

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**“ANÁLISIS DE LA INADECUADA PROTECCIÓN EN MEDIA
TENSIÓN PARA MEJORAR LA CONTINUIDAD DEL
SERVICIO ELÉCTRICO”**

PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

ELABORADO POR:

ALEXIS JIMY GALARZA RAMIREZ

 [0009-0003-7814-694X](https://orcid.org/0009-0003-7814-694X)

ASESOR

DR. WALDIR ELOY AYASTA MECHAN

 [0000-0002-7678-1654](https://orcid.org/0000-0002-7678-1654)

LIMA – PERÚ

2023

DEDICATORIA

El presente trabajo de suficiencia dedico a mis padres Néstor y Ofelia por su apoyo incondicional y motivación para obtener mi título profesional, a mi hermano menor Erick por sus consejos y recomendaciones en el desarrollo de la investigación y a mi enamorada Alisson que estuvo siempre motivándome para superarme en mis objetivos profesionales.

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer en especial a mis padres por su esfuerzo a lo largo de estos años al contribuir en mi desarrollo profesional y personal, por ser los guías en mi camino profesional y en las dificultades que se presentaron.

Agradezco a mi familia, amigos y personas que siempre creyeron en mí, no fue sencillo, sin embargo, siempre estuvieron dándome palabras de aliento y esperanza.

Agradezco también a mi asesor, el Ingeniero Waldir Ayasta Mechan por haberme brindado su predisposición para guiarme en el desarrollo de la presente investigación, recurriendo a sus conocimientos técnicos y a la amplia experiencia con la que cuenta.

Por último, agradezco al ingeniero Waldo Gálvez, quien fue él que me hizo partícipe en los proyectos de protección eléctrica, enseñándome los criterios para realizar un estudio de coordinación de protecciones.

RESUMEN

El presente trabajo de suficiencia tiene como objetivo desarrollar el análisis de la inadecuada protección y establecer una adecuada protección entre los elementos de protección instalados en la red de media tensión en 22.9 kV del alimentador Andahuasi 01 (AD-01), del sistema eléctrico Sayán-Humaya, perteneciente a la empresa Enel Distribución Perú S.A., con la finalidad de mejorar la continuidad del servicio eléctrico debido a la ocurrencia de fallas eléctricas en el alimentador que en ocasiones origina la apertura de todo el alimentador quedando fuera de servicio todos los clientes agroexportadores y la población del centro poblado de Andahuasi.

Para el análisis de la protección del alimentador AD-01, se realizó el modelamiento del alimentador de media tensión, considerando los componentes de la red de distribución, la carga de cada transformador y de distribución y PMI, los fusibles y los ajustes de protección de los recloser y del relé de cabecera del alimentador. Posteriormente se realizó el análisis de flujo de potencia y cortocircuito en la parte más remota y local de cada grupo de equipos de protección del alimentador, para lograr coordinación con el valor máximo y mínimo de corriente de cortocircuito que registra cada recloser. Con estas corrientes se procedió a realizar el análisis de la protección, concluyendo que para los escenarios evaluados el margen de coordinamiento como mínimo es de 150 ms, para garantizar la selectividad y la adecuada protección entre los equipos.

Palabras Claves: Análisis, protección, coordinación, alimentador, recloser, fallas, cortocircuito.

ABSTRACT

The objective of this research is to develop the analysis of the inadequate protection and establish an adequate protection between the protection elements installed in the medium voltage network in 22.9 kV of the Andahuasi 01 (AD-01) feeder, of the Sayán-Humaya electrical system, belonging to the company Enel Distribución Perú S.A., in order to improve the continuity of the electrical service due to the occurrence of electrical failures in the feeder that in On occasions, the entire feeder is opened, leaving all agro-export customers and the population of the town of Andahuasi out of service.

For the analysis of the protection of the AD-01 feeder, the modeling of the medium voltage feeder was carried out, considering the components of the distribution network, the load of each transformer and distribution and PMI, the fuses, and the protection settings of the recloser and the feeder header relay. Subsequently, the analysis of power flow and short circuit was carried out in the most remote and local part of each group of feeder protection equipment, to achieve coordination with the maximum and minimum value of short-circuit current recorded by each recloser. With these currents, the protection analysis was carried out, concluding that for the evaluated scenarios the coordination margin is at least 150 ms, to guarantee selectivity and adequate protection between the teams.

Keywords: Analysis, protection, coordination, feeder, recloser, faults, short circuit.

PRÓLOGO

El desarrollo del presente trabajo de investigación consiste en realizar el análisis de la protección en media tensión del alimentador Andahuasi 01 (AD 01), donde se obtuvo los ajustes correctos que garantiza una adecuada protección y se mejoró la continuidad del servicio eléctrico en el alimentador AD-01, ubicado en la provincia de Huaura, departamento de Lima, dentro de la concesión de la empresa Enel Distribución Perú S.A. El presente trabajo de investigación está conformado por 6 capítulos, que se describen a continuación:

El **primer capítulo**, abarca las generalidades de la investigación, la descripción del problema de investigación y el planteamiento del problema, los objetivos de la investigación y los antecedentes investigativos a nivel internacional y nacional.

En el **segundo capítulo**, se definen los conceptos de sistemas de potencia, análisis de flujo de potencia y de cortocircuito, protección de sistemas eléctricos de distribución y los principales equipos de protección, además de los criterios de coordinación de la protección en transformadores, fusibles y recloser para la adecuada coordinación entre estos.

El **tercer capítulo**, muestra la hipótesis general y las variables dependiente e independiente del trabajo de investigación.

En el **cuarto capítulo**, se indica el tipo y diseño de la metodología de la investigación, la unidad de análisis de la investigación, así como también la matriz de consistencia de la investigación.

En el **quinto capítulo**, se muestra el desarrollo del trabajo de investigación que abarca el procesamiento de información recolectada de las interrupciones eléctricas para el análisis de la protección del alimentador de media tensión.

En el **sexto capítulo**, se describe el análisis y discusión de resultados del trabajo desarrollado en el capítulo cinco. Asimismo, se realiza la contratación de hipótesis del trabajo de investigación.

Finalmente, se describen las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos del trabajo de suficiencia profesional.

INDICE

RESUMEN	iv
ABSTRACT	v
PRÓLOGO	vi
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	1
1.1 GENERALIDADES	1
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	2
1.2.1 Realidad problemática	2
1.2.2 Formulación del problema.....	5
1.3 OBJETIVO DEL ESTUDIO	6
1.3.1 Objetivo General	6
1.4 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	6
1.4.1 Antecedentes internacionales	6
1.4.2 Antecedentes nacionales.....	8
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	10
2.1 MARCO TEÓRICO	10
2.1.1 Sistema Eléctrico de Potencia	10
2.1.1.1 Sistema de Distribución Eléctrica.....	11
2.1.1.2 Contingencias en Sistemas de Distribución	12
2.1.2 Análisis de flujo de potencia.....	13
2.1.3 Análisis de Cortocircuito.....	14
2.1.4 Protección en Sistemas de Distribución.....	15
2.1.4.1 Zonas de Protección	16
2.1.4.2 Tiempo de Apertura	17
2.1.5 Sistemas de Protección de Sobrecorriente	18

2.1.5.1	Protección de sobrecorriente a tiempo definido (50).....	19
2.1.5.2	Protección de sobrecorriente a tiempo inverso (51).....	20
2.1.6	Seccionador Fusible – Cut Out	21
2.1.7	Reconectador Automático.....	23
2.2	MARCO CONCEPTUAL	24
CAPÍTULO II. HIPÓTESIS Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....		26
3.1	HIPÓTESIS GENERAL.....	26
3.2	OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	26
CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN		27
4.1	TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	27
4.2	UNIDAD DE ANÁLISIS	28
4.3	MATRIZ DE CONSISTENCIA.....	29
CAPÍTULO V. DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN		30
5.1	RECOLECCIÓN DE DATOS	31
5.1.1	Identificación de variables.....	31
5.1.2	Recolección de reportes diarios de fallas eléctricas	31
5.1.3	Recolección de información de la red de distribución	32
5.2	PROCESAMIENTO DE DATOS	34
5.2.1	Procesamiento del reporte diario de fallas.....	34
5.2.2	Modelamiento de la red de distribución de AD-01	34
5.2.3	Segmentación de zonas de protección en el alimentador AD-01.....	38
5.3	ANÁLISIS DE DATOS.....	40
5.3.1	Análisis de las interrupciones del reporte diario de fallas	40
5.3.1.1	Interrupción eléctrica en Central Santa Rosa I – PF2310	40
5.3.1.2	Interrupción eléctrica en Poste N° 35073.....	42

5.3.2	Análisis de la protección del alimentador AD-01	44
5.3.2.1	Análisis de protección RC2226 – RC2325	45
5.3.2.2	Análisis de protección RC2290 – RC2325	50
5.3.2.3	Análisis de protección RC2289 – RC2325	54
5.3.2.4	Análisis de protección RC2220 – RC2325	59
5.3.2.5	Análisis de protección PF2096 – RC2325.....	63
5.3.2.6	Análisis de protección PF2459 – RC2325 (CH Santa Rosa I)	66
5.3.2.7	Análisis de protección PF2310 – RC2325 (CH Santa Rosa II)	71
5.3.2.8	Análisis de protección RC2325 – AD-01	75
CAPÍTULO VI. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....		80
6.1	VALIDACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	80
6.2	CONTRASTE DE LA HIPÓTESIS	81
CONCLUSIONES.....		84
RECOMENDACIONES		86
BIBLIOGRAFÍA		88
ANEXOS		90

Índice de Figuras

Figura 1.1 Indicadores SAIDI / SAIFI del Año 2020	4
Figura 1.2 Causas frecuentes de las interrupciones por fallas en sectores urbanos – Tercer trimestre 2020	5
Figura 2.1 Diagrama unifilar de un Sistema Eléctrico de Potencia.....	10
Figura 2.2 Representación del Sistema de Distribución Eléctrica.	11
Figura 2.3 Ejemplo de Fallas en un Sistema de Distribución Primaria	12
Figura 2.4 Método de Gauss-Seidel para el cálculo de flujo de potencia.	13
Figura 2.5 Cortocircuito Monofásico a tierra.....	14
Figura 2.6 Circuito de Protección Típico de un Sistema de Distribución	15
Figura 2.7 Zonas de protección en un sistema de potencia.	16
Figura 2.8 Características de los Relés de Sobrecorriente	17
Figura 2.9 Secuencia de tiempo de apertura.....	18
Figura 2.10 Relé de sobrecorriente de tiempo definido.....	19
Figura 2.11 Curvas de protección muy inverso y extremadamente inverso	21
Figura 2.12 Construcción Típica de Láminas Fusibles.....	22
Figura 2.13 Corriente de falla en un Fusible tipo lámina	22
Figura 2.14 Diagrama de Bloque del Control Electrónico.....	23
Figura 4.1 Ubicación del distrito de Sayán – Andahuasi.	28
Figura 5.1 Diagrama de flujo del desarrollo del trabajo de investigación.	30
Figura 5.2 Ejemplo del reporte diario de fallas del Anexo 1.	32
Figura 5.3 Diagrama unifilar del alimentador AD-01 – Sección a evaluar	33
Figura 5.4 Leyenda del tipo de conductor del alimentador AD-01.....	33
Figura 5.5 Placa del transformador de la SET Andahuasi.....	36
Figura 5.6 Transformador de la SET Andahuasi.	37

Figura 5.7 Modelamiento del alimentador AD-01.	37
Figura 5.8 Zonas de protección del alimentador AD-01.	38
Figura 5.9 Curva de ajustes de sobrecorriente de fase del recloser RC2325. .	39
Figura 5.10. Detalle de la interrupción del 02-05-2020 en el AD-01.....	40
Figura 5.11. Esquema de la interrupción del 02-05-2020 en el AD-01.....	41
Figura 5.12. Análisis de las curvas de protección de fase del AD-01.....	41
Figura 5.13. Detalle de la interrupción del 25-06-2020 en el AD-01.....	42
Figura 5.14. Esquema de la interrupción del 25-06-2020 en el AD-01.....	43
Figura 5.15. Análisis de las curvas de protección de tierra del AD-01.	43
Figura 5.16 Zona 07 de protección del alimentador AD-01.	45
Figura 5.17 Cortocircuito trifásico al 1% de distancia del PF3476.....	46
Figura 5.18 Curvas de protección de un cortocircuito trifásico al 1% de distancia del PF3476.	47
Figura 5.19 Falla a tierra al 1% de distancia del RC2226.	48
Figura 5.20 Curvas de protección de una falla a tierra al 1% de distancia del RC2226.	49
Figura 5.21 Zona 06 de protección del alimentador AD-01.	50
Figura 5.22 Cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2290.....	51
Figura 5.23 Curvas de protección de un cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2290.	52
Figura 5.24 Falla a tierra al 1% de distancia del RC2290.	53
Figura 5.25 Gráficas de protección de una falla a tierra al 1% de distancia del RC2290.	54
Figura 5.26 Zona 05 de protección del alimentador AD-01.	55
Figura 5.27 Cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2289.....	56

Figura 5.28 Gráficas de protección de un cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2289.	56
Figura 5.29 Falla a tierra al 1% de distancia del RC2289.	57
Figura 5.30 Curvas de protección de una falla a tierra al 1% de distancia del RC2289.	58
Figura 5.31 Zona 04 de protección del alimentador AD-01.	59
Figura 5.32 Cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2200.	60
Figura 5.33 Gráficas de protección de un cortocircuito trifásico al 1% de distancia del PF2658.	61
Figura 5.34 Falla a tierra al 1% de distancia del RC2200.	62
Figura 5.35 Gráficas de protección de una falla a tierra al 1% de distancia del RC2200.	63
Figura 5.36 Zona 03 de protección del alimentador AD-01.	64
Figura 5.37 Cortocircuito trifásico al 1% de distancia del PF2096.	65
Figura 5.38 Gráficas de protección de un cortocircuito trifásico al 1% de distancia del PF2096.	66
Figura 5.39. Gráfica de sobrecorriente de fase del nuevo recloser PF2459. ...	68
Figura 5.40. Gráfica de la curva de daño del transformador 1.	69
Figura 5.41. Gráfica de coordinación de sobrecorriente de tierra del nuevo recloser PF2459.	70
Figura 5.42. Gráfica de sobrecorriente de fase del nuevo recloser PF2310. ...	72
Figura 5.43. Gráfica de la curva de daño del transformador 2.	73
Figura 5.44. Gráfica de coordinación de sobrecorriente de tierra del nuevo recloser PF2310.	74
Figura 5.45 Zona 01 de protección del alimentador AD-01.	75

Figura 5.46 Cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2325.....	76
Figura 5.47 Curvas de protección de un cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2325.	77
Figura 5.48 Falla a tierra al 1% de distancia del RC2325.	78
Figura 5.49 Curvas de protección de una falla a tierra a 1% de distancia del RC2325.....	79
Figura 6.1 Evolución del SAIFIp en el SE Sayán-Humaya.....	82
Figura 6.2 Evolución del SAIDIp en el SE Sayán-Humaya	82

Índice de Tablas

Tabla 3.1 Operacionalización de variables.....	26
Tabla 4.1 Matriz de consistencia.....	29
Tabla 5.1 Tipo y sección de conductores del alimentador AD-01.....	34
Tabla 5.2 Valores de parámetros eléctricos.....	35
Tabla 5.3 Parte del registro de demanda del alimentador AD-01.....	36
Tabla 5.4 Situación actual de los Ajustes existentes de protección de los equipos del alimentador AD-01.....	39
Tabla 6.1 Nuevos ajustes de sobrecorriente de fase de los equipos de protección del alimentador AD-01.....	80
Tabla 6.2 Nuevos ajustes de sobrecorriente de tierra de los equipos de protección del alimentador AD-01.....	81

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

Desde los años 90 en el Perú, se inició una reestructuración y regulación de la energía eléctrica. Parte de este desarrollo, generó la competencia directa o libre mercado en la actividad de generación de energía y las actividades de transmisión y distribución se convirtieron en un monopolio regulado. La regulación del servicio eléctrico fomentaba la eficiencia energética y la reducción de costos en las tarifas. De esta forma, fue necesario crear regulaciones específicas sobre la calidad de servicio eléctrico, obligando a las empresas concesionarias a ofrecer el servicio eléctrico con niveles mínimos de calidad de suministro, calidad de producto y calidad comercial. (Collantes, 2010)

De estos, la calidad de suministro es el aspecto más importante respecto a la continuidad del servicio eléctrico. Con el objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución, se debe reducir las interrupciones eléctricas en las redes de distribución de media tensión, que es dónde más ocurren las fallas eléctricas, ya que se producen por causas de origen desconocido, por ejemplo: aves, roedores, árboles, ramas, vehículos, falla de algún componente de la red, falla en los sistemas de protección, etc. (Pérez Pineda, Vásquez Stanescu, & Vilorio Silva, 2019). Estas interrupciones eléctricas por lo general son temporales, por lo que, se debe contar con una adecuada protección entre los equipos de protección de la red de distribución para restablecer en un corto tiempo el servicio eléctrico y afectar a menos usuarios finales.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.2.1 Realidad problemática

La continuidad del suministro eléctrico es afectada por las interrupciones eléctricas, en donde una de las principales causas es debido a la inadecuada operación de los equipos de protección presentes en la red de distribución, interrumpiendo el servicio de energía eléctrica en muchos casos a una gran cantidad de usuarios finales en lugares donde no están afectos a la falla (Monsalve Mera, 2020), presentándose los siguientes problemas:

- Usuarios domésticos sin servicio de energía, así como clientes importantes, por ejemplo: los fondos de agroexportación, donde sufren cuantiosas pérdidas por paradas de producción y también por el deterioro de sus equipos ante los cortes imprevistos de energía eléctrica afectando el desarrollo socioeconómico de la población.
- Inseguridad en las calles por las interrupciones presentadas generada por la falta de alumbrado público.
- Afectación en el desarrollo de las clases virtuales, limitada por la falta de internet, así como también no permite la utilización de los equipos de los laboratorios.
- Afectación en los hospitales, se perjudica el funcionamiento del centro sanitario y la salud de los pacientes que están conectadas a unidades de cuidados intensivos (UCI) y pacientes oncológicos.

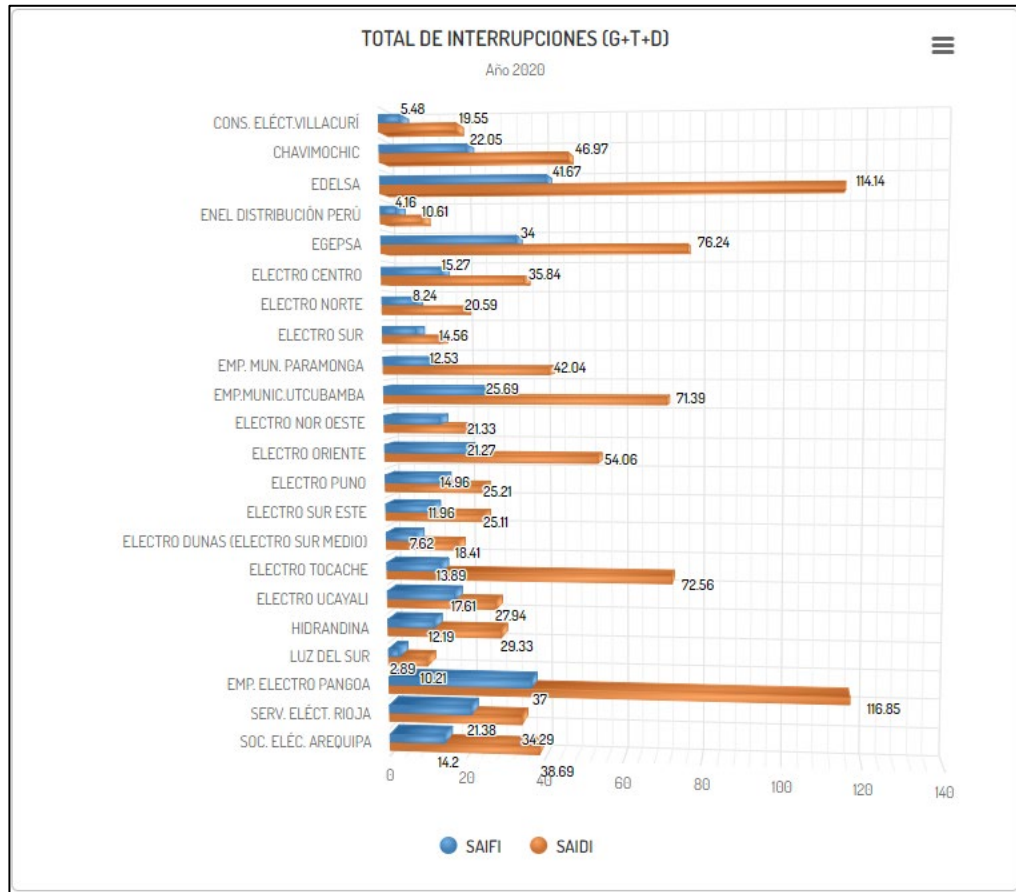
La inadecuada operación de los equipos de protección, como consecuencia genera la mala coordinación entre estos, por los siguientes factores:

- No se realiza un estudio de protecciones actualizado considerando las ampliaciones, reformas y reforzamientos en la red de distribución, debido a que se utiliza el estudio realizado en el expediente de estos proyectos que están desfasados de por lo menos 2 años respecto a la configuración actual de la red de distribución. (Monsalve Mera, 2020)
- No se considera el estudio de mercado o estudio de demanda de los clientes actualizada a la fecha de puesta en servicio y del mismo modo no se contempla las ampliaciones de cargas a instalar en la red de distribución en el corto plazo, generando mala coordinación de los equipos de protección.
- No se realiza el adecuado cambio de accesorios de los equipos de protección en las actividades de mantenimiento, donde se reemplaza seccionadores fusibles (Cut-Out) de diferente capacidad a los que se encontraban instalados, originando la descoordinación de los equipos de protección.

En el Perú, de los 212 sistemas eléctricos existentes en el año 2020, el 21% son críticos en calidad de suministro, estos sobrepasan las tolerancias de SAIDI (Duración promedio de interrupciones por usuario en horas) y SAIFI (Frecuencia promedio de interrupciones por usuario en horas) establecidos en la resolución RCD N° 178-2012-OS-CD, regulada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas, en

adelante, Osinergmin. En la figura 1.1 se muestra el reporte del año 2020 de los indicadores SAIDI y SAIFI de las empresas concesionarias de electricidad del Perú.

Figura 1.1 Indicadores SAIDI / SAIFI del Año 2020

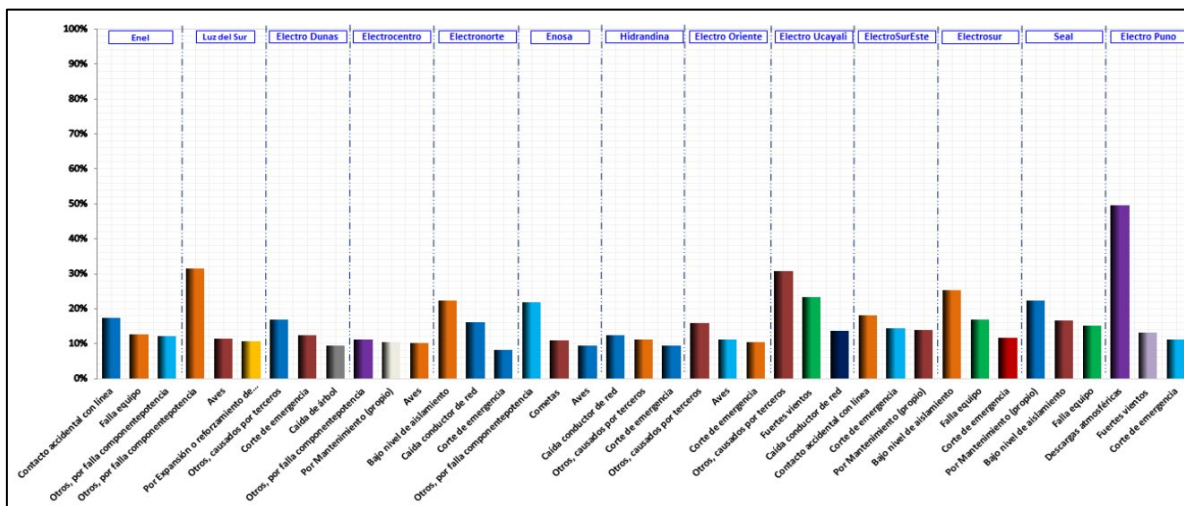


Fuente: Osinergmin (2023) "Reporte de Indicadores SAIDI / SAIFI de las Empresas Concesionarias"

En consecuencia, algunos sistemas de distribución en el Perú no son administrados correctamente debido a la falta de inversión en implementar equipos de protección modernos y el deficiente monitoreo, operación y control de sus redes de distribución. Por ello, se generan interrupciones eléctricas que afectan la continuidad del servicio eléctrico en los usuarios finales. (Gonzales Chacon, 2022).

En la figura 1.2 se observa las 3 principales causas principales de las interrupciones de contribución al SAIFI.

Figura 1.2 Causas frecuentes de las interrupciones por fallas en sectores urbanos – Tercer trimestre 2020



Fuente: Osinerghin (2020) “Supervisión del desempeño de las instalaciones de media tensión de los sistemas eléctricos de distribución Tercer Trimestre 2020”

Por último, las interrupciones eléctricas causan perjuicios a las empresas concesionarias de electricidad, en primer lugar, por las denuncias que recibe Osinerghin de los usuarios finales por interrupciones por fallas eléctricas en media tensión y posteriormente por los pagos de compensación a los usuarios debido a las deficiencias eléctricas presentadas. (Monsalve Mera, 2020)

1.2.2 Formulación del problema

¿En qué medida la inadecuada protección en media tensión incide negativamente en la continuidad del servicio eléctrico?

1.3 OBJETIVO DEL ESTUDIO

1.3.1 Objetivo General

Analizar la inadecuada protección en media tensión para mejorar la continuidad del servicio eléctrico.

1.4 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

1.4.1 Antecedentes internacionales

- *Ávila, J., Ortega, J. (2020). "Estudio y Análisis de la Coordinación de Protecciones de los Alimentadores 121 de la S/E 1 y 222 de la S/E 2 de la empresa eléctrica Azogues C.A."*, el objetivo principal de la tesis es elaborar el estudio de los elementos de protección ubicados en los alimentadores 121 y 222, con el fin de mejorar los índices de calidad a valores adecuados, maximizar la calidad del servicio eléctrico y minimizar la afectación frente a fallas eléctricas. Ávila realizó el análisis de la coordinación de la protección entre los equipos ubicados en la red troncal o matriz (Reconectador y fusibles) en base a la gráfica de las curvas en el software CYMTCC, verificando que el margen de coordinación entre cada curva es como mínimo 200 ms y como máximo 400 ms, considerando los valores máximos de corriente de cortocircuito de cada elemento de protección en estado estacionario. El autor concluye que es indispensable analizar las protecciones que actualmente existen en la red de distribución y realizar la reconfiguración de la protección para mejorar la respuesta de estos ante una falla eléctrica.
- *Chanatasig, L. (2016). "Coordinación de Protecciones de los alimentadores primarios a 13.8 kV de la S/E Pujilí para la empresa*

eléctrica provincial Cotopaxí”, el objetivo de la tesis fue realizar una adecuada coordinación de la protección de los alimentadores primarios en 13.8 kV de la S/E Pujilí mediante el análisis de flujo de carga y análisis de cortocircuito, con la finalidad de evitar fallas en los alimentadores y en los equipos de protección instalados. Chanatasig en base a los estudios eléctricos realizados con softwares computacionales determinó los ajustes correctos de los equipos de protección y la coordinación entre estos, mejorando la confiabilidad del sistema eléctrico y los índices de calidad del servicio eléctrico. El autor concluye que la coordinación de la protección es un estudio organizado en base a los tiempos y corrientes de los equipos en serie que conforman el alimentador, desde la carga a la fuente.

- Espinoza, V. (2022). *“Predicción de interrupciones de servicio en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. utilizando Machine Learning”*, el objetivo de la tesis es desarrollar un modelo para predecir fallas en el sistema eléctrico de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. La investigación está basada en el desarrollo y aplicación de modelos relacionados con la predicción de cortes no planificados del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. La autora utilizó el aprendizaje automático de máquina en Python para analizar y procesar los datos mediante el entrenamiento de una red neuronal en base a la información histórica de las estaciones meteorológicas de la ciudad de Cuenca. Espinoza para contrastar el modelo realizó una interpolación por medio de la distancia inversa ponderada (IDW) entre las subestaciones y un área delimitada.

Finalmente, la autora concluye que los modelos de aprendizaje de máquina brindan un buen resultado; sin embargo, no se logra lo esperado para la predicción del tiempo de falla de las interrupciones por las variables externas de las estaciones meteorológicas.

1.4.2 Antecedentes nacionales

- *Rafael, M. (2021). “Rediseño del sistema de protecciones de las redes aéreas de 13.8 kV del campo petrolero Lote X para la reducción de interrupciones eléctricas y de la producción diferida de crudo”, en la tesis el objetivo principal es realizar el rediseño del sistema de protecciones de las redes aéreas a fin de reducir la cantidad de interrupciones eléctricas en el campo petrolero del Lote X, se recopiló y analizó las fallas eléctricas de media tensión registradas entre el periodo desde el 2010 hasta el año 2019.*

Rafael realiza la evaluación del sistema de protecciones instaladas en las redes aéreas y propone la instalación de reconectores como elementos de protección adicionales en las redes aéreas en 13.8 kV. El autor concluye que con el rediseño del sistema de protecciones se reduce la cantidad de interrupciones eléctricas y por consiguiente la mejora en la producción del crudo en el campo petrolero.

- *Monsalve, O. (2020). “Coordinación de protección del Alimentador BE-S03 – Sistema eléctrico Bellavista Rural”, el objetivo de la tesis es mostrar la importancia de una adecuada coordinación de protección en media tensión entre los elementos de protección Relé, Recloser y Fusibles instalados en el sistema de distribución en 22.9 kV. Esto debido a que los últimos ajustes fueron ejecutados en el 2012 y no se ha considerado las*

nuevas obras en la red de distribución ejecutadas por el MEM, Gobiernos Regionales y Locales, la concesionaria Electro Oriente S.A.

Monsalve indica que esto ha ocasionado que los equipos de protección existentes no realicen la coordinación de protección adecuada, afectando la continuidad del suministro eléctrico en la zona de Bellavista. Por lo que, el autor calculó y seleccionó un adecuado ajuste en los equipos realizando una simulación iterativa del flujo de potencia y corrientes de cortocircuito utilizando el software DIgSILENT Power Factory. Monsalve concluyó que realizando un adecuado estudio de protecciones se verifica que no es necesario instalar nuevos equipos de protección.

- Zapata, A. (2021). *“Análisis de Coordinación y Protección en el Alimentador C 224 utilizando un software de Análisis de Sistemas de Potencia”*, el objetivo de la tesis es analizar la coordinación y configuración de los equipos de protección en el alimentador C 224 utilizando un software de análisis de sistemas de potencia.

El autor realiza un estudio organizado de tiempo-corriente de todos los dispositivos en serie desde la carga hacia la fuente y precisa que la coordinación consiste en seleccionar y ajustar los dispositivos de protección para lograr una adecuada operación para distintas condiciones de falla. Zapata concluye que para tener una correcta coordinación se debe asegurar que los equipos de protección alejados de la fuente tengan una calibración menor que los equipos de protección ubicados cercanos a la fuente y que de esta forma se permitan detectar las fallas de forma rápida y selectiva, y así reducir el número de usuarios afectados.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

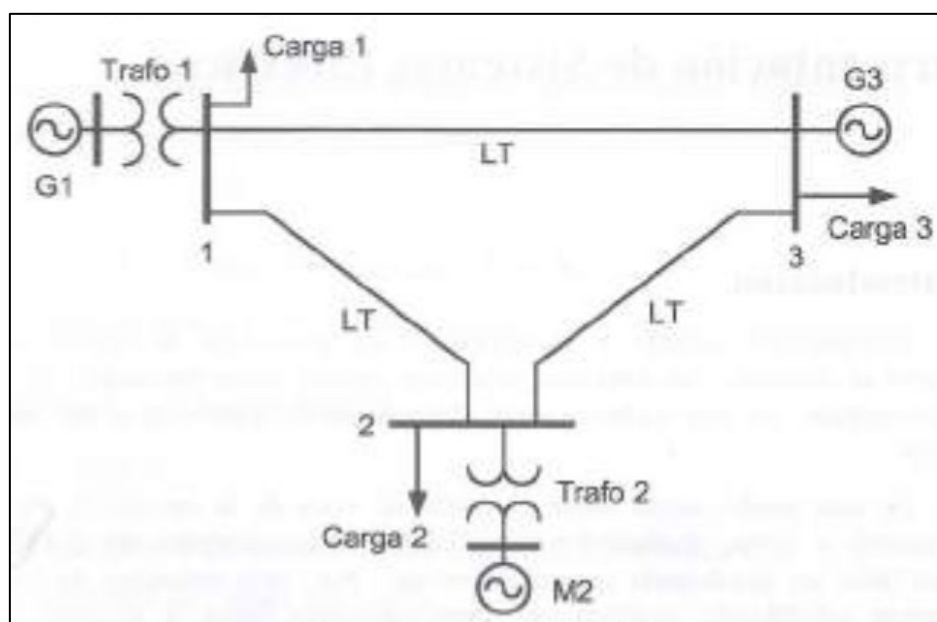
2.1 MARCO TEÓRICO

2.1.1 Sistema Eléctrico de Potencia

Kindermann, G. (2010) “Cortocircuito”, en su libro indica que:

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de distintas partes (generación, transmisión y distribución), con el objetivo de lograr una relación adecuada entre el costo y confiabilidad para el transporte de energía eléctrica. El sistema eléctrico de potencia consta de una gran cantidad de componentes partiendo del generador asíncrono, transformadores elevadores, líneas de transmisión, transformadores reductores, líneas de distribución primaria, secundaria y transformadores de distribución. En la figura 2.1 se observa el diagrama unifilar con 3 fuentes generadoras, 3 línea de transmisión y 3 transformadores elevadores que operan en un sistema en anillo.

