



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



ANÁLISIS PARA EL MEJORAMIENTO DEL ALIMENTADOR 05
DE LA SUBESTACIÓN QUENCORO, ELECTRO SUR ESTE S.A.A.,
USANDO EL SOFTWARE ETAP

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. FREDDY MATEO ARAGÓN DELGADO

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2020



DEDICATORIA

*Dedico este trabajo principalmente a Dios,
por haberme dado la vida y permitirme el
haber llegado hasta este momento tan
importante de mi formación profesional.*

*A mis padres: Freddy y Delina, por ser los
principales promotores de mis sueños, por
confiar y creer en mí, por los consejos, valores y
principios que me han inculcado.*

*A mis hermanas: Evelyn y Xiomara que con
sus palabras me hacían sentir orgulloso de lo
que soy y de lo que les puedo enseñar. Ojalá
algún día yo me convierta en su fuerza para
que puedan seguir avanzando en su camino.*

Freddy Mateo Aragón Delgado



AGRADECIMIENTOS

De igual manera mis agradecimientos a la Universidad Nacional del Altiplano, a mis docentes quienes con sus enseñanzas de sus valiosos conocimientos hicieron que pueda crecer día a día como profesional, gracias a cada uno de ustedes por su paciencia, dedicación, apoyo incondicional y amistad.

Mi profundo agradecimiento a todos los profesionales que laboran en ELSE, por confiar en mí, abrirme las puertas y permitirme realizar todo el proceso investigativo dentro de la empresa.

Finalmente quiero expresar mi más grande y sincero agradecimiento a todos mis amigos y futuros colegas que me ayudaron de una manera desinteresada, gracias infinitas por toda su ayuda y buena voluntad.

Freddy Mateo Aragón Delgado



ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RESUMEN	13
ABSTRACT.....	14

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	17
1.1.1. Planteamiento del Problema	17
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	20
1.2.1. Problema General.....	20
1.2.2. Problemas Específicos.....	20
1.3. OBJETIVOS	21
1.3.1. Objetivo General	21
1.3.2. Objetivos Específicos	21
1.4. HIPÓTESIS	21
1.4.1. Hipótesis General	21
1.4.2. Hipótesis Específica	21
1.5. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	22

CAPITULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. PROTECCIONES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	25
2.1.1. Importancia de los Sistemas Eléctricos de Potencia	25
2.1.2. Consecuencias de las Condiciones Anormales	26
2.2. ALIMENTADOR PRIMARIO	27
2.2.1. Voltaje Nominal.....	28
2.2.2. Representación y Modelo Constructivo	28
2.3. TOPOLOGÍA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	28



2.3.1. Sistema Radial.....	29
2.3.2. Sistema Radial Aéreo	30
2.4. FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	31
2.5. CARACTERÍSTICAS DE LAS FALLAS.....	32
2.5.1. Fallas Temporales	32
2.5.2. Falla Permanente	32
2.6. TIPO DE FALLAS	33
2.6.1. Falla Monofásica.....	34
2.6.2. Falla Bifásica a Tierra	36
2.6.3. Falla Bifásica.....	37
2.6.4. Falla Trifásica	38
2.7. PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	40
2.7.1. Parámetros Longitudinales	40
2.7.1.1. Resistencia.....	40
2.7.1.2. Inductancia	40
2.7.2. Parámetros Transversales	40
2.7.2.1. Capacitancia	40
2.7.2.2. Conductividad.....	41
2.8. EQUIPO DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA	41
2.8.1. Reconectador.....	41
2.8.1.1. Reconectador Sel-351 R.....	42
2.8.1.2. Reconectador Siemens 7sj61	44
2.8.1.3. Reconectador Advc.....	45
2.8.2. Seccionador Bajo Carga	47
2.8.3. Celdas de Protección y Maniobra.....	48
2.9. EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN	48
2.9.1. Transformador de Corriente.....	48
2.9.1.1. Selección de Corriente Nominal Primaria y Secundaria.....	49
2.9.1.2. Selección de la Carga Secundaria.....	49
2.9.1.3. Transformador de Corriente para Protección y Medida.....	50
2.9.2. Transformadores de Tensión.....	51
2.10. REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN	51
2.11. RELÉS DE SOBRECORRIENTE	54



2.12 PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES	57
2.12.1. Función de Protección de Sobrecorriente de Fases Temporizada (51)	57
2.12.2. Función de Protección de Sobrecorriente de Fases de Tiempo Definido (50)	58
2.12.3. Función de Protección de Sobrecorriente de Tierra Temporizada (51N).....	59
2.12.4. Función de Protección de Sobrecorriente de Tierra de Tiempo Definido(50N).....	60
2.12.5. Función de Recierre (79)	61

CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ESTUDIO	63
3.2 CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR	64
3.3 SUBESTACIÓN QUENCORO 138/34.5/10 KV.....	65
3.3.1 Descripción de la Subestación Quencoro	66
3.3.2 Relés de Protección de la S.E Quencoro	68
3.4 ALIMENTADOR MT QUENCORO 05.....	69
3.4.1 Descripción de Elementos de Protección del Amt Qu05	69
3.4.2 Relés de Protección del Amt Qu05	71
3.5 UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN ACTUAL	72
3.6 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE Y ESQUEMA DE RECIERRE.....	74
3.7 ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA.....	75
3.7.1 Análisis en Estado Estacionario	76
3.7.2 Criterios de Operación.....	76
3.7.2.1 Operación Normal.....	76
3.7.3 Análisis de Flujo de Potencia en Operación Normal	77
3.8 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO.....	80
3.8.1 Escenarios de Generación.....	80
3.8.2 Tipos de Falla Considerados.....	80
3.9 CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LOS RELÉS DEL AMT QU05	83
3.10 METODOLOGÍA PARA LA UTILIZACIÓN DE ETAP PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN	84
3.11 AJUSTES DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA.....	89
3.11.1 Transformador de Potencia	90
3.11.2 Transformador de Corriente.....	92
3.11.3 Cable o Conductor.....	93



3.11.4 Relé o Reconectador.....	94
3.11.5 Cargas	96
3.12 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL AMT QU05	97
3.12.1 Protección de Sobrecorriente de Fases AMT QU05	97
3.12.2 Protección de Sobrecorriente de Tierra AMT QU05	98
3.13 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL	99
3.14 PROPUESTA DE MEJORA PARA EL SISTEMA EN ESTUDIO	99
3.15 COORDINACIÓN CON RECONECTADOR ELECTRÓNICOS	100
3.15.1 Coordinación por Tiempo - Corriente	101
3.15.2 Criterio de Coordinación	104
3.16 SECCIONALIZADOR AUTOMÁTICO	107
3.16.1 Principio de Funcionamiento	107
3.16.2 Características Técnicas.....	108
3.16.3 Operación en Condiciones de Falla Transitoria.....	109
3.16.4 Operación en Condiciones de Falla Permanente.....	109
3.16.5 Propuesta de Ubicación de los Seccionalizadores en el AMT QU05	110
3.17 MÉTODO DE INCREMENTO EN LA CONTINUIDAD DE SERVICIO EN EL AMT QU05	111
3.17.1 Reducción en la Tasa de Falla.....	111
3.17.2 Disminución del Tiempo de Interrupción.....	112
CAPITULO IV	
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	
4.1 RESULTADOS.....	113
4.1.1 Verificación de Configuración Propuesta.....	115
4.2 PROYECCIÓN DE REDUCCIÓN DE FALLAS	123
4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS	124
4.3.1 Hipótesis Específica II.....	125
4.3.2 Hipótesis Específica I.....	127
4.3.3 Hipótesis General	130
4.4 DISCUSIÓN.....	132
V. CONCLUSIONES	134
VI. RECOMENDACIONES	135
VII. BIBLIOGRAFÍA	136



ANEXOS

ANEXO 7.1: Diagramas Unifilares	139
ANEXO 7.2: Estudio de Flujo de Potencia y Cortocircuito	143
ANEXO 7.3: Listado De Sub Estaciones De Distribución	154
ANEXO 7.4: Placa de Transformadores.....	159
ANEXO 7.5: Listado de Interrupciones.....	161

Área : Ingeniería Eléctrica

Tema : Análisis para el mejoramiento del alimentador

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 21 de setiembre del 2020



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.2: Estadística de interrupciones en QU-05	19
Figura 2.1: Esquema de distribución radial	29
Figura 2.2: Esquema de sistema radial aéreo.....	31
Figura 2.3: Variables para el caso de falla.....	33
Figura 2.4: Situación para falla monofásica	34
Figura 2.5: Situación para falla bifásica a tierra	36
Figura 2.6: Situación para falla bifásica	38
Figura 2.7: Situación para falla trifásica.....	39
Figura 2.7: Panel de Control del RC SEL 351 R	43
Figura 2.8: Diagrama de funciones RC SEL 351 R	43
Figura 2.9: Reconectador Siemens 7SJ61	45
Figura 2.10: Panel de Control del RC ENTEC	46
Figura 2.11: Características de seccionador bajo carga	47
Figura 2.12: Conexión de los relés de sobrecorriente de fases	54
Figura 2.13: Conexión de los relés de sobrecorriente de tierra	55
Figura 2.14: Curvas de daño de los conductores	59
Figura 2.15: Conexión residual del relé	60
Figura 2.16: Esquema típico para protección de alimentadores	61
Figura 2.17: Operación de un Relé de Recierre.....	62
Figura 3.1: Mapa georreferenciado del AMT QU05	63
Figura 3.2: Secciones del conductor en el AMT QU05	64
Figura 3.3: Diagrama unifilar de los relés del AMT QU05.....	70
Figura 3.4: Funciones activas en relés del AMT QU05	72
Figura 3.5: Ubicación georreferenciada de seccionadores	73
Figura 3.6: Criterio de Protección y Recierre	74
Figura 3.7: Construcción de diagrama unifilar del sistema	85
Figura 3.8: Módulos Importantes del software ETAP	85
Figura 3.9: Área de Trabajo del Módulo STAR	86
Figura 3.10: Ventana Seq of Op de la configuración de la coordinación de protección.86	
Figura 3.11: Íconos para la simulación de coordinaciones.....	86
Figura 3.12: Selección de Equipos a intervenir en la coordinación.....	87



Figura 3.13: Organización Curvas TCC	88
Figura 3.14: Parámetros y configuración a organizar en la curva TCC	89
Figura 3.15: Opciones de configuración dentro de la pestaña “Rating”	90
Figura 3.16: Opciones de configuración dentro de la pestaña “Grounding”	91
Figura 3.17: Pestaña info de los transformadores de corriente.....	92
Figura 3.18: Pestaña rating del transformador de corriente.....	92
Figura 3.19: Configuración de los conductores	93
Figura 3.20: Pestaña info del relé.....	94
Figura 3.21: Pestaña OCR del relé.....	95
Figura 3.22: Pestaña info de la configuración de cargas	96
Figura 3.23: Protección de Sobrecorriente de fases AMT QU05	97
Figura 3.24: Protección de Sobrecorriente de Tierra AMT QU05	98
Figura 3.25: Coordinación Tiempo - Corriente	102
Figura 3.26: Línea Protegida Instantáneamente.....	102
Figura 3.27: Coordinación de relés de tierra	106
Figura 3.28: Propuesta de ubicación de seccionalizadores.....	110
Figura 4.1: Verificación de coordinación sobrecorriente de fase en la Zona 1	116
Figura 4.2: Verificación de coordinación sobrecorriente de fase en la Zona 2	117
Figura 4.3: Verificación de coordinación sobrecorriente de fase en la Zona 3	118
Figura 4.4: Verificación de coordinación sobrecorriente de fase en la Zona 4	119
Figura 4.5: Verificación de coordinación sobrecorriente de tierra en la Zona 1	120
Figura 4.6: Verificación de coordinación sobrecorriente de tierra en la Zona 2	121
Figura 4.7: Verificación de coordinación sobrecorriente de tierra en la Zona 3	122
Figura 4.8: Verificación de coordinación sobrecorriente de tierra en la Zona 4	123
Figura 4.9: Pronóstico de comportamiento de fallas.....	124



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Valores límites de Tolerancia.....	17
Tabla 1.2: Fallas registradas en el AMT QU-05, período 2016 al 2019	18
Tabla 2.1: Clases de precisión de medida norma IEC 60044	50
Tabla 2.2: Clases de precisión extendida norma IEC 60044	51
Tabla 2.3: Constantes para curvas IEC	57
Tabla 3.1: Listado de relés ubicados en la S.E Quencoro	68
Tabla 3.2: Listado de los relés ubicados en el AMT QU05	71
Tabla 3.3: Listado de Seccionadores de repetición en el AMT QU05.....	73
Tabla 3.4: Potencia protegida por los relés del AMT QU05	77
Tabla 3.5: Nivel de carga en LT (Avenida).....	78
Tabla 3.6: Nivel de carga en LT (ESTIAJE)	79
Tabla 3.7: Cortocircuito Avenida 2019	81
Tabla 3.8: Cortocircuito Estiaje 2019	82
Tabla 3.9: Configuración actual sobrecorriente de fases.....	83
Tabla 3.10: Configuración actual sobrecorriente de tierra	84
Tabla 3.11: Propuesta de ubicación georreferenciada de seccionalizadores	111
Tabla 4.1: Propuesta de configuración sobrecorriente de fases.....	114
Tabla 4.2: Propuesta de configuración sobrecorriente de tierra	114
Tabla 4.3: Proyección de reducción de fallas	124
Tabla 4.4: Comparación entre ajustes AMP SEC configuración actual y propuesta....	125
Tabla 4.5: Resumen AMP SEC Sobrecorriente de Fase	125
Tabla 4.6: Análisis de Varianza AMP SEC Sobrecorriente de Fase.....	126
Tabla 4.7: Resumen AMP SEC Sobrecorriente de Tierra.....	126
Tabla 4.8: Análisis de Varianza AMP SEC Sobrecorriente de Tierra	127
Tabla 4.9: Comparación entre ajustes TMS configuración actual y propuesta	128
Tabla 4.10: Resumen TMS Sobrecorriente de Fase.....	128
Tabla 4.11: Análisis de varianza TMS Sobrecorriente de Fase	129
Tabla 4.12: Resumen TMS Sobrecorriente de Tierra	129
Tabla 4.13: Análisis de varianza TMS Sobrecorriente de Tierra.....	130
Tabla 4.14: Resumen de Cantidad de fallas en el AMT QU05	131
Tabla 4.15: Resumen Cantidad de Fallas	131
Tabla 4.16: Análisis de varianza Cantidad de Fallas	131



ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

- AMT : Alimentador de Media Tensión
- ANSI : American National Standards Institute
- IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineering
- QU : Quencoro
- EF : Earth Fault
- IEC : International Electrotechnical Commission
- ELSE : Electro Sur Este S.A.A.
- DMS : Distribution Management System
- COES : Comité de Operación Económica del Sistema
- kA : Kilo amperio
- kV : Kilo voltio
- kW : Kilo watt
- MT : Media tensión
- NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
- SIELSE: Sistema de Información de ELSE (Base de Datos de ELSE)
- SED : Subestación de distribución
- S.E. : Subestación Eléctrica
- SEIN : Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
- 50 : Sobrecorriente instantáneo de fases
- 50N : Sobrecorriente instantáneo de tierra
- 51 : Sobrecorriente temporizado de fases
- 51N : Sobrecorriente temporizado a tierra
- 67 : Sobrecorriente direccional fase – fase
- 67N : Sobrecorriente direccional fase – tierra



RESUMEN

El desarrollo de esta tesis tiene como meta analizar la coordinación de protección de los distintos relés ubicados en el alimentador 05 de la subestación “QUENCORO” ELECTRO SUR ESTE S.A.A haciendo uso del software computacional ETAP y sugerir el uso de seccionalizadores para de esta manera mejorar la confiabilidad. Como primer paso, se llevará a cabo una investigación obteniendo datos del estado actual del sistema de protecciones en el cual se aplica el estudio, la cantidad de interrupciones y la frecuencia con que se presentan, luego se investigara los elementos óptimos para el modelamiento del sistema de protección en el software ETAP, para de esta manera obtener las gráficas T-C, así como también los diferentes parámetros que serán usados para identificar y asegurar una mejor confiabilidad del servicio eléctrico, resaltando entre ellos los más importantes y finalmente seleccionando los equipos idóneos para la aplicación específica. Por otro lado, se tomará en cuenta los conceptos de ingeniería dentro de las diferentes líneas de investigación en las que este proyecto se desarrollara como guía para la realización de cálculos y simulaciones que son necesarias, que otorguen una mejor confiabilidad del servicio eléctrico. Este estudio contempla una evaluación completa de las redes en mención, desde aspectos de flujo de carga, cortocircuito, verificación de ajustes de protección. Haciendo una evaluación de los posibles factores que ocasionan los constantes cortes de servicio, se concluye que no existe una adecuada coordinación en los dispositivos de protección, por lo que a través de simulaciones y cálculos en el software computacional ETAP se determinó cual sería la mejor coordinación el cual se presenta como una alternativa de solución al problema en el alimentador MT QU05.

PALABRAS CLAVES: Análisis, Confiabilidad, Mejoramiento, Protección, Coordinación.



ABSTRACT

The development of this thesis aims to analyze the protection coordination of the different relays identified in power supply 05 of the "QUENCORO" ELECTRO SUR ESTE SAA substation using the ETAP computer software and suggest the use of sectionalizers to improve reliability. As a first step, an investigation will be carried out obtaining data on the current state of the protection system in which the study is applied, the number of interruptions and the frequency with which it occurs, then the optimal elements for modeling the protection system in the ETAP software, to obtain in this way the TC graphics, as well as the different parameters that will be used to identify and require better reliability of the electrical service, highlighting among them the most important and finally selecting the equipment suitable for the specific application. On the other hand, engineering concepts will be taken into account within the different lines of research. In this project, it will be developed as a guide to carry out the calculations and simulations that are necessary, which provide better reliability of the electrical service. This study contemplates a complete evaluation of the reference networks, from aspects of load flow, short-circuit, verification of protection settings. Making an evaluation of the possible factors that cause the constant service cuts, it is concluded that there is no adequate coordination in the protection devices, therefore, through simulations and calculations in the ETAP computer software, the best coordination is determined. which is presented as an alternative solution to the problem in the MT QU05 feeder.

KEY WORDS: Analysis, Reliability, Improvement, Protection, Coordination.



CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia se designan para generar la energía necesaria de forma que éstas puedan satisfacer la demanda de los usuarios y prever demandas futuras. Para asegurar el buen funcionamiento del sistema eléctrico y mantener al usuario satisfecho con un servicio confiable, los equipos en su totalidad deben de ser mantenidos en perfecto estado de operación y las interrupciones no deben afectar sectores pertenecientes al sistema innecesariamente. Esto se logra conseguir de diferentes formas, una de ellas es controlar las fallas para minimizar los efectos destructivos que pueden ocurrir y/o interrumpir el servicio. Ante esta situación es que los equipos de protección con su respectiva coordinación intervienen, siendo estos con sus diferentes parámetros los que controlan el sistema actuando en el momento que los valores programados sobrepasan los límites.

El constante crecimiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia derivado del incremento en la demanda energética, ha traído como consecuencia una mayor complejidad en la operación y control de las redes eléctricas. Las fallas de los equipos eléctricos causan salidas intolerables, por lo que deben tener posibilidades adicionales para disminuir el daño al equipo y las interrupciones del servicio cuando ocurren las fallas. Dentro de los límites económicos, un sistema eléctrico de potencia debe diseñarse en conjunto con esquemas de protección confiables de tal forma que pueda estar adecuadamente protegido

El gran auge de la energía eléctrica ha contribuido al desarrollo en general de la humanidad, afectando impresionantemente la calidad de vida de los seres humanos en todas sus formas. Sin embargo, hacer posible la transferencia de energía eléctrica desde



las fuentes primarias de generación hasta los centros de consumo, requiere de grandes componentes cada vez más complejos, el diseño, la planeación y la operación de un sistema de potencia requiere de continuos y amplios análisis eléctricos que permitan evaluar las condiciones actuales de operación de un sistema y establecer planes alternativos para la expansión del mismo

Mientras que los consumidores desean recibir energía de alta calidad por el precio que pagan, la confiabilidad en el suministro de energía desgraciadamente padece todavía de algunas complicaciones. Hoy en día podemos encontrar muchas publicaciones y discusiones en los foros técnicos, que hablan de establecer soluciones rentables a los problemas más relevantes que perturban los sistemas de potencia.

ETAP es el software de ingeniería más completo para el desarrollo de análisis, diseño, simulación y evaluación para cada uno de los eslabones de un sistema de potencia, siendo éste el motivo por el que se hace uso del mismo para el desarrollo de la presente tesis denominada “ANÁLISIS PARA EL MEJORAMIENTO DEL ALIMENTADOR 05 DE LA SUBESTACIÓN QUENCORO, ELECTRO SUR ESTE S.A.A., USANDO EL SOFTWARE ETAP”

El primer capítulo consiste en la introducción, el planteamiento del problema, el planteamiento del objetivo general y objetivos específicos. En este capítulo se empezará los respectivos estudios y la idea de la solución que se dará para el estudio de filosofía de coordinación de protección, de la misma manera que se realizará los antecedentes que se consideren válidos para la correcta investigación.

El segundo capítulo consiste en el desarrollo del sustento teórico de los principales conceptos que se utilizarán para el desarrollo de esta tesis. Se presentan conceptos



generales, términos y, datos de acuerdo a la normatividad actual y la bibliografía existente. Indicando la importancia de una buena coordinación de protección.

En el tercer capítulo se desarrolló materiales y métodos de la investigación de tesis, simulación en el software computacional ETAP, ubicación geográfica del estudio, implementación y ubicación de los seccionalizadores, ajustes propuestos de coordinación.

En el cuarto capítulo se muestra y analiza los resultados obtenidos a partir de las curvas T-C, para finalmente realizar las conclusiones respecto a los objetivos planteados en el primer capítulo y así respectivamente las recomendaciones.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido al gran número de usuarios y las necesidades que conlleva la falta de suministro energético, este servicio debe mantener un régimen continuo y con la menor cantidad de interrupciones, pues si no se da de esta manera, se traduce en cuantiosas pérdidas económicas para la empresa concesionaria, así como un gran riesgo potencial para el personal encargado de reponer el servicio debido a la complejidad que involucra una falla.

Tabla 1.1: Valores límites de Tolerancia

<i>SECTOR TÍPICO</i>	<i>VALORES LÍMITES</i>	<i>INDICADORES</i>	<i>TOLERANCIA</i>
4, 5 y SER	Por usuario afectado (NTCSE)	N: N° de interrupciones por usuario y por semestre	10 / sem
		D: Duración ponderada de las interrupciones por usuario y por semestre.	25 y 40 h / sem



Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	12 y 24 / año
	SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	16 y 40 horas / año

Fuente: Osinergmin (Calidad de Suministro)

Donde:

N: Número de Interrupciones por Cliente

D: Duración Total

SER: Sector Eléctrico Rural

La tabla 1.1 nos muestra el estándar mínimo permitido en los indicadores SAIDI y SAIFI, los cuales permiten un cierto número de interrupciones y duración de las mismas por semestres y años.

Dentro de las interrupciones que se encontraron en los registros del AMT (Alimentador Media Tensión) QU05 sacados del SIELSE (Sistema de Información de ELSE) se pudo observar lo siguiente:

Tabla 1.2: Fallas registradas en el AMT QU-05, período 2016 al 2019

AÑO	NO PROGRAMADA				TOTAL	PROGRAMADA	
	AT	FL	FN	OP		ER	M
2016	4	4	57	8	73	31	15
2017	3	13	33	10	59	4	18
2018	7	31	100	16	154	5	22
2019	11	30	80	1	122	0	15
	25	78	270	35	408	40	70

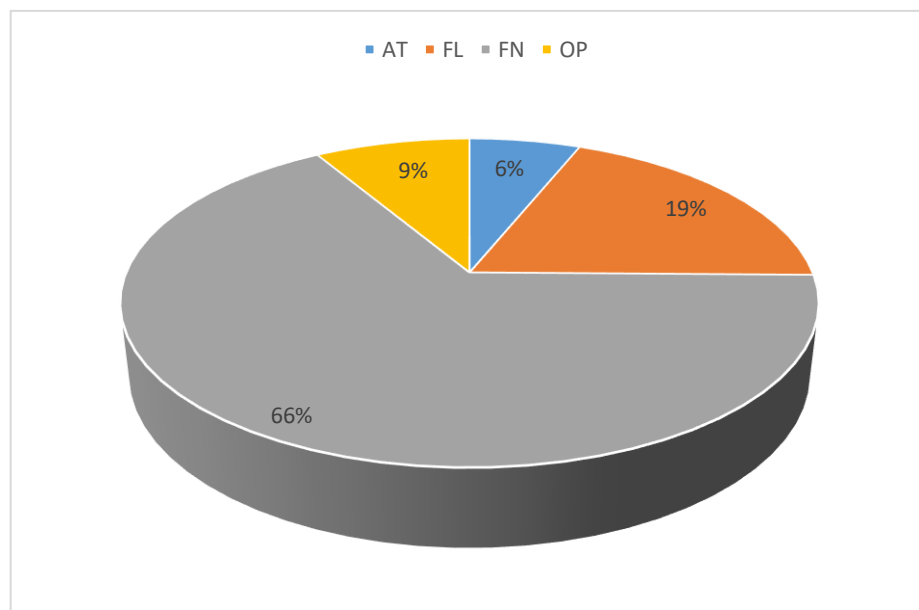
Elaboración Propia

En la tabla 1.2 se hizo un resumen de las interrupciones programadas y no programadas.

Donde:

- AT: Acción de Terceros, se encuentran aquellas fallas realizadas por vandalismo, caída de árbol, contacto accidental con la línea, impacto vehicular.
- FL: Falla, se encuentran las fallas de equipo (transformador – interruptor), bajo nivel de aislamiento (aislador roto por tensión inadecuada), caída de conductor de red, falla en componentes de los sistemas de potencia.
- FN: Fenómenos Naturales, se encuentran las fallas ocasionadas por descargas atmosféricas, fuertes vientos, otros fenómenos naturales o ambientales
- OP: Operación, se encuentran los errores de maniobra y los cortes de energía, éste último no se incluye en PM y PE
- ER: Expansión y Reforzamiento
- M: Mantenimiento

Figura 1.2: Estadística de interrupciones en QU-05



Elaboración Propia



En los últimos 04 años, se ve que la operación en el AMT QU05 ha resultado deficiente, se observa que las interrupciones se dan mayoritariamente por Fenómenos Naturales (FN), que representa un 66% del total, y no se cumple lo estipulado por la empresa reguladora OSINERGMIN, pese a que en el año 2019 se vio una reducción de los casos de fallas con respecto al año 2018,

El AMT QU05 excede el SAIDI y SAIIFI permitido por OSINERGMIN, por lo expuesto anteriormente se hace necesario el desarrollar un estudio de la operación en el AMT QU05, que servirá para el análisis de una adecuada coordinación de protección bajo distintas condiciones de fallas y el mejoramiento de los equipos con los que se cuentan actualmente.

De no haber un análisis para encontrar una solución para el problema ya detallado, se dará el efecto de constante corte de servicio de fluido eléctrico, que puede ser controlado por el mismo sistema y se evita de esta forma la mala imagen de la empresa concesionaria.

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

De la formulación del planteamiento del problema, podemos deducir lo siguiente:

1.2.1 PROBLEMA GENERAL

- ¿De qué manera se puede mejorar el sistema de coordinación de protecciones y la confiabilidad de la red eléctrica?

1.2.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- ¿Cómo analizamos el sistema de coordinación de protección en el alimentador 05 de la Subestación “Quencoro” ELECTRO SUR ESTE S.A.A.?



- ¿De qué manera se puede el equipo de protección y su coordinación para que otorguen mayor confiabilidad del servicio eléctrico?

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

- Mejorar el sistema de coordinación de protección y la confiabilidad del servicio eléctrico, usando el software ETAP.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el sistema de coordinación de protecciones en el alimentador 05 de la Subestación “QUENCORO” ELECTRO SUR ESTE S.A.A., usando el software ETAP.
- Realizar una propuesta de mejora competente al dimensionamiento de los equipos de protección y su coordinación que otorguen una mayor confiabilidad del servicio eléctrico.

1.4 HIPÓTESIS

1.4.1 HIPÓTESIS GENERAL

- El mejorar el sistema de protección influye positivamente en la confiabilidad de un sistema eléctrico.

1.4.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICA

- El análisis del sistema de protecciones del alimentador 05 de la Subestación “Quencoro” ELECTRO SUR ESTE S.A.A. contribuye positivamente para entender el sistema.



- La propuesta de mejora competente al dimensionamiento de equipo de protección y su coordinación influye eficientemente al servicio eléctrico.

1.5 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

A continuación, se detallará los diferentes estudios que son idénticos al tema de tesis.

Herrera Domínguez, M. A. (2015). *Estudio de coordinación de las protecciones para mejorar la selectividad en el alimentador de media tensión TSU-016 de Hidrandina S.A, La Libertad 2015*". Resumen: En esta investigación se realizó el estudio de coordinación de las protecciones para mejorar la selectividad en el alimentador de media tensión TSU-016 de Hidrandina S.A, La Libertad 2015, mediante la recopilación de la información de la radial, modelado del sistema eléctrico actual y simulación de los distintos escenarios de operación y contingencia con los programas DigSILENT 15.17 y NEPLAN 5.35. Entre los principales hallazgos tres de los cuatro relés de protección se encontraron operando con la corriente de arranque por debajo de la corriente nominal en operación de los circuitos protegidos. Por lo cual se procedió a determinar los ajustes en los relés teniendo para fallas trifásicas un factor de arranque para la función (51) de 1.2 a 1.58 y para fallas de sobrecorriente a tierra (51N) se tomaron como factor de arranque 0.1 a 0.5 de la corriente de carga, y modificándose los tiempos de margen de coordinación entre 0.03 seg a 0.4 seg, asegurándose de esta manera que los equipos de protección actúen de forma selectiva. Se recomienda, en caso de no encontrar en la biblioteca de los softwares el relé deseado, tomar un relé genérico modificando sus parámetros de operación de acuerdo a las fichas técnicas de los fabricantes.

Vilca Choque, M. Á., & Quisiyupanqui Cusiquispe, J. E. (2015). *Estudio de coordinación de protecciones en la subestación de Dolorespata acorde a la nueva*



topología en alta y media tensión para el año 2018. Resumen: Se elaboran los aspectos generales en los cuales se encuentra apoyado este estudio de coordinación de protecciones, así como la metodología empleada. Se presenta todo el marco teórico referido a este tema de Coordinación de protecciones, resaltando conceptos teóricos utilizados, así como normas y teorías aceptadas como verdaderas. Se describe la situación actual de la Subestación de Dolorespata considerando todas las instalaciones y resaltando las falencias y carencias que esta misma presenta. Se hace una evaluación operativa de la Subestación de Dolorespata para el año 2018 figurando las nuevas instalaciones proyectadas para entonces y el comportamiento del sistema enmarcado en el Área Sur-Este. Se plantea un nuevo ajuste de coordinación de protecciones haciendo mención a todo lo anterior pero proyectado para el año 2018 apoyado en el software DigSILENT.

Sacaico Zúñiga, A. J. (2015). *Estudio de coordinación de protecciones de la subestación Quimpac Nueva 60kV*. Resumen: El presente trabajo desarrolla el estudio de una alternativa de protección y coordinación de dispositivos de sobre corriente para el sistema eléctrico de la Nueva planta química de QUIMPAC, actualmente administrada por la empresa QUIMPAC S.A. Seleccionar un intervalo de tiempo adecuado para la actuación de los relés de protección ante eventos ha sido un problema en la operación de un sistema eléctrico de potencia, el cual la alternativa de coordinación de protección que se planteará será la más óptima. El proyecto tiene como finalidad mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica y fomentar el uso de programa de simulación de redes DIGSILENT como herramienta de trabajo para los ingenieros de planificación en estudios futuros. Comprende el: "Fundamento Teórico", se presenta el marco teórico conceptual, donde se ve la evolución histórica de los relés de protección, una breve descripción de dichos relés, las bases teóricas de un sistema de protección, la filosofía de un sistema de protección y por ultimo las componentes de un sistema de



protección. Se abarcará: “La Coordinación de Protecciones de La Subestación Quimpac Nueva 60kV”, Se establecerá una alternativa de coordinación de protecciones; En base a los valores referenciales de ajuste del relé de protección de la línea de transmisión “L-6559”, se calcularán los ajustes de los relés de protección de los relés de protección de los circuitos en 60kV, los relés de protección de los circuitos alimentadores en 22.9kV.

Porras Ontaneda, W. M. C. (2019). *Evaluación de los dispositivos de protección ante el incremento de la demanda en el SER Cangallo-Ayacucho para el año 2019*.
Resumen: La presente tesis tiene por finalidad evaluar la coordinación de protección en el sistema eléctrico rural (SER) Cangallo, el cual cuenta con dos SubEstaciones que alimentan la demanda mediante los alimentadores A4014 y A4021 mediante la SE Llusita y los alimentadores A4015, A4019, A4020 y A4023 mediante la SE Cangallo. La evaluación es sustentada porque se efectuará el ajuste de los dispositivos de protección ante el incremento de la demanda eléctrica en el SER y se verificará la calidad de servicio eléctrico en niveles de tensión y cargabilidad de los elementos que lo conforman.



CAPITULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1 PROTECCIONES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Un sistema de protección eléctrica, es el conjunto de equipos y elementos de un sistema de energía eléctrica que realizan operación automática frente a la ocurrencia de condiciones anormales de operación con el objeto de salvaguardar la integridad de los equipos y de las personas, así como de mantener las condiciones de operación del Sistema de Energía de modo que cumple con el “grado de calidad” de servicio aceptable. (Latorre A., Protecciones Eléctricas, 2001, p. 7)

2.1.1 IMPORTANCIA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

En un sistema eléctrico de potencia (S.E.P) se pueden dar dos condiciones:

- Condiciones Normales de Operación
- Condiciones Anormales de Operación

Frente a la operación anormal, se pueden conseguir adoptar dos puntos de vista:

- Incorporar ciertas características al diseño que eliminen las posibilidades de fallas.
- Permitir la ocurrencia de fallas incluyendo en el proyecto características y elementos que reduzcan el daño causado por las fallas.

Tratar de conseguir el punto A es prácticamente imposible y no es justificable económicamente; razón por la cual el aspecto B es el criterio utilizado. En tal caso se permite la ocurrencia de fallas, pero se debe aminorar sus efectos, tanto en el equipo que



constituye el SEP como en la calidad del servicio suministrado. (Latorre A., Protecciones Eléctricas, 2001, p. 8)

2.1.2 CONSECUENCIAS DE LAS CONDICIONES ANORMALES

Específicamente las condiciones anormales que ocurren en sistemas eléctricos son los siguientes: (Arcila J., Curso de Protecciones Eléctricas, 2013, p. 4)

- Cortocircuitos o fallas en el aislamiento
- Sobrecarga de equipos y circuitos
- Fases abiertas en circuitos
- Desbalances de tensión y corriente
- Bajas tensiones
- Sobretensiones
- Desviaciones de frecuencia
- Pérdidas de sincronismo de generadores y sistemas
- Pérdida de excitación de generadores y motores sincrónicos
- Oscilaciones de potencia

Estas condiciones anormales pueden generar consecuencias tales como:

- Daños para las personas: electrocución, quemaduras, daños generados por explosión, etc.
- Daños para el medio ambiente: muerte de animales, incendios, destrucción.
- Daños de equipos: destrucción debido al calor y la explosión, daño eléctrico por altas tensiones, daños por esfuerzos mecánicos, etc.
- Daños en las edificaciones: destrucción por explosión y altas temperaturas.



- Pérdidas de continuidad en los procesos: interrupción de procesos por pérdida del suministro eléctrico, colapsos del sistema de potencia por pérdida de estabilidad, salida de generadores por pérdida de sincronismo, etc. (Arcila J., Curso de Protecciones Eléctricas, 2013, p. 4)

2.2 ALIMENTADOR PRIMARIO

El alimentador primario es el encargado de que la energía eléctrica llegue desde las Subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas.

Los componentes de un alimentador primario son:

- Troncal, es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores tienen un calibre considerable, por ejemplo: 336, 556 y hasta 795 MCM, ACSR (calibre de aluminio con alma de acero), dependiendo del valor de la densidad de carga, en el AMT QU05 la troncal tiene un conductor de calibre 70 mm^2 .
- Ramal, es la segunda parte del alimentador primario que recibe la energía eléctrica desde un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en media tensión. Normalmente los conductores son de un calibre menor a los que se encuentran instalados en el troncal. En el AMT QU05 hay tres ramales, dos de ellos tienen un conductor de 35 mm^2 y uno con 25 mm^2 .



2.2.1 VOLTAJE NOMINAL

Los alimentadores primarios de manera general que trabajan en la empresa eléctrica de Electro Sur Este S.A.A toman los valores de las Subestaciones, pudiendo ser estos de 10.5 KV o 22,9 KV.

El alimentador seleccionado para el estudio de protección está operando a voltaje nominal de 22,9 KV.

2.2.2 REPRESENTACIÓN Y MODELO CONSTRUCTIVO

Los alimentadores primarios normalmente se estructuran en forma radial, en un sistema de este tipo la forma geométrica del alimentador se asemeja a la forma de un árbol, donde por el grueso del tronco, el mayor flujo de la energía eléctrica se transmite por toda una troncal, derivándose a la carga a lo largo de los ramales.

Dentro de la clasificación según el número de fases e hilos, tenemos los siguientes en el alimentador elegido:

- Trifásicos tres hilos
- Monofásicos dos hilos

2.3 TOPOLOGÍA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

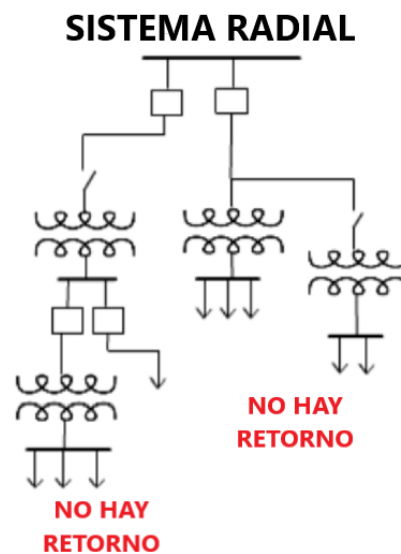
Se define topología de red al arreglo o esquema del sistema para el suministro de energía eléctrica a través del conjunto de equipos o elementos encargados del transporte y/o distribución de la energía desde la fuente de generación hasta los usuarios finales. (Grainger & Stevenson, 1996)

El alimentador escogido para el estudio presenta una topología radial, partiendo de la fuente de suministro se tiene:

2.3.1 SISTEMA RADIAL

Es aquel que cuenta con una trayectoria entre la fuente y la carga, proporcionando el servicio de energía eléctrica. Un sistema radial es aquel que tiene un simple camino sin regreso sobre el cual pasa la corriente, parte desde una subestación y se distribuye por forma de “rama”, como se ve en la siguiente figura.

Figura 2.1: Esquema de distribución radial



Elaboración Propia

Este tipo de sistema de distribución tiene como característica básica, el que está conectado a un sólo juego de barras. Existen diferentes tipos de arreglo sobre este sistema, la elección del arreglo está sujeta a las condiciones de la zona, demanda, confiabilidad de continuidad en el suministro de energía, costo económico y perspectiva a largo plazo.

Este tipo de sistema, es el más simple y el más económico debido a que es el arreglo que utiliza menor cantidad de equipo, sin embargo, tiene varias desventajas por su forma de operar:



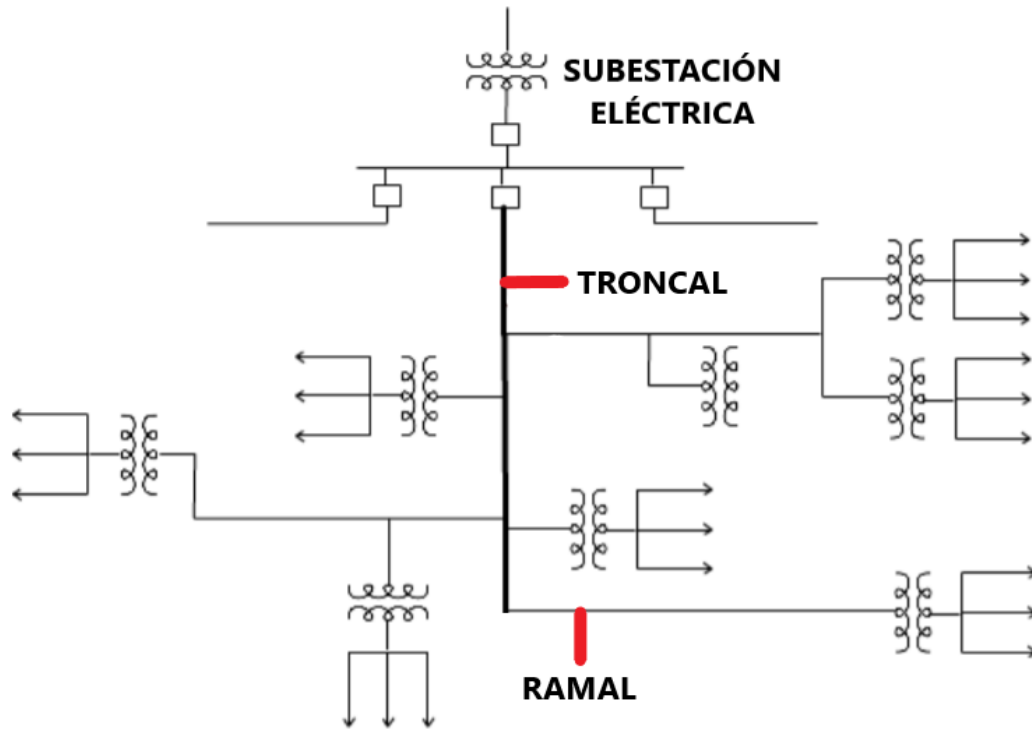
- El mantenimiento de los interruptores se complica debido a que hay que dejar fuera parte de la red.
- Son los menos confiables ya que una falla sobre el alimentador primario principal afecta a la carga.

2.3.2 SISTEMA RADIAL AÉREO

Los sistemas de distribución radiales aéreos se usan generalmente en las zonas urbanas, suburbanas y en las zonas rurales. Los alimentadores primarios que parten de la subestación de distribución están constituidos por líneas aéreas sobre postes y alimentan los transformadores de distribución, que están también montados sobre postes. En regiones rurales, donde la densidad de carga es baja, se utiliza el sistema radial puro. En regiones urbanas, con mayor densidad de carga se utiliza también el sistema radial, sin embargo, presenta puntos de interconexión los cuales están abiertos, en caso de emergencia, se cierra para permitir pasar parte de la carga de un alimentador a otro, para que en caso de falla se pueda seccionar esta y mantener su operación al resto mientras se efectúa la reparación. La principal razón de ser de los sistemas radiales aéreos radica en su diseño de pocos componentes, y por ende su bajo costo de instalación, aunque puede llegar a tener problemas de continuidad de servicio.

El buen funcionamiento de una subestación está basado en su funcionalidad, confiabilidad y durabilidad a través del tiempo, estas variables están en función del diseño y equipo instalado en la subestación.

Figura 2.2: Esquema de sistema radial aéreo



Elaboración Propia

2.4 FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las principales causas de las fallas, en sistemas de distribución aéreos y su incidencia, se indican a continuación:

- Vientos y árboles : 46%
- Rayos : 19%
- Equipos y Conductores : 11%
- Varios : 24%

Por su ubicación se distribuyen:

- En líneas : 77%
- En los postes : 23%

Por tipo de falla se clasifican en:



- Trifásicas : 5%
- Dos fases a tierra : 10%
- Bifásicas : 15%
- Monofásicas : 70%

2.5 CARACTERÍSTICAS DE LAS FALLAS

En los sistemas de distribución, se puede tomar ventaja de dos características de las fallas, para el diseño del sistema de protección. Estas características son:

- Las corrientes de cortocircuito, generalmente, no son de altos amperajes, luego el tiempo de despeje no es limitante.
- La mayoría de las fallas (entre 70 y 80%) son temporales.

2.5.1 FALLAS TEMPORALES

Una falla temporal es aquella en la cual su causa es de naturaleza transitoria. Si la falla puede ser interrumpida antes de que el arco cause daños permanentes, el servicio puede ser restablecido inmediatamente (operación de recierre). Como el tiempo entre la interrupción de la falla y la re-energización es tan breve, este tipo de fallas normalmente no se registran como interrupciones. (Valderrama G., Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución, p. 7)

2.5.2 FALLA PERMANENTE

Una falla permanente es aquella en la cual ocurre daño, ya sea proveniente de la causa de la falla o del arco de falla. Cuando ocurre una falla permanente, la línea se desenergiza y una cuadrilla de mantenimiento debe viajar al sitio para corregirla y restablecer el servicio. Estas fallas se registran como una Interrupción.

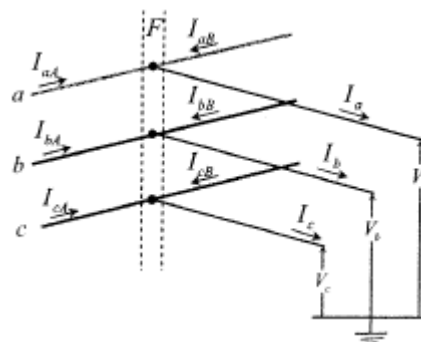
Se obtiene una máxima confiabilidad de servicio cuando el sistema de distribución se diseña y se opera para minimizar los efectos de cualquier falla que pueda ocurrir. Dado el alto número de fallas temporales, surgen dos reglas básicas de protección: (Valderrama G., Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución, p. 8)

- A todas las fallas se les debe “dar la oportunidad” de ser temporales, mediante operaciones de recierre, para fallas en cualquier parte del sistema donde las interrupciones momentáneas sean aceptables.
- Para el bajo porcentaje de fallas que resulten permanentes, después de ejecutar las operaciones de recierre establecidas, los dispositivos de protección sólo deben sacar de servicio la porción más pequeña del sistema que sea necesaria para aislar el elemento en falla.

2.6 TIPO DE FALLAS

Considerando que la falla presenta simetría transversal, conviene recurrir a la abstracción de suponer la existencia de unos chicotes (ramas o derivaciones) ideales en cada una de las fases, en los cuales ocurren las fallas. (Brokering C., W; Palma B., R; Vargas D., L.; Los Sistemas Eléctricos de Potencia; 2008; p. 286)

Figura 2.3: Variables para el caso de falla



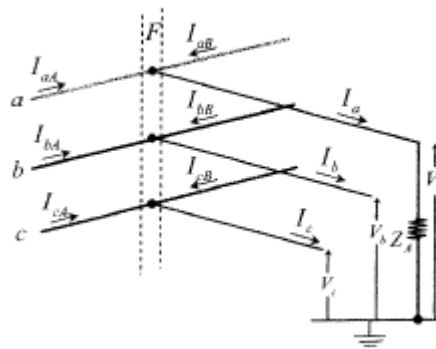
Fuente: Brokering C., W; Palma B., R; Vargas D., L. (2008), Variables para el caso de cortocircuito, p. 286

Las variables usadas son las corrientes en los tres chicotes I_a, I_b, I_c ; y las tensiones entre cada chicote y tierra V_a, V_b, V_c . Salvo que se trate de sistemas radiales, las corrientes de fase $I_{aA}, I_{aB}, I_{bA}, I_{bB}, I_{cA}$ e I_{cB} serán diferentes de los chicotes, I_a, I_b, I_c .

