



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

## DIRECCIÓN DE POSGRADO

### MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

#### MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

**Título:**

---

**ESTUDIO Y SIMULACIÓN DE COORDINACIÓN DE  
PROTECCIONES PARA MEJORAR LA CONTINUIDAD  
DE SERVICIO EN LA EMPRESA AGLOMERADOS  
COTOPAXI S.A.**

---

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad  
mención sistemas eléctricos de potencia

**Autor:**

Ing. Casa Chancusig Luis Franklin

**Tutor:**

MSc. Barbosa Galarza José Efrén

**LATACUNGA –ECUADOR**

**2024**

## AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “**ESTUDIO Y SIMULACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA MEJORAR LA CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA EMPRESA AGLOMERADOS COTOPAXI S.A.**” presentado por Casa Chancusig Luis Franklin, para optar por el título Magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia

## CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, agosto 12 del 2024



MSc. Barbosa Galarza José Efrén  
CC.: 0501420723

## AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: “ESTUDIO Y SIMULACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA MEJORAR LA CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA EMPRESA AGLOMERADOS COTOPAXI S.A.”, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, agosto 12 del 2024



Mg. Armando Salvador Freire Freire  
0503842833  
Presidente del tribunal



Mg. Carlos Iván Quinatoa Caiza  
0503287864  
Lector 2



Mg. Fernando Rafael Arias Atiaja  
0502556251  
Lector 3

## **DEDICATORIA**

A mis padres, Rosa y Segundo, quienes me han guiado en cada etapa de mi vida con amor, bondad y paciencia. A mis abuelas, mis grandes motivaciones y fuente de inspiración, quienes me impulsan a superarme cada día. A mis hermanas, hermanos, tíos, tías y mi princesa que siempre me alientan a seguir adelante. La ayuda de todos ustedes ha sido fundamental. Esta etapa no ha sido fácil, pero siempre han estado apoyándome y motivándome. Se los dedico con mucho amor a ustedes.

Luis Casa

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios, quien siempre me enseña a levantarme y luchar cada día.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi y a mis docentes, quienes formaron parte de mi instrucción académica y personal, brindándome sus conocimientos, enseñanzas y sabiduría para la culminación de este proyecto.

A mis padres, hermanos y hermanas, y en especial a mi princesa, quienes han sido mi inspiración y apoyo constante para seguir adelante con mis estudios y alcanzar mis metas.

Luis Casa

## RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.


Latacunga, agosto 12 del 2024

  
.....  
Ing. Luis Franklin Casa Chancusig  
C.I.: 030278089-3

## RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

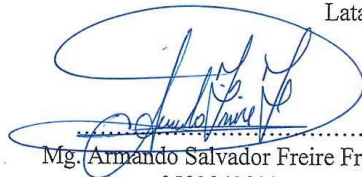
Latacunga, agosto 12 del 2024

  
.....  
Ing. Luis Franklin Casa Chancusig  
C.I.: 050278089-3

## **AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL**

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: **“ESTUDIO Y SIMULACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA MEJORAR LA CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA EMPRESA AGLOMERADOS COTOPAXI S.A.”** contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, agosto 12 del 2024



Mg. Armando Salvador Freire Freire  
0503842833

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI  
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD  
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**Título:** “ESTUDIO Y SIMULACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA MEJORAR LA CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA EMPRESA AGLOMERADOS COTOPAXI S.A.”

**Autor:** Ing. Casa Chancusig Luis Franklin

**Tutor:** MSc. Barbosa Galarza José Efrén

**RESUMEN**

En el presente trabajo de titulación se analiza la coordinación de protecciones del sistema eléctrico de la empresa Aglomerados Cotopaxi. Para ello, se utiliza el software ETAP, donde se modela cada elemento detallado en el diagrama unifilar del sistema eléctrico de la empresa. Basado en este modelo simulado, se calculan las condiciones iniciales del sistema para definir aspectos como el nivel de carga de los elementos y de las líneas, considerando la presencia de cargas a valores nominales. A continuación, se desarrolla un análisis de fallas y un estudio de coordinación de protecciones, definiendo escenarios de fallas en diferentes barras del sistema y evaluando las características de desempeño de las protecciones. Complementariamente, se realiza un análisis técnico-económico, que considera datos históricos de consumo de energía en la planta industrial, registros del número de horas de cortes de energía y otros parámetros de calidad de energía. Este análisis se relaciona con los costos derivados de los tiempos de pérdida de producción de la empresa, tanto a nivel mensual como anual.

**PALABRAS CLAVE:** etap, coordinación de protecciones, cálculo de fallas, protección de sistemas eléctricos

**“TÉCNICA DE COTOPAXI” UNIVERSITY**

**POSTGRADUATE DIRECTION**

**MASTER'S DEGREE IN ELECTRICITY  
MENTION ELECTRICAL POWER SYSTEMS**

**Title: “STUDY AND SIMULATION OF PROTECTION COORDINATION  
TO IMPROVE SERVICE CONTINUITY IN THE COMPANY  
AGLOMERADOS COTOPAXI S.A.”**

**Author:** Ing. Casa Chancusig Luis Franklin

**Tutor:** MSC. Barbosa Galarza José Efrén

**ABSTRACT**

In this degree work, the coordination of protections of the electrical system of Aglomerados Cotopaxi company is analyzed. To do this, the ETAP software is used, where each detailed element is modeled in the one-line diagram of the company's electrical system. Based on this simulated model, the initial conditions of the system are calculated to define aspects such as the load level of the elements and lines, considering the presence of loads at nominal values. Next, a failure analysis and a protection coordination study are developed, defining failure scenarios in different bars of the system and evaluating the performance characteristics of the protections. Additionally, a technical-economic analysis is carried out, which considers historical energy consumption data in the industrial plant, records of the number of hours of power outages and other energy quality parameters. This analysis is related to the costs derived from the company's production loss times, both on a monthly and annual level.

**KEYWORDS:** ETAP, protection coordination, fault calculation, protection of electrical systems

Wiliam Alexander Melo Puetate con cédula de identidad número: 0401852025  
Licenciado/a en: Pedagogía del Idioma Inglés con número de registro de la SENESCYT:  
1015-2023-2609175; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma  
inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: “ESTUDIO Y  
SIMULACIÓN DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA MEJORAR  
LA CONTINUIDAD DE SERVICIO EN LA EMPRESA AGLOMERADOS  
COTOPAXI S.A.” de: Luis Franklin Casa Chancusig, aspirante a magister en  
Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Tulcán, julio, 19, 2024



Wiliam Alexander Melo Puetate  
0401852025

## ÍNDICE DE CONTENIDO

PORTADA.....	I
AVAL DEL TUTOR.....	ii
AVAL DEL TRIBUNAL.....	iii
DEDICATORIA .....	iv
AGRADECIMIENTO .....	v
RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA .....	vi
RENUNCIA DE DERECHOS.....	vii
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL.....	viii
RESUMEN.....	ix
ABSTRACT .....	x
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	xi
INTRODUCCIÓN .....	1
Antecedentes: .....	1
Planteamiento del problema:.....	3
Formulación del problema .....	4
Objetivo General .....	4
Objetivos Específicos:.....	4
Justificación.....	6
Hipótesis.....	6
<b>CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA- METODOLÓGICA .....</b>	<b>7</b>
<b>Antecedentes de la investigación o fundamentación del estado del arte .....</b>	<b>7</b>
<b>1.1. Fundamentación Teórica .....</b>	<b>9</b>
<b>1.2. Fundamentación metodológica.....</b>	<b>18</b>
<b>1.2.1. Análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia .....</b>	<b>18</b>
<b>1.2.1.1 Norma IEC 60909 .....</b>	<b>18</b>

1.2.1.2	Definición de términos de la Norma IEC 60909.....	19
1.3.	Filosofía de coordinación de protecciones .....	21
1.4.	Software de simulación Etap .....	22
1.5.	Enfoque.....	23
1.6.	Tipo de investigación .....	23
1.7.	Población y muestra.....	24
1.8.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	24
1.9.	Técnicas de procesamiento y análisis de datos.....	24
1.10.	Conclusiones Capítulo I.....	24
<b>CAPÍTULO II. PROPUESTA .....</b>		<b>26</b>
	Título del proyecto.....	26
	Objetivo del proyecto .....	26
2.1.	Descripción de la propuesta.....	26
2.2.	Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados .....	27
2.3.	Conclusiones Capítulo II.....	36
<b>CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACION DE LA PROPUESTA</b>		<b>37</b>
1.3	Análisis de Flujo de Potencia.....	37
1.4	Análisis de Cortocircuito .....	38
1.5	Análisis coordinación de protecciones.....	52
1.6	Análisis económico .....	100
1.7	Conclusiones del III capítulo .....	110
2	<b>CONCLUSIONES GENERALES.....</b>	<b>110</b>
3	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>113</b>
4	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>114</b>
5	<b>ANEXOS.....</b>	<b>118</b>

Anexo 1: Ubicación de líneas aéreas y subterráneas en medio voltaje.....	118
Anexo 2: Diagrama subestación Lasso. ....	119
Anexo 3: Diagrama unifilar levantado en la empresa Aglomerados Cotopaxi S.A. 120	
Anexo 4: Diagrama unifilar de la empresa aglomerado Cotopaxi S.A. en Etap..	121
Anexo 5: Cuadro de cargas de los transformadores de medio a bajo voltaje. ....	122
Anexo 6: Datos de placa transformadores. ....	124
Anexo 7: Subestación Lasso / Interruptor, Relé de protección.....	125
Anexo 8: Interruptores de bajo voltaje.....	126
Anexo 9: Celda seccionadores fusibles de medio voltaje. ....	129
Anexo 10: Seccionadores fusibles de medio voltaje aéreo. ....	131
Anexo 11: Seccionador de barra, tipo unipolar abierto, para 27kV.....	132
Anexo 11: Especificación técnica de pararrayos .....	133
Anexo 11: Estructuras en redes aéreas de distribución 13,8 kV trifásica. ....	133
Anexo 12: Modos de refrigeración de transformadores.....	134
Anexo 13: Características técnicas de fusibles. ....	134
Anexo 14: Constantes según normas IEEE C37.112-2018 y IEC 60255-3.....	142

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1.</b> Esquema de Sistema Radial Simple [5].....	9
<b>Figura 1.2.</b> Esquema de Sistema de Anillo [5] .....	10
<b>Figura 1.3.</b> Esquema de Sistema Mallado [7] .....	11
<b>Figura 2.1.</b> Diagrama de flujo de metodología .....	27
<b>Figura 3.1.</b> Ubicación de evento de falla en alimentador primario 13.8 kV.....	43
<b>Figura 3.2.</b> Corrientes de falla trifásica en barras de medio voltaje 13.8kV y 6.3kV.....	47
<b>Figura 3.3.</b> Corrientes de falla trifásica en barras de medio voltaje de 13.8 kV y 6.3 kV, indicando los sitios de mayor incidencia de fallos en la planta industrial.....	48
<b>Figura 3.4.</b> Corrientes de falla trifásica en barras de bajo voltaje 0.44kV y 0.38kV.....	49
<b>Figura 3.5.</b> Corrientes de falla trifásica en barras de bajo voltaje 0.44kV y 0.38kV, sitio de cargas más lejanos en la planta industrial.....	49
<b>Figura 3.6.</b> Falla trifásica en barra 3 alimentación principal 13.8 kV. ....	52
<b>Figura 3.7.</b> Secuencia de operación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 3 .....	53
<b>Figura 3.8.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 3.....	53
<b>Figura 3.9.</b> Falla trifásica en la barra 8. ....	55
<b>Figura 3.10.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 8.....	56
<b>Figura 3.11.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste antiguo frente al evento de falla trifásica en la barra 8. ....	56
<b>Figura 3.12.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 8. ....	57
<b>Figura 3.13.</b> Falla trifásica alimentación transformador T3_2500 kVA y T4_2000 kVA.....	58
<b>Figura 3.14.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 18.....	58

<b>Figura 3.15.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 18. ....	59
<b>Figura 3.16.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste recomendado frente al evento de falla trifásica en la barra 18. ....	60
<b>Figura 3.17.</b> Falla trifásica alimentación transformador T3_2500 kVA y T4_2000 kVA. ....	60
<b>Figura 3.18.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 41.....	61
<b>Figura 3.19.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste antiguo frente al evento de falla trifásica en la barra 41. ....	61
<b>Figura 3.20.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 41. ....	62
<b>Figura 3.21.</b> Falla trifásica alimentación armario eléctrico Chipeador Globus. ...	63
<b>Figura 3.22.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 14.....	63
<b>Figura 3.23.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 14. ....	64
<b>Figura 3.24.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 14. ....	65
<b>Figura 3.25.</b> Falla trifásica alimentación armario eléctricos caldero, recubrimiento y molduras. ....	66
<b>Figura 3.26.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 16.....	66
<b>Figura 3.27.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 14. ....	67
<b>Figura 3.28.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 14. ....	68
<b>Figura 3.29.</b> Falla trifásica alimentación motor desfibrador Mtr1.....	69
<b>Figura 3.30.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 24.....	69

<b>Figura 3.31.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 24. ....	70
<b>Figura 3.32.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 24. ....	71
<b>Figura 3.33.</b> Falla trifásica alimentación carga línea Mdf y banco de condensadores. ....	72
<b>Figura 3.34.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 28.....	73
<b>Figura 3.35.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 28. ....	74
<b>Figura 3.36.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 28. ....	75
<b>Figura 3.37.</b> Falla trifásica alimentación a motor compresor 1 Mtr2 0.44 kV.....	76
<b>Figura 3.38.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 31.....	76
<b>Figura 3.39.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 31. ....	77
<b>Figura 3.40.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 31. ....	78
<b>Figura 3.41.</b> Falla trifásica alimentación a motor compresor 2 Mtr3 0.44 kV.....	79
<b>Figura 3.42.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 33.....	79
<b>Figura 3.43.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 33. ....	80
<b>Figura 3.44.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 33. ....	81
<b>Figura 3.45.</b> Falla trifásica alimentación armario secundario de 0.38 kV. ....	82
<b>Figura 3.46.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 36.....	82
<b>Figura 3.47.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 33. ....	83

<b>Figura 3.48.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 36. ....	84
<b>Figura 3.49.</b> Falla trifásica alimentación banco de condensadores y carga línea Aglomerado.....	85
<b>Figura 3.50.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 44.....	85
<b>Figura 3.51.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 44 sin generador.....	86
<b>Figura 3.52.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 36. ....	87
<b>Figura 3.53.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 44 con generador.....	88
<b>Figura 3.54.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 44 con generador.....	89
<b>Figura 3.55.</b> Falla trifásica alimentación banco de condensadores y carga línea Aserradero. ....	90
<b>Figura 3.56.</b> Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 47.....	91
<b>Figura 3.57.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 47. ....	91
<b>Figura 3.58.</b> Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 47. ....	92
<b>Figura 3.59.</b> Consumo mensual de energía eléctrica [kWh-mes] .....	101
<b>Figura 3.60.</b> Costo mensual de energía eléctrica[\$/kWh-mes] .....	101
<b>Figura 3.61.</b> Costo mensual de consumo de energía eléctrica [\$].....	102
<b>Figura 3.62.</b> Número de horas mensual de corte o variación de energía-Línea Mdf.....	103
<b>Figura 3.63.</b> Número de horas mensual de corte o variación de energía-Línea Aglomerado.....	103
<b>Figura 3.64.</b> Costo mensual promedio de dólares por hora de producción-Línea Mdf.....	104

<b>Figura 3.65.</b> Costo mensual promedio de dólares por hora de producción-Línea Aglomerado.....	105
<b>Figura 3.66.</b> Costo mensual por tiempo perdido por horas de producción-Línea Mdf.....	105
<b>Figura 3.67.</b> Costo mensual por tiempo perdido del metro cúbico por hora de producción-Línea Aglomerado .....	106
<b>Figura 3.68.</b> Costo por tiempo perdido del metro cúbico por hora de producción-Línea Mdf.....	107
<b>Figura 3.69.</b> Costo por tiempo perdido del metro cúbico por hora de producción-Línea Aglomerado.....	108
<b>Figura 3.70.</b> Costo total en dólares por tiempo perdido al año. ....	109
<b>Figura 3.71.</b> Total, tiempo perdido por corte de energía eléctrica h/año. ....	109

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Sistema de tareas en relación a los objetivos específicos.....	5
<b>Tabla 2.</b> Características de conductores [13] .....	13
<b>Tabla 3.</b> Clasificación general de fallas eléctricas [16].....	18
<b>Tabla 4.</b> Factor de voltaje [28] .....	19
<b>Tabla 5.</b> Datos transformador subestación Lasso.....	28
<b>Tabla 6.</b> Datos relé de protección subestación Lasso.....	29
<b>Tabla 7.</b> Registro consumo de energía .....	30
<b>Tabla 8.</b> Costo de producción por tiempo perdido.....	31
<b>Tabla 9.</b> Costo de producción anual por tiempo perdido en cortes de energía eléctrica. .	31
<b>Tabla 10.</b> Detalle de datos de las barras modelado en ETAP .....	32
<b>Tabla 11.</b> Descripción de bus en el Etap, nivel de voltaje y ubicación. ....	33
<b>Tabla 12.</b> Datos de las barras de generación en ETAP .....	35
<b>Tabla 13.</b> Datos de las líneas en ETAP .....	35
<b>Tabla 14.</b> Datos de transformadores de 2 devanados en ETAP .....	36
<b>Tabla 15.</b> Datos de transformadores de 3 devanados en ETAP .....	36
<b>Tabla 16.</b> Detalle de resultados de flujo de potencia.....	37
<b>Tabla 17.</b> Estándares ANSI/IEEE utilizadas para el estudio de cortocircuito.....	39
<b>Tabla 18.</b> Tipo de dispositivo y sus funciones asociadas a redes de trabajo. ....	40
<b>Tabla 19.</b> Corrientes de cortocircuito trifásica, LG, LL y LLG en red de 1/2ciclo.....	40
<b>Tabla 20.</b> Corrientes de cortocircuito trifásica, LG, LL y LLG en red de 1.5 a 4 ciclos. .	41
<b>Tabla 21.</b> Corrientes de cortocircuito trifásica, LG, LL y LLG en red de 30 ciclos. ....	42
<b>Tabla 22.</b> Resultados de falla trifásica para alimentador primario 13.8 kV .....	44
<b>Tabla 23.</b> Resultados de falla bifásica en alimentador primario 13.8 kV. ....	44
<b>Tabla 24.</b> Resultados de falla bifásica a tierra en alimentador primario 13.8 kV. ....	45
<b>Tabla 25.</b> Resultados de falla monofásica en alimentador primario 13.8 kV. ....	45
<b>Tabla 26.</b> Capacidad de dispositivos de protección y evaluación de dimensionamiento en interruptores. ....	51
<b>Tabla 27.</b> Capacidad de dispositivos de protección y evaluación de dimensionamiento en fusibles. ....	51
<b>Tabla 28.</b> Características disyuntores de bajo voltaje (LVCB). ....	93
<b>Tabla 29.</b> Características disyuntores de bajo voltaje (LVCB) termomagnéticos.....	94
<b>Tabla 30.</b> Características relés de medio voltaje. ....	94

<b>Tabla 31.</b> Ajuste de protecciones en interruptores planta industrial. ....	96
<b>Tabla 32.</b> Ajuste de protecciones en interruptores termomagnéticos.....	97
<b>Tabla 33.</b> Ampacidad de fusibles en la planta industrial.....	98
<b>Tabla 34.</b> Ajuste de protecciones en relés de medio voltaje. ....	98

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad en los sistemas eléctricos de potencia (SEP), la coordinación de protecciones es uno de los puntos esenciales para mantener un servicio continuo y minimizar los tiempos de reconexión ante la presencia de un fallo, cortocircuitos en el sistema eléctrico, perturbaciones, etc. Garantizando la protección de sus componentes eléctricos y la seguridad de las personas que operan el sistema.

Para lograr este objetivo, primero se llevarán a cabo estudios detallados de carga para determinar los instrumentos de protección necesarios y los ajustes adecuados para optimizar el sistema eléctrico actual de la planta industrial. Una selección precisa de equipos y una coordinación eficiente de las protecciones ayudarán a reducir al mínimo los cortes de energía eléctrica, asegurando un servicio continuo para otras cargas. Además, las simulaciones con software especializado permitirán identificar los valores óptimos de ajuste para los equipos de protección.

### **Antecedentes:**

El crecimiento de la población ha generado una fuerte demanda en productos de construcción, lo cual impulsa un crecimiento progresivo en las empresas. Esto conlleva a la instalación de nuevas maquinarias en los sistemas eléctricos, incrementando la necesidad de mayor confiabilidad en los sistemas de control. Reducir los tiempos perdidos debido a fallas en los equipos se vuelve indispensable en este contexto.

La generación, transmisión, distribución y el consumo de energía eléctrica, debe irse ajustando a la necesidad e incremento de cargas en un sistema eléctrico, una parte muy importante a considerar es la coordinación de protecciones para tener un sistema eficiente, garantizando una estabilidad en el suministro.

De acuerdo con la demanda de productos de construcción generada al pasar el tiempo, la empresa Aglomerados Cotopaxi ha ido creciendo progresivamente, esto ha hecho que la empresa invierta en nuevas líneas de producción que conlleva a la

adquisición de nuevas maquinarias eléctricas que se han instalado en su sistema eléctrico.

En 1978 se fundó Aglomerados Cotopaxi, una empresa ecuatoriana especializada en productos de madera, con una demanda inicial estimada de 1.000 kW. Desde entonces, a lo largo de su historia, ha incrementado progresivamente las cargas eléctricas en su sistema. En 1992, inició la línea de Aserradero, aumentando aproximadamente 500 kW. En 1996, se introdujo la línea de MDF con una potencia de 2.500 kW. En 2009, se instaló la máquina de recubrimiento Wemhoner, añadiendo 100 kW. En 2011, se incorporó la chipeadora Globus con una demanda de 200 kW. En 2019, comenzó la línea de Molduras, que sumó 200 kW, junto con otras mejoras continuas. Actualmente, la planta tiene una demanda promedio de 4.500 kW.

Actualmente, la falta de coordinación y ajustes inadecuados en el sistema eléctrico han ocasionado paradas significativas en la producción y cortes de energía en toda la planta. El costo de una parada de producción en todas las líneas de la planta industrial es considerable, aproximadamente US\$5,000 por hora. Las fallas eléctricas en las líneas de media y baja tensión provocan que las protecciones no operen en la secuencia óptima, lo que compromete la eficiencia del sistema frente a estos problemas.

La coordinación de sobrecorriente implica determinar las características, valores nominales y ajustes de los dispositivos de protección contra sobrecorriente para minimizar el daño al equipo y asegurar la interrupción rápida de cortocircuitos. Estos dispositivos están diseñados para que, en caso de una falla o sobrecarga, se interrumpa solo una parte mínima del sistema eléctrico. Un estudio de coordinación de sobrecorriente implica la comparación y selección de los tiempos de operación de los dispositivos de protección para cumplir con los objetivos del sistema de protección en condiciones anormales.

Un estudio de coordinación también proporciona datos útiles para la selección de:

- Relaciones de transformadores de instrumentos
- Características y ajustes del relé de protección

- Características y valores nominales de los fusibles
- Valores nominales, características y ajustes de los interruptores automáticos de baja tensión.

El sistema de protección de los equipos y/o instalaciones del sistema eléctrico tiene como objetivo:

- Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones falladas tan pronto como sea posible.
- Detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos para dar las alertas necesarias; y de ser el caso, aislar al equipo del sistema.

Detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema; y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados por tales situaciones.

#### **Planteamiento del problema:**

En Ecuador, el sector eléctrico ha experimentado un notable crecimiento en los últimos años, con un aumento del 8.13% en la demanda de electricidad para el año 2021. Por lo tanto, es crucial que el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), que abarca generación, transmisión y distribución, cuente con un sistema de protección eficiente. Es fundamental que el diseño y el control de la coordinación de protecciones se ajusten constantemente a las condiciones actuales para garantizar su efectividad.

La continuidad del suministro de energía para los consumidores depende de un sistema eléctrico confiable. Una adecuada coordinación de protecciones asegura la integridad de equipos y máquinas eléctricas dentro de una industria frente a posibles fallos, al aislar la falla únicamente en el lugar afectado y evitando así costos adicionales para el consumidor debido a estos eventos.

En 1978 se estableció Aglomerados Cotopaxi S.A., una empresa ecuatoriana dedicada a la industria maderera. Actualmente, la planta tiene una demanda promedio de 4,500 kW. Sin embargo, debido a deficiencias en la coordinación de protecciones y ajustes inadecuados en el sistema eléctrico, se han registrado paradas

significativas en la producción y cortes de energía en toda la instalación. Las fallas eléctricas en las líneas de media y baja tensión ocurren sin que las protecciones operen en la secuencia ideal requerida.

Por tanto, el objetivo de este trabajo es analizar los interruptores principales de salida de la subestación, así como los interruptores de llegada de cada uno de los transformadores y las cargas que superan los 200 kW, con el fin de mejorar la eficiencia y la fiabilidad del sistema eléctrico de la planta.

### **Formulación del problema**

En qué medida la coordinación de protecciones influye en la continuidad del servicio eléctrico en la empresa Aglomerados Cotopaxi S.A. de Cotopaxi en el año 2022?

### **Objetivo General**

Determinar los instrumentos de protección adecuados y los ajustes óptimos de coordinación de protecciones en la planta Aglomerados Cotopaxi S.A. mediante el estudio y el análisis de datos actuales para minimizar los cortes de energía eléctrica desde la subestación Lasso.

### **Objetivos Específicos:**

- Levantar información actual de la topología de la red y especificaciones técnicas de los interruptores, transformadores, fusibles, conductores, entre otros elementos en el sistema eléctrico para una modelación con datos reales.
- Analizar las condiciones actuales de coordinación de protecciones ante la ocurrencia de falla eléctricas (cortocircuitos).
- Proponer un ajuste óptimo en la coordinación de protecciones eléctricas en la planta industrial Aglomerados Cotopaxi S.A. con el propósito de minimizar los cortes de energía eléctrica y reducir el costo por parada de producción.

**Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos:**

**Tabla 1.** Sistema de tareas en relación a los objetivos específicos.

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnica e instrumentos)
1	<p>Levantar información de elementos eléctricos</p> <p>Determinar la topología de la red de media tensión, identificar protecciones principales</p>	<p>Obtener datos, especificaciones técnicas, datos de placas.</p> <p>Obtener diagrama eléctrico unifilar desde la carga hacia la fuente, subestación</p>	<p>Buscar información referida al tema, manuales de interruptores, fuentes bibliográficas.</p> <p>Uso de software para diagramar, observación de campo</p>
2	<p>Analizar las condiciones actuales en el sistema eléctrico</p> <p>Determinar los valores de carga máxima, calcular corrientes de cortocircuito</p>	<p>Obtener las condiciones actuales del sistema eléctrico</p> <p>Obtener valores de acuerdo a la capacidad nominal del circuito y valores de cortocircuitos en puntos importantes</p>	<p>Mediante modelado estudiar y analizar la coordinación de protecciones</p> <p>Simulación de flujo de carga y corto circuito utilizando software</p>
3	<p>Encontrar un ajuste óptimo en la coordinación de protecciones</p> <p>Determinar los instrumentos de protección adecuados para el sistema eléctrico</p>	<p>Definir valores óptimos para las protecciones eléctricas</p> <p>Obtener gráficas tiempo-corriente para verificar los requerimientos de protección y coordinación</p>	<p>Proponer nuevos valores para los interruptores de protección</p> <p>Escoger las características de operación y ajuste de los dispositivos de protección.</p>

*Elaborado por o fuente:* Luis Franklin Casa Chancusig

## **Justificación**

En el sistema eléctrico de potencia, el estudio de la coordinación de protecciones es esencial, ya que garantiza la seguridad tanto para los operarios como para los componentes eléctricos. Una correcta calibración, ajuste y selección de interruptores, relés térmicos, relés magnéticos, fusibles, entre otros, asegura que el sistema eléctrico sea robusto y eficiente ante posibles fallas eléctricas.

El presente trabajo tiene como propósito encontrar y proponer un ajuste óptimo de la coordinación de protecciones en base a los estudios de cargas y cortocircuitos, de esta manera mejorar la continuidad de la producción en la empresa ante posible de fallas eléctricas, aislando únicamente la parte afectada.

En la actualidad, la deficiencia en la coordinación y el ajuste inadecuado del sistema eléctrico han provocado paradas de producción significativas y cortes de energía en toda la planta. Esto se traduce directamente en un mayor costo económico para el consumidor.

## **Hipótesis**

Una mejora en la coordinación de protecciones en los sistemas eléctricos, según la topología actual, minimizará los cortes de energía eléctrica, manteniendo un servicio continuo y mejorando la confiabilidad del sistema. El estudio y simulación de flujo de cargas y corrientes de cortocircuito en la empresa Aglomerados Cotopaxi S.A. permitirá determinar los ajustes óptimos para la coordinación de protecciones eléctricas.

# CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA- METODOLÓGICA

## **Antecedentes de la investigación o fundamentación del estado del arte**

En esta sección se realiza un breve detalle de los estudios de investigación relacionados con la propuesta de este trabajo de titulación, los cuales se toman como referencia de la aplicación metodológica que se ha propuesto en el presente trabajo. *“Estudios de coordinación de las protecciones eléctricas por métodos computarizados aplicados a la Subestación Guayacanes”* [1]

En el citado trabajo tienen como punto de partida la recopilación de la información relacionada con los datos del sistema eléctrico de la subestación Guayacanes. Como aspectos de análisis emplean estudios de flujo de potencia, cálculos de cortocircuito, de forma que se define un estudio de protecciones, todo esto se realiza en base al software computacional de ETAP. A partir del cálculo de flujo de potencia como resultados relevantes se encuentran los voltajes en las barras del sistema, la carga de los conductores y de los transformadores. En cuanto al análisis de cortocircuito emplean el cálculo de falla trifásica a tierra y de falla de fase a tierra.

En el estudio de coordinación de protecciones que proponen, se basan en los cálculos de flujo de potencia y de cortocircuito efectuados en la subestación. De forma que inicialmente se define la protección de los patios de 69 kV y 13.8 kV. Posteriormente realizan el ajuste de protecciones, y finalmente definen el análisis de coordinación de protecciones, considerando como elemento crítico al transformador de potencia.

*“Estudio de Coordinación de Protecciones en la Empresa TECNOGLASS S.A.”* [2]

El estudio citado parte de la evaluación del sistema de protecciones actuales de la compañía, definiendo aspectos frente a las posibles mejoras y análisis complementarios para el estudio. Realizan una recopilación de información de las subestaciones, tomando en cuenta a los elementos tales como de los transformadores y sus respectivas protecciones, además de las características de cada una de las máquinas de producción, equipos y elementos de protección. Otros

datos que consideraron necesarios fue la medición del consumo de la carga del sistema. Un aspecto determinante en este estudio es la necesidad de actualizar los equipos y elementos de antiguos, los cuales se diseñan en base a las características del sistema en general. Entre los objetivos planteados se encuentran empleo de un software computacional para el análisis de la eficiencia del sistema de protección frente a los posibles eventos de falla, además de definir el correcto sistema de protecciones y su correspondiente coordinación. El estudio y modelación del sistema eléctrico lo realizan el software computacional de NEPLAN.

*“Coordinación de Protecciones Eléctricas de Transformadores de una Planta Cementera” [3]*

El presente estudio citado tiene una particularidad e importancia, considerando que una planta de una industria cementera presenta cambios dentro de su consumo de energía por el arranque de equipos que presentan una gran dimensión, y por ende se requiere de una adecuada coordinación de protecciones, las mismas que puedan mitigar los efectos de arranques de los equipos y de las posibles fallas en el sistema eléctrico. En este sentido, proponen inicialmente un análisis de los valores máximos de arranque de los equipos y realizando una estimación de los valores medios. El análisis de coordinación de protecciones lo realizan a través del software ETAP, en donde como elementos de estudio emplean el uso de curvas de disparo, las mismas que sirven como base para la configuración de los dispositivos de protección con la finalidad del monitoreo de las curvas de disparo, para finalmente obtener valores óptimos en los tiempos de respuesta de los elementos de protección frente a los posibles eventos de falla.

*“Análisis y Evaluación del Sistema Eléctrico de Baja Tensión de la Empresa Plasticaucho Industrial S.A.-Ambato” [4]*

En este trabajo proponen un análisis general y situacional del sistema eléctrico de la Empresa Plasticaucho, de forma que definen los aspectos críticos de elementos tales como de los transformadores y sus límites de operación nominal a los cuales se encuentran expuestos. Por otra parte, definen la actualización de los diagramas unifilares, por lo cual determinan la capacidad de carga instalada que tiene el sistema. Parte de esta actualización de las características del sistema eléctrico, conlleva al

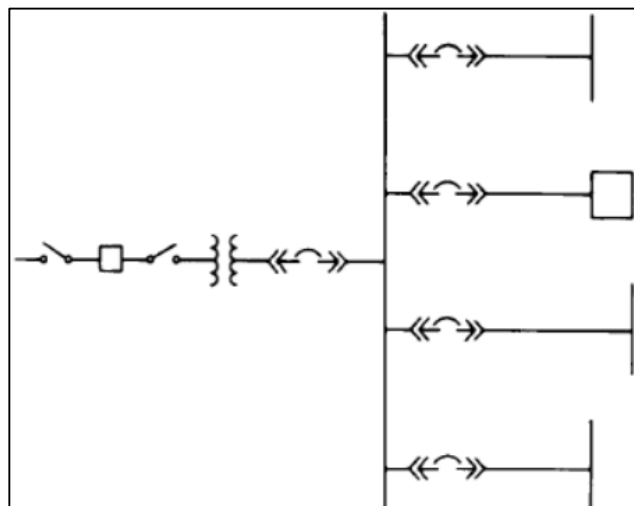
estudio del sistema de protecciones, por lo cual consideran herramientas como el registro de datos, a fin de efectuar el cálculo de voltajes, corrientes, potencias, factor de potencia, etc. A fin de determinar las mejores condiciones operativas del sistema, con las posibles eventualidades de sobrevoltajes y sobrecorrientes, de forma que definen un esquema de protecciones para el sistema, para lo cual se limitan al estudio de cargas en los tableros eléctricos de protección general.

## 1.1. Fundamentación Teórica

### 1.1.1. ESQUEMAS DE MODELACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

#### 1.1.1.1. Sistema Radial

En general, este tipo de sistema se caracteriza porque existe tan solo un camino en donde el flujo de potencia se dirige hacia la carga. Se trata de un esquema muy común dentro de los sistemas de distribución, en relación a su facilidad de implementación y sus bajos costos. Es adecuado para su aplicación para la modelación de instalaciones industriales. La principal desventaja que presenta es que, frente a un evento de falla en el transformador o la barra de alimentación de las cargas, se tendrá una desenergización del sistema, esto, debido a disponer de un solo punto de alimentación, como se indica en la Figura 0.1. Entre las ventajas, cabe resaltar que presenta una operación y expansión simple, además de una alta confiabilidad [2] [5].



**Figura 0.1.** Esquema de Sistema Radial Simple [5].

### 1.1.2.1. Sistema en Anillo

Este tipo de esquema está caracterizado con la presencia de una alimentación de dos fuentes, los cuales se encuentran en los extremos del anillo. En este sentido, se presentan dos trayectorias de forma paralela, considerando el inicio desde la subestación de distribución hacia la carga. Dentro de este esquema, se tiene que los interruptores se encuentran en forma de anillo como se indica en la Figura 0.2 además, los circuitos se encuentran conectados entre cada dos de ellos, por lo tanto, se garantiza un continuo suministro de energía frente a una posible falla en una de las fuentes de alimentación [5] [2] [6].

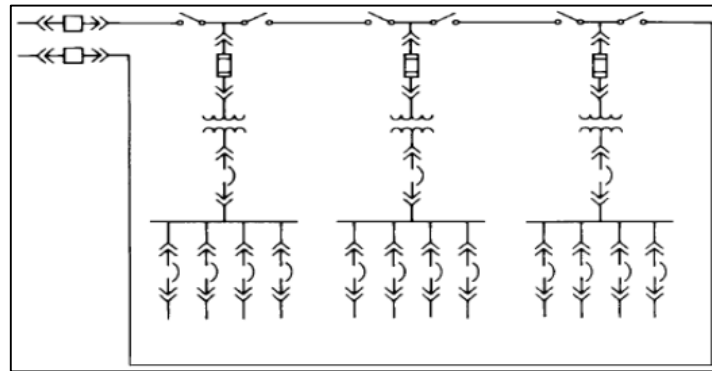
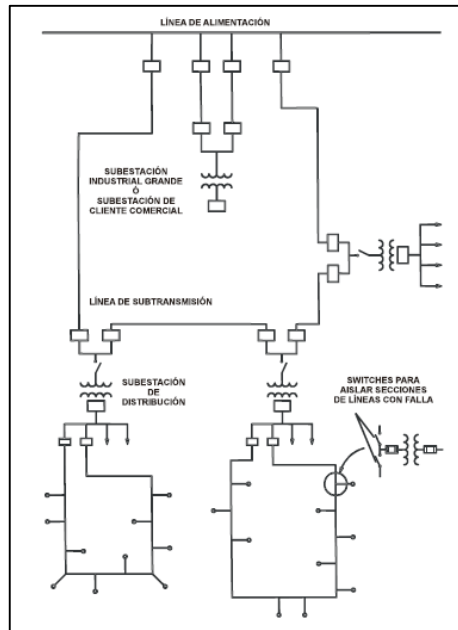


Figura 0.2. Esquema de Sistema de Anillo [5].

### 1.1.3.1. Sistema de Red Mallada

En general, un sistema mallado a diferencia de un sistema radial, presenta más de un camino simultáneo para el flujo de potencia. Es un sistema más complejo, aunque con las mismas ventajas que el sistema radial, aunque con la desventaja de ser un sistema más costoso, pero con la ventaja de disponer de una mayor confiabilidad, como se indica en la Figura 0.3, Su implementación es adecuada, en redes eléctricas en las cuales se presente una elevada densidad de receptores, además de tener la necesidad de una seguridad del suministro de igual manera elevada, de forma que se cubra áreas de gran potencia [2] [7] [8].



**Figura 0.3.** Esquema de Sistema Mallado [7].

### 1.1.2. ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

En general, en un sistema distribución los siguientes elementos son los que se disponen dentro de su esquema [9]:

- Alimentadores
- Transformadores
- Líneas y conductores
- Capacitores o Condensadores
- Equipos y elementos de protección

#### 1.1.1.1. Alimentadores primarios o Líneas primarias

Están relacionados con los circuitos que salen desde la subestación distribuidora, y sirven de abastecimiento hacia los caminos de los flujos de potencia para los transformadores de distribución, de forma que recorren el área de carga.

En general, los alimentadores pueden ser del tipo trifásico, aéreos o subterráneos. Dentro de su esquema, los alimentadores primarios pueden incluir a elementos de maniobra y/o protección, aisladores, pararrayos, seccionadores, reconectores e interruptores [10].

#### **1.1.2.1. Transformadores de Distribución**

Por definición, un transformador de distribución se trata de un elemento que permite la transferencia de energía procedente de un circuito de distribución primario hacia un circuito de distribución secundario, considerando que este último se trata del consumidor de energía.

Los transformadores en general tienen la capacidad de manejar los voltajes y corrientes de una determinada red eléctrica, de forma que se puede elevar o reducir los valores de los mismos, con la finalidad de permitir la transferencia y distribución de energía eléctrica a grandes distancias de una forma segura, práctica y económica, hacia los distintos consumidores (industrias, hogares, etc.), además de tener la capacidad de ser un aislador de circuitos entre sí [11] .

#### **1.1.3.1. Líneas y conductores**

Entre las características importantes para la definición de líneas y conductores de en sistemas de distribución se encuentra los niveles de voltaje y capacidad de conducción. En este sentido, se conoce que los niveles de voltaje presentan una normativa en las zonas urbanas, de manera que en media tensión se tiene voltajes de 13.8 kV, en baja tensión se tiene niveles de 440 V, 380 V, 120/240 V, aunque los fabricantes diseñan sus productos para niveles de voltaje de entre 500 hasta 2000 V [12] .

En cuanto a la capacidad de conducción, está relacionado con la corriente que circula por el conductor, considerando además que la corriente es un parámetro que puede cambiar en función de la demanda, como se observa en la Tabla 2, se muestra un ejemplo de los conductores usados en sistemas de distribución en baja tensión.

**Tabla 2.** Características de conductores [13].

Ampacidades admisibles de los conductores aislados para tensiones nominales de 0 a 2000 V			
Calibre	COBRE		
	60°C	75°C	90°C
AWG/kcmil	TW*, UF*	FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TBS, SA, SIS, FEP*, FEPB*, MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2
18	0	0	14
16	0	0	18
14	20	20	25
12	25	25	30
10	30	35	40
8	40	50	55
6	55	65	75
4	70	85	95
3	85	100	110
2	95	115	130
1	110	130	150
1/0	125	150	170
2/0	145	175	195
3/0	165	200	225
4/0	195	230	260
250	215	255	290
300	240	285	320
350	260	310	350
400	280	335	380
500	320	380	430
600	355	420	475
700	385	460	520
750	400	475	535
800	410	490	555
900	435	520	585
1000	455	545	615
1250	495	590	665
1500	520	625	705
1750	545	650	735
2000	560	665	750

#### 1.1.4.1. Capacitores o Condensadores

Un capacitor se trata de un dispositivo eléctrico, el cual se forma de dos placas conductoras aisladas y separadas a través de un elemento dieléctrico, cuya operación esencial es la de almacenamiento de energía en forma de campo eléctrico [14].

Una de las características de operación en la red de distribución es la de mediante una conexión en paralelo a la red eléctrica, provee de potencia reactiva hacia la misma, de forma que se produce una corrección del factor de potencia.

#### **1.1.5.1. Equipos y elementos de Protección**

Dentro de los sistemas de distribución constituyen una parte fundamental, cuya finalidad es la de evitar lo posibles daños sobre equipos o dispositivos interconectados frente a la eventualidad de falla.

La función principal se los sistemas de protección es la de aislar la zona o parte del sistema en donde se haya producido la falla, de forma que exista un impacto mínimo [15].

#### **1.1.3. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

En los sistemas de protección en redes de distribución puede existir la intervención de varios elementos en función de una correcta selección y aplicación. Dentro del sistema eléctrico todos los equipos instalados están sujetos a la ocurrencia de fallas consecuentes de la afectación del servicio de suministro de energía, de forma que se compromete la integridad de los equipos instalados entre el punto de la falla y el generador (subestación de distribución), mismos que no son responsables de la falla.

Para el cumplimiento de los objetivos de los sistemas de protección, estos deben de cumplir las siguientes condiciones que son fundamentales [16] [17]:

- *Confiabilidad*: se relaciona con la correcta operación de los sistemas de protección frente a la ocurrencia de fallas, evitando una incorrecta operación frente a las mismas.
- *Selectividad*: define un aislamiento mínimo, y permite garantizar la mayor continuidad del servicio.
- *Velocidad*: considera el tiempo de permanencia de la falla, con la finalidad de minimizar los posibles daños en los dispositivos y equipos del sistema.
- *Costo*: mayor protección al menor costo posible.

#### **1.1.1.1. Características de dispositivos de protección**

Tal como se mencionó anteriormente, la función principal de un sistema de protección es la de aislar de forma instantánea del resto del sistema a cualquiera de los elementos que se encuentren sujetos a una condicione anormal, la cual pueda causar un fenómeno que pueda alterar el estado normal del sistema.

Para disponer de un sistema de protección eficiente y coordinada, es importante que las fallas se eliminen en el menor tiempo posible, de forma que aísle instantáneamente la parte del sistema que contiene la condición de falla. Para el caso de los sistemas de distribución típicos, se tiene que considerar que todas las cargas del sistema se alimentan desde un punto de suministro, en este sentido, la protección de los componentes del sistema con la finalidad de incrementar su seguridad, se lo considera con la instalación de dispositivos de protección a lo largo del alimentador principal y de los ramales del mismo [18].

Otra característica importante de los sistemas de protección es que deben permitir una máxima flexibilidad y operatividad, de forma que se puedan conformar todas las configuraciones de operación que sean posibles, sin que se requiera la modificación de los equipos de protección [19].

#### **1.1.2.1. Clasificación de los sistemas de protección**

Dentro del estudio de sistemas de protecciones se conocen los siguientes tipos [20]:

- *Protecciones no limitadas*: en este tipo de sistemas el radio de acción es amplio a lo largo del sistema protegido, sin límites perfectamente definidos, de forma que se prolonga su alcance hacia zonas con protección propia, por lo cual se los puede definir y actúan como protecciones de reserva para el sistema.
- *Protecciones limitadas o de zona*: en este caso, el radio de acción se define de forma perfecta de manera física por el mismo circuito. El ajuste de protecciones en este caso es independiente del ajuste de protecciones de tramos adyacentes, de tal manera que tan solo se consideran las necesidades impuestas por el propio equipo a proteger.

#### **1.1.4. FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Una falla se la entiende como un cambio en el comportamiento de uno de los componentes del sistema, o una perturbación no establecida en alguna de las propiedades o parámetros característicos, de forma que no se logre satisfacer la función para la cual se haya diseñado [21].

##### **1.1.1.1. Identificación de Interrupciones en la Red Eléctrica**

Las posibles eventualidades frente a una interrupción en la operación de la red eléctrica se la pueden identificar bajo los siguientes criterios [22]:

- Determinar la fecha y hora del evento.
- Identificar el posible origen de la falla: interno o externo.
- Ubicación de la falla y de las partes del sistema afectadas.
- Identificar las causas de los eventos de falla.
- Identificar equipos que han quedado fuera de servicio.
- Número de consumidores que se ven afectados.
- Energía no suministrada.
- Determinar la fecha y hora de solución del evento.

#### **1.1.2.1. Registro y Clasificación de Interrupciones en la Red Eléctrica**

Los posibles eventos e interrupciones en la red eléctrica se los puede clasificar de acuerdo a los siguientes criterios [22] [23]:

##### **1.1.4.2.1 Duración**

- Instantáneos, con una duración menor o igual a tres minutos.
- Larga duración, con un tiempo mayor a tres minutos.

##### **1.1.4.2.2 Origen**

###### *Externos al sistema de distribución*

- Distribuidor externo
- Sistema de Transmisión
- Sistema de Generación
- Restricciones de carga
- Baja frecuencia

###### *Internos al sistema de distribución*

- Programados
- No Programados

##### **1.1.4.2.3 Causa**

###### *Programados*

- Mantenimiento
- Ampliaciones
- Maniobras

###### *No Programados (intempestivas, aleatorias o forzadas)*

- Climáticos

- Ambientales
- Red de alto voltaje (AV)
- Red de medio voltaje (MV)
- Red de bajo voltaje (BV)

### **Voltaje Nominal**

- Bajo voltaje
- Medio voltaje
- Alto voltaje

#### **1.1.3.1. Tipos de Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia**

En los sistemas eléctricos de potencia los eventos de falla más comunes son los cortocircuitos, los cuales están relacionados con sobre corrientes o desbalances de voltaje, o ambas causas.

De acuerdo a datos estadísticos, cerca del 85% de las fallas son de tipo monofásicas a tierra, el 5% están relacionados con fallas con más de una fase, y el 10% restante son de tipo mecánicas. Dentro del análisis de fallas uno de los casos particulares se es la ocurrencia de dos o más fallas simultáneas, los cuales son producto de la caída de descargas atmosféricas o eventualidades debido a mala maniobra de equipos por parte de los operadores [22] [24]. A continuación, se muestra un detalle general del tipo de fallas que se pueden presentar [25]:

**Fallas monofásicas:** en este tipo de fallas se tiene la intervención de una línea y tierra. Entre las causas de este tipo de fallas puede ser ocasionado por descargas atmosféricas o contacto entre líneas (Línea-Tierra).

**Fallas bifásicas:** en este caso, la ocurrencia de fallas se da por la intervención de dos líneas o dos líneas y tierra.

**Fallas trifásicas:** es causada por la falla en tres líneas o tres líneas y tierra.

En complemento al detalle anterior, existen las definiciones de fallas simétricas y fallas asimétricas en complemento al tipo de fallas detallado anteriormente [26] [27]:

- *Fallas asimétricas:* en este tipo de fallas se involucran dos líneas, dos líneas y tierra o una de las líneas y tierra.
- *Fallas simétricas:* en este tipo de fallas intervienen las tres líneas y/o tierra, aunque tienen menor frecuencia que la ocurrencia de fallas asimétricas.

A continuación, en la Tabla 3 se muestra el detalle de la clasificación general de fallas en sistemas eléctricos:

**Tabla 3.** Clasificación general de fallas eléctricas [16]

TIPO		FASES			
		A	B	C	T
ASIMÉTRICAS	Monofásica	X			X
			X		X
				X	X
	Bifásica	X	X		
			X	X	
		X		X	
	Bifásica a Tierra	X	X		X
			X	X	X
		X		X	X
SIMÉTRICAS	Trifásica	X	X	X	
	Trifásica a Tierra	X	X	X	X

## 1.2. Fundamentación metodológica

### 1.2.1. Análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia

#### 1.2.1.1 Norma IEC 60909

Es una norma que define los lineamientos para el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna, que se la puede aplicar en sistemas de alto y bajo voltaje con frecuencias de operación a 50 o 60 Hz.

Las corrientes son calculadas considerando una fuente de voltaje equivalente en el punto donde se produce el cortocircuito sin tener en cuenta los niveles de voltaje en las barras, teniendo en cuenta el cálculo inicial de flujo de potencia.

De forma general, se tiene que se calculan dos tipos de corrientes de cortocircuito:

*Icc mínimas:* se las usa para el dimensionamiento de elementos como fusibles, y para la definición de ajustes de dispositivos de protección.

*Icc máximas:* se las usa para la selección de la capacidad y valores en equipos.

Para el cálculo de las corrientes máximas y mínimas, se ha considerado los siguientes criterios y simplificaciones:

- En la duración del cortocircuito, el tipo de falla que se produce en el sistema permanece de forma constante.
- En los casos de las líneas no se consideran sus capacidades, admitancias en derivación y cargas no lineales, salvo el caso a las del sistema homopolar.
- Mientras dure el cortocircuito, en la red no se produce un cambio y no se consideran las resistencias de arco.

- Para el caso de los transformadores, se tiene en cuenta que su impedancia es correspondiente a la del tap nominal, lo cual es permisible, además, que se tiene un factor de corrección para el cálculo de las corrientes.

*Fuentes de voltaje equivalente:* se considera una fuente ideal de voltaje, la cual es aplicada en el punto de falla para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, la misma que se dispone en la red de secuencia positiva en relación a las impedancias de secuencia positiva. El cálculo del voltaje se da de la siguiente manera como muestra la ecuación ( 1 ):

$$Fuente\ de\ voltaje\ equivalente = \frac{c.V_n}{\sqrt{3}} \quad ( 1 )$$

Donde:

c: factor de voltaje

$V_n$ : voltaje nominal

El factor de corrección (c) de la fuente de voltaje es un parámetro importante en consideración a las variaciones de voltaje dependiendo del tiempo y el lugar, estado subtransitorio de los generadores, cambio de taps de transformadores, efectos de cargas y capacitancias omitidas dentro del cálculo. En cuanto a la relación  $c.V_n$  es importante considerar que no debe superar el valor del voltaje nominal máximo del sistema, además en la Tabla 4 se muestra un detalle de los factores de voltaje según su nivel de voltaje.

**Tabla 4.** Factor de voltaje [28].

Voltaje nominal $V_n$		Factor c para corrientes máximas de cortocircuito	Factor c para corrientes mínimas de cortocircuito
		$C_{max}$	$C_{min}$
Bajo Voltaje	230/240 V	1	0.95
	Otros voltajes	1.05	1
Medio Voltaje	>1 kV hasta 35 kV	1.1	1
Alto Voltaje	>35 kV	1.1	1

### 1.2.1.2 Definición de términos de la Norma IEC 60909

En base a la norma IEC 60909 se tiene las siguientes definiciones de corriente de cortocircuito:

- **Corriente simétrica inicial de cortocircuito ( $I''_k$ ):** correspondiente a la magnitud RMS de la componente simétrica AC de la corriente de cortocircuito generada en el instante de ocurrencia de la falla, al instante

cero segundos. Para su cálculo se realiza en base a la reactancia subtransitoria del generador  $X_d''$ .

