

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

E.A.P. INGENIERÍA EN ENERGÍA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

**COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE MT 22.9 KV PARA
LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO EN LA RED
ELÉCTRICA DEL SE PALLASCA AMT PAL002**

PRESENTADO POR:

Bach. JAVIER GIANCARLOS FENCO CUSTODIO

ASESOR:

M.Sc. CÉSAR L. LÓPEZ AGUILAR

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

NUEVO CHIMBOTE

agosto, 2021

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

E.A.P. INGENIERÍA EN ENERGÍA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

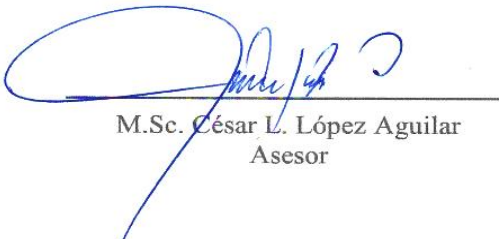
La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D: N°492-2017-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente.

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

**COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE MT 22.9 kV PARA LA CONTINUIDAD
DEL SERVICIO EN LA RED ELÉCTRICA DEL SE PALLASCA AMT PAL002**

Autor:

Bach. Javier Giancarlos Fenco Custodio



M.Sc. César L. López Aguilar
Asesor

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

E.A.P. INGENIERÍA EN ENERGÍA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR DE TESIS

Damos la conformidad del presente informe, desarrollando el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al Reglamento General para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.N° 492-2017-CU-R-UNS); intitulado:

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

**COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE MT 22.9 kV PARA LA CONTINUIDAD
DEL SERVICIO EN LA RED ELÉCTRICA DEL SE PALLASCA AMT PAL002**

Autor:

Bach. Javier Giancarlo Fenco Custodio


Mg. Joel Herradda Villanueva
PRESIDENTE


M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate Ravello
SECRETARIO


M.Sc. César Luis López Aguilar
INTEGRANTE



“Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia”

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los veinticuatro días del mes de agosto del año dos mil veintiuno, siendo las diez once de la mañana, se reunieron en forma virtual a través de la aplicación zoom, el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N°046-2021-UNS-CFI**, integrado por los siguientes docentes:

- **Mg. JOEL HERRADDA VILLANUEVA** : **PRESIDENTE**
- **M.Sc. JULIO HIPOLITO NESTOR ESCATE RAVELLO** : **SECRETARIO**
- **M.Sc. CESAR LUIS LOPEZ AGUILAR** : **INTEGRANTE**

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: “**COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE MT 22.9 kV PARA LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO EN LA RED ELÉCTRICA DEL SE PALLASCA AMT PAL002**”, elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: **JAVIER GIANCARLOS FENCO CUSTODIO**, con código de matrícula N° 0201211047, teniendo como asesor al docente M.Sc. César Luis López Aguilar designado mediante Resolución Decanal N° 736-2019-UNS-FI de fecha 03.12.2019.


Terminada la sustentación el estudiante, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
JAVIER GIANCARLOS FENCO CUSTODIO	17	Muy Bueno

Siendo las doce del mediodía del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Joel Herradda Villanueva
PRESIDENTE


M.Sc. Julio H. N. Escate Ravello
SECRETARIO


M.Sc. César L. López Aguilar
INTEGRANTE

RESUMEN

Los sistemas de protección en las redes de distribución primaria que cuenten con dispositivos adecuadamente ajustados y altamente selectivos garantizan un suministro eléctrico continuo y seguro.

Se determinó que los desajustes de los dispositivos de protección de las líneas aéreas en media tensión 22.9 kV (relé, reconectores) influyen en la selectividad del sistema de protección del alimentador PAL002; para ello se realizó un análisis al sistema de protección, mediante simulaciones de flujo de carga y falla de cortocircuito en el circuito del alimentador con la ayuda del software Digsilent Power Factory v15.1.7.

Las simulaciones mencionadas en el circuito del alimentador se llevaron a cabo bajo dos escenarios de operación; primer escenario: estado estacionario donde se realizó la simulación de flujo de carga en toda la extensión del circuito de las líneas de distribución. Para el segundo escenario; se consideró al circuito en estado anormal de operación; aguas abajo de cada protección de las líneas se realizó simulaciones de fallas de cortocircuito monofásico y trifásico, estas porque se presentan comúnmente en líneas de distribución y la otra porque alcanza corriente muy elevadas.

Finalmente, de acuerdo con el análisis realizado, se concluye que los ajustes adecuados de los dispositivos provocan una alta selectividad en el sistema de protección de la red eléctrica del alimentador. Se determinaron y se propusieron los nuevos ajustes a los dispositivos de protección de cada ruta que protege al alimentador PAL002, con ello se logra mejorar la selectividad del sistema de protección y la continuidad del servicio eléctrico de la red.

ABSTRACT

Protection systems in primary distribution networks that have adequately adjusted and highly selective devices guarantee a continuous and safe electricity supply.

It was determined that the misadjustments of the protection devices of the 22.9 kV medium voltage overhead lines (relay, reclosers) influence the selectivity of the PAL002 feeder protection system; To do this, an analysis was carried out on the protection system, through simulations of load flow and short circuit failure in the feeder circuit with the help of the Digsilent Power Factory v15.1.7 software.

The simulations mentioned in the feeder circuit were carried out under two operating scenarios; first scenario: steady state where the load flow simulation was carried out throughout the circuit extension of the distribution lines. For the second scenario; the circuit was considered in an abnormal state of operation; Downstream of each protection of the lines, simulations of single-phase and three-phase short-circuit faults were carried out, these because they commonly occur in distribution lines and the other because they reach very high currents.

Finally, according to the analysis carried out, it is concluded that the appropriate settings of the devices cause a high selectivity in the protection system of the power supply network. The new adjustments to the protection devices of each route that protect the PAL002 feeder were determined and proposed, thereby improving the selectivity of the protection system and the continuity of the electrical service of the network.

DEDICATORIA

A Dios, por ser la luz que guía mi camino y permitirme continuar con mis sueños y proyectos.

A mi madre Inocenta Custodio Huamán, por ser ejemplo y fortaleza en mi vida, enseñándome siempre a ser una mejor persona y profesional cada día.

A mi hermana María Elena Fenco Custodio por ser signo de amor, lucha y entrega de corazón hacia los demás, virtudes que debemos imitar hoy en nuestras vidas; también a mis demás hermanos y padre, por ser mis sustentos incondicionales durante el ayer, el hoy y el mañana.

A mis profesores de la escuela profesional de ingeniería en energía por sus enseñanzas durante toda mi carrera universitaria, y asesor por ser de gran ayuda en todo el proceso de la elaboración de proyecto de tesis.

INDICE

	Pág.
RESUMEN	ii
ABSTRACT	iii
CAPÍTULO I	
1. INTRODUCCIÓN	
1.1. REALIDAD DEL PROBLEMA.....	14
1.2. ANTECEDENTES.....	15
1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	18
1.4. OBJETIVOS.....	18
1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....	18
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
1.5. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS.....	19
1.6. VARIABLES E INDICADORES.....	19
1.6.1. VARIABLE INDEPENDIENTE.....	19
1.6.2. VARIABLE DEPENDIENTE.....	19
1.7. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DEL ESTUDIO.....	19
CAPÍTULO II	
2. MARCO TEÓRICO	
2.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	22
2.1.1. SISTEMA ELÉCTROCP DE DISTRIBUCIÓN.....	23
2.1.2. TOPOLOGÍA DE REDES.....	24
2.1.3. ALIMENTADOR PRIMARIO TIPO RADIAL.....	24
2.2. ANORMALIDADES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	25
2.2.1. FALLA.....	25
2.2.2. PERTURBACIÓN.....	26
2.3. ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA.....	27
2.3.1. MÉTODO DE GAUSS-SEIDEL.....	28
2.3.2. MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON.....	30
2.4. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	33
2.4.1. FALLAS DE CORTOCIRCUITO.....	34
2.4.2. MÉTODO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	36
2.4.3. ANÁLISIS DE FALLAS MEDIANTE COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	40
2.5. SISTEMA DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA.....	42

2.5.1.	CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	43
2.5.2.	COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	43
2.6.	PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN... ..	44
2.7.	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	45
2.7.1.	FUSIBLE.....	45
2.7.2.	RECONECTADOR AUTOMÁTICO (RECLOSER).....	47
2.7.3.	RELÉ DE SOBRECORRIENTE.....	49
2.8.	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	52
2.9.	CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.....	53
2.10.	CRITERIOS DE COORDINACIÓN LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN... ..	54
2.10.1.	RELÉ Y RECONECTADOR.....	55
2.10.2.	COORDINACIÓN RELÉ-RECONECTADOR-FUSIBLE.....	55
2.10.3.	COORDINACIÓN RELÉ-RECONECTADOR.....	55
2.10.4.	COORDINACIÓN RECONECTADOR-FUSIBLE.....	56
2.10.5.	COORDINACIÓN RECONECTADOR-RECONECTADOR.....	57
2.10.6.	COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE.....	57
2.11.	PROCESO DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	58
2.11.1.	ANÁLISIS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA.....	59
2.11.2.	SIMULACIÓN DE FALLAS EN EL SISTEMA.....	59
2.12.	HERRAMIENTA DE ANÁLISIS - SOFTWARE DIGSILENT P.F.....	60

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

3.1.	TIPO DE LA INVESTIGACIÓN.....	64
3.2.	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	64
3.3.	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	64
3.4.	TÉCNICAS E INSTRUMENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	64
3.5.	INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	65
3.6.	MÉTODO DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	65

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PALLASCA.....	67
4.2.	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ALIMENTADOR.....	68
4.3.	RED EQUIVALENTE DEL SEIN.....	69
4.4.	NORMAS EMPLEADAS.....	72
4.5.	DESCRIPCIÓN DEL LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR.....	72

4.6.	EVALUACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR.....	75
4.6.1.	SIMULACIÓN DE FLUJO DE CARGA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO.....	76
4.6.2.	SIMULACIÓN DE FALLAS DE CORTOCIRCUITO EN EL SISTEMA.....	79
4.7.	PROPUESTA DE MEJORA AL SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR.....	90
4.7.1.	CRITERIOS Y CONSIDERACIONES.....	90
4.7.2.	AJUSTES DE COORDINACIÓN PROPUESTOS.....	92
4.7.3.	RESUMEN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS.....	112
 CAPÍTULO III		
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1.	CONCLUSIONES.....	115
5.2.	RECOMENDACIONES.....	117
 CAPÍTULO III		
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	119
ANEXOS.....		122

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II. 1: Niveles de un sistema eléctrico de potencia.....	22
Figura II. 2: Sistema de distribución primaria y secundaria	23
Figura II. 3: Esquema de la red de distribución en MT	24
Figura II. 4: Barra P-V	27
Figura II. 5: Barra P-Q.....	28
Figura II. 6: Falla monofásica a tierra	35
Figura II. 7: Falla bifásica a tierra	36
Figura II. 8: Falla trifásica a tierra.....	36
Figura II. 9: Componentes de secuencia positiva.....	37
Figura II. 10: Componentes de secuencia negativa.....	37
Figura II. 11: Componentes de secuencia cero	38
Figura II. 12: Sistema desequilibrado dividido en componentes simétricas.....	38
Figura II. 13: Operador a.....	38
Figura II. 14: Análisis de falla de cortocircuito trifásico.....	41
Figura II. 15: Análisis de falla de cortocircuito bifásico sin contacto a tierra.....	41
Figura II. 16: Análisis de falla de cortocircuito bifásico con contacto a tierra.....	41
Figura II. 17: Análisis de falla de cortocircuito monofásico.....	42
Figura II. 18: Esquema de las funciones básicas de un sistema de protección.....	43
Figura II. 19: Diagrama unifilar de un alimentador de distribución radial.....	44
Figura II. 20: Cortocircuito fusible.....	46
Figura II. 21: Curvas características tiempo-corriente, fusible tipo K y T.....	47
Figura II. 22: Características de operación de un reconectador.	47
Figura II. 23: Curva de un reconectador Cooper Form 4.....	48
Figura II. 24: Aplicación de los reconectores.....	49
Figura II. 25: Tipos de relés de sobrecorriente.....	50

Figura II. 26: Características t-I de los relés temporizados.....	51
Figura II. 27: Protección de un alimentador radial.....	53
Figura II. 28: Características de los relés de sobrecorriente.....	54
Figura II. 29: Coordinación relé-reconectador.....	56
Figura II. 30: Coordinación reconectador-fusible.....	56
Figura II. 31: Coordinación reconectador-reconectador.....	57
Figura II. 32: Coordinación fusible-fusible	58
Figura II. 33: Proceso de ajuste y coordinación de la protección de un sistema.....	59
Figura IV. 1: Diagrama Unifilar de la Subestación Pallasca.....	67
Figura IV. 2: Base de datos en Digsilent COES-SINAC.....	69
Figura IV. 3: Cortocircuito trifásico en 66 kV Subestación Pallasca	69
Figura IV. 4: Cortocircuito monofásico en 66 kV Subestación Pallasca	70
Figura IV. 5: Impedancia de secuencia cero en 66 kV Subestación Pallasca.....	70
Figura IV. 6: Impedancia de secuencia positiva en 66 kV Subestación Pallasca	70
Figura IV. 7: Impedancia de secuencia negativa en 66 kV Subestación Pallasca.....	71
Figura IV. 8: Modelo de la subestación Pallasca, en el software Digsilent	71
Figura IV. 9: Relé de sobrecorriente PL300 - cabecera del alimentador	76
Figura IV. 10: Reconectador I300477 - protección ruta 1.....	76
Figura IV. 11: Reconectador I301815 - protección ruta 2/3/4.....	77
Figura IV. 12: Reconectador I302053 - protección ruta 2.....	77
Figura IV. 13: Reconectador I380007 - protección ruta 3.....	77
Figura IV. 14: Reconectador I303087 - protección ruta 4.....	78
Figura IV. 15: Ruta 2, Falla 3φ franca al 1% del reconectador I302053 - ajuste actual	81
Figura IV. 16: Ruta 2, Falla 1φ franca al 1% del reconectador I302053 - ajuste actual.....	82
Figura IV. 17: Ruta 2, Falla 1φ - 400Ω al 99% de la ruta - ajuste actual.....	82

Figura IV. 18: Ruta 2, Simulación del flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajuste actual	83
Figura IV. 19: Ruta 3, Falla 3φ franca al 1% del reconnector I380007 - ajuste actual	84
Figura IV. 20: Ruta 3, Falla 1φ franca al 1% del reconnector I380007 - ajuste actual.....	85
Figura IV. 21: Ruta 3, Falla 1φ - 400Ω al 99% de la ruta - ajuste actual.....	85
Figura IV. 22: Ruta 3, Simulación del flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajuste actual	86
Figura IV. 23: Ruta 4, Falla 3φ franca al 1% del reconnector I303087 - ajuste actual	87
Figura IV. 24: Ruta 4, Falla 1φ franca al 1% del reconnector I303087 - ajuste actual.....	88
Figura IV. 25: Ruta 4, Falla 1φ - 400Ω al 99% de la ruta - ajuste actual.....	88
Figura IV. 26: Ruta 4, Simulación del flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajuste actual	89
Figura IV. 27: Elementos de protección de la ruta 1, alimentador PAL002	93
Figura IV. 28: Coordinación de protección propuesto – falla 3φ al 1% del reconnector I300477.....	94
Figura IV. 29: Coordinación de protección propuesto – falla 1φ al 1% del reconnector I300477.....	94
Figura IV. 30: Coordinación de protección propuesto – falla 1φ de 400Ω al 99% de la ruta 1	95
Figura IV. 31: Ruta 1, Flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajustes propuestos.....	95
Figura IV. 32: Elementos de protección de la ruta 2, alimentador PAL002	98
Figura IV. 33: Coordinación de protección propuesto – falla 3φ al 1% del reconnector I302053.....	99
Figura IV. 34: Coordinación de protección propuesto – falla 3φ al 1% del fusible I303005.....	99
Figura IV. 35: Coordinación de protección propuesto – falla 1φ al 1% del reconnector I302053.....	100
Figura IV. 36: Coordinación de protección propuesto – falla 1φ de 400Ω al 99% de la ruta 2	100
Figura IV. 37: Ruta 2, Flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajustes propuestos.....	101
Figura IV. 38: Elementos de protección de la ruta 3, alimentador PAL002	103
Figura IV. 39: Coordinación de protección propuesto – falla 3φ al 1% del reconnector I380007.....	104
Figura IV. 40: Coordinación de protección propuesto – falla 3φ al 1% del fusible I302232.....	104
Figura IV. 41: Coordinación de protección propuesto – falla 1φ al 1% del reconnector I380007.....	105
Figura IV. 42: Coordinación de protección propuesto – falla 1φ de 400Ω al 99% de la ruta 3	105
Figura IV. 43: Ruta 3, Flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajustes propuestos.....	106

Figura IV. 44: Elementos de protección de la ruta 4, alimentador PAL002	108
Figura IV. 45: Coordinación de protección propuesto – falla 3 ϕ al 1% del reconectador I303087....	109
Figura IV. 46: Coordinación de protección propuesto – falla 3 ϕ al 1% del fusible I302478.....	109
Figura IV. 47: Coordinación de protección propuesto – falla 1 ϕ al 1% del reconectador I303087....	110
Figura IV. 48: Coordinación de protección propuesto – falla 1 ϕ de 400 Ω al 99% de la ruta 4	110
Figura IV. 49: Ruta 4, Flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajustes propuestos.....	111

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla II. 1: Características estándar – norma IEC 60255.....	51
Tabla II. 2: Características estándar – norma Americana IEEE.....	52
Tabla IV. 1: Tipo de configuración del sistema	67
Tabla IV. 2: Parámetros eléctricos de los conductores aéreos	68
Tabla IV. 3: Parámetros eléctricos de los conductores subterráneos	68
Tabla IV. 4: Parámetros de entrada de la red equivalente	71
Tabla IV. 5: Relé de protección de sobrecorriente	72
Tabla IV. 6: Reconectores instalados en el circuito del alimentador	74
Tabla IV. 7: Fusibles de coordinación tipo K	74
Tabla IV. 8: Ajustes actuales del relé de sobrecorriente de fases	75
Tabla IV. 9: Ajustes actuales del relé de sobrecorriente de tierra.....	75
Tabla IV. 10: Ajustes actuales de los reconectores de protección.....	75
Tabla IV. 11: Corrientes de carga en la red de distribución del alimentador PAL002	78
Tabla IV. 12: Resultados de las corriente de cortocircuito alimentador PAL002	80
Tabla IV. 13: Resultados de las corriente de cortocircuito trifásico y monofásico franco.....	80
Tabla IV. 14: Resultados de la corriente de cortocircuito monofásico $R=400\Omega$	80
Tabla IV. 15: Ajustes recomendados de la función ANSI 50/51 – relé de cabecera	112
Tabla IV. 16: Ajustes recomendados de la función ANSI 50N/51N – relé de cabecera	113
Tabla IV. 17: Ajustes recomendados para los reconectores del alimentador PAL002	113
Tabla IV. 18: Ajustes recomendados de la función SEF	113

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

1.1. REALIDAD DEL PROBLEMA

Los sistemas de distribución eléctrica están sujetos a diferentes tipos de fallas, desde fallas temporales hasta permanentes, por eso es necesario contar con un sistema de protección debidamente ajustado que disponga de dispositivos altamente selectivos; con el fin de minimizar los efectos de las fallas en las líneas y permita un suministro eléctrico continuo y de calidad para los usuarios finales.

En la subestación Pallasca la energía eléctrica se distribuye a los usuarios finales a través de 4 alimentadores, están conectados a la barra de 22.9 kV; uno de ellos es el alimentador PAL002, siendo el sistema de protección el objeto de estudio.

En el año 2019 el circuito del alimentador PAL002 presentó un número considerable de interrupciones eléctricas, alertando inmediatamente la verificación de su sistema de protección donde se identificó el siguiente problema: Falta de selectividad del sistema de protección (en la ruta 2 del sistema de protección del alimentador se observa que; frente a una falla aguas abajo del reconectador (I302053); este opera en 91ms, mientras que el reconectador de respaldo (I301815) operaría en 20ms, observando la falta de selectividad entre los elementos de protección del alimentador).

En ese sentido se presenta esta tesis, enfocada en determinar cómo los desajustes de los dispositivos de protección influyen en la selectividad del sistema de protección del alimentador PAL002, con la finalidad de mejorarla y poder garantizar la continuidad del servicio eléctrico. En la tabla se hizo un resumen de las interrupciones en el alimentador:

Tabla I. 1: Fallas registradas en el alimentador PAL002, periodo 2016-2019

Año	Número de interrupciones - AMT PAL002					Programada		
	No Programada					ER	M	Total
	AT	FL	FN	OP	Total			
2016	6	6	59	10	81	33	17	50
2017	5	15	35	12	67	6	20	26
2018	13	32	82	3	130	7	24	31
2019	9	33	102	18	162	2	17	19
	33	86	278	43	440	48	78	126

Fuente: Elaboración propia

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.
- ER: Expansión y Reforzamiento, M: Mantenimiento

1.2. ANTECEDENTES

Jiménez, Cristian (2015) en su tesis de licenciamiento de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE titulada “*Adecuación del sistema de protección en el alimentador 01 de la subestación “El Calvario” Elepco S.A. para mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico, usando el software Etap*” (Ecuador).

El tesista en su investigación desarrolló un estudio exhaustivo en el sistema eléctrico a evaluar: permitiéndole obtener información valiosa del estado actual de su sistema de protección y poder hacer un modelamiento del sistema de protecciones. Además, logró seleccionar y analizar los equipos de protección de acuerdo a su aplicación específica. De lo mencionado él concluyó que, los dispositivos de protección actualmente instalados son insuficientes e ineficientes frente a fallas ya que no se encuentran ubicados en sitios estratégicos frente a la longitud y capacidad instalada en el alimentador por lo que recomienda la ubicación de elementos de protección pasivos (fusibles) en las estructuras de distribución aérea para evitar en la medida posible fallas por fenómenos naturales.

Cuevas, Alfredo & Hernández, Jorge (2013) en la tesis para la obtención del título profesional del Instituto Politécnico Nacional titulada “*Coordinación de Protecciones en un Sistema de Distribución*” (México).

Concluyeron que, para minimizar el daño a los equipos de la red debido a eventuales condiciones anormales, primero se debe conocer las características de los elementos que se va a proteger para no trabajar empíricamente. Luego realizar un estudio de coordinación de los dispositivos en el sistema a proteger, esto permite estimar las diferentes magnitudes de los parámetros eléctricos que se pueden presentar en la red debido en diferentes tipos de fallas, así poder seleccionar un buen dispositivo de protección que resista, despeje, discrimine o seccione la parte fallada del sistema. Además, mencionan que un estudio de coordinación se trata de ajustar y seleccionar las protecciones de tal forma que el elemento protector despeje la falla antes que el elemento de respaldo, en otras palabras, el tiempo de operación del elemento protector debe ser menor que el tiempo de operación del elemento de respaldo logrando seccionar únicamente la parte fallada del sistema, obteniendo así el menor número de usuarios desconectados en la red eléctrica.

Arce, Edixon (2010) en su tesis para la obtención del título profesional de la Universidad Politécnica Salesiana titulada “*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*” (Ecuador).

El tesista concluye que, un estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente tiene como objetivo dejar el menor número de abonados desconectados al momento de producirse algún tipo de falla, además que de ello depende la vida útil de los equipos de potencia. También recomienda que el estudio de coordinación de protecciones

debería estar fundamentalmente presente dentro de una empresa distribuidora de energía eléctrica.

Vilca, Miguel & Quisiyupanqui, Jhon (2015) en la tesis para la obtención del título profesional de la Universidad Nacional de San Antonio de Abad del Cusco titulada *“Estudio de coordinación de protecciones en la subestación de Dolorespata acorde a la nueva topología en alta y media tensión para el año 2018” (Cusco-Perú).*

La investigación de los tesisistas se llevó a cabo para mejorar la rapidez, selectividad, sensibilidad, confiabilidad del sistema de protección de la Subestación de Dolorespata y evitar daños que puedan afectar la estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional además de ocasionar grandes pérdidas económicas, dicho esto, los tesisistas concluyen que: las unidades instantáneas (50 y 50N) del relé de sobrecorriente tienen un buen performance debido a la actuación rápida que muestran ante fallas cercanas a él, por otro lado concluye que el uso del relé de sobrecorriente con operación temporizado a tierra (51N) te permite manejar diferentes tiempos de operación según el uso o ubicación en un sistema de protección, esto mediante sus curvas de tiempo temporizado (tiempo-corriente), sin dejar de mencionar que son muy sensibles al momento de operar ante fallas monofásicas a tierra

Chavesta, José (2013) en su tesis para la obtención del título profesional de la Universidad Nacional del Callao titulada *“Metodología para elaborar la actualización de Estudio de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico interconectado” (Lima-Perú).*

El tesisista tiene como objetivo principal en su estudio proporcionar una metodología para la elaboración de estudios de coordinación de protecciones, concluyendo que, cuando se realicen estudios de coordinación de protecciones para una nueva

instalación, se debe verificar la influencia que tiene el nuevo proyecto sobre las instalaciones existente y de ser necesario recomendar nuevos ajustes para los relés de sobrecorriente que se encuentran en servicio, todo ello con la finalidad de obtener una correcta selectividad entre las instalaciones nuevas y existentes, además menciona que de nada sirve que se realice una actualización de un estudio de coordinación, si las empresas responsables de las instalaciones (subestaciones y líneas de transmisión), no implementan los ajustes de protección propuesto en el estudio.

1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

- De qué manera los desajustes de los dispositivos de protección influyen en la selectividad del sistema de protección de la red eléctrica del alimentador PAL002?

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

- Determinar de qué manera los desajustes de los dispositivos de protección influyen en la selectividad del sistema de protección de la red eléctrica del alimentador PAL002.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar los resultados de flujo de carga y falla de cortocircuito del circuito del alimentador PAL002 de la Subestación Pallasca.
- Analizar y describir las curvas características de los esquemas de protección del circuito del alimentador PAL002 de la Subestación Pallasca.
- Determinar y proponer los nuevos ajustes de los dispositivos de protección para mejorar la selectividad del sistema de protección del alimentador PAL002 de la Subestación Pallasca.

1.5. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS

- Los desajustes de los dispositivos de protección provocan la falta de selectividad del sistema de protección de la red eléctrica del alimentador PAL002.

1.6. VARIABLES E INDICADORES

1.6.1. VARIABLE INDEPENDIENTE

- Ajuste de los dispositivos de protección.

Indicadores:

Corriente de arranque o pickup

Corriente de cortocircuito

1.6.2. VARIABLE DEPENDIENTE

- Selectividad del sistema de protección.

Indicadores:

Tiempo de actuación

Márgenes de coordinación

1.7. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DEL ESTUDIO

Esta investigación es significativa, pues, la adecuada coordinación de un sistema de protección en un sistema eléctrico garantiza la continuidad del suministro eléctrico.

Además de garantizar un suministro continuo para los usuarios; evita las interrupciones innecesarias en la red, a las concesionarias eléctricas beneficia económicamente con la reducción de las compensaciones económicas por mala calidad de servicio y evita procesos sancionadores de Osinergmin por incumplimiento al SAIDI y SAIFI.

Como un punto relevante adicional es que sirve como un antecedente para una investigación futura, también como manual de referencia al iniciar un estudio de coordinación de protección en los sistemas eléctricos en media tensión, por último,

sirve como base de información teórica para aquellos estudiantes e ingenieros que se dediquen a este rubro de la ingeniería “protecciones eléctricas”.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

La electricidad es un insumo sustancial para la producción de los bienes y servicios de una economía, como tal es necesario que el suministro de electricidad sea suficiente, confiable, seguro y competitivo ahora y en el futuro (Osinergmin, 2017).

(Brokering, Palma, & Vargas, 2008) define un sistema eléctrico de potencia al conjunto de instalaciones que permite generar, transportar y distribuir la energía eléctrica, con la mínima variación de su tensión y frecuencia, condiciones que permite lograr una operación adecuada y de forma normal.

En términos generales, los sistemas eléctricos de potencia se estructuran en partes o niveles (generación, transmisión y distribución); el cual la interconexión de estos niveles se realiza en las subestaciones y centros de transformación, donde, además, se localizan los dispositivos de maniobra y protección del sistema (Barrero, 2004).

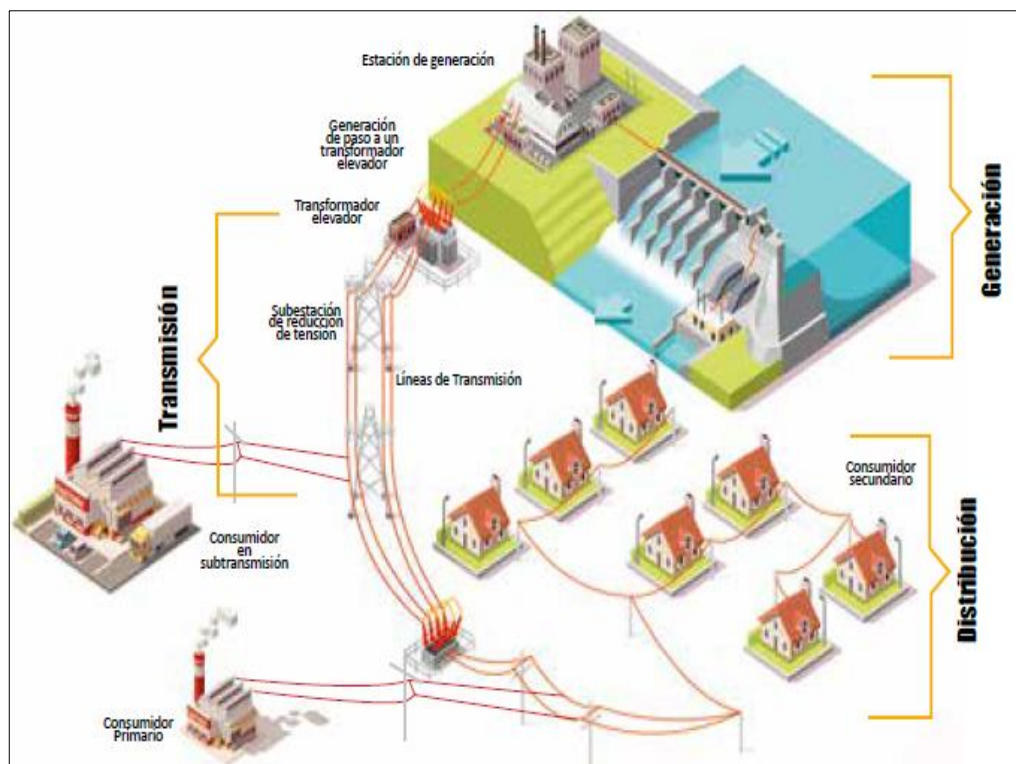


Figura II. 1: Niveles de un sistema eléctrico de potencia

Fuente: Osinergmin, 2017

2.1.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

En esta etapa del sistema eléctrico de potencia, la energía eléctrica es trasladada desde las subestaciones de distribución hacia los consumidores finales mediante redes eléctricas de media y baja tensión, pues son el medio de transporte entre el sistema de transformación y las redes de distribución secundaria (Osinergmin, 2017).

En el caso de Perú, las instalaciones de distribución pueden ser de media tensión o de baja tensión llegando a un máximo de hasta 30 kV¹, éstas se dividen en subsistema de distribución primaria (transporta la energía eléctrica a media tensión desde el sistema de transmisión, hasta el subsistema de distribución secundaria y/o conexiones para usuarios mayores) y subsistema de distribución secundaria (transporta la energía eléctrica a baja tensión para su utilización por los usuarios finales, la misma que se encuentra conformada por líneas aéreas o cables subterráneos de baja tensión) (Dammert, Molinelli, & Carbajal, 2011).

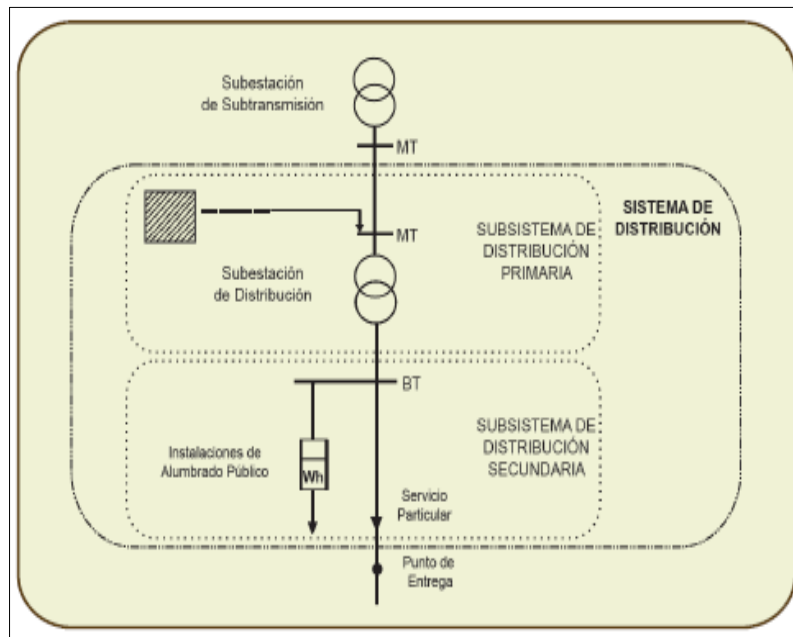


Figura II. 2: Sistema de distribución primaria y secundaria
Fuente: Dammert, Molinelli, & Carbajal, 2011

¹ Si las instalaciones cumplieran actividades de distribución eléctrica, pero con una tensión mayor a la indicada, se les llamará instalaciones de subtransmisión o de transmisión secundaria.

2.1.2. TOPOLOGÍA DE REDES

Referencia la estructura o forma en la que se organizan o distribuyen las redes de distribución eléctrica, de acuerdo con (Barrero, 2004) las redes de distribución rurales construidas casi siempre con líneas áreas suelen tener estructura o topología radial, lo cual la energía puede fluir en una solo sentido desde el principio de una línea (subestación) hasta el final (centro de transformación (CT)), mientras que en zonas urbanas e industriales, las redes suelen tener una estructura mallada, con el objetivo de tener elevado nivel de fiabilidad y seguridad en el suministro.

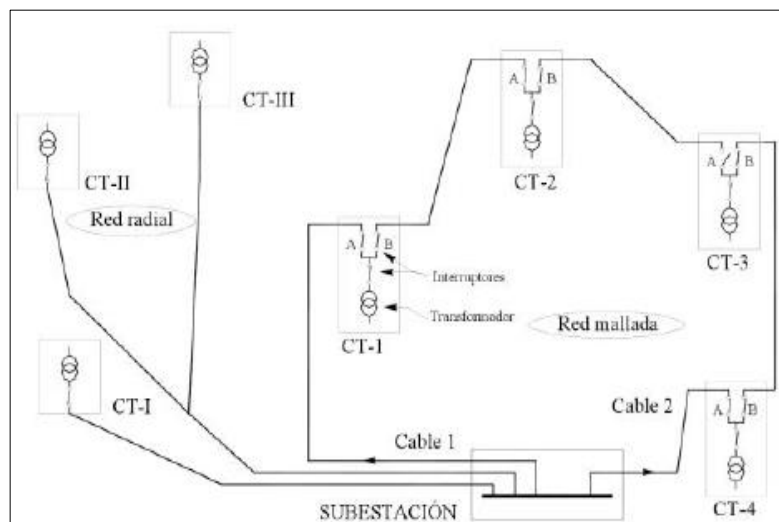


Figura II. 3: Esquema de la red de distribución en MT
Fuente: Barrero, 2004

2.1.3. ALIMENTADOR PRIMARIO TIPO RADIAL

Los alimentadores primarios de distribución o también conocidos como sistema primario de distribución son los encargados de que la energía eléctrica llegue desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. El alimentador primario de tipo radial es el más frecuentemente usado debido al diseño simple y el de mejor costo, en este tipo de diseño la magnitud de la corriente es mayor en la parte más cercana a las subestaciones de distribución y la corriente disminuye mientras más se aleje de la misma (Gutiérrez, 2007).

2.2. ANORMALIDADES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Existen distintos tipos de anomalías o defectos que pueden aparecer en cualquier elemento de un sistema eléctrico (generadores, transformadores, líneas, cables, cargas) y en cualquier nivel de tensión, MAT, AT, MT y BT, estos comúnmente son debido a, fenómenos naturales aleatorios e impredecibles.

De ahí la necesidad e importancia de los elementos y sistemas de protección a fin de cumplir con los requerimientos establecidos en un sistema eléctrico (Suárez, 2010). Así, los fenómenos principales que pueden aparecer al ocurrir anomalías según (Brand & Moncada, 1976) son:

- Aumento de la corriente, disminución o aumento del voltaje.