2.6.1 FALLA MONOFÁSICA

Ocurre cuando un objeto conductor (alambre, árbol, etc) pone en contacto una de las fases con tierra, o con la estructura de la línea. Para hacer más general el resultado, se supondrá que la falla ocurre por medio de una impedancia Z_A . (Brokering C., W; Palma B., R; Vargas D., L.; Los Sistemas Eléctricos de Potencia; 2008; p. 287)

Figura 2.4: Situación para falla monofásica



Fuente: Brokering C., W; Palma B., R; Vargas D.; L. (2008), Situación para el caso de cortocircuito monofásico, p. 287

Las condiciones de falla son:

$$V_a = Z_A I_a$$

$$I_b = I_c = 0$$

De donde se concluye que:

$$I_0 = I_1 = I_2$$

$$V_0 + V_1 + V_2 = 3Z_A I_0$$

Si se aplica superposición, y el circuito equivalente de Thevenin (situación solo con falla, sin corrientes de carga), se pueden escribir las siguientes relaciones para el punto de falla:

$$I_{0F} = I_{1F} = I_{2F} = \frac{V_F^n}{K_{1F}}$$

Con:

$$K_{1F} = Z_{1F} + Z_{2F} + Z_{0F} + 3Z_A$$

$$V_{1F} = \frac{V_F^n}{K_{1F}} (Z_{2F} + Z_{0F} + 3Z_A)$$

$$V_{2F} = -\frac{V_F^n}{K_{1F}} * Z_{2F}$$

$$V_{0F} = -\frac{V_F^n}{K_{1F}} * Z_{0F}$$

De modo que:

$$I_{aF} = \frac{3V_F^p}{K_{1F}} \quad (2.01)$$

$$I_{bF} = I_{cF} = 0 \quad (2.02)$$

$$V_{aF} = \frac{3V_F^p Z_A}{K_{1F}} \quad (2.03)$$

$$V_{bF} = -\frac{j3V_F^p}{K_{1F}} (Z_{2F} - hZ_{0F} + j\sqrt{3}h^2 Z_A) \quad (2.04)$$

$$V_{cF} = \frac{j3V_F^p}{K_{1F}} (Z_{2F} - h^2 Z_{0F} + j\sqrt{3}h Z_A) \quad (2.05)$$

2.6.2 FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Para generalizar los resultados se supondrá que la falla ocurre mediante una combinación de impedancias Z_A y Z_B . Las condiciones de falla son: (Brokering C., W; Palma B., R; Vargas D., L.; Los Sistemas Eléctricos de Potencia; 2008; p. 289)

$$I_a = 0$$

$$V_b - I_b Z_B = V_c - I_c Z_B$$

$$V_b = I_b (Z_A + Z_B) + I_c Z_A$$

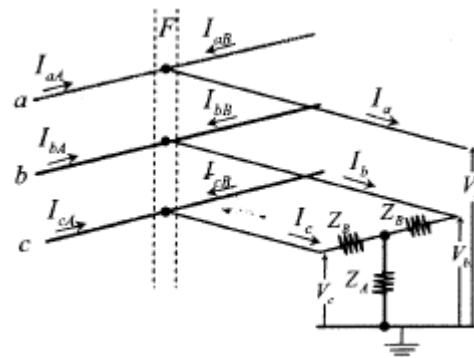
De donde:

$$I_0 + I_1 + I_2 = 0$$

Es decir:

$$V_0 - I_0(3Z_A + Z_B) = V_1 - I_1 Z_B = V_2 - I_2 Z_B$$

Figura 2.5: Situación para falla bifásica a tierra



Fuente: Brokering C., W; Palma B., R; Vargas D.; L. (2008), Situación para el caso de cortocircuito bifásico a tierra, p. 289

Se obtiene:

$$V_{aF} = \frac{3V_F^P}{K_{2F}} (Z_{2F} + Z_B)(Z_{0F} + Z_B + 2Z_A) \quad (2.06)$$



$$V_{bF} = -\frac{V_F^P}{K_{2F}} \{3Z_{2F}Z_A + Z_B(Z_{2F} - Z_{0F})(1 - h^2)\} + \frac{V_F^P}{K_{2F}} 3Z_B h^2 (Z_{0F} + Z_B + 2Z_A) \quad (2.07)$$

$$V_{cF} = -\frac{V_F^P}{K_{2F}} \{3Z_{2F}Z_A + Z_B(Z_{2F} - Z_{0F})(1 - h)\} + \frac{V_F^P}{K_{2F}} 3Z_B h (Z_{0F} + Z_B + 2Z_A) \quad (2.08)$$

$$I_{aF} = 0 \quad (2.09)$$

$$I_{bF} = \frac{V_F^P}{K_{2F}} [(Z_{2F} + Z_B)(h^2 - 1) + (Z_{0F} + Z_B + 3Z_A)(h^2 - h)] \quad (2.10)$$

$$I_{cF} = \frac{V_F^P}{K_{2F}} [(Z_{2F} + Z_B)(h - 1) - (Z_{0F} + Z_B + 3Z_A)(h^2 - h)] \quad (2.11)$$

2.6.3 FALLA BIFÁSICA

Ya se dijo que este tipo de falla es muy poco frecuente. Además, produce sobrecorrientes inferiores a las de los otros tipos de cortocircuitos, por lo que solo se le calcula en casos excepcionales. Sin embargo, el análisis de un cortocircuito bifásico por medio de una impedancia Z_A resulta interesante en cuanto corresponde al de una carga desequilibrada conectada entre fases. Las condiciones de falla son: (Brokering C., W; Palma B., R; Vargas D., L.; Los Sistemas Eléctricos de Potencia; 2008; p. 290)

$$I_a = 0$$

$$I_b + I_c = 0$$

$$V_b = V_c + Z_A I_b$$

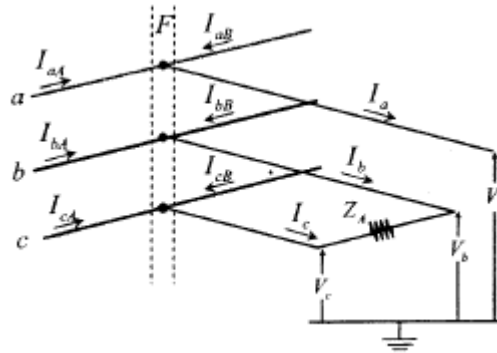
De donde:

$$I_0 = 0$$

$$I_1 + I_2 = 0$$

$$V_1 = V_2 - Z_A I_2$$

Figura 2.6: Situación para falla bifásica



Fuente: Brokering C., W; Palma B., R; Vargas D.; L. (2008), Situación cortocircuito bifásico, p. 291

De modo que:

$$I_{aF} = 0 \quad (2.12)$$

$$I_{cF} = -I_{bF} = \frac{j\sqrt{3}V_F^P}{K'_{2F}} \quad (2.13)$$

$$V_{aF} = \frac{V_F^P}{K'_{2F}} (2Z_{2F} + Z_A) \quad (2.14)$$

$$V_{bF} = -\frac{V_F^P}{K'_{2F}} (Z_{2F} - h^2 Z_A) \quad (2.15)$$

$$V_{cF} = -\frac{V_F^P}{K'_{2F}} (Z_{2F} - hZ_A) \quad (2.16)$$

2.6.4 FALLA TRIFÁSICA

Es el que produce normalmente la sollicitación más severa. La situación de la malla de secuencia positiva no se altera si el cortocircuito incluye o no un contacto a tierra a través de Z_A . Se advierte que con este tipo de falla se interrumpe totalmente la transmisión de potencia a través del elemento fallado. Las relaciones válidas para el punto de falla

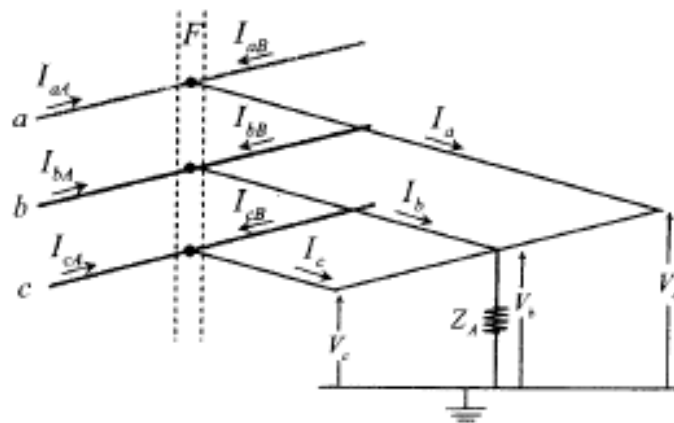
son: (Brokering C., W; Palma B., R; Vargas D., L.; Los Sistemas Eléctricos de Potencia; 2008; p. 292)

$$I_1 = \frac{V_F^p}{Z_{1F}}$$

$$I_{2F} = I_{0F} = 0$$

$$V_{1F} = V_{2F} = V_{0F} = 0$$

Figura 2.7: Situación para falla trifásica



Fuente: Brokering C., W; Palma B., R; Vargas D., L. (2008), *Cortocircuito trifásico*, p. 292

De donde:

$$I_{aF} = \frac{V_F^p}{Z_{1F}} \quad (2.17)$$

$$I_{bF} = \frac{h^2 V_F^p}{Z_{1F}} \quad (2.18)$$

$$I_{cF} = \frac{h V_F^p}{Z_{1F}} \quad (2.19)$$

$$V_{aF} = V_{bF} = V_{cF} = 0 \quad (2.20)$$



2.7 PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.7.1 PARÁMETROS LONGITUDINALES

2.7.1.1 RESISTENCIA

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia en ellas. El término “resistencia”, a menos que sea calificado específicamente, se refiere a la resistencia efectiva igual a la resistencia de Corriente Directa del conductor. (Grainger, J. & Stevenson, 2001, p.133-134)

$$R_o = \frac{\rho l}{A} \Omega \quad (2.21)$$

Donde:

ρ = Resistividad del conductor

l = Longitud

A = Área de sección transversal

2.7.1.2 INDUCTANCIA

Se define como la relación entre el flujo magnético y la intensidad de corriente eléctrica, modela el proceso de almacenamiento energético en forma de campo magnético que se produce en la línea. Se representa como una sola bobina en serie “L” el cual se opone a la variación de corriente. (Scribd, (s.f). Efecto del suelo sobre la capacitancia. Recuperando de <https://prezi.com/bvse4jjwxsr2/parametros-de-la-línea-de-transmision/>)

2.7.2 PARÁMETROS TRANSVERSALES

2.7.2.1 CAPACITANCIA

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las



placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas. La capacitancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño y espaciamiento entre ellos. El efecto de la capacitancia puede ser pequeño y muchas veces se desprecia en líneas de potencia que tienen menos de 80 km de largo. Para líneas más largas, la capacitancia crece en importancia. En forma de ecuación, la capacitancia por unidad de longitud de la línea es: (Grainger, J. & Stevenson, 2001, p. 162)

$$C = \frac{q}{v} F/m \quad (2.22)$$

Donde:

q = Carga sobre la línea en coulombs por metro

v = Diferencia de potencial entre conductores en volts

2.7.2.2 CONDUCTIVIDAD

Consiste en el estudio de las corrientes de fuga que pasan de las fases directamente a la tierra principalmente, estas corrientes fluyen a través del aislador y también por factores atmosféricos y ambientales, por esto es complejo obtener un modelo. Es muy común despreciar estas corrientes ya que representan un porcentaje muy bajo en comparación con las corrientes nominales de la línea. (Prezi, (s.f.). Parámetros de la línea de transmisión. Recuperado de <https://prezi.com/bvse4jjwxsr2/parametros-de-la-línea-de-transmision/>)

2.8 EQUIPO DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA

2.8.1 RECONECTADOR

El Reconectador es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de



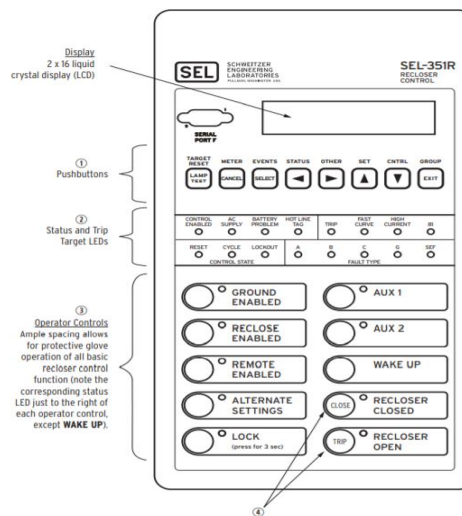
detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo, además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones, además de telecontrolarlo.

2.8.1.1 RECONNECTADOR SEL-351 R

El SEL-351R puede volver a cerrar hasta cuatro (4) veces. Esto permite hasta cinco (5) operaciones de cualquier combinación de elementos de sobrecorriente de curva rápida y de retardo. Cada el intervalo de recierre se puede configurar para hasta 999,999 ciclos (más de 4.5 horas), si es necesario. Después de que un intervalo de recierre ha excedido el tiempo de espera, el control espera un tiempo establecido por el usuario (tiempo de espera de cierre de energía) para la presencia de poder de cierre antes de proceder con el cierre automático. El reconectador necesita primario o secundario (por ejemplo, 120 Vca) de voltaje para proporcionar la potencia de cierre, dependiendo de cómo esté equipado el reconectador. Los 120 Vac el poder en el SEL-351R es una indicación de la presencia de este voltaje primario o secundario. El poder cercano el tiempo de espera tiene el mismo rango de ajuste de 999,999 ciclos que el intervalo de recierre. Los tiempos de reinicio se establecen por separado para el tiempo de reinicio de un cerrar automáticamente y restablecer el tiempo para un cierre manual / remoto del cierre patronal. Tradicionalmente, el tiempo de reinicio de un el cierre manual / remoto desde el bloqueo está configurado por menos de tiempo de reinicio para un cierre automático. Los tiempos de reinicio tienen el mismo rango de ajuste de 999,999 ciclos. El SEL-351R proporciona una estimación precisa de la ubicación de la falla, incluso durante períodos de flujo de carga sustancial. La culpa el localizador utiliza el tipo de falla, la configuración de impedancia de línea de réplica y las condiciones de falla para desarrollar una estimación de la ubicación de la falla sin canales de comunicación,

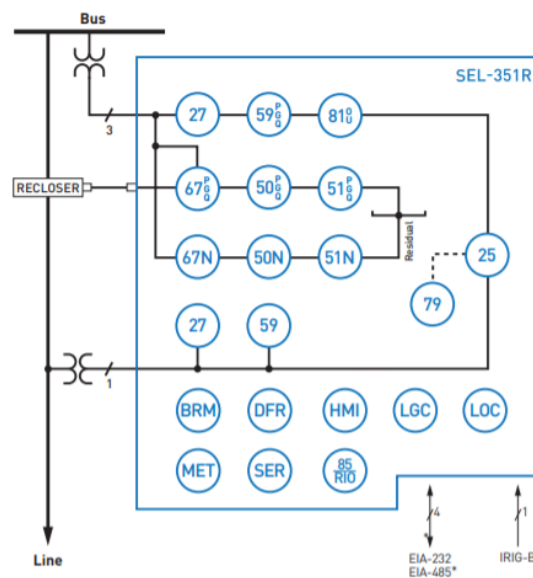
transformadores de instrumentos especiales o información previa a la falla. Esta característica contribuye al envío eficiente de los equipos de línea y la restauración rápida del servicio. El localizador de fallas requiere entradas de voltaje trifásico. (Scribd, (s.f). SEL-351R-4 Recloser Control, Take Control of Your Recloser, p. 5-6. Recuperado de https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Data%20Sheets/351R-4_DS_20160715.pdf?v=20160815-175021)

Figura 2.7: Panel de Control del RC SEL 351 R



Fuente: SEL-351R-4 Recloser Control, Front-Panel Interface, p. 11

Figura 2.8: Diagrama de funciones RC SEL 351 R



Fuente: SEL-351R-4, Functional Diagram, p. 2



2.8.1.2 RECONECTADOR SIEMENS 7SJ61

Los relés SIPROTEC 4 7SJ61 se pueden usar para la protección de línea en redes de alta y media tensión con neutro rígido a tierra, a tierra con baja resistencia, aislado o compensado. Cuando se trata de la protección de motores, el SIPROTEC 4 7SJ61 es adecuado para máquinas asíncronas de todos los tamaños. El relé efectúa todas las funciones de protección de respaldo complementarias a la protección diferencial de transformador. El relé permite controlar interruptores automáticos y otros dispositivos de maniobra y ofrece funciones de automatización. La lógica programable integrada (CFC) permite al usuario implementar sus propias funciones, por ejemplo, para la automatización de aparamenta (enclavamientos). Los usuarios también pueden crear mensajes personalizados. Las flexible interfaces de comunicación permiten arquitecturas de comunicación por módem con sistemas de control. La unidad SIPROTEC 4 7SJ61 es un relé de protección numérica que también realiza funciones de control y monitorización y, por tanto, ayuda al usuario a lograr una gestión rentable de la red y garantiza un suministro fiable de energía eléctrica a los clientes. El manejo del dispositivo se ha diseñado siguiendo criterios ergonómicos. Uno de los principales objetivos de su diseño fue una gran pantalla de fácil lectura. Dentro de las funciones de protección que tiene el reconectador se encuentra: (Siemens Product Catalog, SIPROTEC 7SJ61 – Protección de sobreintensidad. Recuperado de <https://www.siemens.com/siprotec4>)

- Protección de sobreintensidad (tiempo definido/tiempo inverso/personalizado)
- Detección de fallas a tierra sensible
- Protección de faltas a tierra intermitentes
- Faltas a tierra restringidas de alta impedancia
- Detección de corrientes de “inrush”
- Protección de sobrecarga

Figura 2.9: Reconectador Siemens 7SJ61



Fuente: Siemens Product Catalog, SIPROTEC 7SJ61

2.8.1.3 RECONECTADOR ADVC

El Reconectador en Aislamiento Sólido marca ENTEC, en sus modelos monofásico/trifásico (EPRIS/EPR-1, EPR-2 y EPR-3), de avanzada tecnología por ser un producto confiable y libre de mantenimiento, está diseñado para utilizarse en líneas áreas, como en Subestaciones. Disponible para tensiones de 15.5 kV, 27 kV y 38 kV. El mecanismo principal del Reconectador es el actuador magnético, y el material de los polos fabricado en HCEP (Resina Epóxica ciclo alifática hidrofóbica) está totalmente encapsulada con interruptores al vacío. El Reconectador está protegido con un gabinete de acero inoxidable resistente a la corrosión y es apto para ser usado en climas tropicales, con humedad moderada y severa. El control consiste en una UTR (Unidad Terminal remota) con espacio para instalar un radio o módem. Así también el Reconectador marca Entec ha sido totalmente probado y acreditado por laboratorios como KEMA, CESI o KERI, de acuerdo a las normas internacionales ANSI 37.60 e IEEE 62271-111.

(Reconectores ENTEC Product Catalog, Catálogo 2018, p. 2. Recuperado de <https://www.grupoelecond.com>)

Protecciones:

- Tipos de curvas: IECC, IEC y ESB, McGrawEdison, y curvas definidas por el usuario.
- Protección de retardo de tiempo por sobrecorriente (51P, 51G)
- Protección de sobre-corriente instantánea (50P, 50G)
- Control direccional (67)
- Pickup de carga fría y coordinación de secuencia
- Localizador de falla
- Bajo/sobre frecuencia y desconexión de carga
- Funciones de automatismo
- Hotline tag (Trabajo en línea energizado)

Figura 2.10: Panel de Control del RC ENTEC



Fuente: Reconectores ENTEC Product Catalog, catálogo 2018, p.2

2.8.2 SECCIONADOR BAJO CARGA

Los seccionadores bajo carga cuentan con cámaras en vacío para lograr la interrupción de la corriente de carga. Son utilizados para seccionar circuitos energizados de manera local o remota, debido que cuenta con una unidad remota integrada en su controlador lo cual permite monitorear y controlar el equipo a distancia. (Scribd, (s.f).

seccionadores apertura bajo carga. Recuperado de <https://www.electrowerke.com.pe/producto/Seccionadores-de-apertura-bajo-carga/>

Es un equipo de maniobra que interrumpe y cierra circuitos eléctricos con carga. Dentro de las funciones más importantes que cumple se tiene la de anillar alimentadores, como es el caso del área en estudio, que se encuentra ubicado en la comunidad de Vista Alegre.

Figura 2.11: Características de Seccionador bajo carga

CARACTERISTICAS	MODELO Fla 15/97			
Nivel de tensión	12 kV	24 kV	24 kV	38.5 kV
Frecuencia	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial (Ud)	28 kV	50 kV	70 kV	80 kV
Impulso de rayo BIL (Up)	75 kV	125 kV	170 kV	180 kV
Corriente nominal	400 630 A	400 630 A	400 630 A	400 630 A
Corriente cortocircuito	16 kA/ 1seg (Ip=40 kA)	16 kA/ 1seg (Ip=40 kA)	16 kA/ 1seg (Ip=40 kA)	16 kA/ 1seg (Ip=40 kA)
Poder de cierre asignado en cortocircuito(I _{ma})	25 kA	25 kA	10 kA	10 kA
Material de aisladores	Resina	Resina	Resina	Resina
Tipo de apertura	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical
Tipo de montaje	Horizontal / Vertical	Horizontal / Vertical	Horizontal / Vertical	Horizontal / Vertical
Norma de fabricación	EN 60265-1			

Fuente: Electro Werke Catalog Product, Seccionadores apertura bajo carga. Recuperado de <https://www.electrowerke.com.pe/producto/Seccionadores-de-apertura-bajo-carga/>



2.8.3 CELDAS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA

Es un equipo mecánico de protección y maniobra que interrumpe y cierra circuitos eléctricos con carga, con distintos medios de extinción de arco eléctrico, por ejemplo: Hexafluoruro de Azufre (SF₆), aceite, vacío, etc. Sus funciones principales son de anillar alimentadores, transferencias de carga y aislar una sección de tramo de línea por falla o mantenimiento. Por lo general se ubican en las Subestaciones en Caseta o Compactas, para el presente estudio se tiene estas celdas en la S.E Quencoro.

2.9 EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN

2.9.1 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

El transformador de corriente es un equipo esencial en los circuitos de medición, la especificación de transformadores de corriente depende de las características del circuito al que estará asociado y de los equipos de control o protecciones a los cuales les proporcionará la corriente. Los principales factores que definen las características necesarias de un transformador de corriente son las siguientes: (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

- Corriente nominal del circuito al cual se le medirá la corriente.
- Corriente nominal secundaria.
- Carga secundaria: Ohmios y voltamperios de los equipos de medida o protección que se conectarán y de los respectivos cables.
- Tipo de aplicación: Protección o medida.
- Corriente de cortocircuito máxima del circuito, esta característica es fundamental si el transformador de corriente es para protección.

Los transformadores de corriente se aplican principalmente en:



- Circuitos de protecciones: Para llevar las corrientes a los equipos de protecciones y equipo de registro de falla.
- Circuitos de medición: Proporcionan la corriente necesaria para todos los equipos de medición tales como amperímetros, vatímetros, unidades multifuncionales de medida, contadores de energía, transductores para telemedida, etc.

2.9.1.1 SELECCIÓN DE CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA Y SECUNDARIA

La corriente nominal primaria debe de ser igual o superior a la corriente máxima del circuito en operación normal. Se sugiere que la corriente nominal del CT sea entre un 10% y un 40% superior a esta corriente máxima. Las corrientes nominales primarias de los transformadores de corriente se encuentran normalizadas. De acuerdo con la norma IEC 60044-1 los valores nominales primarios son los siguientes: 10-12, 5-15-20-25-30-40-50-60-75 A, y sus múltiplos decimales. La corriente nominal secundaria se selecciona teniendo en cuenta los equipos existentes que se quieran alimentar desde el secundario del transformador de corriente. Si los equipos son nuevos se puede seleccionar una corriente nominal secundaria de 1 A o de 5 A (la norma IEC 60044-1 contempla también la posibilidad de 2 A). (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

2.9.1.2 SELECCIÓN DE LA CARGA SECUNDARIA

Este parámetro debe ser seleccionado con cuidado, debido a que una mala selección de la capacidad secundaria conducirá a una pérdida de la precisión del transformador de corriente o a la saturación. La norma IEC 60044-1 tiene normalizados los siguientes valores de carga secundaria: 2,5 – 5,0 – 10 – 15 y 30 VA. También se

pueden seleccionar valores superiores a 30 VA de acuerdo con los requerimientos de la aplicación. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

2.9.1.3 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE PARA PROTECCIÓN Y MEDIDA

En caso de hacer uso del CT para protección se requiere una gran precisión, normalmente inferior al 1%, sin embargo, esta alta precisión se requiere para una corriente que normalmente no es superior o es ligeramente superior a la corriente nominal del circuito. En caso de fallas o condiciones anormales transitorias no es un problema que la medida no sea muy precisa. Si se hace uso del CT para protección es aceptable tener una precisión de hasta el 10%, sin embargo; se requiere que esta precisión se mantenga para corrientes elevadas como las que aparecen durante un cortocircuito. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

Tabla 2.1: Clases de precisión de medida norma IEC 60044

Clase de precisión	±Porcentaje de error al porcentaje de corriente dado abajo					± Desplazamiento de fase en minutos al porcentaje de corriente dado abajo			
	5%	20%	50%	100%	120%	5%	20%	100%	120%
0.1	0.4	0.2	-	0.1	0.1	15	8	5	5
0.2	0.75	0.35	-	0.2	0.2	30	15	10	10
0.5	1.5	0.75	-	0.5	0.5	90	45	30	30
1.0	3.0	1.5	-	1.0	1.0	180	90	60	60
3	-	-	3	-	3	-	-	-	-
5	-	-	5	-	5	-	-	-	-

Fuente: (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

Tabla 2.2: Clases de precisión extendida norma IEC 60044

Clase de precisión	±Porcentaje de error al porcentaje de corriente dado abajo					± Desplazamiento de fase en minutos al porcentaje de corriente dado abajo				
	1%	5%	20%	100%	120%	1%	5%	20%	100%	120%
0.2S	0.75	.35	0.2	0.2	0.2	30	15	10	10	10
0.5S	1.5	0.75	0.5	0.5	0.5	90	45	30	30	30

Nota: Esta tabla aplica solamente para transformadores de corriente con corriente secundaria de 5 A

Fuente: (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

2.9.2 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

El transformador de tensión es un equipo esencial en los circuitos de medición y protecciones, la especificación de transformadores de tensión depende de las características del circuito al que estará asociado y de los equipos de control o protecciones a los cuales les proporcionará la tensión. Los factores que definen las características necesarias para un transformador de tensión son las siguiente: (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

- Tensión nominal del circuito al cual se le medirá la tensión
- Tensión nominal o secundaria
- Tipo: Inductivo o de acople capacitivo
- Carga secundaria: Ohmios y voltamperios de los equipos de medida o protección que se conectarán y de los respectivos cables
- Tipo de aplicación: Protección o medida

2.10 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

La aplicación de protecciones eléctricas involucra aspectos de:



2.10.1 CONFIABILIDAD

La confiabilidad expresa el atributo de un sistema de protecciones de operar correctamente ante situaciones en las cuales está diseñado para operar y no operar en condiciones normales. Este concepto se expresa en términos de las propiedades de dos conceptos: fiabilidad (o redundancia) y seguridad. La fiabilidad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el sistema de protección operará correctamente ante la presencia de una condición anormal o falla, tomando las Acciones necesarias ante esta situación. Se mide como la probabilidad de que el sistema actúe efectivamente en presencia de una falla. La seguridad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el relé no operará incorrectamente bajo condiciones normales. Se mide como la probabilidad de que el sistema de protecciones no presente actuaciones en ausencia de falla o que actúen otras protecciones diferentes a las que debieron actuar. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

2.10.2 VELOCIDAD

Los efectos de las condiciones anormales están muy relacionados con su duración, por lo cual una primera característica que deben cumplir los esquemas de protección eléctrica es la rapidez de actuación. El tiempo de duración de las fallas es determinante para establecer las consecuencias, a continuación, se muestran algunos efectos relacionados directamente con el tiempo de duración: (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

- La probabilidad de que la corriente a través del cuerpo genere fibrilación aumenta con el tiempo de exposición.
- El calentamiento de los conductores y equipos eléctricos durante las fallas es proporcional al tiempo de duración.



- La pérdida de estabilidad de un sistema de potencia debido a un cortocircuito depende del tiempo que se demoren las protecciones en despejarlo.

2.10.3 SENSIBILIDAD

Normalmente las condiciones anormales o fallas que están asociadas con cambios significativos de la tensión y de la corriente son detectadas más fácilmente que aquellas asociadas con cambios menores. Este aspecto es de vital importancia teniendo en cuenta que los seres humanos somos vulnerables a corrientes tan pequeñas como 30 mA que difícilmente son detectadas por dispositivos de protección. Por esto se requiere en muchos casos sistemas de protecciones que sean sensibles a pequeñas corrientes o cambios de tensión. La sensibilidad de las protecciones se expresa como el valor mínimo de la señal de entrada o el cambio en la señal de entrada, que hace que el sistema de protecciones opere. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

2.10.4 SELECTIVIDAD

Es una característica del sistema de protecciones como conjunto, y es la capacidad que tiene éste de aislar únicamente el elemento que se encuentra en falla. Existen varios métodos mediante los cuales se logra selectividad: por tiempo y por magnitud de la señal actuante. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

2.10.5 SIMPLICIDAD

El sistema de protecciones debe ser tal que permita a los equipos trabajar al máximo de su capacidad, teniendo en cuenta sus limitaciones y sin permitir condiciones que generen riesgos para las personas, equipos e instalaciones. Un sistema de protecciones bastante complejo puede conducir a operaciones erróneas que traerán como consecuencia desconexión innecesaria de equipo e interrupción de procesos, además,

puede generar problemas durante la instalación, operación y mantenimiento. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

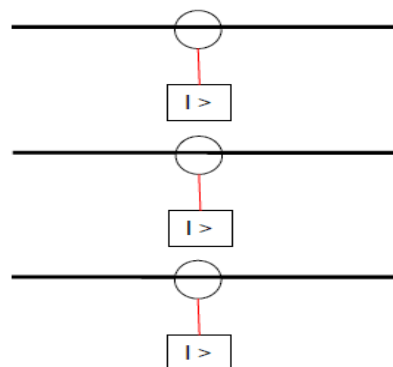
2.11 RELÉS DE SOBRECORRIENTE

Las condiciones anormales más comunes en sistemas eléctricos están asociadas con cortocircuito y sobrecarga. El relé de sobrecorriente es un elemento que funciona con base en la corriente sensada, la cual puede incrementarse debido a alguna condición anormal del sistema, tal como un cortocircuito o una sobrecarga. La protección de sobrecorriente es la forma más simple y la menos costosa de proteger un circuito o equipo. Esta protección permite aclarar las fallas con un retardo de tiempo que depende de la magnitud de corriente circulante, suministrando un respaldo para los terminales remotos. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

2.11.1 RELÉS DE FASES Y DE TIERRA

De acuerdo con la corriente actuante se pueden tener relés de sobrecorriente de fases y de tierra.

Figura 2.12: Conexión de los relés de sobrecorriente de fases

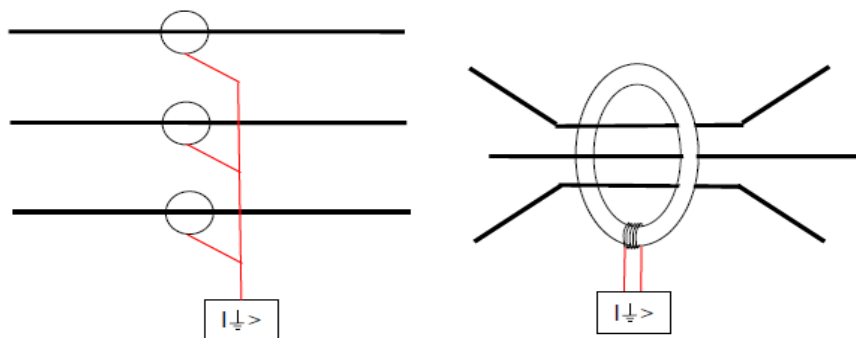


Fuente: Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión

Los relés de fase operan para todo tipo de falla, debido a que actúan con la corriente que circula por cada una de las fases, la conexión es tal como se muestra en la

Figura 2.12. Los relés de sobrecorriente de tierra están solo detectan fallas que involucren tierra. El relé de sobrecorriente de tierra es una protección que puede garantizar una alta sensibilidad teniendo en cuenta que se alimenta con la corriente residual, la cual debe tener normalmente un valor bastante bajo. Se tienen dos esquemas de conexión para este tipo de relé, como se muestra en la Figura 2.13. En el caso en el cual la suma se realiza en el secundario de los transformadores de corriente, el error en la medición de la corriente residual puede ser alto debido a que el error es proporcional a la corriente de cada fase. En el segundo caso el error es proporcional a la corriente residual, siendo mucho más bajo que en el primer caso. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

Figura 2.13: Conexión de los relés de sobrecorriente de tierra



Fuente: Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión

2.11.2 CURVAS DE SOBRECORRIENTE

La característica de operación de un relé de sobrecorriente puede ser de tiempo inverso, de tiempo definido o instantánea. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

- Un relé de sobrecorriente instantáneo opera cuando la corriente supera un umbral de ajuste, el tiempo de retardo de la operación no es intencional y depende del equipo.



- Un relé de tiempo definido opera cuando la corriente supera un umbral y tiene un retardo intencional fijo en el tiempo de operación.
- Un relé de tiempo inverso opera cuando la corriente supera un umbral y tiene un retardo intencional inversamente proporcional a la magnitud de la corriente. Con mayor corriente, el tiempo de operación es menor y viceversa.

Las normas ANSI/IEEE C37.112-1996 e IEC 255-4 definen las ecuaciones para cada una de las características Tiempo vs. Corriente. Las curvas normalizadas son: Inversa, Moderadamente Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa. Sin embargo, los fabricantes de relés de sobrecorriente en ocasiones ofrecen otras posibilidades de curvas adicionales a las normalizadas. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

2.11.3 CURVAS IEC

Estas curvas se encuentran definidas en la norma IEC 60255 – 3. De acuerdo con esta norma existen las curvas A, B y C, la ecuación general es la siguiente: (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

$$t = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^a - 1} \quad (2.23)$$

Donde:

t = Tiempo de operación del relé

I = Corriente actual a través del circuito protegido

I_s = Corriente de arranque del relé

A, k = Constantes que dependen del tipo de curva, ver Tabla 2.3

Tabla 2.3: Constantes para curvas IEC

	A	B	C
k	0.14	13.5	80.0
α	0.02	1.0	2.0

Fuente: Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión

2.12 PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES

Los disturbios eléctricos que se pueden presentar son: (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

- Sobrecarga: La primera protección es el adecuado dimensionamiento de los conductores de acuerdo con los factores de disminución de capacidad y los niveles de tensión, cuando se presenta la condición de sobrecarga se utilizan normalmente relés de sobrecarga (tiempo inverso), relés térmicos o dispositivos térmicos bimetálicos.
- Cortocircuitos y fallas a tierra: cuando se presentan estas fallas deben ser aclaradas por medio de relés de sobrecorriente que garanticen velocidad en la actuación.

2.12.1 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES TEMPORIZADA (51)

El ajuste de la protección de sobrecorriente se selecciona del menor valor entre: (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

- El 90% del valor máximo de corriente soportado por el conductor después de haber aplicado los factores de corrección necesarios, por ejemplo, el de temperatura o por el número de conductores en paralelo.
- La corriente nominal del transformador de corriente asociado al circuito multiplicado por el factor de sobrecarga permitido (Normalmente puede ser 20%).



- El 125% de la corriente nominal del transformador (si existe).

Para el caso de equipos de protección de sobrecorriente con dial y curvas seleccionables, estos se determinan de acuerdo a la curva de daño de los conductores, buscando la selectividad entre las protecciones aguas arriba y aguas abajo del dispositivo y debe tener márgenes de tiempos de coordinación entre 200 ms y 300 ms. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

Además, se debe verificar que:

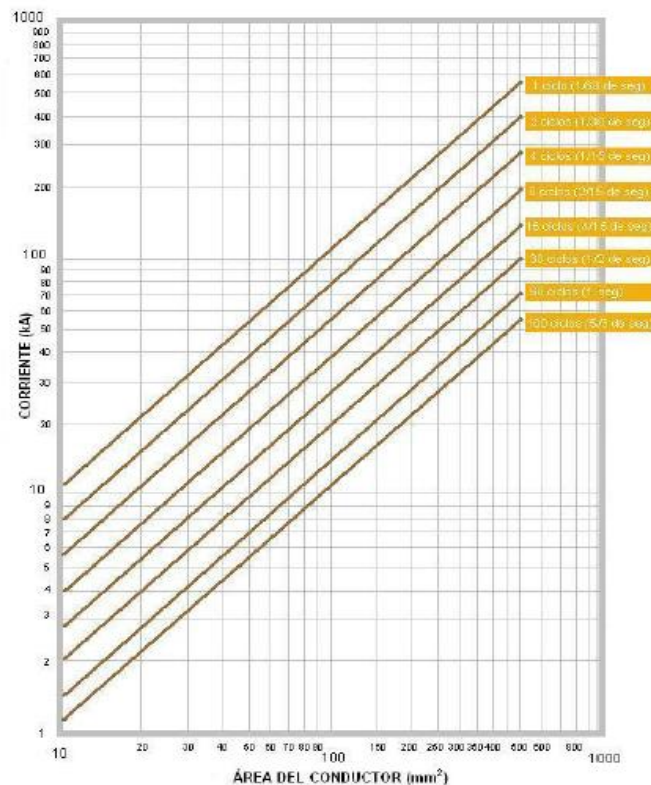
- El arranque de la función sea al menos de 2 veces la corriente de carga máxima normal y nunca menor de 1.5 veces, ó de 1.25 veces la corriente de carga de corto tiempo (arranque de carga simultánea), como por ejemplo durante la reacceleración de los motores al ocurrir una transferencia automática.
- La falla mínima más alejada debe hacer operar el relé con, al menos, el doble de su pick-up.

2.12.2 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES DE TIEMPO DEFINIDO (50)

El ajuste de la protección de sobrecorriente de fases instantáneo se ajusta buscando una buena coordinación con los elementos aguas arriba y aguas abajo de la protección, con un valor normalmente entre 5 y 10 veces la corriente nominal del circuito. Este ajuste se debe verificar con la mínima corriente de falla para verificar que la protección actúe dentro de la característica magnética ante cortocircuitos. Para obtener una adecuada coordinación entre las funciones ANSI 50 de las protecciones de los elementos como motores y transformadores, se debe garantizar que el tiempo de retraso (Delay), garantice un margen de coordinación entre 200 ms y 300 ms entre ambas funciones. Además, se debe verificar que el ajuste obtenido de la protección de sobrecorriente de fases

(temporizada e instantánea) se ubique por debajo de la curva de soportabilidad del conductor asociado, para garantizar que este no sufrirá daño. En la Figura 2.14, se muestran las curvas de daño de los diferentes conductores. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

Figura 2.14: Curvas de daño de los conductores



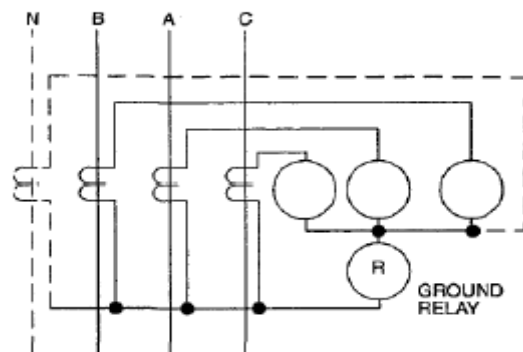
Fuente: Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión

2.12.3 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA TEMPORIZADA (51N)

El valor de arranque de los relés de sobrecorrientes de tierra se recomienda ajustar en entre un 10% y 30% de la corriente nominal del alimentador, dado que los niveles de desbalance esperados en el sistema son inferiores este valor. Cuando se tiene una conexión residual de los transformadores de corriente para censar la corriente primaria (Figura 2.15) es recomendable ajustar el valor de arranque de la función en un 30% de la corriente nominal del alimentador para evitar disparos indeseados por la suma de los

errores inherentes a los transformadores de corriente; si para censar la corriente primaria se emplea un transformador de corriente toroidal, el valor de arranque de la función se puede disminuir hasta 10% de la corriente nominal del alimentador. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

Figura 2.15: Conexión residual del relé



Fuente: Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión

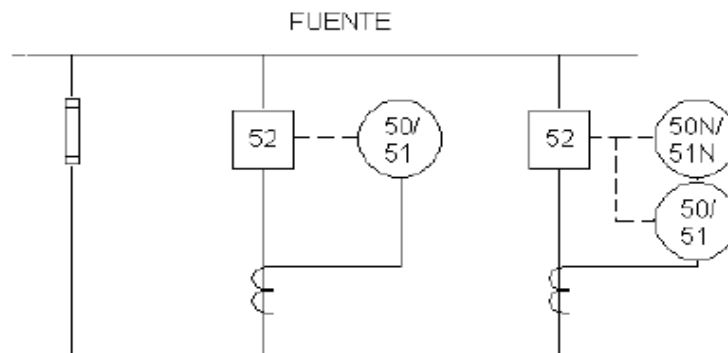
Se debe seleccionar una curva tipo adecuado y el dial se ajusta para garantizar coordinación con las protecciones de aguas abajo. Los valores de arranque de la función ANSI 51N entre un 10% y un 30% aplican cuando no hay desbalance de cargas en el sistema. En caso de desbalances de carga considerables será necesario aumentar el ajuste. Además, para evitar la saturación no uniforme en los 3 transformadores de corriente (CT), se debe limitar el burden de estos para que la tensión desarrollada, durante el arranque, sea menor del 75% de su tensión nominal. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

2.12.4 FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA DE TIEMPO DEFINIDO (50N)

El ajuste de la protección de sobrecorriente de fases de tiempo definido se ajusta buscando una buena coordinación con los elementos aguas abajo de la protección. Se recomienda un ajuste de 3 veces la corriente nominal del circuito y con un tiempo de

actuación de entre 200 ms y 300 ms. La forma típica de protección de alimentadores se muestra en la Figura 2.16. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

Figura 2.16: Esquema típico para protección de alimentadores



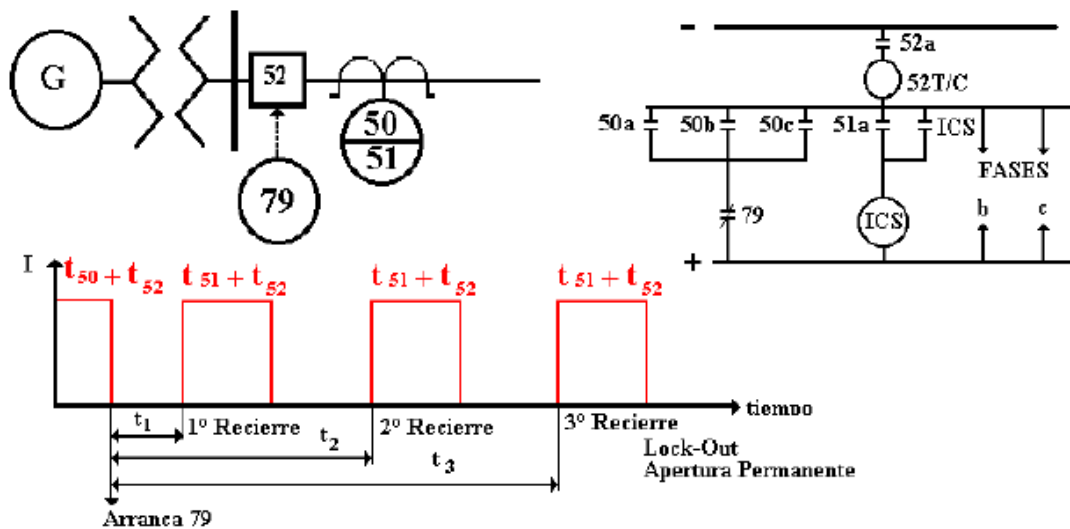
Fuente: Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión

2.12.5 FUNCIÓN DE RECIERRE (79)

El relé de recierre, identificado con el N° 79, es un dispositivo de control que convierte a un interruptor de potencia en un dispositivo automático de recierre. La única función del relé de recierre es comenzar a contar al instante en que el interruptor, en respuesta a una orden del relé de sobrecorriente, abre el circuito y enviar “señales de cierre” de vuelta al interruptor a tiempos pre-definidos. En la Figura 2.17 se muestra gráficamente la operación de este relé. Obsérvese que el relé no temporiza los intervalos entre despejes de la falla y los sucesivos recierres. El relé establece una secuencia de recierres a t_1 , t_2 y t_3 segundos, iniciando el conteo en el instante de la primera apertura. Al ocurrir una falla en la línea, si ésta es suficientemente severa, será detectada tanto por el relé 50 y como por el relé 51. El relé 50, siendo más rápido, ordena la apertura del interruptor el cual despeja la falla al cabo de $(t_{50} + t_{52})$ segundos. En este instante arranca la temporización del relé 79, el cual abre los contactos 79 en el circuito de control inhibiendo a las unidades instantáneas. Al cabo de t_1 segundos ordena el primer recierre; si la falla permanece, se repite el proceso, pero en esta ocasión quien ordena la apertura

del 52, es el relé 51. Si la falla se mantiene, el proceso se repite para t_2 y t_3 segundos. Luego del tercer recierre, si la falla permanece, el interruptor se abre en forma permanente. Si luego de cualquiera de los recierres, la falla ha desaparecido, el interruptor permanecerá cerrado y el relé 79 se repondrá y quedará listo para otra secuencia de operación. (Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión)

Figura 2.17: Operación de un Relé de Recierre



Fuente: Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión

CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

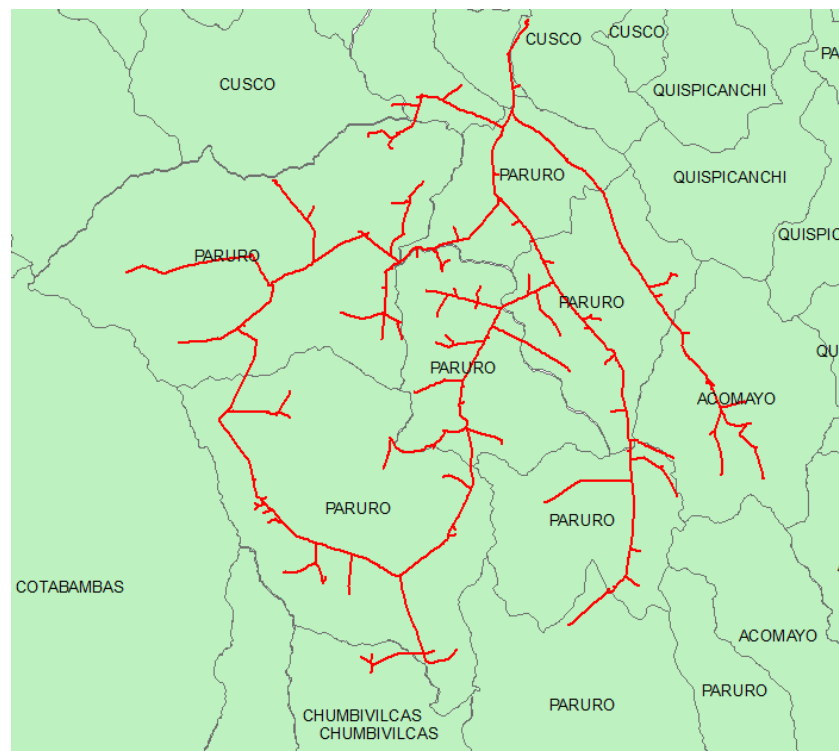
3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ESTUDIO

El área de estudio se ubica en la región de Cusco, entre los distritos de Paruro y Acomayo, el Sistema Eléctrico Quencoro (138 KV) se ubica en la ciudad del Cusco. La altitud del terreno oscila entre los 2737 a 4250 m.s.n.m.

Para fines del estudio se denomina Sistema Eléctrico de Quencoro y sistema eléctrico en estudio a la red de distribución en 22.9 KV comprendido por el alimentador de MT (AMT) llamado QU-05.

El AMT QU-05 de la S.E Quencoro suministra energía en gran parte a la provincia de Paruro y una pequeña parte de la provincia de Acomayo.

Figura 3.1: Mapa georreferenciado del AMT QU05



Fuente: Electro Sur Este S.A.A

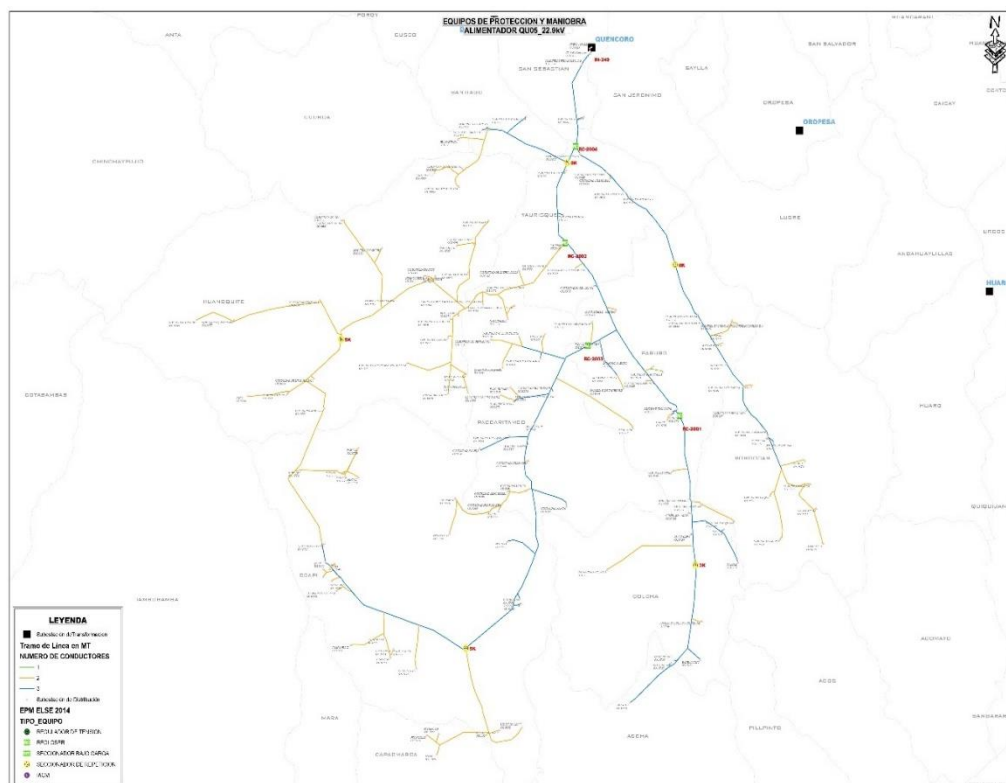
3.2 CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR

Al ser un área con mayor tamaño y distancias entre las comunidades es que se usa un transformador elevador de potencia de 10.5 a 22.9 KV.

Dentro de los cuales hay instalados 6752 suministros entre instalaciones monofásicas y trifásicas, todos los usuarios del AMT QU05 están ubicados en la regulación tarifaria:

- BT5B: Por ser clientes que tienen una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta o con una demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta.
- BT5C y BT5C-AP: Son principalmente los de consumo de iluminación especial de parques, jardines, plazas y demás instalaciones de alumbrado adicional a cargo de las municipalidades.

Figura 3.2: Secciones del conductor en el AMT QU05



Fuente: Electro Sur Este S.A.A



Tiene 589.6701 km de cableado aéreo dividido en:

- 367.40 km (Media Tensión) – All aluminum alloy conductor (AAAC) en un 85.91% y Cobre Desnudo (CU_DES) en 14.09%
- 222.27 km (Baja Tensión) - Autoportante Aluminio (AUT_AL) y CPI

La red troncal tiene un cable de sección 70 mm^2 Al mientras que sus derivaciones presentan cable de sección 25 mm^2 y 35 mm^2 Al, el mismo que se tiene en cuenta al momento de graficar el sistema en el software computacional ETAP.

