B	307,67	85,33	0,96
		C	307,67	85,33	0,96
Cub_7 /Xnet	SE AZANGARO (2	A	0,00	0,00	1,00
		B	0,00	0,00	1,00
		C	0,00	0,00	1,00
Cub_3 /Lne	Linea-SAL9001	A	600,86	118,77	0,98
		B	617,55	139,26	0,98
		C	599,65	122,84	0,98
Cub_6 /Tr2	TRANSFORMADOR	A	-908,52	-204,10	-0,98
		B	-925,22	-224,58	-0,97
		C	-907,32	-208,17	-0,97
					P10: 0,00 kW Q10: 0,00 kvar
					P10: 0,00 kW Q10: 0,00 kvar
					P10: 0,00 kW Q10: 0,00 kvar
					Sk": 58,70 MVA
					Pv: 0,60 kW cLod: 0,00 kvar L: 0,56 km
					Pv: 0,67 kW cLod: -0,00 kvar
					Pv: 0,60 kW cLod: -0,00 kvar
					Tap: -2,00 Min: -10 Max: 10



Grid: Red		System Stage: Red			Study Case: .Base Datos				Annex: / 3	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A]	Loading [%]	Additional Data	
DER-MACUSAN										
22,90	1,00	13,23	-1,69							
	1,00	13,17	-121,72							
	1,00	13,22	118,31							
Cub_7	/Lne	Linea-Salida		A -528,64	-89,23	-0,99	40,52	10,33	Pv: 5,71 kW	cLod: 4,40 kvar L: 6,80 km
				B -532,52	-113,10	-0,98	41,34	10,33	Pv: 6,45 kW	cLod: 4,38 kvar
				C -527,68	-93,83	-0,98	40,55	10,33	Pv: 5,73 kW	cLod: 4,77 kvar
Cub_2	/Lne	Linea-Macusan		A 213,68	45,01	0,98	16,50	4,21	Pv: 2,36 kW	cLod: 5,98 kvar L: 9,70 km
				B 213,08	53,29	0,97	16,68	4,21	Pv: 1,59 kW	cLod: 5,92 kvar
				C 199,84	37,67	0,98	15,39	4,21	Pv: 1,59 kW	cLod: 6,46 kvar
Cub_5	/Lne	Linea-Ajoyani		A 314,97	44,22	0,99	24,04	0,84	Pv: 1,00 kW	cLod: 0,00 kvar L: 3,50 km
				B 319,44	59,81	0,98	24,68	0,84	Pv: 1,14 kW	cLod: -0,00 kvar
				C 327,85	56,16	0,99	25,17	0,84	Pv: 1,19 kW	cLod: -0,00 kvar

Grid: Red		System Stage: Red			Study Case: .Base Datos				Annex: / 4	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A]	Loading [%]	Additional Data	
C.H.-MACUSANI										
22,90	0,97	12,83	-2,31							
	0,96	12,73	-122,38							
	0,97	12,86	117,75							
Cub_1	/Sym	C.H. MACUSANI		A					Typ: PQ	
				B						
				C						
Cub_2	/Lne	Linea- Macusa		A -22,66	24,85	-0,67	2,62	0,68	Pv: 0,12 kW	cLod: 1,41 kvar L: 2,40 km
				B -24,82	18,24	-0,81	2,42	0,68	Pv: -0,10 kW	cLod: 1,39 kvar
				C -11,39	30,13	-0,35	2,50	0,68	Pv: 0,01 kW	cLod: 1,53 kvar
Cub_3	/Lne	Linea- Ccoran		A 22,66	-24,85	0,67	2,62	0,66	Pv: 0,01 kW	cLod: 0,12 kvar L: 0,20 km
				B 24,82	-18,24	0,81	2,42	0,66	Pv: -0,01 kW	cLod: 0,12 kvar
				C 11,39	-30,13	0,35	2,50	0,66	Pv: 0,00 kW	cLod: 0,13 kvar