Figura 2.1 Diagrama unifilar de un Sistema Eléctrico de Potencia



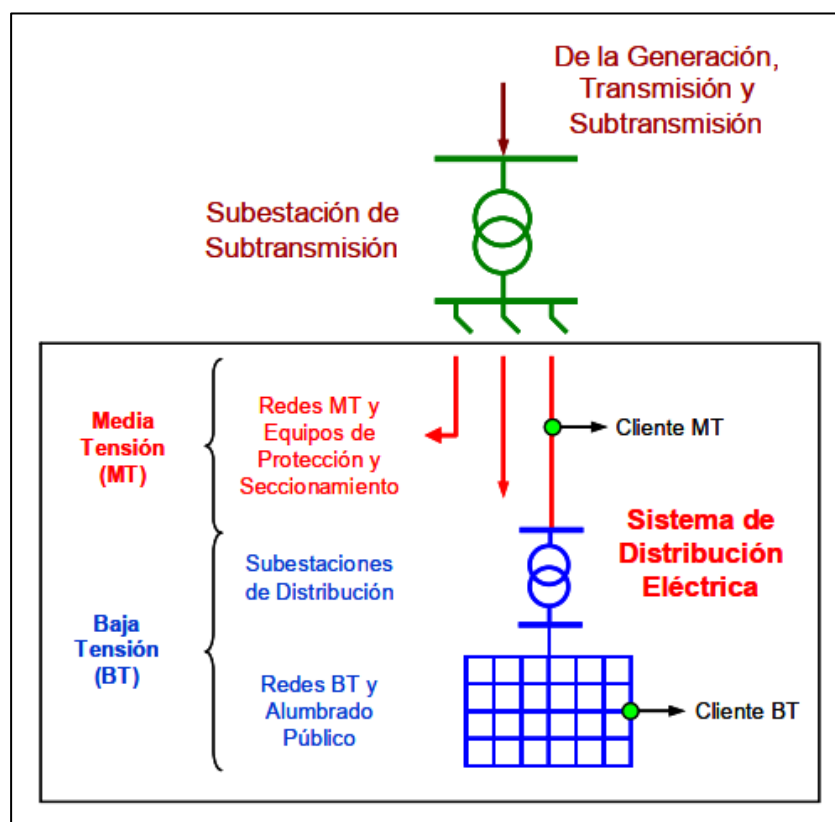
Fuente: Kindermann, G. (2010) “Cortocircuito”

2.1.1.1 Sistema de Distribución Eléctrica

Collantes, R. (2010) “Análisis de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga”, en su tesis indica:

El sistema de distribución eléctrica es el conjunto de instalaciones y equipamiento eléctrico para distribuir y llevar energía eléctrica a los usuarios finales o clientes, al menor costo posible. En la Figura 2.2 se observa que la energía eléctrica se transporta a un nivel de tensión adecuado con la capacidad necesaria para cubrir la demanda, desde las celdas de salida de las subestaciones de subtransmisión hasta los puntos de entrega (transformadores de distribución, puntos de medición a intemperie, etc.).

Figura 2.2 Representación del Sistema de Distribución Eléctrica.



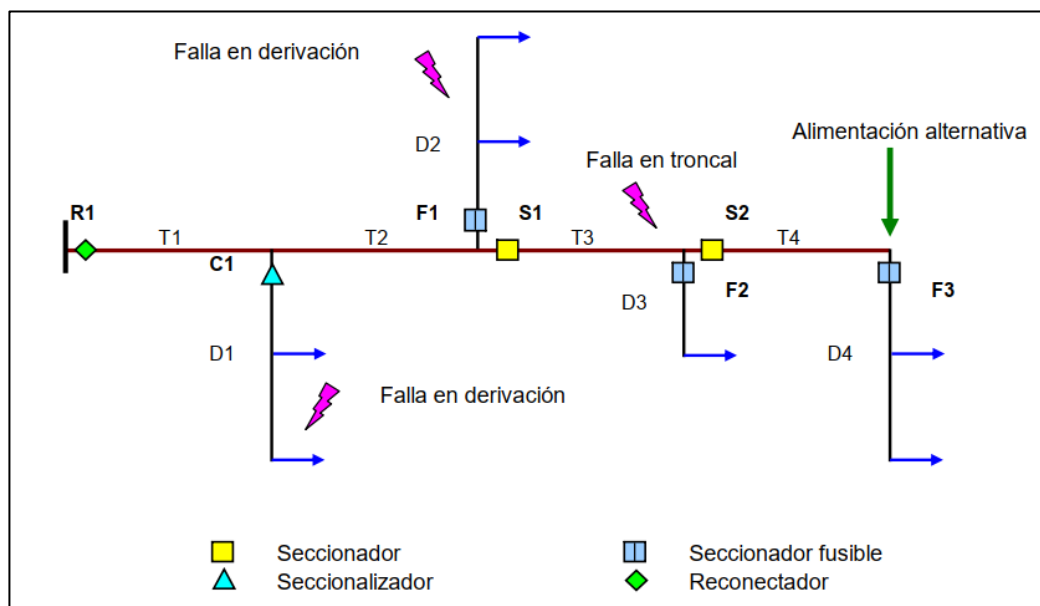
Fuente: Collantes, R. (2010) “Análisis de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga”

2.1.1.2 Contingencias en Sistemas de Distribución

Collantes, R. (2010) "Análisis de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga", en su tesis indica:

Las contingencias en los sistemas de distribución eléctrica son fallas que originan interrupciones del servicio a los clientes. El autor menciona que acuerdo con estadísticas de operación, en los sistemas de distribución eléctrica se originan la mayor cantidad de interrupciones, lo cual se explica por su naturaleza radial, su exposición al medio ambiente, la gran cantidad de sus componentes, así como su proximidad a los clientes. En la figura 2.3 se observa las distintas ubicaciones en donde ocurren fallas en la red de distribución primaria.

Figura 2.3 Ejemplo de Fallas en un Sistema de Distribución Primaria



Fuente: Collantes, R. (2010) "Análisis de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga"

2.1.2 Análisis de flujo de potencia

Stevenson, W. y Grainger, J. (1996) "Análisis de Sistemas de Potencia", en su libro indica:

Los análisis de flujo de potencia o flujo de carga son importantes en el diseño y expansión a corto y mediano plazo de los sistemas eléctricos de potencia. Es una herramienta importante que establece como objetivo realizar el diagnóstico del sistema eléctrico, en cuanto al funcionamiento y condiciones de operación del sistema existente.

Los análisis de flujo de potencia permiten observar las variables eléctricas, por ejemplo: magnitud y ángulo de fase de la tensión en cada barra, magnitud de las potencias activas y reactivas, la cargabilidad de cada elemento del sistema eléctrico de potencia. En la figura 2.4 se observa las ecuaciones de cálculo de flujo de potencia según el método de Gauss-Seidel.

Figura 2.4 Método de Gauss-Seidel para el cálculo de flujo de potencia.

Ecuaciones de flujos de potencia	$P_i = \sum_{n=1}^N Y_{in} V_i V_n \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad Q_i = - \sum_{n=1}^N Y_{in} V_i V_n \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$ $\Delta P_i = P_{i, \text{prog}} - P_{i, \text{calc}} \quad \Delta Q_i = Q_{i, \text{prog}} - Q_{i, \text{calc}}$
Método de Gauss-Seidel	<p>Para obtener V en la barra i con P y Q conocidas:</p> $V_i^{(k)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_{i, \text{prog}} - jQ_{i, \text{prog}}}{V_i^{(k-1)*}} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(k)} - \sum_{j=i+1}^N Y_{ij} V_j^{(k-1)} \right]$ <p>Para obtener Q en una barra regulada i:</p> $Q_i^{(k)} = -\text{Im} \left\{ V_i^{(k-1)*} \left[\sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(k)} + \sum_{j=i}^N Y_{ij} V_j^{(k-1)} \right] \right\}$ <p>Uso del factor de aceleración α en la barra i en la iteración k.</p> $V_{i, \text{ac}}^{(k)} = (1 - \alpha)V_{i, \text{ac}}^{(k-1)} + \alpha V_i^{(k)} = V_{i, \text{ac}}^{(k-1)} + \alpha(V_i^{(k)} - V_{i, \text{ac}}^{(k-1)})$

Fuente: Stevenson W. y Grainger, J. (1996) "Análisis de Sistemas de Potencia"

2.1.3 Análisis de Cortocircuito

Kindermann, G. (2010) "*Cortocircuito*", en su libro indica:

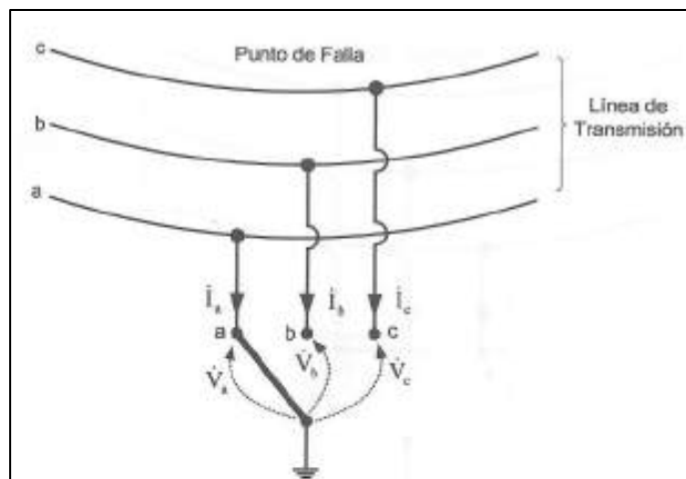
Los análisis de cortocircuito son importantes para brindar la información de corrientes máximas de cortocircuito en la red de distribución. Este análisis se realiza para todas las posibles fallas que ocurren, como fallas trifásicas, fallas bifásicas y fallas a tierra, que son las más ocurrentes.

El objetivo de este cálculo permite lo siguiente:

- Dimensionar la línea de distribución en relación con el límite de la elevación de temperatura debido al cortocircuito.
- Dimensionar los equipos de protección en cuanto a la capacidad disruptiva ante un cortocircuito.
- Dimensionar los transformadores de corriente referido a su curva de saturación de la curva de magnetización.
- Obtener el equivalente Thévenin para reemplazar un sistema eléctrico.

Además, los resultados del análisis de cortocircuito se utilizan para el análisis y verificación de la coordinación de protecciones. En la figura 2.5 se muestra la representación del cortocircuito monofásico a tierra.

Figura 2.5 Cortocircuito Monofásico a tierra.



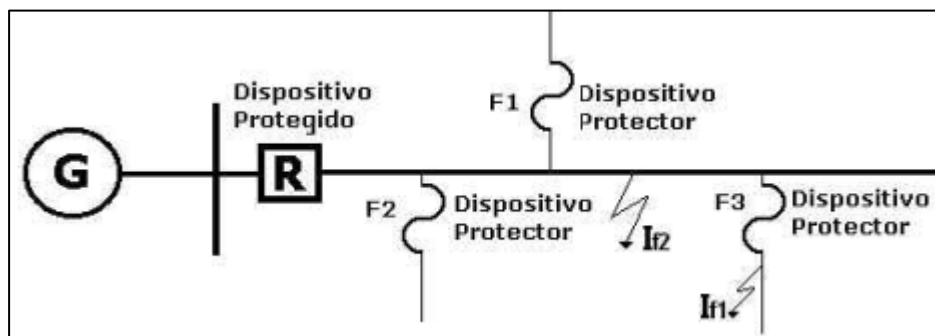
Fuente: Kindermann, G. (2010) "*Cortocircuito*"

2.1.4 Protección en Sistemas de Distribución

Valderrama, G. (2002) *“Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución”*, en su libro indica:

De forma similar a las protecciones del sistema eléctrico de potencia, las funciones de protección en la red de distribución detectan, localizan y aíslan las condiciones de falla (cortocircuitos), evitando daños al sistema y causando un mínimo disturbio a los consumidores, como prevenir de peligros de electrocución al público y a los trabajadores de las empresas de servicio eléctrico. El autor precisa que el objetivo principal de la protección es mantener el servicio eléctrico al eliminar la falla sin interrumpir el circuito permanente. Además, Valderrama menciona que en los sistemas de distribución se utiliza una gran variedad de equipos de protección, por ejemplo: fusibles, reconectores, seccionadores, relés de sobrecorriente, direccionales y de recierre. En la figura 2.6 se observa que los equipos de protección protegen a los dispositivos más relevantes que se encuentran cerca a la fuente de la red de distribución.

Figura 2.6 Circuito de Protección Típico de un Sistema de Distribución



Fuente: Valderrama, G. (2002) *“Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución”*

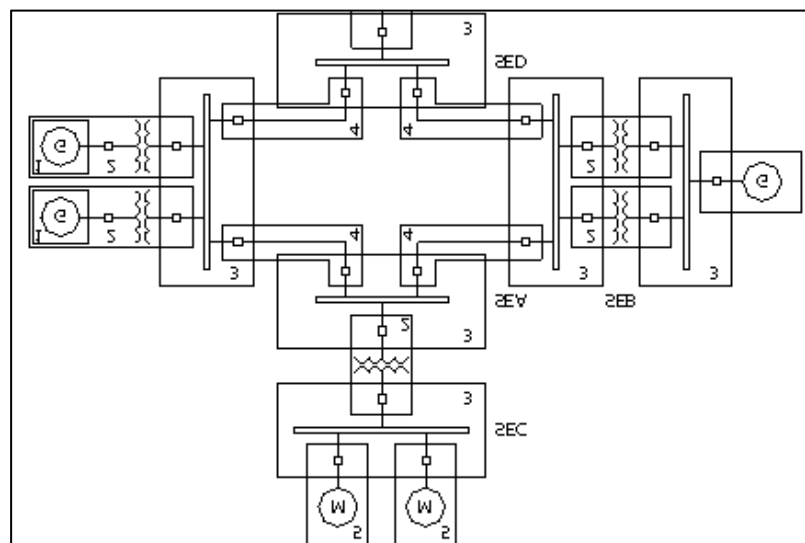
2.1.4.1 Zonas de Protección

Ramírez, S. (2003) *“Protección de Sistemas Eléctricos”*, en su libro indica:

Un sistema de potencia se segmenta en zonas de protección para cada elemento de sistema, como: generadores, motores, transformadores, barras, líneas de transmisión y distribución. De esta forma, se proporciona alguna protección de respaldo para disparar los equipos de protección cercanos a las zonas aledañas de ocurrencia de falla. La protección en cada zona está sobrepuesta para eliminar la posibilidad de áreas no protegidas. Cualquier disturbio en un área entre los transformadores de corriente (TC) es visto por ambos y operan los relés de ambas zonas y si es el caso, aperturan los interruptores de las dos zonas.

La filosofía general es dividir el sistema en zonas separadas para que sean protegidas y desconectadas de forma independiente ante la ocurrencia de las fallas, para permitir que el resto del sistema continúe en servicio. La figura 2.7 muestra un sistema de potencia con las diferentes zonas de protección.

Figura 2.7 Zonas de protección en un sistema de potencia.



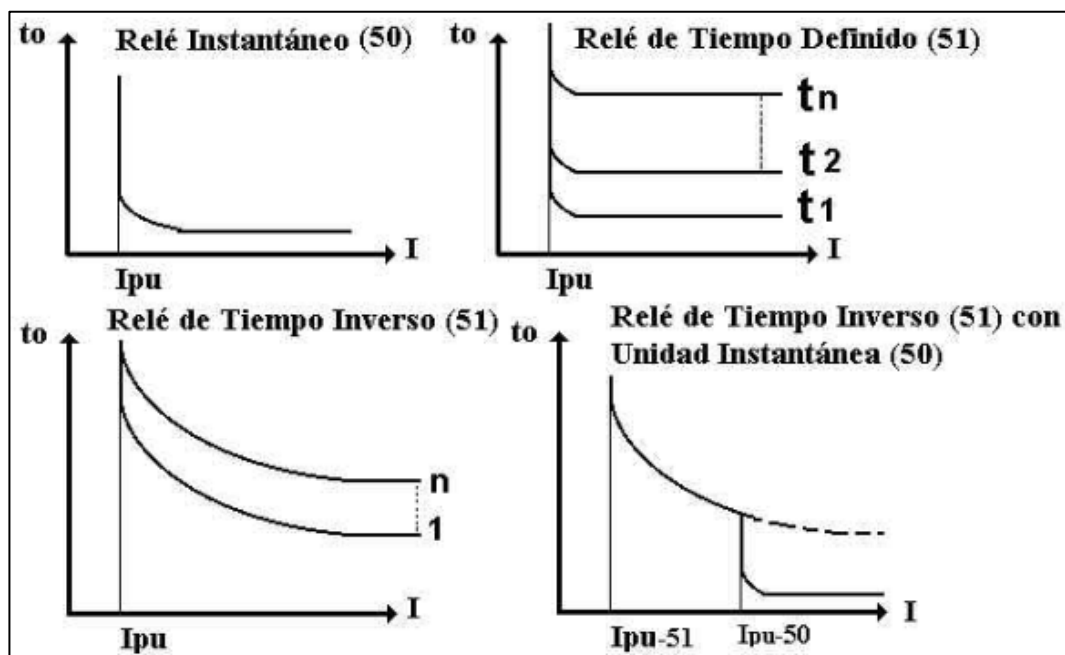
Fuente: Ramírez, S. (2003) *“Protección de Sistemas Eléctricos”*

2.1.4.2 Tiempo de Apertura

Valderrama, G. (2002) "Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución", en su libro indica:

Es el tiempo en que se efectúa el disparo o apertura de los equipos de protección ante la ocurrencia de una falla eléctrica. En relés electromecánicos el tiempo se regula con la distancia entre el contacto móvil y fijo para establecer el tiempo de apertura. En cambio, para los relés digitales o reconectores automáticos se ajusta mediante un dial de tiempo que se programa de acuerdo con el tipo de curva que se utiliza. El tiempo de disparo también depende del valor de la corriente de arranque con la cual se configura el relé, y es más importante cuando se utilizan relés de tiempo inverso (Función 51). En la figura 2.8 se observa las características de tiempo y corriente de los relés de sobrecorriente.

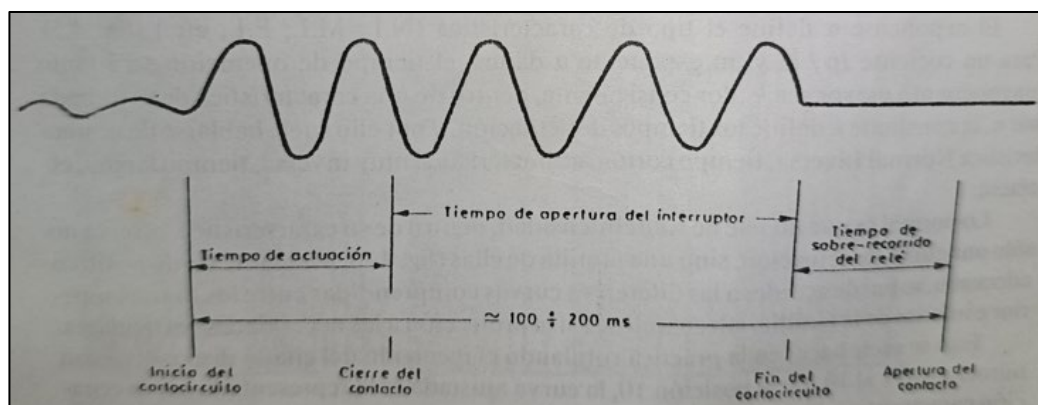
Figura 2.8 Características de los Relés de Sobrecorriente



Fuente: Valderrama, G. (2002) "Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución"

Para el tiempo de apertura total, se considera el tiempo de actuación que inicia en el cortocircuito producido, luego el tiempo de apertura del interruptor, donde los contactos del interruptor se empiezan a abrir hasta liberar el cortocircuito y por último el tiempo desde que finaliza el cortocircuito hasta la apertura total de los contactos del interruptor. En la figura 2.9 se observa la secuencia de tiempo de apertura de un interruptor ante un cortocircuito.

Figura 2.9 Secuencia de tiempo de apertura.



Fuente: Montané, P. (2002) "Protecciones en las instalaciones eléctricas, evolución y perspectivas"

2.1.5 Sistemas de Protección de Sobrecorriente

Montané, P. (1988) "Protecciones en las instalaciones eléctricas, evolución y perspectivas", en su libro indica:

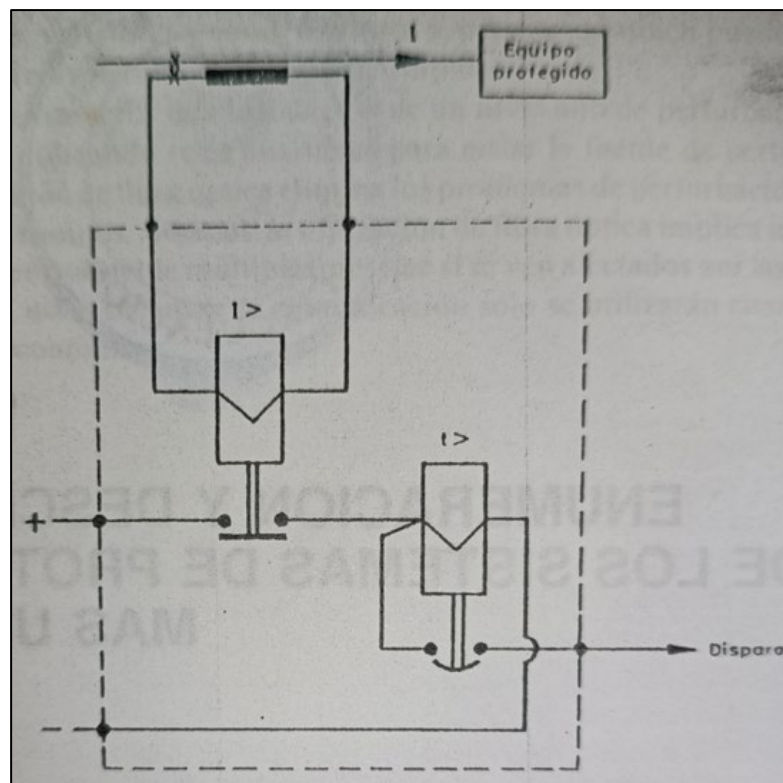
Es la protección más aplicada en los sistemas eléctricos de potencia, controla el valor de intensidad de corriente que pasa por el equipo de protección y opera cuando el valor de corriente de cortocircuito supera al valor de corriente configurado en el relé. Se clasifican en función al tiempo de operación o tiempo de apertura:

2.1.5.1 Protección de sobrecorriente a tiempo definido (50)

Los relés de sobreintensidad a tiempo definido o tiempo independiente operan siempre al mismo tiempo para todo valor de corriente superior al configurado en el relé.

Cabe precisar que la mayoría de los relés tienen un ajuste configurado con tiempo instantáneo, un tiempo mínimo que se aproxima a 0 segundos, denominado elemento instantáneo. Generalmente, el tiempo instantáneo se configura a un valor muy superior a la corriente de arranque del tiempo definido. En la figura 2.10 se muestra el diagrama esquemático del relé de sobrecorriente de tiempo definido, compuesto por un elemento de control de corriente que acciona un elemento de temporización ajustado a un valor determinado que es definido o instantáneo.

Figura 2.10 Relé de sobrecorriente de tiempo definido



Fuente: Montané, P. (2002) "Protecciones en las instalaciones eléctricas, evolución y perspectivas"

2.1.5.2 Protección de sobrecorriente a tiempo inverso (51)

Los relés de sobreintensidad a tiempo inverso o tiempo dependiente operan en un tiempo que está en función de la corriente eléctrica, para todo valor de corriente superior al configurado en el relé, de forma que cuanto mayor es la corriente apertura en un menor tiempo, caso contrario, cuanto menor es la corriente el relé apertura en un tiempo mayor. Por esta razón se denomina relés de “tiempo inverso”. Dentro de los relés de tiempo inverso, los fabricantes los subclasifican en: tiempo normal inverso (NI), muy inverso (VI) y extremadamente inverso (EI).

La ecuación que define el tiempo de operación en función de la corriente es la siguiente:

$$t = \frac{k}{\left(\frac{I_p}{I_a}\right)^\alpha - 1}, \quad (s)$$

siendo:

I_p = Intensidad de paso (A)

I_a = Intensidad de ajuste (A)

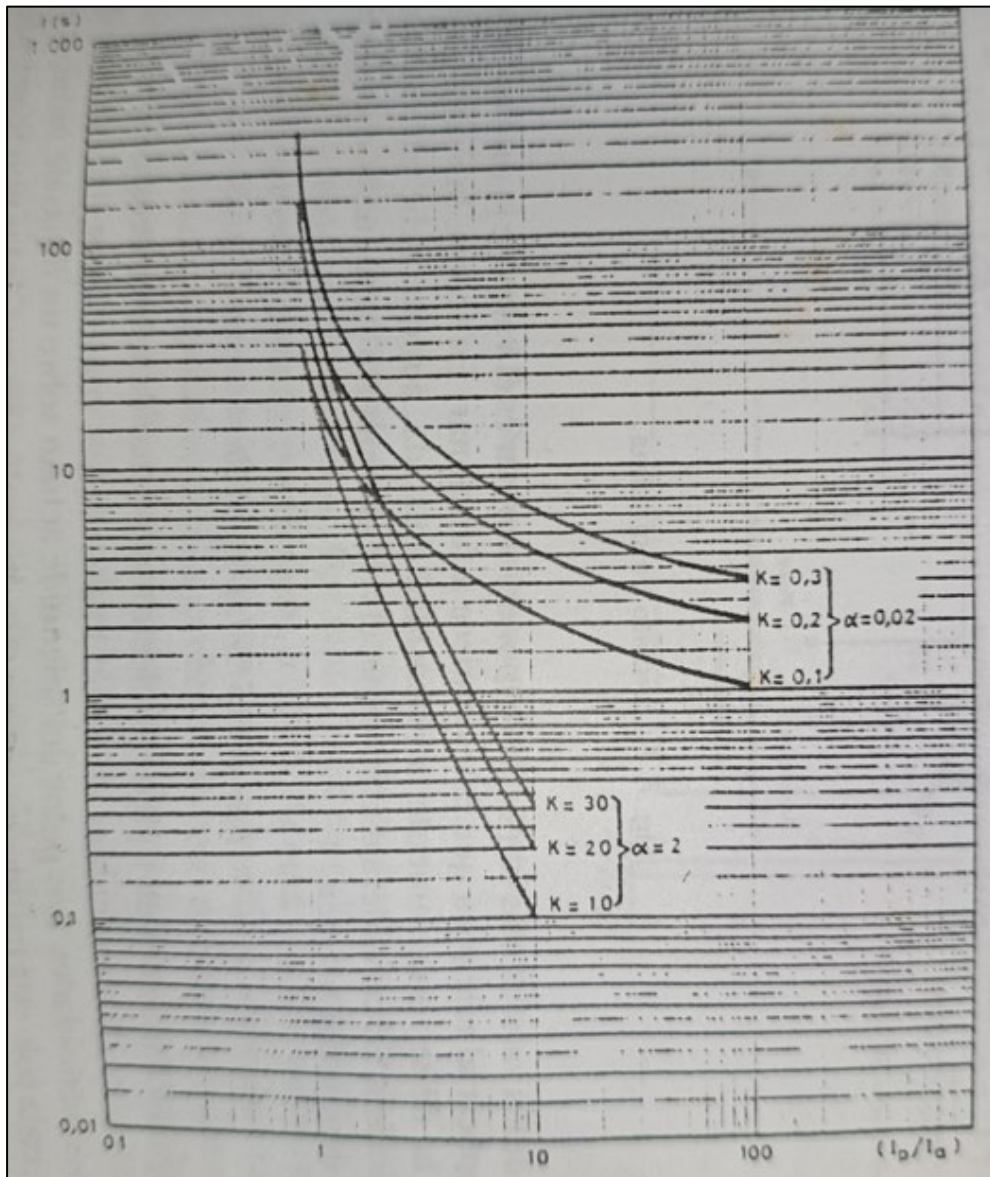
k, α = Constantes de diseño

t = Tiempo de operación (s)

El exponente α define el tipo de curva de tiempo inverso que se considera (NI, VI, EI) y la constante k define los tiempos de actuación, por lo que, el tiempo de operación será mayor en cuanto mayor sea k .

En la figura 2.11 se muestra una familia de curvas de actuación del tipo muy inverso y extremadamente inverso.

Figura 2.11 Curvas de protección muy inverso y extremadamente inverso



Fuente: Montané, P. (2002) "Protecciones en las instalaciones eléctricas, evolución y perspectivas"

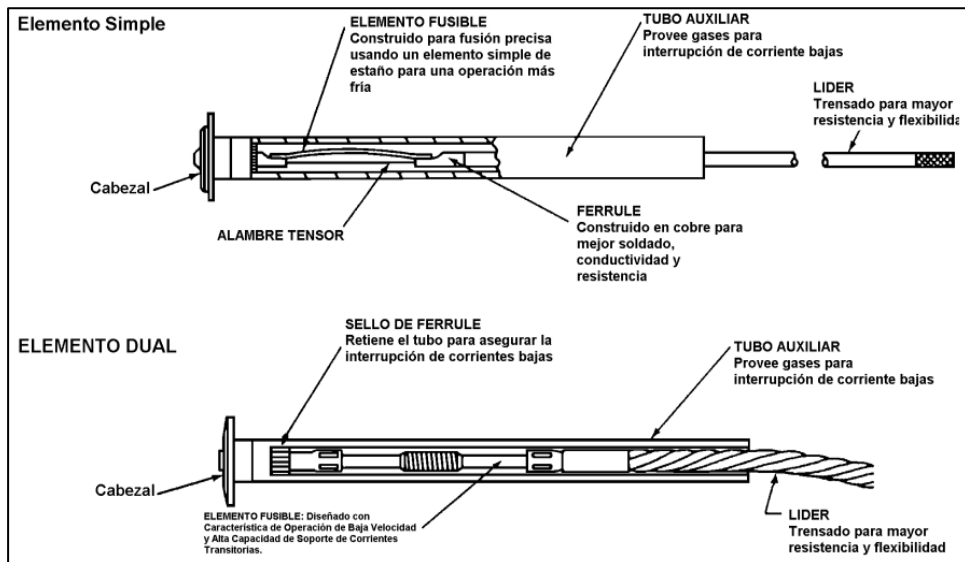
2.1.6 Seccionador Fusible – Cut Out

Valderrama, G. (2002) "Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución", en su libro indica:

Los fusibles son dispositivos de protección ante sobrecorrientes, ante la ocurrencia de una falla el elemento fusible (lámina interna) se funde y simultáneamente debido a su alta resistencia el alambre de tensión se

caliente y abre el circuito. Los fusibles son los equipos más básicos de protección en los sistemas de distribución, existen dos tipos: fusibles limitadores de corriente y fusibles de lámina. En la figura 2.12 se muestra las características internas constructivas del fusible tipo lámina.

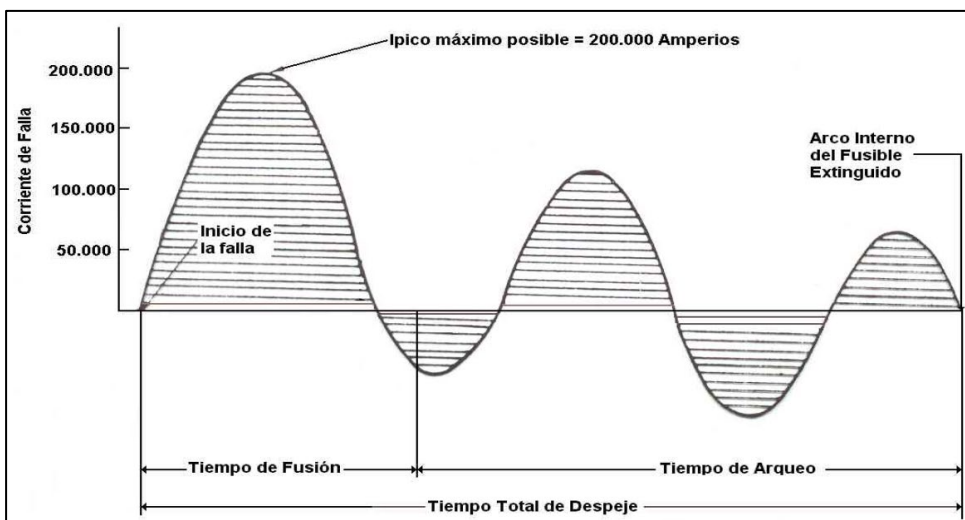
Figura 2.12 Construcción Típica de Láminas Fusibles



Fuente: Valderrama, G. (2002) "Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución"

En la figura 2.13 se observa el comportamiento de la corriente de falla en un fusible tipo lámina.