. El AMT QU05 presenta un tendido aéreo eléctrico en su totalidad: trifásico (3 conductores) y bifásico (2 conductores), esto debido a la poca carga que generan comunidades como Percca, Chocho, Miscabamba, Tuyucachu, etc.

Se prevee la instalación a 3 conductores a futuro en los ramales y/o circuitos alternos del alimentador en cuestión; en tanto la cantidad de usuarios crezca y la demanda sea mayor tal como es el caso de la comunidad de Quepo, que cuenta con un proyecto existente próximo a ejecutarse.

Se tiene 168 S.E de distribución ubicados a lo largo del alimentador los cuales se detallan en el anexo C. La mampostería comprende postes de 12/13/15 m (Madera, concreto y fierro)

3.3 SUBESTACIÓN QUENCORO 138/34.5/10 KV

Recalcando la importancia de una subestación como suministro de energía para una instalación industrial, comercial o residencial; es imprescindible que su funcionamiento y operatividad sea continua por lo que ningún agente externo a la subestación debe ser una variable que interrumpa alguna operación de la subestación. Como agente externo, se encuentran los fenómenos naturales como lluvia, relámpago,



terremoto, huracán y todo aquel que provoque una avería en el equipo o cableado de la subestación; de igual manera, el elemento humano es un factor donde la probabilidad de error y/o accidente ronda del 0.01 % al 99.99 %, ya sea por un experto o por alguna persona con nula experiencia. El diseño tiene que contemplar todos estos agentes.

Cuando se trabaja frente a equipos eléctricos tales como tableros de distribución y control, interruptores, interruptores automáticos, controles de motores, relés y equipos similares se debe de tener un espacio mínimo de trabajo, tomando como referencia las partes vivas, si estas están expuestas o desde el frente de la caja o abertura si están encerradas. La distancia o espacio de trabajo va a ser proporcional en función de la tensión eléctrica nominal a Tierra siendo que entre mayor sea la tensión, la distancia será mayor.

Las conexiones del cableado se tienen que realizar con cable que por sus características puede estar expuesto y sin recubrimiento, y lo cual, cerca de una persona sería una alta probabilidad de accidente, por lo que el diseño debe estar pensado en que ninguna persona por tropiezo, por curiosidad, sentarse o recargarse pueda tocar el cable; este debe quedar fuera del alcance de cualquier persona al punto de que cualquier contacto con el cable sería un propósito de que tuviera que pensar para llegar a él.

3.3.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN QUENCORO

En la S.E Quencoro se encuentra principalmente el siguiente equipamiento:

A. 2 Transformadores de Potencia de 3 devanados

Características del transformador código T80-131

- 20/6/14 MVA ONAN
- 25/7.5/17.5 MVA ONAN
- $132 \pm 8 \times 1.25 \% / 34.5 / 10.5$ KV
- YNyn0d11



- Vcc HM 4.44% 7.5 MVA
- Vcc ML 1.31% 7.5 MVA
- Vcc HL 6.92% 17.5 MVA

Características del transformador código T47-131

- 10/3/7 MVA ONAN
- 25/7.5/17.5 MVA ONAN
- $132 \pm 8 \times 1.25 \% / 34.5 / 11.5$ KV
- YNyn0d11
- Vcc HM 4.49% 3 MVA
- Vcc ML 3.03% 7 MVA
- Vcc HL 7.07% 7 MVA

Se adjunta en el anexo D la fotografía de la placa de ambos transformadores

B. Transformador de puesta a tierra (zig-zag)

- 12 KV
- 10.5 Ohm/fase
- 1980 Amp, 10s

C. Alimentadores QU01, QU02, QU03, QU04, QU06 y QU07 en 10.5 KV

- QU01: L-0130 (Jorge Chávez - Aeropuerto)
- QU02 L-1056 (Vía Expresa)
- QU03: L-0133 (San Sebastián)
- QU04: L-0132 (San Jerónimo)
- QU05: L-0131 (Paruro)
- QU06: L-1055 (Real Plaza)
- QU07: L-1057 (Ladrilleras)
- Reserva 4

D. Alimentador QU05 en 22.9 KV

El motivo de elevar el nivel de tensión se debe a las distancias que existen en el sistema eléctrico material del estudio.

E. Bahía de salida en 34.5 KV de la línea L-3302

Se adjunta en el anexo A.1 el diagrama unifilar de la S.E Quencoro.

3.3.2 RELÉS DE PROTECCIÓN DE LA S.E QUENCORO

Tabla 3.1: Listado de relés ubicados en la S.E Quencoro

<i>SUB ESTACIÓN QUENCORO</i>						
<i>COD. RELÉ</i>	<i>EQUIPO PROTEGIDO</i>	<i>KV</i>	<i>MARCA</i>	<i>TIPO</i>	<i>FUNCIONES</i>	<i>CT</i>
		138			87T , 50/51P , 50/51N	150/1
RE1QUT80-131	T80-131	34.5	SIEMENS	7UT633	50/51P, 50/51N	150/1
	138/34.5/10.5 KV	10			50/51P, 50/51N	1000/1
RE2QUT80-131	25/7.5/17.5 MVA	138	SIEMENS	7SJ62	50/51P, 50/51N	150/1
RE3QUT80-131		34.5	SIEMENS	7SJ64	50/51P, 50/51N	150/1
RE4QUT80-131		10.5	SIEMENS	7SJ64	50/51P, 50/51N	1000/1
		138			87T , 50/51P , 50/51N	50/1
RE1QUT47-131		35	SIEMENS	7UT633	50/51P, 50/51N	60/1
	T47-131	10			50/51P, 50/51N	500/1
	138/34.5/10.5 KV	138			87T , 50/51P , 50/51N	50/1
RE2QUT47-131	10/3/7 MVA	34.5	SIEMENS	7UT633	50/51P, 50/51N	60/1
		10.5			50/51P, 50/51N	500/1
RE3QUT47-131		35	SIEMENS	7SJ64	50/51P, 50/51N	60/1
RE4QUT47-131		10	SIEMENS	7SJ64	50/51P, 50/51N	500/1
RE1QUL3302	L-3302	35	SIEMENS	7SJ64	50/51P, 50/51N	150/1
RE1QU01	Salida 1	10.5	SIEMENS	7SJ61	50/51 , 50N/51N	300/5
RE1QU02	Salida 2	10.5	SIEMENS	7SJ61	50/51 , 50N/51N	300/5
RE1QU03	Salida 3	10.5	SIEMENS	7SJ61	50/51 , 50N/51N	300/5
RE1QU04	Salida 4	10.5	SIEMENS	7SJ64	50/51 , 50N/51N	300/1
RE1QU05	Salida 5	10.5	SIEMENS	7SJ61	50/51 , 50N/51N	100/5
RE2QU05		22.9	SEL	351R	50/51 , 50N/51N , 79	----
RE1QU06	Salida 6	10.5	SIEMENS	7SJ64	50/51 , 50N/51N	300/1
RE1QU07	Salida 7	10.5	SIEMENS	7SJ64	50/51 , 50N/51N	300/1
RE1QUAcop	Acople	10.5	SIEMENS	7SJ64	50N/51N	600/1
					50/51	50/1
RE1QUZig	ZigZag	10.5	SIEMENS	7SJ64	50N/51N	150/1

Fuente: Elaborado con datos proporcionados por ELSE

Toda la S.E Quencoro cuenta con 19 relés de protección, tal como se muestra en el anexo A.3.



3.4 ALIMENTADOR MT QUENCORO 05

El alimentador de media tensión QU-05 es suministrado desde la barra de 10.5kV de la S.E. Quencoro (138/34.5/10.5kV), la cual pertenece al Área Operativa N°13 del Área Operativa Sur del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en conjunto con las Subestaciones eléctricas de Dolorespata, Cachimayo, Machupicchu, Combapata, Tintaya, Abancay, Abancay Nueva y Suriray.

3.4.1 DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DEL AMT QU05

Partiendo de la barra de 10.5 KV se tiene:

- El relé numérico de marca SIEMENS modelo 7SJ61 con código R1QU05 el cual funciona como protección del alimentador y de sobreintensidad, se usa como protección de respaldo, aparte de ser un relé de sobreintensidad no direccional que opera como protección de la línea de media tensión con neutro rígido a tierra, a tierra con baja resistencia, aislado o compensado.

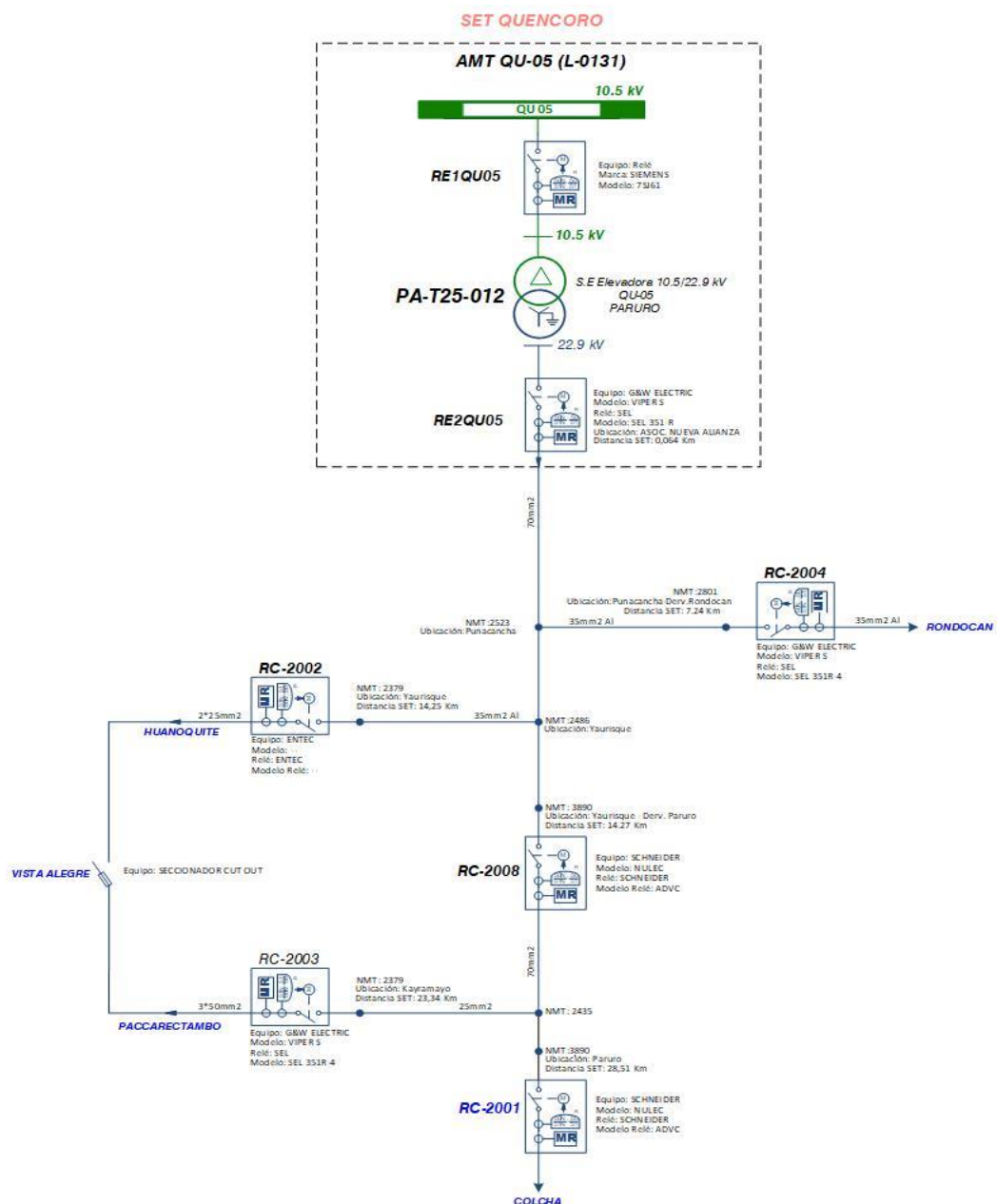
Ejecuta las funciones de protección de respaldo complementarias a la protección diferencial de transformador. La inhibición de la intensidad transitoria al cerrar impide eficazmente disparos causados por corrientes de conexión. La protección de fallas a tierra restringidas de alta impedancia detecta cortocircuitos y faltas de aislamiento en el transformador.

- El transformador elevador de potencia de 10.5 a 22.9 KV con código PA-T25-012, con una potencia de 0.630 MVA de características $22.9 \pm 2 \times 2.5\%$ / 10 KV.
- El relé numérico de marca SEL modelo 351R con código R2QU05 que funciona como elemento direccional de fase y tierra, disparo y control multinivel de baja y

sobre frecuencia y medición de alta precisión, y como protección del transformador elevador.

- Dos reconectadores numéricos de marca SCHNEIDER de tipo ADVC, que son seccionadores totalmente automatizados.
- Dos reconectadores numéricos de marca SEL de tipo 351R.
- Un reconectador numérico de marca EVRC de tipo EVRC2A.

Figura 3.3: Diagrama unifilar de los relés del AMT QU05



Fuente: Elaborado con datos brindados por ELSE

Todos los relés tienen activado las funciones de sobrecorriente de fases (50 y 51), y a tierra (50N y 51N), asimismo los relés ubicados aguas abajo de la subestación tienen activada la función de recierre (79).

Todos los equipos de protección antes nombrados tienen capacidad SCADA y cuentan con protocolos de comunicación, son monitoreados y operados remotamente desde la sala de control de ELSE. El esquema unifilar de dichas protecciones se detalla de la siguiente forma:

3.4.2 RELÉS DE PROTECCIÓN DEL AMT QU05

Listado de reconectores instalados aguas debajo de los alimentadores de la S.E

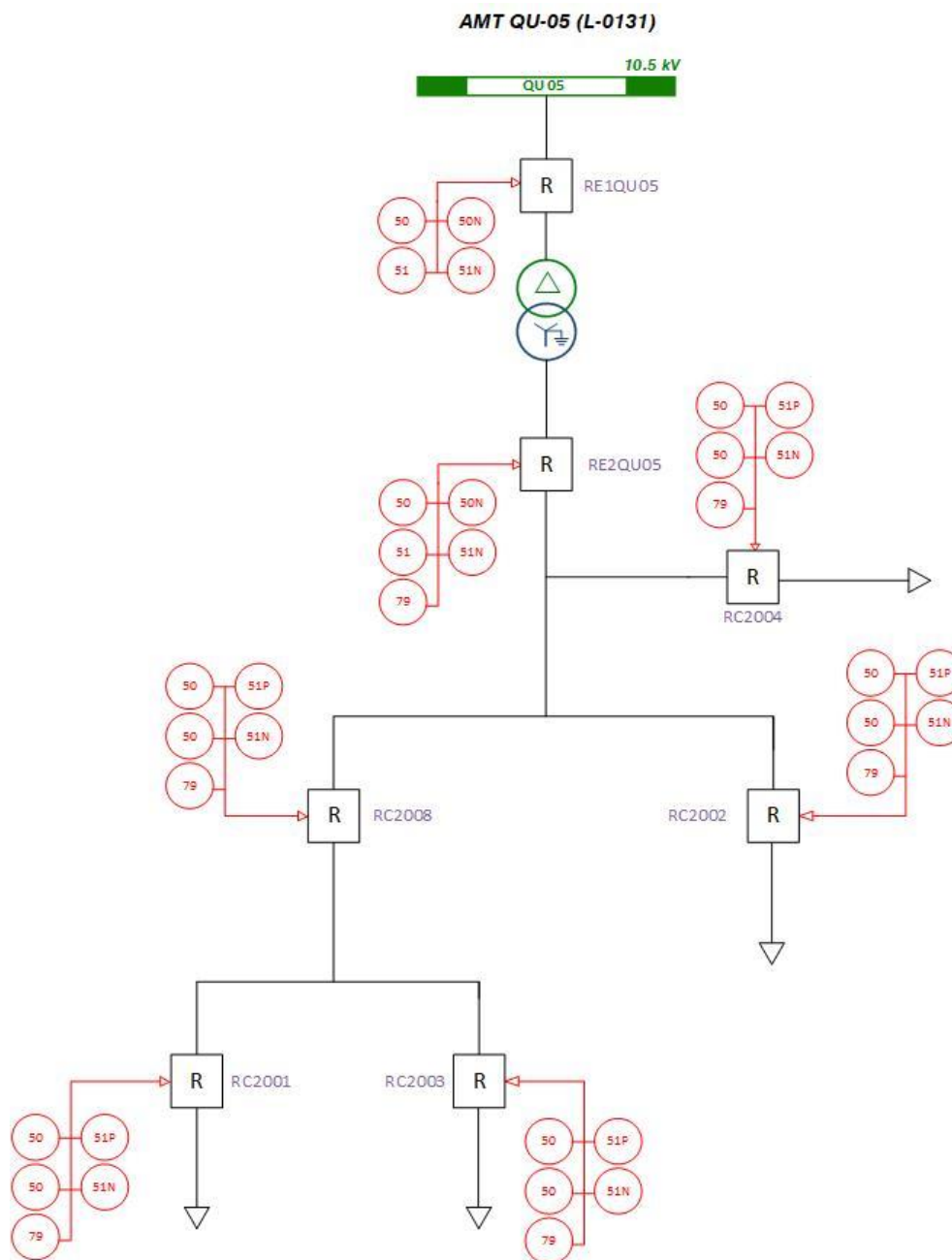
Quencoro:

Tabla 3.2: Listado de los relés ubicados en el AMT QU05

<i>SUB ESTACIÓN QUENCORO (QU)</i>						
<i>CÓDIGO RELÉ</i>	<i>ALIMENTADOR</i>	<i>KV</i>	<i>MARCA</i>	<i>TIPO</i>	<i>FUNCIONES</i>	
RC1022	SALIDA QU01	10.5	NOJA	RC10	50/51P , 50/51N , 79	
RC1023		10.5	NOJA	RC10	50/51P , 50/51N , 79	
RC1024		SALIDA QU02	10.5	NOJA	RC10	50/51P , 50/51N , 79
RC1003			10.5	NOJA	RC10	50/51P , 50/51N , 79
RC1025		10.5	NOJA	RC10	50/51P , 50/51N , 79	
RC1026	SALIDA QU03	10.5	NOJA	RC10	50/51P , 50/51N , 79	
RC1028		10.5	SEL	351R	50/51P , 50/51N , 79	
RC1062	SALIDA QU04	10.5	SEL	351R	50/51P , 50/51N , 79	
RC1027		10.5	NOJA	RC10	50/51P , 50/51N , 79	
RC2001		SALIDA QU05	22.9	SCHNEIDER	ADVC	50/51P , 50/51N , 79
RC2002	22.9		EVRC	EVRC2A	50/51P , 50/51N , 79	
RC2003	22.9		SEL	351R	50/51P , 50/51N , 79	
RC2004	22.9		SEL	351R	50/51P , 50/51N , 79	
RC2008	22.9		SCHNEIDER	ADVC	50/51P , 50/51N , 79	
RC1012	SALIDA QU07	10.5	TAVRIDA	RC05	50/51P , 50/51N , 79	
RC3001	L-3302	33	NOJA	RC10	50/51P , 50/51N , 79	

Fuente: Elaborado con datos brindados por ELSE

Figura 3.4: Funciones activas en relés del AMT QU05

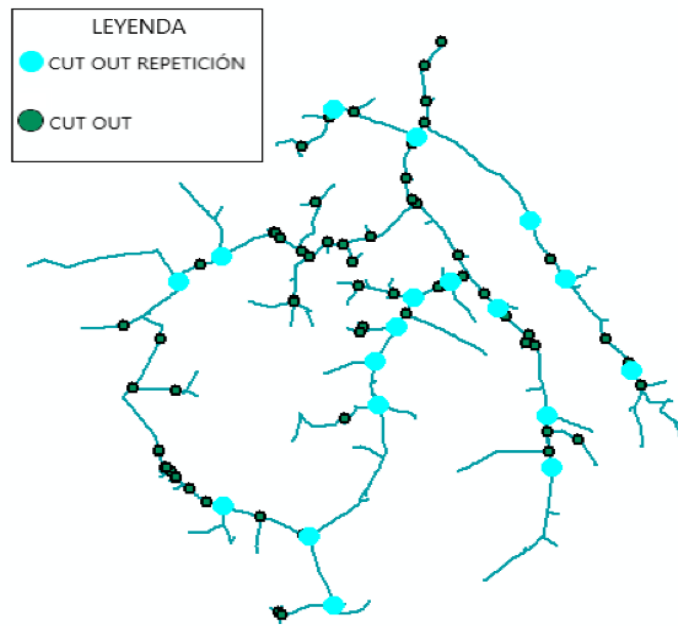


Fuente: Elaborado con datos proporcionados por ELSE

3.5 UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN ACTUAL

Aparte de los 7 relés ya nombrados previamente en el AMT QU05 se tiene 18 seccionadores de repetición de 3 fases o CUT-OUT de tres tiempos que, ante una falla transitoria, el tiempo de acción es 1 segundo aproximadamente para que accione sucesivamente, si la falla es constante se abren los 3 CUT-OUTS.

Figura 3.5: Ubicación georreferenciada de Seccionadores



Fuente: Elaborado con datos brindados por ELSE

Tabla 3.3: Listado de Seccionadores de repetición en el AMT QU05

CÓDIGO	MARCA	CÓDIGO TRAMO	DIRECCIÓN	CAPACIDAD Y TIPO DE FUSIBLE
2011	DELMAR	ESE001TMT011500	OCCOPATA	5K
39852	DELMAR	ESE001TMT304342	SECTOR ITUNCA	5K
699	DELMAR	ESE001TMT002175	COMUNIDAD MARCURA	2K
734	DELMAR	ESE001TMT304656	DISTRITO RONDOCAN II	5K
758	DELMAR	ESE001TMT304659	PACCARECTAMBO	5K
760	DELMAR	ESE001TMT001996	COMUNIDAD URHUIS	5K
836	DELMAR	ESE001TMT304249	DERIVACION CCASCCAS	2K
837	DELMAR	ESE001TMT010817	CHIUAKURPAY	2K
39853	DELMAR	ESE001TMT304649	MAYUBAMBA	8K
40044	DELMAR	ESE001TMT000169	SECTOR HUANCA HUANCA	5K
40845	DELMAR	ESE001TMT011496	DERIVACIÓN CLARO CAPPI	8K
47042	DELMAR	ESE001TMT011356	PACCARITAMBO	5K
47044	DELMAR	ESE001TMT011102	PARURO	2K
47046	DELMAR	ESE001TMT000627	PARURO	2K
1812	DELMAR	ESE001TMT011402	QUEPO	2K
39930	DELMAR	ESE001TMT011345	ARAYPALLPA	3K
2661	DELMAR	ESE001TMT011630	TRAMO HACIA MAPAY	2K
47041	DELMAR	ESE001TMT001273	COYPA	2K

Fuente: Elaborado con datos brindados por ELSE

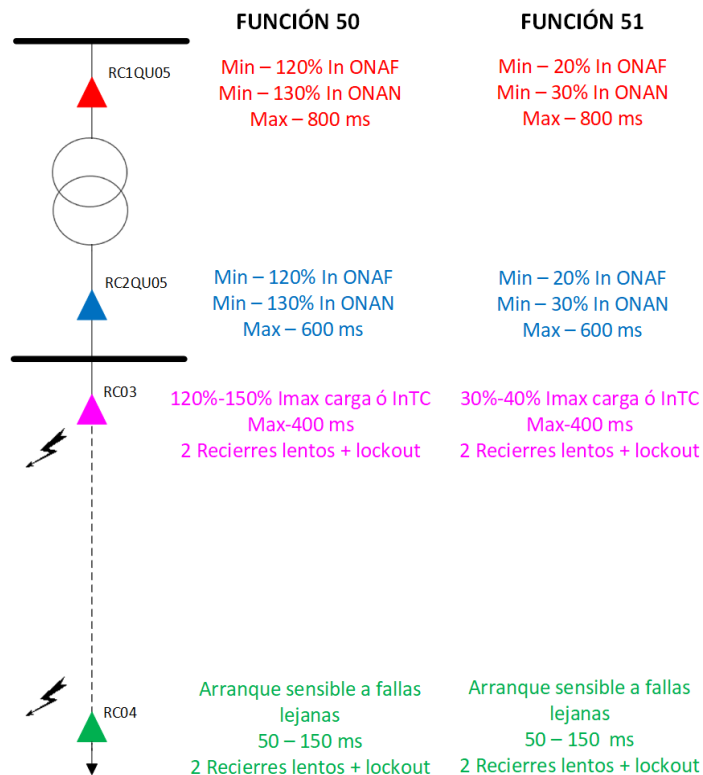
Un punto importante para el correcto modelamiento y posterior simulación, son las distancias entre los relés y la SET.

- R2QU05 : 0.064 km
- RC2004 : 7.24 km
- RC2002 : 14.25 km
- RC2003 : 23.34 km
- RC2001 : 28.51 km

3.6 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE Y ESQUEMA DE RECIERRE

En el siguiente tema de tesis después de verificar la selectividad de la protección de sobrecorriente en las Subestaciones y alimentadores se consideró el siguiente criterio para la actuación de los relés.

Figura 3.6: Criterio de Protección y Recierre



Elaboración Propia



En la figura 3.6 se muestra el criterio de coordinación y recierre, que se usará para organizar la coordinación y la función de recierre automático entre los relés numéricos del alimentador QU05.

Se tuvo en cuenta que el recierre automático en líneas de distribución por lo general no obedece a una regla general, la aplicación de la misma es según las condiciones geográficas y operativas de acuerdo a lo necesitado por el operador. En el caso del presente estudio no se aplicó el esquema que salva a los fusibles, esto por el motivo de que la empresa ELSE tiene instalado fusibles de repetición en distintos puntos tal como se mostró en el sub capítulo 3.5, los mismos que puedes simular hasta 3 intentos de recierre, razón por la cual en el presente estudio solo se aplican recierres lentos. Por lo general los tiempos muertos de los recierres lentos son más grandes que los tiempos que se presentan en los recierres con curvas rápidas.

Se pudo comprobar que según la experiencia de varios autores con estudios en el tema indican que, si la coordinación está asociada con relés y no con fusibles, los tiempos muertos que se dan en los recierres lentos se pueden ajustar desde 5 hasta 15 segundos.

En las redes de la empresa ELSE y la filosofía que adopta la misma es la experiencia que se ha tenido a lo largo del tiempo operando, sin embargo, por lo tanto

La filosofía de protección que se pudo observar en las redes de la empresa ELSE está basada en la experiencia que ha tenido a lo largo del tiempo operando, sin embargo, para el presente estudio se recomendará la habilitación de 2 recierres con curvas lentas más el disparo definitivo, el primer recierre temporizado en un tiempo de 5 segundos y el segundo recierre con un tiempo de 10 segundos.

3.7 ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA

El horizonte de análisis que se consideró en el estudio es el año 2019



3.7.1 ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO

En los escenarios hidrológicos y condiciones de demanda que se establecen para el horizonte de análisis se simularon los flujos de potencia en operación normal esto con el fin de verificar las tensiones de operación, operación de los equipos de compensación reactiva, niveles de carga de los transformadores de potencia y líneas de transmisión, así como la operación de los sistemas automáticos de regulación de tensión bajo carga en los autotransformadores de potencia del proyecto.

Datos que fueron posibles de obtener en la sala de control de la empresa ELSE, en donde se encuentra la topología de las redes de distribución de todos los alimentadores y las características de los elementos pertenecientes a la misma.

3.7.2 CRITERIOS DE OPERACIÓN

En el caso de la condición de operación normal y en estado de emergencia que se puso como criterio para toda la S.E Quencoro fueron las siguientes:

3.7.2.1 OPERACIÓN NORMAL

- Límites de tensión admisibles en barras:
 - ❖ Barras con carga: $\pm 5\% V_n$
 - ❖ Barras sin carga: $\pm 10\% V_n$

Independiente de la potencia transmitida en el sistema eléctrico debe estar ajustado en el rango establecido.

- Capacidad de transporte de líneas y capacidad de carga de transformadores:
 - ❖ Transformadores de potencia: 100% de su potencia nominal
 - ❖ Líneas de Transmisión: 100% de su potencia nominal

En el estudio de flujo de carga se considera que no existe generación distribuida en algún alimentador de la S.E Quencoro. Los equivalentes usados para cada escenario tienen como base el despacho del parque generador del SEIN, que está establecido para el año 2019 en un archivo proporcionado por el organismo operador (COES – SINAC).

Los datos de las demandas de carga que se tiene en el alimentador QU05 y sus distintos ramales, fueron proporcionados por ELSE, así como acceso a las lecturas vía internet de los medidores integrados de ELSE, fuera de estos se tiene un medidor en la salida de cada alimentador para tener un mejor control del consumo, mismos que se muestran en la tabla 3.4.

Tabla 3.4: Potencia protegida por los relés del AMT QU05

<i>RELÉS</i>	<i>POTENCIA INSTALADA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN</i>	
	<i>MVA</i>	<i>A</i>
RED PROTEGIDA POR EL RC-2008	1.745	43.99
RED PROTEGIDA POR EL RC-2001	0.225	5.67
RED PROTEGIDA POR EL RC-2002	0.45	11.35
RED PROTEGIDA POR EL RC-2003	1.04	26.22
RED PROTEGIDA POR EL RC-2004	0.47	11.85

Elaboración Propia

3.7.3 ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA EN OPERACIÓN NORMAL

Con la información brindada por la empresa ELSE, se hicieron las simulaciones de flujo de carga considerando los siguientes escenarios:

- Escenario de Avenida 2019 – Máxima Demanda (20:00h)
- Escenario de Avenida 2019 – Media Demanda (15:45h)
- Escenario de Avenida 2019 – Mínima Demanda (04:00h)
- Escenario de Estiaje 2019 – Máxima Demanda (20:00h)
- Escenario de Estiaje 2019 – Media Demanda (15:45h)

- Escenario de Estiaje 2019 – Mínima Demanda (04:00h)

En el caso de los escenarios de Avenida y Estiaje fueron determinados según la disponibilidad de generación del SEIN (Estiaje: Mayo – Octubre y Avenida: Noviembre - Abril), mientras que el estudio de Máxima, Media y Mínima Demanda corresponden a la magnitud de la potencia suministrada por el AMT QU05 en distintos horarios, para lo cual se tuvo en consideración los horarios determinados por el COES Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. en el mes de enero 2019. Se procede a describir los resultados obtenidos tanto para los escenarios hidrológicos como para la de las demandas consideradas.

Tabla 3.5: Nivel de carga en LT (Avenida)

<i>Escenario</i>		<i>Código</i>	<i>kV</i>	<i>Avenida 2019</i>			
<i>Línea de transmisión</i>	<i>Fin</i>			<i>MW</i>	<i>MVAR</i>	<i>A</i>	<i>(%)</i>
<i>Inicio</i>	<i>Fin</i>						
Machupicchu	Cachimayo	L - 1001	138	59.54	-8.33	0.25	84.12
Machupicchu	Derv. Cachimayo	L - 1002/1	138	54.12	-5.75	0.23	64.74
Derv. Cachimayo	Quencoro	L - 1002/2	138	52.45	-7.25	0.22	64.11
Derv. Cachimayo	Cachimayo	L - 1002/3	138	0.00	0.00	0.00	0.00
Cachimayo	Dolorespata	L - 1003	138	50.23	-5.12	0.21	72.13
Dolorespata	Quencoro	L - 1004	138	17.25	-3.15	0.07	24.81
				<i>Media Demanda</i>			
				<i>MW</i>	<i>MWAR</i>	<i>A</i>	<i>(%)</i>
Machupicchu	Cachimayo	L - 1001	138	54.81	-9.51	0.23	77.87
Machupicchu	Derv. Cachimayo	L - 1002/1	138	49.91	-6.93	0.21	59.85
Derv. Cachimayo	Quencoro	L - 1002/2	138	48.5	-7.47	0.21	59.06
Derv. Cachimayo	Cachimayo	L - 1002/3	138	0.00	0.00	0.00	0.00
Cachimayo	Dolorespata	L - 1003	138	72.11	-5.61	0.19	63.19
Dolorespata	Quencoro	L - 1004	138	24.80	-1.87	0.08	26.76
				<i>Mínima Demanda</i>			
				<i>MW</i>	<i>MWAR</i>	<i>A</i>	<i>(%)</i>
Machupicchu	Cachimayo	L - 1001	138	48.83	-12.91	0.21	70.41
Machupicchu	Derv. Cachimayo	L - 1002/1	138	44.59	-10.26	0.19	54.09
Derv. Cachimayo	Quencoro	L - 1002/2	138	43.43	-0.75	0.19	52.87
Derv. Cachimayo	Cachimayo	L - 1002/3	138	0.00	0.00	0.00	0.00
Cachimayo	Dolorespata	L - 1003	138	36.24	-9.04	0.16	52.25
Dolorespata	Quencoro	L - 1004	138	21.91	-0.35	0.09	30.37

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3.6: Nivel de carga en LT (ESTIAJE)

<i>Escenario</i>		<i>Código</i>	<i>kV</i>	<i>Estiaje 2019</i>			
<i>Línea de transmisión</i>				<i>MW</i>	<i>MWAR</i>	<i>A</i>	<i>Máxima Demanda (%)</i>
<i>Inicio</i>	<i>Fin</i>						
Machupicchu	Cachimayo	L - 1001	138	48.77	-6.02	0.2	68.2
Machupicchu	Derv. Cachimayo	L - 1002/1	138	43.24	-4.96	0.18	51.39
Derv. Cachimayo	Quencoro	L - 1002/2	138	42.16	-4.13	0.18	50.81
Derv. Cachimayo	Cachimayo	L - 1002/3	138	0.00	0.00	0.00	0.00
Cachimayo	Dolorespata	L - 1003	138	37.96	-6.16	0.16	54.52
Dolorespata	Quencoro	L - 1004	138	5.08	-3.56	0.03	8.69
				<i>Media Demanda</i>			
				<i>MW</i>	<i>MWAR</i>	<i>A</i>	<i>(%)</i>
Machupicchu	Cachimayo	L - 1001	138	44.15	-7.04	0.18	62.04
Machupicchu	Derv. Cachimayo	L - 1002/1	138	38.96	-5.95	0.16	46.42
Derv. Cachimayo	Quencoro	L - 1002/2	138	38.12	-4.37	0.16	45.71
Derv. Cachimayo	Cachimayo	L - 1002/3	138	0.00	0.00	0.00	0.00
Cachimayo	Dolorespata	L - 1003	138	31.6	-6.58	0.14	45.71
Dolorespata	Quencoro	L - 1004	138	6.68	-2.31	0.03	9.83
				<i>Mínima Demanda</i>			
				<i>MW</i>	<i>MWAR</i>	<i>A</i>	<i>(%)</i>
Machupicchu	Cachimayo	L - 1001	138	38.02	-10.2	0.16	54.31
Machupicchu	Derv. Cachimayo	L - 1002/1	138	33.5	-9.04	0.14	40.62
Derv. Cachimayo	Quencoro	L - 1002/2	138	32.83	-6.6	0.14	39.21
Derv. Cachimayo	Cachimayo	L - 1002/3	138	0.00	0.00	0.00	0.00
Cachimayo	Dolorespata	L - 1003	138	23.71	-9.93	0.11	35.64
Dolorespata	Quencoro	L - 1004	138	9.51	-1.28	0.04	13.13

Elaboración Propia

Los datos mostrados en las tablas 3.5 y 3.6 muestran de manera resumida el porcentaje de variación de carga que existe en las principales líneas en el área de influencia del mismo.

De lo simulado se puede observar que los niveles de carga en las líneas existentes de la zona influenciada del proyecto que pertenecen a la empresa ELSE vienen operando por debajo de su máxima capacidad de transporte.



3.8 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

Una vez terminado la simulación de flujo de carga, se hizo el análisis de cortocircuito, el cual determina todos los niveles de corriente eléctrica que circula por el sistema ante alguna perturbación.

Las simulaciones de cortocircuito presentan las condiciones más desfavorables en función a los escenarios de generación y tipos de fallas con la finalidad de obtener las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito para el sistema en estudio.

Se considero el año 2019 para el horizonte de análisis, en el cual están incluidos los proyectos de generación, transmisión, ampliaciones de cargas y conexión de nuevas cargas mineras que están establecidos para el horizonte en cuestión.

3.8.1 ESCENARIOS DE GENERACIÓN

En el cálculo referido a las máximas corrientes de cortocircuito para el año 2019, se tomó como base la topología de red del SEIN establecido para el escenario hidrológico de avenida.

En el cálculo referido a las mínimas corrientes de cortocircuito para el año 2019, se tomó como base la topología de red del SEIN para el escenario hidrológico de estiaje.

3.8.2 TIPOS DE FALLA CONSIDERADOS

Se consideraron los siguientes tipos de falla considerados en los escenarios de generación:

- Cortocircuito trifásico franco
- Cortocircuito bifásico franco
- Cortocircuito bifásico con $R_f=10$ ohm
- Cortocircuito monofásico con franco

- Cortocircuito monofásico con $R_f=50$ ohm

Los niveles de corriente de cortocircuito fueron calculados a partir del método completo los cuales se basan en el método de la superposición, con una evaluación previa del flujo de potencia para obtener tensiones prefalla.

En las siguientes tablas se muestra un resumen de los resultados obtenidos para cada tipo de cortocircuito simulado para el año 2019 en la S.E Quencoro.

Tabla 3.7: Cortocircuito Avenida 2019

<i>RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO - 2019</i>						
<i>S.E</i>	<i>V nom</i>	<i>AVENIDA MÁXIMA DEMANDA</i>				
		<i>Falla Trifásico</i>	<i>Falla Bifásica</i>		<i>Falla Monofásica</i>	
		<i>R_f = 0 ohm</i>	<i>R_f = 0 ohm</i>	<i>R_f = 10 ohm</i>	<i>R_f = 0 ohm</i>	<i>R_f = 50 ohm</i>
<i>kV</i>	<i>I_{kss-3Ø} (kA)</i>	<i>I_{kss-2Ø} (kA)</i>	<i>I_{kss-2Ø} (kA)</i>	<i>I_{kss-1Ø} (kA)</i>	<i>I_{kss-1Ø} (kA)</i>	
QUENCORO BARRA B	138	3.02	2.51	2.33	3.25	1.23
QUENCORO BARRA A	138	3.02	2.51	2.33	3.2	1.24
DOLORES PATA	138	3.03	2.5	2.32	3.37	1.25
MACHUPICCHU	138	6.48	4.75	4.31	6.85	1.5
CACHIMAYO	138	3.15	2.59	2.41	3.25	1.25
QUENCORO	34.5	3.09	2.65	1.89	3.99	0.37
QUENCORO	10.5	14.01	11.93	0.99	1.54	0.12
DOLORES PATA	10.5	15.56	13.23	1.02	1.6	0.12
QUENCORO	10.5	14.01	11.91	0.99	1.54	0.12

Elaboración Propia

Avenida 2019 Máxima Demanda:

- Cortocircuito trifásico franco
- Cortocircuito bifásico franco
- Cortocircuito bifásico con $R_f=10$ ohm
- Cortocircuito monofásico con franco
- Cortocircuito monofásico con $R_f=50$ ohm

Tabla 3.8: Cortocircuito Estiaje 2019

RESULTADO DE CORTOCIRCUITO - 2019						
S.E	V nom	Falla Trifásica	ESTIAJE MINIMA DEMANDA			
			Falla Bifásica		Falla Monofásica	
			Rf=0 ohm	Rf=10 ohm	Rf =0 ohm	Rf=50 ohm
			Kv	Ikss-3Ø (kA)	Ikss-2Ø (kA)	Ikss-2Ø (kA)
QUENCORO BARRA B	138	4.05	3.38	3.11	4.7	1.41
QUENCORO BARRA A	138	4.05	3.38	3.11	4.7	1.41
DOLORES PATA	138	3.77	3.15	2.91	4.25	1.38
MACHUPICCHU	138	5.57	4.31	3.96	6.34	1.51
CACHIMAYO	138	3.62	3.02	2.8	3.71	1.35
QUENCORO	34.5	3.31	2.84	2.09	4.27	0.4
QUENCORO	10.5	15.56	13.34	1.06	1.64	0.12
DOLORES PATA	10.5	17.3	14.79	1.06	1.66	0.12
QUENCORO	10.5	15.56	13.34	1.06	1.64	0.12

Elaboración Propia

Estiaje 2019 Mínima Demanda:

- Cortocircuito trifásico franco
- Cortocircuito bifásico franco
- Cortocircuito bifásico con Rf=10 ohm
- Cortocircuito monofásico con franco
- Cortocircuito monofásico con Rf=50 ohm

Las variables que se muestran en las tablas 3.7 y 3.8 son:

- Para falla trifásica se muestra la corriente inicial de cortocircuito $I_{kss-3\emptyset}$ (kA).
- Para falla bifásica se muestra la corriente inicial de cortocircuito $I_{kss-2\emptyset}$ (kA).
- Para falla monofásica se muestra la corriente inicial de falla a tierra $I_{kss-1\emptyset}$ (kA).

3.9 CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LOS RELÉS DEL AMT QU05

Se tiene la información técnica y los ajustes actuales de los equipos de protección del AMT QU05, los cuales fueron brindados por Electro Sur Este S.A.A, se procederá a realizar la verificación de la coordinación ante perturbaciones por falla en el sistema de estudio, lo cual es importante para entender cómo se puede ver afectado el normal suministro de energía eléctrica. El AMT QU05 es parte del sistema de distribución de energía eléctrica del sector de Paruro, razón por la cual se evalúa que las funciones activas de los relés de protección que se detallaron en la tabla 3.2, son suficientes ante la ocurrencia de cualquier perturbación de falla.

Tabla 3.9: Configuración actual sobrecorriente de fases

COD. RELÉ	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado			Curva	
					$I >$	TMS			
Amp Sec	Amp Prim								
RE1QU05	SIEMENS	7SJ61	10.5	600/1	0.23	138.00	0.12	IEC-NI	--
RE2QU05	NOJA	RC10	22.9	1/1	--	--	--	--	
RC2008	Schneider	ADVC	22.9	1/1	--	--	--	--	2R+Lock
RC2001	Schneider	ADVC	22.9	1/1	--	--	--	--	2R+Lock
RC2002	ENTEC	EVRC2A	22.9	1/1	--	--	--	--	2R+Lock
RC2003	SEL	351R	22.9	1/1	--	--	--	--	2R+Lock
RC2004	SEL	351R	22.9	1/1	--	--	--	--	2R+Lock

COD. RELÉ	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Instantáneo			
					$I >>$	$t >>$		
Amp Sec	Amp Prim	(s)						
RE1QU05	SIEMENS	7SJ61	10.5	600/1	--	--	--	--
RE2QU05	NOJA	RC10	22.9	1/1	--	--	--	
RC2008	Schneider	ADVC	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2001	Schneider	ADVC	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2002	ENTEC	EVRC2A	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2003	SEL	351R	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2004	SEL	351R	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock

Fuente: Elaborado con datos brindados por ELSE

Tabla 3.10: Configuración actual sobrecorriente de tierra

COD. RELÉ	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado			Curva	
					$I >$	TMS			
Amp Sec	Amp Prim								
RE1QU05	SIEMENS	7SJ61	10.5	600/1	0.09	54.00	0.12	IEC-NI	--
RE2QU05	NOJA	RC10	22.9	1/1	--	--	--	--	--
RC2008	Schneider	ADVC	22.9	1/1	--	--	--	--	2R+Lock
RC2001	Schneider	ADVC	22.9	1/1	--	--	--	--	2R+Lock
RC2002	ENTEC	EVR2A	22.9	1/1	--	--	--	--	2R+Lock
RC2003	SEL	351R	22.9	1/1	--	--	--	--	2R+Lock
RC2004	SEL	351R	22.9	1/1	--	--	--	--	2R+Lock

COD. RELÉ	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Instantáneo		$t >>$	
					$I >>$			
Amp Sec	Amp Prim	(s)						
RE1QU05	SIEMENS	7SJ61	10.5	600/1	--	--	--	--
RE2QU05	NOJA	RC10	22.9	1/1	--	--	--	--
RC2008	Schneider	ADVC	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2001	Schneider	ADVC	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2002	ENTEC	EVR2A	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2003	SEL	351R	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2004	SEL	351R	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock

Fuente: Elaborado con datos brindados por ELSE

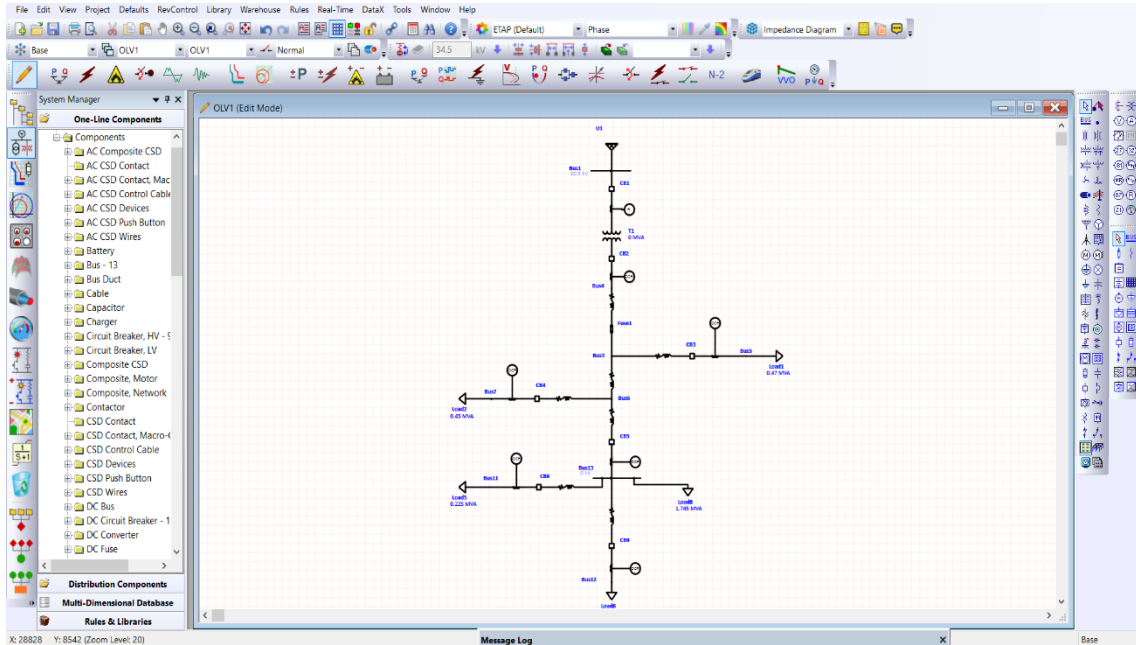
3.10 METODOLOGÍA PARA LA UTILIZACIÓN DE ETAP PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN

Este estudio tiene el objetivo de reducir al mínimo los riesgos a los cuales están expuestos el personal y los equipos ante eventualidades anormales del sistema, en las cuales los esquemas de protección deben aislar de forma rápida y selectiva la falla, los cuales tiene las siguientes consideraciones:

- Su operación involucra la detección y aislamiento de la falla en el menor tiempo limitando la zona afectada al mínimo.

- Los esquemas de protección no deben funcionar durante la operación normal del sistema de potencia, solo en condiciones inapropiadas en su funcionamiento de manera selectiva.

Figura 3.7: Construcción de diagrama unifilar del sistema



Elaboración Propia

La figura 3.7 muestra la ventana inicial del software ETAP en ella se debe desarrollar el diagrama unifilar que se acomode a la red del sistema que se planea simular o analizar, es importante mencionar que se deben seleccionar el tipo de norma con la que se quiere trabajar (IEC o ANSI) dependiendo de la comodidad del usuario o de las exigencias del país en donde se encuentre.

Figura 3.8: Módulos Importantes del software ETAP



Elaboración Propia

El software ETAP permite realizar distintas simulaciones dentro de las cuales se encuentra Análisis de Carga, Cortocircuito, Arco Eléctrico y el que se usó para este estudio, el módulo de Star – Protección y Coordinación.

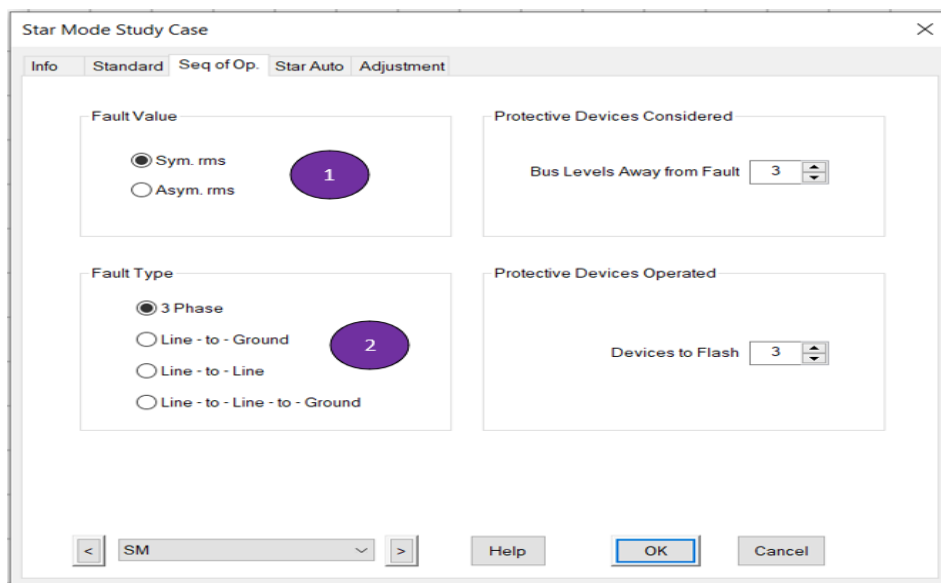
Figura 3.9: Área de Trabajo del Módulo STAR



Fuente: Elaboración Propia

Dentro del módulo Star tenemos una barra de tarea adicional que nos permite crear la Vista “Star” o la llamada Vista Tiempo – Corriente que nos servirá para analizar y/o tomar decisiones para obtener una mejor coordinación de nuestros equipos.