Él considera que los defectos o anomalías que puedan ocurrir en un sistema eléctrico se clasifican en **fallas y perturbaciones**.

Entre las fallas, las más comunes son los **cortocircuitos**, y entre otras, tenemos la **apertura de conductores**. Y entre las perturbaciones, las más frecuentes son: **sobretensiones, sobrecargas, oscilaciones y los desequilibrios**.

2.2.1. FALLA

“Es la condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de los esquemas de protecciones para no dañar los equipos” (Brand & Moncada, 1976, p. 16). La falla más común es:

CORTOCIRCUITOS

“Es la desaparición intempestiva de la aislación relativa de dos conductores de tensión diferente, alimentados de la misma fuente, sin la interposición de una impedancia” (Brand & Moncada, 1976, p. 17).

2.2.2. PERTURBACIÓN

“Es la condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga más de un tiempo prudencial” (Brand & Moncada, 1976, p. 16). Las perturbaciones más frecuentes son:

SOBRETENSIONES

(Brand & Moncada, 1976) argumenta que las sobretensiones se pueden producir por descargas atmosféricas o apertura de líneas largas de tensión, incluso pueden llegar a ser peligrosas.

SOBRECARGAS

“Una línea o un equipo se encuentra sobrecargado cuando su corriente es superior a la nominal. Las sobrecargas son sobrecorrientes, durables o breves según el caso” (Brand & Moncada, 1976, p. 18).

OSCILACIONES

(Brand & Moncada, 1976) describe que las causas más comunes de aparición de oscilaciones son: conexiones y desconexiones de circuitos del sistema producto de las variaciones de potencias (se debe a que los alternadores no toman instantáneamente el ángulo correspondiente a la carga, sino después de un par de número de oscilaciones, y en algunos casos puede perder su sincronismo).

DESEQUILIBRIOS

De acuerdo con (Brand & Moncada, 1976) los desequilibrios no provocan manifestaciones violentas, no obstante producen vibraciones y calentamientos anormales en motores, alternadores y transformadores.

2.3. ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA

El estudio de flujo de potencia o flujo de carga es el punto de partida para estudios más complejos como: el estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones. Se trata de una herramienta de análisis base para el planeamiento y diseño de futuros sistemas eléctricos en régimen permanente (Grainger & Stevenson, 2001).

Según (Carrillo, Guerrero, & Hidalgo, 1974) es una herramienta que tiene como fin proporcionar los valores de los parámetros principales de operación en un sistema eléctrico que pueden ser: voltaje en las barras, la potencia activa y reactiva, factor de potencia y corriente de circulación en cada punto de la red.

Existen programas por computadora que permiten determinar estas condiciones de operación, a través de modelos matemáticos como el de Gauss-Seidel y Newton-Raphson (Gonzalez, 2006).

Los tipos de barras en un flujo de potencia son dados por:

A) BARRA TIPO P-V O BARRA DE GENERACIÓN

Son conocidas como barras de generación, en este tipo de barra se especifica la potencia activa y el módulo de la tensión (P , $|V|$).

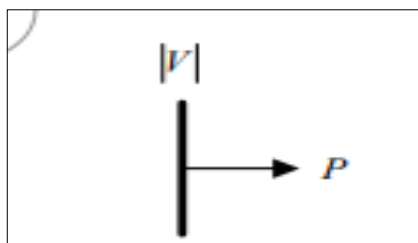


Figura II. 4: Barra P-V
Fuente: Gonzalez, 2006

B) BARRA TIPO P-Q O BARRA DE CARGA

En este tipo de barras se conocen la potencia activa y la potencia reactiva, y las incógnitas que se persiguen encontrar por el estudio de flujo de carga son ($|V|, \delta$).

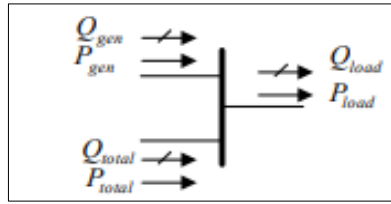


Figura II. 5: Barra P-Q
Fuente: Gonzalez, 2006

$$P_{total} = P_{gen} - P_{load} \quad (1)$$

$$Q_{total} = Q_{gen} - Q_{load} \quad (2)$$

C) BARRA TIPO SLACK, SWING, OSCILANTE O DE COMPENSACIÓN

En estos tipos de barras se especifican el $|V|$ y δ , donde δ es el ángulo de referencia del sistema y es mantenido constante durante la solución del flujo de potencia, normalmente a la barra se le asigna la unidad como referencia $|V| \angle \delta = 1 \angle 0^\circ$.

MÉTODOS DE SOLUCIÓN DE FLUJO DE CARGA

En un sistema de potencia, las ecuaciones de flujo de carga son no lineales para ello es necesario utilizar los métodos numéricos iterativos; pues realizan una serie de sucesiones infinitas de aproximaciones que deben converger a un valor único el cual sería la solución del problema (Gonzalez, 2006).

2.3.1. MÉTODO DE GAUSS-SEIDEL

Para emplear el método de Gauss-Seidel, se debe tener presente el tipo de barra considerado en un sistema de potencia (Gonzalez, 2006).

- **Para la Barra P-Q**, donde se conoce la potencia activa y reactiva que se inyectan a la barra, las incógnitas $|V|$ y δ de la barra, pueden ser encontrados bajo la siguiente ecuación:

$$V_k^{(i+1)} = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{[V_k^{(i)}]^*} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n Y_{kj} V_j^{(i)} \right] \quad (3)$$

Para que se cumpla este método, la sumatoria debe ser ordenadamente:

$$V_k^{(i+1)} = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{[V_k^{(i)}]^*} + \sum_{j=1}^{k-1} Y_{kj} V_j^{(i+1)} + \sum_{j=k+1}^n Y_{kj} V_j^{(i)} \right] \quad (4)$$

Donde para:

$j < k$: V_j utilizado es $V_j^{(i+1)}$

$j > k$: V_j utilizado es $V_j^{(i)}$

Para cada iteración se verifica la convergencia, verificando la distancia entre dos valores calculados consecutivos:

$$\|V^{(k+1)} - V^{(k)}\| \leq \varepsilon \quad (5)$$

- **Para la barra P-V**, es necesario determinar inicialmente la potencia reactiva total inyectada, para lo cual se utiliza un proceso iterativo:

$$Q_k^{(i+1)} = -Im \left\{ (V_k^{(i)})^* \left[\sum_{j=1}^{k-1} Y_{kj} V_j^{(i+1)} + \sum_{j=k+1}^n Y_{kj} V_j^{(i)} \right] \right\} \quad (6)$$

Donde para:

$j < k$: V_j utilizado es $V_j^{(i+1)}$

$j > k$: V_j utilizado es $V_j^{(i)}$

Ahora se procede a determinar el voltaje de la barra:

$$V_k^{(i+1)} = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{[V_k^{(i)}]^*} + \sum_{j=1}^{k-1} Y_{kj} V_j^{(i+1)} + \sum_{j=k+1}^n Y_{kj} V_j^{(i)} \right] \quad (7)$$

Donde para:

$j < k$: V_j utilizado es $V_j^{(i+1)}$

$j > k$: V_j utilizado es $V_j^{(i)}$

- **Para la Barra Slack**, no ameritan cálculo alguno, ya que el módulo y ángulo de la tensión en la barra son especificados. Una vez conocida la tensión en todas las barras se puede determinar la corriente en los enlaces y los flujos de potencia:

$$I_{ij} = Y_{ij}(V_i - V_j) \quad (8)$$

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* \quad (9)$$

$$P_{ij} = \text{Re}\{V_i I_{ij}^*\} \quad (10)$$

$$Q_{ij} = \text{Im}\{V_i I_{ij}^*\} \quad (11)$$

2.3.2. MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

En las ecuaciones de potencia en coordenadas rectangulares se observa que, para cada barra, se tienen incógnitas (P_k y Q_k) parte real e imaginaria de la tensión en la barra (a_k y b_k). Para la aplicación de este método es necesario conocer el valor de la función como una constante.

$$c - c^{(i)} = [J^{(i)}]\Delta x^{(i)} \quad (12)$$

$$\Delta c = c - c^{(0)} \quad (13)$$

En las barras tipo P-Q las variables serán la parte real e imaginaria de la tensión, y en el caso de las barras tipo P-V la potencia total inyectada a la barra y el módulo de la tensión son conocidos. Por tanto, las ecuaciones requeridas son:

$$P_k = G_{kk}|V_k|^2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n (G_{kj}a_j + B_{kj}b_j) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n b_k(G_{kj}b_j - B_{kj}a_j) \quad (14)$$

$$Q_k = B_{kk}|V_k|^2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n a_{kk}(B_{kj}a_j - G_{kj}b_j) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n b_k(G_{kj}a_j + B_{kj}b_j) \quad (15)$$

$$|V_k^{(i)}| = \sqrt{[a_k^{(i)}]^2 + [b_k^{(i)}]^2} \quad (16)$$

Para los cálculos en el estudio de flujo de potencia se tiene:

$$c - f(x^{(i)}) = \Delta P \text{ o } \Delta Q \text{ o } \Delta |V|^2 \quad (17)$$

Donde:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k^{calc}$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k^{calc}$$

$$|V_k|^2 = [V_k^{esp}]^2 - [V_k^{calc}]^2$$

P_k^{esp} : Potencia activa total inyectada en la barra k especifi. (barra PQ o PV)

P_k^{calc} : Potencia calculada

Q_k^{esp} : Potencia reactiva total inyectada en la barra k especificada (barra PQ)

Q_k^{calc} : Potencia reactiva calculada

$|V_k^{esp}|$: Módulo del voltaje especificada (barra PV)

$|V_k^{calc}|$: Módulo del voltaje calculado

En el caso de un sistema de n barras, el problema consta de (2n-1) ecuaciones con (n-1) incógnitas. En el estudio de flujo de carga es preciso que una barra del sistema sea del tipo oscilante o de compensación.

Suponga que la barra 1 es la barra de compensación o slack bus y que de las n barras del sistema p son del tipo PV. El sistema de ecuaciones de flujo de carga que pueden ser planteadas son:

$$\Delta P_2 = \frac{\partial P_2}{\partial a_2} \Delta a_2 + \frac{\partial P_2}{\partial a_3} \Delta a_3 + \dots + \frac{\partial P_2}{\partial a_n} \Delta a_n + \frac{\partial P_2}{\partial b_2} \Delta b_2 + \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \Delta b_3 + \dots + \frac{\partial P_2}{\partial b_n} \Delta b_n \quad (18)$$

$$\Delta P_3 = \frac{\partial P_3}{\partial a_2} \Delta a_2 + \frac{\partial P_3}{\partial a_3} \Delta a_3 + \dots + \frac{\partial P_3}{\partial a_n} \Delta a_n + \frac{\partial P_3}{\partial b_2} \Delta b_2 + \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \Delta b_3 + \dots + \frac{\partial P_3}{\partial b_n} \Delta b_n \quad (19)$$

⋮

$$\Delta P_n = \frac{\partial P_n}{\partial a_2} \Delta a_2 + \frac{\partial P_n}{\partial a_3} \Delta a_3 + \dots + \frac{\partial P_n}{\partial a_n} \Delta a_n + \frac{\partial P_n}{\partial b_2} \Delta b_2 + \frac{\partial P_n}{\partial b_3} \Delta b_3 + \dots + \frac{\partial P_n}{\partial b_n} \Delta b_n \quad (20)$$

$$\Delta Q_2 = \frac{\partial Q_2}{\partial a_2} \Delta a_2 + \frac{\partial Q_2}{\partial a_3} \Delta a_3 + \dots + \frac{\partial Q_2}{\partial a_n} \Delta a_n + \frac{\partial Q_2}{\partial b_2} \Delta b_2 + \frac{\partial Q_2}{\partial b_3} \Delta b_3 + \dots + \frac{\partial Q_2}{\partial b_n} \Delta b_n \quad (21)$$

$$\Delta Q_3 = \frac{\partial Q_3}{\partial a_2} \Delta a_2 + \frac{\partial Q_3}{\partial a_3} \Delta a_3 + \dots + \frac{\partial Q_3}{\partial a_n} \Delta a_n + \frac{\partial Q_3}{\partial b_2} \Delta b_2 + \frac{\partial Q_3}{\partial b_3} \Delta b_3 + \dots + \frac{\partial Q_3}{\partial b_n} \Delta b_n \quad (22)$$

⋮

$$\Delta Q_n = \frac{\partial Q_n}{\partial a_2} \Delta a_2 + \frac{\partial Q_n}{\partial a_3} \Delta a_3 + \dots + \frac{\partial Q_n}{\partial a_n} \Delta a_n + \frac{\partial Q_n}{\partial b_2} \Delta b_2 + \frac{\partial Q_n}{\partial b_3} \Delta b_3 + \dots + \frac{\partial Q_n}{\partial b_n} \Delta b_n \quad (23)$$

$$\begin{aligned} \Delta |V_k|^2 = & \frac{\partial |V_k|^2}{\partial a_2} \Delta a_2 + \frac{\partial |V_k|^2}{\partial a_3} \Delta a_3 + \dots + \frac{\partial |V_k|^2}{\partial a_n} \Delta a_n + \frac{\partial |V_k|^2}{\partial b_2} \Delta b_2 + \frac{\partial |V_k|^2}{\partial b_3} \Delta b_3 \\ & + \dots + \frac{\partial |V_k|^2}{\partial b_n} \Delta b_n \end{aligned} \quad (24)$$

$$\begin{aligned} \Delta |V_h|^2 = & \frac{\partial |V_h|^2}{\partial a_2} \Delta a_2 + \frac{\partial |V_h|^2}{\partial a_3} \Delta a_3 + \dots + \frac{\partial |V_h|^2}{\partial a_n} \Delta a_n + \frac{\partial |V_h|^2}{\partial b_2} \Delta b_2 + \frac{\partial |V_h|^2}{\partial b_3} \Delta b_3 \\ & + \dots + \frac{\partial |V_h|^2}{\partial b_n} \Delta b_n \end{aligned} \quad (25)$$

Nótese que la primera barra PQ es la 2 y la última es la j y la primera barra PV es la k y la última es la h.

Por lo que este sistema de ecuaciones puede ser escrito en forma matricial, denotado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta P \\ \Delta |V|^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \\ J_5 & J_6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta a \\ \Delta b \end{bmatrix} \quad (26)$$

Donde las expresiones genéricas de cada sub-matriz del Jacobiano J_1, \dots, J_6 son:

J_1 :

$$\frac{\partial P_k}{\partial a_k} = 2a_k G_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n (G_{kj} a_j + B_{kj} b_j) \quad (27)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial a_j} = G_{kj} a_k - B_{kj} b_k \quad (28)$$

J_2 :

$$\frac{\partial P_k}{\partial b_k} = 2b_k G_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n (G_{kj} b_j - B_{kj} a_j) \quad (29)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial b_j} = B_{kj} a_k + G_{kj} b_k \quad (30)$$

J_3 :

$$\frac{\partial Q_k}{\partial a_k} = 2a_k B_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n (B_{kj} a_j - G_{kj} b_j) \quad (31)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial a_j} = B_{kj} a_k + G_{kj} b_k \quad (32)$$

J_4 :

$$\frac{\partial Q_k}{\partial b_k} = 2b_k B_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n (G_{kj} a_j - B_{kj} b_j) \quad (33)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial b_j} = B_{kj} b_k - G_{kj} a_k \quad (34)$$

J_5 :

$$\frac{\partial |V_k|^2}{\partial a_k} = 2a_k \quad (35)$$

$$\frac{\partial |V_k|^2}{\partial a_j} = 0 \quad (36)$$

$J_6 :$

$$\frac{\partial |V_k|^2}{\partial b_k} = 2b_k \quad (37)$$

$$\frac{\partial |V_k|^2}{\partial b_j} = 0 \quad (38)$$

2.4. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

El estudio de cortocircuito se fundamenta en el cálculo o determinación de las magnitudes de las corrientes de falla y las respuestas de cada uno de los elementos de protección a esta falla, características que permiten el diseño, ajustes del sistema de protección en cada nivel de tensión del sistema eléctrico (COES SINAC, 2014).

Las corrientes de cortocircuito pueden producir daños térmicos o mecánicos, dependiendo del periodo de tiempo de falla en el sistema, puede ser falla temporal (interrupción breve) o falla permanente (desenergiza la línea para corregir y restablecer el servicio); por lo que es necesario aislar lo más pronto posible las fallas en el sistema, mediante aperturas de las protecciones correspondientes.

Las causas de la aparición de cortocircuito son múltiples, la mayoría (70 a 80% del total) se originan por descargas atmosféricas, rotura de conductores o aisladores, golpe de un vehículo o caída de ramas de un árbol, aislantes envejecidos o dañados incapaces de soportar las sobretensiones, maniobras equivocadas, etc. (Brokering, Palma, & Vargas, 2008).

Por lo que (Enríquez, 1993) menciona lo importante de realizar estudios de cortocircuito en un sistema eléctrico, desde la generación hasta la utilización de la ener-

gía eléctrica, pues brinda información que permite:

- Calcular las corrientes de cortocircuito para diferentes tipos de fallas en distintos puntos de la red permitiendo especificar los elementos de protección, base fundamental de la investigación.
- Determinar las potencias de cortocircuito en los términos del inciso anterior para la especificación y coordinación de protecciones.

Principalmente con el fin de:

- Determinar las características de los elementos de desconexión de las corrientes de cortocircuito como: interruptores, fusibles, restauradores y fusibles de potencia principalmente.
- Realizar un estudio para la selección y coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito, objetivo fundamental de la investigación.

2.4.1. FALLAS DE CORTOCIRCUITO

De acuerdo con (Brokering, Palma, & Vargas, 2008) las fallas de cortocircuito son los defectos provocados por un contacto entre conductores, o entre un conductor y tierra, originando grandes magnitudes de corrientes, que pueden causar daños térmicos y dinámicos a los elementos o equipos del sistema eléctrico.

Existen dos tipos de fallas: fallas de cortocircuito o llamadas en paralelo, y fallas de circuito abierto por conductores rotos o llamados fallas en serie.

En las redes de distribución, es necesario determinar los valores máximos y mínimos de corriente de falla, especialmente en los puntos de seccionamiento ya que ayudan a seleccionar los elementos de protección.

(Gonen, 2014) menciona que, para establecer la corriente de falla máxima o mínima en un punto del sistema de distribución se debe contemplar los siguientes escenarios:

MÁXIMA CORRIENTE DE FALLA

- Todos los generadores deben estar conectados y en servicio.
- Se consideran fallas francas o atornilladas, es decir las impedancias de fallas son 0Ω .
- Carga máxima del sistema, la demanda debe estar en su valor máximo.

MÍNIMA CORRIENTE DE FALLA

- El número de generadores conectados es mínimo.
- No se consideran fallas francas o atornilladas, es decir las impedancias de fallas no son 0Ω , sino entre 0Ω y 40Ω .
- Carga mínima del sistema, la demanda debe estar en su valor mínimo.

(Brokering, Palma, & Vargas, 2008) menciona que las fallas de cortocircuito en un sistema eléctrico pueden ser:

- **Fallas monofásicas**, ocurre cuando una fase entra en contacto con la tierra o el neutro del sistema; son fallas severas y frecuentes, 70 a 80% de los casos.

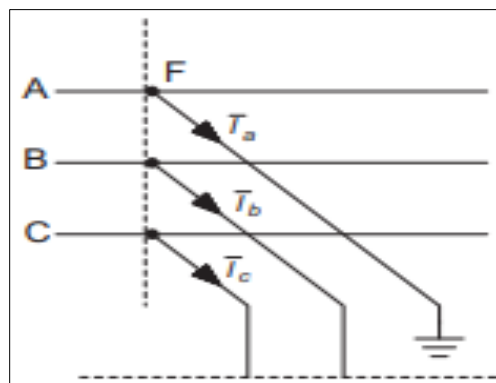


Figura II. 6: Falla monofásica a tierra
Fuente: Bamber, Darby, & Harding, 2011

- **Fallas bifásicas**, ocurre cuando dos fases entran en contacto o las mismas con la tierra del sistema; son de ocurrencia excepcional.

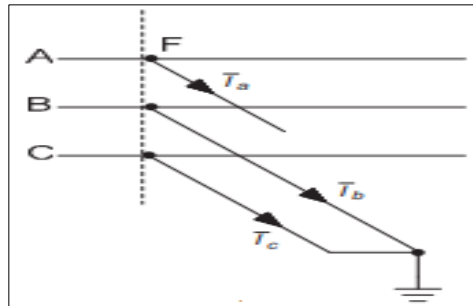


Figura II. 7: Falla bifásica a tierra
Fuente: Bamber, Darby, & Harding, 2011

- **Fallas trifásicas**, ocurre cuando las tres fases entran en contacto o las mismas con la tierra del sistema, son fallas severas y menos frecuente, 7 al 8% del total.

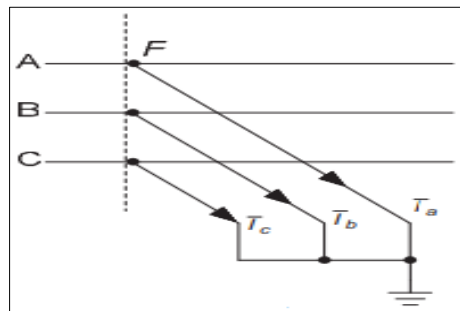


Figura II. 8: Falla trifásica a tierra
Fuente: Bamber, Darby, & Harding, 2011

Existen diferentes métodos de análisis de cortocircuito sea para sistemas trifásicos simétricos (fallas trifásicas) o sistemas trifásicos asimétricos (fallas bifásicas o monofásicas). A continuación, se menciona el método más utilizado:

2.4.2. MÉTODO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

De acuerdo con (Nasar, 1991) es el método aplicado para analizar cortocircuitos asimétricos en sistemas trifásicos desbalanceados y fue desarrollado por C. L. Fortescue. Suponga un conjunto de fasores desequilibrados trifásicos V_a , V_b y V_c , según Fortescue, estos voltajes pueden ser separados en tres conjuntos de componentes simétricos denominados componentes de secuencia positiva,

secuencia negativa y secuencia cero, designados con el subíndice 1, 2 y 0 respectivamente.

En general, todo sistema trifásico desequilibrado se puede expresar como la suma de los tres sistemas o secuencia: positiva, negativa o cero.

a) Sistema directo o de secuencia positiva

“Es un sistema trifásico equilibrado que puede representarse por tres fasores de igual módulo, que forman un ángulo entre dos fasores consecutivos de 120° y que tienen una secuencia de fase de a, b, c” (Viqueira, 2010, p. 19).

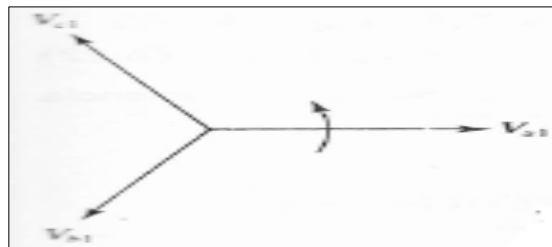


Figura II. 9: Componentes de secuencia positiva
Fuente: Nasar, 1991

b) Sistema inverso o de secuencia negativa

“Es un sistema trifásico equilibrado que puede representarse por tres fasores de igual módulo, que forman un ángulo entre dos fasores consecutivos de 120° y que tiene una secuencia de fase a, c, b” (Viqueira, 2010, p. 19).

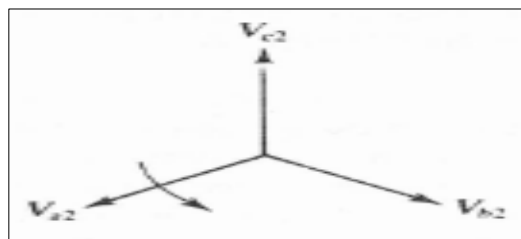


Figura II. 10: Componentes de secuencia negativa
Fuente: Nasar, 1991

c) Sistema homopolar o de secuencia cero

“Es un sistema trifásico que puede representarse por tres fasores de igual módulo y en fase” (Viqueira, 2010, p. 20).



Figura II. 11: Componentes de secuencia cero
Fuente: Nasar, 1991

Quedando el sistema desequilibrado dividido en sus componentes simétricas:

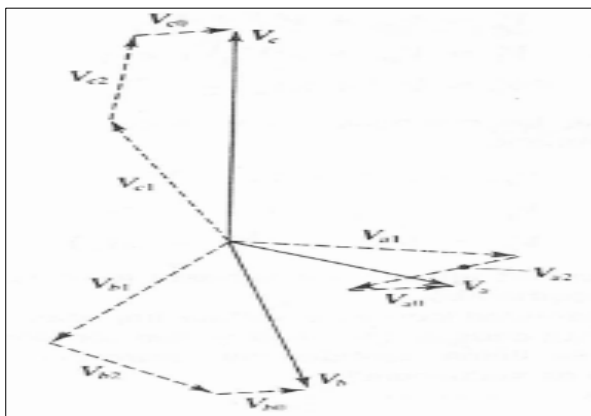


Figura II. 12: Sistema desequilibrado dividido en componentes simétricas
Fuente: Nasar, 1991

Donde:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (39)$$

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} \quad (40)$$

$$V_c = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2} \quad (41)$$

Ahora, en los análisis de estas componentes es necesario introducir un operador a , de modo que cuando un fasor es multiplicado por a , el fasor gira 120° en sentido contrario al de las manecillas del reloj, de igual forma si es multiplicado por $a^2 = 1 \angle 120^\circ \times 1 \angle 120^\circ = 1 \angle 240^\circ$, el fasor giraría 240° . El operador a se define como un número complejo de módulo uno y ángulo de 120° .

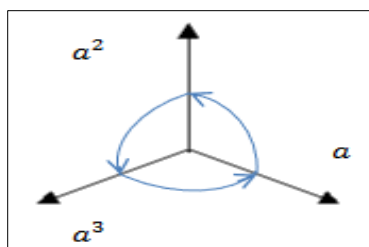


Figura II. 13: Operador a
Fuente: Aguilar & García, 2014

Donde:

$$a = 1\angle 120^\circ = -0.5 + j0.866 \quad (42)$$

$$a^2 = 1\angle 240^\circ = -0.5 - j0.866 \quad (43)$$

$$a^3 = 1\angle 360^\circ = 1\angle 0^\circ \quad (44)$$

$$1 + a + a^2 = 0 \quad (45)$$

(Nasar, 1991) deduce que, utilizando estas propiedades, se puede reformular las ecuaciones de las componentes de una secuencia dada en términos de cualquier componente elegida. De tal manera que:

$$V_{b1} = a^2 V_{a1} \quad (46)$$

$$V_{c1} = a V_{a1} \quad (47)$$

$$V_{b2} = a V_{a2} \quad (48)$$

$$V_{c2} = a^2 V_{a2} \quad (49)$$

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} \quad (50)$$

Por lo tanto:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (51)$$

$$V_b = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2} \quad (52)$$

$$V_c = V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2} \quad (53)$$

Simplificado las ecuaciones de las fases trifásicas desequilibradas en las componentes de secuencia en términos de una sola fase en este caso, la fase a (V_{a0}, V_{a1}, V_{a2}), con el fin de suprimir el subíndice a y ahora denotarse estos tres componentes como (V_0, V_1, V_2). De las ecuaciones (81), (82) y (83) se deduce:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (54)$$

Definiendo los vectores siguientes V_p, V_s y la matriz A de la ecuación 84:

$$V_p = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (55)$$

$$V_s = \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (56)$$

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (57)$$

Donde V_p y V_s son los vectores columnas de los voltajes de fase y voltajes de secuencia respectivamente y A una matriz de transformación de 3x3 Quedando:

$$V_p = AxV_s \quad (58)$$

La inversa de la matriz A es:

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (59)$$

Transformado la ecuación (88), se obtiene:

$$V_s = A^{-1}xV_p \quad (60)$$

Utilizando las ecuaciones (85), (86) y (87), la ecuación (90) se convierte:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (61)$$

Resolviendo las matrices de la ecuación (91), las componentes de secuencia se pueden expresar en base a cada fase del sistema desequilibrado, como:

$$V_0 = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (62)$$

$$V_1 = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (63)$$

$$V_2 = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (64)$$

Las ecuaciones iguales a (81) al (83) y del (92) al 94), también se aplican a corrientes.

2.4.3. ANÁLISIS DE FALLAS MEDIANTE COMPONENTES SIMÉTRICAS

Falla Trifásica:

“Al ser un sistema equilibrado, para su cálculo solo es necesario utilizar la red de secuencia directa” (Mujal, 2014, p. 18).

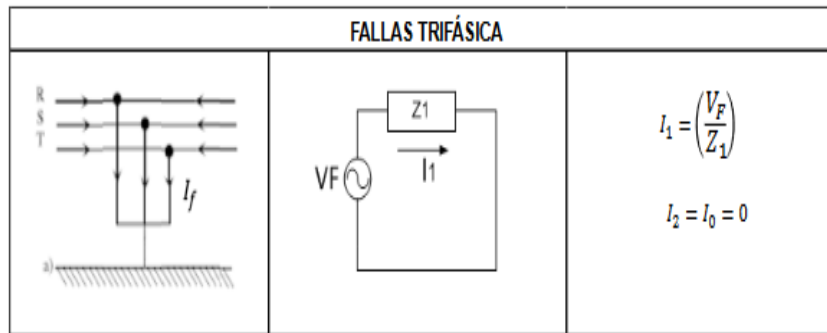


Figura II. 14: Análisis de falla de cortocircuito trifásico
Fuente: Ramírez, 2018

Falla bifásica sin contacto a tierra:

“Al presentarse en dos de las tres fases del sistema, este cortocircuito ya no es equilibrado y, por tanto, para su cálculo es preciso utilizar tanto la red de secuencia directa como la red de secuencia inversa” (Mujal, 2014, p. 19).

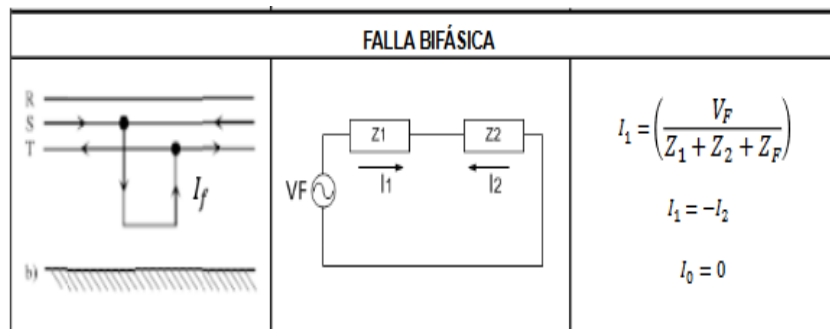


Figura II. 15: Análisis de falla de cortocircuito bifásico sin contacto a tierra
Fuente: Ramírez, 2018

Falla bifásica con contacto a tierra:

“Ante este fallo, es necesario considerar, además de las redes de secuencia directa e inversa, la red de secuencia homopolar” (Mujal, 2014, p. 19).

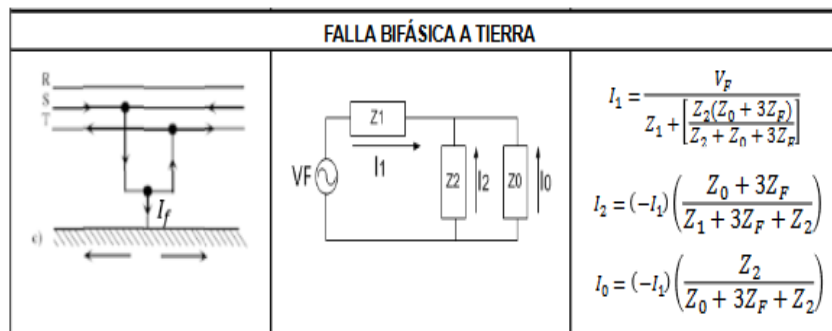


Figura II. 16: Análisis de falla de cortocircuito bifásico con contacto a tierra
Fuente: Ramírez, 2018

Falla monofásica:

“Para su cálculo, al tratarse de un cortocircuito desequilibrado y con pérdida de energía, son necesarios las tres redes de secuencia (directa, inversa y homopolar)” (Mujal, 2014, p. 19).

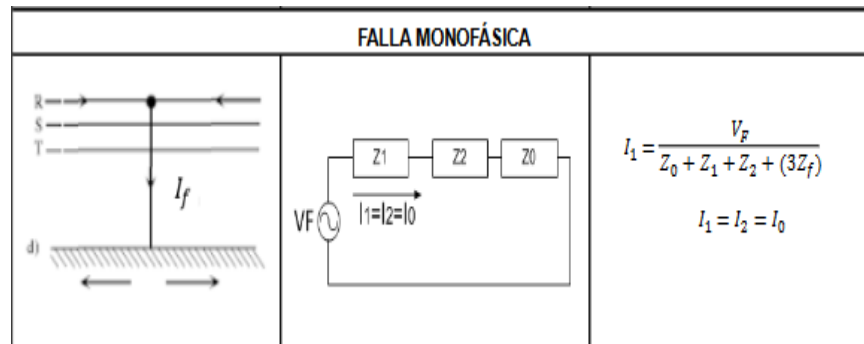


Figura II. 17: Análisis de falla de cortocircuito monofásico
Fuente: Ramírez, 2018

2.5. SISTEMA DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA

El objeto principal de un sistema eléctrico es poder mantener un alto nivel la continuidad del servicio prestado a los usuarios finales, pues debe contar con los dispositivos que sean capaces de detectar las condiciones anormales que se puedan presentar en el sistema, iniciando acciones correctoras para minimizar en lo posible los tiempos y magnitud de los cortes de servicio.

El conjunto de estos dispositivos se le denomina Sistema de Protección y a la actuación de estas, protecciones de sistemas eléctricos (Valderrama, s.f.).

Según (Ramírez, 2003) los objetivos generales de un sistema de protección se resumen:

- Proteger efectivamente a las personas y los equipos.
- Reducir la influencia de las fallas sobre las líneas y equipos.
- Cubrir de manera ininterrumpida el sistema de eléctrico, estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.
- Causar la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema eléctrico sufre un cortocircuito, y volver a operar luego de levantar la falla.

2.5.1. CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

De acuerdo con (Ramírez, 2003) las características generales de un sistema de protección son:

- a) **Selectividad:** Mantener la continuidad del suministro desconectando una sección mínima del circuito para aislar la falla.
- b) **Confiabilidad:** Realizar su función correctamente cuando se le requiere evitando la operación innecesaria o incorrecto durante las fallas.
- c) **Seguridad:** Debe garantizar la operación en todos los casos que se requiera.
- d) **Rapidez:** Operar en el tiempo mínimo posible luego de ocurrido la falla.
- e) **Sensibilidad:** Detectar fallas temporales o permanentes y diferenciarlas así estén en puntos muy alejados del interruptor principal del circuito.
- f) **Economía:** Máxima protección a costo mínimo.
- g) **Simplicidad:** Equipo y circuitería mínima para garantizar la certeza de operación correcta del sistema de protección.

2.5.2. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

(Latorre, 2007) plante que la operación de un sistema de protección se basa en la realización de las funciones básicas mostradas en el siguiente esquema:

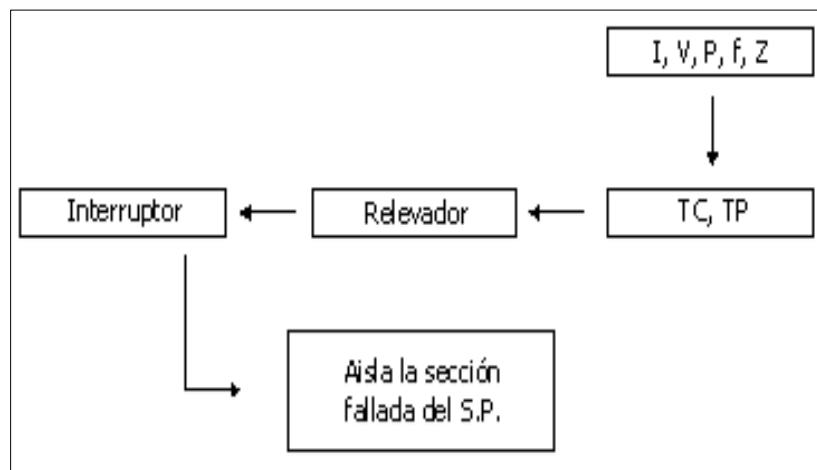


Figura II. 18: Esquema de las funciones básicas de un sistema de protección
Fuente: Ramírez, 2003

Dicha operación inicia con la toma de lectura de los indicadores eléctricos de la red (I, V, P, f, Z) mediante los transformadores de medida (TC y TP), e inyectan estas cantidades a los relés de protección, estos las examinan y cuando detectan que se separan de los valores preestablecidos (indicando presencia de una falla), inician la acción correctora y ordenan la apertura de los interruptores (sonando alarmas u ordenando acciones en otros puntos del sistema), de manera que aíslan la falla del circuito tan rápido como sea posible (Valderrama, s.f.).