Figura 2.13 Corriente de falla en un Fusible tipo lámina



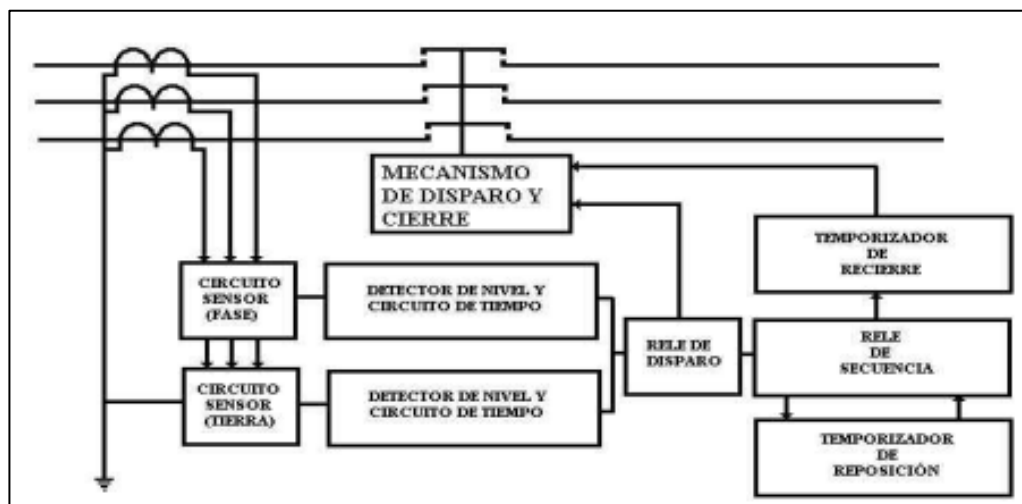
Fuente: Valderrama, G. (2002) "Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución"

2.1.7 Reconectador Automático

Valderrama, G. (2002) *“Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución”*, en su libro indica:

Los reconectadores automáticos o recloser son dispositivos autocontrolados que permiten interrumpir una falla eléctrica prolongada y realizar el recierre automático ante una falla temporal, con una secuencia de aperturas y recierres para no afectar la continuidad del servicio eléctrico. Los reconectadores se utilizan en redes monofásicas como redes trifásicas y el medio de interrupción es en aceite, en vacío o en gas de SF6 (hexafluoruro de azufre). El autor precisa que estos equipos automáticos cuentan internamente con un relé, transformadores de corriente y de tensión que registran los valores de corriente y tensión de falla para el procesamiento lógico y la apertura ante un cortocircuito trifásico o falla a tierra. En la figura 2.14 se muestra el diagrama lógico de un recloser de control electrónico.

Figura 2.14 Diagrama de Bloque del Control Electrónico de un Reconectador



Fuente: Valderrama, G. (2002) *“Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución”*

2.2 MARCO CONCEPTUAL

Falla: Evento que ocurre en las redes eléctricas por descargas atmosféricas, contaminación de aisladores, sobrevuelo de aves, etc. ocasionando un cortocircuito entre las fases de la red eléctrica o entre una las fases y tierra.

Cortocircuito: Fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entran en contacto y entre ellos existe una diferencia de potencial y una baja impedancia, originando elevadas corrientes desde la red eléctrica hasta el punto de falla produciendo efectos destructivos.

Tensión: La tensión eléctrica es la magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, se mide en Volts (V).

Corriente: La corriente eléctrica es la cuantificación del flujo de electrones a través del tiempo que circulan a través de un conductor eléctrico, se mide en Amperes (A).

Interrupción: Abastecimiento regular de energía eléctrica del Concesionario al usuario dentro del régimen establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Coordinación: Apertura secuencial y coordinada de los equipos de protección de la red de distribución, basándose en los conceptos de selectividad, confiabilidad y velocidad.

Confiabilidad: Operación del equipo de protección solo ante la ocurrencia de una falla eléctrica en la red de distribución.

Selectividad: Operación solo del equipo de protección más cercana a la falla eléctrica, sin afectar el suministro eléctrico en otras zonas de la red de distribución.

Velocidad: Operación del equipo de protección de forma rápida para aislar la falla eléctrica en el menor tiempo posible y no dañar los equipos de protección y deteriorar la red de distribución.

CAPÍTULO III. HIPÓTESIS Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

3.1 HIPÓTESIS GENERAL

El Análisis de la inadecuada protección en media tensión contribuirá en la mejora de la continuidad del servicio eléctrico.

3.2 OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

En la tabla 3.1 se muestra la operacionalización de variables del presente trabajo.

Variable Independiente (VI): Análisis de la inadecuada protección.

Variable Dependiente (VD): Continuidad del Servicio Eléctrico.

Tabla 3.1 Operacionalización de variables

VARIABLES	INDICADORES
Variable Independiente: Análisis de la inadecuada protección.	<ul style="list-style-type: none">• Tiempo de actuación de las protecciones (ms)• Selectividad de los equipos ante fallas a tierra (A, ms)• Selectividad de los equipos ante fallas de cortocircuito (A, ms)
Variable Dependiente: Continuidad del Servicio Eléctrico.	<ul style="list-style-type: none">• Correcto funcionamiento de la protección SAIDI (horas) / SAIFI (Veces)

Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El presente trabajo de investigación con respecto al enfoque es de tipo cuantitativa porque analizando las características epistemológicas primeramente desde el punto de vista de la percepción de la realidad es objetiva porque se recopilaron datos que se cuantificaron como datos de corriente, voltaje y tiempo de apertura, etc.

Desde el punto de vista del razonamiento es tipo deductivo porque para contrastar la hipótesis presentada se analizaron las variables e indicadores en función al tema de la investigación.

Desde el punto de vista de la finalidad de la investigación, permite comprobar la hipótesis orientada a los resultados obtenidos y del tipo particular al objetivo de la investigación.

Desde la perspectiva del investigador se trabaja los datos desde fuera, pues el investigador no se encuentra próximo a los datos en que se basa la investigación.

Desde el punto de vista de la causalidad, el efecto en la variable dependiente presenta como antecedente directo la relación con la variable independiente como resultado de la elaboración de la investigación.

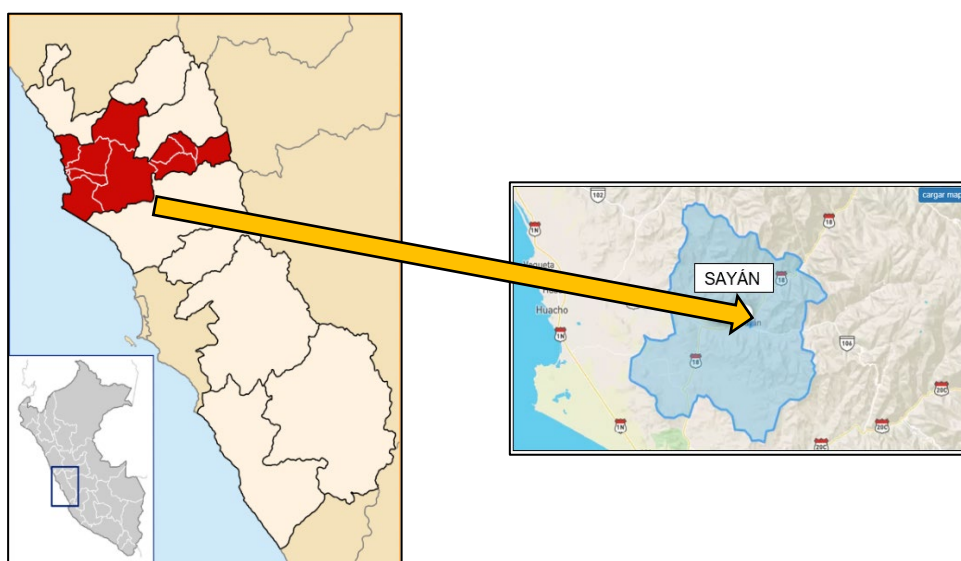
El tipo de la presente investigación con respecto al alcance es correlacional, ya que se relacionó los ajustes obtenidos del análisis de protecciones con la mejora de la continuidad de servicio eléctrico.

El diseño de la investigación es del tipo no experimental debido a que es una investigación basada en datos de recolección como registros históricos y reportes diarios de fallas eléctricas. Se analizó los datos de la red de distribución para comprobar la hipótesis planteada en la investigación.

4.2 UNIDAD DE ANÁLISIS

El presente trabajo de investigación tiene como unidad de análisis a la red de distribución primaria de media tensión en 22.9 kV, el alimentador Andahuasi (AD) 01 o AD-01 del sistema eléctrico Sayán-Humaya, ubicado en la zona de concesión de la empresa Enel Distribución Perú S.A., que brinda el servicio de suministro de energía eléctrica al centro poblado de Andahuasi y a gran parte del distrito de Sayán de la Provincia de Huaura, Departamento de Lima. En la figura 4.1 se observa la ubicación geográfica del centro poblado Andahuasi en el distrito de Sayán.

Figura 4.1 Ubicación del distrito de Sayán – Andahuasi.



Fuente: Google Maps (2023), "Distrito de Sayán"

4.3 MATRIZ DE CONSISTENCIA

Título: Análisis de la inadecuada protección en media tensión para mejorar la continuidad del servicio eléctrico.

Tabla 4.1 Matriz de consistencia.

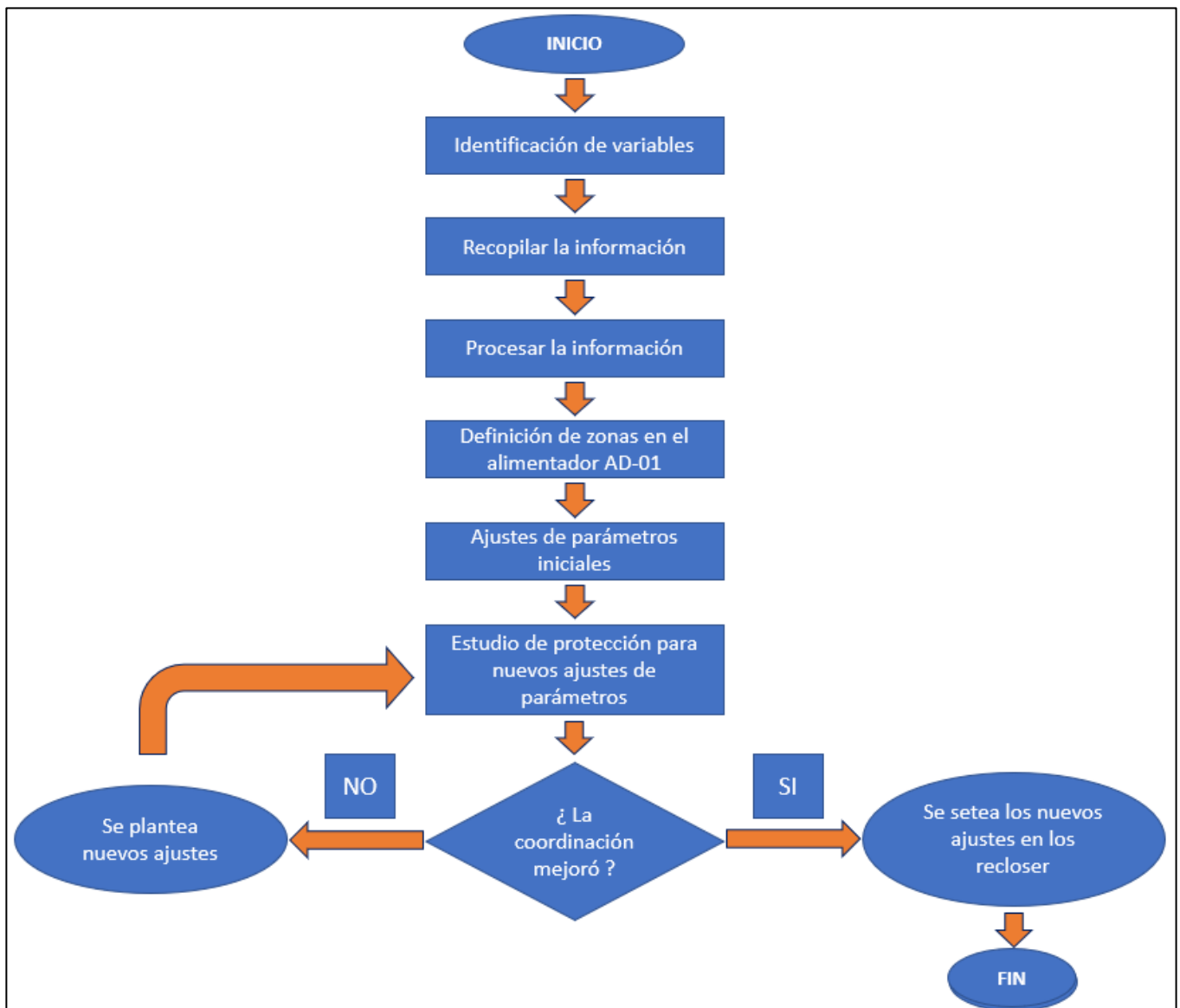
PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES		INDICADORES	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCION DE DATOS
			DEPENDIENTE	INDEPENDIENTE		
¿En qué medida la inadecuada protección en media tensión incide negativamente en la continuidad del servicio eléctrico?	Analizar la inadecuada protección en media tensión para mejorar la continuidad del servicio eléctrico.	El Análisis de la inadecuada protección en media tensión contribuirá en la mejora de la continuidad del servicio eléctrico.	Continuidad del Servicio Eléctrico.	Análisis de la inadecuada protección.	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de actuación de las protecciones (ms) • Selectividad de los equipos ante fallas a tierra (A, ms) • Selectividad de los equipos ante fallas de cortocircuito (A, ms) 	<ul style="list-style-type: none"> • Información histórica de fallas eléctricas. • Reporte diario de fallas eléctricas. • Check List de información del alimentador.

Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO V. DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

En la figura 5.1 se presenta el diagrama del flujo de procesos del desarrollo del trabajo de investigación.

Figura 5.1 Diagrama de flujo del desarrollo del trabajo de investigación.



Fuente: Elaboración propia

5.1 RECOLECCIÓN DE DATOS

5.1.1 Identificación de variables

Para recolectar los datos, se identificó las variables que corresponden a una interrupción eléctrica, las cuales permitieron realizar el análisis de la protección eléctrica. Las variables son las siguientes:

- Alimentador
- Empresa concesionaria
- Origen de la falla
- Causa de la falla
- Descripción de la causa
- Fecha y Hora de Inicio de la falla
- Fecha y Hora de Fin de la falla
- Ubicación de la Falla
- Circuito de Apertura – Equipo de protección
- Tipo de falla
- Actuación Correcta o Incorrecta del equipo
- Valores de corriente de falla.

5.1.2 Recolección de reportes diarios de fallas eléctricas

Para el desarrollo del presente trabajo de investigación se recopiló las fallas eléctricas del alimentador Andahuasi 01, que registró el área de centro de control de la empresa Enel Distribución Perú. La recolección del registro diario de fallas se observa en el Anexo 1.

Dentro del Anexo 1, se agregaron la cuarta y sexta columna respecto al Plan de Trabajo de Suficiencia.

En la figura 5.2 se muestra un ejemplo de una falla eléctrica ocurrida el 09 de marzo desde las 08:21 am hasta las 08:42 am originada por fuertes vientos anormales dentro del circuito del recloser RC2200 que apertura por una falla a tierra con valores de falla en la fase A = 11A, fase B = 209A, fase C = 11A y en el neutro = 204A.

Figura 5.2 Ejemplo del reporte diario de fallas del Anexo 1.

ITEM	ALIMENTADOR	EMPRESA CONCESIONARIA	ORIGEN FALLA	CAUSA DE FALLA
15	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. CLIMATICA	DESCONOCIDA
DESCRIPCIÓN CAUSA			FECHA / HORA INICIO	FECHA / HORA FINAL
FUERTES VIENTOS_Vientos anormales			09/03/2020 08:21:03	09/03/2020 08:42:49
UBICACIÓN DE LA FALLA	CIRCUITO DE APERTURA	TIPO DE FALLA	ACTUACIÓN CORRECTA DE PROTECCIÓN	CORRIENTE DE FALLA (A)
RC2200	RC2325	FALLA A TIERRA	INCORRECTO	A=11, B=209, C=11, N=204.

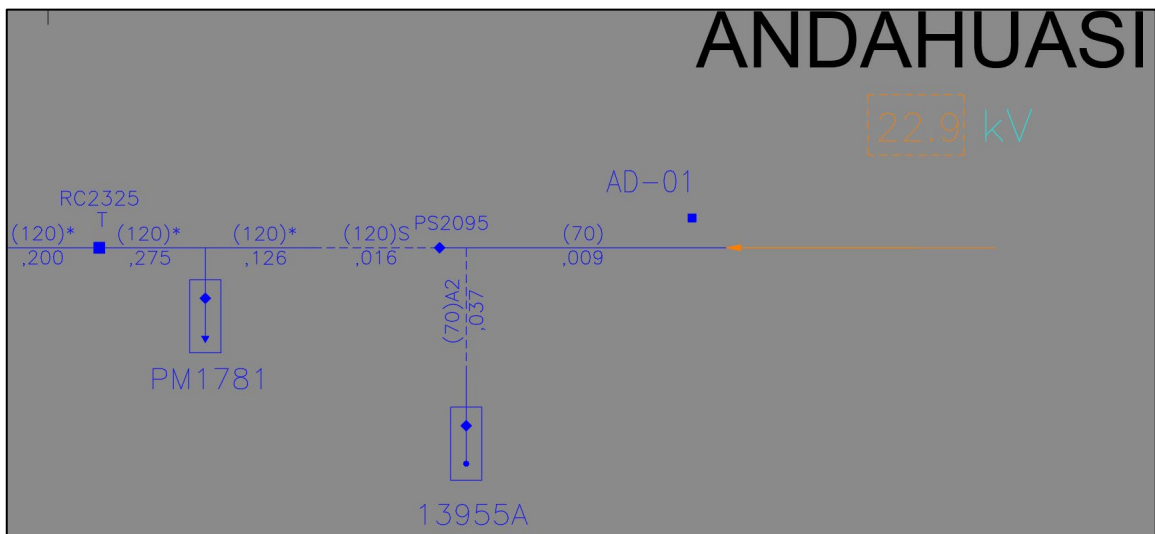
Fuente: Enel Distribución (2020) "Reporte diario de Fallas MT"

5.1.3 Recolección de información de la red de distribución

Se recopiló la información documentada de la red de distribución en media tensión del alimentador AD-01. Se utilizó un modelo de Check List de recolección de información del alimentador AD-01, este modelo se observa en el Anexo 2, donde se muestra la validación de contar con la siguiente información: diagrama unifilar del alimentador, planimetría del alimentador, potencia de los transformadores de distribución, ajustes de los equipos de protección eléctrica del alimentador AD-01.

Por ejemplo, en la figura 5.3, se muestra sección del diagrama unifilar desde la salida del alimentador AD-01 hasta el recloser RC2325 además de la sección y longitud de cada tramo del alimentador AD-01.

Figura 5.3 Diagrama unifilar del alimentador AD-01 – Sección a evaluar



Fuente: Enel Distribución Perú S.A.A. (2020) "Recorrido de la red MT Andahuasi / 22.9 kV"

Adicionalmente al diagrama unifilar del alimentador AD-01 (ver Anexo 3), en la figura 5.4 se muestra la leyenda con el tipo de conductor aéreo o subterráneo de los diferentes tramos aéreos y subterráneos del alimentador AD-01. La nomenclatura utilizada en la leyenda sobre el tipo de conductor es la nomenclatura utilizada en de la empresa Enel Distribución.

Figura 5.4 Leyenda del tipo de conductor del alimentador AD-01.

L E Y E N D A		
————— ()	Cable NKY	
————— ()S	Cable N2XSY	
————— ()SM	Cable N2XSY Monofásico	
————— ()AS	Cable de Aluminio Autosoportado	
————— ()	Línea Aérea Cu	
————— ()*	Línea Aérea Al.	
————— ()M	Línea Aerea Monofásica	
————— ()A1	Cable NA2XSY	
————— ()A2	Cable NA2XSY	
————— ()A2R	Cable NA2XSA2Y	

Fuente: Enel Distribución Perú S.A.A. (2020) "Recorrido de la red MT Andahuasi / 22.9 kV"

5.2 PROCESAMIENTO DE DATOS

5.2.1 Procesamiento del reporte diario de fallas

Para el procesamiento de información del Anexo 1, se utilizó Microsoft Excel para filtrar y listar el reporte diario de las fallas eléctricas del alimentador Andahuasi 01 (AD-01). Se ordenó de forma cronológica por fecha y hora de la falla y se consideró las interrupciones eléctricas donde los equipos de protección actuaron de forma incorrecta dentro de su zona de protección y registraron los valores de corriente de falla, priorizando las interrupciones donde aperturó la cabecera del alimentador y salió de servicio todo el alimentador de AD-01.

5.2.2 Modelamiento de la red de distribución de AD-01

Con la información recopilada del alimentador AD-01, se realizó el modelamiento de la red de distribución.

En primer lugar, se revisó el tipo de conductor de los tramos aéreos y tramos subterráneos (cables) que componen la red troncal y derivaciones del alimentador AD-01. En la tabla 5.1 se muestran la sección de los conductores de los alimentadores de Andahuasi.

Tabla 5.1 Tipo y sección de conductores del alimentador AD-01.

Suebstación	Circuito	SET	Alimentador	Sección	Sub. (km)	Aéreo (km)
Andahuasi	Circuito 1	AD	AD-01	AA 3 - 1 x 120 mm ²	0	29,854
		AD	AD-01	N2XSY 3 - 1 x 120	0,376	0
		AD	AD-01	N2XSY 3 - 1 x 70	0,183	0
		AD	AD-01	NA2XSA2Y 3-1X120 (20)	0,361	0
		AD	AD-01	NA2XSY 3-1X70 (20)	0,227	0
		AD	AD-01	NA2XSY 3-1X120 (20)	0,072	0
		AD	AD-01	CU 3 - 1 x 70 mm ²	0	0,009
		AD	AD-01	AA 3 - 1 x 70 mm ²	0	42,011

Fuente: Enel Distribución Perú S.A.A. (2019) "Estudio integral de las redes de media tensión de Enel Distribución"

Con la información del tipo de conductor y sección, se determinó los parámetros eléctricos como: capacidad admisible (IN), resistencia y reactancias inductiva y capacitiva tanto en secuencia positiva y secuencia cero. La componente de secuencia negativa se consideró igual a la componente de secuencia positiva.

En la tabla 5.2 se muestra los valores de los parámetros eléctricos del alimentador AD-01.

Tabla 5.2 Valores de parámetros eléctricos.

Código AutoCAD	Descripción	Características	IN (kA)	R+ (Ohm/km)	X+ (Ohm/km)	R0 (Ohm/km)	X0 (Ohm/km)	C (uF/km)	C0 (uF/km)
(70)	Línea Aérea Cu de 70 mm ²	CU 3 - 1 x 70 mm ²	0.348	0.268	0.387	0.443	2.119	0.011	0.004
(70)*	Línea Aérea Al de 70 mm ²	AA 3 - 1 x 70 mm ²	0.261	0.455	0.385	0.630	2.118	0.011	0.004
(70)A2	Cable NA2XSY de 70 mm ² (0.5 km)	NA2XSY 3-1X70 (20)	0.192	0.458	0.175	0.648	2.475	0.180	0.180
(70)S	Cable N2XSY de 70 mm ² (0.5 km)	N2XSY 3 - 1 x 70	0.222	0.305	0.170	0.491	2.464	0.199	0.199
(120)*	Línea Aérea Al de 120 mm ²	AA 3 - 1 x 120 mm ²	0.353	0.288	0.366	0.463	2.099	0.012	0.004
(120)S	Cable N2XSY de 120 mm ²	N2XSY 3 - 1 x 120 mm ²	0.302	0.193	0.156	0.378	2.438	0.242	0.242
(120)A2	Cable NA2XSY de 120 mm ² (0.5 km)	NA2XSY 3-1X120 (20)	0.260	0.280	0.161	0.467	2.445	0.219	0.219
(120)A2R	Cable NA2XSA2Y de 120 mm ² (0.5 km)	NA2XSA2Y 3-1X120 (20) mm ²	0.300	0.268	0.177	0.479	2.451	0.212	0.212

Fuente: Enel Distribución Perú S.A.A. (2019) "Estudio integral de las redes de media tensión de Enel Distribución"

Posteriormente, se procesó la información de la demanda de cada subestación de distribución y también de los clientes que se alimentan desde un PMI o punto de medición a la intemperie (alimentación en 22.9 kV), debido que para el modelamiento se necesita la potencia en mega watts (MW) de cada carga a conectar en el alimentador, por lo que se transformó la energía de kilowatts hora (kW-h) a MW.

En la tabla 5.3 se muestra una parte del Anexo 4 donde se observa la subestación de distribución (SED) o PMI, su potencia nominal en kVA, el consumo registrado en kW-h y la potencia eléctrica determinada a partir de la energía, por último, se muestra la cantidad de clientes conectado a cada punto de carga.

Tabla 5.3 Parte del registro de demanda del alimentador AD-01.

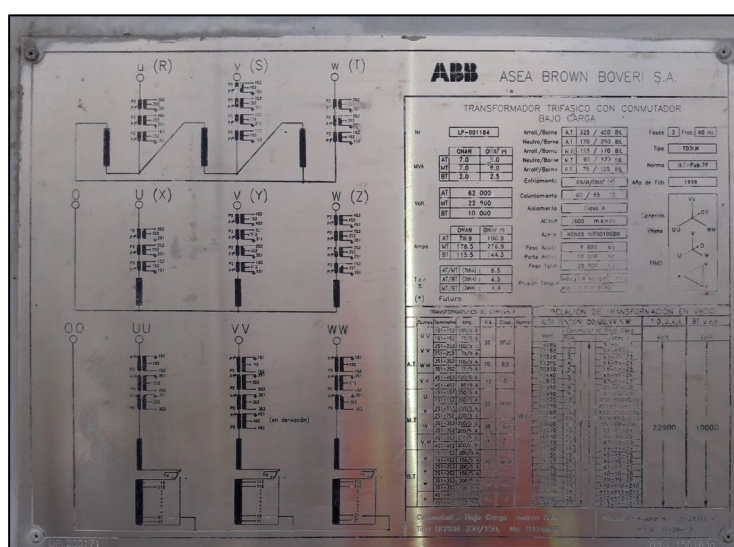
NetworkId	CustomerNumber	SED KVA	KWHUsage	NumberOfCustomer
AD-01	13591A	50	871	4
AD-01	14018A	50	4092	4
AD-01	12549A	100	2804	11
AD-01	PM0672	0	33993	1
AD-01	13340A	50	1986	5
AD-01	15071A	160	9225	185
AD-01	PM0526	0	6962	1
AD-01	13560A	160	10637	104
AD-01	13256A	100	2744	6
AD-01	14657A	100	5711	14
AD-01	15595A	160	4242	20
AD-01	PM1300	0	7722	1
AD-01	PM0957	0	2986	1
AD-01	12477A	50	14707	92
AD-01	14555A	160	4857	60
AD-01	14686A	100	3669	26
AD-01	13014A	50	932	11

Fuente: Enel Distribución Perú S.A.A. (2019) "Demanda del Año 2020 de Andahuasi"

Adicionalmente, se modeló el transformador de potencia de propiedad de ADINELSA, de 7 MVA y 60/22.9 kV de la subestación de potencia Andahuasi. Con la información de la placa se modeló el transformador de potencia en el software DigSILENT Power Factory V15.1.

En la figura 5.5 se muestra la placa del transformador de potencia.

Figura 5.5 Placa del transformador de la SET Andahuasi.



Fuente: ADINELSA (2020) "Subestación de Transmisión Andahuasi"

En la figura 5.6 se muestra al transformador de potencia de la subestación de potencia Andahuasi.

Figura 5.6 Transformador de la SET Andahuasi.

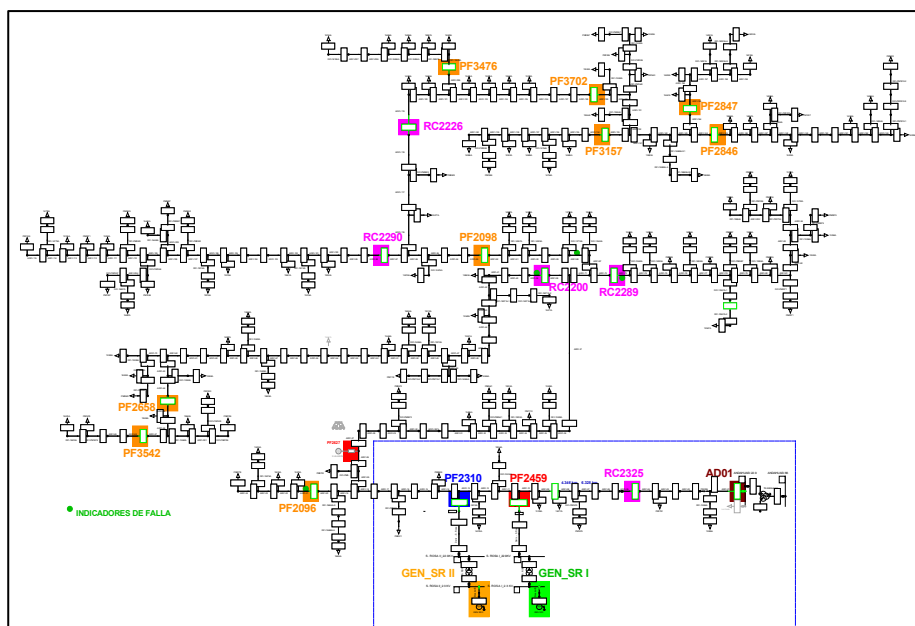


Fuente: ADINELSA (2020 “Subestación de Transmisión Andahuasi”)

Con la información procesada anteriormente, se modeló el alimentador Andahuasi 01 (AD-01) en el software DlgSILENT Power Factory V15.1.

En la figura 5.7 y en el Anexo 5 se muestra el alimentador AD-01 modelado en el software DlgSILENT Power Factory V15.1.

Figura 5.7 Modelamiento del alimentador AD-01.



Fuente: Elaboración propia

5.2.3 Segmentación de zonas de protección en el alimentador AD-01

Se segmentó las zonas de protección en el alimentador AD-01, según la disposición y la ubicación de los recloser en el alimentador:

Zona 01: Recloser RC2325 - Relé AD-01.

Zona 02: PF2310 - PF2459 - Recloser RC2325.

Zona 03: PF2096 - Recloser RC2325.

Zona 04: Recloser RC2200 - Recloser RC2325.

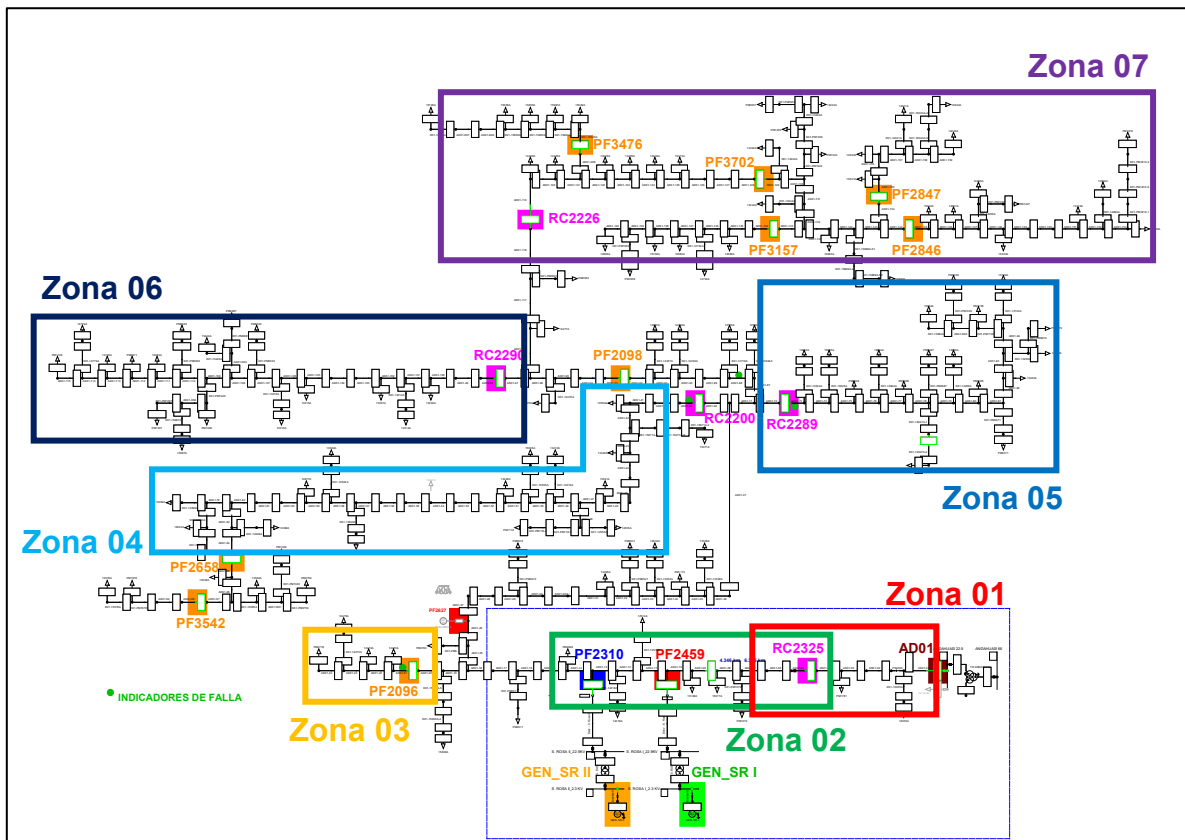
Zona 05: Recloser RC2289 - Recloser RC2325.

Zona 06: Recloser RC2290 - Recloser RC2325.

Zona 07: Recloser RC2226 - Recloser RC2325.

En la figura 5.8, se muestra las zonas de protección definidas en el alimentador AD-01.

Figura 5.8 Zonas de protección del alimentador AD-01.