Grid: Red		System Stage: Red			Study Case: .Base Datos				Annex: / 5	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A]	Loading [%]	Additional Data	
C.H.-San Gaban										
22,90	1,00	13,25	-3,18							
	1,00	13,20	-123,27							
	1,00	13,21	116,75							
Cub_2	/Sym	C.H. SAN GABA		A 400,07	244,28	0,85	35,37	562,80	Typ: PV	
				B 399,54	245,34	0,85	35,53	562,80		
				C 400,55	244,70	0,85	35,52	562,80		
Cub_1	/Lne	Linea-llegada		A -10,08	46,61	-0,21	3,60	1,85	Pv: 4,80 kW	cLod: 46,37 kvar L: 73,00 km
				B -10,64	47,66	-0,22	3,70	1,85	Pv: -2,49 kW	cLod: 46,00 kvar
				C -9,61	47,13	-0,20	3,64	1,85	Pv: 1,10 kW	cLod: 50,06 kvar
Cub_3	/Lne	Linea-San Gab		A 410,28	197,67	0,90	34,36	8,64	Pv: 1,83 kW	cLod: 0,90 kvar L: 1,50 km
				B 410,33	197,66	0,90	34,51	8,64	Pv: 1,85 kW	cLod: 0,90 kvar
				C 410,30	197,56	0,90	34,46	8,64	Pv: 1,84 kW	cLod: 0,97 kvar

Grid: Red		System Stage: Red			Study Case: .Base Datos				Annex: / 6	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [kW]	Reactive Power [kvar]	Power Factor [-]	Current [A]	Loading [%]	Additional Data	
DER-COASA										
22,90	1,00	13,16	-1,90							
	0,99	13,09	-121,90							
	0,99	13,14	118,09							
Cub_2	/Lne	Linea(502)		A -263,50	-18,74	-1,00	20,07	0,70	Pv: 0,46 kW	cLod: 0,00 kvar L: 1,60 km
				B -267,78	-34,32	-0,99	20,62	0,70	Pv: 0,51 kW	cLod: -0,00 kvar
				C -276,13	-30,49	-0,99	21,15	0,70	Pv: 0,52 kW	cLod: -0,00 kvar
Cub_5	/Lne	Linea-Uscicayo		A 155,54	67,80	0,92	12,89	3,62	Pv: 2,45 kW	cLod: 6,72 kvar L: 11,40 km
				B 166,61	82,79	0,90	14,21	3,62	Pv: 2,05 kW	cLod: 6,64 kvar
				C 154,20	74,18	0,90	13,03	3,62	Pv: 1,95 kW	cLod: 7,23 kvar
Cub_7	/Lne	Linea-Coasa		A 107,96	-49,05	0,91	9,01	0,33	Pv: 0,62 kW	cLod: 0,00 kvar L: 11,00 km
				B 101,17	-48,48	0,90	8,57	0,33	Pv: 0,58 kW	cLod: -0,00 kvar
				C 121,93	-43,69	0,94	9,86	0,33	Pv: 0,82 kW	cLod: -0,00 kvar



ANEXO 3: Resultados de Cálculo de Cortocircuito del Alimentador 9001

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 6/30/2021								
Fault Locations with Feeders Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909												
			3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents									
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic		Short-Circuit Duration Break Time 0,10 s Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s								
Decaying Aperiodic Component (idc) Using Method B		Conductor Temperature User Defined No		c-Voltage Factor User Defined No								
Grid: Red		System Stage: Red		Annex: / 1								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
BARRA 60KV	60,00	0,00	0,00	1,10	135,15 MVA	1,30 kA	-84,29	3,21 kA	1,30	135,15	1,30	1,32
TRANSFORMADOR T SE AZANGARO	BARRA 22.9				0,00 MVA 135,15 MVA	0,00 kA 1,30 kA	0,00 -84,29	0,00 kA 3,21 kA				
BARRA 22.9KV	22,90	0,00	0,00	1,10	60,99 MVA	1,54 kA	-84,20	3,79 kA	1,53	60,72	1,52	1,56
Línea-SAL9001	Terminal(1)				1,21 MVA	0,03 kA	100,15	0,07 kA				
TRANSFORMADOR T SE AZANGARO(1)	BARRA 60KV				0,00 MVA 59,78 MVA	0,00 kA 1,51 kA	0,00 -84,29	0,00 kA 3,72 kA				
DER-MACUSANI	22,90	0,00	0,00	1,10	40,80 MVA	1,03 kA	-68,00	1,91 kA	1,02	40,55	1,01	1,03
Línea-Salida 90	Terminal(3)				39,60 MVA	1,00 kA	112,38	1,84 kA				
Línea-Macusani	Terminal(1)				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Línea-Ajoyani	DER-AJOYAN				1,22 MVA	0,03 kA	99,69	0,07 kA				
C.H.-MACUSANI	22,90	0,00	0,00	1,10	13,70 MVA	0,35 kA	-43,57	0,52 kA	0,35	13,70	0,35	0,35
Línea- Macusani	Terminal(1)				13,70 MVA	0,35 kA	136,43	0,52 kA				
Línea- Ccorani	Terminal(1)				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				