Figura 3.10: Ventana Seq of Op de la configuración de la coordinación de protección



Elaboración Propia

En la pestaña Seq of Op que se ubica dentro del módulo de Star Mode Study Case, figura 3.10, se debe seleccionar el tipo de falla ya sea simétrica o asimétrica (1) y seleccionar si la falla es trifásica, línea tierra, línea – línea o línea – línea tierra (2).

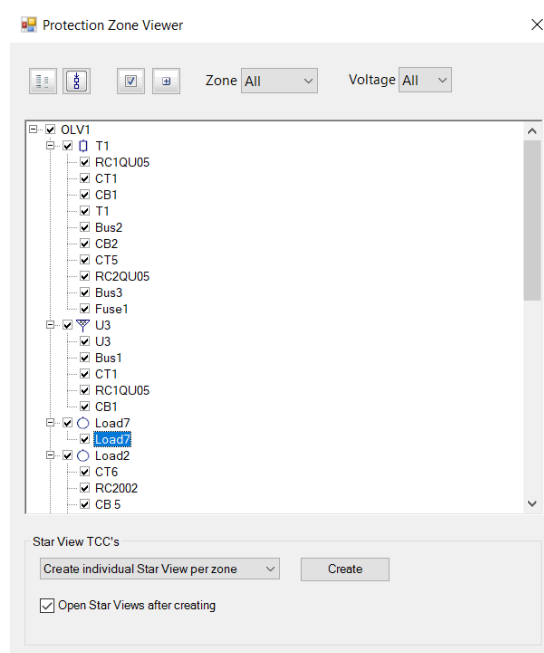
Figura 3.11: Íconos para la simulación de coordinaciones



Elaboración Propia

Los íconos mostrados en la Figura 3.11 sirven para realizar la coordinación de protección, los cuales permiten observar las curvas TCC de los dispositivos involucrados, dentro de las curvas TCC se harán los ajustes de las protecciones con el fin de darle selectividad a las protecciones eléctricas ajustando los distintos parámetros variables con los que cuentan los dispositivos asociados.

Figura 3.12: Selección de Equipos a intervenir en la coordinación



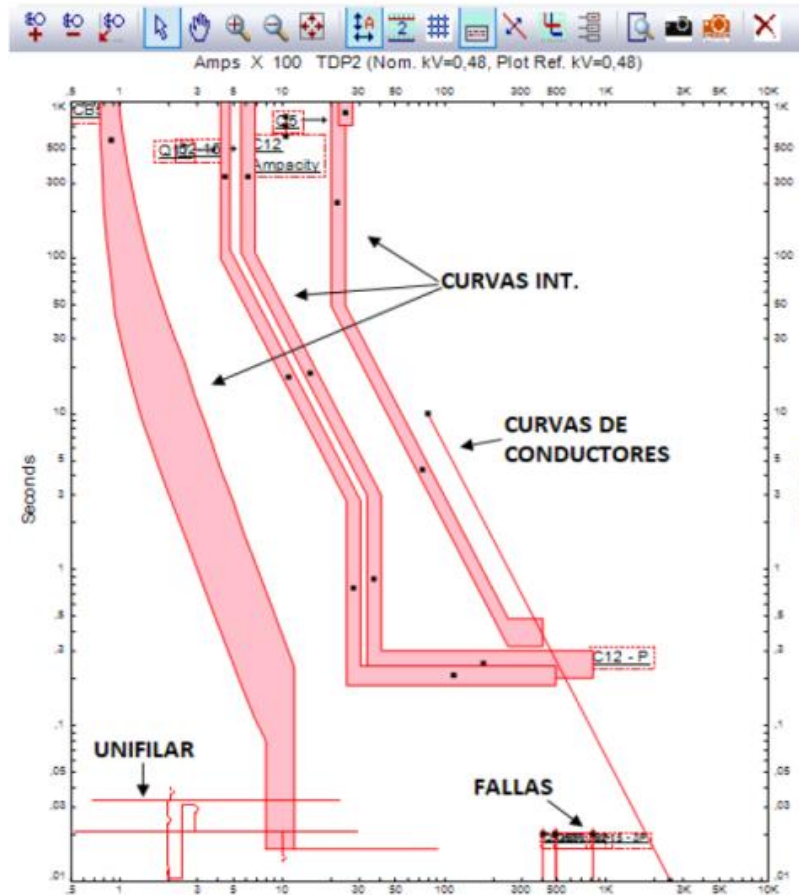
Elaboración Propia

En la ventana “Proteccion Zone Viewer” se selecciona los elementos que se quieren coordinar, en ésta se encuentran los barrajes que intervienen en la zona que se escogió previamente y los relés o fusibles que pertenecen a estos barrajes.

En la barra del módulo Star se encuentra la opción “Create single star view” y se oprime “Create”, de esta forma se generará la Curva TCC como en la figura 3.13, en ésta se podrá organizar la curva de forma que uno puede sacar el diagrama unifilar a conveniencia del que se realiza el estudio.

En esta misma ventana se puede arreglar el tamaño de las letras, estilo de letras, organizar los label o capa de elemento, así como su color y relleno.

Figura 3.13: Organización Curvas TCC

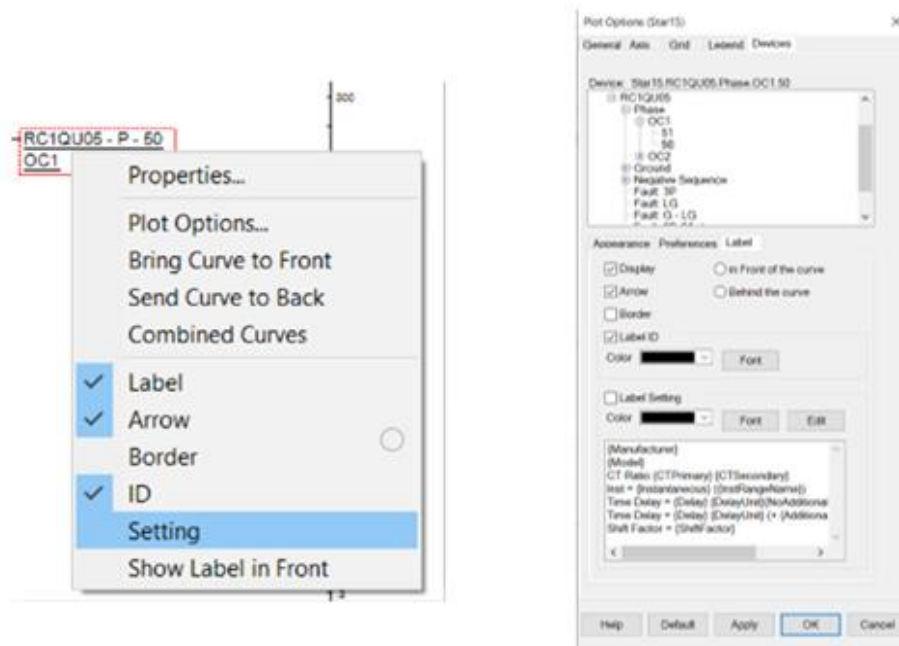


Elaboración Propia

Al momento de seleccionar un elemento de la curva esta se resalta y podemos acceder a sus opciones de configuración, donde se encuentra toda la información que se puede obtener del elemento que se planea configurar u organizar; esta información es de carácter selectivo, Figura 3.14, en donde se decide qué información parece conveniente observar de la curva TCC.

Para el caso del presente estudio se decide mostrar la Marca, Modelo y el CT Ratio de los diferentes relés, esto con el motivo de no saturar las curvas TCC.

Figura 3.14: Parámetros y configuración a organizar en la curva TCC



Elaboración Propia

3.11 AJUSTES DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA

ETAP proporciona una variedad de opciones para presentar o ver su sistema eléctrico. Estas vistas son llamadas presentaciones. La ubicación, tamaño, orientación y símbolo de cada elemento puede ser diferente en cada presentación. Adicionalmente, los dispositivos de protección y relés pueden ser desplegados (visibles) u ocultos (invisibles) para alguna presentación en particular. Por ejemplo, una presentación puede ser una vista de relés donde todos los dispositivos de protección son desplegados.

Entre las características más poderosas de ETAP están las redes compuestas y los elementos de motores. Los elementos compuestos permiten anidar gráficamente elementos de una red dentro de sí misma, con una profundidad arbitraria. Por ejemplo, una red compuesta puede contener otras redes compuestas, dando la capacidad de construir redes eléctricas complejas manteniendo aún un diagrama limpio y ordenado.

3.11.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

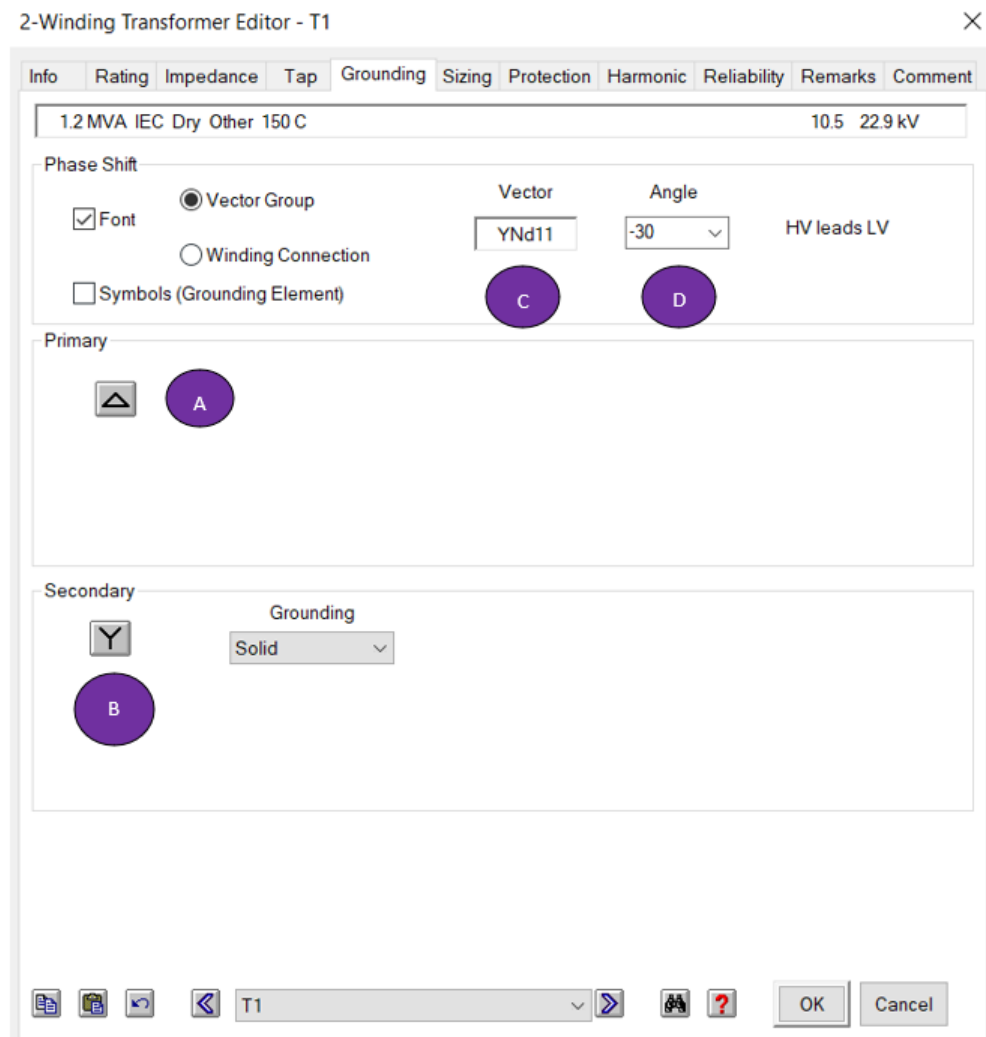
Figura 3.15: Opciones de configuración dentro de la pestaña “Rating”

Elaboración Propia

Dentro de las opciones de configuración del Transformador, en la pestaña “Rating” podemos definir los valores técnicos definidos por los datos de entrada, de la siguiente manera:

- A. Voltaje Rating Prim. (Tensión en primario).
- B. Voltaje Rating Sec. (Tensión en secundario).
- C. Power Rating Rated (Potencia del transformador).
- D. Type/Class Type: En donde se describe si está inmerso en algún líquido o seco.
- E. Altitude: Factor de altitud en la cual se instalará el transformador.
- F. Ambient Temp: Temperatura del ambiente en donde se instala el transformador.

Figura 3.16: Opciones de configuración dentro de la pestaña “Grounding”



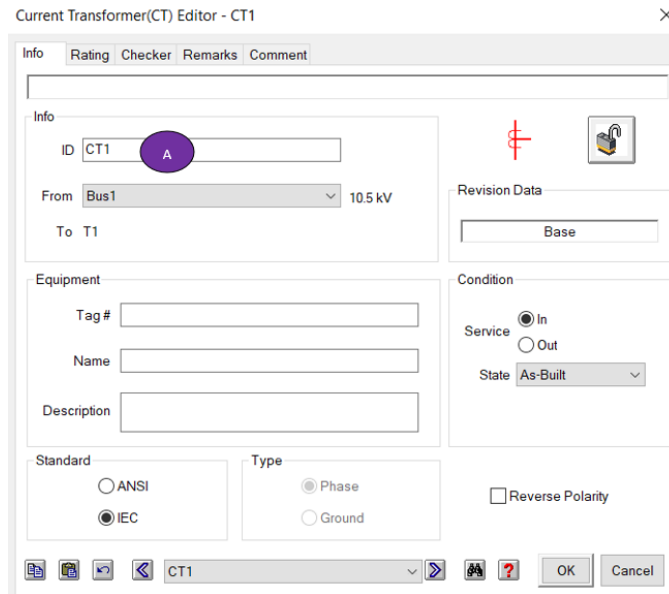
Elaboración Propia

En la pestaña “Grounding” se configura los datos de tierra para los transformadores de potencia, en donde se muestra lo siguiente:

- A. Primary: En donde se utiliza la opción de no conexión a tierra esto debido a que la conexión en el primario es Delta.
- B. Secondary: Conexión sólidamente a tierra.
- C. Vector: En donde se selecciona la conexión de los devanados del transformador, de la conexión a tierra y el grupo vectorial.
- D. Angle: Grados de desfase entre las tensiones del primario y las tensiones del secundario.

3.11.2 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

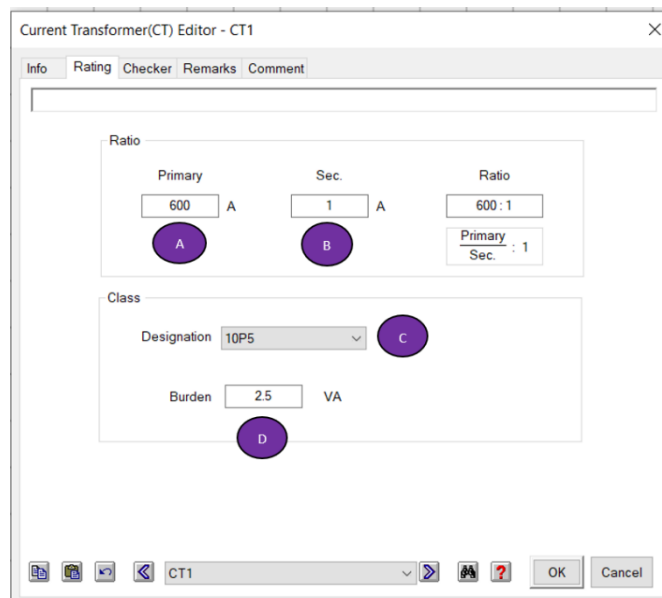
Figura 3.17: Pestaña info de los transformadores de corriente



Elaboración Propia

En la pestaña de Info dentro de la configuración de los transformadores de corriente o CT'S se puede configurar el ID (A) o nombre con el cual se identificará el TC en el diagrama de ETAP.

Figura 3.18: Pestaña rating del transformador de corriente



Elaboración Propia

En la pestaña “Rating” tenemos la configuración de las características de los transformadores de corriente, dentro de estos tenemos:

- A. Ratio Primary: Corriente por el lado de alto o por el primario.
- B. Ratio Sec: Corriente por el lado de baja o secundario, valor estipulado en los relés de protección o medición.
- C. Class Designation: Clase del CT en la que depende si es de protección o de medida, y según el margen de error que se esté permitido para el relé o medidor.
- D. Burden: Valor de carga máxima para el CT, este valor se dimensiona con el transformador de corriente.

3.11.3 CABLE O CONDUCTOR

Figura 3.19: Configuración de los conductores

Sizing - Phase	Sizing - GND/PE	Reliability	Routing	Remarks	Comment	
Info	Physical	Impedance	Configuration	Loading	Ampacity	Protection
AlcatelWire	Non-Mag.	60 Hz	Code : 3/0			
XLPE	100 %	28 kV	1/C AL	3/0	AWG/kcmil	

Info

ID: Cable1 (A)

From: Bus5 22.9 kV

To: Bus6 22.9 kV

Revision Data: Base

Equipment

Tag #: []

Name: []

Description: []

Condition

Service: In Out

State: As-Built

No. of Conductors / Phase: 3 (B)

Length

Length: 14.27 km (C)

Tolerance: 0 %

Library

Library: []

Link to Library: (D)

Connection

3 Phase 1 Phase

OK Cancel

Elaboración Propia

En la configuración de los conductores tal como se muestra en la figura 3.19, se nos muestra la pestaña Info (Información) en donde se configura los siguientes ítems:

- A. ID: Nombre con el que se identifica en el diagrama en ETAP.
- B. No. of conductors / Phase: Cantidad de hilos que se conectan por fase.
- C. Length: Longitud del conductor con opción para poner en ft/m/km/mile.
- D. Library: Se pueden encontrar conductores dentro de la librería de ETAP o caso contrario se puede crear un ítem con las características y datos del conductor deseado.

3.11.4 RELÉ O RECONECTADOR

Figura 3.20: Pestaña info del relé

The screenshot shows the 'Overcurrent Relay Editor - RC1QU05' window. The 'Info' tab is active, displaying the following fields and options:

- Info:** ID (RC1QU05), Display Tag.
- Equipment:** Tag #, Name, Description.
- Revision Data:** Base.
- Condition:** Service (In/Out), State (As-Built).

A purple circle highlights the ID field. The bottom of the window shows a toolbar with icons for undo, redo, and other functions, along with 'OK' and 'Cancel' buttons.

Elaboración Propia

En la pestaña “Info” dentro de la configuración de los relés se puede cambiar el ID de identificación de la red tal como se muestra en la figura 3.20 y tener una mejor organización al momento de analizar las diferentes curvas TCC.

La información de entrada de los relés se determina partiendo de las tablas de los transformadores de corriente.

Figura 3.21: Pestaña OCR del relé

Elaboración Propia

En la pestaña de OCR se da los diferentes parámetros al relé según los cálculos hechos, dentro de estas opciones tenemos:

- A. Se puede configurar el tiempo temporizado, el tipo y bajo que norma rige la sobrecorriente; asimismo, se especifican los datos de entrada de señal con la cual se detectará la sobrecorriente, incluyendo el tiempo de activación.

- B. Se puede configurar el tiempo Instantáneo, al igual que en la anterior opción, acá se configura el tiempo en el que va a actuar el relé en caso de falla.
- C. Se ubica la librería en donde podemos seleccionar los diferentes tipos de relé que se encuentran en las librerías del software ETAP.
- D. Son las opciones de fase, corriente, secuencia negativa, etc; las cuales se pueden desactivar y/o activar de acuerdo al uso que tengamos para el relé.

3.11.5 CARGAS

Figura 3.22: Pestaña info de la configuración de cargas

The screenshot shows the 'Static Load Editor - Load2' window. The 'Info' tab is selected, displaying the following fields and options:

- Info:** ID: Load2 (circled in purple with 'A'), Bus: Bus7 (dropdown), 22.9 kV.
- Equipment:** Tag #, Name, Description (text boxes); Data Type: Estimated (dropdown); Priority: Other (dropdown); Load Type: Other (dropdown).
- Demand Factor:** Continuous: 100, Intermittent: 50, Spare: 0 %.
- Revision Data:** Base (dropdown).
- Condition:** Service: In (radio selected), Out (radio); State: As-Built (dropdown).
- Configuration:** Normal (dropdown); Status: Continuous (dropdown).
- Connection:** 3 Phase (radio selected), 1 Phase (radio); Quantity: 1 (text box).
- Reference kV:** Calculated (radio selected), User-Defined (radio); kV: 0 (text box).

At the bottom, there are navigation buttons and 'OK' and 'Cancel' buttons.

Elaboración Propia

La pestaña Info mostrada en la figura XX nos da la facilidad de modificar y configurar los siguientes ítems:

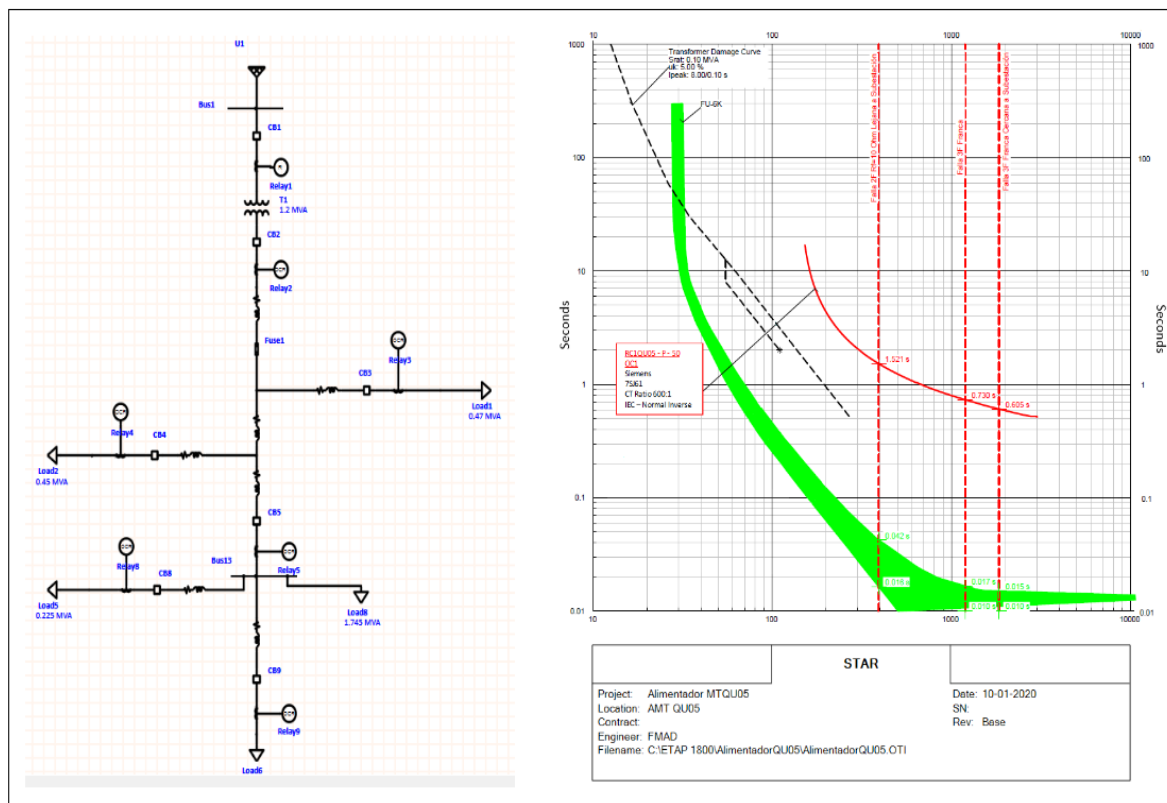
- A. ID: Es la identificación de la carga dentro del sistema de red.

B. Connection: En donde seleccionar si la conexión de la carga es trifásica o monofásica dependiendo de las características del modelo unifilar que se tenga.

3.12 VERIFICACIÓN DE LOS AJUSTES ACTUALES Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DEL AMT QU05

3.12.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES AMT QU05

Figura 3.23: Protección de Sobrecorriente de fases AMT QU05



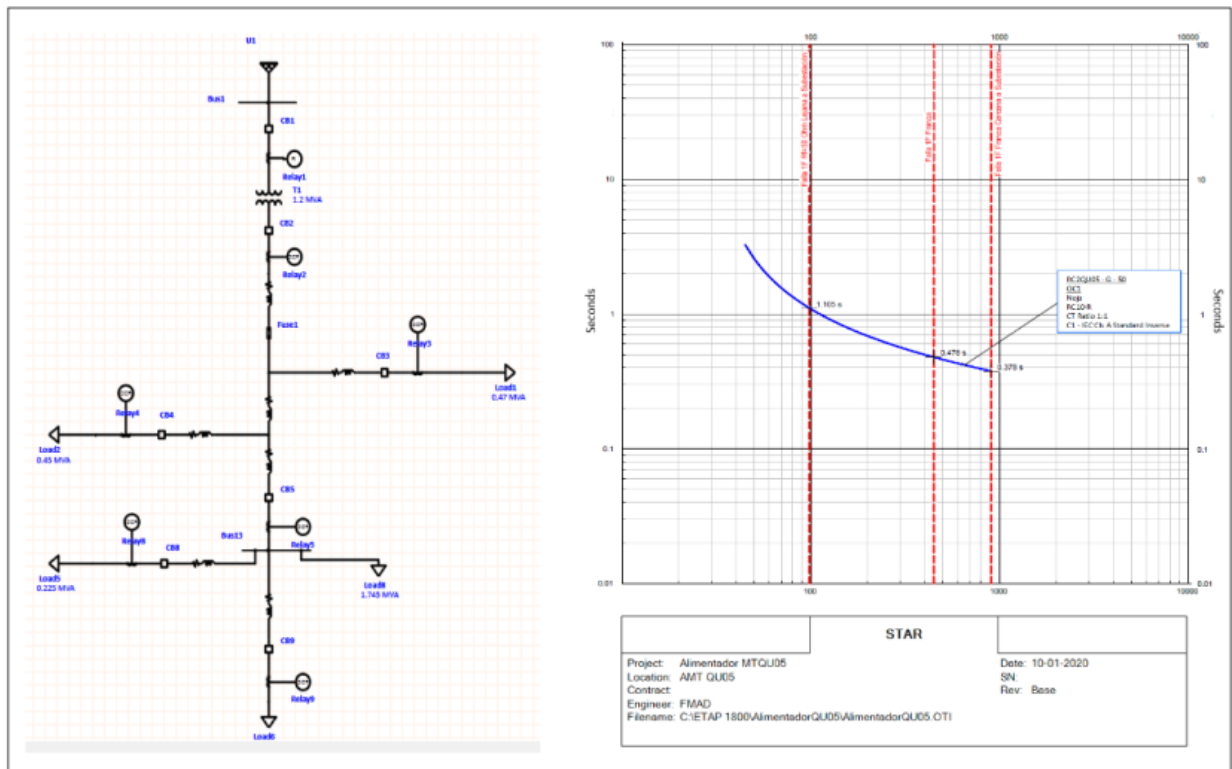
Elaboración Propia

La zona de protección de la curva normalmente inversa del relé RC1QU05 DEL AMT 05 está delimitado por las líneas entrecortadas de color rojo, una de ellas representa la máxima corriente ante una falla trifásica franca local cercana a la subestación, la cual es despejada en 605 ms; la otra representa una falla trifásica franca local cercana al RC 2002 en donde despejará en un tiempo de 730 ms y la otra representa una falla bifásica remota con 10Ω de resistencia lejana a la S.E, la cual será despejada en un tiempo de

1521 ms. En conclusión, ante estos eventos, el RC1QU05 actúa coordinadamente con una diferencia de 125 y 791 ms respectivamente.

3.12.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA AMT QU05

Figura 3.24: Protección de Sobrecorriente de Tierra AMT QU05



Elaboración Propia

La zona de protección de la curva normalmente inversa del relé RC2QU05 del AMT QU05 está delimitado por las líneas entrecortadas de color rojo, la primera representa la máxima corriente ante una falla monofásica franca que actúa en un tiempo de 378 ms, la segunda representa una falla monofásica franca ubicada en el RC 2002, que es despejada en un tiempo de 478 ms y la última una falla monofásica remota con 50 Ω de resistencia de falla la cual será despejada en un tiempo de 1105 ms. En conclusión, ante estos eventos, el RC2QU05 actúa coordinadamente con un tiempo de 100 y 627 ms respectivamente.



3.13 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL

Como se pudo observar en la verificación de los ajustes actuales los relés con su configuración actual cumplen con su rol de proteger el transformador elevador, y actúan apropiadamente ante la serie de fallas que se planteo para el estudio, pero se observa que, frente a una falla, solo existe una forma de protección y se considera que es insuficiente, motivo por el cual se procede a calcular nuevos parámetros de configuración que serán aplicados a los relés ubicados aguas debajo de la S.E.

La razón por la que este esquema de protección con solo un recloser activo no haya presentado tantas fallas alrededor de los años se debe a su vez por la alta presencia de CUT-OUT o seccionadores de repetición, que cumplen con su función de rechazar las fallas por medio de fusibles, no obstante, el área de estudio es una zona rural con poblaciones alejadas, donde si ocurre una falla esta llega al seccionador y como estos no cuentan con algún tipo de comunicación remota, se hace imposible conocer el evento, salvo pobladores de la zona realicen una llamada a la central de denuncias informando del hecho. Una parte de estos casos suele darse en poblaciones que no tienen acceso a una buena cobertura telefónica, quedándose sin suministro de energía eléctrica por días, siendo este uno de los motivos por el que se consideró la instalación de seccionalizadores que reemplacen a los CUT-OUTS, puesto que un seccionador tiene protocolos de comunicación remota y van coordinados con los relés.

3.14 PROPUESTA DE MEJORA PARA EL SISTEMA EN ESTUDIO

Es necesario plantear nuevas alternativas para poder obtener una mejora del nivel de confiabilidad actual y a futuro, como se observó la configuración actual del sistema en estudio no garantiza el cumplimiento de los límites y/o tolerancia determinado por



OSINERMING, ya que con el pasar de los años estos tienden a ser menores y por otro lado la demanda y el consumo eléctrico de la población continúan en crecimiento.

Se plantea las siguientes alternativas de mejora:

- Calcular los parámetros para una nueva configuración de los relés que actúen coordinadamente ante una eventualidad. Para lo cual se requiere una modificación en el sistema de protección actual y no representa una inversión significativa.
- La instalación de seccionadores que actúen coordinadamente con los relés ubicados en el alimentador, con la finalidad de que los equipos de maniobra y protección integrados al SCADA operen de forma inteligente y automática en condiciones anormales y/o de falla. La implementación de este sistema requiere una fuerte inversión y considerables modificaciones en la base de datos del sistema eléctrico georreferenciado de ELSE, así como del sistema de comunicación, etc.

3.15 COORDINACIÓN CON RECONECTADOR ELECTRÓNICOS

Los reconnector electrónicos ofrecen un amplio rango de características que permiten ajustarse a los requerimientos de cada sistema en forma precisa. Reconnectores adyacentes pueden coordinar muy cerca uno del otro ya que no hay solapamiento o sobrepaso en los circuitos electrónicos. Debido a que se le debe dar alguna protección a la línea entre los reconnector contra fallas temporales, el reconnector del transformador debe tener al menos una operación rápida siempre que sea posible.

Las funciones especiales disponibles en los reconnector con control electrónico mejoran y hacen más flexible la coordinación. Por supuesto, los estudios de coordinación se hacen más complicados, pero estas funciones pueden mejorar sustancialmente el desempeño del sistema.

La función “Disparo Instantáneo” permite extender el rango de coordinación con dispositivos del lado de la fuente, para valores de corriente altos. Por encima de un valor predeterminado de corriente de falla, permite al control pasar por encima de la característica tiempo-corriente programada y disparar de inmediato el reconector sin ningún retraso intencional de tiempo.

La combinación de disparo instantáneo con bloqueo (lockout) instantáneo, le da al control de los re conectadores un paso más de flexibilidad en su aplicación: la habilidad de poder tener tres “zonas de protección”.

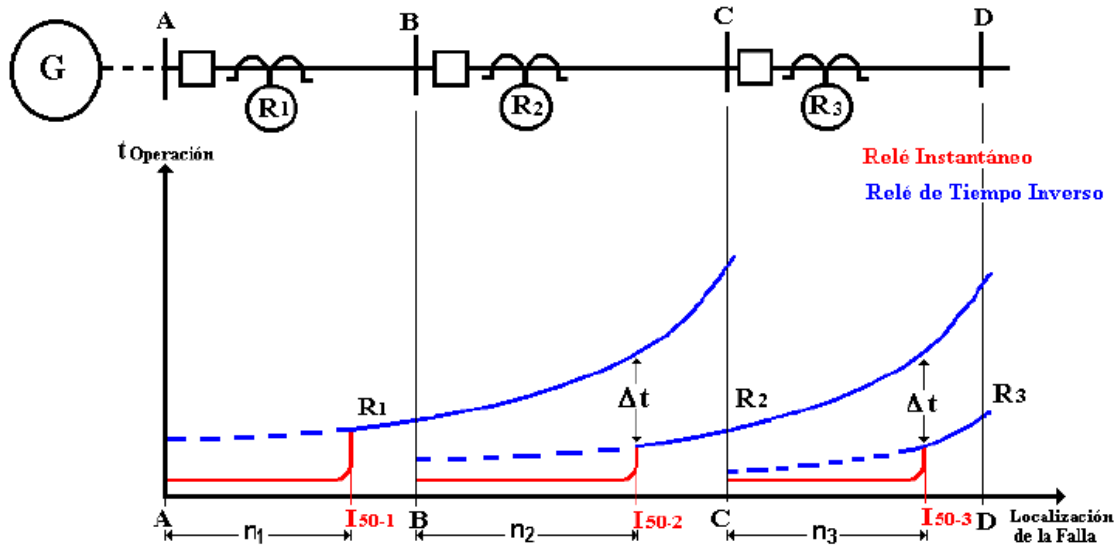
3.15.1 COORDINACIÓN POR TIEMPO - CORRIENTE

Este método combina los dos anteriores y puede hacerse utilizando tanto relés de tiempo inverso como relé de tiempo definido.

La idea es utilizar relés de sobrecorriente (51), en cada barra, con unidad instantánea (50) con lo cual, se pueden combinar las ventajas y eliminar las desventajas de los dos métodos descritos anteriormente.

En la Fig. 3.25 se muestra la aplicación de este método. Cada tramo de línea se protege, en la parte adyacente a la barra de suministro, en una determinada porción “n”, con la unidad 50, de tal forma que cualquier falla en dicha zona sea despejada rápidamente. No se protege el 100% de la línea para evitar el problema de selectividad ya analizado. El relé 51(definido o de tiempo inverso), en cada tramo, protege el resto de la línea en la forma ya indicada en el método de coordinación por tiempos. (Valderrama R., G; Curso de Coordinación de sistemas eléctricos de distribución)

Figura 3.25: Coordinación Tiempo - Corriente

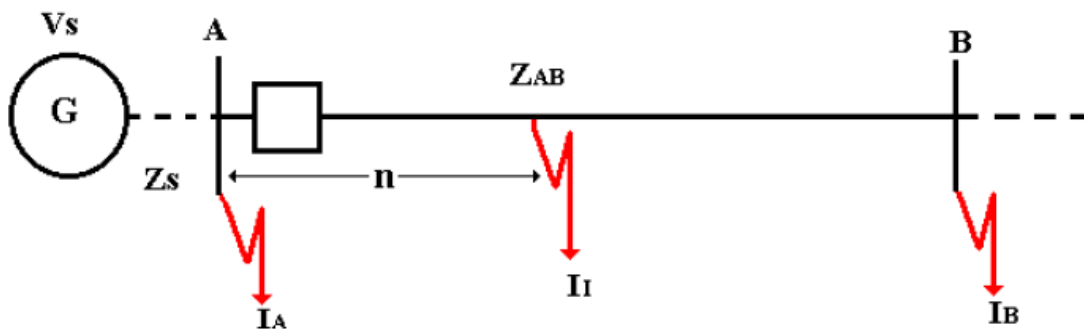


Fuente: Valderrama R., G; *Curso de Coordinación de sistemas eléctricos de distribución*

Como puede verse, este método elimina los tiempos altos para fallas cerca de las barras porque estas son despejadas por el relé instantáneo. Además, permite realizar la coordinación del Relé Protegido con el Relé Protector, utilizando el valor de la corriente de arranque de la unidad instantánea (I_{50}) y no con la corriente de falla en la barra, como cuando se utiliza la coordinación por tiempos solamente. Con esto se logra obtener tiempos de operación sustancialmente menores

Determinación de la Porción “n” de la Línea a proteger Instantáneamente.

Figura 3.26: Línea Protegida Instantáneamente



Fuente: Valderrama R., G; *Curso de Coordinación de sistemas eléctricos de distribución*

Se tiene que:

$$I_I = V_S / (Z_S + nZ_{AB})$$

$$I_B = V_S / (Z_S + Z_{AB})$$

Luego:

$$K_i = \frac{I_I}{I_B} = \frac{Z_S + Z_{AB}}{Z_S + nZ_{AB}}$$

$$(Z_S + nZ_{AB}) = (Z_S + Z_{AB}) / K_i$$

$$n = \frac{K_S + 1}{K_i - K_S}$$

$$n = [K_S(1 - K_i) + 1] / K_i \quad (3.01)$$

El factor K_i depende del tipo de relé que se utilice y establece la proporción mínima que debe existir entre I_I e I_B para garantizar la operación correcta de la unidad instantánea, tomando en cuenta el máximo error que se pueda presentar. En la práctica se utiliza:

- $K_i = 1.1$ para relés estáticos
- $K_i = 1.3$ para relés electromagnéticos

Para $K_i = 1.3$ el valor: $n = (1 - 0.3 K_S) / 1.3$

Para $K_i = 1.1$ el valor $n = (1 - 0.1 K_S) / 1.1$

Si el valor de K_S es muy alto, indicando que la impedancia de la fuente es mucho mayor que la impedancia de la línea, la variación de la corriente de falla entre ambos extremos de la línea es pequeña y no siempre hay suficiente margen entre las corrientes para aplicar la unidad instantánea.



3.15.2 CRITERIO DE COORDINACIÓN

Para iniciar el proceso de coordinación, como se dijo anteriormente, se debe conocer la corriente de carga y las corrientes máximas y mínimas de falla, en la ubicación de cada relé que va a ser coordinado. Con esta información, se debe seleccionar la relación de transformación de los transformadores de corriente que alimentan a los relés. Luego se calcula, sucesivamente, la corriente de arranque de la unidad instantánea (si se usa), la corriente de arranque de la unidad temporizada y el dial de tiempo de cada relé. Para la selección de la relación de transformación y el cálculo de las corrientes de arranque y tiempos de operación se utilizan los siguientes criterios: (Valderrama R., G; Curso de Coordinación de sistemas eléctricos de distribución)

A. Selección de la relación de los Transformadores de corriente:

Para la selección de la relación de transformación se siguen dos criterios básicos:

1. Para la máxima condición de carga esperada, la corriente secundaria del transformador no debe superar su corriente nominal (5 A ó 1 A), es decir:

$$I_n \geq \text{Corriente Máxima de carga}/N_{ct} \quad (3.02)$$

2. Para la peor condición de falla, en la ubicación del transformador de corriente, la corriente secundaria debe ser menor a 20 veces la corriente nominal. Es decir, menor a 100 A, en transformadores de 5 A y de 20 A, en transformadores de 1 A.

$$\frac{\text{Corriente Máxima de Falla}}{N_{ct}} < 20 * I_n \quad (3.03)$$

B. Ajuste de la Corriente de Arranque de la Unidades 51 y 50:

La corriente de arranque de los relés 51 debe ser mayor o igual a dos veces la máxima corriente de carga, en el punto de aplicación, y menor que la mínima condición de falla esperada en su zona de protección, El relé bajo estudio debe respaldar, al menos, todo el tramo de línea de su relé protector, para garantizar protección de respaldo. No siempre es posible cumplir este criterio, pero no se recomienda usar un factor menor a 1.5 veces la corriente de carga para ajustar la corriente de arranque, ya que existe el peligro de operación del relé por Inrush o Carga Fría. Algunas empresas usan el criterio, para evitar la operación por corrientes transitorias, de revisar que el ajuste del relé no permita que opere en un tiempo menor a 2 segundos, para 300 % de la corriente de arranque. El valor de ajuste, recomendado del relé debe ser:

$$(2 * I_{carga})/N_{ct} \leq I_{pu} \leq (I_{mínima de falla})/N_{ct} \quad (3.04)$$

Para el ajuste de la corriente de arranque de la unidad 50, se debe seguir el criterio explicado en el punto anterior para la protección instantánea de las líneas. El ajuste será:

$$I_{50} \geq K_i * I_{máxima de falla en el extremo de la línea} \quad (3.05)$$

C. AJUSTE DEL DIAL DE TIEMPO

El tiempo de operación del relé protegido, para la corriente máxima de falla en el protector, debe ser mayor o igual al tiempo de operación del protector, para dicha corriente, más el intervalo de coordinación Δt .

$$t_{R2(I_{f_{máx-C}})} \geq t_{R3(I_{f_{máx-C}})} + \Delta t$$

Usando la unidad instantánea:

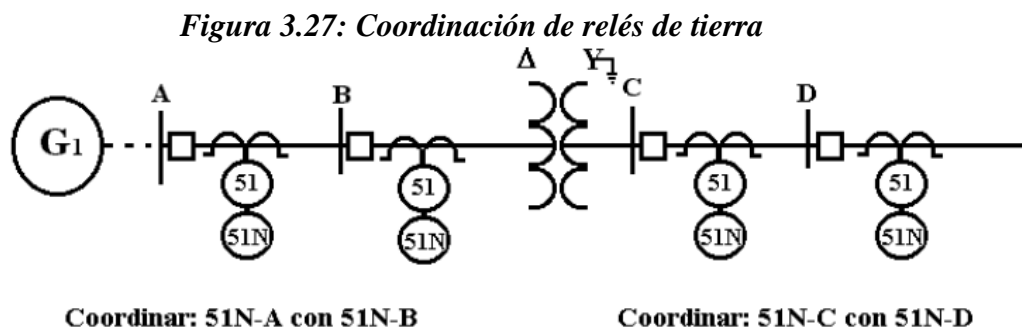
$$t_{R2}(I_{50-3}) \geq t_{R3}(I_{50-3}) + \Delta t \quad (3.06)$$

D. COORDINACIÓN PARA LOS RELÉS DE TIERRA

Los relés de tierra se coordinan entre sí, siguiendo el mismo procedimiento que para los relés de fase, pero utilizando los niveles de cortocircuito para fallas a tierra. Como los relés de tierra no son afectados por la corriente de carga, su corriente de arranque se calcula en función del máximo desbalance permitido en el sistema, para evitar operaciones erróneas por desbalance de cargas:

$$I_{pu} \geq \%Desbalance \text{ M}{\acute{a}}ximo \quad (3.07)$$

El porcentaje de desbalance permitido, varía de acuerdo a la política de las empresas. Porcentajes típicos utilizados son de 15 a 20 % de la carga nominal. Cuando en el camino de coordinación existen transformadores $\Delta - Y$, los relés de tierra del lado de la Δ se coordinan en forma independiente de los relés del lado de Y . Esto es debido a que las fallas a tierra del lado de la Y , no producen corrientes de secuencia cero en el lado de la Δ . En el circuito de la Figura 3.27, se coordina el relé de tierra de la barra C, con el relé de tierra de la barra D. Luego, se inicia otra coordinación con el relé de tierra de la barra B, el cual puede ser ajustado a dial mínimo. El relé de tierra de la barra A se coordina con el de la barra B. (Valderrama R., G; Curso de Coordinación de sistemas eléctricos de distribución)



Fuente: Valderrama R., G; Curso de Coordinación de sistemas eléctricos de distribución



3.16 SECCIONALIZADOR AUTOMÁTICO

El Seccionalizador automático electrónico seteable manual se complementa con las redes de distribución de media tensión. La nueva tecnología permite que la corriente de actuación y nuevos conteos de cualquier equipo en particular se puedan resetear según las diversas configuraciones de la red cuantas veces se desee, permitiendo una coordinación apropiada en combinaciones de protección actuales y futuras.

Utilizar este dispositivo en ramales y derivaciones en lugar del seccionador fusible permite una mejor coordinación en caso de fallas, además de disminuir tanto los costos operativos como las interrupciones del servicio. Suele no ser posible coordinar los fusibles con los reconectores de cabecera o interruptores de recierre puesto que cuando se reponen no están en su estado ‘ideal’ y son afectados por el envejecimiento. El fusible actúa en tiempo posterior al del equipo de cabecera, a diferencia de Autolink, que permite la coordinación debido a que cuenta las operaciones y a que no depende de una curva de tiempo-corriente.

3.16.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El dispositivo consiste en una base portafusible idéntica a la que se utiliza para los seccionadores fusibles simples. Esta base posee un tubo (tres, en el caso de la versión trifásica) dentro del cual se aloja un circuito electrónico alimentado por dos bobinas toroidales; una de ellas percibe la corriente de circuito y la otra carga un capacitor que proporciona la energía de actuación. El circuito electrónico analiza la corriente de falla de la red de media tensión contabilizando las operaciones de apertura que el reconector de cabecera (aguas arriba) realiza sobre el circuito, y determina la apertura mecánica del Seccionalizador si la corriente de falla se establece como continua o permanente.



El circuito electrónico, a su vez, es capaz de ejecutar un análisis espectral de la forma de onda de la corriente para discriminar entre una corriente de inserción de un transformador (corriente de inrush) y una corriente de falla, evitando así el seccionamiento de la línea de media tensión y el consecuente corte de energía a los clientes en condiciones no deseadas.

El módulo de configuración del equipo se encuentra debajo del tapón del contacto superior del tubo. Accediendo a él, el operador puede configurar o reconfigurar la corriente de actuación del Seccionalizador y la cantidad de conteos para obtener la combinación deseada para la protección del sistema.

Cuando se instala en combinación con un reconectador aguas arriba (o un interruptor por recierre), el Seccionalizador instalado en una derivación (aguas abajo) cuenta las operaciones y, una vez que alcanza el conteo prefijado (de una a cuatro operaciones de apertura del reconectador), interrumpe el circuito mientras permanece abierto. El circuito se reestablece mediante la reposición manual del dispositivo mecánico.

3.16.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- Reseteabilidad entre seis y 215 amperes y desde uno a cuatro conteos
- Detección de corrientes de inrush
- Prevención de cortes de servicio innecesarios, operando únicamente en condiciones de falla permanente
- Soporte de tiempos de línea muerta de hasta 3,5 minutos sin perder la memoria de conteos
- Requerimiento de solo un ciclo de corriente para identificar una corriente de falla como inrush



- Detección de corrientes de inrush simétricas y asimétricas
- Mejoramiento de la confiabilidad de distribución y aumento del tiempo de reposición, permitiendo que los clientes limiten los cortes al ramal del problema
- Requerimiento de solo un modelo por clase de tensión (quince, 27, 27/33 y 33 kilovolts)
- Configurabilidad en campo
- Teclas bajo tapón para realizar la selección en campo fácilmente

3.16.3 OPERACIÓN EN CONDICIONES DE FALLA TRANSITORIA

En los circuitos de redes aéreas, las fallas transitorias constituyen del ochenta al noventa por ciento de las fallas, las cuales son eliminadas mediante la operación de un reconector o interruptor de recierre de cabecera.

En caso de que se produzca la falla, el equipo de cabecera actuará, y el seccionalizador contará una apertura; luego recierra el equipo de cabecera y, debido a que la falla es transitoria, se elimina de tal forma que tanto el equipo de cabecera como el seccionalizador permanecen conectados y el circuito en servicio. Al cabo de treinta segundos, el seccionalizador resetea el conteo realizado. En el caso de utilizar fusibles, estos normalmente operan simultáneamente con el reconector de cabecera, produciendo una interrupción de circuito innecesaria.

