

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Evaluación de los dispositivos de protección ante el
incremento de la demanda en el SER Cangallo-Ayacucho
para el año 2019**

Walter Miguel Constantino Porras Ontaneda

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2019

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Obra protegida bajo la licencia de [Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.5/peru/)

ASESOR

Ing. Joel Colonio Llacua

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mi asesor de tesis por el tiempo que me brindó para poder realizar y culminar este estudio, además agradecer a la empresa concesionaria por brindarme la información necesaria para realizar la presente tesis.

DEDICATORIA

Dedico la presente tesis a nuestro Dios todopoderoso, por impulsar a cumplir nuestros sueños y metas.

De igual manera a la E.A.P. de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Continental y de sus distinguidos docentes, quienes con la enseñanza forjan ingenieros para el bien de nuestra sociedad.

ÍNDICE

PORTADA	I
ASESOR.....	II
AGRADECIMIENTO.....	III
DEDICATORIA.....	IV
ÍNDICE	V
LISTA DE TABLAS.....	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
RESUMEN.....	X
ABSTRACT	XI
INTRODUCCIÓN.....	XII
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO.....	13
1.1. Planteamiento y formulación del problema.....	13
1.1.1. Planteamiento del problema.....	13
1.1.2. Formulación del problema.....	14
1.1.3. Problemas específicos.....	14
1.2. Objetivos.....	14
1.2.1. Objetivo general.....	14
1.2.2. Objetivos específicos.....	14
1.3. Justificación e importancia.....	15
1.3.1. Justificación teórica.....	15
1.3.2. Justificación práctica.....	15
1.3.3. Justificación metodológica.....	15
1.3.4. Justificación social.....	15
1.3.5. Importancia.....	15
1.4. Hipótesis y descripción de variables.....	16
1.4.1. Hipótesis.....	16
1.5. Descripción de variables.....	16
1.6. Operacionalización de variables.....	17
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	19
2.1. Antecedentes del problema.....	19
2.2. Bases teóricas.....	21
2.2.1. Flujo de carga.....	21
2.2.2. Flujo de potencia.....	22
2.2.3. Modelación de los elementos de un sistema eléctrico de potencia.....	22
2.2.4. Análisis de cortocircuito.....	24
2.2.5. Protección eléctrica.....	26
2.2.6. Criterio de Protección de sistemas eléctricos.....	26
2.2.7. Consideraciones generales de los sistemas de protección eléctrica.....	27
2.2.8. Relés de sobrecorriente.....	27
2.2.9. Operatividad eléctrica.....	29
2.2.10. Coordinación de protección.....	29
2.2.11. Criterios de ajuste y coordinación de la protección.....	30
2.2.12. Operatividad del sistema eléctrico.....	30
2.2.13. Dispositivos de protección.....	31
2.2.14. NTCSER (Norma técnica de calidad de servicios eléctricos rurales).....	32
2.3. Definición de términos básicos.....	33
CAPÍTULO III METODOLOGÍA.....	34
3.1. Métodos y alcance de la investigación.....	34
3.1.1. Método de investigación.....	34
3.1.2. Nivel de investigación.....	34
3.1.3. Tipo de investigación.....	34
3.1.4. Alcance de la investigación.....	35

3.2.	Diseño de la investigación.....	35
3.3.	Población y muestra.....	35
3.3.1.	Población.....	35
3.3.2.	Muestra.....	35
3.4.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	36
3.4.1.	Técnicas de recolección de datos.....	36
3.4.2.	Instrumentos de recolección de datos.....	36
CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		37
4.1.	Sistema eléctrico en estudio.....	37
4.1.1.	Barra de referencia.....	38
4.1.2.	Distribución de la demanda en el SER.....	38
4.2.	Resultados de la evaluación del análisis del flujo de carga.....	39
4.2.1.	Flujo de carga en el alimentador A4015.....	40
4.2.2.	Flujo de carga en el alimentador A4019.....	44
4.2.3.	Flujo de carga en el alimentador A4020.....	48
4.2.4.	Flujo de carga en el alimentador A4023.....	51
4.2.5.	Flujo de carga en el alimentador A4021.....	53
4.2.6.	Flujo de carga en el alimentador A4014.....	56
4.3.	Resultados de la evaluación de cortocircuito.....	59
4.3.1.	Resultado de cortocircuito en el alimentador A4015.....	60
4.3.2.	Resultado de cortocircuito en el alimentador A4019.....	60
4.3.3.	Resultado de cortocircuito en el alimentador A4020.....	60
4.3.4.	Resultado de cortocircuito en el alimentador A4023.....	61
4.3.5.	Resultado de cortocircuito en el alimentador A4014.....	61
4.3.6.	Resultado de cortocircuito en el alimentador A4021.....	62
4.4.	Resultados de los Ajustes de las protecciones propuestos.....	62
4.4.1.	Selección de los fusibles para transformadores.....	62
4.4.2.	Selección de los fusibles para líneas de distribución.....	63
4.4.3.	Protección de sobrecorriente 50P/51P.....	65
4.4.4.	Protecciones de sobrecorriente de tierra 50N/51N.....	95
4.5.	Prueba de hipótesis.....	116
4.6.	Discusión de resultados.....	117
4.6.1.	Discusión del flujo de carga.....	117
4.6.2.	Discusión de resultados de protección del alimentador A4015.....	118
4.6.3.	Discusión de resultados de protección del alimentador A4014.....	118
4.6.4.	Discusión de resultados de protección del alimentador A4021.....	120
4.6.5.	Discusión de resultados de protección del alimentador A4019.....	121
4.6.6.	Discusión de resultados de protección del alimentador A4020.....	123
4.6.7.	Discusión de resultados de protección del alimentador A4023.....	124
CONCLUSIONES.....		126
RECOMENDACIONES.....		128
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		129
ANEXOS.....		131

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Operacionalización de variables.	17
Tabla 2: Constantes de ajuste de los relés de sobrecorriente.	29
Tabla 3: Barra de referencia.	38
Tabla 4: Demanda máxima y mínima, año 2018.	39
Tabla 5: Demanda máxima y mínima, año 2019.	39
Tabla 6: Resultado de cortocircuito AMT A4015.	60
Tabla 7: Resultado de cortocircuito AMT A4019.	60
Tabla 8: Resultado de cortocircuito AMT A4020.	61
Tabla 9: Resultado de cortocircuito AMT A4023.	61
Tabla 10: Resultado de cortocircuito AMT A4014.	61
Tabla 11: Resultado de cortocircuito AMT A4021.	62
Tabla 12: Selección de fusible en los transformadores.	63
Tabla 13: Ajuste actual (referencia) del relé ABB RET670, protección de fases.	66
Tabla 14: Ajuste actual (referencia) del relé ABB RET670, protección a tierra.	66
Tabla 15: Ajustes de protección de sobrecorriente de fase propuestos en el AMT A4015.	69
Tabla 16: Ajustes de protección de sobrecorriente de fase propuestos en el AMT A4014.	72
Tabla 17: Ajustes de protección de sobrecorriente de fase propuestos en el AMT A4021.	76
Tabla 18: Ajustes de protección de sobrecorriente de fase propuestos en el AMT A4019.	79
Tabla 19: Ajustes de protección de sobrecorriente de fase propuestos en el AMT A4020.	89
Tabla 20: Ajustes de protección de sobrecorriente de fase propuestos en el AMT A4023.	92
Tabla 21: Ajustes propuestos de los relés de protección a tierra, A4015.	95
Tabla 22: Ajustes de sobrecorriente a tierra propuestos en AMT A4014.	98
Tabla 23: Ajustes de sobrecorriente a tierra propuestos en AMT A4021.	101
Tabla 24: Ajustes de sobrecorriente a tierra propuestos en AMT A4019.	104
Tabla 25: Ajustes de sobrecorriente a tierra propuestos en AMT A4020.	111
Tabla 26: Ajustes de sobrecorriente a tierra propuestos en AMT A4023.	114
Tabla 27: Comparación del análisis de flujo de carga.	116
Tabla 28: Comparación de la evaluación en cortocircuito.	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Modelo equivalente pi.	22
Figura 2. Modelo de los transformadores de 2 devanados.	23
Figura 3: Clases de cortocircuito.	24
Figura 4: Relés de sobrecorriente.	28
Figura 5: Perfil de tensión del alimentador A4015 en máxima demanda 2018.	41
Figura 6: Perfil de tensión del alimentador A4015 en mínima demanda 2018.	41
Figura 7: Perfil de tensión del alimentador A4015 en máxima demanda 2019.	42
Figura 8: Perfil de tensión del alimentador A4015 en mínima demanda 2019.	43
Figura 9: Perfil de tensión del alimentador A4015 en máxima demanda año 2018 y 2019.	43
Figura 10: Perfil de tensión del alimentador A4019 en máxima demanda 2018.	44
Figura 11: Perfil de tensión del alimentador A4019 en mínima demanda 2018.	45
Figura 12: Perfil de tensión del alimentador A4019 en máxima demanda 2019.	45
Figura 13: Perfil de tensión del alimentador A4019 en mínima demanda 2019.	47
Figura 14: Perfil de tensión del alimentador A4019 en máxima demanda año 2018 y 2019.	47
Figura 15: Perfil de tensión del alimentador A4020 en máxima demanda 2018.	48
Figura 16: Perfil de tensión del alimentador A4020 en mínima demanda 2018.	49
Figura 17: Perfil de tensión del alimentador A4020 en máxima demanda 2019.	49
Figura 18: Perfil de tensión del alimentador A4020 en mínima demanda 2019.	50
Figura 19: Perfil de tensión del alimentador A4020 en máxima demanda año 2018 y 2019.	50
Figura 20: Perfil de tensión del alimentador A4023 en máxima demanda 2018.	51
Figura 21: Perfil de tensión del alimentador A4023 en mínima demanda 2018.	52
Figura 22: Perfil de tensión del alimentador A4023 en máxima demanda 2019.	52
Figura 23: Perfil de tensión del alimentador A4023 en mínima demanda 2019.	53
Figura 24: Perfil de tensión del alimentador A4023 en máxima demanda año 2018 y 2019.	53
Figura 25: Perfil de tensión del alimentador A4021 en máxima demanda 2018.	54
Figura 26: Perfil de tensión del alimentador A4021 en mínima demanda 2018.	55
Figura 27: Perfil de tensión del alimentador A4021 en máxima demanda 2019.	55
Figura 28: Perfil de tensión del alimentador A4021 en mínima demanda 2019.	56
Figura 29: Perfil de tensión del alimentador A4021 en máxima demanda año 2018 y 2019.	56
Figura 30: Perfil de tensión del alimentador A4014 en máxima demanda 2018.	57
Figura 31: Perfil de tensión del alimentador A4014 en mínima demanda 2018.	58
Figura 32: Perfil de tensión del alimentador A4014 en máxima demanda 2019.	58
Figura 33: Perfil de tensión del alimentador A4014 en mínima demanda 2019.	59
Figura 34: Perfil de tensión del alimentador A4014 en máxima demanda año 2018 y 2019.	59
Figura 35: Curva tiempo - corriente del fusible de maniobra de la red.	65
Figura 36: Falla 3ph en la barra 23kV.	67
Figura 37: Falla 2ph en la barra 23kV.	67
Figura 38: Falla 1ph en la barra 23kV.	68
Figura 39: Falla 3ph frente a recloser 4015-1.	70
Figura 40: Falla 3ph frente a relé GE F650.	70
Figura 41: Falla 2ph con 20 ohm frente a recloser 4015-1.	71
Figura 42: Falla 2ph con 20 ohm frente a relé GE F650.	71
Figura 43: Falla trifásica máxima AMT A4014.	73
Figura 44: Falla trifásica máxima en recloser 4014-1.	74
Figura 45: Falla bifásica mínima AMT A4014.	74
Figura 46: Falla bifásica mínima con 20 Ohm AMT A4014.	75
Figura 47: Falla trifásica máxima AMT A4021.	77
Figura 48: Falla trifásica máxima en recloser Carapo.	77
Figura 49: Falla bifásica mínima AMT A4021.	78
Figura 50: Falla bifásica mínima con 20 ohm AMT A4021.	78
Figura 51: Falla trifásica máxima AMT A4019.	80
Figura 52: Falla trifásica máxima en recloser 4019-1.	81

Figura 53: Falla Bifásica mínima sector recloser 4019-1.....	81
Figura 54: Falla bifásica mínima con 20 ohm sector recloser 4019-1.	82
Figura 55: Falla trifásica máxima AMT A4019.	83
Figura 56: Falla trifásica máxima en recloser 4019-2.	84
Figura 57: Falla bifásica mínima sector recloser 4019-2.	84
Figura 58: Falla bifásica mínima con 20 Ohm sector recloser 4019-2.....	85
Figura 59: Falla trifásica máxima AMT A4019.	86
Figura 60: Falla trifásica máxima en recloser Vilcashuamán.....	87
Figura 61: Falla bifásica mínima sector recloser Vilcashuamán.	87
Figura 62: Falla bifásica mínima con 20 ohm sector recloser Vilcashuamán.	88
Figura 63: Falla trifásica AMT A4020.	89
Figura 64: Falla trifásica máxima en recloser 4020-2.	90
Figura 65: Falla trifásica máxima en recloser 4020-1.	90
Figura 66: Falla bifásica mínima AMT A4020.	91
Figura 67: Falla bifásica mínima con 20 ohm ATM A4020.	91
Figura 68: Falla trifásica máxima ATM A4023.	93
Figura 69: Falla trifásica máxima en recloser 4023-1.	93
Figura 70: Falla bifásica mínima ATM A4023.	94
Figura 71: Falla bifásica mínima con 20 ohm ATM A4023.	94
Figura 72: Cortocircuito 1ph en recloser 4015-1.....	96
Figura 73: Cortocircuito 1ph en el relé GE F650.....	96
Figura 74: Cortocircuito 1ph con 400 ohm en relé GE F650.	97
Figura 75: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4014.	98
Figura 76: Cortocircuito 1ph en recloser 4014-1.....	99
Figura 77: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.	99
Figura 78: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4021.	102
Figura 79: Cortocircuito 1ph en el recloser de Carapo.	102
Figura 80: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.	103
Figura 81: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4019.	104
Figura 82: Cortocircuito 1ph en el recloser 4019-1.....	105
Figura 83: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.	105
Figura 84: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4019.	106
Figura 85: Cortocircuito 1ph en el recloser 4019-2.....	107
Figura 86: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.	107
Figura 87: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4019.	108
Figura 88: Cortocircuito 1ph en el recloser Vilcashuaman.	109
Figura 89: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.	109
Figura 90: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4020.	111
Figura 91: Cortocircuito 1ph en el recloser 4020-2.....	112
Figura 92: Cortocircuito 1ph en el recloser 4020-1.....	112
Figura 93: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.	113
Figura 94: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4023.	114
Figura 95: Cortocircuito 1ph en el recloser 4023-1.....	115
Figura 96: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.	115
Figura 97: Ajuste de protección de fases propuesto y existente AMT A4014.	119
Figura 98: Ajuste de protección de tierra propuesto y existente AMT A4014.....	119
Figura 99: Ajuste de protección de fases propuesto y existente AMT A4021.	120
Figura 100: Ajuste de protección de tierra propuesto y existente AMT A4021.....	121
Figura 101: Ajuste de protección de fases propuesto y existente AMT A4019.	122
Figura 102: Ajuste de protección de tierra propuesto y existente AMT A4019.....	122
Figura 103: Ajuste de protección de fases propuesto y existente AMT A4020.	123
Figura 104: Ajuste de protección de tierra propuesto y existente AMT A4020.....	124
Figura 105: Ajuste de protección de fases propuesto y existente AMT A4023.	125
Figura 106: Ajuste de protección de tierra propuesto y existente AMT A4023.....	125

RESUMEN

La presente tesis tiene por finalidad evaluar la coordinación de protección en el sistema eléctrico rural (SER) Cangallo, el cual cuenta con dos subestaciones que alimentan la demanda mediante los alimentadores A4014 y A4021 mediante la SE Llusita y los alimentadores A4015, A4019, A4020 y A4023 mediante la SE Cangallo.

La evaluación es sustentada porque se efectuará el ajuste de los dispositivos de protección ante el incremento de la demanda eléctrica en el SER y se verificará la calidad de servicio eléctrico en niveles de tensión y cargabilidad de los elementos que lo conforman.

Los niveles de tensión y cargabilidad fueron verificados corriendo el flujo de carga y flujo de potencia en las simulaciones del SER en el software DigSilent, tales perfiles de tensión en los alimentadores se muestran en las figuras que se indican en el desarrollo de la investigación.

Para realizar el ajuste de los dispositivos se tuvo que realizar el análisis de cortocircuito en todo el sistema eléctrico y así determinar el cortocircuito con mayor magnitud (caso más desfavorable del sistema eléctrico) además se implementó nuevos recloser para mejorar el sistema de protección en los alimentadores involucrados.

Los ajustes de los dispositivos de protección estudiados en la presente tesis, fueron actualizados para el presente año 2019, evitando problemas de mala actuación de los relés debido al incremento de la demanda suscitado.

Palabras claves: Coordinación de protección, nivel de tensión, flujo de carga, cortocircuito.

ABSTRACT

The purpose of this thesis is to evaluate the coordination of protection in the rural power system (SER) Cangallo, which has two substations that feed the demand through feeders A4014 and A4021 through SE Llusita and feeders A4015, A4019, A4020 and A4023 through SE Cangallo.

The evaluation is supported by the fact that the adjustment of the protection devices will be made in the face of the increase in the electrical demand in the SER and the electric service quality will be verified in voltage and charge levels of the elements that comprise it.

Verification of voltage levels and chargeability were verified by running the load flow and power flow in the SER simulations in the DigSilent software, such voltage profiles in the feeders are shown in the figures indicated in the development of the investigation.

To perform the adjustment of the devices, the short-circuit analysis had to be carried out in the entire electrical system and thus determine the short circuit with greater magnitude (worst case of the electrical system). In addition, new recloser was implemented to improve the protection system in the feeders. involved

The adjustments of the protection devices studied in this thesis were updated for the current year 2019, avoiding problems of poor performance of the relays due to the increase in the demand aroused.

Key words: Coordination of protection, voltage level, load flow, short circuit.

INTRODUCCIÓN

Todo sistema eléctrico está en constante cambio, motivos como el incremento de demanda, tiempo de vida o mantenimiento necesario de los elementos que conforman un sistema eléctrico hacen necesario verificar continuamente la red, verificación que incluye los ajustes de protección del sistema eléctrico.

El incremento de la demanda eléctrica en nuestro país, de acuerdo al informe “Plan energético nacional 2014 – 2025” del Ministerio de Energía y Minas, llegará a estar entre un rango de 9.5GW y 12.5GW según los escenarios de crecimiento del PBI de 4.5% y 6.5% respectivamente (1).

No realizar el ajuste constante de los dispositivos de protección conduce a malas actuaciones de estos dispositivos generando con ello mala calidad de suministro eléctrico a causa de interrupciones imprevistas en el sistema eléctrico.

El desarrollo de la presente tesis se llevará a cabo para mejorar calidad de suministro de energía, lográndose mediante el ajuste adecuado para que la selectividad, rapidez, sensibilidad, confiabilidad del sistema de protección del SER Cangallo.

Llevar a cabo la presente tesis es de mucha importancia por ser un estudio con datos reales, lograr los objetivos del estudio contribuirá en la satisfacción de la población de Cangallo por brindarle energía con interrupciones mínimas.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

1.1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Ante la creciente demanda del sistema eléctrico rural (SER) Cangallo en el departamento de Ayacucho, la cual es suministrada por la empresa Electrocentro S.A., que con el fin de brindar mayor calidad de sus servicios y abastecer la demanda de energía, ha realizado el intercambio del autotransformador de potencia de 3MVA de la SET Cangallo por un transformador de 10MVA en el año 2013, abasteciendo la potencia que se requería en ese año y realizándose la coordinación de protección en el año 2014, coordinación de protección que se encuentra vigente hasta la actualidad.

Como resultado de la tasa de crecimiento de la zona de un 7.3% de demanda proporcionada por Electrocentro S.A., se viene registrando mala calidad de servicio eléctrico para el año 2019, además de la inadecuada actuación de los dispositivos de protección siendo necesario su reajuste.

1.1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

1.1.2.1. Problema general.

¿De qué manera se podrá cumplir con la NTCSER (Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales) en niveles de tensión a partir del funcionamiento de los dispositivos de protección en los alimentadores del SER (Sistema Eléctrico Rural) Cangallo para el año 2019?

1.1.3. PROBLEMAS ESPECÍFICOS.

- ¿Cuál es el resultado del análisis del flujo de carga en los alimentadores del SER (Sistema Eléctrico Rural) Cangallo para el año 2019?
- ¿Cuál es el resultado de la evaluación en cortocircuito de los alimentadores del SER (Sistema Eléctrico Rural) Cangallo para el año 2019?

1.2. OBJETIVOS.

1.2.1. OBJETIVO GENERAL.

Proponer ajustes de protección para mejorar la coordinación y cumplir la NTCSER (Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales) en niveles de tensión a partir del funcionamiento de los dispositivos de protección en los alimentadores del SER (Sistema Eléctrico Rural) Cangallo para el año 2019.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Verificar el cumplimiento de la NTCSER (Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales) en niveles de tensión en los alimentadores del SER (Sistema Eléctrico Rural) Cangallo para el año 2019.
- Verificar el cumplimiento de la NTCSER (Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales) en niveles de tensión en los alimentadores del SER (Sistema Eléctrico Rural) Cangallo a partir de la evaluación en cortocircuito.

1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.

1.3.1. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA.

En la presente investigación se cuenta con justificación teórica porque se aporta al conocimiento existente, el uso de las curvas tiempo-corriente de la norma IEC a sistemas eléctricos de distribución radial, con más de una fuente de alimentación (2).

1.3.2. JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA.

La presente tesis tiene justificación práctica porque existe la necesidad de mejorar la calidad de energía eléctrica, en cuanto a la operación y protección del sistema eléctrico de distribución del SER Cangallo con datos reales otorgados por la empresa concesionaria Electrocentro S.A.

1.3.3. JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA.

La justificación metodológica en la presente tesis, ocurre por el uso de los criterios de coordinación del COES, el cual mediante el uso de la curva tiempo-corriente y la simulación del SER Cangallo, permiten evaluar los dispositivos de protección del sistema eléctrico en estudio.

1.3.4. JUSTIFICACIÓN SOCIAL.

La presente tesis tiene justificación social porque mejora la calidad y operatividad del sistema eléctrico para satisfacer a la población involucrada.

1.3.5. IMPORTANCIA.

Actualmente se cuenta con diversas investigaciones que involucran la protección de los sistemas eléctricos en redes de media tensión. Pero el análisis y verificación de resultados con datos reales, a la cual se encuentra operando el sistema en estudio, y el uso de un software que es usado a nivel mundial para estudios de diversa índole en sistemas eléctricos, hace que la presente investigación adquiera importancia.

1.4. HIPÓTESIS Y DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.

1.4.1. HIPÓTESIS.

1.4.1.1. Hipótesis general.

Los ajustes de protección propuestos permitirán cumplir con la NTC SER (Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales) en niveles de tensión a partir del funcionamiento de los dispositivos de protección en los alimentadores del SER (Sistema Eléctrico Rural) Cangallo para el año 2019.

1.4.1.2. Hipótesis específica.

- El análisis de flujo de carga muestra que todos los alimentadores del SER (Sistema Eléctrico Rural) Cangallo para el año 2019 cumple con la NTC SER (Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales) en niveles de tensión.
- La evaluación en cortocircuito muestra que no todos los alimentadores del SER (Sistema Eléctrico Rural) Cangallo para el año 2019 cumple con la NTC SER (Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales) en niveles de tensión.

1.5. DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.

Las variables de la investigación son:

- Variable dependiente:
Operatividad del sistema eléctrico.
- Variable independiente:
Coordinación de protecciones.
- Variable interviniente:
Dispositivos de protección.

Operacionalización de variables.

En la siguiente tabla se muestra la operacionalización de las variables del proyecto de investigación.

Tabla 1: Operacionalización de variables.

VARIABLES		DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERATIVA	DIMENSIONES	INDICADOR	ESCALA DE MEDICIÓN
Variable Independiente	Coordinación de protección.	Coordinar la protección significa definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección.	Es un sistema de elementos que opera en determinados tiempos de actuación debidamente coordinadas en los relés de protección.	Protecciones principales y de respaldo(unitarias). Protecciones principales y de respaldo(graduadas). Protecciones preventivas. Protecciones incorporadas en los equipos.	Número(N). Ubicación(barra). Segundos.	Cuantitativa.
Variable Dependiente	Operatividad del sistema eléctrico.	Coordinar la producción de distintas centrales de generación para abastecer la demanda en forma sostenible.	Es el sistema de generación de energía eléctrica para satisfacer la demanda cumpliendo las normas.	La variabilidad temporal y aleatoria de la oferta y la demanda. Incapacidad de almacenamiento de electricidad. Existencia de múltiples tecnologías con diferentes estructuras de costos.	Tiempo de actuación y corriente de arranque de los dispositivos de protección.	Cuantitativa.

Variable Interviniente	Dispositivos de Protección.	Un dispositivo de protección es un componente del sistema de protección de la instalación eléctrica. Este dispositivo está conectado a la fuente de alimentación en paralelo con las cargas (circuitos) que se pretende proteger También se puede utilizar en todos los niveles de la red de suministro de energía. Este es el tipo de protección contra sobretensiones más utilizado y más práctico.	Es un dispositivo importante en toda instalación eléctrica el cual su función es de protección de la instalación y de todos sus componentes.	Fusibles. Relés. Seccionadores. Recloser.	Tiempo de apertura.	de Cuantitativa.
------------------------	-----------------------------	---	--	--	---------------------	------------------

Fuente: Propia.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.

Antecedentes Nacionales 1.

Mike Alex Herrera Domínguez (2015), en su tesis, “**Estudio de coordinación de las protecciones para mejorar la selectividad en el alimentador de media tensión TSU-016 de Hidrandina S.A, La Libertad 2015**”, concluye lo siguiente:

Se realizó el estudio de coordinación de protecciones asegurando la rapidez para detectar las fallas lo más pronto posible, selectividad para determinar todas las fallas dentro de su zona de protección y requiriendo una actuación debidamente coordinada de los equipos de protección, actuando estos de manera escalonada ante un evento de falla.

Se actualizó el ajuste de la corriente de arranque de la protección de sobrecorriente de fases del relé SEL 751 de alicorp 2, modificando el factor de arranque de 0.62 a 1.2, y se incrementó los tiempos del dial $t > 0.6$ seg para el ajuste temporizado (51) y $t >> 0.04$ seg para el ajuste instantáneo (50) (3).

Antecedentes Nacionales 2

Jose Luis Chavesta Aquino (2013). En su Trabajo de Tesis. “**Metodología para elaborar la actualización de estudios de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico interconectado**”, Concluye lo siguiente.

En los sistemas de protección, la revisión periódica de la coordinación o cada vez que se produzca una modificación de la configuración de la red de un Sistema Eléctrico, garantiza la selectividad de los mismos en salvaguarda de la calidad y seguridad del sistema.

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 existentes y de ser necesario recomendar nuevos ajustes para los relés que se encuentran en servicio, todo ello con la finalidad de obtener una correcta selectividad entre las instalaciones nuevas y existentes (4).

Antecedentes Internacionales 1.

Daniel Alcalá González (2016). En su tesis doctoral “**Coordinación de protecciones en redes eléctricas de generación distribuida**”, concluye lo siguiente:

En la presente tesis doctoral se han revisado los dispositivos de protección que se encuentran instalados en las redes eléctricas de distribución, tales como: fusibles, reenganchadores y relés de sobrecorriente se han realizado una exposición de las principales consecuencias que la instalación de unidades de generación distribuida tiene en los sistemas de protección de las redes eléctricas de distribución. Se ha podido observar como la variación de los flujos de potencia en los sistemas eléctricos, debido a la intensidad inyectada por las unidades de GD, puede dar lugar a problemas de funcionamiento de los dispositivos de protección, así como fallos en la localización y despeje de faltas.

A continuación, se ha realizado el estudio del impacto producido por la instalación de GD sobre los dispositivos de protección, instalados en las redes eléctricas de distribución. Para ello, en primer lugar, se ha realizado un análisis del sistema en régimen permanente deduciéndose que la instalación de GD provoca en los dispositivos de protección, instalados aguas arriba del punto de ubicación de la misma, una pérdida de sensibilidad en la dirección de las corrientes que los atraviesan debido al aporte de la unidad de GD a la corriente circulante por el sistema. A partir de este estudio se puede concluir que los ajustes de los relés realizados para los sistemas sin presencia de GD dejan de tener validez una vez que la GD se ha integrado al sistema. En segundo lugar, se ha realizado un análisis en régimen de cortocircuitos que contempla diferentes escenarios de falta (cortocircuitos equilibrados y desequilibrados) con diferentes puntos de localización de falta, con diferente ubicación de las unidades de GD y diferente nivel de penetración de energía renovable (5).

Antecedentes Internacionales 2.

Alfredo Cuevas Camacho y Jorge Epigmenio Hernandez Quintero (2013), en su tesis “**Coordinación de protecciones en un sistema de distribución**”, concluye que:

Las protecciones eléctricas fueron diseñadas para despejar o eliminar fallas que perjudican el buen funcionamiento de un sistema eléctrico cualquiera que sea en el menor tiempo posible, si bien no puede predecirles cuando van a ocurrir, si se pueden estimar los parámetros eléctricos que se presentan en tales situaciones para seleccionar un buen dispositivo de protección que aguante, despeje, discrimine o secciones la parte fallada del sistema. Las magnitudes de los parámetros eléctricos se modifican dependiendo del tipo de falla que se presente en el sistema, por ejemplo la magnitud de corriente en una falla franca trifásica puede ser mayor que la magnitud de una falla farnaca fase a tierra y el ajuste de las protecciones de falla a tierra atiende directamente a los valores de la falla monofásica y no a los de falla trifásica, esto nos lleva a realizar un estudio completo de corto circuito que revele estos niveles de corriente de falla para ajustar y seleccionar adecuadamente las protecciones.

De lo que se trata un estudio de coordinación es 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. De esta manera se logra seccionar únicamente la parte fallada y el resto del sistema permanente estable, obteniéndose así la mejor ruta de coordinación. Esto se logra coordinando mediante las curvas características de cada protección y atendiendo a las recomendaciones para cada bloque de protecciones (6).

2.2. BASES TEÓRICAS.

2.2.1. FLUJO DE CARGA.

El cálculo de flujo de carga de los sistemas eléctricos de potencia es realizado para expresar y obtener las informaciones de los valores de tensión en las barras, los flujos de potencia activa y reactiva de las distintas líneas que se encuentran en el sistema, así como corrientes, factor de potencia, etc (7).

La solución del flujo de carga se obtiene por los métodos:

- Método de Newton-Raphson.

- Método de Gauss- Seidel.

2.2.2. FLUJO DE POTENCIA.

El cálculo del flujo de potencia consiste en evaluar el punto de operación en estado estacionario de un sistema eléctrico para notar las condiciones de generación, carga y su respectiva configuración (8).

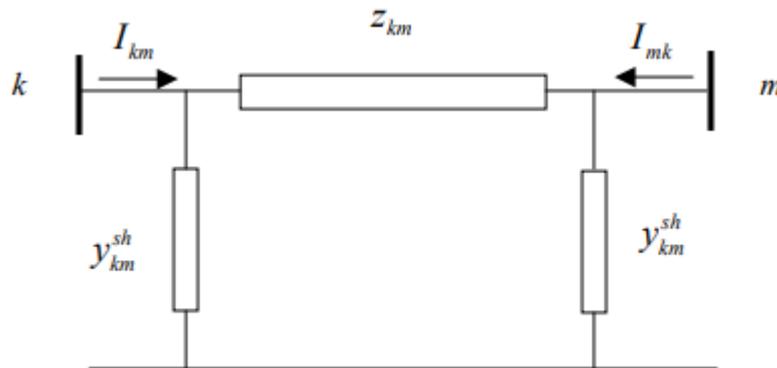
2.2.3. MODELACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

2.2.3.1. Modelo de las líneas de transmisión.

Una línea de transmisión conectada a las barras i-k de un sistema de energía eléctrica se puede representar por el modelo equivalente, mostrado en la Figura N° 1 y definido por las características físicas de la línea: la conductancia serie G_{km} , la susceptancia B_{km} serie y la mitad la susceptancia shunt (conectado a tierra) jb_{km}^{sh} .

La admitancia serie Y_{km} está definida por: $Y_{km}=G_{km} + jB_{km}$ (7).

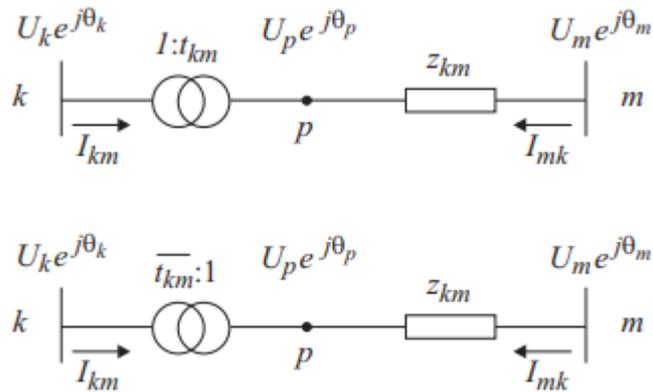
Figura 1. Modelo equivalente pi.



Fuente: Andersson Göran, 2012

2.2.3.2. Modelo de los transformadores.

Figura 2. Modelo de los transformadores de 2 devanados.



Fuente: Andersson Göran, 2012

2.2.3.3. Tipos de barras.

Describiremos los tipos de barras:

- SWING: Generador que balancea la potencia del sistema.
FIJO: Tensión, Ángulo (0°).
LIBRE: Potencia Activa, Potencia Reactiva.
- PV: Generador.
FIJO: Tensión, Potencia Activa.
LIBRE: Ángulo, Potencia Reactiva.
- PQ: Carga.
FIJO: Potencia Activa, Potencia Reactiva.
LIBRE: Tensión, Ángulo.
- Cualquier generador puede ser SWING o SLACK, es sólo representación matemática.
- Debe haber sólo una barra SWING o SLACK por cada sistema (9).

2.2.4. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO.

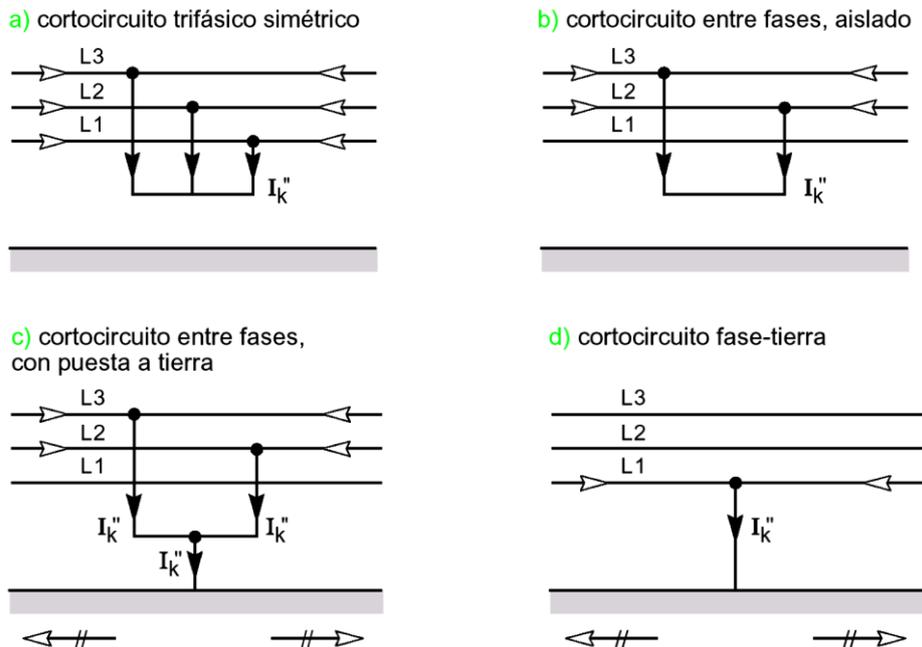
Este fenómeno representa la más severa a la que pueda verse sometido un sistema de potencia ya que en su manifestación más acentuada produce efectos térmicos y dinámicos que en ocasiones se presentan con tal violencia que pueden provocar la destrucción mecánica de las máquinas e inclusive de los materiales (10).

2.2.4.1. Características del cortocircuito.

Los cortocircuitos pueden ser:

- Monofásicos: 80% de los casos.
- Bifásicos: 15% de los casos. Los de este tipo, suelen degenerar en trifásicos.
- Trifásicos: Sólo el 5% de los casos (10).

Figura 3: Clases de cortocircuito.



Fuente: Schneider – Cálculo de corrientes de cortocircuito.

2.2.4.2. Criterios de ajustes de las protecciones para sistemas de distribución.

En las redes de distribución primaria se usan principalmente los siguientes criterios en equipos de protección (11):

2.2.4.2.1. Relé de Sobrecorriente entre fases y tierra (50/51, 50N/51N)

Se encuentran ubicados en las salidas de las subestaciones y sirven de respaldo de las protecciones ubicadas aguas abajo de la red, es decir, reconectores y/o fusibles y por lo tanto debe coordinar con ellos.

La corriente de arranque de la protección de fase se calcula en base a las cargas que alimenta más una sobrecarga adicional que oscila entre 30 a 60% de la corriente de máxima demanda. Los tiempos de ajuste y curvas características dependen de las corrientes de cortocircuito y la forma de la red, es por ello que no se puede dar una recomendación general en esta parte.

La corriente de arranque de la protección de tierra se calcula en base a las simulaciones de conductor caído a tierra por el lado fuente más una resistencia de falla de alta impedancia (400 Ohm para redes 22.9kV), al resultado de corriente de falla de alta impedancia se aplica un factor de seguridad que oscila entre 60 a 80% de la corriente calculada (11).

2.2.4.2.2. Selección de fusibles.

Estas protecciones son frecuentemente utilizadas en los sistemas de distribución por su menor costo de instalación, es la protección más barata y por ende poco confiable, su principal defecto es el estrés térmico al que es sometido con cada falla haciendo que su característica de operación se vea disminuida o desplazada. La selección de la capacidad y tipo del elemento fusible se hace en base a la carga que protege, la magnitud de

la corriente de corto circuito que va a despejar y el tiempo de operación.

Los fusibles deben cumplir con lo siguiente:

- Eliminar los cortocircuitos en los transformadores
- El elemento fusible no debe dañarse con corrientes de energización, tomas de carga brusca, sobrecargas de corto tiempo.
- Debe coordinar con los dispositivos ubicados aguas arriba (fusibles o reconectores).
- Proveer un grado de protección ante sobrecargas severas (11).

Capacidad de los fusibles para distribución.

Según el estándar NEMA, los fusibles pueden llevar una carga continua de 150% de su valor nominal para elementos fusible de estaño y 100% para elementos fusible de plata (11).

2.2.5. PROTECCIÓN ELÉCTRICA.

La protección eléctrica en los sistemas eléctricos de potencia se utiliza para evitar la destrucción de los equipos o instalaciones por cualquier perturbación en el sistema, las perturbaciones pueden ser causadas de manera natural o por maniobra (11).

2.2.6. CRITERIO DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.

Se tomará como base para optar por un sistema de protección con la secuencia de actuación correcta, los criterios que presenta el documento "Criterio de ajuste y coordinación de Protección SEIN (COES- Julio 2014).

Además del uso de la IEEE Std. 242-2001, para cálculos que se presenten durante el proceso de análisis.

Dichos documentos muestran dos apartados bien definidos del tiempo de actuación del equipo de protección (criterios de coordinación) y la corriente de arranque del equipo de protección (criterios de ajuste) (11).

2.2.7. CONSIDERACIONES GENERALES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA.

Toda instalación eléctrica en servicio está expuesta a perturbaciones o alteraciones en el funcionamiento de sus distintos elementos. Algunas de sus posibles consecuencias:

- Provocar daños a los equipos del sistema.
- Reducir la vida útil de los equipos del sistema.
- Peligro al personal que labora en las instalaciones.
- Reducir la calidad de servicio eléctrico.

La función principal de todo dispositivo de protección es aislar parte del sistema en falla de manera de tener la mínima cantidad de daños en el sistema eléctrico (11).

2.2.7.1. Principios generales de protección.

- Sensibilidad.
- Rapidez de operación.
- Selectividad.
- Fiabilidad.
- Seguridad.

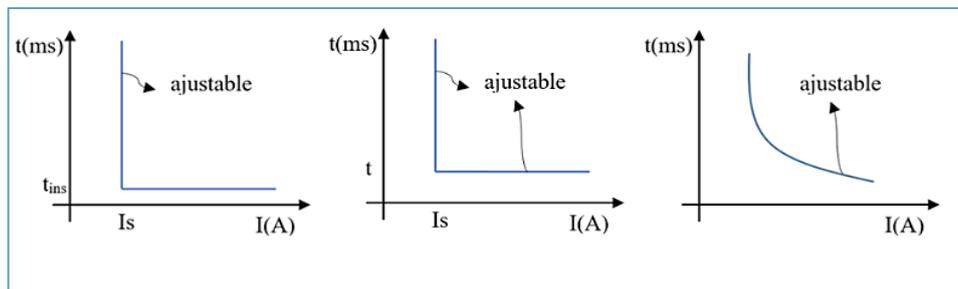
2.2.8. RELÉS DE SOBRECORRIENTE.

La protección de sobrecorriente se efectúa mediante el ajuste de la función (50/51) o protección a tierra con la función (50N/51N) que van midiendo la corriente de fase del sistema permanentemente.

Podemos distinguir dos tipos:

- Relés de sobrecorriente instantáneo (50). No es ajustable en función el tiempo y su operación está comprendido entre los 0.5 y 1.5 ciclos. Actúa en el momento que se sobrepasa la corriente de arranque establecido. Figura N°3 a).
- Relés de tiempo de retardo intencional. Dentro de los relés de retardo intencional se distinguen dos:
 - Relés de tiempo inverso (51). El tiempo de operación dependerá de la corriente de falla y dependerá de la curva tiempo/corriente de acuerdo a la norma IEC o ANSI, su característica particular es la actuación más rápida mientras mayor sea la sobrecorriente. Figura N°3 c).
 - Relés de tiempo definido (50 o 51). Tanto el tiempo y corriente de actuación son constantes y ajustables, el tiempo de operación es independiente de la corriente. Figura N°3 b) (11).

Figura 4: Relés de sobrecorriente.



Fuente: Disponible en

http://grupos.emagister.com/documento/proteccion_de_sobrecorriente/42367-821760

Curvas de tiempo/corriente de acuerdo a norma IEC y ANSI:

$$t = TMS * \left[\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + C \right]$$

Donde:

- t= Tiempo de actuación del relé (variable dependiente).
- I= Corriente que mide el relé (variable independiente).
- α= Parámetro que define la curva característica de operación del relé.

- I_s = Corriente de arranque del relé.
- TMS= Constante de ajuste del relé.
- K= Constante de ajuste del relé.
- C= Constante de ajuste del relé.
- Constantes de tiempo según norma:

Tabla 2: Constantes de ajuste de los relés de sobrecorriente.