Grid: Red		System Stage: Red		Annex: / 2								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
C.H.-San Gaban	22,90	0,00	0,00	1,10	8,58 MVA	0,22 kA	-50,11	0,37 kA	0,22	8,54	0,21	0,22
Línea-llegada 9	Terminal(2)				7,53 MVA	0,19 kA	135,95	0,29 kA				
Línea-San Gaban	CC SAN GAB				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
C.H. SAN GABAN					1,36 MVA	0,03 kA	-86,00	0,09 kA				
DER-COASA	22,90	0,00	0,00	1,10	33,14 MVA	0,84 kA	-62,43	1,46 kA	0,83	32,92	0,82	0,83
Línea(502)	DER-AJOYAN				31,97 MVA	0,81 kA	118,26	1,39 kA				
Línea-Usicayos	Terminal(1)				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Línea-Coasa	Terminal(2)				1,23 MVA	0,03 kA	99,38	0,07 kA				

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 6/30/2021	
Relays Detailed Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909					
			3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents		
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic		Short-Circuit Duration Break Time 0,10 s Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s	
Decaying Aperiodic Component (idc) Using Method B		Conductor Temperature User Defined No		c-Voltage Factor User Defined No	
Grid: Red		System Stage: Red		Study Case: .Base Datos	
Annex: / 1					
F-DER. CUMANA	Type : Type_10k				
Location : Busbar	: Terminal(150)	Current [A]	Tripping Time		
Connected Branch	Linea-Cumani	A : 0,000	9999,999 s		
Cubicle	: Cub 1	B :			
Compute Time Using	: Minimum Melt Curve	C :			
DERIV. 3K	Type : Type_3k				
Location : Busbar	: Terminal(159)	Current [A]	Tripping Time		
Connected Branch	Linea(379)	A : 0,000	9999,999 s		
Cubicle	: Cub 2	B :			
Compute Time Using	: Minimum Melt Curve	C :			
F-MACUSANI	Type : Type_10k				
Location : Busbar	: Terminal(165)	Current [A]	Tripping Time		
Connected Branch	Linea-Macusani(1)	A : 0,000	9999,999 s		
Cubicle	: Cub 3	B :			
Compute Time Using	: Minimum Melt Curve	C :			



DERIV. 3K	Type : Type_3k	Current [A]	Tripping Time
Location : Busbar : Terminal(185) /	Connected Branchine(430)	A : 0,000	9999,999 s
Cubicle : Cub_3		B :	
Compute Time Using : Minimum Melt Curve		C :	
Fuse 2K	Type : Type_2k	Current [A]	Tripping Time
Location : Busbar : 381.CHILLI PUJURO(1) /	Connected Branch81.CHILLI PUJURO	A : 0,000	9999,999 s
Cubicle : Cub_2		B :	
Compute Time Using : Minimum Melt Curve		C :	
F-aymaña	Type : Type_3k	Current [A]	Tripping Time
Location : Busbar : CP AYMAÑA(1) /	Connected BranchP AYMAÑA	A : 0,000	9999,999 s
Cubicle : Cub_2		B :	
Compute Time Using : Minimum Melt Curve		C :	
F-USICAYOS	Type : Type_10k	Current [A]	Tripping Time
Location : Busbar : Terminal(205) /	Connected Branchine(479)	A : 0,000	9999,999 s
Cubicle : Cub_2		B :	
Compute Time Using : Minimum Melt Curve		C :	
F-USICAYO	Type : Type_8k	Current [A]	Tripping Time
Location : Busbar : Terminal(210) /	Connected Branchine(486)	A : 0,000	9999,999 s
Cubicle : Cub_3		B :	
Compute Time Using : Minimum Melt Curve		C :	
FUSIBLE-COASA	Type : Type_12k	Current [A]	Tripping Time
Location : Busbar : Terminal(209) /	Connected Branchine(490)	A : 0,000	9999,999 s
Cubicle : Cub_2		B :	
Compute Time Using : Minimum Melt Curve		C :	

