



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**COORDINACIÓN DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA UN CASO DE
ESTUDIO EN UNA RED INDUSTRIAL**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico

Autores:

Cruz Gonzales Alex Paúl

Salazar Defaz Xavier Santiago

Tutor Académico:

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado MSc.

LATACUNGA - ECUADOR

Agosto - 2022



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros **CRUZ GONZALES ALEX PAÚL** y **SALAZAR DEFAZ XAVIER SANTIAGO** declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: “**COORDINACIÓN DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA UN CASO DE ESTUDIO EN UNA RED INDUSTRIAL**”, siendo el Ing. **XAVIER ALFONSO PROAÑO MALDONADO** el tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de nuestra exclusiva responsabilidad.

.....
Cruz Gonzales Alex Paúl
C.C. 1724935034

.....
Salazar Defaz Xavier Santiago
C.C. 0502848872



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título: “**COORDINACIÓN DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA UN CASO DE ESTUDIO EN UNA RED INDUSTRIAL**”, de **CRUZ GONZALES ALEX PAÚL** y **SALAZAR DEFAZ XAVIER SANTIAGO**, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, agosto 2022

El Tutor

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado MSc.
C.C. 0502656424



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN


En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulante **CRUZ GONZALES ALEX PAÚL** con C.I 1724935034 y **SALAZAR DEFAZ XAVIER SANTIAGO** con C.I 0502848872 con el título de Proyecto de titulación “**COORDINACIÓN DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA UN CASO DE ESTUDIO EN UNA RED INDUSTRIAL**”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.


Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, agosto 2022

Para constancia firman:


.....
Ing. MSc. Gabriel Pesantez Palacios
C.C. 0301893889


.....
Ing. MSc. Franklin Vásquez Teneda
C.C. 1710434497


.....
Ing. MSc. León Segovia Marco
C.C. 0502305402

AGRADECIMIENTO

Expreso mi agradecimiento y gratitud a Dios, quien con su bendición supo guiarme y acompañarme a culminar con éxito mis metas propuestas.

A mis padres Fernando Cruz y Marlene Gonzales que siempre me apoyaron y motivaron durante mi formación como profesional, por todo su cariño y paciencia brinda en cada una de mis decisiones, quienes con esfuerzo y perseverancia me enseñaron a no rendirme sin importar las circunstancias. A mis hermanos Diego e Isabel y mi cuñada Lizbeth por estar conmigo en cada instante y motivarme durante el desarrollo de este proyecto.

A mis queridos abuelitos Manuel Cruz y Blanca Pastrano, mis tíos Milton, Wilson y Nelly por estar pendientes de mí, en cada momento de este proceso.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi que me abrió sus puertas durante mi formación como estudiante, brindándome tantas oportunidades y enriquecerme en conocimiento. A mi compañero de tesis por compartir tantas enseñanzas durante la vida universitaria.

A los docentes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica por los conocimientos brindados a lo largo de mi formación profesión, de manera especial, al Ing. Gabriel Pesantes e Ing. Wilian Guamán como consejeros académicos. Al Ing. Xavier Proaño como tutor de mi proyecto quien me ha guiado con su paciencia, y sabiduría como docente.

A mi enamorada Fernanda Simba por brindarme su apoyo en los momentos difíciles y motivarme durante la realización de este proyecto.

Alex P. Cruz G.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por guiar mi camino, por siempre estar a mi lado y nunca abandonarme.

A mis padres Vicente Samuel Salazar y Alicia Noemí Defaz por ser mi fortaleza, por siempre alentarme, por sus enseñanzas y nunca abandonarme en los malos momentos, a mi madre y hermana Paulina por el apoyo incondicional en todas y cada una de mis decisiones, por demostrarme que, con esfuerzo, dedicación y nunca rendirme se puede lograr grandes cosas sin importar los obstáculos.

A mi compañero de tesis por acompañándome a lo largo de esta etapa, compartiendo momentos muy gratos en mi vida universitaria.

A los docentes de la carrera de Ingeniería Eléctrica por formarme íntegramente como profesional y por las enseñanzas que me dan día con día. En especial, al Ing. Gabriel Pesantez e Ing. Wilian Guamán como consejeros académicos y al Ing. Xavier Proaño como tutor de mi proyecto quien me ha guiado con su paciencia, y sabiduría como docente.

Xavier S. Salazar D.

DEDICATORIA

Este proyecto de investigación, está dedicado a la memoria de mi abuelito Manuel Cruz, que Dios lo tiene en su gloria y ahora es un ángel que me cuidará siempre, desde donde estés sé que te encontraras orgulloso de mi. Gracias por estar conmigo en cada momento, te amo abuelito. A la memoria de mi abuelita Isabel Calderón quien me cuida en cada instante de mi vida.

Dedico con todo mi corazón mi tesis a mis padres Fernando Cruz y Marlene Gonzales, mis hermanos Diego e Isabel por guiarme de la mejor manera y que sin ustedes nada de esto sería posible, gracias por todo.

A mi Abuelita Blanca Pastrano, mis Tíos Milton, Wilson y Nelly por brindarme sus consejos y sabiduría para afrontar cada circunstancia de la vida.

Alex P. Cruz G.

DEDICATORIA

Dedico con todo mi corazón mi tesis a mis padres Vicente Salazar y Noemí Defaz por apoyarme y saber guiarme de mejor manera en la parte íntegra y económica durante mi vida universitaria.

En especial a mi madre y hermana pues sin ellas no lo había logrado. Su bendición a lo largo de mi vida me ha llevado por el mejor camino. Por eso les ofrezco mi trabajo como ofrenda por su paciencia y amor, las amo.

A mis hermanos Paulina y Samael, por acompañarme en el proceso educativo y brindarme su apoyo día tras día en el transcurso de los años de mi carrera universitaria.

Xavier S. Salazar D.

TEMA: “COORDINACIÓN DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA UN CASO DE ESTUDIO EN UNA RED INDUSTRIAL”

Autor:

Cruz Gonzales Alex Paúl

Salazar Defaz Xavier Santiago

RESUMEN

Una industria tiene que contar con un continuo suministro de energía por lo que es necesario tener una correcta selectividad entre los dispositivos de protección, operando las protecciones solo en la zona involucrada durante una falla eléctrica protegiendo así a los equipos, evitando pérdidas económicas y salvaguardar la integridad física de los operarios. En el presente proyecto de investigación se diseñó un caso de estudio de una red eléctrica industrial, tomando en cuenta los criterios de diseño establecidos por la normativa IEEE Std. 141-1993, que permitió determinar las redes de alimentación externa, cargas, motores, transformadores y cables con lo que se logró establecer un estudio de flujos de carga y cortocircuito de las instalaciones mediante el uso del software ETAP. En el análisis de estudio se presenta cuatro escenarios de operación, donde se escogió el caso más crítico para realizar el dimensionamiento de los dispositivos de protección y posteriormente analizar los tiempos de actuación de las protecciones en cada uno de los escenarios.

Durante la ejecución del proyecto se determinó los criterios y parámetros requeridos para la calibración de la función 50/51 del relé de sobrecorriente, los mismo que lograron garantizar una coordinación y selectividad total dentro del caso de estudio de la red eléctrica Industrial, por medio del análisis de las curvas tiempo – corriente “TCC” propias de la actuación de los dispositivos de protección, se evidenció que los ajustes establecidos para las funciones no generan un solapamiento entre las curvas y de igual forma se verifica que el margen de tiempo entre curvas, cumple con los criterios establecidos por la normativa IEEE Std. 242.

Palabras Clave: Red eléctrica Industrial, Relé de sobrecorriente, ETAP, Coordinación de protecciones.

SUBJECT: “COORDINATION OF PROTECTION ELEMENTS FOR A CASE STUDY IN AN INDUSTRIAL NETWORK”

Author:

Cruz Gonzales Alex Paul

Salazar Defaz Xavier Santiago

ABSTRACT

An industry must have a continuous supply of energy, so it is necessary to have a correct selectivity between the protection devices, operating the protections only in the area involved during an electrical failure, thus protecting the equipment, avoiding economic losses and safeguarding the physical integrity of the operators. In this research project a case study of an industrial electrical network was designed, taking into account the design criteria established by the IEEE Std. 141-1993 standard, which allowed determining the external power supply networks, loads, motors, transformers and cables with which it was possible to establish a study of load and short circuit flows of the facilities through the use of ETAP software. In the study analysis, four operation scenarios were presented, where the most critical case was chosen to perform the sizing of the protection devices and then to analyze the protection performance times in each of the scenarios.

During the execution of the project, the criteria and parameters required for the calibration of the 50/51 function of the overcurrent relay were determined, which were able to guarantee a total coordination and selectivity within the case study of the Industrial electrical network, by means of the analysis of the time-current curves "TCC" of the protection devices, it was evidenced that the adjustments established for the functions do not generate an overlapping between the curves and in the same way it is verified that the time margin between curves, complies with the criteria established by the IEEE Std. 242.

Keywords: Industrial electrical network, Overcurrent Relay, ETAP, Coordination of protections.