2.6. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Todo circuito en los sistemas de distribución deberá estar protegido contra efectos de las sobrecorrientes que puedan presentarse eventualmente en el mismo, para lo cual su sistema de protección deberá ser dimensionada correctamente para su actuación ante estos tipos de defectos.

Como plantea (Ramírez, 2018) las redes de distribución radiales están integradas, regularmente por todos o parte de los elementos mostrados y descritos a cotinuación:

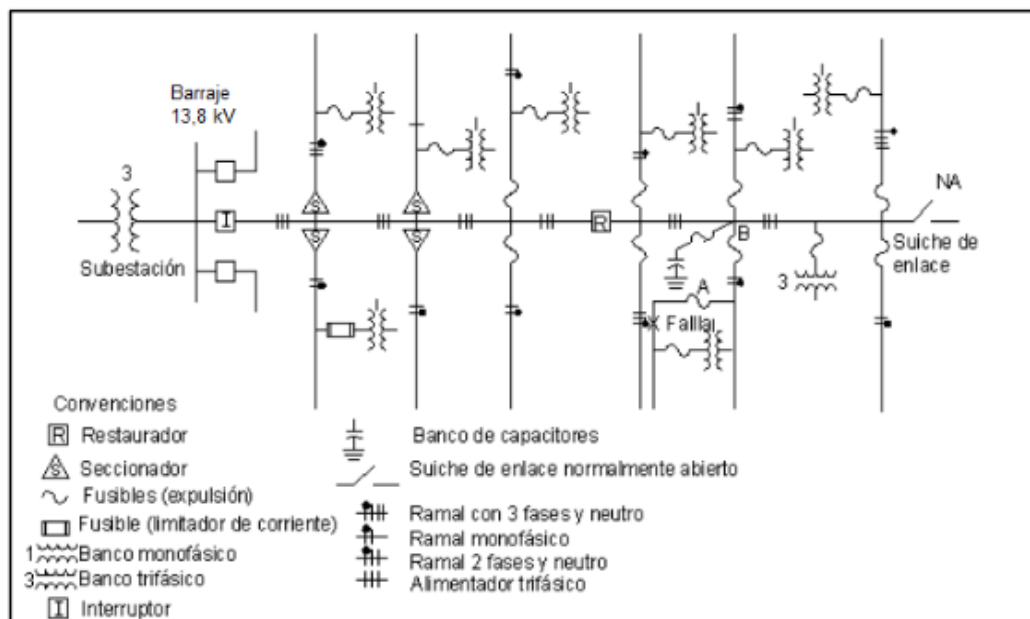


Figura II. 19: Diagrama unifilar de un alimentador de distribución radial
Fuente: Ramírez, 2003

Estos dispositivos de protección tendrán que detectar las condiciones anormales en la operación de su sistema eléctrico y tomar en forma automática las medidas del caso para restablecer la operación normal.

En las redes aéreas de un alimentador de distribución se presentan fallas temporales como permanentes, aproximadamente el 75 al 90% del número total de fallas son de naturaleza temporal y causa una interrupción momentánea en el punto de falla, mientras que las fallas permanentes son aquellas que requieren de reparaciones o mantenimientos antes de restablecerse el servicio en la zona de falla. Para ello es la importancia de la utilización de un sistema de protección que cuente con los equipos requeridos así como los criterios de ajuste entre estos, para que exista una buena coordinación y puedan liberar tanto las fallas temporales como permanentes (Gutiérrez, 2007).

2.7. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

(Valderrama, s.f.) plantea que en los sistemas de distribución se usa gran variedad de dispositivos de protección, como son: los fusibles, reconectadores, seccionalizadores, relés de sobrecorriente, relés direccionales y relés de recierre.

2.7.1. FUSIBLE

(Ramírez, 2003) describe a los fusibles como los dispositivos más usados para protección de sobrecorriente en sistemas de distribución; debido a su sencillo funcionamiento. Estos se componen de un elemento sensible al paso de la corriente (alambre o cinta), el cual se funde e interrumpe al superar valores determinados. Sus principales funciones son:

- Sentir cualquier subida de corriente en el sistema protegido.
- Interrumpir sobrecorrientes.

En redes de distribución los fusibles más utilizados son el tipo expulsión, estos van colocadas en cajas cortocircuito fusibles de soporte que cumple la función de interrumpir el arco y servir como seccionador de maniobra (Cut-Out).

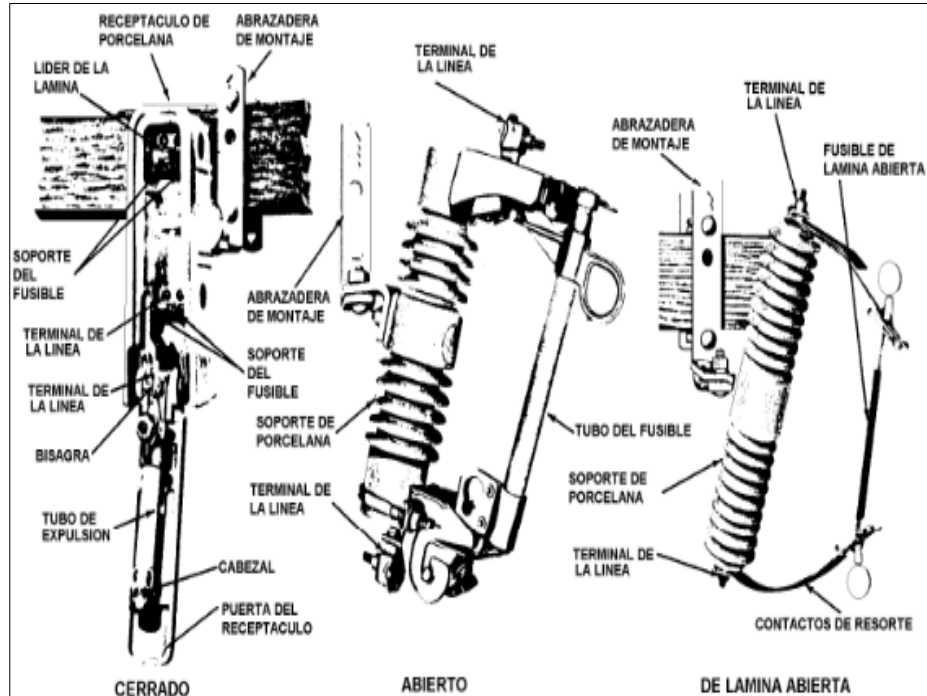


Figura II. 20: Cortocircuito fusible

Fuente: Valderrama, s.f.

Estos tipos de fusibles se caracterizan por usar elementos relativamente cortos para detectar fallas de sobrecorriente e iniciar la interrupción de flujo de potencia (Valderrama, s.f.). Según la norma EEI-NEMA, los fusibles de expulsión son de dos tipos: rápidos y lentos, designados por las letras K y T, respectivamente. Definición basada en la siguiente ecuación de relación de velocidad: (Ramírez, 2003).

$$\text{Relacion de velocidad} = \frac{I \text{ de fusión a } 0.1s}{I \text{ de fusión a } 300s}, \text{ para fusibles } < 100A \quad (65)$$

$$\text{Relacion de velocidad} = \frac{I \text{ de fusión a } 0.1s}{I \text{ de fusión a } 600s}, \text{ para fusibles } > 100A \quad (66)$$

Los fusibles lentos T, tienen relación de velocidad entre 10 y 13.

Los fusibles rápidos K, tienen relación de velocidad entre 6 y 8.

En la gráfica siguiente se observa la comparación entre ambos fusibles, que para una misma magnitud de corriente (100A), el fusible 10T realiza el despeje a 0.6835s, mientras que el fusible 10K lo hace 0.2545, siendo el fusible tipo K, más efectivo (Ramírez, 2018).

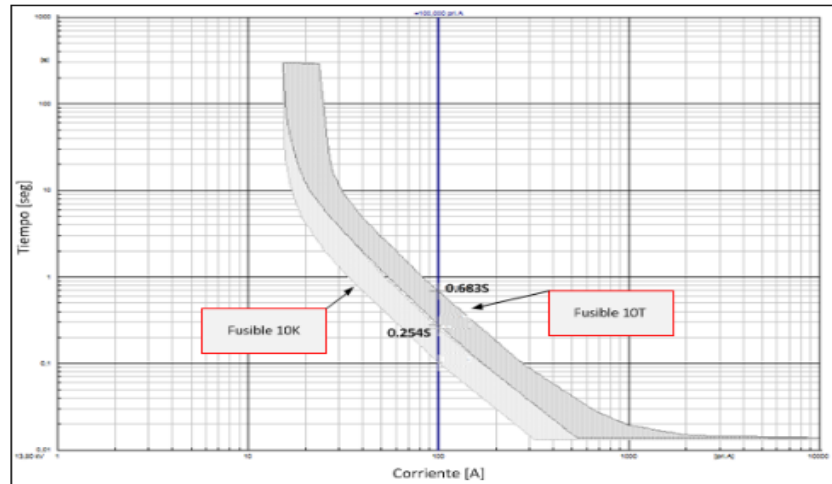


Figura II. 21: Curvas características tiempo-corriente, fusible tipo K y T
Fuente: Ramírez, 2018

En sistemas de distribución la norma (RAE8-005, 2011) recomienda utilizar para la protección de transformadores de distribución los fusibles tipo K, mientras que para ramales o derivaciones los fusibles tipo T.

2.7.2. RECONECTADOR AUTOMÁTICO (RECLOSER)

Es un dispositivo que detecta una condición anormal (sobrecorriente) o falla temporal e interrumpe automáticamente el flujo, luego transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, y energiza el circuito protegido.

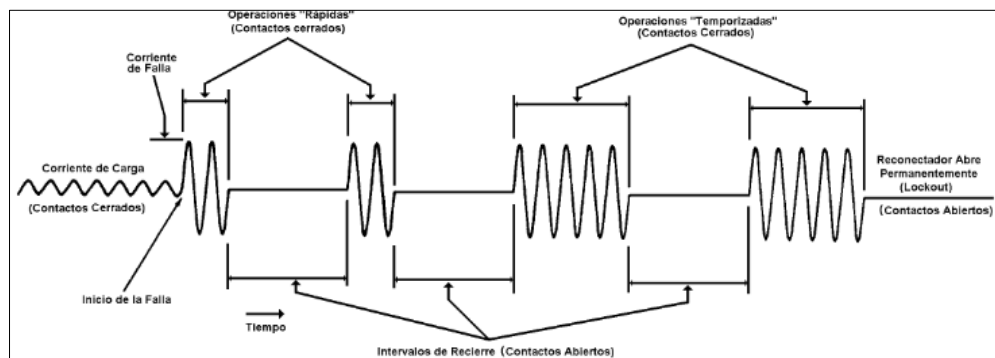


Figura II. 22: Características de operación de un reconector
Fuente: Valderrama, s.f.

Los reconectores tienen diferentes curvas características de tiempo inverso, lo que permite escoger la adecuada para cualquier caso de coordinación; las curvas para la selectividad son las “**curvas lentas**”, mientras que las para salvar equipos fusibles ante fallas temporales son las “**curvas rápidas**” (Valderrama, s.f.).

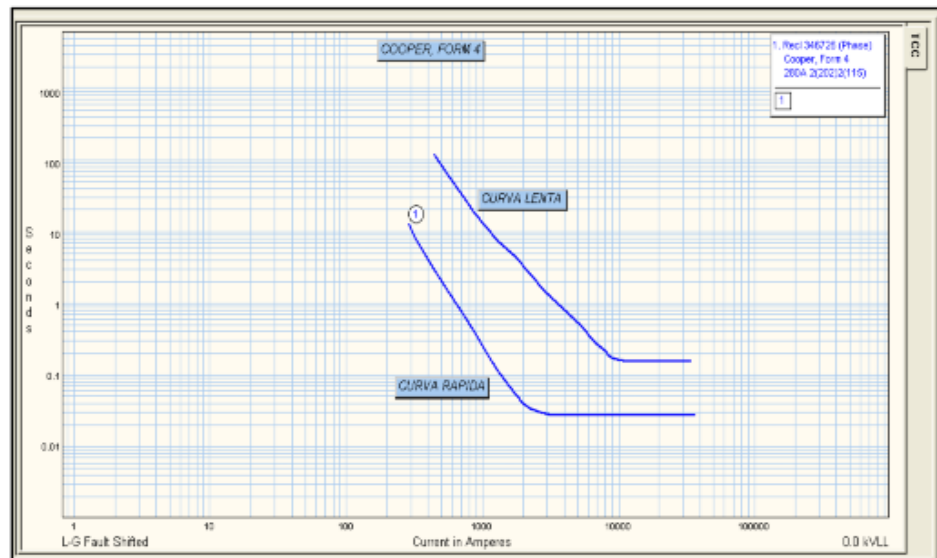


Figura II. 23: Curva de un reconnector Cooper Form 4
Fuente: SYNERGEE ELECTRICAL 3.8

Generalmente la secuencia de actuación se compone de cuatro operaciones, después de la cuarta operación de apertura, queda en posición de Lockout (abierto definitivamente), la rapidez de cada operación se puede ajustar estableciendo en el recloser que curva domina la primera apertura, la segunda y así hasta la cuarta (Ramírez, 2003). Los modos de operación de los reconectores pueden ser: **monofásicos** o **trifásicos**, su uso ya depende de las redes de distribución existente donde se quiera ubicar.

Y de acuerdo a lugares de instalación, pueden operar:

- En subestaciones que alimentan circuitos primarios.
- Sobre troncales para seccionarla e impedir que salga de servicio todo un alimentador cuando se presenta una falla al extremo del mismo.

- En puntos donde se tienen derivaciones importantes.

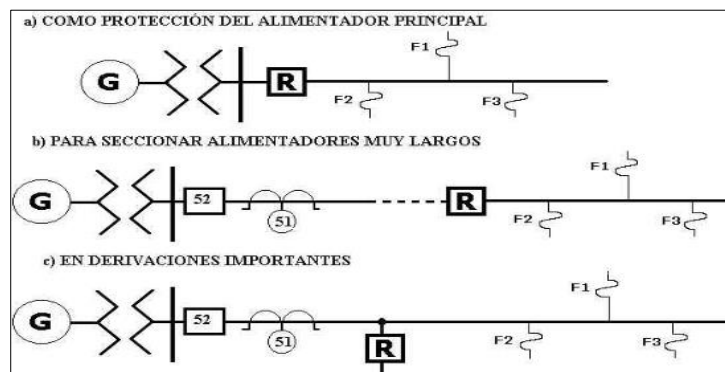


Figura II. 24: Aplicación de los reconectores
Fuente: Valderrama, s.f.

Y los factores de aplicación de los reconectores son:

- Tensión del sistema.
- Máxima corriente de falla en el punto a instalar.
- Máxima corriente de falla en la zona de protección.
- Coordinación con otros dispositivos de protección.

2.7.3. RELÉ DE SOBRECORRIENTE

De los dispositivos de protección descrito anteriormente, el relé es la cabeza del sistema de protección, no solo porque controla la operación de los interruptores para el recierre del circuito ante una falla, sino también identifica la corriente de fallo y temporiza para su despeje inmediato.

Estos dispositivos se pueden identificar haciendo uso de números, letras y combinaciones entre ellas, sean en planos o diagramas, por ejemplo: “50: relé instantáneo”, “N: localizado en el neutro” (50N, relé instantáneo de neutro), para identificar el relé en la fase se usa la letra “L” y en algunos casos no (50L/50: relé instantáneo de fase) (Ramírez, 2003).

En redes de media tensión la protección utilizada es la de sobrecorriente dado que por razones técnicas (nula incidencia sobre la estabilidad del sistema) y

económicas no se justifica el empleo de otras protecciones, como, por ejemplo, la de distancia empleados en líneas de mayor tensión (Suárez, 2010).

A) RELÉ DE SOBRECORRIENTE

“Opera cuando por él circula una corriente mayor o igual a la corriente de ajuste. El valor de ajuste es la corriente de arranque del relé, también conocida como “la corriente pick-up” (Ipu)” (Valderrama, s.f., p. 35).

Existen dos tipos de relés de sobrecorriente: los instantáneos y los temporizados. Tal división se muestra a continuación:

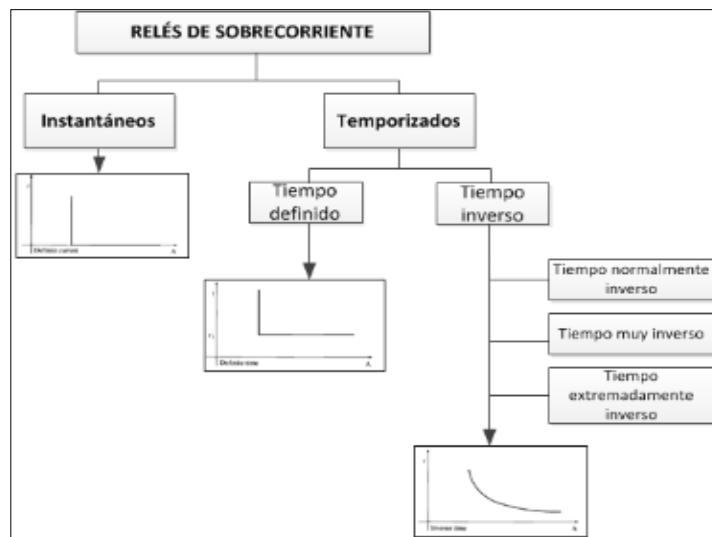


Figura II. 25: Tipos de relés de sobrecorriente.
Fuente: Ramírez, 2018

RELÉ INSTANTÁNEO (50)

Opera instantáneamente cada vez que la corriente de falla alcanza un valor determinado difiriendo de su valor establecido, comúnmente son usados con otros tipos de protección (relés tiempo inverso).

RELÉ TEMPORIZADO (51)

Opera cada vez que la corriente de falla supera la corriente previamente establecida, su tiempo de operación puede ser ajustado a un periodo de tiempo definido y a un tiempo inverso.

-Relé de tiempo definido:

El tiempo de operación es ajustable e independiente de la magnitud de corriente de falla.

-Relé tiempo inverso:

Básicamente la operación del relé es inversamente proporcional a la magnitud de corriente de falla, y según su rapidez de operación pueden ser: tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso.

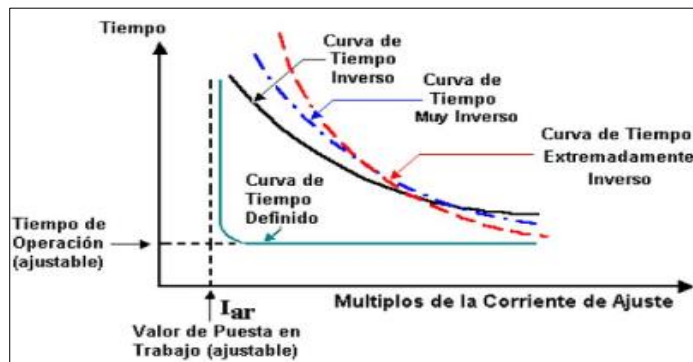


Figura II. 26: Características t-I de los relés temporizados
Fuente: Ramírez, 2018

“Son clasificados de acuerdo a una curva que determina el tiempo de operación, denominada curva de operación. Existen familias de curvas estandarizadas, tales como las curvas IEC y las curvas IEEE” (Jara, 2015, p.11). Definición de las curvas:

Tabla II. 1: Características estándar – norma IEC 60255

CARACTERÍSTICA DEL RELÉ	ECUACIÓN
“Standard Inverse” (SI)	$t = TMS \frac{0.14}{I_r^{0.02-1}}$
“Very Inverse” (VI)	$t = TMS \frac{13.5}{I_r-1}$
“Extremely Inverse” (EI)	$t = TMS \frac{80}{I_r^2-1}$
“Long time standby earth fault”	$t = TMS \frac{120}{I_r-1}$

Fuente: Jara, 2015

Donde:

$$I_r = I/I_s$$

$t =$ tiempo de disparo del relé (s)

$I =$ falla (real) corriente de entrada (A)

I_s = corriente de ajuste o pick up del relé (A)

TMS = configuración del multiplicador de tiempo

TD = Ajuste del dial de tiempo

Tabla II. 2: Características estándar – norma Americana IEEE

CARACTERÍSTICA DEL RELÉ	ECUACIÓN
“IEE Moderately Inverse”	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{0.0515}{I_r^{0.02}} - 1 \right) + 0.114 \right]$
“IEEE Very Inverse”	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{19.61}{I_r^2} - 1 \right) + 0.491 \right]$
“IEE Extremely Inverse”	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{28.2}{I_r^2} - 1 \right) + 0.1217 \right]$
“US CO8 Inverse”	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{5.95}{I_r^2} - 1 \right) + 0.18 \right]$
“US CO2 Short”	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{0.02394}{I_r^{0.02}} - 1 \right) + 0.01694 \right]$

Fuente: Jara, 2015

2.8. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Para lograr una adecuada operación de un sistema de protección, se debe lograr realizar primero: un ajuste que sea totalmente adaptado a las condiciones de operación normal del sistema eléctrico; y segundo: una coordinación entre los dispositivos para asegurar que las fallas como los cortocircuitos, sean aisladas del sistema afectando en lo mínimo la continuidad del suministro eléctrico (COES - SINAC, 2014).

Una adecuada coordinación de los dispositivos de protección ayuda a:

- 1.- Eliminar las interrupciones de servicio debido a fallas temporales.
- 2.- Minimizar la extensión de la falla para reducir el número de usuarios afectados.
- 3.- Aumentar la continuidad del servicio de la red eléctrica.

A) AJUSTE DE LA PROTECCIÓN

El ajuste básicamente define los límites o umbrales característicos de operación de los dispositivos de protección para detectar una falla, estos límites son determinados por la capacidad y el comportamiento de los equipos o instalaciones

del sistema eléctrico, sea en condiciones de operación normal o anormal (COES - SINAC, 2014).

B) COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

Una adecuada coordinación de los dispositivos de protección ante una falla, hace que los tiempos de operación de los dispositivos sean progresivamente mayores en la medida que se acercan a la fuente de suministro, en otras palabras, el primer dispositivo (dispositivo protector o de protección “R”) cercano a la falla debe operar y despejar la sobrecorriente, si por alguna razón falla, entonces entrará el siguiente (dispositivo de respaldo “I”) (Enríquez, 2003).

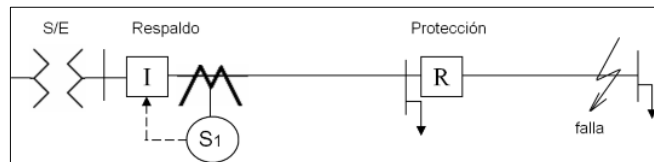


Figura II. 27: Protección de un alimentador radial
Fuente: Latorre, 2007

Para conseguir ajustar y coordinar estos elementos protectores en una red, se debe en lo posible contar y ensamblar la siguiente información:

- Diagrama topológico del circuito del sistema con su respectiva ubicación de los dispositivos de protección.
- Curvas características (tiempo-corriente) de los dispositivos de protección.
- Corriente de carga (bajo condiciones normales y anormales)
- Corrientes de falla, mínima y máxima en cada punto donde se desea seleccionar un elemento de protección.

2.9. CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (50/51 – 50N/51N)

De acuerdo con (Empresa Electronoroeste, 2016) los criterios para los ajustes de protecciones son:

-La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente de **fases (50/51)** se ajusta como mínimo al 130% de la máxima corriente de carga del circuito a proteger.

-La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente de **tierra (50N/51N)** debe ser como mínimo el 20% de la corriente nominal del transformador de corriente.

-Para la determinación de los tiempos de operación se evalúa la coordinación entre relés de protección teniendo en cuenta que se garantice un tiempo de coordinación mínimo de 200ms.

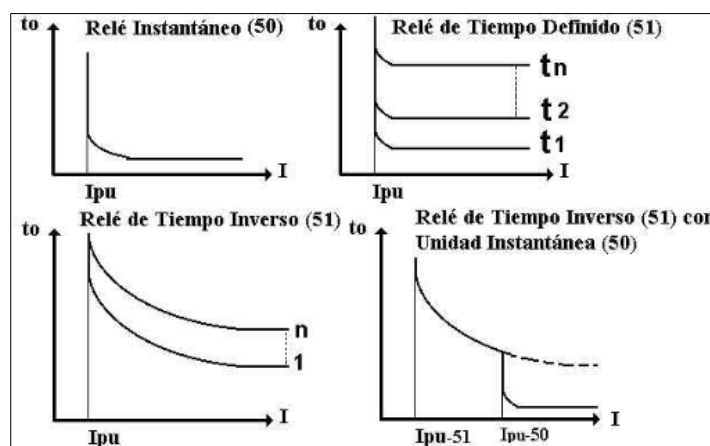


Figura II. 28: Características de los relés de sobrecorriente
Fuente: Valderrama, s.f.

2.10. CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

“Los circuitos de distribución en media tensión 10 kV y 22.9 kV se encuentran protegidos por fusibles, reclosers y relés de protección cuyo principio de operación es por una sobrecorriente producida por los circuitos que pueden ocurrir en la red” (Empresa Electronoroeste, 2016, p.15).

Las coordinaciones de estos dispositivos pueden tener las siguientes combinaciones, desde el punto de alimentación hacia la carga:

- **Relé – reconectador (reconector, restaurador o recloser)**
- **Relé – recloser – fusible**

- **Relé – fusible – recloser**

2.10.1. RELÉ Y RECONECTADOR

Según (Empresa Electronoroeste, 2016) las funciones de sobrecorriente en estos dispositivos serán ajustados considerando la máxima corriente de carga de los circuitos donde se encuentren ubicados de tal manera de que no operen con corriente de carga.

En cuanto a los tiempos de actuación frente a una falla al final del alimentador, el primer dispositivo en actuar debe ser el reconectador y como respaldo debe operar el relé ubicado mayormente en la cabecera del circuito alimentador.

2.10.2. COORDINACIÓN RELÉ-RECONECTADOR-FUSIBLE

La secuencia de actuación debe ser en lo posible, ante una falla al final del circuito, fusible (ubicado al final del circuito), reconectador (ubicado al intermedio del circuito) y relé (ubicado en la cabecera del alimentador).

En caso el fusible no logre coordinar de manera adecuada con el reconectador o relé por encontrarse entre las mismas, se prioriza la actuación en primera instancia el reconectador o relé debido a su menor tiempo de reposición del servicio (Empresa Electronoroeste, 2016).

2.10.3. COORDINACIÓN RELÉ-RECONECTADOR

Para que prime la coordinación entre un relé como dispositivo de respaldo y un reconectador como dispositivo protector es necesario que los valores de la corriente de falla en la zona del elemento protector estén por debajo de la corriente de falla de la zona del relé (Regalado, 2003). Es necesario constatar que las curvas del reconectador estén por debajo de las curvas del relé, dado

que el relé tiende a integrar las operaciones del reconectador y puede suceder que opere antes.

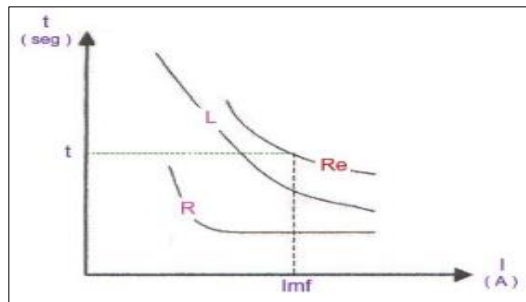


Figura II. 29: Coordinación relé-reconectador
Fuente: Regalado, 2003

2.10.4. COORDINACIÓN RECONECTADOR-FUSIBLE

La condición de que el fusible se encuentre como dispositivo protector y el reconectador como respaldo, debe permitir la liberación de la falla temporal del lado de la carga sin que el fusible se funda.

Cuando ocurre la falla después del fusible, este debe calentarse, pero no debe fundirse, entrando en operación rápida el reconectador para liberar la falla, lo que significa que el tiempo de fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo de operación rápida del reconectador.

“Otra condición que debe cumplirse es que el tiempo máximo de apertura del fusible no debe ser mayor que el tiempo de apertura del reconectador con operación retardada” (Juárez, 1995, p. 134).

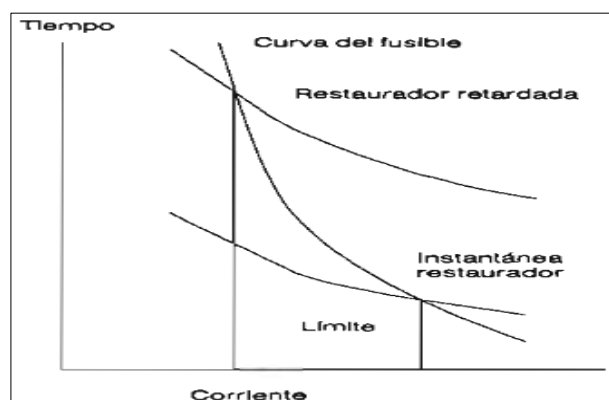


Figura II. 30: Coordinación reconectador-fusible
Fuente: Juárez, 1995

2.10.5. COORDINACIÓN RECONECTADOR-RECONECTADOR

Según (Regalado, 2003) para una coordinación entre re conectadores es preciso que las curvas del re conectador de respaldo estén sobre las curvas del re conectador protector.

Generalmente los re conectadores conectados en serie donde sus curvas características tienen una separación menor a 33ms; siempre operan simultáneamente, cuando la separación está entre 33ms y 200ms, pueden o no operar en simultáneo. Ya cuando la separación es mayor a 200ms estos difícilmente operan en simultáneo.

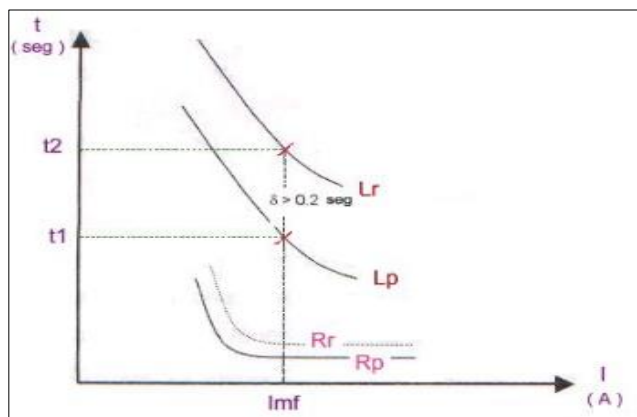


Figura II. 31: Coordinación re conectador-re conectador
Fuente: Regalado, 2003

2.10.6. COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE

Para lograr una coordinación entre ambas se utilizan las curvas de tiempo mínimo de fusión (**Minimun melting time**) y tiempo máximo de despeje (**Maximun clearing time**) de cada fusible (F_1 y F_2) de modo que para una falla cercana a la carga el fusible (F_2) debe operar antes de que opere el fusible (F_1) (Latorre, 2007).

Además, hay que tener en cuenta que el tiempo de fusión del fusible es proporcional a su sección, por lo que se pudiera coordinar cuando son del mismo material, teniendo como dato la relación de sus secciones transversales.

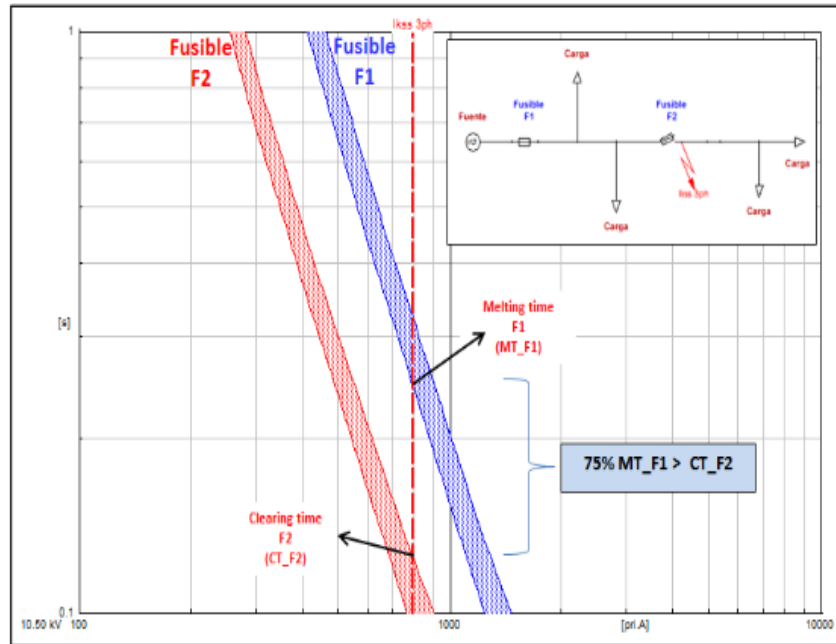


Figura II. 32: Coordinación fusible-fusible
Fuente: Jara, 2015

2.11. PROCESO DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Es un proceso que comprende la integración sistemática de varios subprocesos interrelacionados, de tal manera que para realizar el ajuste de protección de los equipos se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección.

Para ello se debe considerar la configuración del sistema, así como los escenarios de operación, en este estudio se consideró una configuración radial y escenario de máxima demanda.

Ya partiendo de esta base se puede entrar a los análisis de operación del sistema con la simulación de flujo de carga, a las simulaciones de fallas de la misma a través de las simulaciones de cortocircuito trifásico y monofásico, después a los ajustes de las protecciones, y finalmente a la coordinación adecuada de las protecciones (COES - SINAC, 2014).

A continuación, se presenta un esquema simplificado de todo este proceso.

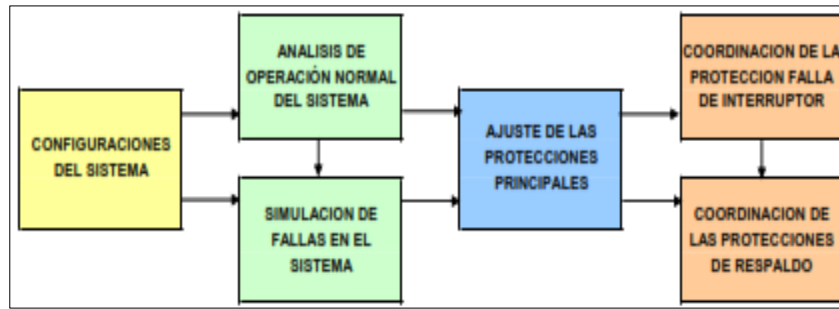


Figura II. 33: Proceso de ajuste y coordinación de la protección de un sistema
Fuente: COES - SINAC, 2014

La base previa para realizar los ajustes y coordinación de protecciones son el análisis de operación normal del sistema y simulación de fallas de cortocircuito.

2.11.1. ANÁLISIS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

El análisis de operación tiene por objeto determinar las corrientes de salida del alimentador que será vista por los dispositivos de protección, además de los niveles de tensión y cargabilidad de los equipos del alimentador. Estos parámetros eléctricos determinaran los límites de la no actuación de los dispositivos de protección (COES - SINAC, 2014).

Para analizar la operación del sistema en este estudio, se realizó la simulación de flujo de carga por el método completo; se llevó a cabo bajo condiciones de operación permanente de todo el circuito del alimentador PAL002 de la Subestación Pallasca. Con los resultados de esta primera simulación previa se pasó a analizar las corrientes de fallas.

2.11.2. SIMULACIÓN DE FALLAS EN EL SISTEMA

Luego de haber realizado el análisis de operación del sistema, se debe realizar las simulaciones de falla, considerándose esta vez condiciones anormales de operación del sistema que por lo general son las fallas de cortocircuito (COES - SINAC, 2014).

Para determinar las corrientes de falla se debe simular todos los tipos de cortocircuito que pudieran ocurrir un sistema, tales como fallas monofásicas a tierra sin resistencia o con resistencia de falla, fallas bifásicas, fallas trifásicas, entre otros. Las cuales servirán para ajustar los equipos de protección del sistema y determinar los tiempos de operación que permitan asegurar la conveniente coordinación de protección entre ellos.

En este estudio, las fallas de cortocircuito simuladas en el programa Digsilent fueron las siguientes:

- Fallas de cortocircuito trifásico
- Fallas de cortocircuito monofásico

Finalmente, después de haber realizado el análisis de operación del sistema y la simulación de fallas, recién se realiza la coordinación adecuada para la protección de cualquier sistema o red eléctrica.

2.12. HERRAMIENTA DE ANÁLISIS - SOFTWARE DIGSILENT P.F.

Es un software especializado en análisis de sistemas de potencia, herramienta asistida por computadora diseñado como un paquete iterativo, integrado y avanzado; su análisis está orientado alcanzar los principales objetivos de planeamiento y optimización de operación.