Grid: Red	System Stage: Red	Study Case: .Base Datos	Annex: / 3
-----------	-------------------	-------------------------	------------

DERIV. 5K	Type : Type_5k	Current [A]	Tripping Time
Location : Busbar : Terminal(184) /	Connected Branchine(424)	A : 0,000	9999,999 s
Cubicle : Cub_2		B :	
Compute Time Using : Minimum Melt Curve		C :	
Fuse 2K	Type : Type_2k	Current [A]	Tripping Time
Location : Busbar : 373.PARKUTANA(1) /	Connected Branch73.PARKUTANA	A : 0,000	9999,999 s
Cubicle : Cub_2		B :	
Compute Time Using : Minimum Melt Curve		C :	
RE60KV-SEL351A	Relay Type : 7SJ6001-xxAx0-0DA0		
Ct-3p : TC-LADO 60KV	Location : Busbar : BARRA 60KV /		Ratio : 100A/1A
	Branch : TRANSFORMADOR TP-9001		Connection : Y
Ip : Ip (IEC: I>t ANSI: 51)	Tripping Current [pri.A]	0,00	Tripping Time 9999,999 s
Current Setting : 1,300 sec.A 130,00 pri.A 1,300 p.u.			
Time Dial : 0,150 Time Shift : 1,000			
Characteristic : IEC 255-3 inverse			
Logic Earth Logic Earth	Tripping Block:	Tripping : 9999,999 s	
Breaker Cubicle Branch	TRANSFORMADOR TP-9001 Busbar BARRA 60KV /	Substation	Fault Clearing Time 9999,999 s
Interruptor Cub_1			
Logic I2 : Logic I2	Tripping Block:	Tripping : 9999,999 s	
Breaker Cubicle Branch	TRANSFORMADOR TP-9001 Busbar BARRA 60KV /	Substation	Fault Clearing Time 9999,999 s
Interruptor Cub_1			

RE1-SEL351A	Relay Type : 7SJ6005-xxAx0-0DA0		
Ct-3p : TC-1	Location : Busbar : BARRA 22.9KV /		Ratio : 200A/1A
	Branch : Linea-SAL9001		Connection : Y
I> : I> (IEC: I>> ANSI: 50)	Tripping Current [pri.A]	0,00	Tripping Time 9999,999 s
Pickup Current : 10,500 sec.A 2100,00 pri.A 10,500 p.u.			
Time Setting : 0,040 s			
Total Time : 0,060 s			
Ip : Ip (IEC: I>t ANSI: 51)	Tripping Current [pri.A]	0,00	Tripping Time 9999,999 s
Current Setting : 1,600 sec.A 320,00 pri.A 1,600 p.u.			
Time Dial : 0,070 Time Shift : 1,000			
Characteristic : IEC 255-3 inverse			
Ie> : Ie> (IEC: IE>> ANSI: 50N)	Tripping Current [pri.A]	0,00	Tripping Time 9999,999 s
Pickup Current : 9,300 sec.A 1860,00 pri.A 9,300 p.u.			
Time Setting : 0,030 s			
Total Time : 0,050 s			
Iep : Iep (IEC: IE>t ANSI: 51N)	Tripping Current [pri.A]	0,00	Tripping Time 9999,999 s
Current Setting : 0,100 sec.A 20,00 pri.A 0,100 p.u.			
Time Dial : 0,100 Time Shift : 1,000			
Characteristic : IEC 255-3 inverse			
Logic Phase Logic Phase	Tripping Block:	Tripping : 9999,999 s	
Breaker Cubicle Branch	Linea-SAL9001 Busbar BARRA 22.9KV /	Substation	Fault Clearing Time 9999,999 s
Switch Cub_3			
Logic Earth Logic Earth	Tripping Block:	Tripping : 9999,999 s	
Breaker Cubicle Branch	Linea-SAL9001 Busbar BARRA 22.9KV /	Substation	Fault Clearing Time 9999,999 s
Switch Cub_3			
Logic I2 : Logic I2	Tripping Block:	Tripping : 9999,999 s	
Breaker Cubicle Branch	Linea-SAL9001 Busbar BARRA 22.9KV /	Substation	Fault Clearing Time 9999,999 s
Switch Cub_3			