AVAL DE TRADUCCIÓN

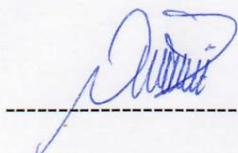
En calidad de Docente del Idioma Inglés de la Carrera de Pedagogía de los Idiomas Nacionales y Extranjeros de la Extensión Pujilí de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del proyecto de investigación cuyo título versa: **“Coordinación de Elementos de Protección para un Caso de Estudio en una Red Industrial”** presentado por: **Cruz Gonzales Alex Paúl y Salazar Defaz Xavier Santiago**, egresados de la Carrera de: **Ingeniería en Electricidad** perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, septiembre del 2022

Atentamente,



CENTRO
DE IDIOMAS

MS.c. José Ignacio Andrade M.
DOCENTE EXTENSIÓN PUJILÍ - UTC
CI: 0503101040

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. INTRODUCCIÓN.....	2
2.1. El problema:	3
2.1.1. Situación problemática:	3
2.1.2. Formulación del problema.....	3
2.2. Objeto y Campo de acción	4
2.3. Beneficiarios	4
2.3.1. Beneficiarios directos	4
2.3.2. Beneficiarios indirectos.....	4
2.4. Justificación.....	4
2.5. Hipótesis.....	5
2.6. Objetivos	5
2.6.1. General:	5
2.6.2. Específico:	5
2.7. Sistema de tareas	6
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	8
3.1. Antecedentes	8
3.2. Estado del sistema eléctrico industrial	11
3.3. Características para el diseño de una red eléctrica industriales	12
3.3.1. Norma IEEE Std 141.1993 Recomendada para la distribución de energía eléctrica para las instalaciones industriales.	13
3.4. Requerimientos de los sistemas de protección.....	23
3.4.1. Sensibilidad	23
3.4.2. Selectividad	23
3.4.3. Velocidad.....	24
3.4.4. Confiabilidad	24
3.4.5. Sencillez	24
3.5. Dispositivos de protección	25
3.5.1. Interruptores	26
3.5.2. Relé de Protección.....	29
3.5.3. Transformadores de Corriente (TC)	35
3.6. Componentes de secuencia	38
3.6.1. Componentes de fase en función de componentes de secuencias	39
3.6.2. Componentes de secuencia en el generador	40

3.6.3.	Componentes de secuencia en el transformador	42
3.6.4.	Componentes de secuencia en las líneas eléctricas	43
3.7.	Corriente de falla (IEEE 3002.3)	43
3.7.1.	Tipos de falla	43
3.7.2.	Procedimientos para el cálculo de corriente de falla.....	48
3.7.3.	Norma IEEE C37.010.....	48
3.8.	Selectividad de los equipos de protección	52
3.8.1.	Zonas de Protección y Técnicas de Selectividad.....	53
3.8.2.	Métodos para la comprobación del nivel de selectividad.....	53
3.9.	Coordinación de protecciones	55
3.9.1.	Metodología de la coordinación de protecciones	56
3.9.2.	Márgenes de Coordinación.....	56
3.9.3.	Coordinación de Intervalos de tiempo.....	57
3.9.4.	Coordinación entre unidades de Sobrecorriente temporizada.....	57
3.9.5.	Coordinación entre unidades de Sobrecorriente temporizada e instantánea	58
3.9.6.	Coordinación entre unidades de Sobrecorriente e Interruptores	59
3.9.7.	Coordinación entre Interruptores.....	59
3.10.	Software ETAP	60
3.10.1.	Funciones del Software ETAP	63
4.	METODOLOGÍA.....	64
4.1.	Construcción del caso base	64
4.2.	Escenarios de Operación del caso base de la red industrial	70
4.2.1.	Demanda Máxima “Normal”	70
4.2.2.	Emergencia 1	70
4.2.3.	Emergencia 2	71
4.2.4.	Demanda Mínima	71
4.3.	Validación del caso de estudio	71
4.3.1.	Parámetros a evaluar	71
4.4.	Metodología para flujos de potencia	72
4.5.	Metodología para el análisis de cortocircuito	73
4.6.	Metodología para la selección y coordinación de protecciones eléctricas.....	75
4.6.1.	Selección de dispositivos de protección	75
4.6.2.	Limitaciones de los Equipos Eléctricos.....	76
4.6.3.	Método de Selectividad	77
4.6.4.	Coordinación de Protecciones	77

4.7.	Softwares utilizados para el desarrollo	78
4.8.	Normativa utilizada para la coordinación	79
5.	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	80
5.1.	Flujos de potencia	80
5.1.1.	Cargabilidad del sistema eléctrico industrial.....	81
5.1.2.	Valoración de los niveles de voltaje en las barras del sistema.....	83
5.2.	Análisis de cortocircuito	84
5.3.	Selección de los dispositivos de protección	87
5.3.1.	Protección para Motores.....	87
5.3.2.	Dispositivos de protección del cable conectado a las barras MCC.....	89
5.3.3.	Relé de Protección.....	90
5.3.4.	Selección de los Transformadores de Corriente “TC”	91
5.4.	Coordinación de protecciones	92
5.4.1.	Protección de motores	92
5.4.2.	Calibración del relé REF 630 de ABB	96
5.4.3.	Protección de cargas.....	97
5.4.4.	Protección de transformadores	100
5.4.5.	Protección de cables	105
5.4.6.	Zonas de coordinación.....	108
5.5.	Resultados del proyecto de investigación	110
5.5.1.	Coordinación 1	110
5.5.2.	Coordinación 2	111
5.5.3.	Coordinación 3	112
5.5.4.	Coordinación 4	113
5.5.5.	Coordinación 5	114
5.5.6.	Coordinación 6	115
5.5.7.	Coordinación 7	116
5.5.8.	Coordinación 8	117
5.5.9.	Coordinación 9	118
5.5.10.	Coordinación 10	119
5.5.11.	Coordinación 11	120
5.5.12.	Calibración de la función 51P/50P.....	121
5.5.13.	Calibración de la función 51N.....	122
5.5.14.	Tiempos de operación entre los dispositivos de protección	122
5.5.15.	Tiempo de actuación de los dispositivos de protección en los cuatro escenarios.	124

6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	126
6.1.	Conclusiones	126
6.2.	Recomendaciones.....	126
7.	REFERENCIAS	128
8.	ANEXOS	131
8.1.	Anexo A: Informe de Anti Plagio	131
8.2.	Anexo B: Topología del caso base de una red eléctrica industrial	132
8.2.1.	Catálogo de Conductores.....	132
8.2.2.	Catálogo Motores	134
8.2.3.	Datos de Placa de Transformadores	135
8.2.4.	Diagrama Unifilar.....	136
8.2.5.	Modelamiento en ETAP	137
8.3.	Anexo C: Procedimiento para el estudio de arranque de motores.	138
8.4.	Anexo D: Resultados del análisis de flujo de potencia.....	142
8.4.1.	Flujos de Potencia	142
8.4.2.	Cargabilidad de los Transformadores.....	143
8.4.3.	Cargabilidad de los Conductores Eléctricos.....	144
8.5.	Anexo E: Resultados del análisis de cortocircuito.....	145
8.6.	Anexo F: Procedimiento y resultados de la coordinación de protecciones.....	148
8.6.1.	Análisis del Arranque de Motores.....	148
8.6.2.	Análisis de Selección de los Equipos de Protección de los Motores	148
8.6.3.	Análisis de Selección de los Transformadores de Corriente de Fase.....	149
8.6.4.	Análisis de Selección de los Transformadores de Corriente de Tierra	150
8.6.5.	Equipos de Protección de Motores Ficha Técnica	151
8.6.6.	Relé de protección REF 630 de ABB.....	153
8.6.7.	Calibración de la función 51 del relé REF 630 de ABB	155
8.7.	Anexo G: Manual del software ETAP	157
8.7.1.	Diseño del diagrama unifilar	157
8.7.2.	Modos de estudio.....	160
8.7.3.	Análisis de flujo de potencia	161
8.7.4.	Análisis de cortocircuito.....	163
8.7.5.	Análisis del arranque de motores	165
8.7.6.	Procedimiento para el estudio de arranque de motores.....	166
8.7.7.	Análisis de la coordinación de protección.....	169
8.8.	Anexo H: Guía práctica.....	177

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Estados de actuación en una red eléctrica Industrial.....	11
Figura 3.2. Topología del Sistema Selectivo Secundario planteado por la IEEE [11].....	13
Figura 3.3. Ilustración de la versatilidad de las barras, mostrando el uso de los tipos de alimentadores, enchufes, iluminación y carros [11].	17
Figura 3.4. Operación del interruptor con disparo térmico [1].....	26
Figura 3.5. Operación del interruptor con disparo magnético [1].	27
Figura 3.6. Circuit Breaker 1P y 3P [14].	27
Figura 3.7. Interruptor termomagnético de Caja Meada (MCCB) [15].	28
Figura 3.8. Relés de Sobrecorriente de corriente instantánea [2].....	29
Figura 3.9. Relé de Sobrecorriente de corriente definida y tiempo definido [2].....	30
Figura 3.10. Relé de Sobrecorriente de tiempo inverso [2].....	30
Figura 3.11. Relé de Sobrecorriente de tipo instantáneo 50.....	32
Figura 3.12. Tipos de relés de protección 51 [21].	34
Figura 3.13. Conexión del TC en un circuito de potencia [16].	35
Figura 3.14. Características y ejemplo de clase del TC norma IEC.....	38
Figura 3.15. Características y ejemplo de clase del TC norma ANSI.	38
Figura 3.16. Secuencias de Fases [23].....	39
Figura 3.17. Secuencia directa del Generador [23].	41
Figura 3.18. Secuencia inversa del Generador [23].	41
Figura 3.19. Secuencia homopolar del Generador conectado en estrella [23].	41
Figura 3.20. Secuencia homopolar del Generador conectado en estrella aterrizado a tierra [23].	42
Figura 3.21. Secuencia homopolar del Generador conectado en estrella aterrizado con impedancia a tierra [22].....	42
Figura 3.22. Componente de secuencia directa e inversa del transformador [22].	42
Figura 3.23. Secuencia homopolar del transformador [22].	43
Figura 3.24. Tipos de fallas en sistemas eléctricos [10].....	44
Figura 3.25. Conexión de circuitos de secuencia para fallas línea a tierra [20].	45
Figura 3.26. Conexión de circuito de secuencia para fallas trifásicas.....	46
Figura 3.27. Conexión de circuito de secuencia para fallas línea a línea [20].	46
Figura 3.28. Conexión de circuitos de secuencia para fallas línea-línea a tierra [20].	47

Figura 3.29. Análisis de la corriente de cortocircuito [24].	49
Figura 3.30. Comprobación del Nivel de selectividad [25].	53
Figura 3.31. Selectividad amperimétrica [25].	54
Figura 3.32. Selectividad cronométrica [25].	55
Figura 3.33. Selectividad energética [25].	55
Figura 3.34. Coordinación entre unidades de Sobrecorriente temporizada [27].	58
Figura 3.35. Coordinación entre unidades de Sobrecorriente temporizada e instantánea [27].	58
Figura 3.36. Coordinación entre unidades de Sobrecorriente e Interruptores [27].	59
Figura 3.37. Coordinación entre Interruptores [27].	60
Figura 3.38. Generación de energía eléctrica [28].	61
Figura 3.39. Sistema de Transmisión eléctrica [28].	61
Figura 3.40. Análisis del sistema de distribución [28].	62
Figura 3.41. Diseños de coordinación de protecciones eléctrica industrial [28].	62
Figura 3.42. Modelado y vistas unifilares [28].	63
Figura 4.1. Metodología para la construcción del caso base.	65
Figura 4.2. Metodología para flujos de potencia.	73
Figura 4.3. Metodología para el Análisis de Cortocircuito.	74
Figura 4.4. Metodología propuesta para la Coordinación de Protecciones eléctricas.	78
Figura 5.1. Flujos de potencia de los cuatro escenarios de operación del caso base de una red industrial.	80
Figura 5.2. Corrientes de los cuatro escenarios de operación del caso base de una red industrial.	81
Figura 5.3. Representación Gráfica de la Cargabilidad en los Transformadores de la Industria.	82
Figura 5.4. Representación Gráfica de la Cargabilidad en los Conductores de la Industria.	83
Figura 5.5. Niveles de Tensión en las Barras de la Industria.	84
Figura 5.6. Corrientes de Cortocircuito Trifásica simétricas en las Barras de la Industria.	84
Figura 5.7. Corrientes de Cortocircuito Monofásica a tierra en las Barras de la Industria.	85
Figura 5.8. Corrientes de Cortocircuito Bifásica línea a línea en las Barras de la Industria.	85
Figura 5.9. Corrientes de Cortocircuito Bifásica línea-línea a tierra en las Barras de la Industria.	86