Como dice (Arias & Saavedra, 2014) el primer paso para iniciar un caso de estudio en el software Digsilent PF es crear un proyecto dentro del Data Manager y definir la frecuencia de la red; posteriormente se procede a construir el diagrama unifilar del área en estudio donde se hace referencia a los elementos del sistema eléctrico, transformadores, líneas, máquinas síncronas, barras y todo lo que se requiera.

Herramienta de flujo de carga:

Permite realizar el estudio de flujo de carga, arrojando resultados como corrientes de circulación en el sistema, potencia activa (MW) y potencia reactiva (MVar), también registra las tensiones, ángulos de todas las barras. Con los resultados se pueden analizar la carga de los transformadores y líneas además de las pérdidas en el sistema eléctrico.

Herramienta de cortocircuito:

El software ofrece cuatro métodos de cortocircuito: Norma Alemana VDE 0102; Norma Internacional 60909, Norma ANSI e IEEE C37 y el método completo, el último es la combinación de las normas IEC 60909 o ANSI. Dependiendo del método a escoger, el software puede calcular los siguientes tipos de fallas:

- Cortocircuito trifásico
- Cortocircuito bifásico
- Cortocircuito monofásico - fase a tierra
- Cortocircuito con dos fases a tierra
- Cortocircuito con una fase y el neutro
- Cortocircuito con dos fases a neutro
- Cortocircuito con dos fases neutro a tierra
- Cortocircuito con tres fases a neutro

En cada tipo de falla se pueden calcular las máximas y mínimas corrientes, dependiendo de la necesidad del usuario.

Herramienta de protecciones:

Permite coordinar protecciones de una manera ágil, teniendo en cuenta las curvas características tiempo-corriente de los diferentes elementos de protección en cada estudio.

Herramienta de coordinación de protecciones:

Permite realizar una coordinación gráfica de las protecciones, utilizando las curvas características de los elementos de protección e identificando como actuarían estos ante diferentes fallas que se puedan presentar.

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. TIPO DE LA INVESTIGACIÓN

De acuerdo al alcance que aborda:

Descriptivo: Busca especificar las propiedades, características y rasgos importantes de cualquier fenómeno, fundamentado en la recolección de datos de la variable en estudio. La tesis describe a través de las características y esquemas de coordinación de cada ruta del sistema protección del alimentador, cómo los desajustes de los dispositivos influyen en la selectividad de las protecciones.

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

No experimental – transversal: Observa y describe, no intervine y ni manipula las variables de estudio, y en el proceso se recogen los datos en un solo momento. El estudio realiza un análisis a los dispositivos de protección (relé, reconectador y fusible) sin manipular las variables, solo las describe, esto mediante los resultados de las simulaciones de flujo de carga y falla de cortocircuito en el software Digsilent Power Factory v15.1.7.

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA

El estudio tiene la población y muestra siguiente:

Población: Sistema de protección del alimentador PAL002.

Muestra: Dispositivos de protección de sobrecorriente.

3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas permiten el desarrollo científico y metodológico de la investigación, no son el fin, sino el medio.

Observación directa: Consiste en el registro sistemático y validado de comportamientos y situaciones observables del fenómeno en estudio.

Para efecto de la investigación se utilizó como una herramienta que permitió recoger información con ciertas características: esquemas de protección del sistema eléctrico, base de datos de los proyectos en la empresa donde laboraba, el sistema de protección diseñado en el software Digsilent (ajustes de los equipos de protección) proporcionado por la concesionaria Hidrandina.

3.5. INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Los instrumentos son las herramientas que sirven como apoyo para lograr el objetivo del estudio.

Para el desarrollo de la investigación se hizo uso de:

- Fichas técnicas o de registros
- La utilización de material bibliográfico y electrónico
- Diagramas unifilares y planos eléctricos
- Uso del software AutoCAD 2018
- Uso del software Digsilent Power Factory v.15.1.7.

3.6. MÉTODO DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Para los tratamientos de la información se utilizaron de acuerdo a los resultados obtenidos: hoja de cálculo de Microsoft Excel 2016, tablas y cuadros de Microsoft Office 2016, gráficas t-I y por último diagramas unifilares en Cad.

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PALLASCA

La subestación eléctrica Pallasca (ver Anexo 1) forma parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Su interconexión al SEIN se da a través de la subestación la Pampa, mediante una línea de sub-transmisión L-6683 en 66 kV de 57.3 km de distancia.

En la Figura IV.1 se muestra el diagrama unifilar de la Subestación Pallasca, en el cual cuenta con un transformador de potencia de 3 devanados, posee una potencia instalada de 9/9/2.5 MVA (ONAF), la cual es distribuida en dos barras: una de 22.9 kV y la otra en 10 kV. Tal como se verifica en la figura, el transformador de potencia tiene el siguiente tipo de configuración; según el nivel de tensión:

Tabla IV. 1: Tipo de configuración del sistema

NIVEL DE TENSIÓN (kV)	TIPO DE CONFIGURACIÓN
66	Estrella neutro aterrado (YN)
22.9	Estrella neutro aterrado (yn0)
10	Delta d5

Fuente: Elaboración propia

La barra de 22.9 kV cuenta con 4 alimentadores (PAL094, PAL092, PAL002, PAL003 y otros servicios); el alimentador PAL002 “Santiago de Chuco” y extensión aguas abajo, será el área de estudio donde se desarrollará el análisis de la tesis.

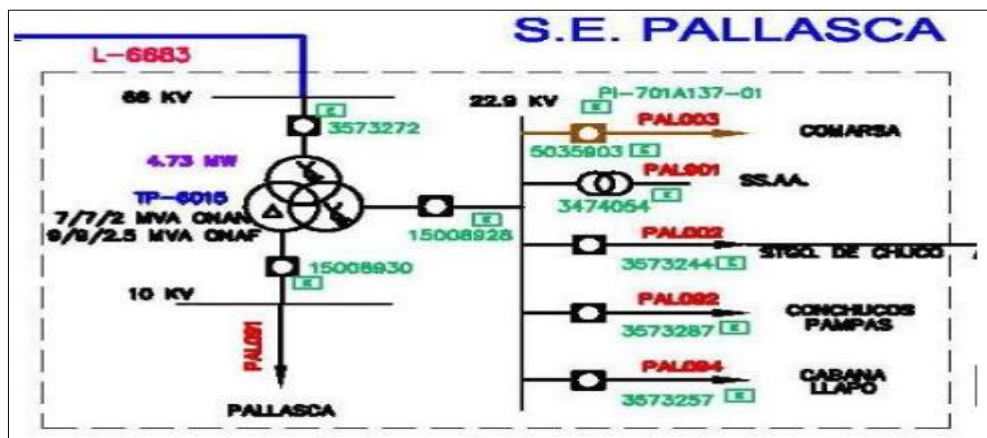


Figura IV. 1: Diagrama Unifilar de la Subestación Pallasca

Fuente: Empresa concesionaria Hidrandina

4.2. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ALIMENTADOR PAL002

En la red de media tensión la mayor parte de la línea es aérea, la cual está constituida por conductores de aluminio tipo AAAC y de cobre desnudo, la otra parte de la red está conformado por tramos subterráneos con conductores tipo N2XSY y NKY.

En cuanto a los calibres de los conductores, estos varían de acuerdo al porcentaje de carga que puedan soportar. De esta manera, los tramos troncales de la red están conformados por conductores de mayor calibre a diferencia de los tramos de derivación, los cuales soportan menor carga.

En las dos tablas siguientes se muestra los parámetros eléctricos de los diferentes tipos de conductores que han sido utilizados en la elaboración del diagrama unifilar del alimentador PAL002 en Digsilent.

Tabla IV. 2: Parámetros eléctricos de los conductores aéreos

CONDUCTOR	CALIBRE DEL CONDUCTOR	CORRIENTE NOMINAL (kA)	RESISTENCIA ELÉCTRICA A	RADIO MEDIO GEOMÉTRICO	INDUCTANCIA (mH/km)
Aleación de aluminio desnudo (AAAC)	120	0.34	0.28	5.40	0.056
	70	0.24	0.48	4.09	0.055
	50	0.20	0.66	3.30	0.064
	35	0.16	0.95	2.76	0.064
	25	0.13	1.31	2.36	0.064
Cobre desnudo (Cu)	16	0.14	1.17	1.85	0.064
	10	0.11	1.87	1.45	0.064

Fuente: Elaboración propia

Tabla IV. 3: Parámetros eléctricos de los conductores subterráneos

CONDUCTOR	CALIBRE DEL CONDUCTOR	CORRIENTE NOMINAL (kA)	RESISTENCIA ELÉCTRICA A	REACTANCIA INDUCTIVA	CAPACITANCIA (μF/km)
N2XSY	120	0.37	0.15	0.13	0.32
	50	0.21	0.39	0.11	0.27
NKY	50	0.17	0.39	0.12	0.27

Fuente: Elaboración propia

4.3. RED EQUIVALENTE DEL SEIN

Para la obtención de la red equivalente se hizo uso del software Digsilent Power Factory y la base de datos proporcionado por el COES-SINAC, tal base fue validado con la información entregada por la empresa concesionaria de Hidrandina.

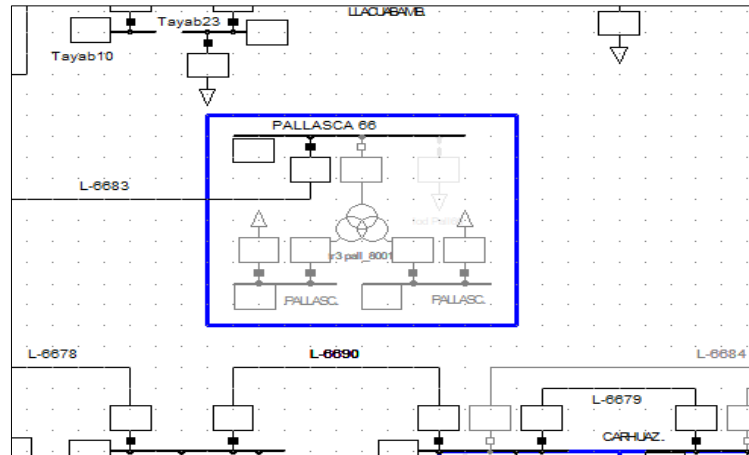


Figura IV. 2: Base de datos en Digsilent COES-SINAC
Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta que la subestación eléctrica Pallasca se encuentra interconectada al SEIN mediante la barra de 66 kV; la red equivalente se obtuvo en esa barra y bajo el escenario de operación de avenida de máxima demanda (Avnmax) correspondiente al año 2018 (valores base de mayor nivel de cortocircuito para el análisis de fallas)

A) Escenario de máxima corriente de falla (Estmax)

- Cortocircuito trifásico:

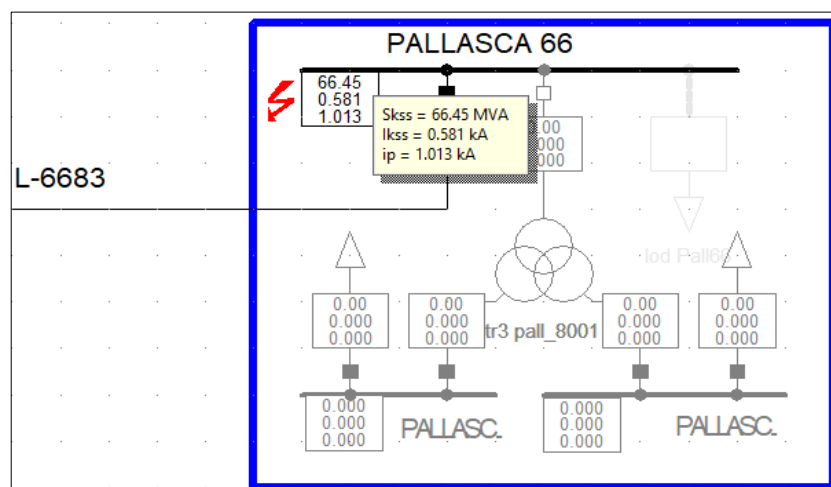


Figura IV. 3: Cortocircuito trifásico en 66 kV Subestación Pallasca
Fuente: Base de datos en Digsilent COES-SINAC

- Cortocircuito monofásico:

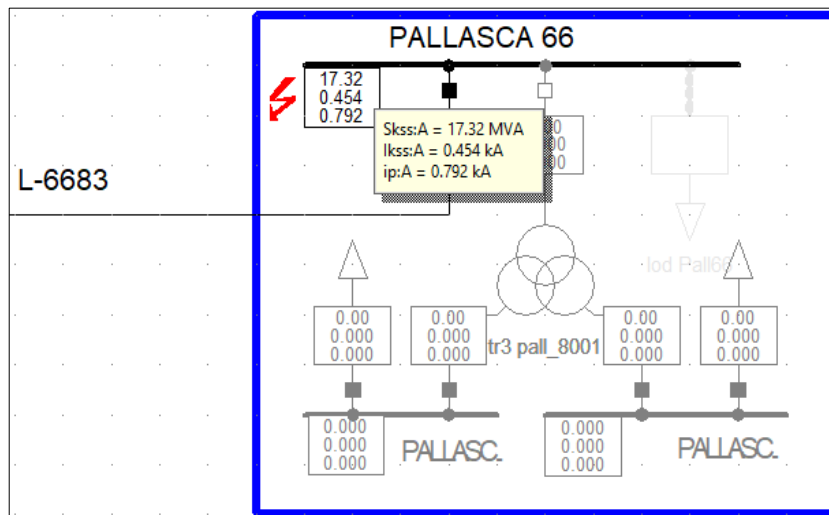


Figura IV. 4: Cortocircuito monofásico en 66 kV Subestación Pallasca
Fuente: Base de datos en Digsilent COES-SINAC

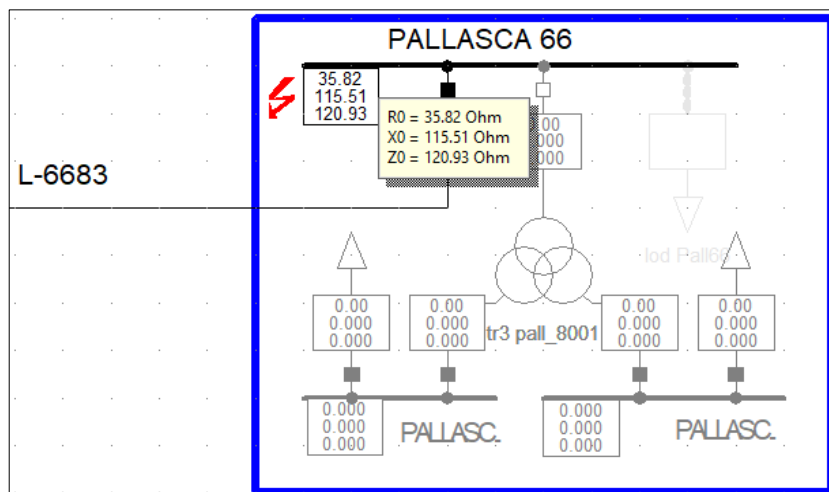


Figura IV. 5: Impedancia de secuencia cero en 66 kV Subestación Pallasca
Fuente: Base de datos en Digsilent COES-SINAC

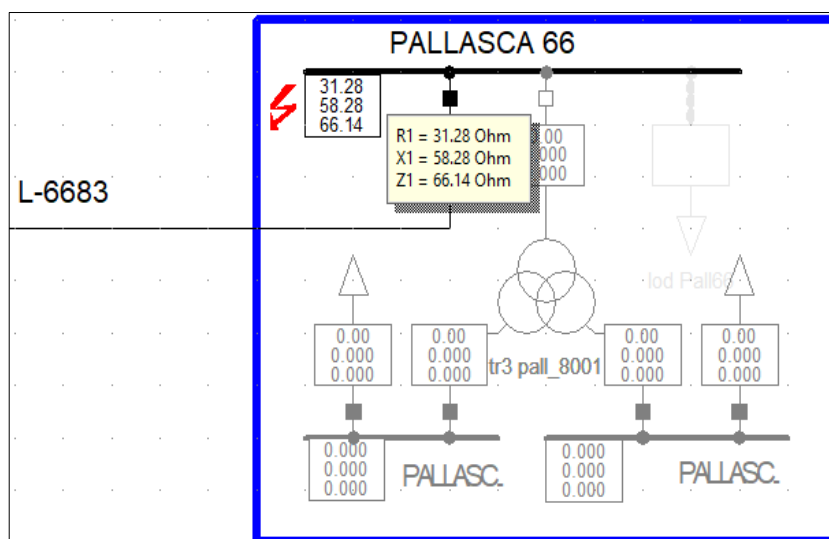


Figura IV. 6: Impedancia de secuencia positiva en 66 kV Subestación Pallasca
Fuente: Base de datos en Digsilent COES-SINAC

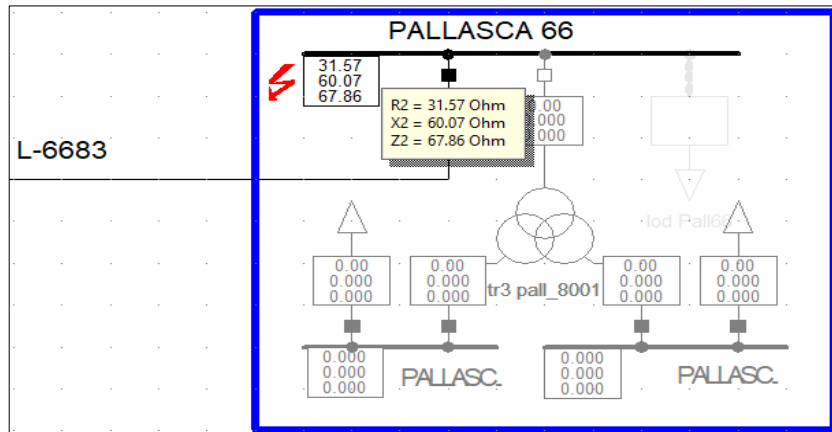


Figura IV. 7: Impedancia de secuencia negativa en 66 kV Subestación Pallasca
Fuente: Base de datos en Digsilent COES-SINAC

Con los datos obtenidos de las Figuras IV.3 al IV.7, se calcularon los datos de entrada de la red equivalente, mostrados en la siguiente Tabla.

Tabla IV. 4: Parámetros de entrada de la red equivalente

BARRA	Sk (MVA)	Ik (kA)	R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0
Pallasca 66 kV	66.45	0.58	0.54	1.02	1.98	0.31

Fuente: Elaboración propia

Donde:

Sk: Potencia de cortocircuito (MVA)

Ik: Corriente de cortocircuito (kA)

Una vez obtenido los parámetros de la red equivalente y datos de placa del transformador de potencia, se desarrolló el modelo de la subestación eléctrica Pallasca.

A continuación, se muestra el modelo en la siguiente figura.

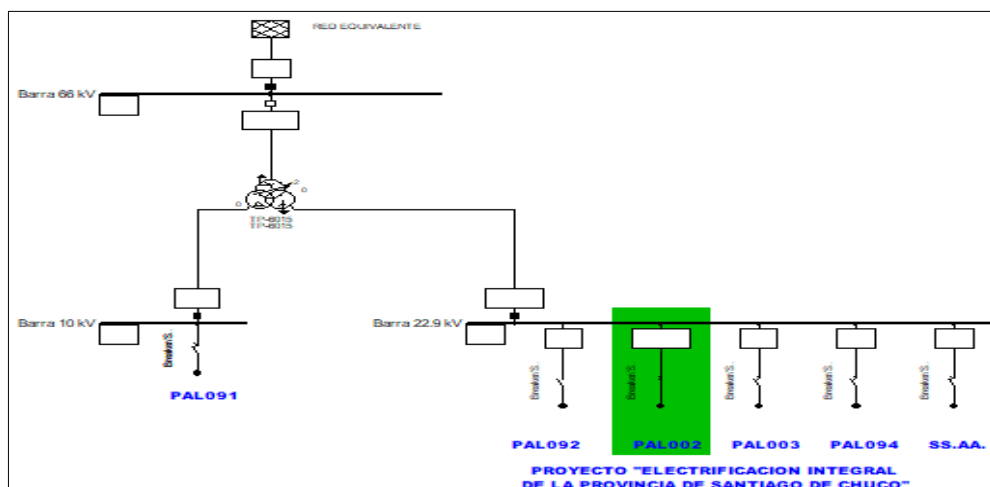


Figura IV. 8: Modelo de la subestación Pallasca, en el software Digsilent
Fuente: Base de datos Hidrandina

4.4. NORMAS EMPLEADAS

La tesis presentada ha sido desarrollada en base a las siguientes normas:

-IEEE Std. 242-2001™ Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.

-IEEE C37.48.1 Guide for the Operation, Classification, Application, and Coordination of Current-Limiting Fuses with Rated Voltages 1 – 38kV.

-IEEEC37.112 Standard Inverse-Time Characteristic Equations for overcurrent relays.

-IEC 60282-1 High-Voltage Fuses - Part 1: Current-Limiting Fuses.

-IEC 60787 Application Guide for the Selection of Fuse-Links of High Voltage Fuses for Transformer Circuit Applications.

4.5. DESCRIPCIÓN DEL LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR PAL002

Sus redes de distribución opera bajo una configuración radial y son protegidas por un sistema de protección de sobrecorriente el cual se describe a continuación:

En la bahía de salida del alimentador se tiene un relé de marca INGEPAC modelo PL300, el cual cuenta con funciones de protección de sobrecorriente de fase y tierra y se usa como protección de respaldo de las líneas de media tensión y el transformador de potencia de la subestación.

En la tabla siguiente se puede observar las características más resaltantes del relé de sobrecorriente INGEPAC modelo PL300:

A) RELÉ DE SOBRECORRIENTE

Cuenta con funciones de: Sobrecorriente de fases (50/51)

Sobrecorriente a tierra (50/51N)

Tabla IV. 5: Relé de protección de sobrecorriente

TIPO DE PROTECCIÓN	TENSIÓN (kV)	MARCA DEL RELÉ	MODELO DEL RELÉ	ELEMENTO A PROTEGER	FUNCIÓN ANSI
Sobrecorriente	22.9	INGEPAC	PL300	Alimentador PAL002	50/51-50N/51N

Fuente: Elaboración propia

Además, cuenta con otras protecciones: 5 reconectores y 6 fusibles trifásicos ubicados agua abajo del relé en toda la extensión de la red del mismo. En el (Anexo 2 y 3) podemos ver la ubicación de cada uno de estos elementos de protección.

Para el análisis del sistema de protección el alimentador se dividió en 4 rutas, cada una de ellas en función de la ubicación de cada dispositivo de protección.

A continuación, se detalla cada una de las rutas:

RUTA 1 (R1): Incluye la protección de la salida en la cabecera del alimentador PAL002 (relé PL300) y el reconector ENTEC-EVRC2A con código I300477.

RUTA 2 (R2): Incluye la protección de la salida en la cabecera del alimentador PAL002 (relé PL300) y los reconectores ENTEC-EVRC2A con código I301815 e I302053.

RUTA 3 (R3): Incluye la protección de la salida en la cabecera del alimentador PAL002 (relé PL300) y los reconectores ENTEC-EVRC2A con código I301815 e I380007.

RUTA 4 (R4): Incluye la protección de la salida en la cabecera del alimentador PAL002 (relé PL300) y los reconectores ENTEC-EVRC2A con código I301815 e I303087.

Las características más relevantes de cada una de los dispositivos de protección son:

B) RECONECTADORES

Todos los reconectores (I300477, I301815, I380007, I302053 e I303087) son trifásicos de marca ENTEC-EVRC2A y operan coordinadamente con el relé de sobrecorriente de cabera del alimentador.

Tienen funciones de: Sobrecorriente de fases (50/51)

Sobrecorriente a tierra (50/51N)

C) FUSIBLES

Todos los fusibles son de expulsión del tipo K (operación rápida), e igualmente están ubicados en cada una de las rutas y operan coordinadamente con los reconectores y relé de sobrecorriente del alimentador.

En las dos tablas siguientes se describe más a detalle cada una de ellas:

Tabla IV. 6: Reconectores instalados en el circuito del alimentador

RUTA O CIRCUITO	MODELO DEL RELÉ	CÓDIGO DEL RECONECTOR	MARCA MODELO	FUNCIÓN	RCT
RUTA 1	PL300	I300477	-	FASE	1000/1
				TIERRA	1000/1
RUTA 2	PL300	I301815	ENTEC - EVRC2A	FASE	1000/1
				TIERRA	1000/1
		I302053	ENTEC - EVRC2A	FASE	1000/1
				TIERRA	1000/1
RUTA 3	PL300	I301815	ENTEC - EVRC2A	FASE	1000/1
				TIERRA	1000/1
		I380007	ENTEC - EVRC2A	FASE	1000/1
				TIERRA	1000/1
RUTA 4	PL300	I301815	ENTEC - EVRC2A	FASE	1000/1
				TIERRA	1000/1
		I303087	ENTEC - EVRC2A	FASE	1000/1
				TIERRA	1000/1

Fuente: Elaboración propia

Tabla IV. 7: Fusibles de coordinación tipo K

RECONECTOR	CÓDIGO	CAPACIDAD NOMINAL DEL FUSIBLE	OBSERVACIÓN
RUTA 1	I301096	6K	Fusibles de maniobra
	I301906	6K	
	I301094	6K	
RUTA 2	I303005	15K	Fusibles a coordinar
	I303033	6K	
RUTA 3	I302232	6K	Fusibles a coordinar
	I302231	15K	
RUTA 4	I302191	6K	Fusibles a coordinar
	I302478	15K	

Fuente: Elaboración propia

De la tabla mostrada se puede observar que la ruta 1 solo cuenta con fusibles de maniobra y no de coordinación.

4.6. EVALUACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR PAL002

Se tiene la información técnica de los ajustes actuales de los equipos de protección del alimentador, las cuales se utilizaron para evaluar la coordinación de protección entre cada uno de ellos frente a fallas en el sistema.

Tabla IV. 8: Ajustes actuales del relé de sobrecorriente de fases

FUNCIÓN ANSI:			51				50		
UBICACIÓN	RELÉ	RCT	Pickup (A) pri	Pickup (A) sec	Dial	Curve	Pickup (A) pri	Pickup (A) sec	Delay
Alimentador PAL002	INGEPAC PL300	100/5	115	5.75	0.10	IEC-C	600	30	0.01

Fuente: Elaboración propia

Tabla IV. 9: Ajustes actuales del relé de sobrecorriente de tierra

FUNCIÓN ANSI:			51N				50N		
UBICACIÓN	RELÉ	RCT	Pickup (A) pri	Pickup (A) sec	Dial	Curve	Pickup (A) pri	Pickup (A) sec	Delay
Alimentador PAL002	INGEPAC PL300	100/5	32	1.60	0.10	IEC-A	600	30	0.01

Fuente: Elaboración propia

Tabla IV. 10: Ajustes actuales de los reconectores de protección

CÓDIGO DEL RECONECTOR	MARCA MODELO	FUNCIÓN	RCT	MD	AJUSTE TEMPORIZADO (51/51N)			AJUSTE INSTANTÁNEO (50/50N)		
					I > pri	T >	Curva 1	I >> pri	T >>	Curva 1
I300477	-	FASE	1000/1	FAST	-	-	-	-	-	-
				SLOW	-	-	-	-	-	-
		TIERRA	1000/1	FAST	-	-	-	-	-	-
				SLOW	-	-	-	-	-	-
I301815	ENTEC - EVRC2A	FASE	1000/1	FAST	112	0.05	IEC-EI	400	0.01	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-
		TIERRA	1000/1	FAST	20	0.05	IEC-VI	100	0.01	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-
I302053	ENTEC - EVRC2A	FASE	1000/1	FAST	50	0.05	IEC-VI	1100	0.01	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-
		TIERRA	1000/1	FAST	15	0.05	IEC-SI	4000	0.00	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-
I301815	ENTEC - EVRC2A	FASE	1000/1	FAST	112	0.05	IEC-EI	400	0.01	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-
		TIERRA	1000/1	FAST	20	0.05	IEC-VI	100	0.01	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-
I380007	ENTEC - EVRC2A	FASE	1000/1	FAST	50	0.05	IEC-VI	4000	0.00	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-
		TIERRA	1000/1	FAST	15	0.05	IEC-SI	4000	0.00	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-
I301815	ENTEC - EVRC2A	FASE	1000/1	FAST	112	0.05	IEC-EI	400	0.01	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-
		TIERRA	1000/1	FAST	20	0.05	IEC-VI	100	0.01	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-
I303087	ENTEC - EVRC2A	FASE	1000/1	FAST	50	0.05	IEC-VI	4000	0.00	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-
		TIERRA	1000/1	FAST	15	0.05	IEC-SI	4000	0.00	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia

Para la evaluación de coordinación entre los diferentes elementos de protección del alimentador PAL002 se realizaron las siguientes simulaciones:

4.6.1. SIMULACIÓN DE FLUJO DE CARGA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Una vez obtenido el modelo del sistema eléctrico del alimentador PAL002 (ver Anexo 4), se realizó la simulación de flujo de carga, con el fin de determinar los valores de las corrientes que circulan por el circuito del alimentador durante la operación normal del sistema. Estos valores registrados en la salida de cada dispositivo de protección determinarían los límites de la no actuación de la protección.

RELÉ PL300:

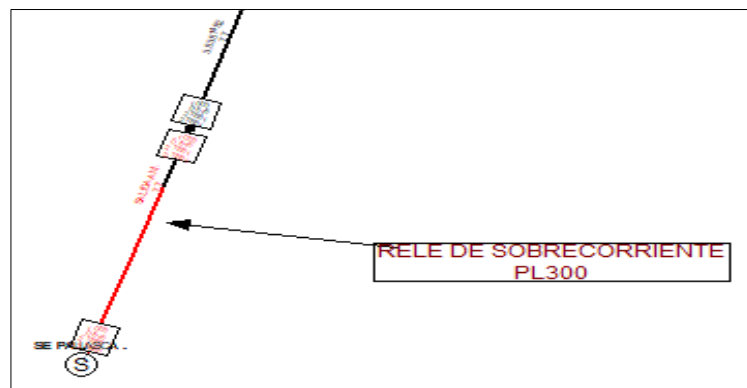


Figura IV. 9: Relé de sobrecorriente PL300 - cabecera del alimentador
Fuente: Elaboración propia

RECONECTADOR I300477:

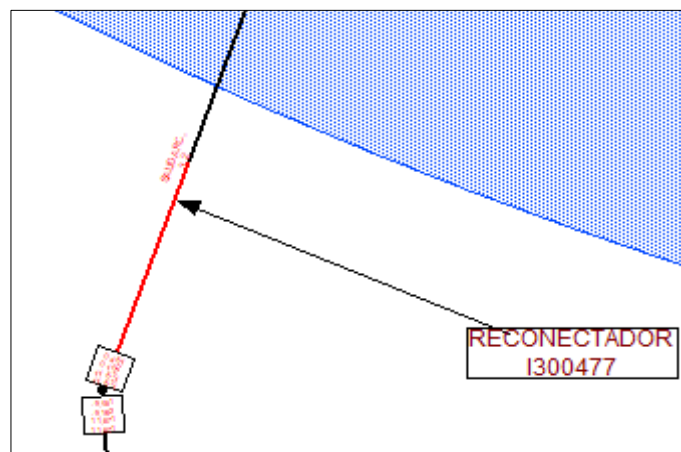


Figura IV. 10: Reanclador I300477 - protección ruta 1
Fuente: Elaboración propia

RECONECTADOR I301815:

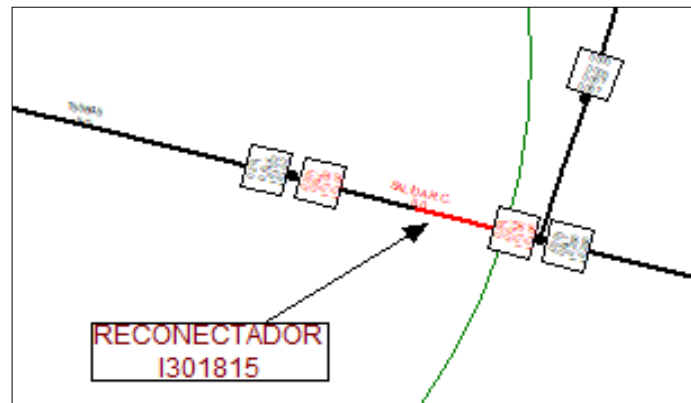


Figura IV. 11: Reconector I301815 - protección ruta 2/3/4
Fuente: Elaboración propia

RECONECTADOR I302053:

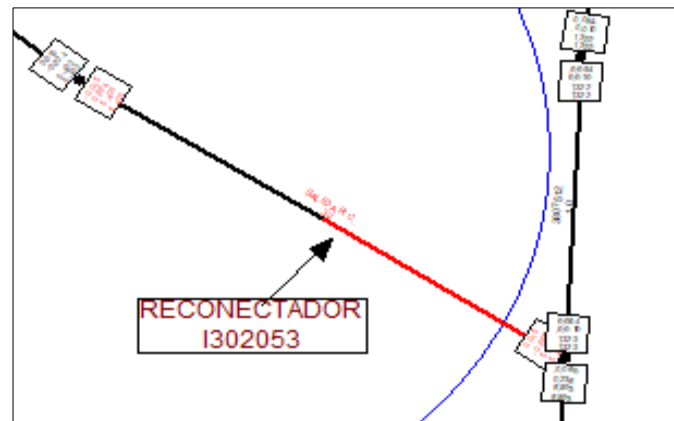


Figura IV. 12: Reconector I302053 - protección ruta 2
Fuente: Elaboración propia

RECONECTADOR I380007:

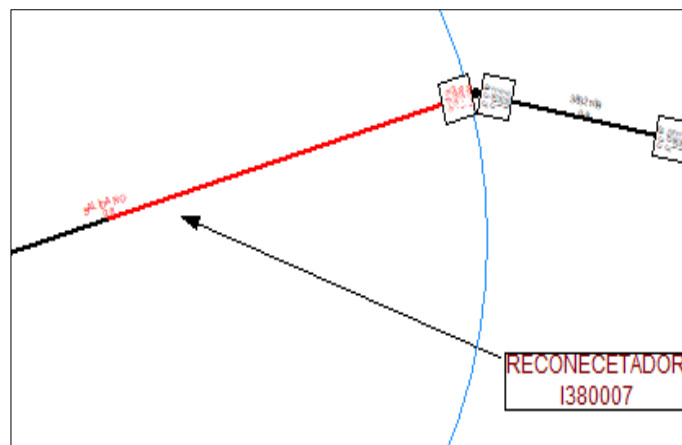


Figura IV. 13: Reconector I380007 - protección ruta 3
Fuente: Elaboración propia

RECONECTADOR I303087:

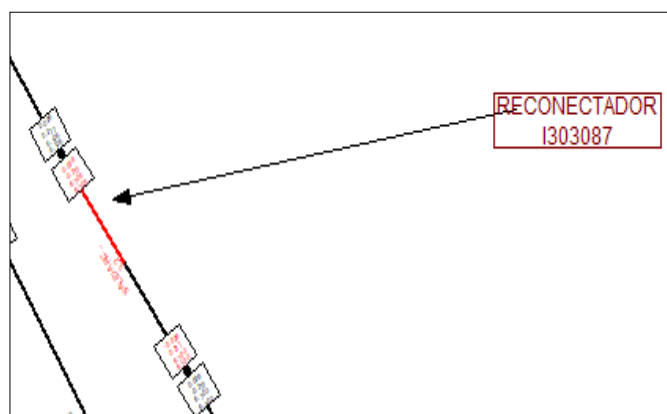


Figura IV. 14: Reanclador I303087 - protección ruta 4
Fuente: Elaboración propia

En la siguiente tabla se muestran los resultados de las corrientes de carga en la salida de cada dispositivo de protección del alimentador PAL002:

Tabla IV. 11: Corrientes de carga en la red de distribución del alimentador PAL002

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN RELÉ-RECONECTADORES	FLUJO BALANCEADO CORRIENTE DE CARGA (A)	FLUJO DESBALANCEADO			
		CORRIENTE DE CARGA (A)			
	FASEA	FASE B	FASE C	IMÁXIMA	
AMT - RL PL300	101.238	121.047	89.452	82.620	121.047
RCL I300477 - R1	47.986	30.912	30.897	30.965	47.986
RCL I301815 - R2/3/4	37.357	70.395	44.602	37.811	70.395
RCL I302053 - R2	4.608	27.754	5.305	4.950	27.754
RCL I380007 - R3	1.877	25.548	2.210	6.504	25.548
RCL I303087 - R4	5.694	28.320	5.451	6.509	28.320

Fuente: Elaboración propia

Los valores en la Tabla IV.11 muestran de manera resumida las corrientes de carga que son registradas y vistas por el relé de sobrecorriente y reancladores ubicados en las diferentes zonas de protección de la red del alimentador. Posteriormente se tendrá en cuenta que estos valores de corrientes no deben superar el umbral de ajuste de sobrecorriente temporizado tanto para el relé como en los reancladores.