Grid: Red	System Stage: Red	Study Case: .Base Datos	Annex:
<p>RC-RECLOSER SAL 9001 Relay Type : 7SJ6001-xxAx0-0DA0 Ct-3p : TC-1 Location : Busbar : BARRA 22.9KV / Ratio : 200A/1A Branch : Linea-SAL9001 Connection : Y</p>			
<p>I> : I> (IEC: I>> ANSI: 50) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Pickup Current : 10,400 sec.A 2080,00 pri.A 10,400 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Setting : 0,020 s Total Time : 0,040 s</p>			
<p>Ip : TR (IEC: I>t ANSI: 51) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Current Setting : 0,800 sec.A 160,00 pri.A 0,800 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Dial : 0,100 Time Shift : 1,000 Characteristic : IEC 255-3 very inverse</p>			
<p>Ie> : Ie> (IEC: IE>> ANSI: 50N) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Pickup Current : 9,000 sec.A 1800,00 pri.A 9,000 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Setting : 0,020 s Total Time : 0,040 s</p>			
<p>Iep : Iep (IEC: IE>t ANSI: 51N) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Current Setting : 0,300 sec.A 60,00 pri.A 0,300 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Dial : 0,100 Time Shift : 1,000 Characteristic : IEC 255-3 inverse</p>			
<p>Logic Earth Logic Earth(1) Tripping Block: Tripping : 9999,999 s Breaker Cubicle Branch Busbar / Substation Fault Clearing Time Switch Cub_3 Linea-SAL9001 BARRA 22.9KV / 9999,999 s</p>			
<p>Logic I2 : Logic I2(1) Tripping Block: Tripping : 9999,999 s Breaker Cubicle Branch Busbar / Substation Fault Clearing Time Switch Cub_3 Linea-SAL9001 BARRA 22.9KV / 9999,999 s</p>			
<p>RE22.9KV-SEL351A Relay Type : 7SJ6001-xxAx0-0DA0 Ct-3p : TC-RELAY 22.9 Location : Busbar : BARRA 22.9KV / Ratio : 200A/1A Branch : TRANSFORMADOR TP-9001 Connection : Y</p>			
<p>Ip : Ip (IEC: I>t ANSI: 51) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Current Setting : 1,700 sec.A 340,00 pri.A 1,700 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Dial : 0,100 Time Shift : 1,000 Characteristic : IEC 255-3 inverse</p>			
<p>Logic Earth Logic Earth Tripping Block: Tripping : 9999,999 s Breaker Cubicle Branch Busbar / Substation Fault Clearing Time Switch Cub_6 TRANSFORMADOR TP-9001 BARRA 22.9KV / 9999,999 s</p>			
<p>Logic I2 : Logic I2 Tripping Block: Tripping : 9999,999 s Breaker Cubicle Branch Busbar / Substation Fault Clearing Time Switch Cub_6 TRANSFORMADOR TP-9001 BARRA 22.9KV / 9999,999 s</p>			

<p>R1-RECLOSER DERIVACION USICAYO Relay Type : 7SJ6001-xxAx0-0DA0 Ct-3p : TC-DER.USICAYO Location : Busbar : DER-COASA / Ratio : 200A/1A Branch : Linea-Usicayos Connection : Y</p>			
<p>I> : I> (IEC: I>> ANSI: 50) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Pickup Current : 4,700 sec.A 940,00 pri.A 4,700 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Setting : 0,010 s Total Time : 0,030 s</p>			
<p>Ip : Ip (IEC: I>t ANSI: 51) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Current Setting : 0,400 sec.A 80,00 pri.A 0,400 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Dial : 0,100 Time Shift : 1,000 Characteristic : IEC 255-3 very inverse</p>			
<p>Ie> : Ie> (IEC: IE>> ANSI: 50N) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Pickup Current : 4,600 sec.A 920,00 pri.A 4,600 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Setting : 0,000 s Total Time : 0,020 s</p>			
<p>Iep : Iep (IEC: IE>t ANSI: 51N) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Current Setting : 0,200 sec.A 40,00 pri.A 0,200 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Dial : 0,050 Time Shift : 1,000 Characteristic : IEC 255-3 inverse</p>			
<p>Logic Phase Logic Phase Tripping Block: Tripping : 9999,999 s Breaker Cubicle Branch Busbar / Substation Fault Clearing Time Switch Cub_5 Linea-Usicayos DER-COASA / 9999,999 s</p>			
<p>Logic Earth Logic Earth(1) Tripping Block: Tripping : 9999,999 s Breaker Cubicle Branch Busbar / Substation Fault Clearing Time Switch Cub_5 Linea-Usicayos DER-COASA / 9999,999 s</p>			
<p>Logic I2 : Logic I2 Tripping Block: Tripping : 9999,999 s Breaker Cubicle Branch Busbar / Substation Fault Clearing Time Switch Cub_5 Linea-Usicayos DER-COASA / 9999,999 s</p>			