Característica		IEC / BS			ANSI / IEEE		
		α	K	C	α	K	C
Tiempo Definido		--	0	1	--	--	--
Normal Inverso	NI	0,02	0,14	0	2,0938	8,9341	0,17966
Muy Inverso	VI	1	13,5	0	2	3,922	0,0982
Extremadamente Inverso	EI	2	80	0	2	5,64	0,02434
Inverso de largo tiempo	LI	1	120	0	2	5,6143	2,18592

Fuente: NORMAS ANSI/IEEE, IEC.

2.2.9. OPERATIVIDAD ELÉCTRICA.

La operatividad de los sistemas eléctricos de potencia, implica en demostrar de manera detallada el efecto de las nuevas instalaciones sobre un sistema eléctrico y de ese modo definir los ajustes de los sistemas eléctricos (COES) (11).

2.2.10. COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN.

Coordinar la protección significa definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada graduación en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo. La coordinación de la protección está determinada por la necesaria graduación de tiempos y magnitudes medidas para la correcta y oportuna actuación de todas las protecciones (11).

2.2.11. CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN.

Para establecer los criterios de ajuste y coordinación de la protección se debe considerar lo siguiente:

- Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones unitarias solamente requieren ajustes con respecto a las características de operación de los correspondientes equipos; y en consecuencia, en el presente documento solamente se menciona de manera general algunas recomendaciones para este ajuste.
- Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones graduadas serán ajustadas y coordinadas de acuerdo a lo establecido en el presente documento.
- Las protecciones preventivas y las protecciones incorporadas en los equipos serán ajustadas de acuerdo a los criterios de cada proyecto y siguiendo las recomendaciones de los fabricantes de los equipos, las cuales están vinculadas a las garantías proporcionadas por éstos (8).

2.2.12. OPERATIVIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

Es necesaria la existencia de un operador que coordine la producción de las distintas centrales de generación para abastecer la demanda de forma sostenible debido a:

- La variabilidad temporal y aleatoria de la oferta y demanda.
- La incapacidad de almacenamiento de la electricidad.
- La existencia de múltiples tecnologías con diferentes estructuras de costos.

El operador del sistema coordina y asigna económicamente a las centrales de generación en función a la eficiencia productiva del parque eléctrico, priorizando aquellas con menores costos variables, hasta lograr cubrir la demanda en cada hora del día. Las principales funciones de este operador son:

- Observar la evolución de la carga requerida mediante diferentes indicadores en un centro de control, ordenando a los generadores que inicien o detengan la producción.

- Planificar el despacho por adelantado para que las centrales de generación estén preparadas para producir.
- Corregir el volumen suministrado por los generadores en el momento de la ejecución del despacho, dependiendo de las eventualidades que podrían surgir, como una mayor demanda y la salida de centrales (12).

2.2.13. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

Un dispositivo de protección es un componente del sistema de protección de la instalación eléctrica. Este dispositivo está conectado a la fuente de alimentación en paralelo con las cargas (circuitos) que se pretende proteger. También se puede utilizar en todos los niveles de la red de suministro de energía. Este es el tipo de protección contra sobretensiones más utilizado y más práctico.

Los dispositivos de protección están diseñados para limitar las sobretensiones transitorias debidas a los rayos o la conmutación y desvían las corrientes de sobretensión asociadas a tierra, para limitar estas sobretensiones a niveles que probablemente no dañen la instalación eléctrica o el equipo (13).

2.2.13.1. Fusibles.

También llamados cuchillas, son dispositivos de protección que operan ante una sobrecorriente, son usados en sistemas de distribución y para protección de transformadores de potencia.

2.2.13.2. Relés de protección.

También conocidos como relevadores. Estos son dispositivos conectados al lado secundario del transformador de medida, que operan ante señales de corriente, tensión o ambas fuera de los rangos de ajuste a la que fueron programadas, esto para indicar o aislar el elemento en falla del sistema eléctrico.

2.2.13.3. Seccionalizadores.

Son dispositivos que desconectan parte del sistema eléctrico para realizar mantenimiento de forma segura, la desconexión se realiza sin carga.

2.2.13.4. Recloser (Reconectador).

Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo, además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones, además de tele controlarlo (14).

2.2.14. NTCSE (NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS RURALES).

La presente Norma es de aplicación imperativa en todo Sistema Eléctrico Rural (SER) desarrollado, operado y/o administrado, en el marco de la Ley General de Electrificación Rural, y su Reglamento.

El objetivo de la presente Norma es establecer los niveles mínimos de calidad de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) desarrollados y/o administrados dentro del marco de la Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento (15).

2.2.14.1. Calidad de producto.

El parámetro que se considera para evaluar la Calidad del Producto en un SER es la tensión.

2.2.14.1.1. Tensión.

- Las tolerancias admitidas son $\pm 6\%$ para Media Tensión (MT), y $\pm 7,5\%$ para Baja Tensión (BT) (15).

2.3. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.

- **Coordinación.** - Es la acción y el efecto de coordinar el funcionamiento de dos o más elementos de protección.
- **Protección.** - Es proteger o impedir un daño a los equipos y personas por causa de la corriente eléctrica.
- **Tensión.** - La tensión eléctrica o diferencia de potencial es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.
- **Fusible.** - Hilo o chapa metálica, fácil de fundirse, que se coloca en las instalaciones eléctricas, para que cuando la intensidad sea excesiva, la interrumpa fundiéndose.
- **Recloser.** - Es un interruptor para detección de fallas en líneas de media tensión con inteligencia para sensar sobrecorrientes, interrumpirlas y realizar recierres automáticamente un determinado número de veces programados por el usuario. El máximo número programable de recierres es de tres y la última operación de apertura y bloqueo
- **Seccionalizador.** - Es un dispositivo que automáticamente desconecta una falla de un sistema de distribución eléctrica.
- **Cortocircuito.** - Es el efecto que se produce accidentalmente cuando un circuito eléctrico se unen los dos polos opuestos.
- **Interrupciones.** - Una Interrupción eléctrica es una situación en la que la tensión de alimentación en el punto de entrega es inferior al 1% de la tensión declarada.
- **Usuario.** - Persona natural o jurídica que ocupa un predio y está en capacidad de hacer uso legal del suministro eléctrico correspondiente; es el responsable de cumplir con las obligaciones técnicas y económicas que se derivan de la utilización de la electricidad.
- **Confiabilidad.** - Es la probabilidad de que un equipo o un sistema cumplan con su misión específica bajo condiciones de uso determinadas en un periodo determinado.
- **Disponibilidad.** - Representa el porcentaje del tiempo en el que el sistema funciona correctamente.

CAPÍTULO III METODOLOGÍA

3.1. MÉTODOS Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN.

3.1.1. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.

El método que se empleó es el método analítico porque se analizó el ajuste actual de cada dispositivo de protección del SER Cangallo ante el incremento de demanda desde el año 2013 hasta la actualidad, para poder realizar el reajuste de los dispositivos de protección existentes y propuestos con valores óptimos cumpliendo así con el mejoramiento de la operatividad del SER Cangallo (16).

Además, se analizó los ajustes de los dispositivos de protección, para así lograr mejorar el sistema de protección del SER.

3.1.2. NIVEL DE INVESTIGACIÓN.

De acuerdo a la naturaleza del estudio de la investigación, reúne por su nivel las características de un estudio descriptivo, siendo descritos el comportamiento de cada dispositivo de protección frente a distintas fallas en el SER (17).

3.1.3. TIPO DE INVESTIGACIÓN.

El tipo de investigación de la presente tesis es aplicada puesto que se tomarán los datos reales para desarrollar la presente investigación tendiendo a resolver el problema a corto o mediano plazo (16).

3.1.4. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN.

La presente tesis de evaluación de protección es de alcance descriptivo porque permite detallar situaciones, contextos y sucesos; esto es detallar como se manifiestan. Al estar analizada con datos reales y existentes, por lo cual puede ser implementada en el sistema eléctrico rural Cangallo y los alimentadores que lo conforman, teniendo las repercusiones observadas en el desarrollo de la tesis. (18).

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.

El tipo de diseño de la presente tesis es no experimental – transversal, porque analiza el nivel o estado de las variables en un punto determinado en el tiempo. La coordinación de protección será evaluada al reajustar los dispositivos de protección por las normas vigentes nacionales e internacionales, de este modo se mejora la operatividad del SER. (18).

La verificación del cumplimiento del nivel de tensión según la NTC SER se llevará a cabo al simular y correr el flujo de carga del SER Cangallo.

La cargabilidad de los elementos del sistema eléctrico será evaluada al correr flujo de potencia en la simulación con datos reales otorgados por Electrocentro S.A.

3.3. Población y muestra.

3.3.1. POBLACIÓN.

La población para llevar a cabo la presente tesis es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) el cual es representado mediante una barra infinita en la simulación.

3.3.2. MUESTRA.

La muestra de la presente tesis fue tomada de forma no probabilística y estuvo constituida por el sistema eléctrico rural (SER) Cangallo, con cada uno de los dispositivos de protección (18).

3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.

3.4.1. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.

La técnica de recolección de datos utilizada en la presente tesis es el análisis documental debido a la recolección de datos por fichas de registros de base de datos para efectuar la simulación y análisis del sistema eléctrico en estudio (16).

3.4.2. INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.

Simulación, informes y ficha de registro de datos de la concesionaria Electrocentro S.A, el cual está encargada de la zona de Cangallo, dicha concesionaria proporcionó el diagrama unifilar del sistema con datos reales el cual está operando en el 2019.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO.

El SER Cangallo está conformada por los alimentadores A4015, A4019, A4020 y A4023 de la SE Cangallo y A4014, A4021 de la SE LLUSITA, la cual es abastecida por una mini central hidroeléctrica.

El sistema eléctrico se inicia con la bahía de llegada de la SE Cangallo; la SE Cangallo se interconecta con el SEIN por medio de la línea L-6065 (AAAC 120mm²).

La celda de Transformación, está constituida por un (01) autotransformador de potencia 69/22.9kV, 12.5MVA y grupo de conexión Dyn5 con regulación automática bajo carga.

Luego tenemos las celdas de alimentadores constituido por seis Salidas en 22.9kV y cuentan con los siguientes equipos de protección:

La celda de salida para el alimentador 4019, suministra de energía a las localidades de Vilcashuamán y Vischongo; Este alimentador en toda su extensión es radial y presenta gran cantidad de cargas monofásicas (MRT). Esta celda cuenta para su protección con un (01) recloser ENTEC multifunción.

La celda de salida para el alimentador 4020, suministra de energía a las localidades de Pamal y Chuspi; Este alimentador en toda su extensión es radial y presenta gran cantidad de cargas monofásicas (MRT). Esta celda cuenta para su protección con un (01) recloser ENTEC multifunción.

La celda de salida para el alimentador 4023, suministra de energía a la localidad de Alpchaca; Este alimentador en toda su extensión es radial y presenta gran cantidad de

cargas monofásicas (MRT). Esta celda cuenta para su protección con un (01) recloser ENTEC multifunción.

La celda de salida para el alimentador 4015, suministra de energía a las localidades de Cangallo y Vischongo; Este alimentador se conecta con la pequeña central Hidroeléctrica Llusita. Esta celda cuenta para su protección con un (01) recloser ENTEC multifunción. La cual será reemplazado por un recloser NULEC.

La pequeña central hidroeléctrica Llusita cuenta con dos generadores de 0.91MW cada uno. Actualmente cada generador está produciendo 0.5MW; esta central para poder evacuar la energía producida, cuenta con dos transformadores en paralelo de 0.44/22.9kV, 1MVA, grupo de conexión YNd11.

La celda de salida para el alimentador 4021, suministra de energía a las localidades de Carapo y Huancasancos; Este alimentador en toda su extensión es radial y presenta gran cantidad de cargas monofásicas (MRT). Esta celda cuenta para su protección con un (01) recloser ENTEC multifunción. También en la localidad de Huancasancos se tiene otro recloser ENTEC multifunción.

La celda de salida para el alimentador 4014, suministra de energía a la localidad de Huancapi; Este alimentador en toda su extensión es radial y presenta gran cantidad de cargas monofásicas (MRT). Esta celda cuenta para su protección con un (01) recloser ENTEC multifunción.

4.1.1. BARRA DE REFERENCIA.

La barra de referencia se tomó en la barra de 69kV de la SE Cangallo, el cual se obtuvo del cortocircuito en el diagrama unifilar publicado por el COES en el año 2018.

Tabla 3: Barra de referencia.

BARRA	Sk(MVA)	Ik(kA)	R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0
CANG69	67.810	0.600	0.319	1.037	3.550	0.269

Fuente: COES.

4.1.2. DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA EN EL SER.

La demanda proporcionada por el área de planeamiento de Electrocentro S.A en el año 2018 se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4: Demanda máxima y mínima, año 2018.

Subestación	Alimentador	kV	2018	
			Mínima (MW)	Máxima (MW)
SE Cangallo	A4015	22.9	---	0.473
	A4019	22.9	0.173	0.52
	A4020	22.9	0.18	0.542
	A4023	22.9	0.088	0.263
SE Llusita	A4015	22.9	0.775	0.312
	A4014	22.9	0.145	0.436
	A4021	22.9	0.077	0.232

Fuente: **Electrocentro S.A.**

De acuerdo a la tasa de crecimiento del 7.3% en la ciudad de Ayacucho se obtuvo la demanda mínima y máxima actual de potencia eléctrica para el año 2019, el cual se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5: Demanda máxima y mínima, año 2019.

Subestación	Alimentador	kV	2019	
			Mínima (MW)	Máxima (MW)
SE Cangallo	A4015	22.9	---	0.508
	A4019	22.9	0.186	0.558
	A4020	22.9	0.194	0.581
	A4023	22.9	0.094	0.282
SE Llusita	A4015	22.9	0.739	0.263
	A4014	22.9	0.156	0.467
	A4021	22.9	0.083	0.249

Fuente: **Propia.**

4.2. RESULTADOS DE LA EVALUACION DEL ANALISIS DEL FLUJO DE CARGA.

Criterios de evaluación.

Al momento de analizar el flujo de carga se tuvieron en cuenta los criterios según norma, para evitar brindar servicios de electricidad en mala calidad.

Nivel de tensión.

El nivel de tensión de acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de los servicios eléctricos rurales (NTCSER) permite una variación de tensión del $\pm 6\%$ de la tensión nominal.

Cargabilidad de líneas y transformadores.

Los límites de cargabilidad en los distintos escenarios es:

- Líneas de transmisión: menor al 100% de su potencia nominal.
- Transformadores: menor al 100% de su potencia nominal.

Haciendo uso del software DigSilent 15.1.7 se realizó la tarea de simulación del flujo de carga del sistema eléctrico rural (SER) Cangallo.

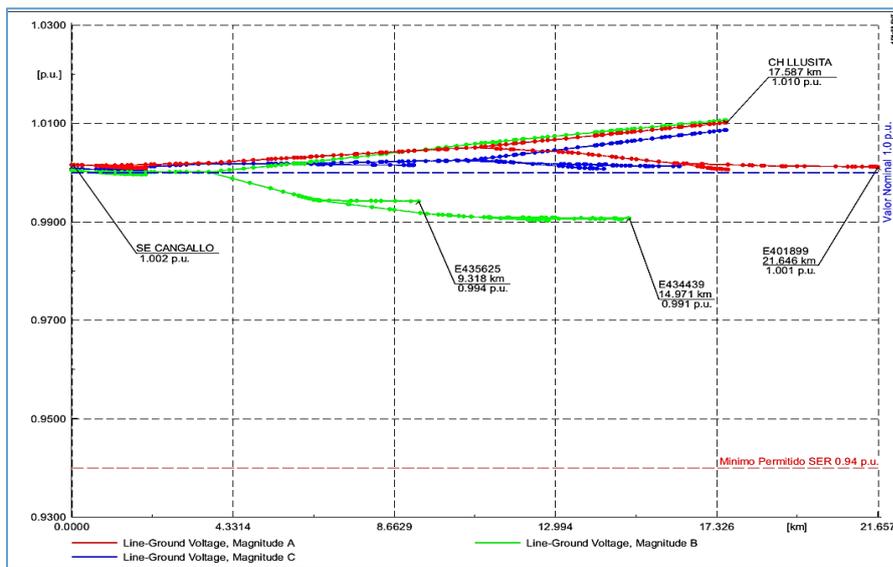
De la verificación de campo y los parámetros de la red proporcionados por la empresa concesionaria Electrocentro y lo encontrado en la página del COES se tiene la base de datos para la simulación del SER, ver ANEXO 1.

4.2.1. FLUJO DE CARGA EN EL ALIMENTADOR A4015.

Al correr el flujo de carga en el alimentador A4015, el cual recorre una distancia de 21.6km, donde se ubica la barra (E401899). Se observó que este alimentador no presenta sobrecarga en las líneas, ni en los transformadores.

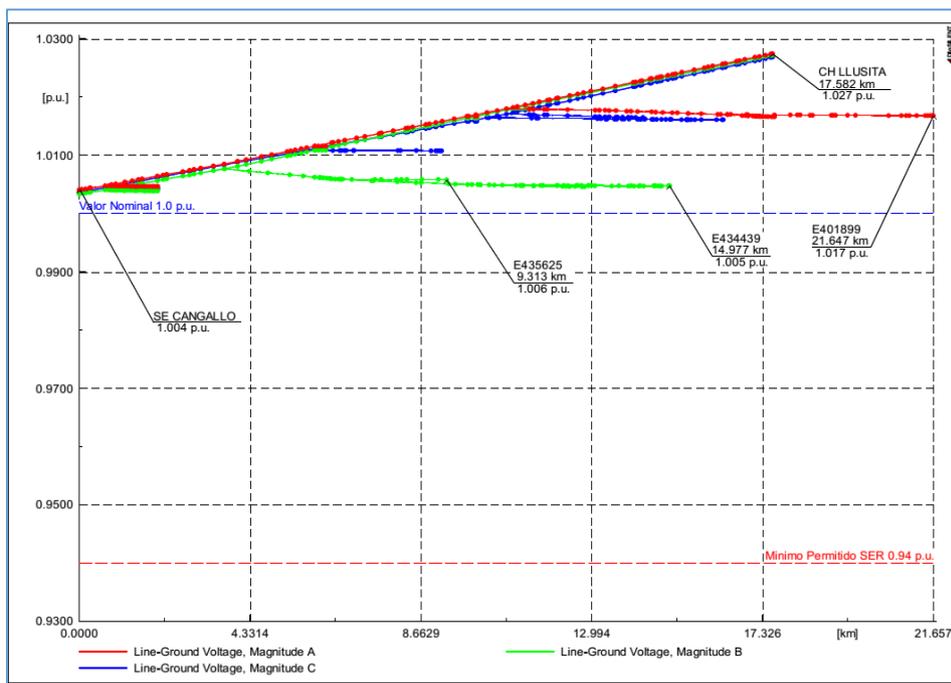
Las figuras 5, 6, 7, 8 y 9 obtenidas en el software en los escenarios de máxima y mínima demanda en el año 2018 y 2019 muestran el perfil de tensión en el alimentador A4015, en ellas se aprecia que la caída de tensión del alimentador no supera los límites establecidos por la NTC SER.

Figura 5: Perfil de tensión del alimentador A4015 en máxima demanda 2018.



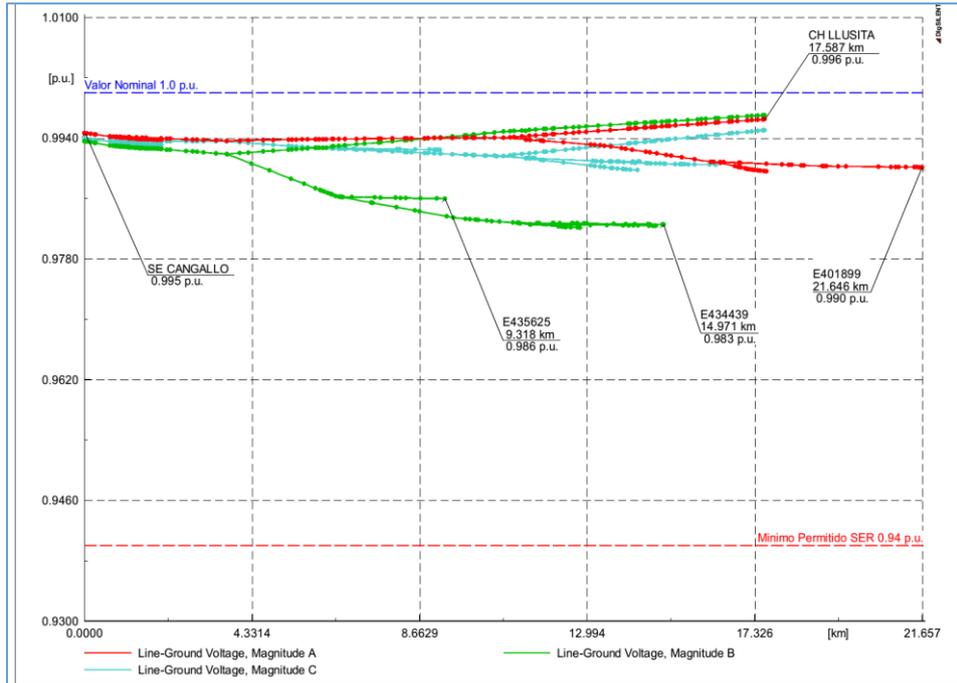
Fuente: Propia.

Figura 6: Perfil de tensión del alimentador A4015 en mínima demanda 2018.



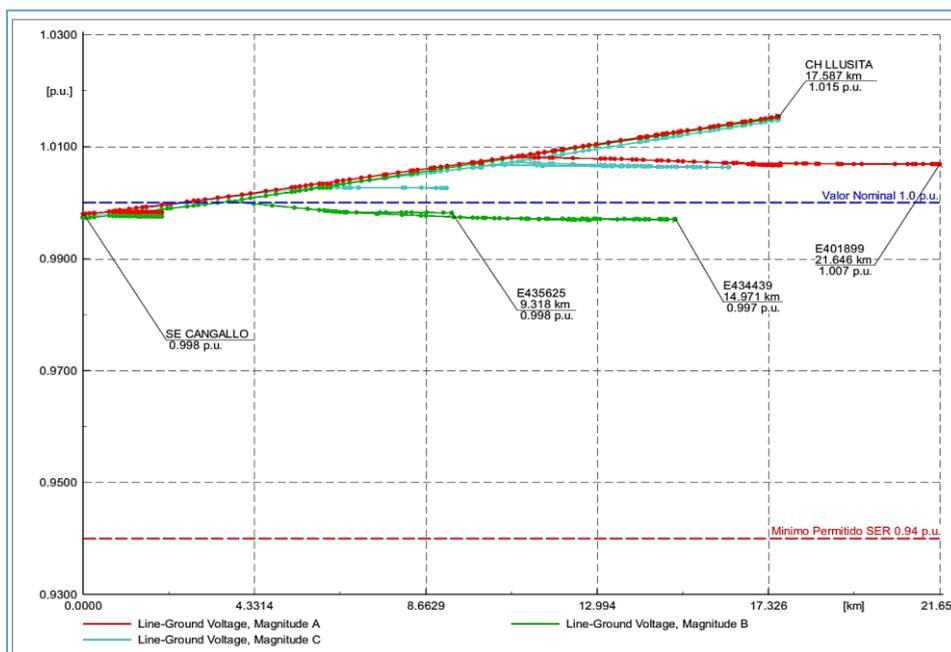
Fuente: Propia.

Figura 7: Perfil de tensión del alimentador A4015 en máxima demanda 2019.



Fuente: Propia.

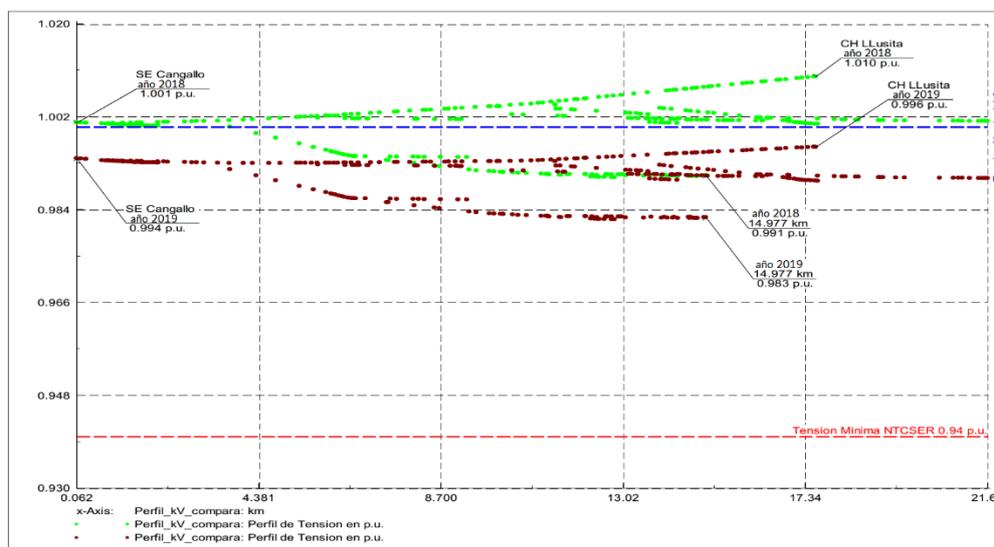
Figura 8: Perfil de tensión del alimentador A4015 en mínima demanda 2019.



Fuente: Propia.

Comparación del perfil de tensión máxima demanda en el año 2018 y 2019.

Figura 9: Perfil de tensión del alimentador A4015 en máxima demanda año 2018 y 2019.



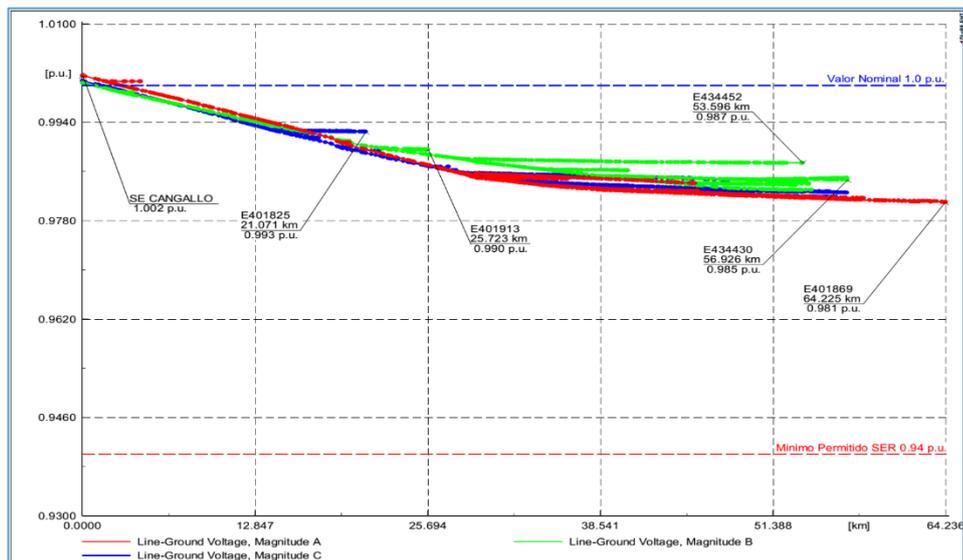
Fuente: Propia.

4.2.2. FLUJO DE CARGA EN EL ALIMENTADOR A4019.

Al correr el flujo de carga en el alimentador A4019, el cual recorre una distancia de 64.225km, donde se ubica la barra (E401869) se observó que este alimentador no presenta sobrecarga en las líneas, ni en los transformadores.

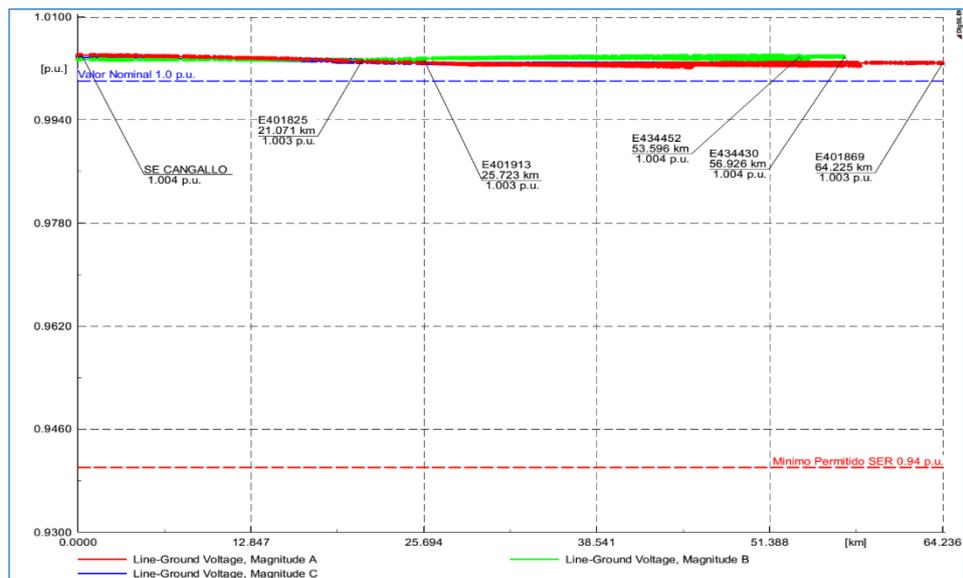
Las figuras 10, 11, 12, 13 y 14 obtenidas en el software en los escenarios de máxima y mínima demanda en el año 2018 y 2019 muestran el perfil de tensión en el alimentador A4019, en ellas se aprecia que la caída de tensión del alimentador no supera los límites establecidos por la NTCSE.

Figura 10: Perfil de tensión del alimentador A4019 en máxima demanda 2018.



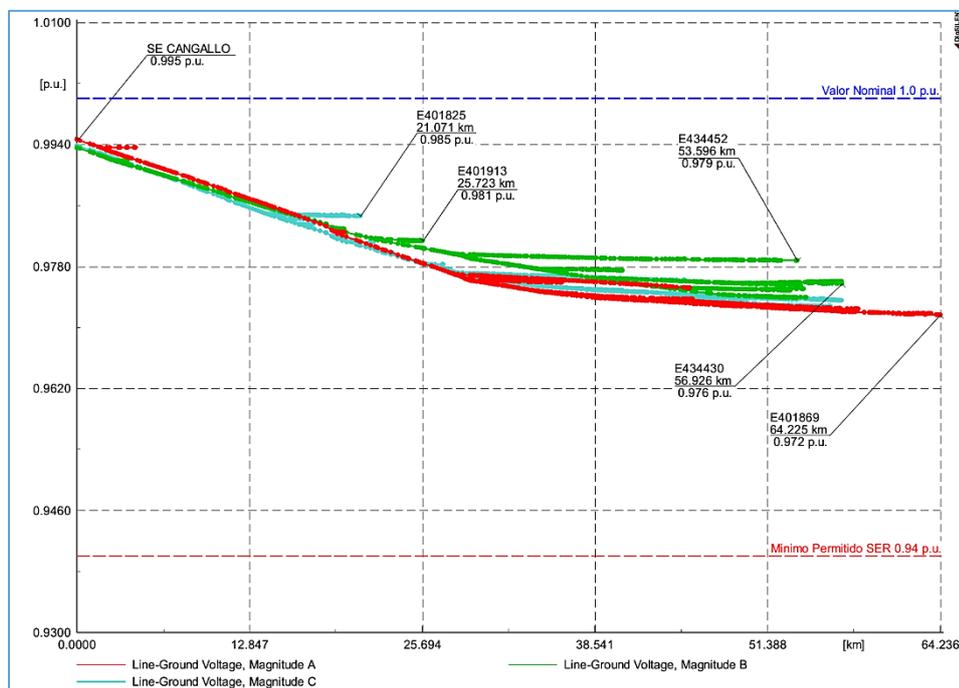
Fuente: Propia.

Figura 11: Perfil de tensión del alimentador A4019 en mínima demanda 2018



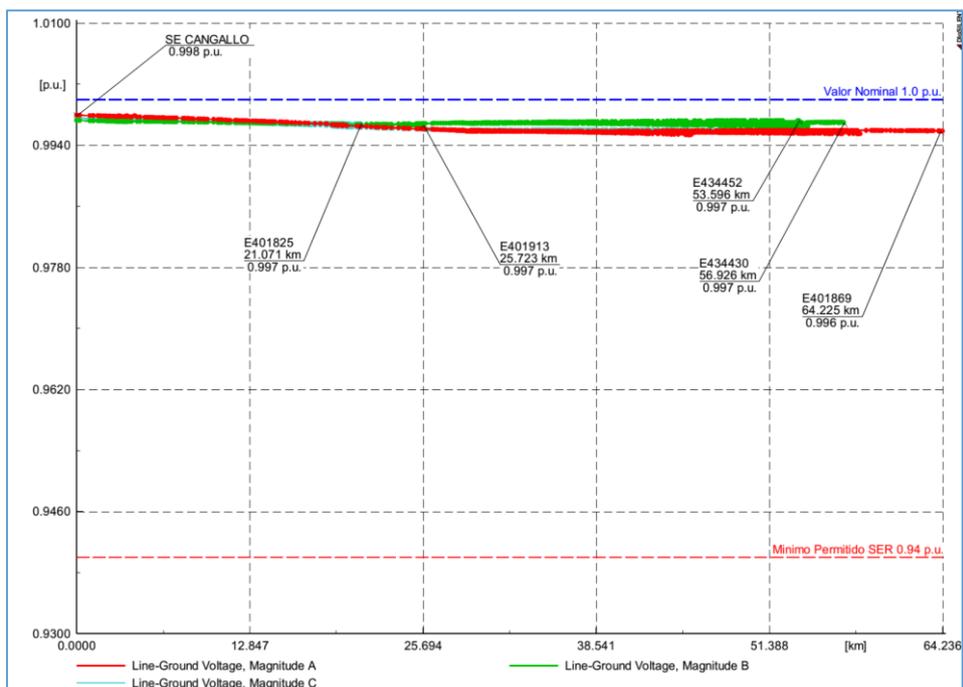
Fuente: Propia.

Figura 12: Perfil de tensión del alimentador A4019 en máxima demanda 2019.



Fuente: Propia.

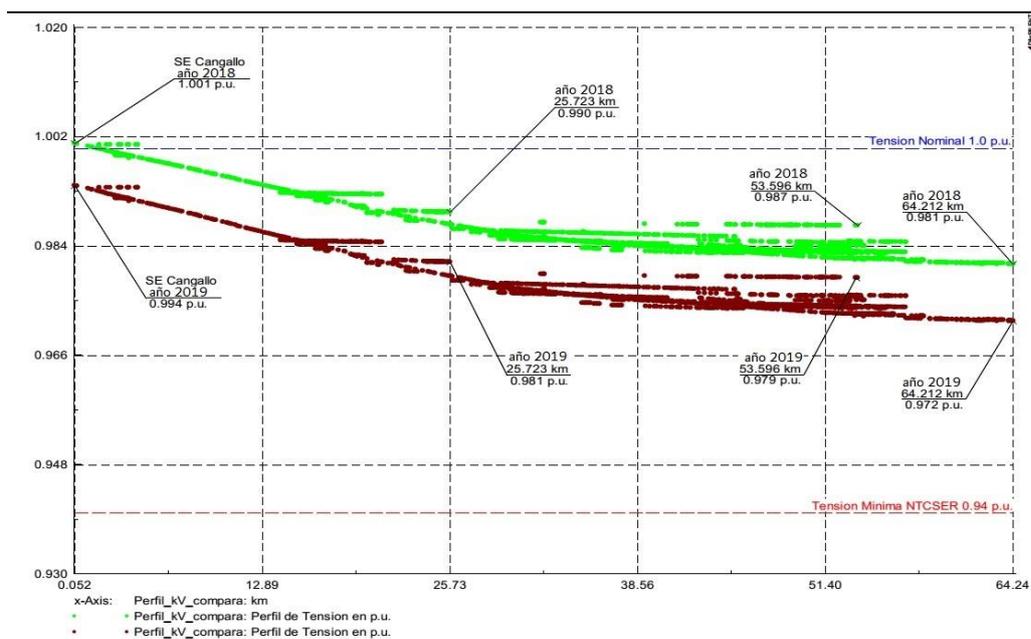
Figura 13: Perfil de tensión del alimentador A4019 en mínima demanda 2019.



Fuente: Propia.

Comparación del perfil de tensión máxima demanda en el año 2018 y 2019.

Figura 14: Perfil de tensión del alimentador A4019 en máxima demanda año 2018 y 2019.



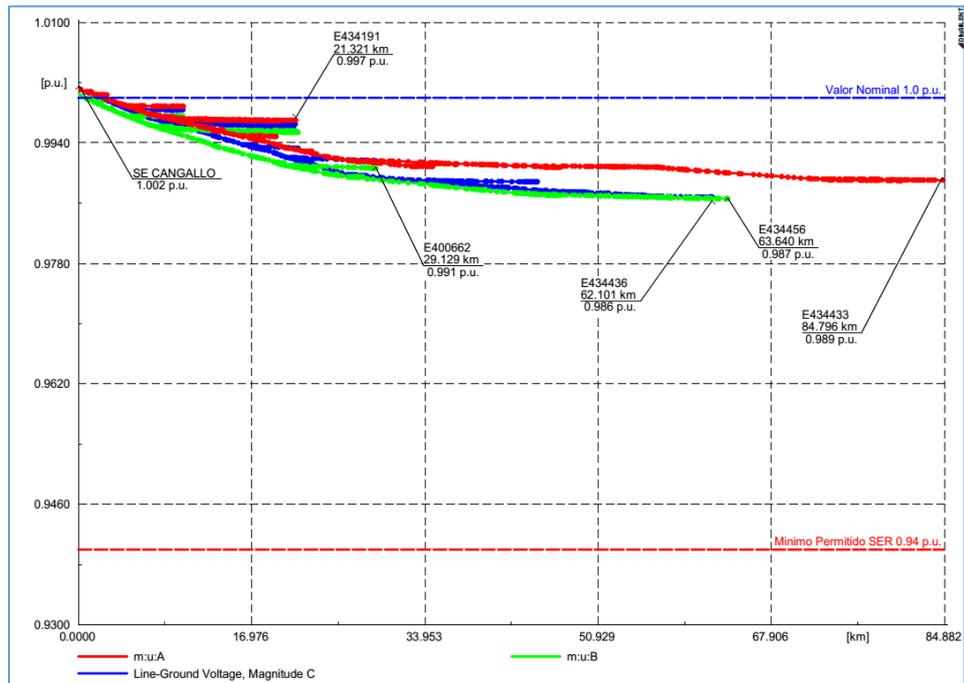
Fuente: Propia.

4.2.3. FLUJO DE CARGA EN EL ALIMENTADOR A4020.

Al correr el flujo de carga en el alimentador A4020, el cual recorre una distancia de 84.796km, donde se ubica la barra (E434433) se observó que este alimentador no presenta sobrecarga en las líneas, ni en los transformadores.

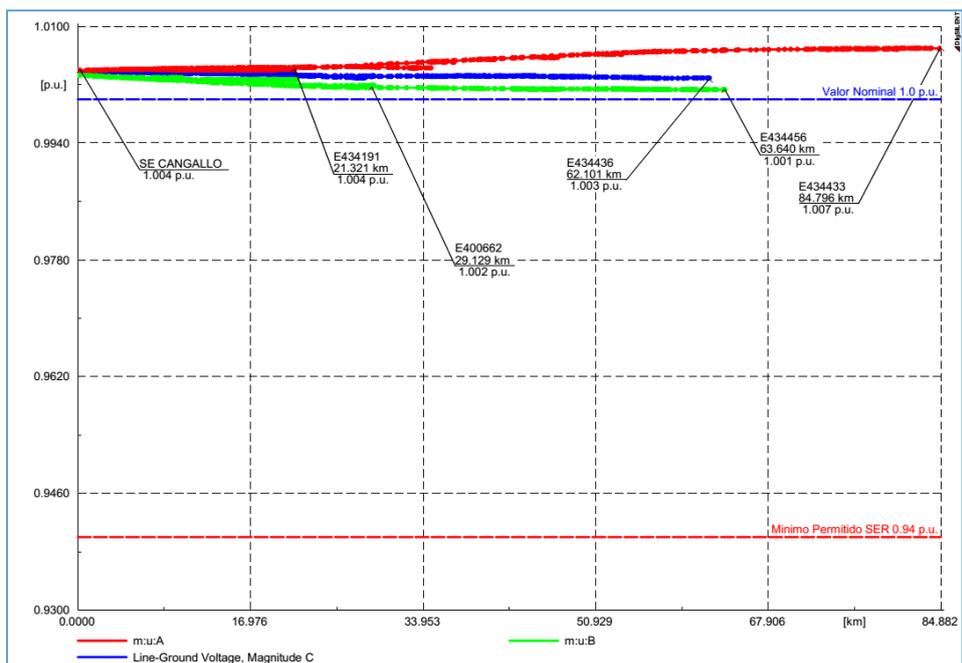
Las figuras 15, 16, 17, 18 y 19 obtenidas en el software en los escenarios de máxima y mínima demanda en el año 2018 y 2019 muestran el perfil de tensión en el alimentador A4020, en ellas se aprecia que la caída de tensión del alimentador no supera los límites establecidos por la NTCSE.

Figura 15: Perfil de tensión del alimentador A4020 en máxima demanda 2018



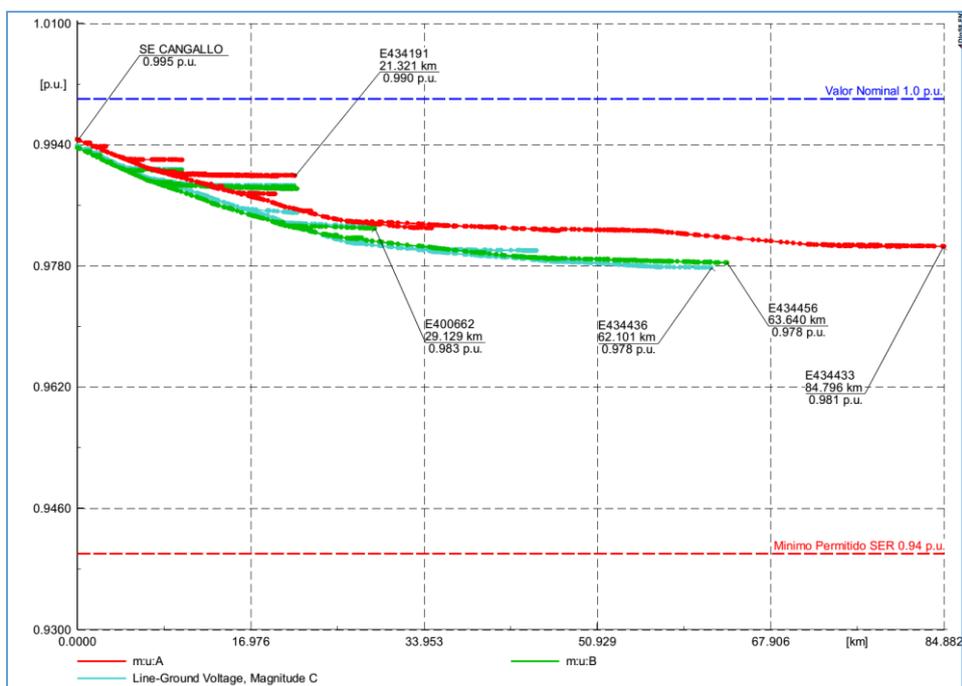
Fuente: Propia.

Figura 16: Perfil de tensión del alimentador A4020 en mínima demanda 2018.