4.6.2. SIMULACIÓN DE FALLAS DE CORTOCIRCUITO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

En este análisis de falla se determinan los valores de corriente de cortocircuito trifásico y monofásico en las zonas más importantes del alimentador.

El software Digsilent Power Factory ofrece los métodos de cálculo de cortocircuito de acuerdo a las siguientes normas:

- VDE (Vervand Deutsher Elektrotechniker)
- ANSI (American National Standard Institute)
- IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineer)
- IEC (International Electromechanical Intitute)
- Método completo.

Para el análisis de fallas de cortocircuito se utilizó el método completo conocido como el método de superposición; es un método de cálculo donde las corrientes de falla de cortocircuito se determinan mediante la superposición de un flujo de carga antes del inicio de corto, obteniendo en este el valor del voltaje de prefalla que sirve posteriormente para el cálculo de la corriente de corto.

Los tipos de fallas simulados en toda la extensión de la red desde la salida del relé de cabecera hasta el extremo más remoto del alimentador fueron:

- Cortocircuito trifásico franco
- Cortocircuito monofásico franco
- Cortocircuito monofásico $R=400\Omega$

En la siguiente tabla se muestra la obtención de los valores de las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico franco, y también monofásico de alta impedancia en toda la extensión del alimentador.

Tabla IV. 12: Resultados de las corriente de cortocircuito alimentador PAL002

ALIMENTADOR PAL002	FALLA TRIFÁSICA	FALLA MONOFASICA	FALLA MONOFASICA R=400Ω
	I _k " (A)	I _k " A (A)	I _k " B (A)
I _{cc} MÁXIMO	1038.187	1409.565	34.211
I _{cc} MÍNIMO	180.298	112.472	24.284

Fuente: Elaboración propia

Para las simulaciones en la salida de los dispositivos de protección se tomaron las consideraciones recomendadas por la concesionaria Hidrandina: simulación de falla de cortocircuito trifásico y monofásico franco al 1% de cada dispositivo de protección; y corriente de cortocircuito monofásico de alta impedancia R=400Ω al 99% de cada ruta de protección.

Tabla IV. 13: Resultados de las corriente de cortocircuito trifásico y monofásico franco

DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN	FALLA TRIFÁSICA	FALLA MONOFASICA		
	I _k " (A)	I _k " A (A)	I _k " B (A)	I _k " C (A)
AMT - RL PL300	1038.187	1409.565	1386.228	1409.137
RCL I300477 - R1	611.946	455.596	461.969	460.784
RCL I301815 - R2/3/4	578.493	417.430	425.277	422.932
RCL I302053 - R2	425.907	280.429	293.095	286.986
RCL I380007 - R3	422.972	267.888	281.123	276.231
RCL I303087 - R4	427.872	271.083	284.080	278.912

Fuente: Elaboración propia

Tabla IV. 14: Resultados de la corriente de cortocircuito monofásico R=400Ω

DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN	FALLA MONOFASICA CON R=400Ω		
	I _k " A (A)	I _k " B (A)	I _k " C (A)
RCL I300477	28.344	27.730	26.059
RCL I302053	32.076	30.616	31.133
RCL I380007	24.295	24.325	24.851
RCL I303087	24.284	24.436	24.326
RLC I301815	28.344	30.730	31.059

Fuente: Elaboración propia

De las tablas anteriores podemos ver que la corriente trifásica máxima de cortocircuito en el alimentador es 1038.187 A y la mínima del extremo remoto es de 180.298A.

Finalmente, como parte de la verificación de los ajustes actuales y coordinación existente entre las protecciones se realizó un diagnóstico de los esquemas de protección de cada ruta; las curvas características muestran el tiempo de operación, margen de coordinación y si existe o no selectividad entre los equipos. A continuación, se presenta dicho diagnóstico:

RUTA 1: Incluye la protección en la salida de la cabecera del circuito del alimentador y el reconectador I300477. Debido a que no se tiene ajustes del reconectador I300477 se propondrán los ajustes y se mostrará la verificación de estos más adelante.

RUTA 2: Incluye la protección en la salida de la cabecera del circuito del alimentador y los reconectores I301815 e I302053. En las siguientes figuras se muestra la operación de los elementos mencionados con los ajustes actuales ante fallas de cortocircuito simulado en el software Digsilent.

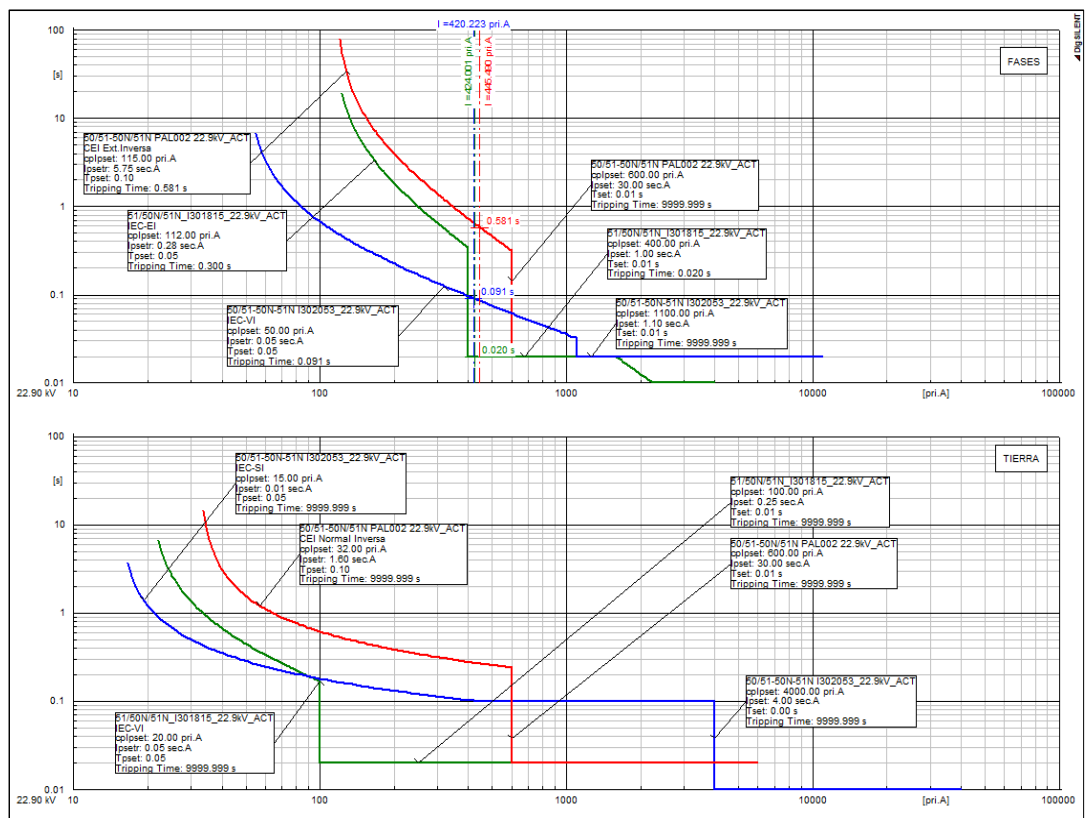


Figura IV. 15: Ruta 2, Falla 3 ϕ franca al 1% del reconectador I302053 - ajuste actual
Fuente: Software Digsilent

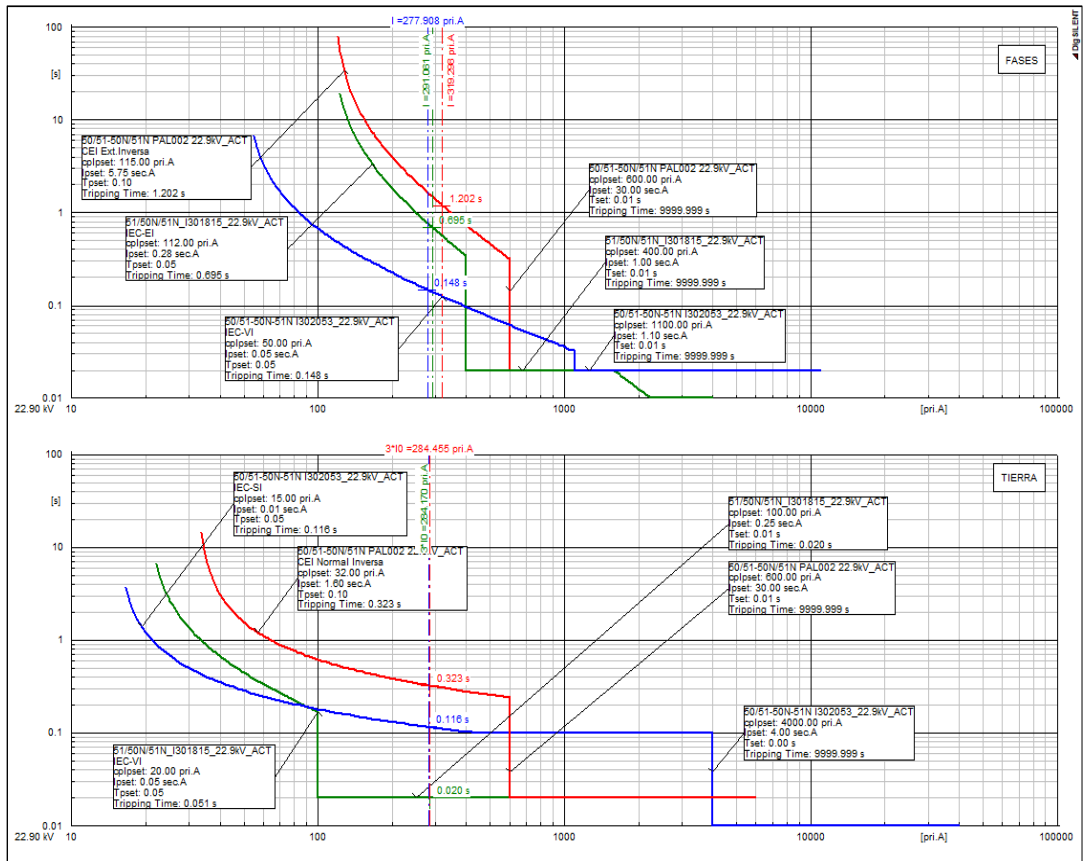


Figura IV. 16: Ruta 2, Falla 1 ϕ franca al 1% del reconectador I302053 - ajuste actual
Fuente: Software Digsilent

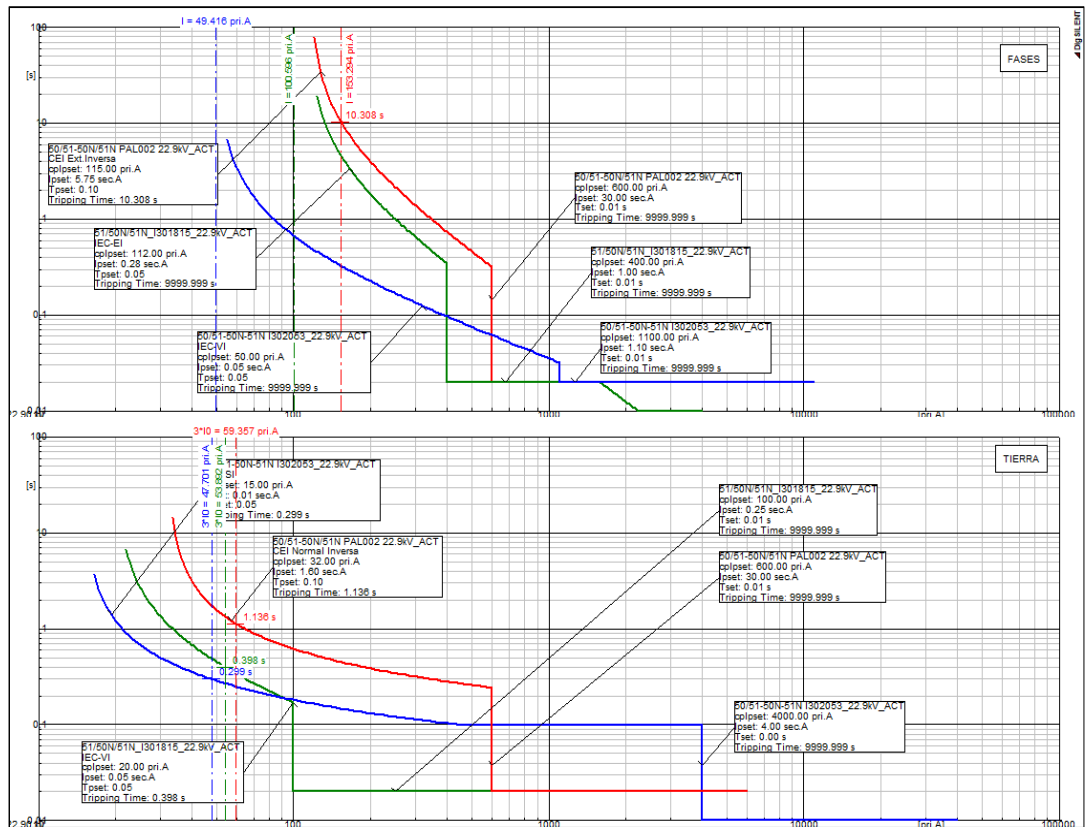


Figura IV. 17: Ruta 2, Falla 1 ϕ - 400 Ω al 99% de la ruta - ajuste actual
Fuente: Software Digsilent

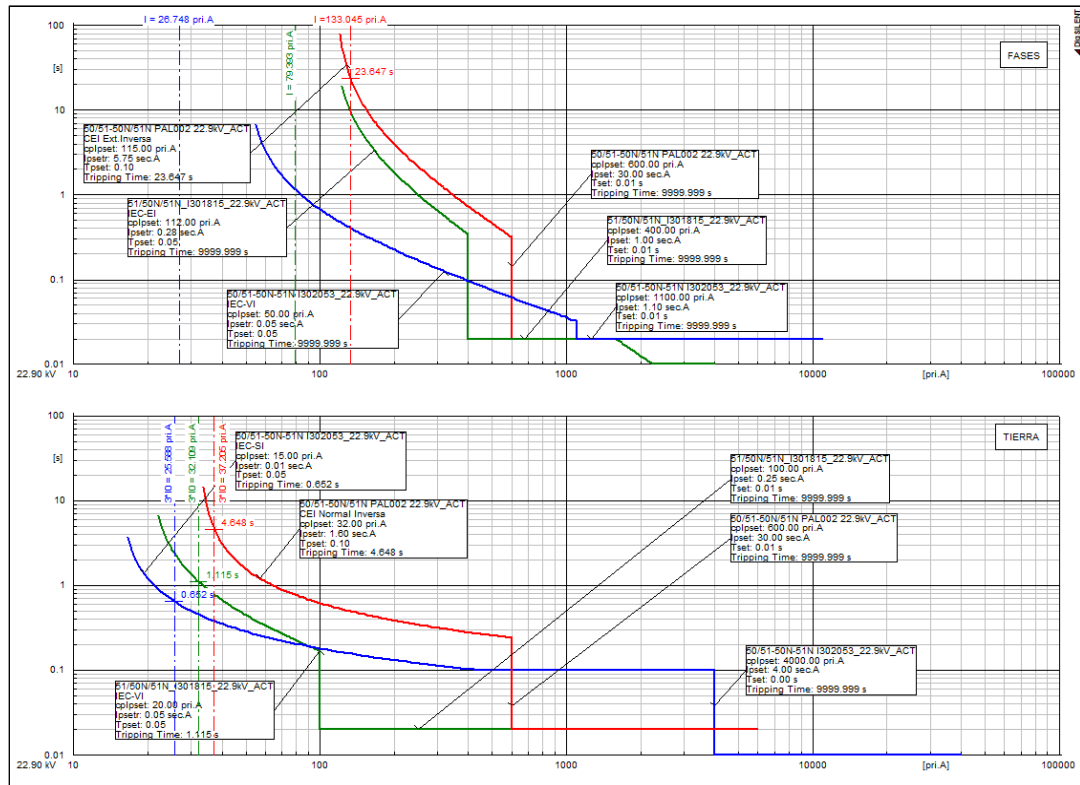


Figura IV. 18: Ruta 2, Simulación del flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajuste actual
Fuente: Software Digilent

A continuación, se mencionan los hallazgos encontrados durante la verificación:

- Como podemos observar en la protección de la ruta 2 existe un reconectador ENTEC-EVRC2A con código (I301815) antes del reconectador principal ENTEC-EVRC2A con código (I302053) el mismo que está coordinando directamente con el relé PL300, entonces cuando sucede una falla en media tensión y esta no esté bien coordinada afectará directamente al relé y ocasionaría la desconexión total del alimentador.
- Se puede observar que los elementos de protección operan ante la simulación de flujo desbalanceado. Por lo que se recomienda reajustar las corrientes de arranque o pickup de las funciones que están operando con el fin de evitar que se presente dicha situación.
- También se puede observar que ante una falla trifásica frente al reconectador principal existe errores en la coordinación, despejando la falla en 91ms y el de respaldo en 20ms por lo que no estarían cumpliendo con los tiempos de despeje, ocasionando

la falta de selectividad entre equipos (primero opera elemento principal y luego el de respaldo).

RUTA 3: Incluye la protección en la salida de la cabecera del circuito del alimentador y los reconectores I301815 e I380007. En las siguientes figuras se muestra la operación de los elementos mencionados, con los ajustes actuales ante fallas de cortocircuito simulado en el software Digsilent.

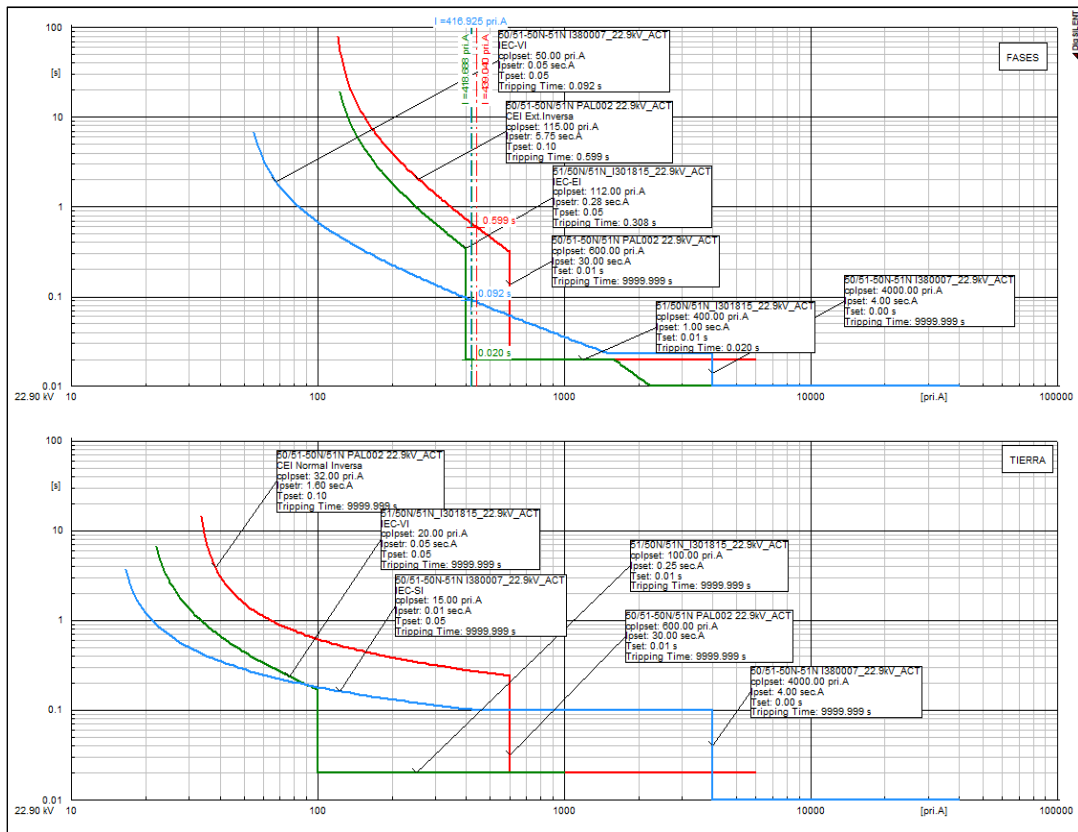


Figura IV. 19: Ruta 3, Falla 3φ franca al 1% del reconector I380007 - ajuste actual
Fuente: Software Digsilent

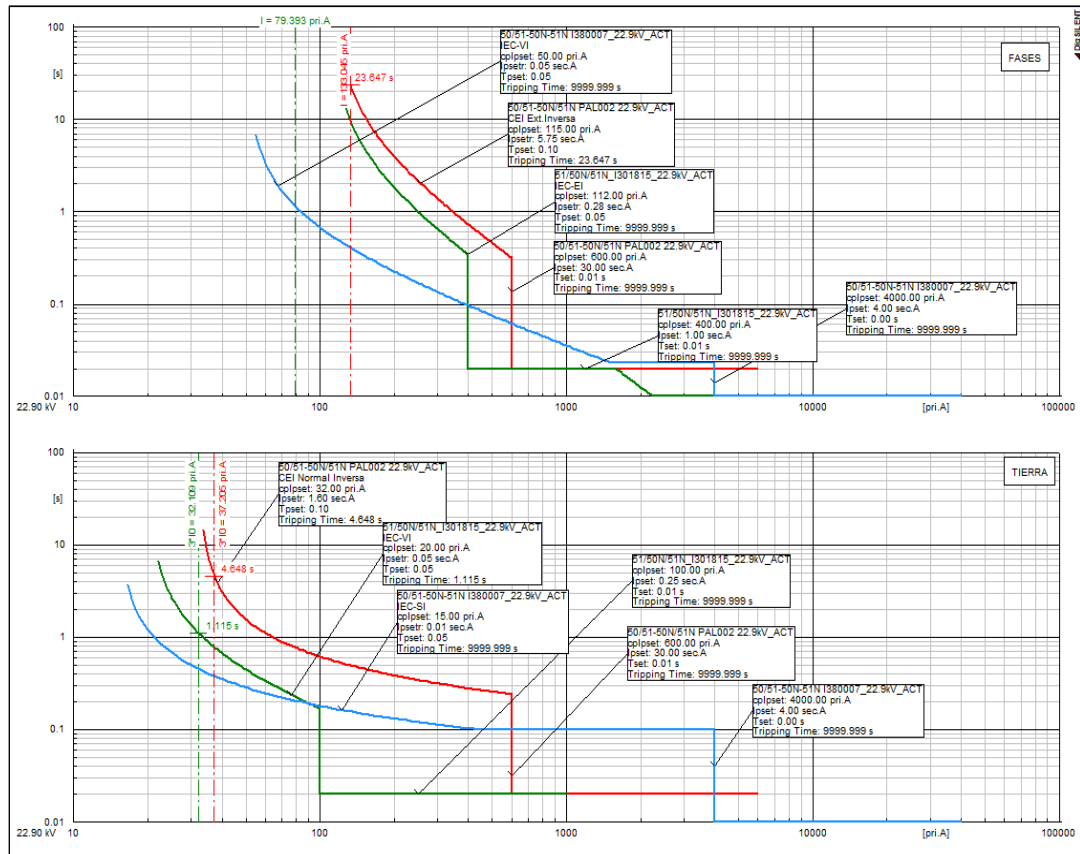


Figura IV. 22: Ruta 3, Simulación del flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajuste actual
Fuente: Software Digsilent

A continuación, se mencionan los hallazgos encontrados durante la verificación:

- Como podemos observar la ruta 3 del alimentador es protegida por un reconectador ENTEC-EVRC2A con código (I301815) y un reconectador principal ENTEC-EVRC2A con código (I380007) los mismos están coordinando directamente con el relé de cabecera PL300.
- Se puede observar que algunos de los elementos de protección operan ante la simulación de flujo desbalanceado. Por lo que se recomienda reajustar las corrientes de arranque o pickup de las funciones que están operando con el fin de evitar que se presente dicha situación.
- También se puede observar que ante una falla monofásica frente al reconectador principal existe errores en la coordinación, despejando la falla en 119ms y el

reconector de respaldo en 20ms por lo que no estarían cumpliendo ni con los tiempos de despeje y ni con la selectividad entre protecciones (primero opera elemento principal y luego el de respaldo).

RUTA 4: Incluye la protección en la salida de la cabecera del circuito del alimentador y los reconectores I301815 e I303087. En las siguientes figuras se muestra la operación de los elementos mencionados, con los ajustes actuales ante fallas de cortocircuito simulado en el software Digsilent.

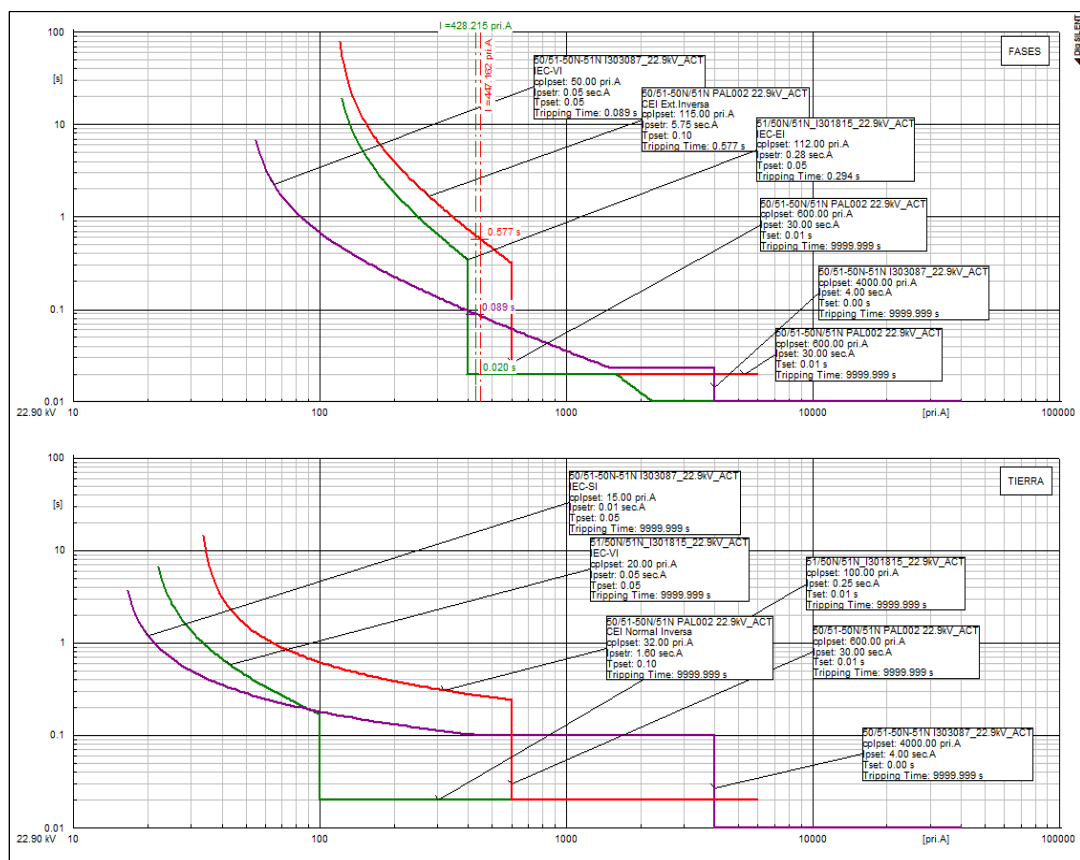


Figura IV. 23: Ruta 4, Falla 3 ϕ franca al 1% del reconector I303087 - ajuste actual
Fuente: Software Digsilent

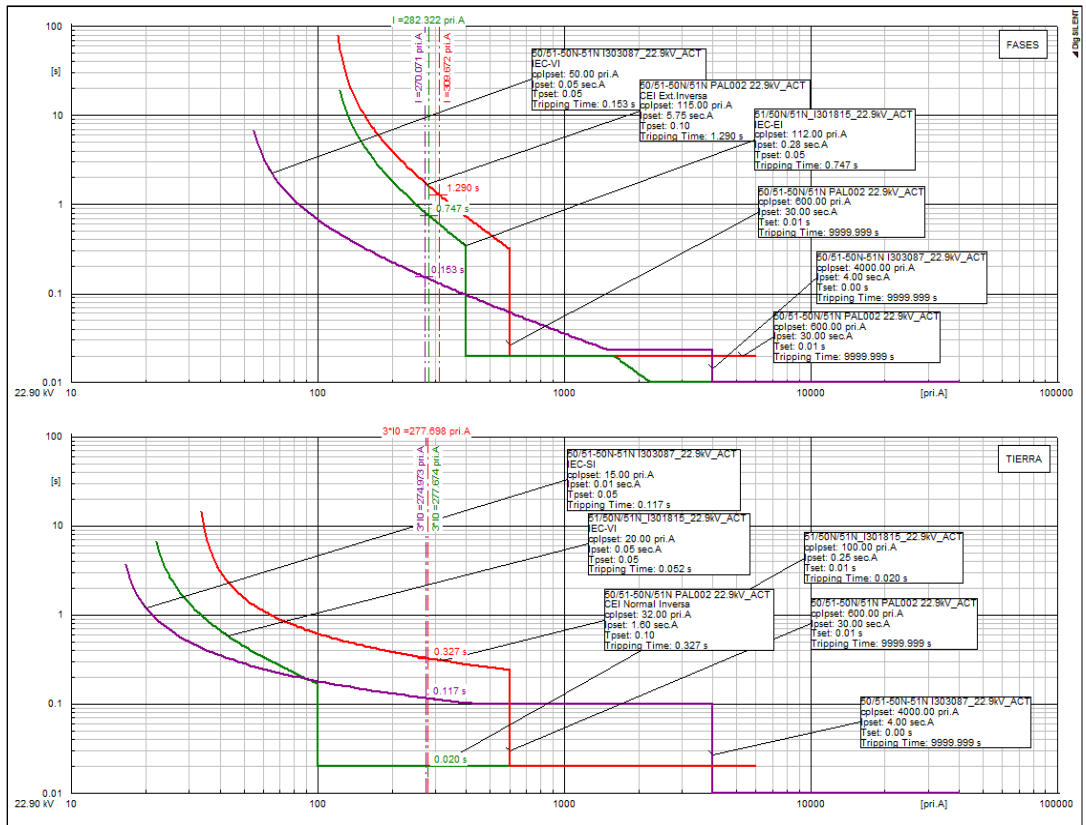


Figura IV. 24: Ruta 4, Falla 1 ϕ franca al 1% del reconectador I303087 - ajuste actual
Fuente: Software Digsilent

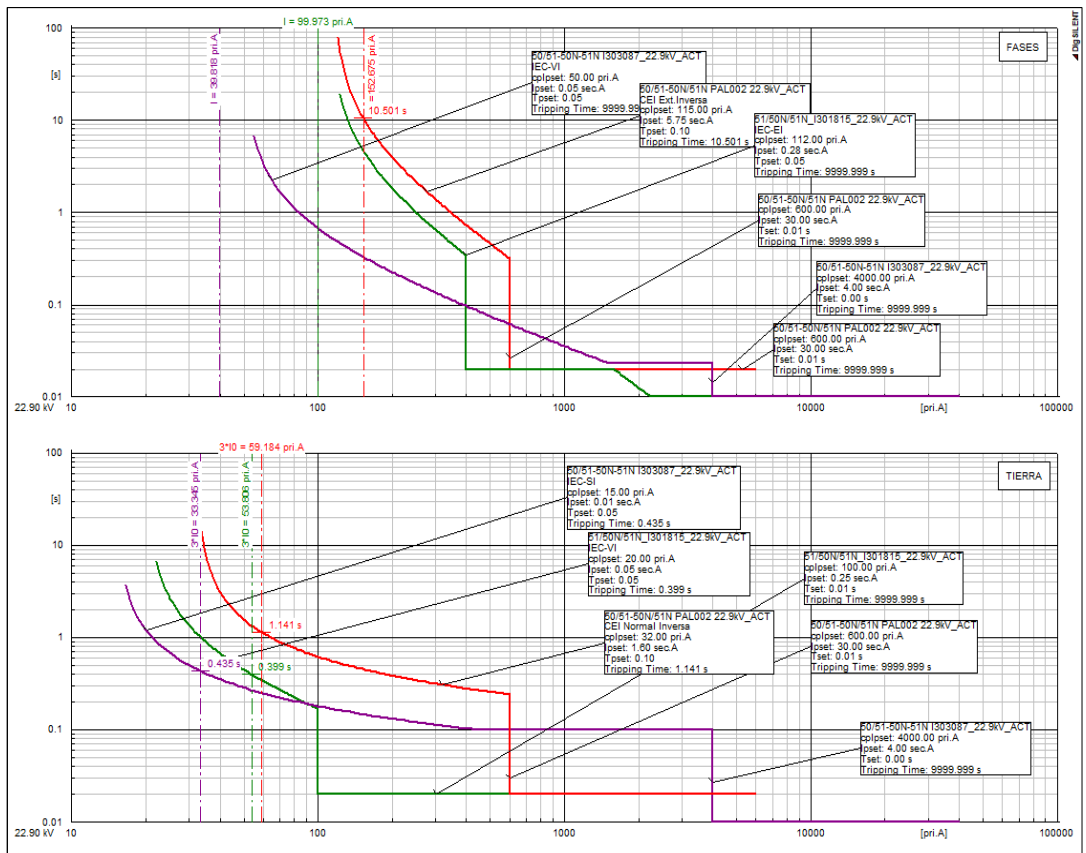


Figura IV. 25: Ruta 4, Falla 1 ϕ - 400 Ω al 99% de la ruta - ajuste actual
Fuente: Software Digsilent

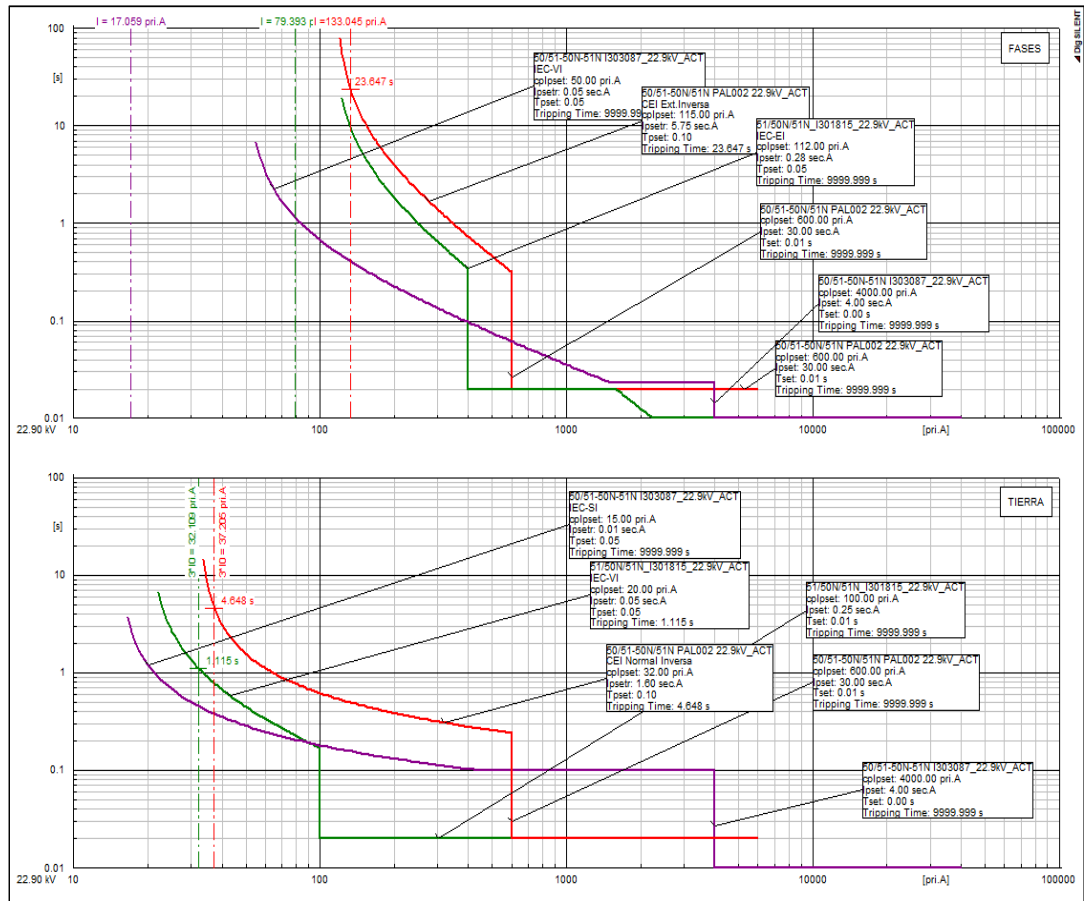


Figura IV. 26: Ruta 4, Simulación del flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajuste actual
Fuente: Software Digsilent

A continuación, se mencionan los hallazgos encontrados durante la verificación:

- De las figuras mostradas se puede observar que la protección actual de la ruta 4 del alimentador es coordinada a través de las curvas características del reconector ENTEC-EVRC2A principal (curva de color morado) con código (I301815) y el reconector de respaldo ENTEC-EVRC2A (curva de color verde) con código (I303087) los mismos que están coordinando directamente con el relé de cabecera PL300 (curva de color rojo).
- Se puede observar que algunos de los elementos de protección operan ante la simulación de flujo desbalanceado. Por lo que se recomienda reajustar las corrientes de arranque o pickup de las funciones que están operando con el fin de evitar que se presente dicha situación.