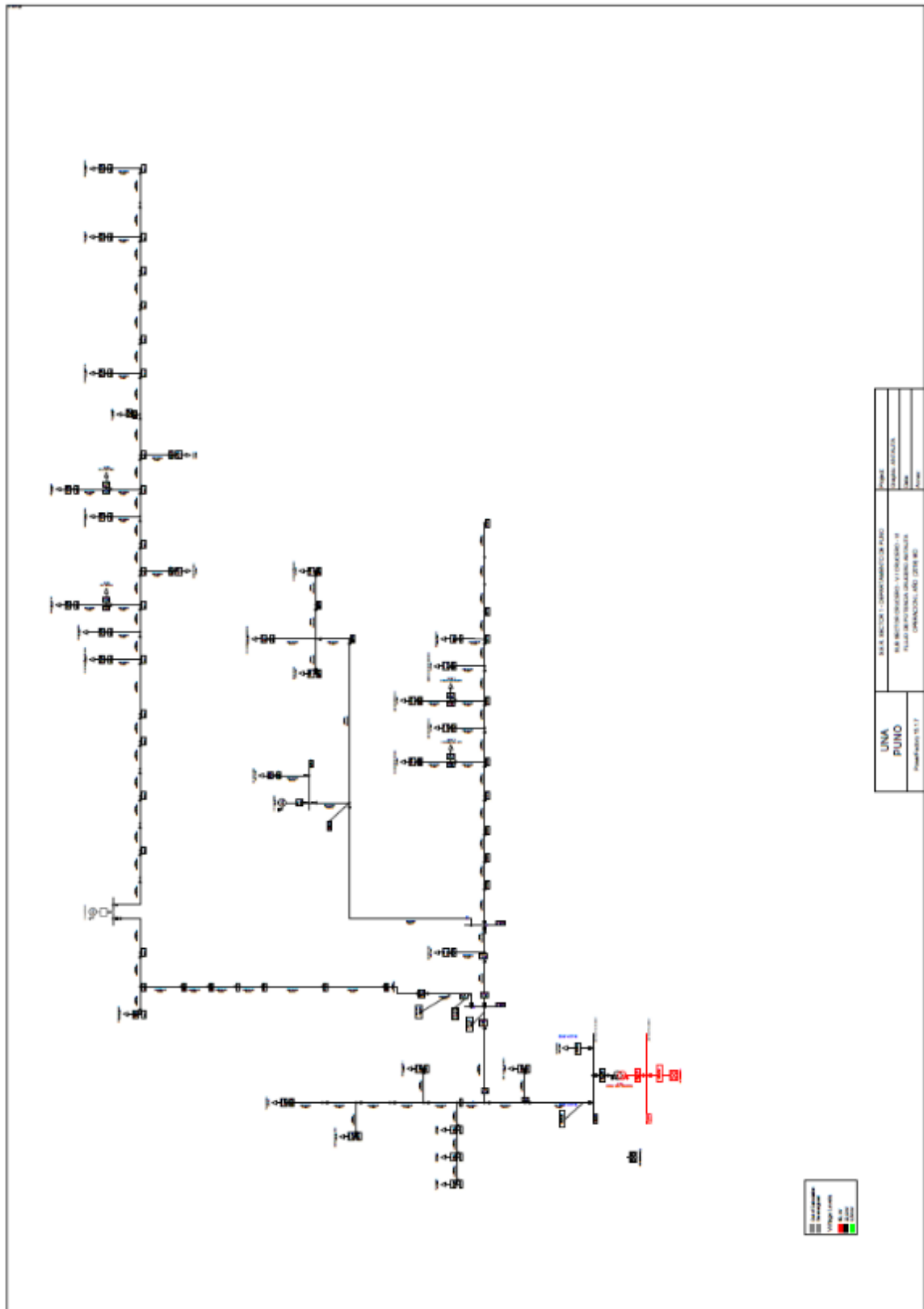
<p>R2-RECLOSER DER. MACUSANI Relay Type : 7SJ6001-xxAx0-0DA0 Ct-3p : TC-R2 200/1 Location : Busbar : DER-MACUSAN / Ratio : 200A/1A Branch : Linea-Macusani Connection : Y</p>			
<p>I> : I> (IEC: I>> ANSI: 50) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Pickup Current : 6,200 sec.A 1240,00 pri.A 6,200 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Setting : 0,010 s Total Time : 0,030 s</p>			
<p>Ip : Ip (IEC: I>t ANSI: 51) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Current Setting : 0,100 sec.A 20,00 pri.A 0,100 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Dial : 0,570 Time Shift : 1,000 Characteristic : IEC 255-3 very inverse</p>			
<p>Ie> : Ie> (IEC: IE>> ANSI: 50N) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Pickup Current : 4,900 sec.A 980,00 pri.A 4,900 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Setting : 0,010 s Total Time : 0,030 s</p>			
<p>Iep : Iep (IEC: IE>t ANSI: 51N) Tripping Current [pri.A] Tripping Time Current Setting : 0,200 sec.A 40,00 pri.A 0,200 p.u. 0,000 0,00 9999,999 s Time Dial : 0,050 Time Shift : 1,000 Characteristic : IEC 255-3 inverse</p>			
<p>Logic Earth Logic Earth(1) Tripping Block: Tripping : 9999,999 s Breaker Cubicle Branch Busbar / Substation Fault Clearing Time Switch Cub_2 Linea-Macusani DER-MACUSAN / 9999,999 s</p>			
<p>Logic I2 : Logic I2(1) Tripping Block: Tripping : 9999,999 s Breaker Cubicle Branch Busbar / Substation Fault Clearing Time Switch Cub_2 Linea-Macusani DER-MACUSAN / 9999,999 s</p>			