Figura 5.10. Relé ABB REF-630 [32].	90
Figura 5.11. Curva tiempo-corriente de la unidad de control electrónica [33].	92
Figura 5.12. Análisis de flujos de potencia y cortocircuito en el Motor 7.	94
Figura 5.13. Curva de arranque del Motor 7.	94
Figura 5.14. Ajuste del MCCB de Schneider Electric NSX100-F para protección del Motor 7.	96
Figura 5.15. Puntos de referencia para la gráfica TCC en la carga.	98
Figura 5.16. Análisis de flujo de potencia y cortocircuito en la carga 3.	98
Figura 5.17. Calibración en el software ETAP en la carga 3.	99
Figura 5.18. Parámetros del en el Transformador_03Z en ETAP.	100
Figura 5.19. Regiones de operación normal, protección y daño del transformador.	101
Figura 5.20. Diagrama y análisis de cortocircuito en el Transformador_03Z.	101
Figura 5.21. Calibración en el software ETAP en el lado de baja del transformador.	103
Figura 5.22. Calibración en el software ETAP en el lado de alta del transformador.	105
Figura 5.23. Puntos de referencia para la gráfica TCC en el cable.	106
Figura 5.24. Análisis flujos de potencia y cortocircuito en el cable 4.	106
Figura 5.25. Configuración de la protección para el cable 4 en el software.	108
Figura 5.26. Delimitación de las zonas de coordinación en la red Industrial.	109
Figura 5.27. Coordinación 1.	110
Figura 5.28. Coordinación 2.	111
Figura 5.29. Coordinación 3.	112
Figura 5.30. Coordinación 4.	113
Figura 5.31. Coordinación 5.	114
Figura 5.32. Coordinación 6.	115
Figura 5.33. Coordinación 7.	116
Figura 5.34. Coordinación 8.	117
Figura 5.35. Coordinación 9.	118
Figura 5.36. Coordinación 10.	119
Figura 5.37. Coordinación 11.	120
Figura B.1. Cable CENTELSA C XLPE Cu 5 kV 90 °C.	132
Figura B.2. Cable CENTELSA C THHN Cu 600V 90°C [29].	133
Figura B.3. Ficha técnica motor trifásico SIEMENS 7,5 kW [34].	134

Figura B.4. Datos de placa del TRAF0_03Z [35].	135
Figura B.5. Diagrama Unifilar del Caso Base de una Red Eléctrica Industrial.	136
Figura B.6. Diagrama en el Software ETAP.	137
Figura C.7. Datos requeridos para el análisis de Arranque de Motores.	138
Figura C.8. Función de Arranque de Motores.	138
Figura C.9. Caso de Estudio del Arranque de Motores.	139
Figura C.10. Análisis Dinámico del Arranque del Motor.	140
Figura C.11. Graficas del comportamiento del Motor durante su Arranque.	140
Figura C.12. Estudio de Arranque de Motores para establecer las Protecciones Eléctricas.	141
Figura F.13. ComPact NSX _18-25 A, Motor 1-7 [36].	151
Figura F.14. Micrologic 6,2 E/M (NSX) [37].	152
Figura F.15. Se selecciona el Relé que se emplea para el análisis.	155
Figura F.16. Dentro de la Función 51 u “Overcurrent” se establece el tipo de curva que se aplicará.	156
Figura F.17. Al editar podemos evidencia los valores del tipo de Curva seleccionada, al igual que los Rangos del DIAL.	156
Figura G.18. Barra de parámetros de Edición.	157
Figura G.19. Modos de Edición.	158
Figura G.20. Revisión de Escenarios.	158
Figura G.21. Elaboración de presentaciones por análisis diferentes en el mismo diagrama unifilar.	159
Figura G.22. Creación de configuraciones operativa.	159
Figura G.23. Modos de Estudio.	160
Figura G.24. Barra de apoyo para modos de estudio.	160
Figura G.25. Caso de Estudio de Flujos de Potencia.	161
Figura G.26. Barra de Análisis para flujos de Potencia.	162
Figura G.27. Vista de las funciones de la simulación de flujos de potencia.	162
Figura G.28. Caso de Estudio de Cortocircuito.	163
Figura G.29. Estudio de Cortocircuito ANSI/IEEE.	164
Figura G.30. Estudio de Cortocircuito IEC.	164
Figura G.31. Vista de las funciones de la simulación de Cortocircuito.	165
Figura G.32. Estudio de Arranque de Motores.	165

Figura G.33. Nivel máximo de corriente a 1 segundo.	166
Figura G.34. Datos requeridos para el análisis de Arranque de Motores.....	166
Figura G.35. Caso de Estudio del Arranque de Motores.	167
Figura G.36. Análisis Dinámico del Arranque del Motor.....	168
Figura G.37. Graficas del comportamiento del Motor durante su Arranque.	168
Figura G.38. Estudio de Arranque de Motores para establecer las Protecciones Eléctricas.	169
Figura G.39. Dispositivos de protección.....	170
Figura G.40. Selección del Interruptor que se dese emplear.....	170
Figura G.41. Ingreso de parámetros para el Transformador de Corriente.	171
Figura G.42. Designación de entradas al Relé por parte de los TCs y las salidas referentes a la protección que se dese disparar durante la actuación.	171
Figura G.43. Calibración de la Función 50 y 51.	172
Figura G.44. Zonas de Coordinación.	172
Figura G.45. Barra de complemento para la coordinación de protecciones.	173
Figura G.46. Herramienta STAR.	173
Figura G.47. Herramienta STAR garantizando la coordinación entre dispositivos de protección.	174
Figura G.48. Curvas Tiempo – Corriente, Coordinación de dispositivos de Protección.	174
Figura G.49. Barra de complementos durante el análisis de las curvas tiempo – corriente..	175
Figura G.50. Descripción de la Lámina de Coordinación.....	175
Figura G.51. Se selecciona el Relé que se emplea para el análisis.	176
Figura G.52. Dentro de la Función 51 u “Overcurrent” se establece el tipo de curva que se aplicará.....	176
Figura G.53. Al editar podemos evidencia los valores del tipo de Curva seleccionada, al igual que los Rangos del DIAL.	177
Figura H.54. Tipos de cortocircuito [10].....	179
Figura H.55. Análisis de la corriente de cortocircuito [24].....	181
Figura H.56. Relés de Sobrecorriente de corriente instantánea [2].....	185
Figura H.57. Relé de Sobrecorriente de tiempo inverso [2].....	185
Figura H.58. Análisis de flujos de potencia y cortocircuito en el Motor 7.	188
Figura H.59. Curva de arranque del Motor 7.	189

Figura H.60. Ajuste del MCCB de Schneider Electric NSX100-F para protección del Motor 7.	190
Figura H.61. Puntos de referencia para la gráfica TCC en la carga.	191
Figura H.62. Análisis de flujo de potencia y cortocircuito en la carga 3.	192
Figura H.63. Calibración en el software ETAP en la carga 3.	193
Figura H.64. Parámetros del en el Transformador_03Z en ETAP.....	194
Figura H.65. Regiones de operación normal, protección y daño del transformador.....	194
Figura H.66. Diagrama y análisis de cortocircuito en el Transformador_03Z.	195
Figura H.67. Calibración en el software ETAP en el lado de baja del transformador.	196
Figura H.68. Calibración en el software ETAP en el lado de alta del transformador.....	199
Figura H.69. Puntos de referencia para la gráfica TCC en el cable.	199
Figura H.70. Análisis flujos de potencia y cortocircuito en el cable 4.	200
Figura H.71. Configuración de la protección para el cable 4 en el software.	201

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Tensiones nominales del sistema [11].	14
Tabla 3.2. Límites de tolerancia para motores trifásicos de bajo voltaje, en voltios [11].	15
Tabla 3.3. Límites de tolerancia para circuitos de rango A, en voltios [11].	15
Tabla 3.4. Valores nominales de voltaje de la placa de identificación de motores de inducción estándar [11].	15
Tabla 3.5. Tensiones estándar y límites de potencia preferidos para motores de inducción polifásicos [11].	16
Tabla 3.6. Multiplicadores de reactancia (o impedancia) de máquinas rotativas [11].	16
Tabla 3.7. Multiplicadores de la reactancia (o impedancia) de las máquinas rotativas de la red combinada (cambios en la Tabla 3.6 para cálculos completos de sistemas de multitensión) .	16
Tabla 3.8. Valores nominales de voltaje, aislamiento, corriente continua y corriente momentánea de barras con gabinete metálico de fase no segregada [11].	19
Tabla 3.9. Valores de caída de voltaje para electroductos intercalados trifásicos con barras colectoras de cobre, en V/100 pies, línea a línea, a corriente nominal con carga concentrada [11].	20
Tabla 3.10. Valores de caída de voltaje para electroductos intercalados trifásicos con barras colectoras de aluminio, en V/100 pies, línea a línea, a corriente nominal con carga concentrada [11].	20
Tabla 3.11. Temperaturas nominales del conductor [11].	22
Tabla 3.12. Tamaños mínimos de conductores, en AWG o kcmil, para corriente de falla indicada y tiempos de despeje [11].	23
Tabla 3.13. Constantes para la Ecuación exponencial Norma IEC [17].	31
Tabla 3.14. Constantes para la Ecuación exponencial Norma IEEE [18].	32
Tabla 3.15. Valores normalizados para los TC's [3].	36
Tabla 3.16. Límites del error de intensidad y del desfase de los transformadores de intensidad para medida [22].	37
Tabla 3.17. Límites de errores de transformadores de intensidad para protección [22].	37
Tabla 3.18. Factores multiplicadores para Circuit Breakers [5].	52
Tabla 3.19. Característica de apertura de los Relés de sobrecorriente de tiempo inverso a la temperatura de referencia [26].	53
Tabla 4.1. Relaciones X/R equivalentes del sistema (a 60 Hz) en ubicaciones típicas para aproximaciones rápidas [24].	66