**Cortocircuito trifásico:** para el cálculo correspondiente a la corriente de cortocircuito simétrica inicial  $I_k''$  ecuación ( 1 ), se utilizará la fuente de tensión equivalente  $cU_n/\sqrt{3}$  en punto de defecto y la impedancia de cortocircuito  $Z_k = R_k + jX_k$ .

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \quad (1)$$

En el punto de cortocircuito se introduce la fuente de tensión equivalente con el factor  $c$ (tabla3).

**Cortocircuito bifásico:** para el cálculo correspondiente de la corriente simétrica inicial  $I_{k2}''$ , Ecuación ( 2 ),

$$I_{k2}'' = \frac{cU_n}{|Z_{(1)}+Z_{(2)}|} = \frac{cU_n}{2|Z_{(1)}|} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k'' \quad (2)$$

Es posible introducir  $Z_{(1)} = Z_{(2)}$  en la fase inicial de cortocircuito.

**Cortocircuito bifásico a tierra:** para el cálculo correspondiente de la corriente de cortocircuito inicial  $I_{kE2E}''$ , que circula a tierra. Ecuación ( 3 ).

$$I_{kE2E}'' = -\frac{\sqrt{3}cU_nZ_{(2)}}{Z_{(1)}Z_{(2)}+Z_{(1)}Z_{(0)}+Z_{(2)}Z_{(0)}} \quad (3)$$

**Cortocircuito monofásico a tierra:** para el cálculo correspondiente de la corriente inicial del cortocircuito monofásico a tierra  $I_{k1}''$ , Ecuación ( 4 ).

$$I_{k1}'' = \frac{\sqrt{3}cU_n}{Z_{(1)}+Z_{(2)}+Z_{(0)}} \quad (4)$$

- **Corriente de cortocircuito pico (Ip):** se trata de la corriente instantánea máxima de cortocircuito, la cual se genera durante la falla. Su valor depende del instante en el cual se genera el cortocircuito y de las componentes periódica y aperiódica de la onda, y consecuentemente el resultado (Ip) es la suma de estas dos componentes (AC + DC). Ecuación ( 5 ).

$$ip = k\sqrt{2}I_k'' \quad (5)$$

- **Componentes de continua ( $I_{DC}$ ):** se trata de la componente decreciente aperiódica de la corriente de cortocircuito, y cuyo valor corresponde a la

media entre la envolvente superior e inferior de la corriente de cortocircuito, cuya expresión es la Ecuación ( 6 ).

$$i_{DC} = \sqrt{2} * I''_K * e^{-2\pi f t * \frac{R}{X}} \quad ( 6 )$$

Donde:

$\frac{R}{X}$ : relación entre la resistencia y reactancia del sistema en análisis.

$f$ : frecuencia de la red.

$t$ : tiempo de duración del cortocircuito.

- **Corriente de cortocircuito en estado estable ( $I_k$ ):** se trata de la corriente de cortocircuito eficaz, la cual se mantiene posterior a la reducción y minimización del fenómeno transitorio [28].

### **1.3. Filosofía de coordinación de protecciones**

#### **1.3.1. Estructura de un Sistema de Protección**

En general de acuerdo a las funcionalidades y características de los equipos de protección, la estructura de un sistema de protección se compone por: protección primaria y de respaldo [29].

#### **1.3.2. Protección Primaria**

Se define como una protección instantánea, debido a que actúa de forma rápida frente a fallas o eventos de operación anormal, de forma que evita una desconexión del menor número de equipos, y, además, de aislar la falla, por lo cual se la puede determinar como la primera línea del sistema de protecciones [30].

#### **1.3.3. Protección de respaldo**

Su operación se da frente a la no actuación de la protección primaria, de manera que tiene un tiempo de retardo frente a la operación de la protección primaria. Otra característica importante es que presenta componentes independientes en relación a los que utiliza la protección primaria, de forma que se asegure su actuación [30].

#### **1.3.4. Ajuste y Coordinación de Protecciones**

Se tiene una serie de criterios para la coordinación y el ajuste de protecciones, las mismas que están relacionadas con las condiciones, características y necesidades que presenta una red eléctrica. En este sentido, se tienen a las siguientes consideraciones básicas:

- El ajuste de protecciones tiene como uno de sus objetivos el de determinar los valores límite en función de las características de funcionamiento del sistema de protecciones frente a la eventualidad de fallas.
- La capacidad y las funcionalidades de los equipos e instalaciones de la planta o equipos sirven para determinar las características de los sistemas de protecciones dentro de un sistema eléctrico. En este sentido, las condiciones de operación (permanentes o temporales) son necesarias dentro de la definición de los ajustes de los dispositivos de protección.
- El ajuste de los dispositivos de protección se la define como la capacidad máxima con la cual se ha realizado el diseño de los equipos de la planta, además de un margen de seguridad, lo cual permita mitigar eventos tales como de la sobrecarga de equipos.

#### **1.4. Software de simulación Etap**

Se trata de un software que se orienta al análisis de sistemas eléctricos de potencia de bajo, medio y alto voltaje. Mediante la disposición de diferentes módulos, permite la realización de simulaciones y análisis tales como:

- Flujos de potencia
- Cortocircuitos
- Coordinación de Protecciones
- Entre otros

Entre sus funcionalidades está el de monitoreo, control, optimización y automatización de sistemas eléctricos, en este sentido, la base de datos se la abarca desde el modelo hasta su operación. Entre sus principales módulos están [29] [31]:

- *Flujo de carga:* a través de este módulo se efectúa un análisis de flujos de potencia, considerando a sistemas eléctricas cuya configuración sea de tipo radial o anillo. Dentro de este módulo se tienen varios métodos para el cálculo de flujo de potencia, entre los cuales se tiene: Newton Raphson, Desacoplado rápido, Gauss Seidel.
- *Cortocircuito:* para el cálculo de corrientes de cortocircuito emplea el estándar de la norma IEC 60909, mediante el análisis de fallas de tipo trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas. En general, a través de este módulo se calculan las corrientes totales de cortocircuito, así como

también de las contribuciones por parte de los generadores, motores y de conexiones procedentes de otros servicios del sistema.

- *Coordinación de dispositivos:* se trata de un módulo de coordinación de protecciones, el cual entre sus características están de obtener el valor nominal y los ajustes necesarios por parte de equipos de protección tales como lo son los relés, breakers, o fusibles, además de permitir determinar los ajustes y su dimensionamiento. Una de las funcionalidades importantes que presenta es la de determinar el ajuste y dimensionamiento de los elementos de protección, y adicionalmente, permite realizar la coordinación de protecciones.

### **1.5. Enfoque**

El presente trabajo está enfocado en ámbito cuantitativo debido a que se busca evaluar los ajustes de protección del sistema eléctricos según su tipología interna (distribución de cargas), y realizar un análisis de datos obtenidos.

### **1.6. Tipo de investigación**

Para el desarrollo del presente trabajo se abordará la siguiente metodología:

#### **1.6.1. Investigación explicativa:**

El método de investigación de la presente tesis es explicativo debido a que se busca analizar datos en las condiciones actuales del sistema eléctrico.

Los criterios para la obtención de resultados se realizaron mediante:

Modelamiento de los alimentadores del sistema eléctrico en el software especializado, en escenarios para su evaluación.

Cálculo de flujo de carga (método de Newton Raphson, incluido en el software).

Cálculo de corriente de cortocircuito en diferentes puntos.

Análisis de coordinación de protección según la distribución de cargas.

El alcance de la presente investigación es descriptivo porque se buscó representar los parámetros de corriente, tensión, ajuste de protección ante la distribución de carga.

## **1.7. Población y muestra.**

### **1.7.1. Población.**

La población objetivo para llevar a cabo este trabajo es el sistema eléctrico de la planta industrial Aglomerados Cotopaxi.

### **1.7.2. Muestra**

La muestra de esta tesis constituye cada alimentador de capacidad mayor de 200KW. del sistema eléctrico, los cuales son simulados de manera independiente para su evaluación.

## **1.8. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

Para el desarrollo de la presente tesis se utilizó el siguiente equipo. Laptop con base de datos requerida.

### **1.8.1. Técnicas**

Se utilizará la técnica documental, que permitirá recopilar evidencias para demostrar la hipótesis de investigación. También se emplearán técnicas de observación, análisis de contenidos, revisión bibliográfica, reportes estadísticos, información de internet, documentos oficiales y manuales. Además, se aplicará la técnica de modelamiento y simulación del comportamiento de los datos mediante el uso de software especializado en sistemas eléctricos.

### **1.8.2. Instrumentos**

Se utilizará el software Electrical Transient and Analysis Program ETAP con sus módulos para cálculo de flujo de potencia, corriente de corto circuito y coordinación de protecciones.

## **1.9. Técnicas de procesamiento y análisis de datos**

Para el procesamiento y análisis de datos se utilizará la estadística descriptiva, empleando software como ETAP y Excel para analizar los datos de coordinación y confiabilidad del sistema.

## **1.10. Conclusiones Capítulo I**

En el presente capítulo se ha definido el marco teórico, estableciendo las bases necesarias para entender el problema planteado. Se han considerado cada uno de

los parámetros involucrados en la propuesta metodológica, desde el estudio del estado del arte hasta la definición del software empleado. Esto sirve como referencia para comprender mejor los problemas y fenómenos abordados en el trabajo de investigación.

El estudio de la coordinación de protecciones es una parte fundamental del sistema eléctrico de potencia. A través de dispositivos de protección, se minimiza la cantidad de interrupciones que podrían ocurrir ante posibles fallas, garantizando la fiabilidad y seguridad de los elementos que lo constituyen.

Mediante la investigación y recolección de información, se han identificado variables y conceptos similares al tema propuesto, lo que fortalece la construcción estructurada del tema final, generando aprendizaje y conocimiento.

## **CAPÍTULO II. PROPUESTA**

### **Título del proyecto.**

Estudio y simulación de flujo de cargas, corrientes de corto circuito en el alimentador de la empresa Aglomerados Cotopaxi S.A., hasta la subestación Lasso, para determinar los ajustes adecuados de coordinación de protecciones y mejorar la continuidad del suministro eléctrico.

### **Objetivo del proyecto**

Determinar los instrumentos de protección adecuados y los ajustes óptimos de coordinación de protecciones en la planta Aglomerados Cotopaxi S.A. mediante el estudio y el análisis de datos actuales para minimizar los cortes de energía eléctrica desde la subestación Lasso.

### **2.1.Descripción de la propuesta.**

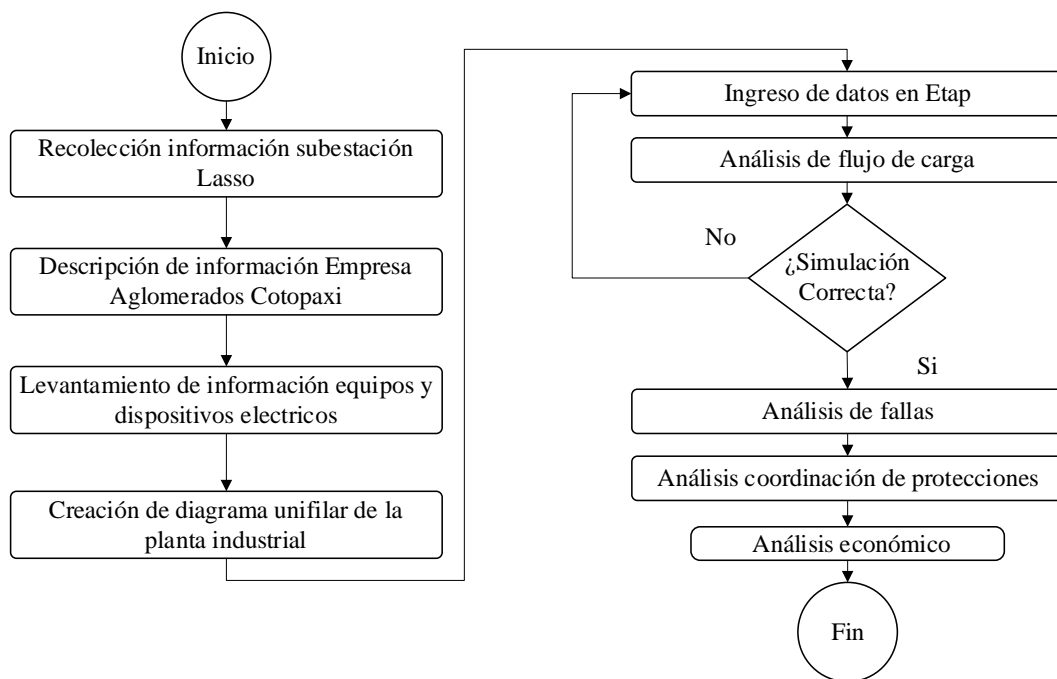
En el presente trabajo de titulación se realiza un estudio de coordinación de protecciones en la empresa Aglomerados Cotopaxi S.A. para evaluar la situación actual de sus protecciones. Este estudio se basa en el uso de un software de simulación, que permite analizar el comportamiento de las protecciones actuales, simular los principales tipos de fallas y evaluar el desempeño de los elementos instalados. Además, se consideran todas las observaciones y mejoras definidas por el software para el alimentador proveniente de la distribuidora.

Utilizando los ajustes definidos y los resultados obtenidos a través del software ETAP, se recomienda realizar modificaciones en el actual sistema de protecciones para mejorar la respuesta ante la ocurrencia de un evento de falla. Como base para el estudio, se emplea el diagrama unifilar de la empresa, el cual se modela en ETAP para reflejar las condiciones reales de operación.

El estudio comienza con un análisis del flujo de potencia del sistema para definir su nivel de carga y la adecuada selección de calibres de conductores. Posteriormente, se realiza el análisis de fallas del sistema y, finalmente, se desarrolla el análisis de coordinación de protecciones.

## 2.2. Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados

En el presente capítulo se describe la metodología empleada para el estudio de la coordinación de protecciones en la empresa Aglomerados Cotopaxi S.A. Con el objetivo de desarrollar un estudio completo y efectivo de la coordinación de protecciones, se han definido las siguientes etapas, representadas en el diagrama de flujo como lo muestra la Figura 0.1.



**Figura 0.1.** Diagrama de flujo de metodología

### 2.2.1. Recolección de Información

Es el punto de partida del estudio, en donde se recolectan las principales características e información de equipos y dispositivos que se emplean en el sistema eléctrico. Definiendo aspectos de funcionamiento y desarrollo dentro de la operación normal de la empresa, en base a los criterios que se plantean en los objetivos del presente trabajo.

#### 2.2.1.1 Suministro de energía

La subestación Lasso cuenta con un nivel de voltaje de entrada 69 kV y salida 13.8 kV, potencia de cortocircuito 280.37 MVA<sub>sc</sub> y 11.73 kA<sub>sc</sub> Trifásico, dispone de

un transformador T1\_20 MVA con cinco salidas, cuya área de concesión pertenece a la empresa eléctrica de Cotopaxi ELEPCO S.A., como se indica en diagrama unifilar (ver anexo 2).

La salida 5 del transformador alimenta a la planta industrial Aglomerados Cotopaxi, cuyas características se detallan en la Tabla 5.

**Tabla 5.** Datos transformador subestación Lasso.

Transformador subestación						
Transformador	Voltaje primario kV	Voltaje secundario kV	Potencia nominal	Grupo de conexión	Z%	$\Delta v$ - tap
T1 Lasso	69	13.8	20	Dyn1	7.13%	$\pm 2.5\% - 3$

### 1.2.1.2 Planta industrial Aglomerados Cotopaxi S.A.

Aglomerados Cotopaxi es uno de los consumidores de energía eléctrica, con una demanda máxima de 5.4 MW, tiene un sistema eléctrico de alimentación en medio voltaje a 13.8 kV desde la subestación Lasso, la planta industrial tiene una potencia instalada de 9.75 MVA.

### 1.2.1.3 Líneas áreas

El suministro de energía eléctrica hacia la planta industrial Aglomerados Cotopaxi se realiza a través de 242 m de líneas aéreas de medio voltaje de 13.8 kV. Estas líneas están instaladas con conductores desnudos de aluminio tipo ACSR # 4/0 AWG para las tres fases y ACSR # 2/0 AWG para el neutro. Desde un conmutador manual de alta tensión se derivan dos salidas adicionales mediante conductores desnudos de aluminio tipo ACSR # 3/0 AWG para las fases y neutros, extendiéndose hasta los cuartos de transformadores, con una extensión de 370 m para la línea de aglomerado y 185 m para la línea de MDF (ver anexo 1).

### 1.2.1.4 Líneas subterráneas

Los tramos finales a los cuartos de transformadores se encuentran instalados mediante líneas subterráneas con nivel de voltaje 13.8 kV con conductor CEAT GENERAL 1996 XLPE MV 90°C 25 kV 100% 2 AWG para las tres fases y conductor desnudo de cobre 2 AWG para la tierra. La distancia de la línea subterránea de la línea de aglomerado es de 10 m. La distancia de la línea subterránea de la línea de MDF es de 119 m (ver anexo 1).

### 1.2.1.5 Transformadores

Los transformadores existentes en la planta industrial de medio a bajo voltaje son de: 2000 kVA en línea de aglomerado, 1500 kVA, 2500 kVA, 2000 kVA en línea de MDF, 1000 kVA en línea de chipeado y 750 kVA en línea de aserradero (ver anexo 6).

### 1.2.1.6 Relé de protección

En la Tabla 6 se detalla las características y parámetros del relé de protección digital de sobreintensidad y protección de sobrecarga ubicados en la salida 5 de la subestación Lasso: SIEMENS 7SJ600 50/51 2X150/5A CL. 5P20 15 VA, ION 7650 TC-L5 2X150/5A CL. 0,5 F55 20 VA (ver anexo 7).

**Tabla 6.** Datos relé de protección subestación Lasso

Descripción: Siemens 7SJ600 50/50N 51/51N 300A / 5A	
Fase	Neutro
50 = 60A - 0.04s	50 = 40A - 0.05s
Ip = 4,5	Ip = 1,8 A
Dial 4	Dial 1,5
Ansi - Muy Inversa	Ansi - Muy Inversa
51 = 270A	51 = 108*

### 1.2.1.7 Interruptores

Los equipos de protección, como los interruptores de potencia, tienen la función de interrumpir o restablecer el paso de un circuito eléctrico en medio y alto voltaje. Permiten medir las corrientes de falla para que el interruptor actúe en apertura según la necesidad y los parámetros seleccionados. Estos equipos están compuestos por relés de sobrecorriente, transformadores de corriente e interruptores. Ubicados en la subestación Lasso y planta industrial.

Los interruptores de potencia en bajo voltaje también tienen la función de interrumpir o restablecer el paso de un circuito eléctrico. Entre ellos se incluyen los interruptores de caja moldeada (electromagnéticos y de estado sólido) y los electrónicos o de potencia (de alta magnitud de corriente), ubicados en la zona de carga planta industrial (ver anexo 8).

### 1.2.2 Seccionador fusible

Los seccionadores fusibles se utilizan como protección primaria en la alimentación de los transformadores de medio voltaje ubicados en los cuartos de distribución de la planta. Existen seis unidades con las siguientes características: seccionador CELCO, tipo ATT-630-20DTF, nivel de voltaje de 17.5 kV y capacidad de corriente de 400 A y 600 A (ver anexo 10).

### 1.2.3 Consumo energía eléctrica

En la Tabla 7 y la Tabla 8 se detalla el registro del consumo de energía por parte de la empresa, en el periodo de enero de 2020 a noviembre de 2022. De forma que se tiene información y datos relacionados con el consumo en kWh y demanda en MW, el costo en dólares por MWh de consumo, y el costo total en dólares, los cuales se encuentran tabulados en un periodo mensual desde enero del 2020 a noviembre del 2022.

**Tabla 7.** Registro consumo de energía

Mes/Año	Consumo kWh	Consumo MWh	Costo ctvo.\$ x kW	Costo total \$
ene-20	2,249,264.65	2,249.26	0.070	158,428.85
feb-20	2,318,378.74	2,318.38	0.062	144,293.00
mar-20	1,863,694.98	1,863.69	0.070	129,623.62
abr-20	773,808.48	773.81	0.085	65,484.03
may-20	884,707.06	884.71	0.080	71,001.58
jun-20	2,322,199.34	2,322.20	0.066	153,139.33
jul-20	2,449,875.25	2,449.88	0.066	161,759.66
ago-20	2,417,927.80	2,417.93	0.068	164,157.78
sep-20	2,662,880.15	2,662.88	0.065	172,806.33
oct-20	2,731,895.92	2,731.90	0.066	179,233.55
nov-20	2,585,242.27	2,585.24	0.066	171,123.24
dic-20	2,558,875.45	2,558.88	0.066	167,539.35
ene-21	2,599,769.96	2,599.77	0.065	168,947.28
feb-21	2,145,012.81	2,145.01	0.067	142,958.28
mar-21	2,291,856.54	2,291.86	0.066	151,736.38
abr-21	2,651,619.26	2,651.62	0.065	172,931.81
may-21	2,689,292.944	2,689.29	0.065	174,245.06
jun-21	2,583,621.66	2,583.62	0.065	168,639.40
jul-21	2,400,178.256	2,400.18	0.066	158,489.56
ago-21	2,714,281.739	2,714.28	0.065	175,934.99
sep-21	2,646,695.052	2,646.70	0.065	172,695.28
oct-21	2,672,591.90	2,672.59	0.065	173,914.91
nov-21	2,242,933.94	2,242.93	0.068	153,306.44
dic-21	2,643,649.62	2,643.65	0.065	172,103.54
ene-22	2,590,886.61	2,590.89	0.065	168,441.36
feb-22	2,394,822.00	2,394.82	0.070	166,955.70
mar-22	2,373,316.21	2,373.32	0.068	161,811.95
abr-22	2,454,451.30	2,454.45	0.068	165,768.19
may-22	2,706,341.01	2,706.34	0.074	200,444.89
jun-22	2,087,097.47	2,087.10	0.077	160,201.62
jul-22	2,637,496.36	2,637.50	0.074	194,020.30
ago-22	2,632,321.97	2,632.32	0.074	195,034.99
sep-22	1,765,685.33	1,765.69	0.081	143,356.56
oct-22	2,478,130.34	2,478.13	0.074	183,639.38

Mes/Año	Consumo kWh	Consumo MWh	Costo ctvo.\$ x kW	Costo total \$
nov-22	1,907,381.43	1,907.38	0.078	148,665.05

**Tabla 8.** Costo de producción por tiempo perdido

CORTE O VARIACION DE ENERGIA [h]			Perdida de producción (m3/mes)		Perdida de producción (\$/mes)	
Mes/Año	Tiempo perdido en horas Línea Mdf	Tiempo perdido en horas Línea Aglomerado	Línea Mdf	Línea Aglomerado	Línea Mdf	Línea Aglomerado
ene-20	-	-	-	-	-	-
feb-20	0.8	-	2428.6	-	1942.883	-
mar-20	-	-	-	-	-	-
abr-20	-	-	-	-	-	-
may-20	1.28	-	2428.6	-	3108.613	-
jun-20	1	-	2428.6	-	2428.604	-
jul-20	1.72	-	2428.6	-	4177.199	-
ago-20	5.37	0.67	2428.6	1068.75	13041.604	716.06
sep-20	1.81	0.8	2428.6	1068.75	4395.774	855
oct-20	1.85	0.2	2428.6	1068.75	4492.918	213.75
nov-20	0.8	-	2428.6	-	1942.883	-
dic-20	0.4	-	2428.6	-	971.442	-
ene-21	2.98	0.16	2428.6	1068.75	7237.24	171
feb-21	-	-	-	-	-	-
mar-21	2.53	0.16	2428.6	1068.75	6144.369	171
abr-21	-	-	-	-	-	-
may-21	3.87	-	2428.6	-	9398.698	-
jun-21	0.5	-	2428.6	-	1214.302	-
jul-21	-	1.73	-	1068.75	-	1,848.94
ago-21	-	1.74	-	1068.75	-	1,859.63
sep-21	1.68	0.74	2428.6	1068.75	4080.055	790.88
oct-21	1.15	-	2428.6	-	2792.895	-
nov-21	1.01	0.2	2428.6	1068.75	2452.89	213.75
dic-21	4.34	1.33	2428.6	1068.75	10540.142	1,421.44
ene-22	1.33	-	2428.6	-	3230.044	-
feb-22	-	-	-	-	-	-
mar-22	2.06	0.25	2428.6	1068.75	5002.925	267.19
abr-22	2.46	0.75	2428.6	1068.75	5974.366	801.56
may-22	-	1.58	-	1068.75	-	1,688.63
jun-22	-	-	-	-	-	-
jul-22	0.58	-	2428.6	-	1408.59	-
ago-22	1	-	2428.6	-	2428.604	-
sep-22	3.71	-	2428.6	-	9010.121	-
oct-22	1.13	0.2	2428.6	1068.75	2744.323	213.75
nov-22	1.3	0.58	2428.6	1068.75	3157.185	619.88

**Tabla 9.** Costo de producción anual por tiempo perdido en cortes de energía eléctrica.

Año	Costo (\$/año) por tiempo perdido		Total(\$/año)
	Línea Mdf	Línea Aglomerado	
2020	36,501.92	1,784.81	38,286.73
2021	43,860.59	6,476.63	50,337.22

2022	32,956.16	3,591.00	36,547.16
------	-----------	----------	-----------

En la Tabla 9 se puede observar el costo anual de producción, en dólares, asociado al tiempo perdido debido a cortes de energía eléctrica (paros no programados, eventos de falla, disparo de protecciones por variaciones de bajo y alto voltaje). Este costo es especialmente significativo en la línea de producción de MDF y Aglomerado.

#### 1.2.4 Simulación de Diagrama Unifilar de Aglomerados Cotopaxi S.A.

En esta etapa, se realiza la modelación inicial del sistema eléctrico utilizando el software ETAP basado en el diagrama unifilar de la empresa. Se comienza con el cálculo del flujo de potencia para definir los estados de carga del sistema. Posteriormente, después de validar el modelo, se procede al cálculo de fallas de cortocircuito en las barras, lo cual permite identificar los puntos críticos del sistema y asegurar la correcta operación de la coordinación de protecciones. En el Anexo 4 se incluye el esquema del diagrama unifilar de la empresa modelado en ETAP.

De esta manera el detalle de los elementos modelados en el software ETAP se muestran en las tablas a continuación:

#### Datos de las Barras

En la Tabla 10, Tabla 11 y la Tabla 12, se identifican las características de las barras, como el nombre, el nivel de voltaje de operación y la tensión inicial, datos necesarios para la modelación. Mientras que la Tabla 14 y la Tabla 15 muestran datos de ellos transformadores.

**Tabla 10.** Detalle de datos de las barras modelado en ETAP

Barra			Tensión Inicial		kVA Constante		Z Constante	
ID	kV	Sub-sist	% Mag.	Ang.	MW	MVAr	MW	MVAr
Bus1	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus2	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus3	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus4	13.800	1	100.0	0.0	-	-	0.000	-0.300
Bus5	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus6	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus7	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus8	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus9	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus10	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus11	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus12	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus13	0.440	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus14	0.440	1	100.0	0.0	-	-	0.179	0.177

Barra			Tensión Inicial		kVA Constante		Z Constante	
ID	kV	Sub-sist	% Mag.	Ang.	MW	MVAr	MW	MVAr
Bus15	0.440	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus16	0.440	1	100.0	0.0	-	-	1.073	0.120
Bus17	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus18	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus19	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus20	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus21	6.300	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus22	6.300	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus23	6.300	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus24	6.300	1	100.0	0.0	1.332	0.544	-	-
Bus25	0.440	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus26	0.440	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus27	0.440	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus28	0.440	1	100.0	0.0	-	-	0.825	0.000
Bus29	0.440	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus30	0.440	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus31	0.440	1	100.0	0.0	0.172	0.075	-	-
Bus32	0.440	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus33	0.440	1	100.0	0.0	0.199	0.086	-	-
Bus34	0.380	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus35	0.380	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus36	0.380	1	100.0	0.0	-	-	0.054	0.026
Bus37	13.800	1	100.0	0.0	-	-	0.000	-0.300
Bus38	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus39	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus40	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus41	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus42	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus43	0.440	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus44	0.440	1	100.0	0.0	-	-	1.344	0.246
Bus45	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus46	13.800	1	100.0	0.0	-	-	-	-
Bus47	0.440	1	100.0	0.0	-	-	0.361	0.066

**Tabla 11.** Descripción de bus en el Etap, nivel de voltaje y ubicación.

Descripción de barra en Etap	Nivel de Voltaje kV	Descripción en diagrama unifilar Planta industrial	Ubicación
Bus1	13.8	Barra, Alimentación subestación Lasso	Subestación Lasso
Bus2	13.8	Barra, Salida 5 subestación Lasso	Subestación Lasso
Bus3	13.8	Barra, Alimentación planta industrial	Planta industrial cuarto seccionadores
Bus4	13.8	Barra, Línea medio voltaje lado Mdf	Patio línea Mdf
Bus5	13.8	Barra, Línea medio voltaje reguladores lado Mdf	Patio línea Mdf
Bus6	13.8	Barra, Alimentación reguladores transformador T2_1500 kVA	Patio línea Mdf
Bus7	13.8	Barra, Alimentación regulador 38.1 kVA 50 A	Patio línea Mdf
Bus8	13.8	Barra, Alimentación aéreo transformador T2_1500 kVA y T1_1000 kVA	Patio línea Mdf
Bus9	13.8	Barra, Alimentación subterránea transformador T2_1500 kVA y T1_1000 kVA	Cuarto transformación Mdf
Bus10	13.8	Barra, Alimentación celdas de medio voltaje	Cuarto transformación Mdf
Bus11	13.8	Barra, Alimentación celda globos y transformador T2_1500 kVA	Cuarto transformación Mdf
Bus12	13.8	Barra, Alimentación transformador T1_1000 kVA	Cuarto transformación Mdf
Bus13	0.44	Barra, Alimentación disyuntor principal Chipeador Globos	Cuarto transformación Globos

Descripción de barra en Etap	Nivel de Voltaje kV	Descripción en diagrama unifilar Planta industrial	Ubicación
Bus14	0.44	Barra, Alimentación armario eléctrico Chipeador Globus	Cuarto transformación Globus
Bus15	0.44	Barra, Alimentación disyuntor principal caldero, recubrimiento y molduras	Cuarto transformación Mdf
Bus16	0.44	Barra, Alimentación armario eléctricos caldero, recubrimiento y molduras	Cuarto transformación Mdf
Bus17	13.8	Barra, Alimentación regulador 114.3 kVA 50 A	Patio línea Mdf
Bus18	13.8	Barra, Alimentación aéreo transformador T3_2500 kVA y T4_2000 kVA	Patio línea Mdf
Bus19	13.8	Barra, Alimentación subterránea transformador T3_2500 kVA y T4_2000 kVA	Cuarto transformación Mdf
Bus20	13.8	Barra, Alimentación celda seccionadores de transformadores T3_2500 kVA y T4_2000 kVA	Cuarto transformación Mdf
Bus21	6.3	Barra, Alimentación a celda de 6300 V	Cuarto eléctrico Mdf
Bus22	6.3	Barra, Alimentación a celda seccionador motor desfibrador Mtr1	Cuarto eléctrico Mdf
Bus23	6.3	Barra, Salida alimentación a contactor de estado sólido.	Cuarto eléctrico Mdf
Bus24	6.3	Barra, Alimentación motor desfibrador Mtr1.	Cuarto eléctrico Mdf
Bus25	0.44	Barra, Alimentación disyuntor principal 440 V Mdf.	Cuarto transformación Mdf
Bus26	0.44	Barra, Alimentación disyuntor secundaria 440 V Mdf y disyuntores compresores	Cuarto transformación Mdf
Bus27	0.44	Barra, Alimentación salida disyuntor secundaria 440 V Mdf.	Cuarto transformación Mdf
Bus28	0.44	Barra, Alimentación carga línea Mdf y banco de condensadores.	Cuarto eléctrico Mdf
Bus29	0.44	Barra, Alimentación principal a disyuntores de compresores.	Cuarto transformación Mdf
Bus30	0.44	Barra, Alimentación secundaria a disyuntor de compresor 1 Mtr2.	Cuarto transformación Mdf
Bus31	0.44	Barra, Alimentación a motor compresor 1 Mtr2.	Cuarto transformación Mdf
Bus32	0.44	Barra, Alimentación secundaria a disyuntor de compresor 2 Mtr3.	Cuarto transformación Mdf
Bus33	0.44	Barra, Alimentación a motor compresor 2 Mtr3.	Cuarto transformación Mdf
Bus34	0.38	Barra, Alimentación principal armario de 380 V.	Cuarto transformación Mdf
Bus35	0.38	Barra, Alimentación disyuntor de 380 V.	Cuarto transformación Mdf
Bus36	0.38	Barra, Alimentación armario secundario de 380 V.	Cuarto eléctrico Mdf
Bus37	13.8	Barra, Línea medio voltaje lado Aglomerado.	Patio línea Aglomerado
Bus38	13.8	Barra, Línea medio voltaje reguladores lado Aglomerado.	Patio línea Aglomerado
Bus39	13.8	Barra, Alimentación reguladores transformador T3_2500 kVA y T4_2000 kVA.	Patio línea Aglomerado
Bus40	13.8	Barra, Alimentación regulador 114.3 kVA 50 A	Patio línea Aglomerado
Bus41	13.8	Barra, Alimentación aéreo transformador T3_2500 kVA y T4_2000 kVA	Patio línea Aglomerado
Bus42	13.8	Barra, Alimentación subterránea transformador T5_2000 kVA	Cuarto transformador Aglomerado
Bus43	0.44	Barra, Alimentación transferencia generador y suministro Elepco.	Cuarto transformador Aglomerado
Bus44	0.44	Barra, Alimentación banco de condensadores y carga línea Aglomerado.	Cuarto transformador Aglomerado
Bus45	13.8	Barra, Alimentación subterránea transformador T6_750 kVA	Patio línea aserradero
Bus46	13.8	Barra, Alimentación transformador T6_750 kVA	Cuarto transformador aserradero
Bus47	0.44	Barra, Alimentación banco de condensadores y carga línea Aserradero.	Cuarto transformador aserradero

**Tabla 12.** Datos de las barras de generación en ETAP

Barra de Generación		
ID	kV	Tipo
Bus1	13.800	Barra infinita
Bus43	0.440	Control de tensión

**Datos de las Líneas**

**Tabla 13.** Datos de las líneas en ETAP

Circuito/Rama		ID Barra Conectada		% Impedancia Sec. Pos., Base 100 MVA			
ID	Tipo	Barra Origen	Barra Destino	R	X	Z	Y
T1_1000kVA	2W XFMR	Bus12	Bus13	97.86	566.61	575.00	-
T2_1500kVA	2W XFMR	Bus11	Bus15	53.48	379.58	383.33	-
T3_2500kVA	2W XFMR	Bus20	Bus21	21.04	224.52	225.50	-
T5_2000kVA	2W XFMR	Bus42	Bus43	40.11	284.69	287.50	-
T6_750kVA	2W XFMR	Bus46	Bus47	187.71	743.33	766.67	-
T4_2000kVA	3W Xfmr	Bus20	Bus25	-187.44	258.04	318.93	-
	3W Xfmr	Bus20	Bus34	59.66	58.89	83.83	-
	3W Xfmr	Bus25	Bus34	59.66	58.89	83.83	-
Cable 1	Cable	Bus9	Bus10	3.98	0.96	4.10	-
Cable 2	Cable	Bus10	Bus11	0.33	0.08	0.34	-
Cable 3	Cable	Bus11	Bus12	4.18	1.01	4.30	-
Cable 4	Cable	Bus13	Bus14	87.59	107.70	138.82	-
Cable 5	Cable	Bus19	Bus20	3.98	0.96	4.10	-
Cable 6	Cable	Bus21	Bus22	2.41	0.58	2.48	-
Cable 7	Cable	Bus23	Bus24	9.60	4.36	10.55	-
Cable 8	Cable	Bus26	Bus27	15.55	35.34	38.61	-
Cable 9	Cable	Bus27	Bus28	66.66	151.47	165.49	-
Cable10	Cable	Bus27	Bus28	16.66	37.87	41.37	-
Cable 11	Cable	Bus26	Bus29	23.01	21.45	31.46	-
Cable 12	Cable	Bus29	Bus30	82.63	45.25	94.21	-
Cable 13	Cable	Bus30	Bus31	52.56	64.62	83.29	-
Cable 14	Cable	Bus29	Bus32	123.94	67.87	141.31	-
Cable 15	Cable	Bus32	Bus33	52.56	64.62	83.29	-
Cable 16	Cable	Bus34	Bus35	89.37	203.08	221.88	-
Cable 17	Cable	Bus35	Bus36	88.08	108.29	139.59	-
Línea 1/13.8	Line	Bus2	Bus3	5.54	7.10	9.00	0.0001595
Línea 2/13.8	Line	Bus3	Bus4	2.56	2.77	3.78	0.0000595
Línea 3/13.8	Line	Bus4	Bus5	1.84	1.99	2.71	0.0000428
Línea 4/13.8	Line	Bus5	Bus6	0.27	0.29	0.39	0.0000062
Línea 5/13.8	Line	Bus8	Bus9	0.53	0.58	0.79	0.0000124
Línea 6/13.8	Line	Bus18	Bus19	0.53	0.58	0.79	0.0000124
Línea 7/13.8	Line	Bus3	Bus37	8.60	9.30	12.67	0.0001997
Línea 8/13.8	Line	Bus37	Bus38	0.75	0.81	1.10	0.0000174
Línea 9/13.8	Line	Bus38	Bus39	0.75	0.81	1.10	0.0000174
Línea 10/13.8	Line	Bus41	Bus42	0.22	0.28	0.36	0.0000063
Línea 11/13.8	Line	Bus38	Bus45	5.23	6.70	8.50	0.0001503
Línea 12/13.8	Line	Bus45	Bus46	0.31	0.39	0.50	0.0000088

## Datos de los Transformadores

**Tabla 14.** Datos de transformadores de 2 devanados en ETAP

Datos de Entrada de Transformador de 2 Devanados														
Transformador		Clase					Z Variación			Configuración % Tap		Ajuste	Cambio de fase	
ID	Fase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Tipo	Angulo
T1_1000kVA	Trifásico	1.000	13.800	0.440	5.75	5.79	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
T2_1500kVA	Trifásico	1.500	13.800	0.440	5.75	7.10	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
T3_2500kVA	Trifásico	2.500	13.800	6.300	5.50	10.67	0	0	0	0	0	5.5000	Dyn	0.000
T5_2000kVA	Trifásico	2.000	13.800	0.440	5.75	7.10	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
T6_750kVA	Trifásico	0.750	13.800	0.440	5.75	3.96	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000

**Tabla 15.** Datos de transformadores de 3 devanados en ETAP

Datos de Entrada de Transformador de 3 Devanados													
Transformador	Clase			Tap	Impedancia				Z Variación		Cambio de fase		
ID	Devanado	MVA	kV	%	% Z1	X1/R1	MVAb	% Tol.	+ 5%	- 5%	Tipo	Angulo	
T4_2000kVA	Primario:	2.000	13.800	0	Zps =2.80	2.80	2.000	0	0	0	-	-	
	Secundario:	1.700	0.440	0	Zps =1.50	1.50	2.000	0	-	-	Pos. estándar Sec.	0.00	
	Terciario:	0.300	0.380	0	Zpt = 1.50	1.50	2.000	0	-	-	Pos. estándar Sec.	0.00	

### 1.2.5 Estudio de Coordinación de Protecciones

En esta tercera etapa, se llevan a cabo los estudios necesarios para la coordinación de protecciones, basándose en los análisis realizados en la etapa 2. Se define la operación de los diferentes elementos de protección del sistema.

### 2.3. Conclusiones Capítulo II

En este capítulo se ha establecido la metodología de investigación ubicada con el uso del software ETAP que guiará el desarrollo del trabajo de titulación, destacando los aspectos clave para la aplicación efectiva de dicha metodología. Esta se detalla y se aplicará en el Capítulo 3, donde se describe la implementación metodológica con una serie de pasos definidos para alcanzar los objetivos propuestos.

## CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACION DE LA PROPUESTA

Para el desarrollo del trabajo propuesto, se inicia con un estudio de flujo de potencia del sistema, mediante el cual se pueden definir aspectos como la sobrecarga de elementos. Además, se evalúan los niveles de cortocircuito en diferentes tipos de fallas, tales como falla trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica, a voltajes de 13.8 kV, 6.3 kV, 0.44 kV y 0.38 kV, determinando así la corriente inicial de cortocircuito.

### 1.3 Análisis de Flujo de Potencia

Se realiza un análisis de flujo de potencia del sistema eléctrico de la empresa, el cual consta de 47 barras distribuidas en niveles de voltaje de 13.8 kV, 6.3 kV, 0.44 kV y 0.38 kV. Este análisis permite verificar las condiciones reales de operación del sistema, así como las características de los equipos y elementos que lo componen. En la Tabla 12 se presentan los datos de los calibres de los conductores, las capacidades de dichos elementos, las potencias activas, reactivas, y las corrientes reales de los circuitos obtenidas del análisis de flujo de potencia y el porcentaje de uso del conductor. En la Tabla 16 se detallan los resultados obtenidos del flujo de potencia:

**Tabla 16.** Detalle de resultados de flujo de potencia

ID	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Clase 1	Clase 2	Flujo kW	Flujo kVAr	Flujo Amp	% de Carga
Cable 1	Bus9	Bus10	Cable	119 m	1 - 3/C 35	1216	332.5	53.04	36.9
Cable 2	Bus10	Bus11	Cable	10 m	1 - 3/C 35	1215.4	332.3	53.04	36.9
Cable 3	Bus11	Bus12	Cable	125 m	1 - 3/C 35	172.2	173.8	10.3	7.2
Cable 4	Bus13	Bus14	Cable	10 m	1 - 1/C 250	171.6	170.3	323	82.4
Cable 5	Bus19	Bus20	Cable	119 m	1 - 3/C 35	2501.6	556.9	107.8	75.1
Cable 6	Bus21	Bus22	Cable	15 m	1 - 3/C 35	1278.2	270.5	121.7	84.7
Cable 7	Bus23	Bus24	Cable	120 m	1 - 1/C 2/0	1277.8	512.4	128.2	48.2
Cable 8	Bus26	Bus27	Cable	14 m	4 - 1/C 500	798.2	3.99	1064	45.5
Cable 9	Bus27	Bus28	Cable	15 m	1 - 1/C 500	159.4	0.334	212.7	36.4
Cable10	Bus27	Bus28	Cable	15 m	4 - 1/C 500	637.7	1.34	850.9	36.4
Cable 11	Bus26	Bus29	Cable	14 m	3 - 3/C 500	358.8	197.7	545.9	47.7
Cable 12	Bus29	Bus30	Cable	8 m	2 - 1/C 1/0	166.1	91.41	252.9	55.2
Cable 13	Bus30	Bus31	Cable	12 m	2 - 1/C 250	165.8	91.24	252.9	32.3
Cable 14	Bus29	Bus32	Cable	12 m	2 - 1/C 1/0	192.3	105.9	292.9	63.9
Cable 15	Bus32	Bus33	Cable	12 m	2 - 1/C 250	191.7	105.5	292.9	37.4
Cable 16	Bus34	Bus35	Cable	15 m	1 - 1/C 500	53.15	25.82	90.8	15.5
Cable 17	Bus35	Bus36	Cable	15 m	2 - 1/C 250	53.12	25.75	90.8	11.6
Línea 1/13.8	Bus2	Bus3	Line	252 m	211.	5381.4	666.5	227.7	-
Línea 2/13.8	Bus3	Bus4	Line	96 m	167.	3720.8	595.5	158.4	-
Línea 3/13.8	Bus4	Bus5	Line	69 m	167.	3718.1	889.9	160.8	-
Línea 4/13.8	Bus5	Bus6	Line	10 m	167.	1216.1	332.6	53.04	-
Línea 5/13.8	Bus8	Bus9	Line	20 m	167.	1216	332.5	53.04	-
Línea 6/13.8	Bus18	Bus19	Line	20 m	167.	2501.6	556.9	107.8	-
Línea 7/13.8	Bus3	Bus37	Line	322 m	167.	1654.6	64.64	69.62	-
Línea 8/13.8	Bus37	Bus38	Line	28 m	167.	1654.3	361.5	71.21	-

ID	Barra Origen	Barra Destino	Tipo	Clase 1	Clase 2	Flujo kW	Flujo kVAr	Flujo Amp	% de Carga
Línea 9/13.8	Bus38	Bus39	Line	28 m	167.	1302.9	288	56.12	-
Línea 10/13.8	Bus41	Bus42	Line	10 m	211.	1302.9	287.9	56.12	-
Línea 11/13.8	Bus38	Bus45	Line	238 m	211.	351.2	73.4	15.09	-
Línea 12/13.8	Bus45	Bus46	Line	14 m	211.	351.2	73.41	15.09	-
T1_1000kVA	Bus12	Bus13	Transf. 2W	13.8 / 0.44 kV	1000 kVA	172.2	173.8	10.3	26.5
T2_1500kVA	Bus11	Bus15	Transf. 2W	13.8 / 0.44 kV	1500 kVA	1043.1	158.6	44.41	69.6
T3_2500kVA	Bus20	Bus21	Transf. 2W	13.8 / 6.3 kV	2500 kVA	1281.8	309.1	55.54	51.9
T4_2000kVA-P	Bus20	-	Transf. 3W	13.8 kV	2000 kVA	1217.2	247.2	52.31	62.1
T4_2000kVA-S	Bus25	-	Transf. 3W	0.44 kV	1700 kVA	1157	201.7	1565	69.1
T4_2000kVA-T	Bus34	-	Transf. 3W	0.38 kV	300 kVA	53.15	25.82	90.8	19.7
T5_2000kVA	Bus42	Bus43	Transf. 2W	13.8 / 0.44 kV	2000 kVA	1302.9	287.9	56.12	72.2
T6_750kVA	Bus46	Bus47	Transf. 2W	13.8 / 0.44 kV	750 kVA	351.2	73.41	15.09	51.8

Según la Tabla 16, se observa que, bajo las condiciones de operación indicadas, todos los circuitos están adecuadamente dimensionados. Los elementos que muestran una operación con mayor carga porcentual son los siguientes: el cable 6, que alimenta las celdas de medio voltaje 6.3 kV, con un 84.7% de carga; la línea 1 /13.8, con un flujo de 227.7 amperios a 13.8 kV; y los transformadores T2 de 1500 kVA con un 69,6% de carga a 0.44 kV. y T4 de 2000 kVA, con un 69.1% de carga a 0.44 kV.

#### 1.4 Análisis de Cortocircuito

Se realiza la evaluación del nivel de cortocircuito del sistema eléctrico, considerando la información y características reales de operación de cada uno de los elementos, para este fin se realiza simulaciones con distintos escenarios con los diferentes tipos de falla, de forma que se permite definir la vulnerabilidad y los valores máximos y mínimos de corriente de falla.

Mediante el software ETAP se realiza cálculos de corriente de cortocircuito para un análisis de fallas trifásicas, bifásicas, bifásica a tierra y monofásicas en sistemas de distribución eléctrica. Calcula la corriente total de cortocircuito sumando las contribuciones de la fuente, motores, generadores y acometida de alimentación. El estudio de las fallas cumple con las últimas ediciones de los estándares ANSI/IEEE (serie C37) e IEC (IEC 60909 y otros).

ETAP ofrece dos métodos de cálculo de cortocircuitos basados en los estándares ANSI/IEEE e IEC, seleccionables desde el Editor de Casos de Estudio de Cortocircuito. Para el análisis de cortocircuito se utilizará el método de cálculo

conforme al estándar ANSI/IEEE. Este cálculo cumple con los últimos estándares ANSI/IEEE y UL, los cuales se muestran a continuación en la Tabla 17:

**Tabla 17.** Estándares ANSI/IEEE utilizadas para el estudio de cortocircuito.

Estándar	Año de publicación	Título
IEEE C37.04 [32]	1979 (1988)	Estructura de clasificación estándar para disyuntores de CA de alto voltaje clasificados sobre una base de corriente simétrica y suplementos
IEEE C37.04f	1990	
IEEE C37.04g	1986	
IEEE C37.04h [33]	1990	
IEEE C37.04i	1991	
IEEE C37.04	1999	
IEEE C37.010 [34]	1979, 1988,1999	Guía de aplicación IEEE para disyuntores de CA de alto voltaje clasificados sobre una base simétrica y suplementos
IEEE C37.010b [35]	1985	
IEEE C37.010e [36]	1985	
IEEE C37.010	1999	
IEEE C37.13	1990	Estándar para disyuntores de alimentación de CA de bajo voltaje utilizados en gabinetes
IEEE C37.013 [33]	1997	Estándar para disyuntores de generadores de alto voltaje de CA clasificados sobre una base de corriente simétrica
IEEE C37.20.1 [37]	2002	Estándar para disyuntores de potencia de bajo voltaje con gabinete metálico
IEEE Std 399	1990 & 1997	Análisis de sistemas de energía: el libro marrón
IEEE Std 141 [38]	1986 & 1993	Distribución de energía eléctrica para plantas industriales: el Libro Rojo
IEEE Std 242 [39]	1986 & 2001	Práctica recomendada por IEEE para la protección y coordinación de sistemas de energía industriales y comerciales: buff book
UL 489_9	199,620,002,002	Norma de seguridad para disyuntores de caja moldeada, interruptores de caja moldeada y gabinetes de disyuntores

#### 1.4.1 Descripción de la metodología de cálculo.

En el cálculo de cortocircuito el método ANSI/IEEE, se emplea una fuente de tensión equivalente en la ubicación de la falla, igual a la tensión pre-falla, para sustituir todas las fuentes de tensión externas e internas de la máquina.

Todas las máquinas se representan mediante sus impedancias internas. Se omiten las capacitancias de líneas y las cargas estáticas. En el editor de estudio de cortocircuito se puede especificar la impedancia de falla para fallas de línea a tierra. Se asume que las impedancias del sistema están balanceadas y se utiliza el método de las componentes simétricas para el cálculo de las fallas desbalanceadas. Se forman tres redes de impedancia distintas para calcular las corrientes momentáneas, de interrupción y de estado estacionario. Estas redes son: la red de 1/2 ciclo (red subtransitoria), la red de 1.5 a 4 ciclos (red transitoria) y la red de 30 ciclos (red de estado estacionario).

Los estándares ANSI/IEEE recomiendan el uso de redes R y X separadas para calcular los valores X/R, obteniendo esta relación para cada barra con falla y

corriente de cortocircuito, la cual se usa para determinar el factor multiplicador que considera la compensación de CC del sistema.

Utilizando las redes de ½ ciclo y de 1.5 a 4 ciclos, primero se resuelven los valores eficaces simétricos de las corrientes de cortocircuito momentáneas y de interrupción. Estos valores se multiplican por factores multiplicadores apropiados para obtener finalmente los valores asimétricos de las corrientes de cortocircuito momentáneas y de interrupción, como muestra la Tabla 18.

**Tabla 18.** Tipo de dispositivo y sus funciones asociadas a redes de trabajo.

Tipo de dispositivo	Trabajo red de ½ ciclo	Trabajo red de 1.5 a 4 ciclos	Trabajo red de 30 ciclos
Disyuntor de alto voltaje	Capacidad de cierre y enganche	Capacidad de interrupción	N/A
Disyuntor de bajo voltaje	Capacidad de interrupción	N/A	N/A
Fusible	Capacidad de interrupción	N/A	N/A
Aparamenta y CCM	Refuerzo de barra	N/A	N/A
Relé	Configuraciones instantáneas	N/A	Configuraciones de sobrecorriente

#### 1.4.2 Corrientes de cortocircuito de las redes de ½ ciclo, de 1.5 a 4 y 30 ciclos.

La Tabla 19 muestra los resultados de las corrientes máximas de cortocircuito simétricas simuladas para la red de 1/2 ciclo. Estas corrientes se utilizarán para revisar las capacidades de cierre y enganche en disyuntores de alto voltaje, la capacidad de interrupción en disyuntores de bajo voltaje y fusibles, y el refuerzo de barras en la aparamenta y el Centro de Control de Motores (CCM). También se ajustarán las instantáneas en los relés.