3.16.4 OPERACIÓN EN CONDICIONES DE FALLA PERMANENTE

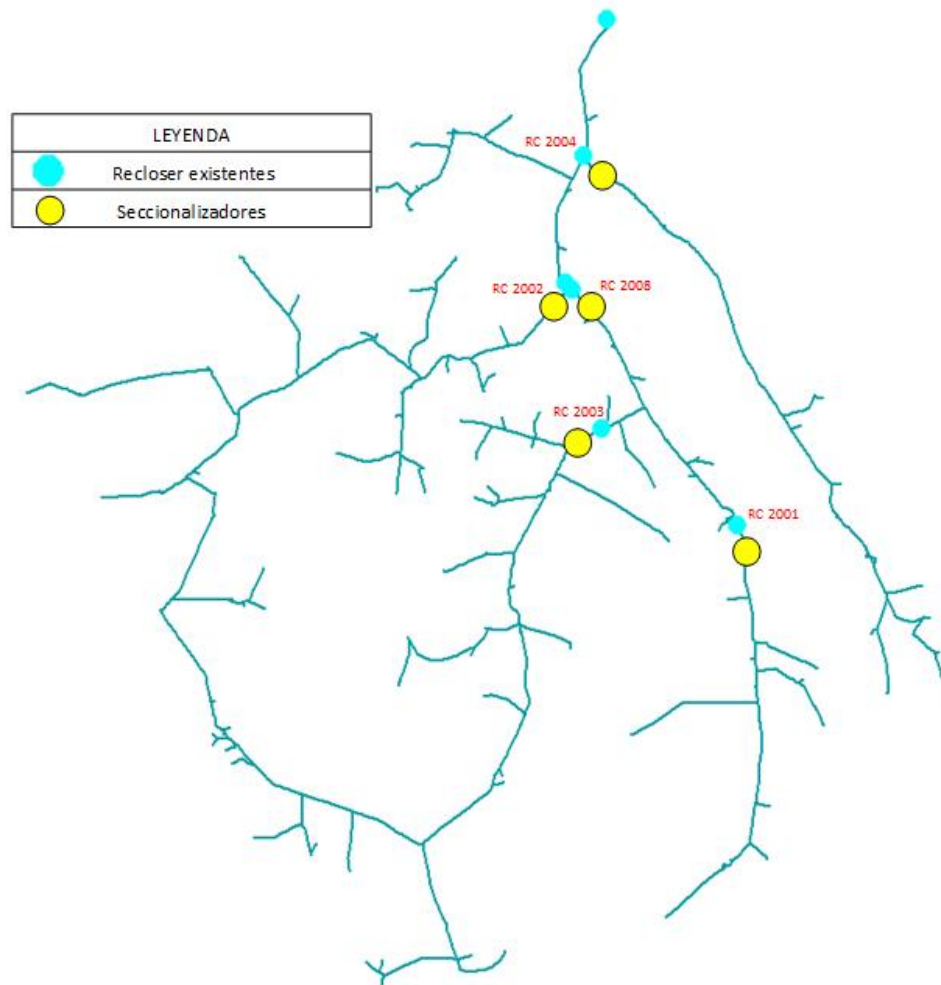
Entre el diez y veinte por ciento de las fallas en redes aéreas son permanentes. En estos casos, las operaciones sucesivas de recierre no eliminan la falla. Sin embargo, el seccionalizador contabiliza las operaciones de apertura y, al alcanzar el conteo fijado, realiza la apertura de la línea con la falla. Para lograr un funcionamiento óptimo, el equipo

requiere que el capacitor encargado de alimentar la potencia operativa se haya cargado. La energía utilizada para cargar el capacitor es provista por la corriente que circula a través de la línea durante la falla y durante el instante previo a esta.

En el caso de utilizar fusibles, habitualmente no existe coordinación entre la curva del fusible y la curva lenta del reconector. Esto causa una interrupción de alimentación de corriente innecesaria a través del circuito tanto aguas arriba como aguas abajo del Seccionalizador.

3.16.5 PROPUESTA DE UBICACIÓN DE LOS SECCIONALIZADORES EN EL AMT QU05

Figura 3.28: Propuesta de ubicación de Seccionalizadores



Elaboración Propia



Con el fin de reducir la zona afectada por regímenes anormales en la red, la duración de las interrupciones provocadas por las mismas y proteger equipos instalados de alto valor económico. Se instalarán nuevos dispositivos de protección en puntos de la red en donde se creará conveniente,

Tabla 3.11: Propuesta de ubicación georreferenciada de seccionalizadores

<i>CERCANO AL RECLOSER</i>	<i>CÓDIGO NODO MT</i>	<i>COORDENADA X</i>	<i>COORDENADA Y</i>
RC-2004	ESE001NMT002803	833848.134	8493662.63
RC-2002	ESE001NMT006944	832751.516	8487559.37
RC-2008	ESE001NMT002480	833267.374	8487328.278
RC-2003	ESE001NMT002376	834160.429	8480566.621
RC-2001	ESE001NMT003893	841531.996	8475619.958

Elaboración Propia

3.17 MÉTODO DE INCREMENTO EN LA CONTINUIDAD DE SERVICIO EN EL AMT QU05

En general, la confiabilidad puede mejorarse de tres maneras:

- Reduciendo la tasa de falla.
- Disminuyendo el tiempo de interrupción.
- Reduciendo el número de clientes afectados.

3.17 1 REDUCCIÓN EN LA TASA DE FALLA

La reducción de la tasa de falla se logra mediante el incremento de la confiabilidad del sistema de distribución y sus componentes. Al reducir la tasa de falla, automáticamente disminuyen todos los índices de confiabilidad orientados al consumidor en forma global (SAIFI, SAIDI, etc.).

Algunas de las medidas que permiten reducir la tasa de falla de los equipos de distribución son:



- Mantenimiento preventivo y monitorización.
- Reposición preventiva de componentes que han alcanzado su vida útil.
- Utilización de cables aislados o semiaislados en líneas aéreas.
- Poda de árboles cercanos a las líneas aéreas.
- Protecciones contra la entrada de animales en instalaciones o el contacto con las líneas.
- Instalación de equipos de protección.

3.17.2 DISMINUCIÓN DEL TIEMPO DE INTERRUPCIÓN

El tiempo de reparación representa principalmente el tiempo necesario para restablecer el suministro de energía eléctrica en la zona afectada por la interrupción. Según la configuración de la red, la zona afectada por la falla producida puede aislarse del resto del sistema, desconectando la sección de la red que abarque esta zona, una de las maneras de reducir este impacto de la interrupción es de incrementar los dispositivos de protección y de mejorar la selectividad en el sistema de protección. Es importante realizar el procedimiento adecuado de maniobra que permita aislar la mínima sección afectada posible. Esta medida no reduce el tiempo de afectación de la sección afectada, pero introduce una mejora substancial en tiempo para las partes de la red no afectadas directamente por la falla, sobre todo, si la operación de la reconfiguración de la red está automatizada. Además, si la reconfiguración se produce en un tiempo menor de tres minutos, la interrupción experimentada por el o los consumidores no se considera una interrupción sostenida, con lo cual se reducen principalmente los índices que dependen del tiempo de interrupción como SAIDI



CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo, se analizará la nueva coordinación de protección propuesta previa simulación en el software computacional ETAP. Desde el punto de vista de la confiabilidad, existen diferentes alternativas para hacer más confiable un sistema de distribución, pero el costo incurrido en el mejoramiento del sistema debe transformarse en beneficios económicos a futuro. Por lo tanto, antes de que un proyecto de mejora sea considerado, debe justificarse que el proyecto resulte beneficioso para los consumidores y para la empresa de distribución desde el punto de vista técnico y que no implica un gasto excesivo para ninguna de las partes; o cuando existen varias alternativas de mejoramiento, resulta necesario determinar la alternativa que resulte más rentable y en ambas situaciones, la conclusión se obtiene de un análisis de costo – beneficio. El análisis de costo – beneficio busca establecer la mejor decisión de inversión entre varios proyectos de mejora. En el caso de problemas de inversión, los costos representan el capital necesario para el proyecto y los beneficios son las ganancias que se esperan del proyecto.

4.1 RESULTADOS

Aplicando la filosofía de protección y el criterio de coordinación detallados en el CAPITULO III, se obtuvo nuevos parámetros para la configuración de los reclosers ubicados en el AMT QU05, los cuales se detallan en la tabla 4.1 y 4.2.

Tabla 4.1: Propuesta de configuración sobrecorriente de fases

COD. RELÉ	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				
					I>		TMS	Curva	
Amp Sec	Amp Prim								
RE1QU05	SIEMENS	7SJ61	10.5	600/1	0.23	138.00	0.23	IEC-NI	--
RE2QU05	NOJA	RC10	22.9	1/1	50.00	50.00	0.16	IEC-NI	--
RC2008	Schneider	ADVC	22.9	1/1	50.00	50.00	0.08	IEC-NI	2R+Lock
RC2001	Schneider	ADVC	22.9	1/1	40.00	40.00	0.05	IEC-VI	2R+Lock
RC2002	ENTEC	EVRC2A	22.9	1/1	40.00	40.00	0.05	IEC-VI	2R+Lock
RC2003	SEL	351R	22.9	1/1	40.00	40.00	0.05	IEC-VI	2R+Lock
RC2004	SEL	351R	22.9	1/1	40.00	40.00	0.05	IEC-VI	2R+Lock

COD. RELÉ	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Instantáneo			
					I>>		t>>	
Amp Sec	Amp Prim	(s)						
RE1QU05	SIEMENS	7SJ61	10.5	600/1	5.00	3000.00	0.05	--
RE2QU05	NOJA	RC10	22.9	1/1	--	--	--	--
RC2008	Schneider	ADVC	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2001	Schneider	ADVC	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2002	ENTEC	EVRC2A	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2003	SEL	351R	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2004	SEL	351R	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock

Elaboración Propia

Tabla 4.2: Propuesta de configuración sobrecorriente de tierra

COD. RELÉ	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				
					I>		TMS	Curva	
Amp Sec	Amp Prim								
RE1QU05	SIEMENS	7SJ61	10.5	600/1	0.09	54.00	0.12	IEC-NI	--
RE2QU05	NOJA	RC10	22.9	1/1	30.00	30.00	0.19	IEC-NI	--
RC2008	Schneider	ADVC	22.9	1/1	30.00	30.00	0.09	IEC-NI	2R+Lock
RC2001	Schneider	ADVC	22.9	1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	2R+Lock
RC2002	ENTEC	EVRC2A	22.9	1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	2R+Lock
RC2003	SEL	351R	22.9	1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	2R+Lock
RC2004	SEL	351R	22.9	1/1	30.00	30.00	0.05	IEC-VI	2R+Lock

Continuación de la tabla 4.2

COD. RELÉ	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Instantáneo			
					$I >>$ Amp Sec	$t >>$ Amp Prim	$t >>$ (s)	
RE1QU05	SIEMENS	7SJ61	10.5	600/1	--	--	--	--
RE2QU05	NOJA	RC10	22.9	1/1	--	--	--	--
RC2008	Schneider	ADVC	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2001	Schneider	ADVC	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2002	ENTEC	EVRC2A	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2003	SEL	351R	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock
RC2004	SEL	351R	22.9	1/1	--	--	--	2R+Lock

Elaboración Propia

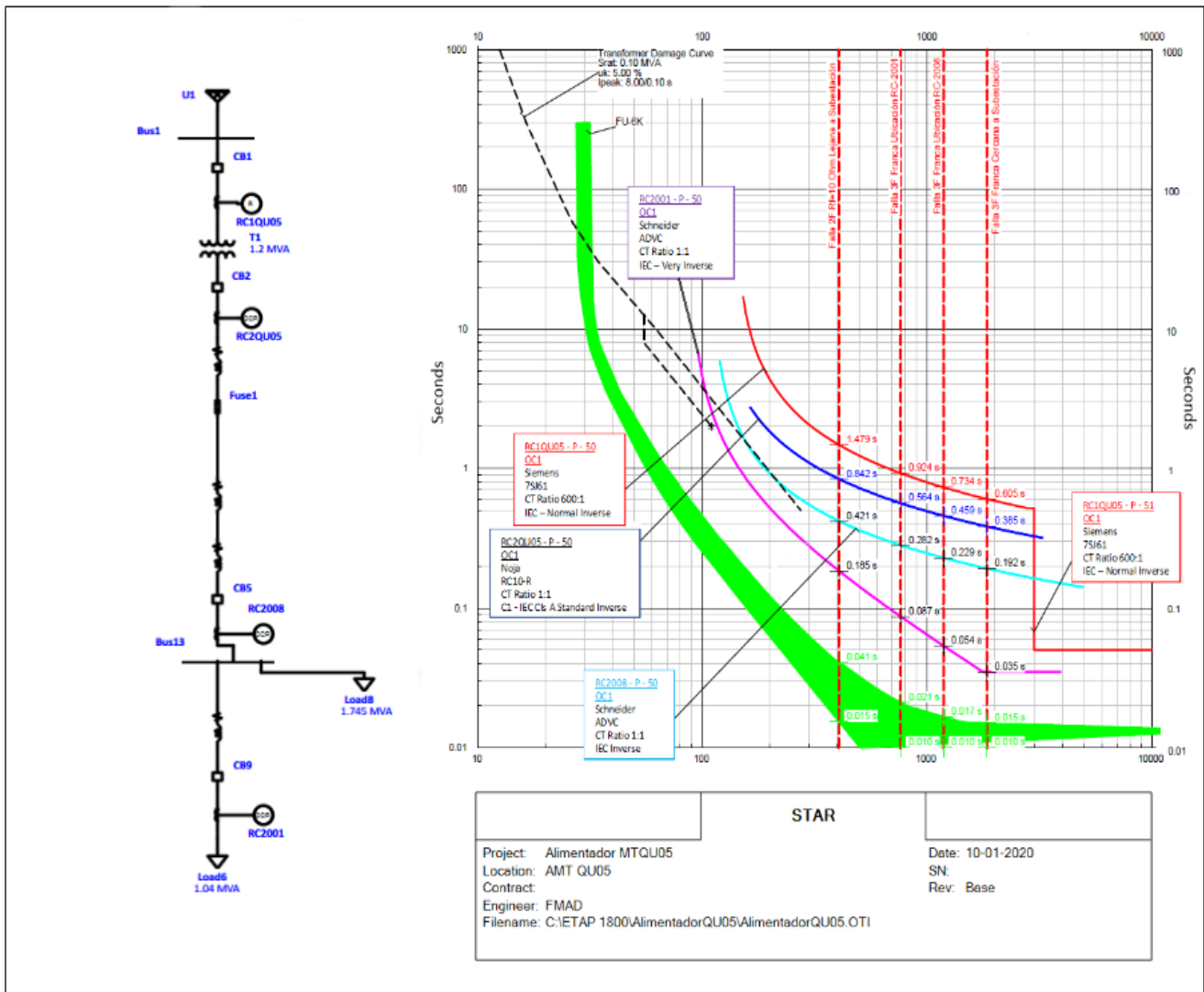
4.1.1 VERIFICACIÓN DE CONFIGURACIÓN PROPUESTA

Para el presente estudio se dividirá en 4 zonas el alimentador de esta manera comprobar la configuración propuesta y ver si cumple la coordinación deseada con los nuevos parámetros.

- Zona 1, abarcará el recorrido de los tramos protegidos por los reclosers RC1QU05, RC2QU05, RC2008 y RC2001.
- Zona 2, abarcará el recorrido de los tramos protegidos por los reclosers RC1QU05, RC2QU05, RC2002.
- Zona 3, abarcará el recorrido de los tramos protegidos por los reclosers RC1QU05, RC2QU05, RC2008 y RC2003.
- Zona 4, abarcará el recorrido de los tramos protegidos por los reclosers RC1QU05, RC2QU05 y RC2004.

Esta división se aplicará tanto para la verificación de sobrecorriente de fase y sobrecorriente de tierra, se usará como ejemplo una de las condiciones de falla propuesta para la descripción y observar el comportamiento de los equipos de protección.

Figura 4.1: Verificación de coordinación sobrecorriente de fase en la Zona 1



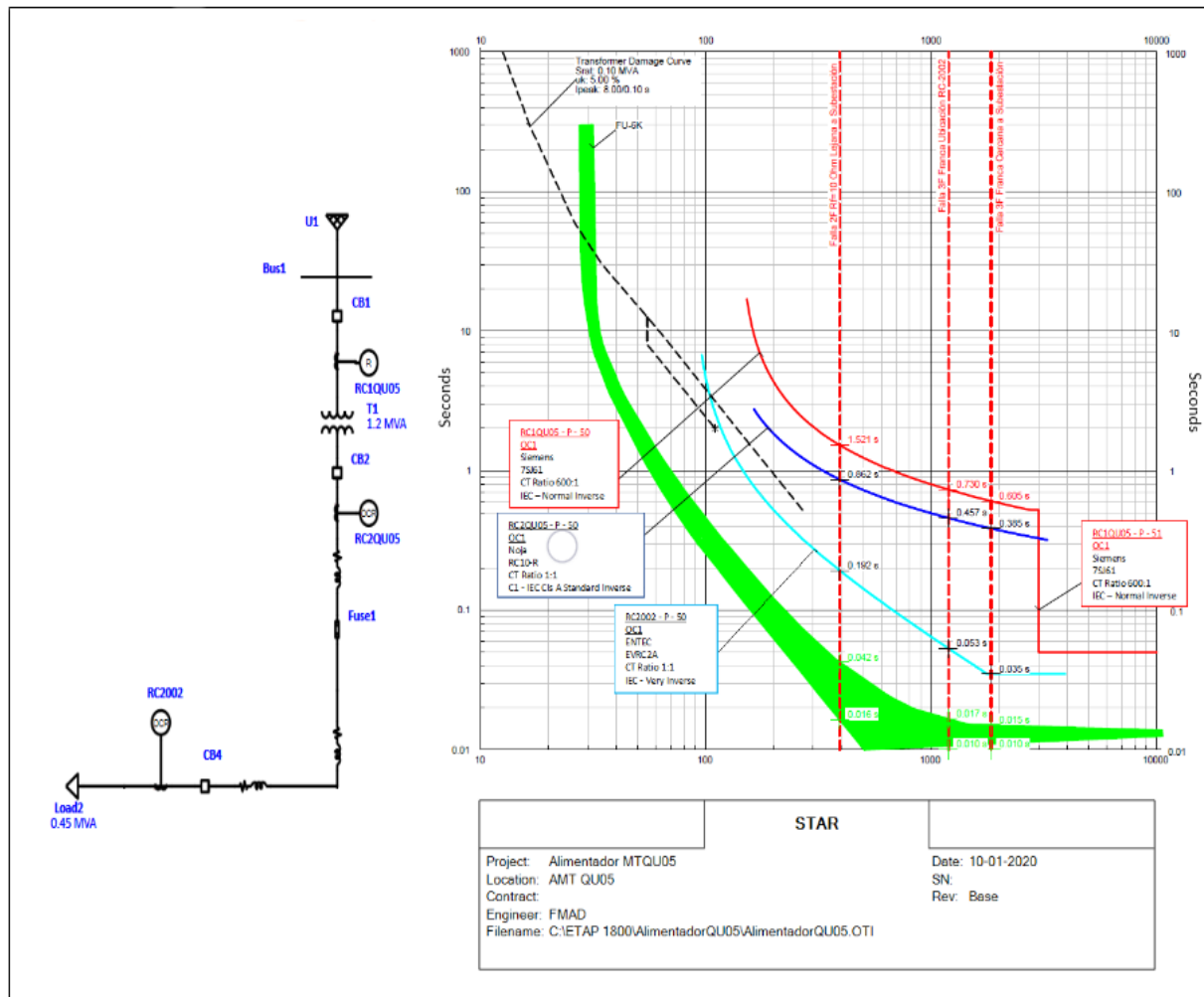
Elaboración Propia

Se puede observar que ante una falla trifásica franca con ubicación en el RC 2008 el equipo de protección actúa de la siguiente forma:

- En el recloser RC 2001, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 54 ms.
- En el recloser RC 2008, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 229 ms.
- En el recloser RC2QU05, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 459 ms.

- En el recloser RC1QU05, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 734 ms.

Figura 4.2: Verificación de coordinación sobrecorriente de fase en la Zona 2



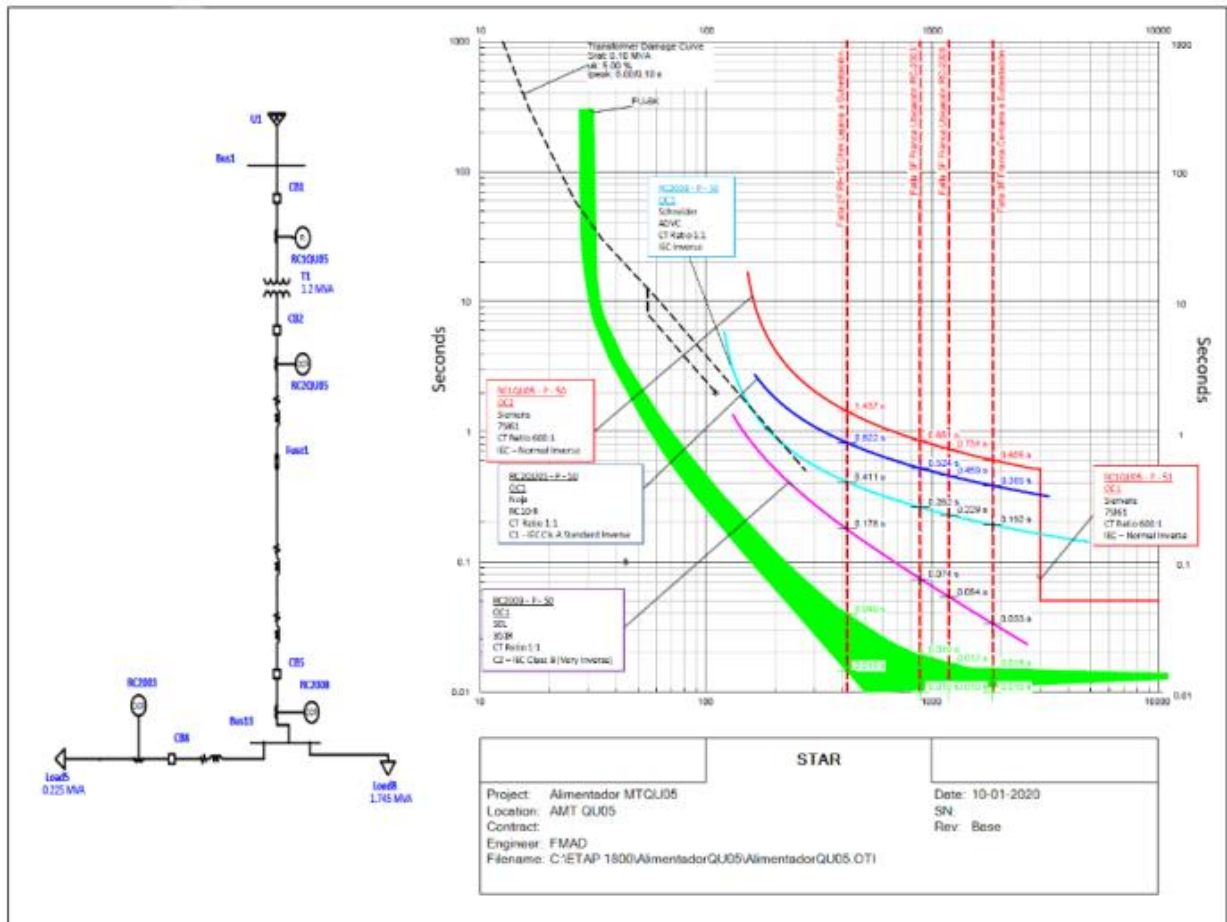
Elaboración Propia

Se puede observar que ante una falla bifásica remota con 10 Ω de resistencia de falla el equipo de protección actúa de la siguiente forma:

- En el recloser RC2002, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 192 ms.
- En el recloser RC2QU05, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 862 ms.

- En el recloser RC1QU05, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 1521 ms.

Figura 4.3: Verificación de coordinación sobrecorriente de fase en la Zona 3



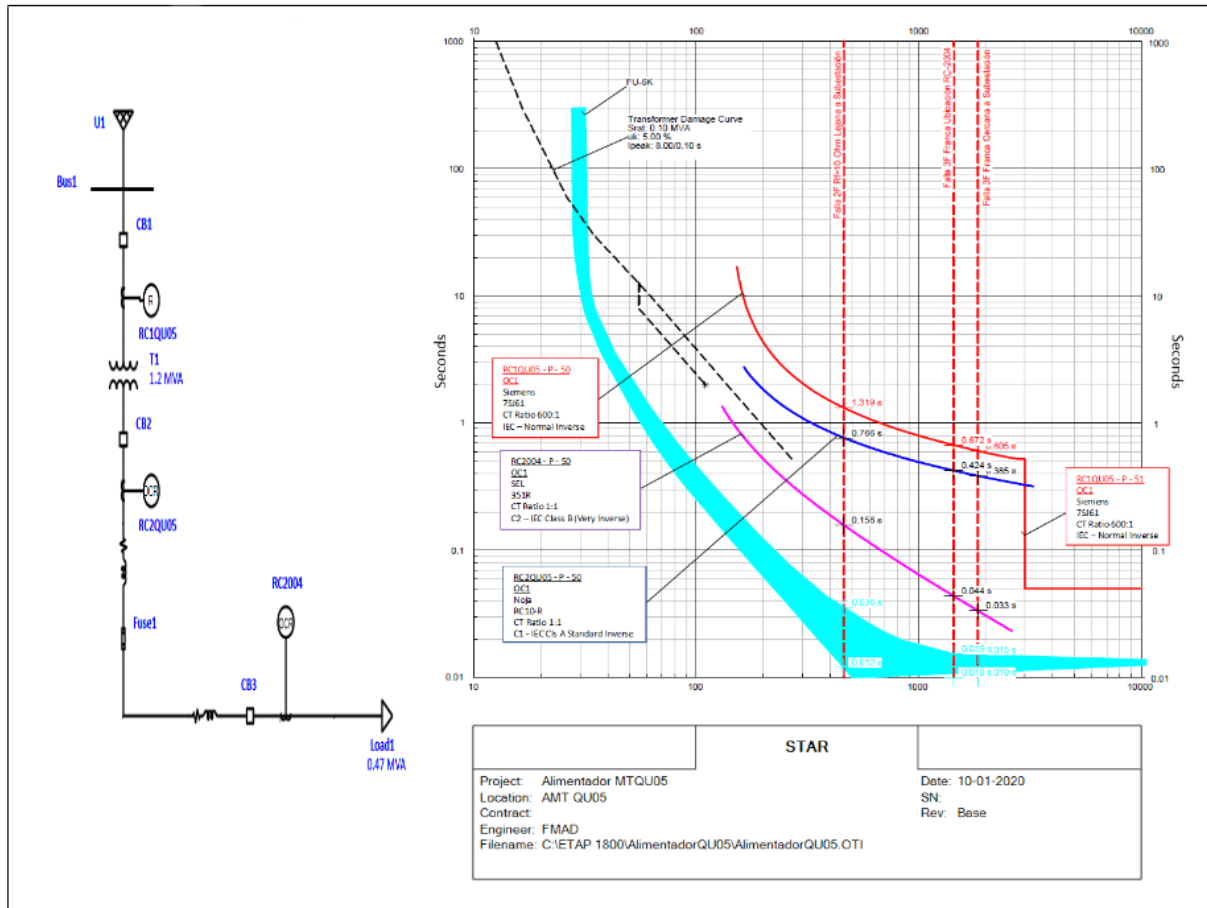
Elaboración Propia

Se puede observar que ante una falla trifásica franca con ubicación en el RC 2003 el equipo de protección actúa de la siguiente forma:

- En el recloser RC2003, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 74 ms.
- En el recloser RC2008, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 262 ms.
- En el recloser RC2QU05, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 524 ms.

- En el recloser RC1QU05, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 851 ms.

Figura 4.4: Verificación de coordinación sobrecorriente de fase en la Zona 4

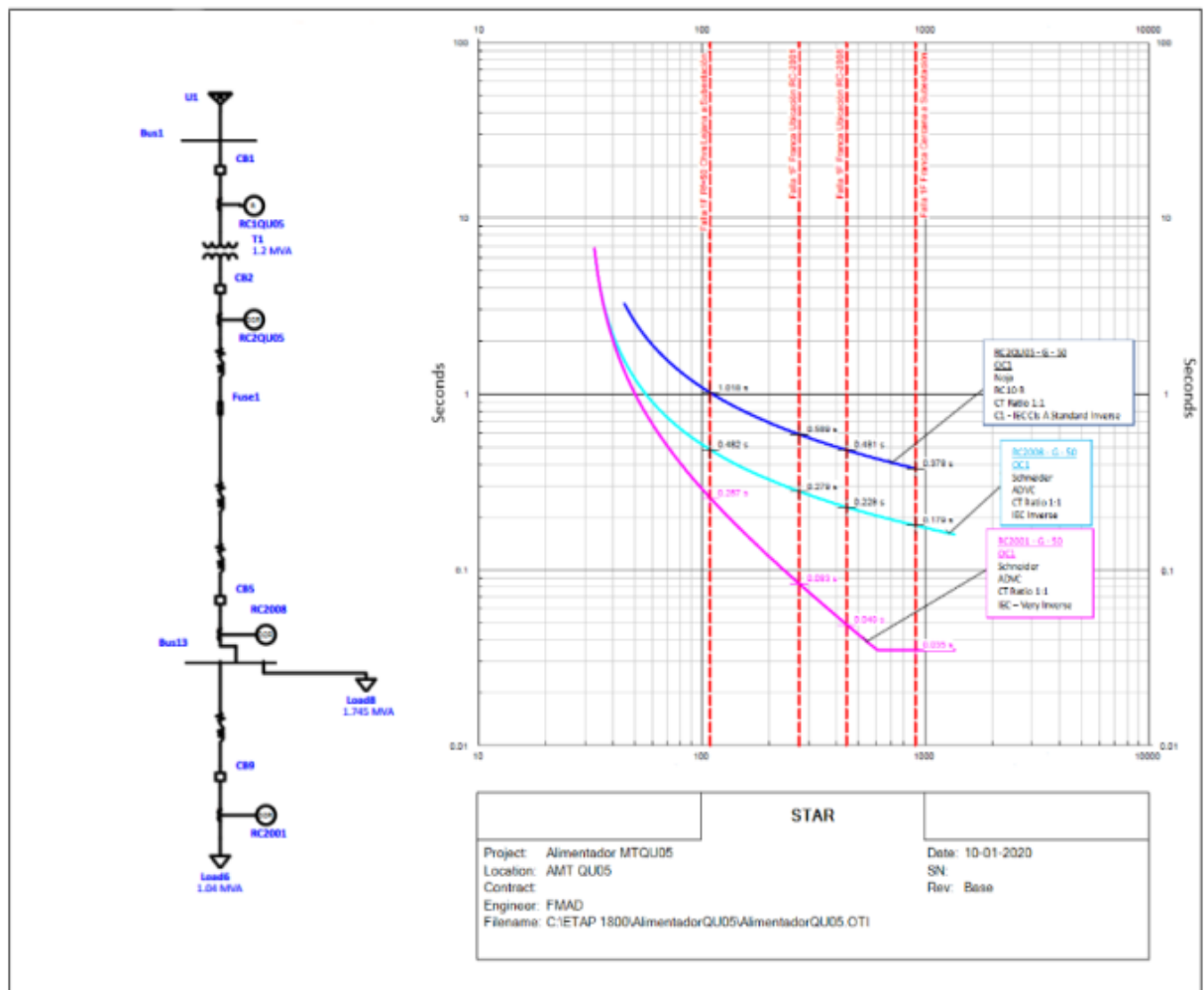


Elaboración Propia

Se puede observar que ante una falla trifásica franca cercana a la S.E el equipo de protección actúa de la siguiente forma:

- En el recloser RC2004, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 33 ms.
- En el recloser RC2QU05, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 385 ms.
- En el recloser RC1QU05, actúa la protección de sobrecorriente de fases temporizado, 51, a los 605 ms.

Figura 4.5: Verificación de coordinación sobrecorriente de tierra en la Zona 1

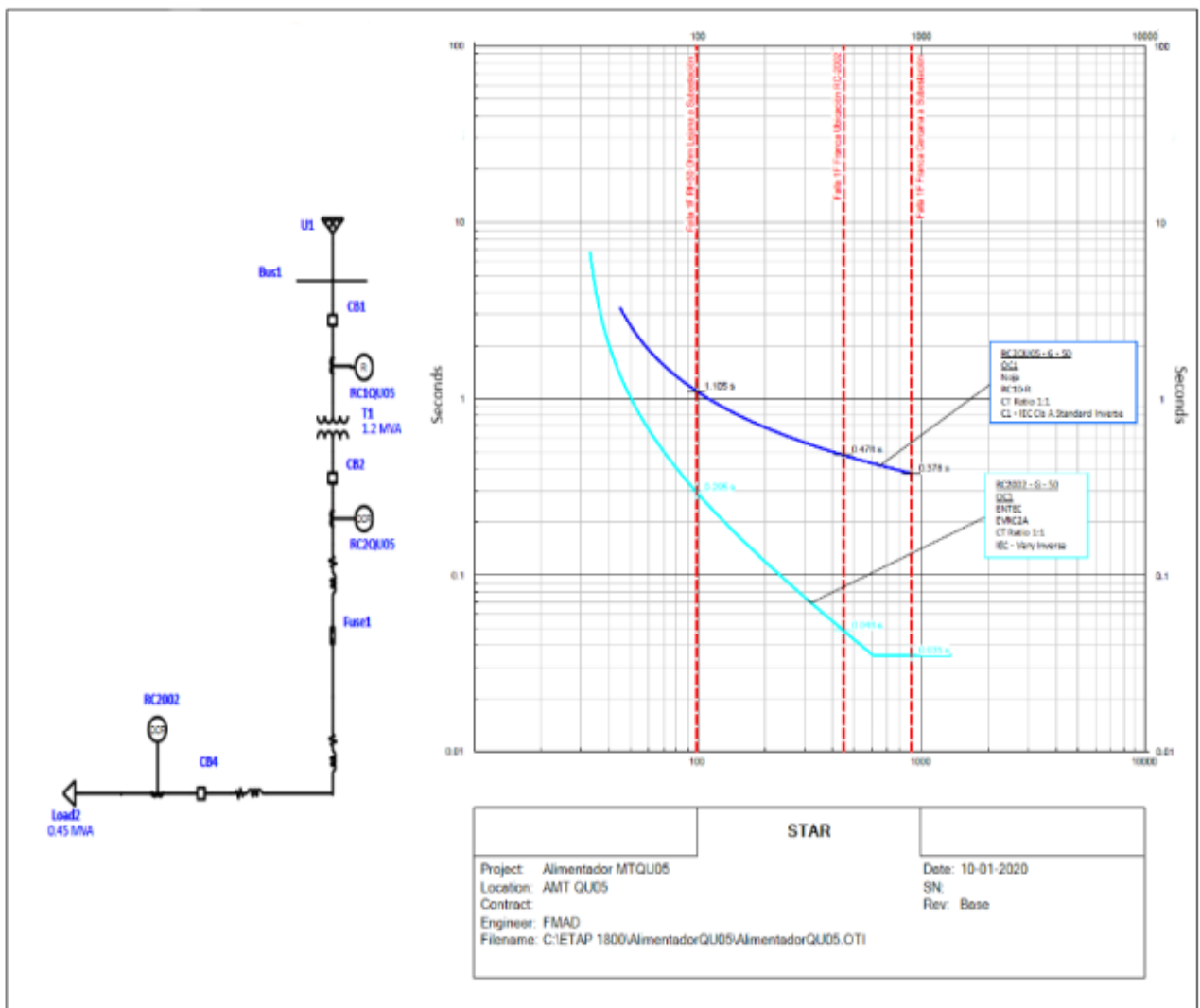


Elaboración Propia

Se realiza verificando la actuación de protección ante una falla monofásica, que son las más frecuentes. La falla se simula cerca al RC 2008 y se determina lo siguiente:

- En el recloser RC 2001 actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 40 ms.
- En el recloser RC 2008 actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 228 ms.
- En el recloser RC2QU05 actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 481 ms.

Figura 4.6: Verificación de coordinación sobrecorriente de tierra en la Zona 2

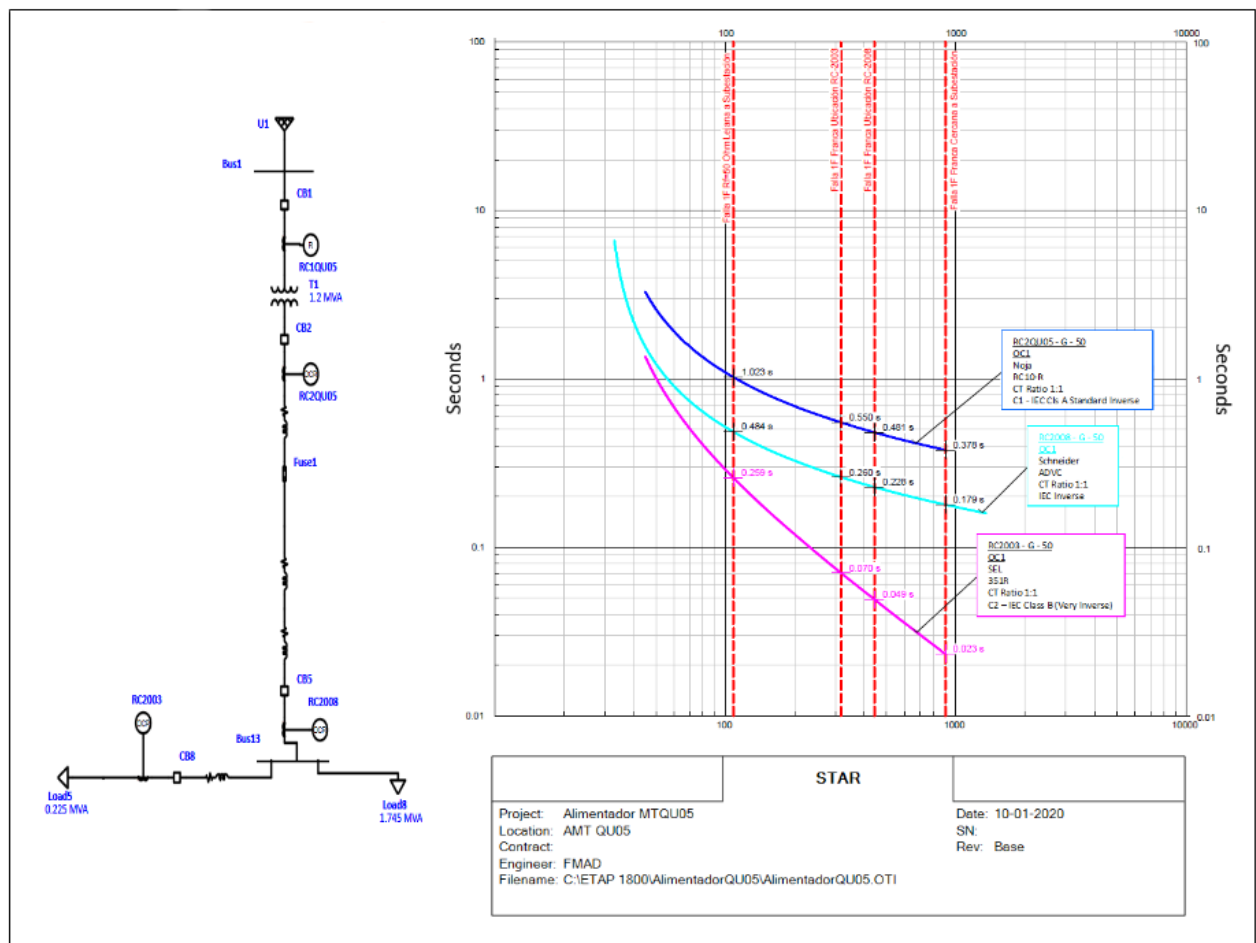


Elaboración Propia

Se realiza verificando la actuación de protección ante una falla monofásica, que son las más frecuentes. La falla se simula cerca al RC 2002 y se determina lo siguiente:

- En el recloser RC 2002 actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 48 ms.
- En el recloser RC2QU05 actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 478 ms.

Figura 4.7: Verificación de coordinación sobrecorriente de tierra en la Zona 3

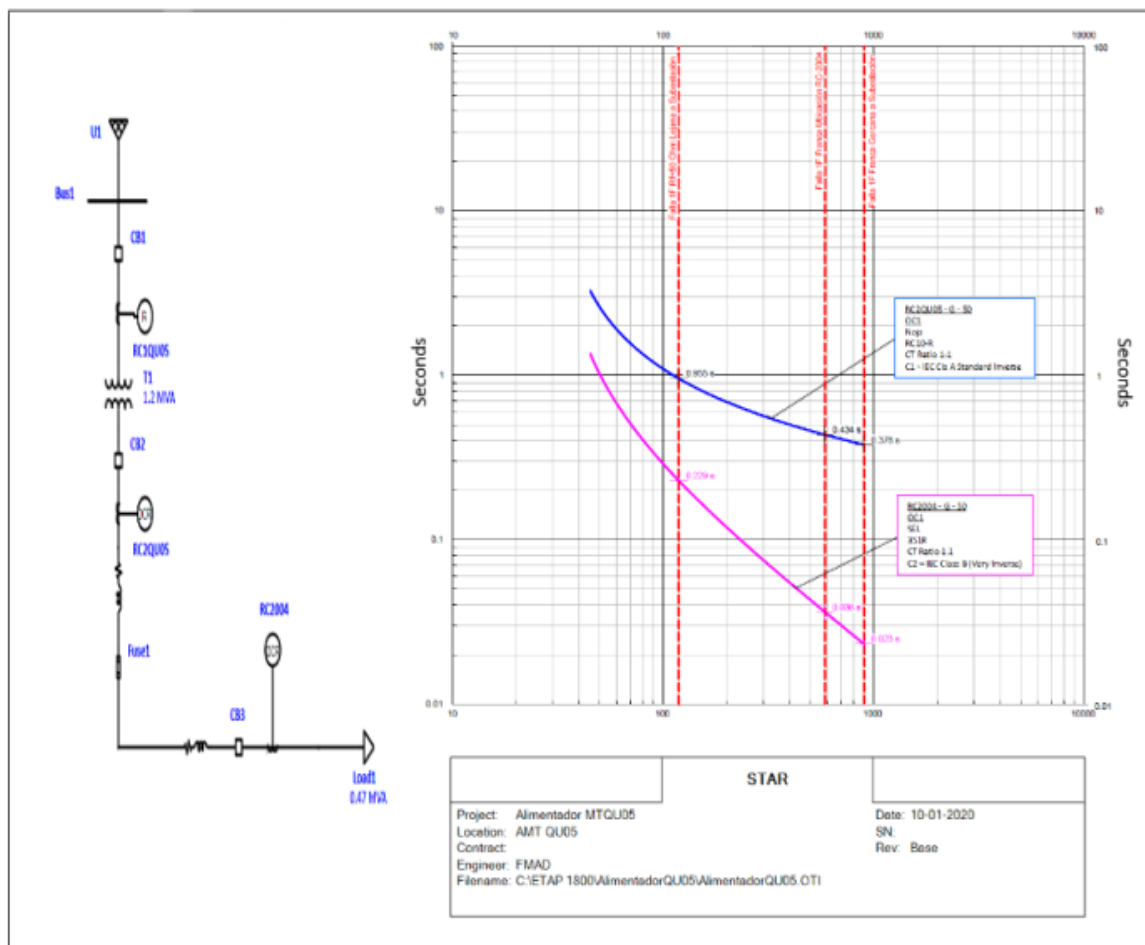


Elaboración Propia

Se realiza verificando la actuación de protección ante una falla monofásica remota con 50 Ω de resistencia de falla lejana a la S.E, se observa que el equipo actúa de la siguiente forma:

- En el recloser RC 2003 actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 259 ms.
- En el recloser RC 2008 actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 484 ms.
- En el recloser RC2QU05 actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 1023 ms.

Figura 4.8: Verificación de coordinación sobrecorriente de tierra en la Zona 4



Elaboración Propia

Se realiza verificando la actuación de protección ante una falla monofásica remota cercana a la S.E, se observa que el equipo actúa de la siguiente forma:

- En el recloser RC 2004 actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 23 ms.
- En el recloser RC2QU05 actúa la protección de sobrecorriente a tierra instantáneo, 50N, a los 378 ms.

4.2 PROYECCIÓN DE REDUCCIÓN DE FALLAS

No se consideró las fallas hechas por acción de tercero, puesto que éstas no se pueden predecir ni anticipar en su comportamiento.

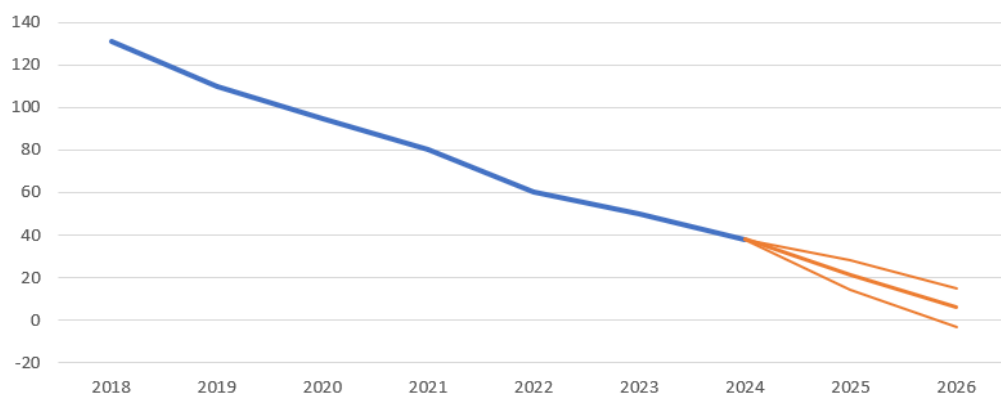
Tampoco se consideró los errores de maniobra ya que al igual que las acciones hechas por terceros no se pueden predecir, igualmente los cortes de energía ajenos al funcionamiento del servicio eléctrico.

Tabla 4.3: Proyección de reducción de fallas

Año	Fallas	Fallas Naturales
2021	20	60
2022	15	45
2023	10	40
2024	8	30

Elaboración Propia

Figura 4.9: Pronóstico de comportamiento de fallas



Elaboración Propia

Como se observa, una vez aplicada la nueva configuración de coordinación de protección entre los relés ubicados en el AMT QU05, se espera una mejora del 27.28% para el año 2021, del 45.46% para el año 2022, y aumentando gradualmente con el pasar de los años, de esta manera reducir el SAIDI – SAIFI y cumplir con los criterios impuestos por la empresa supervisora OSINERGMIN.

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para aceptar o rechazar las hipótesis propuestas en el estudio, se procede a comparar los resultados obtenidos en las diferentes tablas. Al ser un estudio desarrollado

con datos cuantitativos se procederá a aplicar el método estadístico ANOVA para analizar las diferentes muestras, con una significancia del 5%

4.3.1 HIPÓTESIS ESPECÍFICA II

La propuesta de mejora competente al dimensionamiento de equipo de protección y su coordinación influye eficientemente al servicio eléctrico.

Para comprobar esta hipótesis se tomará los valores resultantes AMP SEC, obtenidas en las tablas de sobrecorriente de tierra y de fase; puesto que son parámetros importantes dentro de la coordinación entre los diferentes relés, y que reflejan el funcionamiento del sistema eléctrico y por ende afecta en la eficiencia ofrecida del servicio.

Tabla 4.4: Comparación entre ajustes AMP SEC configuración actual y propuesta

<i>RELÉS</i>	<i>AMP SEC Actual - Sobrecorriente de Fase</i>	<i>AMP SEC Propuesto - Sobrecorriente de Fase</i>	<i>AMP SEC Actual - Sobrecorriente de Tierra</i>	<i>AMP SEC Propuesta - Sobrecorriente de Tierra</i>
RE1QU05	0.23	0.23	0.09	0.09
RE2QU05	0	50	0	30
RC2008	0	50	0	30
RC2001	0	40	0	30
RC2002	0	40	0	30
RC2003	0	40	0	30
RC2004	0	40	0	30

Elaboración Propia

- Para Sobrecorriente de fase

Tabla 4.5: Resumen AMP SEC Sobrecorriente de Fase

<i>RESUMEN</i>	<i>Cuenta</i>	<i>Suma</i>	<i>Promedio</i>	<i>Varianza</i>
RE1QU05	2	0.46	0.23	0
RE2QU05	2	50	25	1250
RC2008	2	50	25	1250
RC2001	2	40	20	800
RC2002	2	40	20	800
RC2003	2	40	20	800



RC2004	2	40	20	800
AMP SEC Actual	7	0.23	0.03285714	0.00755714
AMP SEC Propuesto	7	260.23	37.1757143	287.636129

Elaboración Propia

Tabla 4.6: Análisis de Varianza AMP SEC Sobrecorriente de Fase

Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Relés	854.433543	6	142.40559	0.98049751	0.50923122	4.28386571
AMP SEC	4828.57143	1	4828.57143	33.2459016	0.00118726	5.98737761
Error	871.428571	6	145.238095			
Total	6554.43354	13				

Elaboración Propia

En la tabla 4.6 se observa que el valor crítico obtenido es mayor al valor F para los relés, lo que quiere decir que no hay diferencia significativa entre estos, esto quiere decir que se comportan de la misma forma.

Mientras que para el AMP SEC que es la comparación entre la configuración actual y la propuesta, el F es mayor al valor crítico, lo que quiere decir que existe una diferencia significativa entre los valores de muestra.

- Para Sobrecorriente de Tierra

Tabla 4.7: Resumen AMP SEC Sobrecorriente de Tierra

RESUMEN	Cuenta	Suma	Promedio	Varianza
RE1QU05	2	0.18	0.09	0
RE2QU05	2	30	15	450
RC2008	2	30	15	450
RC2001	2	30	15	450
RC2002	2	30	15	450
RC2003	2	30	15	450
RC2004	2	30	15	450
AMP SEC Actual	7	0.09	0.01285714	0.00115714
AMP SEC Propuesto	7	180.09	25.7271429	127.801157

Elaboración Propia

Tabla 4.8: Análisis de Varianza AMP SEC Sobrecorriente de Tierra

<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Relés	381.0996	6	63.5166	0.988036	0.50564174	4.28386571
AMP SEC	2314.28571	1	2314.28571	36	0.00096454	5.98737761
Error	385.714286	6	64.2857143			
Total	3081.0996	13				

Elaboración Propia

En la tabla 4.8 se observa que el valor crítico obtenido es mayor al valor F para los relés, lo que quiere decir que no hay diferencia significativa entre estos, esto quiere decir que se comportan de la misma forma, esto se refleja en una mejor coordinación entre los relés, en un menor tiempo de reacción ante una falla, que afecta al dimensionamiento de los equipos de protección del AMT QU05.