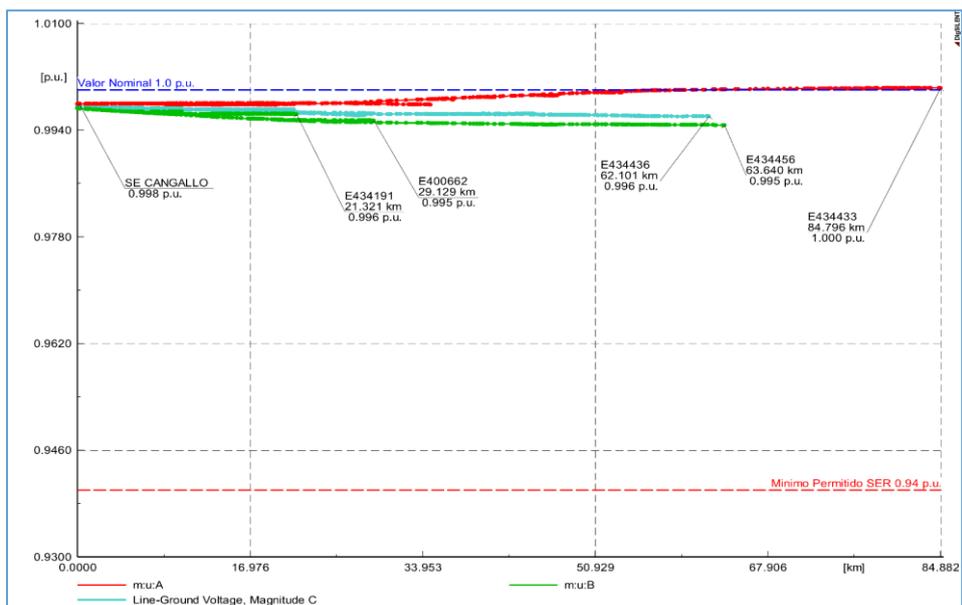
Fuente: Propia.

Figura 17: Perfil de tensión del alimentador A4020 en máxima demanda 2019.



Fuente: Propia.

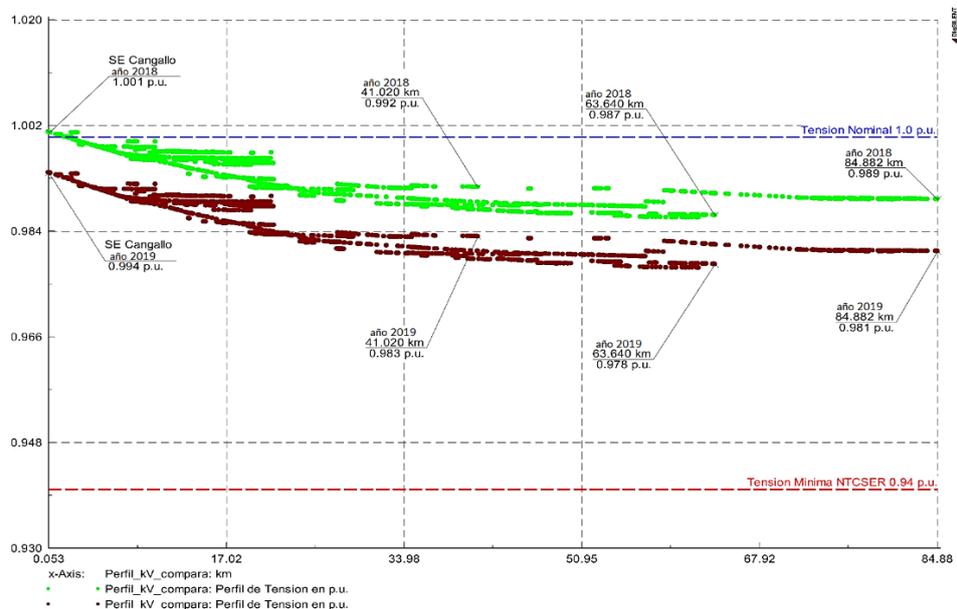
Figura 18: Perfil de tensión del alimentador A4020 en mínima demanda 2019



Fuente: Propia.

Comparación del perfil de tensión máxima demanda en el año 2018 y 2019.

Figura 19: Perfil de tensión del alimentador A4020 en máxima demanda año 2018 y 2019.



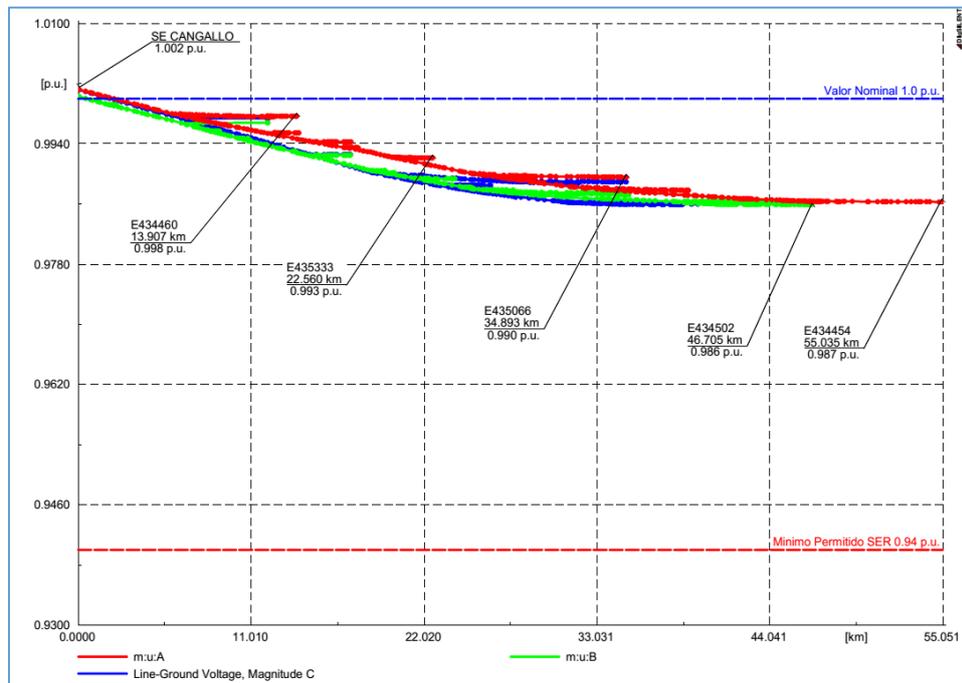
Fuente: Propia.

4.2.4. FLUJO DE CARGA EN EL ALIMENTADOR A4023.

Al correr el flujo de carga en el alimentador A4023, el cual recorre una distancia de 55.035km, donde se ubica la barra (E434454).se observó que este alimentador no presenta sobrecarga en las líneas, ni en los transformadores.

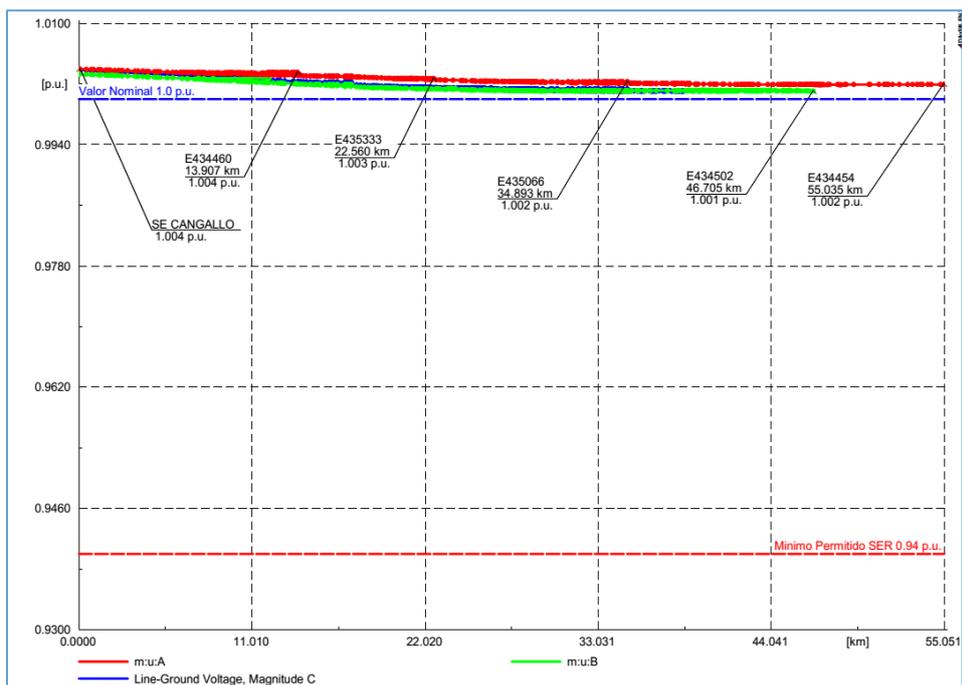
Las figuras 20, 21, 22, 23 y 24 obtenidas en el software en los escenarios de máxima y mínima demanda en el año 2018 y 2019 muestran el perfil de tensión en el alimentador A4023, en ellas se aprecia que la caída de tensión del alimentador no supera los límites establecidos por la NTCSE.

Figura 20: Perfil de tensión del alimentador A4023 en máxima demanda 2018.



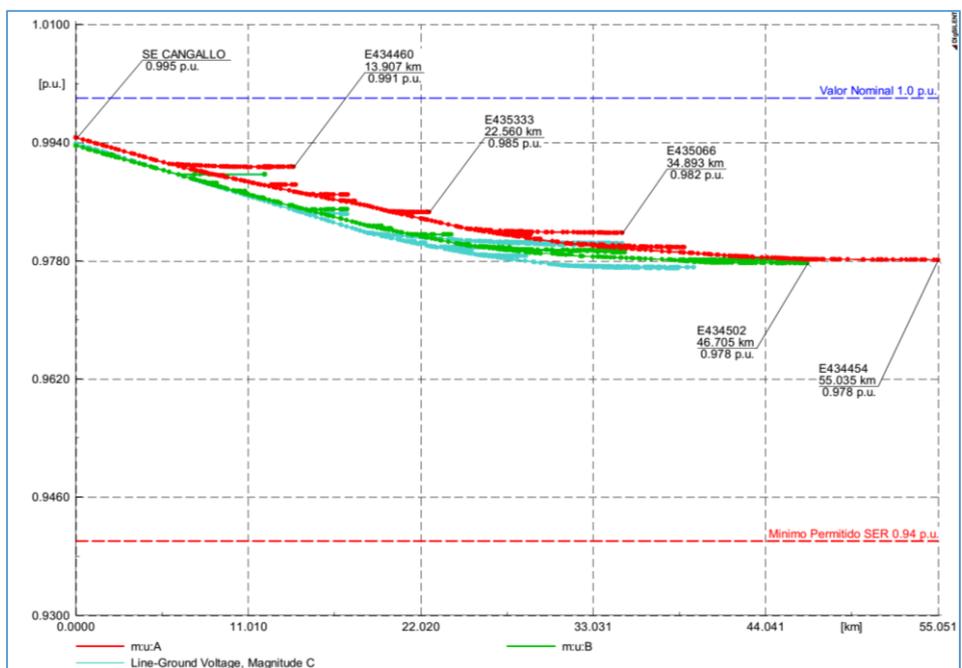
Fuente: Propia.

Figura 21: Perfil de tensión del alimentador A4023 en mínima demanda 2018.



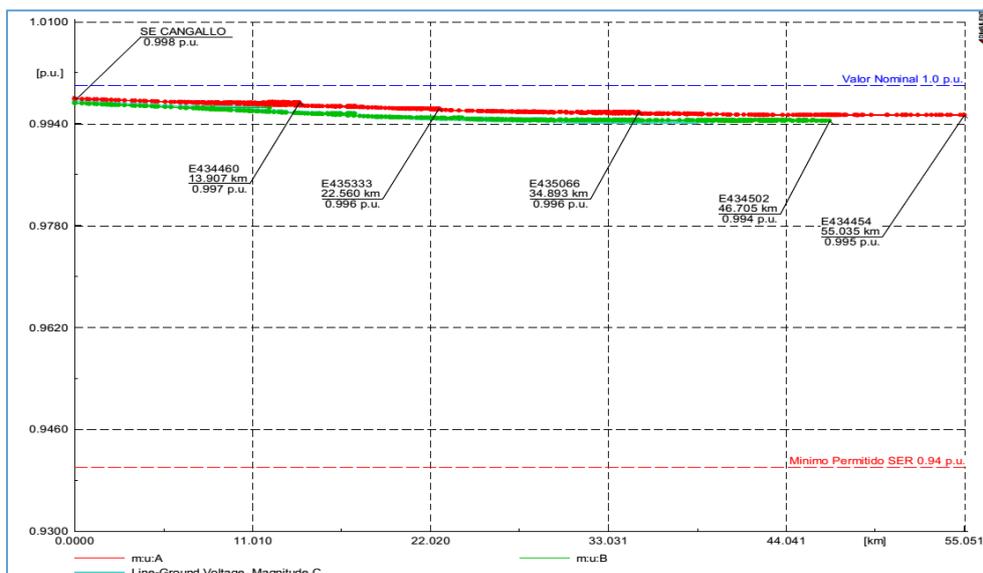
Fuente: Propia.

Figura 22: Perfil de tensión del alimentador A4023 en máxima demanda 2019.



Fuente: Propia.

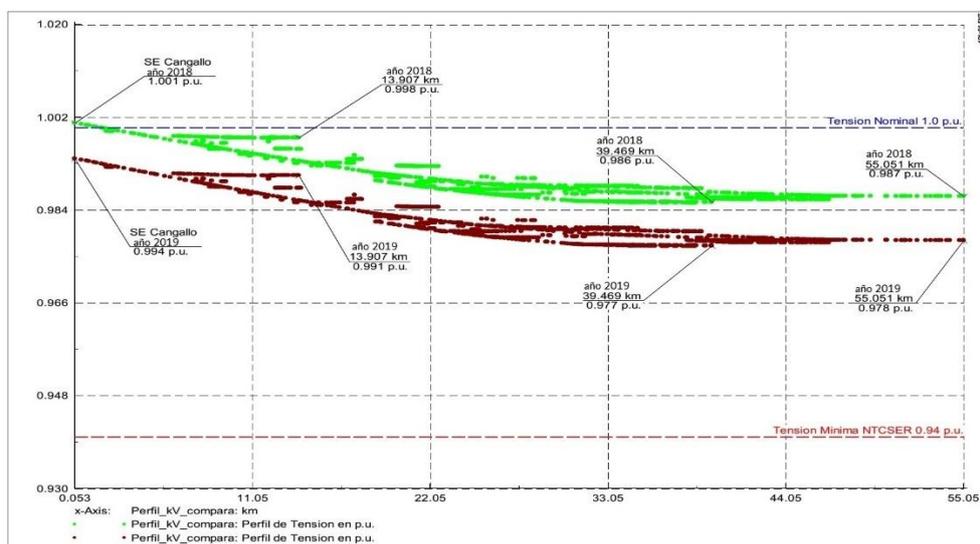
Figura 23: Perfil de tensión del alimentador A4023 en mínima demanda 2019.



Fuente: Propia.

Comparación del perfil de tensión máxima demanda en el año 2018 y 2019.

Figura 24: Perfil de tensión del alimentador A4023 en máxima demanda año 2018 y 2019.



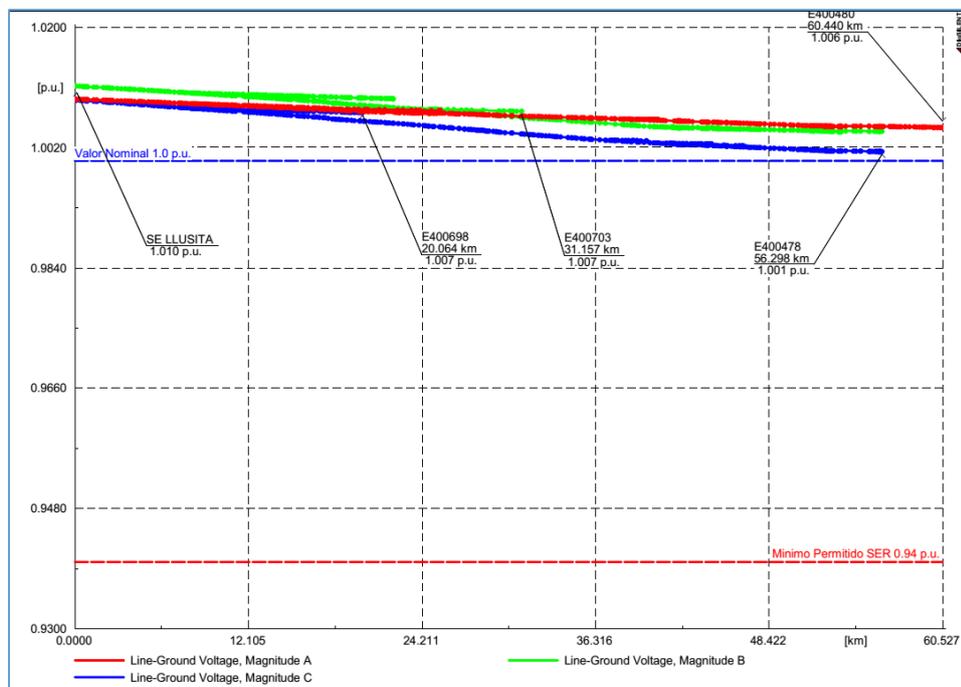
Fuente: Propia.

4.2.5. FLUJO DE CARGA EN EL ALIMENTADOR A4021.

Al correr el flujo de carga en el alimentador A4021, el cual recorre una distancia de 60.440km, donde se ubica la barra (E400480), se observó que este alimentador no presenta sobrecarga en las líneas, ni en los transformadores.

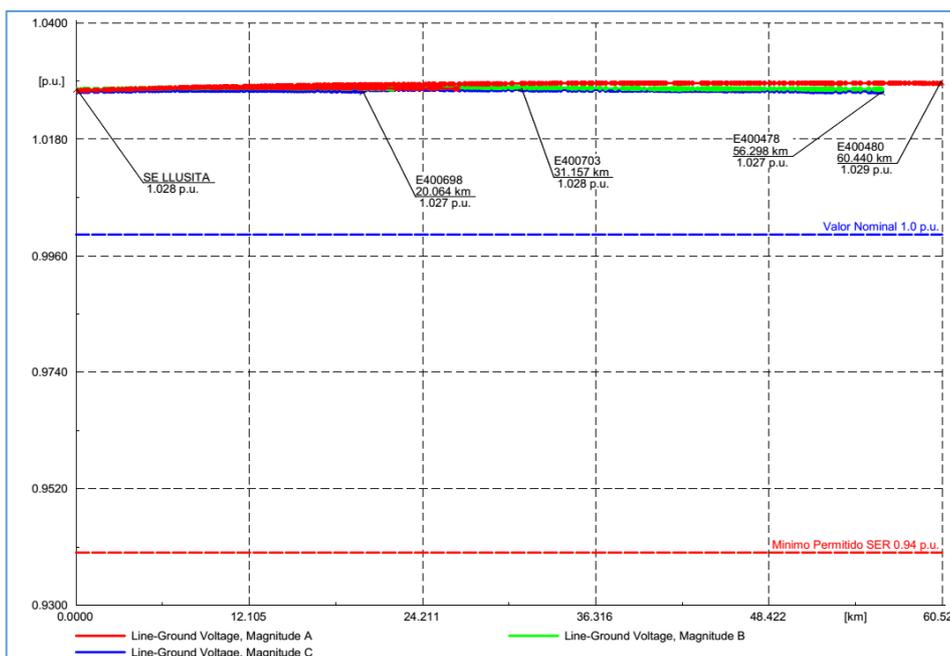
Las figuras 25, 26, 27, 28 y 29 obtenidas en el software en los escenarios de máxima y mínima demanda en el año 2018 y 2019 muestran el perfil de tensión en el alimentador A4021, en ellas se aprecia que la caída de tensión del alimentador no supera los límites establecidos por la NTCSE.

Figura 25: Perfil de tensión del alimentador A4021 en máxima demanda 2018.



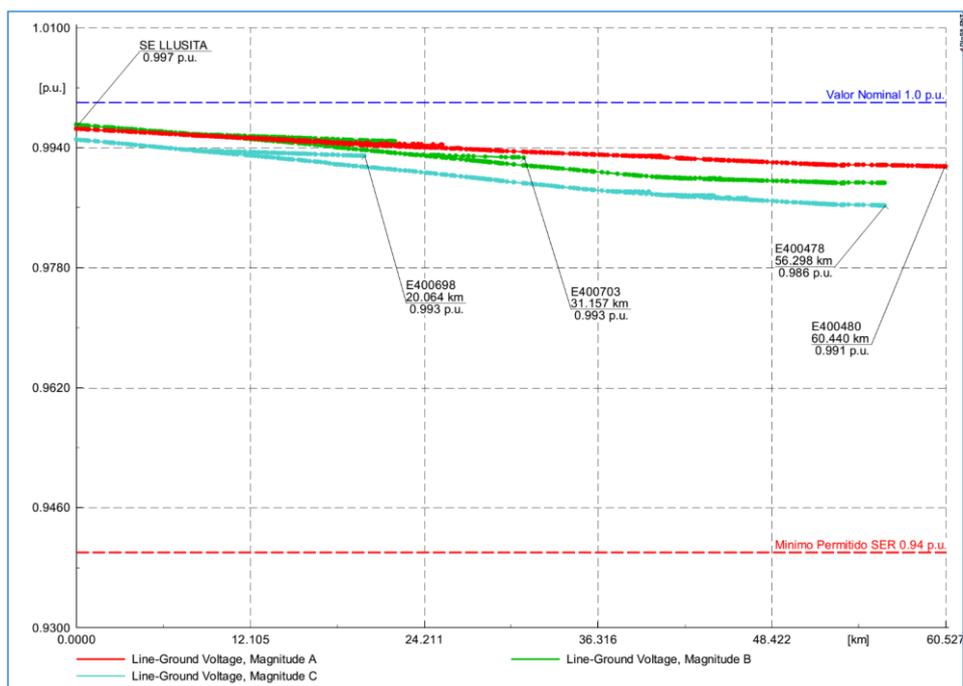
Fuente: Propia.

Figura 26: Perfil de tensión del alimentador A4021 en mínima demanda 2018.



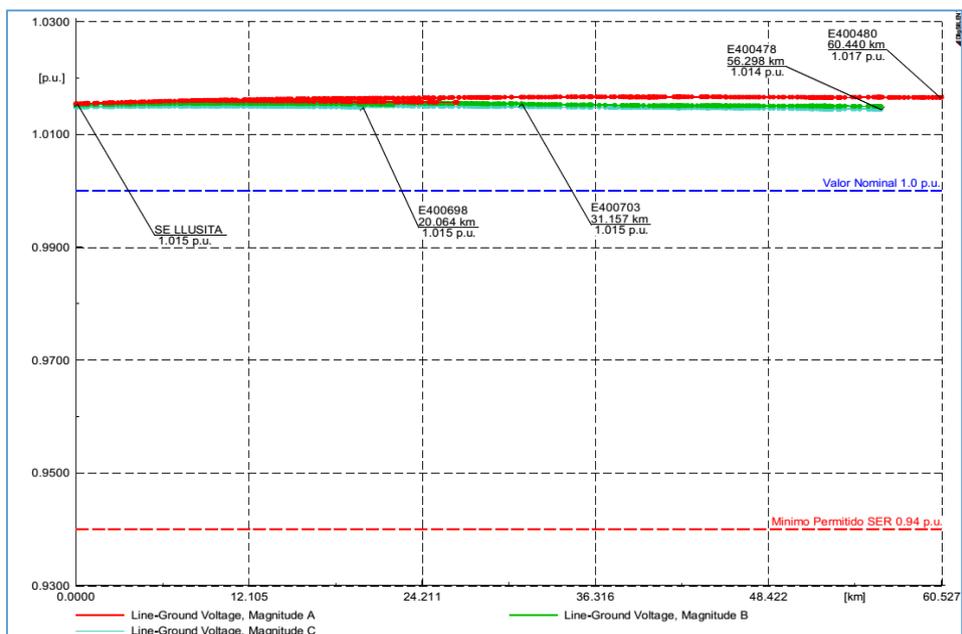
Fuente: Propia.

Figura 27: Perfil de tensión del alimentador A4021 en máxima demanda 2019.



Fuente: Propia.

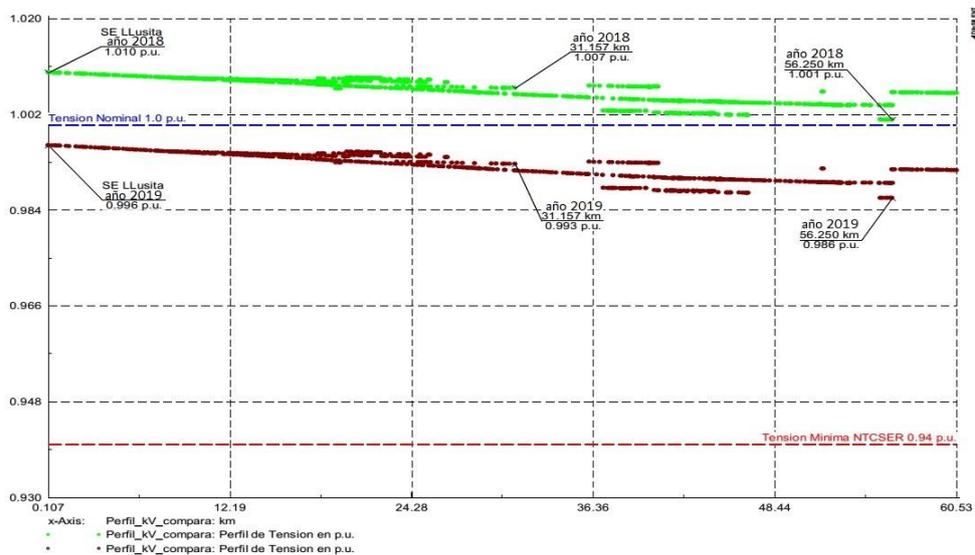
Figura 28: Perfil de tensión del alimentador A4021 en mínima demanda 2019.



Fuente: Propia.

Comparación del perfil de tensión máxima demanda en el año 2018 y 2019.

Figura 29: Perfil de tensión del alimentador A4021 en máxima demanda año 2018 y 2019.



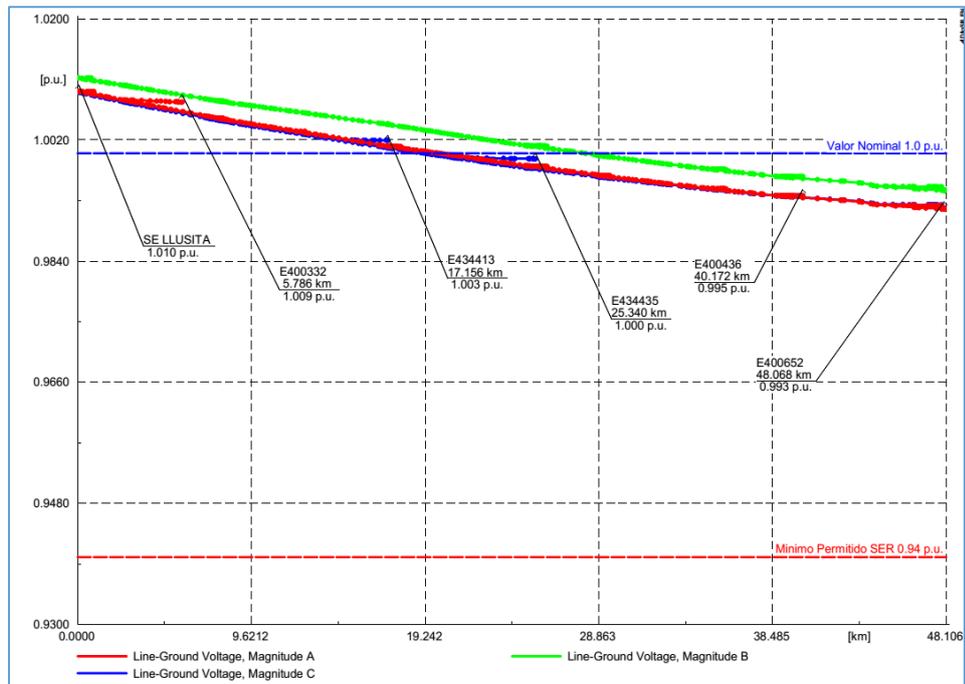
Fuente: Propia.

4.2.6. FLUJO DE CARGA EN EL ALIMENTADOR A4014.

Al correr el flujo de carga en el alimentador A4014, el cual recorre una distancia de 48.068km, donde se ubica la barra (E400652), se observó que este alimentador no presenta sobrecarga en las líneas, ni en los transformadores.

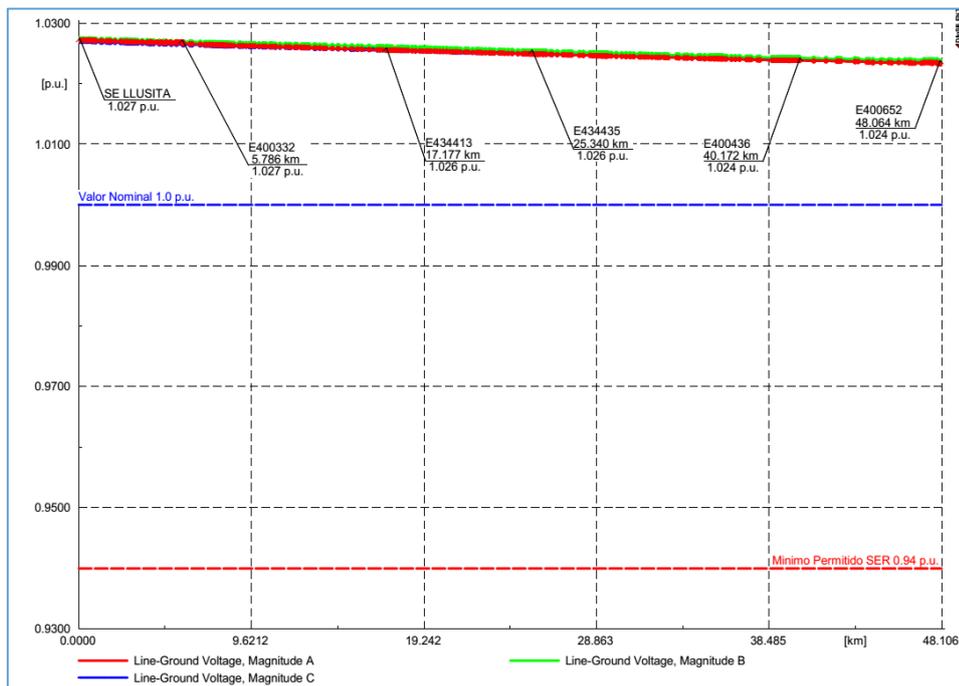
Las figuras 30, 31, 32, 33 y 34 obtenidas en el software en los escenarios de máxima y mínima demanda en el año 2018 y 2019 muestran el perfil de tensión en el alimentador A4014, en ellas se aprecia que la caída de tensión del alimentador no supera los límites establecidos por la NTCSE.

Figura 30: Perfil de tensión del alimentador A4014 en máxima demanda 2018.



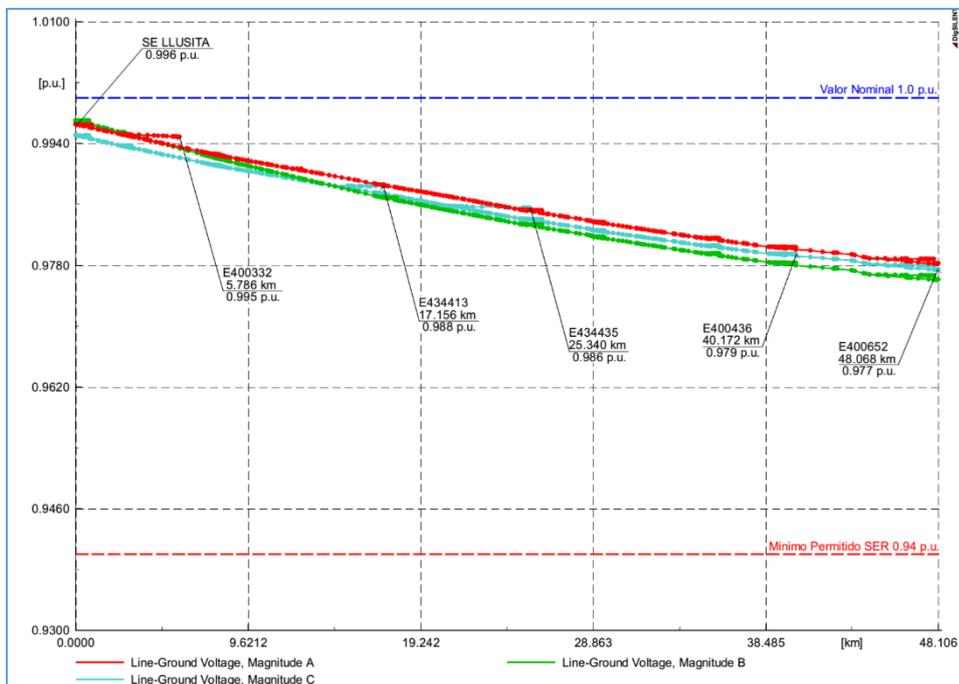
Fuente: Propia.

Figura 31: Perfil de tensión del alimentador A4014 en mínima demanda 2018.



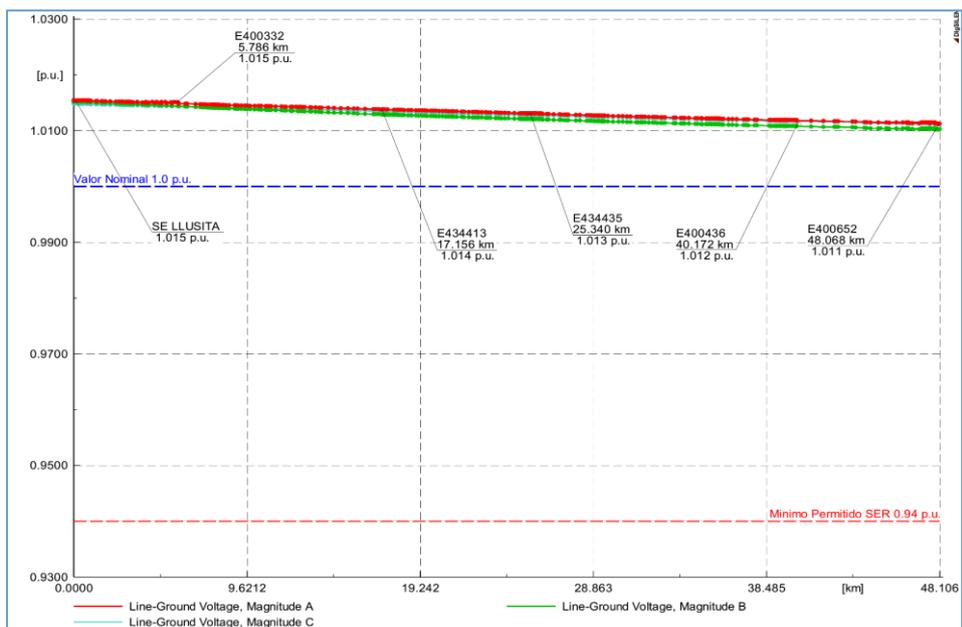
Fuente: Propia.

Figura 32: Perfil de tensión del alimentador A4014 en máxima demanda 2019.



Fuente: Propia.

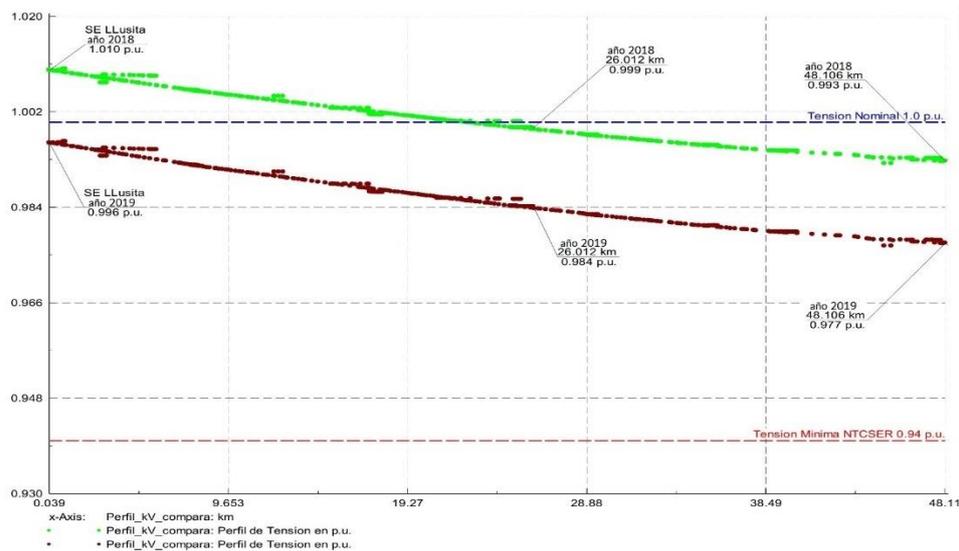
Figura 33: Perfil de tensión del alimentador A4014 en mínima demanda 2019.



Fuente: Propia.

Comparación del perfil de tensión máxima demanda en el año 2018 y 2019.

Figura 34: Perfil de tensión del alimentador A4014 en máxima demanda año 2018 y 2019.



Fuente: Propia.

4.3. RESULTADOS DE LA EVALUACION DE CORTOCIRCUITO.

4.3.1. RESULTADO DE CORTOCIRCUITO EN EL ALIMENTADOR A4015

Los resultados de cortocircuito en el alimentador “ver tabla 6” muestran los valores de cortocircuito trifásico y monofásico máximo, valores que fueron usados para realizar los ajustes de protección de fases y tierra en el alimentador A4015.

Tabla 6: Resultado de cortocircuito AMT A4015.

subestación	cortocircuito			
	kA_3ph	MVA_3ph	kA_1ph	MVA_1ph
SE CANGALLO 22.9kV	1.300	51.570	1.617	21.380
SE LLUSITA	0.826	32.760	0.931	12.300
Extremo Remoto SED E401899(1ph)	---	---	0.473	6.260

Fuente: Propia.

4.3.2. RESULTADO DE CORTOCIRCUITO EN EL ALIMENTADOR A4019

Los resultados de cortocircuito en el alimentador “ver tabla 7” muestran los valores de cortocircuito trifásico y monofásico máximo, valores que fueron usados para realizar los ajustes de protección de fases y tierra en alimentador A4019.

Tabla 7: Resultado de cortocircuito AMT A4019.

subestación	cortocircuito			
	kA_3ph	MVA_3ph	kA_1ph	MVA_1ph
SE CANGALLO 22.9kV	1.300	51.570	1.617	21.380
SED E400447 (3ph)	0.239	9.470	0.173	2.280
Extremo Remoto SED E401863(1ph)	---	---	0.153	2.020

Fuente: Propia.

4.3.3. RESULTADO DE CORTOCIRCUITO EN EL ALIMENTADOR A4020

Los resultados de cortocircuito en el alimentador “ver tabla 8” muestran los valores de cortocircuito trifásico y monofásico máximo, valores que fueron usados para realizar los ajustes de protección de fases y tierra en el alimentador A4020.

Tabla 8: Resultado de cortocircuito AMT A4020.

subestación	cortocircuito			
	kA_3ph	MVA_3ph	kA_1ph	MVA_1ph
SE CANGALLO 22.9kV	1.300	51.570	1.617	21.380
SED E400696 (3ph)	0.258	10.240	0.181	2.390
Extremo Remoto SED E401863(1ph)	---	---	0.115	1.720

Fuente: Propia.

4.3.4. RESULTADO DE CORTOCIRCUITO EN EL ALIMENTADOR A4023

Los resultados de cortocircuito en el alimentador “ver tabla 9” muestran los valores de cortocircuito trifásico y monofásico máximo, valores que fueron usados para realizar los ajustes de protección de fases y tierra en el alimentador A4023.

Tabla 9: Resultado de cortocircuito AMT A4023.

subestación	cortocircuito			
	kA_3ph	MVA_3ph	kA_1ph	MVA_1ph
SE CANGALLO 22.9kV	1.300	51.570	1.617	21.380
SE LLUSITA	0.239	9.490	0.203	2.680
Extremo Remoto SED E401863(1ph)	---	---	0.143	1.890

Fuente: Propia.

4.3.5. RESULTADO DE CORTOCIRCUITO EN EL ALIMENTADOR A4014

Los resultados de cortocircuito en el alimentador “ver tabla 10” muestran los valores de cortocircuito trifásico y monofásico máximo, valores que fueron usados para realizar los ajustes de protección de fases y tierra en el alimentador A4014.

Tabla 10: Resultado de cortocircuito AMT A4014.

subestación	cortocircuito			
	kA_3ph	MVA_3ph	kA_1ph	MVA_1ph
SE LLUSITA 22.9kV	0.826	32.760	0.931	12.300
SED E400451 (3ph)	0.374	14.820	0.299	3.950
Extremo Remoto SED E400653(3ph)	0.252	10.010	0.188	2.480

Fuente: Propia.

4.3.6. RESULTADO DE CORTOCIRCUITO EN EL ALIMENTADOR A4021

Los resultados de cortocircuito en el alimentador “ver tabla 11” muestran los valores de cortocircuito trifásico y monofásico máximo, valores que fueron usados para realizar los ajustes de protección de fases y tierra en el alimentador A4021.

Tabla 11: Resultado de cortocircuito AMT A4021.

subestación	cortocircuito			
	kA_3ph	MVA_3ph	kA_1ph	MVA_1ph
SE LLUSITA 22.9kV	0.826	32.760	0.931	12.300
SED E400478 (3ph)	0.253	10.050	0.178	2.350
Extremo Remoto SED E400480(1ph)	---	---	0.164	2.160

Fuente: Propia.

4.4. RESULTADOS DE LOS AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PROPUESTOS.

4.4.1. SELECCIÓN DE LOS FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES.

Para la selección de fusibles de protección para los transformadores y derivaciones que alimenta un solo transformador, se tuvieron en consideración:

- La corriente nominal.
- La corriente de magnetización.
- La curva de daño del transformador.

En la tabla 12 se indica los valores de los fusibles tipo expulsión (cut-out) en función a la tensión, corriente y tipo de alimentación del transformador.

Tabla 12: Selección de fusible en los transformadores.

Trafo_kVA	Tipo	Tensión(kV)	Corriente(kA)	Fusible
10	1ph(MRT)	13.2	0.76	1k
15	1ph(MRT)	13.2	1.14	1k
25	1ph(MRT)	13.2	1.89	2k
37.5	1ph(MRT)	13.2	2.84	3k
50	1ph(MRT)	13.2	3.79	3k
75	1ph(MRT)	13.2	5.68	6k
100	1ph(MRT)	13.2	7.58	10k
10	1ph	22.9	0.44	1k
15	1ph	22.9	0.66	1k
25	1ph	22.9	1.09	1k
37.5	1ph	22.9	1.64	2k
50	1ph	22.9	2.18	3k
75	1ph	22.9	3.28	3k
100	1ph	22.9	4.37	6k
25	3ph	22.9	0.63	1k
37.5	3ph	22.9	0.95	1k
50	3ph	22.9	1.26	1k
75	3ph	22.9	1.89	2k
100	3ph	22.9	2.52	2k
125	3ph	22.9	3.15	3k
150	3ph	22.9	3.78	3k
200	3ph	22.9	5.04	6k
250	3ph	22.9	6.30	6k
300	3ph	22.9	7.56	10k
350	3ph	22.9	8.82	10k
375	3ph	22.9	9.45	10k
400	3ph	22.9	10.08	10k
630	3ph	22.9	15.88	12k
700	3ph	22.9	17.65	15k
800	3ph	22.9	20.17	15k

Fuente: Propia.