**Tabla 19.** Corrientes de cortocircuito trifásica, LG, LL y LLG en red de 1/2 ciclo.

Barra	kV	Falla Trifásica			Falla Línea-a-Tierra			Falla Línea-a-Línea			*Línea-a-Línea-a-Tierra		
		Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Bus1	13.8	2.335	-11.864	12.092	0.432	-2.163	2.205	10.285	2.024	10.482	-10.403	-1.430	10.501
Bus2	13.8	2.335	-11.864	12.092	0.432	-2.163	2.205	10.285	2.024	10.482	-10.403	-1.430	10.501
Bus3	13.8	2.967	-9.815	10.254	0.438	-2.015	2.062	8.511	2.570	8.890	8.393	3.131	8.958
Bus4	13.8	3.141	-9.111	9.637	0.443	-1.961	2.010	7.901	2.722	8.356	7.784	3.269	8.442
Bus5	13.8	3.223	-8.650	9.231	0.445	-1.924	1.975	7.502	2.793	8.005	7.385	3.332	8.102
Bus6	13.8	3.235	-8.581	9.171	0.446	-1.919	1.970	7.442	2.803	7.952	7.325	3.341	8.051
Bus7	13.8	3.235	-8.581	9.171	0.446	-1.919	1.970	7.442	2.803	7.952	7.325	3.341	8.051
Bus8	13.8	3.235	-8.581	9.171	0.446	-1.919	1.970	7.442	2.803	7.952	7.325	3.341	8.051
Bus9	13.8	3.256	-8.446	9.052	0.447	-1.908	1.959	7.325	2.822	7.849	7.208	3.357	7.951
Bus10	13.8	3.641	-7.788	8.597	0.479	-1.876	1.936	6.754	3.155	7.454	6.631	3.685	7.586
Bus11	13.8	3.667	-7.734	8.559	0.482	-1.873	1.934	6.706	3.178	7.421	6.583	3.707	7.555
Bus12	13.8	3.933	-7.073	8.093	0.513	-1.840	1.910	6.133	3.410	7.017	6.004	3.933	7.177
Bus13	0.44	4.144	-20.615	21.027	4.073	-21.208	21.596	17.855	3.589	18.212	15.860	14.503	21.492

Barra		Falla Trifásica			Falla Línea-a-Tierra			Falla Línea-a-Línea			*Línea-a-Línea-a-Tierra		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Bus14	0.44	4.917	-16.799	17.503	4.605	-15.943	16.594	14.549	4.258	15.159	12.385	11.841	17.135
Bus15	0.44	5.275	-30.039	30.499	5.148	-31.234	31.655	26.018	4.568	26.416	23.524	20.823	31.416
Bus16	0.44	5.275	-30.039	30.499	5.148	-31.234	31.655	26.018	4.568	26.416	23.524	20.823	31.416
Bus17	13.8	3.223	-8.650	9.231	0.445	-1.924	1.975	7.502	2.793	8.005	7.385	3.332	8.102
Bus18	13.8	3.223	-8.650	9.231	0.445	-1.924	1.975	7.502	2.793	8.005	7.385	3.332	8.102
Bus19	13.8	3.241	-8.523	9.119	0.446	-1.913	1.965	7.392	2.808	7.907	7.275	3.345	8.007
Bus20	13.8	3.594	-7.902	8.681	0.477	-1.883	1.942	6.854	3.114	7.528	6.731	3.644	7.655
Bus21	6.3	0.580	-4.107	4.147	0.520	-4.152	4.185	3.595	0.507	3.631	3.358	2.559	4.222
Bus22	6.3	0.605	-4.090	4.135	0.558	-4.127	4.164	3.581	0.529	3.620	3.318	2.564	4.193
Bus23	6.3	0.605	-4.090	4.135	0.558	-4.127	4.164	3.581	0.529	3.620	3.318	2.564	4.193
Bus24	6.3	0.693	-4.000	4.060	0.674	-4.051	4.106	3.504	0.605	3.555	3.168	2.608	4.103
Bus25	0.44	25.236	-67.776	72.322	27.024	-73.417	78.233	58.645	21.835	62.578	44.098	61.959	76.050
Bus26	0.44	25.236	-67.776	72.322	27.024	-73.417	78.233	58.645	21.835	62.578	44.098	61.959	76.050
Bus27	0.44	21.382	-55.681	59.645	19.956	-54.977	58.487	48.187	18.503	51.617	38.880	45.671	59.979
Bus28	0.44	18.891	-48.288	51.852	16.299	-45.237	48.084	41.793	16.349	44.877	34.695	37.622	51.177
Bus29	0.44	25.489	-57.715	63.092	25.746	-57.961	63.422	49.923	22.057	54.579	-62.968	7.111	63.368
Bus30	0.44	26.087	-37.839	45.960	23.951	-34.253	41.796	32.723	22.575	39.755	-43.819	-6.897	44.358
Bus31	0.44	20.758	-29.474	36.050	17.222	-25.431	30.714	25.482	17.963	31.177	18.136	29.174	34.352
Bus32	0.44	24.653	-31.857	40.282	21.816	-28.044	35.530	27.541	21.335	34.838	-37.348	-8.777	38.366
Bus33	0.44	19.811	-25.832	32.554	16.155	-21.951	27.255	22.324	17.144	28.148	15.518	26.715	30.895
Bus34	0.38	63.083	-109.26	126.17	74.065	-123.91	144.35	94.62	54.611	109.25	-139.37	16.851	140.39
Bus35	0.38	19.449	-39.966	44.447	13.285	-32.829	35.415	34.611	16.841	38.490	29.722	30.684	42.719
Bus36	0.38	15.750	-27.547	31.732	10.475	-22.087	24.445	23.856	13.639	27.480	20.041	22.786	30.346
Bus37	13.8	3.361	-7.591	8.302	0.453	-1.840	1.895	6.580	2.914	7.197	6.465	3.434	7.320
Bus38	13.8	3.368	-7.435	8.162	0.453	-1.826	1.882	6.445	2.920	7.075	6.329	3.437	7.202
Bus39	13.8	3.372	-7.284	8.027	0.454	-1.813	1.869	6.314	2.923	6.958	6.198	3.437	7.087
Bus40	13.8	3.372	-7.284	8.027	0.454	-1.813	1.869	6.314	2.923	6.958	6.198	3.437	7.087
Bus41	13.8	3.372	-7.284	8.027	0.454	-1.813	1.869	6.314	2.923	6.958	6.198	3.437	7.087
Bus42	13.8	3.369	-7.237	7.983	0.454	-1.808	1.864	6.273	2.921	6.920	6.158	3.433	7.050
Bus43	0.44	7.148	-38.160	38.824	6.981	-40.270	40.871	33.052	6.190	33.627	29.685	27.488	40.457
Bus44	0.44	7.148	-38.160	38.824	6.981	-40.270	40.871	33.052	6.190	33.627	29.685	27.488	40.457
Bus45	13.8	3.112	-6.298	7.025	0.450	-1.721	1.779	5.459	2.697	6.089	5.345	3.191	6.225
Bus46	13.8	3.106	-6.249	6.978	0.449	-1.715	1.773	5.416	2.692	6.048	5.302	3.185	6.185
Bus47	0.44	4.130	-15.352	15.898	4.153	-15.747	16.285	13.296	3.577	13.769	11.209	11.656	16.171

La Tabla 20 presenta los resultados de las corrientes máximas de cortocircuito simétricas simuladas para la red de 1.5 a 4 ciclos (red transitoria). Estas corrientes se utilizarán para evaluar las capacidades de los disyuntores de medio y alto voltaje. De las fallas analizadas, la falla trifásica en la barra 1 es la más significativa con 11.959 kA en comparación con las fallas línea a tierra con 2.204 kA, línea a línea con 10.424 kA, y línea a línea a tierra con 10.441 kA. \* La corriente de falla de LLG es la mayor de las dos corrientes de línea en falla.

**Tabla 20.** Corrientes de cortocircuito trifásica, LG, LL y LLG en red de 1.5 a 4 ciclos.

Barra		Falla Trifásica			Falla Línea-a-Tierra			Falla Línea-a-Línea			*Línea-a-Línea-a-Tierra		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Bus1	13.8	2.314	-11.734	11.959	0.431	-2.161	2.204	10.228	2.014	10.424	-10.344	-1.423	10.441
Bus2	13.8	2.314	-11.734	11.959	0.431	-2.161	2.204	10.228	2.014	10.424	-10.344	-1.423	10.441
Bus3	13.8	2.946	-9.684	10.122	0.438	-2.013	2.060	8.453	2.561	8.833	8.334	3.117	8.898
Bus4	13.8	3.121	-8.979	9.506	0.443	-1.959	2.008	7.843	2.713	8.299	7.724	3.256	8.382
Bus5	13.8	3.203	-8.518	9.100	0.446	-1.922	1.973	7.444	2.784	7.947	7.325	3.319	8.041
Bus6	13.8	3.214	-8.451	9.041	0.446	-1.916	1.968	7.385	2.794	7.896	7.266	3.327	7.992
Bus7	13.8	3.214	-8.451	9.041	0.446	-1.916	1.968	7.385	2.794	7.896	7.266	3.327	7.992
Bus8	13.8	3.214	-8.451	9.041	0.446	-1.916	1.968	7.385	2.794	7.896	7.266	3.327	7.992
Bus9	13.8	3.234	-8.319	8.926	0.447	-1.906	1.958	7.269	2.812	7.794	7.150	3.343	7.893
Bus10	13.8	3.605	-7.677	8.482	0.479	-1.874	1.934	6.705	3.140	7.404	6.581	3.665	7.533
Bus11	13.8	3.630	-7.624	8.445	0.482	-1.872	1.932	6.659	3.162	7.371	6.534	3.687	7.503

Barra	ID	kV	Falla Trifásica			Falla Línea-a-Tierra			Falla Línea-a-Línea			*Línea-a-Línea-a-Tierra		
			Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Bus12	13.8	3.888	-6.980	7.990	0.513	-1.838	1.908	6.092	3.390	6.972	5.962	3.909	7.129	
Bus13	0.44	4.148	-20.593	21.006	4.074	-21.201	21.588	17.845	3.590	18.203	15.846	14.498	21.477	
Bus14	0.44	4.916	-16.783	17.488	4.605	-15.938	16.590	14.542	4.258	15.153	12.376	11.837	17.125	
Bus15	0.44	5.286	-29.993	30.455	5.152	-31.217	31.640	25.998	4.572	26.397	23.492	20.813	31.386	
Bus16	0.44	5.286	-29.993	30.455	5.152	-31.217	31.640	25.998	4.572	26.397	23.492	20.813	31.386	
Bus17	13.8	3.203	-8.518	9.100	0.446	-1.922	1.973	7.444	2.784	7.947	7.325	3.319	8.041	
Bus18	13.8	3.203	-8.518	9.100	0.446	-1.922	1.973	7.444	2.784	7.947	7.325	3.319	8.041	
Bus19	13.8	3.221	-8.391	8.988	0.446	-1.911	1.963	7.334	2.800	7.850	7.215	3.332	7.947	
Bus20	13.8	3.574	-7.769	8.552	0.477	-1.880	1.940	6.796	3.105	7.472	6.670	3.632	7.595	
Bus21	6.3	0.556	-3.865	3.905	0.514	-4.067	4.099	3.485	0.497	3.520	3.218	2.463	4.053	
Bus22	6.3	0.582	-3.848	3.892	0.552	-4.041	4.079	3.471	0.519	3.509	3.179	2.469	4.025	
Bus23	6.3	0.582	-3.848	3.892	0.552	-4.041	4.079	3.471	0.519	3.509	3.179	2.469	4.025	
Bus24	6.3	0.672	-3.756	3.816	0.668	-3.964	4.020	3.392	0.596	3.444	3.028	2.513	3.935	
Bus25	0.44	24.932	-65.968	70.522	26.911	-72.699	77.520	57.853	21.704	61.790	43.116	61.028	74.722	
Bus26	0.44	24.932	-65.968	70.522	26.911	-72.699	77.520	57.853	21.704	61.790	43.116	61.028	74.722	
Bus27	0.44	21.150	-54.450	58.413	19.896	-54.574	58.088	47.649	18.403	51.079	38.226	45.147	59.156	
Bus28	0.44	18.704	-47.358	50.918	16.260	-44.964	47.814	41.387	16.268	44.469	34.207	37.260	50.581	
Bus29	0.44	25.175	-55.937	61.341	25.639	-57.350	62.821	49.144	21.922	53.812	-61.821	6.685	62.181	
Bus30	0.44	25.671	-36.607	44.711	23.831	-33.908	41.445	32.183	22.395	39.208	-43.015	-6.995	43.580	
Bus31	0.44	20.450	-28.418	35.011	17.157	-25.167	30.459	25.018	17.830	30.722	17.620	28.761	33.730	
Bus32	0.44	24.276	-30.677	39.120	21.717	-27.731	35.223	27.023	21.172	34.329	-36.601	-8.868	37.660	
Bus33	0.44	19.520	-24.743	31.516	16.098	-21.687	27.009	21.846	17.019	27.693	14.980	26.314	30.280	
Bus34	0.38	62.119	-107.27	123.96	73.614	-123.04	143.38	93.754	54.191	108.29	-137.62	16.527	138.61	
Bus35	0.38	19.364	-39.701	44.172	13.275	-32.770	35.357	34.496	16.804	38.371	29.591	30.587	42.558	
Bus36	0.38	15.689	-27.419	31.590	10.467	-22.060	24.418	23.801	13.612	27.418	19.981	22.730	30.264	
Bus37	13.8	3.327	-7.511	8.214	0.452	-1.839	1.894	6.545	2.899	7.158	6.428	3.416	7.279	
Bus38	13.8	3.334	-7.358	8.078	0.453	-1.825	1.880	6.411	2.905	7.038	6.294	3.418	7.163	
Bus39	13.8	3.338	-7.210	7.945	0.454	-1.811	1.867	6.281	2.908	6.922	6.165	3.419	7.049	
Bus40	13.8	3.338	-7.210	7.945	0.454	-1.811	1.867	6.281	2.908	6.922	6.165	3.419	7.049	
Bus41	13.8	3.338	-7.210	7.945	0.454	-1.811	1.867	6.281	2.908	6.922	6.165	3.419	7.049	
Bus42	13.8	3.335	-7.164	7.902	0.454	-1.807	1.863	6.241	2.905	6.885	6.125	3.415	7.013	
Bus43	0.44	7.152	-38.099	38.764	6.983	-40.247	40.849	33.026	6.192	33.601	29.647	27.467	40.415	
Bus44	0.44	7.152	-38.099	38.764	6.983	-40.247	40.849	33.026	6.192	33.601	29.647	27.467	40.415	
Bus45	13.8	3.083	-6.243	6.962	0.449	-1.720	1.777	5.435	2.684	6.062	5.320	3.176	6.196	
Bus46	13.8	3.077	-6.194	6.916	0.449	-1.714	1.772	5.392	2.679	6.021	5.278	3.169	6.156	
Bus47	0.44	4.129	-15.342	15.888	4.153	-15.743	16.282	13.292	3.576	13.765	11.204	11.652	16.164	

La Tabla 21 presenta los resultados de las corrientes máximas de cortocircuito simétricas simuladas para la red de 30 ciclos (red de estado estacionario). Estas corrientes se utilizarán para ajustar las configuraciones de sobrecorrientes en los relés. De las fallas analizadas, la falla trifásica en la barra 1 es la más significativa con 11.73 kA en comparación con las fallas línea a tierra con 2.197 kA, línea a línea con 10.158 kA, y línea a línea a tierra con 10.177 kA. \* La corriente de falla de LLG es la mayor de las dos corrientes de línea en falla.

**Tabla 21.** Corrientes de cortocircuito trifásica, LG, LL y LLG en red de 30 ciclos.

Barra	ID	kV	Falla Trifásica			Falla Línea-a-Tierra			Falla Línea-a-Línea			*Línea-a-Línea-a-Tierra		
			Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Bus1	13.8	2.300	-11.502	11.730	0.431	-2.154	2.197	9.961	1.992	10.158	-10.080	-1.398	10.177	
Bus2	13.8	2.300	-11.502	11.730	0.431	-2.154	2.197	9.961	1.992	10.158	-10.080	-1.398	10.177	
Bus3	13.8	2.933	-9.452	9.896	0.439	-2.004	2.052	8.185	2.540	8.570	8.068	3.100	8.643	
Bus4	13.8	3.108	-8.746	9.282	0.444	-1.950	2.000	7.575	2.692	8.039	7.458	3.239	8.131	
Bus5	13.8	3.191	-8.285	8.878	0.448	-1.912	1.964	7.175	2.763	7.689	7.059	3.302	7.793	
Bus6	13.8	3.200	-8.221	8.822	0.448	-1.907	1.959	7.120	2.772	7.640	7.003	3.309	7.746	
Bus7	13.8	3.200	-8.221	8.822	0.448	-1.907	1.959	7.120	2.772	7.640	7.003	3.309	7.746	
Bus8	13.8	3.200	-8.221	8.822	0.448	-1.907	1.959	7.120	2.772	7.640	7.003	3.309	7.746	
Bus9	13.8	3.218	-8.096	8.712	0.449	-1.896	1.949	7.011	2.787	7.545	6.895	3.322	7.653	

Barra	ID	kV	Falla Trifásica			Falla Línea-a-Tierra			Falla Línea-a-Línea			*Línea-a-Línea-a-Tierra		
			Real	Imag.	Mag.	ID	kV	Real	Imag.	Mag.	ID	kV	Real	Imag.
Bus10	13.8	3.563	-7.479	8.285	0.480	-1.865	1.926	6.477	3.086	7.175	6.355	3.615	7.311	
Bus11	13.8	3.587	-7.428	8.249	0.483	-1.862	1.924	6.433	3.106	7.144	6.310	3.635	7.283	
Bus12	13.8	3.828	-6.811	7.813	0.514	-1.829	1.899	5.898	3.315	6.766	5.770	3.837	6.929	
Bus13	0.44	4.159	-20.554	20.970	4.084	-21.164	21.555	17.800	3.602	18.161	15.803	14.506	21.451	
Bus14	0.44	4.919	-16.755	17.462	4.606	-15.916	16.569	14.510	4.260	15.123	12.346	11.838	17.104	
Bus15	0.44	5.313	-29.912	30.380	5.178	-31.140	31.568	25.905	4.601	26.310	23.404	20.833	31.333	
Bus16	0.44	5.313	-29.912	30.380	5.178	-31.140	31.568	25.905	4.601	26.310	23.404	20.833	31.333	
Bus17	13.8	3.191	-8.285	8.878	0.448	-1.912	1.964	7.175	2.763	7.689	7.059	3.302	7.793	
Bus18	13.8	3.191	-8.285	8.878	0.448	-1.912	1.964	7.175	2.763	7.689	7.059	3.302	7.793	
Bus19	13.8	3.209	-8.158	8.767	0.448	-1.902	1.954	7.065	2.779	7.592	6.949	3.316	7.699	
Bus20	13.8	3.563	-7.536	8.336	0.480	-1.870	1.931	6.527	3.086	7.219	6.404	3.616	7.355	
Bus21	6.3	0.537	-3.381	3.423	0.504	-3.606	3.641	2.928	0.465	2.964	2.700	2.395	3.609	
Bus22	6.3	0.563	-3.364	3.411	0.540	-3.582	3.622	2.913	0.488	2.954	2.661	2.402	3.584	
Bus23	6.3	0.563	-3.364	3.411	0.540	-3.582	3.622	2.913	0.488	2.954	2.661	2.402	3.584	
Bus24	6.3	0.656	-3.271	3.336	0.654	-3.499	3.559	2.833	0.568	2.889	2.510	2.447	3.506	
Bus25	0.44	24.910	-64.409	69.058	26.813	-70.797	75.704	55.780	21.573	59.806	41.280	60.863	73.541	
Bus26	0.44	24.910	-64.409	69.058	26.813	-70.797	75.704	55.780	21.573	59.806	41.280	60.863	73.541	
Bus27	0.44	21.117	-53.377	57.402	19.853	-53.499	57.064	46.226	18.288	49.712	36.926	45.071	58.266	
Bus28	0.44	18.670	-46.541	50.146	16.235	-44.233	47.119	40.306	16.169	43.428	33.208	37.205	49.870	
Bus29	0.44	25.105	-54.478	59.985	25.499	-55.787	61.338	47.180	21.742	51.948	34.228	50.321	60.858	
Bus30	0.44	25.441	-35.628	43.779	23.591	-33.041	40.598	30.854	22.033	37.914	19.859	37.435	42.376	
Bus31	0.44	20.294	-27.615	34.270	17.040	-24.526	29.864	23.915	17.575	29.679	16.593	28.588	33.055	
Bus32	0.44	24.069	-29.770	38.283	21.520	-26.965	34.499	25.782	20.844	33.154	16.054	33.164	36.845	
Bus33	0.44	19.377	-23.939	30.798	15.999	-21.059	26.447	20.732	16.781	26.672	13.942	26.161	29.644	
Bus34	0.38	61.444	-105.02	121.68	72.536	-120.22	140.41	90.953	53.212	105.38	-135.11	17.007	136.18	
Bus35	0.38	19.320	-39.403	43.884	13.265	-32.584	35.181	34.124	16.732	38.005	29.236	30.531	42.272	
Bus36	0.38	15.647	-27.270	31.440	10.452	-21.972	24.332	23.617	13.551	27.228	19.804	22.679	30.109	
Bus37	13.8	3.283	-7.363	8.062	0.453	-1.831	1.887	6.377	2.843	6.982	6.261	3.363	7.107	
Bus38	13.8	3.288	-7.216	7.930	0.453	-1.818	1.873	6.249	2.848	6.868	6.134	3.365	6.996	
Bus39	13.8	3.292	-7.073	7.802	0.454	-1.804	1.860	6.126	2.851	6.756	6.010	3.364	6.888	
Bus40	13.8	3.292	-7.073	7.802	0.454	-1.804	1.860	6.126	2.851	6.756	6.010	3.364	6.888	
Bus41	13.8	3.292	-7.073	7.802	0.454	-1.804	1.860	6.126	2.851	6.756	6.010	3.364	6.888	
Bus42	13.8	3.289	-7.029	7.761	0.454	-1.800	1.856	6.088	2.848	6.721	5.972	3.361	6.853	
Bus43	0.44	7.171	-37.989	38.660	7.002	-40.140	40.746	32.900	6.210	33.481	29.528	27.475	40.333	
Bus44	0.44	7.171	-37.989	38.660	7.002	-40.140	40.746	32.900	6.210	33.481	29.528	27.475	40.333	
Bus45	13.8	3.042	-6.140	6.852	0.450	-1.713	1.771	5.317	2.634	5.934	5.203	3.128	6.071	
Bus46	13.8	3.036	-6.093	6.807	0.449	-1.707	1.766	5.276	2.630	5.895	5.163	3.122	6.033	
Bus47	0.44	4.129	-15.323	15.870	4.153	-15.726	16.265	13.271	3.576	13.744	11.184	11.650	16.150	

### 1.4.3 Alimentación planta industrial 13.8 kV.

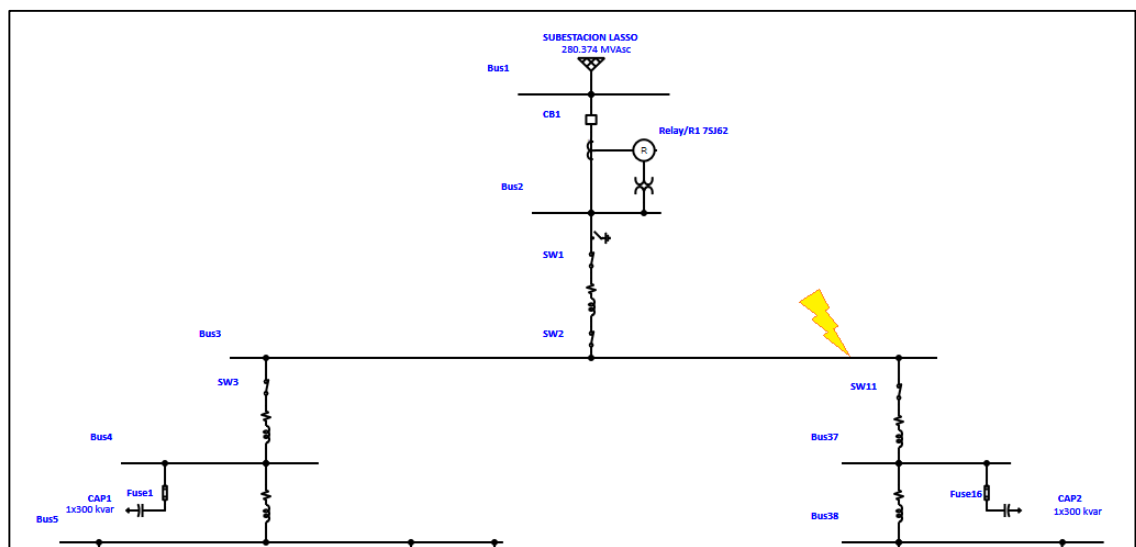


Figura 0.1. Ubicación de evento de falla en alimentador primario 13.8 kV.

La Figura 0.1 muestra la ubicación de evento de falla en alimentador primario. El evento de falla se desarrolla en la barra 3, que es procedente del alimentador primario desde la subestación Lasso (distribución). Este evento de falla a considerarse es el de tipo trifásico en barra, se evalúa la falla con dos durabilidades, subtransitoria de ½ ciclo y la transitoria de 1.5 a 4 ciclos. Bajo estas condiciones se obtiene los resultados tabulados en la Tabla 22.

**Tabla 22.** Resultados de falla trifásica para alimentador primario 13.8 kV

Fallo trifásico en barra											
Contribución		1/2 Ciclo					1.5 to 4 Ciclo				
Barra origen ID	Barra destino ID	% V Barra origen	kA Real	kA Imaginario	Imaginario /Real	kA Symm. Magnitud	% V Barra origen	kA Real	kA Imaginario	Imag. /Real	kA Symm. Magnitud
Bus3	Total	0.00	2.967	-9.815	3.3	10.254	0.00	2.946	-9.684	3.3	10.122
Bus2	Bus3	18.30	2.933	-9.452	3.2	9.896	18.30	2.933	-9.452	3.2	9.896
Bus4	Bus3	0.29	0.033	-0.364	10.9	0.365	0.18	0.013	-0.232	18.5	0.232
Bus37	Bus3	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

En la Tabla 23 se puede observar que para el subtransitorio de 1/2 ciclo el mayor aporte de corriente de cortocircuito se da procedente de la barra del alimentador primario, es decir de la barra 3, con una corriente de 10.25 kA, la barra 2 aporta con una corriente de 9.89 kA y la barra 4 aporta con una corriente de 0.36 kA. Para el transitorio de 1.5 a 4 ciclos el mayor aporte de corriente de cortocircuito se da procedente de la barra del alimentador primario, es decir de la barra 3, con una corriente de 10.122 kA, la barra 2 aporta con una corriente de 9.896 kA y la barra 4 aporta con una corriente de 0.232 kA. De estos datos se debe considerar que la corriente de cortocircuito trifásica es de 10.254 kA y por ende todos los elementos de la red deben estar dimensionados para soportar corrientes por encima de este valor y los relés principales deben actuar en este rango de corriente y en tiempos inferiores a ½ ciclos.

**Tabla 23.** Resultados de falla bifásica en alimentador primario 13.8 kV.

Fallo de línea a línea																
Contribución		% de voltaje desde el la barra						Corriente desde la barra (kA)						Corriente de secuencia (kA)		
Barra origen ID	Barra destino ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus3	Total	99.88	0.0	49.94	-180.0	49.94	-180.0	0.000	0.0	8.890	-163.2	8.890	16.8	5.133	5.133	0.000
Bus2	Bus3	99.90	0.0	59.16	-166.4	44.63	161.8	0.012	-82.1	8.569	-162.8	8.571	17.3	4.954	4.942	0.000
Bus4	Bus3	99.88	0.0	50.12	-179.8	49.75	179.8	0.012	97.9	0.327	-173.7	0.327	4.3	0.183	0.194	0.000
Bus37	Bus3	99.88	0.0	49.94	-180.0	49.94	-180.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000

Los resultados de la Tabla 23 muestran una falla bifásica en la que se observa que el mayor aporte de corriente de cortocircuito ocurre en la barra 3, con un valor aproximado de 8.89 kA en las fases B y C. La barra 2 contribuye con aproximadamente 8.56 kA en las fases B y C, y la barra 4 con aproximadamente 0.32 kA, también en las fases B y C, como lo muestra la Tabla 24.

**Tabla 24.** Resultados de falla bifásica a tierra en alimentador primario 13.8 kV.

Falla de línea a línea a tierra																
Contribución		% de voltaje desde el la barra						Corriente desde la barra (kA)						Corriente de secuencia (kA)		
Barra origen ID	Barra destino ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus3	Total	144.28	0.2	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	8.86	-166.9	8.96	20.5	5.323	4.943	0.381
Bus2	Bus3	142.35	0.1	17.04	-127.4	15.09	71.7	0.00	58.8	8.54	-166.6	8.64	21.0	5.137	4.759	0.381
Bus4	Bus3	144.28	0.2	0.26	-135.6	0.26	44.8	0.00	-121.2	0.33	-174.9	0.33	5.5	0.190	0.187	0.000
Bus37	Bus3	144.28	0.2	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.000	0.000	0.000

Los resultados de la Tabla 24 muestran una falla bifásica a tierra, donde se observa que la barra 3 tiene el mayor aporte de corriente de cortocircuito, con un valor aproximado de 8.86 kA en las fases B y C. Además, la barra 2 contribuye con aproximadamente 8.54 kA y la barra 4 con aproximadamente 0.33 kA, ambas también en las fases B y C. como lo muestra la Tabla 25.

**Tabla 25.** Resultados de falla monofásica en alimentador primario 13.8 kV.

Falla de línea a tierra																
Contribución		% de voltaje desde el la barra						Corriente desde la barra (kA)						Corriente de secuencia (kA)		
Barra origen ID	Barra destino ID	Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		I1	I2	I0
		Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.			
Bus3	Total	0.00	0.00	157.06	-145.8	155.31	146.8	2.06	-77.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.687	0.687	0.687
Bus2	Bus3	6.79	-14.17	153.99	-145.2	152.58	146.0	2.01	-77.44	0.03	-92.25	0.03	-86.14	0.663	0.662	0.687
Bus4	Bus3	0.04	-49.97	157.06	-145.9	155.33	146.8	0.05	-89.20	0.03	87.75	0.03	93.86	0.024	0.026	0.000
Bus37	Bus3	0.00	0.00	157.06	-145.8	155.31	146.8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000

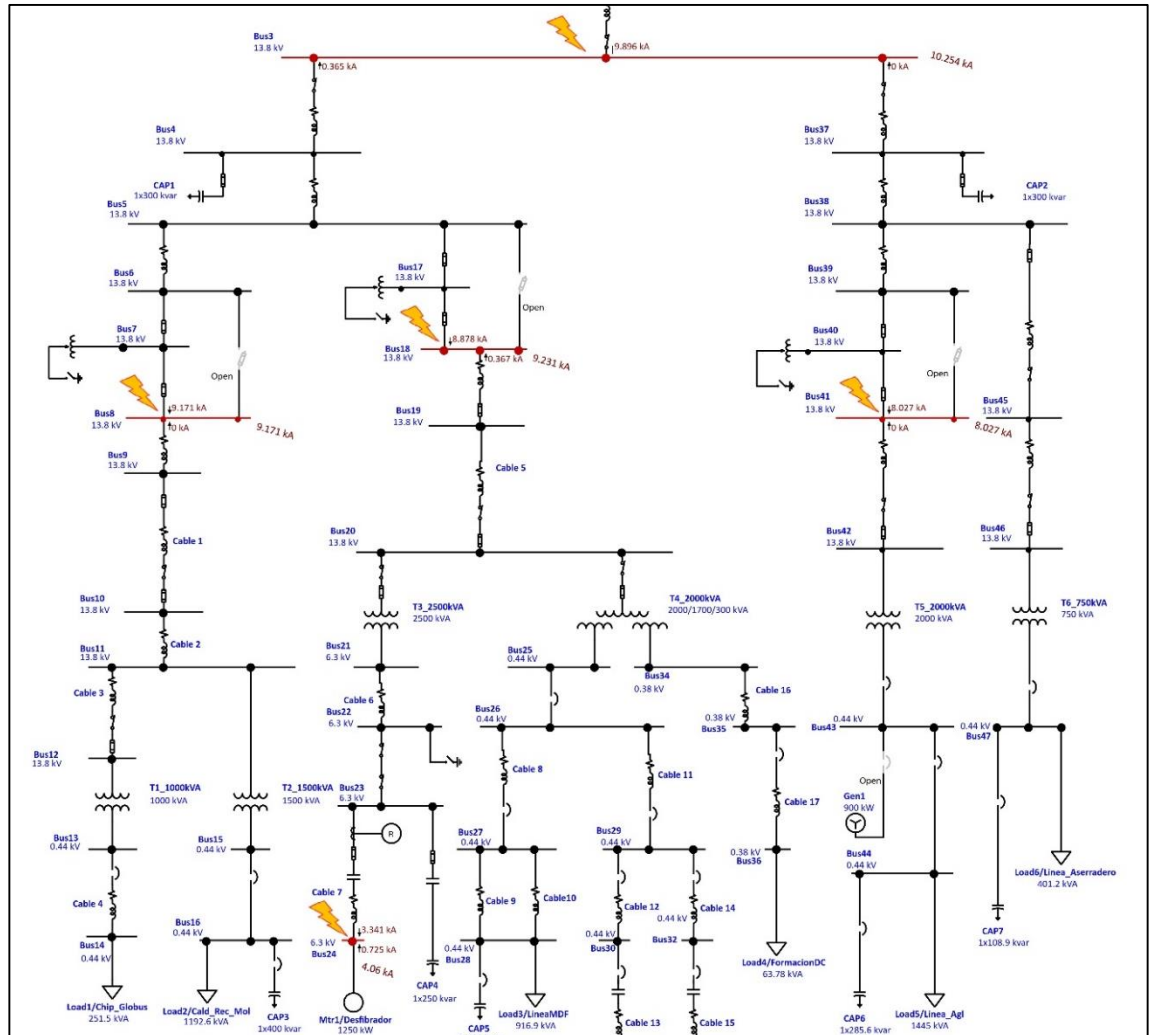
Los resultados de la Tabla 25, que muestra una falla monofásica, indican que el mayor aporte de corriente de falla se produce en la barra 3, con un valor aproximado de 2.06 kA en la fase A. Además, la barra 2 contribuye con aproximadamente 2.01 kA, mientras que la barra 4 aporta 0.05 kA

#### **1.4.4 Corrientes de cortocircuito en medio y bajo voltaje.**

Inicialmente, se han considerado las corrientes más altas generadas en eventos de falla trifásica en barras de medio y bajo voltaje. En este contexto, se presentan las corrientes de cortocircuito en las zonas de estudio, destacando los puntos críticos donde estas corrientes alcanzan sus valores máximos. El análisis de estas corrientes es fundamental para el diseño y la implementación de medidas de protección adecuadas, asegurando la integridad y la estabilidad del sistema eléctrico frente a posibles fallas.



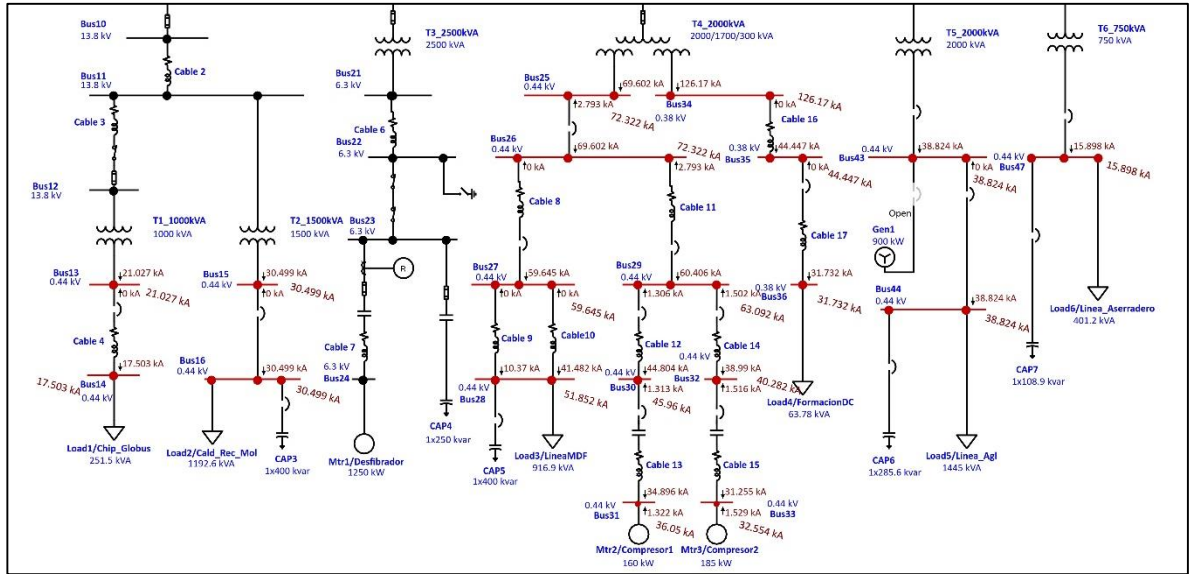
Globus, la barra más alejada; y 4.06 kA en la barra 24, correspondiente al motor de mayor potencia en la planta industrial, a nivel de 6.3 kV.



**Figura 0.3.** Corrientes de falla trifásica en barras de medio voltaje de 13.8 kV y 6.3 kV, indicando los sitios de mayor incidencia de fallos en la planta industrial.

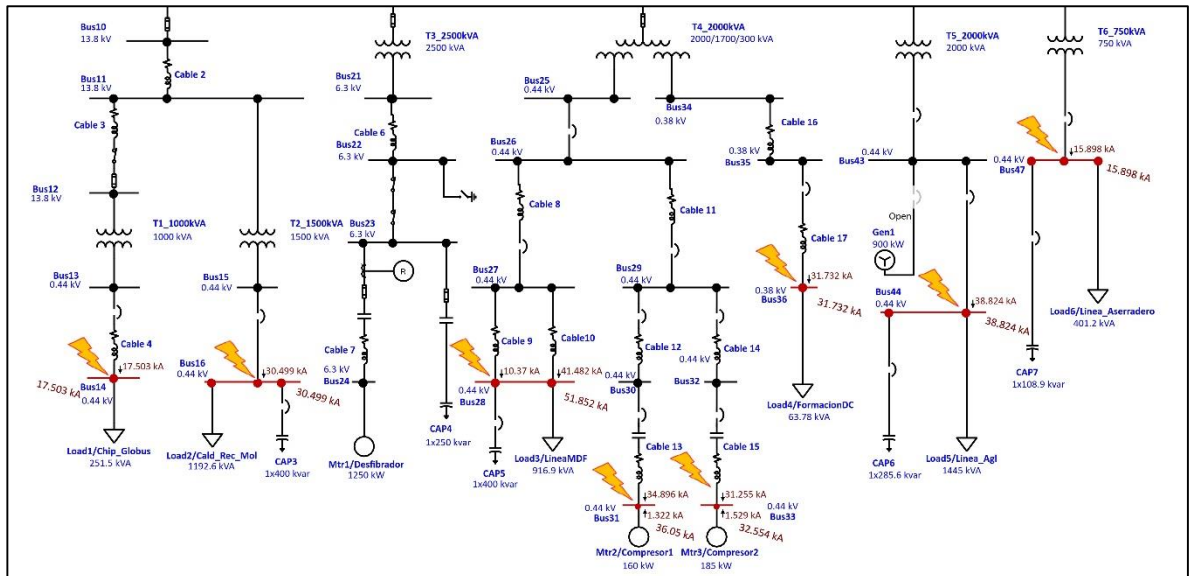
En la Figura 0.3 se pueden identificar las corrientes de falla trifásica en barras de medio voltaje de 13.8 kV y 6.3 kV, así como los sitios de mayor incidencia de fallos en la planta industrial, como las celdas de media tensión y los seccionadores con fusible en líneas aéreas.

- Bus3:10.254kA, 13.8kV
- Bus8:9.171kA, 13.8kV
- Bus18:9.231kA, 13.8kV
- Bus24:4.06kA, 13.8kV
- Bus41:8.027kA, 13.8kV



**Figura 0.4.** Corrientes de falla trifásica en barras de bajo voltaje 0.44kV y 0.38kV.

En la Figura 0.4 se muestran las corrientes de falla trifásica en barras de bajo voltaje de 0.44 kV y 0.38 kV. En esta figura, se pueden identificar los valores más altos de corriente de cortocircuito, con 72.322 kA en la barra 26 a nivel de 0.44 kV, que corresponde a la alimentación principal para la línea MDF, y 126.17 kA en la barra 34 a nivel de 0.38 kV, que corresponde a la alimentación de los armarios eléctricos de la formación MDF.



**Figura 0.5.** Corrientes de falla trifásica en barras de bajo voltaje 0.44kV y 0.38kV, sitio de cargas más lejanas en la planta industrial.

En la Figura 0.5 se pueden observar las corrientes de falla trifásica en las barras de bajo voltaje de 0.44 kV y 0.38 kV, ubicadas en las zonas más alejadas de la planta industrial. En condiciones normales de operación, las protecciones del lado de la carga son utilizadas con mayor frecuencia debido a mantenimientos o intervenciones en las máquinas eléctricas. Para esto se emplean interruptores automáticos, seccionadores y fusibles, los cuales deben ser capaces de soportar los niveles de corriente de falla correspondientes.

- Bus14:17.503kA, 0.44kV
- Bus16:30.499kA, 0.44kV
- Bus28:52.852kA, 0.44kV
- Bus31:36.05kA, 0.44kV
- Bus33:32.554kA, 0.44kV
- Bus36:31.732kA, 0.38kV
- Bus44:38.824kA, 0.44kV
- Bus47:15.898kA, 0.44kV

#### **1.4.5 Dispositivos de protección.**

Los dispositivos de protección cuentan con una capacidad de interrupción ante cortocircuito, la cual se dimensiona mediante las corrientes que se presentan en la primera red de 1/2 ciclo (subtransitorio) para dispositivos como fusibles, interruptores de bajo voltaje y cierre de interruptores de alto voltaje. Mediante las corrientes de la segunda red de 1.5-4 ciclos (transitorio), se dimensionan las capacidades de interrupción en los interruptores de alto voltaje. La capacidad de interrupción es la máxima corriente que el dispositivo de protección puede interrumpir; si se supera este límite, el dispositivo puede sufrir daños, creando arcos eléctricos y fundiendo materiales, lo que lo deja fuera de servicio. La capacidad de cierre es la máxima corriente que puede circular por el dispositivo de protección al momento de cierre sin que sea afectado o sufra daños por choques eléctricos. Como se observa en la Tabla 26, se identifican los interruptores con sus respectivas características, modelo, nivel de voltaje y capacidad de interrupción, lo que permite evaluar su dimensionamiento.

**Tabla 26.** Capacidad de dispositivos de protección y evaluación de dimensionamiento en interruptores.

ID Barra	ID LVCB	Fabricante	Modelo	Voltaje kV	Capacidad Interrupción kA	Corriente de Falla Trifásico kA	Dimensionamiento
Bus16	CB3	Siemens	3WL12N 25	0.440	50 kA @ 0.69 kV	30.499	Adecuado
Bus16	CB4	Siemens	3VF7 (800A, 70kA)	0.440	20 kA @ 0.69 kV	30.499	Inadecuado
Bus14	CB2	Siemens	3VF8 (1600A, 70kA)	0.440	50 kA @ 0.415 kV	17.503	Adecuado
Bus36	CB13	Siemens	3WN5 0	0.380	50 kA @ 0.415 kV	31.732	Adecuado
Bus26	CB5	Siemens	3WL13H 40	0.440	100 kA @ 0.5 kV	72.322	Adecuado
Bus43	CB14	Siemens	3WN6 7	0.440	65 kA @ 0.5 kV	38.824	Adecuado
Bus44	CB16	Siemens	3WL13H 40	0.440	85 kA @ 0.69 kV	38.824	Adecuado
Bus27	CB6	Siemens	3VF8 (1600A, 70kA)	0.440	50 kA @ 0.415 kV	59.645	Inadecuado
Bus29	CB8	Siemens	3WN6 2	0.440	55 kA @ 0.415 kV	63.092	Inadecuado
Bus30	CB9	Siemens	3WN5 0	0.440	55 kA @ 0.415 kV	45.960	Adecuado
Bus32	CB11	Siemens	3WN5 0	0.440	55 kA @ 0.415 kV	40.282	Adecuado
Bus33	CB12	Siemens	3WN5 0	0.440	35 kA @ 0.44 kV	32.554	Adecuado
Bus31	CB10	Siemens	3WN5 0	0.440	27 kA @ 0.44 kV	36.050	Inadecuado
Bus28	CB7	Siemens	3VF6 (630A, 40kA)	0.440	45 kA @ 0.415 kV	51.852	Inadecuado
Bus47	CB18	Square-D	PAF	0.440	50 kA @ 0.48 kV	15.898	Adecuado
Bus43	CB15	Square-D	PAF	0.440	50 kA @ 0.48 kV	38.824	Adecuado
Bus44	CB17	Siemens	3VF6 (100kA)	0.440	40 kA @ 0.44 kV	38.824	Adecuado
Bus47	CB19	Siemens	3VF4 (40kA)	0.440	13 kA @ 0.44 kV	15.898	Inadecuado

En la Tabla 26 se muestra la capacidad de los dispositivos de protección y se evalúa el dimensionamiento de los interruptores. Observamos que los valores de kA de falla trifásica son superiores a la capacidad nominal del fabricante, ante un paso de corriente de cortocircuito trifásico, se determina que el interruptor es inadecuado. Por el contrario, si el valor de kA de falla trifásica es inferior a la capacidad nominal del fabricante, se considera que el interruptor es adecuado para su funcionamiento. Es necesario el cambio inmediato cuando el dimensionamiento es inadecuado.

**Tabla 27.** Capacidad de dispositivos de protección y evaluación de dimensionamiento en fusibles.

ID Barra	ID LVCB	Fabricante	Modelo	Voltaje kV	Capacidad Interrupción kA	Corriente de Falla Trifásico kA	Dimensionamiento
Bus4	Fuse1	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	9.637	Adecuado
Bus7	Fuse2	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	9.171	Adecuado
Bus8	Fuse3	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	9.171	Adecuado
Bus8	Fuse4	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	9.171	Adecuado
Bus10	Fuse5	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	8.597	Adecuado
Bus17	Fuse8	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	9.231	Adecuado
Bus18	Fuse9	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	9.231	Adecuado
Bus18	Fuse10	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	9.231	Adecuado
Bus19	Fuse11	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	9.119	Adecuado
Bus37	Fuse16	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	8.302	Adecuado
Bus40	Fuse17	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	8.027	Adecuado
Bus41	Fuse18	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	8.027	Adecuado
Bus41	Fuse19	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	8.027	Adecuado
Bus45	Fuse21	S&C	SMU-20	13.800	12.5kA	7.025	Adecuado
Bus10	Fuse6_CMT	Siba	HHH (DIN 442mm)	13.800	31.5kA	8.597	Adecuado
Bus12	Fuse7_CMT	Siba	HHH (DIN 537mm)	13.800	63kA	8.093	Adecuado
Bus20	Fuse7_CMT	Siba	HHH (DIN 442mm)	13.800	31.5kA	8.681	Adecuado
Bus21	Fuse12_CMT	Siba	HHH (DIN 442mm)	13.800	31.5kA	4.147	Adecuado
Bus24	Fuse13_CMT	Siba	HHH	6.300	50kA	4.060	Adecuado
Bus23	Fuse14_CMT1	Siba	HHH	6.300	50kA	4.135	Adecuado
Bus20	Fuse15_CMT	Siemens	3GD	13.800	31.5kA	8.681	Adecuado
Bus42	Fuse20_CMT	Siba	HV- Fuse Links	13.800	31.5kA	7.983	Adecuado
Bus46	Fuse22_CMT	Siba	HHH (DIN 537mm)	13.800	63kA	6.978	Adecuado

En la Tabla 27 se muestra la capacidad de los dispositivos de protección y se evalúa el dimensionamiento de los fusibles. Encontramos que los valores de corrientes de cortocircuito son inferiores a la capacidad nominal de los fabricantes, lo que los determina como adecuados ante un posible evento de cortocircuito trifásico.

### 1.5 Análisis coordinación de protecciones.

De acuerdo con la disposición de los elementos de protección del sistema eléctrico, se procede a simular un evento de falla en las barras del sistema. Esto permite realizar la coordinación de protecciones a través del módulo específico del software ETAP, comprobando los ajustes de protección en los dispositivos y equipos del sistema.

#### Falla trifásica en alimentación planta industrial 13.8 kV.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 3. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema.

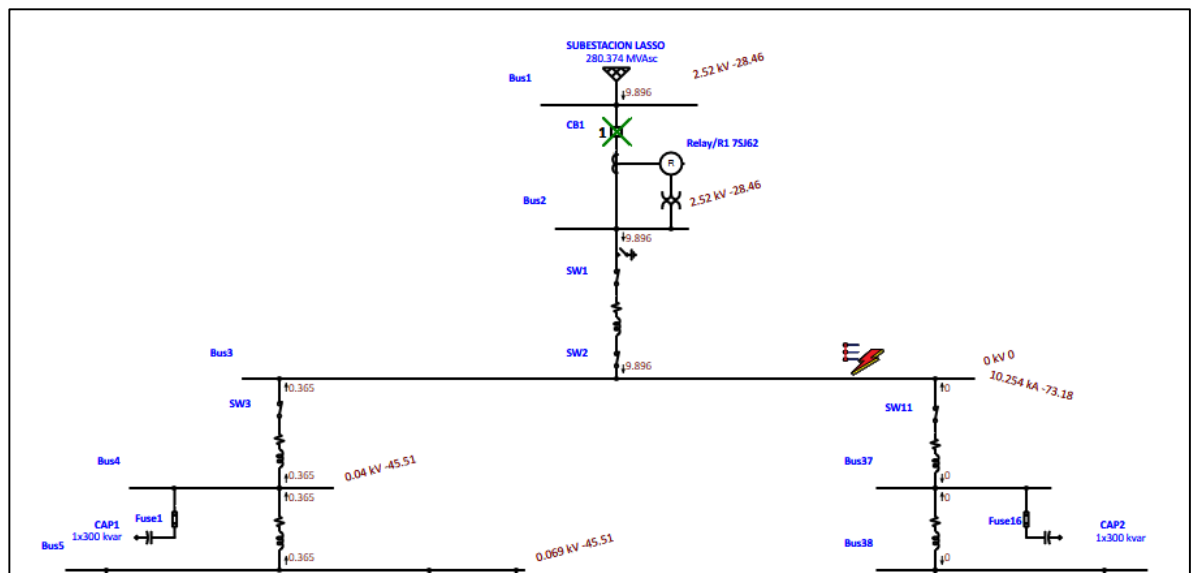


Figura 0.6. Falla trifásica en barra 3 alimentación principal 13.8 kV.

En la Figura 0.6 se muestra la operatividad de las unidades de protección eléctrica ante una falla trifásica en la barra 3, incluyendo los tiempos de actuación de los dispositivos eléctricos y su secuencia de operación.