Fuente: Elaboración propia

Luego de segmentar las zonas de protección, se cargó los ajustes de protección existentes (Corriente de arranque, tipo de curva y tiempo - dial) de sobrecorriente de fase y sobrecorriente de tierra de los equipos recloser y el relé de cabecera del alimentador AD-01. En la tabla 5.4 se muestran los ajustes existentes de cada equipo de protección.

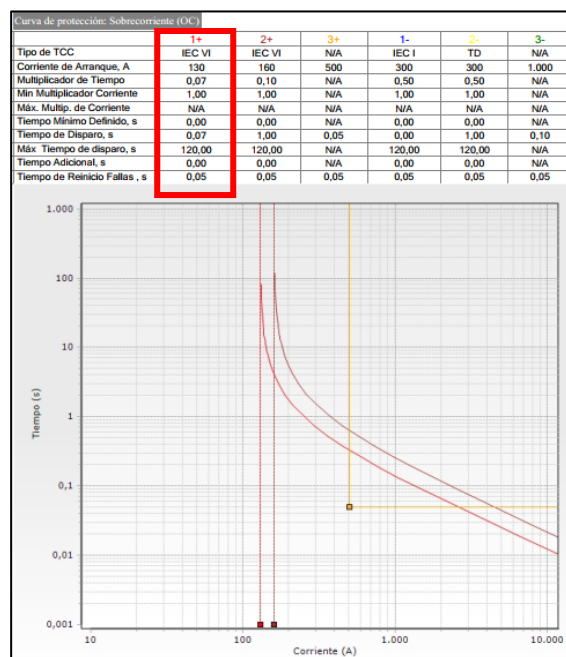
Tabla 5.4 Situación actual de los Ajustes existentes de protección de los equipos del alimentador AD-01.

Recloser / Relé	Sobrecorriente de Fase			Sobrecorriente de Tierra		
	CURVA	Ipickup (A)	Dial	CURVA	Ipickup (A)	Dial
AD01	IEC VI	160	0.10	IEC VI	40	0.10
RC2325	IEC VI	130	0.07	IEC VI	30	0.07
RC2200	IEC VI	100	0.05	IEC VI	25	0.05
RC2289	IEC VI	100	0.05	IEC VI	25	0.05
RC2290	IEC VI	100	0.05	IEC VI	25	0.05
RC2226	IEC VI	100	0.05	IEC VI	25	0.05

Fuente: Enel Distribución Perú S.A.A. (2020) "Ajustes de Alimentador AD-01"

Por ejemplo, en la figura 5.9 se muestra la curva de los ajustes de sobrecorriente de fase del recloser RC2325.

Figura 5.9 Curva de ajustes de sobrecorriente de fase del recloser RC2325.



Fuente: Enel Distribución Perú S.A.A. (2020) "Ajustes de Reclosers de AD-01"

5.3 ANÁLISIS DE DATOS

El análisis de la información se realizó mediante el análisis de las interrupciones registradas más relevantes con el modelamiento realizado en el software computacional DIgSILENT Power Factory V15.1 realizando las simulaciones de flujo de potencia, cortocircuito y el análisis de la protección del alimentador AD-01.

5.3.1 Análisis de las interrupciones del reporte diario de fallas

5.3.1.1 Interrupción eléctrica en Central Santa Rosa I – PF2310

Del Anexo 1, se realizó el análisis del evento del Item 22, interrupción eléctrica registrada el 02-05-2020, debido a un defecto interno del cliente Central Santa Rosa I. Se registró las corrientes de falla en la fase IA = 81A, fase IB = 863A, fase IC = 81A y corriente en el neutro IN = 31A, que ocasionó la apertura del fusible PF2310 de 100 kA y la apertura del recloser RC2325.

En la figura 5.10 se muestra el detalle de la interrupción descrita del 02-05-2020 en el alimentador AD-01.

Figura 5.10. Detalle de la interrupción del 02-05-2020 en el AD-01.

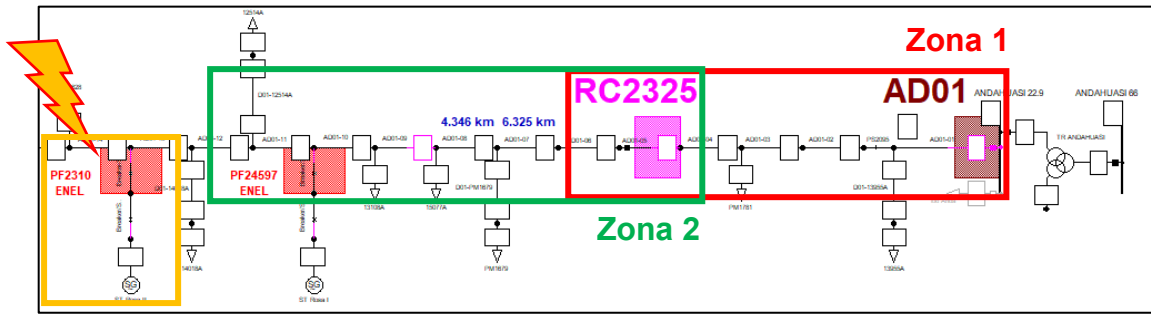
ITEM	ALIMENTADOR	EMPRESA CONCESIONARIA	ORIGEN FALLA	CAUSA DE FALLA	DESCRIPCIÓN CAUSA
22	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	DEFECTO INTERNO CLIENTE CAC	OTROS TERCEROS_Defecto interno en instalación del cliente

FECHA / HORA INICIO	FECHA / HORA FINAL	UBICACIÓN DE LA FALLA	CIRCUITO DE APERTURA	TIPO DE FALLA	ACTUACIÓN CORRECTA DE PROTECCIÓN	CORRIENTE DE FALLA (A)
2/05/2020 17:49	2/05/2020 18:39	PF2310_SANTA ROSA I	RC2325_AD-01	FALLA A TIERRA	INCORRECTO	A=81, B=863, C=81, N=31.

Fuente: Enel Distribución (2020) "Reporte diario de Fallas MT"

En la figura 5.11 se observa el esquema de la interrupción eléctrica y las zonas de protección que se consideró en el análisis.

Figura 5.11. Esquema de la interrupción del 02-05-2020 en el AD-01.



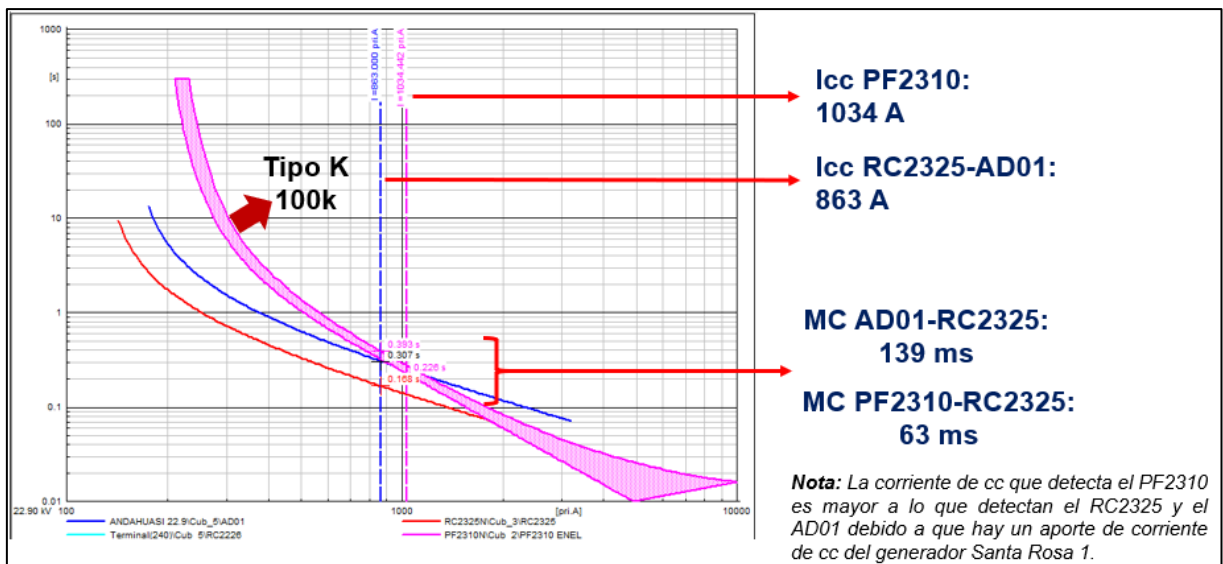
Zona PF2310

Fuente: Elaboración propia

Se realizó el análisis de la falla eléctrica con las corrientes de falla registradas por centro de control y con las curvas de protección muy inversas (VI) del recloser y relé de cabecera modeladas en el software DlgSILENT Power Factory V15.1.

En la figura 5.12 se observa el modelamiento de las curvas de protección de los equipos involucrados en la interrupción, la curva del fusible PF2310, del recloser RC2325 y del relé de la cabecera AD-01.

Figura 5.12. Análisis de las curvas de protección de fase del AD-01.



Fuente: Elaboración propia

Del análisis de las curvas de protección de sobrecorriente de fases ante la simulación de una falla a tierra en el fusible PF2310, se observó que el margen de coordinación (MC) entre el fusible PF2310 y el recloser RC2325 fue de 139 milisegundos, y el MC entre el recloser RC2325 y el relé de cabecera AD-01 fue de 63 milisegundos. Por ende, se observó que no existe coordinación ya que ambos márgenes de coordinación son menores a 150 milisegundos, que es el valor recomendado para este tipo de recloser y relé de protección para que exista coordinación entre estos.

5.3.1.2 Interrupción eléctrica en Poste N° 35073

Como segundo caso, se realizó el análisis del evento del Item 26, interrupción eléctrica registrada el 25-06-2020, debido a trabajos de otra concesionaria que originó la caída de un árbol en la red cerca al poste N° 35073. Se registró las corrientes de falla en la fase IA = 1181A, fase IB = 1514A, fase IC = 26A y corriente homopolar IN = 363A, que ocasionó la apertura del relé de cabecera del alimentador AD-01 quedando todo el alimentador fuera de servicio.

En la figura 5.13 se muestra el detalle de la interrupción del 25-06-2020 en el alimentador AD-01.

Figura 5.13. Detalle de la interrupción del 25-06-2020 en el AD-01.

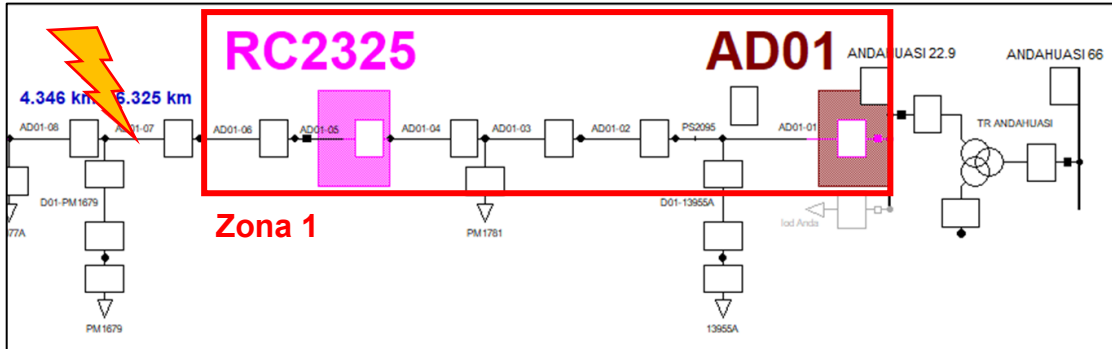
ITEM	ALIMENTADOR	EMPRESA CONCESIONARIA	ORIGEN FALLA	CAUSA DE FALLA	DESCRIPCIÓN CAUSA
26	AD-01	ADINELSA	IMP. TERCEROS	ARBOLES	OTROS EXTERNAS_Otra Distribuidora

FECHA / HORA INICIO	FECHA / HORA FINAL	UBICACIÓN DE LA FALLA	CIRCUITO DE APERTURA	TIPO DE FALLA	ACTUACIÓN CORRECTA DE PROTECCIÓN	CORRIENTE DE FALLA (A)
25/06/2020 06:48:00	25/06/2020 09:37:19	SET AD	AD-01	FALLA A TIERRA	INCORRECTO	A=1181, B=1514, C=26, N=363.

Fuente: Enel Distribución (2020) "Reporte diario de Fallas MT"

En la figura 5.14 se observa el esquema de la falla eléctrica en el poste N° 35073 y la zona de protección que se consideró para el análisis de la interrupción total del alimentador AD-01.

Figura 5.14. Esquema de la interrupción del 25-06-2020 en el AD-01.

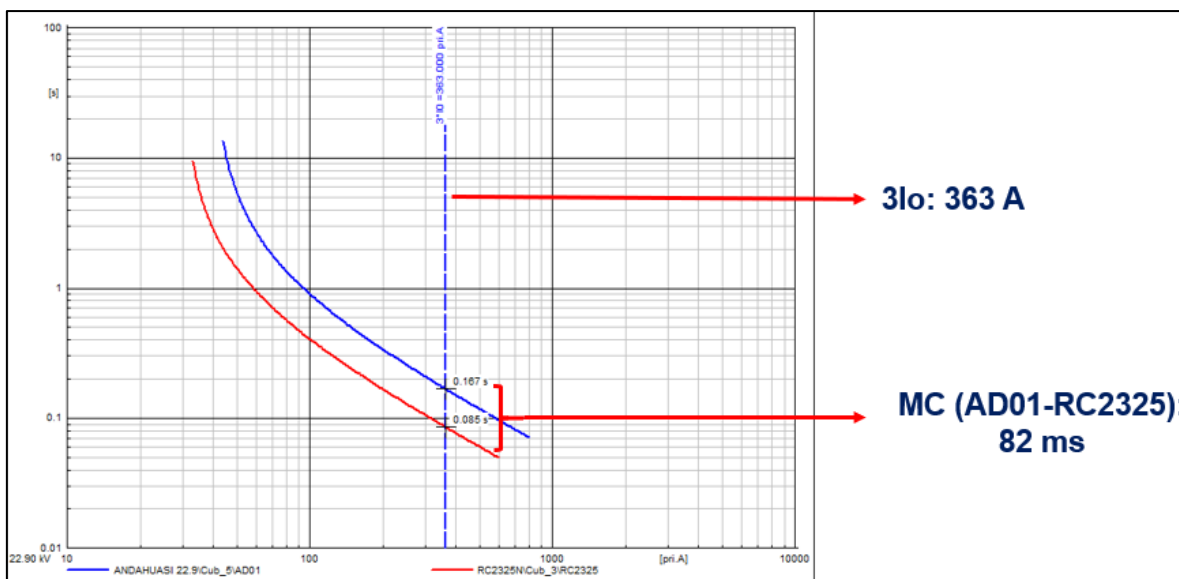


Fuente: Elaboración propia

Se realizó el análisis de la falla con las corrientes de falla registradas y con las curvas de protección muy inversas (VI) del recloser y del relé de cabecera modeladas en el software DigSILENT Power Factory V15.1.

En la figura 5.15 se observa el modelamiento de las curvas de protección de los equipos involucrados en la interrupción, la curva de protección de tierra del recloser RC2325 y del relé de la cabecera AD-01.

Figura 5.15. Análisis de las curvas de protección de tierra del AD-01.



Fuente: Elaboración propia

Del análisis de las curvas de protección de sobrecorriente de tierra ante la simulación de una falla a tierra en la ubicación del poste 35073, se observó que el margen de coordinación (MC) entre el recloser RC2325 y el relé de cabecera AD-01 fue de 82 milisegundos. Por consiguiente, se concluyó que como el margen de coordinación es menor a 150 milisegundos, no existe coordinación entre el recloser RC2325 y el relé AD-01.

5.3.2 Análisis de la protección del alimentador AD-01

Para el análisis de la protección se consideró los siguientes criterios de acuerdo con lo indicado en el marco teórico: la protección de sobrecorriente mide la corriente que circula por el circuito protegido y emite su disparo al interruptor asociado (recloser) cuando la corriente medida supera el umbral de arranque ajustado (corriente de arranque) y una vez agotado su tiempo de ajuste.

Se consideró que la corriente de arranque de la protección sobrecorriente de fases se ajusta como mínimo al 120% de la máxima corriente de carga del circuito a proteger, la curva de operación y el dial de tiempo se seleccionan para mantener un margen de coordinación con las protecciones adyacentes.

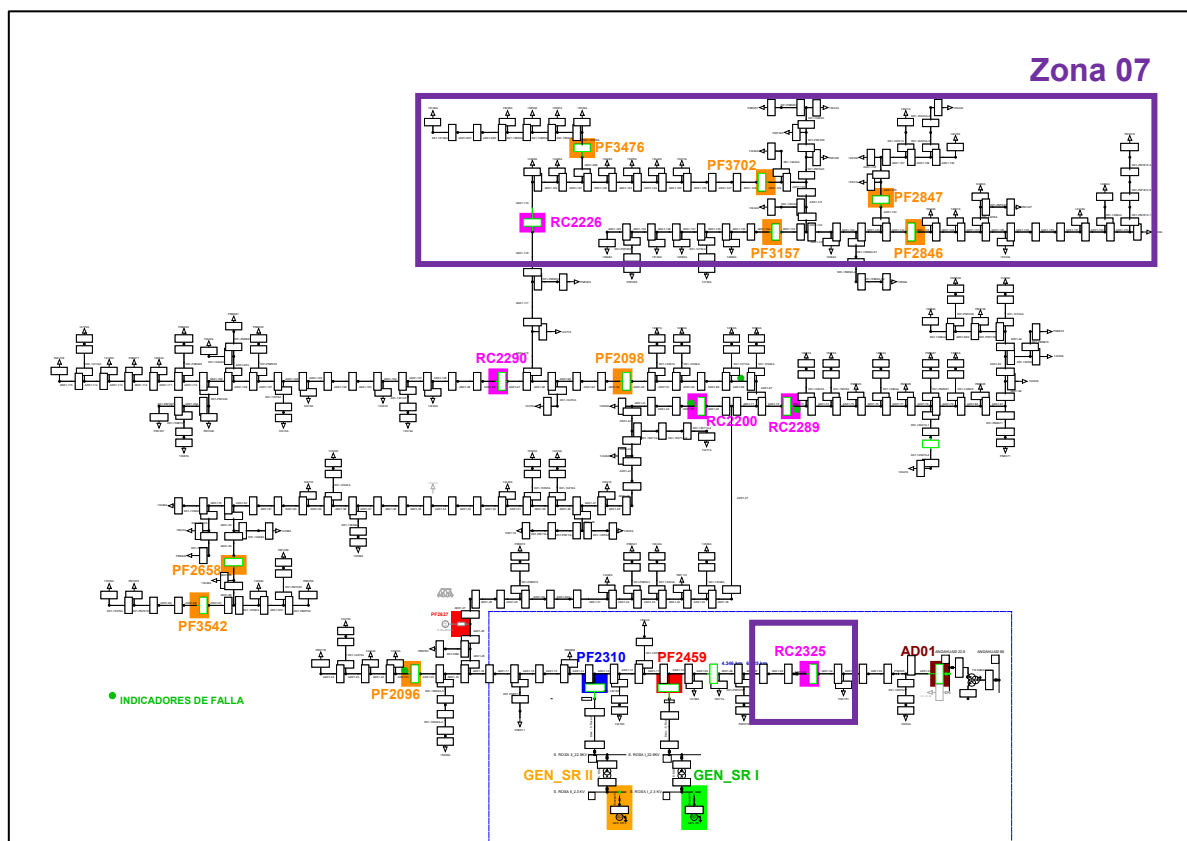
Para los ajustes de sobrecorriente de tierra, se consideró que la corriente de arranque de la protección es como mínimo el 10% de la corriente nominal de la línea o el primario del transformador de corriente toroidal, la curva de operación y el dial de tiempo se seleccionan para mantener un margen de coordinación con las protecciones adyacentes.

Para la determinación de los tiempos de actuación o dial se evaluó la coordinación entre los equipos de protección considerando que se garantice un tiempo de coordinación de como mínimo 150 milisegundos.

5.3.2.1 Análisis de protección RC2226 – RC2325

De acuerdo con la zonificación de protección, la coordinación entre los recloser RC2226 y RC2325 corresponde a la zona 07. En la figura 5.16 se observa la zona 07 del alimentador AD-01.

Figura 5.16 Zona 07 de protección del alimentador AD-01.



Fuente: Elaboración propia

Protección de sobrecorriente de fases (50/51):

Se ajusta la protección de sobrecorriente al valor como mínimo del 150 % de la corriente máxima a transmitir en el circuito del ramal del RC2226.

Debido a que el ajuste existente es mayor al 150 % de la corriente máxima a transmitir se considera el ajuste de corriente y dial existente.

Potencia máx. = 2 MVA

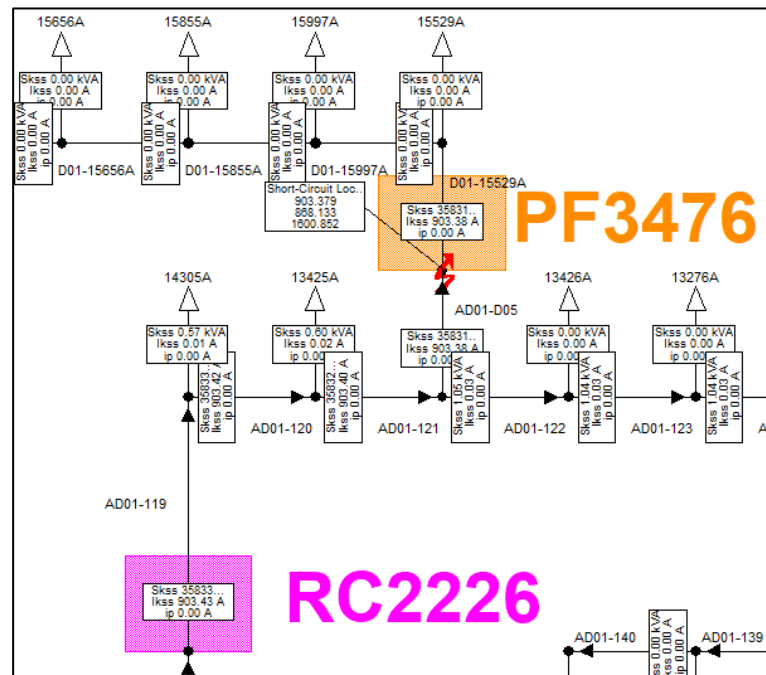
$I_{max} = 53 \text{ Amp}$

$I_{ph} = 1.5 \times 53 = 79.5 \text{ A} \rightarrow I_{ph} \text{ (existente)} = 100 \text{ A} / \text{Dial} = 0.05$

Se consideró la coordinación del recloser RC2226 con el fusible PF3476, siendo este último el más cercano al recloser RC2226. La capacidad del fusible se determinó con la capacidad adecuada para que exista coordinación en el escenario de máxima corriente de cortocircuito.

En la figura 5.17 se observa la simulación de un cortocircuito trifásico a la distancia de 1% respecto al PF3476.

Figura 5.17 Cortocircuito trifásico al 1% de distancia del PF3476.



Fuente: Elaboración propia

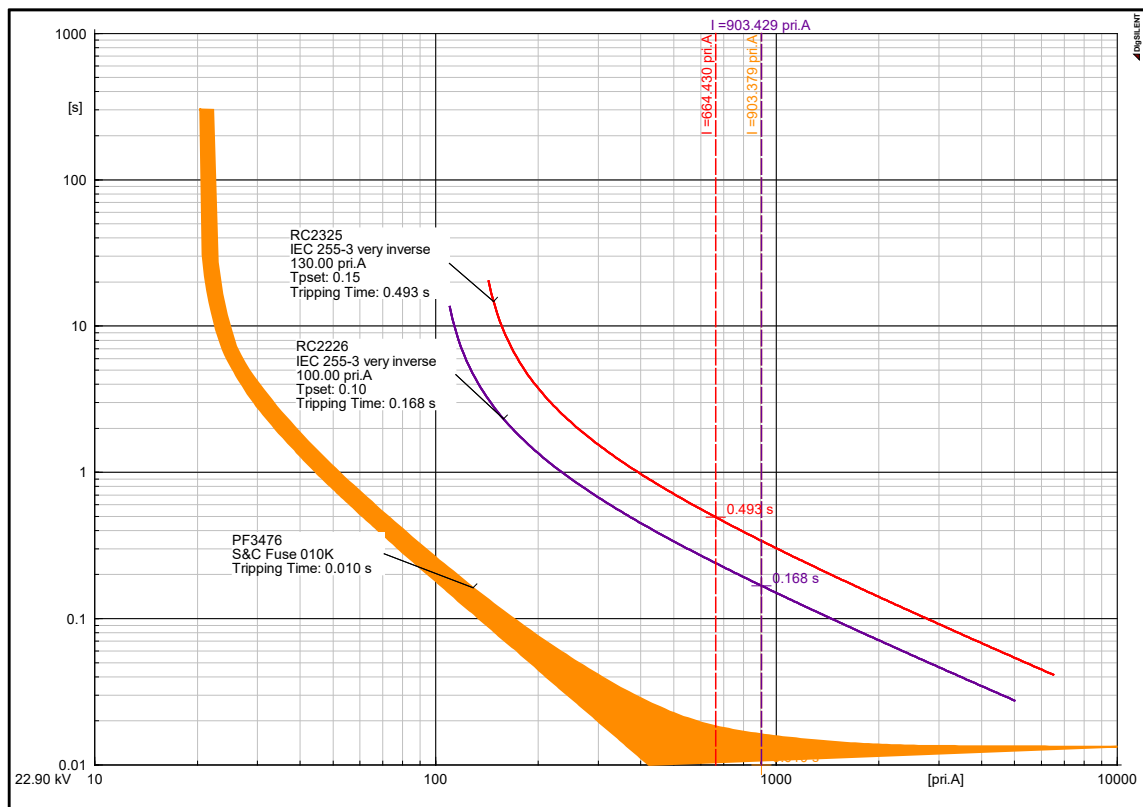
Con la simulación, se verificó que con el dial (ajuste de tiempo) de 0.05 del recloser RC2226, no se logra una coordinación con el fusible de 10 kA (capacidad mínima), por lo que, el dial se subió a **0.10** para lograr un

tiempo de apertura de 168 milisegundos (ms) del RC2226 y un margen de coordinación de 158 milisegundos entre el RC2226 y el PF3476.

Para el análisis entre el RC2325 y el RC2226 se verifica que existe un margen de coordinación de 325 milisegundos, que es un valor mayor a 150 milisegundos, que es el valor de referencia.

En la figura 5.18 se observa las curvas de protección para un cortocircuito trifásico puro a la distancia de 1% respecto al nodo de conexión del PF3476.

Figura 5.18 Curvas de protección de un cortocircuito trifásico al 1% de distancia del PF3476.



Fuente: Elaboración propia

No se activa una protección instantánea debido a que no habrá coordinación en entre el PF3476 y el recloser RC2226.

Protección de sobrecorriente de tierra (50N/51N):

Se ajusta la protección de sobrecorriente al valor como mínimo del 10 % de la corriente del primario del transformador de corriente del recloser RC2226. Debido a que el ajuste existente es mayor a lo mencionado, se considera el ajuste de corriente y dial existente.

Corriente primario. = 100 A

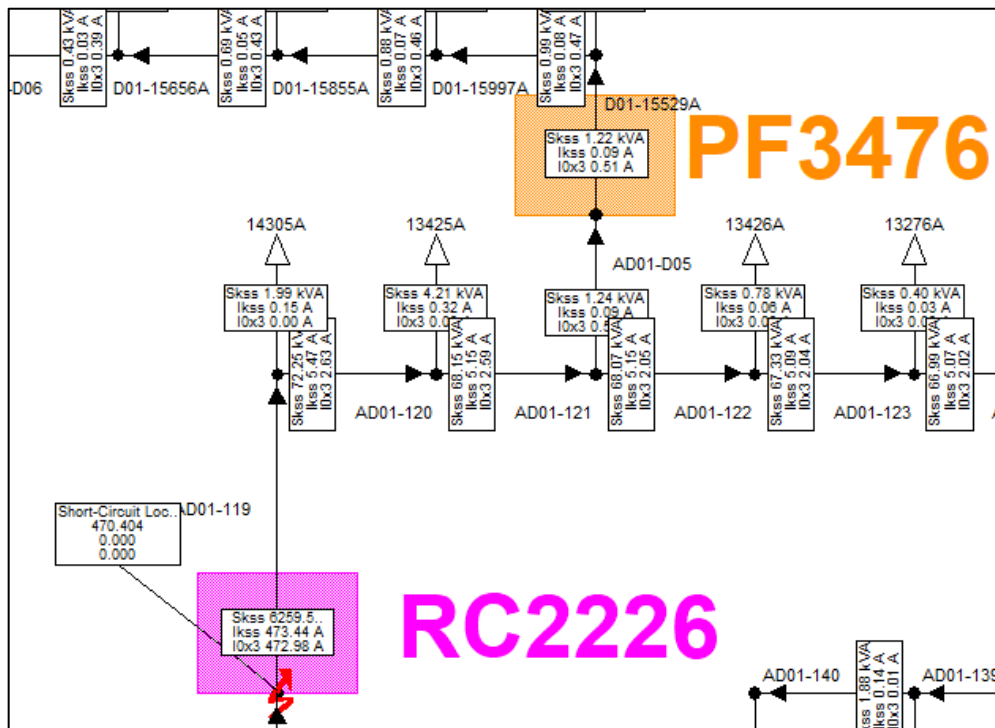
$$I_n = 0.1 \times 100 = 10 \text{ A} \rightarrow I_n \text{ (existente)} = 25 \text{ A} / \text{Dial} = 0.05$$

No se consideró el fusible PF3476, ya que, el fusible es utilizado para proteger solo contra fallas de cortocircuito mas no contra fallas a tierra.

Por ende, los ajustes se determinaron en el escenario de máxima corriente de falla a tierra que es a 1% de distancia respecto al RC2226.

En la figura 5.19 se observa la simulación de una falla a tierra a la distancia de 1% respecto al RC2226.

Figura 5.19 Falla a tierra al 1% de distancia del RC2226.

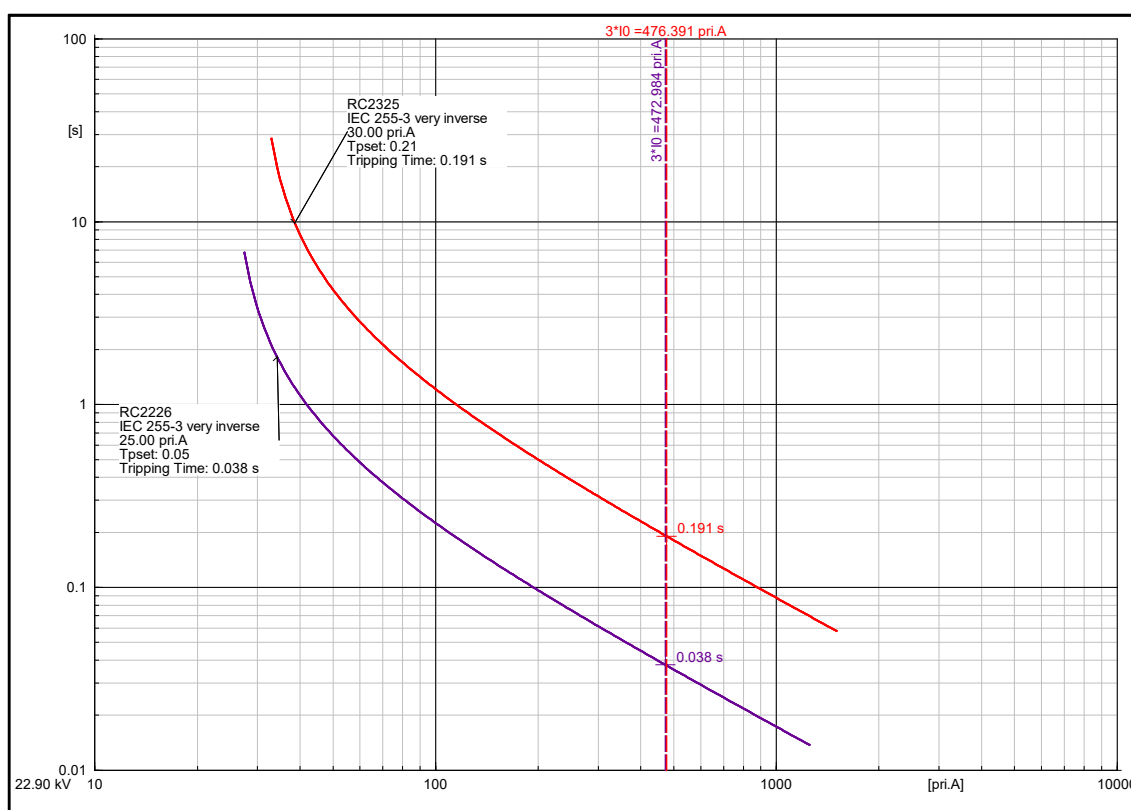


Fuente: Elaboración propia

Con la simulación, se verificó que con el dial de 0.07 del recloser RC2325, no se logra una coordinación con el recloser RC2226, por lo que, el dial se subió a **0.21** para lograr un tiempo de apertura de 191 milisegundos del RC2325 y un margen de coordinación de 153 milisegundos entre el RC2325 y el RC2226, que es un valor mayor que 150 milisegundos.

En la figura 5.20 se observa las curvas de protección para una falla a tierra a la distancia de 1% respecto al RC2226.

Figura 5.20 Curvas de protección de una falla a tierra al 1% de distancia del RC2226.