4.4.2. SELECCIÓN DE LOS FUSIBLES PARA LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN.

Consideraciones.

Para la selección de los fusibles en la línea de distribución se tuvo en consideración lo siguiente:

- La corriente nominal total.
- Los resultados de flujo de potencia.
- La corriente de energización.

- La corriente de cortocircuito en donde se ubicará el fusible.
- Tiempo de operación para las corrientes de cortocircuito en la ubicación del fusible.
- Curva de operación del relé.

Línea troncal.

Para la selección de fusible para la línea troncal (líneas que operan con más de 15A) se verificó que la pérdida de una fase en una red cargada podría provocar la operación del relé de tierra del alimentador por aparición de corriente de neutro debido al desbalance. Por lo cual no es recomendable realizar la coordinación de protección en troncales.

Lo mencionado anteriormente va relacionado con los alimentadores que cuenten con grandes ramales de cargas monofásicas que ocasionan el desbalance de corriente.

Se hará uso de fusibles de maniobra de valor 140k entre dos recloser, debido a que los fusibles despejan la falla, pero no discriminan si la falla es temporal o permanente.

Para los fusibles de los seccionamientos alrededor de los recloser y relés se harán uso de fusibles de maniobra con valor de 140k o superior.

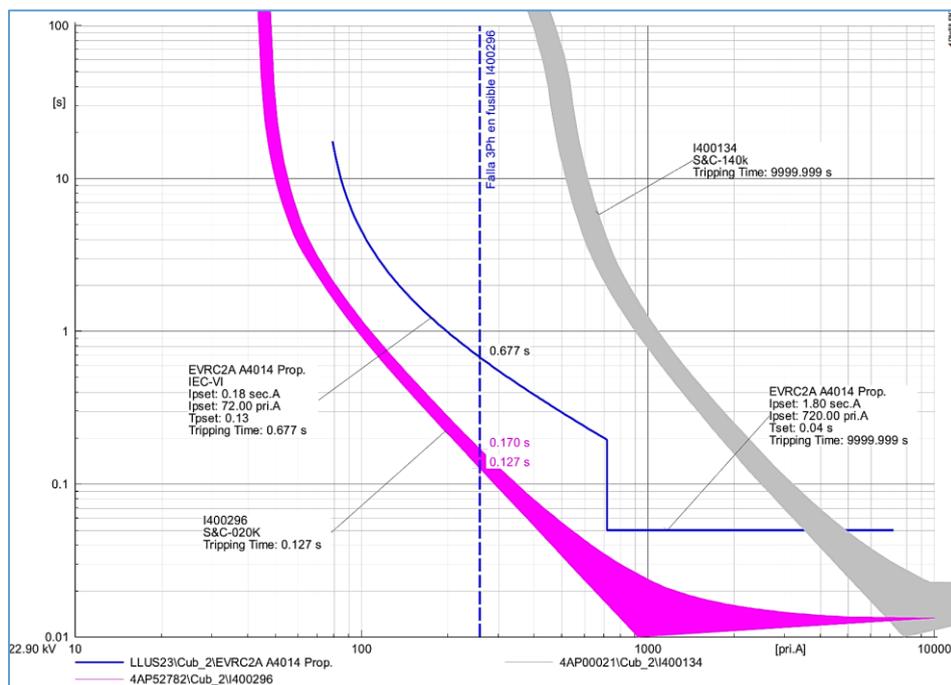
Ramales.

Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente para líneas de distribución y agregando los efectos electrodinámicos de fallas que hacen que los fusibles pierdan sus propiedades y sus características de operación tiempo – corriente introduciendo aleatoriedad al momento de su actuación, se recomienda el uso de fusibles de maniobra.

Teniendo en cuenta lo mencionado, se determina que el fusible para la coordinación sea de un valor menor o igual a 20k.

En la figura 35 se muestra la curva tiempo – corriente de operación de los fusibles de maniobra usados en el SER Cangallo.

Figura 35: Curva tiempo - corriente del fusible de maniobra de la red.



Fuente: Propia.

4.4.3. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 50P/51P

Para los equipos más alejados y con presencia sistema en MRT se tuvo las siguientes consideraciones.

- Desbalance de la magnitud de corriente entre sus fases.
- Para evitar interrupciones de servicio en condiciones normales se incrementó en un 50% al margen de error en malas condiciones de la red, a la configuración de los recloser marca NULEC.
- Se hizo uso de la curva tiempo-corriente explicado en el ítem 2.2.6 “relés de sobrecorriente” en donde se indica la curva y los valores de acuerdo a la norma IEC.

Con estas consideraciones la corriente de arranque de la protección de sobrecorriente se propuso el ajuste de la corriente de arranque sea 200% de la corriente nominal calculada en las simulaciones.

4.4.3.1. Ajustes de la barra 23kV SE Cangallo.

En la barra de 23KV de la SE Cangallo, se encuentra el relé ABB RET670, el cual se tomó de referencia para los demás relés, para corroborar que el ajuste actual del relé esté bien ajustado se simuló fallas 3ph, 2ph y 1ph como se aprecia en las figuras 36, 37 y 38.

Los ajustes actuales, las cuales no serán modificadas se muestran en la tabla 13 y 14.

Tabla 13: Ajuste actual (referencia) del relé ABB RET670, protección de fases.

Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	I>	t>	I>>	t>>
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	380	0.07	---	---

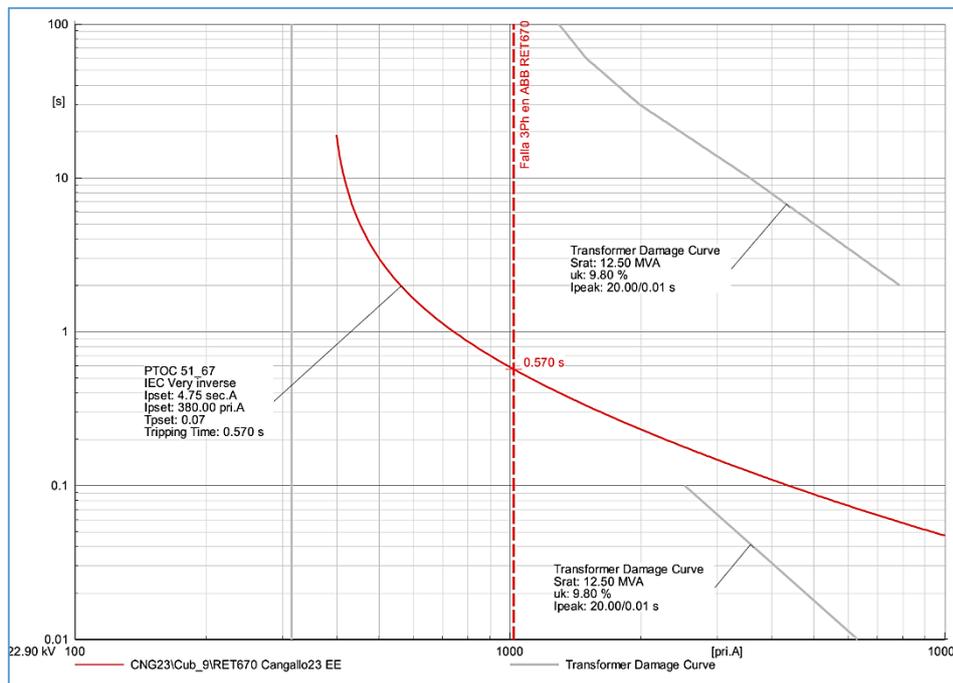
Fuente: Electrocentro S.A.

Tabla 14: Ajuste actual (referencia) del relé ABB RET670, protección a tierra.

Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	Io>	to>	Io>>	to>>
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	128	0.25	---	---

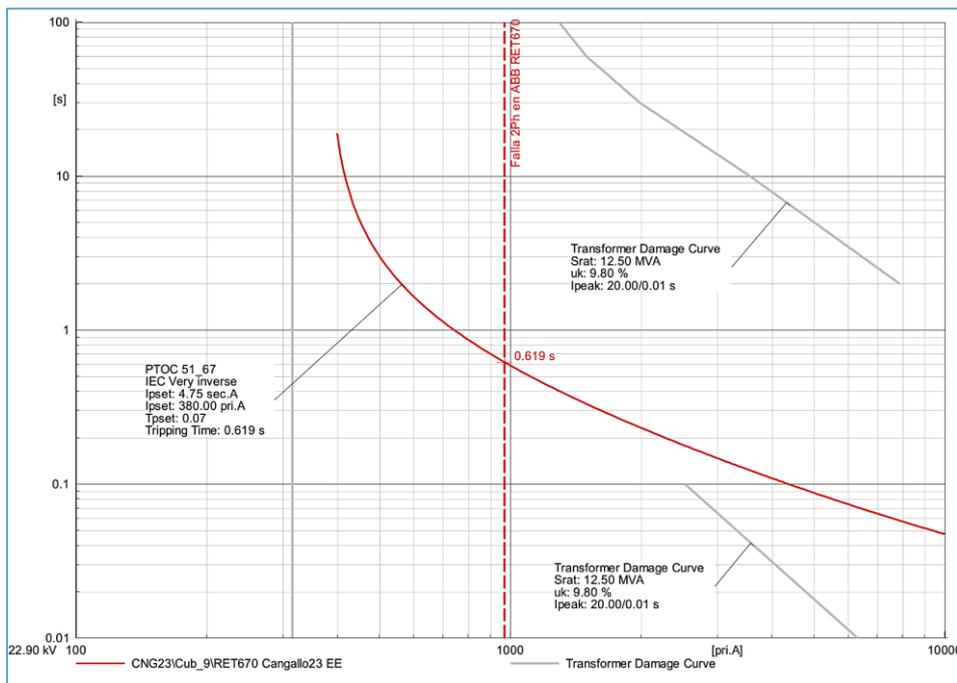
Fuente: Electrocentro S.A.

Figura 36: Falla 3ph en la barra 23kV.



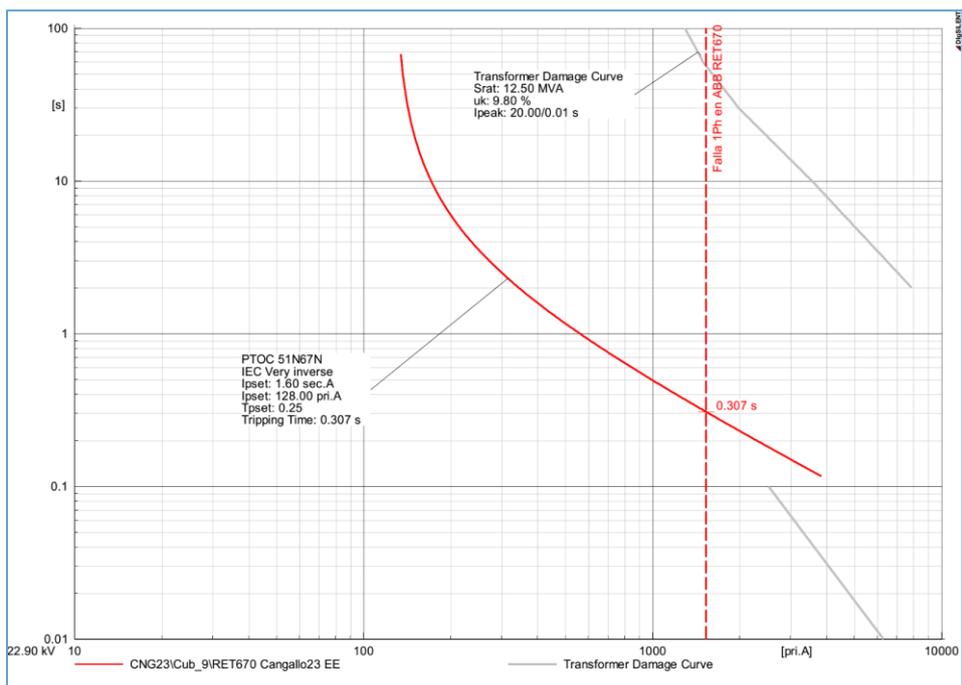
Fuente: Tabla N°13 y Tabla N°14.

Figura 37: Falla 2ph en la barra 23kV.



Fuente: Tabla N°13 y Tabla N°14.

Figura 38: Falla 1ph en la barra 23kV



Fuente: Tabla N°13 y Tabla N°14.

De las figuras mostradas se muestra el comportamiento del relé ante diversas fallas, de lo anterior se observa:

- En la figura 7, el relé despeja la falla trifásica franca en 570ms.
- En la figura 8, el relé despeja la falla bifásica franca en 619ms.
- En la figura 9, el relé despeja la falla monofásica franca en 307ms.

Por lo tanto, se aprecia que el relé ABB RET670 de la barra 23kV, tiene ajustes de acuerdo con la red.

4.4.3.2. Ajuste de protección de fases en el AMT A4015.

Para este alimentador se propuso el cambio del recloser de cabecera ENTEC por un recloser de marca NULEC con controlador ADVK, que para las simulaciones se denominara “RECLOSER 4015-1”. En el lado de la central Llusita cuenta con el relé GE F650, en la cual se tiene que activar la función de direccionalidad para despejar las fallas viendo hacia

la SE Cangallo. La ubicación de estos equipos se aprecia en el ANEXO 3.

En el proceso de simulaciones se observó que el ajuste actual del relé F650 se encuentra operando correctamente ante las diversas fallas.

Los ajustes propuestos para los dispositivos de protección, se muestran en la tabla 15.

Tabla 15: Ajustes de protección de sobrecorriente de fase propuestos en el AMT A4015.

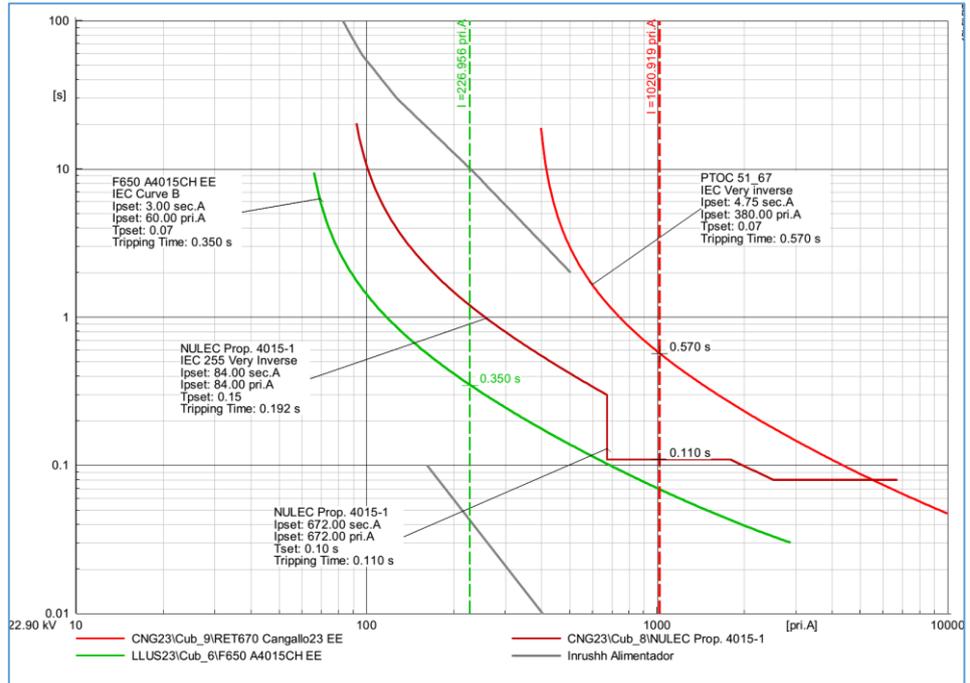
Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	I>	t>	I>>	t>>	Dir.
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	128	0.07	---	---	---
GE F650	Alim. A4015	22.9	100/5	IEC B	60	0.07	---	---	FW
Rec. NULEC 4015-1	Alim. A4015	22.9	2000/1	IEC VI	84	0.15	672	0.1	---
Fuse Maniobra	Medio tramo	22.9					140k		

Fuente: Propia.

Coordinación recloser 4015-1, relé GE F650.

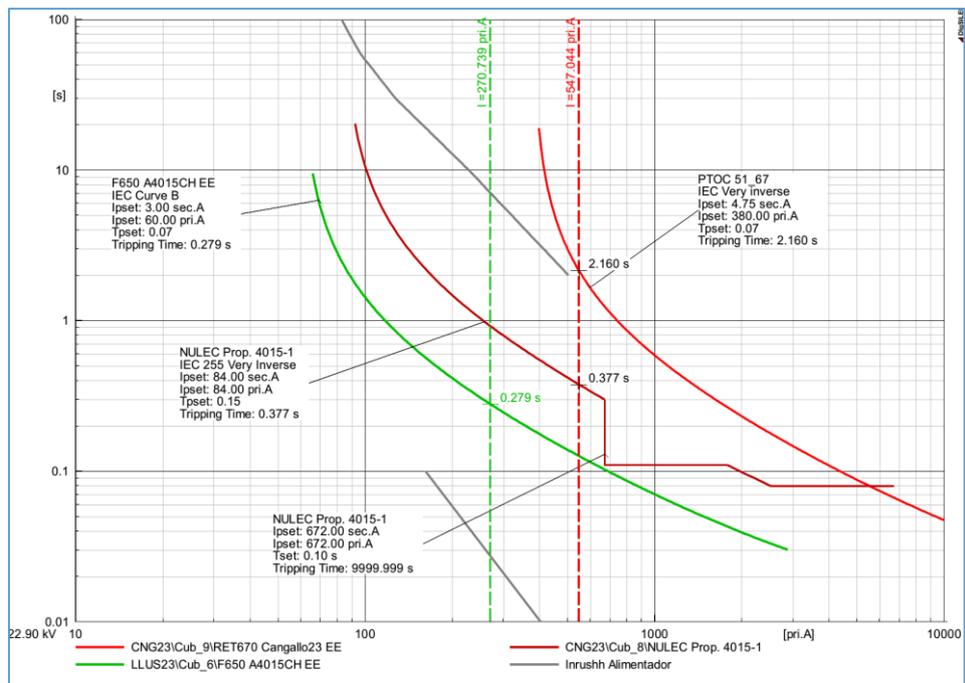
Para poder visualizar los ajustes propuestos, se realizó fallas trifásicas y bifásicas con 20ohm en el lado de la SE Cangallo y la SE Llusita. Debido a que este alimentador es alimentado por el SEIN y la CH Llusita.

Figura 39: Falla 3ph frente a recloser 4015-1.



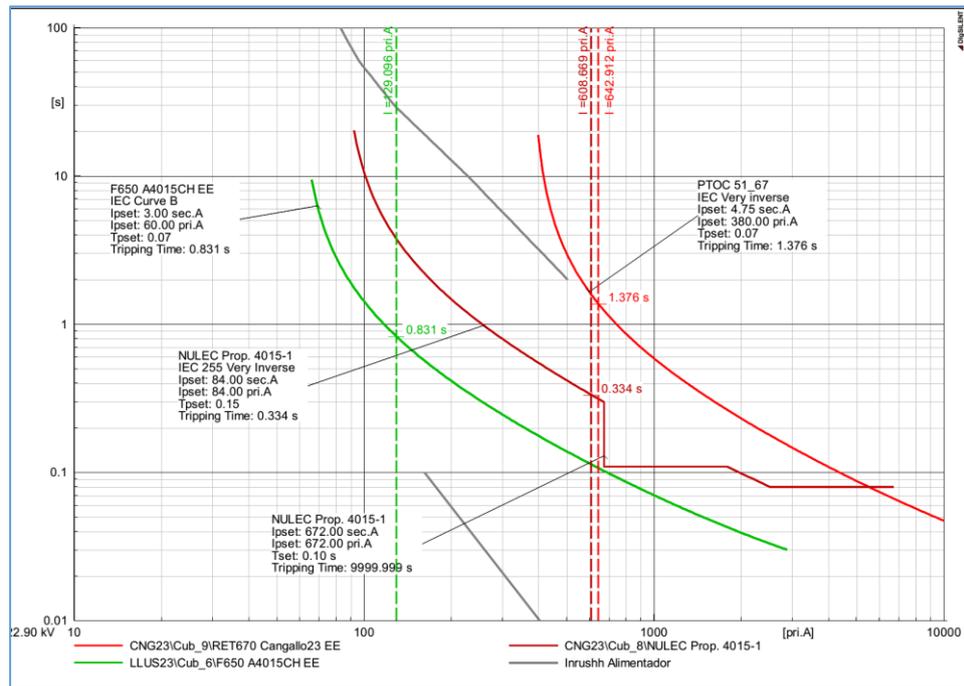
Fuente: Tabla N°15.

Figura 40: Falla 3ph frente a relé GE F650.



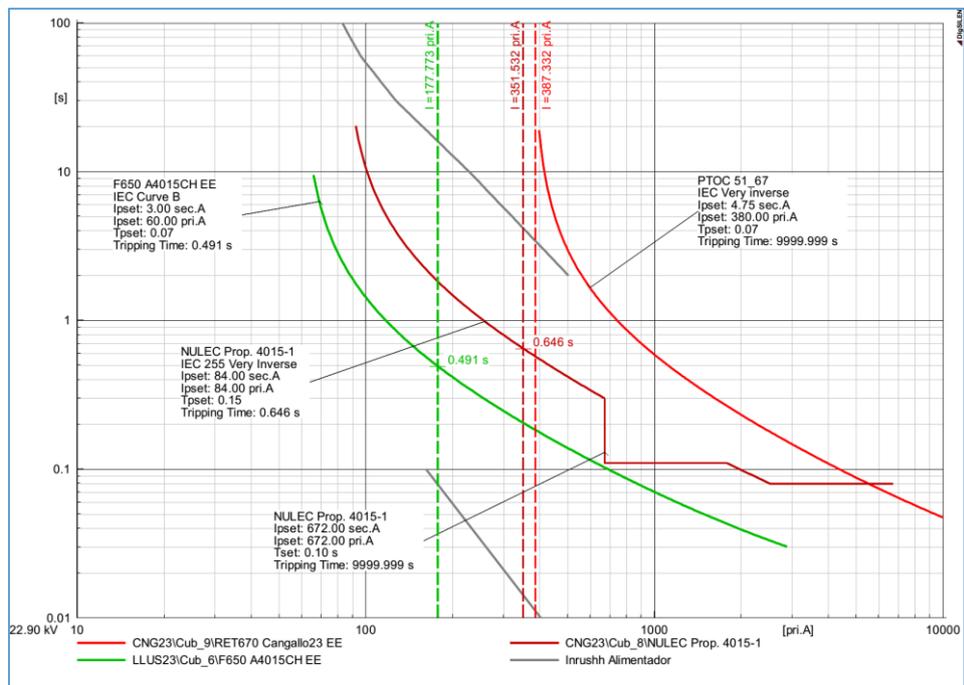
Fuente: Tabla N°15.

Figura 41: Falla 2ph con 20 ohm frente a recloser 4015-1.



Fuente: Tabla N°15.

Figura 42: Falla 2ph con 20 ohm frente a relé GE F650.



Fuente: Tabla N°15.

De las figuras mostradas se observa que:

- Ante diversos tipos de fallas se tiene tiempos adecuados de respuesta de los equipos de protección.
- El recloser NULEC censa la contribución de corriente del SEIN y el relé GE F650 censa la contribución de corriente de la CH Llusita, es por ellos que los equipos censan diferentes corrientes ante una falla.

4.4.3.3. Ajuste de protección de fases en el AMT A4014

En este alimentador se propuso implementar un recloser NULEC con un controlador ADVC, a este equipo se le denominará en adelante 4014-1. La cabecera de este alimentador está protegida por un recloser ENTEC, el cual ahora cuenta con nuevos ajustes.

Los ajustes propuestos para los dispositivos de protección, se muestran en la tabla 16.

Tabla 16: Ajustes de protección de sobrecorriente de fase propuestos en el AMT A4014.

Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	I>	t>	I>>	t>>
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	380	0.070	---	---
Rec. NULEC 4015-1	Alim. A4015	22.9	2000/1	IEC VI	84	0.150	672	0.100
ENTEC EVRC2A	Alim. A4014	22.9	400/1	IEC VI	72	0.130	720	0.040
Rec. NULEC 4014-1	Alim. A4014	22.9	2000/1	IEC VI	56	0.060	504	0.020
Fuse Maniobra	Tramo Medio	22.9					140k	

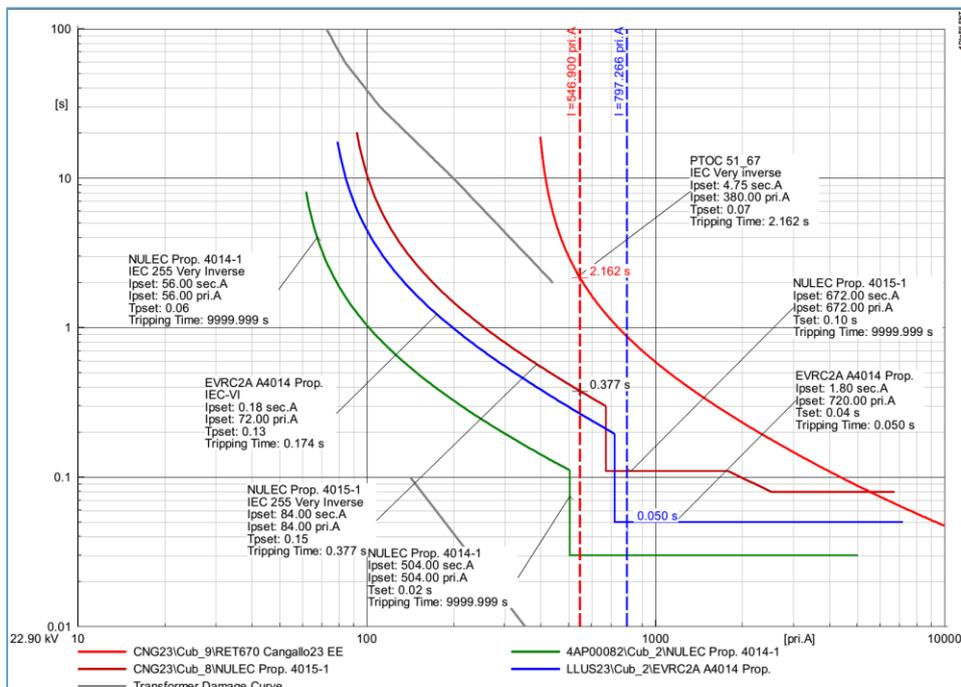
Fuente: Propia.

Coordinación del recloser 4015-1, 4014-1.

Este alimentador tendrá como respaldo de protección al recloser NULEC de la SE Cangallo. A continuación, se muestra la gráfica de selectividad con los ajustes propuestos de protección de sobrecorriente de fase para los dispositivos de protección en 22.9kV asociados al alimentador A4014, mostrando la corriente máxima de carga del alimentador A4014, corriente de carga frente a los recloser NULEC 4015-1, 4014-1, corriente de inserción del alimentador A4014, las máximas corrientes de cortocircuito

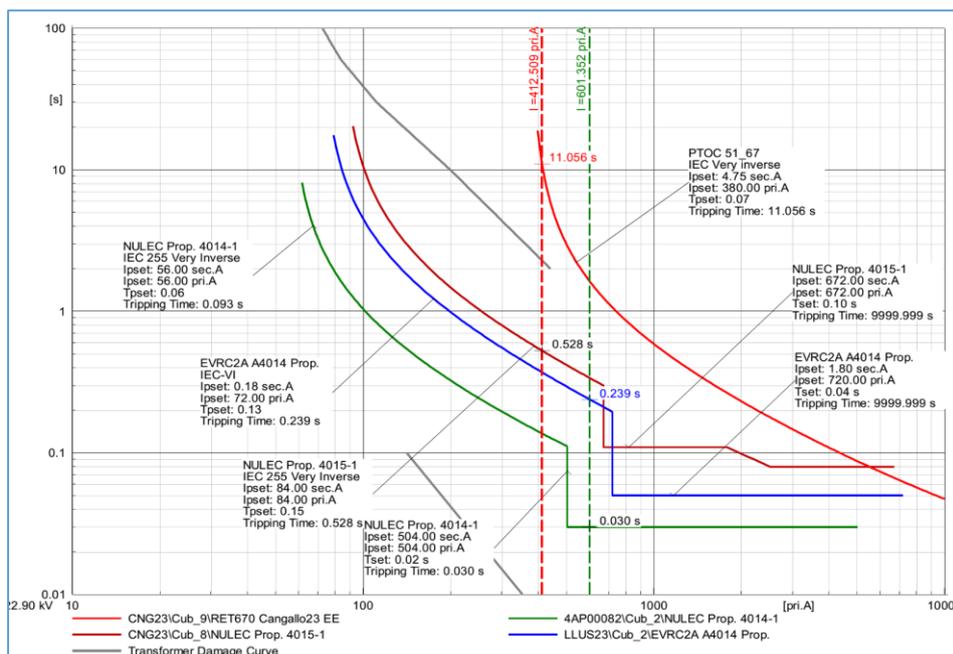
trifásico y la mínima corriente de cortocircuito bifásico sin resistencia de contacto y con resistencia de contacto de 20 Ohm.

Figura 43: Falla trifásica máxima AMT A4014.



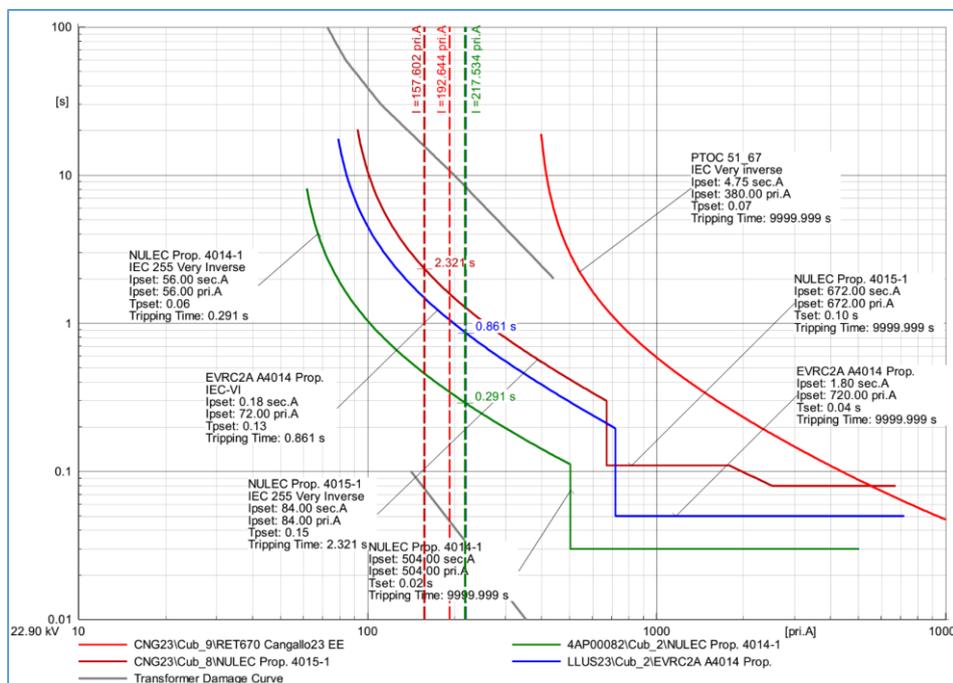
Fuente: Tabla N°16.

Figura 44: Falla trifásica máxima en recloser 4014-1.



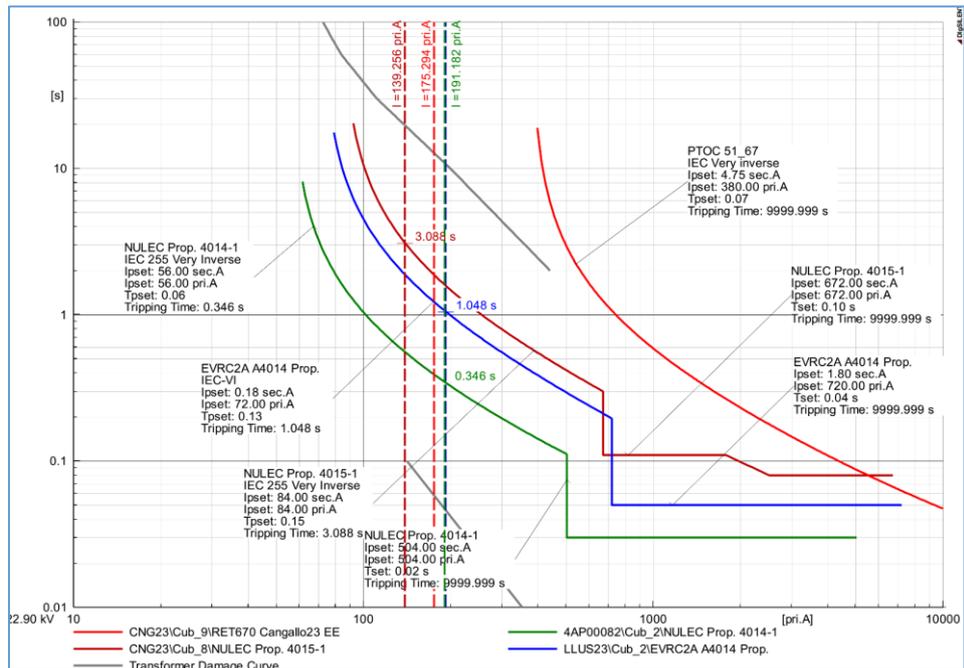
Fuente: Tabla N°16.

Figura 45: Falla bifásica mínima AMT A4014.



Fuente: Tabla N°16.

Figura 46: Falla bifásica mínima con 20 Ohm AMT A4014



Fuente: Tabla N°16.

De las figuras mostradas se observa que:

- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser ENTEC del AMT A4014; este despeja la falla en 50ms y la protección de respaldo del recloser NULEC 4015-1 lo hace en 377ms, de modo que el margen de coordinación es de 327 ms, lo cual es adecuado.
- Ante fallas trifásicas francas frente el recloser 4014-1, este despeja la falla en 30ms y el respaldo “recloser ENTEC EVRC2A” lo hace en 239ms, de modo que el margen de coordinación es de 209ms, el cual es adecuado.
- Ante fallas bifásicas con resistencia de 20ohm ubicada en el extremo remoto del alimentador, el recloser 4014-1 despeja la falla en 347ms y la de respaldo lo hace en 1.048s, lo cual es adecuado para la red.

4.4.3.4. Ajuste de protección de fases en el AMT A4021.

En este alimentador se propuso la instalación solo de seccionalizadores; la protección de este alimentador es por medio de dos recloser ENTEC existentes; uno en la cabecera del alimentador y otro a la altura de la localidad de Carapo, como se aprecia en el ANEXO 3.

Los ajustes propuestos de los equipos de protección en el alimentador A4021 son:

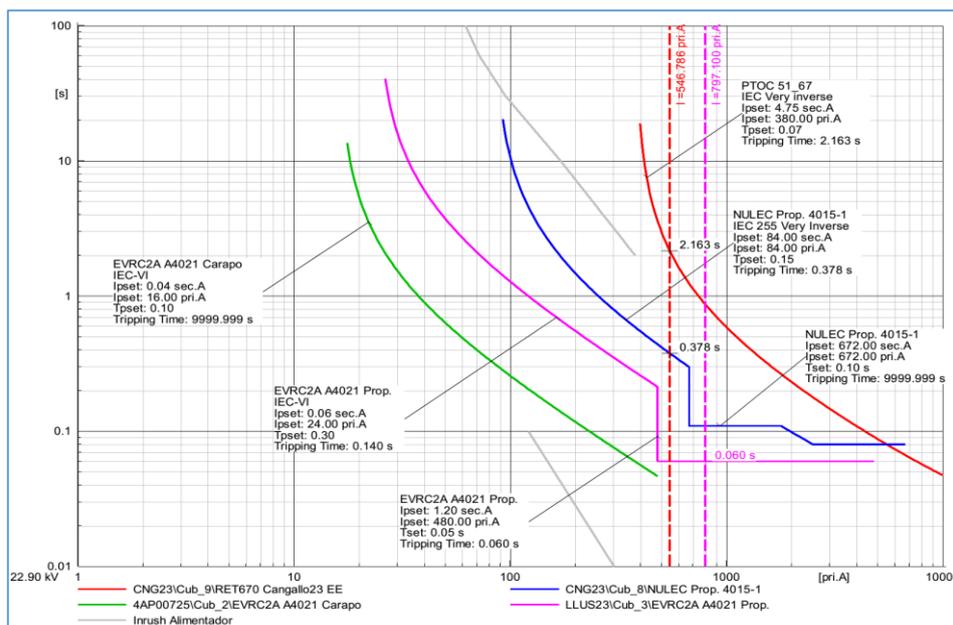
Tabla 17: Ajustes de protección de sobrecorriente de fase propuestos en el AMT A4021.

Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	I>	t>	I>>	t>>
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	380	0.07	---	---
Rec. NULEC 4015-1	Alim. A4015	22.9	2000/1	IEC VI	84	0.15	672	0.1
ENTEC EVRC2A	Alim. A4021	22.9	40071	IEC VI	24	0.3	480	0.05
ENTEC (Carapo)	Alim. A4021	22.9	400/1	IEC VI	16	0.1	---	---
Fuse Maniobra	Medio tramo	22.9				140k		

Fuente: Propia.

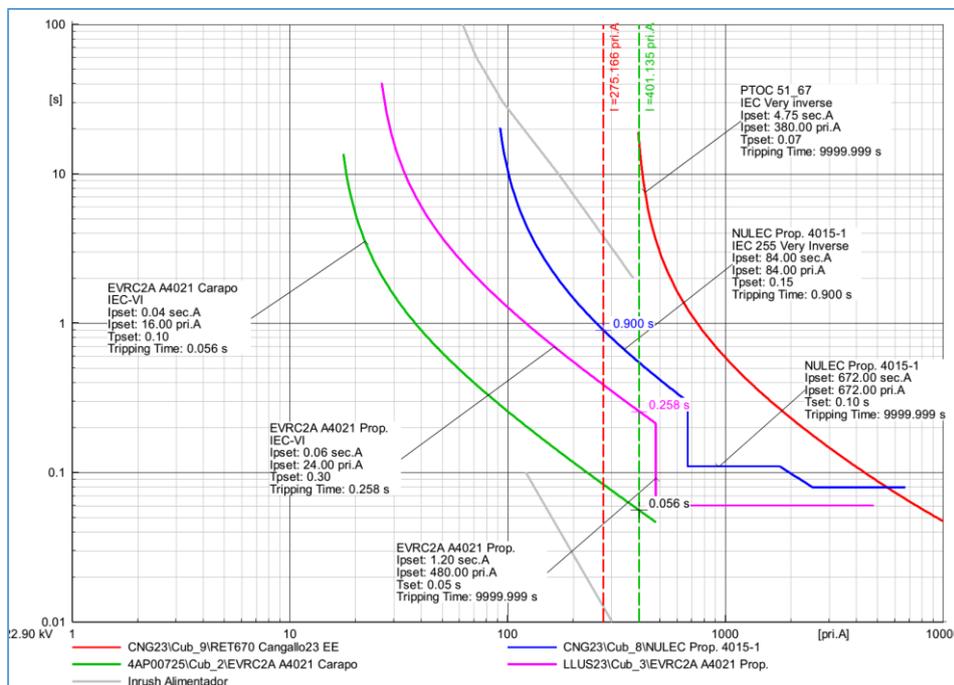
Las siguientes gráficas muestran la selectividad de los relés con los ajustes propuestos de protección de sobrecorriente de fase para los dispositivos de protección en 22.9kv asociados al alimentador A4021, mostrando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico y la mínima corriente de cortocircuito bifásico franca y con resistencia de contacto de 20 OHM.

Figura 47: Falla trifásica máxima AMT A4021.



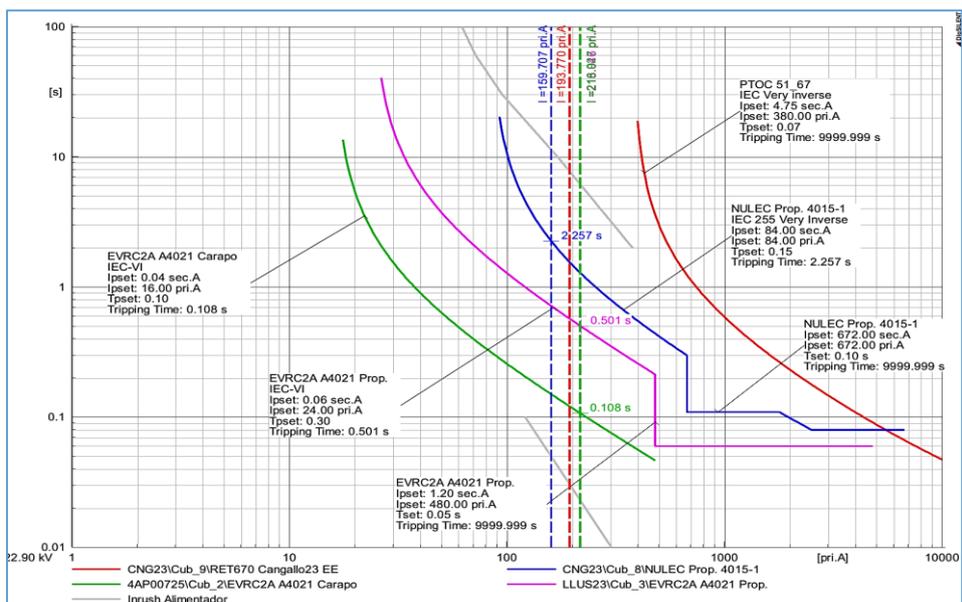
Fuente: Tabla N°17.

Figura 48: Falla trifásica máxima en recloser Carapo.



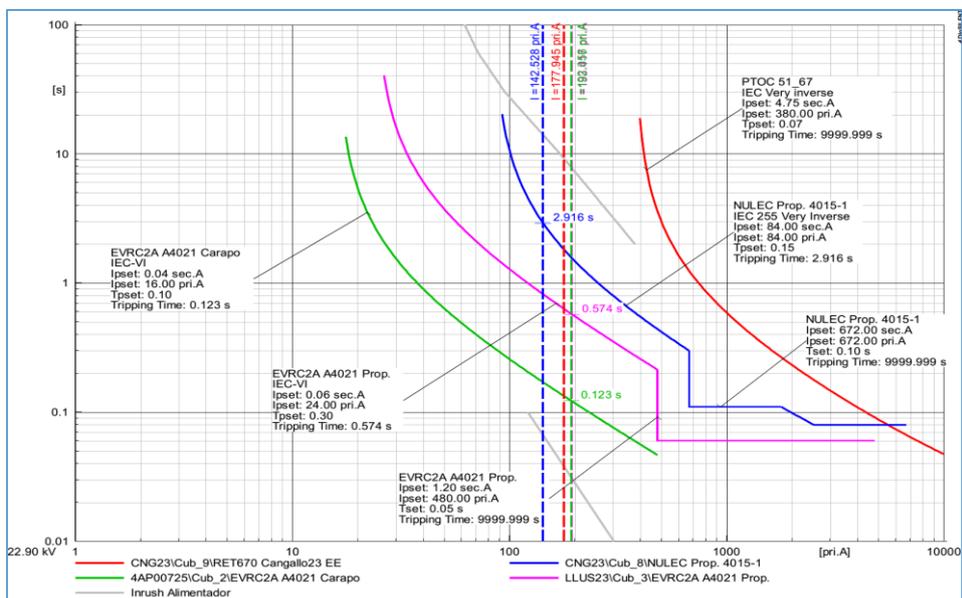
Fuente: Tabla N°17.