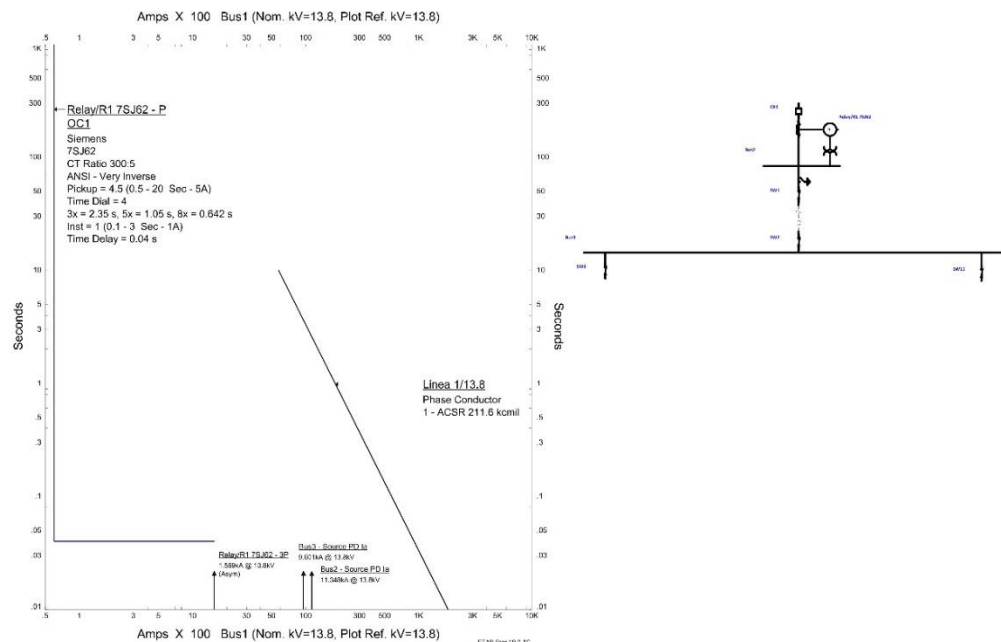
Al efectuarse una falla de tipo trifásica, se produce la siguiente coordinación de protecciones del sistema:

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-05-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
40.0	Relay/R1 7SJ62	9.896	40.0		Phase - OC1 - 50
120	CB1		80.0		Tripped by Relay/R1 7SJ62 Phase - OC1 - 50
210709	Fuse 11	0.365	64851	210709	

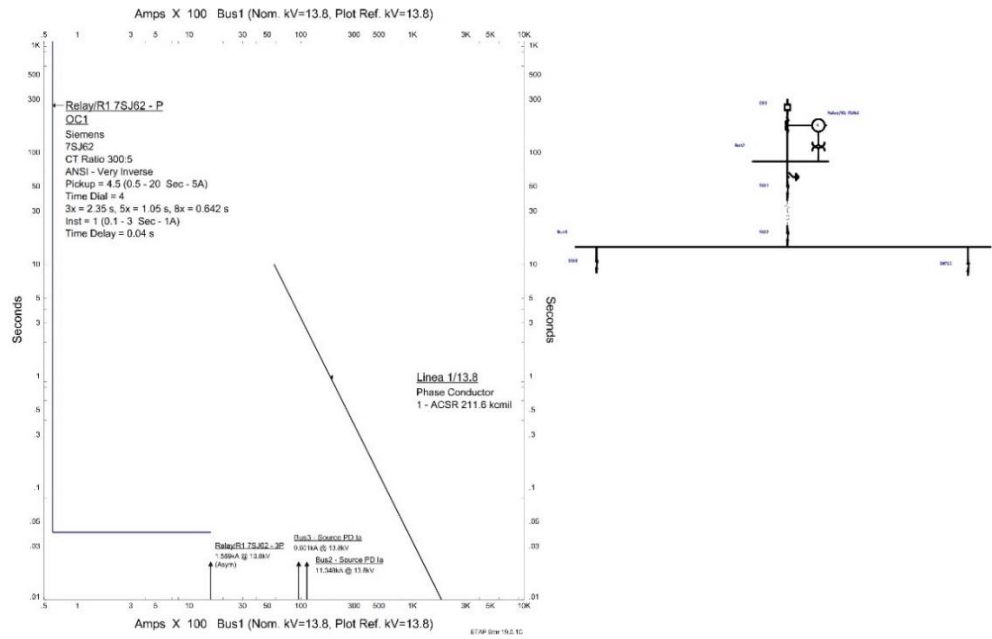
**Figura 0.7.** Secuencia de operación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 3

De la Figura 0.7 se observa que la primera protección que actúa es la protección (R1 7SJ62) función 50 en 40 ms que aísla el resto del sistema. Este comportamiento en esta etapa del circuito es adecuado.

Seguidamente de un evento de sobre corriente instantánea de una fase, el tiempo en el cual se realiza el despeje de la falla, a los 80ms disparo por fase CB1. Finalmente, actúa el fusible 11, permitiendo proteger en gran parte el sistema eléctrico.



**Figura 0.8.** Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 3



En

la

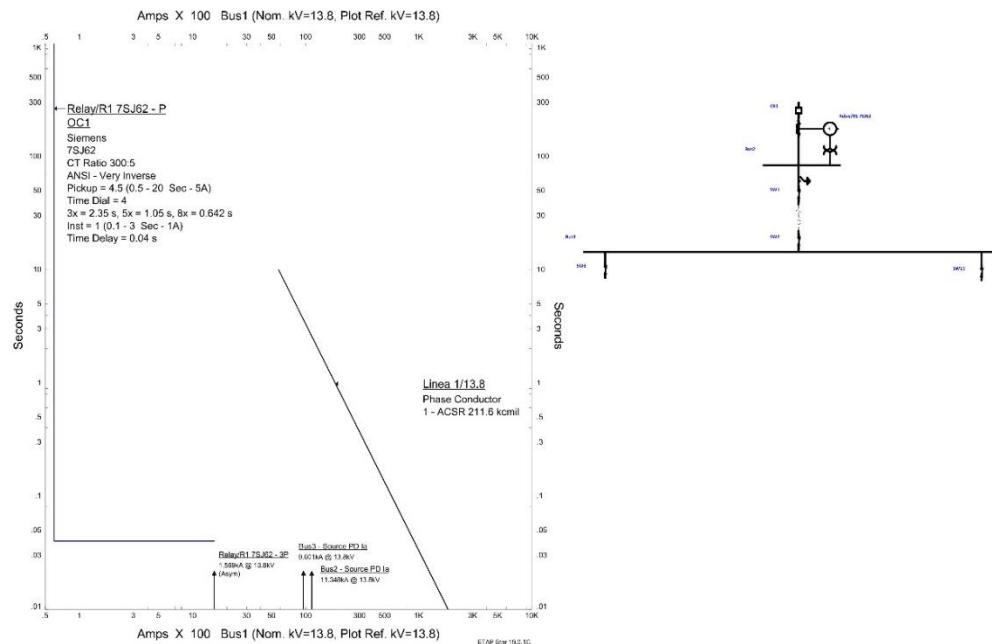


Figura 0.8 se ilustra el ajuste en la coordinación de protecciones en respuesta a una falla trifásica. La figura detalla la operación del relé R1 7SJ62, que emplea la

función 50 para la protección contra sobrecorrientes instantáneas de fase. En este caso, el relé responde a una corriente de falla de 10.254 kA a 13.8 kV.

La representación permite visualizar cómo el relé actúa para proteger el sistema eléctrico. Se observa que primero actúa el relé de protección a los 40 ms, anticipando la destrucción del conductor que ocurriría a los 80 ms. Esto resulta en una respuesta rápida y efectiva ante condiciones de falla severas, contribuyendo a la correcta coordinación de las protecciones y minimizando el impacto de la falla en el sistema.

### 1.5.1 Falla trifásica alimentación aéreo transformador T2\_1500 kVA y T1\_1000 kVA.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 8. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema

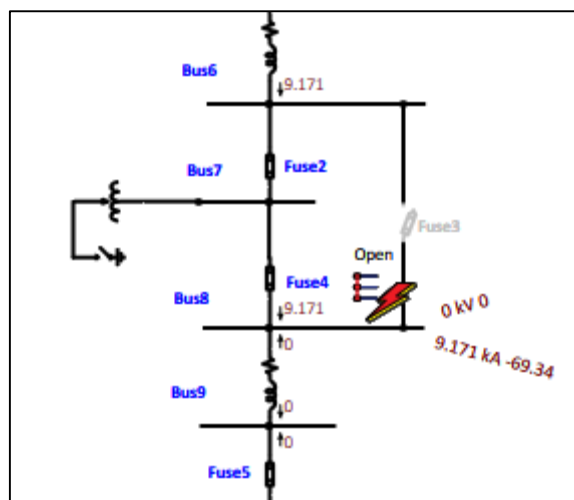


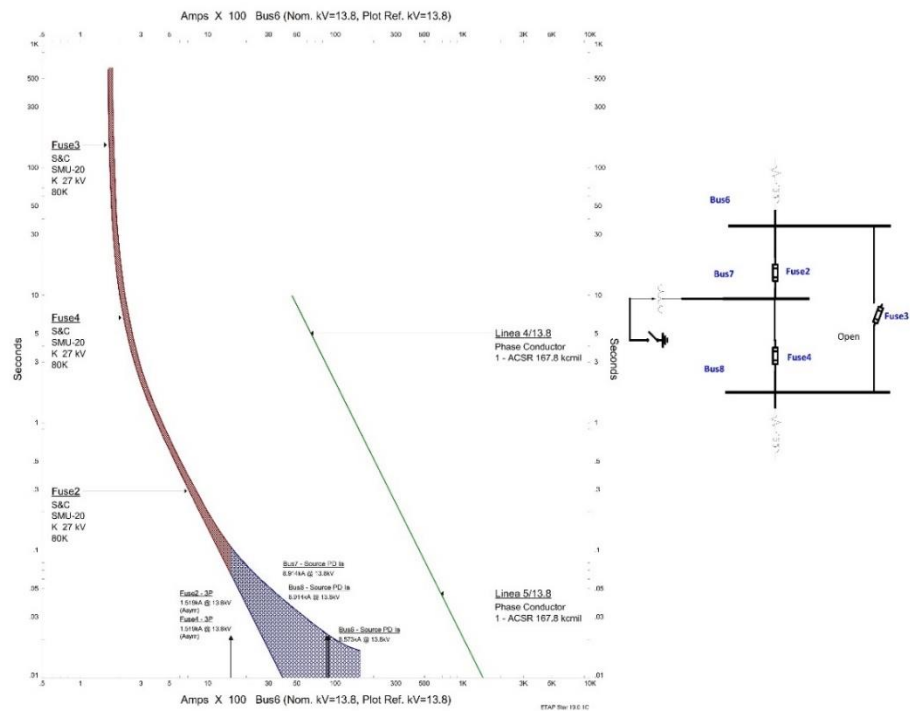
Figura 0.9. Falla trifásica en la barra 8.

En la Figura 0.9 se presenta una falla trifásica en la barra 8, donde se visualiza gráficamente la secuencia de operación y la selectividad de los dispositivos de protección. La marca incluye una numeración que indica claramente la secuencia de actuación de cada dispositivo.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus8					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-05-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
21.2	Fuse2	9.171	< 10.0	21.2	
21.2	Fuse4	9.171	< 10.0	21.2	
220021	Fuse11	0.364	67231	220021	

**Figura 0.10.** Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 8.

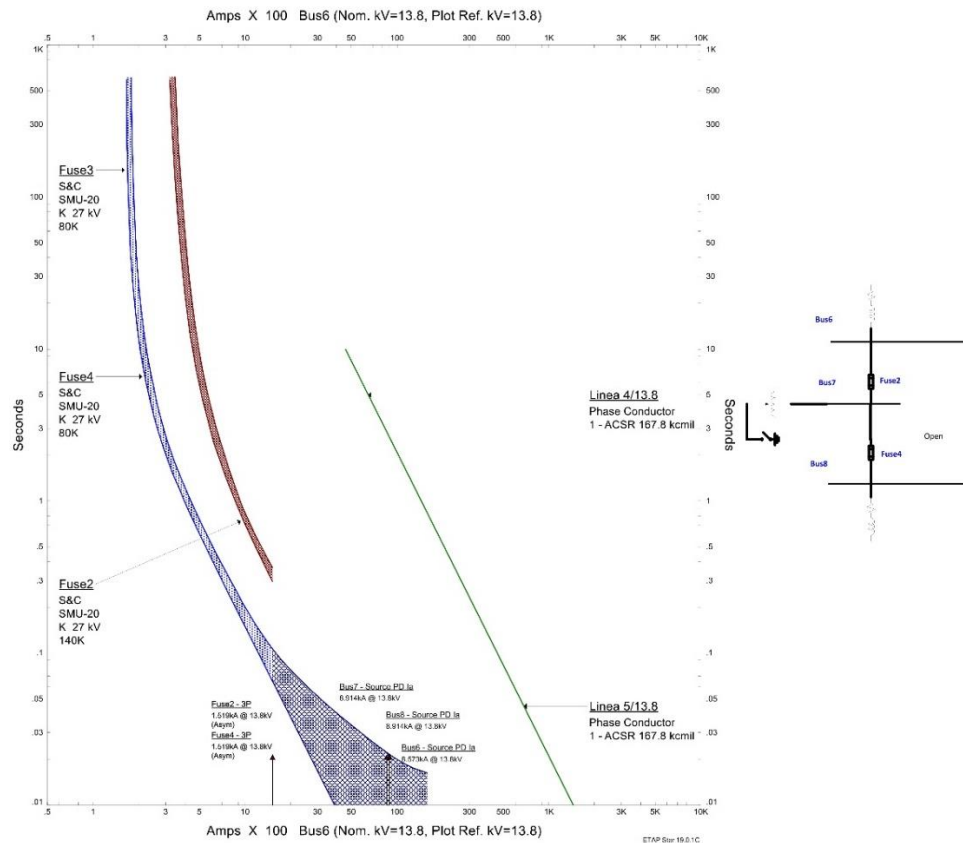
En la Figura 0.10 se muestra la coordinación de protecciones frente a una falla trifásica en la barra 8. En primer lugar, actúa el fusible 2, que aísla la sección del cable de la línea 4. A continuación, se activa el fusible 4, que aísla el regulador de medio voltaje. Finalmente, el fusible 11 actúa para aislar la sección del cable de la línea 6.



**Figura 0.11.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste antiguo frente al evento de falla trifásica en la barra 8.

En la Figura 0.11 se muestra la secuencia de operación de las protecciones con el ajuste antiguo frente a una falla trifásica en la barra 8. El fusible 2 está situado por encima de las curvas de los fusibles 3 y 4, lo que indica una falta de coordinación.

Como resultado, el conductor de la línea 4 está protegido, pero la coordinación entre los dispositivos de protección no es óptima. Se recomienda a la brevedad posible realizar la modificación del fusible 2 de 80 Amperios reemplazarlo por uno de 140 Amperios. En la figura 3.12 se muestra el efecto de esta corrección.

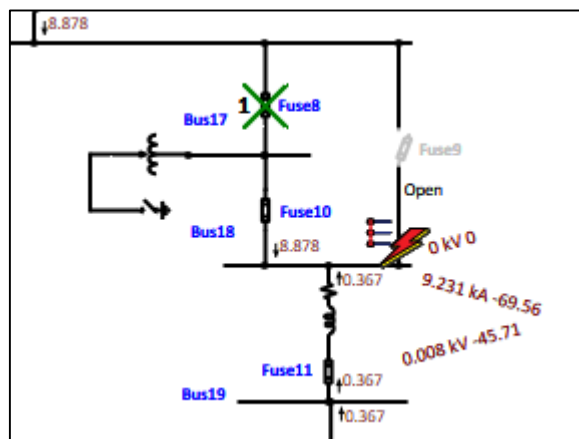


**Figura 0.12.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 8.

Para este nuevo ajuste que se muestra en la Figura 0.12, se considera el tiempo máximo de despeje del fusible 4 con 21.2ms no deberá superar el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible 2 con 34.8ms, esto asegura que primero actúe el fusible 4 ante un cortocircuito trifásico de 9.1kA, protegiendo los conductores y regulador en media tensión.

### 1.5.2 Falla trifásica alimentación aéreo transformador T3\_2500 kVA y T4\_2000 kVA.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 18. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema.



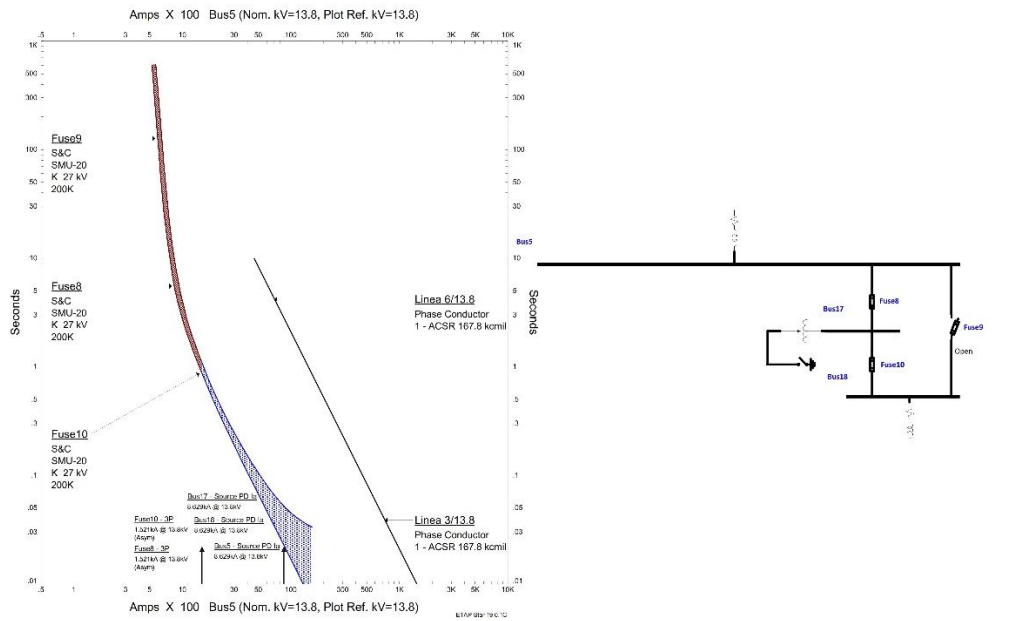
**Figura 0.13.** Falla trifásica alimentación transformador T3\_2500 kVA y T4\_2000 kVA.

En la Figura 0.13, se presenta una falla trifásica en la barra 18, donde se visualiza gráficamente la secuencia de operación y la selectividad de los dispositivos de protección. La marca incluye una numeración que indica claramente la secuencia de actuación de cada dispositivo. Ante el evento de cortocircuito en la barra 18, primero actúa la protección fusible 8 antes que el fusible 10.

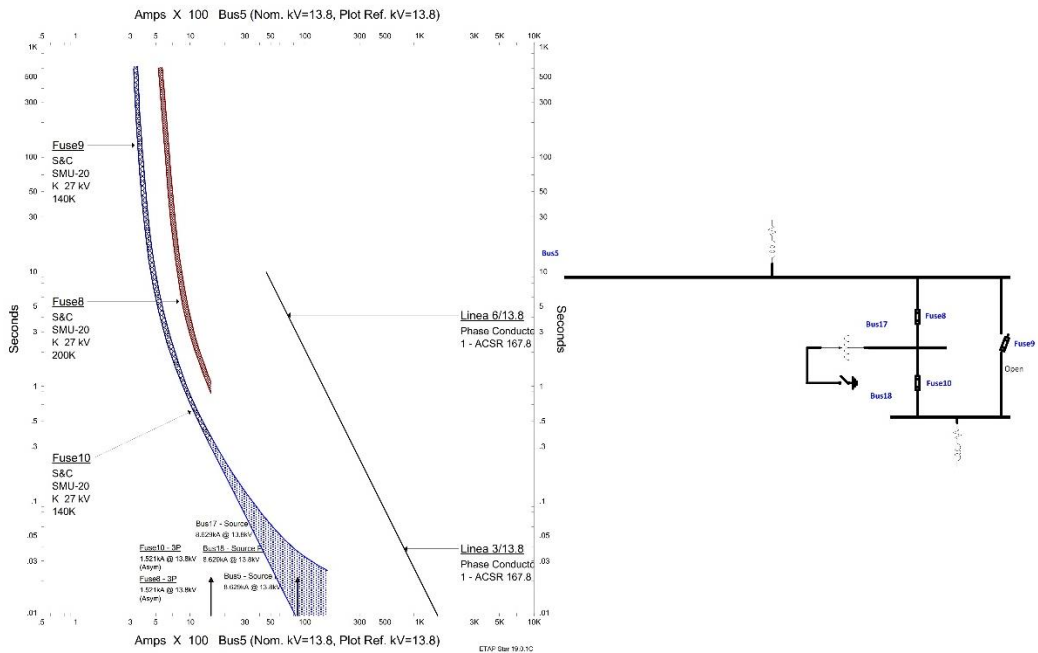
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus18					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-05-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
40.0	Relay/R1 7SJ62	8.878	40.0		Phase - OC1 - 50
50.5	Fuse8	8.878	21.3	50.5	
50.5	Fuse10	8.878	21.3	50.5	
120	CB1		80.0		Tripped by Relay/R1 7SJ62 Phase - OC1 - 50
83070	CB5	2.709	66456	83070	Phase
200632	Fuse11	0.367	62255	200632	

**Figura 0.14.** Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 18.

En la Figura 0.14 se muestra la coordinación de protecciones frente a una falla trifásica en la barra 18. El primer dispositivo en actuar es el fusible 8 a los 21.3 ms, que aísla la línea 3. A continuación, a los 21.3 ms el fusible 10 aísla el regulador de media tensión. Posteriormente, el relé de sobrecorriente instantánea (función 50) dispara el interruptor CB1 en 40 ms. Finalmente, el interruptor CB5 se dispara por fase y el fusible 11 aísla la línea 6. Esta secuencia de operación refleja una coordinación inadecuada entre las protecciones.



**Figura 0.15.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 18.

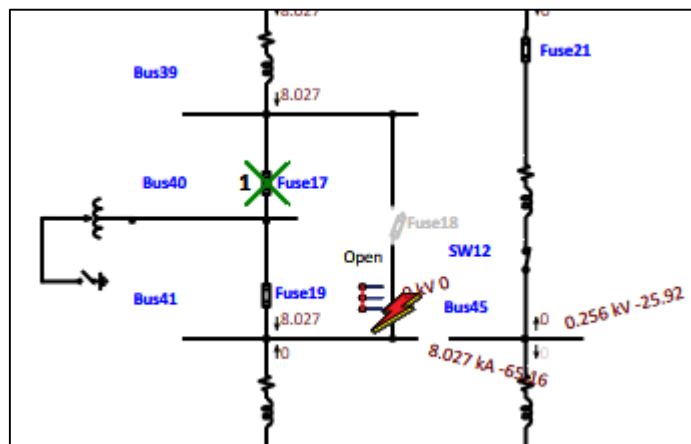


**Figura 0.16.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste recomendado frente al evento de falla trifásica en la barra 18.

Para este nuevo ajuste recomendado que se muestra en la Figura 0.15 y cuyo tiempo de actuación se puede observar en la tabla de la Figura 0.16, se considera el tiempo máximo de despeje del fusible 10 con 35.7 ms (dato del simulador Etap) no deberá superar el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible 8 de 50.5ms, esto asegura que actúe el fusible 10 ante un cortocircuito trifásico de 9.2kA, protegiendo los conductores y regulador en media tensión.

### 1.5.3 Falla trifásica alimentación aéreo transformador T3\_2500 kVA y T4\_2000 kVA.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 41. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema.



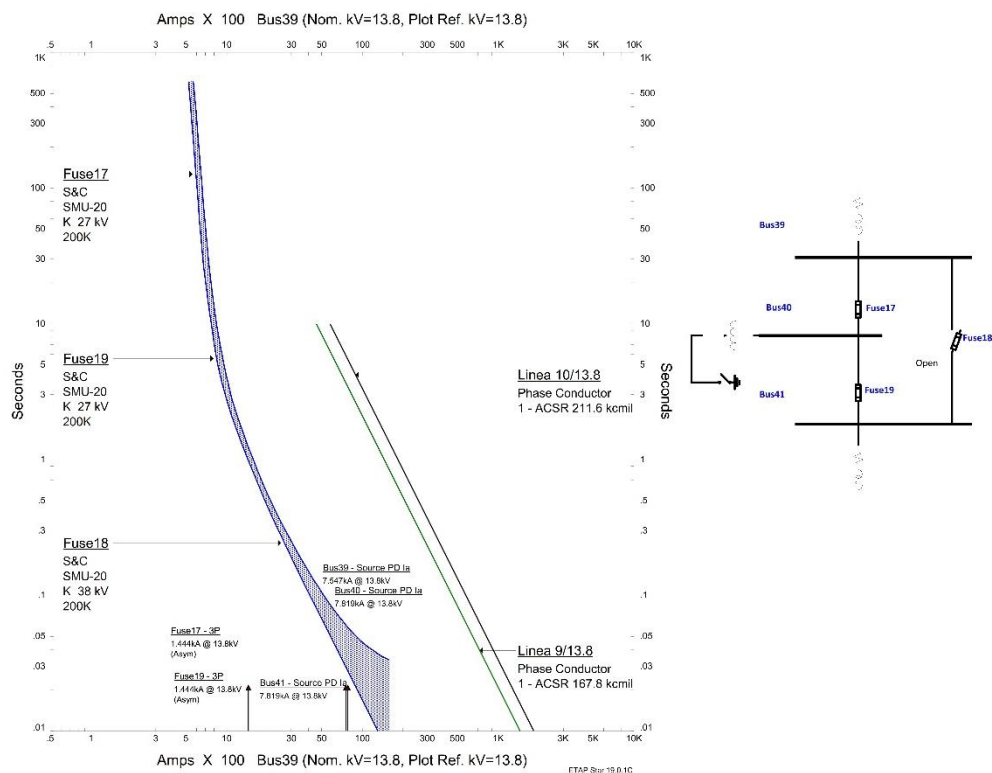
**Figura 0.17.** Falla trifásica alimentación transformador T3\_2500 kVA y T4\_2000 kVA.

En la Figura 0.17 se presenta una falla trifásica en la barra 41, donde se visualiza gráficamente la secuencia de operación y la selectividad de los dispositivos de protección. La marca incluye una numeración que indica claramente la secuencia de actuación de cada dispositivo.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus41					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-05-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
56.3	Fuse17	8.027	26.1	56.3	
56.3	Fuse19	8.027	26.1	56.3	

**Figura 0.18.** Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 41.

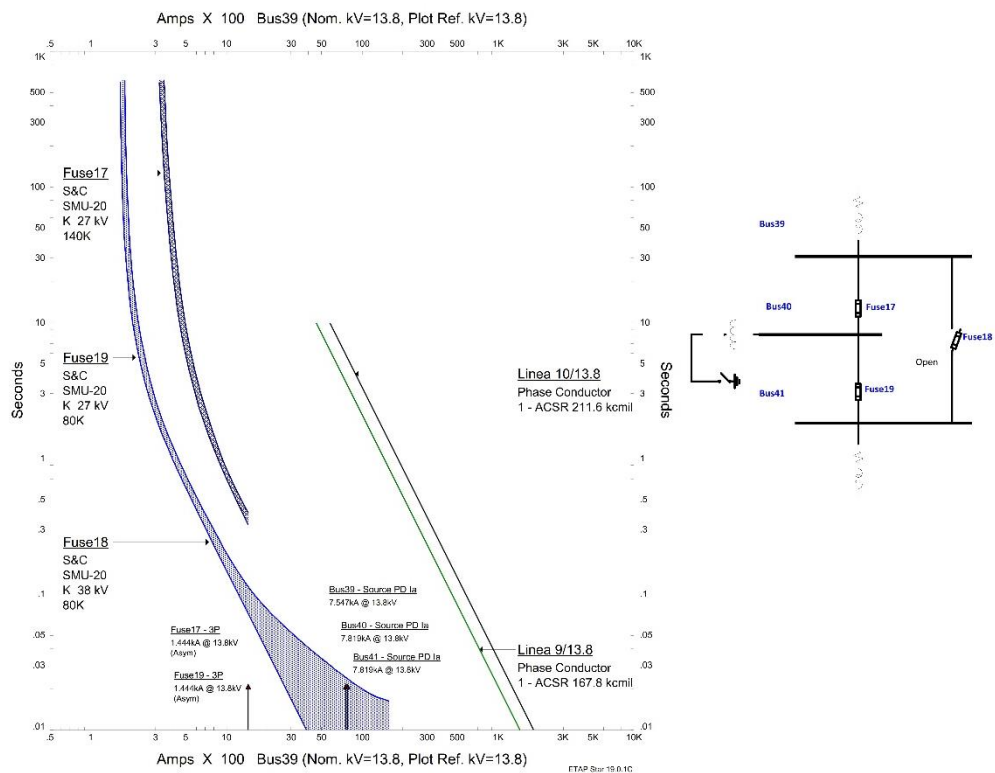
En la Figura 0.18 se muestra la coordinación de protecciones frente a una falla trifásica en la barra 41. El primer dispositivo en actuar es el fusible 17, que aísla el regulador de media tensión. Posteriormente, el fusible 19 aísla la línea 10. Esta secuencia de actuación indica una falta de coordinación adecuada entre las protecciones.



**Figura 0.19.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste antiguo frente al evento de falla trifásica en la barra 41.

En la Figura 0.19 se muestra la secuencia de operación de las protecciones con el ajuste antiguo frente a un evento de falla trifásica en la barra 41. Se observa que el

fusible 17 no está correctamente coordinado, ya que su curva de operación se encuentra por encima de las curvas de los fusibles 19 y 18. Esta falta de coordinación implica que el fusible 17 podría no operar de manera selectiva, lo que puede provocar una desconexión innecesaria de otras partes del sistema y aumentar el riesgo de daños en los componentes eléctricos. Una correcta coordinación de las protecciones es esencial para garantizar que cada dispositivo actúe de forma apropiada y secuencial, minimizando el impacto de las fallas y mejorando la fiabilidad del sistema eléctrico.

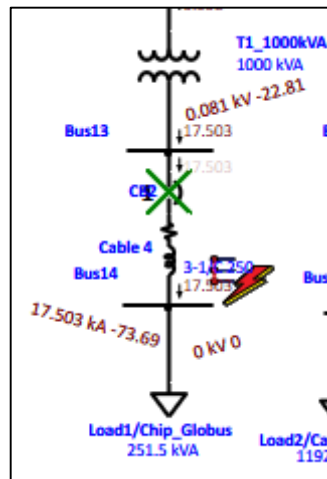


**Figura 0.20.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 41.

Para este nuevo ajuste que se muestra en la Figura 0.20, se considera el tiempo máximo de despeje del fusible 19 con 23.7ms no deberá superar el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible 17 con 38.9ms, esto asegura que actúe el fusible 19 ante un cortocircuito trifásico de 9.2kA, protegiendo los conductores y regulador en media tensión.

### 1.5.4 Falla trifásica alimentación armario eléctrico Chipeador Globus 0.44 kV.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 14. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema.



**Figura 0.21.** Falla trifásica alimentación armario eléctrico Chipeador Globus.

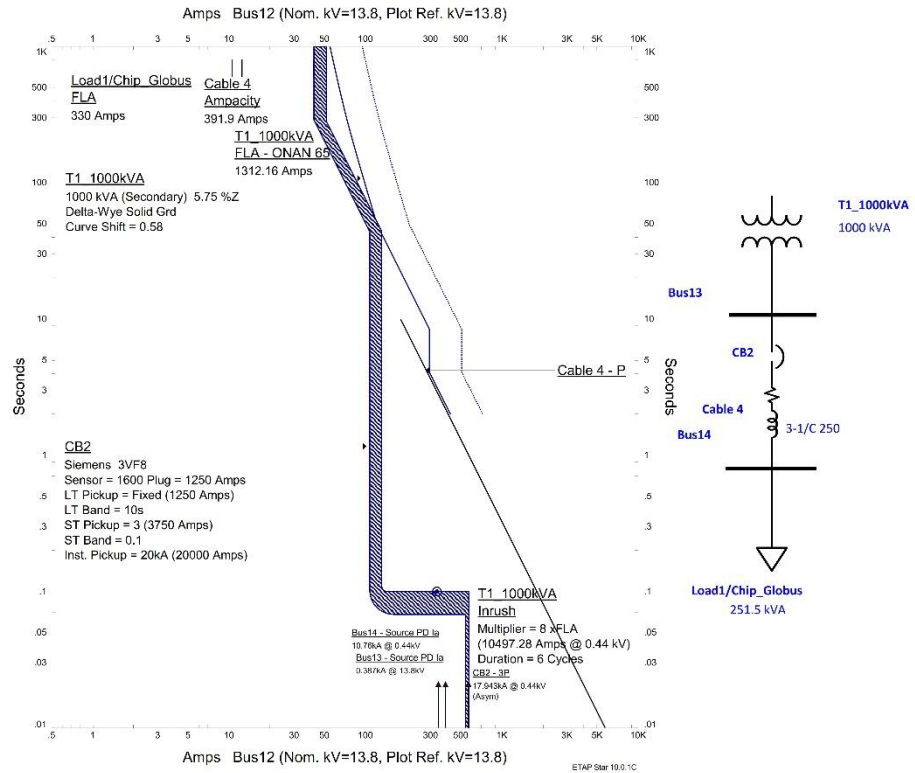
En la Figura 0.21 se presenta una falla trifásica en la barra 14, donde se visualiza gráficamente la secuencia de operación y la selectividad de los dispositivos de protección. La marca incluye una numeración que indica claramente la secuencia de actuación de cada dispositivo.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus14					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-05-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
100	CB2	17.503	5.2	100	Phase
461	Fuse7_CMT	0.558	247	461	

**Figura 0.22.** Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 14.

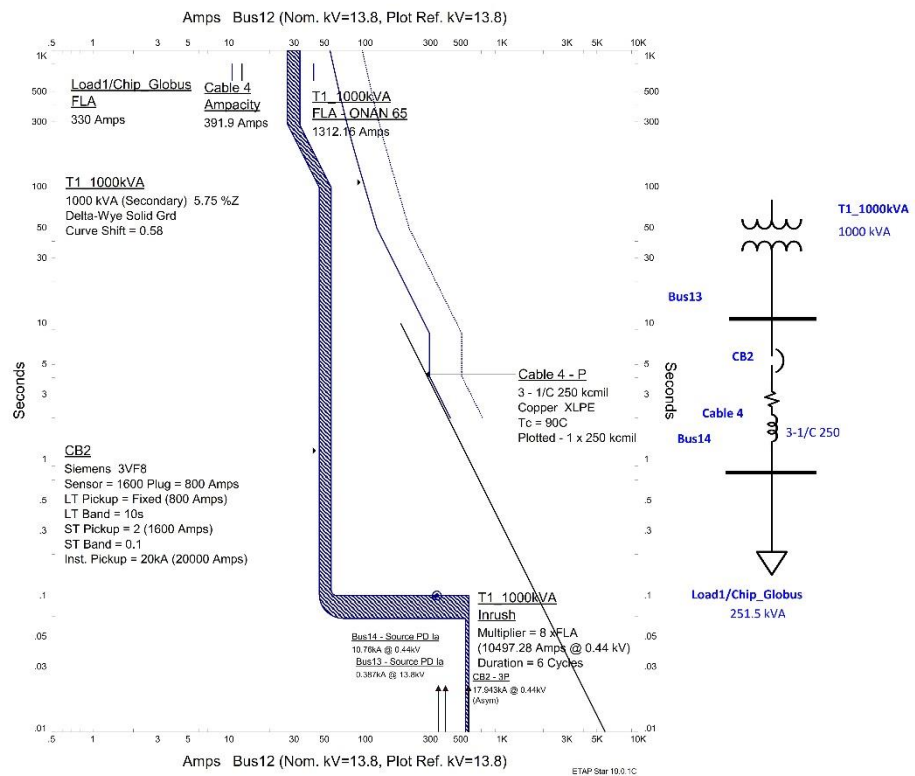
En la Figura 0.22 se muestra la coordinación de protecciones frente a una falla trifásica en la barra 14. El primer dispositivo en actuar es el interruptor de baja tensión CB2, que dispara por fase. Posteriormente, el fusible 7, ubicado en la celda

de media tensión, aísla el transformador de 1000 kVA. Esta secuencia de actuación de las protecciones es correcta y adecuada para el evento.



**Figura 0.23.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 14.

En esta Figura 0.23 se muestra la secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 14., se observa que la curva del interruptor CB2 está sobredimensionada en comparación con la corriente de carga. Además, esta curva se encuentra por encima de la curva de daño térmico del transformador de 1000 kVA. Esta situación indica que el ajuste actual del CB2 no proporciona una protección adecuada en caso de falla, lo que podría poner en riesgo tanto el transformador como otros componentes del sistema al no coordinarse correctamente con las características de carga y las capacidades térmicas del transformador

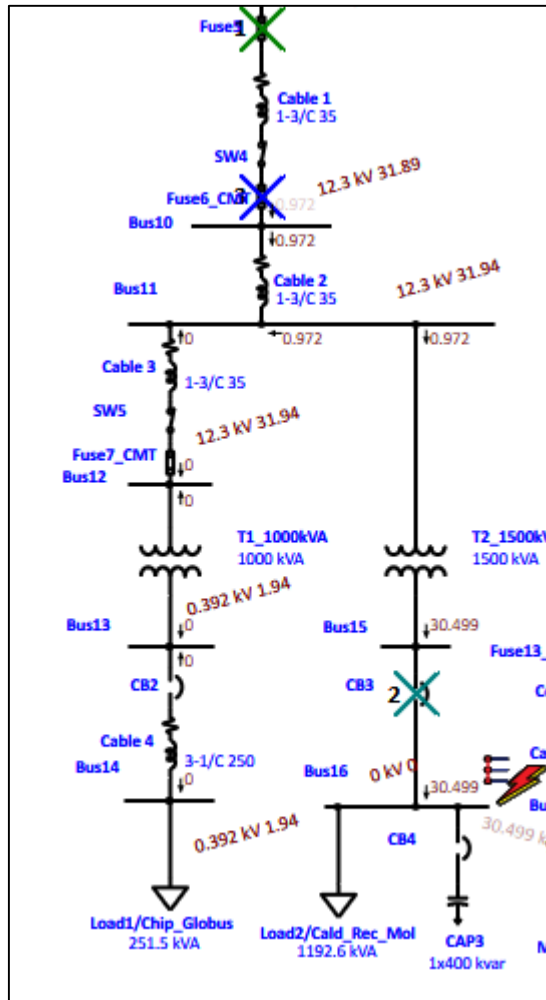


**Figura 0.24.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 14.

Para este nuevo ajuste que se muestra en la Figura 0.24, se considera la corriente máxima de la carga para su ajuste,  $I_n 323.1A * 125\%$  valor al cual se debe tener una selectividad correcta, de acuerdo al diseño y tecnología del dispositivo a condiciones actuales no dispone para una configuración de menor rango.

### 1.5.5 Falla trifásica alimentación armario eléctricos caldero, recubrimiento y molduras 0.44 kV.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 16. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema.



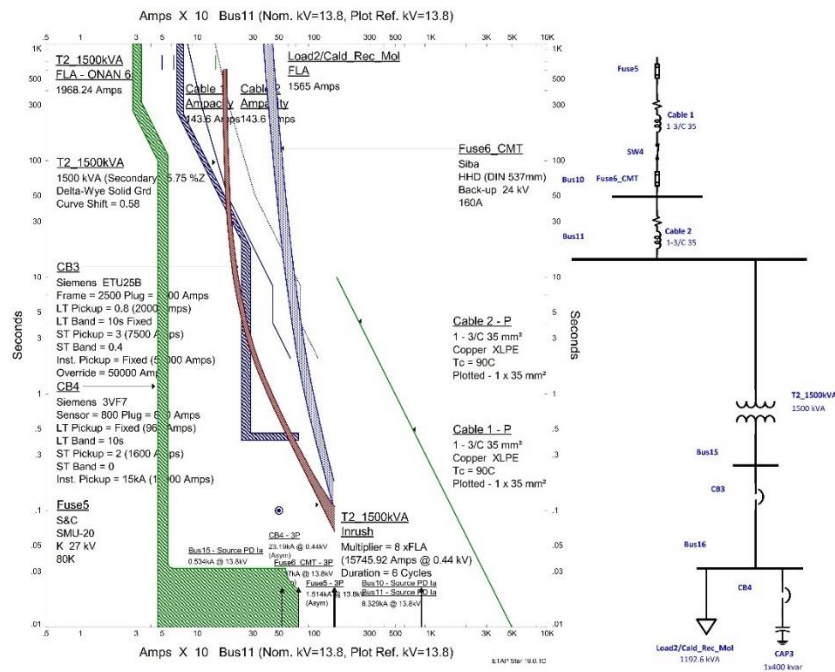
**Figura 0.25.** Falla trifásica alimentación armario eléctricos caldero, recubrimiento y molduras.

En la Figura 0.25 se presenta una falla trifásica en la barra 16, donde se visualiza gráficamente la secuencia de operación y la selectividad de los dispositivos de protección. La marca incluye una numeración que indica claramente la secuencia de actuación de cada dispositivo.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus16					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-05-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
211	Fuse5	0.972	158	211	
460	CB3	30.499	400	460	Phase
1097	Fuse6_CMT	0.972	510	1097	

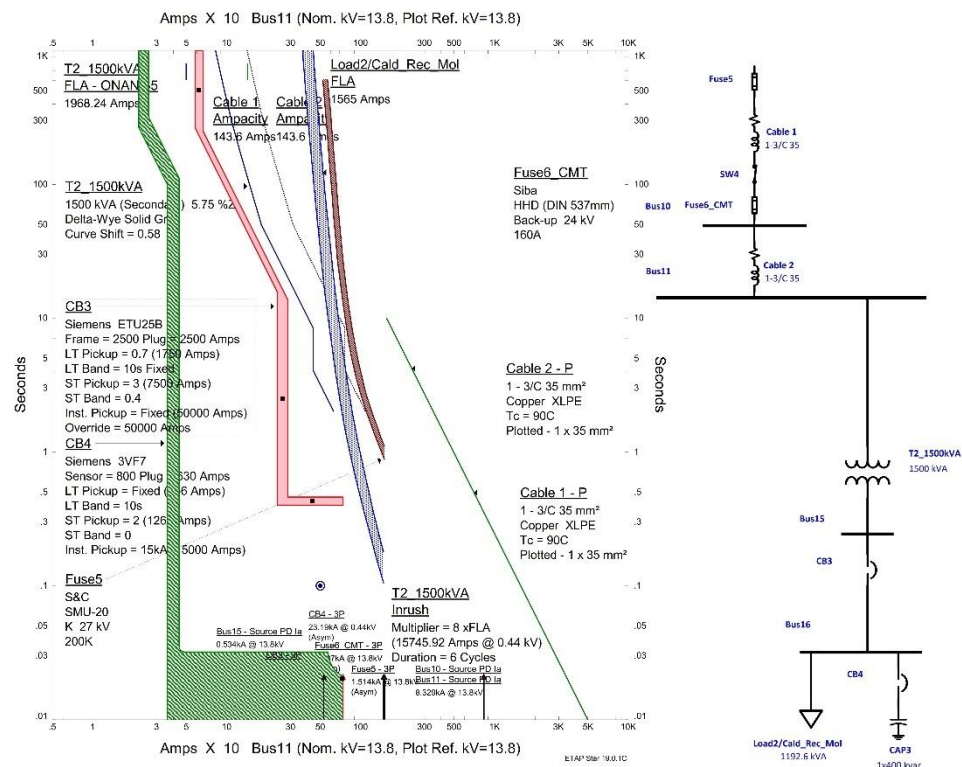
**Figura 0.26.** Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 16.

En la Figura 0.26 se muestra la coordinación de protecciones frente a una falla trifásica en la barra 16. En este escenario, el primer dispositivo en actuar es el fusible 5, que aísla el cable 1. A continuación, el interruptor de baja tensión CB3 dispara por fase. Finalmente, se activa el fusible 3 ubicado en la celda de media tensión, lo que aísla tanto el cable 2 como el transformador de 1500 kVA. Esta secuencia de operación asegura que las protecciones actúen de manera efectiva para minimizar el impacto de la falla en el sistema eléctrico.



**Figura 0.27.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 14.

En la Figura 0.27 se muestra la secuencia de operación de las protecciones con el ajuste actual frente a una falla trifásica en la barra 14. Se observa que la curva del fusible 5 está por encima de la curva del disyuntor CB3, lo que indica una falta de coordinación adecuada hacia el lado de la carga. Idealmente, la coordinación debería estar ajustada hacia el lado de la fuente. Además, las curvas de CB3 y CB4 están demasiado alejadas de la corriente nominal de la carga, a pesar de que se ha considerado el porcentaje de sobrecarga por el arranque de motores. Esto sugiere que hay oportunidades de mejora en la coordinación de las protecciones para optimizar su funcionamiento.



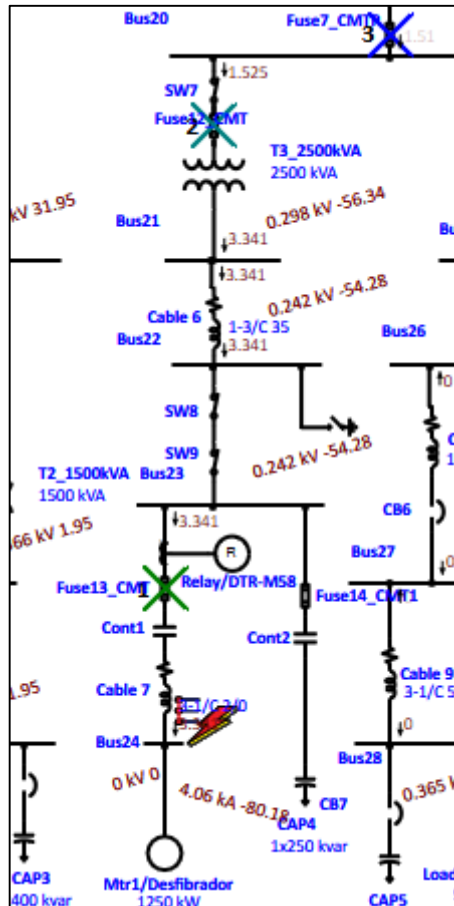
**Figura 0.28.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 14.

Podemos observar los nuevos ajustes que se muestra en la Figura 0.28, el fusible 5 se encuentra aguas arriba del fusible 6\_CMT y los disyuntores CB3, CB4 fueron reajustados sus rangos de corriente a valores de actuación por protección.

Consiguiendo una secuencia correcta ante una falla trifásica en el bus16, primero elemento en actuar CB3 en 460ms, seguidamente actúa Fuse6\_CMT en 1097ms y finalmente actúa Fuse5 en 4580ms, protegiendo el sistema eléctrico hacia el lado de la fuente.

### 1.5.6 Falla trifásica alimentación motor desfibrador Mtr1 6.3 kV.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 24. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema.



**Figura 0.29.** Falla trifásica alimentación motor desfibrador Mtr1.

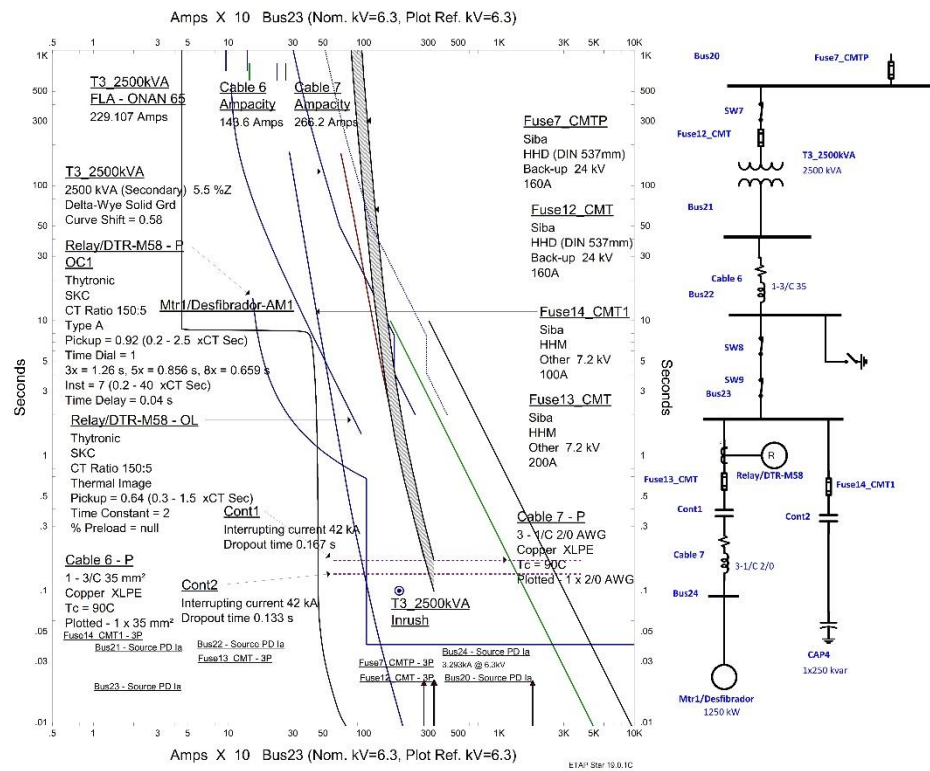
En la Figura 0.29 se presenta una falla trifásica en la barra 24, donde se visualiza gráficamente la secuencia de operación y la selectividad de los dispositivos de protección. La marca incluye una numeración que indica claramente la secuencia de actuación de cada dispositivo.

**Figura 0.30**

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus24					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-05-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
40.0	Relay/DTR-M58	3.341	40.0		Phase - OC1 - 50
85.3	Fuse13_CMT	3.341	85.3		
163	Fuse12_CMT	1.525	96.1	163	
169	Fuse7_CMT	1.51	99.5	169	
207	Cont1		167		Tripped by Relay/DTR-M58 Phase - OC1 - 50
1449	Relay/DTR-M58	3.341	< 1449		Overload Phase - Thermal
1616	Cont1		167		Tripped by Relay/DTR-M58 Overload Phase - Th...

**Figura 0.30.** Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 24.

En la Figura 0.30 se muestra la coordinación de protecciones frente a una falla trifásica en la barra 24. El primer dispositivo en actuar es el relé de protección de sobrecorriente instantánea DTR-M58, que dispara por fase (función 50) en 40 ms. A continuación, el fusible 13\_CMT aísla el cable 7, seguido por el fusible 12\_CMT, que aísla el transformador de 2500 kVA. Posteriormente, el fusible 7\_CMT aísla la alimentación de los transformadores de 2500 kVA y 2000 kVA. Estos fusibles, ubicados en celdas de media tensión, muestran una falta de coordinación adecuada para esta condición de falla. Finalmente, el contactor Cont1 se abre, disparado por el relé DTR-M58 debido a la función de sobrecorriente instantánea y sobrecarga.



**Figura 0.31.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 24.

En la Figura 0.31 se muestra la secuencia de operación de las protecciones con el ajuste actual frente a una falla trifásica en la barra 24. Se observa que el relé DTR-M58POC1 no está coordinado adecuadamente con la corriente del motor, ya que la curva de protección temporizada está por encima de la curva de la corriente del motor. Además, los fusibles 7\_CMT y 12\_CMT tienen la misma ampacidad, lo

que hace que sus curvas de protección se superpongan, indicando una falta de coordinación en las protecciones.