Al igual que en el caso del análisis de la varianza de Sobrecorriente de Fase, se observa que entre las variables de muestra existe una diferencia significativa a un 95% de confiabilidad.

Por lo expuesto en las tablas 4.6 y 4.8 se acepta la hipótesis específica: “La propuesta de mejora competente al dimensionamiento de equipo de protección y su coordinación influye eficientemente al servicio eléctrico”.

4.3.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICA I

El análisis del sistema de protecciones del alimentador 05 de la Subestación “QUENCORO” ELECTRO SUR ESTE S.A.A. contribuye positivamente para entender el sistema. Para comprobar esta hipótesis se tendrá en cuenta el TMS (Relay Time Multiplier Setting) de la configuración actual de sobrecorriente de tierra y de fase; las cuales serán comparadas con las tablas de la configuración propuesta entre los distintos

relés. Dado que se trata del tiempo de actuación de los distintos relés y como este afecta en el funcionamiento del sistema de protecciones del AMT QU05.

Tabla 4.9: Comparación entre ajustes TMS configuración actual y propuesta

<i>RELÉS</i>	<i>TMS ACTUAL - Sobrecorriente de Fase</i>	<i>TMS PROPUESTO - Sobrecorriente de Fase</i>	<i>TMS ACTUAL - Sobrecorriente de Tierra</i>	<i>TMS PROPUESTO - Sobrecorriente de Tierra</i>
RE1QU05	0.23	0.23	0.12	0.12
RE2QU05	0	0.16	0	0.19
RC2008	0	0.08	0	0.09
RC2001	0	0.05	0	0.05
RC2002	0	0.05	0	0.05
RC2003	0	0.05	0	0.05
RC2004	0	0.05	0	0.05

Elaboración Propia

- Para Sobrecorriente de Fase

Tabla 4.10: Resumen TMS Sobrecorriente de Fase

<i>RESUMEN</i>	<i>Cuenta</i>	<i>Suma</i>	<i>Promedio</i>	<i>Varianza</i>
RE1QU05	2	0.46	0.23	0
RE2QU05	2	0.16	0.08	0.0128
RC2008	2	0.08	0.04	0.0032
RC2001	2	0.05	0.025	0.00125
RC2002	2	0.05	0.025	0.00125
RC2003	2	0.05	0.025	0.00125
RC2004	2	0.05	0.025	0.00125
TMS ACTUAL	7	0.23	0.03285714	0.00755714
TMS PROPUESTO	7	0.67	0.09571429	0.00512857

Elaboración Propia

Tabla 4.11: Análisis de varianza TMS Sobrecorriente de Fase

<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Relés	0.06894286	6	0.01149048	4.61354582	0.00722655	9.28386571
TMS	0.01382857	1	0.01382857	11.5697211	0.01447044	5.98737761
Error	0.00717143	6	0.00119524			
Total	0.08994286	13				

Elaboración Propia

En la tabla 4.11 se observa que el valor crítico obtenido es mayor al valor F para los relés, lo que quiere decir que no hay diferencia significativa entre estos, esto quiere decir que se comportan de la misma forma. Mientras que para el TMS que es la comparación entre la configuración actual y la propuesta, el F es mayor al valor crítico, lo que quiere decir que existe una diferencia significativa entre los valores de muestra.

- Para Sobrecorriente de Tierra

Tabla 4.12: Resumen TMS Sobrecorriente de Tierra

<i>RESUMEN</i>	<i>Cuenta</i>	<i>Suma</i>	<i>Promedio</i>	<i>Varianza</i>
RE1QU05	2	0.24	0.12	0
RE2QU05	2	0.19	0.095	0.01805
RC2008	2	0.09	0.045	0.00405
RC2001	2	0.05	0.025	0.00125
RC2002	2	0.05	0.025	0.00125
RC2003	2	0.05	0.025	0.00125
RC2004	2	0.05	0.025	0.00125
TMS ACTUAL	7	0.12	0.0171429	0.0020571
TMS PROPUESTO	7	0.6	0.0857143	0.0028619

Elaboración Propia



Tabla 4.13: Análisis de varianza TMS Sobrecorriente de Tierra

<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Relés	0.0188714	6	0.0031452	1.7731544	0.2518538	4.2838657
TMS	0.0164571	1	0.0164571	9.2778523	0.0226291	5.9873776
Error	0.0106429	6	0.0017738			
Total	0.0459714	13				

Elaboración Propia

Los datos de muestra para el TMS entre la configuración actual y propuesta como se observa en las tablas 4.11 y 4.13 indican que existe una diferencia significativa entre los valores, esto significa que el tiempo de reacción de cada relé es óptimo, habiendo una mejora considerable en comparación a la configuración actual, esto se refleja en una menor cantidad de afectados al momento de ocurrir una falla.

Por lo tanto, se valida la hipótesis específica propuesta en el estudio: “El análisis del sistema de protecciones del alimentador 05 de la Subestación “QUENCORO” ELECTRO SUR ESTE S.A.A. contribuye positivamente para entender el sistema”.

4.3.3 HIPÓTESIS GENERAL

El mejorar el sistema de protección influye positivamente en la confiabilidad de un sistema eléctrico.

Para entender si hay una mejora en la confiabilidad del sistema eléctrico se hará una comparación entre las fallas sacadas del SIELSE de las cuales se hizo una tabla en el capítulo I con la proyección de reducción de fallas el cual se dio como resultado después del análisis expuesto en lo largo de la presente tesis. Esto con el motivo de que una menor cantidad de fallas se refleja en un menor SAIDI – SAIFI, el cual es un indicador de confiabilidad.

Tabla 4.14: Resumen de Cantidad de fallas en el AMT QU05

<i>Año</i>	<i>Número de fallas</i>
2018	131
2019	110
2021	80
2022	60
2023	50
2024	38

Elaboración Propia

Se tomo en cuenta solo las Fallas Naturales y las Fallas que puedan ser ocasionadas por el mal funcionamiento del sistema de protección del alimentador, puesto que estas son las fallas que se pretende reducir.

Tabla 4.15: Resumen Cantidad de Fallas

<i>Grupos</i>	<i>Cuenta</i>	<i>Suma</i>	<i>Promedio</i>	<i>Varianza</i>
	6	12127	2021.166667	5.366666667
Número de fallas	6	469	78.16666667	1308.966667

Elaboración Propia

Tabla 4.16: Análisis de varianza Cantidad de Fallas

<i>Origen de las variaciones</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Grados de libertad</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Valor crítico para F</i>
Entre grupos	11325747	1	11325747	17234.20796	0.00	4.964602744
Dentro de los grupos	6571.666667	10	657.1666667			
Total	11332318.67	11				

Elaboración Propia

Se observa que el valor F obtenido es mayor al valor crítico, esto indica que, si hay una diferencia significativa entre los valores, lo que quiere decir que el número de fallas se reduce.



Por lo tanto, se valida la hipótesis general: “El mejorar el sistema de protección influye positivamente en la confiabilidad de un sistema eléctrico”.

4.4 DISCUSIÓN

De los resultados obtenidos de este estudio de coordinación de protecciones, puede decirse que los ajustes que fueron recomendados y que se indican en las curvas TCC y planos correspondientes, cumplen con los criterios de selectividad, confiabilidad y seguridad para garantizar la correcta operación del sistema eléctrico.

Para las cargas conectadas se observa en las curvas T-C de los reclosers que protegen estas cargas, permitiendo el arranque de la “operación” y protegen ante condiciones de corto circuito.

Se observó también el comportamiento de las curvas que se tiene al modificar los diferentes valores tales como el dial o el pickup, los cuales afectan a la coordinación de protección.

En el recorrido de la red AMT QU05 la única protección con la que cuenta son con fusibles tipos K de distintas capacidades en los CUT-OUT de diferentes puntos indicados en el capítulo III y como se muestra en la Figura 3.28. Actualmente, tiene dos problemas muy importantes a solucionar.

- **Fusibles sobredimensionados**

Esto se debe principalmente por no contar con los puntos definidos de fusibles, es decir, el personal técnico de emergencias y/o Operaciones reemplaza fusibles a criterio personal o por tanteo. Por otro lado, también está que el personal muchas veces no cuenta con el stock disponible de fusibles de menor amperaje de acuerdo a la potencia de los equipos de transformación al que alimentan los circuitos



respectivos, por lo cual sustituyen el fusible fusionado con valores sobredimensionados (puenteo).

- **CUT-OUT sin fusibles o directos**

Este problema se ha detectado en la inspección en campo. Muchos de los fusibles fueron reemplazados por conductores (cable exterior del fusible).



V. CONCLUSIONES

Primero: Con el desarrollo de la presente tesis se logra establecer una buena coordinación de protección entre los relés pertenecientes al alimentador QU05 de la subestación Quencoro ya que no se tenía un estudio de buena coordinación. Asimismo, se garantiza que exista un menor número de cortes y también se asegura una pronta restitución de energía a los lugares afectados en caso de falla.

Segundo: Como se observó en el Capítulo III, la utilización del software ETAP es una herramienta importante debido a que la coordinación de protección de un sistema eléctrico de distribución abarca el uso de una buena cantidad de información en la actualidad. Este software es una buena herramienta para la simulación y análisis de sistemas eléctricos, dicho software tiene varias herramientas con las cuales se podrían plantear mayores y complejos sistemas. Es importante tener bases (características de los equipos en sistemas de potencia) para el diseño de los sistemas, ya que al usar este programa simulamos nuestros diseños. Los conocimientos conceptuales (cálculos eléctricos) previos son muy importantes.

Tercero: Mediante la visualización de los gráficos T-C se observó la mejora de confiabilidad en un sistema eléctrico a través de una buena coordinación de protección, puesto que, ante una falla, los equipos de protección actuaran de una manera coordinada y afectarían a un menor número de usuarios en caso de alguna interrupción.



VI. RECOMENDACIONES

Primero: El ETAP como programa para simulación de sistemas eléctricos ofrece varias ventajas ya que se puede realizar análisis de flujos de carga, cortocircuitos, estabilidad, confiabilidad, etc.

Segundo: Se recomienda el uso de un solo tipo y marca de recloser para que exista una mejor coordinación, si es cierto que pueden trabajar en conjunto, pero cada recloser tiene un algoritmo distinto dados por sus fabricantes, lo cual dificulta el estudio del sistema de protección.

Tercero: La empresa eléctrica ELSE, debería optar por la adquisición de un software computacional como el ETAP, que permita manejar todo su sistema de una manera más rápida y sencilla, como se demuestra en la presente Tesis.



VII. BIBLIOGRAFÍA

- Arce Lazo, E. S. (2010). Estudio de Coordinación de Protecciones en Alta y Media Tensión en la Subestación Machala Propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. - Regional El Oro. Universidad Politécnica Salesiana.
- Arcila, J. D.; Curso de Protecciones de Media y Baja Tensión.
- Díaz Navas, S. R., & Ludizaca Gonzáles, J. P. (2010). Coordinación del sistema de protecciones del alimentador 124 de la Empresa Eléctrica Azogues C. A. considerando la incorporación de la red subterránea en el Centro Histórico de la ciudad. Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca.
- Diego Moitre, M. S. (n.d.). Análisis de Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución. Buenos Aires.
- Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1996). Análisis de Sistemas de Potencia (III; P. Rendón Torres, Ed.). Mc. Graw Hill.
- Mantilla Flórez, B. H. (2017). Evaluación de confiabilidad de la red de Subtransmisión y Distribución Primaria del Atlántico. Universidad de la Costa.
- Mendieta Yepes, S. B. (2015). Manual para el Uso de las Herramientas Básicas del Software ETAP (Vol. 1). <https://doi.org/10.1377/hlthaff.2013.0625>
- Moreno Parceros, A. M. (2016). Análisis de criterios y filosofía de protección de transformadores de potencia: Aplicación a transformador 220/132 kV de 150 MVA. Madrid.
- Páez Rodríguez, O. J. (2018). Coordinación de protecciones eléctricas de transformadores de una planta cementera (Universidad de San Carlos de Guatemala). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Pinos Zavala, M. (1992). Coordinación gráfica de protección de sobrecorriente en sistemas radiales de distribución. Escuela Politécnica Nacional.
- Ramírez Alanís, M. S. (2005). Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. Nuevo León.
- Ramírez Castaño, S. (2003). Protección de Sistemas Eléctricos (Vol. 1). Manizales.
- Rodríguez Pozueta, M. A. (2012). Transformadores. <https://doi.org/10.26537/neuroaterra.v0i8.356>



- Rojas Díaz, N. (2016). Ejercicios Para Analizar El Desempeño De La Coordinación De Protecciones De Un Sistema De Distribución Usando El Software Neplan (Universidad del Valle). Retrieved from <http://bibliotecadigital.univalle.edu.co/bitstream/10893/10395/1/CB-0551957.pdf>
- Ruiz Ruiz, R. A. (1981). Programa digital de coordinación de protecciones de sobrecorriente. Escuela Politécnica Nacional.
- Tuta B., Ó. F., & Hincapié I., R. A. (2011). Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida. *Scientia Et Technica*, XVI (49), 6. <https://doi.org/10.22517/23447214.1457>
- Zapata, C. J. (2011). Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia. In *Confiabilidad De Sistemas Eléctricos De Potencia*. Pereira.



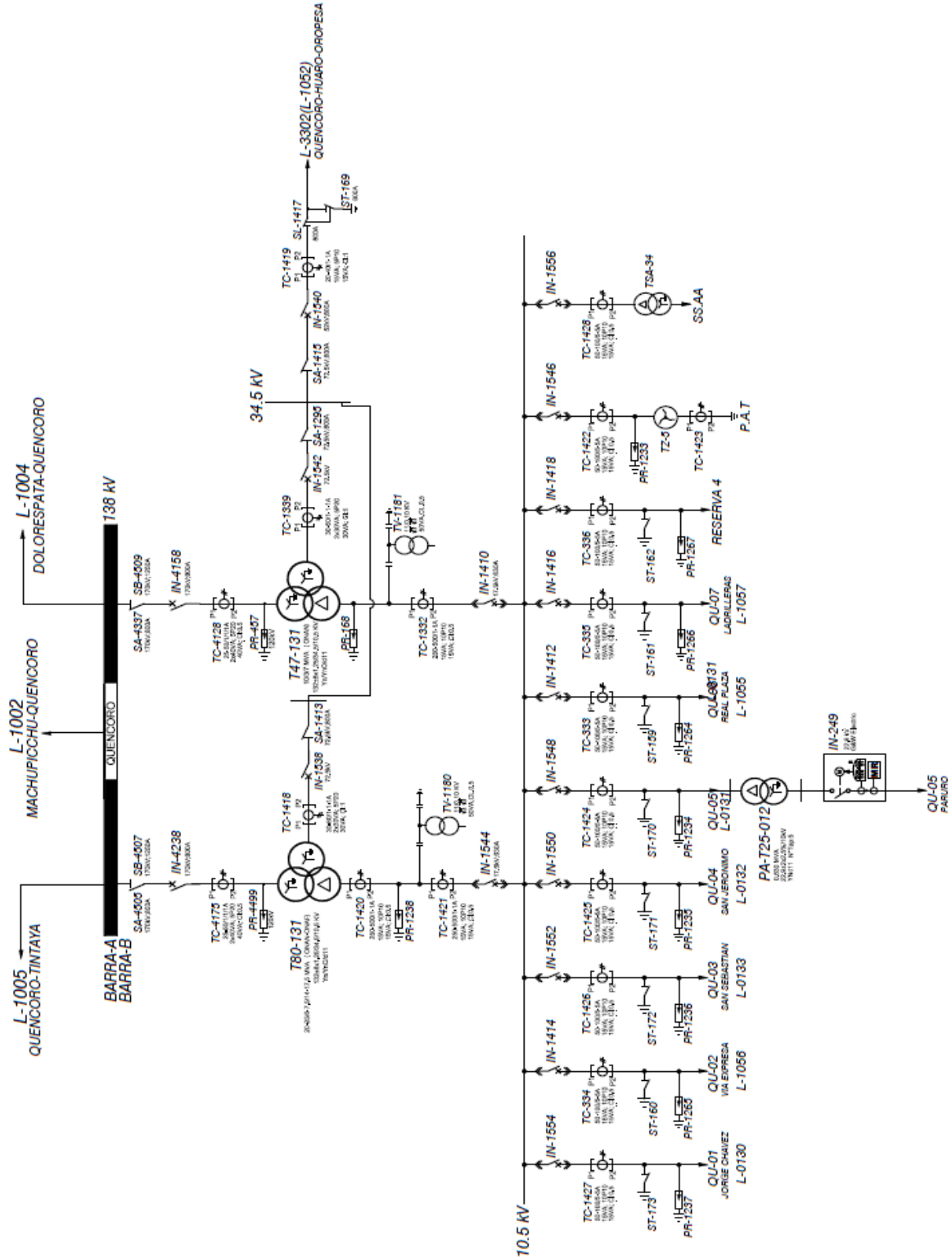
ANEXOS

- ANEXO 7.1: DIAGRAMAS UNIFILARES
- ANEXO 7.2: ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO
- ANEXO 7.3: LISTADO DE S.E DE DISTRIBUCIÓN
- ANEXO 7.4: PLACA DE TRANSFORMADORES
- ANEXO 7.5: LISTADO DE INTERRUPCIONES

ANEXO 7.1

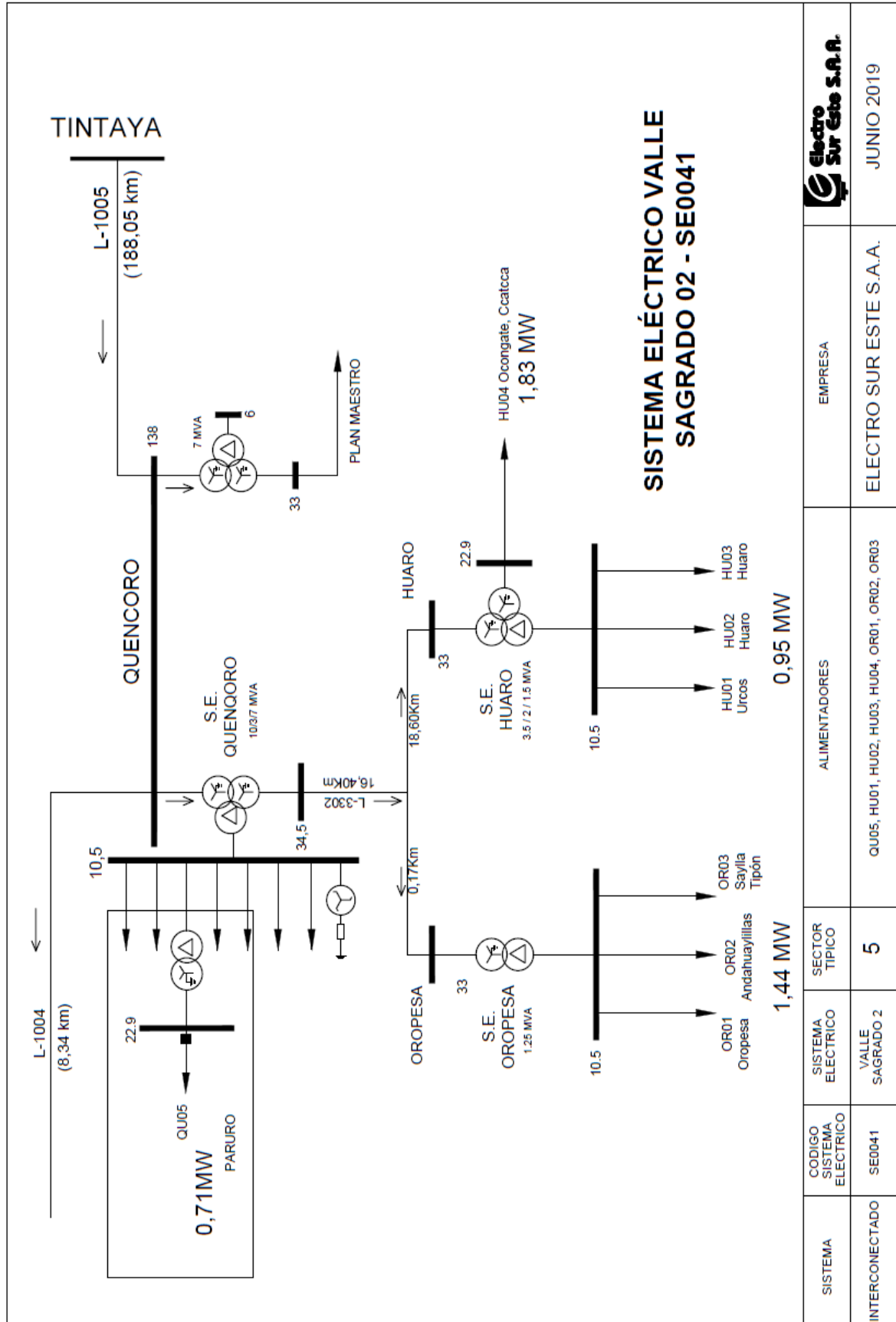
DIAGRAMAS UNIFILARES

7.1.1 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S.E QUENCORO

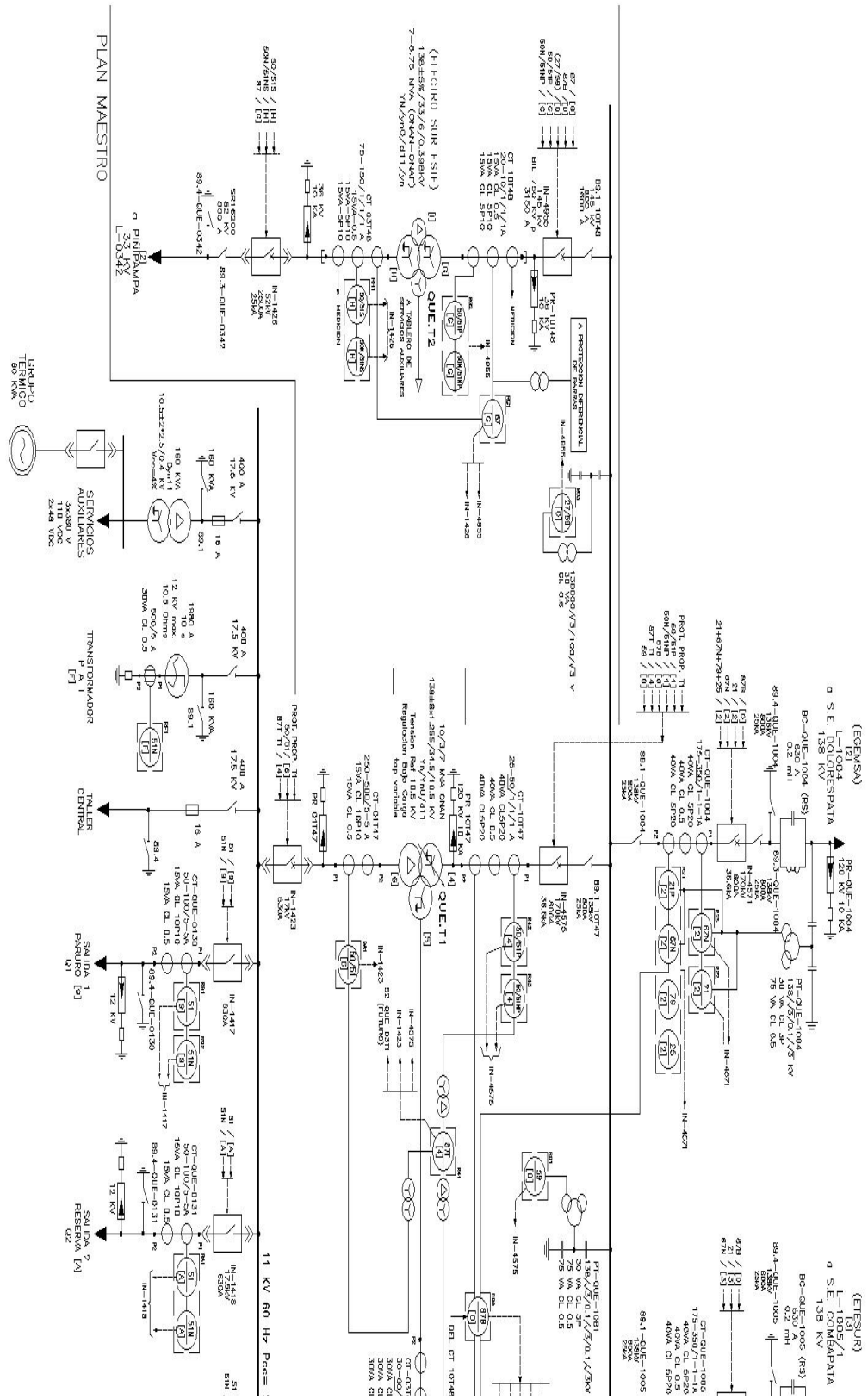


7.1.2 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SECTOR DISTRIBUCIÓN VALLE

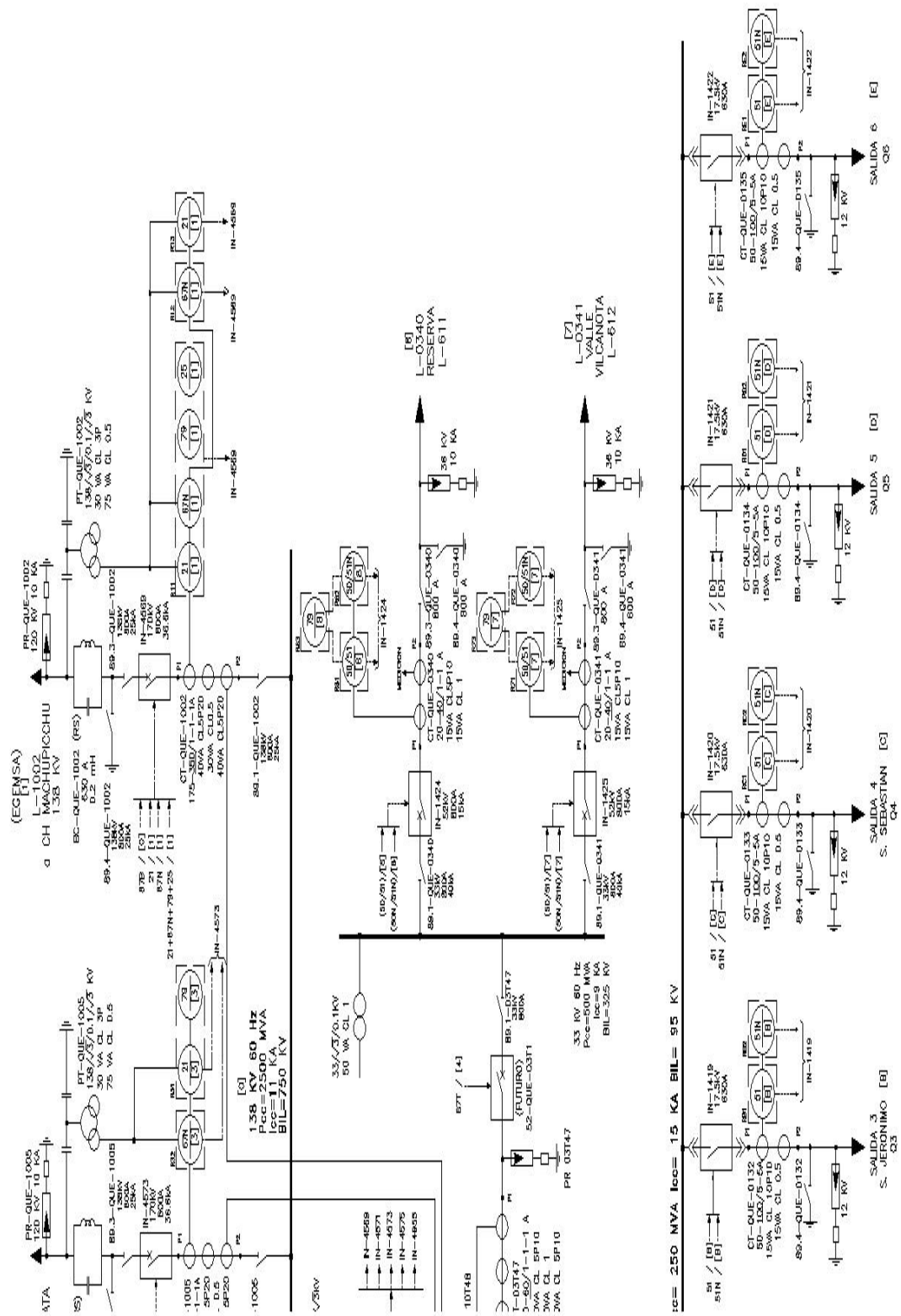
SAGRADO 2



7.1.3 DIAGRAMA UNIFILAR DE RELÉS DE LA S.E



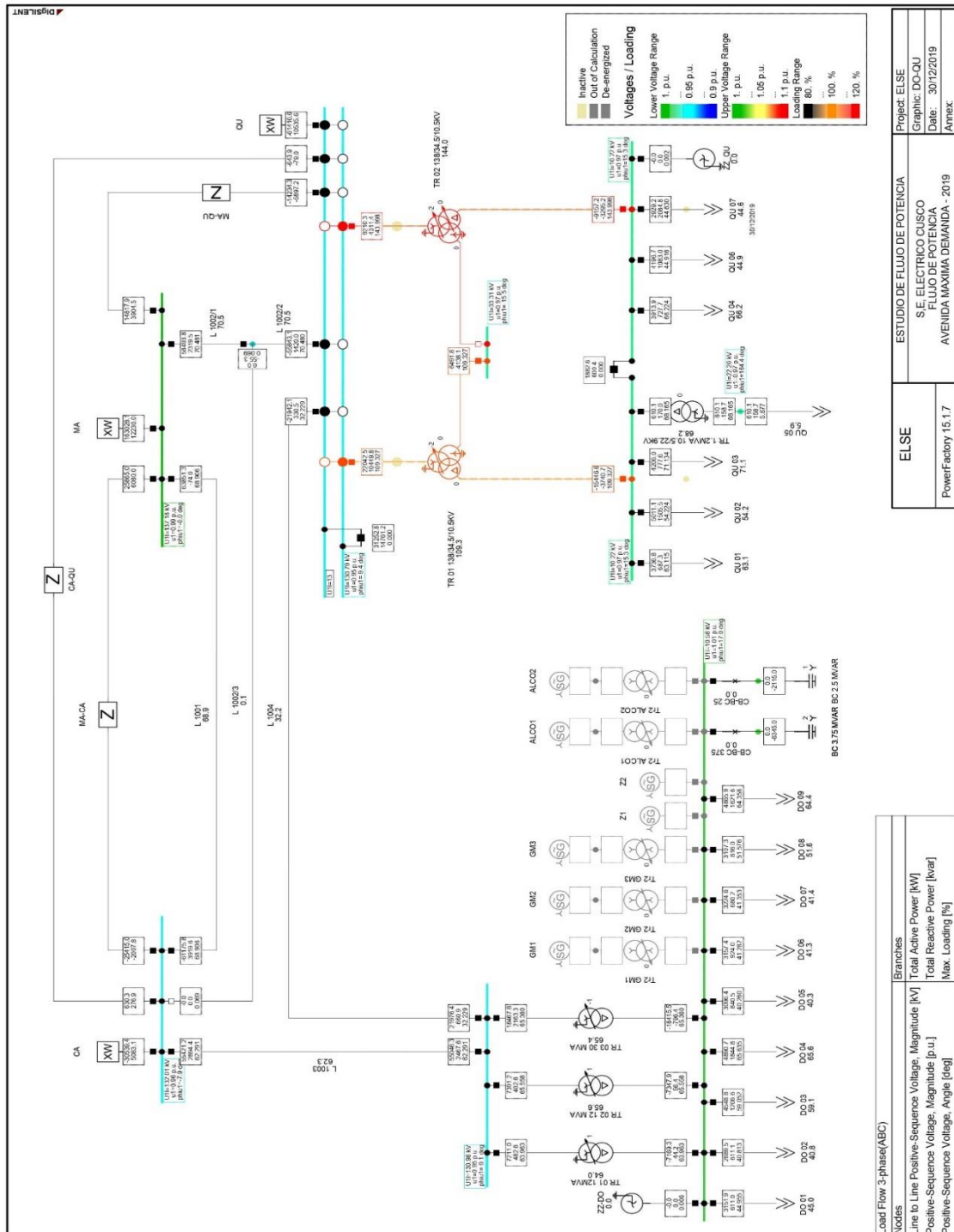
... (Continuación diagrama 7.1.3)



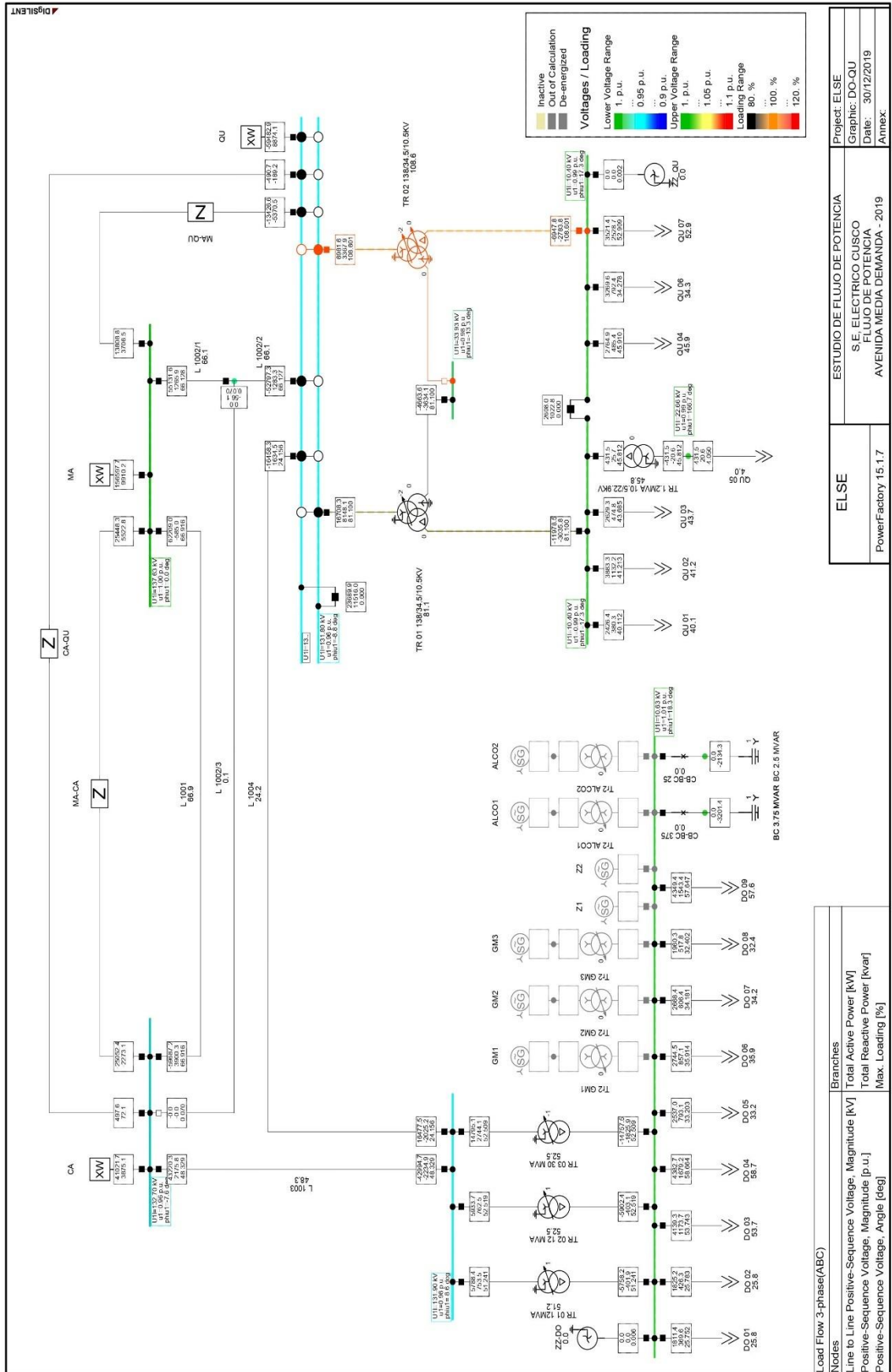
ANEXO 7.2

ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO

7.2.1 FLUJO DE POTENCIA AVENIDA MÁXIMA DEMANDA



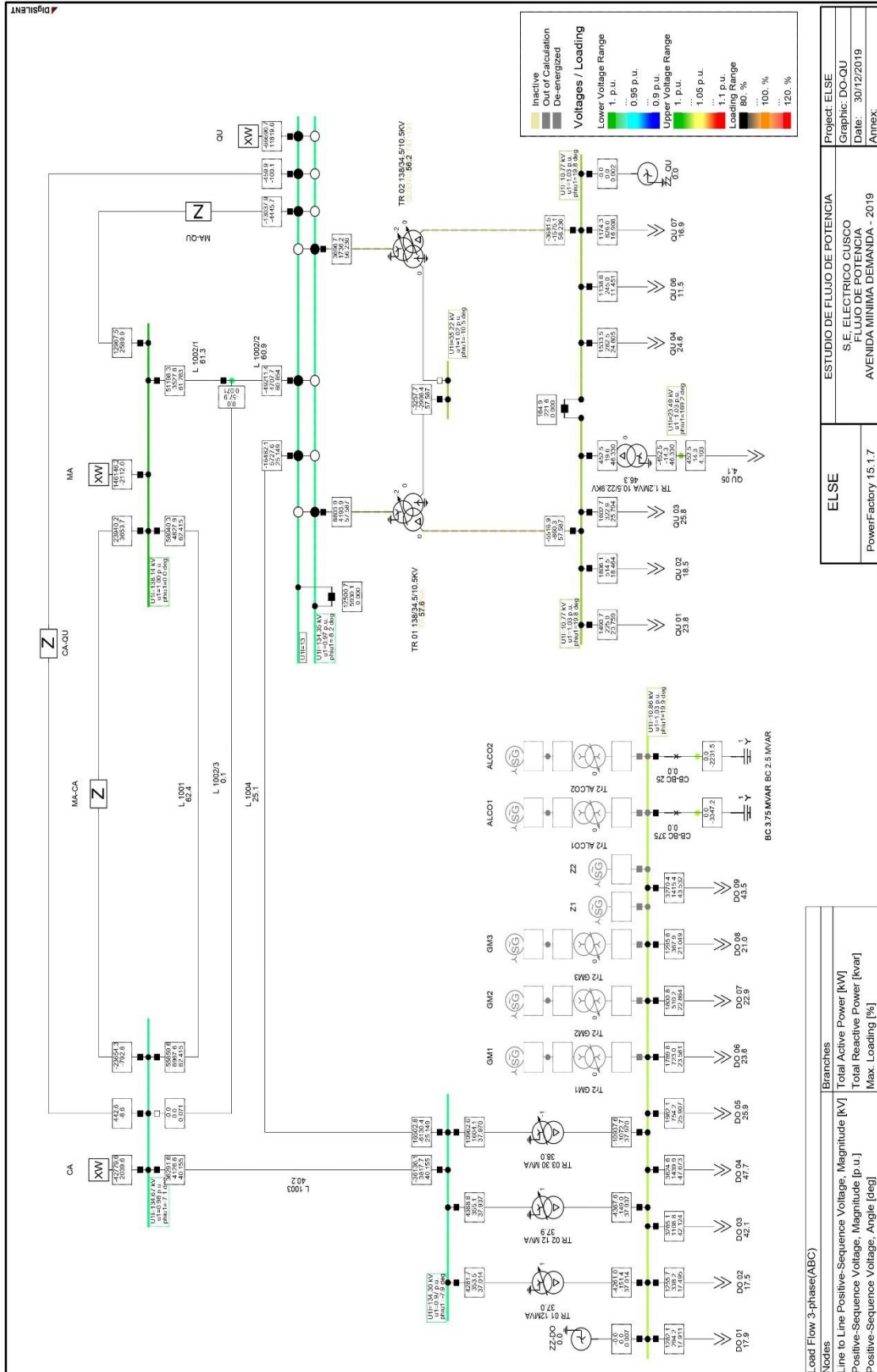
7.2.2 FLUJO DE POTENCIA AVENIDA MEDIA DEMANDA



ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA		Project: ELSE
S.E. ELECTRICO CUSCO		Graphic: DO-QU
FLUJO DE POTENCIA		Date: 30/12/2019
AVENIDA MEDIA DEMANDA - 2019		Annex:
PowerFactory 15.1.7		

Load Flow 3-phase(ABC)	Branches
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Total Active Power [kW]
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power [kvar]
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	Max. Loading [%]

7.2.3 FLUJO DE POTENCIA AVENIDA MÍNIMA DEMANDA

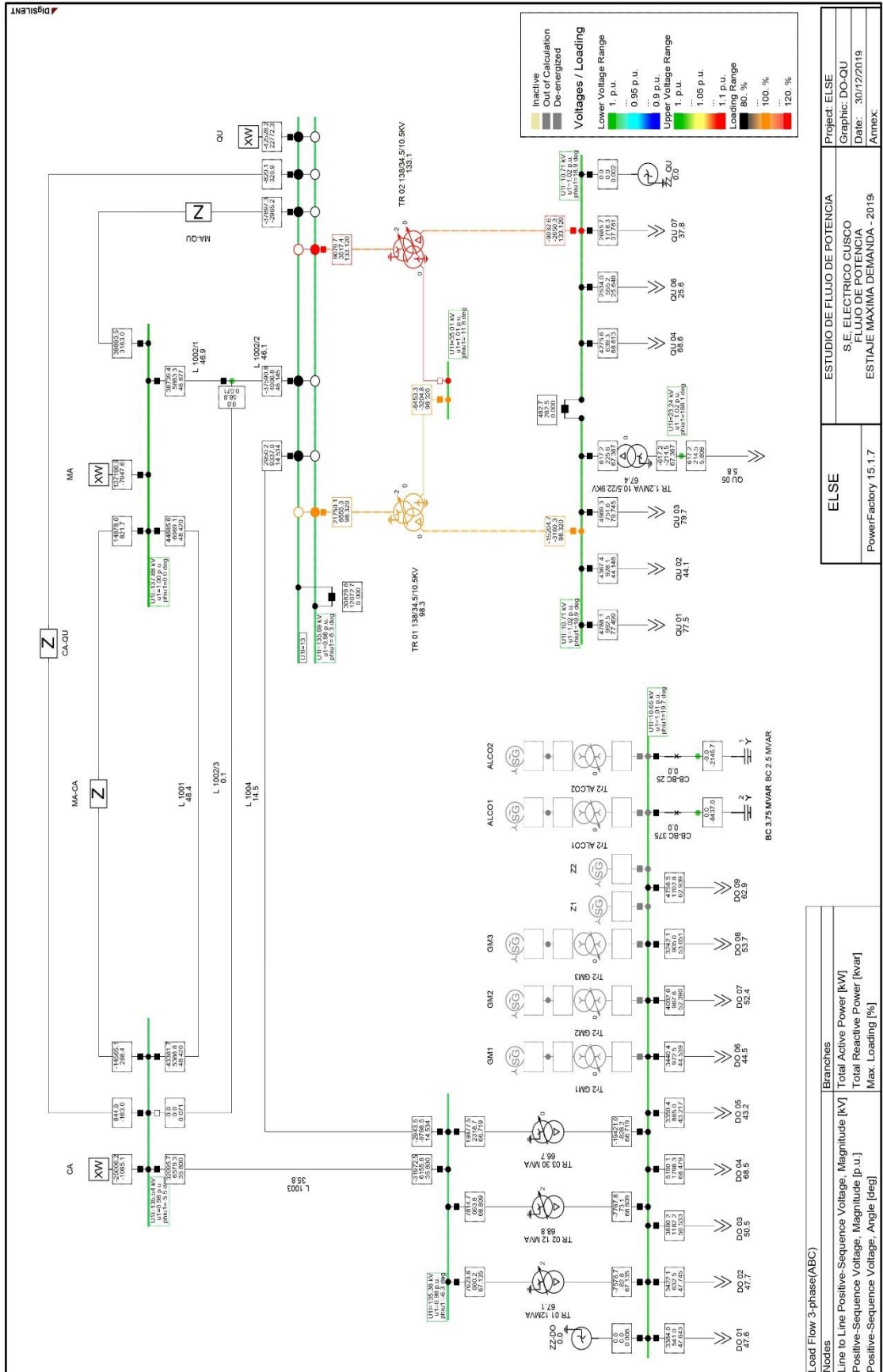


Project: ELSE
Graphic: DO-QU
Date: 30/12/2019
Annex:

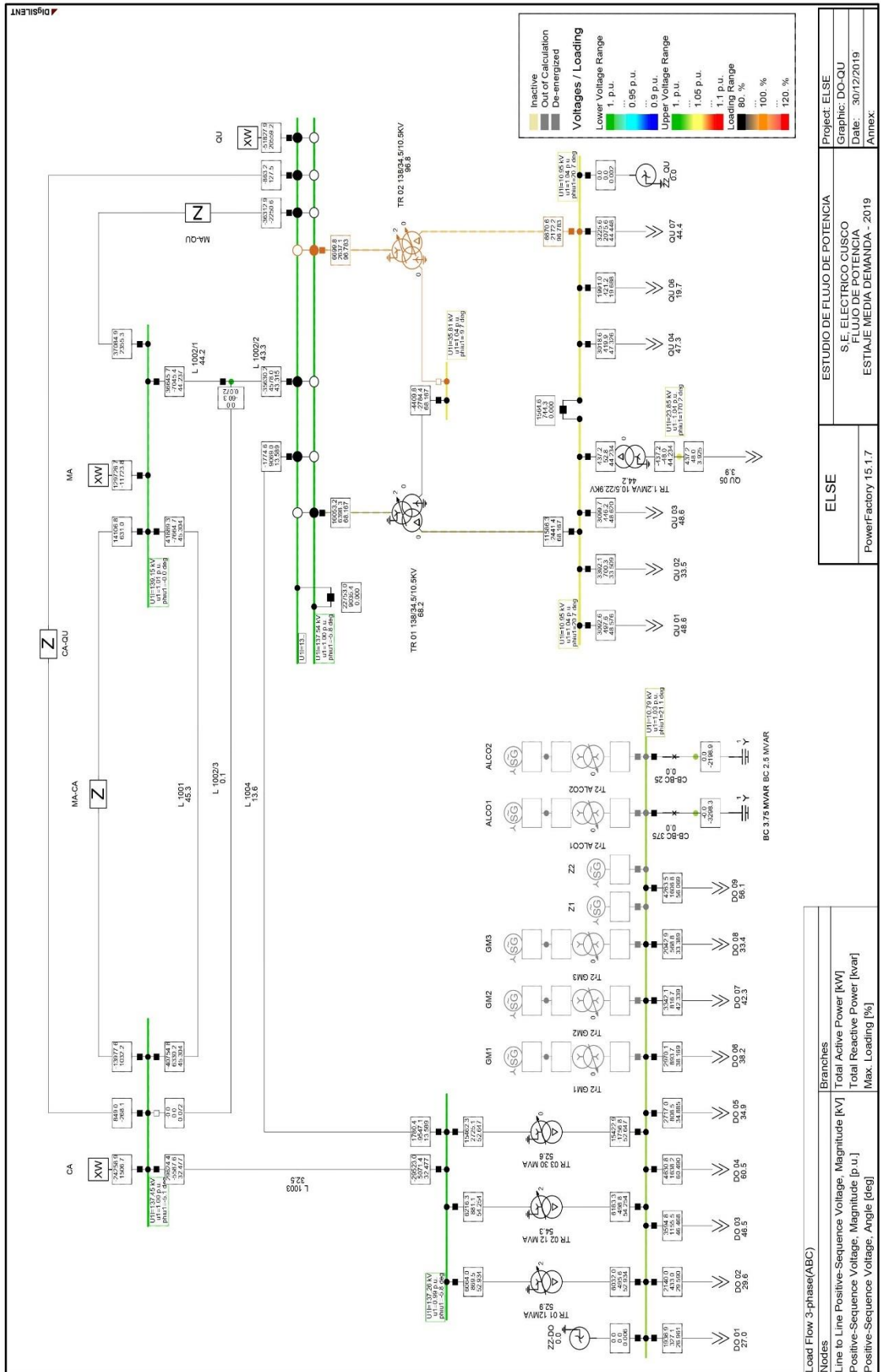
ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA
S.E. ELECTRICO CUSCO
FLUJO DE POTENCIA
AVENIDA MINIMA DEMANDA - 2019