Tabla 4.2. Estructura de las redes externas del diseño del caso base.	67
Tabla 4.3. Datos y parámetros del conductor de media tensión para el caso base del sistema eléctrico industrial.	67
Tabla 4.4. Datos Técnicos de los Transformadores del caso base de una red industrial.	68
Tabla 4.5. Datos Técnicos de Barras del caso base de una red industrial.	69
Tabla 4.6. Datos Técnicos de las Cargas del caso base de una red industrial.	69
Tabla 4.7. Datos técnicos de Motores eléctricos trifásicos de la SERIE 1LE0141 de SIEMENS	70
Tabla 5.1. Límites para el índice del nivel de voltaje [30].	83
Tabla 5.2. Análisis de corriente nominal y corriente de cortocircuito.	86
Tabla 5.3. Valor nominal máximo o ajuste para el dispositivo de protección contra cortocircuito y falla a tierra del circuito derivado del motor [31].....	88
Tabla 5.4. Dispositivo de Protección para los Motores del Caso Base Industrial.	89
Tabla 5.5. Dispositivo de Protección para los cables conectados a la barra MCC.....	89
Tabla 5.6. Ajustes de los TC's de fase y tierra utilizados en el caso base de la red Industrial.	91
Tabla 5.7. Corriente nominal, máxima de arranque y cortocircuito del Motor 7.	95
Tabla 5.8. Curva ANSI/IEEE MODERADAMENTE INVERSA	97
Tabla 5.9. Calibración del DIAL	97
Tabla 5.10. Calibración de la Función 51P – 50P	121
Tabla 5.11. Calibración de la Función 51N.....	122
Tabla 5.12. Resumen de los tiempos de operación entre dispositivos de protección.	123
Tabla 5.13. Tiempo de actuación de los cuatro escenarios establecido en la Industria.....	124
Tabla D.1. Análisis de Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico de la Industria.....	142
Tabla D.2. Cargabilidad de los Transformadores del caso base industrial por cada escenario.	143
Tabla D.3. Cargabilidad de los Conductores del caso base industrial por cada escenario.	144
Tabla E.4. Análisis de Cortocircuito del caso base industrial en los escenarios establecidos parte A.	145
Tabla E.5. Análisis de Cortocircuito del caso base industrial en los escenarios establecidos parte B.	146
Tabla E.6. Resumen del Análisis de Cortocircuito en el Sistema.	147

Tabla F.7. Corriente durante el Arranque del Motor.....	148
Tabla F.8. Determinación de los parámetros para las Protecciones de los motores por el Artículo de la NEC 430.	148
Tabla F.9. Determinación de los Parámetros del Transformador de Corriente de Fase.....	149
Tabla F.10. Determinación de los Parámetros del Transformador de Corriente de Tierra ...	150
Tabla F.11. Funciones soportadas por el Relé REF-630 [32].	153
Tabla F.12. Entradas de energización [32].....	154
Tabla F.13. Protección de sobrecorriente trifásica no-direccional [32].	154
Tabla F.14. Ajustes principales de protección de sobrecorriente trifásica no-direccional [32].	155
Tabla H.15. Factores multiplicadores para Circuit Breakers [5].....	183
Tabla H.16. Constantes para la Ecuación exponencial Norma IEEE [18].	186
Tabla H.17. Análisis de Cortocircuito del caso base industrial en los escenarios establecidos parte A.	187
Tabla H.18. Análisis de Cortocircuito del caso base industrial en los escenarios establecidos parte B.	187
Tabla H.19. Análisis de corriente nominal y corriente de cortocircuito.	188
Tabla H.20. Corriente nominal, máxima de arranque y cortocircuito del Motor 7.....	189
Tabla H.21. Calibración de los relés de protección en la zona 1.....	202
Tabla H.22. Tiempos de coordinación de los relés de protección de la zona 1.....	202

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título:

Coordinación de elementos de Protección para un caso de estudio en una Red Industrial.

Fecha de inicio:

16 de mayo del 2022

Fecha de finalización:

31 de agosto del 2022

Lugar de ejecución:

No especifica

Facultad que auspicia:

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA)

Carrera que auspicia:

Electricidad

Proyecto de investigación vinculado: Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

Grupo de investigación: Sistema Eléctricos de Potencia

Tutor: Proaño Maldonado Xavier Alfonso.

Estudiantes: Cruz Gonzales Alex Paúl.

Salazar Defaz Xavier Santiago.

Área de Conocimiento:

07 ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación:

Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

Sub líneas de investigación de la Carrera:

Diseño de redes y explotación de sistema eléctricos de potencia.

2. INTRODUCCIÓN

Una Industria cuenta con varios equipos eléctricos de potencia que pueden o no estar conectadas de forma permanente al servicio eléctricos por lo que la empresa necesita siempre estar en constante suministro de energía, pero si existe una falla de corto circuito o maniobras que cause una elevación en la magnitud de la corriente nominal, los dispositivos de protección serán los encargados de actuar durante este evento y si estos no poseen una buena selectividad pueden dejar sin servicio a diferentes sitios de la industria que no se encuentren afectados, por lo que causa pérdidas a la empresa, por ejemplo en costos de mantenimiento, pérdida de equipos eléctricos y en un caso muy catastrófico sería no salvaguardar la vida de los individuos que trabajen en dicha Industria.

El objetivo de las protecciones en diferentes lugares como industrias, sub estaciones o centrales es que pueda garantizar la continuidad de suministro energía eléctrica ante la presencia de fallas, seccionando el circuito y cuidando los equipos eléctricos; por todo lo mencionado se debe hacer un estudio cuidadoso sobre la coordinación de protecciones y estar dentro de los parámetros exigidos por la norma IEEE Std. 242; para esto se debe conocer los valores máximos de corriente de corto circuito, los transformadores de corriente y de voltaje, además a si va hacer una reestructuración en la topología del sistema y donde es el grado de más protecciones que se necesite.

Las protecciones de cualquier sistema eléctrico industria se debe tener una buena selectividad con respecto a los equipos de fuerza ya que estos requieren muchas más corriente al momento de que comienza a operar, entonces la protección no debe actuar cuando estos elementos trabajen por que, si no dejara sin servicio eléctrico a varios sitios de la empresa, por lo que solo tiene que despejar correctamente la falla cuando exista esta y continuar con el suministro de energía.

Debido a lo mencionado anteriormente en el presente trabajo investigativo se analizará los conceptos teóricos referentes al estado del sistema eléctrico, características de las redes eléctricas, lo requerimientos que debe tener los equipos de protección (sensibilidad, selectividad, velocidad, confiabilidad y sencillez), que diferentes dispositivos de protección existen, tipos de corriente de falla, norma IEEE 3002.3 y la coordinación de protecciones, IEEE Std. 242.

2.1. EL PROBLEMA:

2.1.1. Situación problemática:

En las industrias siempre existe un aumento o disminución de equipos eléctricos de potencia por lo que se sufre cambios en la topología de la red lo que genera una elevación en la corriente, llegando así a provocar daños en los equipos conectados a la red, como por ejemplo motores, bombas, sobrecalentamiento en los conductores eléctricos, cortes de energía, entre otros; por lo que se debe realizar un estudio detallado sobre la coordinación de protección tanto en media como en baja tensión para no causar pérdidas económicas para la industria ya sea en mantenimiento, o por pérdidas de equipos y así poder garantizar una buena continuidad de servicio eléctrico en la industria.

Es importante garantizar una correcta coordinación de protecciones en las industrias dado que de ser lo contrario en algún instante se podría tener una falla de corto circuito lo que causaría que las industrias inviertan costos de reparación, mantenimiento o nuevos equipos eléctricos, por lo que se debe proponer una buena jerarquía de dichos dispositivos de protección a utilizar basándose en perspectivas técnicas y en normas que ayudara a comparar la selectividad que garantiza el despeje de las fallas (monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas) en el menor tiempo de ejecución siempre cuando actué al relé que le corresponde.

Un sistema eléctrico de protección tiene como prioridad la seguridad y cuidado del personal aún por encima de las diferentes maquinarias o equipos eléctricos que se puedan encontrar dentro de las industrias, por lo que al momento de escoger un equipo de protección se debe realizar un estudio eficaz teniendo este la capacidad de interrupción adecuada sin exponer a los trabajadores a riesgos generados por la corriente eléctrica. Los dispositivos de protección deben tener la cualidad de operar con rapidez ante fallas, siendo capaces de disminuir la corriente de cortocircuito y discontinuar la energía en la zona afectada, evitando que el daño se propague a toda la red eléctrica.

2.1.2. Formulación del problema

La inadecuada calibración de las protecciones eléctricas produce falta de selectividad ante la ocurrencia de condiciones de fallas, lo que genera una desconexión errada de zonas libres de falla.

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

- **Objeto:** Caso base sobre una red eléctrica Industrial para modelar la coordinación de protecciones.
- **Campo de Acción:** 330000 ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 330602 Aplicaciones Eléctricas.

2.3. BENEFICIARIOS

2.3.1. Beneficiarios directos

Industrias

2.3.2. Beneficiarios indirectos

Personal operativo que labora en las industrias, la ciudadanía que se encuentra dentro de la zona de influencia de esta infraestructura eléctrica.

2.4. JUSTIFICACIÓN

En una Industria tienen diferentes procesos los cuales pueden ser automatizados por lo que cuentan con máquinas eléctricas y elementos electrónicos que generan muchas sobre corrientes al momento de apagarlas o conectar a la red, y si a esto se les suma fallas de cortocircuito o sobretensiones pueden dañar a todo el sistema eléctrico de dicha Industria, entonces se debe tener en claro una buena selectividad de las protecciones ya que esto asegura a que funcione la protección que le corresponde con existe dichos eventos no previstos, previniendo daños a los equipos eléctricos y reduciendo los costos de mantenimiento por fallas.