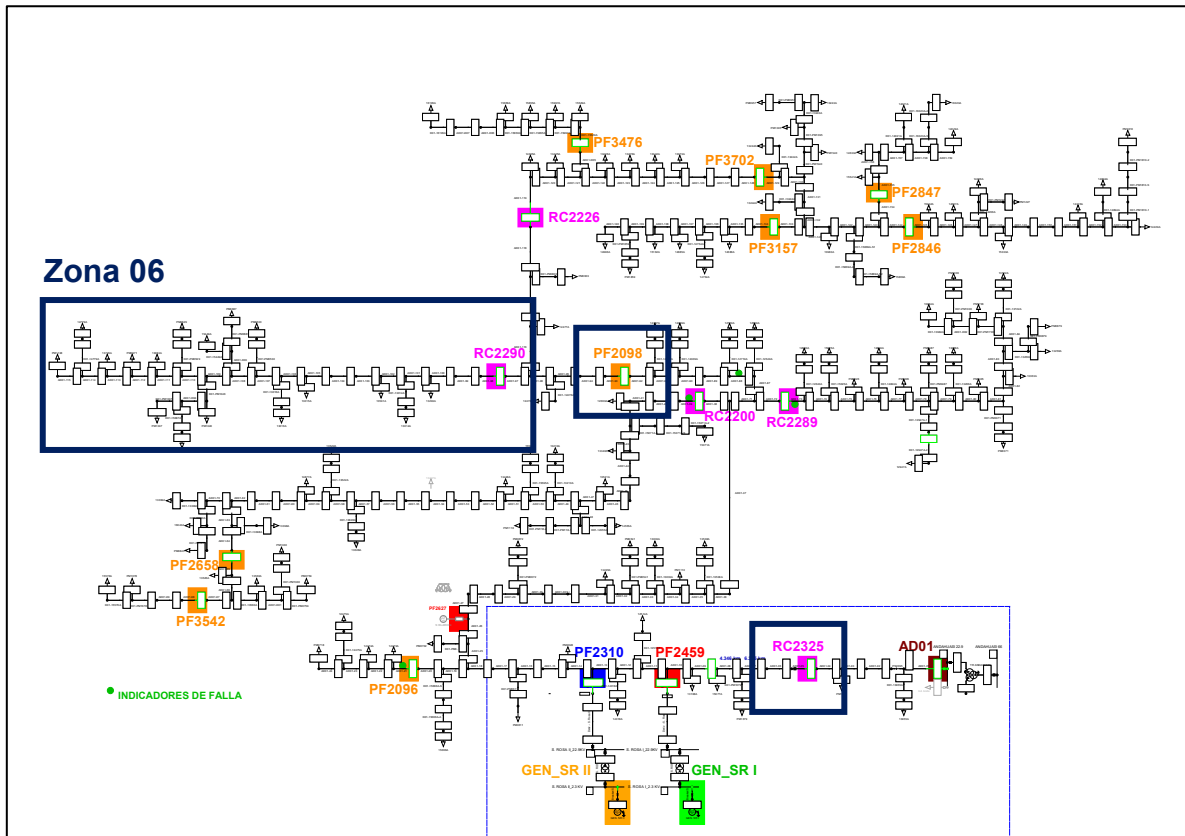
Fuente: Elaboración propia

No se activa una protección instantánea debido a que la corriente de falla a tierra local (más crítica) es similar a la corriente de falla a tierra remota (más lejana).

5.3.2.2 Análisis de protección RC2290 – RC2325

De acuerdo con la zonificación de protección, la coordinación entre los recloser RC2290 y RC2325 corresponde a la zona 06. En la figura 5.21 se observa la zona 06 del alimentador AD-01.

Figura 5.21 Zona 06 de protección del alimentador AD-01.



Fuente: Elaboración propia

Protección de sobrecorriente de fases (50/51):

Se ajusta la protección de sobrecorriente al valor como mínimo del 150 % de la corriente máxima a transmitir en el circuito del ramal del RC2290. Debido a que el ajuste existente es mayor al 150 % de la corriente máxima a transmitir, se considera el ajuste de corriente y dial existente.

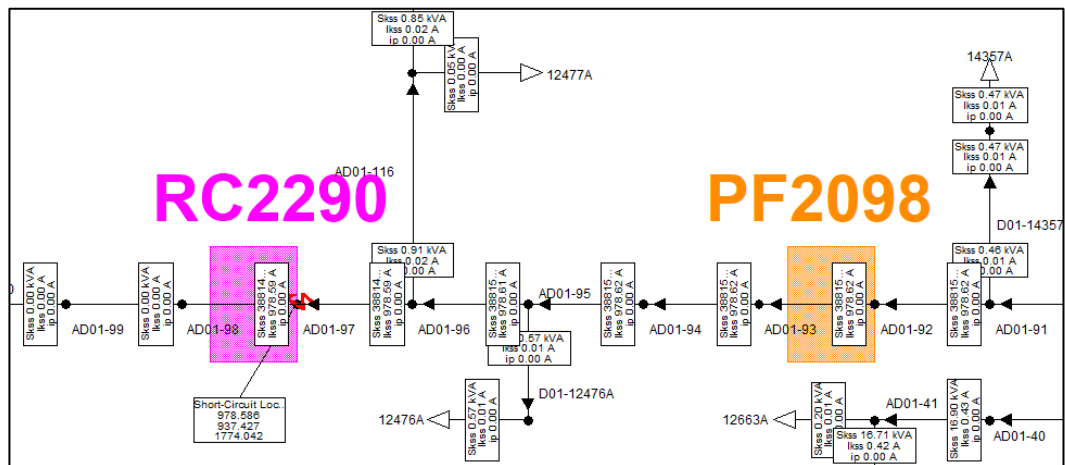
$$I_{ph} \text{ (existente)} = 100 \text{ A} / \text{Dial} = 0.05$$

Se consideró la coordinación del recloser RC2290 con el fusible PF2098, ya que, es el fusible que se encuentra próximo y antes del recloser

RC2290. La capacidad del fusible se determinó con el análisis de protección para que exista coordinación con el recloser RC2290 en el escenario de máxima corriente de cortocircuito.

En la figura 5.22 se observa la simulación de un cortocircuito trifásico a la distancia de 1% respecto al RC2290.

Figura 5.22 Cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2290.



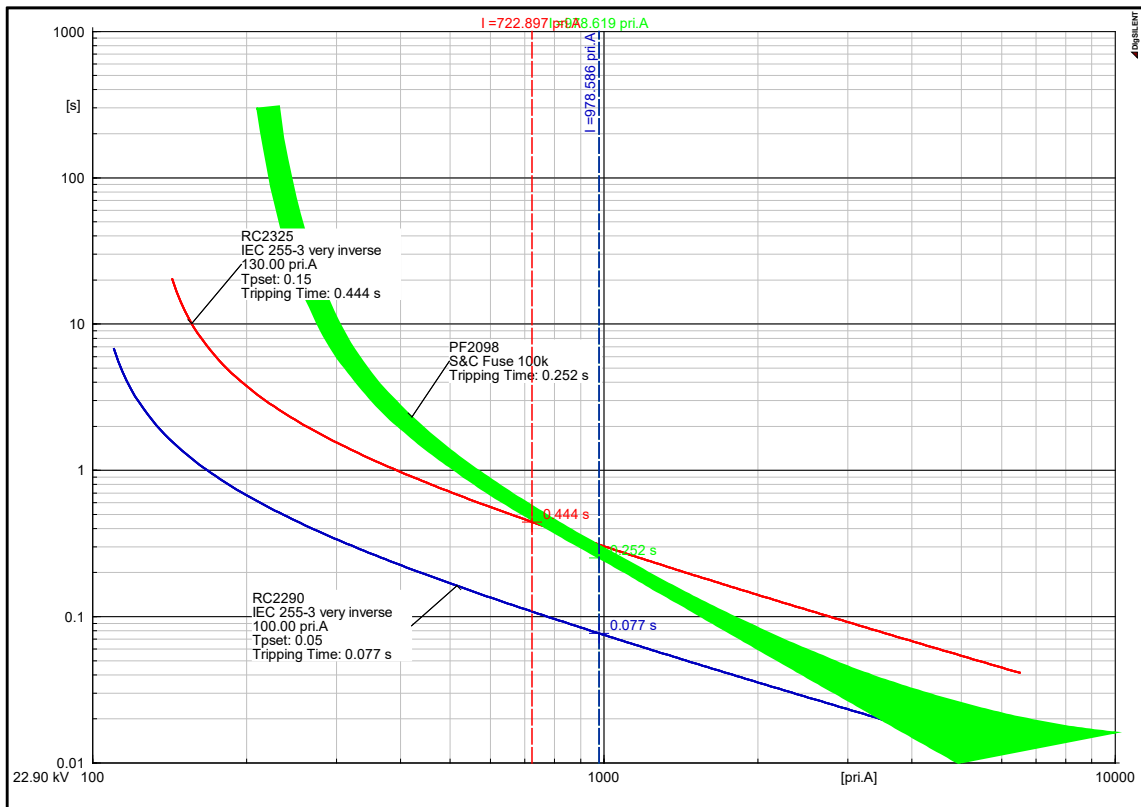
Fuente: Elaboración propia

Con la simulación, se verificó que con el dial de 0.05 del recloser RC2290, se logra una coordinación con el fusible de 100 kA, ya que, el margen de coordinación es de 175 milisegundos entre el RC2290 y el PF2098, siendo un valor mayor que 150 milisegundos.

Para el análisis entre el RC2325 y el RC2290 se verificó que existe un margen de coordinación de 367 ms, considerando los ajustes del RC2325 que se obtuvo en el análisis de coordinación entre el RC2226 – RC2325.

En la figura 5.23 se observa las curvas de protección para un cortocircuito trifásico a la distancia de 1% respecto al recloser RC2290.

Figura 5.23 Curvas de protección de un cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2290.



Fuente: Elaboración propia

No se activa una protección instantánea debido a que la corriente de falla local (más crítica) es similar a la corriente de falla remota (más lejana).

Protección de sobrecorriente de tierra (50N/51N):

Se ajusta la protección de sobrecorriente al valor como mínimo del 10 % de la corriente del primario del transformador de corriente del recloser RC2326. Debido a que el ajuste existente es mayor a lo mencionado, se considera el ajuste de corriente y dial existente.

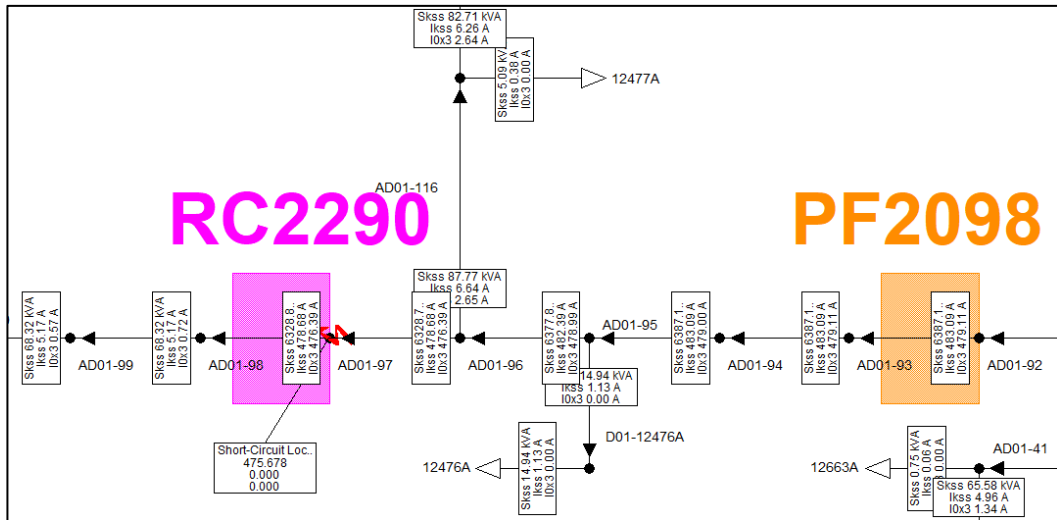
In (existente) = 25 A / Dial = 0.05

No se consideró el fusible PF2098, ya que, el fusible es utilizado para proteger solo contra fallas de cortocircuito mas no contra fallas a tierra.

Por ende, los ajustes se determinaron en el escenario de máxima corriente de falla a tierra a 1% de distancia respecto a la ubicación del RC2290.

En la figura 5.24 se observa la simulación de una falla a tierra a la distancia de 1% respecto al recloser RC2290.

Figura 5.24 Falla a tierra al 1% de distancia del RC2290.

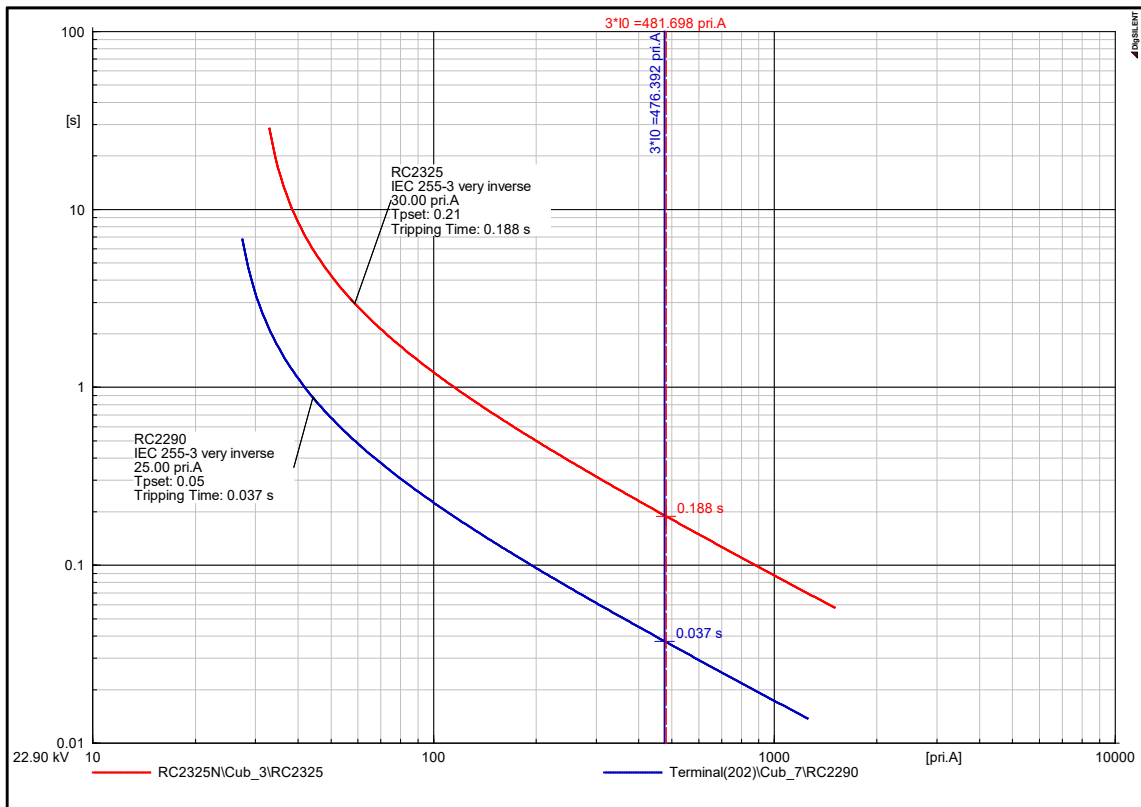


Fuente: Elaboración propia

Con la simulación, se verificó que con el dial de 0.21 del recloser RC2325, que se obtuvo en el análisis entre el RC2325 – RC2226 se logra una coordinación con el recloser RC2290, ya que, se obtuvo un margen de coordinación de 151 milisegundos entre el RC2325 y el RC2290, lo cual es un valor mayor que el valor de referencia de 150 milisegundos.

En la figura 5.25 se observa las curvas de protección para una falla a tierra a la distancia de 1% respecto al recloser RC2290.

Figura 5.25 Gráficas de protección de una falla a tierra al 1% de distancia del RC2290.



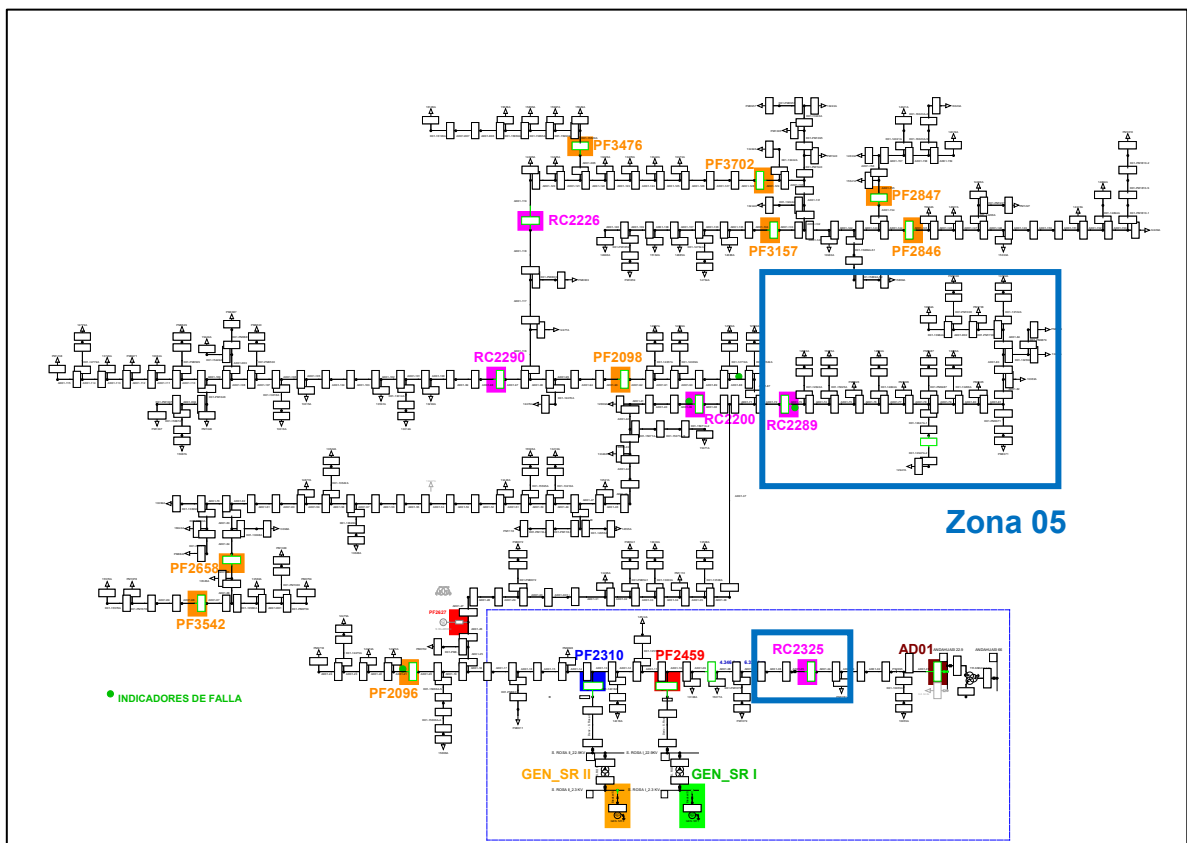
Fuente: Elaboración propia

No se activa una protección instantánea debido a que la corriente de falla a tierra local (más crítica) es similar a la corriente de falla a tierra remota (más lejana).

5.3.2.3 Análisis de protección RC2289 – RC2325

De acuerdo con la zonificación de protección, la coordinación entre los recloser RC2289 y RC2325 corresponde a la zona 05. En la figura 5.26 se observa la zona 05 del alimentador AD-01.

Figura 5.26 Zona 05 de protección del alimentador AD-01.



Fuente: Elaboración propia

Protección de sobrecorriente de fases (50/51):

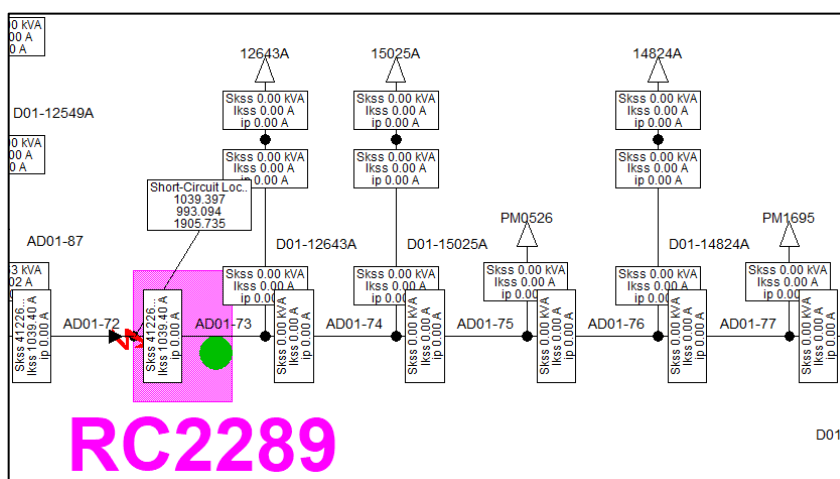
Se ajusta la protección de sobrecorriente al valor como mínimo del 150 % de la corriente máxima a transmitir en el circuito del ramal del RC2290. Debido a que el ajuste existente es mayor al 150 % de la corriente máxima a transmitir, se considera el ajuste de corriente y dial existente.

$$I_{ph} \text{ (existente)} = 100 \text{ A} / \text{Dial} = 0.05$$

Debido a que antes y después del recloser RC2289 no se encuentra ningún equipo de protección intermedio, se consideró solo la coordinación del recloser RC2289 con el recloser RC2325.

En la figura 5.27 se observa la simulación de un cortocircuito trifásico a la distancia de 1% respecto al recloser RC2289.

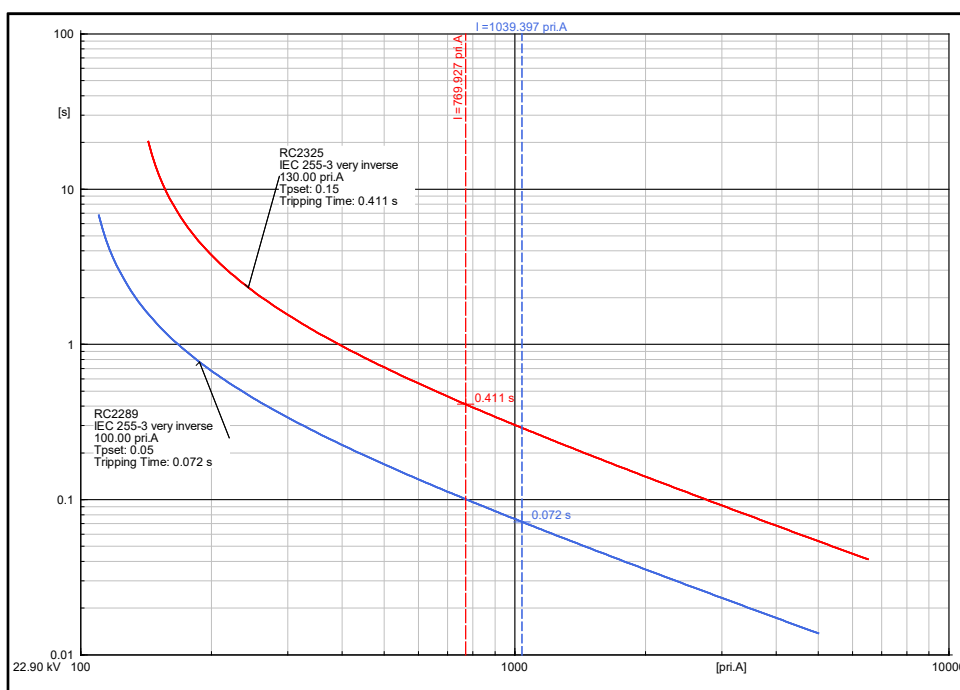
Figura 5.27 Cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2289.



Fuente: Elaboración propia

Para el análisis entre el RC2289 y RC3235 se verificó que existe un margen de coordinación de 339 ms, considerando los ajustes del RC3235 que se obtuvo en el análisis de coordinación entre el RC2226 – RC3235. En la figura 5.28 se observa las gráficas de coordinación para un cortocircuito trifásico a la distancia de 1% respecto al recloser RC2289.

Figura 5.28 Gráficas de protección de un cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2289.



Fuente: Elaboración propia

No se activa una protección instantánea debido a que la corriente de falla local (más crítica) es similar a la corriente de falla remota (más lejana).

Protección de sobrecorriente de tierra (50N/51N):

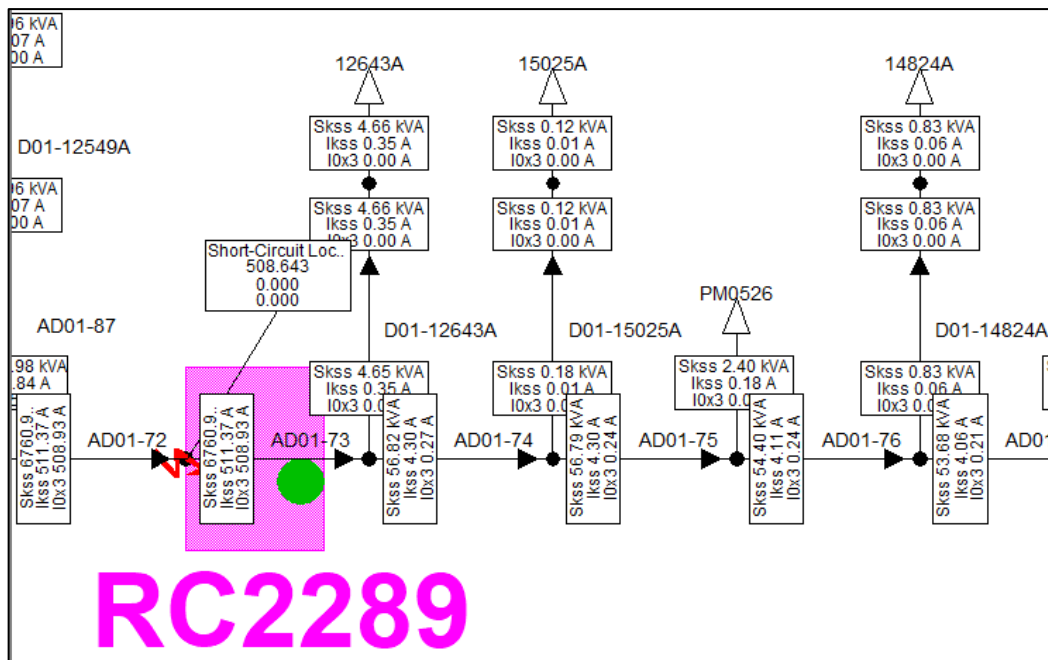
Se ajusta la protección de sobrecorriente al valor como mínimo del 10 % de la corriente del primario del transformador de corriente del recloser RC2289. Debido a que el ajuste existente es mayor a lo mencionado, se considera el ajuste de corriente y dial existente.

In (existente) = 25 A / Dial = 0.05

Por ende, los ajustes se determinaron en el escenario de máxima corriente de falla a tierra a 1% de distancia respecto a la ubicación del RC2289.

En la figura 5.29 se observa la simulación de una falla a tierra a la distancia de 1% respecto al recloser RC2289.

Figura 5.29 Falla a tierra al 1% de distancia del RC2289.



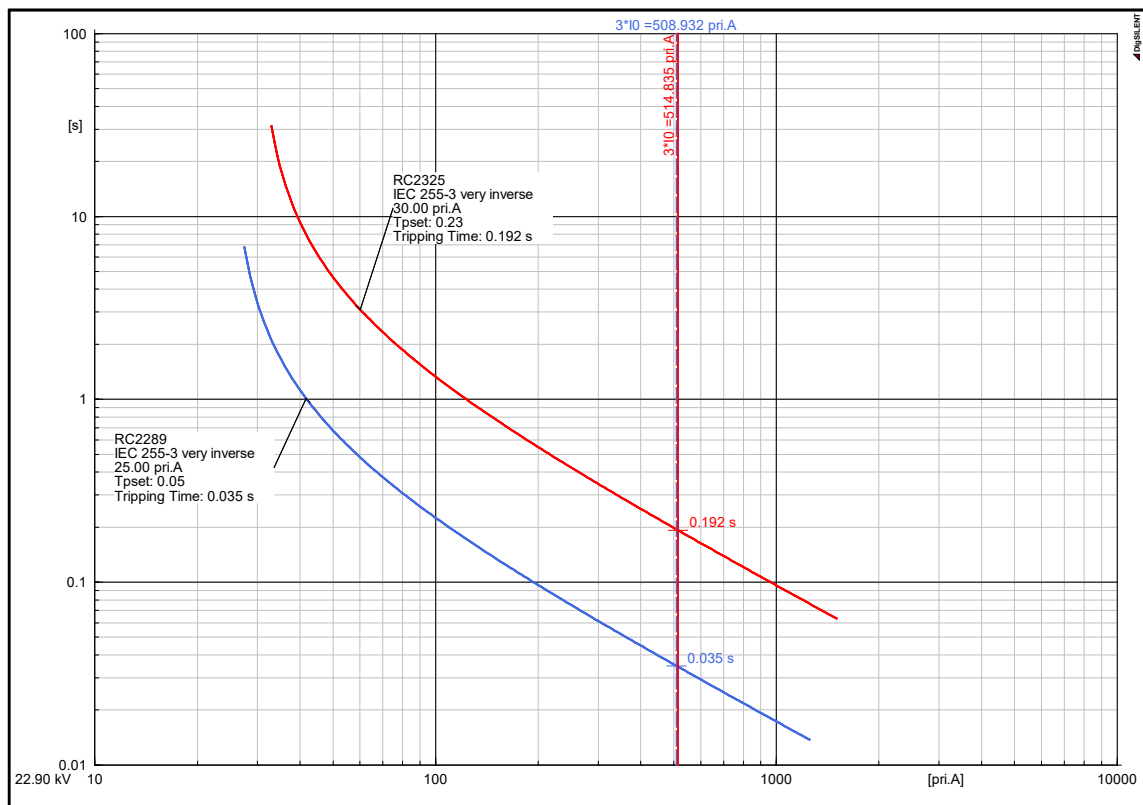
Fuente: Elaboración propia

Con la simulación, se verificó que con el dial de 0.21 del recloser RC2325, no se logró una coordinación con el recloser RC2226 por lo que, el dial se

subió a **0.23** para lograr un tiempo de apertura de 192 milisegundos del RC2325 y un margen de coordinación de 157 milisegundos entre el RC2325 y el RC2289, que es un valor mayor que 150 milisegundos.

En la figura 5.30 se observa las curvas de protección para una falla a tierra a la distancia de 1% respecto al RC2289.

Figura 5.30 Curvas de protección de una falla a tierra al 1% de distancia del RC2289.



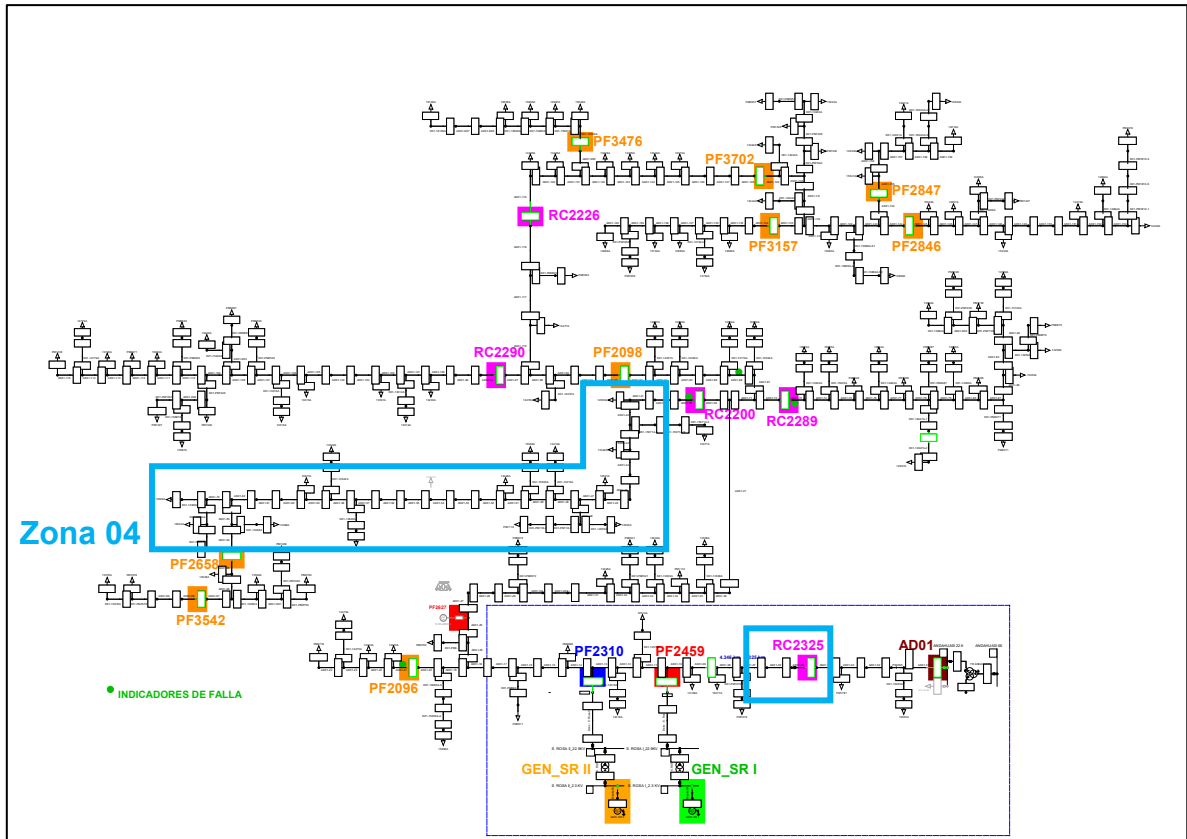
Fuente: Elaboración propia

No se activa una protección instantánea debido a que la corriente de falla a tierra local (más crítica) es similar a la corriente de falla a tierra remota (más lejana).