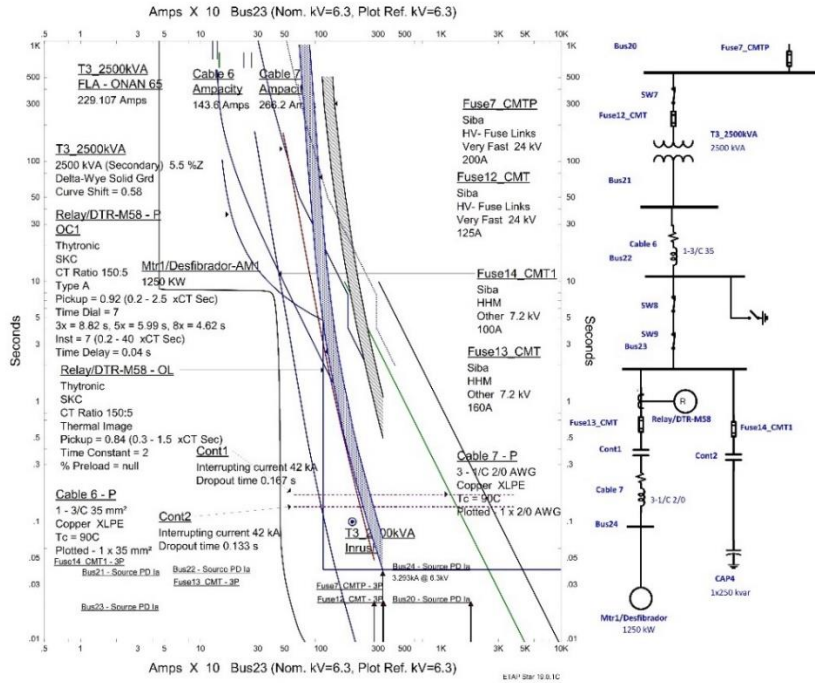


Figura 0.32. Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 24.

Los nuevos ajustes que se muestra en la

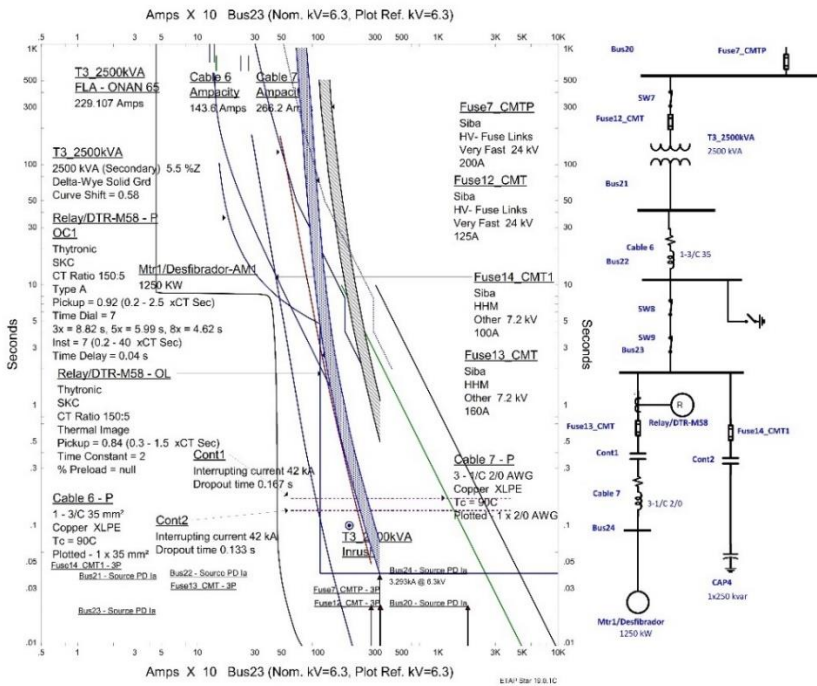


Figura 0.32, en el Relay/ DTR-M58POC1 se ajusta el time dial en 7, el Fuse7\_CMT en 200 A, el Fuse12\_CMT en 125 A, Fuse13\_CMT en 160 A y pickup en 0.84 para la curva térmica del motor. con la finalidad de coordinar la secuencia de actuación de los dispositivos de protección ante una falla de trifásica en el bus 24. La curva térmica del motor. Actuando primero Fuse13\_CMT en 25.3 ms, seguidamente Fuse12\_CMT en 37.8 ms y finalmente Relay/ DTR-M58 en 40 ms.

### 1.5.7 Falla trifásica alimentación carga línea Mdf y banco de condensadores 0.44 kV.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 28. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema.

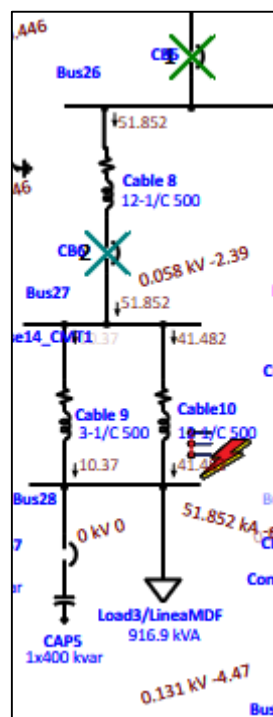


Figura 0.33. Falla trifásica alimentación carga línea Mdf y banco de condensadores.

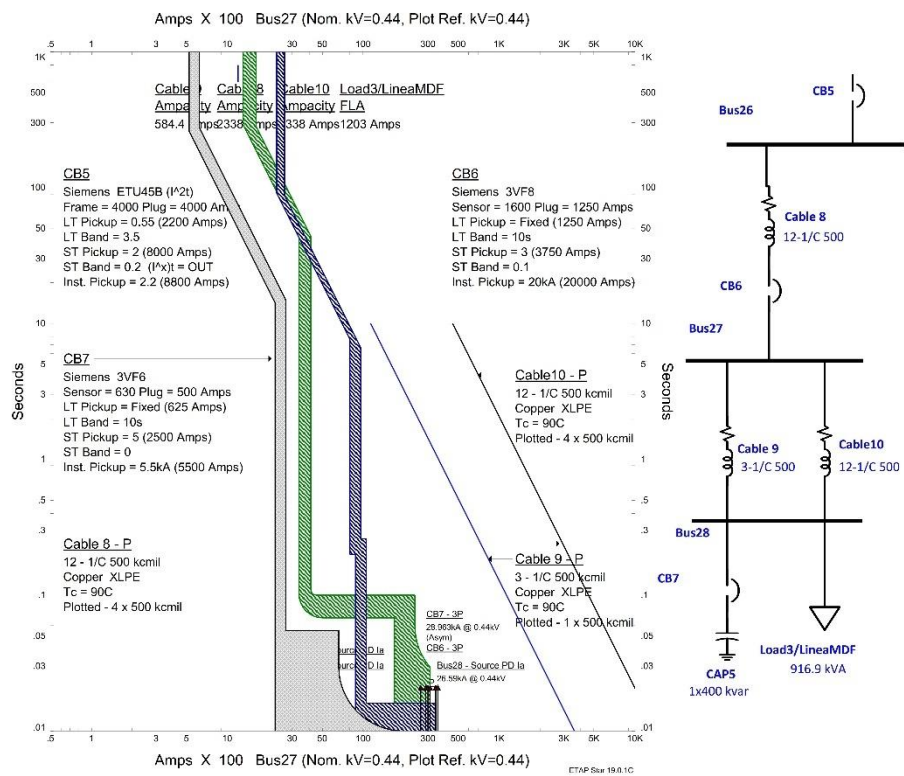
En la Figura 0.34 se presenta una falla trifásica en la barra 16, donde se visualiza gráficamente la secuencia de operación y la selectividad de los dispositivos de

protección. La marca incluye una numeración que indica claramente la secuencia de actuación de cada dispositivo.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus28					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-05-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16.0	CB5	49.902	10.0	16.0	Phase
21.0	CB6	51.852	4.0	21.0	Phase
40.0	CB8	2.002	26.0	40.0	Phase
143	Fuse15_CMT	1.591	82.9	143	
157	Fuse7_CMTP	1.543	92.4	157	
43364	CB11	1.071	28548	43364	Phase
47629	CB9	0.931	31356	47629	Phase

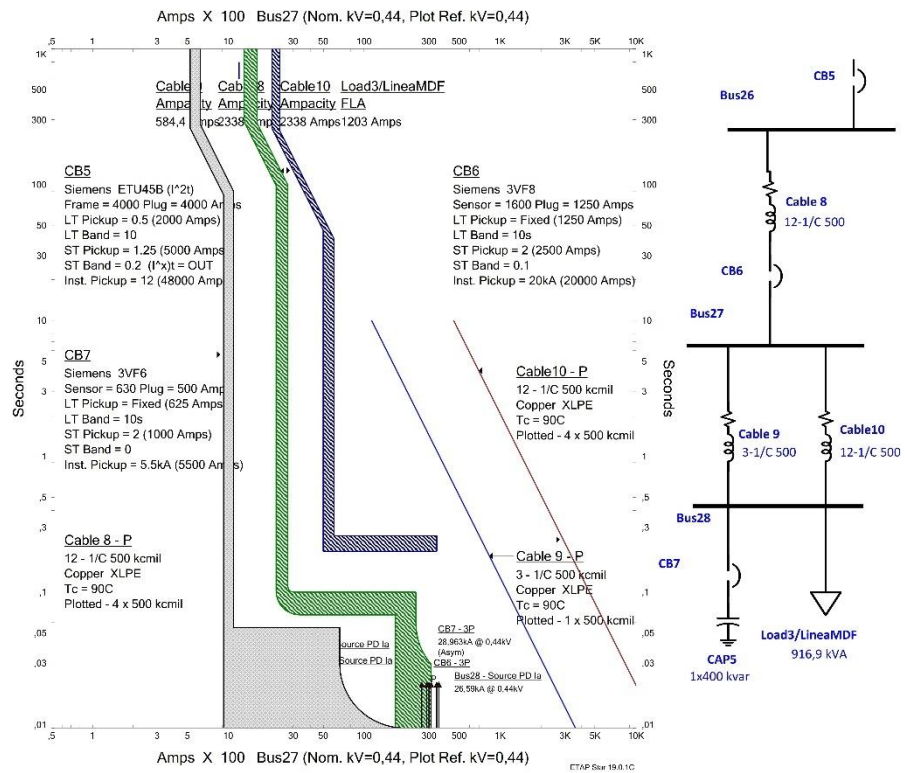
**Figura 0.34.** Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 28.

En la Figura 0.34 se ilustra la secuencia de operación de las protecciones con el ajuste actual frente a una falla trifásica en la barra 24. Se observa que el relé DTR-M58POC1 no está correctamente coordinado con la corriente del motor, ya que la curva de protección temporizada está situada por encima de la curva de la corriente del motor. Además, los fusibles 7\_CMTP y 12\_CMT tienen la misma ampacidad, lo que provoca que sus curvas de protección se superpongan, evidenciando una deficiencia en la coordinación de las protecciones.



**Figura 0.35.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 28.

En la Figura 0.35 se muestra la secuencia de operación de las protecciones con el ajuste actual frente a una falla trifásica en la barra 28. Se observa que la curva del interruptor CB5 está por encima de la curva del interruptor CB6, lo que indica una falta de coordinación adecuada. En esta configuración, la protección de respaldo actúa antes que la protección principal en el punto de cortocircuito trifásico en el bus 28, lo que demuestra una deficiencia en la secuencia de actuación de las protecciones.

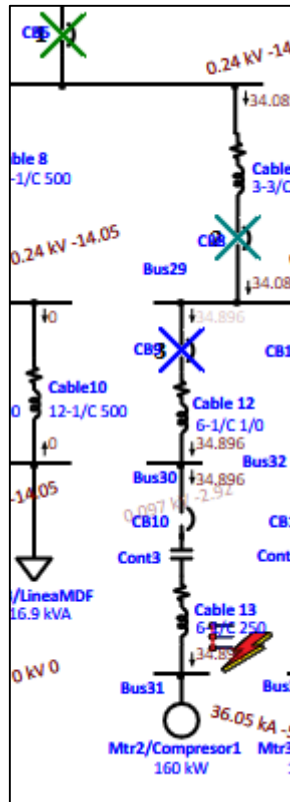


**Figura 0.36.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 28.

Los nuevos ajustes se muestran en la Figura 0.36, en el interruptor CB5 se ajusta la curva de acuerdo a la carga pickup a 0.5 largo tiempo, en el interruptor CB6 y CB se ajusta pickup del corto tiempo, manteniendo una correcta selectividad y coordinación en actuación de dispositivos de protección. Actuando primero el CB6 en 21ms ante una falla trifásica en el bus 28.

### 1.5.8 Falla trifásica alimentación a motor compresor 1 Mtr2 0.44 kV.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 31. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema.



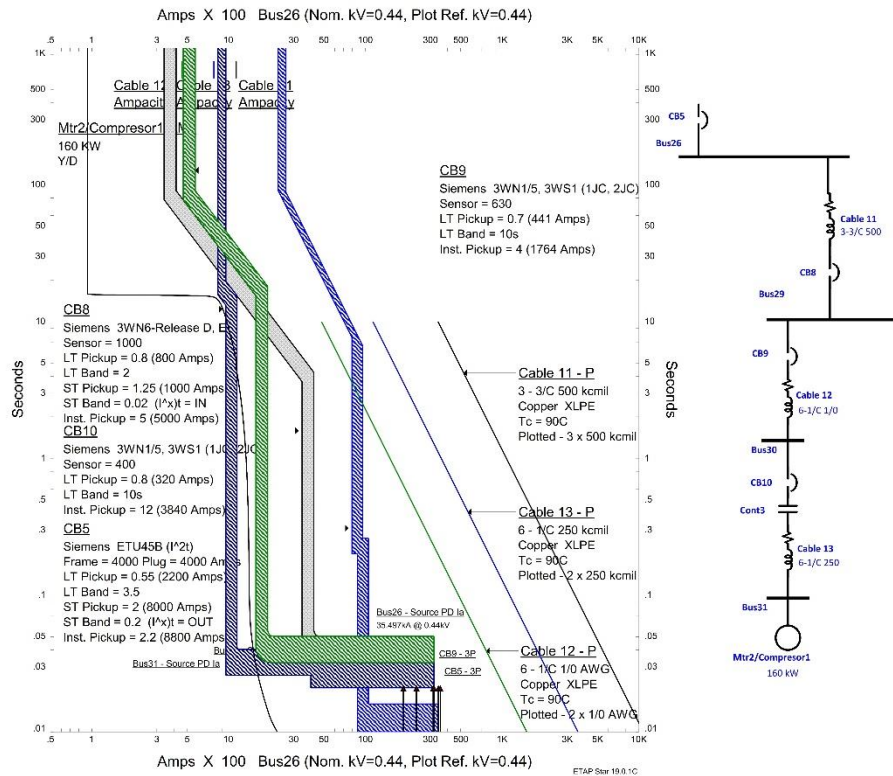
**Figura 0.37.** Falla trifásica alimentación a motor compresor 1 Mtr2 0.44 kV.

En la Figura 0.37 se presenta una falla trifásica en la barra 31, donde se visualiza gráficamente la secuencia de operación y la selectividad de los dispositivos de protección. La marca incluye una numeración que indica claramente la secuencia de actuación de cada dispositivo.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus31					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-05-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16.0	CB5	34.085	10.0	16.0	Phase
32.0	CB8	34.085	21.0	32.0	Phase
50.0	CB9	34.896	32.0	50.0	Phase
50.0	CB10	34.896	32.0	50.0	Phase
59082	CB11	0.847	38896	59082	Phase

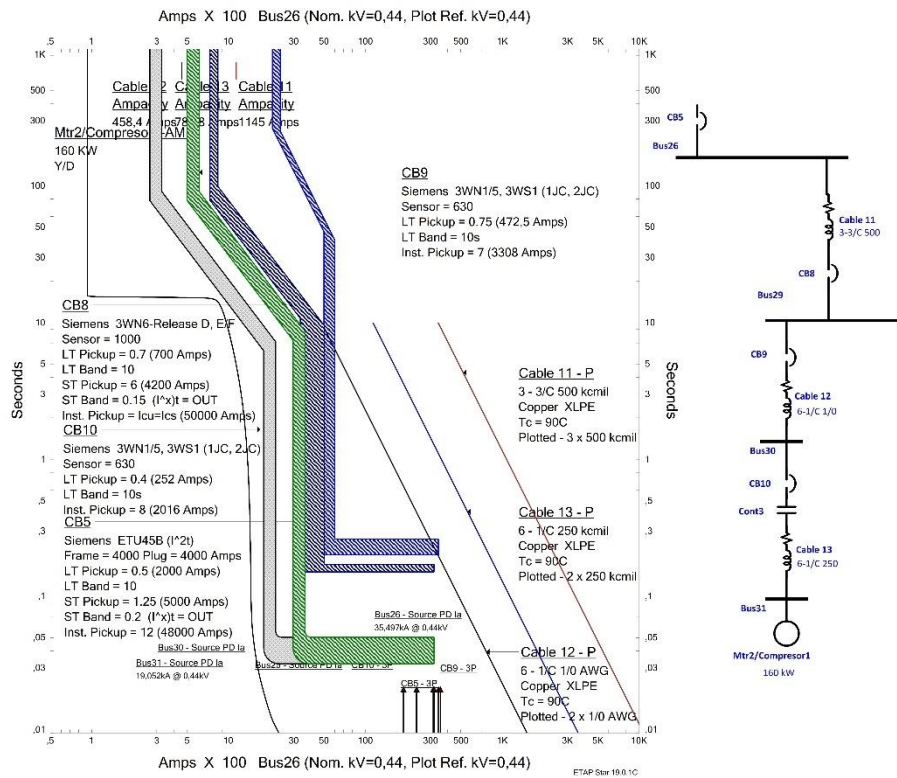
**Figura 0.38.** Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 31. En la Figura 0.38 se muestra la coordinación de protecciones frente a una falla trifásica en la barra 31. El primer dispositivo en actuar es el interruptor CB5, que aísla el cable 11. A continuación, los interruptores CB8 y CB9 actúan para aislar el cable 12. Posteriormente, el interruptor CB10 aísla el cable 13 y el motor Mtr2.

Finalmente, el interruptor CB11 aísla el motor Mtr3. Esta secuencia de actuación evidencia una falta de coordinación adecuada en las protecciones.



**Figura 0.39.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 31.

En la Figura 0.39 se presenta la secuencia de operación de las protecciones con el ajuste actual frente a una falla trifásica en la barra 31. Se observa que la curva del interruptor CB8 está posicionada por encima de la curva de arranque del motor, lo que indica una falta de coordinación. Además, las curvas de los interruptores CB9 y CB10 no están adecuadamente coordinadas con la carga del motor. Como resultado, las protecciones que están actuando en este escenario son de respaldo, en lugar de proporcionar una protección coordinada y eficiente para la falla con el principal.

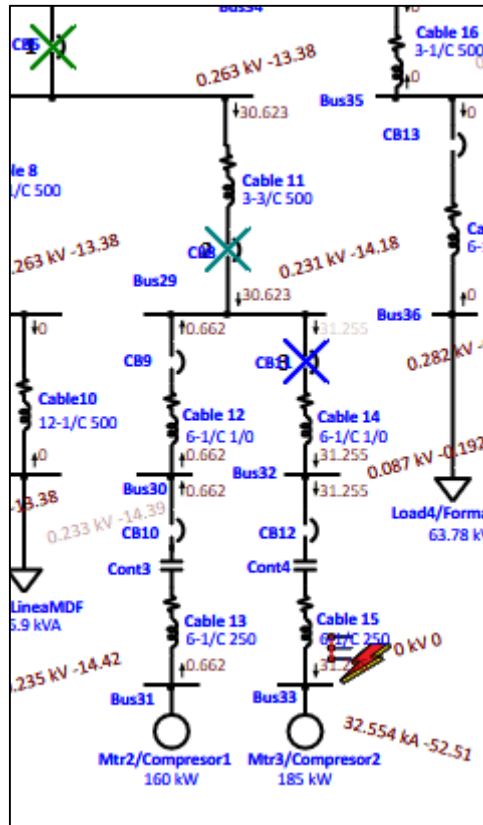


**Figura 0.40.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 31.

En la Figura 0.40 se presenta la secuencia de operación de las protecciones con el nuevo ajuste frente a una falla trifásica en la barra 31. Los nuevos ajustes muestran una mejora significativa, ya que las curvas de los interruptores CB10, CB9, CB8 y CB5 se han alineado correctamente con la curva de arranque del motor. Este ajuste permite una secuencia de operación adecuada y coordinada de los interruptores ante un cortocircuito en la barra 31, asegurando una protección más eficaz y minimizando el riesgo de daños adicionales al sistema eléctrico.

### 1.5.9 Falla trifásica alimentación a motor compresor 2 Mtr3 0.44 kV.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 33. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema.



**Figura 0.41.** Falla trifásica alimentación a motor compresor 2 Mtr3 0.44 kV.

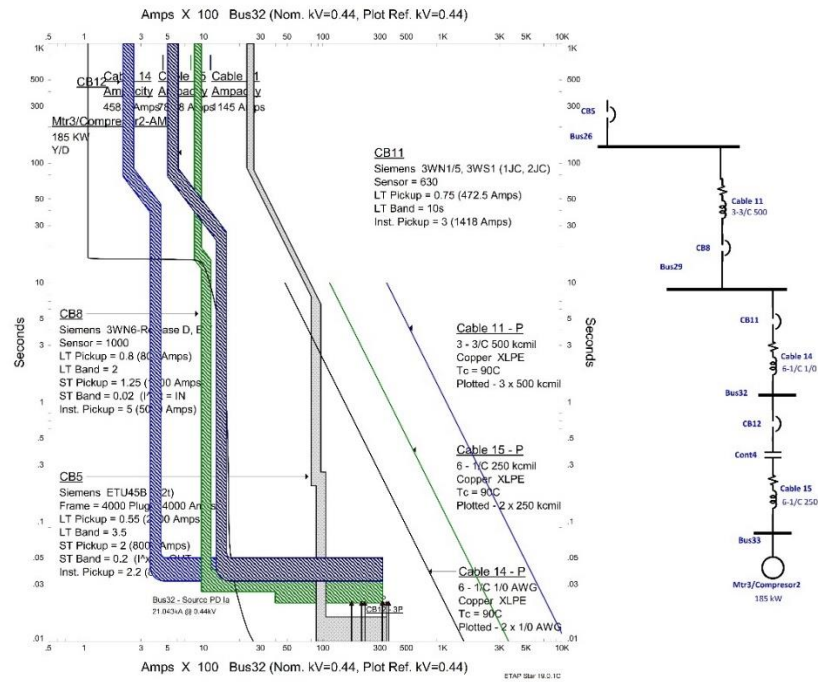
En la Figura 0.41 se presenta una falla trifásica en la barra 33, donde se visualiza gráficamente la secuencia de operación y la selectividad de los dispositivos de protección. La marca incluye una numeración que indica claramente la secuencia de actuación de cada dispositivo.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus33					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-05-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16.0	CB5	30.623	10.0	16.0	Phase
32.0	CB8	30.623	21.0	32.0	Phase
50.0	CB11	31.255	32.0	50.0	Phase
48949	CB10	0.662	32224	48949	Phase
74748	CB9	0.662	49209	74748	Phase

**Figura 0.42.** Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 33.

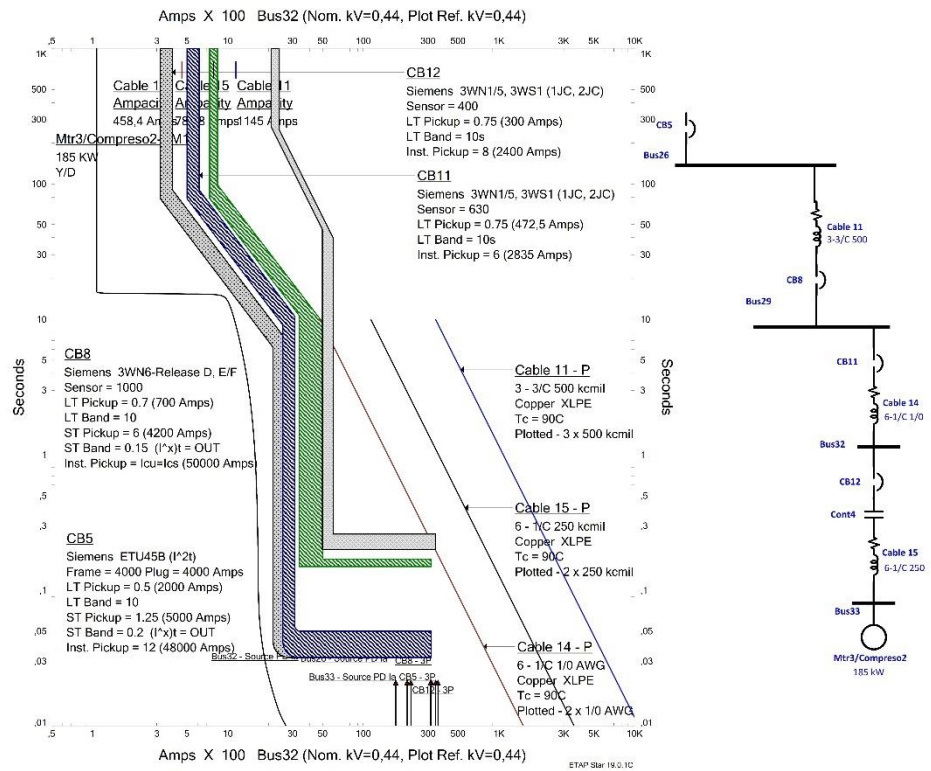
En la Figura 0.42 se muestra la coordinación de protecciones frente a una falla trifásica en la barra 33. El primer dispositivo en actuar es el interruptor de baja

tensión CB5, que aísla el cable 11. A continuación, los interruptores CB8 y CB11 actúan para aislar el cable 14, que alimenta al motor Mtr3. Finalmente, los interruptores CB10 y CB9 actúan para aislar el motor Mtr2. Esta secuencia de actuación evidencia una falta de coordinación adecuada entre las protecciones.



**Figura 0.43.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 33.

Podemos observar en la Figura 0.43, la curva de los interruptores CB12, CB11 y CB8 se encuentran encima de la curva de arranque de motor Mtr3/Compresor2, con una coordinación inadecuado, la curva de los cables está dentro de los límites de protección.



**Figura 0.44.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 33.

En la Figura 0.44 se muestra la secuencia de operación de las protecciones con los nuevos ajustes frente a una falla trifásica en la barra 33. Los ajustes recientes han alineado las curvas de los interruptores CB12, CB11 y CB8, garantizando una secuencia de actuación adecuada de los dispositivos de protección. Esta configuración asegura que, ante una falla trifásica en la barra 33, los dispositivos respondan de manera eficiente, proporcionando una protección óptima para el motor Mtr3 y el Compresor 2.

### 1.5.10 Falla trifásica alimentación armario secundario de 0.38 kV.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 36. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema.

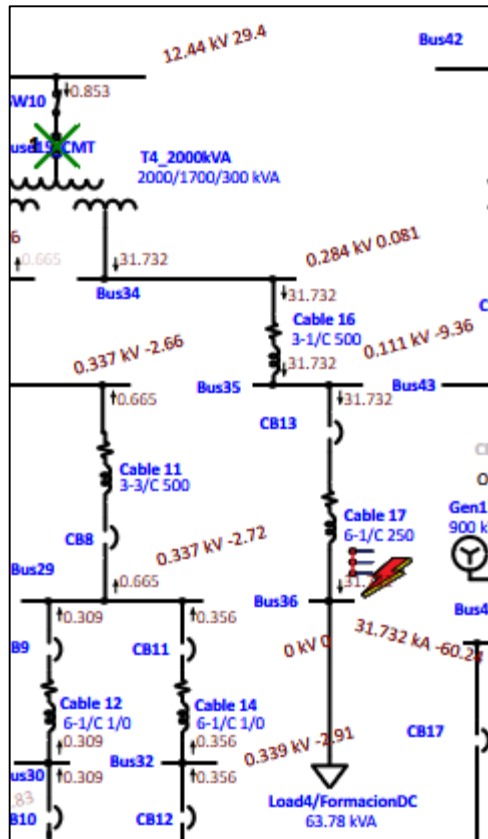


Figura 0.45. Falla trifásica alimentación armario secundario de 0.38 kV.

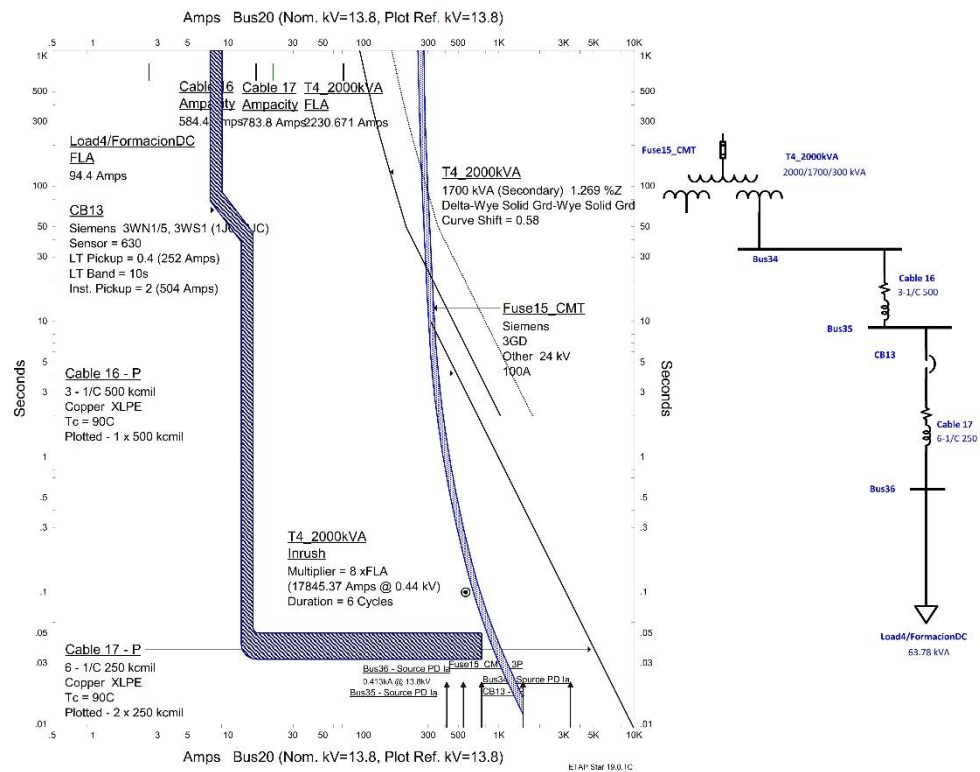
En la Figura 0.45 se presenta una falla trifásica en la barra 36, donde se visualiza gráficamente la secuencia de operación y la selectividad de los dispositivos de protección. La marca incluye una numeración que indica claramente la secuencia de actuación de cada dispositivo.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus36					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-05-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
2214	Fuse15_CMT	0.853	888	2214	
2686	Fuse7_CMT	0.827	1024	2686	

Figura 0.46. Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 36.

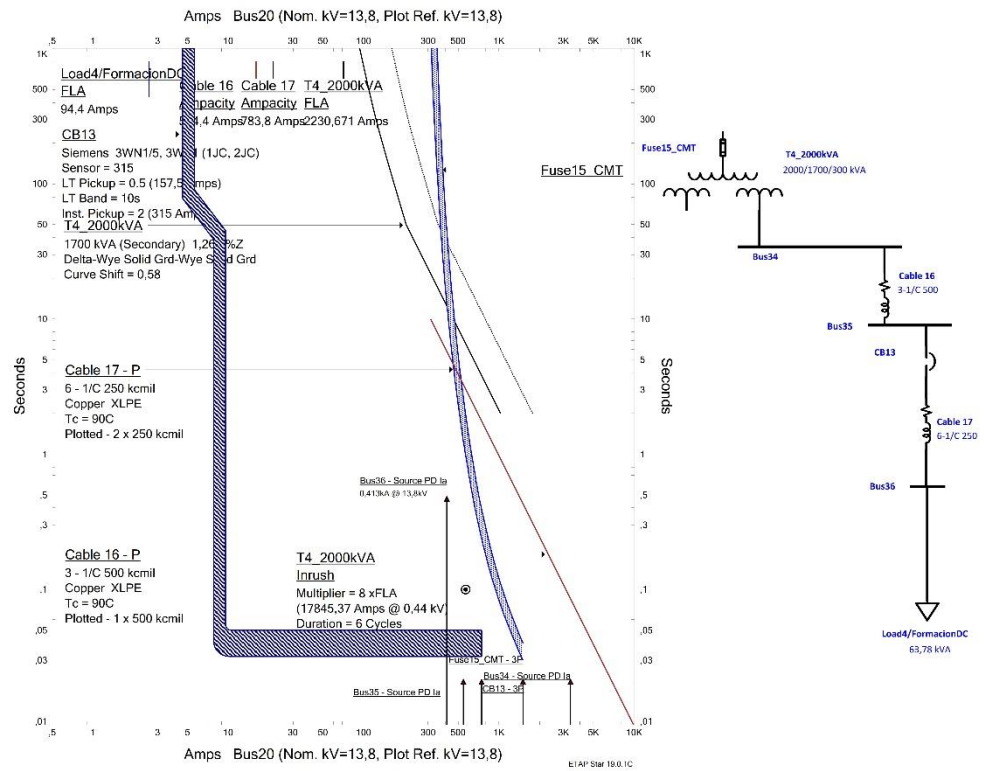
En la Figura 0.46 se muestra la coordinación de protecciones frente a una falla trifásica en la barra 36. El primer dispositivo en actuar es el fusible 15\_CMT, que

aísala el transformador de 2000 kVA, seguido por el fusible 7\_CMT, que aísla la alimentación principal. Estas protecciones están actuando como respaldo, mientras que la protección principal no se activó en ningún momento, lo que indica una falta de coordinación adecuada en el sistema de protección.



**Figura 0.47.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 33.

En la Figura 0.47 se observa la secuencia de operación de las protecciones con el ajuste actual frente a una falla trifásica en la barra 33. Se puede notar que la curva del interruptor CB13 está sobredimensionada en relación con la corriente nominal de la carga. Esta situación provoca que, en lugar de actuar la protección principal, actúen las protecciones del lado de la fuente, específicamente el fusible 15\_CMT. Esta falta de coordinación adecuada en las protecciones puede llevar a un aislamiento innecesario de componentes importantes y a una respuesta ineficiente ante fallas en el sistema.

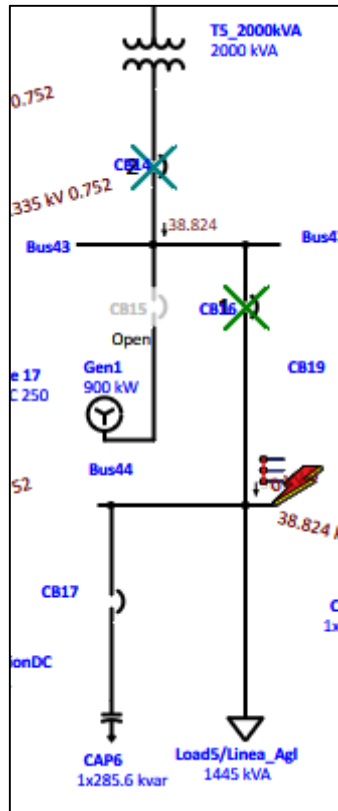


**Figura 0.48.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 36.

En la Figura 0.48 se muestran los nuevos ajustes y la secuencia de operación de las protecciones frente a una falla trifásica en la barra 36. La curva del interruptor CB13 se ha ajustado a 0.5 con un pickup de 157.5 A, teniendo en cuenta una demanda de 53.2 kW en la barra de 380V. Esta configuración permite una coordinación ideal entre las actuaciones del interruptor y el fusible, asegurando una protección efectiva de los elementos eléctricos ante un cortocircuito en la barra 36.

### 1.5.11 Falla trifásica alimentación banco de condensadores y carga línea Aglomerado 0.44 kV.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 44. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema.



**Figura 0.49.** Falla trifásica alimentación banco de condensadores y carga línea Aglomerado.

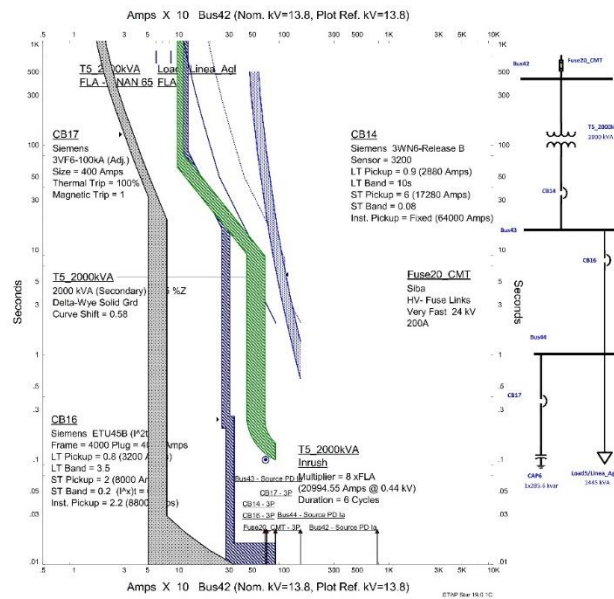
En la Figura 0.49 se presenta una falla trifásica en la barra 44, donde se visualiza gráficamente la secuencia de operación y la selectividad de los dispositivos de protección. La marca incluye una numeración que indica claramente la secuencia de actuación de cada dispositivo.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus44					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-05-2024	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16.0	CB16	38.824	10.0	16.0	Phase
120	CB14	38.824	90.2	120	Phase
1893	Fuse 17	1.238	1466	1893	
1893	Fuse 19	1.238	1466	1893	
2587	Fuse20_CMT	1.238	1095	2587	

**Figura 0.50.** Coordinación de protecciones frente al evento de falla trifásica en la barra 44.

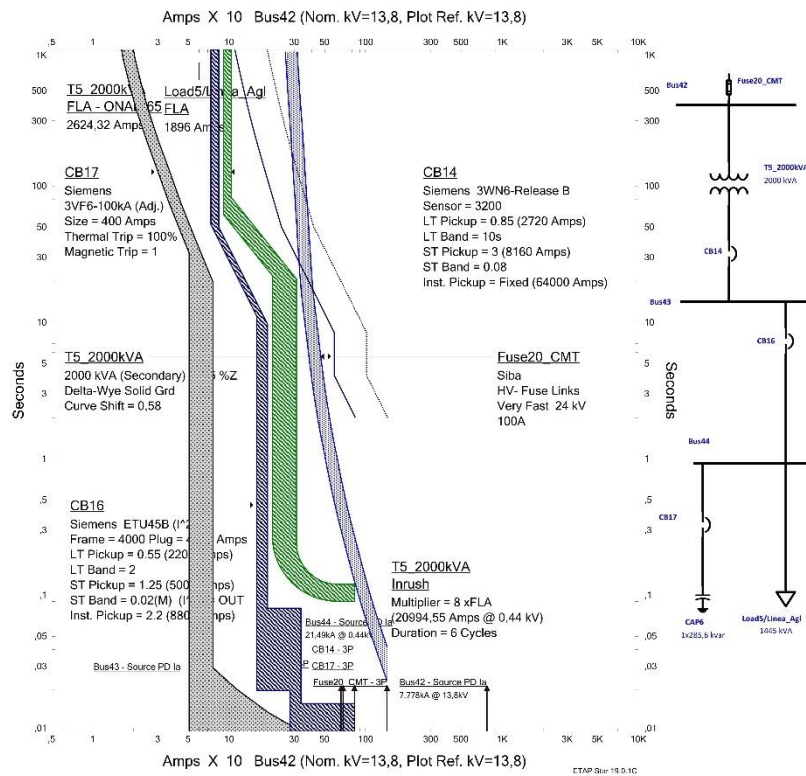
En la Figura 0.50 se muestra la coordinación de protecciones frente a una falla trifásica en la barra 44. El primer dispositivo en actuar es el interruptor de bajo

voltaje CB16, que aísla la carga. A continuación, actúa el interruptor CB14, que aísla la alimentación de la carga. Posteriormente, el fusible 17 aísla el regulador de media tensión, seguido por el fusible 19, que aísla la línea 10. Finalmente, el fusible 20\_CMT actúa aislando el transformador de 2000 kVA. Esta secuencia de actuación indica una falta de coordinación adecuada entre las protecciones.



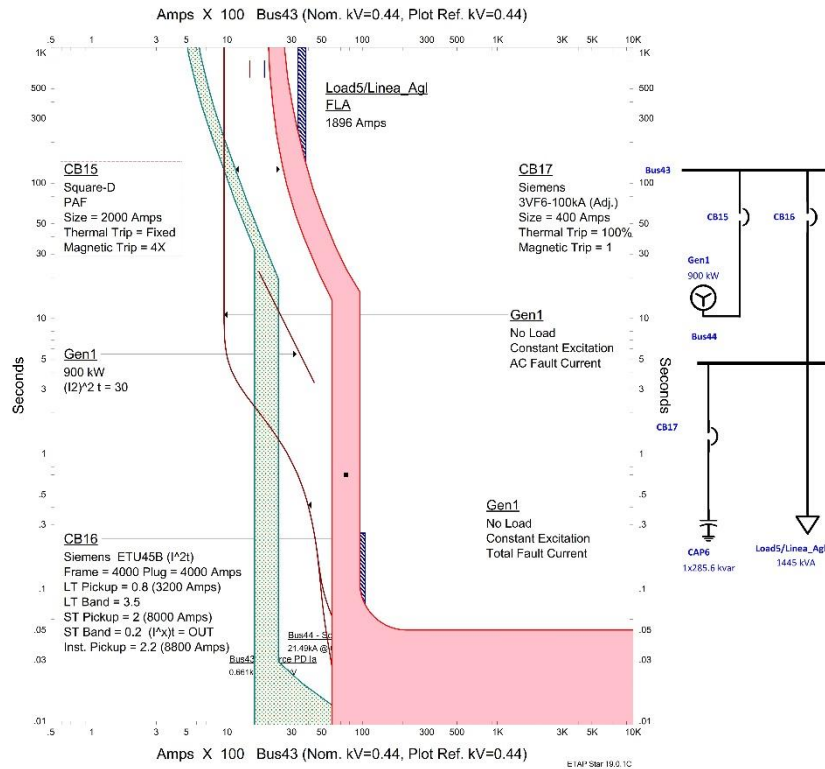
**Figura 0.51.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 44 sin generador.

En la Figura 0.51 se muestra la secuencia de operación de las protecciones con el ajuste actual frente a una falla trifásica en la barra 44 sin generador. Se observa que la curva del interruptor CB14 está por encima de la curva del interruptor CB16, lo que indica una falta de coordinación adecuada entre estos dispositivos. Además, el fusible 20\_CMT está sobredimensionado en relación con la carga nominal del transformador de 2000 kVA, lo que puede comprometer la protección efectiva del sistema. Estos problemas en la secuencia de operación de las protecciones resaltan la necesidad de realizar ajustes adicionales para garantizar una coordinación óptima y una protección eficaz ante fallas en la barra 44.



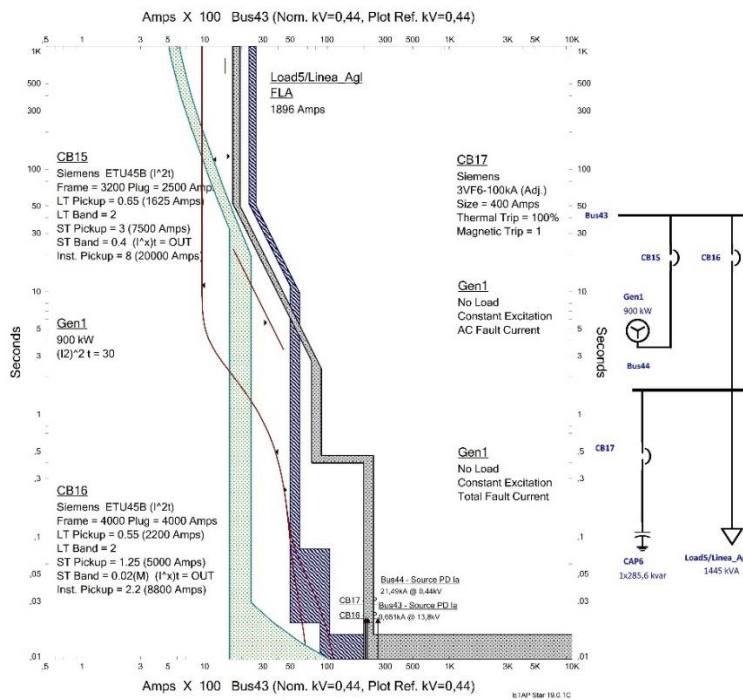
**Figura 0.52.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 36.

En la Figura 0.52 se presentan los nuevos ajustes y la secuencia de operación de las protecciones frente a una falla trifásica en la barra 36. El interruptor CB16 se ha ajustado a un pickup de 0.55 con una corriente de 2200 A, mientras que el interruptor CB14 se ha ajustado a un pickup de 0.85 con una corriente de 1720 A. Para proteger el transformador de 2000 kVA, se ha cambiado a un fusible de 100A dimensionado a la carga nominal. Estos ajustes aseguran una coordinación adecuada entre los elementos de protección, garantizando su correcta actuación ante una falla trifásica de 38.82 kA. Esta nueva configuración mejora la protección del sistema y asegura una respuesta efectiva y coordinada de los dispositivos de protección.



**Figura 0.53.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste actual frente al evento de falla trifásica en la barra 44 con generador.

En la Figura 0.53 se muestra la secuencia de operación de las protecciones con el ajuste actual frente a una falla trifásica en la barra 44, considerando la presencia de un generador. Se observa que la curva del interruptor CB15 está sobredimensionada en relación con la capacidad del generador de 900 kW. Además, este interruptor no cuenta con ajustes en la curva de corriente, lo que limita su capacidad para coordinarse adecuadamente con el resto del sistema. Por otro lado, el interruptor CB17 está correctamente regulado de acuerdo con la carga nominal. Sin embargo, en general, la coordinación de las protecciones en este ajuste no es adecuada, lo que puede afectar la efectividad de la protección y la seguridad del sistema en caso de una falla.



**Figura 0.54.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 44 con generador.

En la Figura 0.54 se presentan los nuevos ajustes para la secuencia de operación de las protecciones frente a una falla trifásica en la barra 44, considerando la presencia de un generador. Para asegurar una protección adecuada del generador de 900 kW, es necesario ajustar el interruptor CB15 de manera que se adapte a las condiciones operativas y responda correctamente a una falla trifásica de 21.49 kA en la barra 44.

Los ajustes propuestos son los siguientes:

El interruptor CB15 se configura con protección temporizada, con un pickup de 0.65 y una corriente de 1625 A, y con protección instantánea, con un pickup de 12 y una corriente de 7500 A.

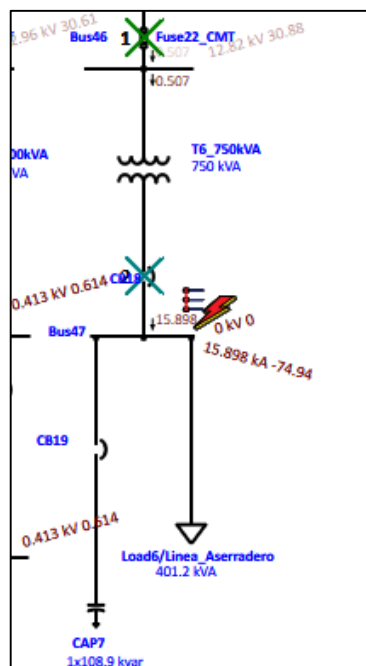
El interruptor CB14 se ajusta con protección temporizada a un pickup de 0.85 y una corriente de 2720 A, y con protección instantánea a un pickup de 3 y una corriente de 8160 A.

El interruptor CB16 se regula con protección temporizada a un pickup de 0.55 y una corriente de 2200 A, y con protección instantánea a un pickup de 1.25 y una corriente de 5000 A.

Estos ajustes permiten una coordinación más precisa entre los dispositivos de protección, asegurando una respuesta efectiva ante fallas y optimizando la protección del sistema.

### 1.5.12 Falla trifásica alimentación banco de condensadores y carga línea Aserradero 0.44 kV.

En el siguiente esquema unifilar, extraído del software Etap, se realiza un análisis de una falla trifásica en la barra 47. El esquema identifica la secuencia de operación de los dispositivos de protección eléctrica, de acuerdo con los ajustes actuales del sistema.

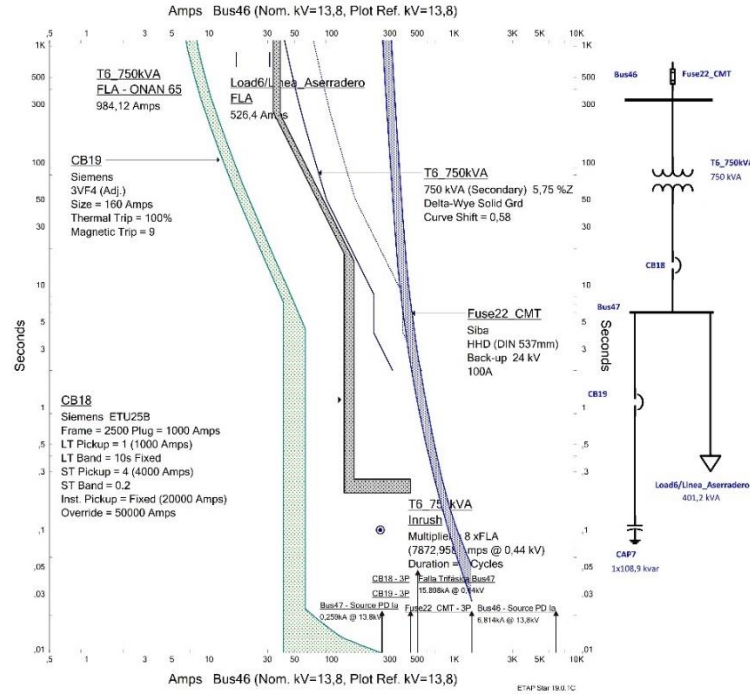


**Figura 0.55.** Falla trifásica alimentación banco de condensadores y carga línea Aserradero.

En la Figura 0.55 se presenta una falla trifásica en la barra 47, donde se visualiza gráficamente la secuencia de operación y la selectividad de los dispositivos de protección. La marca incluye una numeración que indica claramente la secuencia de actuación de cada dispositivo.



destacan la necesidad de ajustes para lograr una coordinación óptima y asegurar una respuesta efectiva en caso de fallas.



**Figura 0.58.** Secuencia de operación de protecciones con ajuste nuevo frente al evento de falla trifásica en la barra 47.

En la Figura 0.58 se muestran los nuevos ajustes para la secuencia de protección ante una falla trifásica en la barra 47. Para mejorar la coordinación de las protecciones, se deben realizar los siguientes cambios:

Interruptor CB18: Ajustar la regulación de la curva de protección para adaptarse al transformador de 750 kVA.

Fusible 22\_CMT: Cambiar el fusible para que funcione como protección de respaldo en la secuencia.

Estos ajustes optimizarán la coordinación y la efectividad de las protecciones durante fallas

### 1.5.13 Configuración dispositivos de protección.

Los dispositivos de protección están dispuestos según el diagrama unifilar (ver Anexo 3), el cual detalla algunas de las características mínimas de estos

dispositivos, como el fabricante, modelo, curva característica de tiempo-corriente, capacidad interruptora en kA, niveles de voltaje, relación de los TCs (relés), corriente nominal de operación, entre otros.