Actualmente, la Universidad Técnica de Cotopaxi, cuenta con la licencia educativa del software ETAP, por lo que resulta de suma importancia el manejo de esta eficaz herramienta computacional para el análisis de Coordinación de Protecciones en sistemas eléctricos de tipo Industrial. Además de esto, el programa es esencialmente útil dentro de los estudios de Flujos de Potencia, Cálculos de Cortocircuito, Sistema de Puesta a Tierra, Estabilidad, entre otros.

En esta investigación se desarrollara un caso base sobre una Industria para poder obtener los parámetros eléctricos como voltaje, corrientes y potencias (activas, reactivas y aparentes) la cual ayudara a simular en el software ETAP y lograr conseguir las corrientes de corto circuito para poder coordinar las protecciones en cada punto que sea necesario, en base a esto se optara a elegir una buena selectividad con respecto a la curva tiempo corriente que facilita a observar si dicha protección actúa cuando es necesario y cuando debe.

Dentro del ámbito profesional, el ingeniero eléctrico se encuentra orientado en los sistemas eléctricos industriales, debe estar en capacidad de realizar estudios de cortocircuito y la selección de los dispositivos de protección al igual que su respectiva coordinación, que se refiere a la selección, manipulación y análisis de los elementos y equipos de protecciones eléctricas causantes de mitigar, reducir y aislar los efectos de un corto circuito al momento de una falla eléctrica en la red, donde el dispositivo de protección que tiene que operar primero es el más cercano o a su vez se encuentre inmediatamente aguas arriba de la localización de la falla, logrando así la selectividad en la coordinación. En caso de no suceder de dicha forma, el dispositivo que operar es el inmediato superior al que debió operar en primer lugar.

2.5. HIPÓTESIS

Mediante el análisis de Flujos de Potencia y Cortocircuito se podrá realizar una correcta coordinación de protecciones mediante el uso del Software ETAP.

2.6. OBJETIVOS

2.6.1. General:

Evaluar un sistema eléctrico Industrial mediante estudios de Flujo de Potencia y Cortocircuito, para poder establecer una correcta coordinación de protecciones eléctricas.

2.6.2. Especifico:

Revisar el estado del arte de la coordinación de protecciones aplicados a sistemas eléctricos industriales y las normativas establecidas para el análisis.

Modelar los parámetros eléctricos de una Industria para desarrollar un estudio de Flujos de Potencia y Cortocircuito.

Seleccionar los equipos de protección y establecer la calibración que garantice una correcta selectividad durante la operación.

2.7. SISTEMA DE TAREAS

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
<p>Revisar el estado del arte de la coordinación de protecciones aplicados a sistemas eléctricos industriales y las normativas establecidas para el análisis.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Investigaciones bibliográficas referentes al análisis de coordinación de protecciones. - Validación de los fundamentos establecidos en la norma referente a la selectividad de protecciones eléctricas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aporte bibliográfico y guía metodología referentes al cálculo de corriente de falla y a la coordinación de protecciones. 	<p>Investigación bibliográfica: Libros Tesis Artículos Revistas Normativa IEEE 3002.3 Normativa IEEE Std. 242</p>
<p>Modelar los parámetros eléctricos de una Industria para desarrollar un estudio sobre la coordinación de protecciones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Diseño de un caso de estudio relacionado a un sistema eléctrico Industrial. - Recopilación de la información técnica acerca de los parámetros eléctricos empleados en las Industrias. - Modelación del caso de estudio de una red eléctrica industrial mediante el software ETAP. 	<ul style="list-style-type: none"> - Diagrama unifilar donde se evidencie los parámetros eléctricos de cada componente - Niveles de Tensión y Corriente, Potencias, y Corrientes de Cortocircuito. - Parámetros eléctricos para la elaboración del Archivo OTI, con el sistema eléctrico industrial. 	<p>Normativa IEEE Std.141.1993.</p> <p>Datos sobre sistemas eléctricos Industriales</p> <p>Software ETAP.</p> <p>Excel: Detallado la información técnica de los parámetros eléctricos</p> <p>Archivo OTI del sistema eléctrico sobre el caso de estudio.</p>

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
<p>Seleccionar los equipos de protección y establecer la coordinación de protecciones garantizando una correcta selectividad durante la operación.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Verificación de las curvas tiempo corriente de los equipos de protección. - Coordinar los elementos de protección del sistema eléctrico Industrial. - Determinación de los tiempos de actuación entre los dispositivos de protección empleados durante la coordinación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Elaboración del Archivo OTI realizado la selección y coordinación de los equipos de protección. - Análisis de resultados obtenidos en la coordinación. 	<p>Software ETAP</p> <p>ANEXO: Resultados de las Curvas tiempo corriente.</p> <p>Microsoft Word</p> <p>Microsoft Excel</p>

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1. ANTECEDENTES

En [1] se realizó una coordinación de protecciones para un sistema eléctrico industrial a un nivel de tensión de 13,8 kV con la implementación del software especializado DigSILENT Power Factory, donde se emplearon varios dispositivos de protección con la función de detectar y mitigar las diferentes fallas, por ende estos dispositivos de protección tienen que estar coordinados y dimensionados correctamente de tal modo que el dispositivo más cercano a la falla debe de operar, buscando la menor afectación de la continuidad del suministro eléctrico. La metodología de coordinación de protecciones, radica en la implementación de un análisis gráfico en el que se encuentran curvas características tiempo – corriente de los dispositivos de sobrecorriente, así se llega a garantizar que el sistema tenga una operación selectiva.

En el trabajo desarrollado por Mary J. Lozada R. [2], se presenta una guía metodológica en el software Neplan que se debe desarrollar para la coordinación de protecciones, donde se centra en los diferentes tipos de Relés de Sobrecorriente y su coordinación, analizando todos los tipos de curvas de operación entendiendo así que se pueden llegar modelar matemáticamente por la aplicación de una ecuación característica. Existen dos formas de modelar; tanto exponencial como polinomial, todo esto conforme a las normas internacionales (ANSI/IEEE, IEC). En su investigación se ve que los datos de tiempo de operación conseguidos por cálculos y ecuaciones de cada tipo de protección, son reflejados al momento de la simulación realizada en el software ante las diferentes fallas.

Para el desarrollo del trabajo de investigación se recopila información de la literatura del autor Gilberto Enríquez Harper [3] del cual se aprovechado los conocimientos en protecciones eléctricas industriales y comerciales, en el capítulo de coordinación de protecciones en instalaciones eléctricas de baja y media tensión donde se debe tomar en consideración el estudios de cortocircuito que nos permite analizar tanto en generadores, transformadores y motores; que serán el punto de partida para la coordinación. Para graficar las curvas de coordinación, estas serán obtenidas por los datos de los fabricantes del equipo de protección y se realizara la misma técnica para cada caso. Con esto al graficar las curvas, se demuestra que si se presenta una falla cuyo valor de corriente sea de 1000 A en las borneras del motor, el fusible empleado en la combinación desconectador-fusible y arrancador del motor, se perderá en aproximadamente 0,55 seg., de esta forma, se corta el servicio antes de que se pierdan los

fusibles de 225 A o de 600 A, con lo cual solo se retira el servicio eléctrico para la zona del motor ante la ocurrencia de la falla, logrando así la selectividad en la coordinación.

En el año 2001, el Ing. Ernesto Sanmiguel Garza [4] desarrollo un estudio de coordinación de protecciones en la Industria del Alkali S A. de C.V. debido al incremento de equipos eléctricos, donde el proceso inicia se da con la realización de un diagrama unifilar de la red eléctrica a coordinar iniciando con el ingreso de datos principales de los equipos. Se toma como punto de inicio al estudio de cortocircuito y se dispone de las curvas tiempo-corriente de cada uno de los dispositivos de protección. Por el aumento de motores que se tiene, la tesis menciona que en instalaciones de estos equipos se emplea una tabla usando arrancadores Squared y Alien Bradley, a su vez se presentan arrancadores Electrónicos teniendo como más predominio de implementación estos dos últimos, dado que para una protección de sobrecorriente para arrancadores Alien Bradley tiene la característica falla de fase y el tiempo de operación es de 0.4 seg. a 2 seg. y en los arrancadores Electrónicos empleados para motores de alta capacidad presentan una ventaja de ser programados en su corriente de arranque, al igual que el tipo de curva de arranque, y el tiempo de operación de una falla a tierra o de rotor bloqueado por el motivo de que es aproximadamente instantánea de 0.1 a 0.3 seg.

La norma IEEE Std. 242- 1986 [5] plantea en su capítulo 15 “Coordinación de sobrecorriente” una comparación y selección de los tiempos de operación de los diferentes equipos de protección, consiguiendo la selectividad y el objetivo de protección bajo condiciones de falla en el sistema. El interruptor de Caja Moldeada o Moulded Case Circuit Breaker (MCCB), es empleado en la protección de circuitos eléctricos de distribución de Baja Tensión de tipo industrial, cuenta con soporte a las sobrecargas y cortocircuitos. Los MCCB solo se tienen que emplear al 80% de su corriente continua nominal.

De acuerdo al autor Pilataxi L. [6], realizó una un proyecto de investigación sobre los sistema de distribución electica con generación distribuida debido a que un sistema eléctrico tienden a que su flujo recorra a las diferentes cargas en una sola dirección pero al momento de ingresar una generación distribuida como mini centrales fotovoltaicas o eólicas ya que estos alimentan a las cargas tienden a distorsionar los flujos de potencia, por esto el proyecto de investigación propuso un sistema de distribución radial del IEEE para poderlo simular con el uso del software DIgSILENT Power Factory, con esto se obtuvo las corrientes de corto circuito y coordinación las protecciones del sistema, implementando las variables del TAP y del DIAL con esto ayudo a tener una mejor una selectividad en el sistema de distribución radial.

Los autores Mejía J. y Ollague H. [7], en su proyecto de tesis establecieron una coordinación de protecciones con la selectividad en los centros de fuerza de la Central Molino, Presa Daniel Palacios y Central Mazar que alimentan los centros de control de generación y casa de máquinas ya que estos son fundamentales para alimentación de las cargas, por lo que se debe tener una correcta selectividad en las protecciones ya pueden proteger de fallas de cortocircuito y el relé puede despejar en un menor tiempo posible, tuvieron que utilizar equipos digitales con la ayuda de la norma IEC 61650 que se basa específicamente en el control de protecciones en subestaciones, la comunicación que se utilizó es la fibra óptica multimodo y mensajes GOOSE que ayuda a dar órdenes sobre el funcionamiento al operar una falla, como último paso se desarrolló un diagrama para la parametrización de los datos y su configuración respectivamente.