5.3.2.4 Análisis de protección RC2220 – RC2325

De acuerdo con la zonificación de protección, la coordinación entre los recloser RC2220 y RC2325 corresponde a la zona 04. En la figura 5.31 se observa la zona 04 del alimentador AD-01.

Figura 5.31 Zona 04 de protección del alimentador AD-01.



Fuente: Elaboración propia

Protección de sobrecorriente de fases (50/51):

Se ajusta la protección de sobrecorriente al valor como mínimo del 150 % de la corriente máxima a transmitir en el circuito del ramal del RC2200. Debido a que el ajuste existente es mayor al 150 % de la corriente máxima a transmitir, se considera el ajuste de corriente y dial existente.

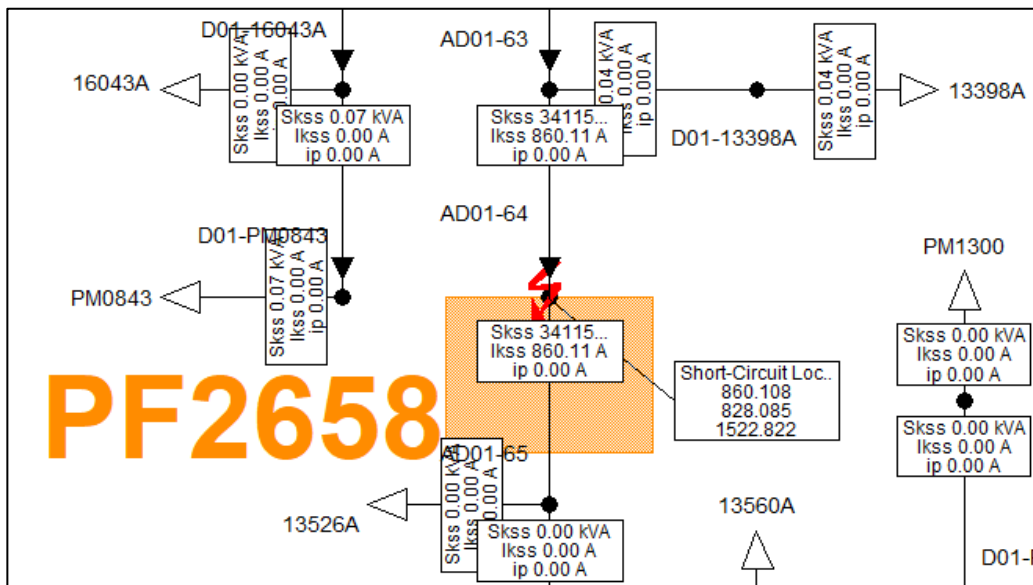
$$I_{ph} \text{ (existente)} = 100 \text{ A} / \text{Dial} = 0.05$$

Se consideró la coordinación del recloser RC2200 con el fusible PF2658, ya que, es el fusible que se encuentra después y pertenece al circuito del

recloser RC2200. La capacidad del fusible se determinará con el análisis de protección para que coordine con el recloser RC2200 en el escenario de máxima corriente de cortocircuito para el PF2658.

En la figura 5.32 se observa la simulación de un cortocircuito trifásico a la distancia de 1% respecto al recloser RC2200.

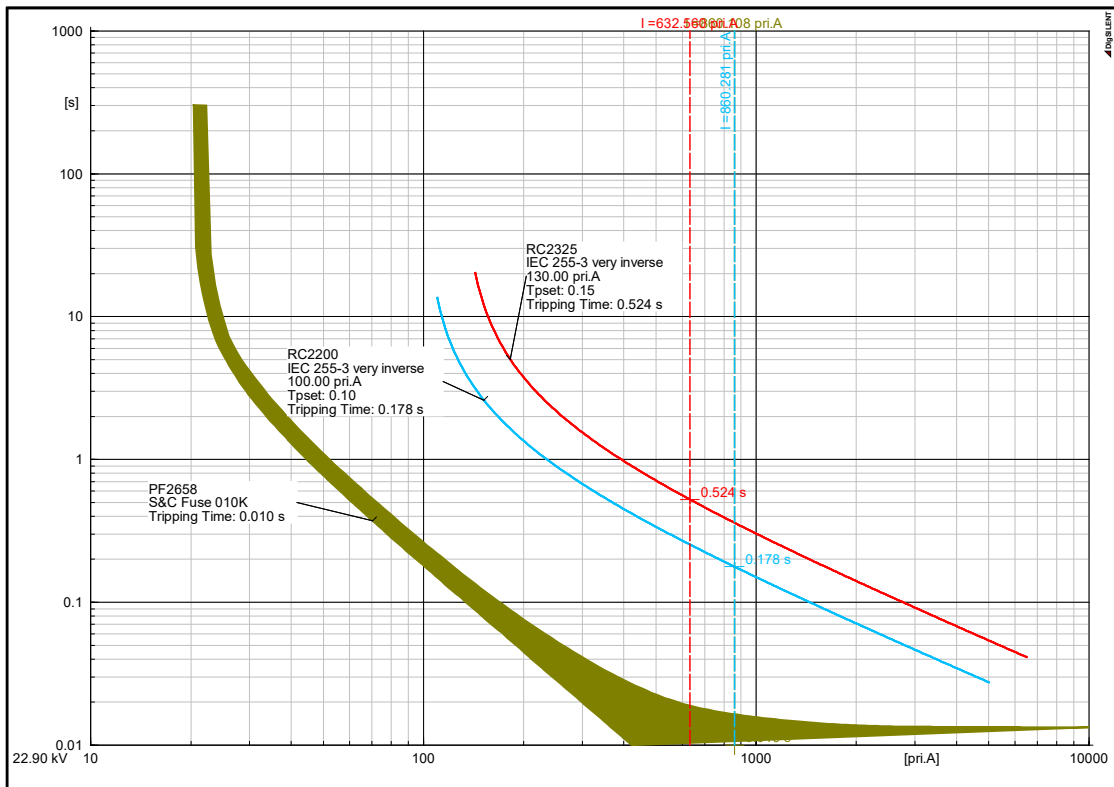
Figura 5.32 Cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2200.



Fuente: Elaboración propia

Con la simulación, se verificó que con el dial de 0.05 del recloser RC2200, no se logra una coordinación con el PF de 10 kA, por lo que, se aumentó el dial a **0.10**, logrando un margen de coordinación de 168 milisegundos entre el RC2200 y el PF2658, siendo un valor mayor a 150 milisegundos. Para el análisis entre el RC2325 y RC2200 se verificó que existe un margen de coordinación de 346 ms, considerando los ajustes del RC2325 que se obtuvo en el análisis de coordinación entre el RC2226 – RC2325. En la figura 5.33 se observa las curvas de protección para un cortocircuito trifásico a la distancia de 1% respecto al fusible PF2658.

Figura 5.33 Gráficas de protección de un cortocircuito trifásico al 1% de distancia del PF2658.



Fuente: Elaboración propia

No se activa una protección instantánea debido a que la corriente de falla local (más crítica) es similar a la corriente de falla remota (más lejana).

Protección de sobrecorriente de tierra (50N/51N):

Se ajusta la protección de sobrecorriente al valor como mínimo del 10 % de la corriente del primario del transformador de corriente del recloser RC2200. Debido a que el ajuste existente es mayor a lo mencionado, se considera el ajuste de corriente y dial existente.

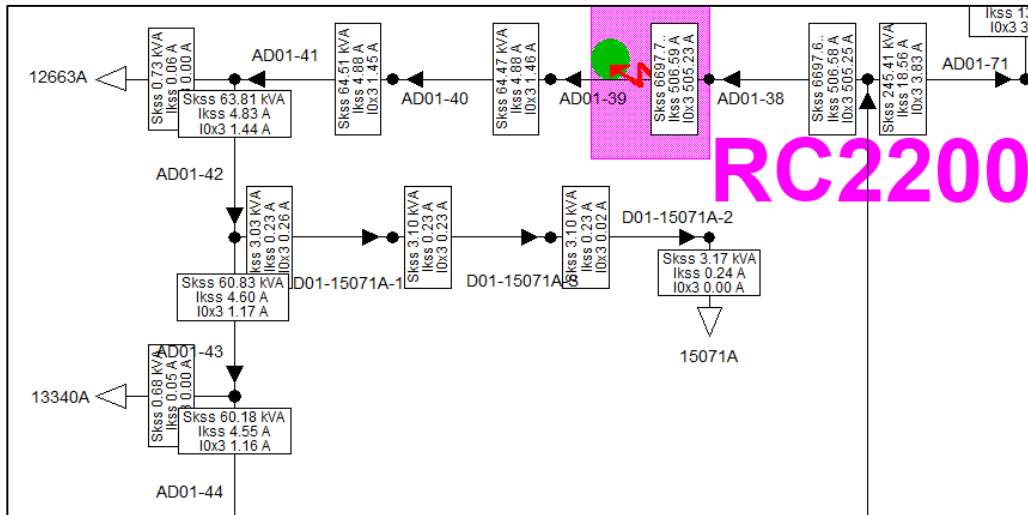
$I_n \text{ (existente)} = 25 \text{ A} / \text{Dial} = 0.05$

No se consideró el fusible PF2658, ya que, el fusible es utilizado para proteger solo contra fallas de cortocircuito mas no contra fallas a tierra.

Por ende, los ajustes se determinaron en el escenario de máxima corriente de falla a tierra a 1% de distancia respecto a la ubicación del RC2200.

En la figura 5.34 se observa la simulación de una falla a tierra a la distancia de 1% respecto al recloser RC2200.

Figura 5.34 Falla a tierra al 1% de distancia del RC2200.

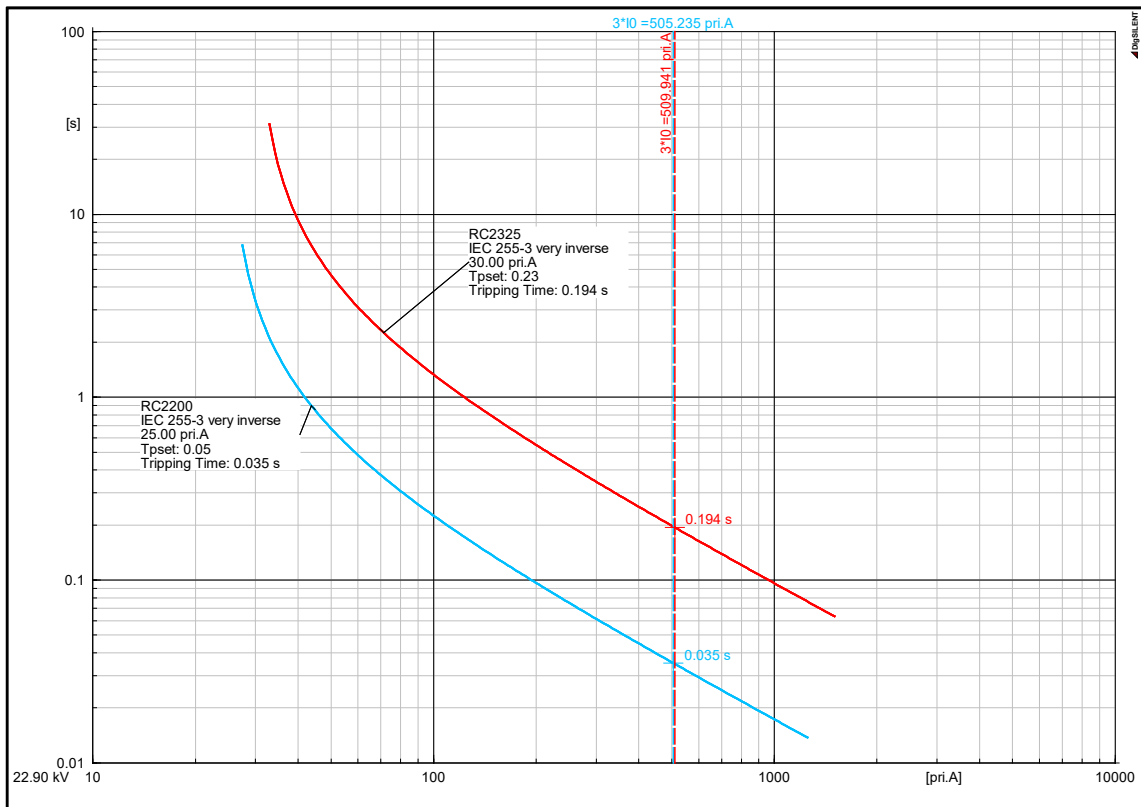


Fuente: Elaboración propia

Con la simulación, se verificó que con el dial de 0.23 del recloser RC2325, que se obtuvo en el análisis entre el RC2325 – RC2289 se logra una coordinación con el recloser RC2200, por lo que, se obtuvo un margen de coordinación de 159 milisegundos entre el RC2325 y el RC2200, que es un valor mayor que el valor de referencia de 150 milisegundos.

En la figura 5.35 se observa las gráficas de coordinación para una falla a tierra franca a la distancia de 1% respecto al RC2200.

Figura 5.35 Gráficas de protección de una falla a tierra al 1% de distancia del RC2200.



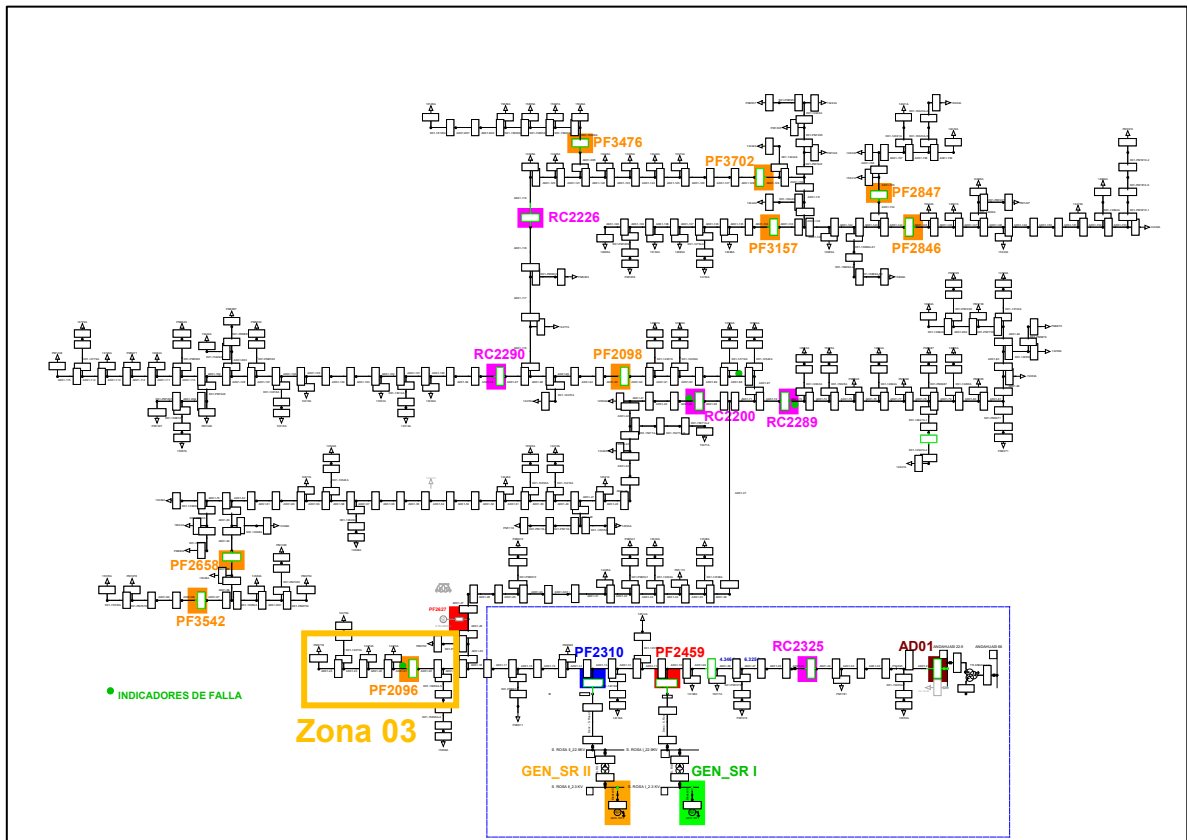
Fuente: Elaboración propia

No se activa una protección instantánea debido a que la corriente de falla a tierra local (más crítica) es similar a la corriente de falla a tierra remota (más lejana).

5.3.2.5 Análisis de protección PF2096 – RC2325

De acuerdo con la zonificación de protección, la coordinación entre los recloser RC2289 y RC2325 corresponde a la zona 03. En la figura 5.36 se observa la zona 03 del alimentador AD-01.

Figura 5.36 Zona 03 de protección del alimentador AD-01.



Fuente: Elaboración propia

Protección de sobrecorriente de fase:

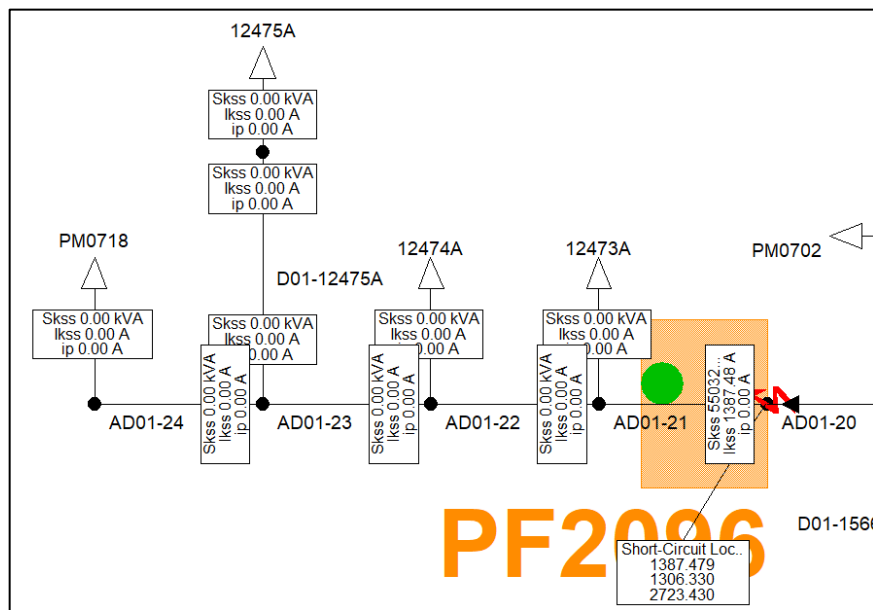
Se ajusta la protección de sobrecorriente al valor como mínimo del 150 % de la corriente máxima a transmitir en el circuito del ramal del fusible PF2096. Debido a que el ajuste existente es mayor al 150 % de la corriente máxima a transmitir, se considera la capacidad del fusible existente como un dato inicial.

I_{ph} (existente) = 100 A

Debido a que después del fusible PF2096 no se encuentra ningún equipo de protección, se consideró la coordinación del PF2096 con el recloser RC2325.

En la figura 5.37 se observa la simulación de un cortocircuito trifásico a la distancia de 1% respecto al fusible del PF2096.

Figura 5.37 Cortocircuito trifásico al 1% de distancia del PF2096.

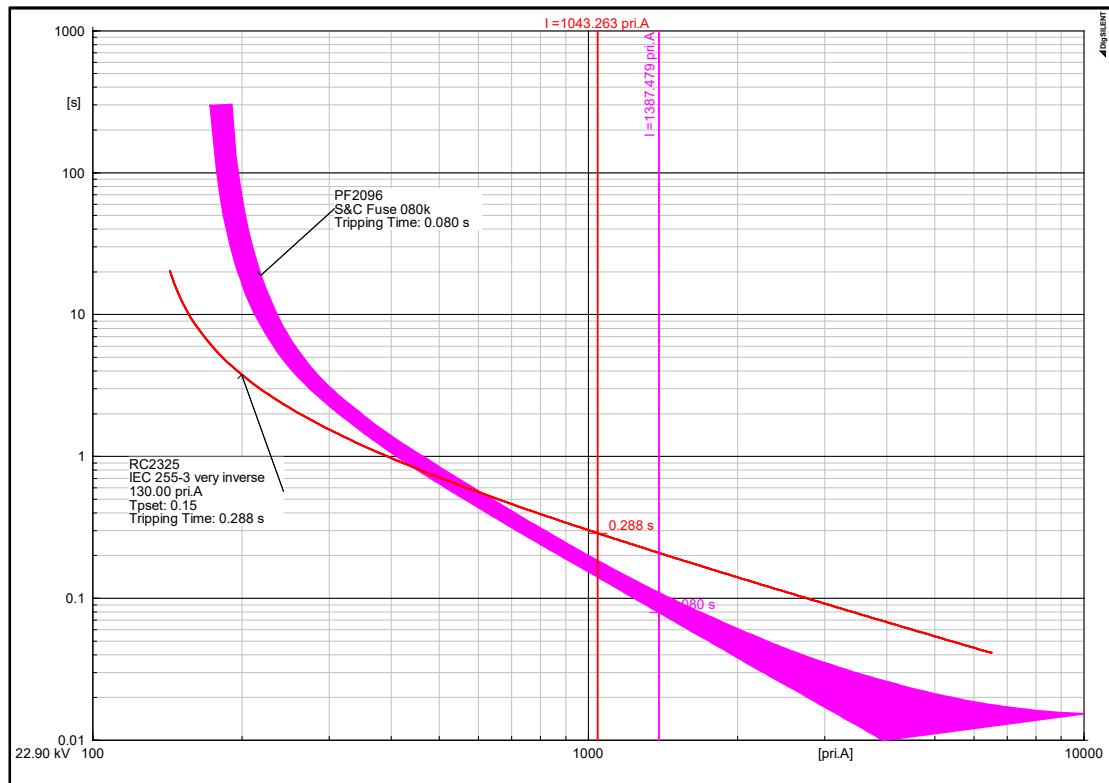


Fuente: Elaboración propia

Para el análisis entre el PF2096 y RC2325, considerando una capacidad de 80 A del PF2096 se verificó que existe un margen de coordinación de 208 ms, considerando los ajustes del RC2325 que se obtuvo en el análisis de coordinación entre el RC2226 – RC2325.

En la figura 5.38 se observa las gráficas de coordinación para un cortocircuito trifásico a la distancia de 1% respecto al fusible del PF2096.

Figura 5.38 Gráficas de protección de un cortocircuito trifásico al 1% de distancia del PF2096.



Fuente: Elaboración propia

5.3.2.6 Análisis de protección PF2459 – RC2325 (CH Santa Rosa I)

De acuerdo con la zonificación que se indicó en el ítem 5.2.3, la coordinación entre el PF2459 y los equipos de protección corresponde a la Zona 02.

Se determinó el ajuste para el recloser que reemplazaría al fusible PF2459 y el recloser RC2325 instalado en la red de Enel.

Relación del Transformador de corriente: 1000/1 A

Protección de sobrecorriente de fases (50/51):

La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso de fases se ajustó en base a la máxima corriente que pasaría en condiciones normales por la línea de distribución de 22.9 kV. Se obtuvo en base a la potencia máxima del generador de CH. Santa Rosa I.

S= 1400 kVA, V=22.9 kV

Por lo que la corriente de máxima generación es:

$$I(A) = \frac{1400 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 22.9 \text{ kV}} = \mathbf{35.30 \text{ A}}$$

A fin de que no actúe la protección en operación normal, se calculó la corriente de arranque aplicando un factor de 1.25, con lo que se obtuvo:

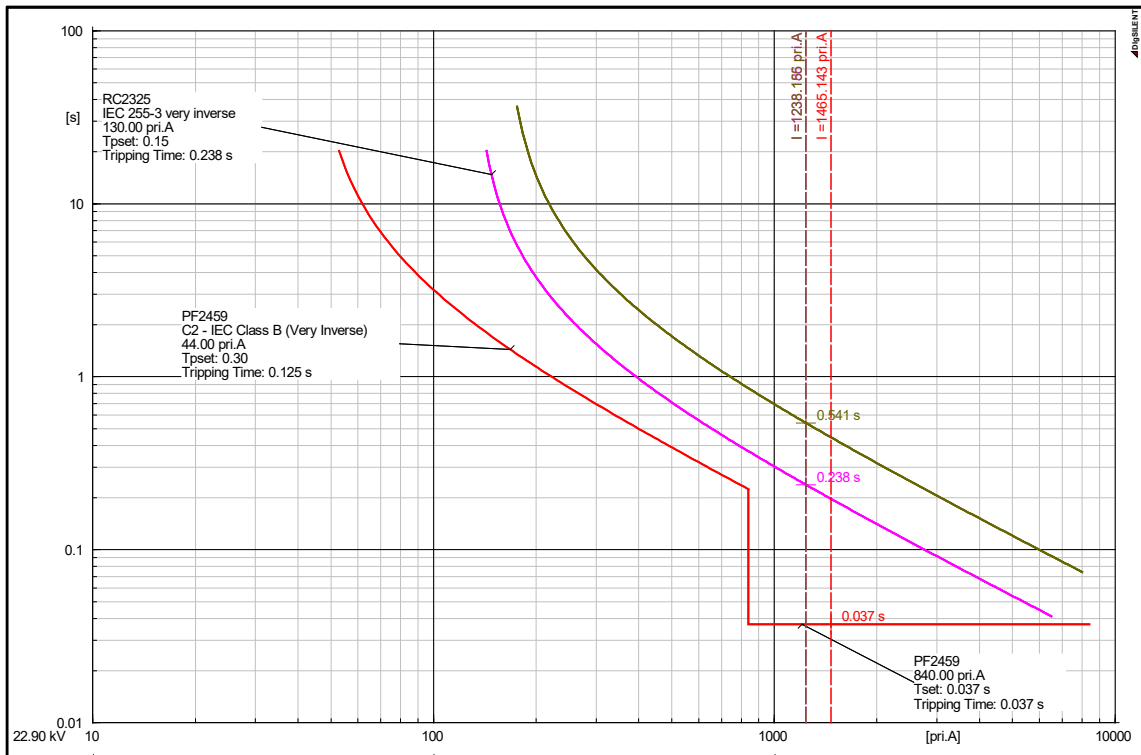
$$I_{arranque}(A) = 1.25 \times 35.30 = 44.12 \text{ A} \approx \mathbf{44 \text{ A}}$$

Para el ajuste del tipo de curva, se utilizó la misma curva que se tiene en el recloser RC2325 y el relé de cabecera de la red de Enel, curva IEC Muy Inversa (VI). El dial (ajuste de tiempo) fue elegido tal que permita una adecuada coordinación con los relés existentes. Como se observa en las gráficas de coordinación, un valor de **0.30** es el adecuado.

Para corrientes muy altas, se habilitó un escalón de tiempo definido (constante) a 19 veces la corriente de arranque con una temporización de 37 ms (tiempo mínimo) que permite un adecuado margen de coordinación de 150 ms.

En la figura 5.39, se muestra las gráficas de los ajustes de los equipos de protección con la simulación de un cortocircuito trifásico en el punto de conexión del PF2459 con la red troncal de AD-01 (máxima corriente).

Figura 5.39. Gráfica de sobrecorriente de fase del nuevo recloser PF2459.



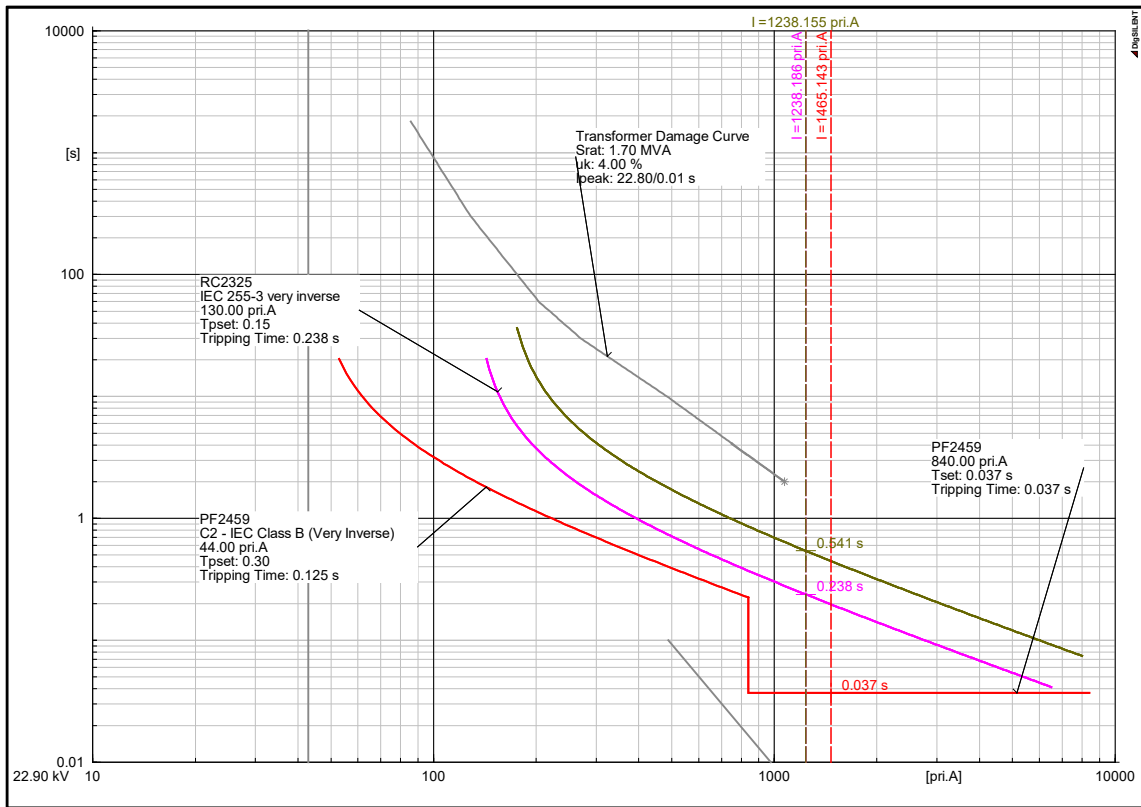
Fuente: Elaboración propia

Curva de protección del transformador:

La curva de daño térmico y dinámico de los transformadores de potencia se determinan según la norma ANSI/IEEE C37, 91-1981, las curvas de operación de los relés de protección (recloser) deben estar por debajo de las curvas de daño térmico en los diagramas de selectividad de las protecciones. De manera referencial se consideró 9 veces la corriente de inrush para un transformador de 1.7 MVA (Potencia del transformador elevador que conecta el generador de la CH Santa Rosa I con el alimentador AD-01 en 22.9 kV).

En la figura 5.40 se muestra la curva de los ajustes de sobrecorriente de fase y la curva de daño del transformador, corroborando que los ajustes de protección operan antes de afectar al transformador 1.

Figura 5.40. Gráfica de la curva de daño del transformador 1



Fuente: Elaboración propia

Protección de sobrecorriente de tierra (50N/51N):

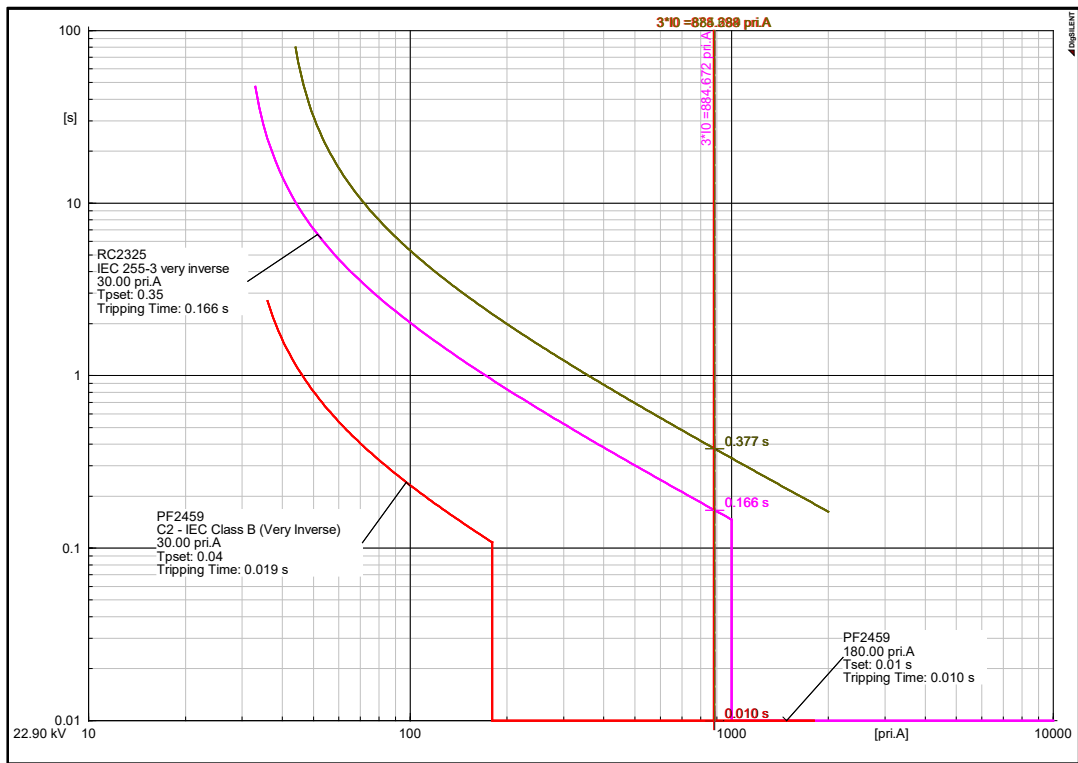
Para el ajuste del tipo de curva, se utilizó el valor de corriente que se calculó en el recloser RC2325 de 30 A para mantener la misma sensibilidad. Para el ajuste del tipo de curva, utilizamos la misma que se tiene en las celdas de cabecera de la red de ENEL, vale decir la curva IEC Very Inverse.