**Tabla 28.** Características disyuntores de bajo voltaje (LVCB).

LVCB ID	Modelo	Voltaje kV	Modelo	Sensor	Tapón de clasificación	Función	Largo Tiempo			Corto Tiempo			Instantáneo	
							Ajuste de activación	Disparo (amperios)	Banda	Ajuste de activación	Disparo (amperios)	Banda	Actuar	Disparo (amperios)
CB3	3WL12N 25	0.440	ETU25B	2500	2500	Fase	0.8	2000	10s Fijo	3	7500	0.4	Fijo	50000
CB4	3VF7 (800A, 70kA)	0.440	3VF7	800	800	Fase	Fijo	960	10s	2	1600	0	15kA	15000
CB2	3VF8 (1600A, 70kA)	0.440	3VF8	1600	1250	Fase	Fijo	1250	10s	3	3750	0.1	20kA	20000
CB13	3WN5 0	0.380	3WN1/5, 3WS1 (1JC, 2JC)	630	-	Fase	0.4	252	10s	-	-	-	2	504
CB5	3WL13H 40	0.440	ETU45B (I <sup>Δ</sup> 2t)	4000	4000	Fase	0.55	2200	3.5	2	8000	0.2	2.2	8800
CB5	3WL13H 40	0.440	ETU45B (I <sup>Δ</sup> 2t)	4000	4000	Tierra	-	-	-	A	400	0.1	-	-
CB14	3WN6 7	0.440	3WN6-Release B	3200	-	Fase	0.9	2880	10s	6	17280	0.08	Fijo	64000
CB16	3WL13H 40	0.440	ETU45B (I <sup>Δ</sup> 2t)	4000	4000	Fase	0.8	3200	3.5	2	8000	0.2	2.2	8800
CB16	3WL13H 40	0.440	ETU45B (I <sup>Δ</sup> 2t)	4000	4000	Tierra	-	-	-	A	400	0.1	-	-
CB6	3VF8 (1600A, 70kA)	0.440	3VF8	1600	1250	Fase	Fijo	1250	10s	3	3750	0.1	20kA	20000
CB8	3WN6 2	0.440	3WN6-Release D, E/F	1000	-	Fase	0.8	800	2	1.25	1000	0.02	5	5000
CB9	3WN5 0	0.440	3WN1/5, 3WS1 (1JC, 2JC)	630	-	Fase	0.7	441	10s	-	-	-	4	1764
CB11	3WN5 0	0.440	3WN1/5, 3WS1 (1JC, 2JC)	630	-	Fase	0.75	472.5	10s	-	-	-	3	1418
CB12	3WN5 0	0.440	3WN1/5, 3WS1 (1JC, 2JC)	400	-	Fase	0.5	200	10s	-	-	-	2	400
CB10	3WN5 0	0.440	3WN1/5, 3WS1 (1JC, 2JC)	400	-	Fase	0.8	320	10s	-	-	-	12	3840
CB7	3VF6 (630A, 40kA)	0.440	3VF6	630	500	Fase	Fijo	625	10s	5	2500	0	5.5kA	5500

La Tabla 28 muestra las características de los disyuntores de bajo voltaje, incluyendo su función y los valores configurados para el disparo de la unidad electrónica. Estos disyuntores están diseñados para proteger contra sobrecargas en tiempo largo, contra cortocircuitos en tiempo corto, y para garantizar la selectividad

con la protección del lado de la carga. Además, ofrecen protección instantánea contra cortocircuitos francos y protección contra fallas a tierra ante la ocurrencia de fallas en el sistema eléctrico.

**Tabla 29.** Características disyuntores de bajo voltaje (LVCB) termomagnéticos.

LVCB ID	Modelo	Voltaje kV	Tamaño	Amperios	Térmica		Magnética (Inst.)	
					Configuración	Disparo (amperios)	Configuración	Disparo (amperios)
CB18	PAF	0.440	2000	2000	Fijo	2000.000	4X	8000.000
CB15	PAF	0.440	2000	2000	Fijo	2000.000	6X	12000.000
CB17	3VF6 (100kA)	0.440	400	400	100%	400.000	1	2000.000
CB19	3VF4 (40kA)	0.440	160	160	100%	160.000	1	800.000

En la Tabla 29 se muestran las características de los disyuntores de bajo voltaje (LVCB) de caja moldeada termomagnéticos. Estos disyuntores tienen la función de interrumpir o restablecer la conducción de un circuito eléctrico en un sistema de bajo voltaje. Los valores de capacidad interruptora son fijos y no disponen de la flexibilidad de regulación.

**Tabla 30.** Características relés de medio voltaje.

Relay ID		Relay/R1 7SJ62	Relay/R1 7SJ62	Relay/DTR-M58	Relay/DTR-M58	Relay/DTR-M58
Fabricante		Siemens	Siemens	Thytronic	Thytronic	Thytronic
Modelo		7SJ62	7SJ62	SKC	SKC	SKC
Voltaje kV		13.800	13.800	6.300	6.300	6.300
CT Ratio		300:5	300:5	150:5	150:5	150:5
Función del dispositivo		sobrecorriente	sobrecorriente	sobrecorriente	sobrecorriente	Sobrecarga
Trip Element		Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase
Curva		ANSI - Very Inverse	ANSI - Very Inverse	Type A	Type A	Thermal Image
Tap (Actuar)	Rango	0.5 - 20 Sec - 5A	0.05 - 4 Sec - 1A	0.2 - 2.5 xCT Sec	0.02 - 0.5 xCT Sec	0.3 - 1.5 xCT Sec
	Configuración	4.500	1.800	0.920	0.500	0.640
	Primario	270.000	108.000	138.000	75.000	96.000
Dial de tiempo / Mult.	Rango	0.05-15	0.05-15	0.1-60	0.1-60	1-180
	Configuración	4.000	1.500	1.000	0.200	2.000
Instantáneo	Rango	0.5 - 175 Sec - 5A	0.25 - 175 Sec - 5A	0.2 - 40 xCT Sec	-	-
	Configuración	60.000	40.000	7.000	-	-
	Primario	3600.00	2400.00	1050.00	-	-
Demora instantánea	Rango	0 - 60	0 - 60	0.03 - 10	-	-
	Configuración	0.04 s	0.05 s	0.04 s	-	-

La Tabla 30 muestra las características de los relés de media tensión y su función mediante los parámetros ajustados. Entre estos parámetros se encuentran:

Tap: ajusta la corriente de arranque o pickup vista por el relé de protección temporizado con los TCs (relé 51/51N).

Pickup: ajusta la corriente de arranque en la línea del equipo de protección temporizado.

Dial de tiempo: ajusta el tiempo de operación según la curva temporizada de sobrecorriente.

Relé instantáneo: ajusta el disparo instantáneo de corriente visto por el relé de protección temporizado con los TCs (relé 50/50N).

Interruptor instantáneo: ajusta el disparo instantáneo de corriente en la línea del equipo.

Time Delay: ajusta el tiempo a la parte final de la operación del relé instantáneo.

Ajustes de protección en dispositivos.

Los interruptores de bajo voltaje de potencia dependen de la carga que circula por el circuito a proteger y de la sobrecarga permisible durante la operación. El ajuste de la corriente de arranque (LT Pickup) para las acometidas, alimentadores y ramales se realiza según las recomendaciones de la norma IEEE Std 242 de 2001. En esta norma, se seleccionan y ajustan los interruptores a un porcentaje de sobrecarga del 125%. Para los transformadores refrigerados por aceite, el porcentaje de sobrecarga permitido es del 120%, y para los transformadores tipo seco, es del 111%. Siempre se deben considerar los parámetros de la vida útil en estos ajustes.

Para determinar el correcto dimensionamiento de los fusibles, es necesario considerar características relevantes como la corriente de carga, el nivel de voltaje de operación, el tipo de sistema, la máxima corriente de falla donde se ubica el fusible, y la corriente de arranque de la protección. Esta última debe estar entre el 125% y el 150% de la corriente nominal del circuito o transformador a proteger.

Típicamente, se seleccionan fusibles tipo K (disparo rápido) y tipo Dual (disparo lento-rápido) para transformadores. Para los circuitos alimentadores y ramales, se eligen fusibles convencionales tipo T (disparo lento) y tipo H (disparo extra rápido).

Los relés de sobrecorriente contienen una operación temporizada para despeje de fallas por sobrecarga, siguiendo las normativas ANSI/IEEE e IEC. Las curvas de

corriente-tiempo inversas, denominadas Dial ( $G_{ii}$ ) pueden calcularse teóricamente utilizando las fórmulas disponibles en la norma IEEE C37.112-2018 y IEC 60255-3 (ver anexo 14).

Para la selección de los transformadores de corriente (TC) de protección, mediante la identificación nPm, la corriente del primario (m) debe ser superior a la máxima corriente trifásica o monofásica ( $I_p \times m > I_{sc \max} 3\Phi-1\Phi$ ). Se recomienda ajustar el tiempo de retardo de fase y tierra al menor valor disponible. El tap de fase se debe ajustar al 150% de la corriente nominal, mientras que el instantáneo de fase se debe ajustar al 50% de la corriente máxima de cortocircuito trifásico. El dial de fase y de tierra se puede calcular teóricamente o ajustar de forma gráfica.

Se recomienda ajustar el tap de tierra al 20% de la corriente nominal, y el instantáneo de tierra al 50% de la corriente nominal, limitando así la corriente para proteger la vida humana, animal y los equipos eléctricos.

**Tabla 31.** Ajuste de protecciones en interruptores planta industrial.

LVCB ID	Ajuste actual									Ajuste nuevo										
	Tapón de clasificación	Largo Tiempo			Corto Tiempo			Instantáneo			Tapón de clasificación	Largo Tiempo			Corto Tiempo			Instantáneo		
		Ajuste de activación	Disparo (amperios)	Banda	Ajuste de activación	Disparo (amperios)	Banda	Actuar	Disparo (amperios)	Actuar		Ajuste de activación	Disparo (amperios)	Banda	Ajuste de activación	Disparo (amperios)	Banda	Actuar	Disparo (amperios)	
CB3	2500	0.8	2000	10s Fijo	3	7500	0.4	Fijo	50000	2500	0.7	2000	10s Fijo	3	7500	0.4	Fijo	50000		
CB4	800	Fijo	960	10s	2	1600	0	15kA	15000	630	Fijo	960	10s	2	1600	0	15kA	15000		
CB2	1250	Fijo	1250	10s	3	3750	0.1	20kA	20000	800	Fijo	1250	10s	3	3750	0.1	20kA	20000		
CB13	-	0.4	252	10s	-	-	-	2	504	-	0.4	252	10s	-	-	-	2	504		
CB5	4000	0.55	2200	3.5	2	8000	0.2	2.2	8800	4000	0.5	2000	3.5	1.25	8000	0.2	12	48000		
CB5	4000	-	-	-	A	400	0.1	-	-	4000	-	-	-	A	400	0.1	-	-		
CB14	-	0.9	2880	10s	6	17280	0.08	Fijo	64000	-	0.85	2720	10s	3	8160	0.08	Fijo	64000		
CB16	4000	0.8	3200	3.5	2	8000	0.2	2.2	8800	4000	0.55	2200	2	1.25	5000	0.2	2.2	8800		
CB16	4000	-	-	-	A	400	0.1	-	-	4000	-	-	-	A	400	0.1	-	-		
CB6	1250	Fijo	1250	10s	3	3750	0.1	20kA	20000	1250	Fijo	1250	10s	2	2500	0.1	20kA	20000		
CB8	-	0.8	800	2	1.25	1000	0.02	5	5000	-	0.7	700	2	6	4200	0.15	5	50000		
CB9	-	0.7	441	10s	-	-	-	4	1764	-	0.75	473	10s	-	-	-	7	3308		
CB11	-	0.75	473	10s	-	-	-	3	1418	-	0.75	473	10s	-	-	-	6	2835		
CB12	-	0.5	200	10s	-	-	-	2	400	-	0.5	200	10s	-	-	-	2	400		
CB10	-	0.8	320	10s	-	-	-	12	3840	-	0.8	320	10s	-	-	-	8	2016		
CB7	500	Fijo	625	10s	5	2500	0	5.5kA	5500	500	Fijo	625	10s	2	1000	0	5.5kA	5500		

En la Tabla 31 se muestran los ajustes de protecciones en los interruptores de bajo voltaje de la planta industrial, con el objetivo de mejorar la coordinación de protecciones y la selectividad. A continuación, se detallan los ajustes realizados:

CB3: El pickup de largo tiempo se ajustó de 0.8 a 0.7.

CB5: El pickup de largo tiempo se ajustó de 0.55 a 0.5, el pickup de corto tiempo de 3.5 a 1.25 y el pickup instantáneo de 2.2 a 12.

CB14: El pickup de largo tiempo se ajustó de 0.9 a 0.85 y el pickup de corto tiempo de 6 a 3.

CB16: El pickup de largo tiempo se ajustó de 0.8 a 0.55 y el pickup de corto tiempo de 2 a 1.25.

CB8: El pickup de largo tiempo se ajustó de 0.8 a 0.7, el pickup de corto tiempo de 1.25 a 6 y la banda de 0.02 a 0.15.

CB9: El pickup de largo tiempo se ajustó de 0.7 a 0.75 y el pickup instantáneo de 4 a 7.

CB11: El pickup instantáneo se ajustó de 3 a 6.

CB10: El pickup instantáneo se ajustó de 12 a 8.

CB7: El pickup de corto tiempo se ajustó de 5 a 2.

**Tabla 32.** Ajuste de protecciones en interruptores termomagnéticos.

LVCB ID	Ajuste actual					Ajuste nuevo									
	Amp erios	Térmica		Magnética		Modelo	Tapó n de clasif icaci ón	Largo Tiempo			Corto Tiempo			Instantáneo	
		Conf igura ción	Dispa ro (ampe rios)	Conf igura ción	Dispa ro (ampe rios)			Ajust e de activ ación	Dispa ro (ampe rios)	Band a	Ajust e de activ ación	Dispa ro (ampe rios)	Band a	Actu ar	Dispa ro (ampe rios)
CB18	2000	Fijo	2000.0	4X	8000.0	Siemens 3WL 12N 25	1000	1	1000	10s Fijo	4.0	4000	0.2	Fijo	20000
CB15	2000	Fijo	2000.0	6X	12000.0	Siemens 3WL 12S 32	2500	0.65	1625	2	3.0	7500	0.4	8	20000
CB17	400	100%	400.0	1	2000.0		Ajuste se mantiene								
CB19	160	100%	160.0	1	800.0		Ajuste se mantiene								

En la Tabla 32 se muestra el ajuste de protecciones en interruptores termomagnéticos. Los interruptores CB18 y CB15 no tienen ajuste disponible y están sobredimensionados para la carga de trabajo actual. Por lo tanto, se proyecta un cambio en los próximos meses, en el cual se deberá considerar su respectivo

ajuste para mejorar la coordinación de sus protecciones. En los CB17 y CB18 se mantiene el ajuste original se encuentra dentro de la coordinación de protección.

**Tabla 33.** Ampacidad de fusibles en la planta industrial.

Fuse ID	Fabricante	Modelo	Velocidad	Ajuste actual		Ajuste nuevo	
				Tamaño	Ampacidad Continua	Tamaño	Ampacidad Continua
Fuse6_CMT	Siba	HHD (DIN 442mm)	Back-up	160A	160	160A	160
Fuse5	S&C	SMU-20	K	80K	114	80K	114
Fuse7_CMT	Siba	HHD (DIN 442mm)	Back-up	160A	160	200A	200
Fuse12_CMT	Siba	HHD (DIN 442mm)	Back-up	160A	160	125A	125
Fuse15_CMT	Siemens	3GD	Other	100A	100	160A	160
Fuse13_CMT	Siba	HHM	Other	200A	200	160A	160
Fuse20_CMT	Siba	HV- Fuse Links	Very Fast	200A	200	100A	100
Fuse22_CMT	Siba	HHD (DIN 537mm)	Back-up	40A	40	100A	100
Fuse21	S&C	SMU-20	K	40K	54	200A	212
Fuse4	S&C	SMU-20	K	80K	114	80K	114
Fuse2	S&C	SMU-20	K	80K	114	80K	114
Fuse3	S&C	SMU-20	K	80K	114	80K	114
Fuse9	S&C	SMU-20	K	200K	212	200K	212
Fuse8	S&C	SMU-20	K	200K	212	200K	212
Fuse10	S&C	SMU-20	K	200K	212	200K	212
Fuse11	S&C	SMU-20	K	140K	160	140K	160
Fuse18	S&C	SMU-20	K	200K	212	80K	114
Fuse19	S&C	SMU-20	K	200K	212	80K	114
Fuse17	S&C	SMU-20	K	200K	212	140K	160
Fuse1	S&C	SMU-20	K	40K	54	40K	54
Fuse16	S&C	SMU-20	K	40K	54	40K	54
Fuse7_CMT	Siba	HHD (DIN 537mm)	Back-up	80	80	80	80
Fuse14_CMT1	Siba	HHM	Other	100A	100	100A	100

En la Tabla 33 se muestra la ampacidad de los fusibles en el sistema eléctrico de la planta industrial, tanto a nivel de medio como de bajo voltaje. Estos fusibles han sido propuestos para ser reemplazados con el fin de mejorar la protección ante posibles cortocircuitos trifásicos en su ubicación actual. La sustitución de los fusibles se considera esencial para garantizar una mayor seguridad y eficiencia en el funcionamiento del sistema eléctrico, minimizando así los riesgos de interrupciones y daños a los equipos. Este ajuste es parte de un plan integral de actualización y mejora de la infraestructura eléctrica de la planta, destinado a asegurar una operación más confiable y segura.

**Tabla 34.** Ajuste de protecciones en relés de medio voltaje.

Relay ID	Ajuste actual					Ajuste nuevo				
	Relay/R 1 7SJ62	Relay/R 1 7SJ62	Relay/D TR-M58	Relay/D TR-M58	Relay/D TR-M58	Relay/R 1 7SJ62	Relay/R 1 7SJ62	Relay/D TR-M58	Relay/D TR-M58	Relay/DTR-M58
<b>CT Ratio</b>	300:5	300:5	150:5	150:5	150:5	300:5	300:5	150:5	150:5	150:5
<b>Trip Element</b>	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase	Fase	Tierra	Fase	Tierra	Fase
<b>Curva</b>	ANSI - Very Inverse	ANSI - Very Inverse	Type A	Type A	Thermal Image	ANSI - Very Inverse	ANSI - Very Inverse	Type A	Type A	Thermal Image

Relay ID		Ajuste actual					Ajuste nuevo				
		Relay/R 1 7SJ62	Relay/R 1 7SJ62	Relay/D TR-M58	Relay/D TR-M58	Relay/D TR-M58	Relay/R 1 7SJ62	Relay/R 1 7SJ62	Relay/D TR-M58	Relay/D TR-M58	Relay/ DTR- M58
Tap (Actuar )	Configuración	4.500	1.800	0.920	0.500	0.640	4.500	1.800	0.920	0.500	0.840
	Primario	270.000	108.000	138.000	75.000	96.000	270.000	108.000	138.000	75.000	126.000
Dial de tiempo / Mult.	Configuración	4.000	1.500	1.000	0.200	2.000	4.000	1.500	7.000	0.200	2.000
Instantáneo	Configuración	60.000	40.000	7.000	-	-	60.000	40.000	7.000	-	-
	Primario	3600.00	2400.00	1050.00	-	-	3600.00	2400.00	1050.00	-	-
Demora instantánea	Configuración	0.04 s	0.05 s	0.04 s	-	-	0.04 s	0.05 s	0.04 s	-	-

En la Tabla 34 se detallan los ajustes de protecciones en los relés de medio voltaje de la planta industrial. El análisis de estos ajustes es crucial para asegurar una protección efectiva y coordinada del sistema eléctrico. A continuación, se describen los hallazgos y las modificaciones propuestas:

**Relé R1 /SJ62:** Se ha verificado que los valores actuales de este relé están dentro de los parámetros de coordinación adecuados. No se requiere ningún ajuste adicional en este dispositivo, ya que su configuración actual garantiza una protección eficaz y coordinada del sistema.

**Relé DTR-M58:** Haciendo uso del software Etap se ha identificado la necesidad de ajustar sus valores para mejorar la respuesta del sistema. Específicamente, se recomienda cambiar el valor del pickup de Tap de 0.92 a 0.5. Además, el ajuste del time Dial debe modificarse de 1 a 7. Estas modificaciones están diseñadas para optimizar la sensibilidad y el tiempo de respuesta del relé, mejorando así la protección contra posibles fallos y garantizando una mayor seguridad y eficiencia operativa.

La implementación de estos ajustes es parte de un plan integral de mejora continua del sistema eléctrico de la planta. Estos cambios buscan no solo cumplir con las normativas de seguridad, sino también optimizar la operación del sistema, minimizando el riesgo de interrupciones y daños a los equipos. La revisión y el ajuste periódico de los parámetros de los relés son esenciales para mantener una

alta fiabilidad y desempeño del sistema eléctrico, asegurando la protección adecuada de los activos y la continuidad operativa de la planta industrial.

## **1.6 Análisis económico**

### **1.6.1 Validación técnica-económica de los resultados:**

Mediante la modelación y el análisis de coordinación de protecciones en el sistema eléctrico de la empresa Aglomerados Cotopaxi, se han determinado los tiempos óptimos de actuación de los dispositivos de protección y una selectividad adecuada. Actualmente, según los registros de tiempos perdidos por cortes de energía en el año 2022, la empresa ha registrado un total de 16.93 horas de inactividad en dos líneas de producción: MDF y Aglomerado. Estas interrupciones han resultado en una pérdida económica de 36,547.16 dólares.

De este tiempo perdido, el 40% se atribuye a fallas internas de la planta, mientras que el 60% se debe a fallas externas y fenómenos naturales. Con la implementación de mejoras en los tiempos de actuación y la incorporación de nuevos dispositivos de protección, se espera mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico hacia la planta industrial. Estas acciones permitirán reducir significativamente las fallas internas y, por ende, minimizar las pérdidas económicas asociadas a las interrupciones de energía.

En resumen, optimizar los tiempos de respuesta y actualizar los dispositivos de protección no solo mejorará la seguridad y eficiencia operativa, sino que también resultará en ahorros económicos considerables para Aglomerados Cotopaxi.

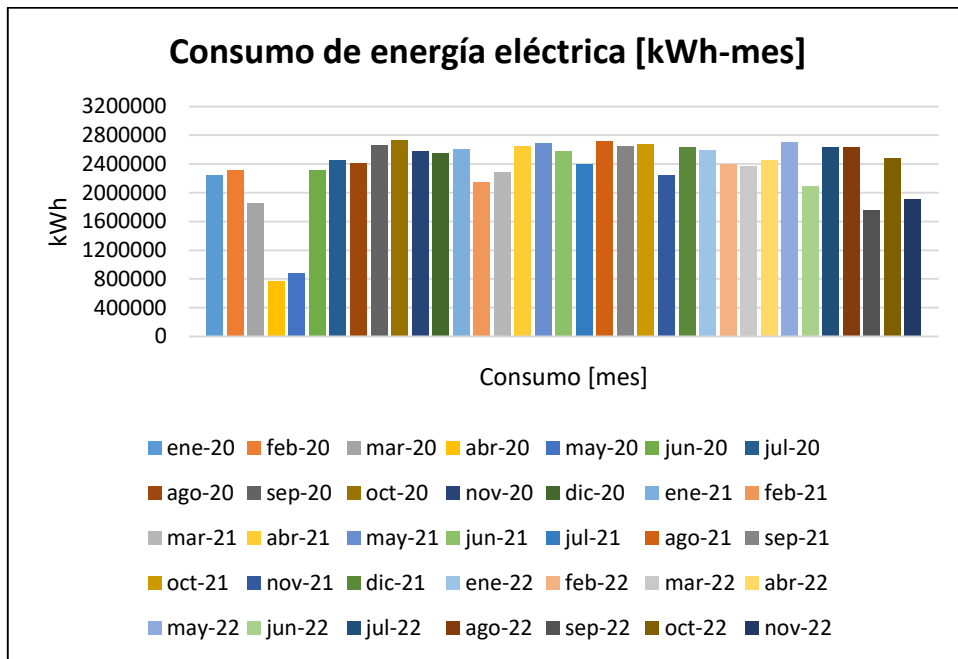
### **1.6.2 Análisis del consumo de energía eléctrica.**

Para el análisis del comportamiento del consumo de energía eléctrica de la empresa, se ha considerado la información provista en el período de enero de 2020 a noviembre de 2022. Esta información detalla el consumo mensual de energía eléctrica en kWh, el costo unitario en \$/kWh, y el costo total mensual en dólares (\$).

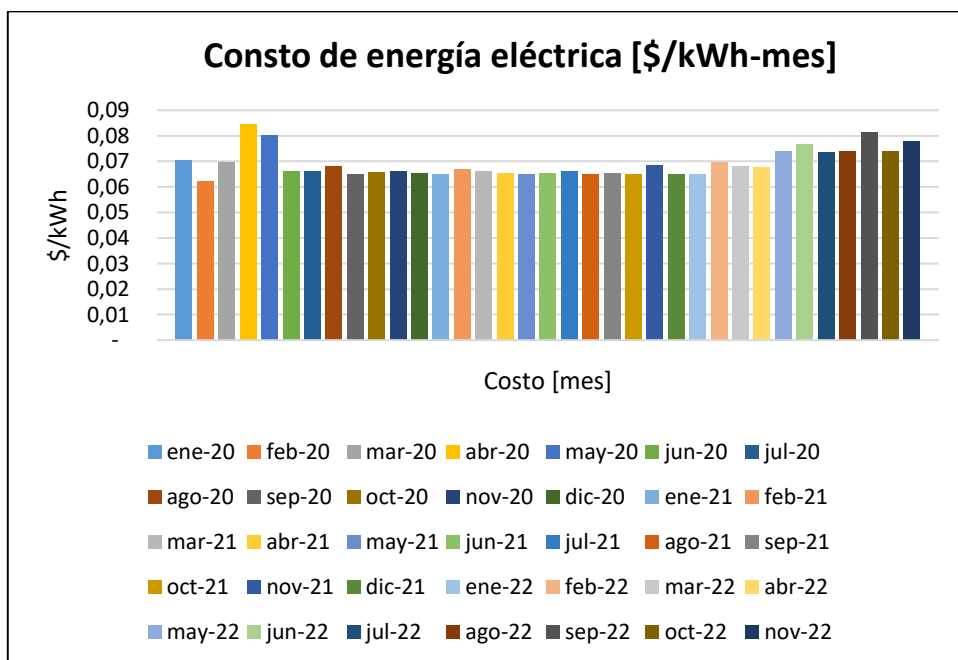
En la Figura 3.59, se observa que la empresa tiene un consumo promedio mensual superior a los 2400000 kWh. Sin embargo, durante los meses de abril y mayo de

2020, se registra un consumo por debajo de los 1000000 kWh. Este descenso en el consumo está relacionado con la emergencia sanitaria provocada por el COVID-19.

Este análisis permite identificar patrones de consumo y las posibles influencias de eventos externos en el uso de energía eléctrica, lo cual es crucial para la planificación y optimización del consumo energético de la empresa.

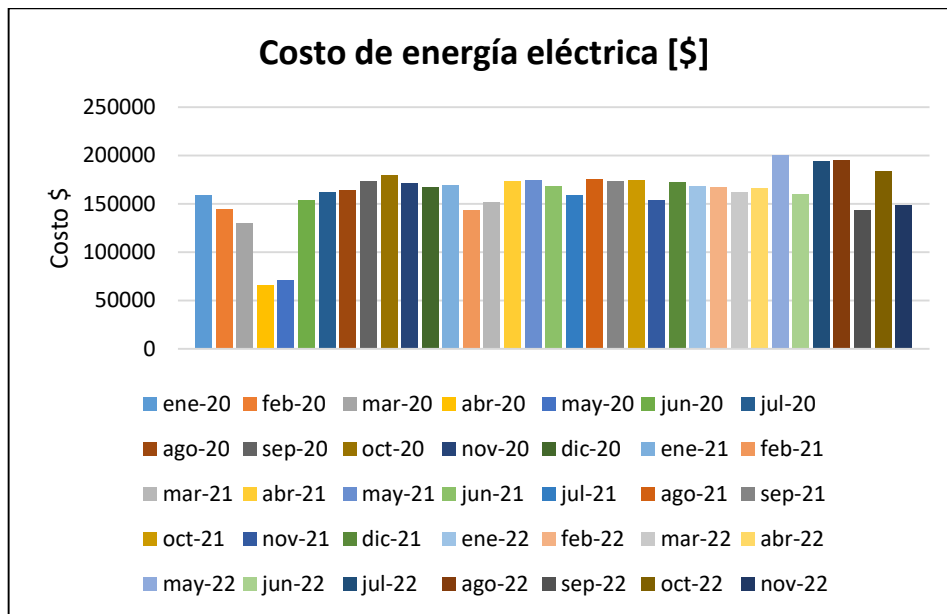


**Figura 0.59.** Consumo mensual de energía eléctrica [kWh-mes]



**Figura 0.60.** Costo mensual de energía eléctrica[\$/kWh-mes]

En la Figura 0.60 se muestra el costo mensual de la energía eléctrica. Se observa que, en promedio, el costo es de 0.07 \$/kWh. El valor mínimo se registró en febrero de 2020, mientras que los valores más altos se observaron en abril y mayo de 2020, así como en septiembre y noviembre de 2022, con un valor promedio de 0.08 \$/kWh.



**Figura 0.61.** Costo mensual de consumo de energía eléctrica [\$]

En la Figura 0.61 se muestra el costo mensual del consumo de energía eléctrica, relacionando el consumo mensual de energía con el costo correspondiente. Se observa que, en promedio, el costo mensual es de 150000 dólares a lo largo del período analizado. Los costos más bajos se registraron en los meses de abril y mayo de 2020, con valores por debajo de los 70000 dólares. En contraste, los costos máximos se observaron en los meses de junio, agosto, septiembre y noviembre de 2022, superando los 180000 dólares.

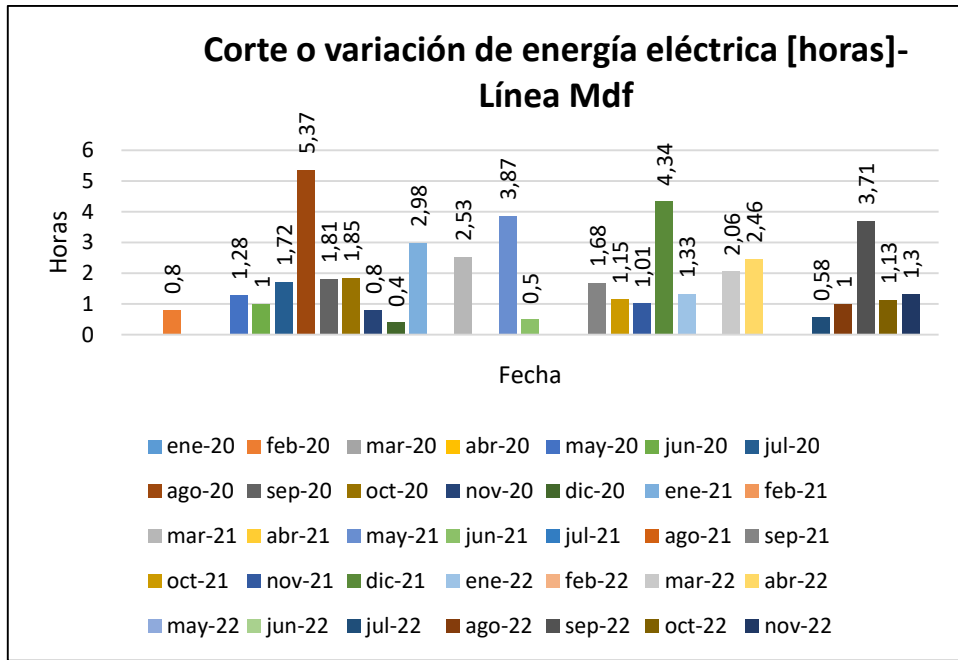


Figura 0.62. Número de horas mensual de corte o variación de energía-Línea Mdf.

En la Figura 0.62, se observa que, entre enero de 2020 y noviembre de 2022, ocurrieron 25 cortes o variaciones de energía en la línea MDF, sumando un total de 46.6 horas. El mes de diciembre de 2020 tuvo el menor número de horas de corte, con solo 0.4 horas (considerando solo los meses con cortes). En contraste, agosto de 2020 registró el mayor número de horas de corte, con 5.37 horas.

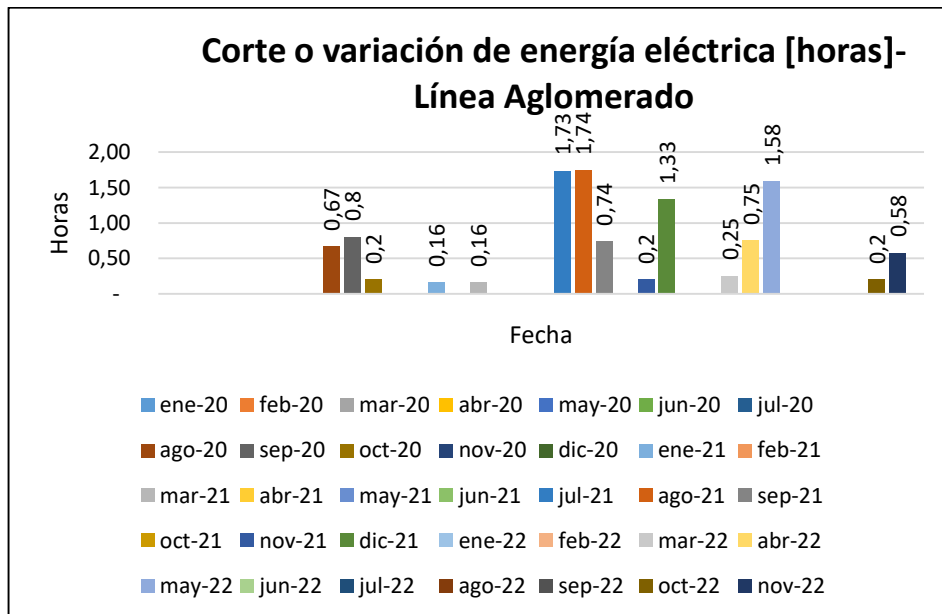
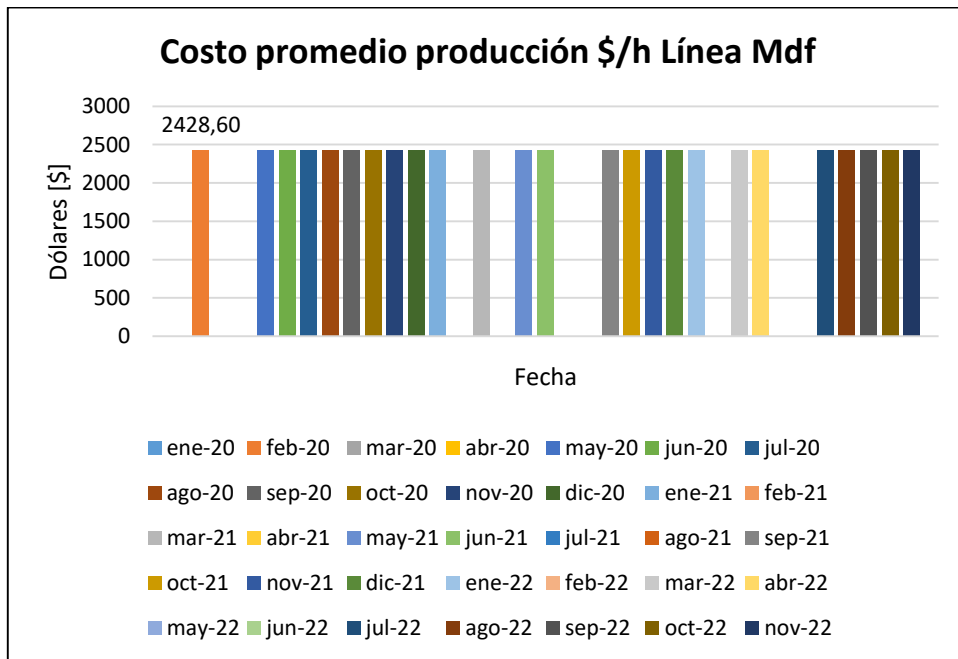


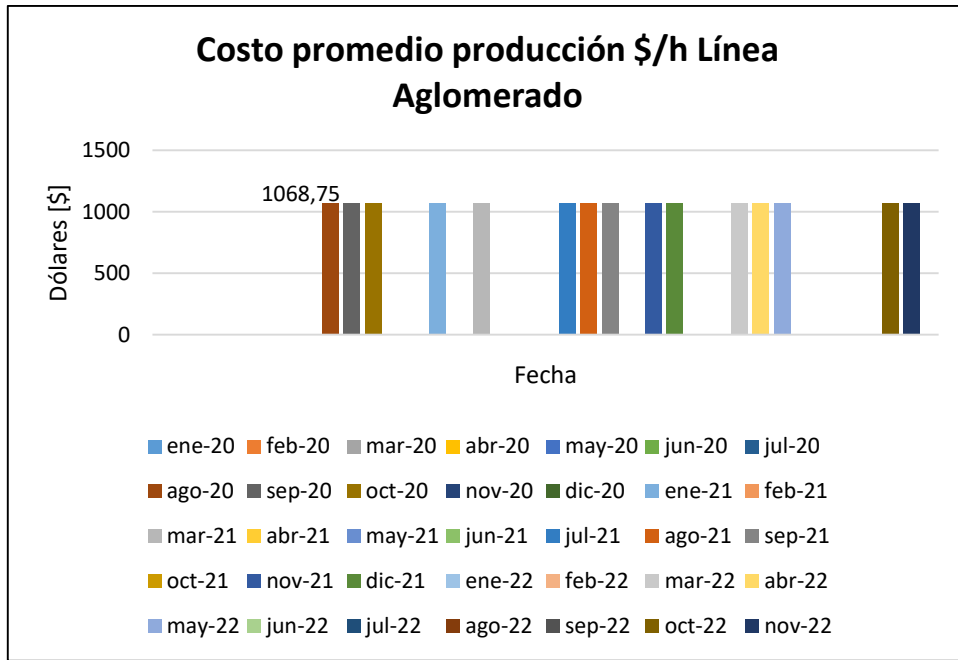
Figura 0.63. Número de horas mensual de corte o variación de energía-Línea Aglomerado

En la Figura 0.63, se detalla el número de horas mensual de corte o variación de energía, en el período enero de 2020 y noviembre de 2022, la línea Aglomerado experimentó 15 cortes o variaciones de energía, acumulando un total de 11.09 horas. Los meses de enero y marzo de 2021 presentaron el menor número de horas de corte, con un total de 0.16 horas cada uno (considerando solo los meses con cortes). Por otro lado, los meses de julio y agosto de 2021 registraron el mayor número de cortes de energía, con 1.73 y 1.74 horas respectivamente.

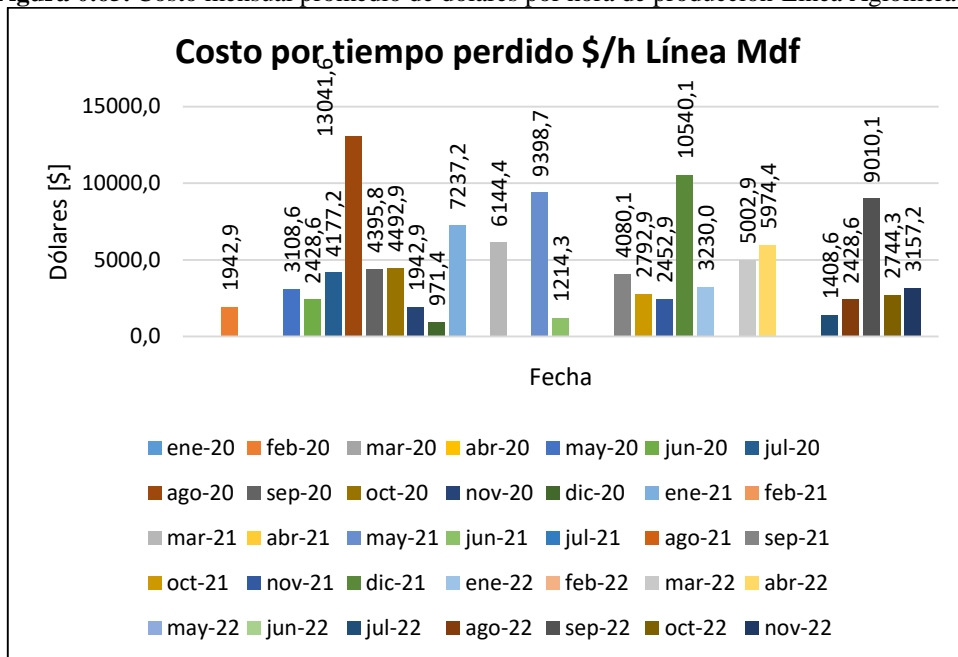
En las Figuras 3.64 y 3.65, se muestran los costos de producción en dólares (\$) por hora de las líneas MDF y Aglomerado, con costos de 2428.6 dólares/h y 1068.75 dólares/h respectivamente, considerando el período de enero de 2020 a noviembre de 2022.



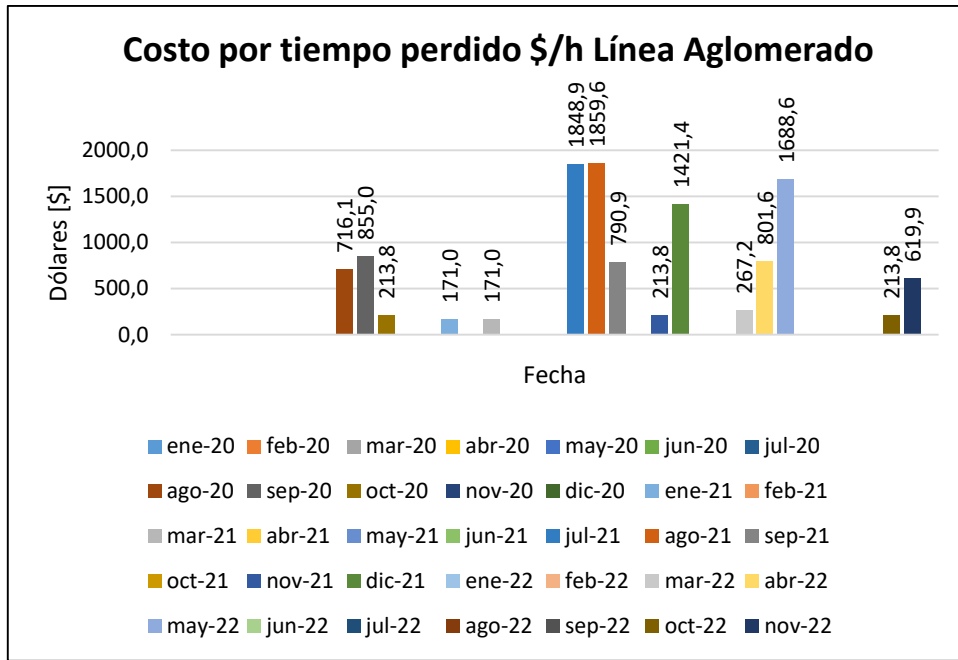
**Figura 0.64.** Costo mensual promedio de dólares por hora de producción-Línea Mdf



**Figura 0.65.** Costo mensual promedio de dólares por hora de producción-Línea Aglomerado



**Figura 0.66.** Costo mensual por tiempo perdido por horas de producción-Línea Mdf.



**Figura 0.67.** Costo mensual por tiempo perdido del metro cúbico por hora de producción-Línea Aglomerado

Considerando los períodos y las horas en las que ocurren los cortes de energía, se observa un costo consecuente debido a la pérdida de producción. Es fundamental cuantificar este costo, ya que se vuelve significativo en relación al número de horas de interrupción del suministro eléctrico.

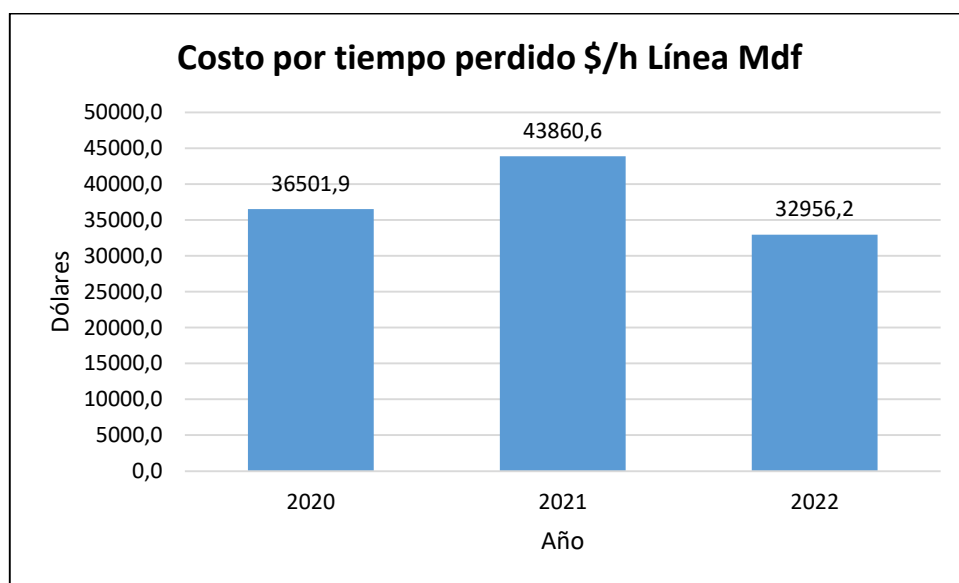
En la Figura 0.66, se presenta el análisis de costos por pérdida de producción en la línea MDF. En diciembre de 2020, el costo más bajo registrado por tiempo de pérdida de producción fue de 971.4 dólares (considerando solo los períodos con cortes de energía). En contraste, los meses de agosto de 2020 y diciembre de 2021 registraron los costos más altos, con valores de 13041.6 dólares y 10540.1 dólares respectivamente. Estos datos demuestran la importancia de gestionar y minimizar los cortes de energía para evitar incurrir en costos elevados por la pérdida de producción.

Para la línea Aglomerado, la Figura 0.67 muestra que en enero y marzo de 2021 se registraron los menores costos por tiempo de pérdida de producción, con un valor de 171 dólares en cada mes. Sin embargo, en julio y agosto de 2021, se presentaron los mayores costos por tiempo de pérdida de producción, con valores de 1848.9 dólares y 1859.6 dólares respectivamente. Estos valores resaltan la necesidad de

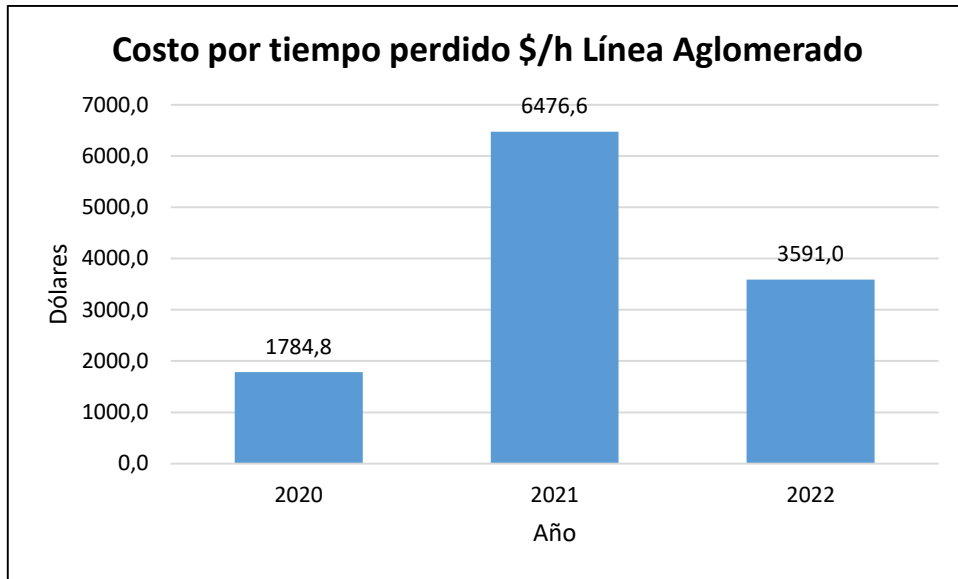
implementar medidas efectivas para reducir la frecuencia y duración de los cortes de energía, con el fin de disminuir los costos asociados a la pérdida de producción.

Al realizar un análisis anual del costo asociado al tiempo de pérdida de producción, se puede evaluar el impacto de los cortes de energía en la operación de la empresa. Según la Figura 0.68, los costos anuales superan los 30000 dólares, con un valor máximo de 43860.6 dólares en el año 2021 para la línea MDF. Por otro lado, en la Figura 0.69 se muestra en la línea de Aglomerado, el costo anual por pérdida de producción fue de 1784.8 dólares en 2020, mientras que el valor máximo alcanzó los 6476.6 dólares en 2021.

Este análisis resalta la magnitud del impacto económico de los cortes de energía y subraya la importancia de abordar estos eventos para minimizar sus efectos adversos en la producción de la empresa.



**Figura 0.68.** Costo por tiempo perdido del metro cúbico por hora de producción-Línea Mdf

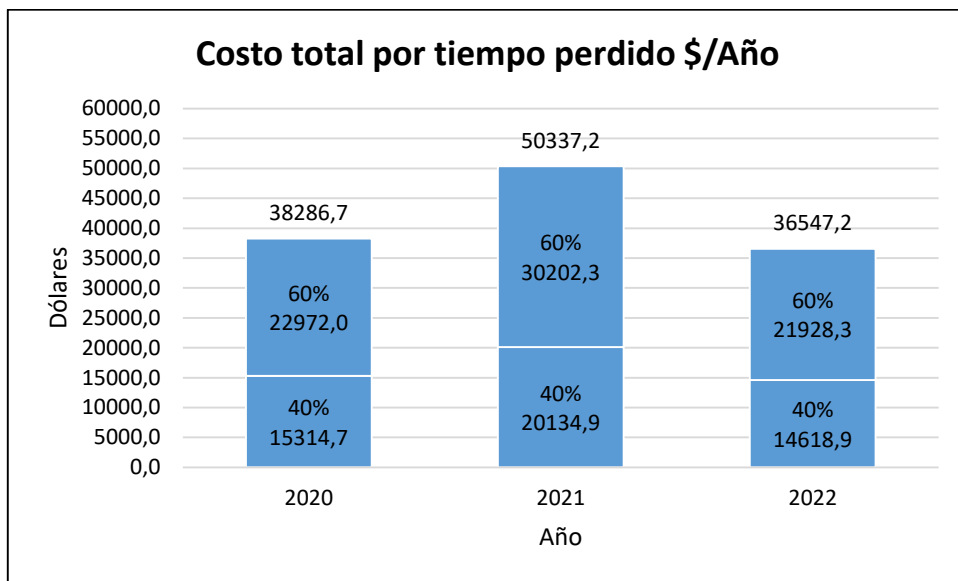


**Figura 0.69.** Costo por tiempo perdido del metro cúbico por hora de producción-Línea Aglomerado

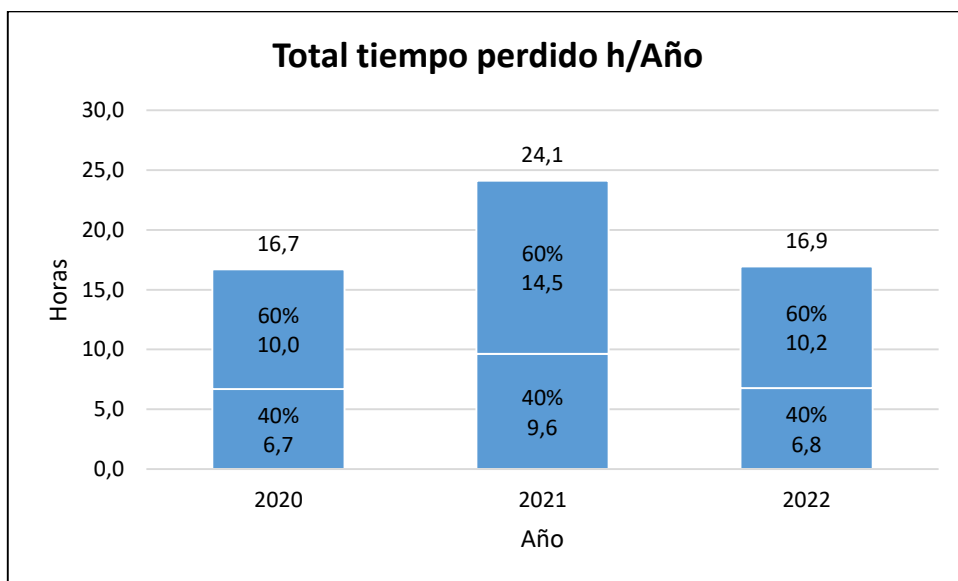
En la empresa Aglomerados Cotopaxi S.A., las dos principales líneas de producción, tanto en capacidad como en consumo de energía eléctrica, generan costos significativos debido a pérdidas por tiempos de inactividad. Esto permite evaluar el impacto total de los cortes de energía en la empresa. Según la Figura 0.70, que muestra los costos en dólares por año, y la Figura 0.71, que detalla las horas de inactividad anuales, los costos y el tiempo perdido debido a estos cortes superan los 35,000 dólares y 15 horas al año. El año 2021 fue el más afectado, con pérdidas económicas de 50,337.2 dólares y 24.1 horas de producción perdidas.