- También se puede observar que ante una falla trifásica y monofásica frente al rector principal existe errores en la coordinación, el primero que detectaría y despejaría la falla sería el rector de respaldo y luego el principal por lo que no estarían cumpliendo ni con los tiempos de despeje ni con la selectividad entre protecciones; ya que un sistema o elemento de protección es selectivo cuando el defecto es eliminado por la protección más próxima a él con el objetivo de mantener la continuidad del servicio en la partes no afectadas del sistema o circuito eléctrico.

Después de haber evaluado los esquemas de protecciones, se presenta a continuación la propuesta para mejorar el sistema de protección del alimentador PAL002.

4.7. PROPUESTA DE MEJORA AL SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR PAL002

De acuerdo a las observaciones hechas a los esquemas de coordinación de los elementos de protección del alimentador, es necesario plantear nuevas alternativas para poder obtener una mejora del nivel de selectividad actual y futuro del sistema de protección. Como se observó la configuración actual del sistema de protección en estudio no garantiza el cumplimiento de selectividad, ni con los límites y márgenes de coordinación establecidos. Para ello se planteó la siguiente:

4.7.1. CRITERIOS Y CONSIDERACIONES

Para iniciar un proceso de ajustes de protecciones se debe conocer la corriente de carga y las corrientes máximas y mínimas de fallas, éstas deben registrarse aguas debajo de la ubicación de cada protección que va ser coordinado.

Luego se calcula y determina sucesivamente, la corriente de arranque de la unidad instantánea (en caso de utilizarse), la corriente de arranque de la unidad temporizado y el dial de tiempo para cada protección.

Para ello se utilizaron los siguientes criterios:

- Para la máxima condición de carga esperada, la corriente en el secundario del transformador de corriente no debe superar su corriente nominal (5A o 1A):

$$I_n \geq \frac{I_{m\acute{a}xima\ de\ carga}}{N_{ct}} \quad (67)$$

- Para la peor condición de falla, la corriente en el secundario del transformador de corriente debe ser menor a 20 veces la corriente nominal. Es decir: menor a 100A y menor a 20A en transformadores de 5A y 1A respectivamente.

$$20xI_n \geq \frac{I_{m\acute{a}xima\ de\ falla}}{N_{ct}} \quad (68)$$

- Para los ajustes entre fases, la corriente de arranque o pickup de la unidad temporizada (51) de la protección debe ser mayor entre 1.3 a 2.0 de la corriente de máxima carga en el punto de aplicación.

$$I_{51} \geq (1.3 - 2.0)xI_{m\acute{a}xima\ de\ carga} \quad (69)$$

- Para los ajustes entre fases, la corriente de la unidad instantánea (50) de la protección debe ser menor entre 0.8 a 0.9 de la corriente de falla trifásica en el punto de aplicación.

$$I_{50} \leq (0.8 - 0.9.)xI_{falla\ trif\acute{a}sica} \quad (70)$$

- Las protecciones a tierra siguen el mismo procedimiento que las protecciones de fase, pero utilizando los niveles de cortocircuito para fallas a tierra, para los ajustes a tierra la corriente de arranque o pickup de la unidad temporizada (51N) de la protección debe ser mayor entre 0.2 a 0.4 de la corriente de la unidad temporizada de fase de la protección.

$$I_{51N} \geq (0.2 - 0.4)xI_{51\ de\ la\ proteccion\ de\ fase} \quad (71)$$

- Para los ajustes a tierra, la corriente de la unidad instantánea (50N) de la protección

debe ser menor entre 0.8 a 0.9 de la corriente de falla monofásica en el punto de aplicación.

$$I_{50N} \leq (0.8 - 0.9.) \times I_{falla\ monofásica} \quad (72)$$

- Los cinco reconectores cuentan con la funcionalidad SEF para la detección de fallas a tierra sensible, para los ajustes se utilizó el 0.8 de la corriente de falla de alta impedancia (400Ω) en la cola de cada ruta.
- Para los ajustes de sobrecorriente de fase y tierra se han considerado curvas de tiempo temporizado (muy inverso o extremadamente inverso) debido a que tienen afinidad para coordinar con otros dispositivos agua arriba o abajo del mismo.
- Se han considerado márgenes de coordinación entre las protecciones de diferentes marcas 200ms y de igual marca 150ms como mínimo.

4.7.2. AJUSTES DE PROTECCIÓN PROPUESTOS

A partir de los escenarios de análisis realizado anteriormente, se puede determinar las propuestas de mejora al sistema de protección, las cuales se mencionan a continuación:

RUTA 1:

- Para las protecciones de la ruta la función ANSI 51: se ajustó al 1.5 de la corriente de máxima carga vista en cada equipo de protección.
- Para la función ANSI 50: se ajustó al 0.8 de la corriente de cortocircuito vista en este equipo ante una falla trifásica franca al 1% del mismo.
- Para la función ANSI 51N: la corriente de arranque se ajustó al 0.30 del valor de la corriente de arranque de la función ANSI 51 de la protección de fase.

- Para la función ANSI 50N: se seleccionó el 0.8 de la corriente de cortocircuito vista en este equipo ante una falla monofásica franca al 1% del mismo.
- El reconectador es de marca ENTEC por lo que se recomienda habilitar la función SEF para el despeje de fallas hasta 400Ω ; la corriente de arranque de esta función se ajustó al 0.8 de la corriente de cortocircuito vista por una falla de alta impedancia en el punto más alejado de esta ruta. El tiempo de actuación se ajustó en 1 segundo.

Diagrama Unifilar Ruta 1:

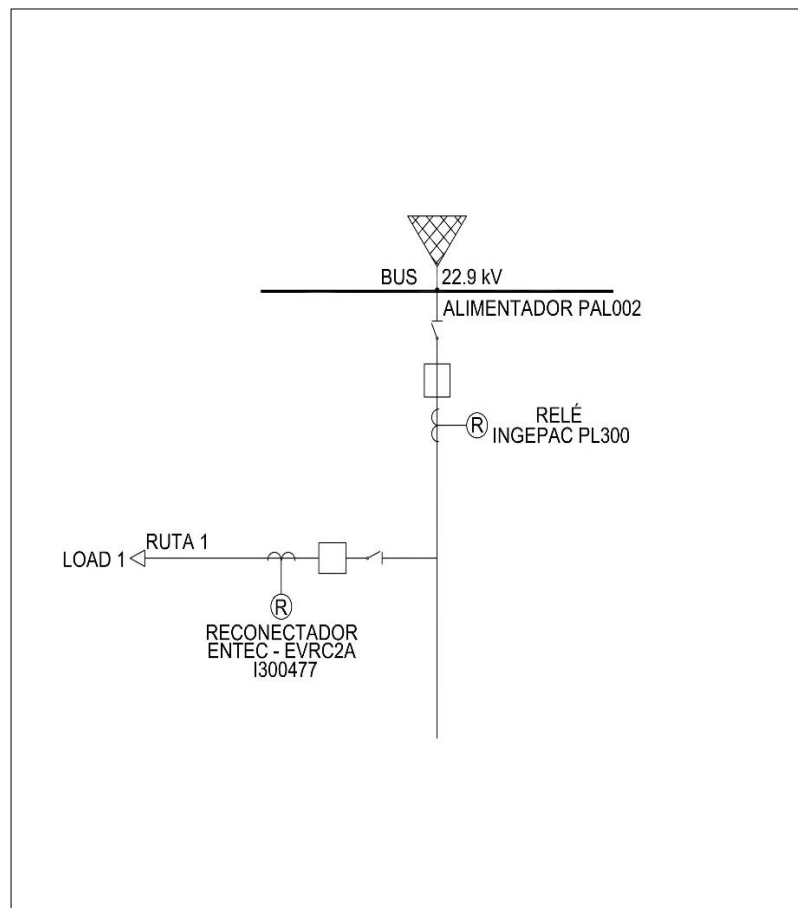


Figura IV. 27: Elementos de protección de la ruta 1, alimentador PAL002
Fuente: Elaboración propia

En los esquemas siguientes se puede observar que con los ajustes propuesto se obtiene una coordinación adecuada para los diferentes tipos de fallas:

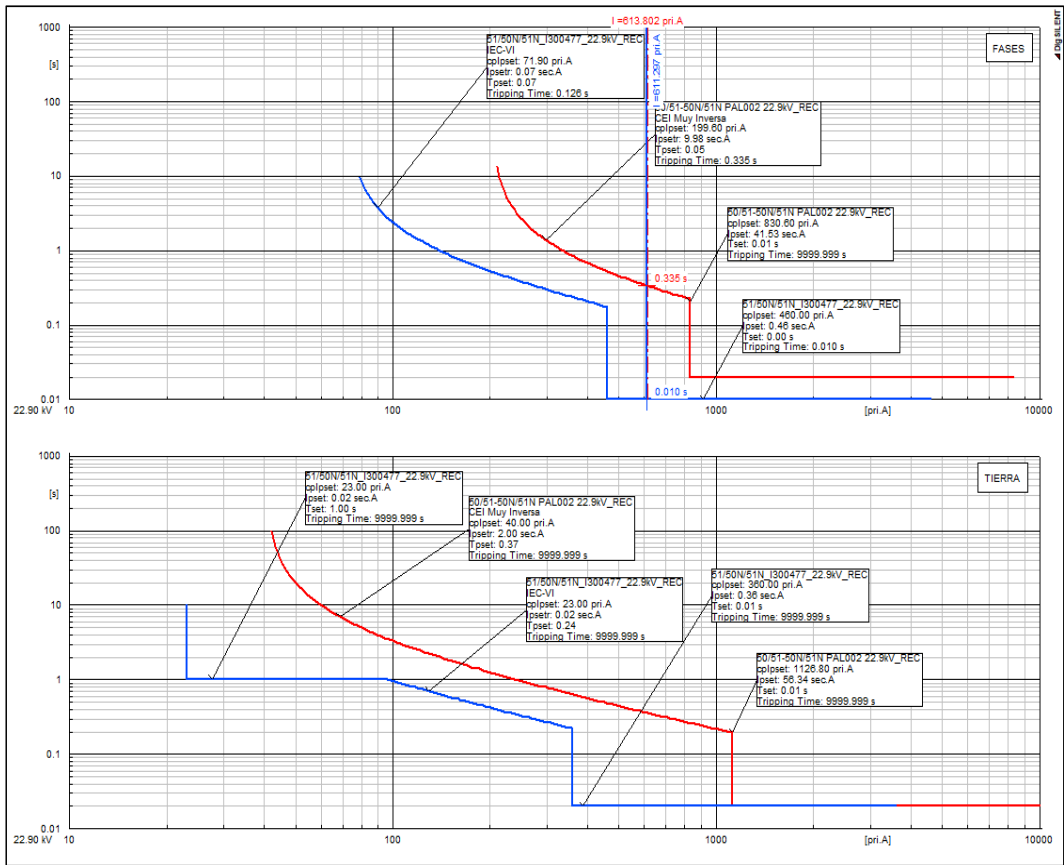


Figura IV. 28: Coordinación de protección propuesto – falla 3 ϕ al 1% del reconnector I300477
Fuente: Software Digsilent

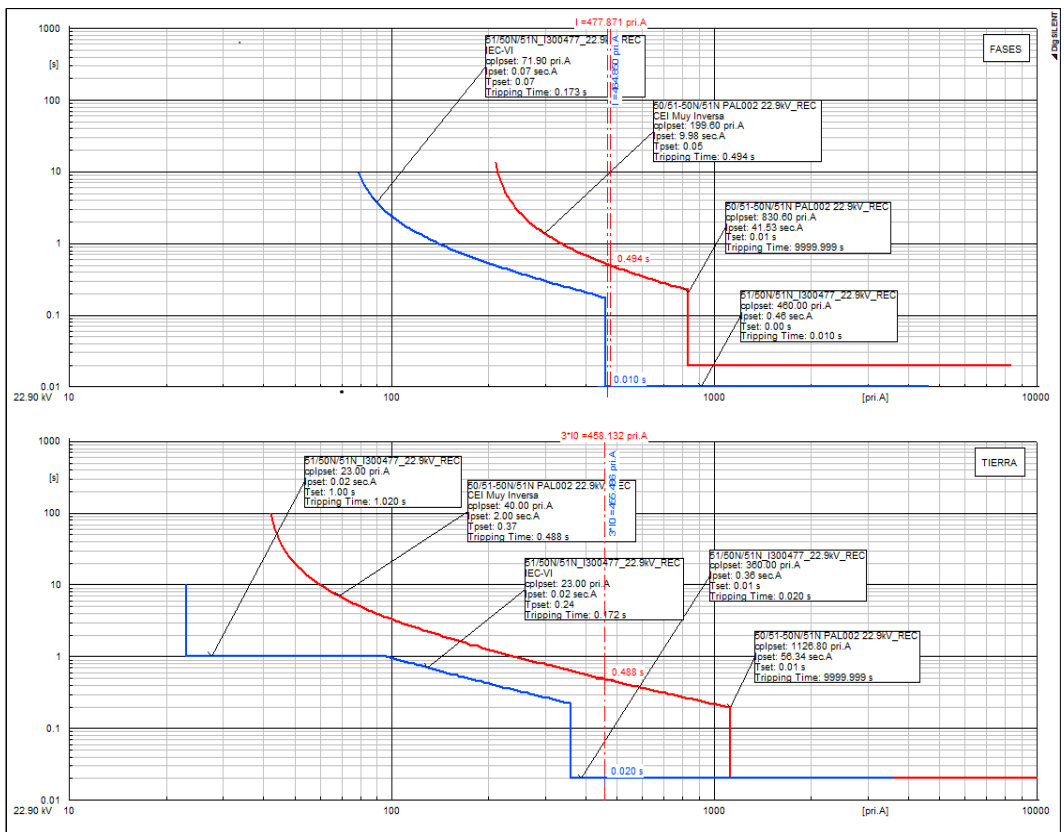


Figura IV. 29: Coordinación de protección propuesto – falla 1 ϕ al 1% del reconnector I300477
Fuente: Software Digsilent

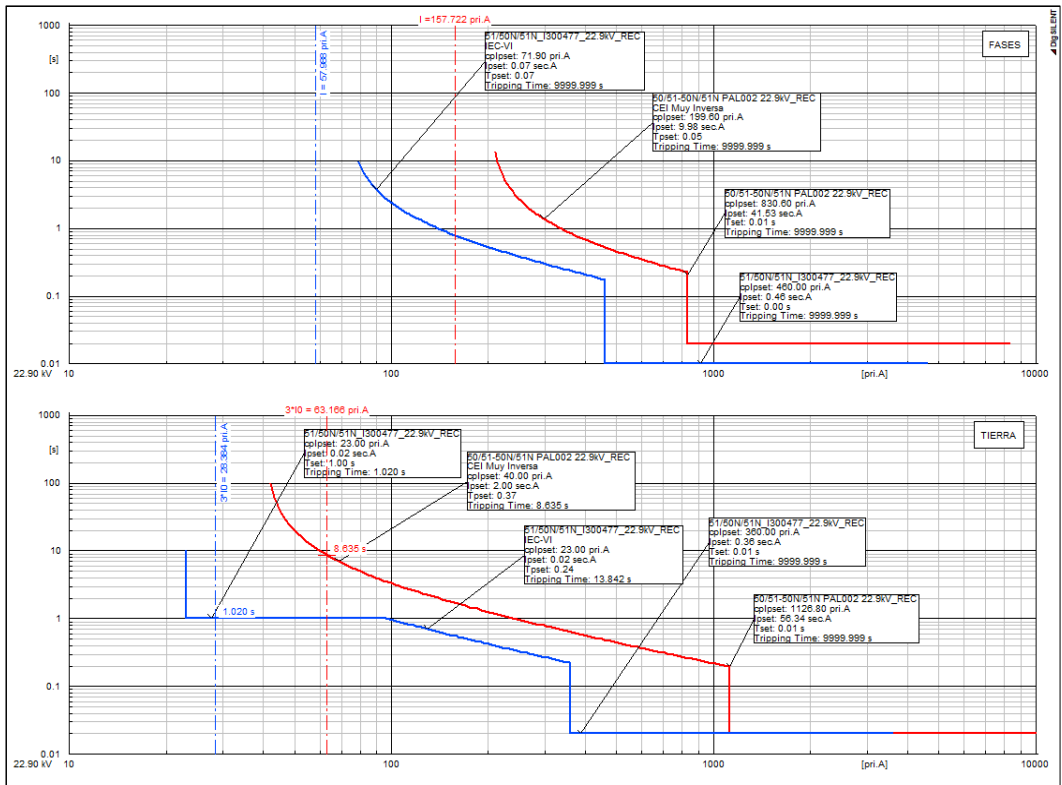


Figura IV. 30: Coordinación de protección propuesto – falla 1 ϕ de 400 Ω al 99% de la ruta 1
Fuente: Software Digsilent

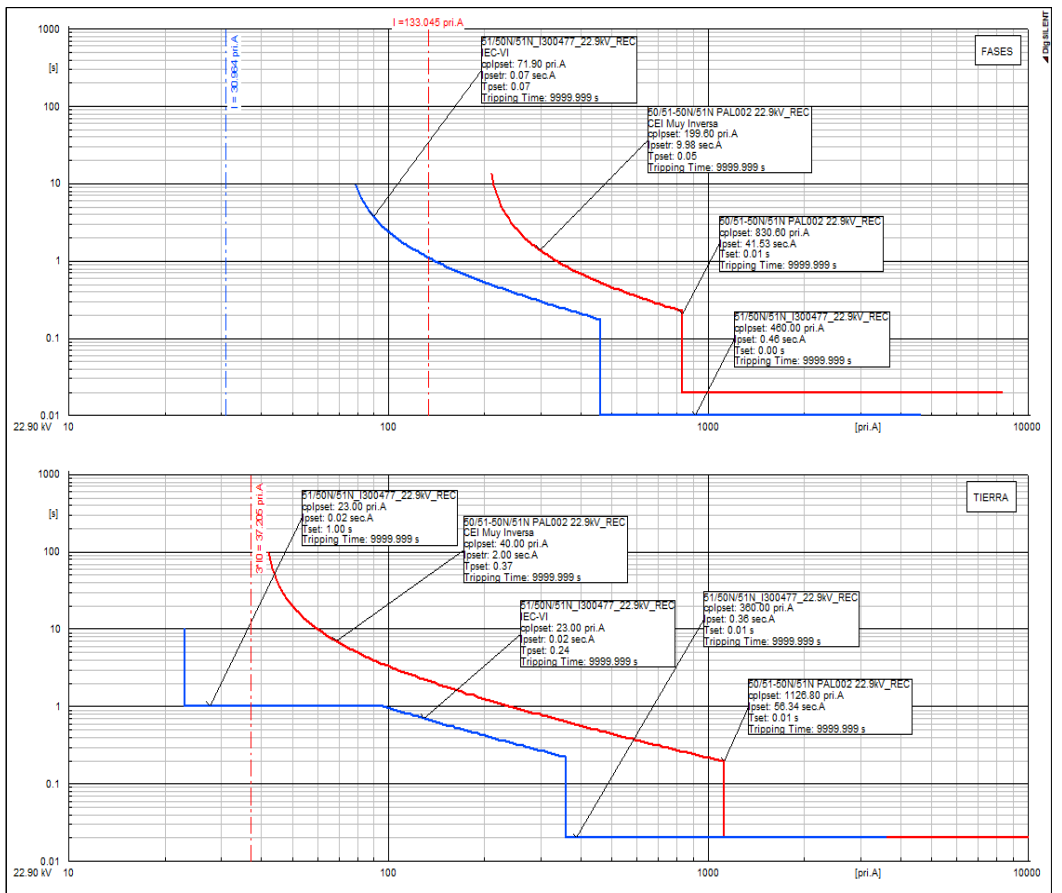


Figura IV. 31: Ruta 1, Flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajustes propuestos
Fuente: Software Digsilent

De los esquemas anteriores las fallas de cortocircuito trifásicas y monofásicas se observa que:

- ✓ Ante una falla trifásica frente al reconectador ENTEC-I300477 (Figura IV.28) se verifica una adecuada coordinación entre los dos elementos de protección. El reconectador despeja la falla en 10ms, mientras que la protección del relé de cabecera PL300 esperaría 360ms como respaldo de la falla, existiendo un margen de coordinación de 350ms lo cual se considera adecuado.
- ✓ Ante una falla monofásica franca (Figura IV.29) aguas abajo del reconectador; el reconectador ENTEC-I300477 despeja la falla en 20ms y el respaldo en 488ms, existiendo un margen de coordinación de 468ms lo cual se considera adecuado para la protección del sistema.
- ✓ Ante una falla monofásica de alta impedancia (400Ω) (Figura IV.30) en el extremo remoto del alimentador, el reconectador ENTEC-I300477 despeja la falla en 1.020s y el relé lo hace en 8.635s, tiempo considerado adecuado para este tipo de fallas.
- ✓ Ahora, se puede observar que las protecciones de la ruta 1 no operan ante la simulación de un flujo desbalanceado, condición normal y frecuente en estos tipos de sistemas de distribución radial rural, el cual es adecuado para continuidad del servicio.

RUTA 2:

- Se observaron diferentes tipos de curvas entre los elementos verificados, para evitar las descoordinaciones se unificó el tipo de curva de las funciones de protección.

- La función ANSI 51 del reconectador I301815 tiene una corriente de arranque de 112A mientras que la de la protección en la cabecera del alimentador es de 115A, para evitar descoordinación entre los equipos se recomienda reajustar la corriente del reconectador en un valor 1.5 de la corriente vista por este equipo ante la simulación de un flujo desbalanceado.
- La protección del reconectador ENTEC-I302053 estuvo operando en 91ms ante una falla trifásica franca delante de este; se ajustó el arranque de la función ANSI 50 al 80% de la corriente de cortocircuito vista en este equipo por una falla trifásica franca.
- Se ajustó la función ANSI 50 del reconectador ENTEC-I301815 al 80% de la corriente de cortocircuito vista ante una falla trifásica franca.
- Se ajustó el arranque de la función ANSI 50N de los reconectores ENTEC-I302053 y ENTEC-I301815 a un valor del 80% de la corriente de cortocircuito vista ante una falla monofásica franca.
- El dial para cada dispositivo se ajustó de tal manera que permita mantener los márgenes de coordinación propuesto en los criterios de coordinación.
- Se recomienda habilitar la función SEF para los reconectores ENTEC-I301815 y ENTEC-I302053 con el fin de lograr el despeje de las fallas de alta impedancia en un tiempo de 1.5s y 1s respectivamente.

Diagrama Unifilar Ruta 2:

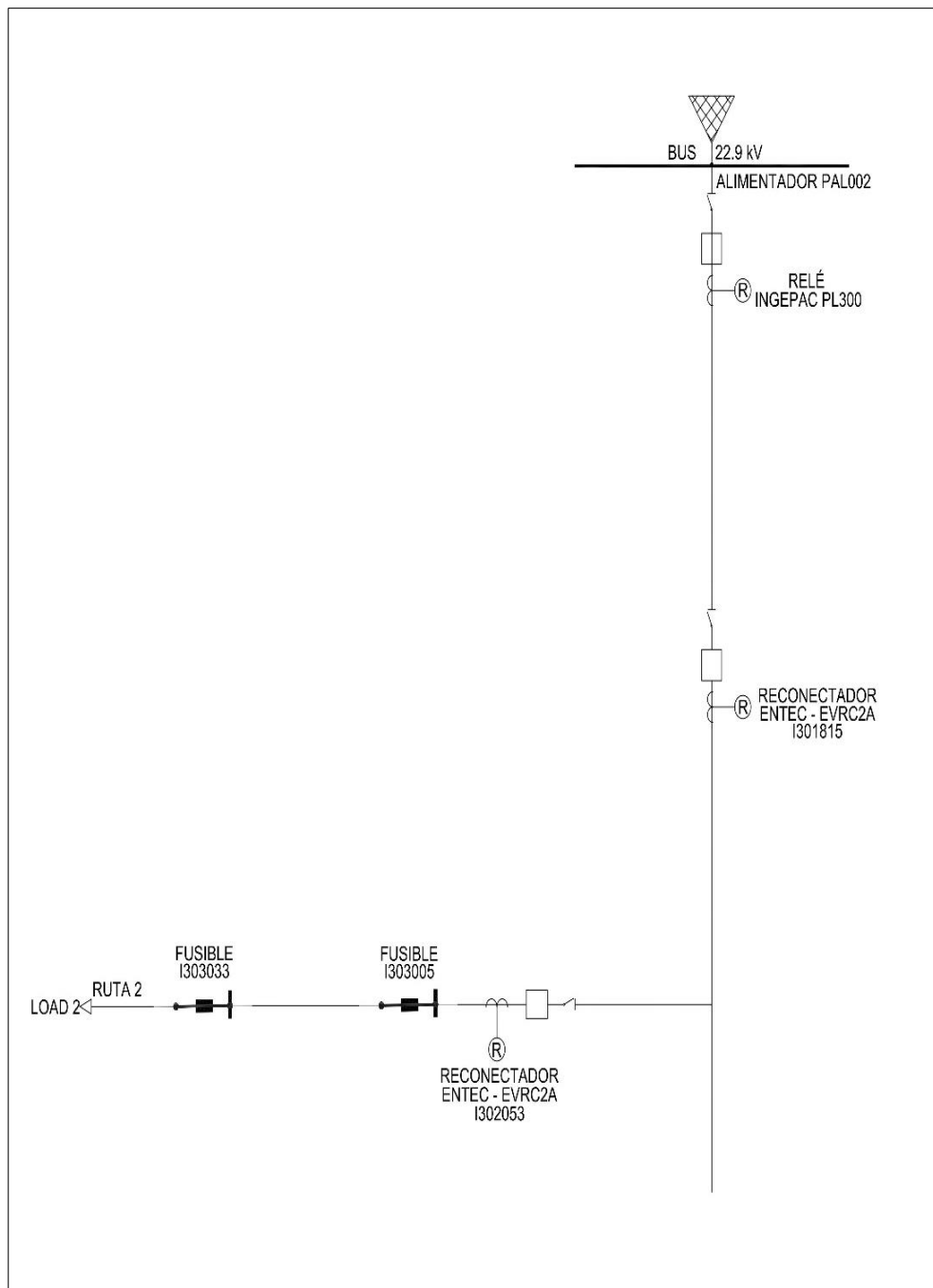


Figura IV. 32: Elementos de protección de la ruta 2, alimentador PAL002
Fuente: Elaboración propia

En los esquemas siguientes se puede observar que con los ajustes propuesto se obtiene una coordinación adecuada para los diferentes tipos de fallas de cortocircuito:

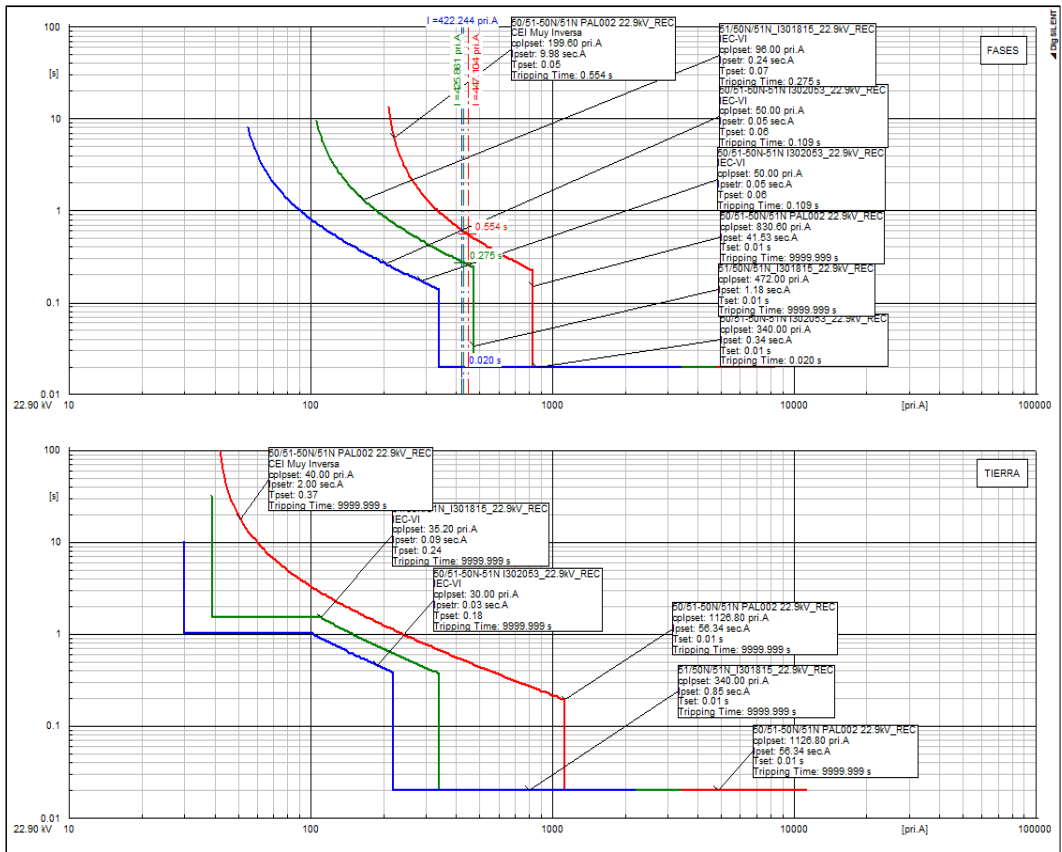


Figura IV. 33: Coordinación de protección propuesto – falla 3 ϕ al 1% del reconectador I302053
Fuente: Software Digsilent

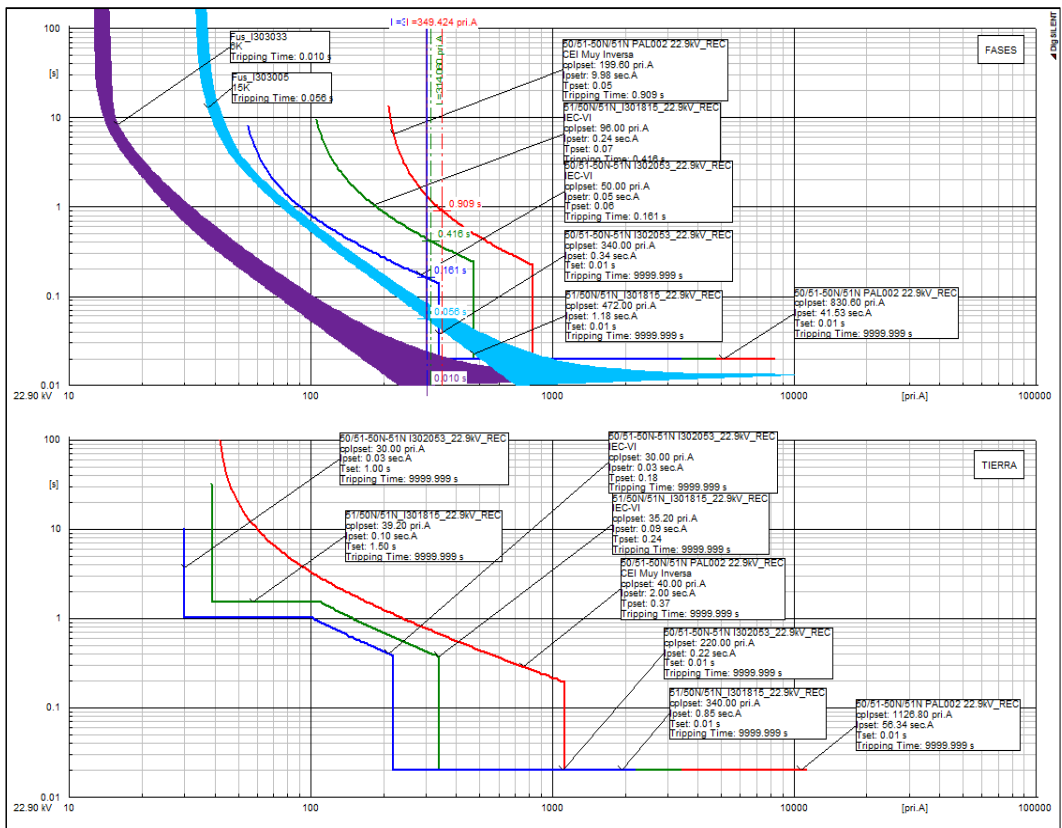


Figura IV. 34: Coordinación de protección propuesto – falla 3 ϕ al 1% del fusible I303005
Fuente: Software Digsilent

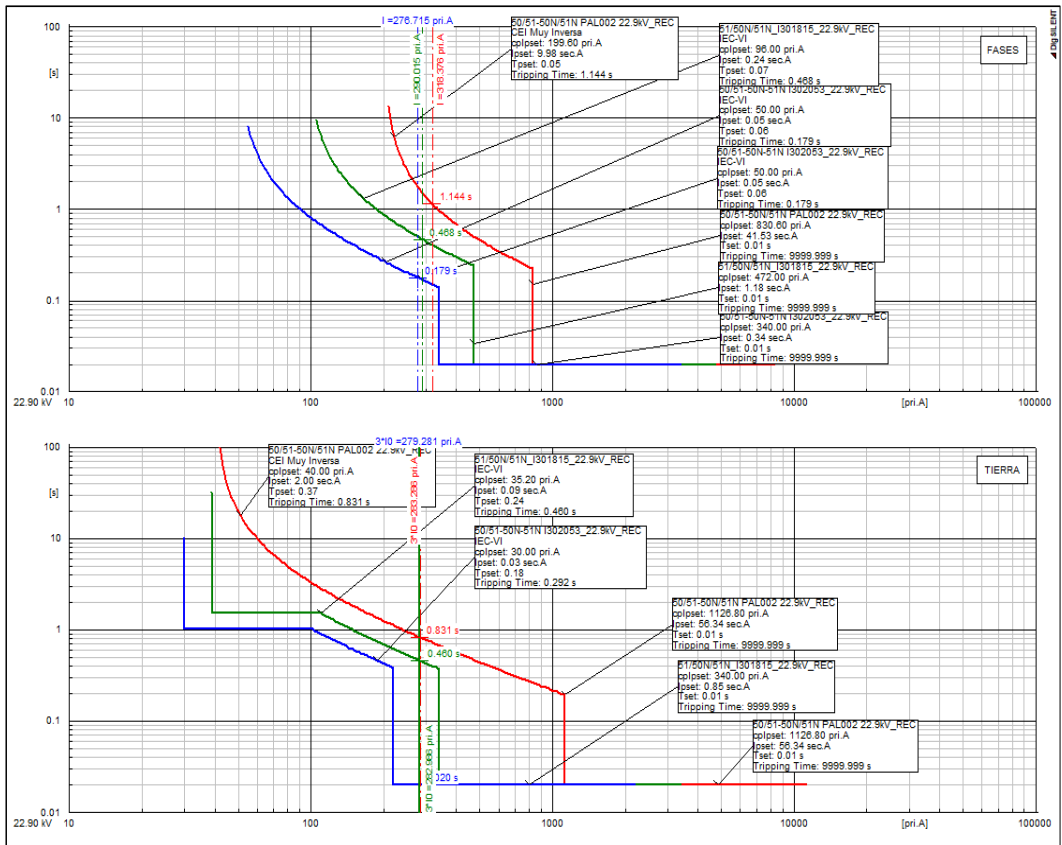


Figura IV. 35: Coordinación de protección propuesta – falla 1 ϕ al 1% del reconectador I302053
Fuente: Software Digsilent