Figura 49: Falla bifásica mínima AMT A4021.



Fuente: Tabla N°17.

Figura 50: Falla bifásica mínima con 20 ohm AMT A4021.



Fuente: Tabla N°17.

De las figuras mostradas se observa que:

- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser ENTEC del AMT A4021; este despeja la falla en 60 ms y la protección de respaldo

del recloser NULEC 4015-1 lo hace en 378 ms, de modo que el margen de coordinación es de 318 ms, lo cual es adecuado.

- Ante fallas trifásicas francas frente el recloser ENTEC de la localidad de Carapo, este despeja la falla en 56 ms y el respaldo “recloser NULEC EVRC2A” lo hace en 258 ms, de modo que el margen de coordinación es de 202ms, el cual es adecuado.
- Ante fallas bifásicas con resistencia de 20 ohm ubicada en el extremo remoto del alimentador, el recloser de Carapo despeja la falla en 123 ms y la de respaldo lo hace en 574 ms, lo cual es adecuado para la red.

4.4.3.5. Ajuste de protección de fases en el AMT A4019

Para este alimentador se propuso la implementación de dos recloser de marca NULEC con controlador ADVC, el cual denominaremos en adelante 4019-1 y 4019-2 y su ubicación en el alimentador se encuentra en el ANEXO 3.

La cabecera de este alimentador está protegida por un recloser ENTEC. Para poder implementar los nuevos recloser NULEC fue necesario el reajuste del recloser ENTEC de cabecera.

Tabla 18: Ajustes de protección de sobrecorriente de fase propuestos en el AMT A4019.

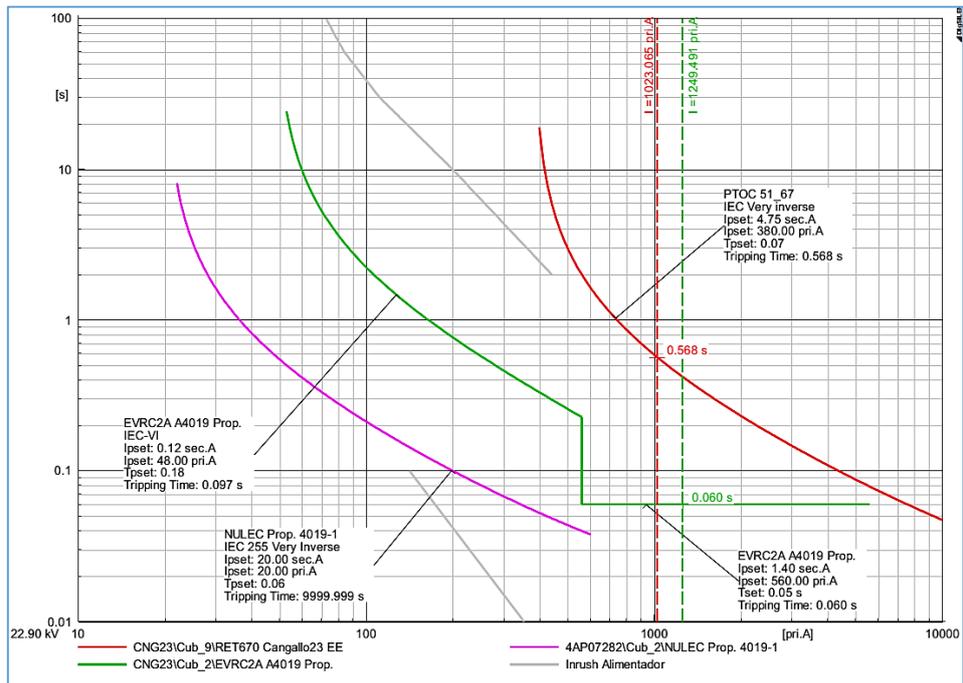
Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	I>	t>	I>>	t>>
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	380	0.07	---	---
ENTEC EVRC2A	Alim. A4019	22.9	400/1	IEC VI	84	0.18	560	0.05
Rec. NULEC 4019-1	Alim. A4019	22.9	2000/1	IEC VI	20	0.06	---	---
Rec. NULEC 4019-2	Alim. A4019	22.9	2000/1	IEC VI	20	0.06	---	---
ENTEC (Vilcashua.)	Alim. A4020	22.9	400/1	IEC VI	32	0.05	---	---
Fuse Maniobra	Medio tramo	22.9					140k	

Fuente: Propia.

Coordinación AMT, recloser 4019-1.

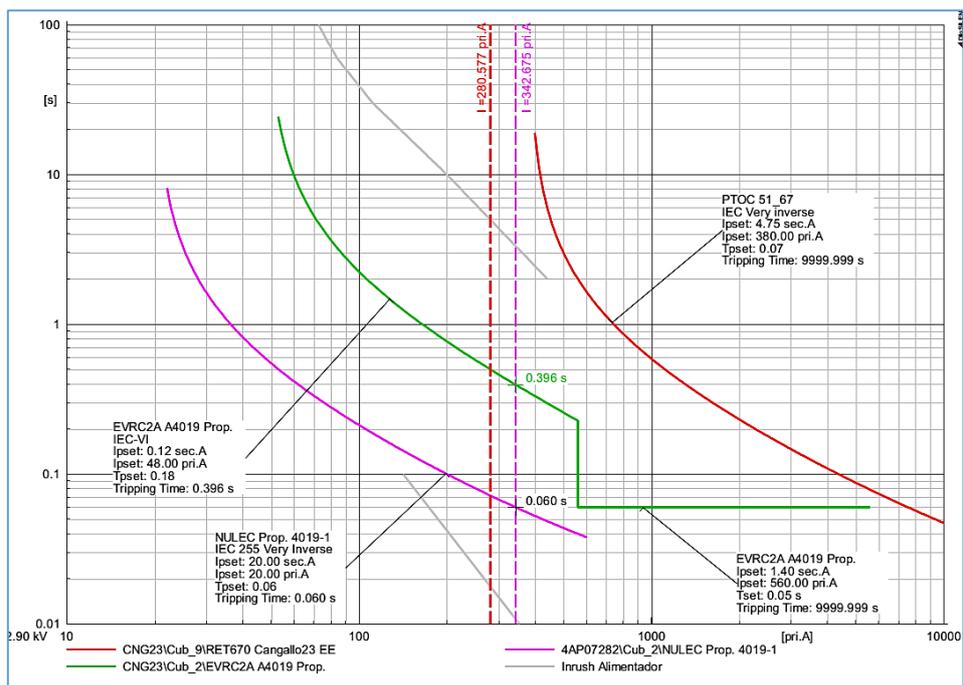
Las siguientes figuras muestran la selectividad de los relés con los ajustes propuestos de protección de sobrecorriente de fase para los dispositivos de protección en 22.9kV asociados al alimentador A4019, mostrando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico y la mínima corriente de cortocircuito bifásico y con resistencia de contacto de 20 OHM.

Figura 51: Falla trifásica máxima AMT A4019.



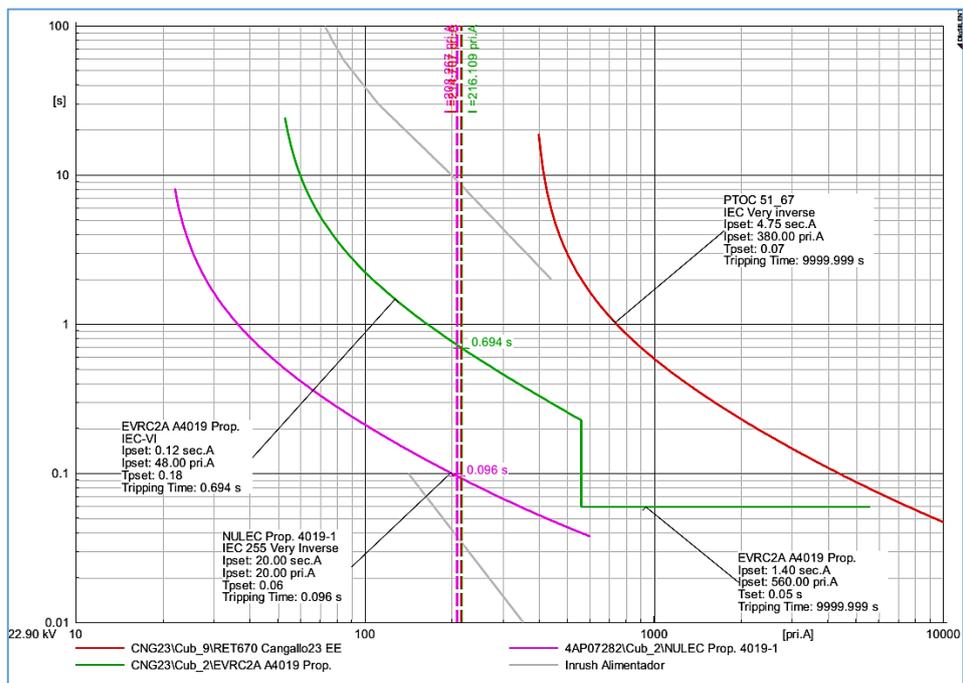
Fuente: Tabla N°18.

Figura 52: Falla trifásica máxima en recloser 4019-1.



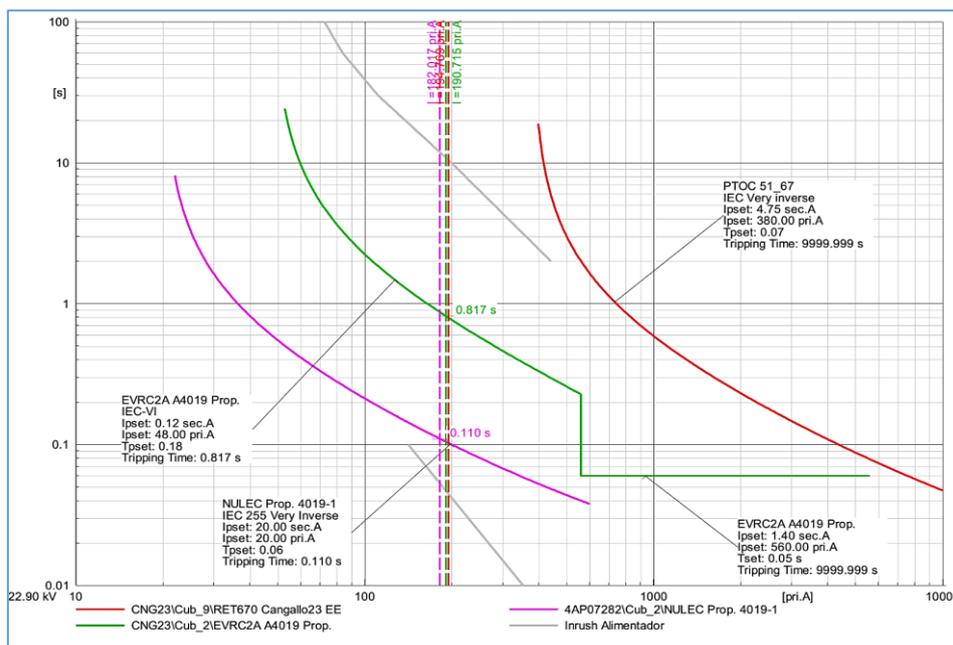
Fuente: Tabla N°18.

Figura 53: Falla Bifásica mínima sector recloser 4019-1.



Fuente: Tabla N°18.

Figura 54: Falla bifásica mínima con 20 ohm sector recloser 4019-1.



Fuente: Tabla N°18.

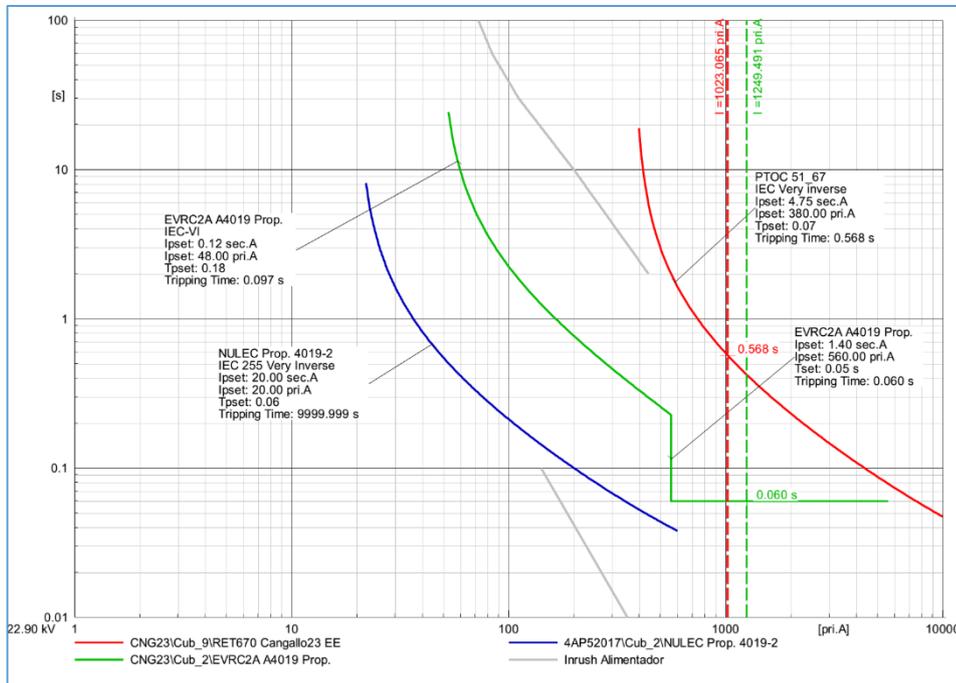
De las figuras mostradas se observa:

- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser ENTEC del AMT A4019; este despeja la falla en 60 ms y la protección de respaldo “relé RET670” lo hace en 568 ms, de modo que el margen de coordinación es de 508 ms, lo cual es adecuado.
- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser 4019-1, este recloser despeja la falla en 60 ms y el respaldo “recloser ENTEC” lo hace en 396 ms, de modo que el margen de coordinación es de 336 ms, el cual es adecuado.
- Ante fallas bifásicas con resistencia de 20 ohm ubicada en el extremo remoto del alimentador, el recloser de 4019-1 despeja la falla en 110 ms y la de respaldo lo hace en 817 ms, lo cual es adecuado para la red.

Coordinación A4019, recloser 4019-2

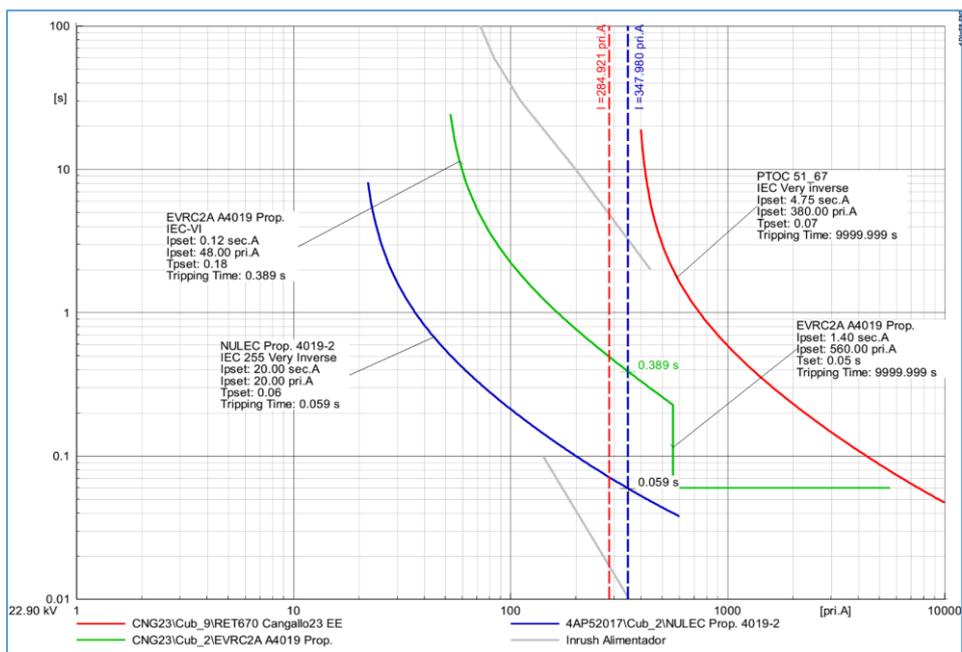
La protección de respaldo es el relé RET670 del lado 23kV de la SE Cangallo. A continuación, se muestra la figura de selectividad con los ajustes propuestos de protección de sobrecorriente de fase para los dispositivos de protección en 22.9kv asociados al alimentador A4019, mostrando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico y la mínima corriente de cortocircuito bifásico franca y con resistencia de contacto de 20 OHM.

Figura 55: Falla trifásica máxima AMT A4019.



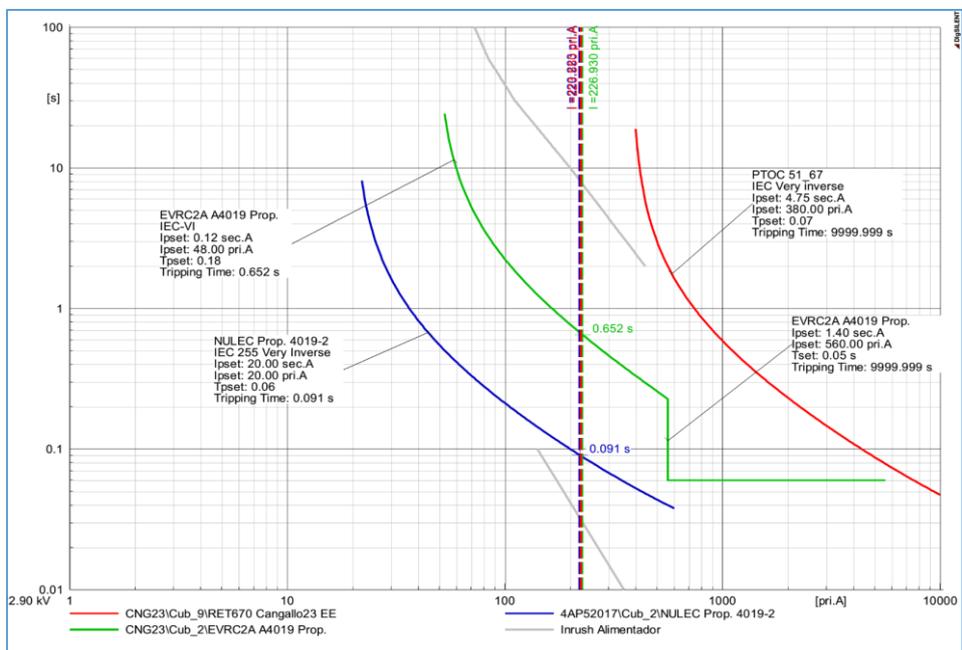
Fuente: Tabla N°18.

Figura 56: Falla trifásica máxima en recloser 4019-2.



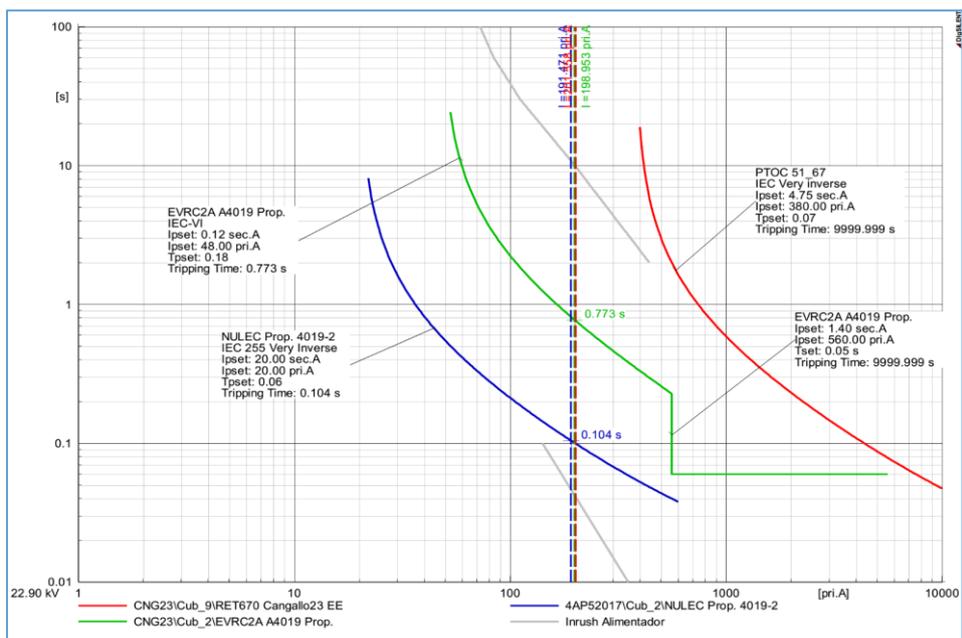
Fuente: Tabla N°18.

Figura 57: Falla bifásica mínima sector recloser 4019-2.



Fuente: Tabla N°18.

Figura 58: Falla bifásica mínima con 20 Ohm sector recloser 4019-2.



Fuente: Tabla N°18.

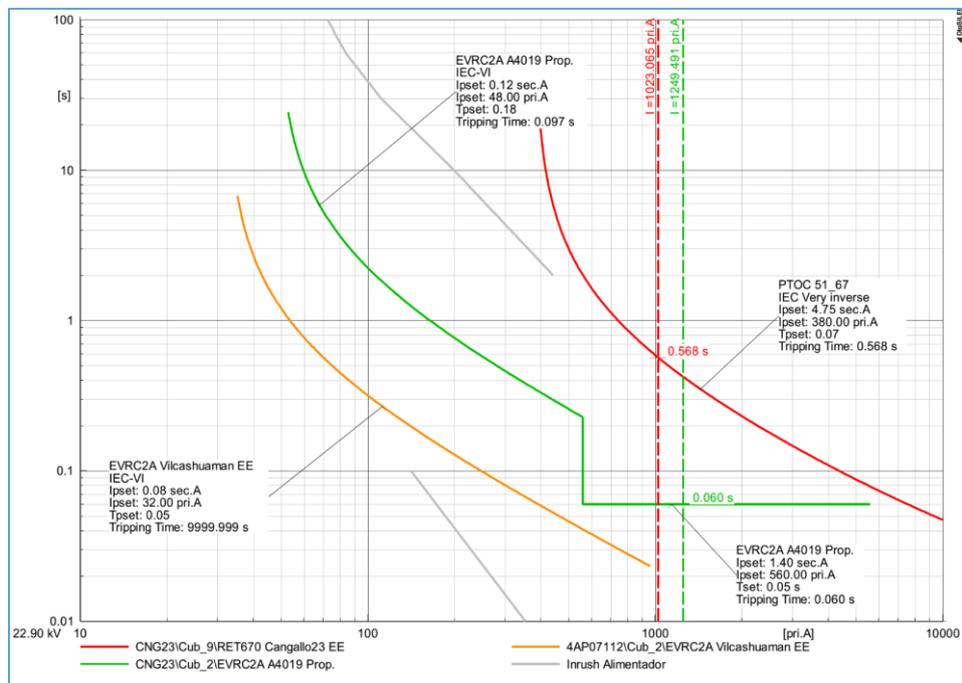
De las figuras mostradas se observa que:

- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser ENTEC del AMT A4019; este despeja la falla en 60ms y la protección de respaldo “relé RET670” lo hace en 568ms, de modo que el margen de coordinación es de 508 ms, lo cual es adecuado.
- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser 4019-2, este recloser despeja la falla en 59ms y el respaldo “recloser ENTEC” lo hace en 389 ms, de modo que el margen de coordinación es de 330 ms, el cual es adecuado.
- Ante fallas bifásicas con resistencia de 20 ohm ubicada en el extremo remoto del alimentador, el recloser de 4019-2 despeja la falla en 104 ms y la de respaldo lo hace en 773 ms, lo cual es adecuado para la red.

Coordinación A4019, recloser Vilcashuamán

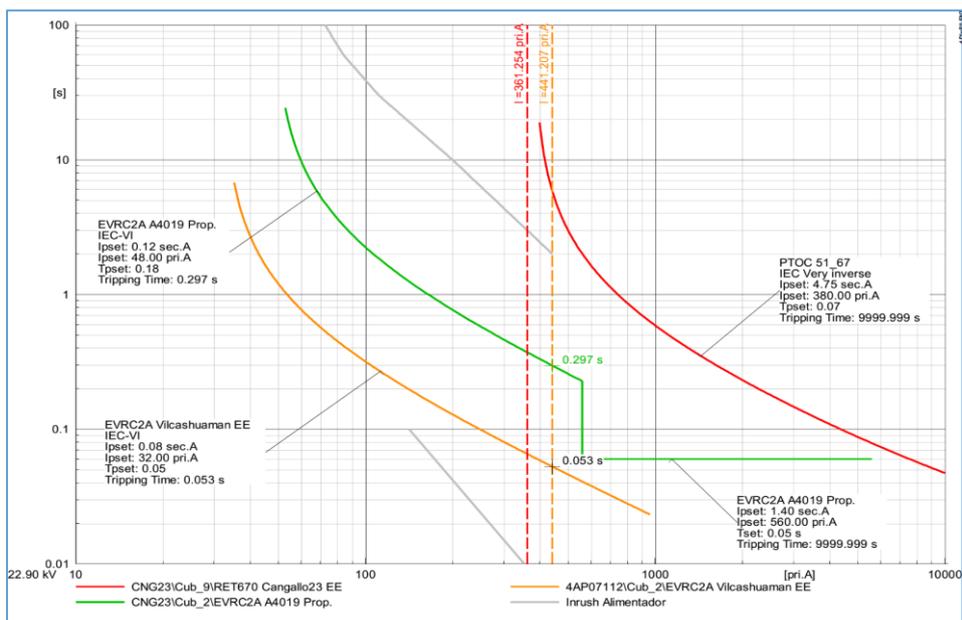
La protección de respaldo es el relé RET670 del lado 23kV de la SE Cangallo. A continuación, se muestra la figura de selectividad con los ajustes propuestos de protección de sobrecorriente de fase para los dispositivos de protección en 22.9kv asociados al alimentador A4019, mostrando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico y la mínima corriente de cortocircuito bifásico franca y con resistencia de contacto de 20 OHM.

Figura 59: Falla trifásica máxima AMT A4019.



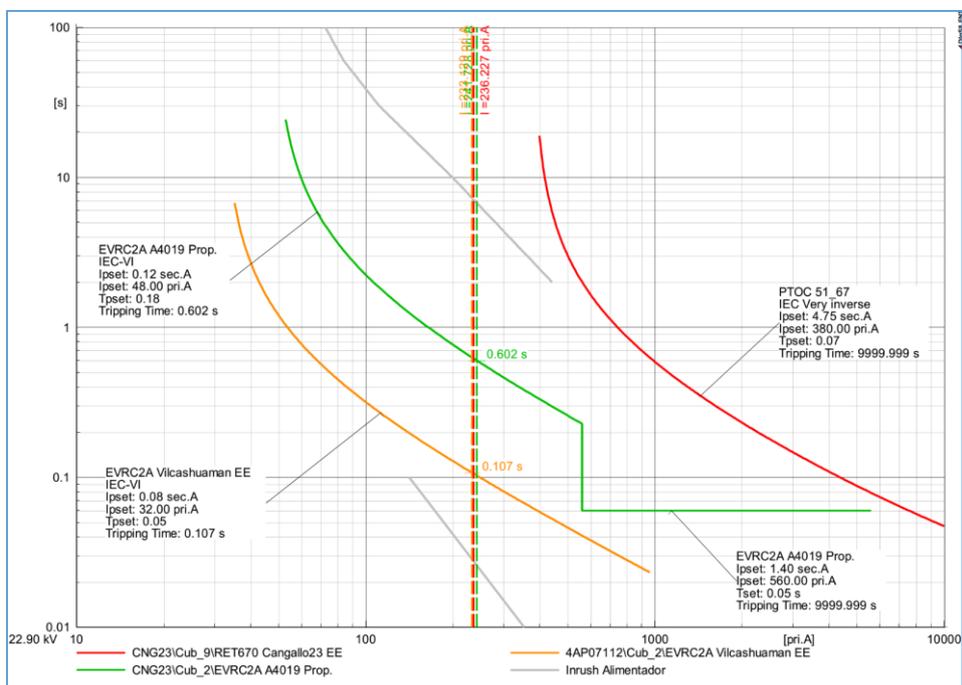
Fuente: Tabla N°18.

Figura 60: Falla trifásica máxima en recloser Vilcashuamán.



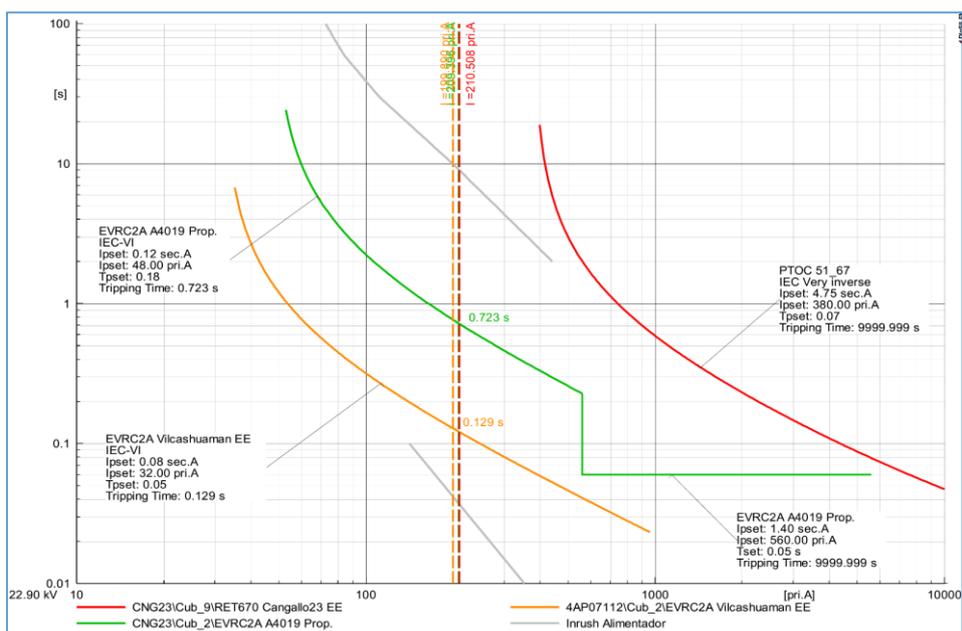
Fuente: Tabla N°18.

Figura 61: Falla bifásica mínima sector recloser Vilcashuamán.



Fuente: Tabla N°18.

Figura 62: Falla bifásica mínima con 20 ohm sector recloser Vilcashuamán.



Fuente: Tabla N°18.

De las figuras mostradas se observa que:

- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser ENTEC del AMT A4019; este despeja la falla en 60 ms y la protección de respaldo “relé RET670” lo hace en 568 ms, de modo que el margen de coordinación es de 508 ms, lo cual es adecuado.
- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser ENTEC de Vilcashuamán, este recloser despeja la falla en 53 ms y el respaldo “recloser ENTEC” lo hace en 297 ms, de modo que el margen de coordinación es de 244 ms, el cual es adecuado.
- Ante fallas bifásicas con resistencia de 20 ohm ubicada en el extremo remoto del alimentador, el recloser ENTEC de Vilcashuamán despeja la falla en 129 ms y la de respaldo lo hace en 723 ms, lo cual es adecuado para la red.

4.4.3.6. Ajuste de protección de fases en el AMT A4020.

Para este alimentador se propuso la implementación de dos recloser de marca NULEC con controlador ADVC, el cual denominaremos en adelante 4020-1 y 4020-2 su ubicación en el alimentador se aprecia en el ANEXO 3.

La cabecera de este alimentador se encuentra protegido por un recloser ENTEC. Para poder implementar los nuevos recloser NULEC es necesario el reajuste del recloser ENTEC de cabecera.

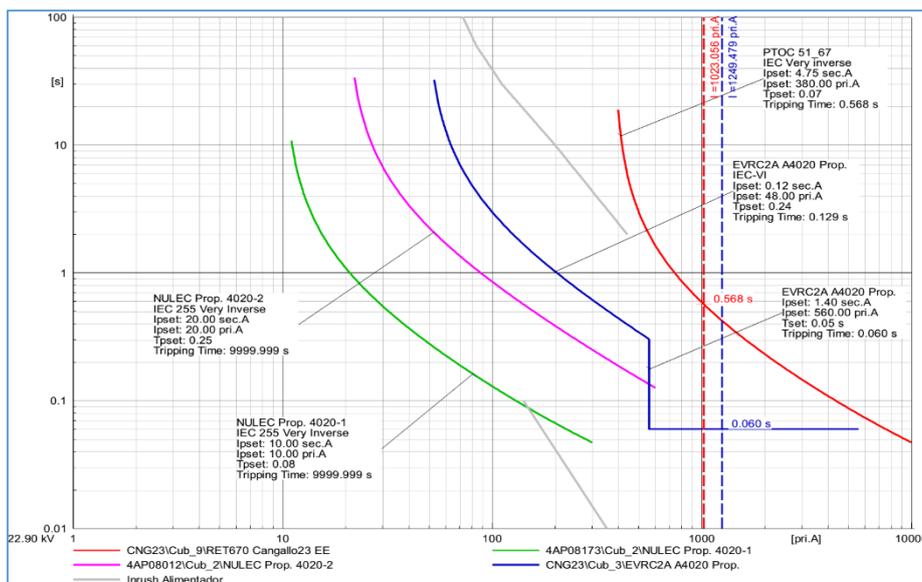
Los ajustes propuestos de los equipos de protección en el alimentador A4020 son:

Tabla 19: Ajustes de protección de sobrecorriente de fase propuestos en el AMT A4020.

Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	I>	t>	I>>	t>>
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	380	0.07	---	---
ENTEC EVRC2A	Alim. A4020	22.9	400/1	IEC VI	48	0.24	560	0.05
Rec. NULEC 4020-1	Alim. A4020	22.9	2000/1	IEC VI	10	0.08	---	---
Rec. NULEC 4020-2	Alim. A4020	22.9	2000/1	IEC VI	20	0.25	---	---
Fuse Maniobra	Medio tramo	22.9						140k

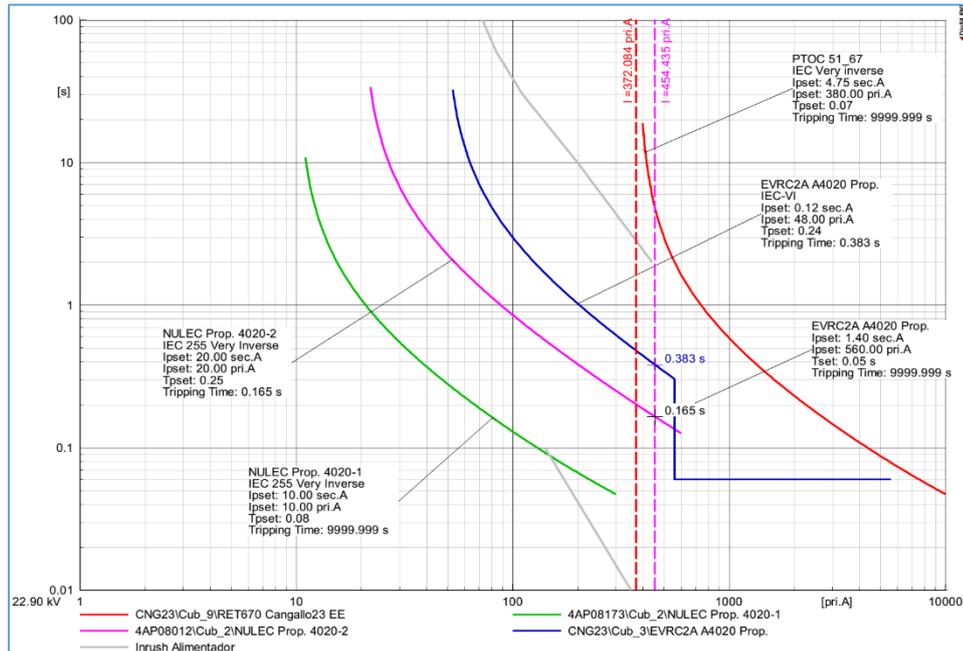
Fuente: Propia.

Figura 63: Falla trifásica AMT A4020.



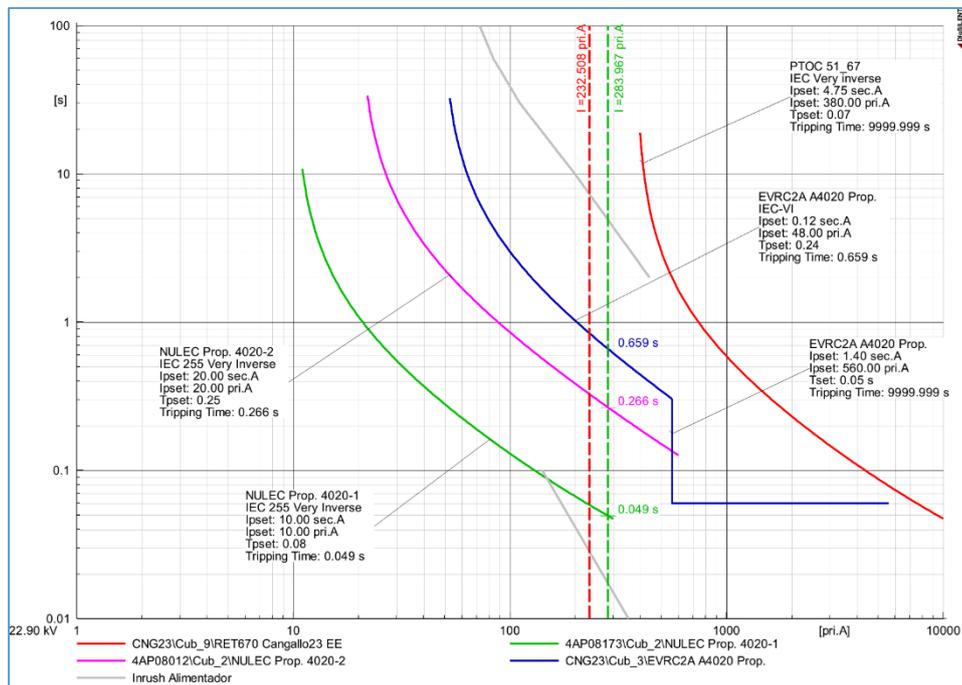
Fuente: Tabla N°19.

Figura 64: Falla trifásica máxima en recloser 4020-2.



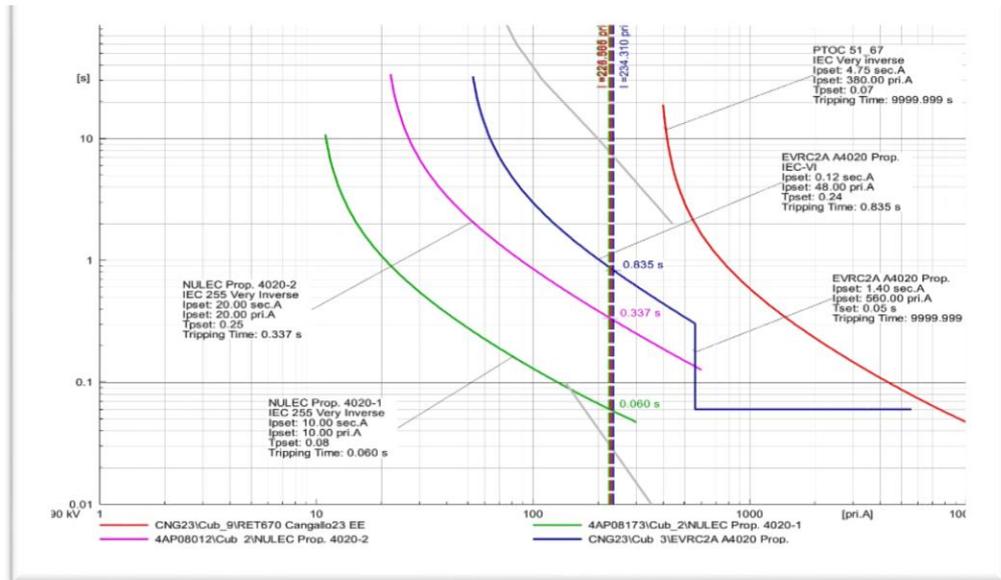
Fuente: Tabla N°19.

Figura 65: Falla trifásica máxima en recloser 4020-1.



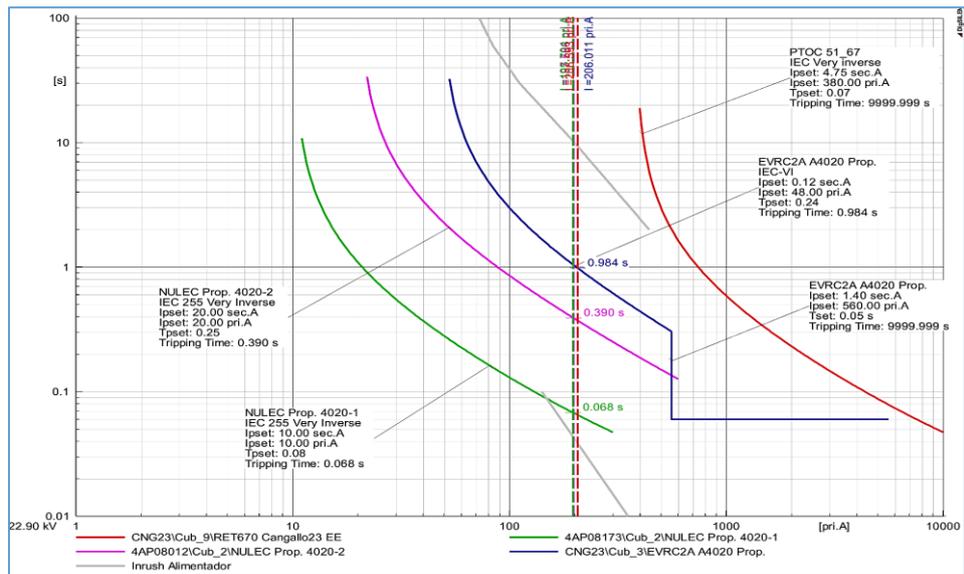
Fuente: Tabla N°19.

Figura 66: Falla bifásica mínima AMT A4020.



Fuente: Tabla N°19.

Figura 67: Falla bifásica mínima con 20 ohm ATM A4020.



Fuente: Tabla N°19.

De las figuras mostradas se observa que:

- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser ENTEC del AMT A4020; este despeja la falla en 60ms y la protección de respaldo “relé RET670” lo hace en 568ms, de modo que el margen de coordinación es de 508ms, lo cual es adecuado.

- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser 4020-2, este recloser despeja la falla en 165ms y el respaldo “recloser ENTEC” lo hace en 383ms, de modo que el margen de coordinación es de 218ms, el cual es adecuado.
- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser 4020-1, el recloser mencionado despeja la falla en 49ms y el recloser de respaldo “4020-2” lo hace en 266ms, de modo que el margen de coordinación es de 217ms, siendo un valor adecuado.
- Ante fallas bifásicas con resistencia de 20 ohm ubicada en el extremo remoto del alimentador, el recloser 4020-1 despeja la falla en 68ms y la de respaldo lo hace en 390ms, existiendo un margen de coordinación adecuado para la red.

4.4.3.7. Ajuste de protección de fases en el AMT A4023

Para este alimentador se propuso la implementación de un recloser de marca NULEC con controlador ADVC, el cual denominaremos en adelante 4023-1 y su ubicación en el alimentador se aprecia en el ANEXO 3.

La cabecera de este alimentador se encuentra protegido por un recloser ENTEC con controlador EVRC2A. Para poder implementar los nuevos recloser NULEC fue necesario el reajuste del recloser ENTEC de cabecera.

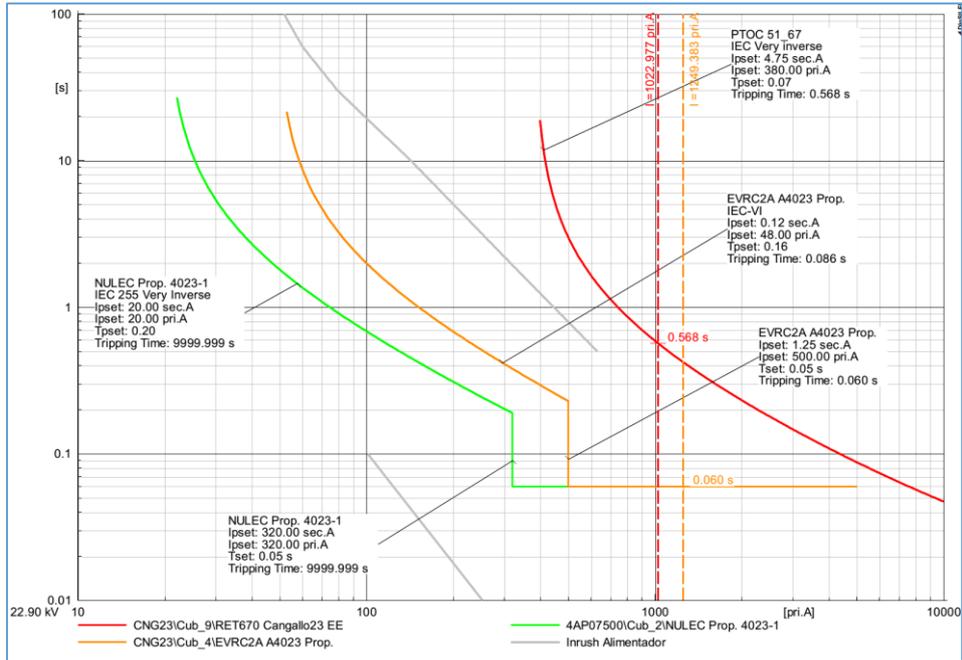
Los ajustes propuestos de los equipos de protección en el alimentador A4023 son:

Tabla 20: Ajustes de protección de sobrecorriente de fase propuestos en el AMT A4023.

Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	I>	t>	I>>	t>>
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	380	0.07	---	---
ENTEC EVRC2A	Alim. A4023	22.9	400/1	IEC VI	48	0.16	500	0.05
Rec. NULEC 4023-1	Alim. A4023	22.9	2000/1	IEC VI	20	0.2	320	0.05
Fuse Maniobra	Medio tramo	22.9				140k		

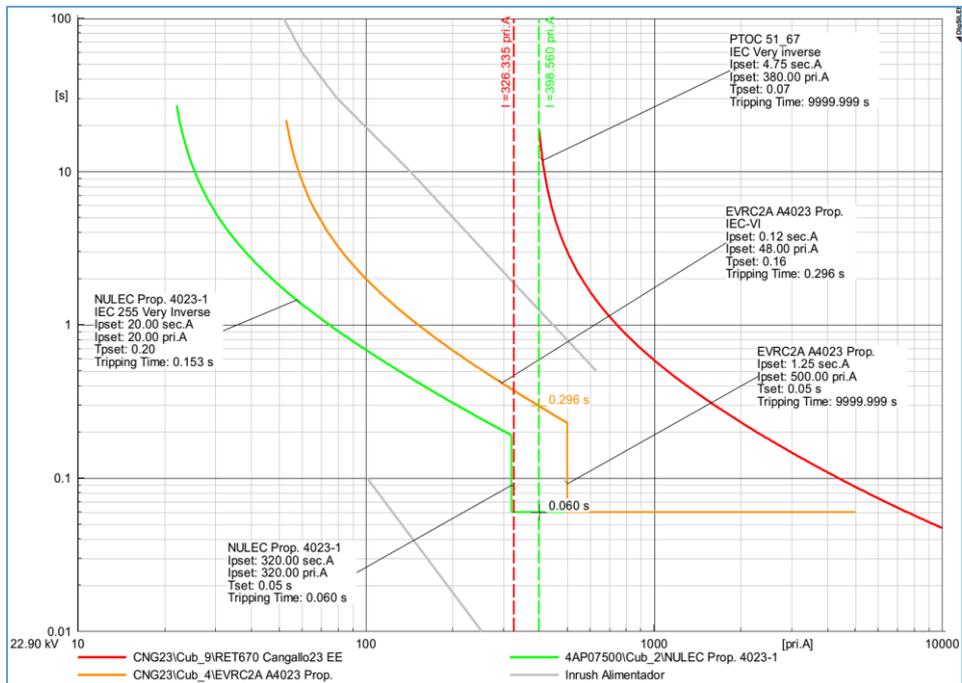
Fuente: Propia.

Figura 68: Falla trifásica máxima ATM A4023.



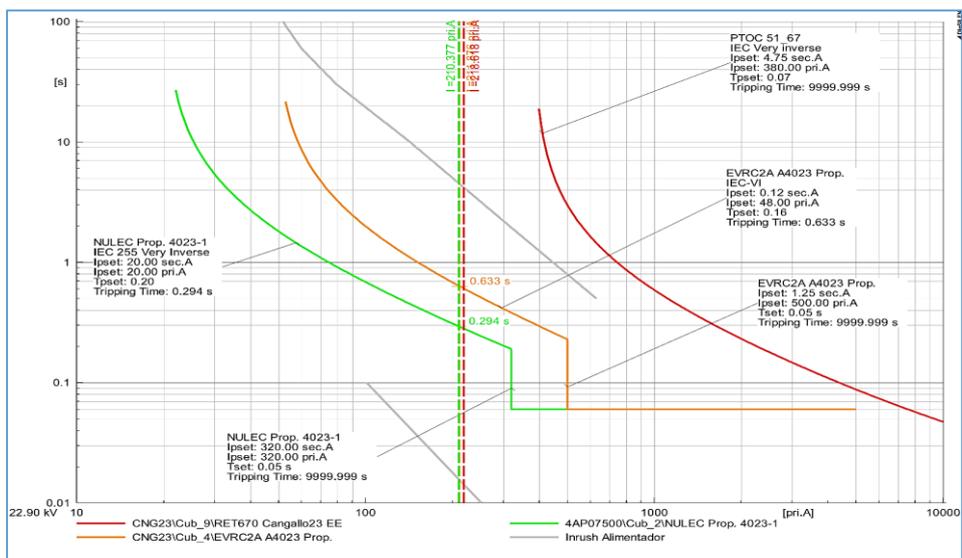
Fuente: Tabla N°20.

Figura 69: Falla trifásica máxima en recloser 4023-1.



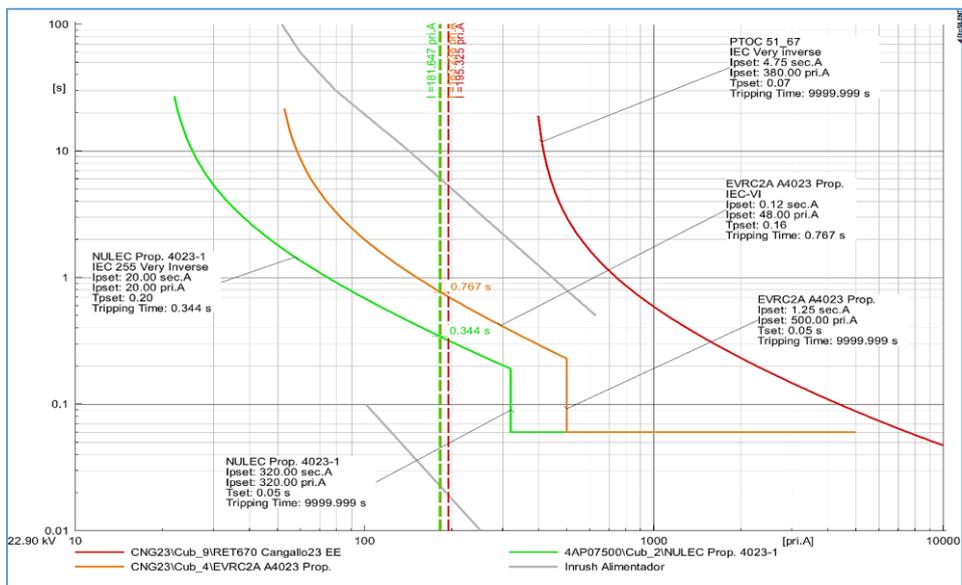
Fuente: Tabla N°20.

Figura 70: Falla bifásica mínima ATM A4023.



Fuente: Tabla N°20.

Figura 71: Falla bifásica mínima con 20 ohm ATM A4023.



Fuente: Tabla N°20.

De las figuras mostradas se observa que:

- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser ENTEC del AMT A4023; este despeja la falla en 60ms y la protección de respaldo

“relé RET670” lo hace en 568ms, de modo que el margen de coordinación es de 508ms, lo cual es adecuado.

- Ante fallas trifásicas francas frente al recloser 4023-1, este recloser despeja la falla en 60ms y el respaldo “recloser ENTEC” lo hace en 296 ms, de modo que el margen de coordinación es de 236 ms, el cual es adecuado.
- Ante fallas bifásicas con resistencia de 20ohm ubicada en el extremo remoto del alimentador, el recloser 4023-1 despeja la falla en 344ms y la de respaldo lo hace en 767ms, obteniéndose un margen de coordinación de protección adecuado para la red.

4.4.4. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA 50N/51N.

4.4.4.1. Ajuste de protección a tierra en el AMT A4015

Para este alimentador se propuso el cambio del recloser de cabecera ENTEC por un recloser de marca NULEC con controlador ADVC, que para las simulaciones se denominará “RECLOSER 4015-1”. En el lado de la central Llusita cuenta con el relé GE F650, en este relé se activó la función de direccionalidad para despejar las fallas viendo hacia la SE Cangallo. La ubicación de estos equipos se aprecia en el ANEXO 3.

En el proceso de simulaciones se observó que el ajuste actual del relé F650 se encuentra operando correctamente ante las diversas fallas, por lo cual se mantiene sus ajustes actuales. Pero sí se halló los valores de ajuste del recloser “4015-1” a implementarse.

Los ajustes existentes y propuestos para los dispositivos de protección, se muestran en la tabla 21.

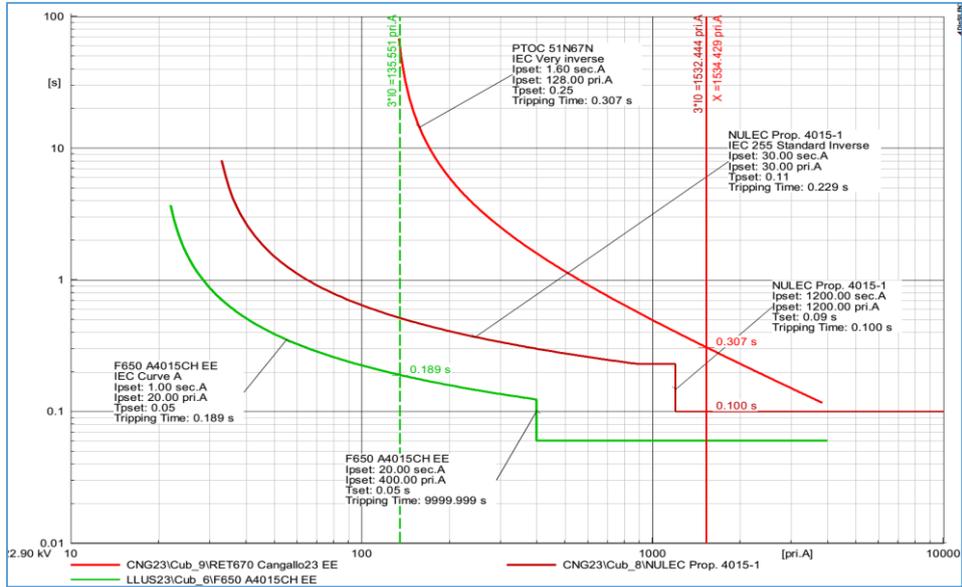
Tabla 21: Ajustes propuestos de los relés de protección a tierra, A4015.

Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	lo>	to>	lo>>	to>>	Dir.
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	128	0.25	---	---	---
GE F650	Alim. A4015	22.9	100/5	IEC A	20	0.05	400	0.05	FW
Rec. NULEC 4015-1	Alim. A4015	22.9	2000/1	IEC VI	30	0.11	1200	0.09	---

Fuente: Propia.

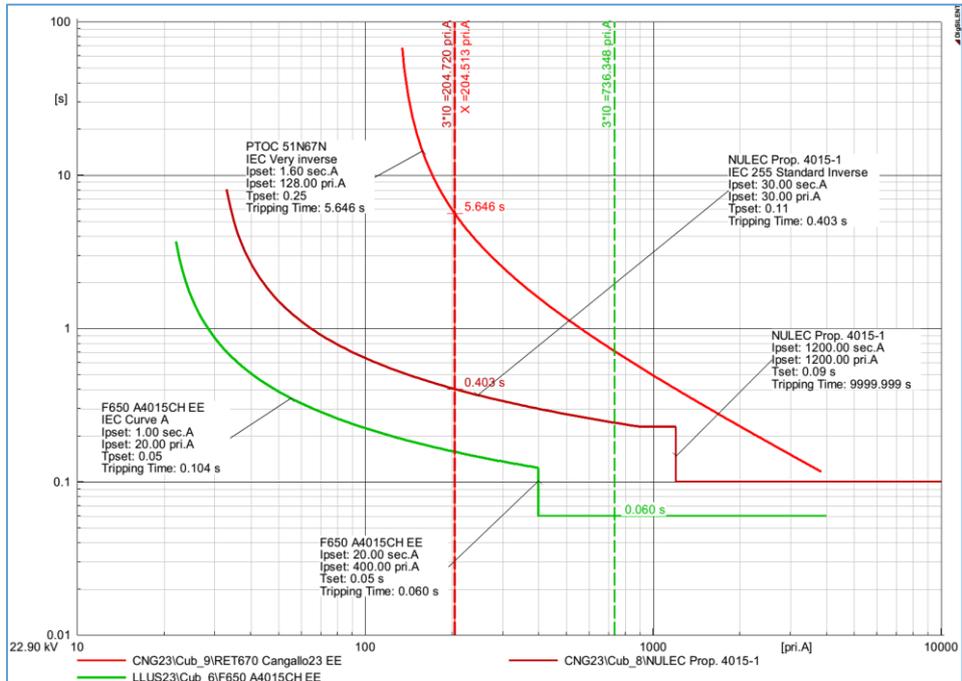
Verificación de los ajustes propuestos del AMT A4015.

Figura 72: Cortocircuito 1ph en recloser 4015-1.



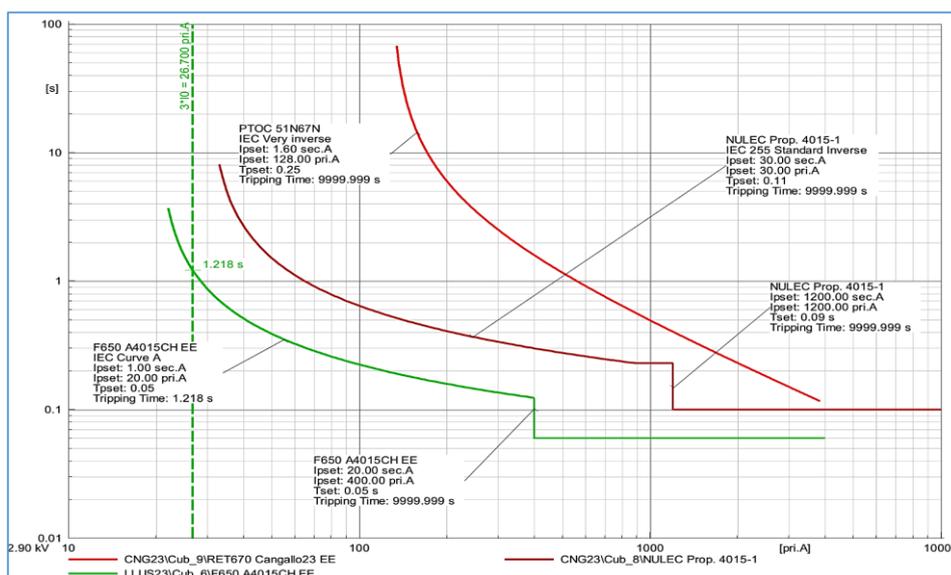
Fuente: Tabla N°21.

Figura 73: Cortocircuito 1ph en el relé GE F650.



Fuente: Tabla N°21.

Figura 74: Cortocircuito 1ph con 400 ohm en relé GE F650.



Fuente: Tabla N°21.

De las figuras coordinación de protección ante cortocircuito monofásicos, se observa:

- Ante falla monofásica franca frente al recloser 4015-1; este despeja la falla en 100ms y la protección de respaldo del recloser RET670 lo hace en 307ms, de modo que el margen de coordinación es de 207 ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica franca frente al relé GE F650; este despeja la falla en 60ms y la protección de respaldo RET670 lo hace en 403ms, de modo que el margen de coordinación es de 207 ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica con 400 ohm de resistencia en el extremo remoto lado CH Llusita; el relé GE F650 despeja la falla en 1.218s, tiempo considerado adecuado para este tipo de fallas.

4.4.4.2. Ajuste de protección a tierra en el AMT A4014

En este alimentador se propuso implementar un recloser NULEC con un controlador ADVc, a este equipo se le denominará en adelante 4014-1.

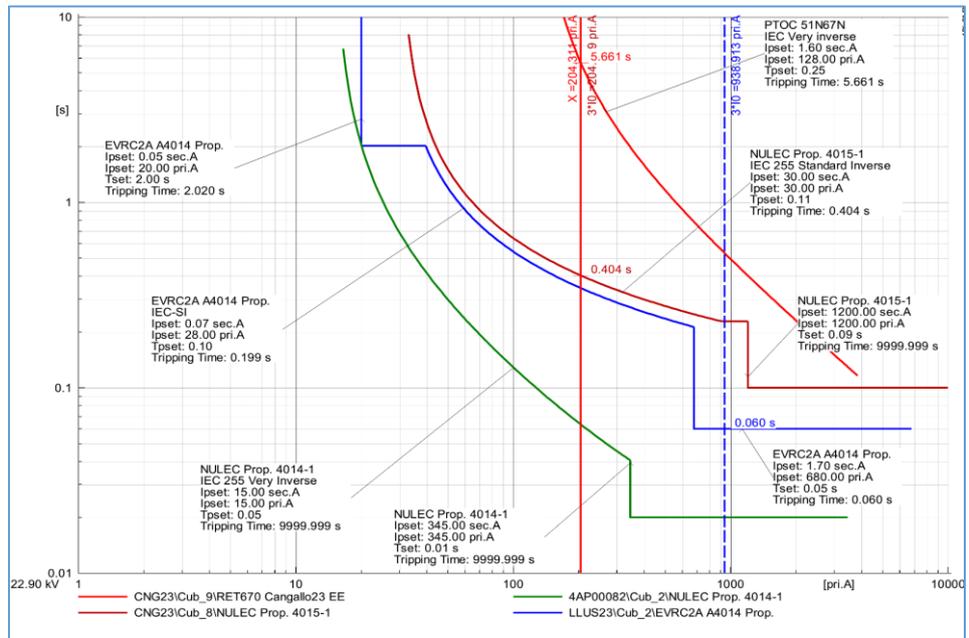
La cabecera de este alimentador está protegida por un recloser ENTEC, el cual tiene nuevos ajustes.

Tabla 22: Ajustes de sobrecorriente a tierra propuestos en AMT A4014.

Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	lo>	to>	lo>>	to>>	I SEF	t SEF	Dir
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	128	0.25	---	---			
Rec. NULEC 4015-1	Alim. A4015	22.9	2000/1	IEC SI	30	0.11	1200	0.09	---	---	---
Rec. ENTEC	Alim. A4014	22.9	40071	IEC SI	28	0.1	680	0.05	20	2	---
Rec. NULEC 4014-1	Alim. A4014	22.9	2000/1	IEC VI	15	0.05	345	0.01	---	---	---

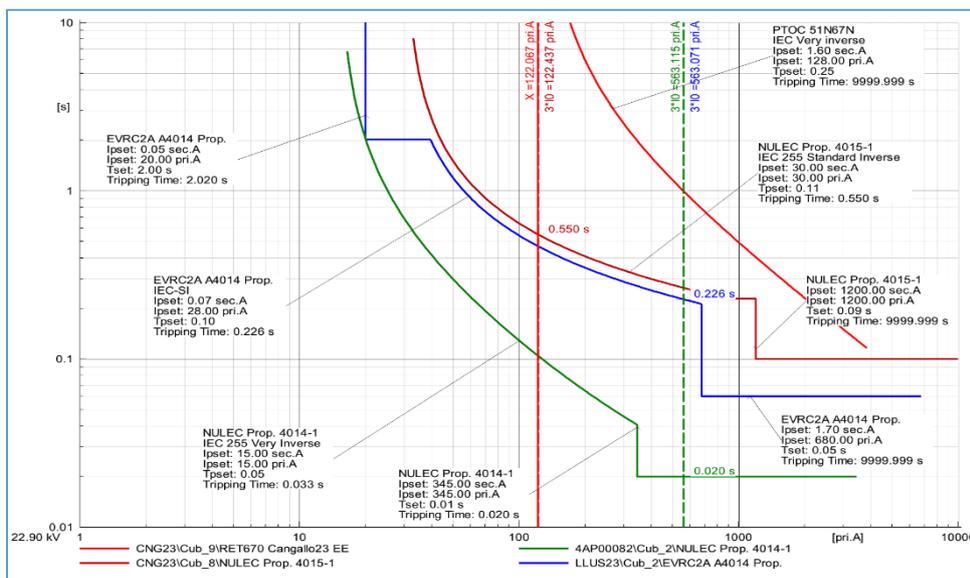
Fuente: Propia

Figura 75: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4014.



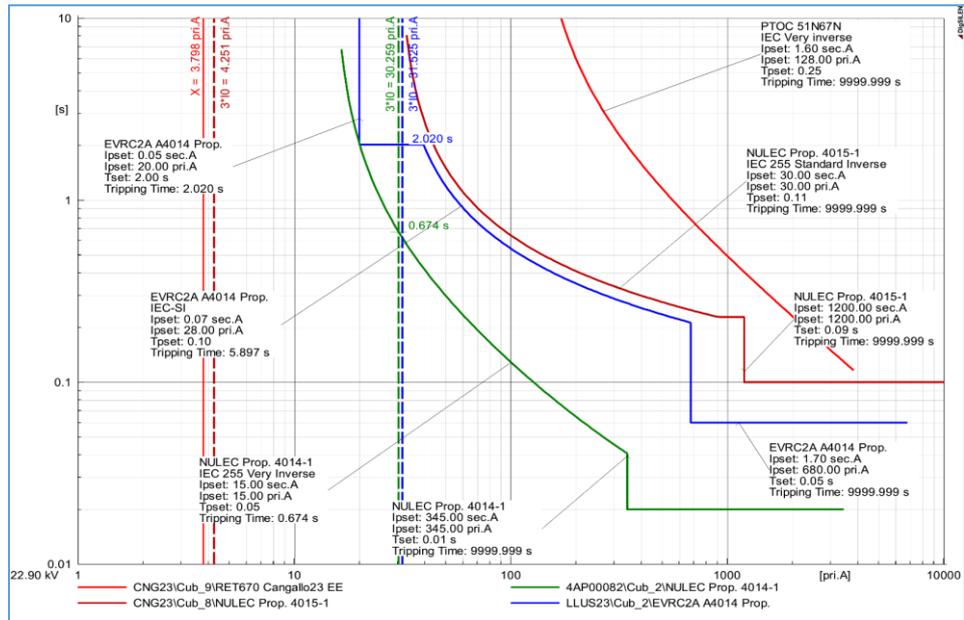
Fuente: Tabla N°22.

Figura 76: Cortocircuito 1ph en recloser 4014-1.



Fuente: Tabla N°22.

Figura 77: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.



Fuente: Tabla N°22.

De las figuras de coordinación de protección ante cortocircuito monofásicos, se observa:

- Ante falla monofásica franca frente al recloser ENTEC de cabecera; este despeja la falla en 60ms y la protección de respaldo del recloser NULEC 4015-1 lo hace en 404ms, de modo que el margen de coordinación es de 344ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica franca frente al recloser 4014-1; este despeja la falla en 20ms y la protección de respaldo del recloser ENTEC de cabecera lo hace en 226ms, de modo que el margen de coordinación es de 206 ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica con 400 ohm de resistencia en el extremo remoto del alimentador; el recloser A4014-1 despeja la falla en 674ms, y el recloser ENTEC lo hace en 2.02s, tiempo considerado adecuado para este tipo de fallas.

4.4.4.3. Ajuste de protección a tierra en el AMT A4021

En este alimentador se propuso la instalación solo de seccionadores; la protección de este alimentador será por medio de dos recloser ENTEC

existentes; uno en la cabecera del alimentador y otro a la altura de la localidad de Carapo. Como se aprecia en el ANEXO 3.

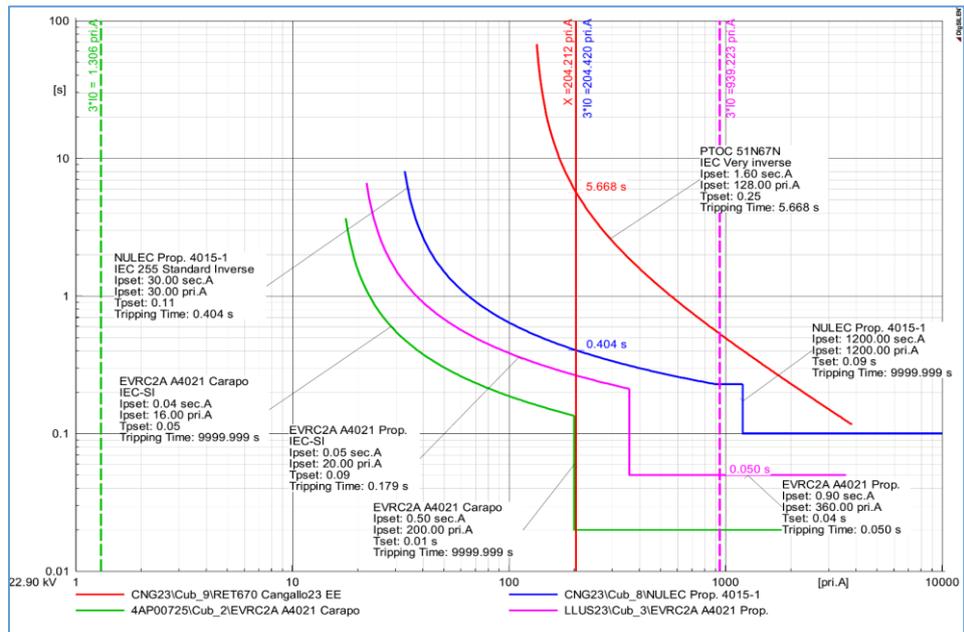
Los ajustes propuestos de los equipos de protección en el alimentador A4021 son:

Tabla 23: Ajustes de sobrecorriente a tierra propuestos en AMT A4021.

Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	lo>	to>	lo>>	to>>	I SEF	t SEF	Dir
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	128	0.25	---	---			
Rec. NULEC 4015-1	Alim. A4015	22.9	2000/1	IEC SI	30	0.11	1200	0.09	---	---	---
Rec. ENTEC	Alim. A4021	22.9	400/1	IEC SI	20	0.09	360	0.04	---	---	---
Rec. ENTEC (Carapo)	Alim. A4021	22.9	400/1	IEC SI	16	0.05	200	0.01	---	---	---

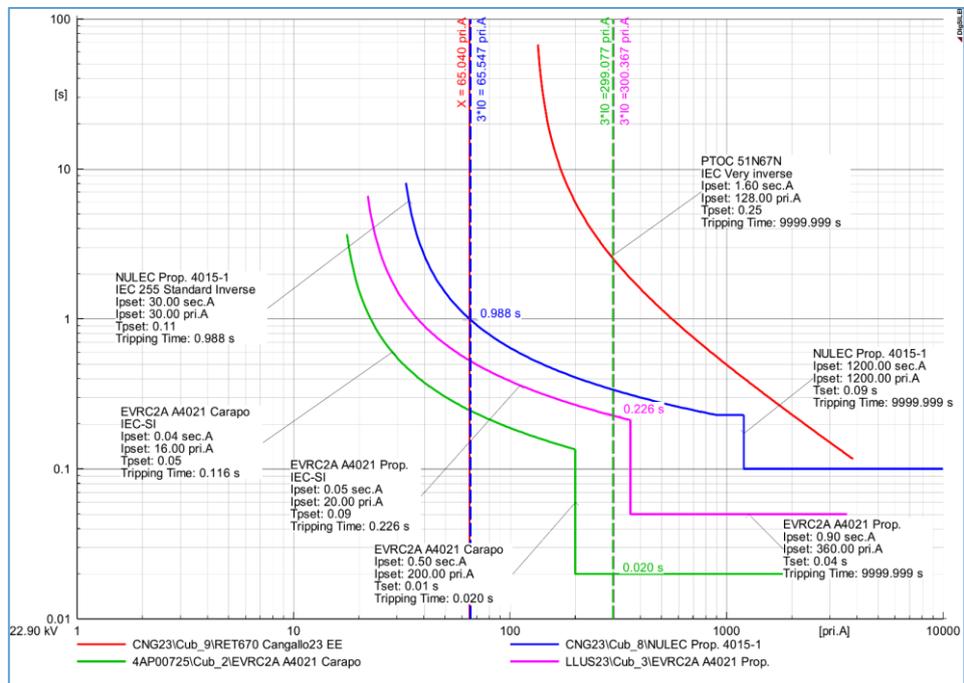
Fuente: Propia

Figura 78: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4021.



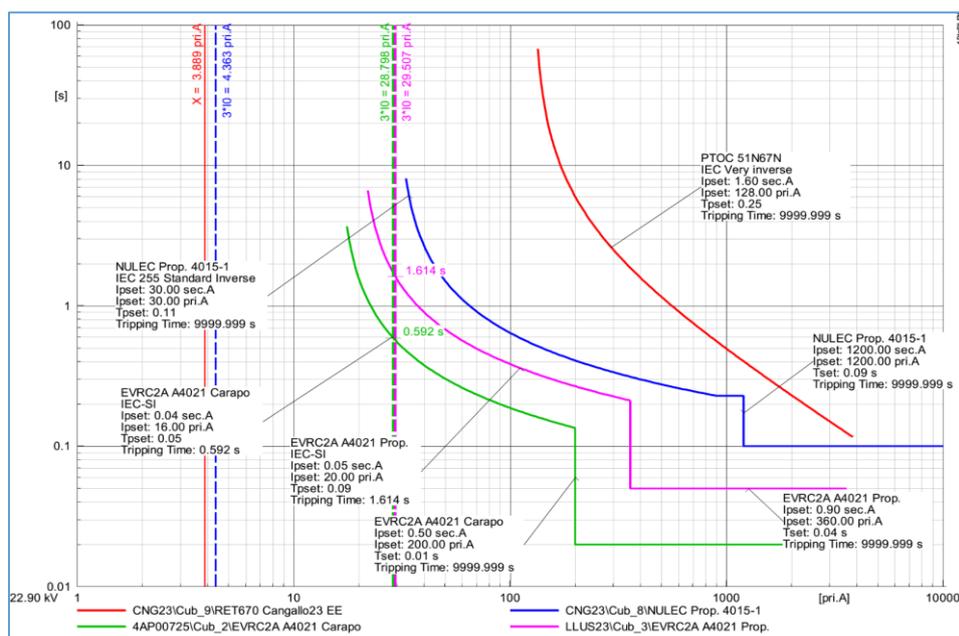
Fuente: Tabla N°23.

Figura 79: Cortocircuito 1ph en el recloser de Carapo.



Fuente: Tabla N°23.

Figura 80: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.



Fuente: Tabla N°23.

De las figuras coordinación de protección ante cortocircuito monofásicos, se observa:

- Ante falla monofásica franca frente al recloser ENTEC de cabecera; este despeja la falla en 50ms y la protección de respaldo del recloser NULEC 4015-1 lo hace en 404ms, de modo que el margen de coordinación es de 354ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica franca frente al recloser ENTEC de la localidad de Carapo; este despeja la falla en 20ms y la protección de respaldo del recloser ENTEC de cabecera lo hace en 226ms, de modo que el margen de coordinación es de 206 ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica con 400 ohm de resistencia en el extremo remoto del alimentador; el recloser ENTEC de Carapo despeja la falla en 592ms, y el recloser ENTEC de cabecera lo hace en 1.614s, tiempo considerado adecuado para este tipo de fallas.

4.4.4.4. Ajuste de protección a tierra en el AMT A4019

Para este alimentador se propuso la implementación de dos recloser de marca NULEC con controlador ADVC, el cual denominaremos en adelante 4019-1 y 4019-2 su ubicación en el alimentador se encuentra en el ANEXO 3.

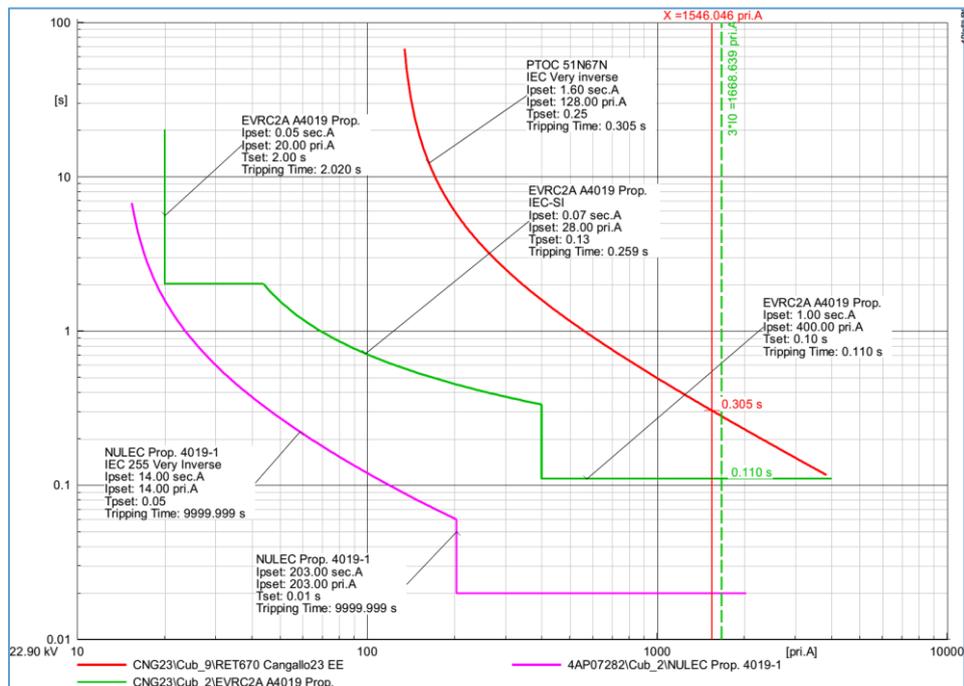
La cabecera de este alimentador está protegida por un recloser ENTEC. Para poder implementar los nuevos recloser NULEC fue necesario el reajuste del recloser ENTEC de cabecera.

Tabla 24: Ajustes de sobrecorriente a tierra propuestos en AMT A4019.

Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	lo>	to>	lo>>	to>>	I SEF	t SEF	Dir
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	128	0.25	---	---			
Rec. ENTEC	Alim. A4019	22.9	400/1	IEC VI	28	0.13	400	0.1	20	2	---
Rec. NULEC 4019-1	Alim. A4019	22.9	2000/1	IEC VI	14	0.05	203	0.01	---	---	---
Rec. NULEC 4019-2	Alim. A4019	22.9	2000/1	IEC VI	14	0.05	203	0.01	---	---	---
ENTEC (Vilcashua.)	Alim. A4019	22.9	400/1	IEC VI	16	0.05	100	0.02	---	---	---

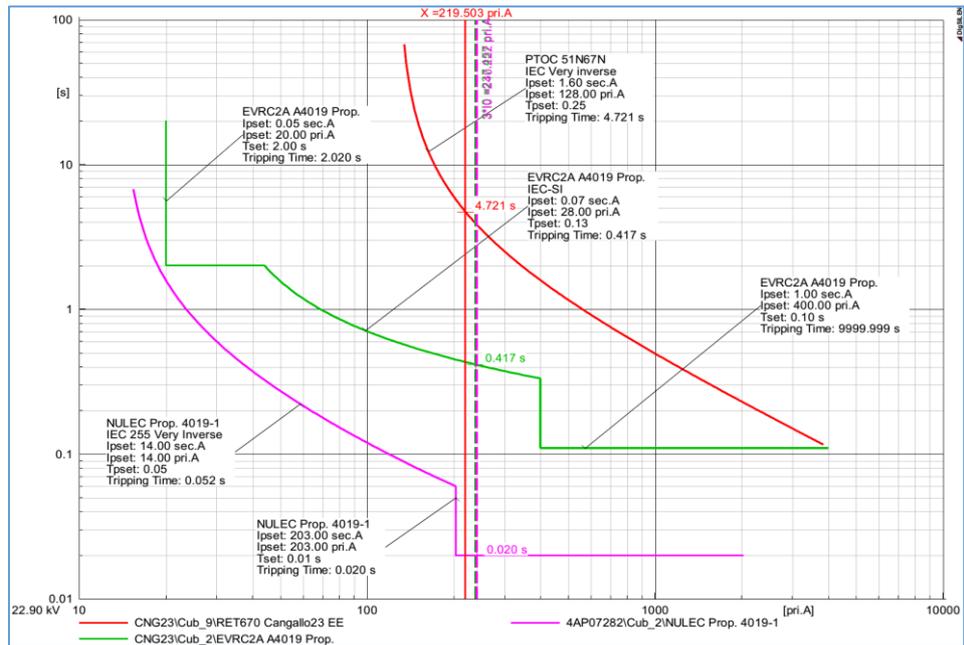
Fuente: Propia

Figura 81: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4019.



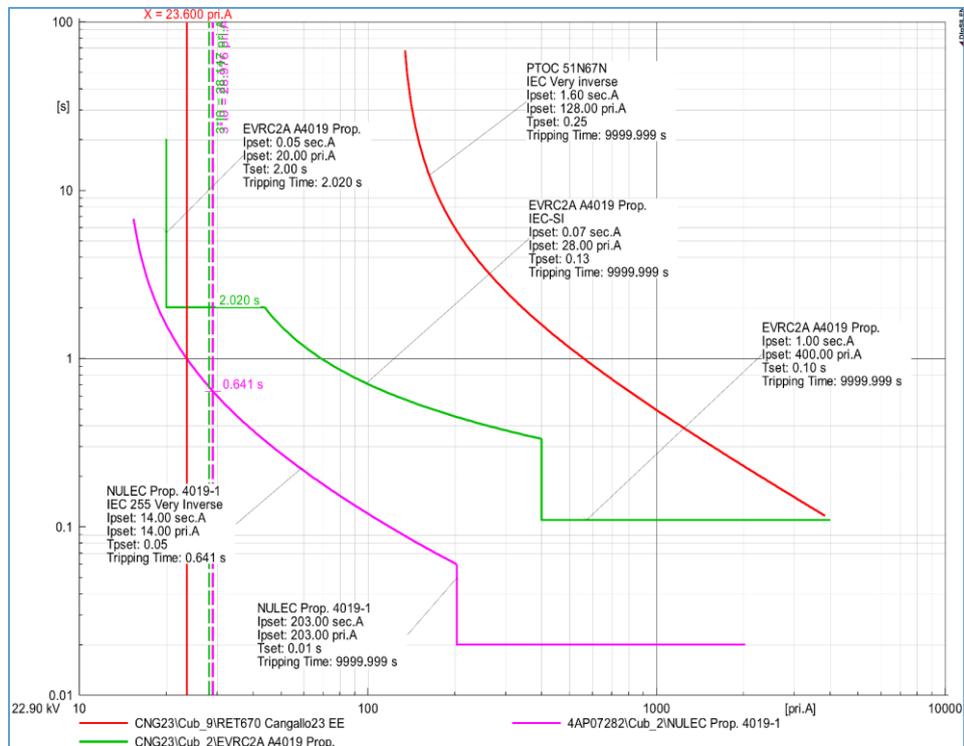
Fuente: Tabla N°24.

Figura 82: Cortocircuito 1ph en el recloser 4019-1.



Fuente: Tabla N°24.

Figura 83: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.

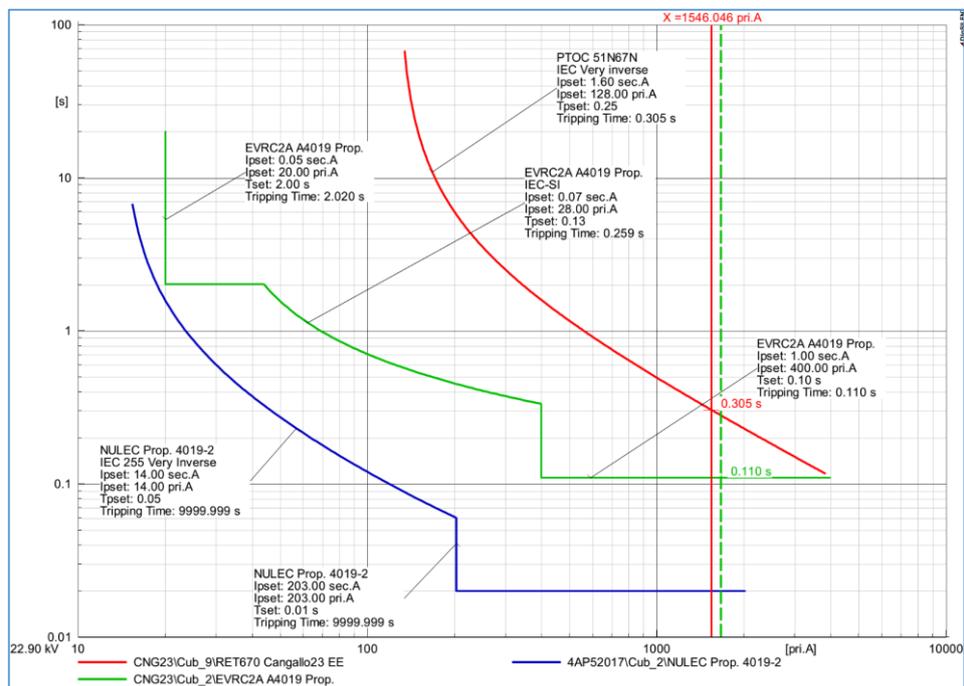


Fuente: Tabla N°24.