El dial fue elegido tal que permita una adecuada coordinación con el recloser existente y el relé existente. Como se aprecia en las gráficas de coordinación, un valor de 0.04 es adecuado para el nuevo recloser PF2459.

Para corrientes muy altas, se habilitó un escalón de tiempo definido (constante) a 6 veces la corriente de arranque con una temporización de 10 ms (tiempo mínimo) que permite una adecuada coordinación.

En la figura 5.41 se muestra la gráfica de los ajustes de sobrecorriente de tierra, corroborando un margen de coordinación adecuado de aproximadamente 150 ms entre el nuevo recloser PF2459, el recloser RC2325 y el relé de cabecera AD-01.

Figura 5.41. Gráfica de coordinación de sobrecorriente de tierra del nuevo recloser PF2459.



Fuente: Elaboración propia

Protección de sobrecorriente direccional (67/67N):

Direccional: Si

Se considera habilitar la función de sobrecorriente direccional o función de potencia inversa, para proteger ante una falla propia en el generador y no afecte la continuidad de servicio en el alimentador AD-01.

5.3.2.7 Análisis de protección PF2310 – RC2325 (CH Santa Rosa II)

De acuerdo con la zonificación que se indicó en el ítem 5.2.3, la coordinación entre el PF2310 y los equipos de protección corresponde también a la Zona 02.

Se determinó el ajuste para el recloser que reemplazará al fusible PF2310 y el recloser RC2325 instalado en la red de Enel.

Relación del Transformador de corriente: 1000/1 A

Protección de sobrecorriente de fases (50/51):

La corriente de arranque de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso de fases se ajustó en base a la máxima corriente que pasaría en condiciones normales por la línea de distribución de 22.9 kV. Se obtuvo en base a la potencia máxima del generador de CH. Santa Rosa II.

$$S= 2192 \text{ kVA}, V=22.9 \text{ kV}$$

Por lo que la corriente de máxima generación es:

$$I(A) = \frac{2192 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 22.9 \text{ kV}} = 55.20 \text{ A}$$

A fin de que no actúe la protección en operación normal, se calculó la corriente de arranque aplicando un factor de 1.25, con lo que se obtuvo:

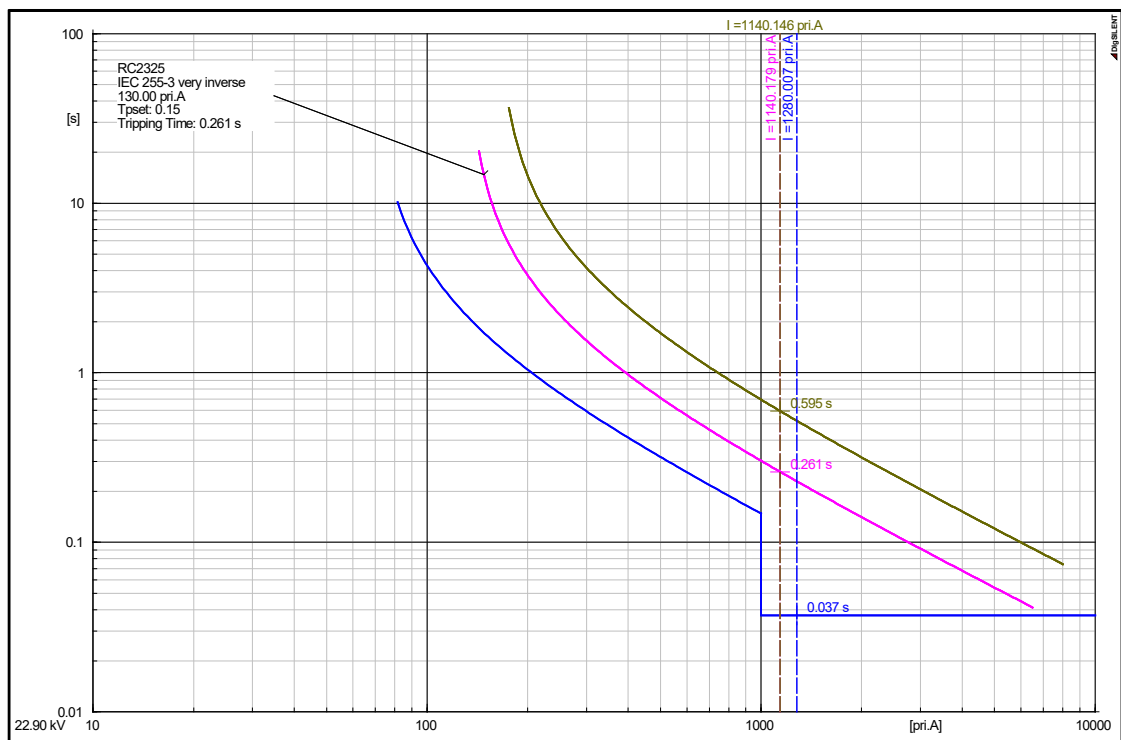
$$I_{arranque}(A) = 1.25 \times 55.20 \approx 68 \text{ A}$$

Para el ajuste del tipo de curva, se utilizó la misma curva que se tiene en el recloser RC2325 y el relé de cabecera de la red de Enel, curva IEC Muy Inversa (VI). El dial (ajuste de tiempo) fue elegido tal que permita una adecuada coordinación con los relés existentes. Como se observa en las gráficas de coordinación, un valor de **0.15** es el adecuado.

Para corrientes muy altas, se habilitó un escalón de tiempo definido (constante) a 14.7 veces la corriente de arranque con una temporización de 37 ms (tiempo mínimo) que permite un adecuado margen de coordinación de 150 ms.

En la figura 5.42, se muestra las gráficas de los ajustes de los equipos de protección con la simulación de un cortocircuito trifásico en el punto de conexión del PF2310 con la red troncal de AD-01 (máxima corriente).

Figura 5.42. Gráfica de sobrecorriente de fase del nuevo recloser PF2310.



Fuente: Elaboración propia

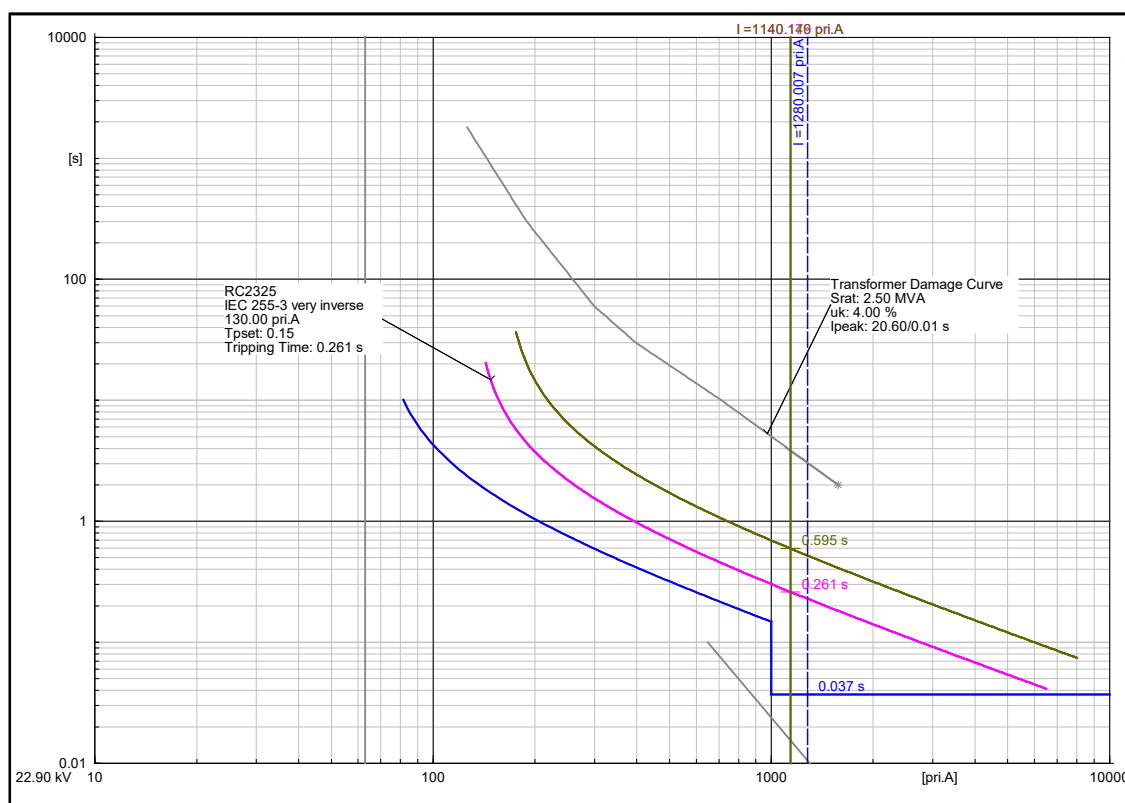
Curva de protección del transformador:

La curva de daño térmico y dinámico de los transformadores de potencia se determinan según la norma ANSI/IEEE C37, 91-1981, las curvas de operación de los relés de protección (recloser) deben estar por debajo de las curvas de daño térmico en los diagramas de selectividad de las protecciones. De manera referencial se consideró 9 veces la corriente de

inrush para un transformador de 2.5 MVA (Potencia del transformador elevador que conecta el generador de la CH Santa Rosa II con el alimentador AD-01 en 22.9 kV).

En la figura 5.43 se muestra la gráfica de los ajustes de sobrecorriente de fase y la curva de daño del transformador, corroborando que los ajustes de protección operan antes de afectar al transformador 2.

Figura 5.43. Gráfica de la curva de daño del transformador 2.



Fuente: Elaboración propia

Protección de sobrecorriente de tierra (50N/51N):

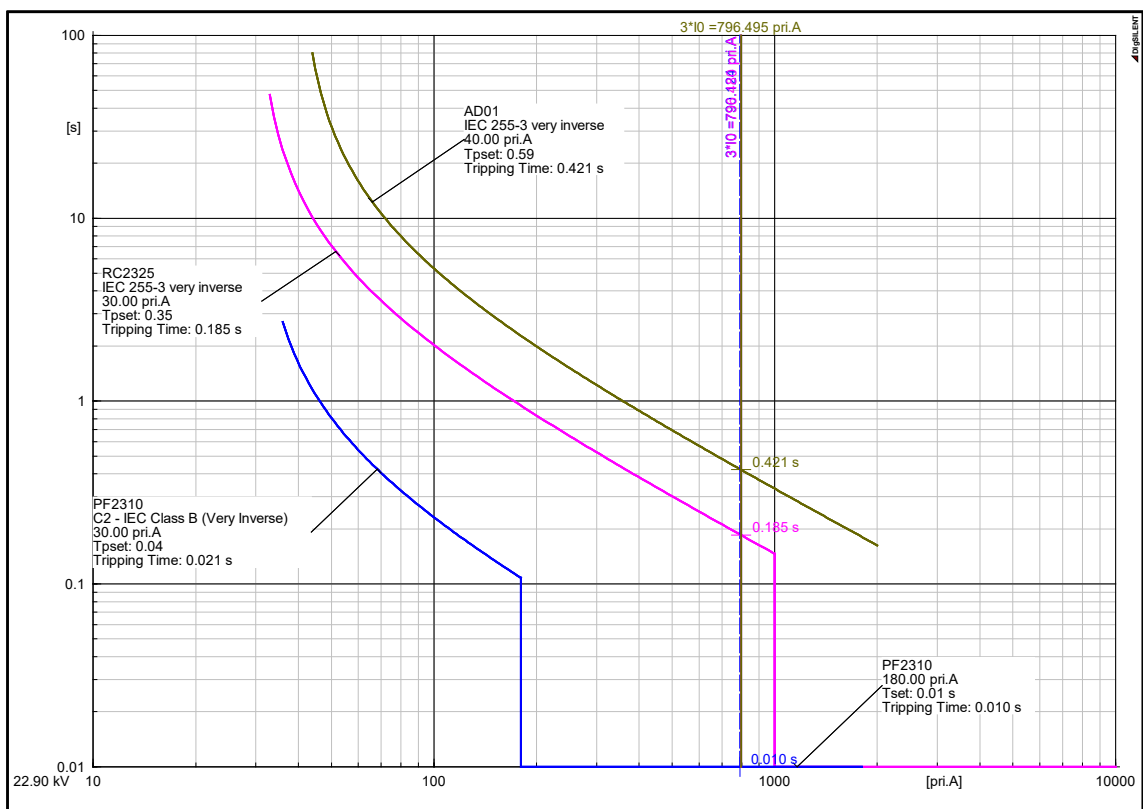
Para el ajuste del tipo de curva, se utilizó el valor de corriente que se calculó en el recloser RC2325 de 30 A para mantener la misma sensibilidad. Para el ajuste del tipo de curva, utilizamos la misma que se tiene en las celdas de cabecera de la red de ENEL, vale decir la curva IEC Very Inverse.

El dial fue elegido tal que permita una adecuada coordinación con el recloser existente y el relé existente. Como se aprecia en las gráficas de coordinación, un valor de 0.04 es adecuado para el nuevo recloser PF2310.

Para corrientes muy altas, se habilitó un escalón de tiempo definido (constante) a 6 veces la corriente de arranque con una temporización de 10 ms (tiempo mínimo) que permite una adecuada coordinación.

En la figura 5.44 se muestra la gráfica de los ajustes de sobrecorriente de tierra, corroborando un margen de coordinación adecuado de aproximadamente 150 ms entre el nuevo recloser PF2310, el recloser RC2325 y el relé de cabecera AD-01.

Figura 5.44. Gráfica de coordinación de sobrecorriente de tierra del nuevo recloser PF2310.



Fuente: Elaboración propia

Protección de sobrecorriente direccional (67/67N):

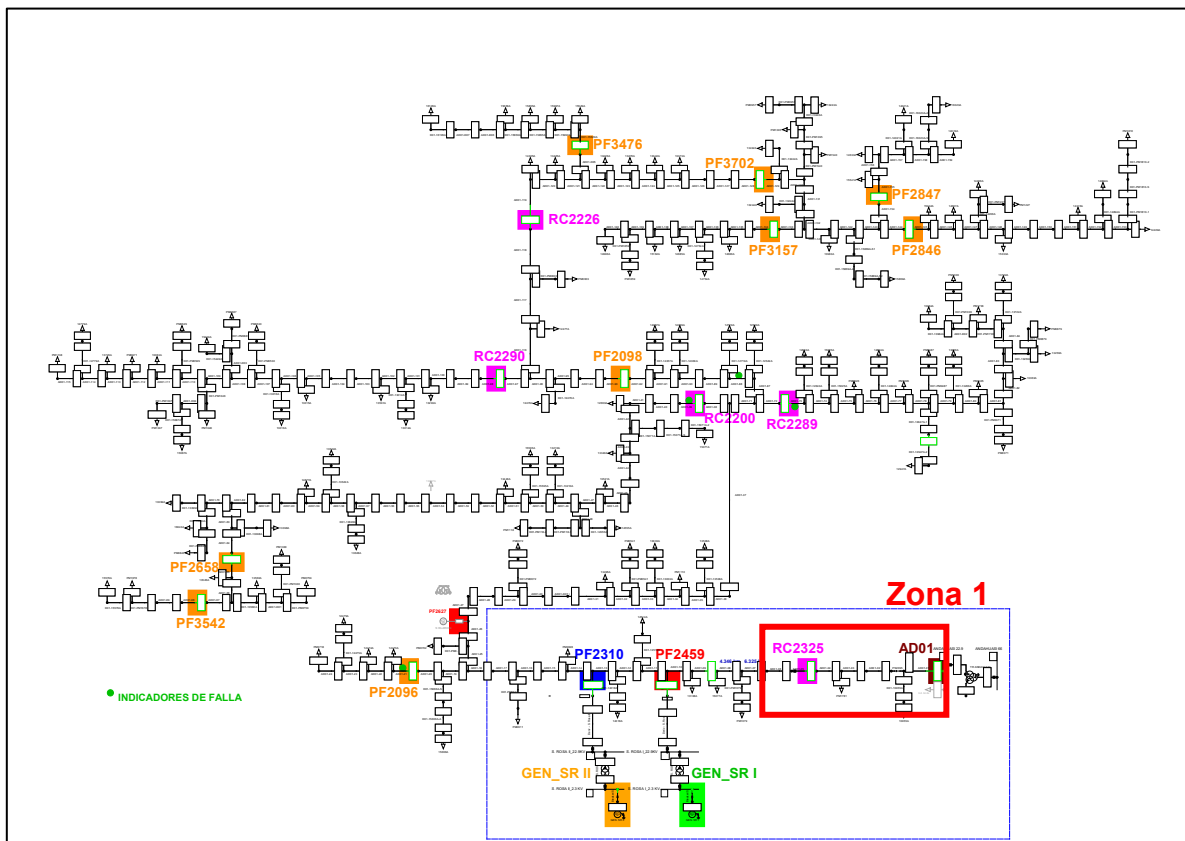
Direccional: Si

Se considera habilitar la función de sobrecorriente direccional o función de potencia inversa, para proteger ante una falla propia en el generador y no afecte la continuidad de servicio en el alimentador AD-01.

5.3.2.8 Análisis de protección RC2325 – AD-01

De acuerdo con la zonificación de protección, la coordinación entre los recloser RC2325 y el relé AD-01 corresponde a la zona 01. En la figura 5.45 se observa la zona 01 del alimentador AD-01.

Figura 5.45 Zona 01 de protección del alimentador AD-01.



Fuente: Elaboración propia

Protección de sobrecorriente de fases (50/51):

Se ajusta la protección de sobrecorriente al valor como mínimo del 150 % de la corriente máxima a transmitir en el circuito de la troncal del RC2325.

Debido a que el ajuste existente es mayor al 150 % de la corriente máxima a transmitir, se considera el ajuste de corriente existente.

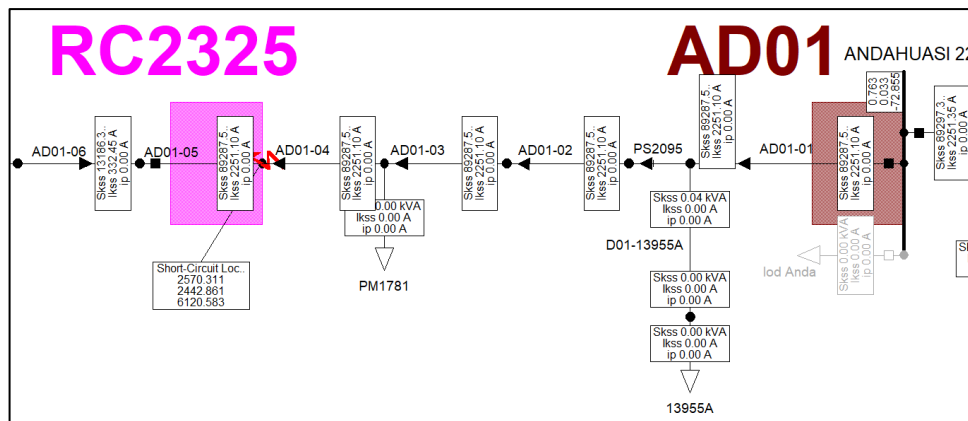
El dial se consideró del obtenido en el ítem 5.3.2.1, en la coordinación entre el recloser RC2226 y el recloser RC2325.

$$I_{ph} \text{ (existente)} = 130 \text{ A} / \text{Dial} = 0.15$$

Para el caso del relé de cabecera AD-01 se consideran los ajustes existentes: $I_{ph} = 160 \text{ A} / \text{Dial} = 0.10$

En la figura 5.46 se observa la simulación de un cortocircuito trifásico puro a la distancia de 1% respecto al nodo de conexión del RC2325.

Figura 5.46 Cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2325.

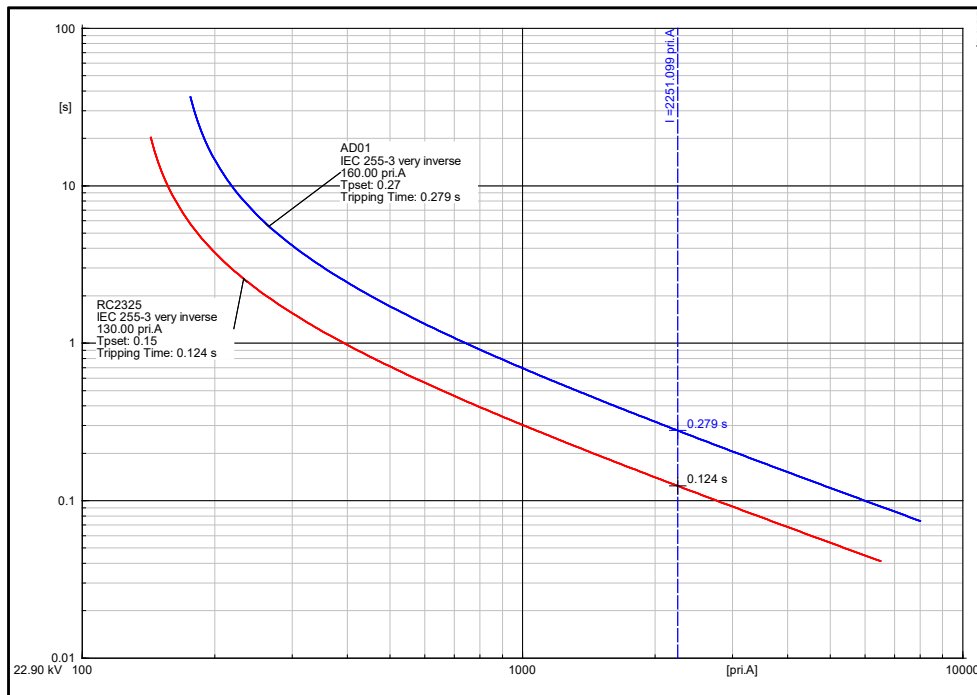


Fuente: Elaboración propia

Con la simulación, se verificó que con el dial de 0.10 del relé AD-01, no se logra una coordinación con el recloser RC2325, por lo que, se aumentó el dial a 0.27, logrando un margen de coordinación de 155 milisegundos entre el AD-01 y el RC2325, margen mayor a 150 milisegundos.

En la figura 5.47 se observa las curvas de protección para un cortocircuito trifásico a la distancia de 1% respecto al RC2325.

Figura 5.47 Curvas de protección de un cortocircuito trifásico al 1% de distancia del RC2325.



Fuente: Elaboración propia

No se activa una protección instantánea debido a que los equipos PF2310 y PF2459 tienen activada una función instantánea de 1000 A.

Protección de sobrecorriente de tierra (50N/51N):

Se ajusta la protección de sobrecorriente al valor como mínimo del 10 % de la corriente del primario del transformador de corriente del recloser RC2325. Debido a que el ajuste existente es mayor a lo mencionado, se considera el ajuste de corriente existente.

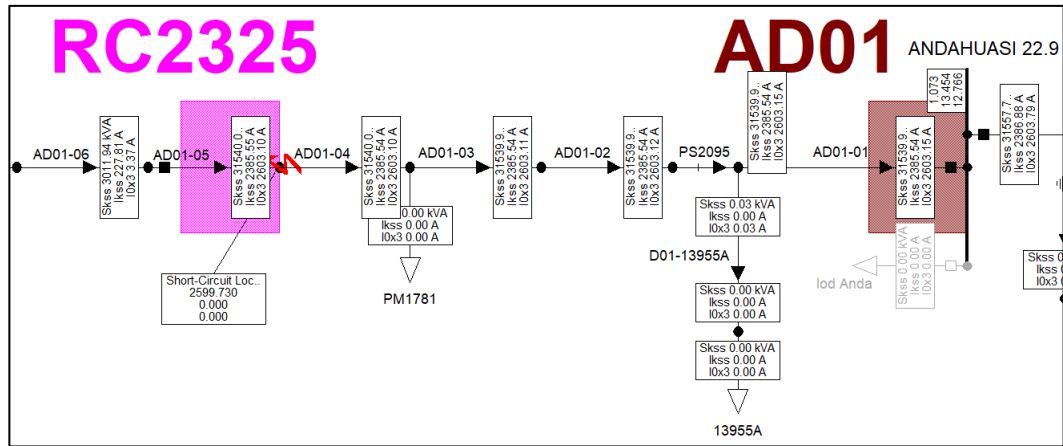
El dial se consideró el obtenido en el ítem 5.3.2.1, en la coordinación entre el recloser RC2226 y el recloser RC2289.

In (existente) = 30 A / Dial = 0.23

Los ajustes se determinaron en el escenario de máxima corriente de falla a tierra a 1% de distancia respecto a la ubicación del RC2325.

En la figura 5.48 se observa la simulación de una falla a tierra a la distancia de 1% respecto al RC2325.

Figura 5.48 Falla a tierra al 1% de distancia del RC2325.



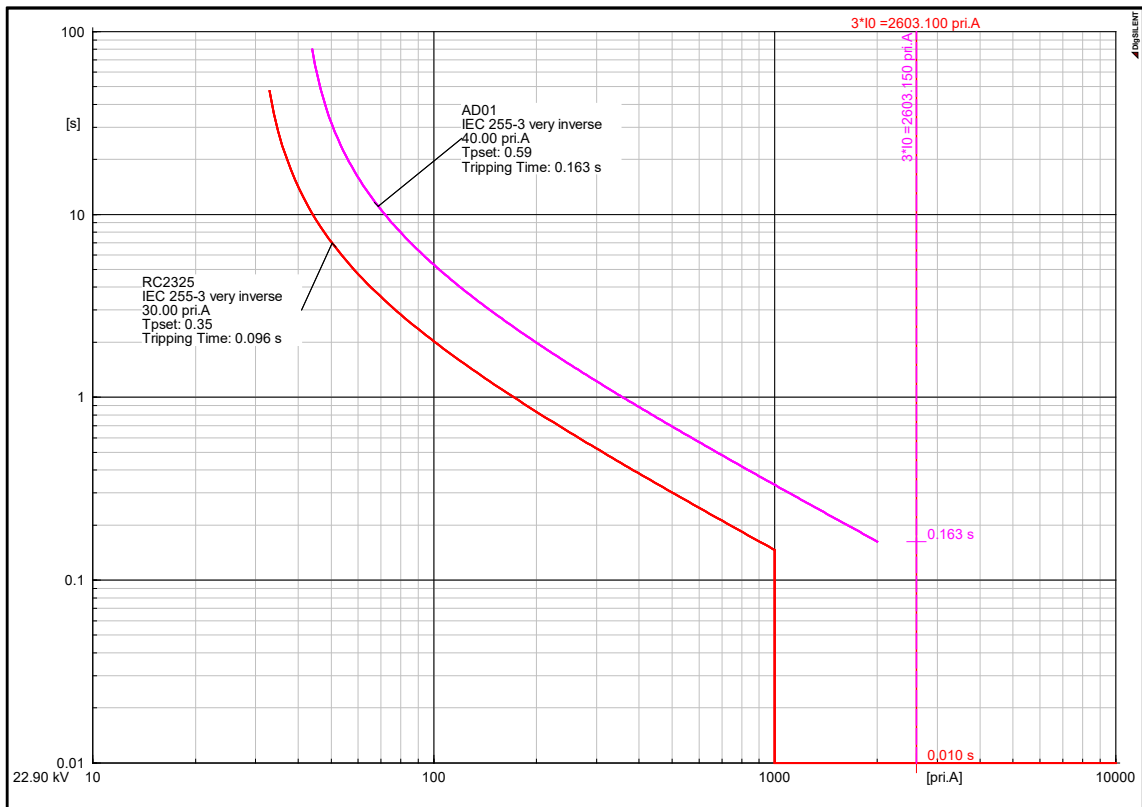
Fuente: Elaboración propia

Con la simulación, se verificó que con el dial de 0.23 del recloser RC2325, que se obtuvo en el análisis entre el RC2325 – RC2289 no se logró una coordinación con el relé AD-01, por lo que, se analizó subir el dial del relé AD-01 a un valor mayor a 0.59, sin embargo, al no obtener el margen de coordinación adecuado, se consideró habilitar la función de sobrecorriente de tiempo instantánea (función 50) con una corriente de arranque de 1000 A para coordinar también con los ajustes de los PF2310 y PF2459.

Con este ajuste de tiempo instantáneo se obtuvo un margen de coordinación de 153 milisegundos entre el relé AD-01 y el RC2325, valor mayor que el valor de referencia de 150 milisegundos.

En la figura 5.49 se observa las curvas de coordinación para una falla a tierra a la distancia de 1% respecto al RC2325.

Figura 5.49 Curvas de protección de una falla a tierra a 1% de distancia del RC2325.



Fuente: Elaboración propia

Se activó la protección instantánea debido a que la corriente de falla a tierra local era mucho mayor a la corriente de falla a tierra remota, además para lograr la coordinación con el relé AD-01.

CAPÍTULO VI. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 VALIDACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

En base al análisis de la protección realizado, se logró una adecuada coordinación entre las curvas de protección de sobrecorriente de fase y sobrecorriente de tierra de cada equipo de protección del alimentador Andahuasi 01 (AD-01).

Se modificaron los ajustes de acuerdo con el análisis secuencial entre cada par de equipos de protección, dando una mayor confiabilidad en la continuidad de servicio eléctrico ante una falla eléctrica que ocurra en cualquier parte del alimentador.

En la tabla 6.1 se muestra el resumen de las modificaciones de los ajustes de sobrecorriente de fase de los equipos del alimentador AD-01.

Tabla 6.1 Nuevos ajustes de sobrecorriente de fase de los equipos de protección del alimentador AD-01.

Recloser / Relé	Sobrecorriente de Fase					
	CURVA	Ipickup (A)	Dial	CURVA	Ipickup (A)	Dial
AD01	IEC VI	160	0.27	-	-	-
RC2325	IEC VI	130	0.15	-	-	-
RC2200	IEC VI	100	0.10	-	-	-
RC2289	IEC VI	100	0.05	-	-	-
RC2290	IEC VI	100	0.05	-	-	-
RC2226	IEC VI	100	0.10	-	-	-
PF2310	IEC VI	68	0.15	TD	1000	0.04
PF2459	IEC VI	44	0.30	TD	840	0.04

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 6.2 se muestra el resumen de las modificaciones de los ajustes de sobrecorriente de tierra de los equipos del alimentador AD-01.

Tabla 6.2 Nuevos ajustes de sobrecorriente de tierra de los equipos de protección del alimentador AD-01.

Recloser / Relé	Sobrecorriente de Tierra					
	CURVA	Ipickup (A)	Dial	CURVA	Ipickup (A)	t (s)
AD01	IEC VI	40	0.59	-	-	-
RC2325	IEC VI	30	0.35	TD	1000	0.01
RC2200	IEC VI	25	0.05	-	-	-
RC2289	IEC VI	25	0.05	-	-	-
RC2290	IEC VI	25	0.05	-	-	-
RC2226	IEC VI	25	0.05	-	-	-
PF2310	IEC VI	30	0.04	TD	180	0.01
PF2459	IEC VI	30	0.04	TD	180	0.01

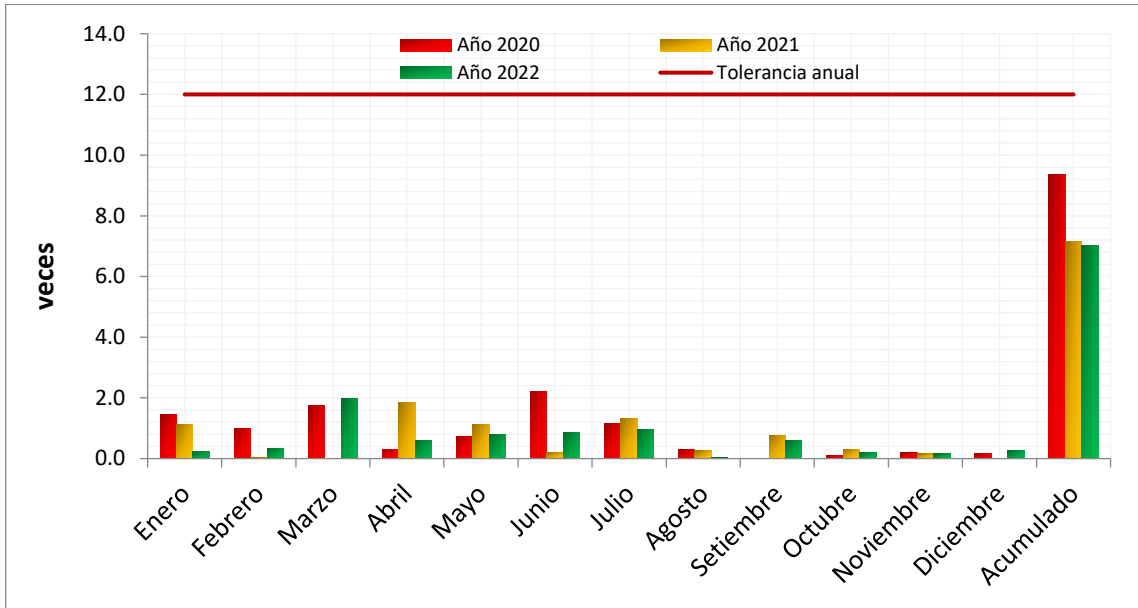
Fuente: Elaboración propia

6.2 CONTRASTE DE LA HIPÓTESIS

Para la contrastación de la hipótesis, se realizó la comparación de los indicadores SAIFI y SAIDI de Osinergmin de los años 2020, 2021 y 2022, donde se observó la disminución (mejora) de los indicadores de SAIFI y SAIDI del sistema eléctrico Sayán-Humaya, después de que Enel Distribución modificó los ajustes de los recloser RC2325, RC2200, RC2289C, RC2290, RC2226 y ADINELSA modificó los ajustes del relé de cabecera del alimentador AD-01 de acuerdo con los resultados obtenidos en la presente investigación.