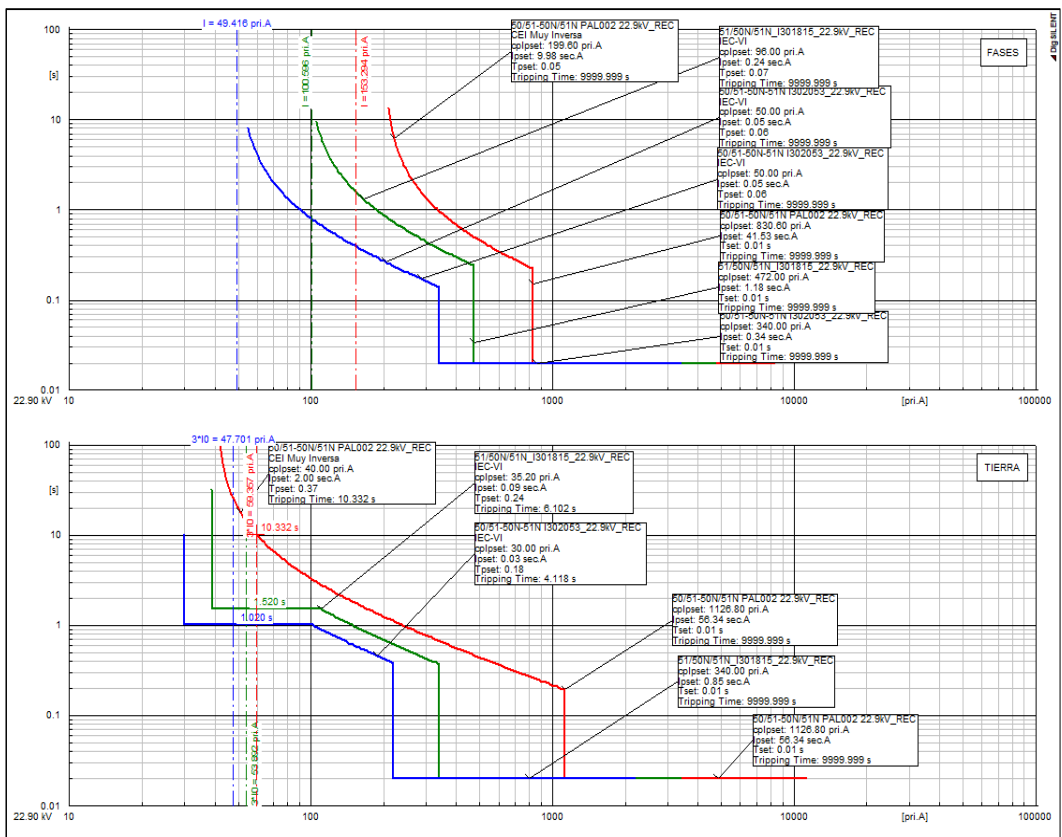


Figura IV. 36: Coordinación de protección propuesta – falla 1 ϕ de 400 Ω al 99% de la ruta 2
Fuente: Software Digsilent

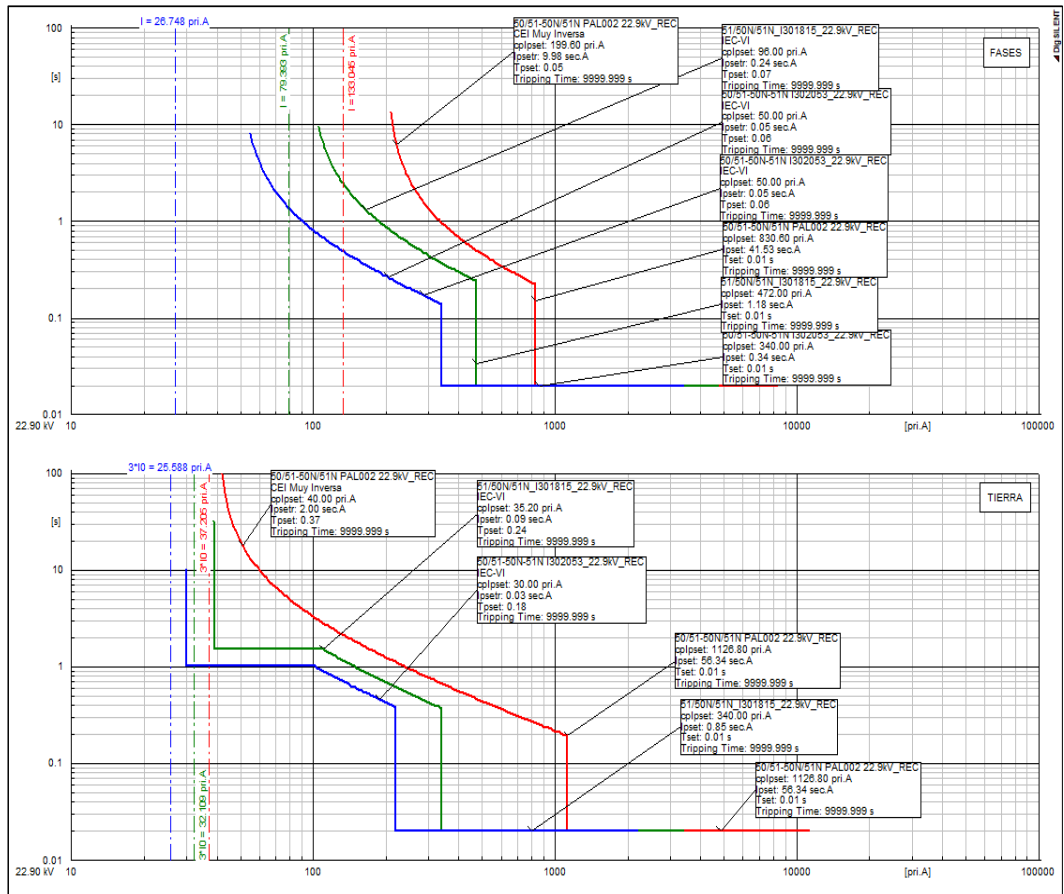


Figura IV. 37: Ruta 2, Flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajustes propuestos
Fuente: Software Digsilent

De los esquemas anteriores las fallas de cortocircuito trifásicas y monofásicas se observa que:

- ✓ Ante una falla trifásica frente al reconector ENTEC-I302053 (Figura IV.33) se verifica una adecuada coordinación entre los dos elementos de protección; este reconector despeja la falla en 20ms y la protección de respaldo ENTEC-I301815 en 274ms, existiendo un margen de coordinación adecuado.
- ✓ Ante una falla monofásica franca (Figura IV.35) en la salida del reconector ENTEC-I302053 de la ruta 2 del alimentador; el reconector I302053 despeja la falla en 20ms, el de respaldo reconector ENTEC-I301815 en 460ms, existiendo un margen de coordinación de 334ms lo cual se considera adecuado.

- ✓ Ante una falla monofásica de alta impedancia 400Ω (Figura IV.36) en el extremo remoto del alimentador, el reconectador ENTEC-I302053 despeja la falla en 1.020s, el reconectador ENTEC-I301815 en 1.520s y el relé PL300 lo haría en 10.332s, existiendo un amplio margen de coordinación entre ellos considerado adecuado para este tipo de fallas.

- ✓ Ante una falla trifásica (Figura IV.34) en el extremo remoto, se verifica una adecuada coordinación y secuencia de actuación de los elementos de protección (1ero: fusible, luego los de respaldo: los conectadores y finalmente el relé de sobrecorriente de cabecera).

- ✓ Ahora, se puede observar que las protecciones de la ruta 2 no operan ante la simulación de un flujo desbalanceado, condición normal y frecuente en estos tipos de sistemas de distribución radial rural, el cual es adecuado para continuidad del servicio.

RUTA 3:

- Se deshabilitó la protección ANSI 50 del reconectador ENTEC-I380007 con el fin de que existe selectividad con los elementos agua abajo.

- Se cambió el tipo de curva de la función ANSI 51 del reconectador ENTEC-I380007 con el fin de lograr una mejor coordinación con los dos fusibles aguas abajo de este.

- Se ajustó el arranque de la función ANSI 50N del reconectador ENTEC-I380007 a un valor del 80% de la corriente de cortocircuito vista ante una falla monofásica franca.

- Se ajustó el dial de las diferentes funciones de tal manera que permita que exista selectividad entre los elementos y los equipos de protección en estudio.
- Se recomienda habilitar la función SEF para el reconectador ENTEC-I380007 con el fin de lograr el despeje de las fallas de alta impedancia en un tiempo de 1s.

Diagrama Unifilar Ruta 3:

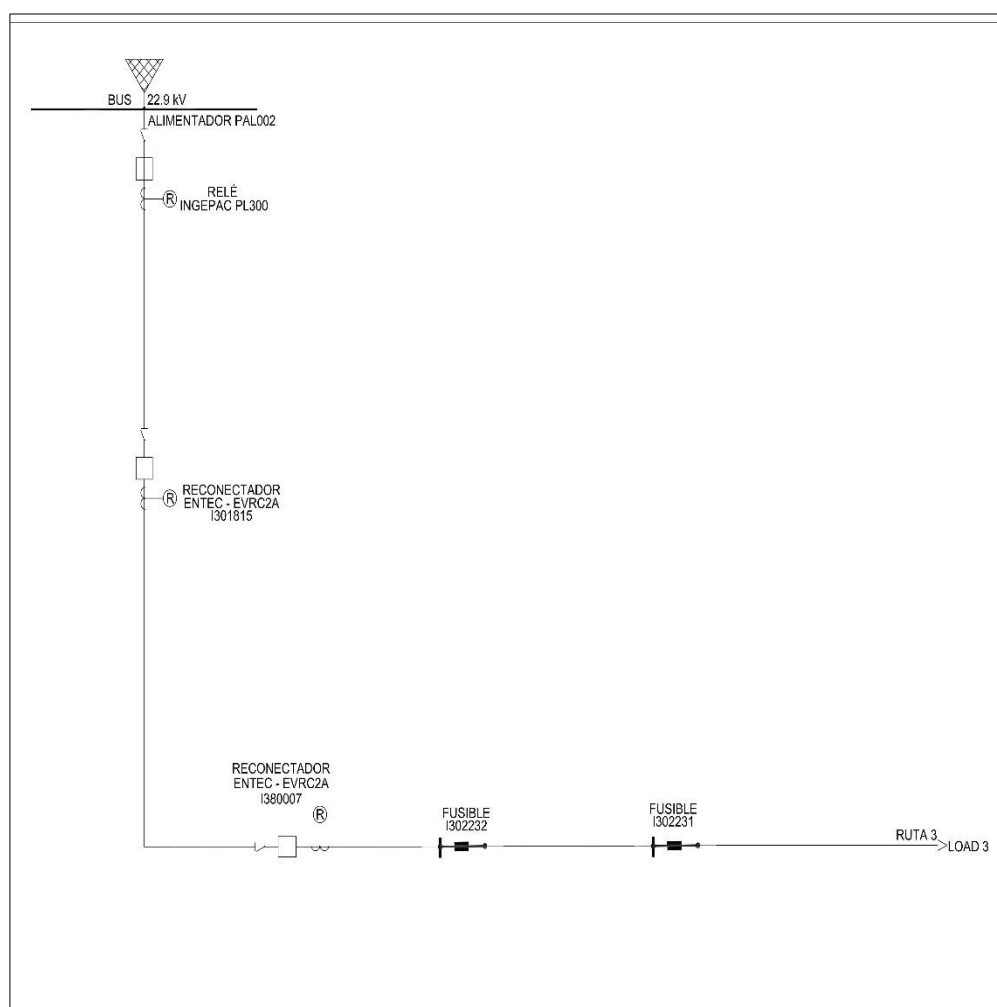


Figura IV. 38: Elementos de protección de la ruta 3, alimentador PAL002

Fuente: Elaboración propia

En los esquemas siguientes se puede observar que con los ajustes propuesto se obtiene una coordinación adecuada para los diferentes tipos de fallas de cortocircuito:

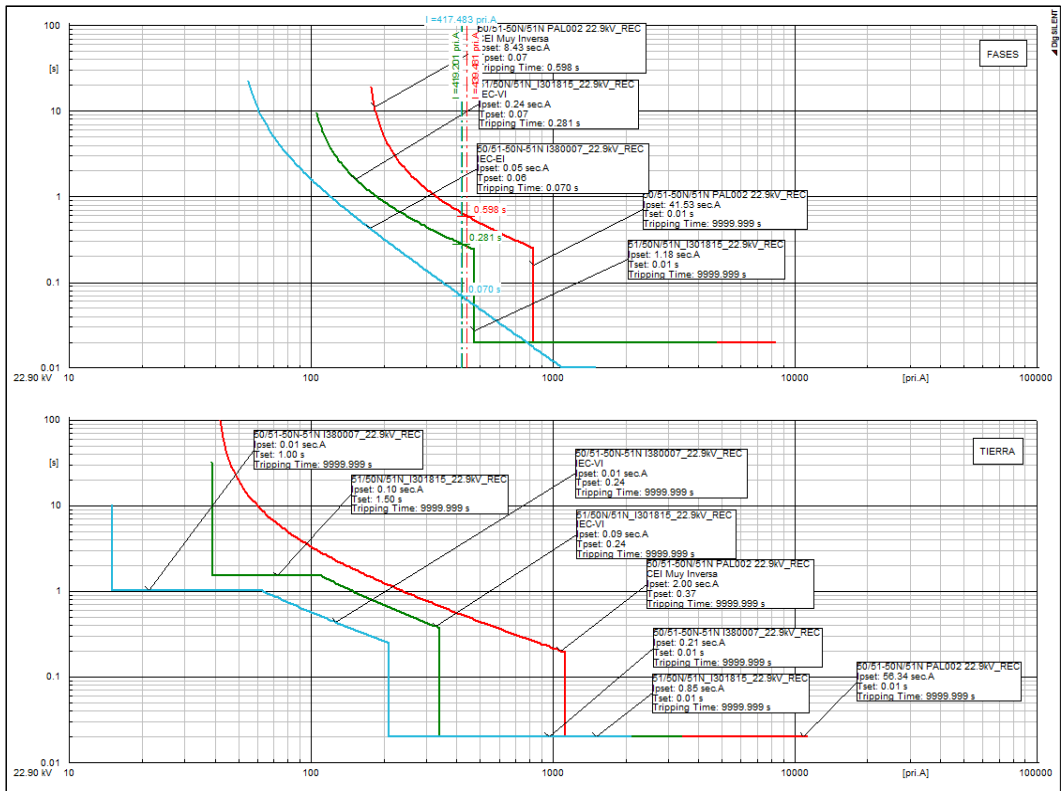


Figura IV. 39: Coordinación de protección propuesto – falla 3φ al 1% del reconectador I380007
Fuente: Software Digsilent

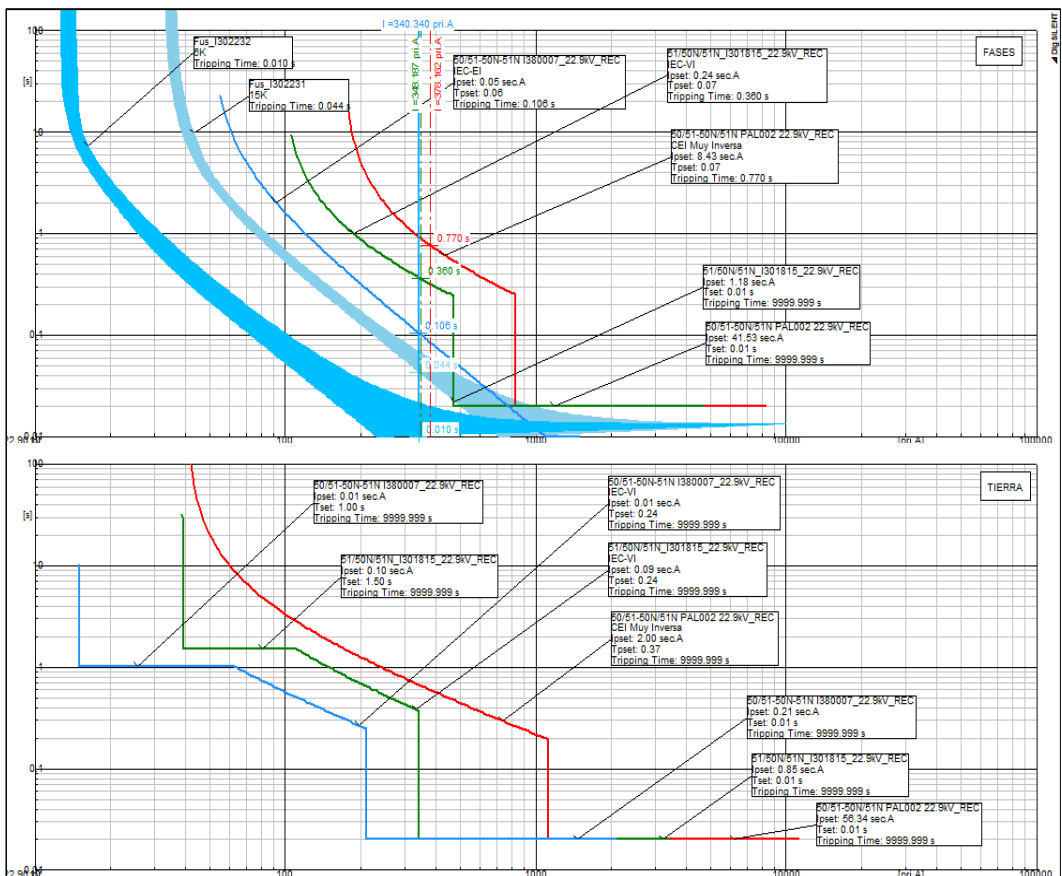


Figura IV. 40: Coordinación de protección propuesto – falla 3φ al 1% del fusible I302232
Fuente: Software Digsilent

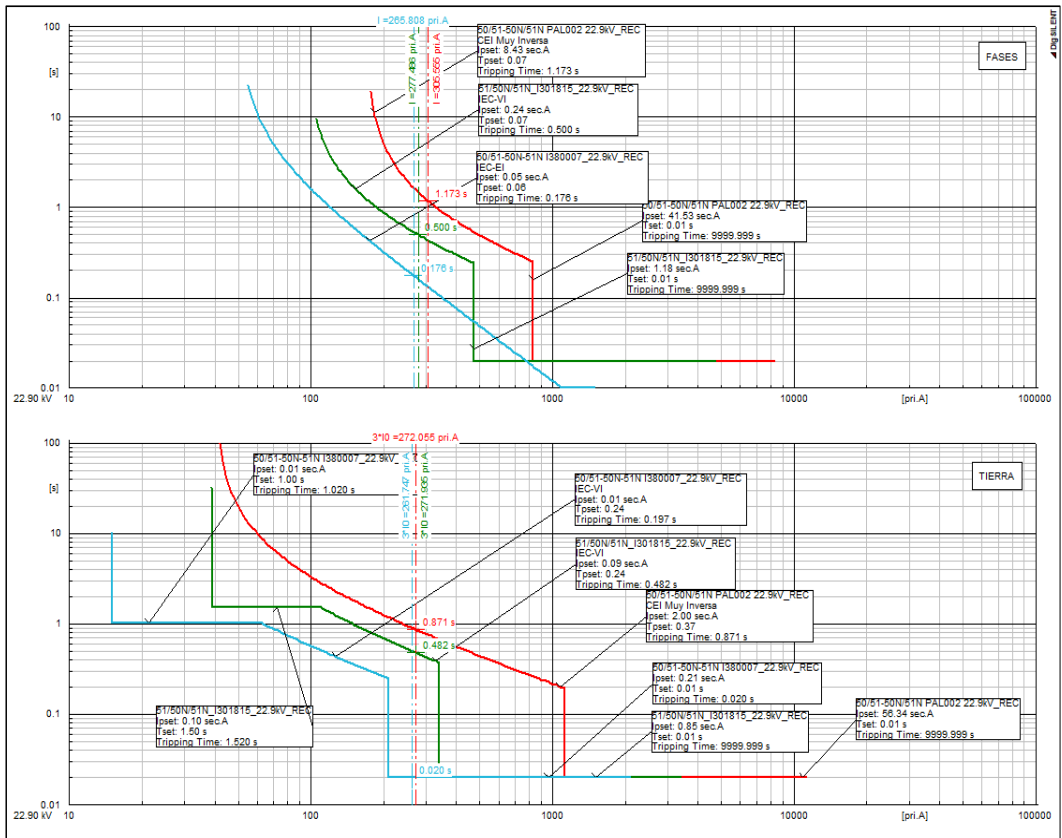


Figura IV. 41: Coordinación de protección propuesto – falla 1φ al 1% del reconector I380007
Fuente: Software Digsilent

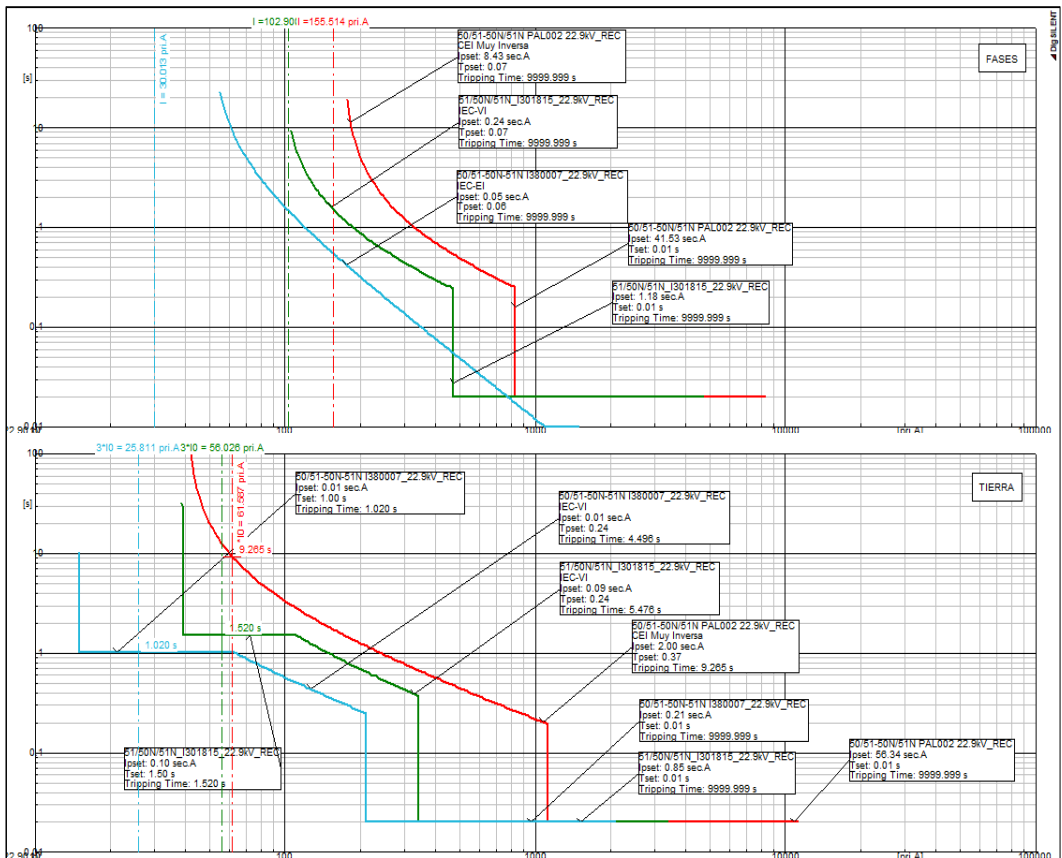


Figura IV. 42: Coordinación de protección propuesto – falla 1φ de 400Ω al 99% de la ruta 3
Fuente: Software Digsilent

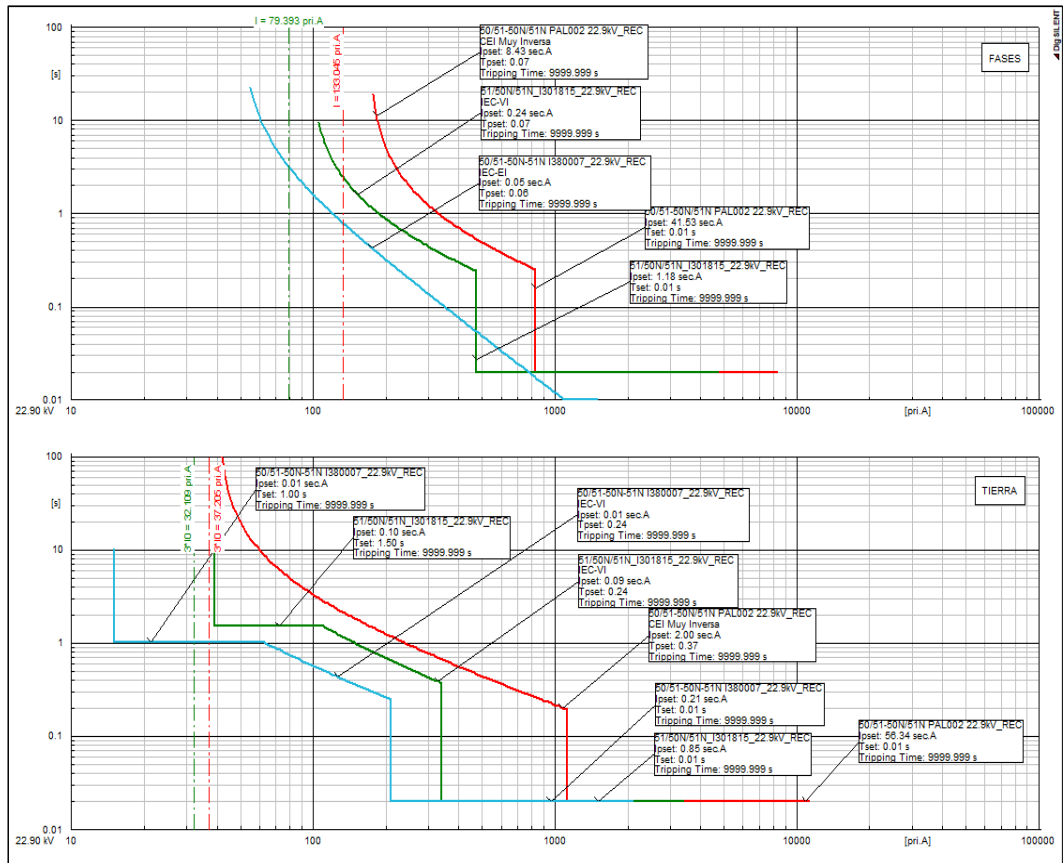


Figura IV. 43: Ruta 3, Flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajustes propuestos
Fuente: Software Digsilent

De los esquemas anteriores las fallas de cortocircuito trifásicas y monofásicas se observa que:

- ✓ Ante una falla trifásica frente al reconector ENTEC-I380007 (Figura IV.39) se verifica una adecuada coordinación entre los dos elementos de protección; este reconector despeja la falla en 70ms, el reconector ENTEC-I301815 en 281ms y el relé PL300 lo haría en 598ms, existiendo un amplio margen de coordinación entre ellos considerado adecuado para este tipo de falla.
- ✓ Ante una falla monofásica franca (Figura IV.41) en la salida del reconector I380007 de la ruta 3 del alimentador; el reconector ENTEC-I380007 despeja la falla en 176ms, el de respaldo reconector ENTEC-I301815 en 500ms, existiendo un margen de coordinación de 324ms lo cual se considera adecuado.

- ✓ Ante una falla monofásica de alta impedancia 400Ω (Figura IV.42) en el extremo remoto del alimentador, el reconectador ENTEC-I380007 despeja la falla en 1.020s, y el de respaldo reconectador ENTEC-I301815 en 1.520s, existiendo un amplio margen de coordinación entre ellos considerado adecuado para este tipo de fallas.

- ✓ Ante una falla trifásica (Figura IV.40) en el extremo remoto, se verifica una adecuada coordinación y secuencia de actuación de los elementos de protección (1ero: fusible, 2do: los conectadores y 3ero: el relé).

- ✓ Ahora, se puede observar que las protecciones de la ruta 3 no operan ante la simulación de un flujo desbalanceado, condición normal y frecuente en estos tipos de sistemas de distribución radial rural, el cual es adecuado para continuidad del servicio.

RUTA 4:

- La protección del reconectador ENTEC-I303087 estuvo operando en 89ms ante una falla trifásica franca delante de este. Se ajustó el arranque de la función ANSI 50 al 80% de la corriente de cortocircuito ante este tipo de falla.

- Se ajustó el arranque de la función ANSI 50N del reconectador ENTEC-I303087 a un valor del 80% de la corriente de cortocircuito vista en este equipo ante una falla monofásica franca.

- Se observaron diferente tipo de curvas entre los elementos verificados, para evitar descoordinaciones se unificó el tipo de curva de las funciones de protección.

- Se recomienda habilitar la función SEF para el reconectador ENTEC-I303087, con el fin de lograr el despeje de las fallas de alta impedancia en un tiempo de 1s, se seleccionó el mismo valor de la corriente de arranque de la función ANSI 51N de este equipo.

Diagrama Unifilar Ruta 4:

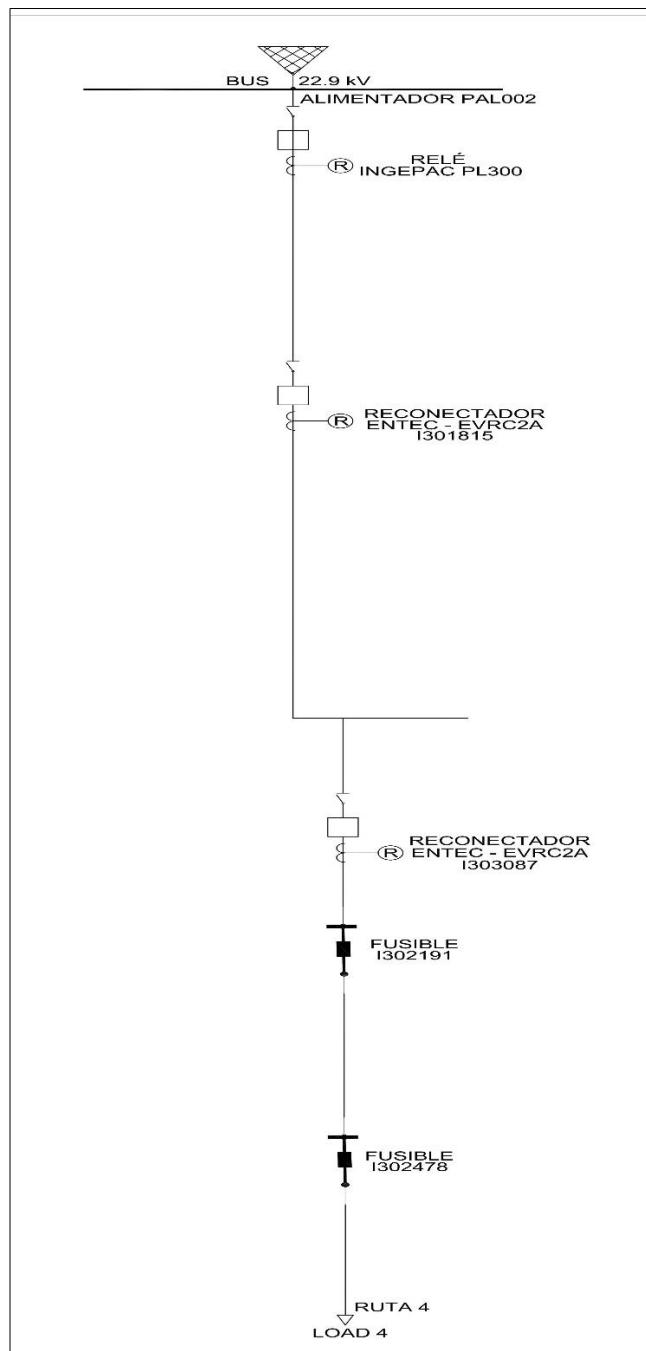


Figura IV. 44: Elementos de protección de la ruta 4, alimentador PAL002
Fuente: Elaboración propia

En los esquemas siguientes se puede observar que con los ajustes propuesto se obtiene una coordinación adecuada para los diferentes tipos de fallas de cortocircuito:

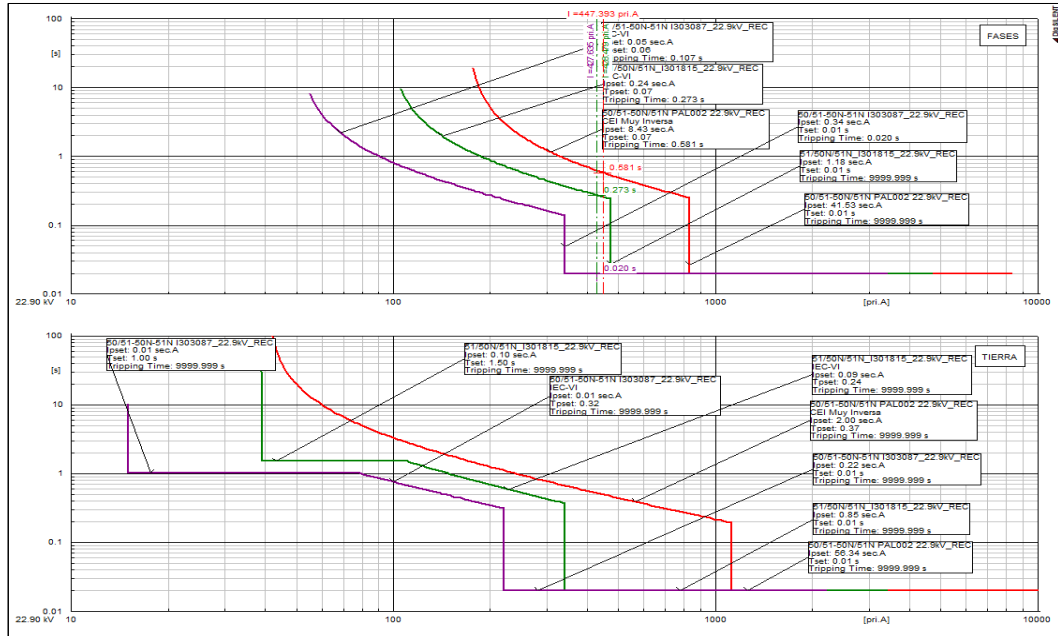


Figura IV. 45: Coordinación de protección propuesto – falla 3φ al 1% del reconectador I303087
Fuente: Software Digsilent

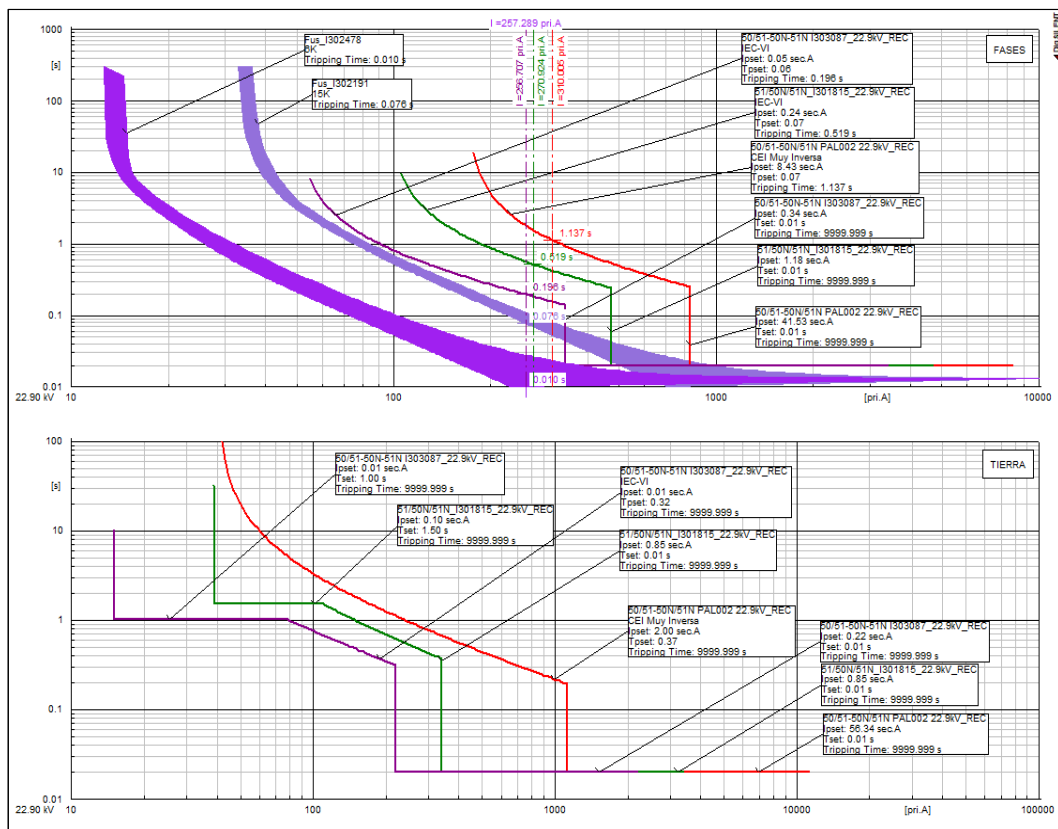


Figura IV. 46: Coordinación de protección propuesto – falla 3φ al 1% del fusible I302476
Fuente: Software Digsilent