El proyecto de grado del autor Morales J. [8], se centró en la protección de sistemas de distribución con generación distribuida ya que los sistemas son diseñados para operar sin generación distribuida pero al conectar esta generación las redes de distribución tiene un impacto en su flujo de energía, debido a que sufre unas variaciones en los voltajes causando daños en los equipos instalados en la red, el estudio se realizó en base a una red de distribución real para poder analizar cómo afecta el ingresar este tipo de centrales a los relevadores de sobre corriente y realizar un nuevo ajuste a estos equipos eléctricos, otros casos que se analizan es como afecta a la estabilidad de las máquinas síncronas, como resultados se obtienen un esquema de protecciones sobre los ajustes de relevadores de sobre corriente que ayuda a la liberación del efecto isla y estabilidad de las máquinas síncronas ingresada la generación distribuida o sin el ingreso esta.

En el libro del autor Harper Enríquez [9], estudia las protecciones de los sistemas eléctricos en relevadores y de las sobretensiones en dichas instalaciones eléctricas, ya que pueden proteger a los equipos de las fallas por corto circuito que pueden ser monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y las trifásicas, también estudia las protecciones en contra de las sobretensiones por ejemplo descargas atmosféricas, maniobra de interruptores, líneas, barras, entre otros. Este libro tiene dos visiones en general la primera está dirigida para poder evitar daños a los individuos o proteger la vida de dicha persona y la otra parte es a los equipos eléctricos e interrupciones no previstas ya que pueden ocasionar pérdidas de costos de producción o mantenimiento en las Industrias o pérdidas de energía en las subestaciones eléctricas.

La norma IEEE 3002.3-2018 [10] aborda los temas de análisis de fallas debido a cortocircuitos, las consideraciones que se tienen para el diseño de los nuevos sistemas de

protección y la consideración operativa de las protecciones en sistemas de energía industriales y comerciales. Estable el cálculo de las corrientes de falla y su precisión se debe al uso de software donde se enlista las recomendaciones que deben realizar para el estudio de cortocircuito con ejemplos sobre datos de sistemas con el análisis de resultados.

3.2. ESTADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL

En las Industrias es muy esencial la utilización de la energía eléctrica como fuente para la ejecución de todos los procesos industriales que se lleven a cabo. Las redes de distribución se involucran en el transporte del suministro de energía teniendo una topología Radial, donde se comprende su punto de salida desde las subestaciones hacia los diferentes usuarios de consumo, como son las industrias y la población.

Dentro de las instalaciones eléctricas de una industria se pueden encontrar varios equipos y conductores eléctricos que se involucran en la red o sistema eléctrico, las instalaciones tendrán como fin alimentar las diferentes áreas de producción que se puedan encontrar en una industria garantizando una correcta operación y control de la energía eléctrica.

La protección de las instalaciones y redes eléctricas industriales es importante para establecer una buena seguridad al personal operario evitando daños a su integridad física. Los dispositivos de protección tienen que ser capaces de operar rápidamente ante la ocurrencia de una falla eléctrica en el sistema, llegando así a mitigar y disminuir la corriente de cortocircuito y aislar la zona afectada evitando daños y pérdidas de los equipos empleados en la industria [1].

Las redes eléctricas industriales se involucran en posibles estados de actuación teniendo una importancia en la seguridad. Esta actuación de la puede observar en la Figura 3.1.

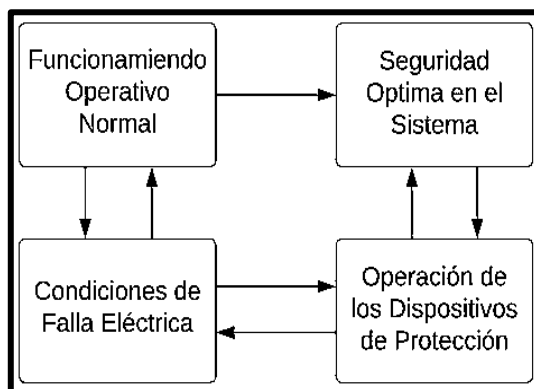


Figura 3.1. Estados de actuación en una red eléctrica Industrial.

Un sistema eléctrico industrial se encuentra operando correctamente cuando se garantiza la producción esperada manteniendo sus instalaciones y equipos dentro de los límites operativos,

con esto no se genera pérdidas de consumo energético ni daños en los parámetros eléctricos. En otro de los estados se puede llegar a generar violaciones en los intervalos de operación de cada parámetro, esto se puede ocasionar por una falla de cortocircuito o sobrecorriente en cualquier componente de la red.

Para establecer un estado seguro se cumple con ciertos criterios de seguridad, como es el correcto dimensionamiento y coordinación de las protecciones eléctricas que tiene la cualidad de conseguir que los dispositivos de protección operen de manera selectiva. La coordinación se encarga de analizar las curvas de tiempo-corriente, determinando los respectivos ajustes que aseguraran el despeje de las fallas en el menor tiempo posible [1].

3.3. Características para el diseño de una red eléctrica industriales

Dentro del análisis del diseño y dimensionado para las instalaciones eléctricas industriales, se debe realizar una valoración del cálculo de la potencia que se va contratar para la alimentación y las características técnicas de cada equipo a emplearse al igual que la respectiva ubicación.

Los principales equipos eléctricos establecidos en una industria son los siguientes:

- Motores eléctricos
- Cables
- Barras
- Fusibles
- Arrancadores
- Transformadores de Potencia
- Banco de Capacitores

Cuando se habla del diseño de las redes eléctricas industriales se tiene que estar asegurando la correcta protección antes fallas ya sean externas (cambios en la temperatura, descargas eléctricas) o fallas internas como cortocircuitos, maniobras de sobrecarga, debido a que si no se protege dichos elementos se podría llegar a dañar y deteriorar las instalaciones de la industria.

- Protección ante cortocircuitos y sobrecargas

Cuando se habla se este tema, se llega a proteger las instalaciones de motores y maquinaria ya que estos son fundamentales para transformar la energía eléctrica en mecánica o viceversa. Estos elementos eléctricos son de uso común en las redes eléctricas industriales por lo que se necesita una buena protección ya que evitara riesgos por las fluctuaciones de tensión eléctrica.

- Protección contra las caídas de tensión

Al producirse las caídas de tensión producen fallos eléctricos debido a estar privados de la alimentación eléctrica principal y si no se tiene la tensión necesaria que necesita los equipos eléctricos, no podrán trabajar correctamente, por lo que se podrá utilizar un dispositivo de corte automático de corriente que ayuda a detectar dicha caída.

3.3.1. Norma IEEE Std 141.1993 Recomendada para la distribución de energía eléctrica para las instalaciones industriales.

3.3.1.1. Sistemas de distribución de plantas Industriales

La normativa establece analizar los diferentes tipos de sistemas de distribución para las plantas industriales y poder seleccionar el sistema o sistemas que mejor se acoplen a las necesidades de funcionamiento de la planta. Existe una gran variedad de circuitos básicos para la distribución de energía en plantas industriales [11].

- Sistema selectivo secundario

Si se conectan pares de subestaciones a través de un disyuntor secundario de enlace secundario (Figura 3.2), el resultado es un sistema selectivo secundario. Si el alimentador primario o el transformador fallan, el suministro se mantiene a través del disyuntor secundario de enlace [11].

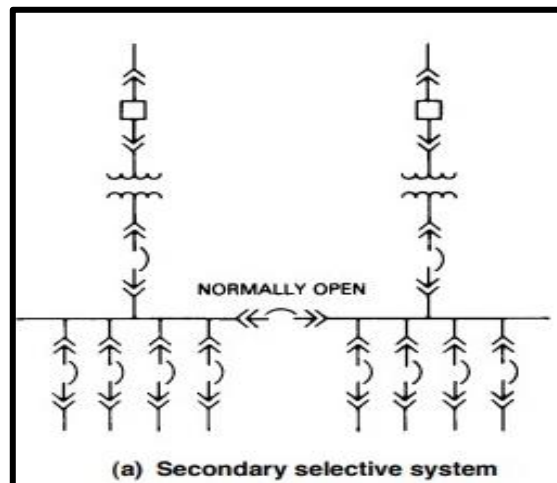


Figura 3.2. Topología del Sistema Selectivo Secundario planteado por la IEEE [11].

3.3.1.2. Clases de Tensión del Sistema

- Baja tensión: Inferiores a 1 kV.
- Media tensión: Iguales o superiores a 1 kV y menos de 100 kV.
- Alta tensión: Iguales a 100 kV y 230 kV.

3.3.1.3. Límites de tolerancia de tensión de la norma ANSI C84.1-1989

Los límites de tolerancia de tensión de la norma ANSI C84.1-1989 establecen los límites de tolerancia de tensión del motor de inducción estándar en $\pm 10\%$ de la placa de características [11].

Tabla 3.1. Tensiones nominales del sistema [11].

Voltajes nominales estándar del sistema	Voltajes de sistema nominales no estándar asociados
Bajas tensiones 120 120/240 208Y/120 240/120 240 480Y/277 480 600	110, 115, 125 110/220, 115/230, 125/250 216Y/125 230, 250 460Y/265 440 550, 575
Medias tensiones 2400 4160Y/2400 4160 4800 6900 8320Y/4800 12000Y/6930 12470Y/7200 13200Y/7620 13200 12800Y/7970 12800 20780Y/12000 22860Y/13200 23000 24940Y/14400 34500Y/19920 34500 46000 69000	2200, 2300 4000 4600 6600, 7200 11000, 11500 14400 33000 44000 66000
Altos voltajes 115000 138000 161000 230000	110000, 120000 132000 154000 220000
Voltajes extra altos 345000 500000 765000	

De igual forma la norma establece un nivel de tensión a la cual deben sujetarse los motores trifásicos conectados en bajo voltaje.

Tabla 3.2. Límites de tolerancia para motores trifásicos de bajo voltaje, en voltios [11].

Clasificación del motor (voltios)	-10%	+10%
460	414	506
440	396	484

3.3.1.4. Uso de TAP's de transformadores de distribución para cambiar la distribución del voltaje de utilización

Los transformadores de potencia y distribución suelen tener cuatro tomas en el devanado primario en pasos de 2,5%. Estas tomas son generalmente +5%, +2,5%, nominal, -2,5% y -5%. Estas tomas permiten subir o bajar la tensión secundaria para proporcionar un ajuste más cercano a los límites de tolerancia del equipo de utilización [11].