ELSE
PowerFactory 15.1.7

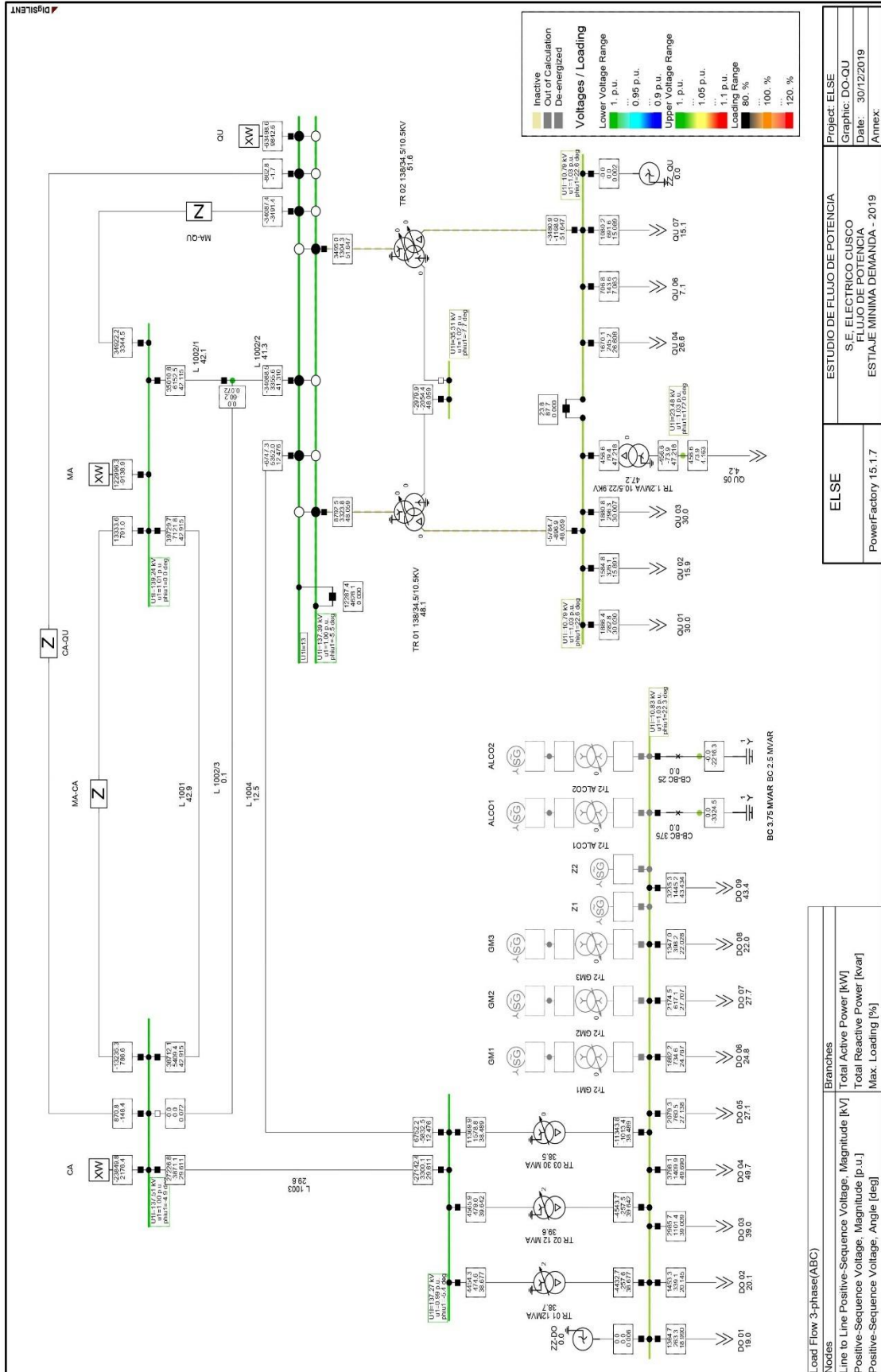
7.2.4 FLUJO DE POTENCIA ESTIAJE MÁXIMA DEMANDA



7.2.5 FLUJO DE POTENCIA ESTIAJE MEDIA DEMANDA

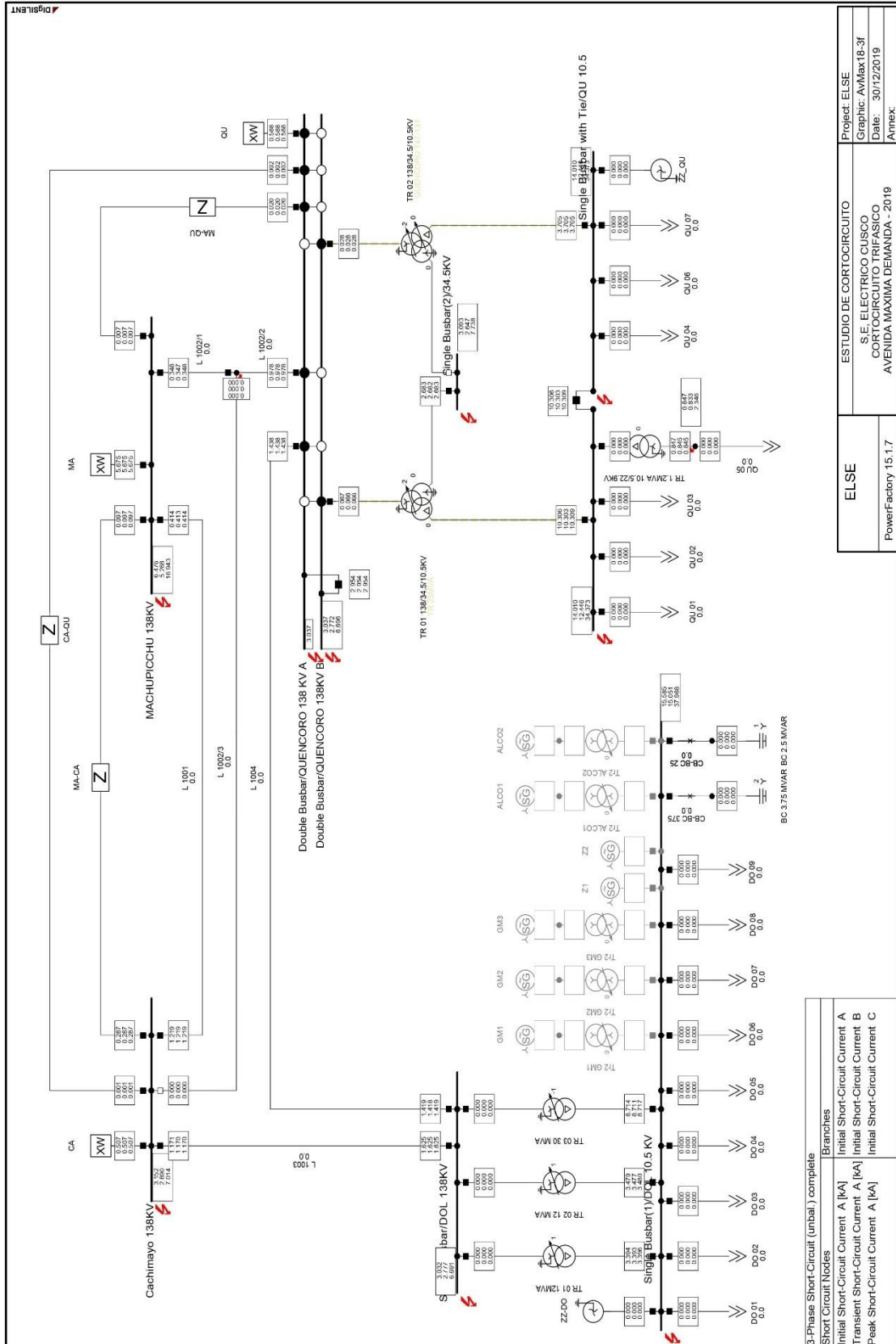


7.2.6 FLUJO DE POTENCIA ESTIAJE MÍNIMA DEMANDA



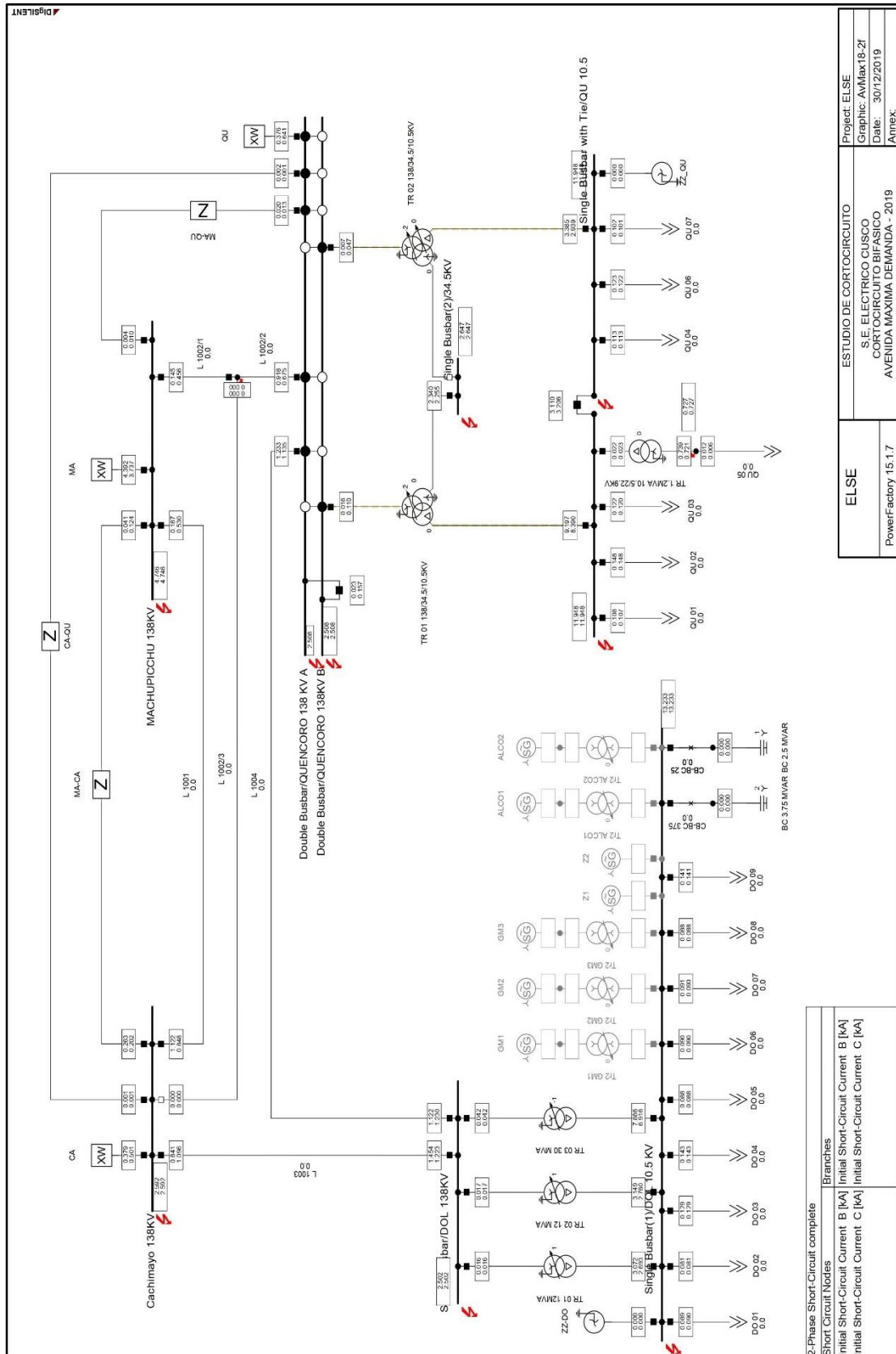
7.2.7 FLUJO DE POTENCIA CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO AVENIDA

MÁXIMA DEMANDA



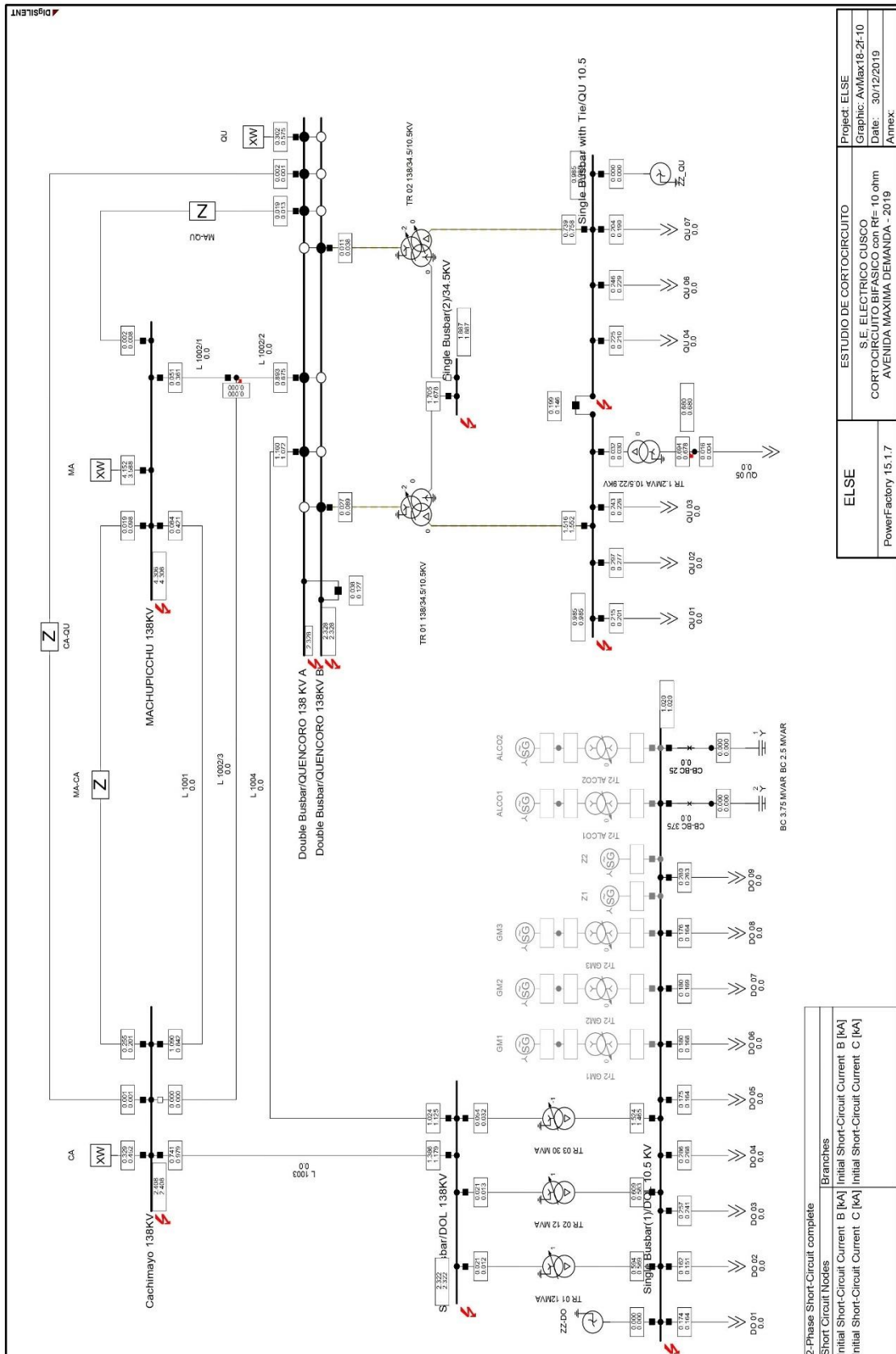
7.2.8 FLUJO DE POTENCIA CORTOCIRCUITO BIFÁSICO AVENIDA

MÁXIMA DEMANDA



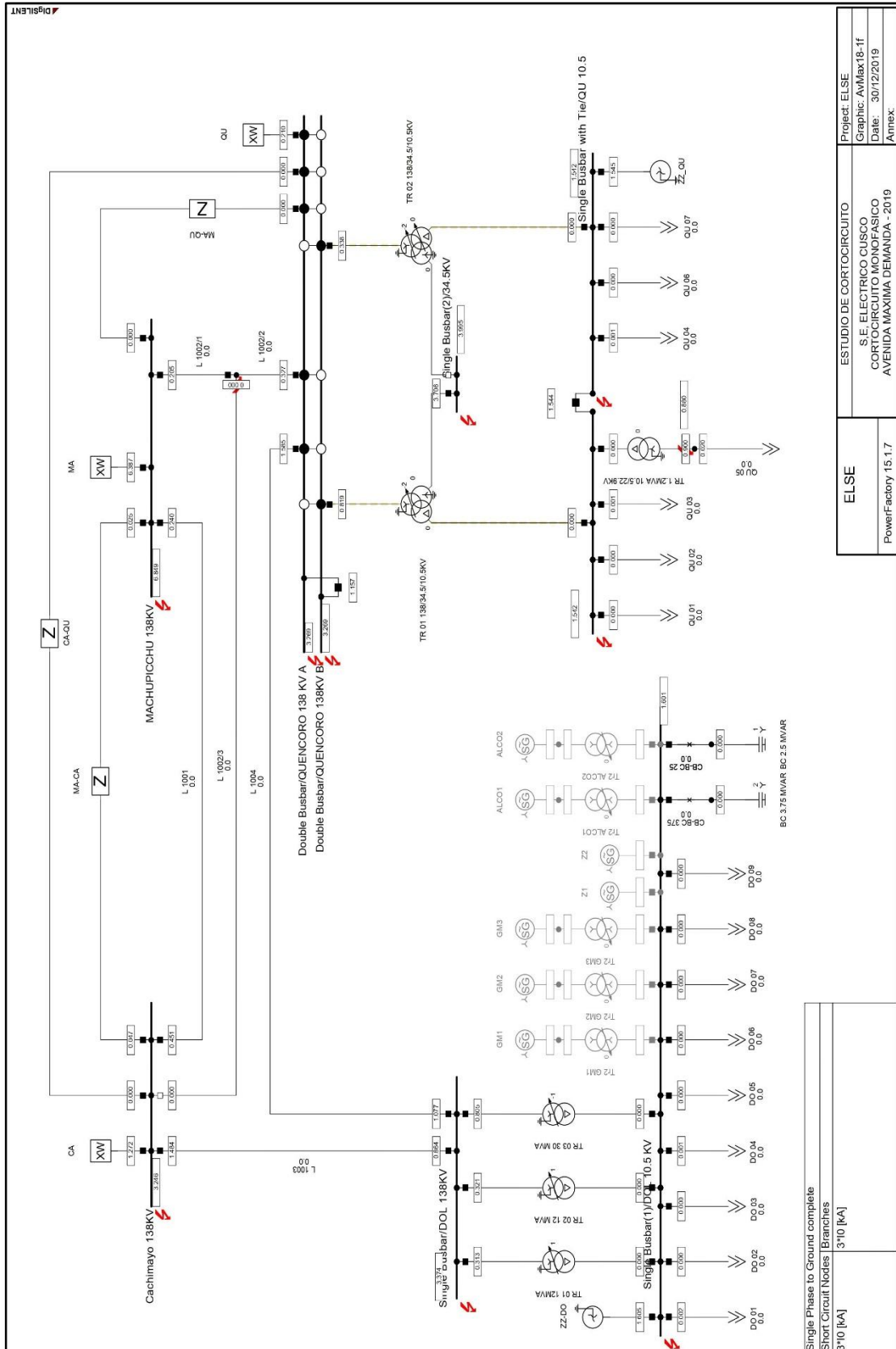
7.2.9 FLUJO DE POTENCIA CORTOCIRCUITO BIFÁSICO CON $R_f=10$

ohm AVENIDA MÁXIMA DEMANDA



7.2.10 FLUJO DE POTENCIA CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO

AVENIDA MÁXIMA DEMANDA

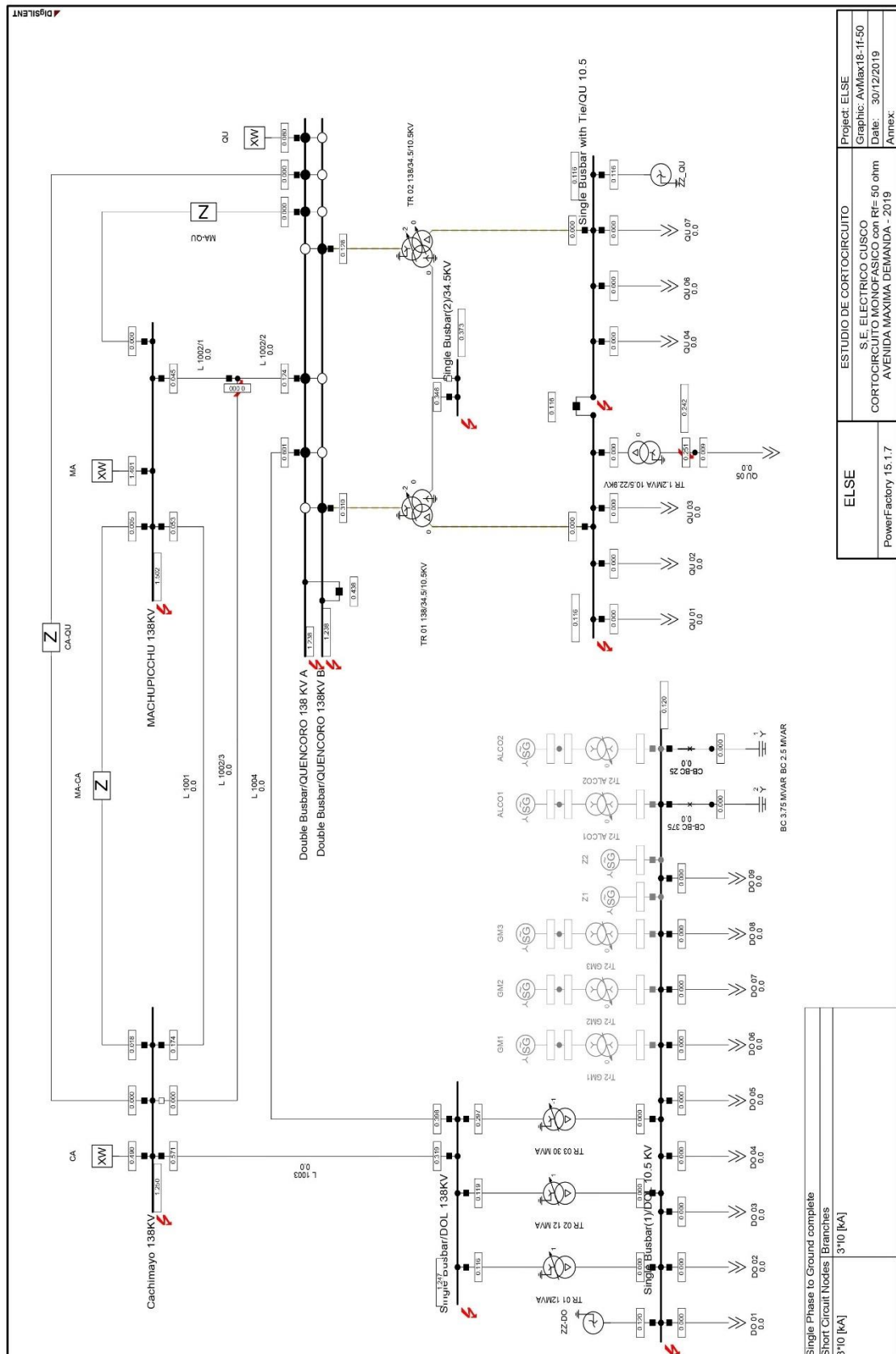


<p>ELSE</p> <p>PowerFactory 15.1.7</p>	<p>ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO</p> <p>S.E. ELECTRICO CUSCO</p> <p>CORTOCIRCUITO MONOFASICO</p> <p>AVENIDA MÁXIMA DEMANDA - 2019</p>
	<p>Project: ELSE</p> <p>Graphic: AvMax18-1f</p> <p>Date: 30/12/2019</p> <p>Armed:</p>

<p>Single Phase to Ground complete</p> <p>Short Circuit Nodes Branches</p> <p>3*10 [kA]</p> <p>3*10 [kA]</p>
--

7.2.11 FLUJO DE POTENCIA CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO CON

$R_f=50 \text{ ohm}$ AVENIDA MÁXIMA DEMANDA





ANEXO 7.3 LISTADO DE SUB ESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

NOMBRE SED	DIRECCIÓN	CANTIDAD CLIENTES	POTENCIA
EBC PARURO	PARURO	1	15kVA 22.9/0.22kV
TELEFONICA MOVILES - COLCHA	COLCHA	1	15kVA 22.9/0.22kV
PACCARECTAMBO I	PACCARECTAMBO I	132	100kVA 22.9/0.38kV
AYLLUPACHIQTE	COMUNIDAD AYLLUPACHIQTE	23	25kVA 22.9/0.44kV
HUILLKAQUI	HUILLKAQUI	8	5kVA 22.9/0.22kV
PARURO IV (HUATACALLA MIRADOR)	PARURO IV (HUATACALLA MIRADOR)	59	50kVA 22.9/0.38kV
TOCCTOHUAYLLA	TOCCTOHUAYLLA	25	15kVA 22.9/0.22kV
AYUSBAMBA	COMUNIDAD AYUSBAMBA	37	50kVA 22.9/0.44kV
INCACONA	PARURO II (INCACONA)	316	100kVA 22.9/0.38kV
KIRCAS	COMUNIDAD KIRCAS	21	25kVA 22.9/0.38kV
POMATE	COMUNIDAD POMATE	88	50kVA 22.9/0.38kV
TARROPAY	TARROPAY DIST. PACARECTAMBO, PROV. PARURO	8	5kVA 22.9/0.22kV
HUATTA	HUATTA	29	15kVA 22.9/0.44kV
TUCUYACHI	TUCUYACHI	37	15kVA 22.9/0.22kV
HUANIMPAMPA	COMUNIDAD HUANIMPAMPA	61	50kVA 22.9/0.38kV
TRANCAPATA	TRANCAPATA	20	10kVA 22.9/0.22kV
COYABAMBA 1	COYABAMBA	112	50kVA 22.9/0.22kV
SAN LORENZO	SAN LORENZO-COLCHA	57	25kVA 22.9/0.44kV
CUCUCHIRAY	PARURO I (CUCUCHIRAY)	121	80kVA 22.9/0.38kV
NIHUACALLA	COMUNIDAD NIHUACALLA	51	25kVA 22.9/0.44kV
MANTO	COMUNIDAD MANTO	23	5kVA 22.9/0.44kV
PARPAY	COMUNIDAD PARPAY	39	10kVA 22.9/0.44kV
LLASPAY	COMUNIDAD LLASPAY	96	15kVA 22.9/0.44kV
CHANCA I	COMUNIDAD CHANCA	27	10kVA 22.9/0.44kV
CHANCA II	COMUNIDAD CHANCA	80	25kVA 22.9/0.44kV
KENKONAY	COMUNIDAD KENKONAY	13	10kVA 22.9/0.44kV
KOROR	COMUNIDAD KOROR	22	10kVA 22.9/0.44kV
KUOTAMBO	COMUNIDAD KUOTAMBO	88	40kVA 22.9/0.44kV
RONDOCAN	DISTRITO RONDOCAN	105	40kVA 22.9/0.38kV
YARCCACUNCA	COMUNIDAD YARCCACUNCA	30	10kVA 22.9/0.44kV
YARCCACUNCA ANTES(CCOCHAPATA)	COMUNIDAD YARCCACUNCA ANTES(CCOCHAPATA)	33	25kVA 22.9/0.44kV



... (Continuación)

MAYUBAMBA I	COMUNIDAD MAYUBAMBA	39	15kVA 22.9/0.44kV
HUAROBAMBA	COMUNIDAD HUAROBAMBA	13	25kVA 22.9/0.44kV
MISCABAMBA	COMUNIDAD MISCABAMBA	7	15kVA 22.9/0.44kV
CCARHUACALLA	COMUNIDAD CCARHUACALLA	30	25kVA 22.9/0.44kV
CCARUSPAMPA	COMUNIDAD CCARUSPAMPA	38	100kVA 22.9/0.38kV
PPIRCA	COMUNIDAD PPIRCA	29	50kVA 22.9/0.38kV
VILCABAMBA	COMUNIDAD CAMPESINA VILCABAMBA	27	10kVA 22.9/0.22kV
HUISPAN	HUISPAN	17	10kVA 22.9/0.22kV
CHIHUAKURPAY	INCACONA PARURO	22	10kVA 22.9/0.44kV
MATARAPAMPA	INCACONA PARURO	11	5kVA 22.9/0.22kV
QOSQOCCASA	INCACONA PARURO	27	10kVA 22.9/0.44kV
CUSIBAMBA	COMUNIDAD CUSIBAMBA	45	50kVA 22.9/0.44kV
ARAYPALLPA	ARAYPALLPA	88	37.5kVA 22.9/0.44kV
PAMPACUCHO	PAMPACUCHO	46	15kVA 22.9/0.44kV
COCHIRHUAY I	COCHIRHUAY I	46	25kVA 22.9/0.44kV
PACOPATA	PACOPATA	50	15kVA 22.9/0.44kV
MOLLE MOLLE	MOLLE MOLLE	56	25kVA 22.9/0.44kV
PIRQUE	COMUNIDAD PIRQUE	97	40kVA 22.9/0.22kV
OCCOPATA	COMUNIDAD OCCOPATA	171	25kVA 22.9/0.22kV
ANCASCHACA	COMUNIDAD ANCASCHACA	65	37.5kVA 22.9/0.22kV
CHECCOPERCA	COMUNIDAD CHECCOPERCA	50	37.5kVA 22.9/0.22kV
ARAYCALLA I	COMUNIDAD ARAYCALLA	87	15kVA 22.9/0.44kV
PAMPAHUAYLLA	YAURISQUE	12	10kVA 22.9/0.22kV
PUCA PUCA	PUCA PUCA	11	10kVA 22.9/0.44kV
CHOCOPINQUILLO	CHOCOPINQUILLO	7	5kVA 22.9/0.44kV
COCHIRHUAY	COCHIRHUAY	49	25kVA 22.9/0.44kV
MAYUBAMBA II	COMUNIDAD MAYUBAMBA	18	10kVA 22.9/0.44kV
QUINUARA GRANDE	Sector Quinuara grande	10	10kVA 22.9/0.22kV
MARCACHUAY	COMUNIDAD DE MARCACHUAY	29	15kVA 22.9/0.44kV
CCOLQUEUCRO	COMUNIDAD CCOLQUEUCRO	25	10kVA 22.9/0.44kV
COYPA	COMUNIDAD COYPA	57	50kVA 22.9/0.38kV
MOLLEBAMBA	MOLLEBAMBA	24	50kVA 22.9/0.44kV
PAUCARPATA	PAUCARPATA	15	15kVA 22.9/0.22kV
TANDAR CCOCHA	Comunidad Campesina Tandar Ccocha	22	15kVA 22.9/0.22kV
MASKA-MANQUI	COMUNIDAD MASKA-MANQUI	49	25kVA 22.9/0.44kV
URHUIS	COMUNIDAD URHUIS	14	15kVA 22.9/0.44kV



... (Continuación)

ROCCO	COMUNIDAD ROCCO	34	15kVA 22.9/0.44kV
MARCURA	COMUNIDAD MARCURA	35	15kVA 22.9/0.44kV
COTAHUANA	COMUNIDAD COTAHUANA	14	5kVA 22.9/0.44kV
CHICYA	COMUNIDAD CHICYA	48	15kVA 22.9/0.44kV
ROCCOTO	COMUNIDAD ROCCOTO	55	15kVA 22.9/0.44kV
HUANCA HUANCA	COMUNIDAD HUANCA HUANCA	44	15kVA 22.9/0.44kV
ANYARATE II	COMUNIDAD ANYARATE	23	10kVA 22.9/0.44kV
NAYHUA	COMUNIDAD NAYHUA	33	100kVA 22.9/0.38kV
SAYHUACALLA	COMUNIDAD DE SAYHUACALLA	23	15kVA 22.9/0.44kV
HUAYLLAPATA Y MINASMOCCO	HUAYLLAPATA Y MINASMOCCO	19	15kVA 22.9/0.22kV
MOYOC	LOCALIDAD DE MOYOC	7	5kVA 22.9/0.44kV
QUEPO	LOCALIDAD DE QUEPO	13	5kVA 22.9/0.44kV
PUMATAMBO	LOCALIDAD DE PUMATAMBO	10	5kVA 22.9/0.44kV
MASKA - CONTAYPAMPA	MASKA - CONTAYPAMPA	18	10kVA 22.9/0.44kV
PACO	PACO	25	10kVA 22.9/0.44kV
ESTACION BASE CELULAR RONDOCAN	RONDOCAN	1	15kVA 22.9/0.22kV
SUBESTACIÓN ELEVADORA QUENCORO	APV. ALTIVA CANAS - COSTADO SET QUENCORO	0	10460kVA 10.5/0.02kV
HUANCALLO	HUANCALLO	21	15kVA 22.9/0.22kV
I.E. WAYNAKUNAQ WACHAYWASIN	OCCOPATA - SANTIAGO	0	50kVA 22.9/0.22kV
AMERICA MOVIL PERU S.A.C - PACCARITAMBO	PACCARITAMBO	1	5kVA 22.9/0.44kV
YAURISQUE	YAURISQUE	94	100kVA 22.9/0.38kV
DE SAN DE TARAY	COMUNIDAD DE SAN DE TARAY	46	5kVA 22.9/0.44kV
CUSIBAMBA	SECTOR CUSIBAMBA	7	5kVA 22.9/0.22kV
AMERICA MOVIL PERU S.A.C. - HUANOQUITE	HUANOQUITE - PARURO	1	15kVA 22.9/0.22kV
MAPAY	MAPAY	28	15kVA 22.9/0.22kV
PUMAPUJIO	PUMAPUJIO	27	25kVA 22.9/0.22kV
PLAZA YAURISQUE	YAURISQUE	84	50kVA 22.9/0.22kV
CCAPI 03	CCAPI.	22	15kVA 22.9/0.22kV
CHOCHO	CHOCHO	16	15kVA 22.9/0.44kV
CAJAPUCARA 02	DISTRITO CCAPI	16	10kVA 22.9/0.22kV
UYLLULLO	UYLLULLO-CCAPI	18	15kVA 22.9/0.22kV
QUEHUAYLLO	QUEHUAYLLO	30	15kVA 22.9/0.22kV
VISTA ALEGRE	VISTA ALEGRE-CCAPI	24	15kVA 22.9/0.22kV
TANTARPATA 02	TANTARPATA	0	15kVA 22.9/0.22kV
PERCCA I	PERCCA	0	10kVA 22.9/0.22kV
EBC AMERICA MOVIL PERU SAC - CCAPI	CCAPI	1	10kVA 22.9/0.22kV



--- (Continuación)

CCASCCAS	CCASCCAS	49	25kVA 22.9/0.22kV
UYLLULLO 02	UYLLULLO 02	5	10kVA 22.9/0.22kV
PARCCO	PARCCO	29	10kVA 22.9/0.44kV
MISCCA	LOCALIDAD DE MISCCA	9	5kVA 22.9/0.44kV
CCAPI 02	CCAPI	46	25kVA 22.9/0.22kV
TANTARPATA	LOCALIDAD DE TANTARPATA	60	15kVA 22.9/0.44kV
COLLANCHA 02	COLLANCHA	14	15kVA 22.9/0.22kV
QUEUNIYOC	QUEUNIYOC	11	15kVA 22.9/0.44kV
CONDOR HUIRE	CONDOR HUIRE	16	5kVA 22.9/0.44kV
Percca 02	Percca	19	15kVA 22.9/0.22kV
CALLANCHA	CALLANCHA	18	15kVA 22.9/0.22kV
EBC CLARO CCAPI	UYLLULLO - CCAPI	1	15kVA 22.9/0.22kV
TAUCCABAMBA	LOCALIDAD DE TAUCCABAMBA	12	15kVA 22.9/0.44kV
ANTENA TELECOMUNICACIONES ENTEL - CCAPI	PARURO-CCAPI	1	25kVA 22.9/0.22kV
HUALLABAMBA	LOCALIDAD DE HUALLABAMBA	14	15kVA 22.9/0.44kV
PERCCA	PERCCA	7	15kVA 22.9/0.44kV
PERCCAPAMPA	PERCCA	0	10kVA 22.9/0.22kV
VISTA ALEGRE 02	CCAPI-PARURO-CUSCO	4	15kVA 22.9/0.22kV
CCASCCAS 02	CCASCCAS	0	10kVA 22.9/0.44kV
CALLANCHA 03	LOCALIDAD CCAPI	1	15kVA 22.9/0.22kV
CAJAPUCARA	CAJAPUCARA	33	15kVA 22.9/0.22kV
SANTA ANA	SANTA ANA	21	15kVA 22.9/0.44kV
CCOSCOYTE	LOCALIDAD DE CCOSCOYTE	16	15kVA 22.9/0.44kV
PAMPA HUATA	PAMPA HUATA	26	15kVA 22.9/0.44kV
VISTA ALEGRE 03	CCAPI-PARURO	21	15kVA 22.9/0.22kV
CCAPI	CCAPI	76	50kVA 22.9/0.22kV
ANTENA TRANSMISORA DE TELEFONIA MOVIL	ANTENA-COLCHA-CCUCHIRIHUAY	0	50kVA 22.9/0.22kV
SAN JUAN QUIJUARES	COMUNIDAD SAN JUAN QUIJUARES	92	40kVA 22.9/0.44kV
PARARA	COMUNIDAD PARARA	60	40kVA 22.9/0.44kV
PAROCCOCHA	COMUNIDAD PAROCCOCHA	31	25kVA 22.9/0.44kV
ARAYCALLA II	COMUNIDAD ARAYCALLA	60	25kVA 22.9/0.44kV
PARURO III	PARURO III	186	100kVA 22.9/0.38kV
QUEÑAPARO	COMUNIDAD QUEÑAPARO	18	15kVA 22.9/0.44kV
HUANOQUITE II	HUANOQUITE II	123	50kVA 22.9/0.22kV
TIHUICTY	COMUNIDAD TIHUICTY	75	25kVA 22.9/0.44kV
HUANOQUITE I	HUANOQUITE I	160	50kVA 22.9/0.44kV
MISKA	COMUNIDAD MISKA	43	25kVA 22.9/0.44kV
ARABITO	COMUNIDAD ARABITO	30	25kVA 22.9/0.44kV



... (Continuación)

VIRGEN NATIVIDAD	COMUNIDAD VIRGEN NATIVIDAD	56	25kVA 22.9/0.22kV
SONDO	C.C. SAYHUACALLA	12	25kVA 22.9/0.22kV
COYABAMBA 2	COYABAMBA	75	25kVA 22.9/0.22kV
OCROCOLLO	OCROCOLLO	0	10kVA 22.9/0.22kV
OCHUCO	OCHUCO	0	10kVA 22.9/0.22kV
PILLAO MATAO II	COMUNIDAD PILLAO MATAO II	149	100kVA 22.9/0.38kV
KANTUSKALLA	KANTUSKALLA - PARURO	0	10kVA 22.9/0.22kV
TACRARACCAY	TACRARACCAY	24	10kVA 22.9/0.44kV
COYLLORPUJIO	COMUNIDAD COYLLORPUJIO	39	25kVA 22.9/0.38kV
HUASAMPATA	HUASAMPATA	24	15kVA 22.9/0.22kV
TAMBUQUE	LOCALIDAD DE TAMBUQUE	9	5kVA 22.9/0.44kV
LIMACPATA	COMUNIDAD LIMACPATA	23	25kVA 22.9/0.44kV
ITUNCA	COMUNIDAD DE ITUNCA	17	15kVA 22.9/0.44kV
CUSIBAMBA ALTO	CUSIBAMBA ALTO	14	10kVA 22.9/0.44kV
PAPRES	COMUNIDAD PAPRES	74	40kVA 22.9/0.22kV
C.P. MANCHAYBAMBA	PARURO	0	15kVA 22.9/0.22kV
C.P. HUAYNACANCHA	PARURO	0	15kVA 22.9/0.22kV
TIHUICTI	C.C. TIHUICTI	32	50kVA 22.9/0.22kV
PUNACANCHA	COMUNIDAD PUNACANCHA	60	15kVA 22.9/0.44kV
ANYARATE I	COMUNIDAD ANYARATE	21	10kVA 22.9/0.44kV
LIMACPAMPA	LIMACPAMPA	30	15kVA 22.9/0.44kV
COLCHA	COLCHA	103	50kVA 22.9/0.38kV
PARCCOCANCHA	PARCCOCANCHA	9	10kVA 22.9/0.22kV
TANTARCALLA	TANTARCALLA	55	25kVA 22.9/0.44kV
HUACUY	HUACUY	35	5kVA 22.9/0.44kV
RANRACCASA	COMUNIDAD RANRACCASA	91	50kVA 22.9/0.38kV
SECTOR INQUILLPAMPA	PARURO	0	15kVA 22.9/0.22kV

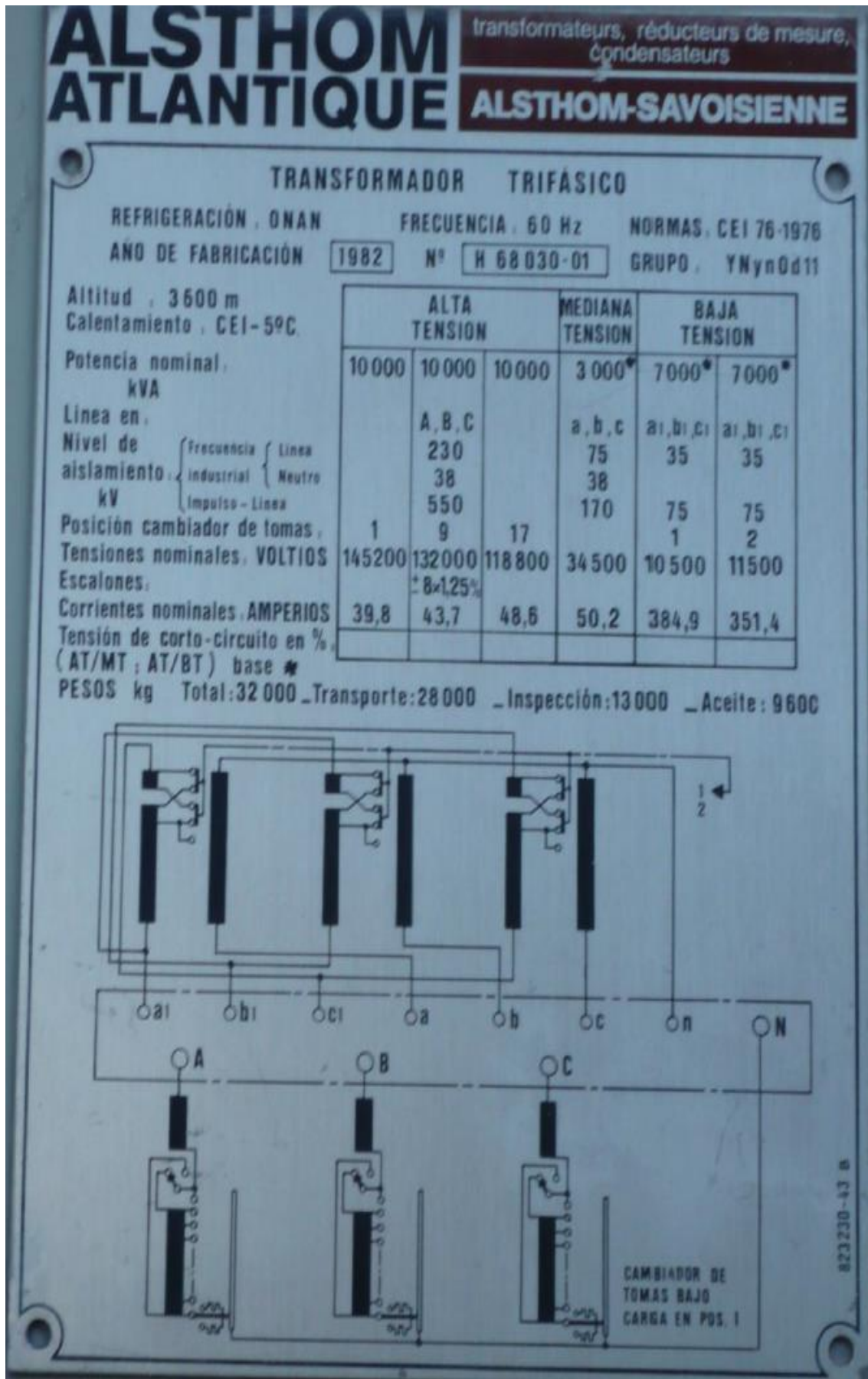
ANEXO 7.4

PLACA DE TRANSFORMADORES

7.4.1 Placa de características del transformador T80-131



7.4.2 Placa de características del transformador T47-131





ANEXO 7.5

LISTADO DE INTERRUPCIONES

Código NTCSE	Causa	Tipo	Tipo de Ubicación Origen	Descripción de Origen	Fecha y Hora (inicio)	Fecha y Hora (fin)	Duración	Energía no suministrada	Clientes afectados
0011800181	Contacto accidental con la línea	No Programada - Acción de terceros	Alimentador de MT	Desconecta interruptor de 10 KV de AMT QU 05 por falla monofásica a tierra fase R a Tierra.	18/02/2018 16:38	18/02/2018 21:42	5.07	1121.85962	6558
0011800519	Impacto Vehicular	No Programada - Acción de terceros	Alimentador de BT	Se encontró termomagnético bloqueado en el tablero del transformador debido que jalo el cable de B.T un vehículo desconocido.	10/05/2018 18:05	11/05/2018 9:51	15.77	22.0857	47
0011800010	Contacto accidental con la línea	No Programada - Acción de terceros	Alimentador de MT	Desconecto el IN-249 del AMT QU-05, debido a una falla monofásica a Tierra en la fase "T", la causa se encuentra en investigación.	06/01/2018 22:18	07/01/2018 10:45	12.45	2463.88735	5469
0011800675	Otros, causados por terceros	No Programada - Acción de terceros	Alimentador de BT	Se encontró ITM bloqueado en la SED 11279. CAUSA: Vehículo desconocido origino el cortocircuito en una acometida domiciliaria.	14/07/2018 6:30	14/07/2018 11:57	5.45	0.00003	22
0011800938	Otros, causados por terceros	No Programada - Acción de terceros	Sección de línea de MT	Incendio forestal causo afectación a poste de media tensión de madera, el mismo que colapso por base quemada.	25/09/2018 18:58	26/09/2018 9:33	14.58	0.00007	64
0011800925	Cometas	No Programada - Acción de terceros	Alimentador de MT	Desconecto recloser IN-249 del AMT QU05, falla bifásica entre las fases R-S, se encontró contacto de cometa con la red de M.T.	26/09/2018 14:07	26/09/2018 15:34	1.45	0.00001	6296
0011801078	Impacto Vehicular	No Programada - Acción de terceros	Sección de línea de MT	Recloser aperturado por aproximación de las fases S-T, se repuso el recloser con los siguientes eventos hora 11:01 fases afectadas AGT.	15/11/2018 11:23	15/11/2018 16:15	4.87	0.00002	1044
0011900378	Otros, causados por terceros	No Programada - Acción de terceros	Alimentador de BT	Se encontró ITM del tablero de distribución bloqueado, por corto circuito en el suministro 010-05-02-140.	24/04/2019 13:30	24/04/2019 14:13	0.72	0	71
0011900541	Caída de Árbol	No Programada - Acción de terceros	Alimentador de BT	Al verificar se encontró cable caído de B.T, 02 circuitos, a causa de tala de árboles, 02 tramos.	12/06/2019 9:33	12/06/2019 18:00	8.45	0.00004	12
0011900510	Caída de Árbol	No Programada - Acción de terceros	Sección de línea de MT	Portafusibles fusionados en Seccionador 2991 fases R-03 T-02 a causa de desbroce y tala de apertura de carretera en la comunidad de Parara, se inspeccionó la línea de M.T y se repone 05 fusibles de 5K.	24/06/2019 17:55	25/06/2019 7:56	14.02	0.00007	318
0011900593	Otros, causados por terceros	No Programada - Acción de terceros	Alimentador de MT	Apertura IN-249 del AMT QU05, falla monofásica a tierra fase S, corrientes de 247/14/12/248 A, causado por posibles vientos en la zona.	31/07/2019 2:25	31/07/2019 2:30	0.08	0	6355
0011900675	Otros, causados por terceros	No Programada - Acción de terceros	Sección de línea de MT	Se encontró portafusibles fusionados en la fase "R-02" nodo 2005 se desconoce la causa, se inspecciona la línea de M.T y se repone 02 fusibles de 5K dejando con servicio normal.	30/07/2019 18:08	30/07/2019 20:57	2.82	0.00001	257
0011900803	Otros, causados por terceros	No Programada - Acción de terceros	Sección de línea de MT	Apertura del RC-2008 del AMT QU-05 falla monofásica 39/11/11/34A por explosión de dispositivo pirotécnico con la red de M.T en el NMT 4140 en el sector de Cusibamba.	07/10/2019 10:13	07/10/2019 16:30	6.28	0.00003	2995



... (Continuación)