En la figura 6.1 se muestra el comparativo del indicador SAIFI del SE Sayán-Humaya de los años 2020, 2021 y 2022.

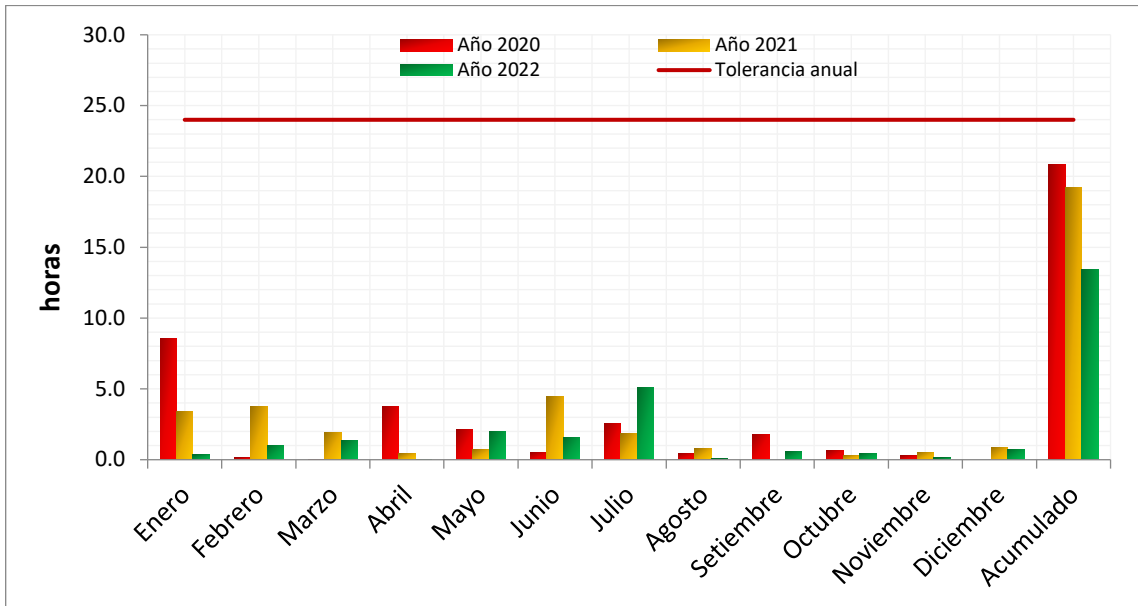
**Figura 6.1 Evolución del SAIFIp en el SE Sayán-Humaya
(ENEL - STD3)**



Fuente: Elaboración propia

En la figura 6.2 se muestra el comparativo del indicador SAIDI del SE Sayán-Humaya de los años 2020, 2021 y 2022.

**Figura 6.2 Evolución del SAIDIp en el SE Sayán-Humaya
(ENEL - STD3)**



Fuente: Elaboración propia

Al disminuir la cantidad de aperturas inadecuadas de los equipos de protección ante interrupciones eléctricas en el alimentador AD-01, por el análisis de protección realizada, se mejoró la continuidad del servicio eléctrico en el centro poblado de Andahuasi, por lo que se contrastó la hipótesis planteada que un “Análisis de la inadecuada protección en media tensión contribuyó en la mejora de la continuidad del servicio eléctrico”. Por lo expuesto se determina que la hipótesis es positiva.

CONCLUSIONES

De acuerdo con el análisis de resultados de la presente investigación, se concluye que:

1. Un estudio y análisis de protecciones resulta de mucha importancia en la infraestructura eléctrica, porque evita que se sometan a esfuerzos por altas corrientes ante fallas eléctricas en los activos reduciendo la vida útil de los componentes de la red de media tensión.
2. Al mejorar la selectividad de la protección entre los equipos reclosers y el relé de protección de la cabecera del alimentador AD-01, se redujo el indicador SAIDI del SE Sayán-Humaya de 20.8 h/año (horas por año) a 13.4 h/año, disminuyendo en un 36% el tiempo de duración de las interrupciones al año que ocurren en el sistema eléctrico Sayán-Humaya. De manera complementaria, contribuye indirectamente en la reducción del indicador SAIFI de 9.4 int/año (interrupciones por año) a 7.2 int/año, disminuyendo en un 23.4 % la cantidad de interrupciones al año que ocurren en el sistema eléctrico Sayán-Humaya y por ende en el alimentador AD-01.
3. En atención a lo mencionado en el párrafo anterior, la presente investigación ha logrado evidenciar la mejora de la continuidad del servicio eléctrico del sistema eléctrico Sayán-Humaya en los años 2021 y 2022 a partir del análisis de protección de los equipos de maniobra y protección de la red de media tensión del alimentador AD-01, de la empresa eléctrica Enel Distribución Perú en su zona de concesión de Norte Chico.

4. Los nuevos ajustes obtenidos en la presente investigación para los equipos de protección permiten la adecuada selectividad (tiempo – corriente) entre los fusibles PF3476, PF2096, PF2098 y los reclosers RC2226, RC2290, RC2289, RC2220 y RC2325, ante cualquier falla eléctrica que ocurra en la red de media tensión que se encuentra debajo del recloser RC2325, considerando un margen de coordinación mínimo de 150 milisegundos entre cada curva de protección.

5. Los nuevos ajustes obtenidos en la presente investigación para el relé de protección de la cabecera del alimentador AD-01 permite la adecuada selectividad (tiempo – corriente) con el recloser RC2325 y que solo aperture ante una falla eléctrica que ocurra en el tramo del alimentador AD-01 entre el recloser RC2325 y el relé de cabecera AD-01 (Subestación Andahuasi). Se consideró un margen de coordinación mínimo de 150 milisegundos entre cada curva de protección y además se habilitó la función de tiempo definido de tierra (50N) para corrientes homopolares mayores a 1000 Ampere.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar estudios complementarios al análisis de protección, para reducir los indicadores de calidad de suministro SAIDI y SAIFI, como realizar un análisis de confiabilidad considerando otros factores como: la ubicación óptima de equipos de protección, análisis con generación distribuida, inteligencia artificial (IA) para predecir la ubicación de las fallas eléctricas, mantenimiento predictivo de activos de la red de media tensión basado en gestión y calidad de datos (IA).
2. Se recomienda solicitar a la empresa Consorcio GCZ Orión, la instalación de equipos recloser que reemplacen a los Fusibles PF2459 y PF2310 pertenecientes a las Centrales Santa Rosa I y II, respectivamente, y configurarlos con los ajustes que se obtuvo en la presente investigación. Además de habilitar la función de potencia inversa o direccionalidad para sobrecorrientes de fase (67) y de tierra (67N), con el objetivo de aislar las fallas eléctricas que ocurren dentro de las instalaciones de las Centrales Santa Rosa I y II, y no afecte la operación del recloser RC2325 y el relé de cabecera AD-01.
3. Se recomienda la instalación de un equipo seccionador bajo carga telecontrolado que reemplace al fusible PF3706, que se encuentra antes de los fusibles PF3157, PF2847 y PF2846 que gobiernan cada uno a una derivación independiente del ramal del RC2226, este reemplazo es con el objetivo de tener una mejor selectividad de la protección entre los fusibles, el seccionador bajo carga en la ubicación del PF3706 y el recloser RC2226.

4. Considerando los nuevos desarrollos tecnológicos que generan una dinámica constante en el crecimiento de la demanda, como la implementación de equipos más eficientes asociados al Internet de las cosas (IOT), se recomienda que los estudios de protección se desarrollen con mayor frecuencia debido al ingreso de pequeños generadores verdes en usuarios residenciales para verificar la selectividad entre los equipos de protección de los alimentadores.

5. Considerando los resultados obtenidos de la presente investigación en el alimentador AD-01, se recomienda ampliar el análisis de protecciones a los alimentadores restantes de la Empresa Enel Distribución Perú S.A.

BIBLIOGRAFÍA

Ávila Ávila, J. E., & Ortega Pintado, J. F. (2020). *Estudio y Análisis de la Coordinación de Protecciones de los Alimentadores 121 de la S/E 1 y 222 de la S/E 2 de la Empresa Eléctrica Azogues C.A.* Cuenca - Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca.

Chanatasig Guanoluisa, L. E. (2016). *Coordinación de Protecciones de los alimentadores primarios a 13.8 kV de la S/E Pujilí para la empresa eléctrica provincial Cotopaxi.* Cuenca, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca.

Collantes, V. R. (2010). *Análisis de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga.* Lima, Perú: Universidad Nacional de Ingeniería.

Espinoza Pesantez, V. D. (2022). *Predicción de interrupciones de servicio en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. utilizando Machine Learning.* Cuenca, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.

Gonzales Chacon, K. J. (2022). *Análisis y Propuesta de mejora de la calidad de suministro de energía eléctrica de la empresa de distribución Electronorte S.A.* Lambayeque, Perú: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

Kindermann, G. (2010). *Cortocircuito.* Brasil: Universidad Federal de Santa Catarina.

Monsalve Mera, O. d. (2020). *Coordinación de protección del Alimentador BE-S03 - Sistema eléctrico Bellavista Rural.* Lambayeque, Perú: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

Montané Sangrá, P. (1988). *Protecciones en las instalaciones eléctricas, evolución y perspectivas.* Barcelona, España: MARCOMBO, S.A.

Osinergmin, O. S. (2020). *Supervisión del desempeño de las instalaciones de media tensión de los sistemas eléctricos de distribución tercer trimestre 2020.* Lima, Perú: Osinergmin.

Osinergmin, O. S. (09 de Setiembre de 2023). *Reporte de Indicadores SAIDI / SAIFI de las Empresas Concesionarias.* Fonte: Reporte de Indicadores SAIDI / SAIFI de las Empresas Concesionarias: <https://gisem.osinergmin.gob.pe/InterrupcionesxSE/>

Pérez Pineda, R. E., Vásquez Stanescu, C. L., & Vilorio Silva, A. J. (2019). *Métodos de localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución con presencia de generación distribuida*. Quito, Ecuador: Abya-Yala.

Rafael Maynasa, M. A. (2021). *Rediseño del sistema de protecciones de las redes aéreas de 13.8 kV del campo petrolero Lote X para la reducción de interrupciones eléctricas y de la producción diferida de crudo*. Lima, Perú: Universidad Nacional de Ingeniería.

Ramírez Castaño, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.

Stevenson, W. D., & Grainger, J. J. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. U.S.A.: McGRAW-HILL.

Valderrama, G. (2002). *Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución*. Bogotá: DuraSpace.

ANEXOS

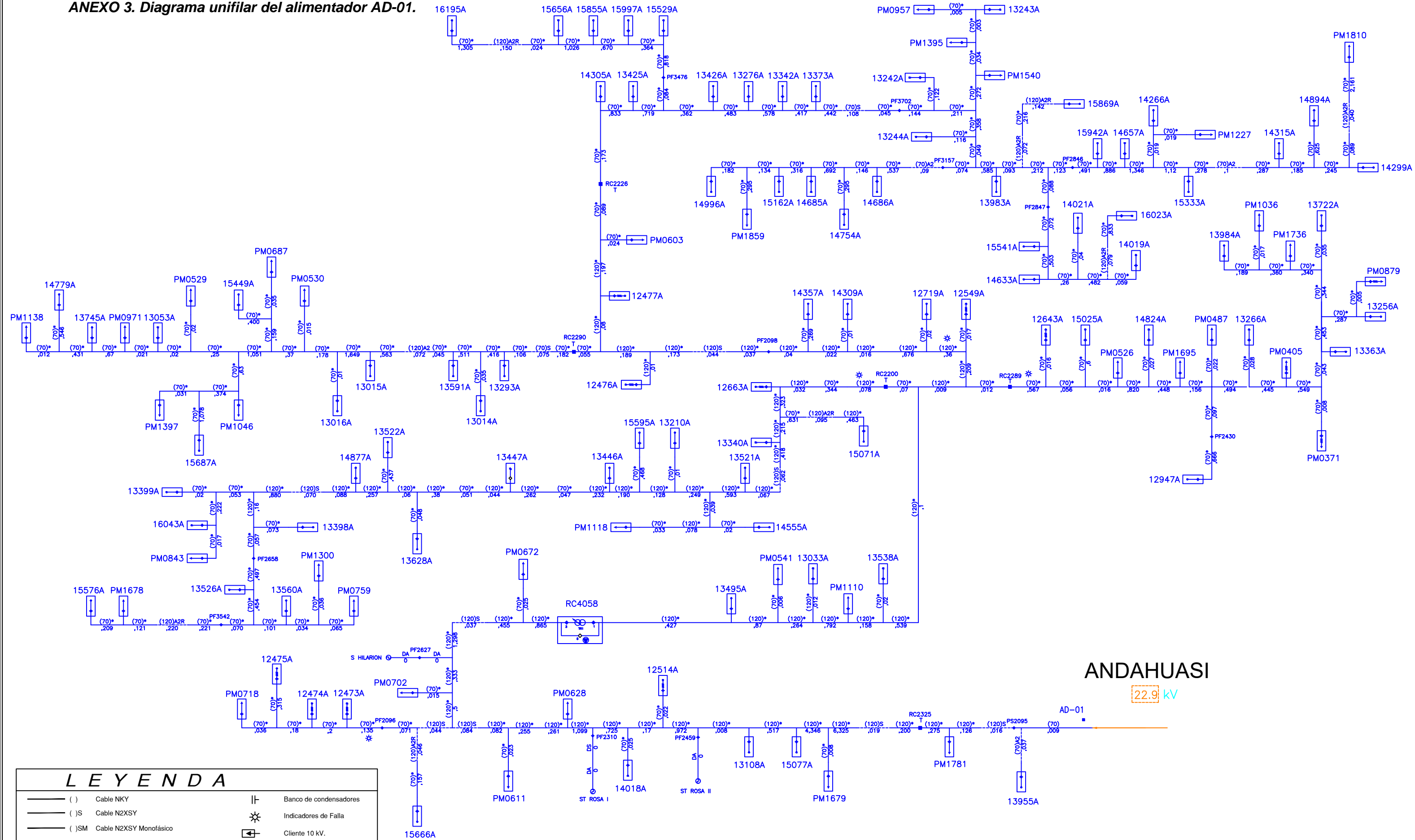
ANEXO 1. Registro de fallas del alimentador AD-01.

ITEM	ALIMENTADOR	EMPRESA CONCESIONARIA	ORIGEN FALLA	CAUSA DE FALLA	DESCRIPCIÓN CAUSA	FECHA / HORA INICIO	FECHA / HORA FINAL	UBICACIÓN DE LA FALLA	CIRCUITO DE APERTURA	TIPO DE FALLA	ACTUACIÓN CORRECTA DE PROTECCIÓN	CORRIENTE DE FALLA (A)
1	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	DEFECTO INTERNO CLIENTE CAC	OTROS TERCEROS_Defecto interno en instalación del cliente	05/01/2020 10:59:00	05/01/2020 13:39:00	PM1395	PM1395	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	-
2	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	DEFECTO INTERNO CLIENTE CAC	OTROS TERCEROS_Defecto interno en instalación del cliente	05/01/2020 10:59:00	EN PROCESO	PM1540	PM1540	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	-
3	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	ARBOLES	CAIDA DE ARBOL_Poda de árbol	16/01/2020 21:46:00	16/01/2020 22:43:00	13425A	RC2226	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	-
4	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	ARBOLES	CAIDA DE ARBOL_Poda de árbol	18/01/2020 13:29:06	18/01/2020 15:19:16	14018A	RC2325	FALLA A TIERRA	CORRECTO	-
5	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	FALLA TRANSFORMIX	FALLA EN EQUIPO_Material o equipo defectuoso	19/01/2020 16:00:00	19/01/2020 20:58:00	PM1138	PM1138	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	-
6	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	FALLA TRANSFORMIX	OTROS TERCEROS_Defecto interno en instalación del cliente	20/01/2020 15:38:00	20/01/2020 18:03:00	PM1138	PM1138	EMERGENCIA	NO APLICA	-
7	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	FALLA TRANSFORMIX	OTROS TERCEROS_Defecto interno en instalación del cliente	20/01/2020 18:03:00	20/01/2020 20:00:00	PM1138	PM1138	EMERGENCIA	NO APLICA	-
8	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	FUSIBLE ENVEJECIDO	CAIDA CONDUCTOR RED_Corrosión	21/01/2020 09:05:00	21/01/2020 14:25	PF2846	PF2846	EMERGENCIA	NO APLICA	-
9	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	ARBOLES	CAIDA DE ARBOL_Poda de árbol	22/01/2020 05:31:13	22/01/2020 09:38:24	13538A	RC2325	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	-
10	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	ARBOLES	CAIDA DE ARBOL_Poda de árbol	3/02/2020 17:52	3/02/2020 23:29	13426A	RC2226	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	-
11	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	DESCONOCIDA	BAJO NIVEL DE AISLAMIENTO_Causa no determinada	7/02/2020 01:16	7/02/2020 03:14	RC2226	RC2226	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	-
12	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	HURTO BT	HURTO DE CONDUCTOR O COMPONENTE_Robo	7/02/2020 09:12	7/02/2020 03:14	15942A	15942A	EMERGENCIA	NO APLICA	-
13	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	DESCONOCIDA	BAJO NIVEL DE AISLAMIENTO_Causa no determinada	14/02/2020 02:15:37	14/02/2020 04:01:00	RC2226	RC2226	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	-
14	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	DESCONOCIDA	BAJO NIVEL DE AISLAMIENTO_Causa no determinada	7/03/2020 02:59	7/03/2020 02:59	RC2226	RC2226	FALLA A TIERRA	CORRECTO	A=7, B=5, C=162, N=159.
15	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. CLIMATICA	DESCONOCIDA	FUERTES VIENTOS_Vientos anormales	09/03/2020 08:21:03	09/03/2020 08:42:49	RC2200	RC2325	FALLA A TIERRA	INCORRECTO	A=11, B=209, C=11, N=204.
16	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	DEFECTO INTERNO CLIENTE CAC	OTROS TERCEROS_Defecto interno en instalación del cliente	09/03/2020 15:18:17	EN PROCESO	PM0371	RC2289	FALLA A TIERRA	CORRECTO	-
17	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	ARBOLES	CAIDA DE ARBOL_Poda de árbol	26/03/2020 15:52:07	26/03/2020 18:37:30	14021A	RC2226	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	A=538, B=519, C= 12, N=0.
18	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	ARBOLES	CONTACTO DE RED CON ARBOL_Crecimiento de árboles	31/03/2020 22:29:45	1/04/2020 00:25	13628A	RC2200	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	A=7, B=602, C=597, N=0.
19	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	DESCONOCIDA	BAJO NIVEL DE AISLAMIENTO_Causa no determinada	2/04/2020 11:45	2/04/2020 11:45	RC2226	RC2226	FALLA A TIERRA	CORRECTO	A=18, B=14, C=284, N=2.8.
20	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	DESCONOCIDA	BAJO NIVEL DE AISLAMIENTO_Causa no determinada	9/04/2020 08:54	9/04/2020 08:55	RC2226	RC2226	FALLA A TIERRA	CORRECTO	A=9, B=227, C=13, N=225.
21	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	ARBOLES	CONTACTO ACCIDENTAL CON LINEA_Daño casual por terceros	26/04/2020 09:27:11	EN PROCESO	15449A	RC2290	FALLA A TIERRA	CORRECTO	-
22	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	DEFECTO INTERNO CLIENTE CAC	OTROS TERCEROS_Defecto interno en instalación del cliente	2/05/2020 17:49	2/05/2020 18:39	PF2310_SANTA ROSA I	RC2325_AD-01	FALLA A TIERRA	INCORRECTO	A=81, B=863, C=81, N=31.
23	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	DESCONOCIDA	OTROS PROPIOS_Causa no determinada	12/06/2020 10:53	12/06/2020 12:21	RC2226	RC2226	FALLA A TIERRA	CORRECTO	A=20, B=20, C=223, N=217.
24	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	FUSIBLE ENVEJECIDO	CAIDA CONDUCTOR RED_Corrosión	13/06/2020 21:34:59	14/06/2020 07:30:00	PF2310	PF2310	EMERGENCIA	NO APLICA	-
25	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	DEFECTO INTERNO CLIENTE CAC	OTROS TERCEROS_Defecto interno en instalación del cliente	13/06/2020 21:52:00	EN PROCESO	PM1540	PM1540	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	-
26	AD-01	ADINELSA	IMP. TERCEROS	ARBOLES	OTROS EXTERNAS_Otra Distribuidora	25/06/2020 06:48:00	25/06/2020 09:37:19	SET AD	AD-01	FALLA A TIERRA	INCORRECTO	A=1181, B=1514, C=26, N=363.
27	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	AVES	VANDALISMO_Daño intencional por terceros	27/06/2020 12:01:01	27/06/2020 14:12	12473A	RC2325	FALLA A TIERRA	INCORRECTO	A=34, B=51, C=399, N=451.
28	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	DESCARGA SUPERFICIAL	VANDALISMO_Daño intencional por terceros	16/07/2020 00:31:58	16/07/2020 11:02	13108A	AD-01	FALLA A TIERRA	CORRECTO	-
29	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	DESCARGA SUPERFICIAL	OTROS PROPIOS_Causa no determinada	10/08/2020 05:28	10/08/2020 07:40	RC2289	RC2289	FALLA A TIERRA	CORRECTO	N=240.
30	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	FUSIBLE ENVEJECIDO	CAIDA CONDUCTOR RED_Corrosión	17/09/2020 09:26	17/09/2020 15:13	13242A	PF2098	EMERGENCIA	NO APLICA	-
31	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	ARBOLES	CAIDA DE ARBOL_Poda de árbol	20/11/2020 11:06:00	20/11/2020 15:10:00	15997A	PF3476	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	-
32	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	ARBOLES	OTROS EXTERNAS_Otra Distribuidora	29/11/2020 20:02:20	29/11/2020 22:35:15	13425A	RC2226	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	-
33	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. FALLA	FUSIBLE ENVEJECIDO	CAIDA CONDUCTOR RED_Corrosión	12/12/2020 18:48	13/12/2020 00:23	PF3476	PF3476	EMERGENCIA	NO APLICA	-
34	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	ARBOLES	CAIDA DE ARBOL_Poda de árbol	6/01/2021 12:32	6/01/2021 13:36	RC2325	AD-01	CORTO CIRCUITO	INCORRECTO	-
35	AD-01	ENEL DISTRIBUCIÓN	IMP. TERCEROS	ARBOLES	CAIDA DE ARBOL_Poda de árbol	18/01/2021 23:07:15	19/01/2021 06:06:00	14021A	RC2226	CORTO CIRCUITO	CORRECTO	-

ANEXO 2. Check List de información del alimentador Andahuasi 01 (AD-01).

N°	Documento / Plano	Existe / No existe	Actualizado (Si / No)	Propiedad de Enel (Si / No)	Acceso a la información (Si / No)
1	Diagrama Unifilar	Existe	Si	Si	Si
2	Planimetría del alimentador	Existe	Si	Si	Si
3	Potencia de Transformadores	Existe	Si	Si	Si
4	Información de la sección de los conductores eléctricos	Existe	Si	Si	Si
5	Información de la longitud de los conductores eléctricos	Existe	Si	Si	Si
6	Ajustes de relé de cabecera	Existe	Si	No	Si
7	Ajustes de recloser del alimentador	Existe	Si	Si	Si

ANEXO 3. Diagrama unifilar del alimentador AD-01.



ANDAHUASI
22.9 kV

LEYENDA	
()	Cable NKY
()S	Cable N2XSY
()SM	Cable N2XSY Monofásico
()AS	Cable de Aluminio Autosoportado
()	Línea Aérea Cu
()*	Línea Aérea Al.
()M	Línea Aerea Monofásica
()A1	Cable NA2XSY
()A2	Cable NA2XSY
()A2R	Cable NA2XSA2Y
◇ ◇	Seccionador Rígido Abierto,Cerrado
◇ ◇	Seccionador Cut Out Abierto, Cerrado
○ ○	Seccionador Tripolar Bajo Carga Abierto,Cerrado
□ □	Recloser Abierto,Cerrado
	Banco de condensadores
☼	Indicadores de Falla
←	Cliente 10 kV.
⊠	Puesto de Medición Intemperie Abierto, Cerrado
⊠	Subestación Aérea
⊠	Subestación Compacta
⊠	Regulador de Tensión
⊠	Salida Alimentador
⊗	Frontera standar
⊗	Frontera anillo

ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. INFRASTRUCTURE & NETWORKS OPERATION & MAINTENANCE		RECORRIDO DE LA RED MT ANDAHUASI /22.9KV	
		ALIMENTADOR: AD-01	
SECCION NETWORK SYSTEM OPERATIONS & MAINTENANCE	ELABORADO T.PAULLLO	REVISADO M.BRAVO	Vº.Bº. A.SOTELO
	FECHA: 31/08/2020	ESQUEMA: ORTOGONAL	

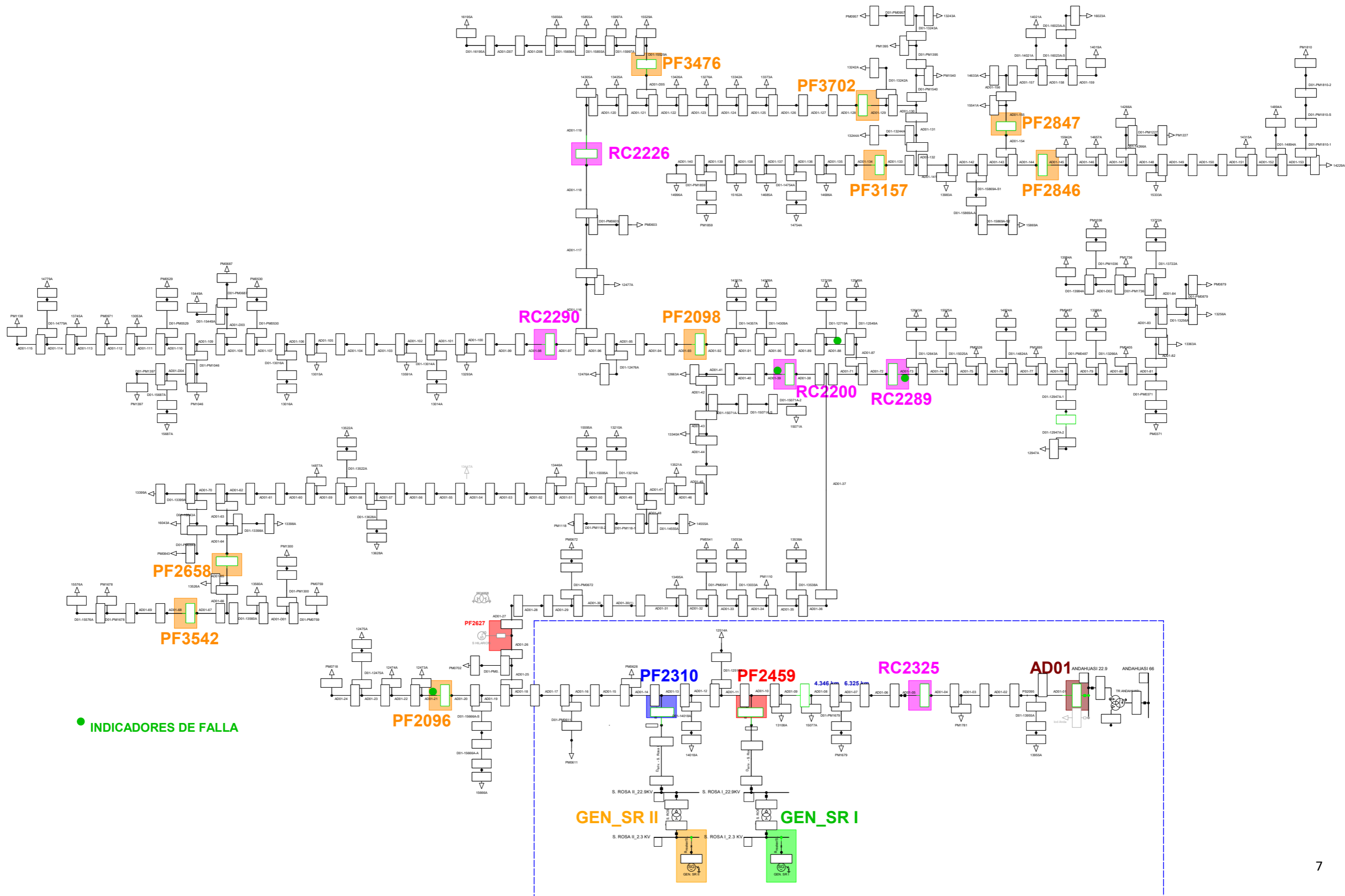
ANEXO 4. Registro de carga del alimentador AD-01.

NetworkId	CustomerNumber	SED KVA	KWHUsage	NumberOfCustomer
AD-01	13591A	50	871	4
AD-01	14018A	50	4092	4
AD-01	12549A	100	2804	11
AD-01	PM0672	0	33993	1
AD-01	13340A	50	1986	5
AD-01	15071A	160	9225	185
AD-01	PM0526	0	6962	1
AD-01	13560A	160	10637	104
AD-01	13256A	100	2744	6
AD-01	14657A	100	5711	14
AD-01	15595A	160	4242	20
AD-01	PM1300	0	7722	1
AD-01	PM0957	0	2986	1
AD-01	12477A	50	14707	92
AD-01	14555A	160	4857	60
AD-01	14686A	100	3669	26
AD-01	13014A	50	932	11
AD-01	13447A	100	1	0
AD-01	PM0371	0	40618	1
AD-01	14305A	50	5743	82
AD-01	13244A	250	18066	143
AD-01	PM0718	0	147824	1
AD-01	15576A	160	1633	12
AD-01	15025A	160	354	0
AD-01	15529A	160	1019	4
AD-01	12947A	100	3327	23
AD-01	15666A	100	1884	48
AD-01	PM0971	0	9746	1
AD-01	14019A	50	10515	9
AD-01	14894A	100	3061	9
AD-01	PM1736	0	28176	1
AD-01	PM0879	0	16749	1
AD-01	PM0759	0	65714	1
AD-01	15162A	100	734	2
AD-01	12473A	50	6385	27
AD-01	15541A	100	2021	21
AD-01	13983A	100	3777	40
AD-01	13398A	50	12552	116
AD-01	13016A	50	1962	0
AD-01	13522A	100	10659	23
AD-01	PM1781	0	1	1
AD-01	13628A	100	1762	8

AD-01	14309A	100	16514	50
AD-01	PM1678	0	3087	1
AD-01	13266A	50	655	6
AD-01	PM0530	0	29912	1
AD-01	13293A	50	6541	38
AD-01	12474A	50	16930	136
AD-01	13243A	100	21526	215
AD-01	14685A	100	9036	34
AD-01	13210A	100	12060	54
AD-01	12514A	50	324	0
AD-01	15077A	100	3975	88
AD-01	14229A	100	12590	116
AD-01	13108A	50	474	2
AD-01	14357A	160	17048	210
AD-01	13276A	50	1167	7
AD-01	13745A	100	9223	4
AD-01	13495A	100	566	6
AD-01	13538A	15	1534	4
AD-01	13426A	100	2260	18
AD-01	13984A	100	4120	1
AD-01	14021A	50	1099	4
AD-01	15942A	160	599	7
AD-01	15869A	160	1	1
AD-01	PM1695	0	6238	1
AD-01	12476A	160	43049	288
AD-01	13446A	50	101	1
AD-01	13053A	50	4704	26
AD-01	13521A	410	5650	5
AD-01	PM1395	0	4392	1
AD-01	13363A	150	2959	20
AD-01	14824A	100	2411	18
AD-01	PM1036	0	4287	1
AD-01	PM1110	0	18038	1
AD-01	PM1397	0	43000	1
AD-01	13722A	100	145	1
AD-01	15687A	160	670	5
AD-01	13955A	50	1	0
AD-01	13373A	50	430	2
AD-01	13526A	160	893	5
AD-01	14315A	50	837	8
AD-01	13242A	100	16378	96
AD-01	15333A	100	0	1
AD-01	PM1138	0	27155	1
AD-01	PM0687	0	6275	1
AD-01	PM1118	0	14248	1
AD-01	15449A	100	387	2
AD-01	15997A	100	1	0

AD-01	15656A	160	613	1
AD-01	14754A	100	2684	10
AD-01	14266A	100	0	1
AD-01	13342A	320	4271	10
AD-01	PM0843	0	6925	1
AD-01	PM1776	0	0	1
AD-01	PM0702	0	26722	1
AD-01	PM1679	0	2529	1
AD-01	15855A	100	278	4
AD-01	14633A	100	277	1
AD-01	PM1540	0	357	1
AD-01	13033A	50	3851	4
AD-01	14779A	100	1547	9
AD-01	PM0487	0	3751	1
AD-01	PM0405	0	44110	1
AD-01	PM0603	0	24677	1
AD-01	12719A	100	1729	5
AD-01	14996A	100	5494	6
AD-01	12643A	100	13536	66
AD-01	13015A	50	770	5
AD-01	PM0529	0	41747	1
AD-01	13399A	50	11373	134
AD-01	13425A	50	12178	11
AD-01	14877A	100	4054	1
AD-01	PM1227	0	16525	1
AD-01	PM1046	0	15590	1
AD-01	12475A	50	5916	62
AD-01	PM1810	0	52459	1
AD-01	12663A	50	2124	4
AD-01	16043A	100	0	0
AD-01	PM0611	0	4250	1
AD-01	PM0541	0	20070	1
AD-01	PM0628	0	15152	1

ANEXO 5. Modelamiento del alimentador AD-01 en DigSILENT Power Factory.



● INDICADORES DE FALLA