En 2020, el costo total de los cortes de energía fue de 38,286.7 dólares con un tiempo perdido de 16.7 horas, de los cuales el 40% (15,314.7 dólares y 6.7 horas) se atribuyó a fallas internas en la planta, y el 60% restante (22,972 dólares y 10 horas) a fallas externas. En 2021, el costo total aumentó a 50,337.2 dólares con 24.1 horas de inactividad, con una distribución similar: 40% (20,134.9 dólares y 9.6 horas) por fallas internas y 60% (30,202.3 dólares y 14.5 horas) por fallas externas. En 2022, el costo total fue de 36,547.2 dólares con un tiempo perdido de 16.9 horas, con un 40% (14,618.9 dólares y 6.8 horas) atribuido a fallas internas y un 60% (21,928.3 dólares y 10.2 horas) a fallas externas. Las fallas internas registradas en la planta incluyen cortocircuitos y sobrecorrientes, además de una falta de coordinación en las protecciones que ha provocado el disparo del relé principal de

la subestación Lasso. Esto ha resultado en cortes de energía total en lugar de sectorizados, como debería ser, lo que ha detenido la producción en las líneas de MDF y Aglomerado, generando pérdidas económicas significativas. Por otra parte, las fallas externas, como variaciones de voltaje y eventos fortuitos fuera de la planta industrial, también han causado paros en la producción. Estos factores han tenido un impacto económico considerable para la empresa. Estos montos reflejan un impacto económico considerable para la empresa.



**Figura 0.70.** Costo total en dólares por tiempo perdido al año.



**Figura 0.71.** Total, tiempo perdido por corte de energía eléctrica h/año.

### **1.7 Conclusiones del III capítulo**

La coordinación de protecciones es esencial para optimizar la respuesta del sistema ante fallas, reduciendo al mínimo los tiempos de conmutación y aislamiento. Esto es especialmente relevante dado que el sistema de protecciones actual en la planta se basa en gran medida en fusibles, lo que ayuda a minimizar los costos asociados con la pérdida de producción.

El análisis realizado demuestra que el costo por pérdida de producción, en función del número de horas de corte de energía, es crítico. Tanto el análisis mensual como el anual revelan valores significativos, indicando que estas pérdidas representan un impacto económico considerable para la empresa a corto y largo plazo. Por lo tanto, mejorar la coordinación de protecciones no solo optimiza la operación del sistema eléctrico, sino que también reduce las pérdidas financieras asociadas con los cortes de energía.

## **2 CONCLUSIONES GENERALES**

En el marco del presente trabajo de investigación, se han definido las características del sistema eléctrico y del sistema de protecciones de la empresa Aglomerados Cotopaxi S.A. Este análisis comenzó con la recopilación detallada de información, enfocándose principalmente en el diagrama unifilar del sistema eléctrico de la empresa. Este diagrama ha sido esencial para comprender las principales características del sistema y para identificar las condiciones actuales en las que opera. A través del estudio del diagrama unifilar, se ha logrado una visión completa de la infraestructura eléctrica de la empresa, permitiendo un análisis detallado de su configuración, los elementos de distribución, y los sistemas de protección implementados. Esta evaluación inicial ha sido crucial para establecer una base sólida que facilita la comprensión del funcionamiento del sistema y ayuda a identificar posibles áreas de mejora.

Con base en el presente estudio, se concluye que la falta de coordinación de protecciones en la planta industrial durante los años 2020, 2021 y 2022 provocó pérdidas significativas. En las líneas de producción de MDF y Aglomerado, el tiempo perdido debido a fallas internas fue de 23.1 horas, con un costo asociado de

50068.5 dólares. Por otro lado, las fallas externas causaron un tiempo perdido de 34.7 horas, generando un costo de 75102.6 dólares.

En relación al interruptor principal Relé 50/51 ubicado en la subestación Lasso se puede concluir que la selección es idónea, que sus parámetros de protección están dentro de los rangos de selectividad de protección y están en coordinación con las protecciones de la entrada de la subestación principal, este relé se convierte en el punto de partida para el resto de protecciones del lado de carga.

En relación a las protecciones de las barras de distribución principal, tanto de la línea de MDF como de Aglomerado se determinó a través de simulación lo siguiente:

En cuanto a la corriente de cortocircuito, la mayoría de los elementos cumplen con las exigencias normativas. Sin embargo, se identificaron varios disyuntores que no cumplen con las corrientes de ruptura requeridas en kiloamperios (kA) según la norma, y que necesitan ser reemplazados con urgencia. Estos son los disyuntores CB4 (banco de condensadores de 400 kVAr), CB6 (alimentación de 440 V a la barra de MDF), CB8 (alimentación principal a los compresores Atlas Copco), CB10 (alimentación del compresor 1), CB7 (banco de condensadores de MDF), y CB19 (banco de condensadores del aserradero).

En cuanto a la corriente de sobrecarga, todos los disyuntores e interruptores termomagnéticos cumplen con las exigencias de la norma. Sin embargo, al realizar el análisis de coordinación de protecciones utilizando las curvas de respuesta de Corriente Nominal vs. Tiempo de Respuesta, se ha identificado la necesidad de ajustar las protecciones que disponen de parámetros regulables. Esto aplica a los siguientes elementos: CB3 (alimentación principal del caldero de recubrimiento), CB5 (alimentación principal de 440 V para MDF), CB14 (alimentación principal de 440 V para Aglomerado), CB16 (alimentación secundaria de 440 V para Aglomerado), CB8 (alimentación principal de compresores), CB9 (alimentación de 440 V para compresor 1), CB11 (alimentación de 440 V para compresor 2), CB10 (alimentación secundaria para compresor 1) y CB7 (alimentación del banco de condensadores de MDF).

En cuanto a la corriente de cortocircuito de los fusibles de media tensión, todos los elementos cumplen satisfactoriamente con los requisitos normativos. Respecto a la capacidad de corriente y la caída de voltaje en los conductores, todos los conductores también cumplen con las normas establecidas.

Sin embargo, en lo que respecta al factor de potencia a lo largo de todas las barras del circuito de la empresa Aglomerados Cotopaxi S.A., se ha identificado un bajo factor de potencia en la barra del Molino Chipeador Globus, con un valor promedio de 0.71, según mediciones realizadas con un analizador de calidad de energía durante 7 días. Esta condición requiere una corrección urgente.

Utilizando el software ETAP, se ha modelado el sistema eléctrico de la empresa Aglomerados Cotopaxi S.A. basándose en su diagrama unifilar. Esta modelación ha permitido caracterizar detalladamente varios elementos clave del sistema, incluyendo el alimentador de distribución, los cables de alimentación, los generadores, los sistemas de protección y las cargas.

Basado en el modelo creado con el software ETAP, se ha llevado a cabo el cálculo de las condiciones iniciales del sistema mediante el análisis de flujo de potencia. Este proceso ha permitido definir las condiciones actuales de operación del sistema y, al mismo tiempo, identificar los elementos que podrían estar operando en condiciones de sobrecarga.

Se ha llevado a cabo un análisis de fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas para determinar las corrientes de cortocircuito. Este análisis ha considerado eventos de falla en el alimentador de distribución, el cual, según la experiencia de la empresa, es el componente que presenta los mayores problemas eléctricos en el sistema.

Utilizando el módulo de coordinación de protecciones de ETAP, se ha establecido la coordinación del sistema de protecciones de la empresa. Este análisis considera la actuación del sistema frente a fallas de cortocircuito en una barra específica del sistema. Se ha visualizado el tiempo de actuación de las protecciones, de acuerdo con las configuraciones realizadas.

Se analiza la influencia de la coordinación de protecciones en un sistema eléctrico, abarcando tanto la generación de pérdidas económicas como los daños prematuros

en los componentes eléctricos. Una adecuada coordinación de protecciones es crucial para minimizar fallos y optimizar la eficiencia operativa, lo que se traduce en una reducción de costos y una mayor longevidad de los equipos.

### **3 RECOMENDACIONES**

Es importante definir todas las características eléctricas de los elementos principales antes de modelar el sistema eléctrico en un software de simulación específico. Para asegurar una modelación precisa, es esencial llevar a cabo una evaluación preliminar, como el cálculo de flujo de potencia. Este análisis inicial permite establecer la convergencia del sistema, garantizando que la modelación sea acorde a los parámetros eléctricos establecidos. Además, una correcta definición de estas características eléctricas no solo asegura la precisión del modelo, sino que también optimiza el rendimiento y la fiabilidad del sistema simulado.

La confiabilidad de un sistema eléctrico depende en gran medida de una adecuada coordinación de protecciones, así como de la selectividad y el ajuste preciso de los dispositivos de protección. Una correcta coordinación asegura que los dispositivos funcionen de manera selectiva, aislando solo las partes del sistema afectadas por fallas y minimizando el impacto en el resto del sistema. Además, el ajuste óptimo de estos dispositivos es fundamental para prevenir daños a los componentes eléctricos y reducir el tiempo de inactividad, mejorando así la eficiencia operativa y la seguridad del sistema eléctrico en su conjunto. Por lo tanto, se recomienda realizar el estudio de coordinación de protecciones en forma periódica o cuando se realicen modificaciones significativas el sistema eléctrico principal.

Para futuros estudios, se recomienda incluir análisis de arco eléctrico (arc flash) para asegurar que las protecciones no solo sean efectivas en términos de coordinación, sino también en la protección del personal operativo y de mantenimiento.

## 4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. L. Segovia Tello, P. A. Aguirre Marret y D. F. Pino Guanoluisa, «Estudios de coordinación de las protecciones eléctricas por métodos computarizados aplicados a la Subestación Guayacanes,» Guayaquil, 2015.
- [2] J. J. Jimenez Ramos y A. J. Paternina Quiroz, «Estudio de Coordinación de Protecciones en la Empresa TECNOGLASS S.A.,» Barranquilla, 2020.
- [3] O. J. Páez Rodríguez, «Coordinación de Protecciones Eléctricas de Transformadores de una Planta Cementera,» Guatemala, 2018.
- [4] M. B. Orejuela Tiaguaro, «Análisis y Evaluación del Sistema Eléctrico de Baja Tensión de la Empresa Plasticaucho Industrial S.A.-Ambato,» Ambato, 2012.
- [5] «IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants,» *IEEE Std 141-1993*, pp. 1-768, 29 Abril 1993.
- [6] J. D. Juárez Cervantes, «Sistemas de distribución de energía eléctrica,» Universidad Autónoma Metropolitana, México, 1995.
- [7] «Topologías de las Redes de Distribución,» Redes de Distribución. Transporte de Energía, 2014. [En línea]. Available: <https://distribucion.webnode.com.co/>.
- [8] A. Fayos Álvarez, «Líneas eléctricas y transporte de energía eléctrica,» 2009.
- [9] S. P. Cañar Olmedo, «Cálculo detallado de pérdidas en sistemas eléctricos de distribución aplicado al alimentador "Universidad" perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.,» Quito, 2007.
- [10] J. M. Nieto Puga y L. O. Sancán Narváez, «Levantamiento de la Distribución Eléctrica de la Parroquia Guale-Paján,» Guayaquil, 2013.
- [11] J. J. Saldívar Hinojosa, «Estudio de niveles de eficiencia en transformadores de distribución en función del perfil de carga,» Monterrey Nuevo León, 2018.
- [12] A. O. Sac de Paz, «Estudio de Factibilidad para el Sistema de Distribución de Energía Eléctrica en el Centro Histórico de Quetzaltenango con Líneas Subterráneas,» Guatemala, 2005.

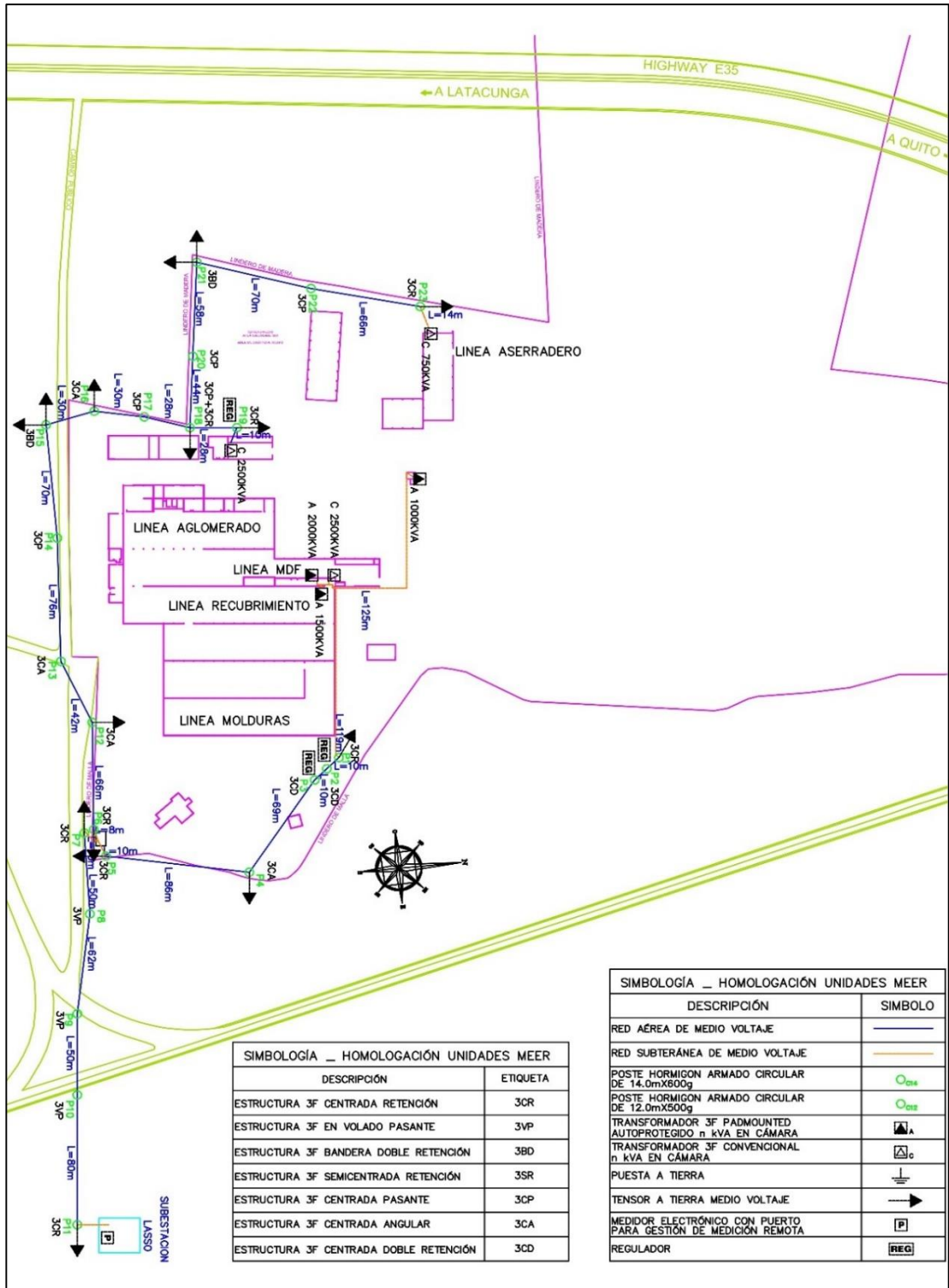
- [13] C. Michael J. Johnston, NFPA, NFPA 70, National Fire Protection Association, National Electrical Code, and NEC, Quincy, Massachusetts 02169-7471: ISBN: 978-145591280-3, 2017.
- [14] F. S. Llumiyinga Loya, «Diseño de un Banco de Condensadores para la corrección del factor de potencia de la Empresa Banchisfood S.A.,» Quito, 2012.
- [15] I. D. Ortega García y F. D. Espitia Silva, «Estudio de protección integral en redes de distribución eléctrica de media tensión enmallados,» Bogotá, 2015.
- [16] L. P. Bautista Fernández, «Identificación de 11 tipos de fallas en líneas de transmisión de alta tensión utilizando redes neuronales,» Bucaramanga, 2018.
- [17] J. M. Gers, «Aplicación de protecciones eléctricas a sistemas de potencia,» Centro Editorial, Cali, 1993.
- [18] F. A. Imbarack Charad, «Elaboración de una Herramienta Computacional para la Evaluación de la Confiabilidad de Sistemas de Transmisión Eléctricos,» Santiago de Chile, 2006.
- [19] J. M. Mejía Morales y H. A. Ollague Campoverde, «Estudio para la coordinación de Protecciones mediante Selectividad Lógica para los Centros de Fuerza de la Central Molino, Presa Daniel Palacios y Central Mazar de la Empresa CELEC HIDROPAUTE,» Cuenca, 2012.
- [20] Programa de Investigaciones en Energía-PRIEN, «Confiabilidad de sistemas eléctricos,» Santiago de Chile, 1999.
- [21] M. Blanke, R. J. Patton, F. Kraus, C. Frei y M. Staroswiecki, «What is Fault-Tolerant Control,» *IFAC Proceedings Volumes (IFAC Papers-OnLine)*, vol. 33, n° 11, 2000.
- [22] F. A. Guevara Uvidia y W. M. Morocho Luco, «Análisis Causal de Fallas y Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución Eléctrico de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. en la Ciudad de Riobamba,» Riobamba, 2016.
- [23] CONELEC, «Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. REGULACIÓN No. CONELEC-004/01,» Quito, 2001.
- [24] F. Rodríguez Melian y D. García, «Diagnóstico de Fallos y condiciones anormales de tratrajo en líneas de transmisión con el empleo de redes neuronales artificiales,» REDALYC, 2011.

- [25] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, Análisis de sistemas de potencia, México: McGraw-Hill, 1996, pp. 441-463.
- [26] J. R. Salazar, «Sistemas de Tierra en líneas de transmisión,» Veracruz, 2010.
- [27] P. Ponce Cruz, Inteligencia Artificial con Aplicaciones a la Ingeniería, México: Alfaomega, 2010, pp. 193-202.
- [28] I. E. C. (IEC), IEC 60909-0-2016 Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna, Geneva, Switzerland : ISBN 978-2-8322-3158-6, 2016-01.
- [29] C. R. Pogo Jordan, «Modelación y Simulación en Estado Estable del Sistema Eléctrico de la Central Hidroeléctrica Manduriacu en el Software ETAP,» Quito, 2019.
- [30] Y. A. García Aguilar, «Implementación de Relés Numéricos en la Subestación Convento 230 kV de la Electricidad de Caracas,» Sartenejas, 2010.
- [31] «etap,» Operation Technology Inc., 2022. [En línea]. Available: <https://etap.com/es>.
- [32] S. C. B, “Supplement to IEEE Standard Test Procedure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis Supplement to IEEE Standard Test Procedure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis,” East, vol. 1991, pp. 6–8, 1991..
- [33] I. P. a. E. S. S. Committee, IEEE Standard for AC High-Voltage Generator Circuit Breakers Rated on a, vol. 1997. 1997.
- [34] S. Committee, IEEE Std. C37.010-2016 - IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers] 1000 Vac Rated on a Symmetrical Current Basis, vol. 2016. 2017.
- [35] A. A. a. N. Standard, “An American National Standard IEEE Standard for Emergency Load Current-Carrying Capability Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis ) An American National Standard IEEE Standard for Emergency Load Current, vol. 1985, pp. 1–4, 1985.
- [36] E. Engineers, “ANSI/IEEE C37.010e-1985,” pp. 8–9, 1985.
- [37] I. o. E. a. E. E. (IEEE), IEEE Std. C37.20.1 Metal-Enclosed Low- Voltage (1000 Vac and below , 3200 Vdc and below) Power Circuit Breaker Switchgear, vol. 2015. 2015..

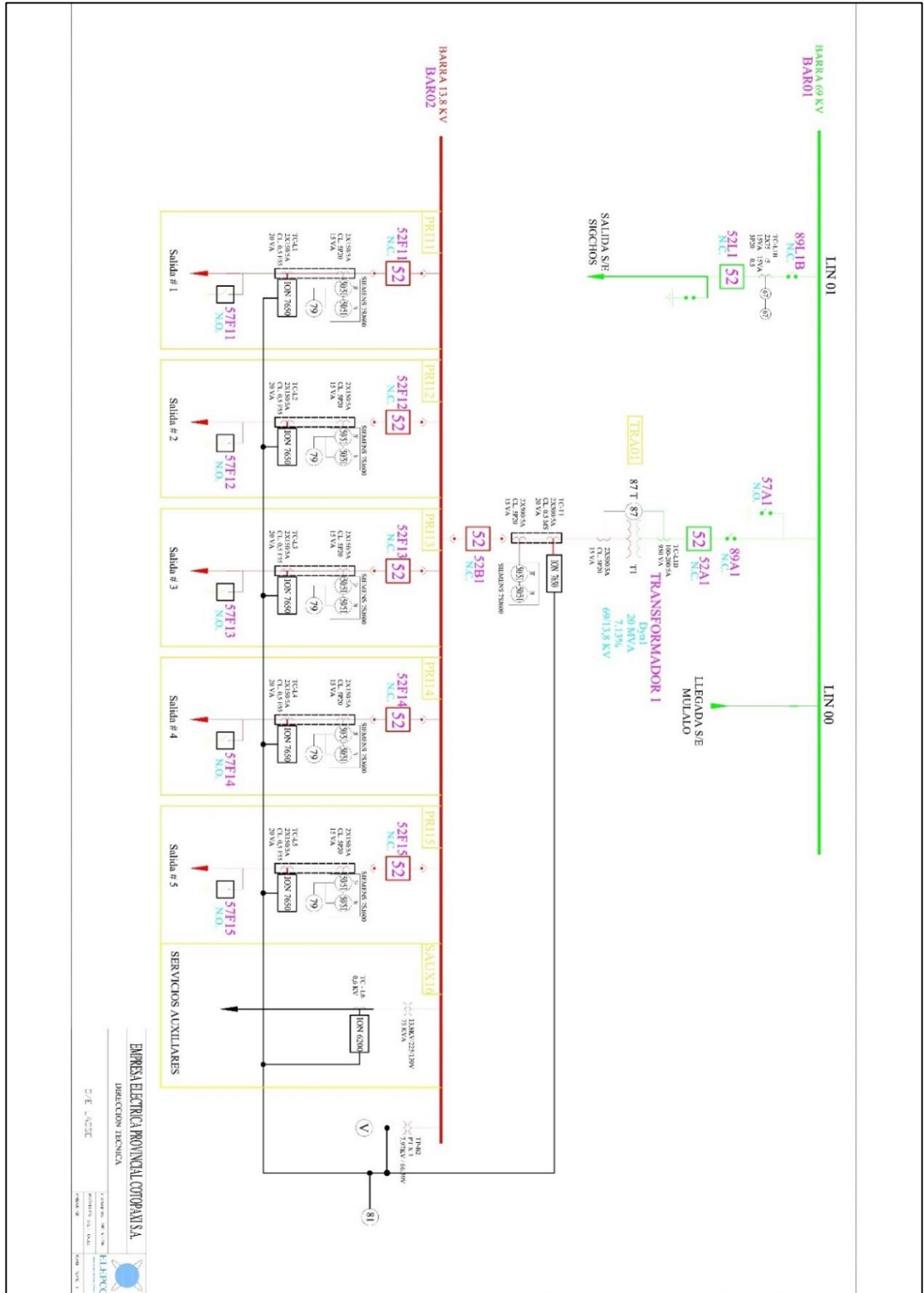
- [38] C. B. Cooper, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, doi: 10.1049/pe:19880018, vol. 2, no. 2. 1988.
- [39] R. H. McFadden, “An American National Standard IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis,” Eng.: Inst. Electr. Electron., pp. 1–223, 1980.
- [40] A. V. Uyaguari Guachisaca, «Análisis del requerimiento operativo y legal para los vehículos eléctricos en el Distrito Metropolitano de Quito, DMQ,» Quito, 2020.
- [41] A. V. Penados Ríos y D. Zuluaga Ocampo, «Implementación de un Sistema de Simulación para la Estimación del Impacto de los Vehículos Eléctricos sobre el Sistema Eléctrico en la Ciudad de Pereira,» Pereira, 2020.
- [42] Ó. Gómez Carmona, «Efectos del desbalance en las cargas sobre la valoración de confiabilidad de un sistema de distribución de energía eléctrica.,» SCIELO, 2007.
- [43] J. V. H. Sanderson, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, doi: 10.1049/pe:19890012, vol. 3, no. 2. 1989.
- [44] S. Committee, I. Power, and E. Society, “999 Co 1-2009 IEEE Standard for Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers,” vol. 2009, no. August, 2009..
- [45] D. M. Fleetwood, “1/f Noise and Defects in Microelectronic Materials and Devices,” IEEE Trans. Nucl. Sci., vol. 62, no. 4, pp. 1462–1486, 2015, doi: 10.1109/TNS.2015.2405852..

## 5 ANEXOS

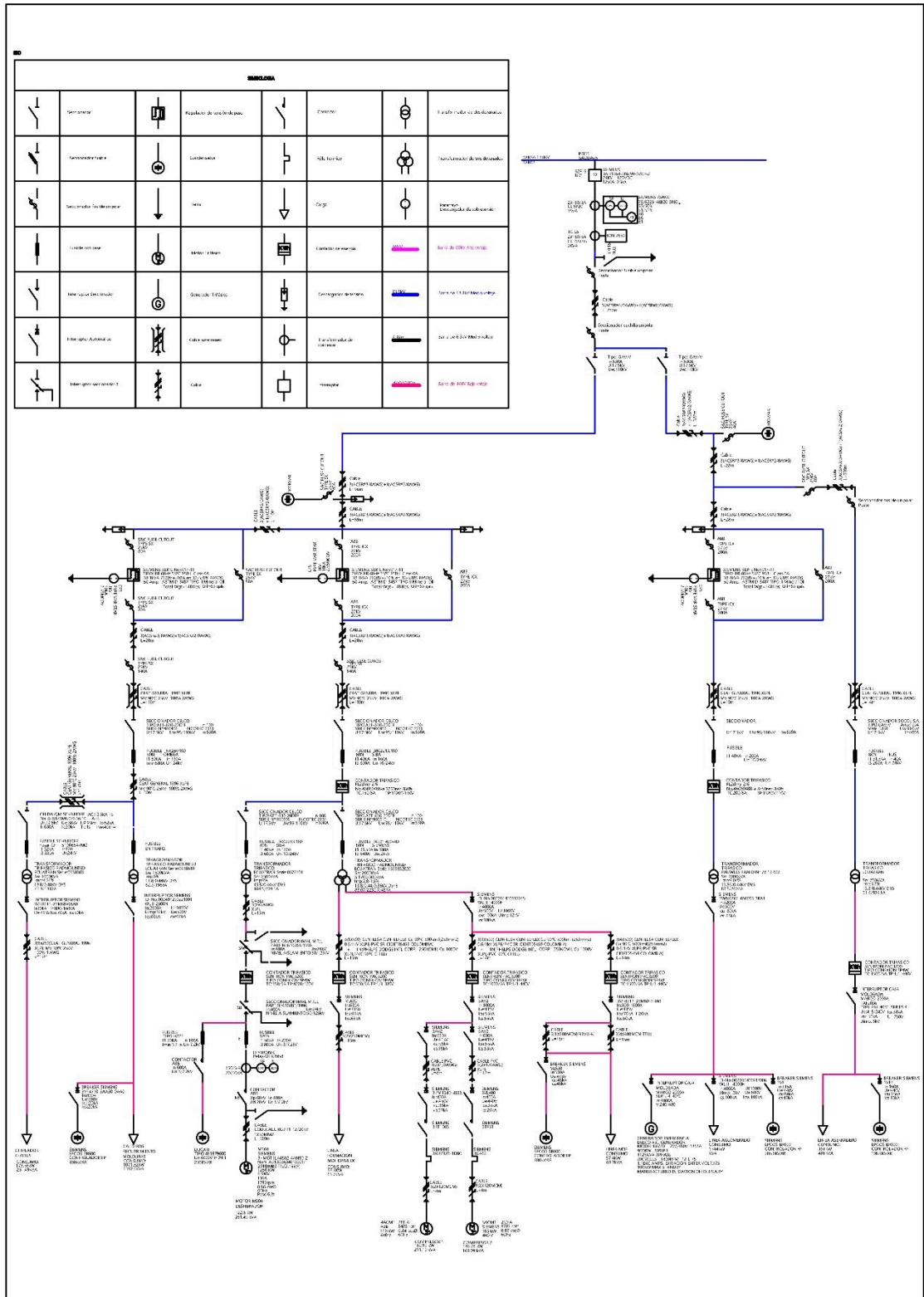
### Anexo 1: Ubicación de líneas aéreas y subterráneas en medio voltaje.



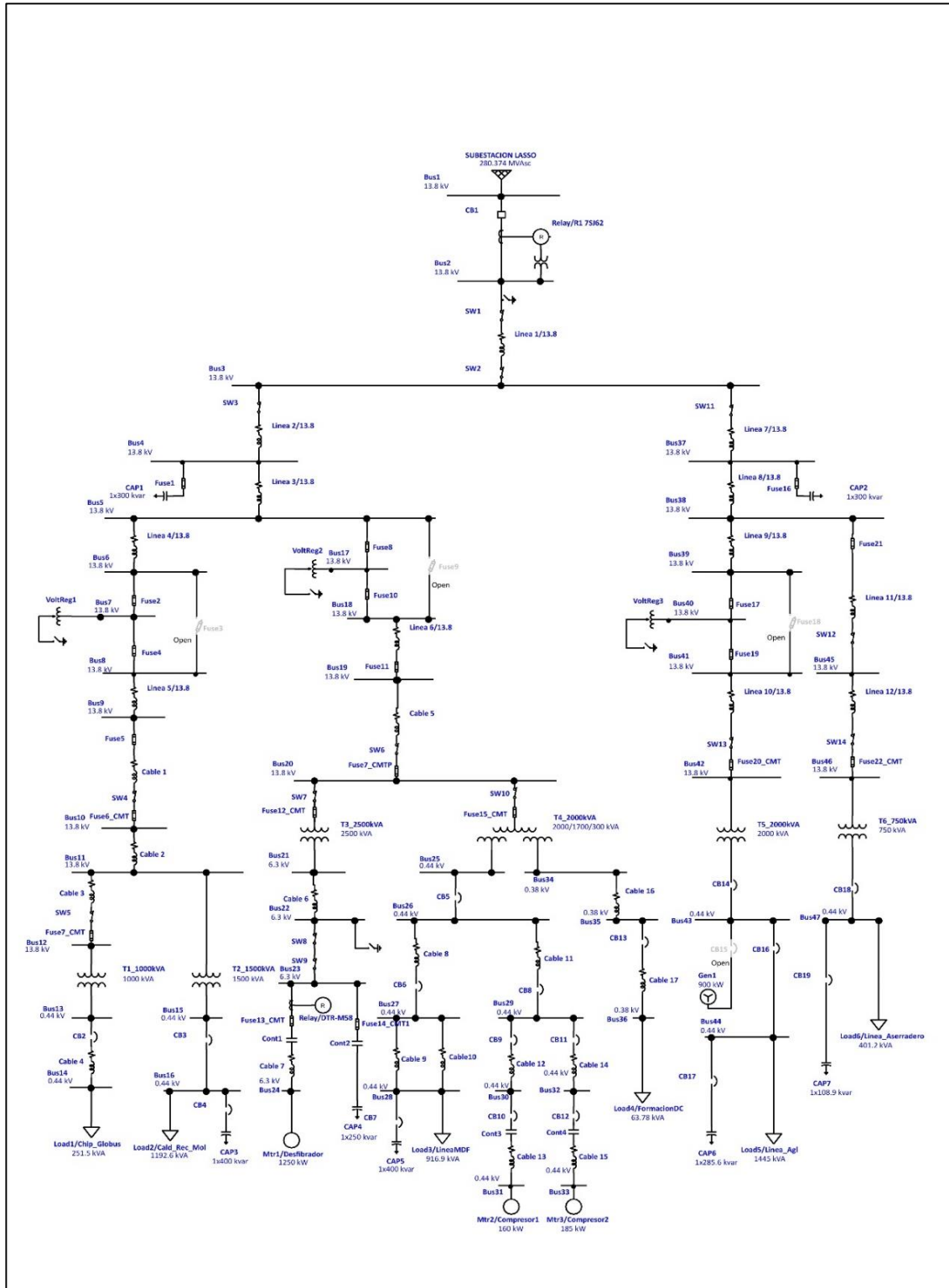
## Anexo 2: Diagrama subestación Lasso.



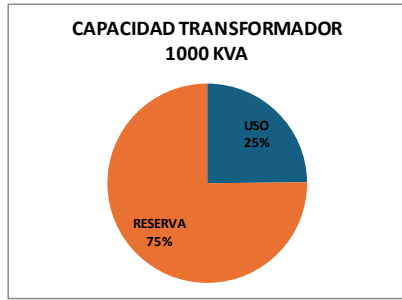
### Anexo 3: Diagrama unifilar levantado en la empresa Aglomerados Cotopaxi S.A.



## Anexo 4: Diagrama unifilar de la empresa aglomerado Cotopaxi S.A. en Etap.



## Anexo 5: Cuadro de cargas de los transformadores de medio a bajo voltaje.

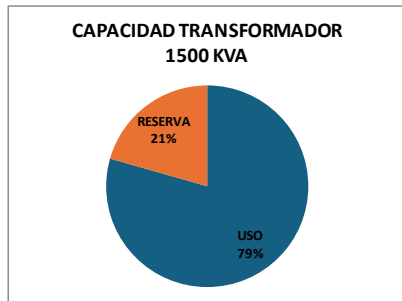


<b>CAPACIDAD TRAF0.</b>	100%	1000	KVA
<b>USO</b>	25%	178.56	KW
		248.49	KVA
<b>RESERVA</b>	75%	751.51	KVA

**TRANSFORMADOR GLOBUS**

TRANSFORMADOR: 1000 KVA 13800 V 440 v In primario 41.8 A In secundario 1312 A

Nº	CIRCUITOS Descripción	ALIMENTACIÓN		CARGA		FP	Factor DEM	POTENCIA TOTAL		
		Voltaje AC	Fases	Valor	Unidad			KVA	KW	KVAR
1	Transformador 100 KVA Ilum.	440	3	8	A	0.71	1.00	6.10	4.33	A
2	Armario Chipeador Globus	440	3	260	A	0.71	1.00	198.15	140.68	139.54
3	Armario Ventilador Aspiración	440	3	62	A	0.71	1.00	47.25	33.55	33.27
4					A			0.00	0.00	0.00
5					A			0.00	0.00	0.00
6					A			0.00	0.00	0.00
7					A			0.00	0.00	0.00
8					A			0.00	0.00	0.00
9					A			0.00	0.00	0.00
10					A			0.00	0.00	0.00
11					A			0.00	0.00	0.00
14					A			0.00	0.00	0.00
15					A			0.00	0.00	0.00
16					A			0.00	0.00	0.00
17					A			0.00	0.00	0.00
18					A			0.00	0.00	0.00
19					A			0.00	0.00	0.00
20					A			0.00	0.00	0.00
21					A			0.00	0.00	0.00
<b>Total</b>								<b>251.49</b>	<b>178.56</b>	<b>172.81</b>

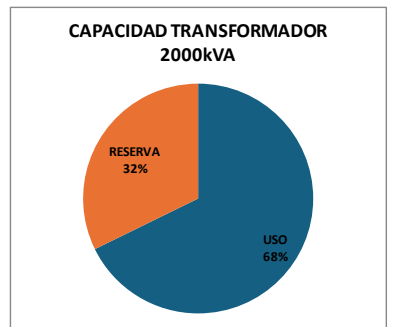


<b>CAPACIDAD TRAF0.</b>	100%	1500	KVA
<b>USO</b>	79%	1071.52	KW
		1191.26	KVA
<b>RESERVA</b>	21%	308.74	KVA

**TRANSFORMADOR RECUBRIMIENTO MDF MOLDURA**

TRANSFORMADOR: 1500 KVA 13800 V 440 v In primario 62.8 A In secundario 1968 A

Nº	CIRCUITOS Descripción	ALIMENTACIÓN		CARGA		FP	Factor DEM	POTENCIA TOTAL		
		Voltaje AC	Fases	Valor	Unidad			KVA	KW	KVAR
1	Transformador 100 KVA	440	3	24	A	0.9	1	18.29	16.46	7.97
2	Prensa Wemhoner	440	3	111	A	0.9	1	84.59	76.13	36.87
3	Prensa Siempelkamp	440	3	100	A	0.9	1	76.21	68.59	33.22
4	Prensa Burkle	440	3	39	A	0.9	1	29.72	26.75	12.96
5	Juntado de Chapa	440	3	11.3	A	0.9	1	8.61	7.75	3.75
6	Sierra Giben	440	3	21.4	A	0.9	1	16.31	14.68	7.11
7	Descortezado	440	3	56.7	A	0.9	1	43.21	38.89	18.84
8	Caldero Benecke	440	3	40.5	A	0.82	1	30.87	25.31	17.67
9	Motor M1	440	3	59	A	0.82	1	44.96	36.87	25.74
10	Nueva maquina Eluente	440	3	12	A	0.82	1	9.15	7.50	5.23
11	Caldero Vyncke	440	3	210	A	0.9	1	160.04	144.04	69.76
12	Motor secadero	440	3	428	A	0.9	1	326.18	293.56	142.18
13	Chipeador pharma	440	3	126	A	0.9	1	96.02	86.42	41.86
14	Sierra Multiple	440	3	48	A	0.92	1	36.58	33.65	14.94
15	Aspiración de Polvo	440	3	75	A	0.92	1	57.16	52.59	22.40
16	Moltrera 1	440	3	58	A	0.92	1	44.20	40.67	17.32
17	Línea de pintura	440	3	145	A	0.92	1	110.50	101.66	43.31
<b>Total</b>								<b>1192.61</b>	<b>1071.52</b>	<b>520.52</b>



<b>CAPACIDAD TRAF0.</b>	100%	2000	KVA
<b>USO</b>	68%	1219.37	KW
		1354.86	KVA
<b>RESERVA</b>	32%	645.14	KVA

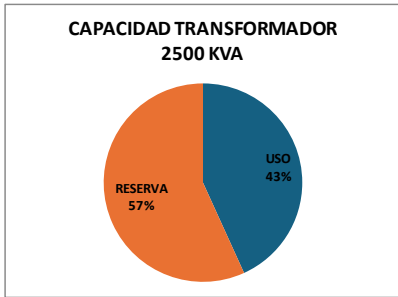
**CARGAS DEL TRANSFORMADOR MDF 13800 In primario 83.67 A.**

TRANSFORMADOR: 2000 KVA 440V In secundario 2230.7 A

Nº	CIRCUITOS Descripción	ALIMENTACIÓN		CARGA		FP	Factor DEM	POTENCIA TOTAL		
		Voltaje AC	Fases	Valor	Unidad			KVA	KW	KVAR
1	DESIFBRADO	440	3	129	A	0.9	1.00	98.31	88.48	42.85
2	SECA DERO	440	3	300	A	0.9	1.00	228.63	205.77	99.66
3	FORMACION	440	3	238	A	0.9	1.00	181.38	163.24	79.06
4	PRENSAS	440	3	437	A	0.9	1.00	333.04	299.73	145.17
5	FORMATEO	440	3	95	A	0.9	1.00	72.40	65.16	31.56
6	COMPRESOR 1	440	3	277	A	0.9	1.00	211.10	189.99	92.02
7	TRAF0 LUMINACION	440	3	4.1	A	0.9	1.00	3.12	2.81	1.36
8	COMPRESOR 2	440	3	214	A	0.9	1.00	163.09	146.78	71.09
9					A			0.00	0.00	0.00
10					A			0.00	0.00	0.00
<b>CAPACIDAD SECUNDARIO 440V TRAF 100%</b>								<b>1500.0</b>	<b>KVA</b>	
<b>USO</b>								<b>86%</b>	<b>1291.1</b>	<b>KVA</b>
<b>RESERVA</b>								<b>14%</b>	<b>208.9</b>	<b>KVA</b>
<b>Total</b>								<b>1291.08</b>	<b>1161.97</b>	<b>562.77</b>

**380V In secundario 457 A.**

Nº	CIRCUITOS Descripción	ALIMENTACIÓN		CARGA		FP	Factor DEM	POTENCIA TOTAL		
		Voltaje AC	Fases	Valor	Unidad			KVA	KW	KVAR
1	FORMACION	380	3	93	A	0.9	1.00	61.21	55.09	26.68
2	UPS	380	3	3.9	A	0.9	1.00	2.57	2.31	1.12
5					A			0.00	0.00	0.00
<b>Total</b>								<b>63.78</b>	<b>57.40</b>	<b>27.80</b>

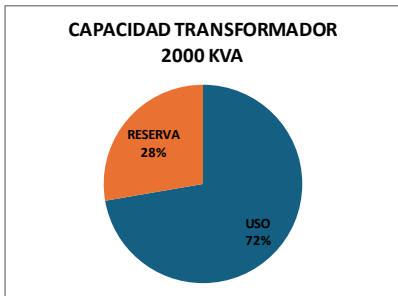


CAPACIDAD TRAF0.	100%	2500	KVA
USO	43%	938.76	KW
RESERVA	57%	1419.72	KVA

**TRANSFORMADOR**      **MDF DESFIBRADOR**

TRANSFORMADOR: **2500 KVA**      13800 V / 6300 v      In primario 104.6 A / In secundario 229.1 A

Nº	Circuitos Descripción	ALIMENTACIÓN		CARGA		FP	Factor DEM	POTENCIA TOTAL		
		Voltaje AC	Fases	Valor	Unidad			KVA	KW	KVAR
1	Motor Trifasico Desfibrador	6300	3	99	A	0.87	1.00	1080.28	938.76	534.54
2					A			0.00	0.00	0.00
3					A			0.00	0.00	0.00
4					A			0.00	0.00	0.00
5					A			0.00	0.00	0.00
6					A			0.00	0.00	0.00
7					A			0.00	0.00	0.00
8					A			0.00	0.00	0.00
9					A			0.00	0.00	0.00
10					A			0.00	0.00	0.00
11					A			0.00	0.00	0.00
14					A			0.00	0.00	0.00
15					A			0.00	0.00	0.00
16					A			0.00	0.00	0.00
17					A			0.00	0.00	0.00
18					A			0.00	0.00	0.00
19					A			0.00	0.00	0.00
20					A			0.00	0.00	0.00
21					A			0.00	0.00	0.00
Total								1080.28	938.76	534.54

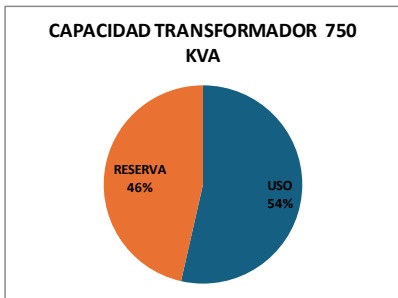


CAPACIDAD TRAF0.	100%	2000	KVA
USO	72%	1445.71	KW
RESERVA	28%	554.29	KVA

**TRANSFORMADOR**      **AGLOMERADO**

TRANSFORMADOR: **2000 KVA**      13800 V / 440 v      In primario 83.7 A / In secundario 2624.3 A

Nº	Circuitos Descripción	ALIMENTACIÓN		CARGA		FP	Factor DEM	POTENCIA TOTAL		
		Voltaje AC	Fases	Valor	Unidad			KVA	KW	KVAR
1	Grupo 100	440	3	72	A	0.93	1.00	54.87	51.03	20.17
2	Grupo 140	440	3	61	A	0.93	1.00	46.49	43.23	17.09
3	Grupo 200	440	3	95	A	0.93	1.00	72.40	67.33	26.61
4	Grupo 300	440	3	132	A	0.93	1.00	100.60	93.56	36.98
5	Grupo 380	440	3	11	A	0.93	1.00	8.38	7.80	3.08
6	Grupo 400	440	3	110	A	0.93	1.00	83.83	77.96	30.81
7	Grupo 450	440	3	158	A	0.93	1.00	120.41	111.98	44.26
8	Grupo 500	440	3	120	A	0.93	1.00	91.45	85.05	33.61
9	Grupo 520	440	3	49	A	0.93	1.00	37.34	34.73	13.73
10	Grupo 540	440	3	73	A	0.93	1.00	55.63	51.74	20.45
11	Grupo 560	440	3	105	A	0.93	1.00	80.02	74.42	29.41
14	Grupo 580	440	3	84	A	0.93	1.00	64.02	59.54	23.53
15	Compresor Ingersollrand y Sullair	440	3	90	A	0.93	1.00	68.59	63.79	25.21
16	Compresor Atlas Copco	440	3	165	A	0.93	1.00	125.75	116.94	46.22
17	Servicios Generales AGL-TDELTA	440	3	572	A	0.93	1.00	438.92	405.41	160.23
18					A			0.00	0.00	0.00
19					A			0.00	0.00	0.00
20					A			0.00	0.00	0.00
21					A			0.00	0.00	0.00
Total								1445.71	1344.51	531.38



CAPACIDAD TRAF0.	100%	750	KVA
USO	54%	401.63	KW
RESERVA	46%	348.37	KVA

**TRANSFORMADOR**      **ASERRADERO**

TRANSFORMADOR: **750 KVA**      13800 V / 440 v      In primario 31.4 A / In secundario 984.1 A

Nº	Circuitos Descripción	ALIMENTACIÓN		CARGA		FP	Factor DEM	POTENCIA TOTAL		
		Voltaje AC	Fases	Valor	Unidad			KVA	KW	KVAR
1	Aserradero	440	3	527	A	0.90	1.00	401.63	361.47	175.07
2					A			0.00	0.00	0.00
3					A			0.00	0.00	0.00
4					A			0.00	0.00	0.00
5					A			0.00	0.00	0.00
6					A			0.00	0.00	0.00
7					A			0.00	0.00	0.00
8					A			0.00	0.00	0.00
9					A			0.00	0.00	0.00
10					A			0.00	0.00	0.00
11					A			0.00	0.00	0.00
14					A			0.00	0.00	0.00
15					A			0.00	0.00	0.00
16					A			0.00	0.00	0.00
17					A			0.00	0.00	0.00
18					A			0.00	0.00	0.00
19					A			0.00	0.00	0.00
20					A			0.00	0.00	0.00
21					A			0.00	0.00	0.00
Total								401.63	361.47	175.07

Anexo 6: Datos de placa transformadores.

**TRANSFORMADOR TRIFASICO PADMOUNTED**

SERIE 053010000

KVA 1000

NORMA IEEE C.57.12

CLASE ONAN

OPERACION m.s.n.m. 3000

ACEITE MINERAL

CALENTAMIENTO °C 65/85

NUMERO DE FASES 3

FRECUENCIA Hz 60

NIVEL AISL. PRIM/SEC Kv 5/30

GRUPO CONEXION DY5

IMPEDANCIA % 4.26

PESO TOTAL Kg 2032

PESO ACEITE Kg 1095

PESO A DESENT. Kg 1007

VOLUMEN ACEITE L 1220

MES/AÑO 07/09

MATERIAL PRIM/SEC CU/AL

ECUATRAN S.A. Ambato - Ecuador

PRIMARIO		
POSICION	VOLTAJE (V)	CORRIENTE (A)
1	14145	
2	14145	
3	13800	83.67
4	13110	
5	12785	

**TRANSFORMADOR TRIFASICO**

SERIE 053010000

KVA 2000

NORMA IEEE C.57.12

CLASE ONAN

OPERACION m.s.n.m. 3000

ACEITE MINERAL

CALENTAMIENTO °C 65/85

NUMERO DE FASES 3

FRECUENCIA Hz 60

NIVEL AISL. PRIM/SEC Kv 5/30

GRUPO CONEXION DY5

IMPEDANCIA % 4.26

PESO TOTAL Kg 2032

PESO ACEITE Kg 1095

PESO A DESENT. Kg 1007

VOLUMEN ACEITE L 1220

MES/AÑO 07/09

MATERIAL AT/BT CU/AL

ECUATRAN S.A. Ambato - Ecuador

PRIMARIO		
POSICION	VOLTAJE (V)	CORRIENTE (A)
1	14145	
2	14145	
3	13800	83.67
4	13110	
5	12785	

**TRANSFORMADOR TRIFASICO**

SERIE 053010000

ALTA TENSION

POSICION VOLTAJE (V) CORRIENTE (A)

1 14145

2 14145

3 13800 83.67

4 13110

5 12785

BAJA TENSION

LINEA EN V1 V2 T1 T2

ECUATRAN S.A. Ambato - Ecuador

ALTA TENSION		
POSICION	VOLTAJE (V)	CORRIENTE (A)
1	14145	
2	14145	
3	13800	83.67
4	13110	
5	12785	

**TRANSFORMADOR TRIFASICO PADMOUNTED**

SERIE 053010000

ESP. 1500

KVA 1500

NORMA IEEE C.57.12

CLASE ONAN

OPERACION m.s.n.m. 3000

ACEITE MINERAL

CALENTAMIENTO °C 65/85

NUMERO DE FASES 3

FRECUENCIA Hz 60

NIVEL AISL. PRIM/SEC Kv 5/30

GRUPO CONEXION DY5

IMPEDANCIA % 5.0

PESO TOTAL Kg 2032

PESO ACEITE Kg 1095

PESO A DESENT. Kg 1007

VOLUMEN ACEITE L 1220

MES/AÑO 07/09

MATERIAL PRIM/SEC CU/AL

ECUATRAN S.A. Ambato - Ecuador

PRIMARIO		
POSICION	VOLTAJE (V)	CORRIENTE (A)
1	14145	
2	14145	
3	13800	83.67
4	13110	
5	12785	

**PAUWELS TRAPO**

B 2000 MECHELEN-BELGIE

TRANSFORMADOR CEI 76 3877010

Nº 78 12 602 TIPO P.50 AÑO 1971

POTENCIA 2000 KVA HZ 60 FASE 3

CONEXION DY5 CLASE DE AISLAMIENTO 20 KV

CLASE DE MAT. A

Posicion	ALTA TENSION		BAJA TENSION		Ucc % a 75°C
	VOLTS	AMP	VOLTS	AMP	
1	13800		440		
2	13200	87.5	440	25.24	5.04
3	12540		440		
4					
5					
6					
7					

ACEITE 1160 kg PESO DE PARTES ACTIVA 1350 kg PESO TOTAL 4415 kg

**TRANSFORMADOR TRIFASICO PADMOUNTED**

Nº SERIE 1555932020

ESPECIFICACION T-990-M241C

NORMA NTE INEN 2884

POTENCIA 2000 KVA

NUMERO DE FASES 3

FRECUENCIA 60 Hz

GRUPO CONEXION Dy5

IMPEDANCIA 2.8/1.5 %

EFICIENCIA 99.00/98.85 %

NIV. PRIM/SEC 95/30 KV

REFRIGERACION ONAN

TIPO DE ACEITE MINERAL

ELEVACION DE TEMP. 65 °C

OPERACION m.s.n.m. < 3000 m

PESO TOTAL 5808 kg

PESO ACEITE 2220 kg

PESO PARTE ACTIVA 2655 kg

VOLUMEN ACEITE 2467 l

DEVANADOS PRIM/SEC CU/AL

MES/AÑO 11/20

PRENSION POSITIVA NEGATIVA VACIO 7 3.3 < 0.01 PSI

ECUATRAN S.A. Ambato - Ecuador

PRIMARIO		
POSICION	VOLTAJE (V)	CORRIENTE (A)
1	14145	
2	13800	83.67
3	13455	
4	13110	
5	12785	

Anexo 7: Subestación Lasso / Interruptor, Relé de protección.