De las figuras coordinación de protección ante cortocircuito monofásicos, se observa:

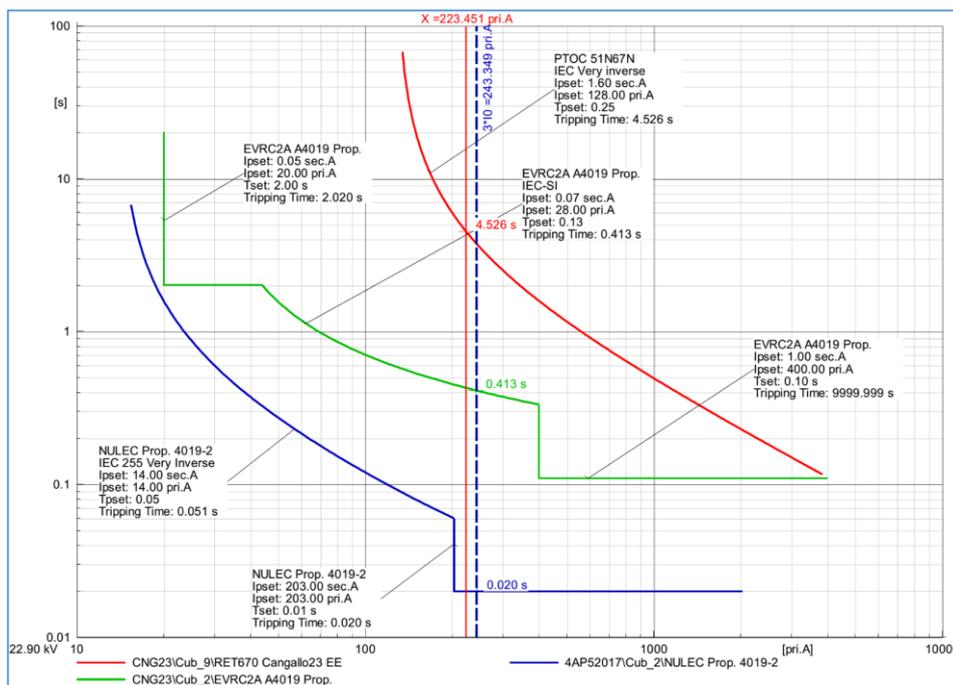
- Ante falla monofásica franca frente al recloser ENTEC de cabecera; este despeja la falla en 100ms y la protección de respaldo del relé RET670 lo hace en 305ms, de modo que el margen de coordinación es de 205ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica franca frente al recloser 4019-1; este despeja la falla en 20ms y la protección de respaldo del recloser ENTEC de cabecera lo hace en 417ms, de modo que el margen de coordinación es de 397ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica con 400 ohm de resistencia en el extremo remoto del alimentador; el recloser A4019-1 despeja la falla en 641ms, y el recloser ENTEC lo hace en 2.02s, tiempo considerado adecuado para este tipo de fallas.

Figura 84: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4019.



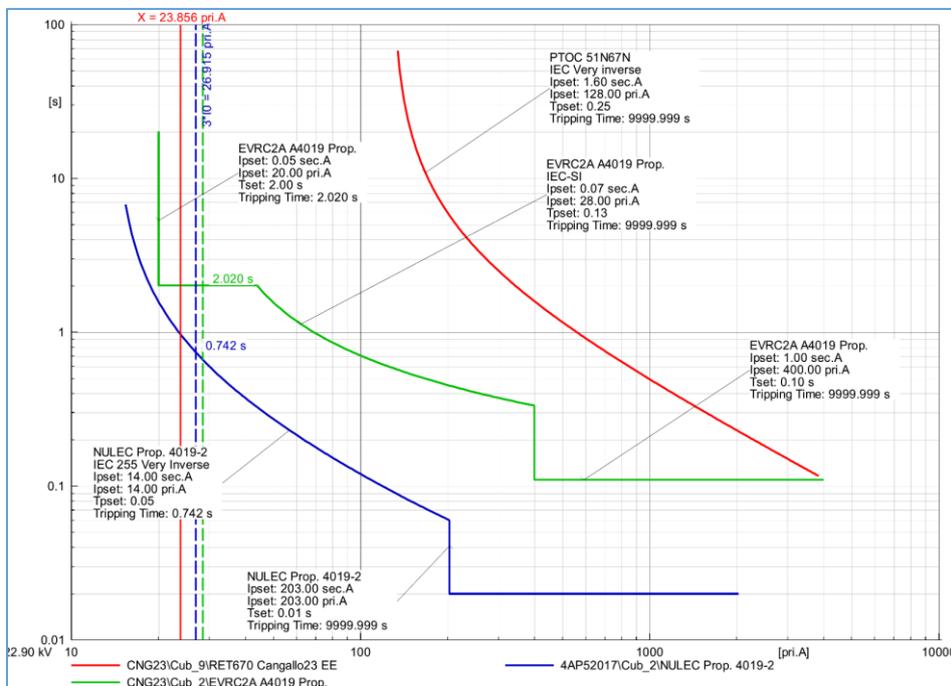
Fuente: Tabla N°24.

Figura 85: Cortocircuito 1ph en el recloser 4019-2.



Fuente: Tabla N°24.

Figura 86: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.



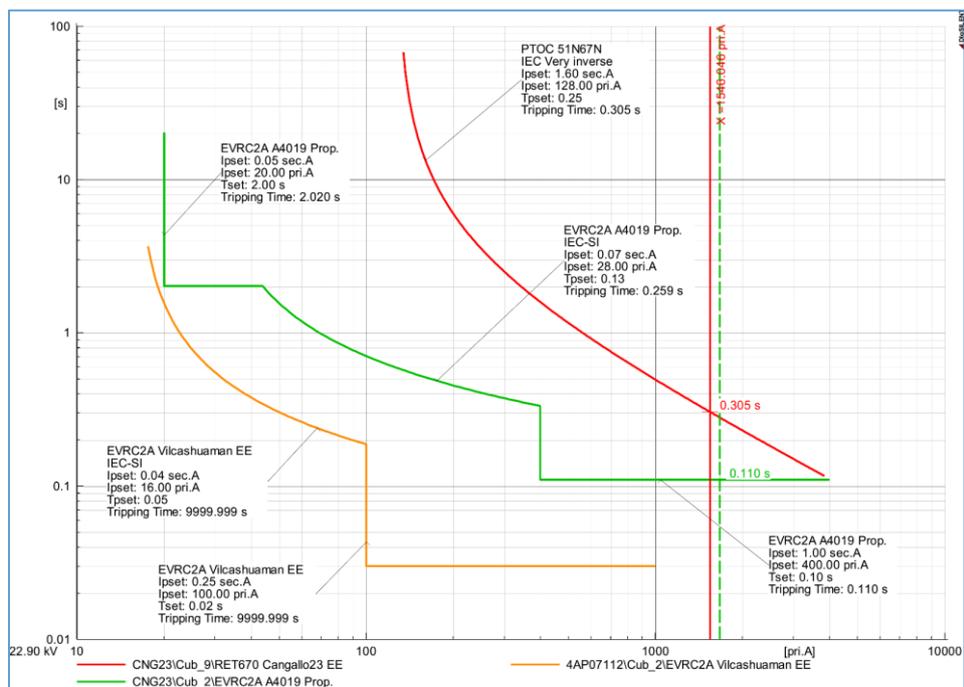
Fuente: Tabla N°24.

De las figuras coordinación de protección ante cortocircuito monofásico, se observa:

- Ante falla monofásica franca frente al recloser ENTEC de cabecera; este despeja la falla en 110ms y la protección de respaldo del relé RET670 lo hace en 305ms, de modo que el margen de coordinación es de 195ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica franca frente al recloser 4019-2; este despeja la falla en 20ms y la protección de respaldo del recloser ENTEC de cabecera lo hace en 413ms, de modo que el margen de coordinación es de 393ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica con 400 ohm de resistencia en el extremo remoto del alimentador; el recloser A4019-2 despeja la falla en 742ms, y el recloser ENTEC lo hace en 2.02s, tiempo considerado adecuado para este tipo de fallas.

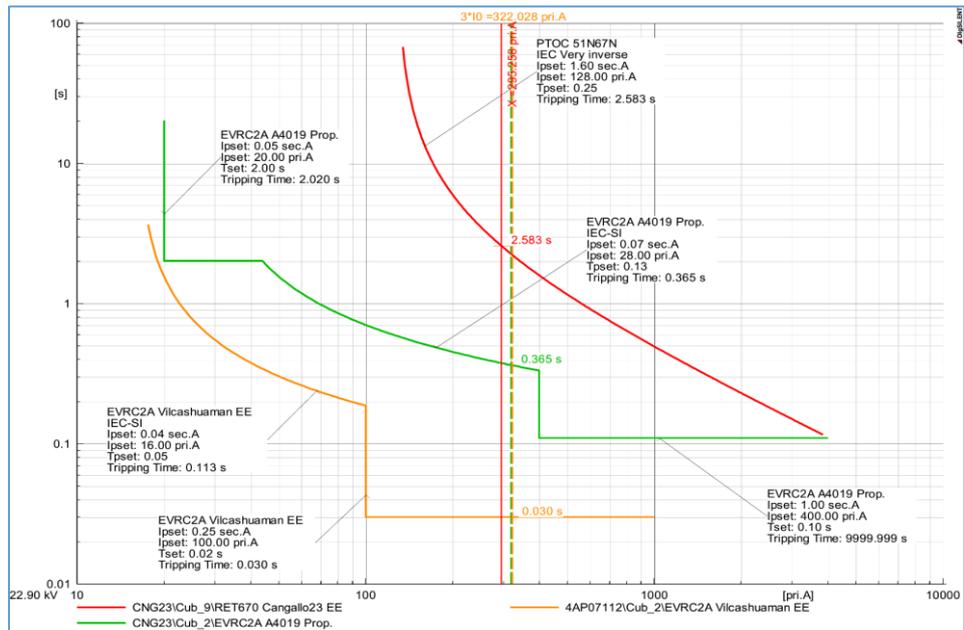
VILCASHUAMÁN

Figura 87: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4019.



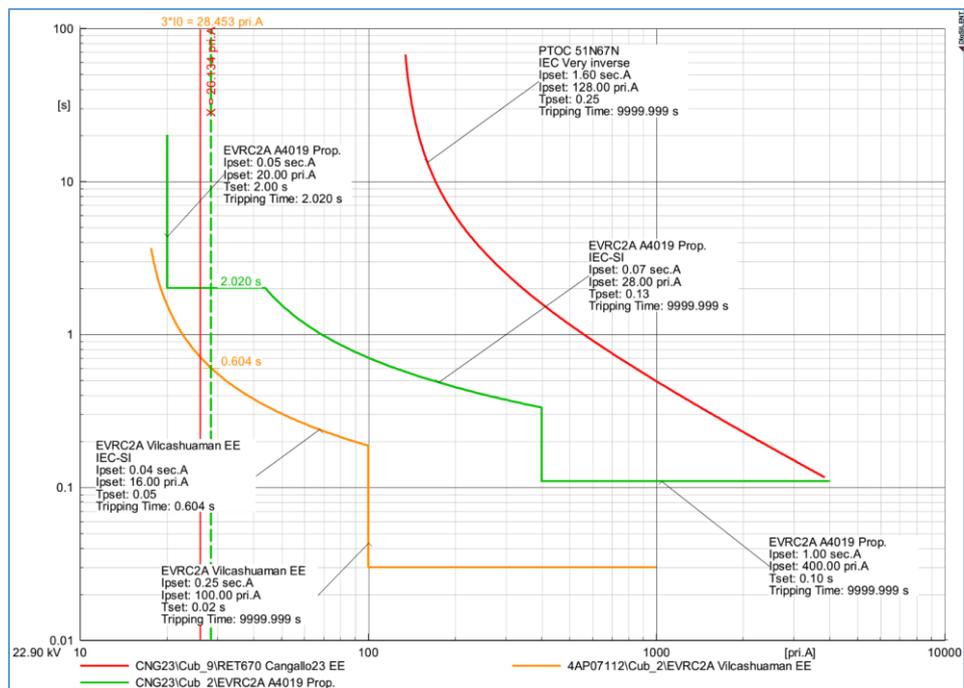
Fuente: Tabla N°24.

Figura 88: Cortocircuito 1ph en el recloser Vilcashuaman.



Fuente: Tabla N°24.

Figura 89: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.



Fuente: Tabla N°24.

De las figuras coordinación de protección ante cortocircuito monofásicos, se observa:

- Ante falla monofásica franca frente al recloser ENTEC de cabecera; este despeja la falla en 110ms y la protección de respaldo del relé RET670 lo hace en 305ms, de modo que el margen de coordinación es de 195ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica franca frente al recloser ENTEC de Vilcashuamán, este despeja la falla en 30ms y la protección de respaldo del recloser ENTEC de cabecera lo hace en 365ms, de modo que el margen de coordinación es de 335ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica con 400 ohm de resistencia en el extremo remoto del alimentador; el recloser ENTEC de Vilcashuamán despeja la falla en 604ms, y el recloser ENTEC lo hace en 2.02s, tiempo considerado adecuado para este tipo de fallas.

4.4.4.5. Ajuste de protección a tierra en el AMT A4020

Para este alimentador se propuso la implementación de dos recloser de marca NULEC con controlador ADVC, el cual denominaremos en adelante 4020-1 y 4020-2 y su ubicación en el alimentador se aprecia en el ANEXO 3.

La cabecera de este alimentador se encuentra protegido por un recloser ENTEC. Para poder implementar los nuevos recloser NULEC fue necesario el reajuste del recloser ENTEC de cabecera.

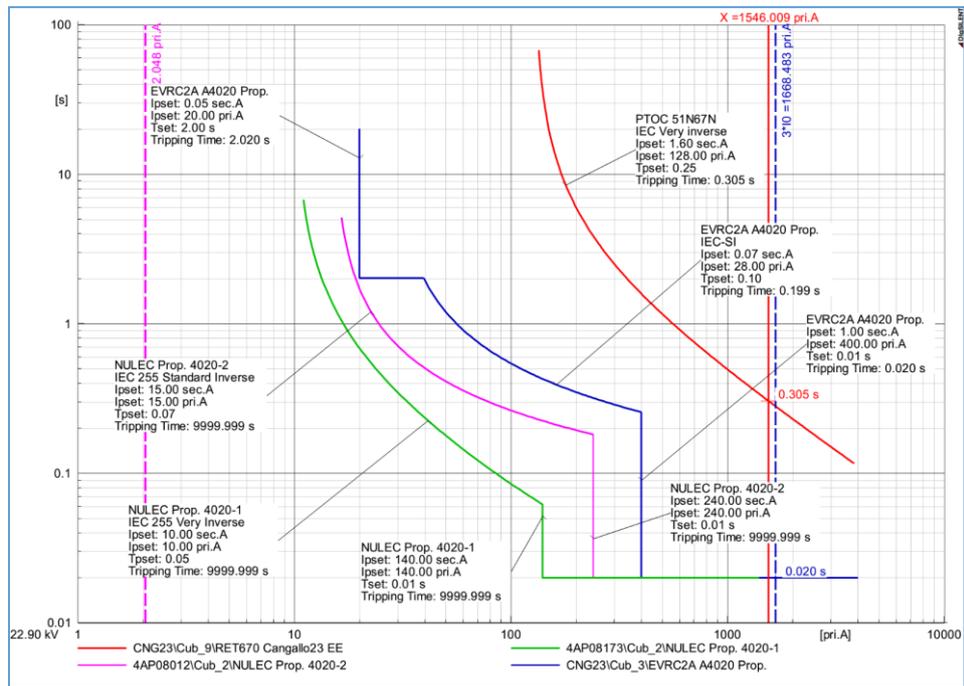
Los ajustes propuestos de los equipos de protección en el alimentador A4020 son:

Tabla 25: Ajustes de sobrecorriente a tierra propuestos en AMT A4020.

Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	lo>	to>	lo>>	to>>	I SEF	t SEF	Dir
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	128	0.25	---	---			
Rec. ENTEC	Alim. A4020	22.9	400/1	IEC SI	28	0.1	400	0.01	20	2	---
Rec. NULEC 4020-1	Alim. A4020	22.9	2000/1	IEC VI	10	0.05	140	0.01	---	---	---
Rec. NULEC 4020-2	Alim. A4020	22.9	2000/1	IEC SI	15	0.07	240	0.01	---	---	---

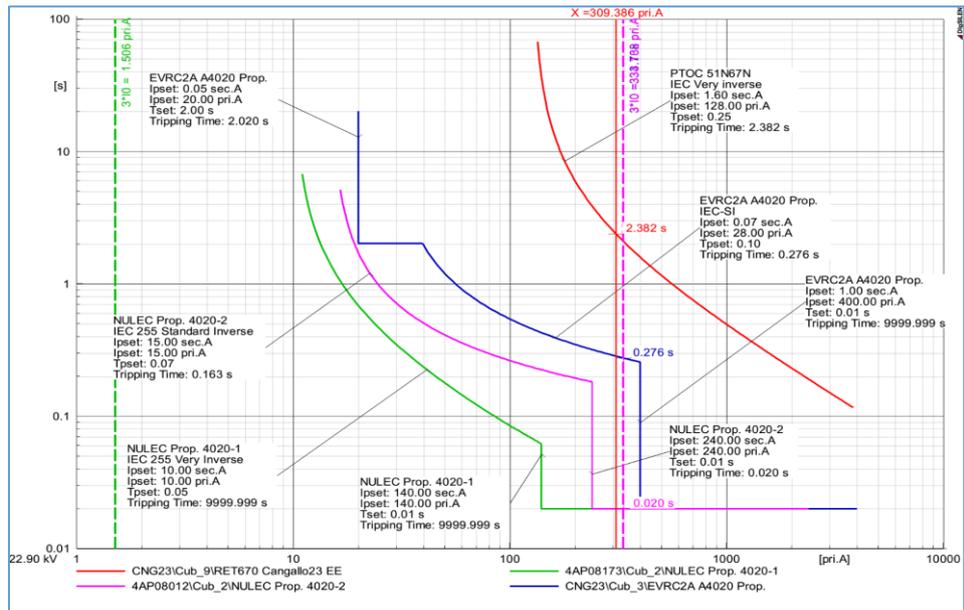
Fuente: Propia.

Figura 90: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4020.



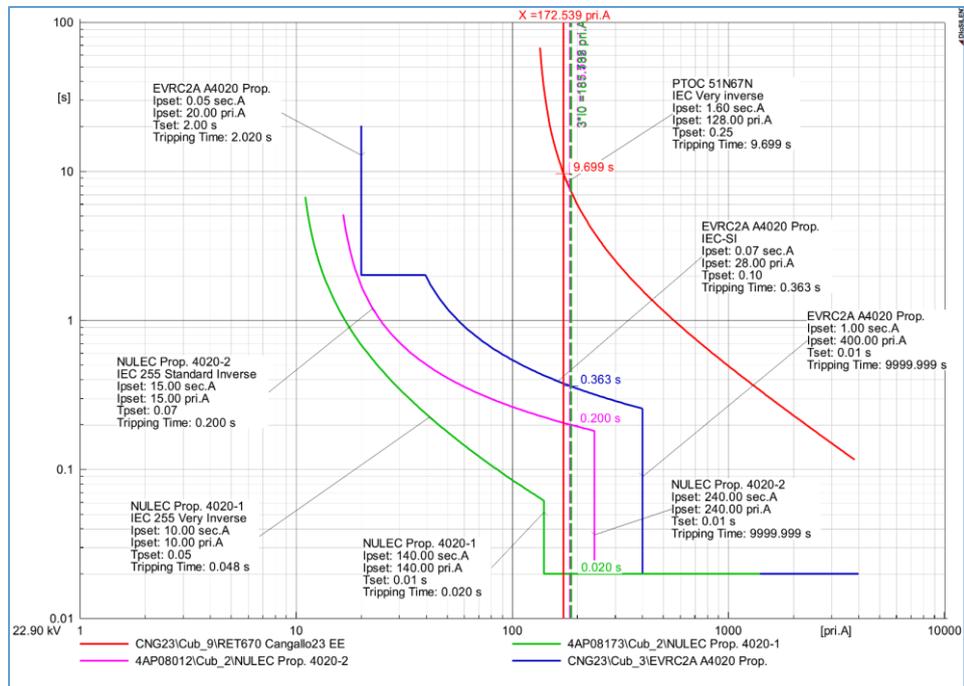
Fuente: Tabla N°25.

Figura 91: Cortocircuito 1ph en el recloser 4020-2.



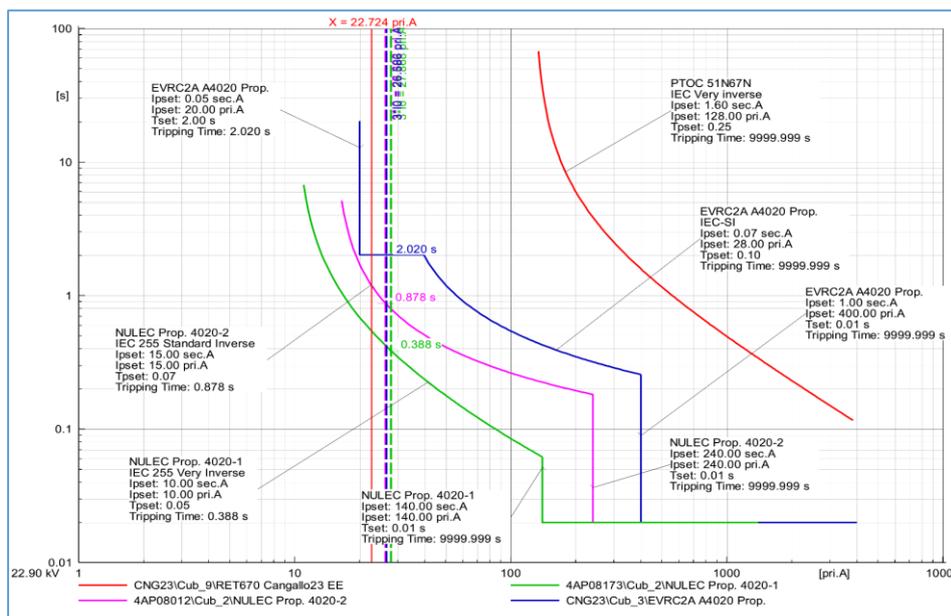
Fuente: Tabla N°25.

Figura 92: Cortocircuito 1ph en el recloser 4020-1.



Fuente: Tabla N°25.

Figura 93: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.



Fuente: Tabla N°25.

De las figuras coordinación de protección ante cortocircuito monofásicos, se observa:

- Ante falla monofásica franca frente al recloser ENTEC de cabecera; este despeja la falla en 20ms y la protección de respaldo del relé RET670 lo hace en 305ms, de modo que el margen de coordinación es de 285ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica franca frente al recloser 4020-2; este despeja la falla en 20ms y la protección de respaldo del recloser ENTEC de cabecera lo hace en 276ms, de modo que el margen de coordinación es de 256ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica con 400 ohm de resistencia en el extremo remoto del alimentador; el recloser A4020-1 despeja la falla en 388ms, y el recloser 4020-2 lo hace en 878ms, tiempo considerado adecuado para este tipo de fallas.

4.4.4.6. Ajuste de protección a tierra en el AMT A4023

Para este alimentador se propuso la implementación de un recloser de marca NULEC con controlador ADVC, el cual denominaremos en adelante 4023-1 y su ubicación en el alimentador se aprecia en el ANEXO 3.

La cabecera de este alimentador se encuentra protegido por un recloser ENTEC con controlador EVRC2A. Para poder implementar los nuevos recloser NULEC fue necesario el reajuste del recloser ENTEC de cabecera.

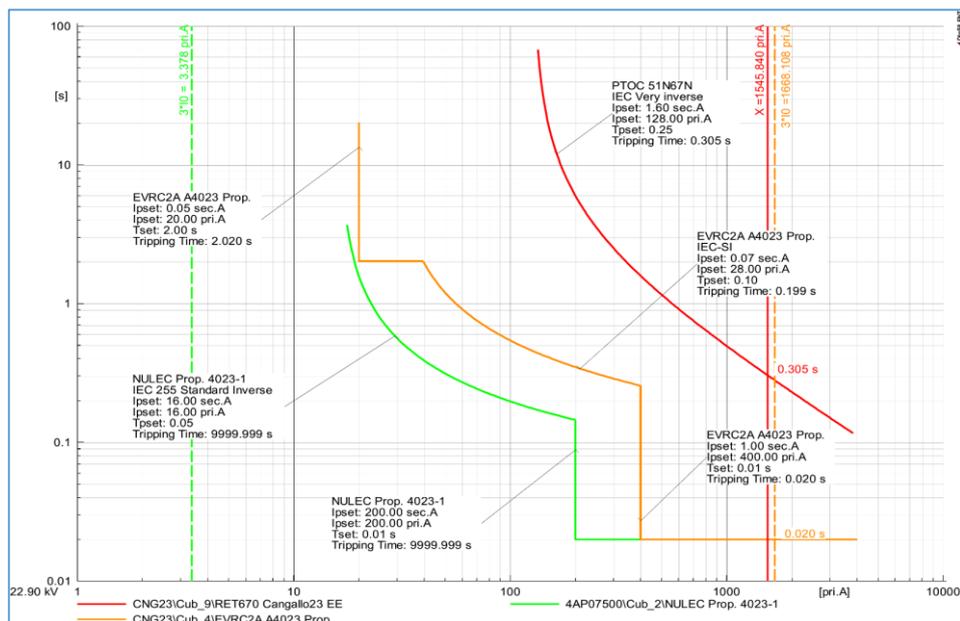
Los ajustes propuestos de los equipos de protección en el alimentador A4023 son:

Tabla 26: Ajustes de sobrecorriente a tierra propuestos en AMT A4023.

Relé	Ubic. Cod.	kV	TC	curva	lo>	to>	lo>>	to>>	I SEF	t SEF	Dir
ABB RET670	Barra	23	400/5	IEC VI	128	0.25	---	---			
ENTEC EVRC2A	Alim. A4023	22.9	400/1	IEC SI	28	0.1	400	0.01	20	2	---
Rec. NULEC 4023-1	Alim. A4023	22.9	2000/1	IEC SI	16	0.05	200	0.01	---	---	---

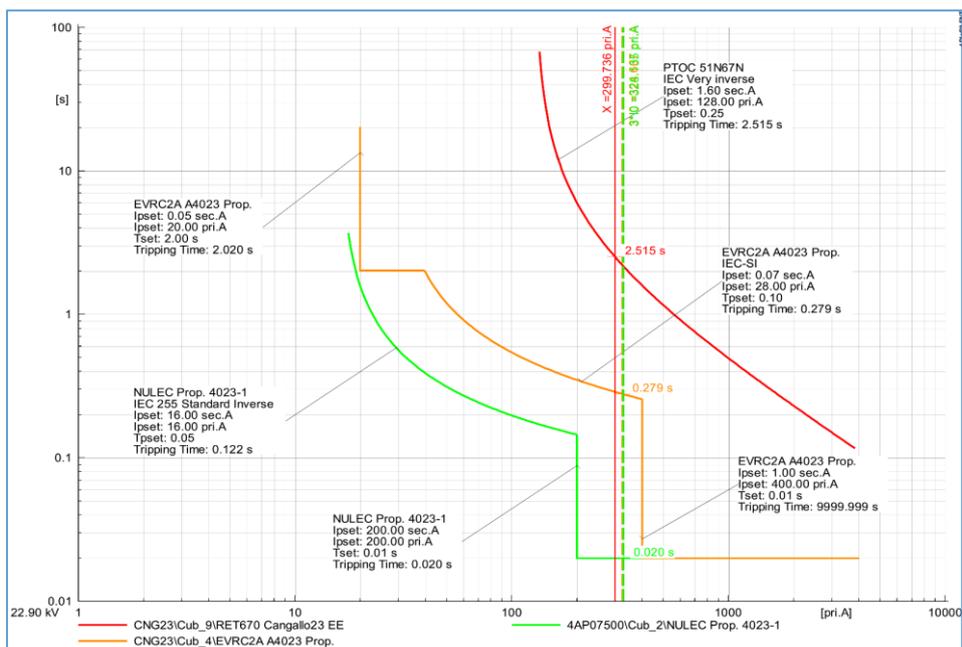
Fuente: Propia.

Figura 94: Cortocircuito 1ph máximo AMT A4023.



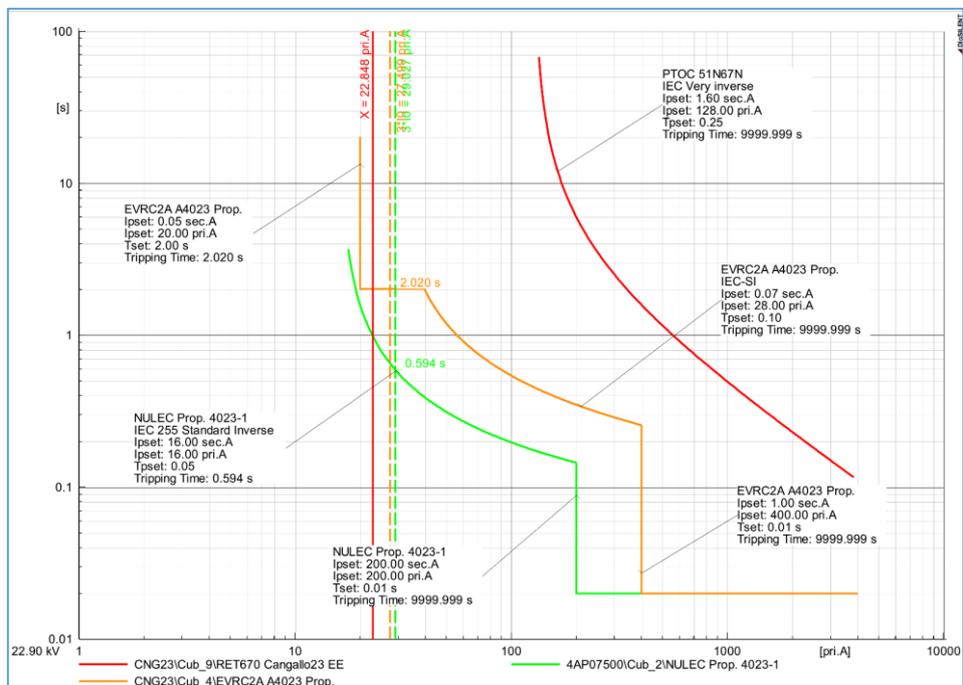
Fuente: Tabla N°26.

Figura 95: Cortocircuito 1ph en el recloser 4023-1.



Fuente: Tabla N°26.

Figura 96: Cortocircuito 1ph mínimo con 400 ohm.



Fuente: Tabla N°26.

De las figuras coordinación de protección ante cortocircuito monofásicos, se observa:

- Ante falla monofásica franca frente al recloser ENTEC de cabecera; este despeja la falla en 20ms y la protección de respaldo del relé RET670 lo hace en 305ms, de modo que el margen de coordinación es de 285ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica franca frente al recloser 4023-1; este despeja la falla en 20ms y la protección de respaldo del recloser ENTEC de cabecera lo hace en 279ms, de modo que el margen de coordinación es de 259ms, lo cual es adecuado.
- Ante falla monofásica con 400 ohm de resistencia en el extremo remoto del alimentador; el recloser A4023-1 despeja la falla en 594ms, y el recloser ENTEC lo hace en 2.02s, tiempo considerado adecuado para este tipo de fallas.

4.5. PRUEBA DE HIPÓTESIS.

Tabla 27: Comparación del análisis de flujo de carga.

Alimentador	ANTES		PROPUESTO	
	CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
A4020	X		X	
A4014	X		X	
A4015	X		X	
A4019	X		X	
A4021	X		X	
A4022	X		X	

Fuente: Elaboración Propia.

Interpretación: En la tabla se observa que al correr el flujo de carga en los alimentadores se cumple con cumplir con la NTCSE (Norma técnica de calidad de servicios eléctricos rurales) en niveles de tensión en todos los alimentadores.

Tabla 28: Comparación de la evaluación en cortocircuito.

Alimentador	ANTES		PROPUESTO	
	CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
A4020		X	X	
A4014		X	X	
A4015		X	X	
A4019		X	X	
A4021		X	X	
A4022		X	X	

Fuente: Elaboración Propia.

Interpretación: En la tabla se observa que, con la propuesta de los dispositivos de protección se garantiza la operatividad y confiabilidad del sistema eléctrico rural por lo tanto se logra cumplir con la NTCSER (Norma técnica de calidad de servicios eléctricos rurales) en niveles de tensión en todos los alimentadores.

Por lo tanto, aceptamos la hipótesis:

Los ajustes de protección propuestos permitirán cumplir con la NTCSER (Norma técnica de calidad de servicios eléctricos rurales) en niveles de tensión a partir del funcionamiento de los dispositivos de protección en los alimentadores del SER (Sistema eléctrico rural) Cangallo para el año 2019.

4.6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

4.6.1. DISCUSIÓN DEL FLUJO DE CARGA.

Los resultados obtenidos en el ítem “4.2.” donde se hallaron el perfil de tensión de los alimentadores en los años 2018 y 2019, en máxima y mínima demanda; se observó cómo en cada alimentador se cumplía con los niveles de acuerdo a la NTCSER. Pero los perfiles de tensión tomarían valores distintos cuando se presenten contingencias como la pérdida de un ramal del sistema eléctrico ante una falla.

4.6.2. DISCUSIÓN DE RESULTADOS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR A4015.

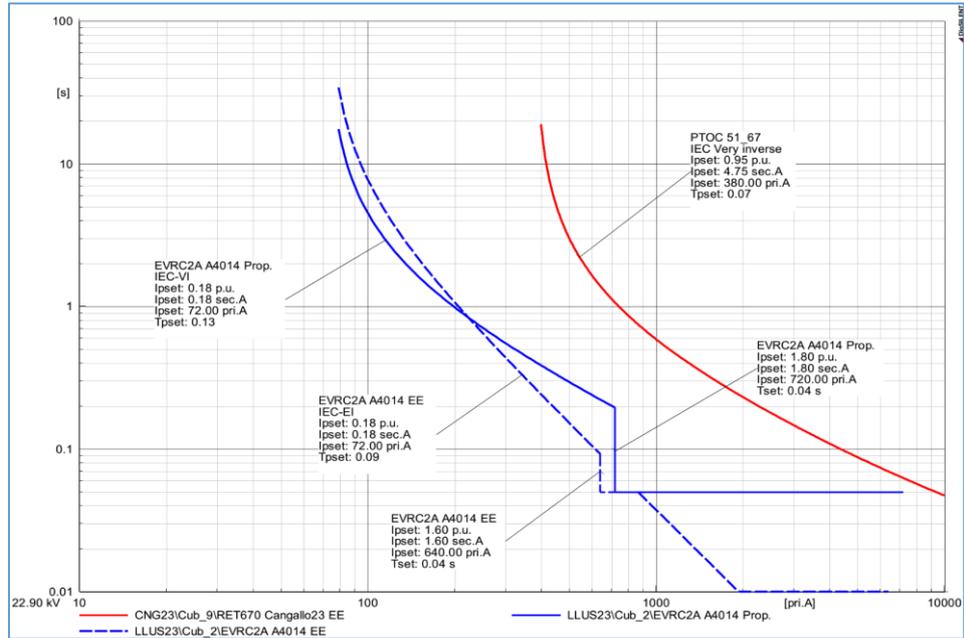
El alimentador A4015 cuenta con 3 equipos de protección involucrados, de la cual una será reemplazada (cambio del recloser ENTEC por NULEC), realizado este cambio se procedió con el ajuste de protección del nuevo recloser, pero manteniendo el ajuste de los dispositivos de protección existentes involucrados en este alimentador y verificado en las figuras del ítem “ajuste de protección de fases” y el ítem de “ajuste de protección a tierra” en los resultados. Los ajustes propuestos cambiarán cuando se tome otro ajuste de protección de referencia “RET670”.

4.6.3. DISCUSIÓN DE RESULTADOS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR A4014.

En este alimentador se implementó un recloser de marca NULEC, además se realizó el reajuste del relé ENTEC “ver figura 97 y figura 98” para protección de fase y tierra respectivamente, como se observa en estas figuras, la curva de selectividad del dispositivo se desplazó a la derecha debido al incremento de corriente, producido por el incremento de la demanda de energía.

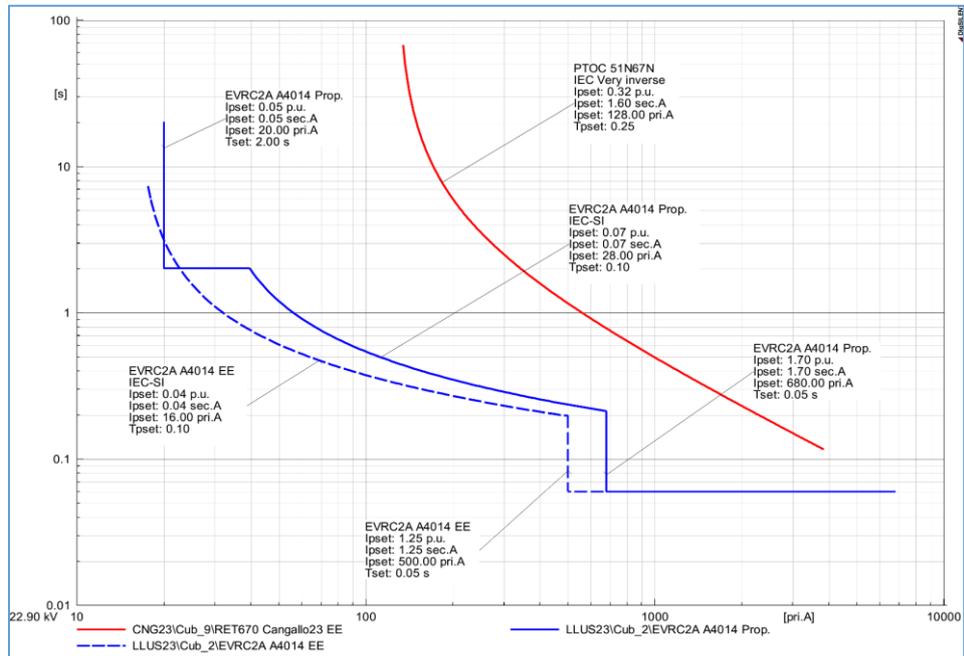
Los ajustes propuestos tomarán valores distintos, si se toma otra curva tiempo – corriente de referencia “RET670”.

Figura 97: Ajuste de protección de fases propuesto y existente AMT A4014.



Fuente: Propia.

Figura 98: Ajuste de protección de tierra propuesto y existente AMT A4014.



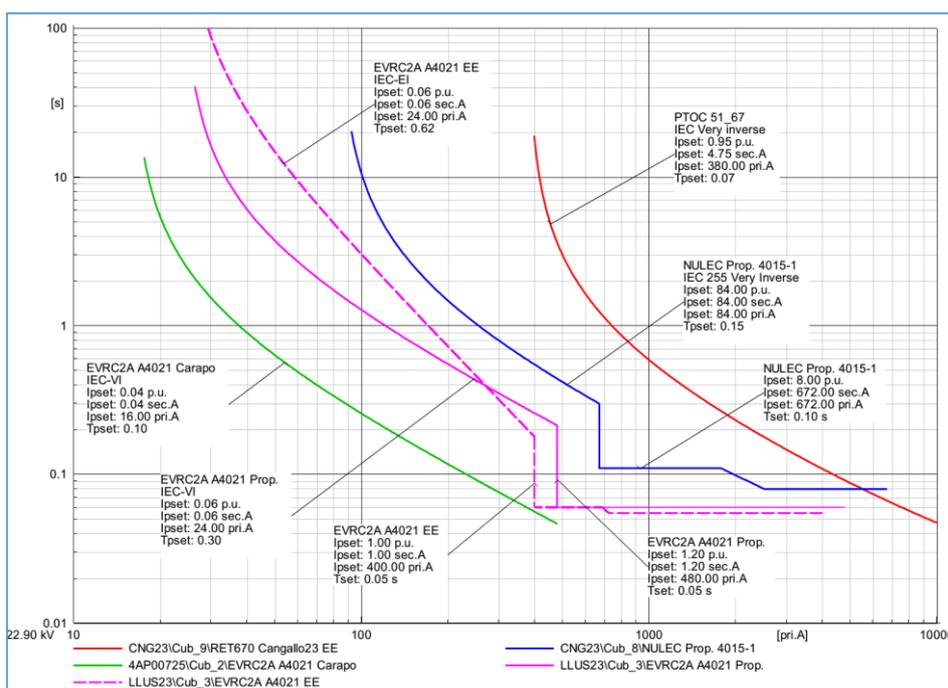
Fuente: Propia.

4.6.4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR A4021.

En la figura 99 y 100 se muestra las curvas de los ajustes existentes y propuestos para los equipos de protección de fase y tierra en el alimentador A4021. La curva con líneas entrecortadas muestra el ajuste existente y la línea continua, la propuesta. Los ajustes propuestos cambiarían cuando se tome otro ajuste de protección de referencia "RET670".

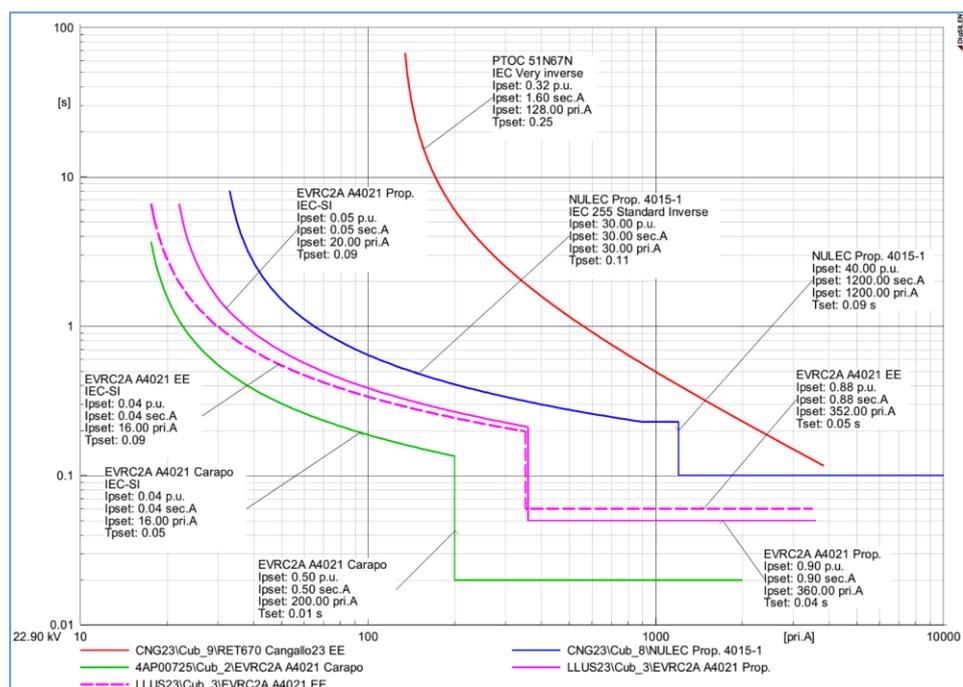
La curva tiempo - corriente del relé existente ENTEC EVRC2A fue desplazada de la su ubicación anterior debido a la entrada del relé NULEC y como se muestra en el ítem de resultados de ajuste de protección de fase y tierra, la coordinación de protección cumple con los criterios establecidos por el COES.