Tabla 3.3. Límites de tolerancia para circuitos de rango A, en voltios [11].

Tensión nominal del sistema (voltios)	TAP de transformador	Tensión mínima de utilización (voltios)	Tensión máxima de utilización (voltios)
480Y/277	Nominal	440Y/254	500Y/288
468Y/270	+2,5%	429Y/248	488Y/281
456Y/263	+5%	418Y/241	475Y/274

Para los edificios que tienen un número apreciable de motores y balastos, un ajuste en el TAP del $\pm 2,5\%$ puede proporcionar el mejor compromiso.

3.3.1.5. Tensión nominal de los motores de inducción estándar

Tabla 3.4. Valores nominales de voltaje de la placa de identificación de motores de inducción estándar [11].

Tensión nominal del sistema	Voltaje de la placa de identificación
Motores monofásicos	
120	115
240	230
Motores trifásicos	
208	200
240	230
480	460
600	575
2400	2300
4160	4000
4800	4600
6900	6600
13800	13200

3.3.1.6. Tensiones estándar y límites de potencia preferidos para motores de inducción polifásicos

Tabla 3.5. Tensiones estándar y límites de potencia preferidos para motores de inducción polifásicos [11].

Voltaje de la placa de identificación del motor	Límites de potencia preferidos
115 230 460 y 575	Motores de bajo voltaje Sin mínimo - máximo de 15 hp Sin mínimo - máximo de 200 hp 1 hp mínimo - 1000 hp máximo
2300 4000 4500 6000 13200	Motores de media tensión 50 hp mínimo - 6000 hp máximo 100 hp mínimo - 7500 hp máximo 250 hp mínimo - sin máximo 400 hp mínimo - sin máximo 1500 hp mínimo - sin máximo

3.3.1.7. Valores típicos de reactancia para máquinas de inducción y máquinas síncronas, en unidades de kVA de la máquina

Estos valores típicos se los detalla en la siguiente Tabla 3.6, para motores inferiores a 600 V.

Tabla 3.6. Multiplicadores de reactancia (o impedancia) de máquinas rotativas [11].

Tipos de Máquinas Rotatorias	Red de primer ciclo	Red de segundo ciclo
Todos los turbogeneradores. Todos los hidrogeneradores con devanado amortiguador. Todos los condensadores.	$1.0 X''d$	$1.0 X''d$
Hidrogeneradores sin devanado amortiguador.	$0.75 X''d$	$0.75 X''d$
Todos los motores síncronos.	$1.0 X''d$	$1.5 X''d$
Motores de inducción.		
Arriba de 1000 hp a 1800 rpm o menos	$1.0 X''d$	$1.5 X''d$
Arriba de 250 hp a 3600 rpm	$1.0 X''d$	$1.5 X''d$
Todos los demás 50 hp y más	$1.2 X''d$	$3.0 X''d$
Los más pequeños de 50 hp	Ignorar	Ignorar

Tabla 3.7. Multiplicadores de la reactancia (o impedancia) de las máquinas rotativas de la red combinada (cambios en la Tabla 3.6 para cálculos completos de sistemas de multitensión)

Tipos de Máquinas Rotatorias	Red de primer ciclo	Red de segundo ciclo
Todos los demás, 50 hp y más	$1.2 X''d$	$3.0 X''d$
Menores que 50 hp	$1.67 X''d$	Ignorar

3.3.1.8. Selección y aplicación de las Barras conductoras

Existen cuatro tipos de barras, con sus accesorios, que proporcionan un sistema unificado y continuo de conductores cerrados (Figura 3.3) [11]:

- a) Barra de alimentación de baja impedancia y mínima caída de tensión para la distribución de la energía según las necesidades;
- b) Barra de enchufe para facilitar la conexión o reordenación de las cargas;
- c) Barra de conducción de alumbrado para proporcionar energía eléctrica y soporte mecánico para el alumbrado o pequeñas cargas;
- d) Barra de conducción para derivaciones móviles de energía a polipastos eléctricos, grúas, herramientas portátiles, etc [11].

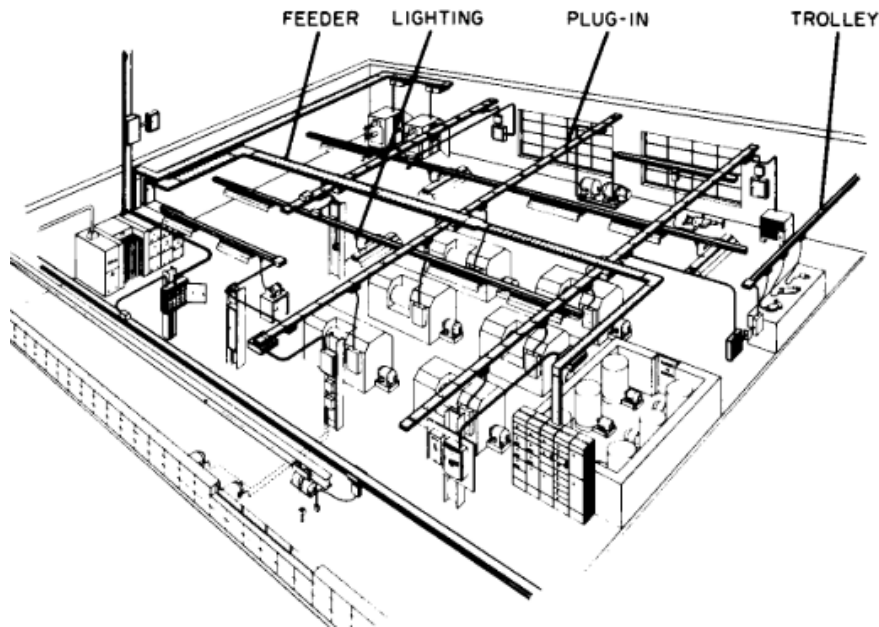


Figura 3.3. Ilustración de la versatilidad de las barras, mostrando el uso de los tipos de alimentadores, enchufes, iluminación y carros [11].

3.3.1.8.1. Barra de alimentación

Las barras de alimentación se utilizan con frecuencia entre la fuente de energía, como un transformador de distribución o una bajada de servicio, y el equipo de entrada de servicio. Las plantas industriales utilizan la canalización de alimentación desde el equipo de servicio para alimentar directamente las grandes cargas y para alimentar las capacidades de corriente más pequeñas de la barra de alimentación y de la barra enchufable. Los valores nominales de corriente disponibles van de 600 a 5000 A. Mediante la puesta en paralelo de los tramos, se

pueden alcanzar mayores valores nominales. Se debe consultar al fabricante para conocer los valores nominales de corriente continua. Las líneas de alimentación están disponibles en servicio monofásico y trifásico con un conductor neutro del 50% y del 100%. Se dispone de un bus de tierra con todos los valores nominales y tipos. Los valores nominales de corriente de cortocircuito disponibles son de 42.000 a 200.000 A, rms simétricos [11].

3.3.1.8.2. Barra de enchufe

Las barras están totalmente cerradas y pueden ser de diseño ventilado o no ventilado. Las líneas de bus enchufables tienen valores nominales de corriente que van de 100 a 5000 A. Las secciones de bus enchufables y de alimentador de los mismos fabricantes por encima de 600 A suelen tener un diseño compatible y son intercambiables, lo que permite instalar una sección de enchufe en un tramo de alimentador donde se desean derivaciones. Las clavijas de bus suelen estar limitadas a valores máximos de 800 A para las clavijas de tipo interruptor con fusible y de 1200 A para las clavijas de tipo disyuntor. Los valores nominales de la corriente de cortocircuito varían entre 10.000 y 200.000 A rms simétricos [11].

3.3.1.8.3. Barra de conducción de alumbrado

Las barras de conducción de alumbrado tienen una capacidad máxima de 60 A, 300 V a tierra, con dos, tres o cuatro conductores. Puede utilizarse en sistemas de 480Y/277 V o 208Y/120 V y está específicamente diseñada para su uso con iluminación fluorescente y de descarga de alta intensidad. La toma de corriente para la barra del alumbrado está disponible en varios tipos e incluyen las que llevan incorporada la protección del circuito mediante fusible o disyuntor. Los accesorios incluyen abrazaderas de montaje especiales y derivaciones para la fijación de superficie o de acoplamiento estrecho de los dispositivos de iluminación [11].

Para aplicar correctamente las vías colectoras en un sistema de distribución de energía eléctrica, algunos de los elementos más importantes a tener en cuenta son los siguientes:

➤ Capacidad de transporte de corriente

Los conductos de barras deben tener una capacidad nominal en función de la temperatura para proporcionar un funcionamiento seguro, una larga vida útil y un servicio fiable. Aunque el aumento de temperatura no varía significativamente con los cambios de temperatura ambiente, puede ser un factor significativo en la vida útil de la vía. El factor limitante en la mayoría de los diseños de canalizaciones es la vida del aislamiento, y existe una amplia gama de tipos de materiales aislantes utilizados por los distintos fabricantes. Si la temperatura

ambiente es superior a 40 °C o se prevé una temperatura total superior a 95 °C, se debe consultar al fabricante [11].

➤ Capacidad de corriente de cortocircuito

Las barras de las vías colectoras pueden estar sometidas a fuerzas electromagnéticas de gran magnitud por una corriente de cortocircuito. La fuerza generada por unidad de longitud de barra es directamente proporcional al cuadrado de la corriente de cortocircuito e inversamente proporcional a la distancia entre barras. Los valores nominales de corriente de cortocircuito se asignan generalmente de acuerdo con ANSI/NEMA BU1-1988 y se ensayan de acuerdo con ANSI/UL 857-1989. El uso de un dispositivo de protección de capacidad adecuada delante de la barra que despeje el cortocircuito en 3 ciclos [11].

Tabla 3.8. Valores nominales de voltaje, aislamiento, corriente continua y corriente momentánea de barras con gabinete metálico de fase no segregada [11].