## Anexo 8: Interruptores de bajo voltaje.

CB5: Interruptor alimentación 440V línea Mdf.



### Descripción

#### Disparador por sobreintensidad ETU45B



### Utilización:

Apto para múltiples aplicaciones en edificios inteligentes y en toda clase de industrias. **CubicleBUS** integrado

### Características:

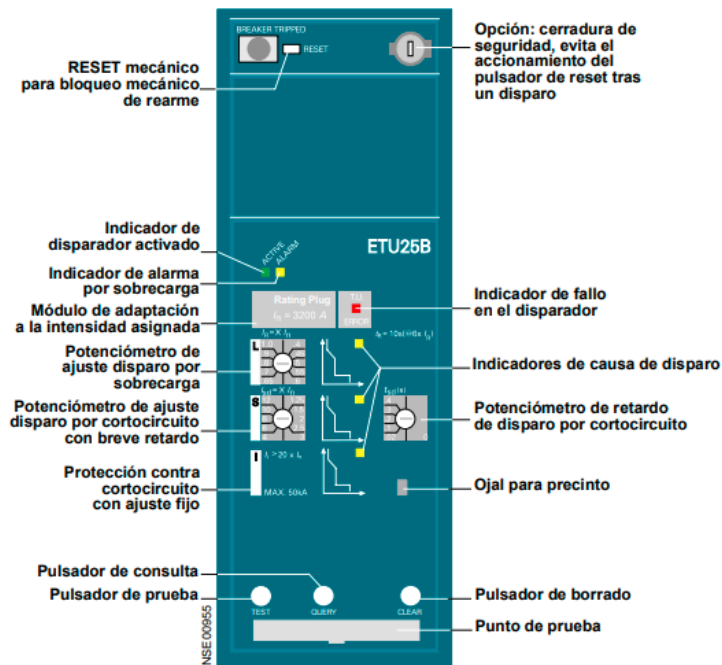
- Como ETU25B y adicionalmente
- Protección contra sobrecargas con grado de inercia ajustable
  - Características conmutables de las protecciones contra cortocircuito con retardo breve y contra sobrecargas (selectividad) para un ajuste de la selectividad más preciso respecto a los fusibles o aparatos de protección pre-conectados.
  - Memoria térmica, como protección contra el rearmar en caso de disparo de salidas de motor.
  - Protección del conductor neutro ajustable y desconectable.
  - Módulo de protección contra derivaciones a tierra modular, con funciones de disparo y alarma ajustables separadas.
  - Con capacidad de comunicación y con "Función de medida Plus". Conexión a un módulo externo como opción, o para equipamiento posterior.
  - Display opcional con ajuste del ángulo de visión, con fuerte contraste
  - Ajuste de las funciones de protección vía un potenciómetro giratorio o vía conmutador deslizante

CB3: Interruptor alimentación 440V línea Recubrimiento, Molduras y Calderos.



**Descripción**

**Disparador por sobretensión ETU25B**



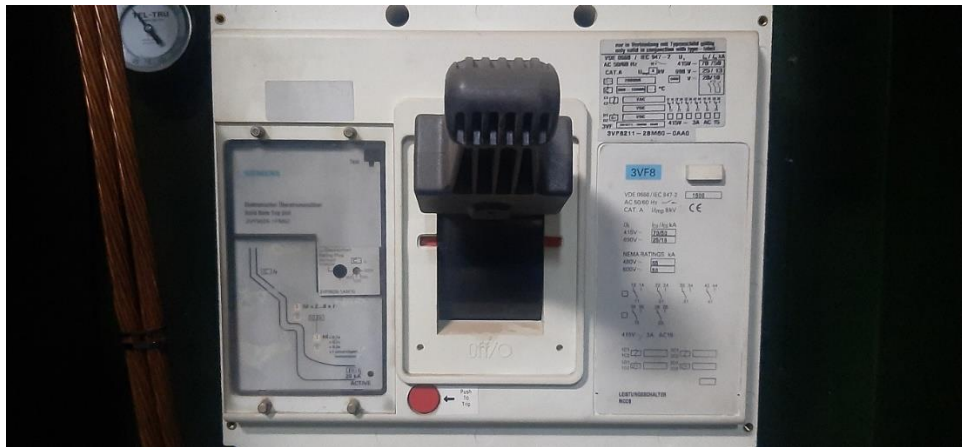
**Utilización:**

Protección clásica para edificios, motores e instalaciones con escalonamiento selectividad-tiempo hasta 6300 A

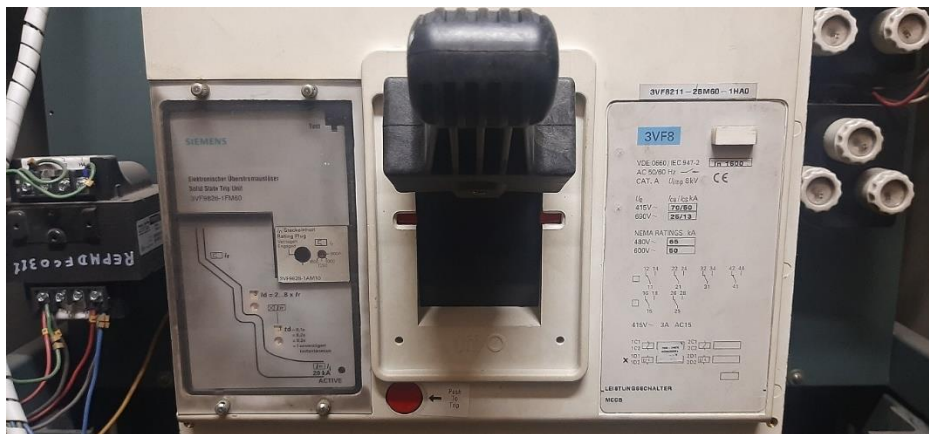
**Características:**

- Protección contra sobrecargas con característica  $I^2t$  con ajuste fijo del tiempo de retardo  $t_{ri} = 10$  segundos para  $6 \times I_n$
- Protección contra cortocircuitos, con retardo breve, ajustable desde  $1,25 \dots 12 \times I_n$  y
- Protección contra cortocircuitos, sin retardo, ajustado fijo a  $20 \times I_n / \text{max. } 50 \text{ kA}$
- Vía el módulo de adaptación a la intensidad asignada, en todo momento existe la capacidad de adaptación a la intensidad de la instalación exigida, para asegurar la protección contra sobrecargas, desde 100 hasta 6300 A.
- Indicador de sobrecarga
- Indicador de causa de disparo vía LED
- Posibilidad de test del disparador
- Ajuste de las funciones de protección vía un potenciómetro giratorio

CB2: Interruptor alimentación 440V Chipeador Globus.



CB6: Interruptor alimentación 440V línea de Mdf.



CB13: Interruptor alimentación 380V grupo formación Mdf.



**Anexo 9:** Celda seccionadores fusibles de medio voltaje.





**Anexo 10:** Seccionadores fusibles de medio voltaje aéreo.



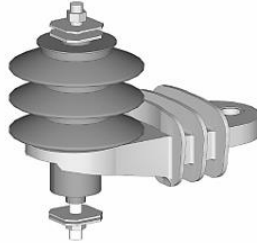
ESPECIFICACIONES PARTICULARES DE SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE NORMAL Y CON DISPOSITIVO ROMPEARCO							
ITEM	DESCRIPCIÓN TÉCNICA	Régimen de Operación	Voltaje máximo de diseño (kV)	Máxima corriente nominal (A)	Corriente admisible de falla y corte (kA)		BIL (kV)
					simétrico	asimétrico	
1	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE 15 kV	HD	15	100	2,8	4	95
2	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE 15 kV	EHD	15	100	5,6	8	95
3	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE 15 kV	UHD	15	100	10,6	16	95
4	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE 15 kV	ND	15	200	2,8	4	95
5	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE 15 kV	HD	15	200	7,1	10	95
6	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE 15 kV	EHD	15	200	10,6	16	95
7	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE 15 kV	UHD	15	200	13,2	20	95
8	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE 27 kV	HD	27	100	2,5	3,5	125
9	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE 27 kV	EHD	27	100	4	6	125
10	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE 27 kV	UHD	27	100	8	12	125
11	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE 38 kV	ND	38	100	1,3	2	150
12	SECCIONADOR PORTAFUSIBLE, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, INTERCAMBIABLE 38 kV	HD	38	100	5	8	150

**Anexo 11:** Seccionador de barra, tipo unipolar abierto, para 27kV.



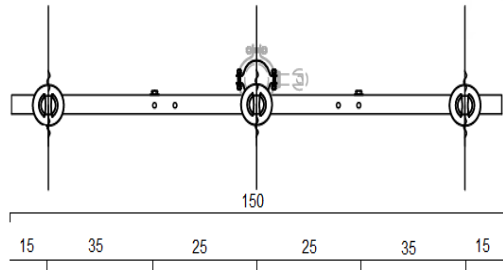
ESPECIFICACIONES PARTICULARES DE SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, NORMAL Y CON DISPOSITIVO ROMPEARCO								
ITEM	DESCRIPCIÓN TÉCNICA	Régimen de Operación	Voltaje máximo de diseño (kV)	Máxima corriente nominal (A)	Corriente de cortocircuito de corta duración (kA)			BIL (kV)
					Momentánea	15 ciclos	3 segundos	
1	SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, PARA 15 kV	HD	15	200	10	7,1	1,6	95
2	SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, PARA 15 kV	EHD	15	200	10	7,1	1,6	95
3	SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, PARA 15 kV	UHD	15	200	16	10,6	1,6	95
4	SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, PARA 15 kV	ND	15	300	12	8,6	3,2	95
5	SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, PARA 15 kV	HD	15	300	12	8,6	3,2	95
6	SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, PARA 15 kV	EHD	15	300	20	13,2	3,2	95
7	SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, PARA 15 kV	UHD	15	300	20	13,2	3,2	95
8	SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, PARA 27 kV	HD	27	200	6	4	1,6	125
9	SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, PARA 27 kV	EHD	27	200	6	4	1,6	125
10	SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, PARA 27 kV	UHD	27	200	12	8,6	1,6	125
11	SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, PARA 38 kV	ND	38	200	8	5	1,6	150
12	SECCIONADOR DE BARRA, TIPO UNIPOLAR ABIERTO, PARA 38 kV	HD	38	200	8	5	1,6	150

**Anexo 11:** Especificación técnica de pararrayos

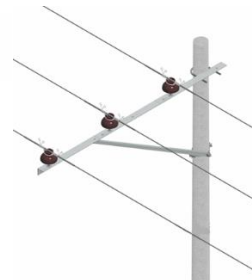
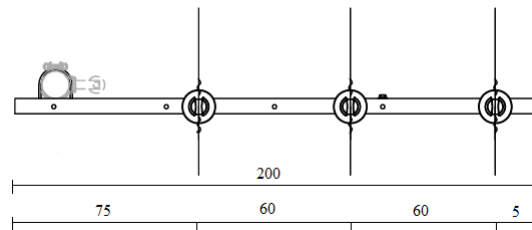


ESPECIFICACIONES PARTICULARES DE PARARRAYOS DE 6 kV - 10 kV - 18 kV						
ITEM	DESCRIPCIÓN TÉCNICA	CICLO DE TRABAJO	CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA (kA)	CLASES DE DESCARGA DE LÍNEA	ALTA CORRIENTE DE IMPULSO (4/10) (kA)*	CORRIENTE DE IMPULSO DE LARGA DURACIÓN (A/μs)
1	PARARRAYOS CLASE DISTRIBUCIÓN POLIMÉRICO, ÓXIDO METÁLICO, CON DESCONECTOR	LIVIANO	5	NO APLICA	40	75/2 000
		NORMAL			65	
		PESADO	10	1	100	250/2 000
				2		
		3				

**Anexo 11:** Estructuras en redes aéreas de distribución 13,8 kV trifásica.



Estructura: pasante



Estructura: Volado pasante

## Anexo 12: Modos de refrigeración de transformadores.

MEDIO REFRIGERANTE	SÍMBOLO
Aceite mineral, vegetal o líquido sintético inflamable	O
Líquido sintético no inflamable	L
Gas	G
Agua	W
Aire	A
CIRCULACIÓN DE REFRIGERANTE	SÍMBOLO
Natural	N
Ventilación forzada	F
Circulación dirigida	D
SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN	SÍMBOLO
Transformador seco con refrigeración natural por aire	AN
Transformador seco con refrigeración forzada por aire	AF
Transformador seco con envolvente metálica y refrigeración natural por aire	ANAN
Transformador con circulación natural de aceite y ventilación forzada por aire	ANAF
Transformador con circulación forzada de aceite y agua	OFWF
Transformador con circulación forzada de aceite y aire	OFAF
Transformador con circulación dirigida de aceite y ventilación forzada	ODAF

## Anexo 13: Características técnicas de fusibles.

# SIEMENS

HH-Sicherungseinsätze 3GD

HRC fuses 3GD

Coupe-circuit HPC 3GD

Fusibles HH 3GD

### Betriebsanleitung / Operating Instruction / Mode d'emploi / Instructivo de operación

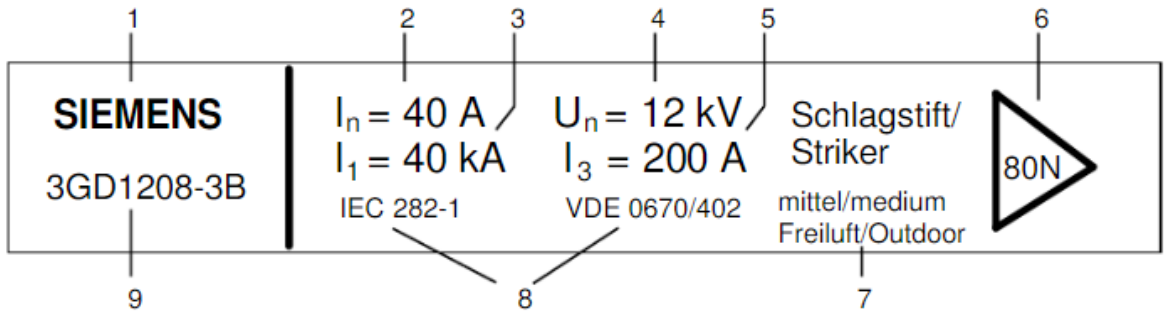
<p><b>D</b> <b>Anwendungsbereich</b></p> <p>HH (Hochspannungs-Hochleistungs-)Sicherungen werden als Kurzschlußschutz in Hochspannungsschaltanlagen (Innenraum- und Freiluftanlagen) verwendet. Sie schützen Geräte und Anlagenteile vor der dynamischen und thermischen Wirkung hoher Kurzschlußströme, indem sie diese im Entstehen ausschalten. Sie werden eingesetzt vor:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilertansformatoren von 50-2000 kVA</li> <li>• Hochspannungsmotoren bis zu 3 MW</li> <li>• Kondensatoren bis zu 1200 kvar</li> <li>• Ms-Spannungswandlern</li> <li>• Kabelabzweigungen</li> </ul>	<p><b>GB</b> <b>Applications</b></p> <p>HV HRC (high-voltage high rupturing capacity) fuses are used for short-circuit protection in high-voltage switchgear (indoor and outdoor switchgear). They protect plant and equipment from the dynamic and thermal effects of high short-circuit currents by interrupting them when they occur. They are used on the input side of:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Distribution transformers of 50 to 2000 kVA</li> <li>• High-voltage motors up to 3 MW</li> <li>• Capacitors up to 1200 kvar</li> <li>• MV voltage transformers</li> <li>• Cable feeders</li> </ul>	<p><b>F</b> <b>Utilisation</b></p> <p>Les coupe-circuits HPC (Haute pouvoir de coupure) sont utilisés comme protection contre les courants de court-circuit dans les installations à haute tension (intérieures et extérieures). Ils protègent les appareils et les installations contre les effets thermiques et dynamiques des courants de court-circuit qu'ils coupent des leur apparition. Ils sont utilisés en amont de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transformateurs de distribution de 50 à 2000 kVA</li> <li>• Moteurs HT jusque 3 MW</li> <li>• Condensateurs jusque 1200 kvar</li> <li>• Transformateurs de tension MT</li> <li>• Câbles d'alimentation</li> </ul>	<p><b>E</b> <b>Aplicaciones</b></p> <p>Los fusibles 3GD de alta capacidad de ruptura son usados para la protección de corto circuito en apartamentos de alta tensión (exterior e interior). Estos protegen la instalación y equipos de los efectos térmicos y dinámicos de las altas corrientes de corto circuito interrumpiendo estas cuando ocurren. Estos son usados sobre el lado de entrada de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transformadores de distribución de 50 - 2000 kVA</li> <li>• Motores de alta tensión de hasta 3 MW</li> <li>• Condensadores de hasta 1200 kvar</li> <li>• Transformadores de tensión en media tensión</li> <li>• Derivaciones de cables</li> </ul>
---	--	--	---

**Achtung!** Die HH-Sicherungseinsätze 3GD sind nur bedingt als Überlastschutz einsetzbar, da sie erst ab ihrem kleinsten Ausschaltstrom mit Sicherheit ausschalten (Zerstörungsgefahr für die Sicherung!). Deshalb besitzt jeder 3GD-Sicherungseinsatz einen Thermo-Schlagstift, der bei Anwendung der Sicherung in einer Sicherung-Schalter-Kombination durch Auslösung des Schaltgerätes eine Überlastung der Sicherung bei Fehlerströmen  $>I_n$  und  $<I_{min}$  zuverlässig verhindert.

**Attention.** 3GD HV HRC fuse links are not necessarily suitable for overload protection, because they only operate dependably when their minimum breaking current has already been exceeded. Risk of failure. Each HV HRC fuse link has a striker pin of thermoplastic. With a switch-fuse combination the striker pin response prevents thermal destruction of the fuse in the event of fault currents  $>I_n$  and  $<I_{min}$ .

**Attention.** Les coupe-circuits HPC type 3GD ne peuvent être utilisés comme protection de surcharge qu'à condition de s'assurer que la plus petite intensité de coupure sera dépassée (risque de détérioration). Chaque coupe-circuit HPC possède un percuteur relié de thermoplastique, parce qu'en emploi de interrupteur-coupe-circuit-combinaison le percuteur libère la surcharge du coupe-circuit en courants de défaut  $>I_n$  et  $<I_{min}$ .

**Atención!** Los elementos fusibles 3GD de alta tensión y potencia sirven como protección de sobrecarga puesto que abren con seguridad en cuanto tienen la más pequeña corriente de apertura (peligro de destrucción para el fusible). Por ello, cada elemento fusible 3GD tiene una pequeña barra de operación térmica, la cual con el uso de una combinación fusible-interruptor, actúa el sistema de disparo del interruptor evitando así en forma confiable sobrecargas del fusible  $>I_n$  e  $<I_{min}$ .



**Fig. 1**

**Leistungsschild**

- 1 Hersteller
- 2 Nennstrom  $I_n$
- 3 Nemausschaltstrom  $I_1$
- 4 Nennspannung  $U_n$
- 5 Mindestausschaltstrom  $I_3$
- 6 Wirkungsrichtung des Schlagstiftes
- 7 Freiluft-(Ausführung)
- 8 Normen
- 9 Bestell-Nr.

**Rating plate**

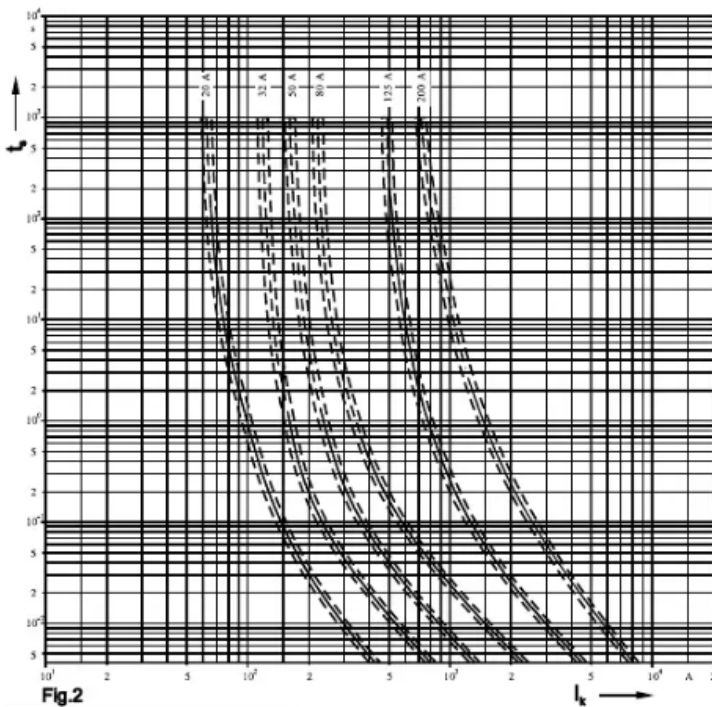
- 1 Manufacturer
- 2 Rated current  $I_n$
- 3 Rated breaking current  $I_1$
- 4 Rated voltage  $U_n$
- 5 Rated minimum breaking current  $I_3$
- 6 Actual travel of striker pin
- 7 Outdoor (design)
- 8 Standards
- 9 Order No.

**Plaque signalétique**

- 1 Fabricant
- 2 Intensité nominale  $I_n$
- 3 Intensité de coupure nominale  $I_1$
- 4 Tension nominale  $U_n$
- 5 Intensité de coupure minimale  $I_3$
- 6 Direction d'action du percuteur
- 7 Exécution extérieure
- 8 Normes
- 9 Numéro de commande

**Placa indicadora**

- 1 Fabricante
- 2 Intensidad nominal  $I_n$
- 3 Intensidad nominal de ruptura  $I_1$
- 4 Tensión nominal  $U_n$
- 5 Intensidad mínima de ruptura  $I_3$
- 6 Dirección de movimiento del perno de percusión
- 7 Modelo para intemperie
- 8 Normas
- 9 No. de pedido



**D**  
Fig. 2/3  
Zeit-/Strom-Kennlinien für HH-Sicherungseinsätze 3GD  
 $t_s$  = Schmelzzeit  
 $I_k$  = Dauerkurzschlußwechselstrom

**GB**  
Fig. 2/3  
Time/current characteristics of 3GD HV HRC fuse links  
 $t_s$  = pre-acing time  
 $I_k$  = sustained short-circuit current

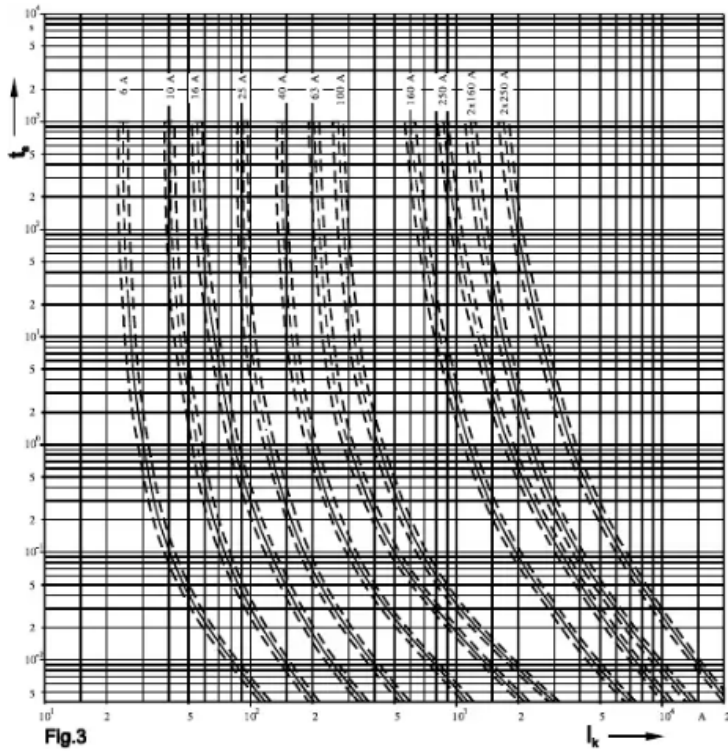


Fig.3

**F**

Fig. 2/3  
 Courbes caractéristiques temps/courant des coupe-circuits HPC 3GD  
 $t_S$  = temps de fusion  
 $I_K$  = courant de court-circuit permanent

**E**

Fig. 2/3  
 Curvas características de tiempo/corriente para los fusibles 3GD  
 $t_S$  = tiempo de fusión  
 $I_K$  = corriente de cortocircuito prolongada

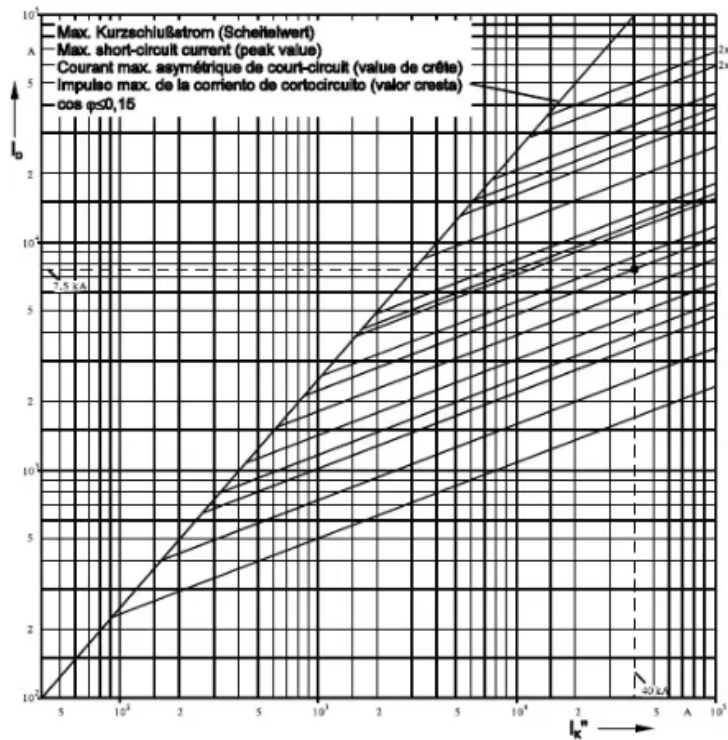


Fig. 4

**D** Strombegrenzungskennlinien  
 $I_D$  = Durchlaßstrom  
 $I_K''$  = Anfangskurzschlußwechselstrom  
 $I_n$  = Nennstrom

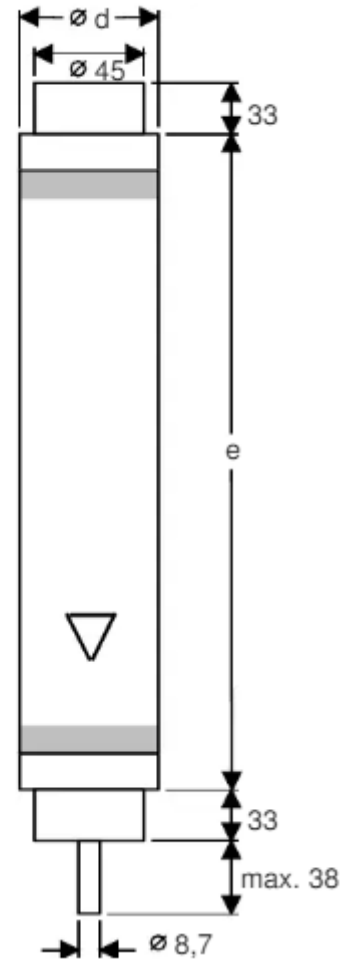
**GB** Cut-off characteristics  
 $I_D$  = Cut-off current  
 $I_K''$  = Initial symmetrical short-circuit current  
 $I_n$  = Rated current

**F** Courbes de limitation de courant  
 $I_D$  = Courant coupé limité  
 $I_K''$  = Courant initial symétrique de court-circuit  
 $I_n$  = Intensité nominale

**E** Líneas características de limitación de corriente  
 $I_D$  = Corriente de paso  
 $I_K''$  = Corriente alterna inicial de cortocircuito  
 $I_n$  = Intensidad nominal

Beispiel / example / exemple / ejemplo:  
 $I_n = 40 \text{ A}$ ,  $I_K'' = 40 \text{ kA}$   
 $\rightarrow i_D = 7,5 \text{ kA}$

$U_n$ kV	$I_n$ A	e mm	d mm	$I_1$ kA	$I_3$ A	$P_V$ W	$R_1$ mΩ	Bestell-Nr. Order No.				
3,6/ 7,2	6	192	69	80	25	10	215	3GD1 101-2B				
	10				56	7	54	3GD1 102-2B				
	16				62	11	35	3GD1 103-2B				
	20				62	13	29	3GD1 104-2B				
	25				120	15	19	3GD1 105-2B				
	32				158	16	13,5	3GD1 106-2B				
	40				200	19	9,9	3GD1 108-2B				
	50				225	24	8,4	3GD1 110-2B				
	63				300	29	5,7	3GD1 113-2B				
	80				350	49	5,2	3GD1 116-2B				
	100				400	78	4,8	3GD1 120-2B				
	125				442	88	63	500	47	3,4	3GD1 125-4D	
	160							875	51	1,4	3GD1 132-4D	
200	1260	64	1,25	3GD1 140-4D								
250				1760	89	1,04	3GD1 150-4D					
12	6	292	69	63	25	15	313	3GD1 201-3B				
	10				56	10	85,5	3GD1 202-3B				
	16				62	16	52,5	3GD1 203-3B				
	20				62	20	43,8	3GD1 204-3B				
	25				120	21	27	3GD1 205-3B				
	32				158	25	18,5	3GD1 206-3B				
	40				200	29	14,2	3GD1 208-3B				
	50				225	40	11,6	3GD1 210-3B				
	63				300	43	8,25	3GD1 213-3B				
	80				350	72	7,6	3GD1 216-3B				
	100				400	101	6,7	3GD1 220-3B				
	125				442	88	40	500	130	5,4	3GD1 225-4D	
	160							875	177	4,35	3GD1 232-4D	
24	6	442	69	40	25	28	590	3GD1 401-4B				
	10				56	18	155	3GD1 402-4B				
	16				62	30	94	3GD1 403-4B				
	20				62	39	79	3GD1 404-4B				
	25				120	39	50,5	3GD1 405-4B				
	32				270	46	33,5	3GD1 406-4B				
	40				315	55	26	3GD1 408-4B				
	50				315	74	21,5	3GD1 410-4B				
	63				88	25	432	76	14,5	3GD1 413-4D		
	80						475	128	12,8	3GD1 416-4D		
	100						540	190	11,5	3GD1 420-4D		
	36				6	537	69	31,5	25	40	825	3GD1 601-5B
					10				56	24	210	3GD1 602-5B
16		62	39	142	3GD1 603-5B							
20		120	46	92	3GD1 604-5B							
25		88	40	120	52				74	3GD1 605-5D		
32				230	61				50	3GD1 606-5D		
40				315	70				36	3GD1 608-5D		



**Fig. 5**  
Technische Daten und Maße  
Technical data and dimensions  
Caractéristiques techniques et dimensions  
Datos técnicos y dimensiones

**D** Fig. 6  
Kraft-Weg-Diagramm des Schlagstiftes, der die Auslösevorrichtungen folgender Schaltgeräte betätigen kann:

- Lasttrennschalter (mechanisch)
- Vakuumschütz (elektrisch)
- Lastschalter (elektrisch)

**GB** Fig. 6  
Force/extension diagram of the striker pin. The striker pin can be used to operate the tripping device of the following switching apparatus:

- Switch-disconnector (mechanical)
- Vacuum contactor (electrical)
- Load interrupter switch (electrical)

**F** Fig. 6  
Diagramme Force-Course du percuteur. Celui-ci peut servir à actionner les appareils suivants:

- Interrupteur sectionneur (mécanique)
- Contacteur (électrique)
- Interrupteur suisvide (électrique)

**E** Fig. 6  
Diagrama de fuerza-distancia del perno de percusión. El perno de percusión puede ser usado para operar el dispositivo de interrupción de los siguientes aparatos de interrupción:

- Seccionador bajo carga (mecánico)
- Contactador de vacío (eléctrico)
- Interruptor (eléctrico)

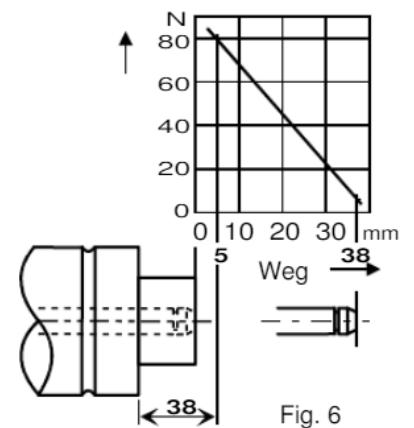


Fig. 6

**MEDIA TENSIONE**

Medium voltage | Moyenne tension


**NK 17,5 kV**  
 NK 17,5 kV | NK 17,5 kV

<b>Tensione</b> 17,5 kV	<b>Voltage</b> 17,5 kV	<b>Tension</b> 17,5 kV
<b>Capacità di rottura</b> 63 kA	<b>Breaking capacity</b> 63 kA	<b>Pouvoir de coupure</b> 63 kA
<b>Norme riferimento</b> IEC 60282-1 DIN 43625 VDE 0670-402/IEC 60787 VDE 0670-401/IEC 60644 IEC 60549	<b>Standards</b> IEC 60282-1 DIN 43625 VDE 0670-402/IEC 60787 VDE 0670-401/IEC 60644 IEC 60549	<b>Normes</b> IEC 60282-1 DIN 43625 VDE 0670-402/IEC 60787 VDE 0670-401/IEC 60644 IEC 60549
<b>Forza percussore</b> 50 N	<b>Striker pin force</b> 50 N	<b>Force du percuteur</b> 50 N
<b>Lunghezza "e"</b> 367	<b>Length dimension "e"</b> 367	<b>Longueur "e"</b> 367

pag. 163



Amperaggio Rating Amperage	Codice Code Code	Corrente min. fusione Min. breaking current Courant minimum fusion	Pot. dissipata Power dissipation Puiss. dissipée	Peso Kg Weight Kg Poids Kg	d <sup>mm</sup> d <sup>mm</sup> d <sup>mm</sup>
2 A	NK17V002	6 A	5,3	1,9	53
4 A	NK17V004	12 A	13,6	1,9	53
6 A	NK17V006	25 A	23,4	1,9	53
10 A	NK17V010	46 A	15,6	1,9	53
16 A	NK17V016	60 A	26,4	1,9	53
20 A	NK17V020	80 A	37,9	1,9	53
25 A	NK17V025	105 A	49,2	1,9	53
32 A	NK17V032	130 A	65,7	1,9	53
40 A	NK17V040	178 A	78,1	1,9	53
50 A	NK17V050	220 A	65,2	3,1	68
63 A	NK17V063	270 A	101,0	3,1	68
80 A	NK17V080	360 A	122,0	3,1	68
100 A	NK17V100	540 A	166,0	4,6	85
125 A	NK17V125	610 A	219,0	4,6	85
160 A	NK17V160	810 A	339,0	4,6	85


**NK 24 kV**  
 NK 24 kV | NK 24 kV

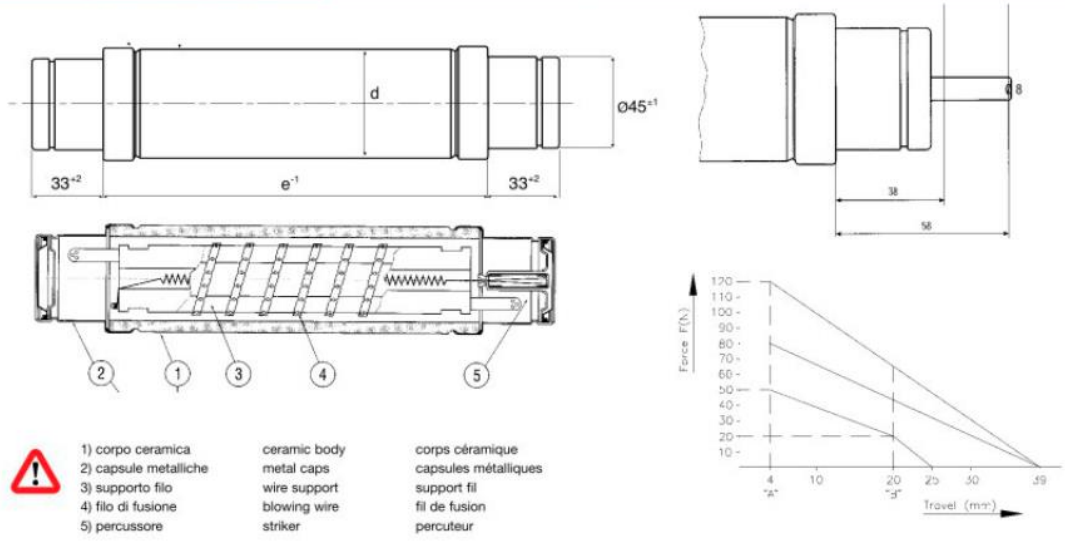
<b>Tensione</b> 24 kV	<b>Voltage</b> 24 kV	<b>Tension</b> 24 kV
<b>Capacità di rottura</b> 63 kA	<b>Breaking capacity</b> 63 kA	<b>Pouvoir de coupure</b> 63 kA
<b>Norme riferimento</b> IEC 60282-1 DIN 43625 VDE 0670-402/IEC 60787 VDE 0670-401/IEC 60644 IEC 60549	<b>Standards</b> IEC 60282-1 DIN 43625 VDE 0670-402/IEC 60787 VDE 0670-401/IEC 60644 IEC 60549	<b>Normes</b> IEC 60282-1 DIN 43625 VDE 0670-402/IEC 60787 VDE 0670-401/IEC 60644 IEC 60549
<b>Forza percussore</b> 50 N	<b>Striker pin force</b> 50 N	<b>Force du percuteur</b> 50 N
<b>Lunghezza "e"</b> 442	<b>Length dimension "e"</b> 442	<b>Longueur "e"</b> 442

pag. 163



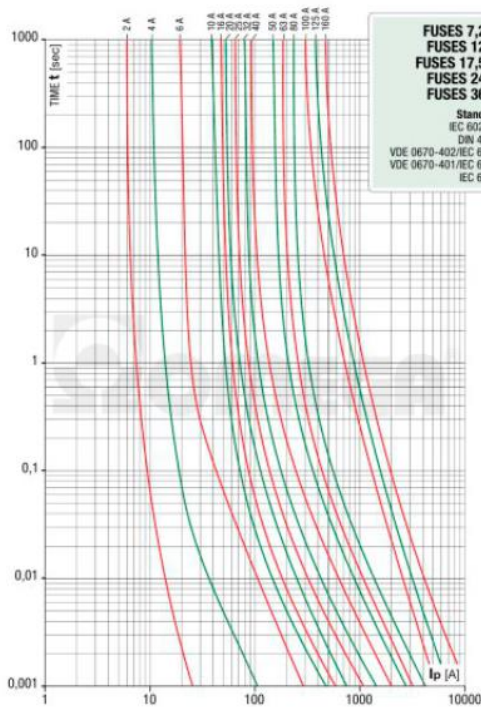
Amperaggio Rating Amperage	Codice Code Code	Corrente min. fusione Min. breaking current Courant minimum fusion	Pot. dissipata Power dissipation Puiss. dissipée	Peso Kg Weight Kg Poids Kg	d <sup>mm</sup> d <sup>mm</sup> d <sup>mm</sup>
2 A	NK24V002	6 A	10,2	2,3	53
4 A	NK24V004	12 A	27,1	2,3	53
6 A	NK24V006	25 A	28,9	2,3	53
10 A	NK24V010	46 A	19,2	2,3	53
16 A	NK24V016	60 A	32,6	2,3	53
20 A	NK24V020	80 A	46,9	2,3	53
25 A	NK24V025	105 A	60,7	2,3	53
32 A	NK24V032	130 A	81,1	2,3	53
40 A	NK24V040	178 A	96,4	2,3	53
50 A	NK24V050	220 A	80,5	3,9	68
63 A	NK24V063	270 A	125,0	3,9	68
80 A	NK24V080	360 A	151,0	3,9	68
100 A	NK24V100	540 A	228,0	5,8	85
125 A	NK24V125	610 A	301,0	5,8	85
160 A	NK24V160	900 A	515,0	5,9	88 <b>NEW</b>
200 A	NK24V200	1050 A	740,0	5,9	88 <b>NEW</b>

**INFORMAZIONI GENERALI ETI** General Information - ETI | Informations Générales - ETI



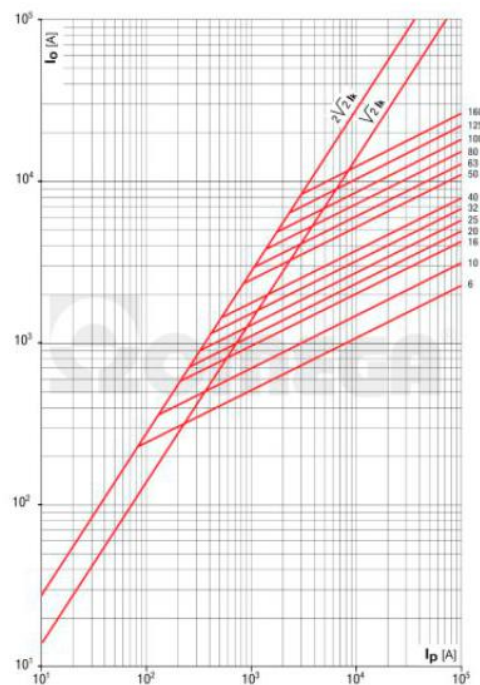
**CURVE DEI TEMPI DI FUSIONE - ETI**

Melting time characteristics - ETI  
Courbes des temps de fusion - ETI

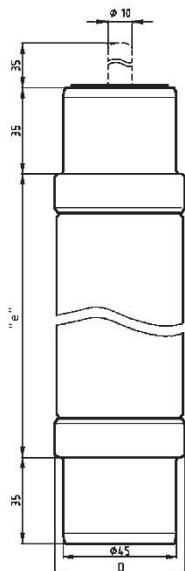
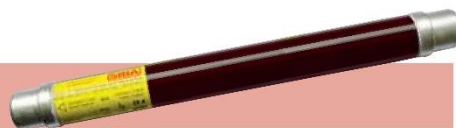


**CURVE DI LIMITAZIONE CORRENTE - ETI**

Cut-off characteristics - ETI  
Courbes de limitation courant - ETI



10/24 kV "e" = 442 mm



### Vorzugsabmessung / Standard dimension

#### Einsatz / Application

Luft- und gasolierte Mittelspannungsschaltanlagen / Air and gas insulated switchgear  
Für Innen- und Freiluftanwendungen / Indoor and outdoor application

Verpackung / Packing 1 Stück / 1 piece

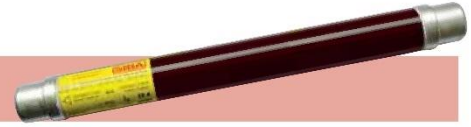
Betriebsklasse / Class	IEC 60282-1	VDE 0670-4
Teilbereich / Back-up	DIN 43 625	

Bemessungs- spannung Rated Voltage	Artikel Article	Bemessungsstrom Rated Current	Länge "e" Length "e"	Durchmesser D Diameter D
kV		A	mm	mm
10/24	30 006 13	6,3 - 40	442	53
	30 014 13	50 - 80		67
	30 022 13	100 - 160RC100		85
	30 022 14	200RC112		87

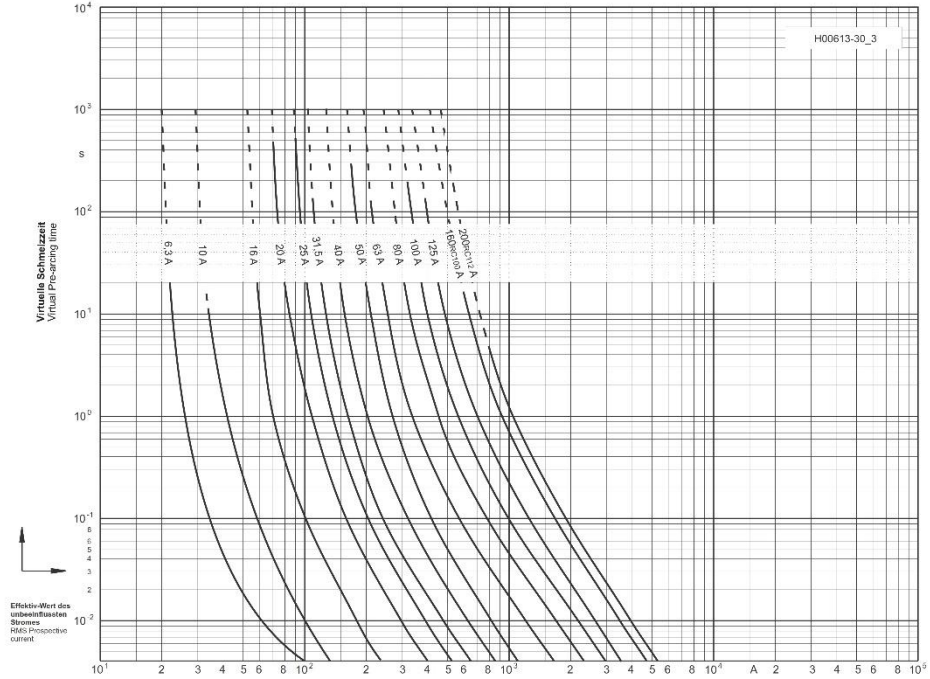
Bemessungs- strom Rated Current	Artikel Nr. Article No.	Gewicht Weight	Bemessungs- Ausschaltstrom Rated Breaking Current - I <sub>1</sub>	Minimaler Ausschaltstrom Min. Breaking Current - I <sub>3</sub>	Schmelzintegral Pre-Arcing I <sup>2</sup> t-Value	Ausschaltintegral Total I <sup>2</sup> t-Value		Leistungs- abgabe Power Loss	Kaltwider- stand Cold Resistance
						U <sub>n</sub> min	U <sub>n</sub> max		
A		kg/1	kA	A	A <sup>2</sup> s	A <sup>2</sup> s	A <sup>2</sup> s	W	mΩ
6,3	30 006 13.6,3	2,2	63	22	45	210	360	29	546
10	30 006 13.10	2,2	63	34	75	350	560	52	347
16	30 006 13.16	2,2	63	56	250	1.100	2.000	59	151
20	30 006 13.20	2,2	63	70	640	2.900	4.800	46	83
25	30 006 13.25	2,2	63	90	1.050	4.700	7.500	56	62
31,5	30 006 13.31,5	2,2	63	110	1.700	6.600	12.000	72	52
40	30 006 13.40	2,2	63	140	2.900	12.000	19.000	106	43
50	30 014 13.50	2,9	63	170	5.700	20.000	33.000	108	29
63	30 014 13.63	2,9	63	210	10.700	40.000	66.000	132	22
80	30 014 13.80	2,9	63	280	21.000	78.000	140.000	174	16
100	30 022 13.100	5,4	63	320	28.000	160.000	255.000	234	13
125	30 022 13.125	5,4	63	390	47.000	180.000	300.000	320	11
160RC100	30 022 13.160	5,4	63	600	62.000	237.000	395.000	146	9
200RC112	30 022 14.200	5,4	63	800	75.000	290.000	470.000	157	8

RC = bitte Seite 13 beachten  
please refer to page 13

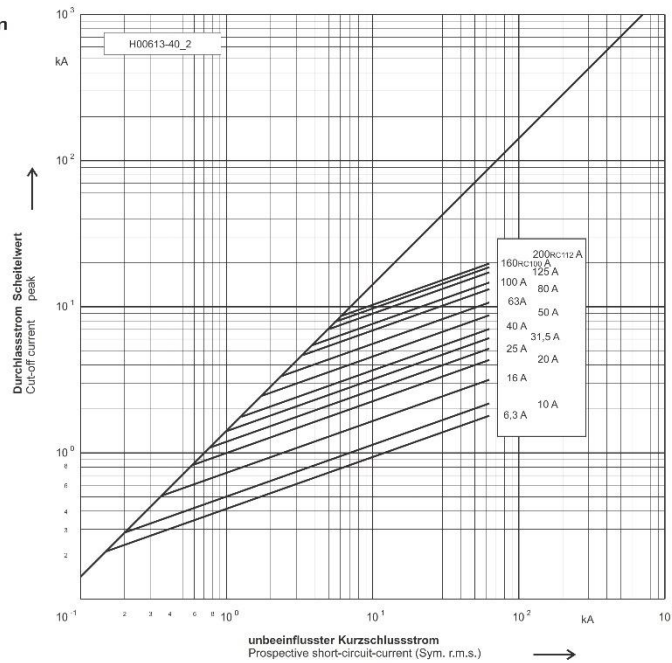
10/24 kV "e" = 442 mm



Zeit/Strom-  
Kennlinie  
Time-current  
characteristic



Durchlass-Strom  
Cut-off current



**Anexo 14:** Constantes según normas IEEE C37.112-2018 y IEC 60255-3.

<b>Curvas Estandarizadas</b>	<b><math>\alpha</math> (n)</b>	<b><math>\beta</math> (a)</b>	<b>L (b)</b>
IEC Normal Inversa	0.02	0.14	0
IEC Muy Inversa	1	13.5	0
IEC Inversa Extrema	2	80	0
IEC Inversa Larga	1	120	0
ANSI Inversa Normal	2.0938	8.9341	0.17966
ANSI Inversa Corta	1.2969	0.2663	0.03393
ANSI Inversa Larga	1	5.6414	2.1859
ANSI Inversa Moderada	0.02	0.0515	0.114
ANSI Muy Inversa	2	19.61	0.491
ANSI Inversa Extrema	2	28.2	0.1217
ANSI Inversa Definida	1.5625	0.4797	0.21359

Calculo coordinación de protección, tiempo de operación de relé de sobre corriente.

Datos:

U: 13.8kV

k: 1.5

$\Delta t$ : 0.3

k: constante oscilando entre el rango de 1,25 a 1,5.

I<sub>a</sub>: corriente de arranque es la que permite actuar a la protección

Constante curva ANSI/IEEE Muy Inversa

$$a = 19.61$$

$$n = 2$$

$$b = 0.491$$

Corriente de cortocircuito en el bus 3.

$$I_{cc} = 2967kA$$

Corriente nominal

$$I_n = 180$$

Relación transformadora de corriente

$$RTC = \frac{300}{5} A$$

Corriente de arranque

$$I_a = k \times I_n$$

$$I_a = 1.5 \times 180$$

$$I_a = 270$$

Corriente de arranque desde el lado secundario del TC

$$I_{sec} = \frac{I_a}{RTC}$$

$$I_{sec} = \frac{270}{60}$$

$$I_{sec} = 4.5$$

$$TAB = 4.5A$$

$$I_{pk1} = 4.5 * \frac{300}{5}$$

$$I_{pk1} = 270A$$

Constante de las curvas de la norma ANSI/IEEE

$$G_{ii} = \frac{a}{\left(\frac{I_{cc_i}}{I_{a_i}}\right)^2 - 1} + b$$

$$G_{ii} = \frac{19.61}{\left(\frac{2967}{270}\right)^2 - 1} + 0.491$$

$$G_{ii} = 0.654$$

Dial del relé

$$DIAL = \frac{\Delta t}{G_{ii}}$$

$$DIAL = \frac{0.3}{0.654}$$

$$DIAL = 0.458 \approx 0.5[s]$$

Tiempo propio, Tiempo de actuación protección primaria.

$$t_{propio} = G_{ii} \times DIAL$$

$$t_{propio} = 0.754 \times 0.5$$

$$t_{propio} = 0.377 \approx 0.4[s]$$

Protección secundaria o respaldo, constante de la curva ( $G_{ij}$ )

$$G_{ij} = \frac{a}{\left(\frac{I_{cc_j}}{I_{a_i}}\right)^2 - 1} + b$$

Tiempo de respaldo, tiempo de actuación como protección de respaldo.

$$t_{\text{respaldo}} = G_{ij} \times DIAL$$