0011900742	Caída de Árbol	No Programada - Acción de terceros	Subestación de Distribución	Al verificar se encontró portafusible fusionado ocasionado por tala de árboles en la zona, se inspecciona la línea de M.T y se repone el servicio con fusible, se deja con servicio normal.	29/08/2019 15:16	29/08/2019 17:10	1.90	0.00001	85
0011900738	Caída de Árbol	No Programada - Acción de terceros	Sección de línea de MT	Al verificar se encontró portafusible fusionado ocasionado por árbol caído sobre la línea de M.T, se inspecciona la línea de M.T encontrando conductor Seccionado entre los nodos 4862-4863 y armado AV1 averiado en el nodo 4863.	28/08/2019 9:56	28/08/2019 14:04	4.13	0.00002	403
0011800841	Ajuste inadecuado de la protección	No Programada - Falla	Alimentador de BT	ITM bloqueado en tablero de la SED: 10638, ocasionado por sobre carga, se realiza reseteo del equipo de protección y se deja con servicio normal.	21/08/2018 18:34	22/08/2018 10:54	16.33	0.00008	54
0011800840	Ajuste inadecuado de la protección	No Programada - Falla	Alimentador de BT	ITM bloqueado en el tablero de la SED: 10638, ocasionado por sobre carga, se realiza reseteo del equipo de protección y se deja con servicio normal.	22/08/2018 7:18	22/08/2018 10:54	3.60	0.00002	36
0011801121	Falla equipo - Interruptor	No Programada - Falla	Alimentador de BT	TM circuito 03 de tablero de distribución bloqueado, se desconoce la causa.	24/11/2018 8:06	24/11/2018 10:39	2.55	0.00001	37
0011801173	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Alimentador de MT	Desconecto el recloser del IN-249 por falla monofásica a tierra en la fase "T", por causas desconocidas.	10/12/2018 12:55	10/12/2018 12:58	0.05	0	6342
0011800906	Ajuste inadecuado de la protección	No Programada - Falla	Alimentador de BT	ITM bloqueado en el tablero de distribución, circuito I, causa, sobre carga, se resetea ITM y se deja con servicio normal.	19/09/2018 10:41	19/09/2018 12:41	2.00	0.00001	6
0011801113	Falla equipo (transformador, interruptor, etc.)	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en Seccionador de repetición, se encontró pararrayos deteriorado en la SED 0010880.	22/11/2018 5:31	22/11/2018 14:10	8.65	0.00004	795
0011800896	Falla equipo - Interruptor	No Programada - Falla	Alimentador de BT	TM bloqueado en el tablero de distribución, circuito 2, por causa de un cortocircuito en la red de B.T, se repara la falla y se resetea TM.	11/09/2018 9:42	11/09/2018 16:45	7.05	0.00004	68
0011800986	Falla equipo - Interruptor	No Programada - Falla	Alimentador de BT	SED:10654, se encontró sin bornera el ITM en el tablero de distribución, circuito 2, se acondiciona bornera y se deja con servicio normal.	19/10/2018 14:40	19/10/2018 15:00	0.33	0	37
0011800797	Ajuste inadecuado de la protección	No Programada - Falla	Alimentador de BT	Actuación ITM de SED 0010583 por sobrecarga, se repone con normalidad, se coordina para cambio de ITM de mayor capacidad.	09/08/2018 8:16	09/08/2018 9:58	1.70	0.00001	26
0011800649	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Se encontró fusible fusionado en el Seccionador de repetición Mayusbamba en las fases R-S, se repone con 06 fusibles de 8K y se deja con servicio normal a los sectores afectados.	29/06/2018 9:55	29/06/2018 13:54	3.98	66.92448	791
0011800659	Ajuste inadecuado de la protección	No Programada - Falla	Alimentador de BT	Actuación de ITM de SED: 100732 por sobrecarga, se resetear el ITM y se deja con servicio normal al sector afectado.	09/07/2018 11:02	09/07/2018 12:15	1.22	0.00001	27
0011800613	Falla equipo - Interruptor	No Programada - Falla	Alimentador de BT	SED:0010628, apertura de ITM, circuito 02 por sobrecarga, se resetea y se deja con servicio normal.	17/06/2018 15:01	17/06/2018 17:48	2.78	1.51882	19
0011800553	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Alimentador de MT	Se desconecta IN-249 del AMT QU05 por falla monofásica fase "R" a tierra 593/12/10 por contacto de árbol y/o objeto extraño con la red de M.T.	26/05/2018 14:41	26/05/2018 14:46	0.08	18.46866	6566



... (Continuación)

0011800556	Caída de conductor de red	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Línea caída de media tensión por acción de vientos (vano de 600 metros).	24/05/20 18 7:10	24/05/20 018 15:00	7.83	108.3440 3	600
0011800506	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Alimentador de MT	Se desconectó recloser IN-249 (SE Elevadora Quencoro), registra falla monofásica a tierra en la fase S (9/519/14/523 A)	12/05/20 18 7:24	12/05/20 018 7:40	0.27	59.11094	6586
0011800349	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Se desconectó el RC-2008 del AMT QU05 por falla monofásica a tierra ocasionada por probable contacto de árbol con la red.	29/03/20 18 15:06	29/03/20 018 15:12	0.10	10.01901	3123
0011800350	Otros, falla humana	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Desconecta recloser RC-2008 (Yaurisque - Paccarectambo/Paruro) por falla monofásica fase "S" a tierra por contacto permanente de la red de M.T con poste de M.T.	30/03/20 18 16:00	30/03/20 018 18:16	2.27	228.8076 7	3170
0011800355	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Alimentador de BT	Se encontró TM bloqueado en la SED 10636, se revisa la línea de B.T, y se encuentra medidor quemado que ocasionó falla, se resetea el TM de la SED y se deja con servicio normal.	29/03/20 18 19:20	30/03/20 018 8:11	12.85	23.3073	67
0011800414	Falla equipo - Interruptor	No Programada - Falla	Alimentador de BT	SED 10652, se encontró ITM bloqueado en tablero de distribución, se resetea y se deja con servicio normal.	07/04/20 18 16:22	07/04/20 018 17:50	1.47	2.08325	64
0011800342	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Se desconecta recloser RC-2008 Paruro por falla monofásica a tierra, fase R.	29/03/20 18 14:35	29/03/20 018 14:38	0.05	5.0135	3099
0011800237	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Alimentador de BT	Se encontró 02 cortocircuitos en el sector, en 01 predio y en 01 poste de B.T, se resetea el ITM del trafo y se deja con servicio normal.	27/02/20 18 12:30	27/02/20 018 17:30	5.00	0.24689	10
0011800241	Animales	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Poste de madera M.T dañado por cortocircuito ocasionado por ave, falla a tierra (se incendió cabeza de poste).	26/02/20 18 15:29	27/02/20 018 7:00	15.52	34.62071	126
0011800212	Animales	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Se desconectó el RC-2002 del AMT QU-05 por falla bifásica entre las fases "R" y "S".	23/02/20 18 12:57	23/02/20 018 14:04	1.12	51.06183	1407
0011800170	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Se encontró fusionado el Seccionador de repetición en el nodo 2621, las fases R-T, los 06 fusibles.	08/02/20 18 10:12	08/02/20 018 13:26	3.23	8.4944	139
0011800178	Caída de conductor de red	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Conductor Seccionado en medio vano a causa de descargas atmosféricas en la zona.	10/02/20 18 21:54	13/02/20 018 13:00	63.10	78.09608	102
0011800093	Falla equipo - Interruptor	No Programada - Falla	Alimentador de BT	Se encontró TM bloqueado en el tablero general, circuito I, se resetea y se deja con servicio normal.	22/01/20 18 19:04	23/01/20 018 11:30	16.43	3.73106	25
0011800061	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Se encontro porta fusibles fase "r" abierto por falla	15/01/20 18 12:34	15/01/20 018 13:50	1.27	10.49034	460
0011800113	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Desconecta recloser rc-2008(Derivación eje Paruro - Yaurisque), recloser de Quencoro registra falla monofásica a tierra 13/10/108/109	01/02/20 18 6:47	01/02/20 018 17:30	10.72	1072.877 88	3109
0011900802	Ajuste inadecuado de la protección - Relé	No Programada - Falla	Alimentador de MT	Apertura IN-249 del AMT QU-05 falla monofásica 39/11/11/34a por explosión de dispositivo pirotécnico con la red de M.T en el NMT 4140 en el sector de Cusibamba.	07/10/20 19 9:55	07/10/20 019 10:12	0.28	0	6413
0011900707	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Alimentador de BT	Se encontró ITM de protección de tablero de Distribución bloqueado, se desconoce la causa, se recetea ITM y se deja con servicio normal.	11/08/20 19 15:19	11/08/20 019 17:24	2.08	0.00001	29
0011900609	Ajuste inadecuado de la protección	No Programada - Falla	Alimentador de BT	Al verificar se encontró el circuito III sin servicio a causa de sobrecarga, ITM bloqueado.	05/07/20 19 9:53	05/07/20 019 10:17	0.40	0	52

... (Continuación)

0011900392	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Alimentador de BT	Se encontró ITM del tablero aperturado debido a cortocircuito en la línea de B.T, se libera el cortocircuito y se resetea el ITM dejando con servicio normal.	30/04/2019 18:20	01/05/2019 7:30	13.17	0.00007	29
0011900425	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Se encontró fusible aperturado en la fase "R" debido a descarga atmosférica, se realiza revisión de línea de M.T y cambio de 01 fusible de 2k(2515) y se deja con servicio normal.	03/05/2019 17:13	04/05/2019 5:00	11.78	0.00006	401
0011900412	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Alimentador de MT	Apertura del AMT QU-05 por falla monofásica fase "T" por causas desconocidas.	21/05/2019 16:04	21/05/2019 16:07	0.05	0	6410
0011900460	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Se encontró Seccionador de repetición aperturado en fase R (02 fusibles) y (01 fusible) por descargas atmosféricas en la zona, se inspecciona línea M.T y se repone fusibles dejando con servicio normal.	27/05/2019 6:52	27/05/2019 8:15	0.00	0	0
0011900477	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Alimentador de MT	Desconectó el IN-249 del AMT QU-05 por falla monofásica a tierra en la fase "R", se desconoce el origen de la perturbación.	18/06/2019 8:56	18/06/2019 10:02	1.10	0.00001	6401
0011900505	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Alimentador de BT	Se encontró ITM aperturado de 16A, se revisa la línea de B.T en 5 vanos, se resetea el ITM del tablero y se deja con servicio normal. R-N: 235V S-N:233V	01/07/2019 8:09	01/07/2019 14:35	6.43	0.00003	9
0011900544	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Subestación de Distribución	Al verificar se encontró fusible de media tensión fusionado por causa desconocida en la fase "R", se procede a revisar la línea de media tensión y se cambia 02 fusibles tipo K de 5A, se deja con servicio normal.	13/06/2019 16:27	14/06/2019 8:06	15.65	0.00008	50
0011900547	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Al verificar se encontró 06 fusibles tipo K de 8A fusionados, causa desconocida.	15/06/2019 18:19	15/06/2019 21:31	3.20	0.00002	402
0011900549	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Subestación de Distribución	Al verificar se encontró portafusibles fusionados en las fases "S" y "T", se desconoce la causa.	17/06/2019 8:16	17/06/2019 12:06	3.83	0.00002	76
0011900339	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Alimentador de BT	Se encontró falso contacto en el conector de la acometida, se hizo cambio de conector y se repuso 03 fusibles tipo K fase R=1 y S=2, se dejó con servicio normal	08/04/2019 9:50	08/04/2019 13:05	3.25	0.00002	28
0011900349	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	NMT:4831 de repetición, SED N°10804, se encontró portafusibles aperturados en las fases R:2, S:2, debido a tala de árboles en el mismo lugar, se realizó la revisión de línea de M.T del Seccionador hasta Ancaschaca, se repuso el servicio con 04 unid.	14/04/2019 7:00	14/04/2019 10:41	3.68	0.00002	193
0011900350	Falla equipo - Interruptor	No Programada - Falla	Alimentador de BT	SED N°10673, se encontró ITM de tablero de Distribución aperturado, se desconoce la causa, se inspecciona la línea de B.T, se resetea el ITM, se deja con servicio normal, tensión=228V.	15/04/2019 5:54	15/04/2019 9:50	3.93	0.00002	22
0011900187	Falla equipo - Interruptor	No Programada - Falla	Alimentador de BT	ITM del tablero de distribución bloqueado circuito (01), se desconoce la causa.	23/02/2019 14:14	23/02/2019 19:32	5.30	0.00003	71
0011900362	Falla equipo - Interruptor	No Programada - Falla	Alimentador de BT	Se encontró ITM de tablero de distribución aperturado se desconoce la causa, se resetea ITM y se deja con servicio normal. T=228V	22/04/2019 7:47	22/04/2019 11:07	3.33	0.00002	27



... (Continuación)

0011900315	Otras, por falla en component es del sistema de potencia	No Programada - Falla	Alimentador de MT	Desconecto recloser IN-249 en la S.E elevadora Quencoro, registro falla bifásica S-T 19/1116/1110/0 A , causas desconocidas.	14/04/2019 20:01	14/04/2019 21:27	1.43	0.00001	6384
0011900292	Otras, por falla en component es del sistema de potencia	No Programada - Falla	Alimentador de MT	Desconecta AMT QU-05 (22.9) por falla monofásica fases "S" a tierra por causas que se encuentran en investigación.	31/03/2019 6:43	31/03/2019 6:46	0.05	0	6407
0011900007	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Alimentador de MT	Apertura del RC del AMT QU-05 por falla monofásica fase "S" a tierra 11/166/13 por posible contacto de árbol con la red de M.T.	04/01/2019 16:56	04/01/2019 16:58	0.03	0	6357
0011900103	Contacto entre conductores	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en las fases R-S, las causas se desconocen, se realizó reposición de fusible de 25A en el Seccionador CUT-OUT Maska-Manqui.	24/01/2019 10:57	24/01/2019 14:30	3.55	0.00002	1450
0011801026	Caída de conductor de red	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Línea de media tensión Seccionada en medio vano a causa de descargas atmosféricas en todo el distrito.	01/11/2018 8:01	01/11/2018 12:00	3.98	0.00002	892
0011801066	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Alimentador de MT	Desconecta recloser IN-249_22.9kv (Set Quencoro), se registra una falla monofásica fase S a tierra.	15/11/2018 12:42	15/11/2018 12:57	0.25	0	5298
0011801034	Caída de conductor de red	No Programada - Falla	Sección de línea de MT	Línea Seccionada en medio vano, se realiza reparación y se repone el servicio con normalidad.	05/11/2018 9:10	05/11/2018 14:00	4.83	0.00002	46
0011800043	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Recloser aperturado por falla monofásica a tierra en la derivación hacia el distrito de Rondocan.	06/01/2018 21:16	07/01/2018 14:21	17.08	387.844	1031
0011800087	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Desconecta RC-2008(Paruro-Yaurisque) por falla monofásica fase "R" a tierra debido a descargas atmosféricas.	22/01/2018 19:28	22/01/2018 23:00	3.53	351.966	3068
0011800116	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Recloser aperturado por descargas atmosféricas - falla tierra.	01/02/2018 16:14	01/02/2018 17:01	0.78	17.78406	1031
0011800131	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Transformador averiado a causa de descargas atmosféricas en la zona.	29/01/2018 16:00	02/02/2018 15:00	95.00	32.57268	30
0011800154	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en media tensión Seccionador de repetición.	13/02/2018 10:43	13/02/2018 13:30	2.78	4.89363	116
0011800155	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en media tensión a causa de descargas atmosféricas en la zona.	12/02/2018 20:22	13/02/2018 9:10	12.80	117.06064	372
0011800158	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Fusibles fusionados por descargas atmosféricas.	06/02/2018 11:10	06/02/2018 11:30	0.33	0.03892	26
0011800159	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados a causa de descargas atmosféricas en la zona de Coyabamba.	06/02/2018 18:21	06/02/2018 19:46	1.42	32.27188	881
0011800149	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Fusión de fusibles en derivación bifásica hacia la SED Vilcabamba.	11/02/2018 14:49	11/02/2018 18:11	3.37	0.39306	26
0011800150	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta AMT QU-05 por falla monofásica fase "S" a tierra 8/91/13 por descargas atmosféricas, se hizo reposición parcial.	12/02/2018 17:17	12/02/2018 17:41	0.40	87.68629	6382
0011800151	Descargas atmosféricas	NP - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Apertura recloser por falla monofásica a tierra.	10/02/2018 16:24	10/02/2018 17:42	1.30	29.51398	1031



... (Continuación)

0011800163	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró recloser aperturado, se realizó las maniobras en el recloser de Punacancha, previa coordinación con el centro de control.	06/02/20 18 15:50	06/02/2 018 16:18	0.47	10.71201	1032
0011800062	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados a causa de descargas atmosféricas en la zona.	15/01/20 18 12:43	15/01/2 018 16:20	3.62	2.61111	78
0011800085	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusible fusionado a causa de descargas atmosféricas en la zona.	21/01/20 18 10:49	21/01/2 018 15:00	4.18	2.82235	71
0011800112	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Desconectó el RC-2004 del AMT QU-05, debido a una falla monofásica a tierra en la fase "T", ocasionada por probables descargas atmosféricas en la zona.	30/01/20 18 15:50	30/01/2 018 17:15	1.42	32.16266	1031
0011800094	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Trasformador averiado por descargas atmosféricas.	19/01/20 18 14:21	23/01/2 018 18:00	99.65	61.36729	46
0011800095	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Transformador averiado a causa de descargas atmosféricas	11/01/20 18 20:01	16/01/2 018 16:00	115.98	20.6597	17
0011800096	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró el Seccionador de paso electrónico aperturado.	09/01/20 18 7:23	09/01/2 018 13:00	5.62	27.10748	209
0011800186	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Se encontró el Seccionador de derivación de Vilcabamba aperturado en las fases R y T	17/02/20 18 10:27	17/02/2 018 10:45	0.30	0.03503	26
0011800166	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró 03 fusibles fusionados, se cambio con fusible de 15A, cada uno	07/02/20 18 20:03	08/02/2 018 10:41	14.63	333.3496 9	881
0011800263	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados las fases R y S, se repone con fusibles de 02A y se deja con servicio normal todo el sector afectado.	05/03/20 18 7:40	05/03/2 018 14:40	7.00	1.19682	22
0011800223	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Se encontró Seccionador fusionado en la fase S y T, se cambia y se deja con servicio servicio normal.	24/02/20 18 11:06	24/02/2 018 13:52	2.77	0.80817	25
0011800231	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Se encontró 02 fusibles fusionados, se cambia con fusible de 2A cada uno.	26/02/20 18 16:58	26/02/2 018 19:01	2.05	0.59882	25
0011800220	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró aperturado el recloser y fusibles fusionados en el Seccionador de la troncal Cusibamba, se realiza reposición en las fases R-T y se deja con servicio normal.	23/02/20 18 6:35	23/02/2 018 10:01	3.43	83.2544	813
0011800221	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontro 06 fusibles fusionados derivación Maska, se cambia con fusible de 2A cada uno	23/02/20 18 8:54	23/02/2 018 12:41	3.78	5.46375	98
0011800319	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Transformador averiado a consecuencias de descargas atmosféricas	23/02/20 18 15:27	28/02/2 018 17:56	122.48	5.39786	13
0011800328	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Desconecta RC-2004(Pumacancha - Derv. Rondocan) por falla monofásica fase "R" a tierra por descarga atmosférica.	27/03/20 18 21:37	28/03/2 018 5:44	8.12	184.5447 4	1035
0011800340	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Recloser de Pumacancha aperturado por falla a tierra - descargas atmosféricas en la zona	27/03/20 18 17:34	27/03/2 018 18:34	1.00	22.73652	1035



... (Continuación)

0011800281	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Recloser aperturado por falla monofásica a tierra a causa de descargas atmosférica	10/03/2018 19:17	10/03/2018 20:15	0.97	22.22151	1036
0011800307	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta interruptor IN-249 (Quencoro) registra falla monofásica, se reporta descargas atmosféricas en San Jerónimo	18/03/2018 18:49	18/03/2018 18:52	0.05	11.08264	6580
0011800308	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta recloser IN-249 (S.E. elevadora Quencoro) por falla trifásica 464/441/426 por descargas atmosféricas	18/03/2018 20:07	18/03/2018 20:15	0.13	29.55362	6580
0011800291	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Desconectó RC-2004 del AMT QU-05 por falla monofásica a tierra en la fase "R", ocasionada por descargas atmosféricas en la zona	14/03/2018 17:35	14/03/2018 23:15	5.67	130.26413	1036
0011800276	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta el recloser IN-249 del AMT QU-05 por falla monofásica a tierra en la fase "t" ocasionada por probables descargas atmosféricas en la zona	10/03/2018 16:49	10/03/2018 16:52	0.05	11.08203	6577
0011800426	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta recloser IN-249 de la S.E Quencoro de 22.9kv, del AMT QU-05, se registra una falla bifásica entre fases las fases R-S, con corrientes de falla (IR=489/IS=470/IT=13/IN=1 AMP)	16/04/2018 16:16	16/04/2018 16:19	0.05	11.07937	6584
0011800397	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	En el Seccionador de repetición hacia Huancahuanca, se encontró 06 fusibles fusionados, fases "S-R", causa descargas atmosféricas, se repone con de 5A cada uno.	06/04/2018 13:52	06/04/2018 15:15	1.38	5.29618	148
0011800402	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	En el Seccionador de Vista Alegre, nodo M.T=7416, se encontró 03 fusibles fusionados, fases "R-S-T", se repone con fusible de 8A cada uno.	06/04/2018 17:00	06/04/2018 18:21	1.35	0.9108	71
0011800394	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta recloser IN-249 de 22.9 KV desde la S.E Quencoro por falla monofásica a tierra fase S a tierra, ocasionado por descargas atmosféricas en la zona.	07/04/2018 18:42	07/04/2018 18:45	0.05	11.07425	6583
0011800407	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	Al verificar se encontró transformador quemado en la SED N° 0010731	06/04/2018 14:00	10/04/2018 17:00	99.00	138.35787	35
0011800354	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en la derivación hacia la localidad de Tandar Ccocha a causa de descargas atmosféricas, fusibles de 2A	29/03/2018 8:36	29/03/2018 16:08	7.53	2.28399	22
0011800358	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta recloser IN-249 (S.E Quencoro), registra falla monofásica a tierra en la fase R y corrientes de falla 242/12/11/243 A , presencia de descargas atmosféricas	03/04/2018 15:29	03/04/2018 15:32	0.05	11.07573	6581
0011800359	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta recloser IN-249 (S.E Quencoro), registra falla bifásica entre fases S-T (20/292/271/1 A) presencia de descargas atmosféricas	03/04/2018 19:32	03/04/2018 19:34	0.03	7.38374	6581
0011800360	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta recloser IN-249 (S.E Quencoro), registra falla monofásica a tierra en la fase R (207/15/18/202 A) presencia de descargas atmosféricas	03/04/2018 19:43	03/04/2018 19:44	0.02	3.69176	6581
0011800367	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Al verificar se encontró fusibles fusionados en el nodo M.T: 2621 en las fases "R-T" se procede a reponer con 06 fusibles de 5 K	04/04/2018 8:16	04/04/2018 16:08	7.87	20.66679	139
0011800472	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	En el Seccionador de Cusibamba, se encontró 02 fusibles fusionados, fases "R-T"	27/04/2018 17:50	27/04/2018 20:51	3.02	25.99145	467



... (Continuación)

0011800463	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta recloser IN-249, del AMT QU-05 transformador elevador, registra falla bifásica a tierra 425/89/398/263 A	27/04/2018 22:43	28/04/2018 11:15	12.53	2730.34333	6441
0011800499	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró 03 fusibles fusionados en el Seccionador de repetición nodo M.T 2705 en la fase T, se repone con fusibles de 05 K dejando con servicio normal.	03/05/2018 7:34	03/05/2018 10:08	2.57	9.82665	147
0011800466	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados a causa de descargas atmosféricas en la zona	25/04/2018 12:04	25/04/2018 15:40	3.60	0.31398	25
0011800478	Otros fenómenos naturales o ambientales	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta recloser IN-249 de la S.E Quencoro de 22.9 KV, del AMT QU-05, se registra una falla monofásica a tierra fase T, con corrientes de falla de 14/11/100/103 AMP, causa: lluvias en la zona.	04/05/2018 5:09	04/05/2018 5:12	0.05	11.08376	6587
0011800492	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en la derivación hacia la localidad de Pircca - Paccarectambo a causa de descargas atmosféricas en la zona	30/04/2018 7:46	30/04/2018 15:13	7.45	0.64977	25
0011800514	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusible fusionado en M.T derivación localidad Tucuyachi, a causa descargas atmosféricas en la zona	03/05/2018 9:54	03/05/2018 13:46	3.87	1.25261	34
0011800516	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Actuación de fusible M.T en derivación CUT-OUT derivación Vilcabamba - por descargas atmosféricas	06/05/2018 7:44	06/05/2018 10:10	2.43	0.28409	26
0011800517	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	NMT=001-002-703, se encontró 02 fusibles, fases "R-S", causa: descargas atmosféricas en la zona	08/05/2018 14:53	09/05/2018 10:00	19.12	19.24458	61
0011800534	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Actuación de fusibles por descargas atmosféricas	12/05/2018 17:25	12/05/2018 21:10	3.75	9.85175	139
0011800535	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró Seccionador de repetición en la comunidad de Mayusbamba en las fases "R-T", causa por cuestión atmosférica en el sector se procede a aperturar poniendo los 6 fusibles de 6 A	12/05/2018 17:28	13/05/2018 10:10	16.70	280.48247	786
0011800278	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró en el recloser troncal de Pumacancha - Rondocan aperturado ocasionado por tormentas eléctricas se procede a la respectiva maniobra cerrando sin ningún rechazo	08/03/2018 22:05	09/03/2018 6:35	8.50	195.39621	1036
0011800416	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	En el Seccionador de Vilcabamba, se encontró 02 fusible fusionados, fases "R-S", se repone con fusible de 2 A	09/04/2018 10:20	09/04/2018 12:11	1.85	0.21599	26
0011800451	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Nodo M.T: 4139, se encontró 01 fusible fusionado, fase "R"	23/04/2018 10:49	23/04/2018 11:36	0.78	6.74916	467
0011800452	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Seccionador de derivación de Huanquite, se encontró 02 fusibles fusionados, fases "R-S"	23/04/2018 12:02	23/04/2018 15:46	3.73	71.90069	368
0011800546	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	Transformador averiado a causa de descargas atmosféricas en la zona	14/05/2018 8:45	16/05/2018 16:56	56.18	36.28453	30
0011800547	Otros fenómenos naturales o ambientales	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Conductor y poste de M.T dañado a consecuencia de deslizamiento de rocas en la localidad de Tucuyachi	16/05/2018 10:07	18/05/2018 14:36	52.48	17.00198	34



... (Continuación)

0011800172	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	En el Seccionador de derivación se encontró 02 fusibles fusionados, se cambia con fusible de 2 A	11/02/20 18 12:46	12/02/20 018 8:21	19.58	0.86304	13
0011800002	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta AMT QU-05 se registra una falla trifásica entre fases se atribuye a descargas atmosféricas	02/01/20 18 14:33	02/01/20 018 14:35	0.03	7.33828	6526
0011800694	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en M.T a causa de contacto entre conductores por fuertes vientos en la zona	20/07/20 18 11:40	20/07/20 018 14:58	3.30	0.00002	469
0011800695	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecto el recloser IN-249 del AMT QU-05 por falla monofásica fase "R" a tierra por causas desconocidas - posible contacto de árbol con la red de M.T	25/07/20 18 1:29	25/07/20 018 1:39	0.17	0	6290
0011800665	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró 02 fusibles fusionados, fases "R-S", fuertes vientos en la zona	12/07/20 18 18:12	12/07/20 018 19:41	1.48	0.00001	375
0011800645	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en el NMT 5479 en las fases R-S a causa contacto entre fases por acción de vientos fuertes	27/06/20 18 7:04	27/06/20 018 14:05	7.02	9.56656	75
0011800642	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró 02 fusibles fusionados, fase "S-T", derivación SED Coyabamba 0010753 por acción de fuertes vientos (contacto entre conductores)	25/06/20 18 12:13	25/06/20 018 17:39	5.43	7.40784	75
0011800794	Otros fenómenos naturales o ambientales	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	Se encontró línea caída de M.T, personal de mantenimiento realizó la reparación final 08/08/2018 hora 17:47 horas	08/08/20 18 8:47	08/08/20 018 17:47	9.00	0.00005	30
0011800762	Otros fenómenos naturales o ambientales	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Desconectó RC-2008 del AMT QU-05 por nevadas en la zona	07/08/20 18 3:44	07/08/20 018 4:12	0.47	0	2920
0011800804	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se realiza inspección de línea y se repone 06 fusibles, 03 en la fase "R" y 03 en la fase "T" con fusible de 5 A y se deja con normal servicio.	14/08/20 18 8:21	14/08/20 018 9:10	0.82	0	139
0011800799	Otros fenómenos naturales o ambientales	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	NMT=4820, se encontró 02 fusibles fusionados, fases "R-T", por nevado, se repone con 02 fusibles tipo K-2, luego se hace inspección de línea	09/08/20 18 17:02	10/08/20 018 11:02	18.00	0.00009	22
0011800780	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta recloser de 22.9 KV desde la SET Quencoro, se registra una falla bifásica entre fases con corrientes de falla de R=1103A/S=1084A/T=18A/N=0A.	13/08/20 18 19:00	13/08/20 018 19:44	0.73	0	6302
0011800846	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en las fases R-T en Seccionador de repetición, en NMT: 2365, ocasionado por descargas atmosféricas, se repone con 04 fusible de tipo K-5, se deja con servicio normal.	28/08/20 18 7:09	28/08/20 018 8:10	1.02	0.00001	115
0011800866	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Al verificar se encontró fusibles fusionados en el Seccionador nodo 6515	01/09/20 18 8:00	01/09/20 018 9:40	1.67	0.00001	25
0011801008	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta recloser IN-249 de AMT QU-05 de 22.9 KV, se registra una falla monofásica fase R a tierra (283/24/33/230).	02/11/20 18 13:22	02/11/20 018 13:25	0.05	0	6334
0011801006	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta recloser IN-249 (SET Quencoro) de 22.9kv, por falla bifásica entre fases R-S.	28/10/20 18 6:07	28/10/20 018 6:16	0.15	0	6327



... (Continuación)

0011800901	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	03 fusibles fusionados, fase "R" y 01 fusibles en la fase "S", causa, descargas atmosféricas, se repone con 04 fusibles tipo 5 K cada uno	15/09/2018 13:00	15/09/2018 16:53	3.88	0.00002	139
0011801130	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	NMT=6515, se encontró 02 fusibles fusionados, fases "R-S", por descargas atmosféricas, se instala 02 fusibles tipo K-2	27/11/2018 6:31	27/11/2018 15:54	9.38	0.00005	28
0011801131	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	NMT=4471, se encontró 01 fusible fusionado, fase "S", se instala 01 fusible tipo K-25, NMT=7416, se encontró 04 fusibles fusionados, fase "R-S", se instala 04 fusibles tipo K-5, por descargas atmosféricas	27/11/2018 7:24	27/11/2018 9:00	1.60	0.00001	260
0011801127	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Portafusibles fusionados fases R y S por descargas atmosféricas, se inspecciona línea de M.T y se repone fusibles tipo K, NMT: 4139	26/11/2018 17:27	27/11/2018 5:00	11.55	0.00006	472
0011801080	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecto recloser IN-249, registro falla bifásica a tierra 199/9/427/333 A, presencia de descargas atmosféricas	19/11/2018 13:53	19/11/2018 13:55	0.04	0	6337
0011801134	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecto recloser IN -249 del AMT QU-05 falla monofásica a tierra en la fase T (12/9/298/304 A)	28/11/2018 14:00	28/11/2018 14:02	0.03	0	6342
0011801125	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	NMT: 2344, Secciónamiento de repetición, se encontró portafusibles fusionados las fases "R", (tres unidades), "S" (tres unidades), "T" (tres unidades), por causa de descargas atmosféricas	26/11/2018 6:25	26/11/2018 13:20	6.92	0.00003	1177
0011800836	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	NMT: 2515, se encontró 02 fusibles fusionados, fases "R-T", causa, fuertes vientos, se repone con 02 fusibles tipo K-2, en el Seccionador de Huanimpampa, se encontró 02 fusibles fusionados fases "S-T", se repone con 02 fusibles tipo K-10	20/08/2018 8:46	20/08/2018 10:10	1.40	0.00001	25
0011801082	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados por descargas atmosféricas, se procede a reponer con fusibles en los nodos, 2593 - 02 fusibles de 02 K, 2595 - 05 fusibles fase "R-T" 05 K // 2621 05 fusibles fase "R-T" 5 K	16/11/2018 6:34	16/11/2018 8:10	1.60	0.00001	363
0011801112	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusión de fusibles en las fases R-03 y S-03 T-03 por descargas atmosféricas, se inspecciona la línea de M.T y se repone 09 fusibles de 10 K en las 3 fases dejando con servicio normal	21/11/2018 17:18	21/11/2018 18:34	1.27	0.00001	1177
0011801181	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta recloser IN-249 (Quencoro _22.9 KV), se registra una falla monofásica fase S a tierra.	12/12/2018 17:17	12/12/2018 17:20	0.05	0	6345
0011801183	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecto recloser IN-249 del AMT QU-05, registro falla monofásica a tierra en la fase T 12/11/198/197 A, presencia de descargas atmosféricas	14/12/2018 13:34	14/12/2018 13:37	0.05	0	6345
0011801227	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Apertura IN-249 por falla monofásica fase "T" a tierra 11/9/347 por descargas atmosféricas.	27/12/2018 13:02	27/12/2018 13:04	0.05	0	6351
0011801237	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Apertura del recloser del AMT QU-05 por falla monofásica fase "R" a tierra, actúa función 50N con 286/12/11/289a por descargas atmosféricas	29/12/2018 13:19	29/12/2018 13:20	0.02	0	6357
0011801238	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Apertura del recloser del AMT QU-05 por falla bifásica a tierra (11/184/156/139) actúa función 51N por descargas atmosféricas.	30/12/2018 13:20	30/12/2018 13:22	0.05	0	6357



... (Continuación)

0011801217	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecta interruptor se registra una falla monofásica fase T a tierra	25/12/2018 18:23	25/12/2018 19:14	0.85	0	6337
0011801030	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Portafusible fusionado por descargas atmosféricas, se inspecciona línea de M.T, y se repone con fusibles tipo K	03/11/2018 7:30	03/11/2018 9:12	1.70	0.00001	140
0011801023	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	NMT: 4501, se encontró 03 fusibles fusionados fases "R-S-T", causa: descargas atmosféricas, se instala 03 fusibles de tipo K-8	29/10/2018 6:44	29/10/2018 10:21	3.62	0.00002	606
0011801011	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecto recloser IN-249 del AMT QU-05, falla monofásica a tierra en la fase R (238 A), presencia de descargas atmosféricas	03/11/2018 13:48	03/11/2018 13:49	0.02	0	6326
0011801094	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecto recloser IN-249, falla monofásica a tierra fase T 12/10/405/404 A, presencia de descargas atmosféricas	20/11/2018 12:46	20/11/2018 12:47	0.03	0	6337
0011801116	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusible fusionados fase R-03 T-03 por descargas atmosféricas en la zona se inspecciona la línea de M.T y se repone fusibles tipo K	23/11/2018 7:10	23/11/2018 9:08	1.97	0.00001	363
0011801097	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecto AMT QU-05 por falla bifásica entre las fases "S" y "T", ocasionado por probable contacto entre conductores de M.T por fuertes vientos.	21/11/2018 17:43	21/11/2018 17:45	0.03	0	6338
0011900001	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Apertura del recloser del AMT QU-05 por falla monofásica fase "R" a tierra por descarga atmosférica	01/01/2019 14:40	01/01/2019 14:42	0.03	0	6357
0011900018	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecto recloser AMT QU-05, registro falla bifásica a tierra 398/5/614/357 A, presencia de descargas atmosféricas	07/01/2019 14:19	07/01/2019 14:20	0.02	0	6357
0011900019	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecto AMT QU-05, registro falla monofásica a tierra 10/10/124/121 A, presencia de descargas atmosféricas	07/01/2019 14:20	07/01/2019 14:22	0.03	0	6357
0011900020	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecto recloser del AMT QU-05, registro falla monofásica en la fase S 9/84/11/81 A, presencia de descargas atmosféricas	07/01/2019 14:31	07/01/2019 14:39	0.13	0	6304
0011900051	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	03 fusibles fusionados, fases "R-T", por descargas atmosféricas, se instala 03 fusibles tipo K-8	05/01/2019 11:00	05/01/2019 13:15	2.25	0.00001	362
0011900052	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	SED: 0010990, se encontró transformador averiado, por descargas atmosféricas, se hace el megado correspondiente	07/01/2019 9:39	09/01/2019 14:45	53.10	0.00027	54
0011900048	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	NMT: 2005, se encontró 02 fusibles fusionados, fase "S-T", por descargas atmosféricas, se instala 03 fusibles tipo K-5	04/01/2019 7:00	04/01/2019 8:40	1.67	0.00001	255
0011900049	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	Fusibles fusionados - línea bifásica en derivación	04/01/2019 9:34	04/01/2019 13:00	3.43	0.00002	54
0011900004	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconectó el AMT QU-05 por falla monofásica a tierra en la fase "R", ocasionada por descargas atmosféricas en la zona	03/01/2019 18:11	03/01/2019 18:13	0.03	0	6357
0011900005	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	NMT: 2703, se encontró transformador de 10 KVA quemado en SED de Queñaparo, se realiza cambio de equipo a cargo del área de mantenimiento	17/12/2018 10:11	20/12/2018 16:33	78.37	0.00039	30
0011900122	Descargas atmosféricas	NP - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecto recloser IN-249 del AMT QU-05, registro falla monofásica	31/01/2019 12:45	31/01/2019 12:48	0.05	0	6364

... (Continuación)

0011900270	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Se encontró fusibles fusionados en la fase R Seccionador de derivación por pararrayo quemado en protección del trafo, se revisa la línea de M.T y se cambia pararrayo de 27 KVA y se utiliza 04 fusibles de 2 K	22/03/2019 9:45	22/03/2019 12:21	2.60	0.00001	104
0011900056	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	NMT: 2515, se encontró fusibles fusionados, fases "R-S-T", por descargas atmosféricas, se instala 09 fusibles tipo K-8	08/01/2019 8:04	08/01/2019 13:47	5.72	0.00003	346
0011900279	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Portafusibles fusionados fases "R-T", NMT: 3093, a causa de descargas atmosféricas	26/03/2019 11:15	26/03/2019 11:31	0.27	0	28
0011900274	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Seccionador aperturado en nodo 5665 aperturado por descargas atmosféricas, se revisa la línea de M.T y se repone 01 fusible de 2 K en la fase "R"	23/03/2019 12:40	23/03/2019 18:00	5.33	0.00003	54
0011900275	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró portafusibles aperturados en Seccionador nodo 2005 por descargas atmosféricas, revisión de línea en M.T y reposición de 04 fusibles de 8 K y 01 de 2 K	23/03/2019 18:31	23/03/2019 20:03	1.53	0.00001	257
0011900068	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Apertura del recloser N°2004 (Pumacancha - Rondocan) por falla trifásica por descargas atmosféricas	14/01/2019 16:52	14/01/2019 16:55	0.05	0	1051
0011900365	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró portafusibles colgados en fase R-01, T-01 por descargas atmosféricas NMT: 2703, se inspecciona la línea de M.T y se repone 02 fusibles de 5 K en nodo 2703 y en nodo 2595, 02 fusibles de 8 K	22/04/2019 14:09	22/04/2019 16:48	2.65	0.00001	365
0011900260	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en las fases (R-S) por descargas atmosféricas, se procede a reponer con 04 fusibles de 05 K en la línea de M.T	14/03/2019 11:42	14/03/2019 14:28	2.77	0.00001	113
0011900168	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados fase "R=03 S=02 T=03" por descargas atmosféricas, se cambia 07 fusibles tipo K-10	17/02/2019 22:35	18/02/2019 7:18	8.72	0	0
0011900183	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconecto interruptor IN-249 del AMT QU-05, registro falla monofásica a tierra 7/298/10/302 A, presencia de descargas atmosféricas	24/02/2019 15:57	24/02/2019 15:58	0.02	0	6364
0011900189	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	SED: 10632. se aperturó el recloser en Pumacancha fase-tierra se revisó la línea de M.T	25/02/2019 15:47	25/02/2019 21:30	5.72	0.00003	1053
0011900186	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Desconecta interruptor de AMT QU-05 IN-249 (22.9 KV), se registra una falla monofásica fase R a tierra IR=331 A / IS=12 A / IT= 11 A / IN=334 A	27/02/2019 15:33	27/02/2019 15:35	0.03	0	6364
0011900341	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	SED: 10776, se encontró aperturado el portafusible en la fase "T", por causa de descarga atmosférica, se realizó la revisión de línea de M.T y reposición de fusible tipo 2 K.	11/04/2019 11:47	13/04/2019 7:51	44.07	0.00022	37
0011900336	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Portafusible fusionado en 01 fase por descargas atmosféricas en la zona, se procede a inspeccionar línea de M.T, se repone con fusibles tipo K-2	06/04/2019 18:14	07/04/2019 8:17	14.05	0.00007	105
0011900247	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Fusible fusionado en fase "R" quemado parte cabeza, se inspecciona línea de M.T y se repone 01 fusible tipo K-2, se puentea CUT-OUT sin fusible con chicote	06/03/2019 10:01	06/03/2019 14:00	3.98	0.00002	20
0011900245	Descargas atmosféricas	NP - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en la fase R nodo 2790 por descargas atmosféricas	05/03/2019 10:00	05/03/2019 12:03	2.05	0.00001	61



... (Continuación)

0011900234	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Fusible fusionado 2 K en Seccionamiento de derivación	02/03/2019 8:00	02/03/2019 18:36	10.60	0.00005	28
0011900235	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	SubEstación de Distribución	Pararrayos deteriorado en la SED 0010776 y fusibles fusionados en la derivación, se realiza reposición con normalidad	01/03/2019 11:35	02/03/2019 12:30	24.92	0.00012	37
0011900209	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Portafusibles fusionados en NMT 6442, fases R-T por descargas atmosféricas en la zona	16/02/2019 18:30	17/02/2019 6:54	12.40	0.00006	894
0011900210	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró portafusibles aperturados en las fases "S" "T" por descargas atmosféricas en la zona	24/02/2019 17:04	24/02/2019 17:20	0.27	0	894
0011900242	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	RC-2001 aperturado por descargas atmosféricas en la zona, se inspecciona la línea de M.T y se realiza el cierre del recloser en coordinación con centro de control	04/03/2019 14:38	04/03/2019 18:15	3.62	0.00002	565
0011900243	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en fase R-02 por descargas atmosféricas en la zona, se inspecciona la línea de M.T y se repone 02 fusibles de 5 K	04/03/2019 15:32	04/03/2019 19:27	3.92	0.00002	113
0011900240	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Portafusible fusionado, se procede a reponer con 04 fusibles de 08 K y 01 fusible de 02 K	24/03/2019 11:19	24/03/2019 12:35	1.27	0.00001	363
0011900221	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconectó el recloser IN-249 del AMT QU-05 por falla monofásica a tierra en la fase "S", ocasionada por descargas atmosféricas en la zona	21/03/2019 18:43	21/03/2019 18:51	0.13	0	6407
0011900222	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Alimentador de MT	Desconectó el recloser in-249 del AMT QU-05 por falla bifásica a tierra entre las fases "R" y "S", ocasionada por descargas atmosféricas en la zona	21/03/2019 18:53	21/03/2019 18:56	0.05	0	6407
0011900557	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Portafusible aperturado en la fase R-03 S-03, se desconoce la causa, se inspecciona la línea de M.T y se repone fusibles tipo K, se utilizo 06 fusibles de 8 K	20/06/2019 15:30	20/06/2019 16:50	1.33	0.00001	805
0011900423	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Fusibles fusionados en Seccionador de repetición (Huanquite), se repone fusibles de 3 K	01/05/2019 6:00	01/05/2019 9:30	3.50	0.00002	366
0011900669	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	Se encontró 02 fusibles fusionados en las fases "R-S" de 2 A Seccionador nodo 6479, se repone con 02 fusibles de 2 A	27/07/2019 18:36	28/07/2019 9:00	14.40	0.00007	112
0011900670	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró portafusible fusionado en fase "S" nodo 6460, se repone fusible tipo K	29/07/2019 10:23	29/07/2019 11:51	1.47	0.00001	903
0011900657	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Al verificar se encontró 06 fusibles fusionados tipo K ocasionado por fuertes vientos, se procede a cambiar con 06 fusibles de 8 A	22/07/2019 18:09	23/07/2019 6:41	12.53	0.00006	809
0011900629	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	Fusibles fusionados en Seccionador CUT-OUT de derivación, fases "S-T" se repone con 02 fusibles de K-2	17/07/2019 8:26	17/07/2019 12:04	3.63	0.00002	112
0011900630	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Portafusibles fusionados, fase R-S, se repone con 06 fusibles tipo K-8.	17/07/2019 13:31	17/07/2019 15:37	2.10	0.00001	809
0011900632	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	Se encontró 02 fusibles fusionados en Seccionador de derivación nodo 6479, se realiza la reposición de 02 fusibles de 2 K	18/07/2019 14:29	18/07/2019 17:41	3.20	0.00002	112



... (Continuación)

0011900772	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró porta fusible fusionados fases (R-02), (S-01), (T-02) por descargas atmosféricas en la zona, se hace inspección en la línea de M.T y se repone con 05 fusibles de 10 K	22/09/2019 18:32	22/09/2019 21:02	2.50	0.00001	1244
0011900706	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	Fusible fusionado en fases "S-T" por fuertes vientos en la zona, se hace inspección de línea de M.T, no encontrando ningún indicio, se repone con 02 fusibles de K-2	11/08/2019 9:13	11/08/2019 12:51	3.63	0.00002	76
0011900867	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Apertura del reconector RC-2008 falla monofásica fase "T" se registra corrientes de falla 62/9/291 A por descargas atmosféricas	23/10/2019 12:53	23/10/2019 13:19	0.43	0	3184
0011900819	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	Se encontró fusible fusionado de la fase "S" tipo K de 2 A, cambio de fusible tipo K de 2 A de la fase "S"	07/09/2019 10:31	07/09/2019 15:31	5.00	0.00003	75
0011900816	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	Al verificar se encontró fusible fusionado en la fase "S" por fuertes vientos, se procede a cambiar fusible	04/09/2019 8:13	04/09/2019 15:30	7.28	0.00004	113
0011900745	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Subestación de Distribución	Se encontró portafusibles aperturados en las fases "R-S" por fuertes vientos en la zona, se inspecciona la línea de M.T y se repone los fusibles de 2 K	31/08/2019 15:17	31/08/2019 16:46	1.48	0.00001	85
0011900737	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	Se encontró portafusibles fusionados fases (R=03) y (S=03), por fuertes vientos en la zona, se inspecciona línea de M.T y se repone con 06 fusibles de 8 K	27/08/2019 15:23	27/08/2019 17:36	2.22	0.00001	809
0011900853	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sección de línea de MT	06 fusibles fusionados fase S-T en Seccionador de repetición a causa de descargas atmosféricas en la zona	17/10/2019 4:10	17/10/2019 12:50	8.67	0.00004	405
0011800904	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Subestación de Distribución	Corte de emergencia en la SED 0010575 del AMT QU-05, debido a filtración de aceite	19/09/2018 13:27	19/09/2018 14:43	1.27	0.00001	314
0011800826	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Corte por emergencia para correctivos por pararrayos quemado que ocasionaba falla permanente en la red de M.T	29/08/2018 9:33	29/08/2018 10:03	0.50	0	115
0011800508	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Corte por emergencia, se apertura el RC-2001 (Paruro-Colcha) por riesgo eléctrico de contacto de árbol con la red de M.T	12/05/2018 15:34	12/05/2018 16:42	1.13	27.51445	816
0011800481	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Rechazo manual de carga, se apertura el RC-2001 por sobrecarga del transformador elevador del AMT QU-05	04/05/2018 18:34	04/05/2018 20:00	1.43	34.81489	817
0011800490	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Alimentador de MT	Corte de emergencia para cambio de transformador elevador de 10.5/22.9 KV de la S.E Quencoro - que alimenta al AMT QU-05	05/05/2018 10:09	05/05/2018 13:32	3.38	750.00073	6587
0011800494	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Rechazo manual de carga hacia el distrito de Colcha por sobrecarga de transformador elevador en la SET Quencoro	01/05/2018 18:39	01/05/2018 20:00	1.35	32.79078	817
0011800464	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Corte de emergencia, se apertura recloser RC-2001 con 60 KW, debido a trabajos preventivos	28/04/2018 18:33	28/04/2018 20:14	1.68	40.88726	818
0011800475	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Corte por emergencia de AMT QU-05 debido a sobrecarga de trafo elevador 10.5/22.9 KV de Quencoro se encontraba con 750 KVA cuando el trafo es de 630 KVA	30/04/2018 19:15	30/04/2018 19:55	0.67	6.56645	555
0011800476	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Rechazo manual de carga por sobrecarga del t/f elevador del AMT QU-05	02/05/2018 18:35	02/05/2018 20:38	2.05	49.7934	817



... (Continuación)

0011800477	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Rechazo manual de carga, se apertura el RC-2001 por sobrecarga del t/f elevador del AMT QU-05.	03/05/20 18 18:26	03/05/20 018 21:00	2.57	62.34294	817
0011800327	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Corte de emergencia para reubicación de poste de M.T en el NMT 2153 por colapso de terreno en el sector de Molle Molle	26/03/20 18 10:51	26/03/20 018 14:45	3.90	147.2938 4	1312
0011800234	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Corte de emergencia por cambio de pararrayos en la SED 0010985, por lo cual se procedió a perturbar el Seccionador de repetición ubicado en el nodo 2365	28/02/20 18 5:20	28/02/20 018 6:38	1.30	2.28565	116
0011800190	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Corte por emergencia para el retiro de pararrayos dañados en la derivación hacia las comunidades de Parcco y Percca	20/02/20 18 9:45	20/02/20 018 10:45	1.00	0.67467	71
0011800219	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Subestación de Distribución	Corte de emergencia para cambio de pararrayo fase T en la SED 0010802, sector Uyllullo	26/02/20 18 9:30	26/02/20 018 10:25	0.92	0.15673	22
0011800136	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Se desconectó el RC-2004 del AMT QU-05 por emergencia debido al contacto de árbol con la red en el NMT 2813.	07/02/20 18 7:23	07/02/20 018 8:15	0.87	19.67597	1031
0011800134	Error de maniobra	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Desconecta recloser RC-2008 se registra una falla monofásica a tierra fase R a tierra se informó maniobra en el sector de Urhuis sin comunicación en centro de control para reestablecer un fusible	05/02/20 18 6:35	05/02/20 018 7:10	0.58	58.20569	3068
0011900633	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sección de línea de MT	Se realizó corte por emergencia para corrección de reflejado de línea de media tensión en la derivación hacia la SED ese001sed000753 (causa de interrupciones constantes), el corte fue de 07:20 a 09:00 horas	19/07/20 19 7:20	19/07/20 019 9:00	1.67	0.00001	905