Figura 99: Ajuste de protección de fases propuesto y existente AMT A4021.



Fuente: Propia.

Figura 100: Ajuste de protección de tierra propuesto y existente AMT A4021.



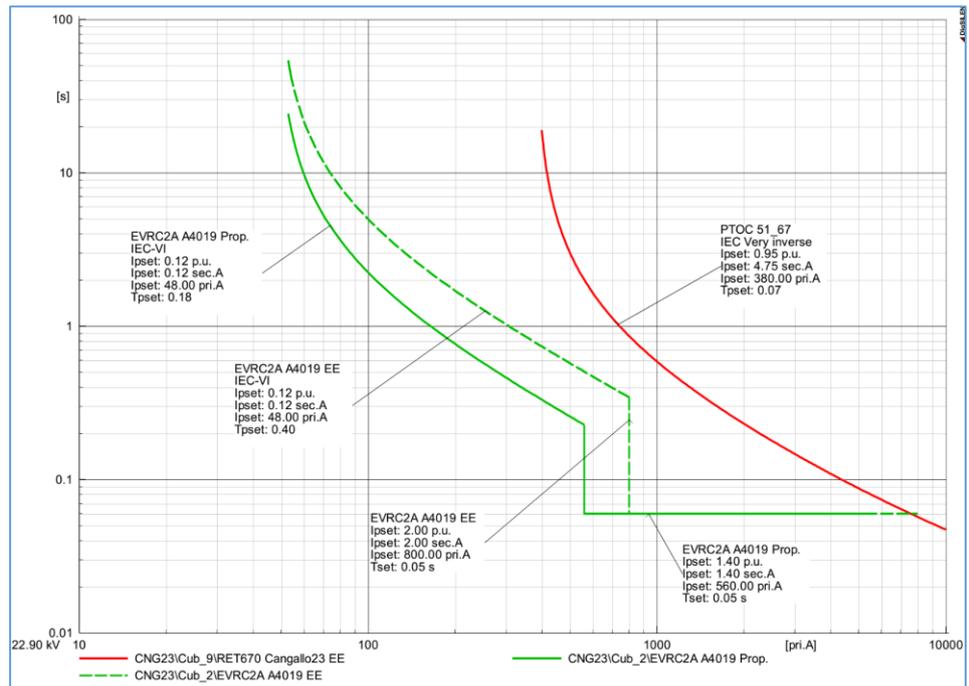
Fuente: Propia.

4.6.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR A4019.

En la figura 101 y 102 se muestra las curvas de los ajustes existentes y propuestos para los equipos de protección de fase y tierra en el alimentador A4019. La curva con líneas entrecortadas muestra el ajuste existente y la línea continua, la propuesta. Los ajustes propuestos cambiarán cuando se tome otro ajuste de protección de referencia “RET670”.

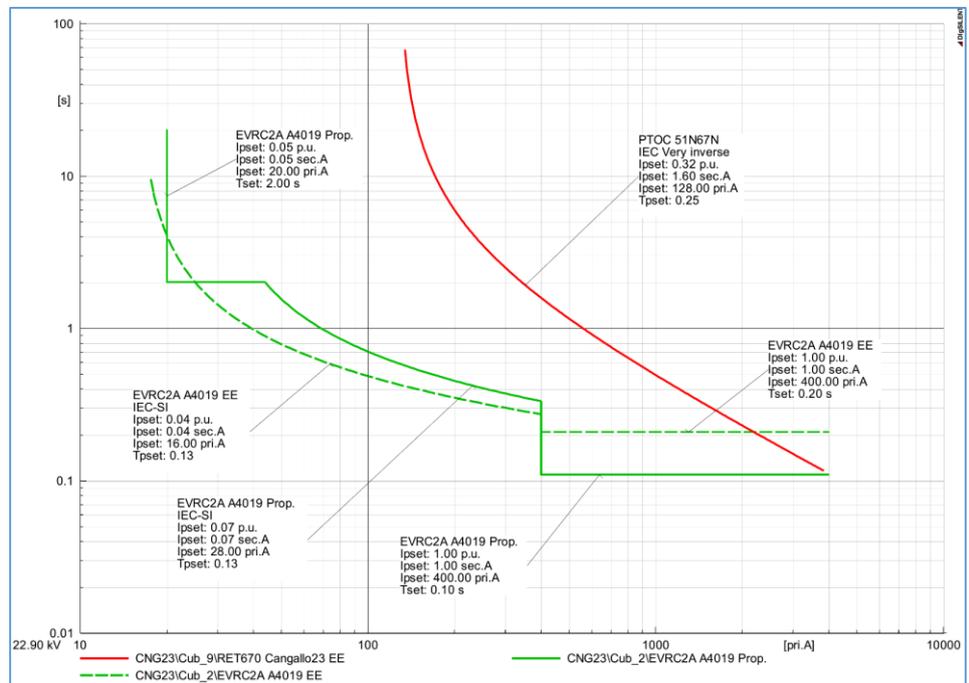
La curva tiempo - corriente del relé existente ENTEC EVRC2A fue desplazada de su ubicación anterior debido a la entrada del relé NULEC y como se muestra en el ítem de resultados de ajuste de protección de fase y tierra, la coordinación de protección cumple con los criterios establecidos por el COES.

Figura 101: Ajuste de protección de fases propuesto y existente AMT A4019.



Fuente: Propia.

Figura 102: Ajuste de protección de tierra propuesto y existente AMT A4019.



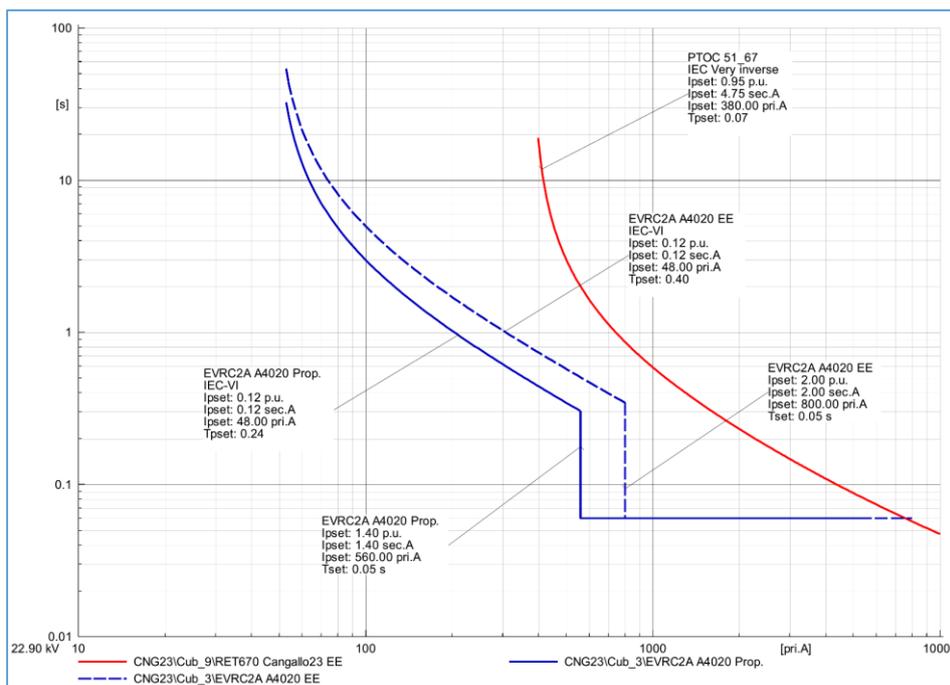
Fuente: Propia.

4.6.6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR A4020.

En la figura 103 y 104 se muestra las curvas de los ajustes existentes y propuestos para los equipos de protección de fase y tierra en el alimentador A4020. La curva con líneas entrecortadas muestra el ajuste existente y la línea continua, la propuesta. Los ajustes propuestos cambiarán cuando se tome otro ajuste de protección de referencia "RET670".

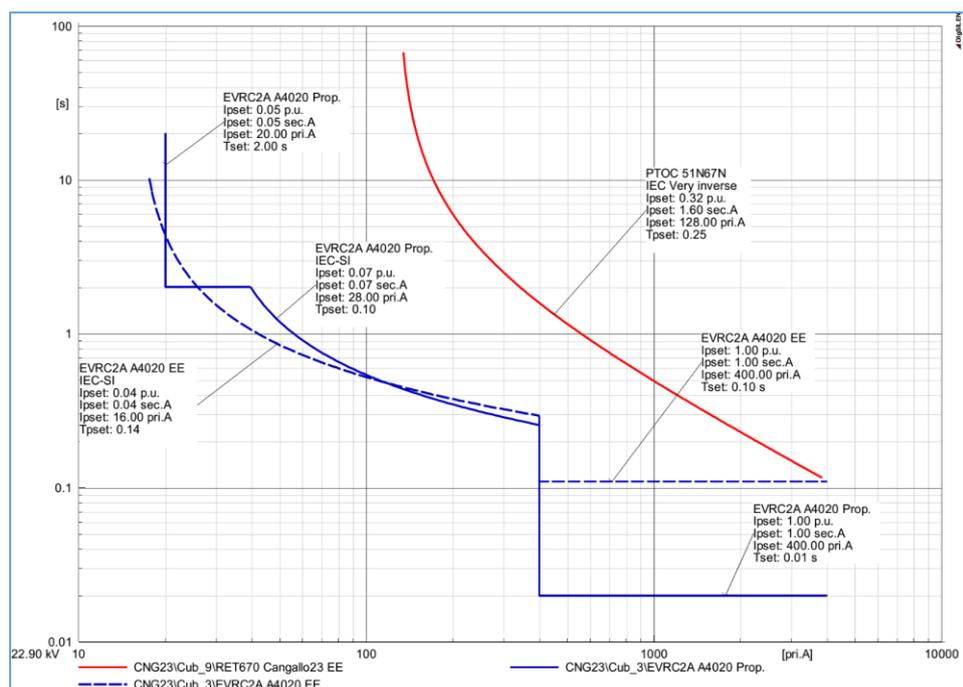
La curva tiempo - corriente del relé existente ENTEC EVRC2A fue desplazada de su ubicación anterior debido a la entrada del relé NULEC y como se muestra en el ítem de resultados de ajuste de protección de fase y tierra, la coordinación de protección cumple con los criterios establecidos por el COES.

Figura 103: Ajuste de protección de fases propuesto y existente AMT A4020.



Fuente: Propia.

Figura 104: Ajuste de protección de tierra propuesto y existente AMT A4020.



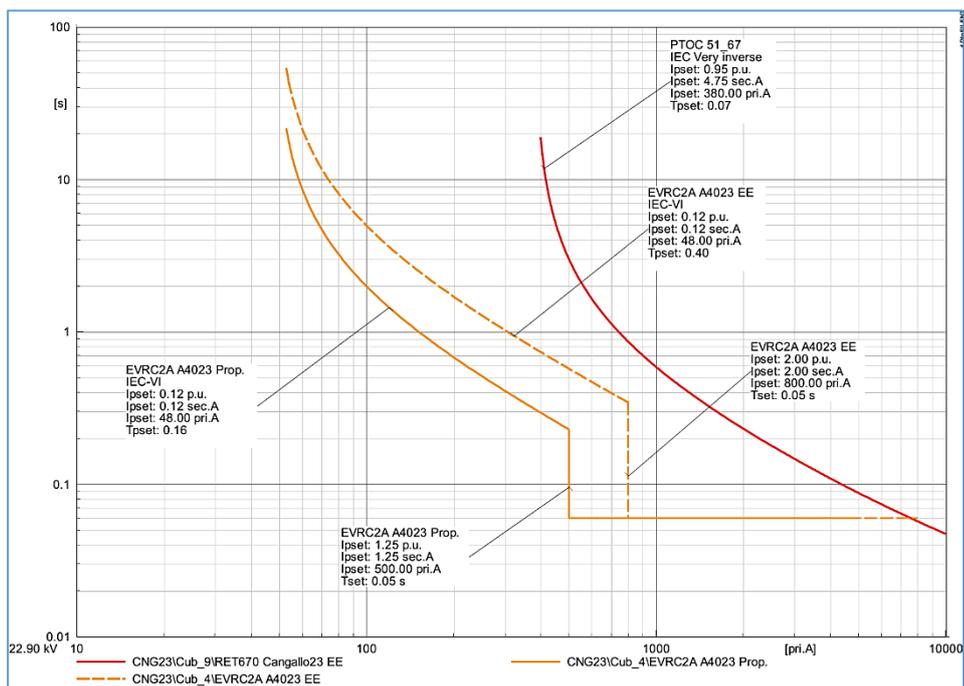
Fuente: Propia.

4.6.7. DISCUSIÓN DE RESULTADOS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR A4023.

En la figura 105 y 106 se muestra las curvas de los ajustes existentes y propuestos para los equipos de protección de fase y tierra en el alimentador A4023. La curva con líneas entrecortadas muestra el ajuste existente y la línea continua la propuesta. Los ajustes propuestos cambiarán cuando se tome otro ajuste de protección de referencia “RET670”.

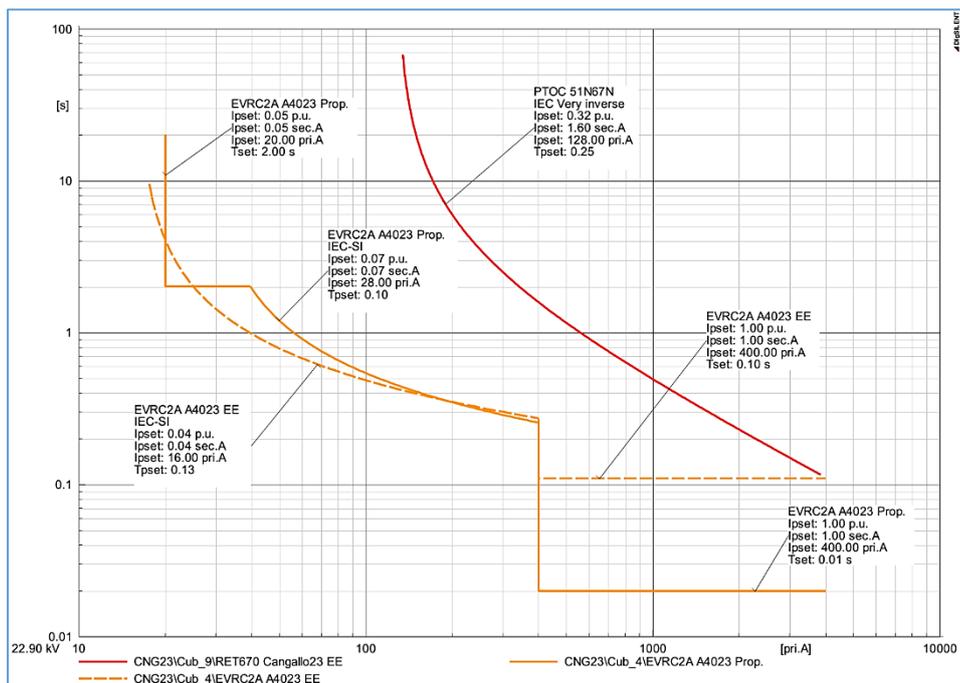
La curva tiempo - corriente del relé existente ENTEC EVRC2A fue desplazada de la su ubicación anterior debido a la entrada del relé NULEC y como se muestra en el ítem de resultados de ajuste de protección de fase y tierra, la coordinación de protección cumple con los criterios establecidos por el COES.

Figura 105: Ajuste de protección de fases propuesto y existente AMT A4023.



Fuente: Propia.

Figura 106: Ajuste de protección de tierra propuesto y existente AMT A4023.



Fuente: Propia.

CONCLUSIONES

1. Se ha cumplido con evaluar la coordinación del sistema de protección para garantizar la selectividad de los mismos en salvaguarda de la calidad y seguridad del sistema ante el incremento de demanda del SER Cangallo.
2. Se verificó los niveles de tensión de los alimentadores, los cuales cumplen con no sobrepasar los límites de $\pm 6\%$ en magnitud de tensión de acuerdo a la NTC SER.
3. La presente tesis incluye el análisis para la protección, mediante fusibles, de transformadores de distribución mostrando características de corriente nominal, corriente inrush, corriente de carga fría y curva de daño térmico para transformadores de distribución en 22.9kV, 3 hilos y 13.2KV, 1 hilo MRT.
4. Para el desarrollo de ajustes de protección se asumió que el lado de alta tensión de las subestaciones de distribución presenta un conexionado con neutro aislado. Motivo por el cual las subestaciones de distribución no aportan corriente a las fallas monofásicas.
5. En el sistema eléctrico rural se consideró línea troncal (líneas con corriente mayor a 15A), para las cuales se propuso usar seccionamientos solo como maniobra con fusibles de 140k.
6. El recloser ENTEC del alimentador A4015 lado de SE Cangallo se está reemplazando por un recloser marca NULEC. Además, se propuso mantener activado la función direccionalidad del relé GE F650 del alimentador A4015 lado SE Llusita.
7. Se está proponiendo el reajuste de los relés existentes en las cabeceras de los alimentadores A4014, A4019, A4020, A4021 y A4023. Tomando como referencia de coordinación de protección el relé RET670 del lado de 23kV SE Cangallo.
8. La verificación de la selectividad de los dispositivos de protección se realizó mediante la simulación de falla trifásicas en el alimentador respectivo, falla trifásica más cercana el dispositivo de protección, falla bifásica franca y falla bifásica con resistencia de falla de 20 ohm.
9. Para la determinación de la corriente de arranque de las unidades de sobrecorriente de tierra se ha simulado fallas en el extremo remoto del alimentador con resistencia de falla de 400 ohm.
10. Al proponer los ajustes de protección se garantiza la operatividad y confiabilidad en los alimentadores del sistema eléctrico rural de la provincia de Cangallo para el año

2019, cumpliendo de esa manera los niveles de tensión establecidos en la norma técnica de calidad de servicios eléctricos rurales.

11. Se verifico el adecuado nivel de tensión establecido por la norma técnica de calidad de servicios eléctricos rurales en los alimentadores del sistema eléctrico rural de la provincia de Cangallo para el año 2019.
12. A partir de las evaluaciones en cortocircuito se verifica el cumplimiento de la norma técnica de calidad de servicios eléctricos rurales en niveles de tensión gracias a los dispositivos de protección propuestos.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar el estudio de confiabilidad con los nuevos ajustes de los equipos de protección del sistema eléctrico de distribución Cangallo debido al cambio de operatividad.
2. En las troncales donde las corrientes superan los 15A se recomienda no cambiar los seccionamientos de maniobra propuestos con fusibles de 140k porque al hacerlo interferirán con la coordinación de protección.
3. Los seccionamientos ubicados entre dos recloser, se debe implementar solo fusibles de maniobra, porque si estos se fusionan interferirán negativamente en la función de recierre de los recloser.
4. Se recomienda que los fusibles de los seccionamientos sobre la troncal y próximos al relé de cabecera sean solo de maniobra para ello se propuso emplear fusibles de 140k.

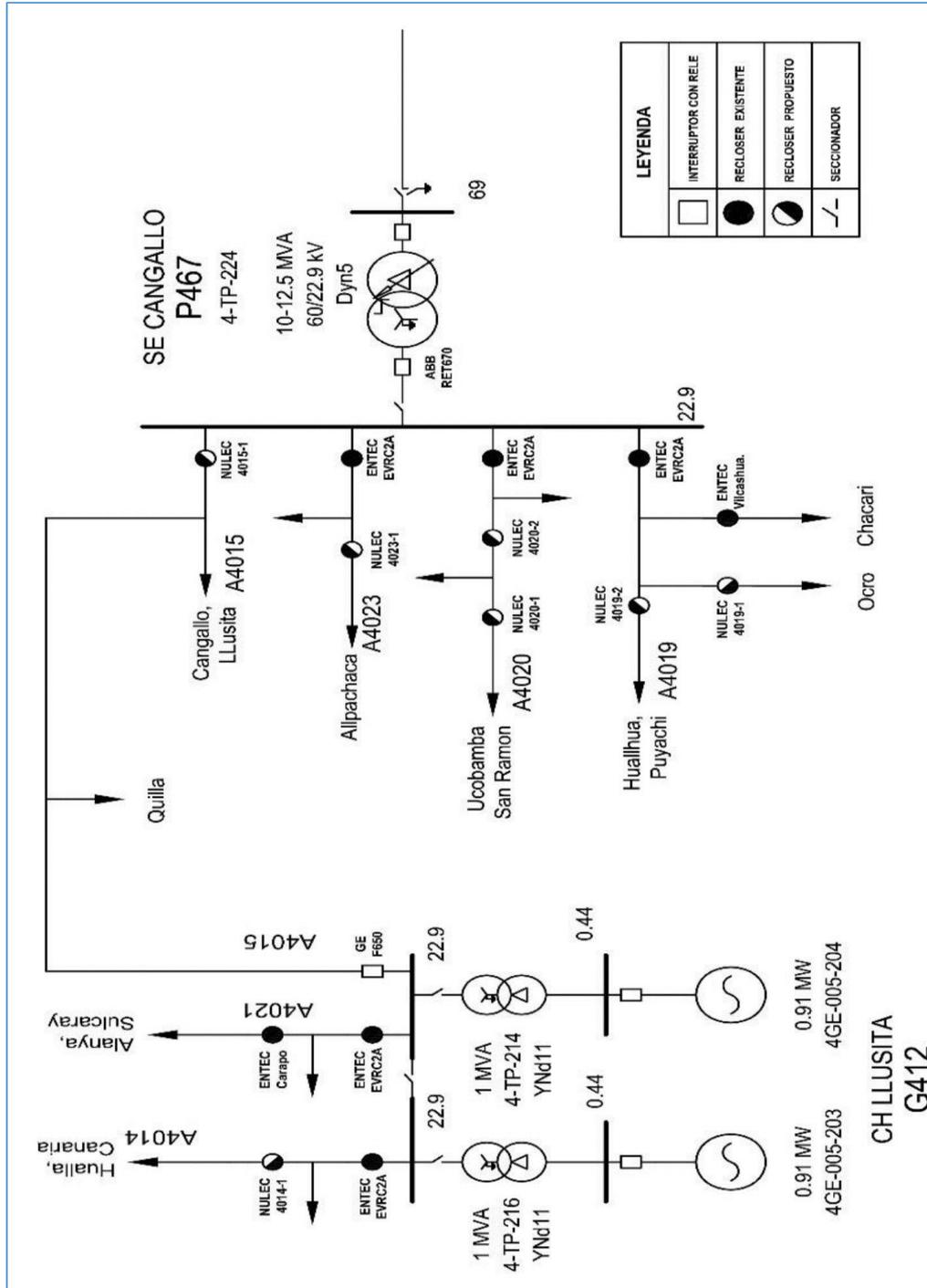
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Ministerio de Energía y Minas.** *Plan Energético Nacional 2014-2025.* Lima : s.n., 2014.
2. **Mcfadyen, Steven.** myElectricalEngineering. *myElectricalEngineering.* [En línea] 2 de Abril de 2012. [Citado el: 12 de Enero de 2019.] [https://myelectrical.com/notes/entryid/159/electromechanical-relays#myID1310032.](https://myelectrical.com/notes/entryid/159/electromechanical-relays#myID1310032)
3. **HERRERA DOMÍNGUEZ, Mike Alex.** *Estudio de la Coordinación de las Protecciones para Mejorar la Selectividad en el Alimentador de Media Tensión TSU-016 de Hidrandina S.A, La Libertad 2015.* Universidad César Vallejo, Trujillo : 2015.
4. **Chavesta Aquino, Jose Luis.** *Metodología para la Actualización de estudios de Coordinación de Protección de un Sistema Eléctrico Interconectado.* Universidad Nacional del Callao, Lima : 2013.
5. **Alcalá Gonzáles, Daniel.** *Coordinacion de Protecciones en Redes Eléctricas con Generación Distribuida.* Universidad Carlos III de Madrid, Leganés : 2016.
6. **Cuevas Camacho, Alfredo y Hernandez Quintero, Jorge Epigenio.** *Coordinacion de Protecciones en un Sistema de Distribución.* Instituto Politecnico Nacional, México, D.F. : 2013.
7. **Andersson, Göran.** *Power System Analysis.* Zürich : ITET ETH Zürich, 2012. 227-0526-00.
8. **CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION DEL SEIN. SISTEMA, COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL.** Lima : s.n., 2014.
9. **Hidalgo Aliaga, Domingo Fernando.** *Sistema de Protección de la Línea de Subtransmisión Pomabamba - Huari en 60 Kv.* Universidad Nacional del Centro del Perú, Huancayo : 2013.
10. **Toribio Salazar, Albert Paul.** *Ánálisis de Pre-Operatividad de la Línea de Transmisión Carhuaquero - Cajamarca Norte - Caclíc para su Interconexión al SEIN en 220 Kv.* Universidad Nacional del Centro del Perú, Huancayo : 2015.
11. **COES-SINAC.** *Criterios de ajuste y coordinación de Protección SEIN.* Perú : s.n., Julio de 2014.
12. *La Industria de la Electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país.* **Osinergmin.** 2017-01864, Lima : Gráfica Biblios S.A., 2017. 978-612-47350-0-4.
13. **BEAMA.** *Guide to Surge Protection Devices (SPDs): selection, application and theory.* 2014.
14. **Medina Gaspar, Alex.** *EVALUACIÓN DE LAS PROTECCIONES ANTE EL INCREMENTO DE LA DEMANDA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO BAGUA-JAEN Y LAS REPERCUSIONES AL SEIN.* Universidad Nacional del Centro del Perú, Huancayo : 2018.
15. **OSINERGMIN.** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. [En línea] 24 de 05 de 2008. [Citado el: 12 de 05 de 2019.] [http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/RD-016-2008-EM-DGE.pdf.](http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/RD-016-2008-EM-DGE.pdf)
16. **Cegarra Sánchez, Jose.** *Metodología de la investigación científica y tecnológica.* . Madrid : Ediciones Díaz de Santos, 2004. 84-7978-624-8.
17. **Rodríguez Araínga, Walabonso.** *GUIA de Investigación Científica.* Lima : Fondo Editorial, 2011. 978-612-4109-04-1.
18. **Hernández Sampieri, Roberto, Fernández Collado, Carlos y Baptista Lucio, María del Pilar.** *Metodología de la Investigación.* Mexico : MCGRAW - HILL, 2014. 978-1-4562-2396-0.

19. **Herrera Dominguez , Mike Alex.** *Estudio de coordinación de las protecciones para mejorar la selectividad en el alimentador de media tension TSU-016 de Hidrandina S.A.* La Libertad : s.n., 2015.
20. **COES-SINAC.** *Estudio de coordinación de las protecciones del SEIN.* Perú : s.n., 2005.
21. **Vilca Choque, Miguel Angel y Quisiyupanqui Cusiquispe, Jhon Edgar.** *Estudio de coordinacion de protecciones en la subestacion Dolorespata acorde a la nueva topologia en alta y media tensión para el año 2018.* Cusco : s.n., 2015.
22. **IEEE Std 242-2001.** *IEEE Recommended practice for protection and coordinacion of industrial and comercial power systems.* s.l. : IEEE-SA Standars Board 2000, 2001.
23. **IEEE Std C37.113-1999.** *IEEE Guide for protective relay applications to transmision lines.* s.l. : IEEE-S.A Standards Board, 2000.
24. **Chavesta Aquino, Jose Luis.** *Metodologia para elaborar la actualización de estudios de coordinacion de protecciones de un sistema eléctrico interconetado.* Universidad Nacional del Callao, Lima : s.n., 2013.
25. *Protección de Sistemas electricos de Potencia.* **Orduña, Eduardo y Peralta, Washington.** Argentina : s.n., 2002, Instituto de Energia Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan.
26. **Bernal, César Augusto.** *Metodologia de la Investigación.* Colombia : Tercera Edición Pearson, 2010.
27. **Alcalá Gonzáles, Daniel.** *Coordinación de protecciones en las redes electricas con generación distribuida.* Universidad Carlos III de Madrid, Leganés : s.n., 2016.
28. **Cueva Camacho, Alfredo y Hernadez Quintero, Jorge Epigmenio.** *Coordinación de protecciones en un sistema de dsitribución.* México : s.n., 2013.
29. **Hernández, Roberto, Fernández, Carlos y Baptista, Maria del Pilar.** *Metodología de la Investigación.* México : McGraw - Hill, 2014.
30. **wañter.** *historia.* mexico : s.n., 1445.

ANEXOS

ANEXO 1: SER CANGALLO.



ANEXO 2: PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS, ESTRUCTURAS Y TRANSFORMADORES.

Parámetro de las líneas:

Nombre	I nom.	Resistencia	RMG	Inductancia interna
	kA	ohm/km	mm	mH/km
Al016mm ²	0.1	2.09	1.851	0.064
Al021.1mm ²	0.114	1.58	2.14	0.0635
Al025mm ²	0.125	1.31	2.36	0.064
Al035mm ²	0.16	0.952	2.759	0.064
Al050mm ²	0.195	0.663	3.303	0.064
Al070mm ²	0.235	0.484	4.09	0.556
Cu025mm ²	0.188	0.741	2.323	0.064
Cu035mm ²	0.229	0.524	2.723	0.064

Fuente: Electrocentro S.A.

Parámetros de las estructuras:

Nombre	N° de fases	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Tipo MRT 22.9kV	1	-1.2	0	0	10	0	0
Tipo bifásico 22.9kV	2	0	0.8	0	10.5	10	0
Tipo trifásico 22.9kV	3	-1.2	0	1.2	10	10.5	10

Fuente: Electrocentro S.A.

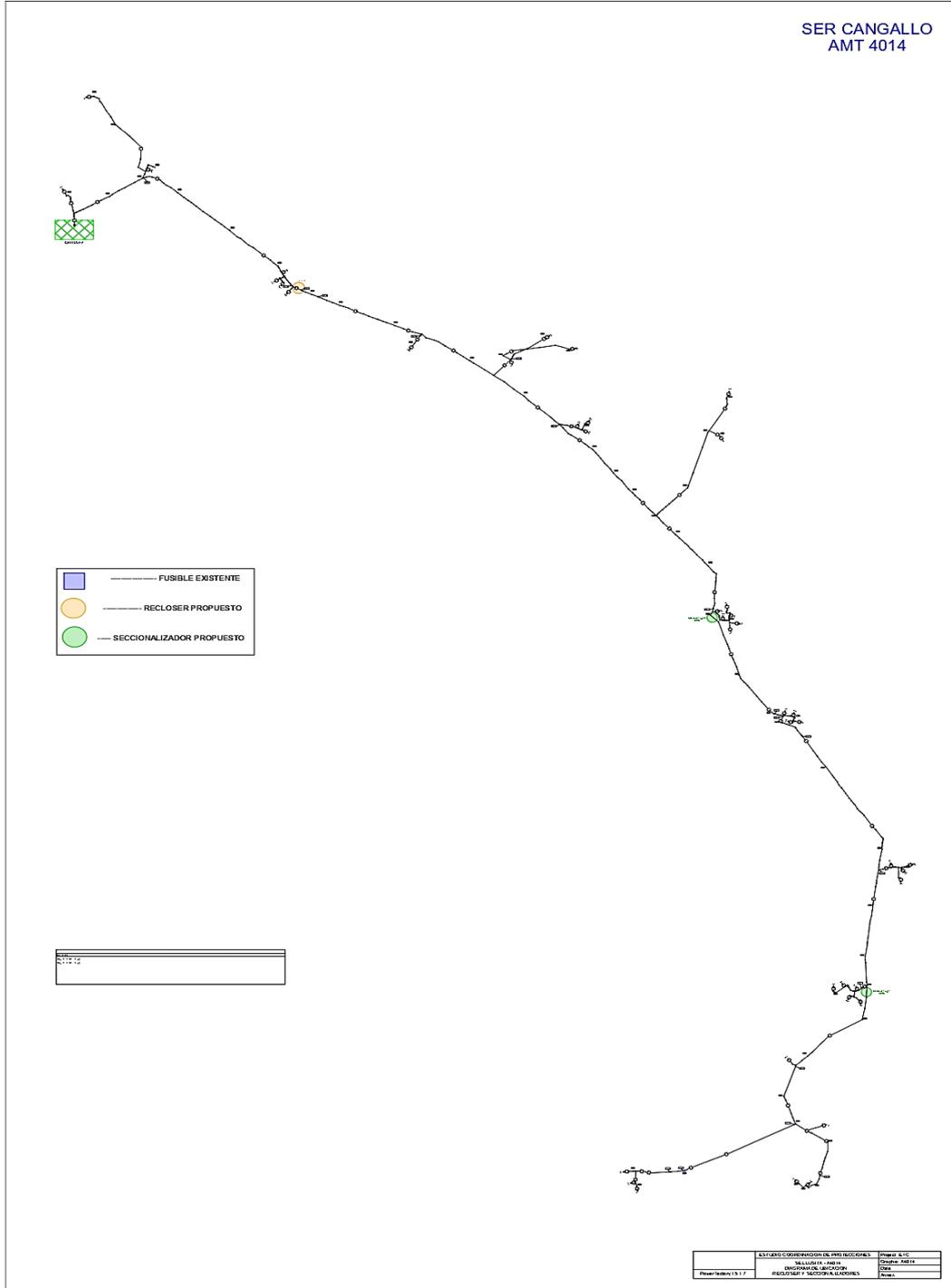
Parámetros de los transformadores de la SET Cangallo y Llusita.

transf.	Tensión nominal (kV)		CONEXIÓN	Potencia nominal (MVA)	Reactancia de cortocircuito	
	HV	LV			Vcc(+)	Vcc(0)
Tfo Cangallo	60	22.9	Dyn5	10 - 12.5	9.8	9.8
Tfo Llusita 1	22.9	0.44	YNd11	1	5	4.25
Tfo Llusita 2	22.9	0.44	YNd11	1	5	4.25

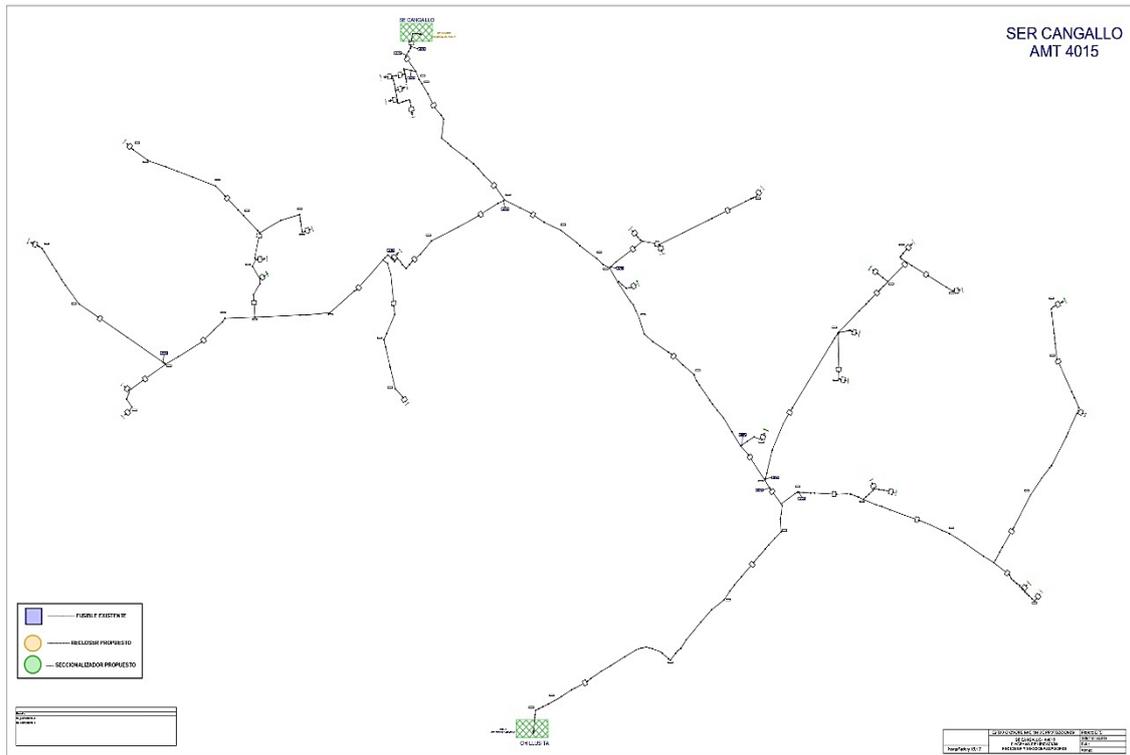
Fuente: Electrocentro S.A.

ANEXO 3: DIAGRAMAS UNIFILARES DE LOS ALIMENTADORES.

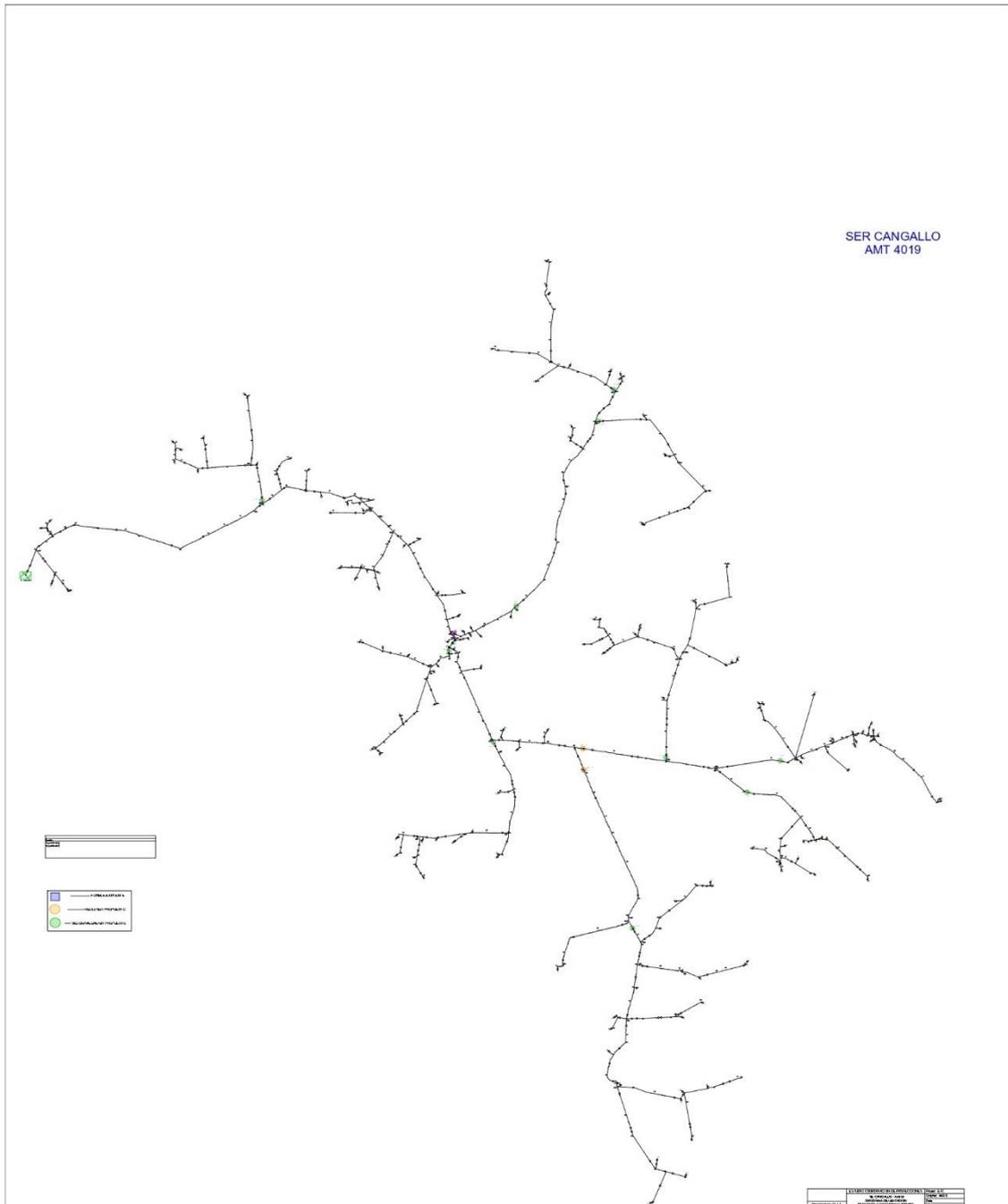
Alimentador SER Cangallo AMT A4014



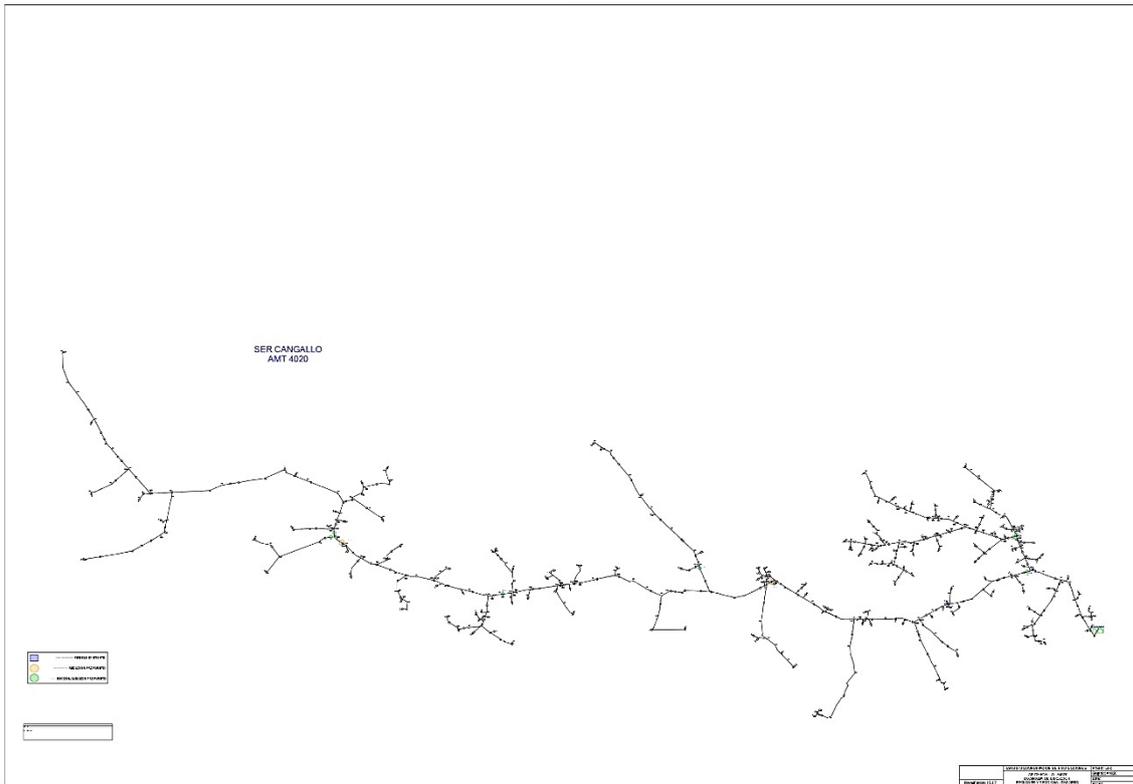
Alimentador SER Cangallo AMT A4015



Alimentador SER Cangallo AMT A4019



Alimentador SER Cangallo AMT A4020



Alimentador SER Cangallo AMT A4021