R3-DER.COASA-ITUATA		Relay Type : 7SJ6001-xxAx0-0DA0					
Ct-3p : CT-DER.COASA-ITUATA		Location : Busbar		: DER-COASA		/	
		Branch		: Linea-Coasa			
						Ratio : 200A/1A	
						Connection : Y	
I>	: I>	(IEC: I>>	ANSI: 50)	Tripping Current	[pri.A]	Tripping Time	
Pickup Current	: 4,600 sec.A	920,00	pri.A 4,600 p.u.	0,000	0,00	9999,999 s	
Time Setting	: 0,010 s						
Total Time	: 0,030 s						
Ip	: Ip	(IEC: I>t	ANSI: 51)	Tripping Current	[pri.A]	Tripping Time	
Current Setting	: 0,400 sec.A	80,00	pri.A 0,400 p.u.	0,000	0,00	9999,999 s	
Time Dial	: 0,070	Time Shift	: 1,000				
Characteristic	: IEC 255-3 very inverse						
Ie>	: Ie>	(IEC: IE>>	ANSI: 50N)	Tripping Current	[pri.A]	Tripping Time	
Pickup Current	: 4,100 sec.A	820,00	pri.A 4,100 p.u.	0,000	0,00	9999,999 s	
Time Setting	: 0,010 s						
Total Time	: 0,030 s						
Iep	: Iep	(IEC: IE>t	ANSI: 51N)	Tripping Current	[pri.A]	Tripping Time	
Current Setting	: 0,200 sec.A	40,00	pri.A 0,200 p.u.	0,000	0,00	9999,999 s	
Time Dial	: 0,050	Time Shift	: 1,000				
Characteristic	: IEC 255-3 inverse						
Logic Earth Logic	Earth	Tripping Block:				Tripping	: 9999,999 s
Breaker	Cubicle	Branch	Busbar	/	Substation	Fault Clearing Time	
Logic I2	: Logic I2	Tripping Block:				Tripping	: 9999,999 s
Breaker	Cubicle	Branch	Busbar	/	Substation	Fault Clearing Time	

ANEXO 4: Modelamiento Corto Circuito del Alimentador 9001 en Software

Digsilent



ANEXO 5: Planos del Nuevo Diseño de la Línea de 22.9 Kv.