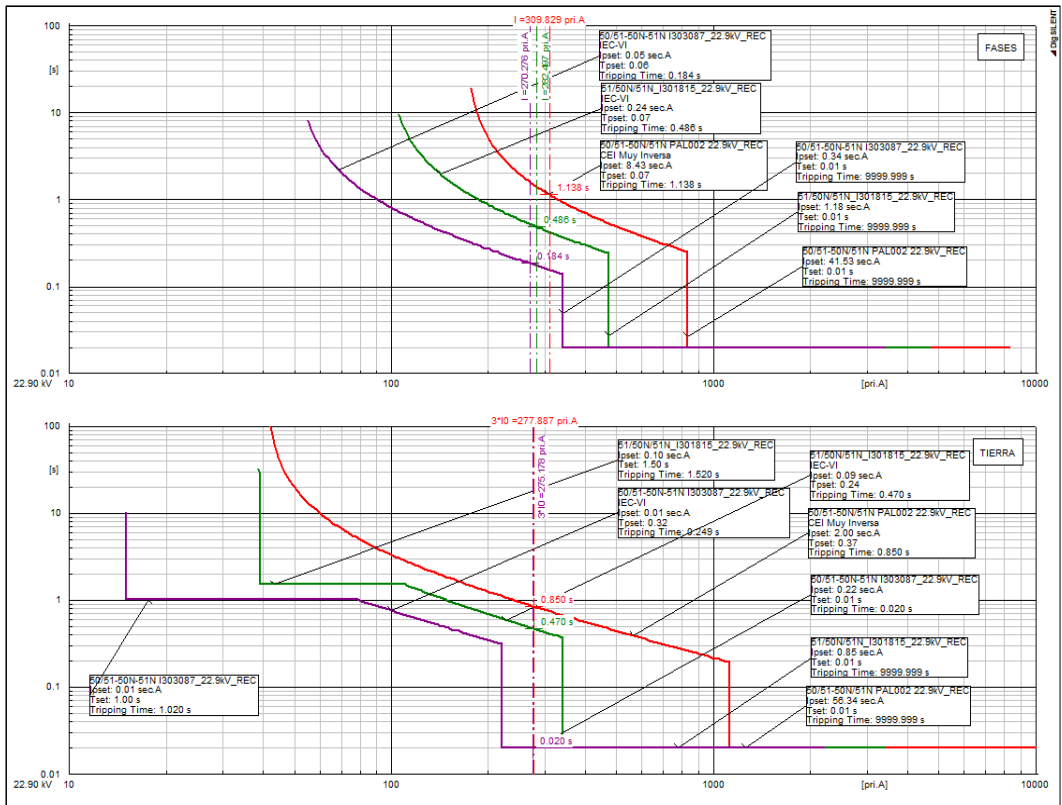


Figura IV. 47: Coordinación de protección propuesto – falla 1ϕ al 1% del reconectador I303087
Fuente: Software Digsilent

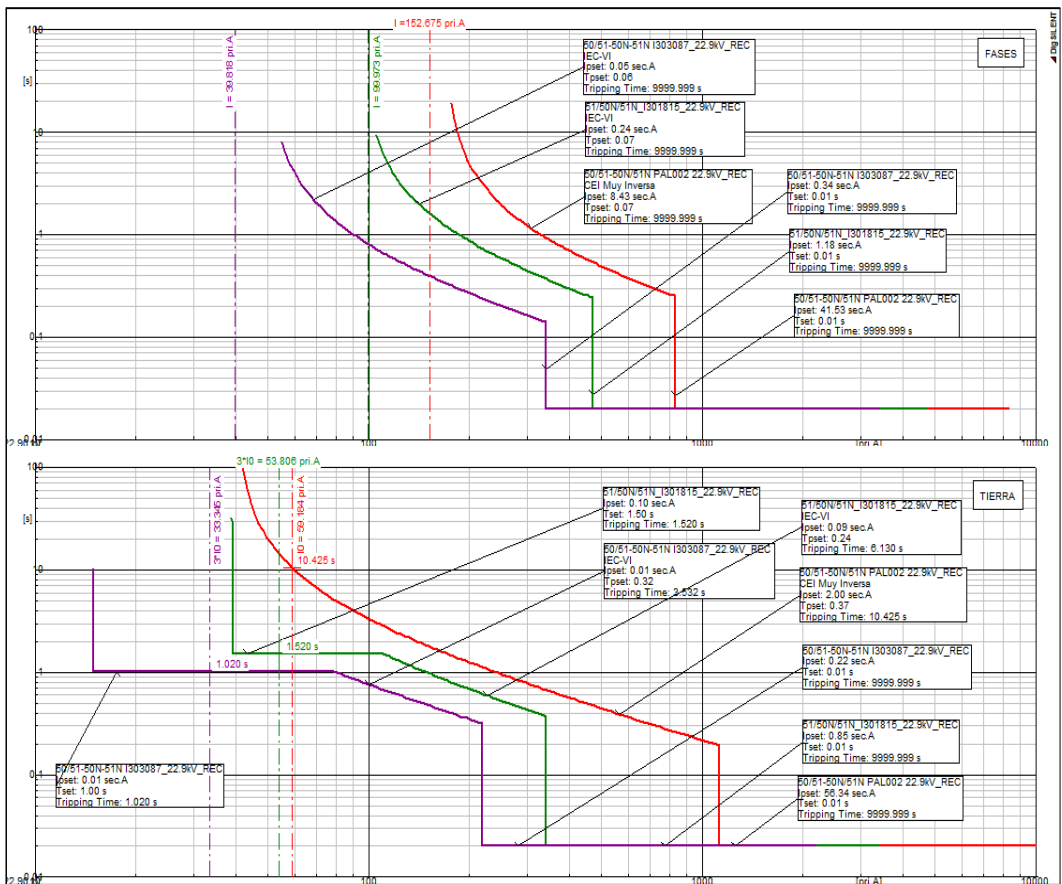


Figura IV. 48: Coordinación de protección propuesto – falla 1ϕ de 400Ω al 99% de la ruta 4
Fuente: Software Digsilent

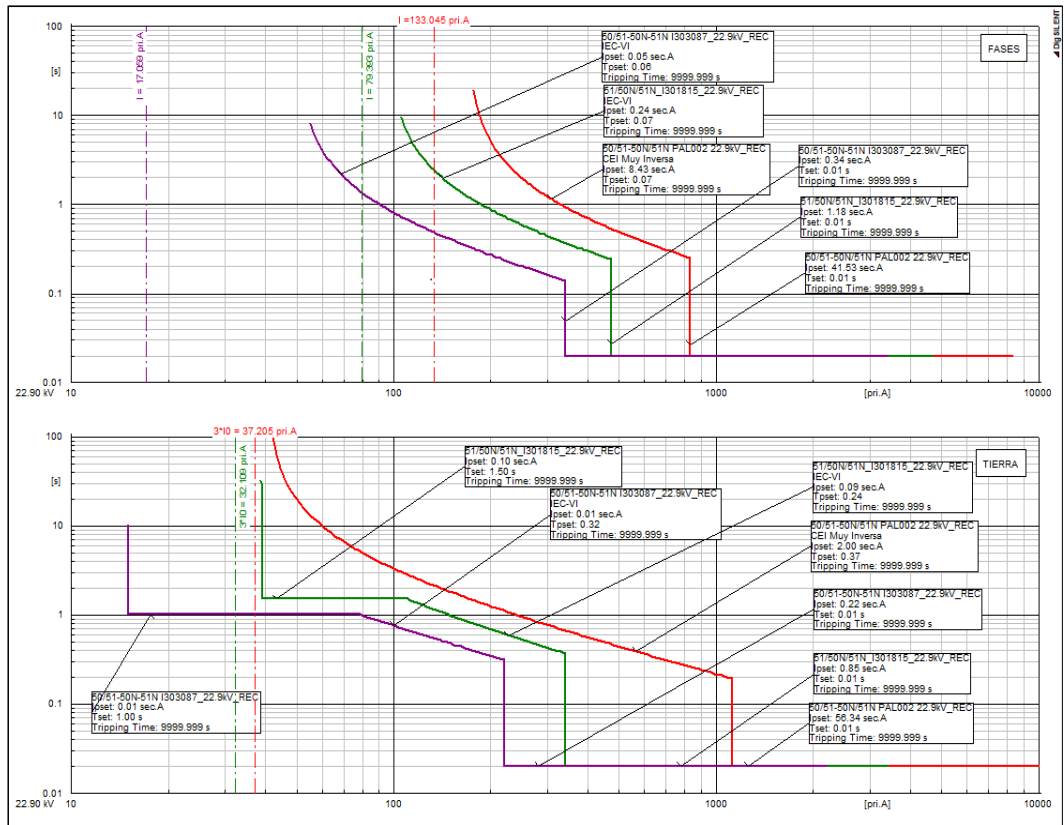


Figura IV. 49: Ruta 4, Flujo de carga desbalanceado circuito PAL002, ajustes propuestos
Fuente: Software Digsilent

De los esquemas anteriores las fallas de cortocircuito trifásicas y monofásicas se observa que:

- ✓ Ante una falla trifásica frente al reconectador ENTEC-I303087 (Figura IV.45) se verifica una adecuada coordinación entre los dos elementos de protección; este reconectador despeja la falla en 20ms, el reconectador ENTEC-I301815 en 273ms y el relé PL300 lo haría en 581ms, existiendo un amplio margen de coordinación entre ellos considerado adecuado para este tipo de falla.
- ✓ Ante una falla monofásica franca (Figura IV.47) en el extremo remoto de la ruta 4 del alimentador; la protección principal el reconectador ENTEC-I303087 despeja la falla en 20ms, el de respaldo reconectador ENTEC-I301815 en 470mss, y el relé de cabecera en 850ms existiendo un margen de coordinación entre 450ms y 380ms; lo cual se considera adecuado.

- ✓ Ante una falla monofásica con 400Ω de resistencia (Figura IV.48) en el extremo remoto del alimentador, el reconectador ENTEC-I303087 despeja la falla en 1.020s, y el de respaldo reconectador ENTEC-I301815 en 1.520s, existiendo un amplio margen de coordinación entre ellos considerado adecuado para este tipo de fallas.
- ✓ Ante una falla trifásica (Figura IV.46) en el extremo remoto, se verifica una adecuada coordinación y selectividad en la actuación de los elementos de protección (1ero: fusible, 2do: los conectadores y 3ero: el relé).
- ✓ Se puede observar que las protecciones de la ruta 4 no operan ante la simulación de flujo desbalanceado, condición frecuente en estos tipos de sistemas de distribución, el cual es adecuado para la continuidad del servicio.

4.7.3. RESUMEN DE LOS AJUSTES PROPUESTOS

A partir de las curvas de coordinación mostradas y los tiempos de actuación de las protecciones, se elaboraron las siguientes tablas que muestran los ajustes recomendados para la coordinación de las protecciones. Cabe señalar que los valores de color rojo son las modificaciones propuestas que se realizaron a los ajustes existentes:

- **RELÉ DE CABECERA PL300:**

Tabla IV. 15: Ajustes recomendados de la función ANSI 50/51 – relé de cabecera

FUNCIÓN ANSI:			51				50		
UBICACIÓN	RELÉ	RCT	Pickup (A) pri	Pickup (A) sec	Dial	Curve	Pickup (A) pri	Pickup (A) sec	Delay
Alimentador PAL002	INGEPAC PL300	100/5	181.6	9.08	0.07	IEC-B	830.6	41.53	0.01

Fuente: Elaboración propia

Tabla IV. 16: Ajustes recomendados de la función ANSI 50N/51N – relé de cabecera

FUNCIÓN ANSI:			51N				50N		
UBICACIÓN	RELÉ	RCT	Pickup (A) pri	Pickup (A) sec	Dial	Curve	Pickup (A) pri	Pickup (A) sec	Delay
Alimentador PAL002	INGEPAC PL300	100/5	54.6	2.73	0.37	IEC-B	1126.8	56.34	0.01

Fuente: Elaboración propia

● **RECONECTADORES:**

Tabla IV. 17: Ajustes recomendados para los reconectores del alimentador PAL002

CÓDIGO DEL RECONECTOR	MARCA MODELO	FUNCIÓN	RCT	MD	I> pri	T >	Curva 1	I>> pri	T >>	Curva 1
I300477	-	FASE	1000/1	FAST	75.63	0.06	IEC-VI	480	0.00	DT
				SLOW						
		TIERRA	1000/1	FAST	23.00	0.24	IEC-VI	360	0.01	DT
				SLOW						
I301815	ENTE - EVRC2A	FASE	1000/1	FAST	96.00	0.07	IEC-VI	472	0.01	DT
				SLOW						
		TIERRA	1000/1	FAST	35.20	0.24	IEC-VI	340	0.01	DT
				SLOW						
I380007	ENTE - EVRC2A	FASE	1000/1	FAST	50.00	0.06	IEC-EI	Deshabilitar		
				SLOW						
		TIERRA	1000/1	FAST	15.00	0.24	IEC-VI	210	0.01	DT
				SLOW						
I302053	ENTE - EVRC2A	FASE	1000/1	FAST	50.00	0.06	IEC-VI	340	0.01	DT
				SLOW						
		TIERRA	1000/1	FAST	30.00	0.18	IEC-VI	220	0.01	DT
				SLOW						
I303087	ENTE - EVRC2A	FASE	1000/1	FAST	50.00	0.06	IEC-VI	340	0.01	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-
		TIERRA	1000/1	FAST	15.00	0.32	IEC-VI	220	0.01	DT
				SLOW	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia

Tabla IV. 18: Ajustes recomendados de la función SEF

ENTE - EVRC2A	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	RCT	FUNCIÓN SEF			
			Pickup A pri	Pickup A sec	Dial	Curve
I300477	22.9	1000/1	23.00	0.023	1.0	DT
I301815	22.9	1000/1	25.00	0.025	1.5	DT
I380007	22.9	1000/1	19.00	0.019	1.0	DT
I302053	22.9	1000/1	22.00	0.022	1.0	DT
I303087	22.9	1000/1	19.00	0.019	1.0	DT

Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Se logró determinar que los desajustes de los dispositivos de protección provocan la falta de selectividad del sistema de protección de la red eléctrica del alimentador PAL002; así pues, se propuso diferentes ajustes para las distintas protecciones que logren mejorar la selectividad y continuidad del suministro eléctrico.
- Se evaluó la coordinación de los dispositivos de protección del alimentador PAL002 bajo las simulaciones de flujo de carga y fallas de cortocircuito, logrando mejorar positivamente la selectividad entre los equipos del sistema de protección del alimentador PAL002, con este estudio se garantiza que ante un evento anormal en el sistema las fallas puedan ser despejadas por las protecciones más cercanas, lo que conlleva a que las desconexiones afecten al menor número de usuarios y por ende una mejor utilización del servicio del sistema eléctrico.
- El uso del software Digsilent Power Factory permitió calcular los valores de las corrientes de carga y cortocircuito de una forma rápida y confiable. Con la simulación de flujo de potencia se determinó que la corriente de carga en la cabecera del alimentador es 121.04A y en el extremo de la red básicamente en la salida del reconectador (I33087) de la ruta 4 una corriente de 5.69A; ambos valores fueron utilizados para los ajustes de las corrientes pickups de los disparos temporizados ANSI 51 en los equipos de protección. Con la simulación de fallas se determinó que la corriente de cortocircuito trifásico máximo y mínimo en la red del alimentador PAL002 es de 1038.19A y 180.29A respectivamente, la corriente monofásica máxima y mínima 1409.56A y 112.472A respectivamente; y finalmente se determinó que la corriente de cortocircuito monofásica de alta

impedancia tanto en la salida como en el extremo remoto del alimentador fluctúan entre 34.21A y 24.28A; estos valores también fueron usados para los ajustes de la corriente de disparo de la función instantánea ANSI 50 de los equipos de protección de cada ruta aguas abajo del alimentador PAL002.

- Se determinaron y propusieron ajustes y márgenes de coordinación entre los dispositivos de protección de cada una de las 4 rutas del alimentador. Por ejemplo: para la ruta 1 se logró mejorar la coordinación entre el relé PL300 de cabecera del alimentador y el reconectador ENTEC-I300477, frente a una falla trifásica agua abajo del reconectador, él operaría en 10ms, mientras que la protección de respaldo (relé) en 360ms, existiendo un margen de coordinación de 350ms lo cual se considera adecuado; igualmente se logró coordinar ambos equipos frente a falla monofásica franca y monofásica de alta impedancia, para este último cada reconectador del sistema de protección cuenta con la función SEF, en este estudio se recomienda activar tal función de cada reconectador ya que se caracteriza por ser muy sensible en la detección de fallas de alta impedancia a tierra (valores de corriente de fallas monofásicas muy bajo (entre 24.28A y 34.21A)). Los ajustes de las protecciones de cada ruta se visualizan en los esquemas de coordinación (tiempo-corriente) y tablas resumen de ajuste propuestos.

5.2. RECOMENDACIONES

- Los ajustes de tiempo de operación en los esquemas de protecciones del circuito del alimentador PAL002 garantizan la selectividad de las protecciones por lo que se recomienda su implementación en forma integral, solo de esta manera se asegura una buena coordinación que garantice un servicio continuo y de calidad.
- La ausencia de un estudio de coordinación de protecciones en cualquier sistema eléctrico ocasiona que los equipos de protección no cumplan con dos requisitos esenciales que son el de sensibilidad y selectividad, ya que todo equipo o sistema de protección debe detectar el mínimo valor de la corriente de defecto, así como mantener la continuidad del servicio en partes no afectadas por la falla. Por lo tanto, es recomendable que estos estudios deben realizarse en los sistemas eléctricos al menos cada cinco años como mínimo.

CAPÍTULO VI

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acosta, A. (2014). Análisis de Sistemas eléctricos de Potencia. Colombia: Ediciones de la U.
- Aguas, R., & Buelvas, A. (2011). Metodología para el Cálculo de las corrientes de cortocircuito. *Monografía de Licenciatura*. Universidad Tecnológica de Bolívar, Cartagena de Indias.
- Aguilar, A., & García, Y. (2014). Cambio de tensión de 6 kV a 23 kV, anillo B. de la ciudad universitaria. *Tesis de Licenciatura*. Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Arias, H., & Saavedra, N. (1 de enero de 2014). *Ciencia Unisalle*. Obtenido de Ingeniería eléctrica: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/30/
- Bamber, M., Darby, A., & Harding, P. (2011). *Network Protection & Automation Guide (Protective Relays, Measurement & Control)*. Stafford UK: ALSTOM GRID.
- Barrero, F. (2004). *Sistemas de energía eléctrica*. Madrid: Closas Orcoyen.
- Brand, L., & Moncada, J. (1976). *Protecciones de Sistemas Eléctricos*. Santiago de Chile: Hugo E.; Gonzalez A.
- Brokering, W., & Palma, R. (31 de julio de 2018). Atrapando el sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia. Santiago, Santiago de .
- Brokering, W., Palma, R., & Vargas, L. (2008). *Los sistemas eléctricos de Potencia*. Naucalpan de Juárez: Pearson Educación de México.
- Carrillo, C., Guerrero, P., & Hidalgo, J. (1974). Flujo de cargas: Estudio por medio de Computadores Digitales. *Tesis de Licenciatura*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- COES - SINAC. (Julio de 2014). Obtenido de Criterios de ajuste y coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN: <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=b957d7f4-8553-40f6-b85a-e019714e41a1>
- COES SINAC. (Mayo de 2014). *Estudio de cortocircuito*. Obtenido de Actualización del estudio de coordinación de las protecciones del sistema eléctrico interconectado nacional año 2014: <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=65dfbd46-b7ea-4c00-8d4f-4fdd75c6565a>
- Dammert, A., Molinelli, F., & Carbajal, M. (2011). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Lima: Grapex Perú.
- Doñez, C. (2015). Selección y análisis de equipo de protección en los sistemas de distribución (23 kV) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas. *Tesis de Licenciatura*. Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Duncan, J., & S., M. (2004). *Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*. México: International Thomson Editores S.A.
- Economía y Finanzas, M. (17 al 18 de noviembre de 2011). *Capacitación de cursos Macroregionales*. Obtenido de Identificación, formulación y evaluación social de proyectos de Inversión pública de Electrificación Rural:

https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_publica/docs/capacidades/capac/2/IDENTIFICACION_Y_FORMULACION_Y_EVALUACION_SOCIAL_DE_PROYECTOS_DE_INVERSION_PUBLICA.pdf

Economía y Finanzas, M. (junio de 2011). *Electrificación Rural*. Obtenido de Guía para la formulación de proyectos de inversión exitosos: https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_publica/docs/instrumentos_metod/energia/Diseno_ELECTRIFICACION_RURAL_corregido.pdf

Empresa Electronoroeste. (10 de setiembre de 2016). *Slideshare*. Obtenido de Estudio de coordinación de protecciones: <https://es.slideshare.net/luisangelhuaratazohuallpa/ecp-enosa-rev8-120321>

Enríquez, G. (1993). *Fundamentos de Protección de sistemas eléctricos por relevadores*. México: LIMUSA.

Enríquez, Gilberto. (2003). *Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales*. México: LIMUSA S.A.

Galván, M. (2018). Cálculo de cortocircuito de un sistema IEEE de 13 buses considerando Taps no nominales. *Tesis de Licenciatura*. Universidad Autónoma de Baja California, México.

Gonen, T. (2014). *Electric Power Distribution Engineering*. London: Taylor & Francis Group.

Gonzalez, F. (abril de 2006). *Flujo de Potencia*. Obtenido de Capítulo 3: https://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/Capitulo3.pdf

González, G., & Enrique, L. (2010). Análisis de Cortocircuito a Sistemas Eléctricos. *Tesis de Licenciatura*. Instituto Politécnico Nacional, México.

Grainger, J., & Stevenson, W. (2001). *Análisis de Sistema de Potencia*. México: McGraw-Hill.

Gutiérrez, J. (2007). Coordinación entre la protección y los dispositivos de control en las redes de distribución. *Tesis de Licenciatura*. Escuela Politécnico Nacional, México.

Harper, E. (2002). *Elementos de diseño de Subestaciones Eléctricas*. México: LIMUSA.

ISSUU. (18 de febrero de 2020). *Diagramas Unifilares de las Instalaciones de Generación y Transmisión, actualizado a diciembre de 2019 - Osinergmin*. Obtenido de ISSUU: https://issuu.com/osinergmin/docs/diagramas_unifilares_de_las_instalaciones_de_gener

Jara, J. (2015). Optimización de la protección eléctrica de la subestación Tierra Colorada. *Tesis de Licenciatura*. Universidad de Piura, Piura.

Juárez, J. (1995). *Sistemas de distribución de energía Eléctrica*. Mexico: San Serif Editores.

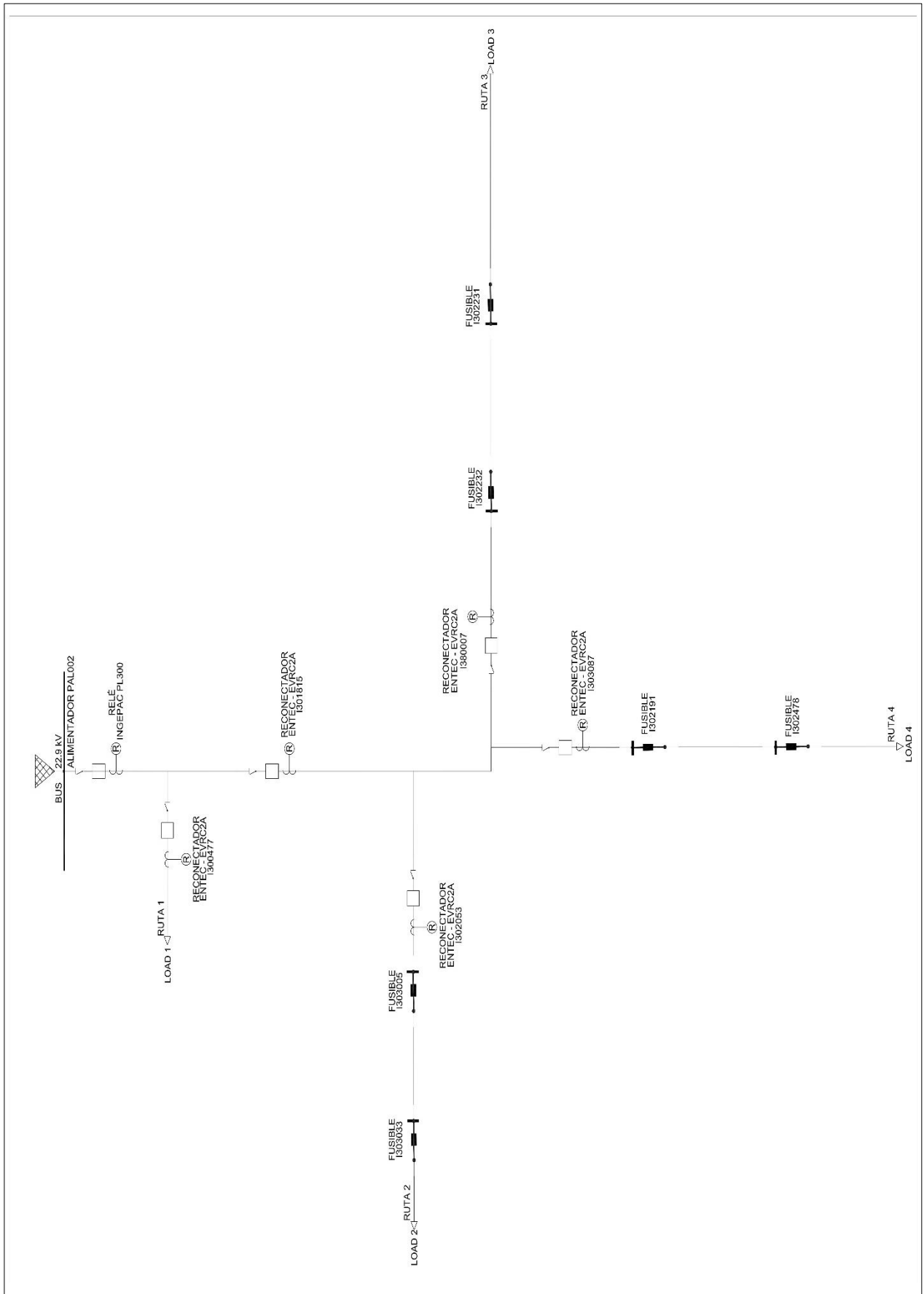
Latorre, C. (2007). *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Santiago de Chile: Universidad Santiago de Chile.

Ministerio de Economía y Finanzas. (junio de 2011). *Electrificación rural. Guía para la formulación de proyectos de inversión exitosos*. Lima, Perú.

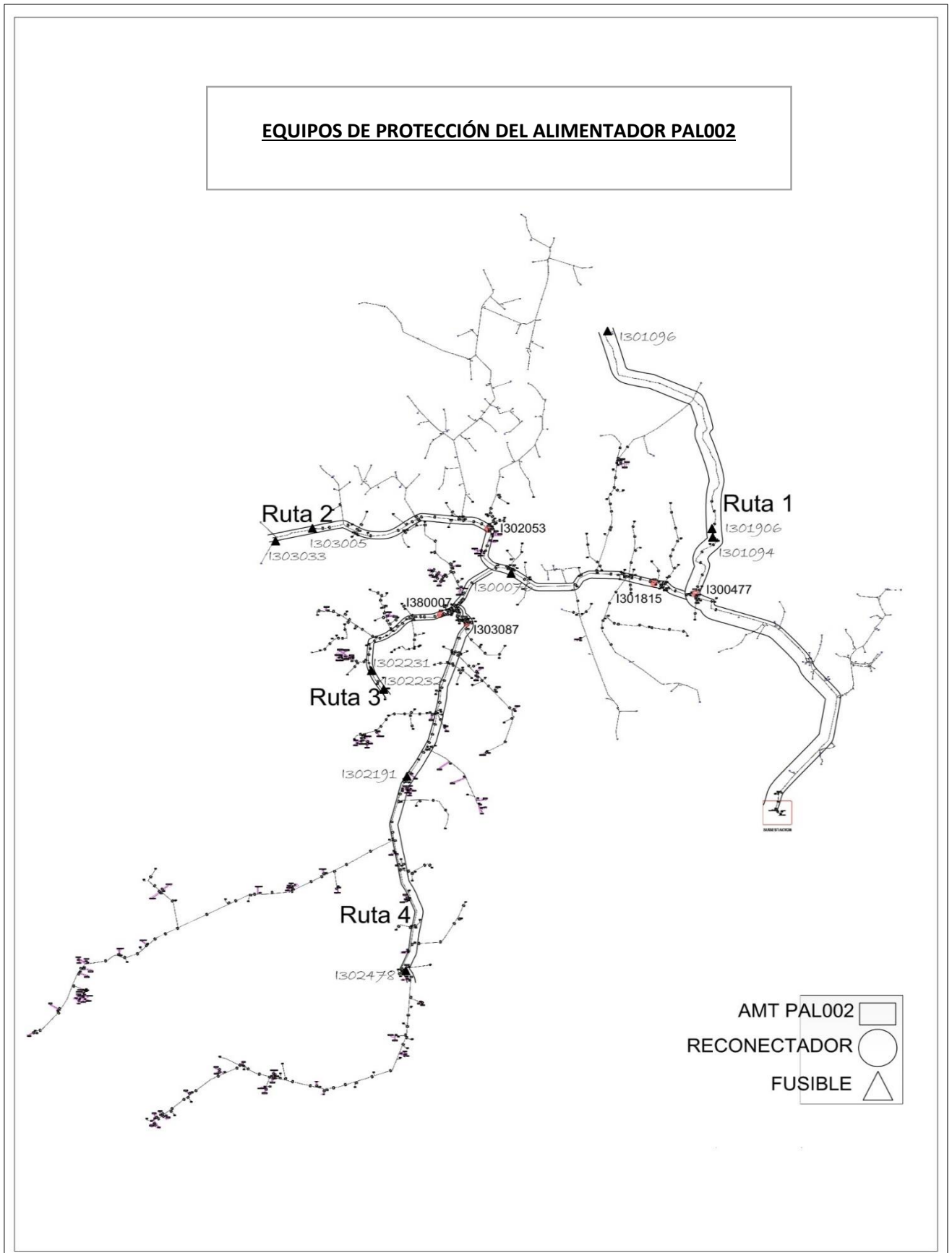
Ministerio de Energía y Minas. (15 de marzo de 2012). Obtenido de Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011): <http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2011/Mayo/05/RM-214-2011-MEM-DM.pdf>

- Ministerio de Energía y Minas. (23 de noviembre de 2019). *Presupuesto del año 2020 del Minem priorizará llevar energía eléctrica a más peruanos*. Obtenido de Plataforma digital del estado peruano: <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/69403-presupuesto-del-ano-2020-del-minem-priorizara-llevar-energia-electrica-a-mas-peruanos>
- Mujal, R. (2014). *Protección de sistemas eléctricos de potencia*. Barcelona: UPC.
- Nasar, S. (1991). *Sistemas eléctricos de Potencia*. México: McGRAW-Hill.
- Osinergmin. (noviembre de 2011). *Calidad de suministro en el Perú - Caso electronorte*. Obtenido de <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/II%20FORO%20REGIONAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20CHICLAYO%202011%20LAMBAYEQUE/4%20Calidad%20de%20Suministro%20Electrico%20en%20el%20Peru-%20Resultados%20caso%20de%20Electronorte.pdf>
- Osinergmin. (2017). *La industria de la electricidad en el Perú, 25 años de aportes al crecimiento del país*. Lima: Gráfica Biblos.
- RAE8-005, N. T. (01 de julio de 2011). *EPM*. Obtenido de Fusibles para protección de ramales y transformadores de distribución a instalar en poste: https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_8_normas_tecnicas/NORMASRA8_005_JULIO.pdf
- Ramírez, L. (2018). Mejora en los esquemas de protección implementados en las Redes de Distribución radial en el nivel de 13.8 kV de la electrificadora de Santander S. A E. S. P. *Monografía de Licenciatura*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Ramírez, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- Regalado, W. (2003). Coordinación de protecciones eléctricas de los alimentadores primarios del sistema eléctrico Tena. *Tesis de Licenciatura*. Escuela Politécnica del Ejército - Sede Latacunga, Latacunga.
- Suárez, J. (2010). *Protección de instalaciones eléctricas*. Vigo: Andavira.
- Valderrama, G. (s.f.). *Protección y Coordinación de Sistemas eléctricos de Distribución*. Caracas: UNEXPO VR. Barquisimeto.
- Velasquez, C. (2015). Estudio de coordinación de las protecciones de los circuitos de 13.8 kV de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P IEB. *Tesis de Licenciatura*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Viqueira, J. (2010). *Redes Eléctricas (Vol. Tomo II)*. México: Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

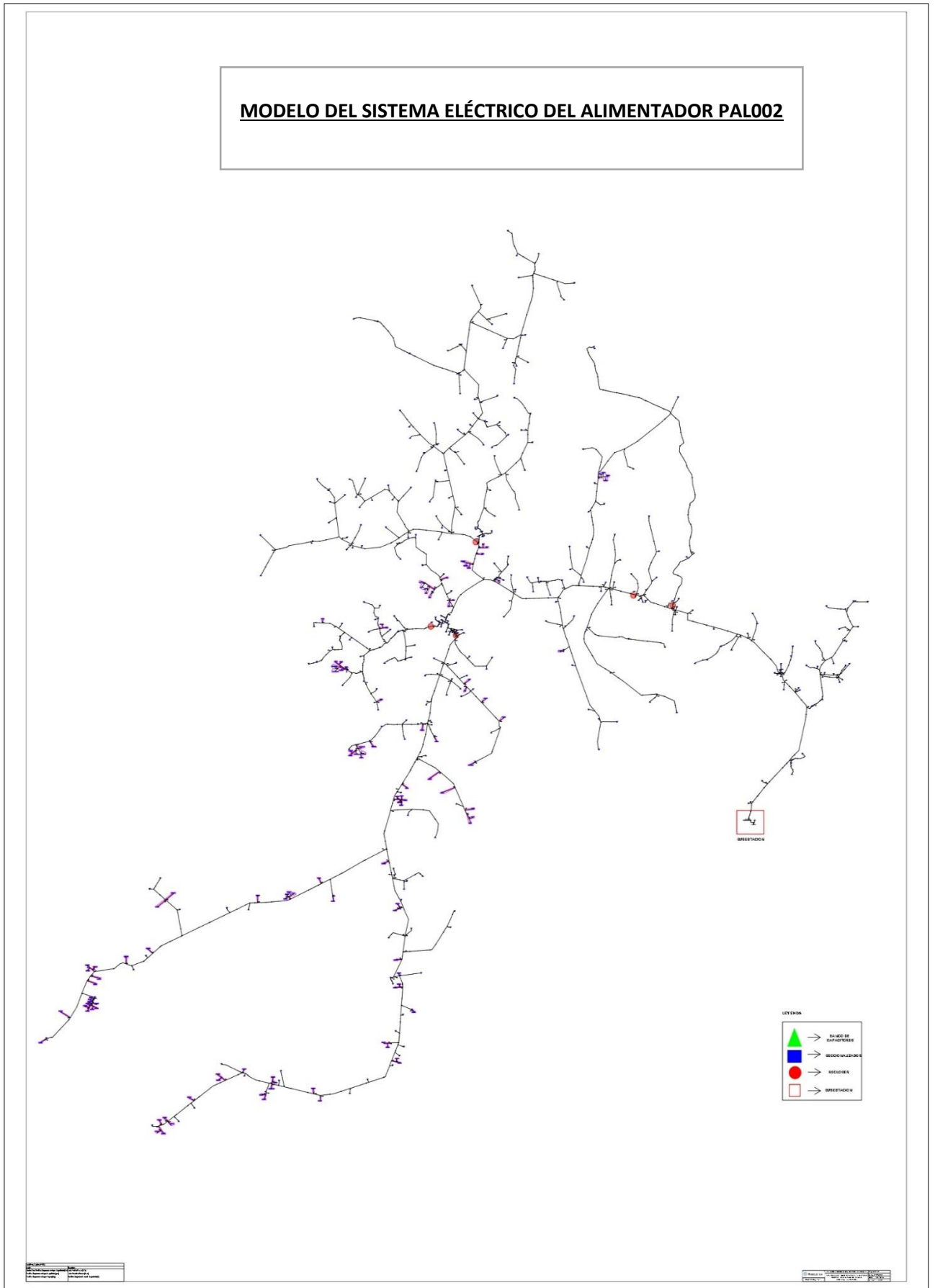
Anexo 2: Elementos de protección aguas abajo del alimentador PAL002.



Anexo 3: Ubicación de los elementos de protección en cada ruta aguas abajo del alimentador PAL002.



Anexo 4: Modelo del sistema eléctrico del alimentador PAL002 de la Subestación Pallasca.





DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, JAVIER GIANCARLOS FENCO CUSTODIO estudiante de la

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado	Maestría			Doctorado		

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un **trabajo inédito**, intitulado:

“COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN MT 22.9 kV PARA LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO EN LA RED ELÉCTRICA DEL SE PALLASCA AMT PAL002”

presentado en ...125.. folios, para la obtención del Grado académico: ()

Título profesional: (X) Investigación anual: ()

- He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.
- Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.
- Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.
- De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.

Nuevo Chimbote, 19 de enero de 2021

Firma:

Nombres y Apellidos: JAVIER GIANCARLOS FENCO CUSTODIO

DNI: 47668796