Voltaje (kV rms)			Aislamiento, nivel soportado (kV)			
Nominal	Máximo nominal	Corriente continua (A)	Frecuencia de potencia (rms), 1 minuto	Resistencia de CC, 1 minuto	Impulso	Corriente momentánea (kA, asimétrica)
4,16	4,76	1200	19	27	60	39-78
13,8	15	2000	36	50	95	37-77
23	25,80	3000	60	85	125	35-64
34,5	38	4000	80	-	150	32-64

La Tabla 3.8 especifica la tensión, el aislamiento, los niveles de corriente continua y momentánea para el bus con envolvente metálica. Los valores nominales son iguales a los correspondientes a las celdas con envolvente metálica [11].

➤ Caída de tensión

Las caídas de tensión trifásicas pueden determinarse con una precisión razonable mediante el uso de las Tabla 3.9 y Tabla 3.10. Se trata de valores típicos para el diseño de la vía colectora de tipo intercalado. Las caídas de tensión serán diferentes para otros tipos de barras y variarán según el fabricante dentro de cada tipo. La caída de tensión mostrada es trifásica, de línea a línea, por 100 pies a carga nominal sobre una base de carga concentrada para alimentadores, enchufes y trolebuses [11].

Tabla 3.9. Valores de caída de voltaje para electroductos intercalados trifásicos con barras colectoras de cobre, en V/100 pies, línea a línea, a corriente nominal con carga concentrada [11].

Calificación actual (amperios)	Factor de potencia de carga (porcentaje, atrasado)								
	20	30	40	50	60	70	80	90	100
600	2,14	2,45	2,67	2,86	3,04	3,18	3,28	3,30	2,86
800	2,17	2,47	2,67	2,85	3,00	3,12	3,19	3,17	2,69
1000	2,01	2,32	2,52	2,70	2,85	2,98	3,06	3,06	2,64
1200	1,79	2,10	2,28	2,45	2,59	2,71	2,79	2,79	2,41
1350	1,86	2,14	2,32	2,48	2,62	2,73	2,81	2,81	2,41
1600	1,94	2,16	2,35	2,51	2,64	2,75	2,82	2,80	2,64
2000	2,08	2,23	2,40	2,56	2,69	2,79	2,85	2,83	2,39
2500	1,85	1,97	2,13	2,26	2,39	2,47	2,53	2,51	2,11
3000	1,96	2,15	2,32	2,46	2,59	2,69	2,74	2,73	2,30
4000	1,86	2,06	2,24	2,39	2,52	2,63	2,69	2,68	2,29
5000	1,85	1,97	2,13	2,26	2,37	2,46	2,51	2,49	2,09

Tabla 3.10. Valores de caída de voltaje para electroductos intercalados trifásicos con barras colectoras de aluminio, en V/100 pies, línea a línea, a corriente nominal con carga concentrada [11].

Calificación actual (amperios)	Factor de potencia de carga (porcentaje, atrasado)								
	20	30	40	50	60	70	80	90	100
600	1,91	2,35	2,71	2,95	3,22	3,46	3,67	3,82	3,62
800	1,85	2,13	2,40	2,67	2,91	3,13	3,32	3,46	3,27
1000	1,69	2,04	2,33	2,60	2,86	3,09	3,29	3,45	3,21
1200	1,71	2,03	2,31	2,57	2,81	3,04	3,23	3,37	3,21
1350	1,57	1,82	2,08	2,31	2,53	2,74	2,91	3,04	3,90
1600	1,71	1,95	2,20	2,43	2,65	2,84	3,00	3,11	2,93
2000	1,73	1,96	2,20	2,43	2,64	2,83	2,99	3,09	2,88
2500	1,67	1,96	2,21	2,45	2,66	2,85	3,01	3,12	2,92
3000	1,63	1,92	2,16	2,39	2,60	2,79	2,95	3,05	2,86
4000	1,74	1,94	2,18	2,39	2,60	2,77	2,90	3,00	2,78

3.3.1.9. Conductores

Los dos materiales conductores de uso común son el cobre y el aluminio. El cobre se ha utilizado históricamente para los conductores de los cables aislados debido principalmente a sus deseables propiedades eléctricas y mecánicas. El uso del aluminio se basa principalmente en su favorable relación conductividad/peso (la más alta de los materiales conductores eléctricos), su fácil disponibilidad y el menor coste del metal primario [11].

La NEC exige que los conductores de calibre 8 AWG o superior sean trenzados. Un solo conductor aislado o desnudo se define como conductor, mientras que un conjunto de dos o más conductores aislados, con o sin cubierta, se define como cable [11].

➤ Cables de baja tensión

Los cables de alimentación de baja tensión suelen tener una tensión nominal de 600 V, independientemente de la tensión utilizada, ya sea de 120 V, 208 V, 240 V, 277 V, 480 V o 600 V. Los cables se clasifican según las temperaturas de funcionamiento de los conductores y los espesores de aislamiento, de acuerdo con la norma NEC [11].

a) Aislamiento EPR o XLPE, con o sin cubierta. Tipo RHW para una temperatura máxima de funcionamiento de 75 °C en lugares húmedos o secos, tipo RHH para 90 °C sólo en lugares secos y tipo RHW-2 para una temperatura máxima de funcionamiento de 90 °C en lugares húmedos y secos.

b) Aislamiento de XLPE o EPR, sin cubierta. Tipo XHHW para una temperatura máxima de operación de 75 °C en lugares húmedos y 90 °C en lugares secos solamente, y Tipo XHHW-2 para una temperatura máxima de operación de 90 °C en lugares húmedos y secos.

c) Aislamiento de PVC, con camisa de nylon. Tipo THWN para una temperatura máxima de operación de 75 °C en lugares húmedos o secos, y Tipo THHN para 90 °C sólo en lugares secos.

d) Aislado en PVC, sin cubierta. Tipo THW para una temperatura máxima de funcionamiento de 75 °C en lugares húmedos o secos.

➤ Cables de media tensión

Los cables de alimentación de tipo MV (media tensión) tienen un aislamiento dieléctrico sólido extruido y tienen una tensión nominal de 2 001 a 35 000 V. Estos cables mono conductores y multiconductores están disponibles con tensiones nominales de 5 kV, 8 kV, 15 kV, 25 kV y 35 kV. También existen cables de transmisión de dieléctrico sólido de 69 kV y 138 kV, pero no figuran en la lista de NEC [11].

Los compuestos aislantes habituales para los cables de MT son el EPR y el XLPE; sin embargo, también están disponibles el polietileno y el caucho butílico. Las temperaturas máximas de funcionamiento son de 90 °C para el EPR y el XLPE, 85 °C para el caucho butílico y 75 °C para el polietileno [11].

➤ Temperaturas nominales de los conductores Aislamiento

En la Tabla 3.11 se indican las temperaturas clasificada por su etapa de los conductores para diversos cables aislados.

Tabla 3.11. Temperaturas nominales del conductor [11].

Tipo de aislamiento	Clase de tensión máxima (kV)	Temperatura máxima de funcionamiento (°C)	Temperatura máxima de sobrecarga (°C)	Temperatura máxima de cortocircuito (°C)
Papel (tipo sólido) multiconductor y conductor único, blindado	9	95	115	200
	29	90	110	200
	49	80	100	200
	69	65	80	200
Batista barnizada	5	85	100	200
	15	77	85	200
	28	70	72	200
Polietileno (natural)	5	75	95	150
	35	75	90	150
Goma SBR	2	75	95	200
Caucho de butilo	5	90	105	200
	5	85	100	200
Caucho a base de aceite	35	70	85	200
Polietileno (reticulado)	35	90	130	250
Caucho EPR	35	90	130	250
De polietileno clorosulfonado	2	90	130	250
Cloruro de polivinilo	2	60	85	150
	2	75	95	150
	2	90	105	150
Goma de silicona	5	125	150	250
Etileno tetrafluoroetileno	2	150	200	250

➤ Tamaños de los conductores mínimos para corrientes de fallas y tiempos de despeje

En la Tabla 3.12 se indican las dimensiones mínimas de los conductores para diferentes corrientes de cortocircuito y tiempos de desconexión. Las temperaturas iniciales como también finales, para cada uno de los distintos aislamientos.

Tabla 3.12. Tamaños mínimos de conductores, en AWG o kcmil, para corriente de falla indicada y tiempos de despeje [11].

Corriente rms total (amperios)	Polietileno y cloruro de polivinilo, 75–150 °C				Base de aceite y SBR, 75–200 °C				Polietileno reticulado y EPR, 90–250 °C			
	1/2 ciclo (0,0083 s)		10 ciclo (0,166 s)		1/2 ciclo (0,0083 s)		10 ciclo (0,166 s)		1/2 ciclo (0,0083 s)		10 ciclo (0,166 s)	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
5000	10	8	4	2	10	8	4	3	12	10	4	3
15000	6	4	2/0	4/0	6	4	1/0	3/0	6	4	1	3/0
25000	3	2	4/0	350	4	2	3/0	250	4	3	3/0	250
50000	1/0	2/0	400	700	1	2/0	350	500	2	1/0	300	500
75000	2/0	4/0	600	1000	1/0	3/0	500	750	1/0	3/0	500	700
100000	4/0	300	800	1250	3/0	250	700	1000	2/0	4/0	600	1000

3.4. REQUERIMIENTOS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Los dispositivos de protección de un sistema eléctrico tienen que cumplir con las siguientes características operativas para lograr un buen funcionamiento:

3.4.1. Sensibilidad

El dispositivo debe contar con la capacidad de diferenciar entre un evento de falla y cuáles no, se tiene que determinar las magnitudes mínimas necesarias que posibiliten establecer la diferencia entre la falla de las condiciones normales de operación [12]. Tendrá la capacidad de operar en condiciones de falla mínima.

Por ejemplo, la puesta en marcha de un motor, al momento de energizar un motor esté requerirá de una corriente de arranque, que se encontrara varias veces más que la corriente nominal del motor. Esta corriente provocara caídas de tensión en la alimentación en bornes del motor, después de algunos segundos el motor regulara su corriente al estado nominal. Por esto es que si se realiza el estudio desde este punto de vista elevado de la corriente se tendrá valores erróneos. Realizando un análisis más extenso, permitirá determinar si el incremento de corriente se dio debido al arranque del motor o se generó por alguna situación de falla eléctrica en la red.

3.4.2. Selectividad

Se comprende como la capacidad de operación del dispositivo de protección cuando la falla a ocurrido dentro de su zona de protección, por ende, el sistema de protección eléctrico debe estar proyectado por zonas, siendo estas capaces de seleccionar y operar únicamente los

dispositivos de protección que se encuentren cerca de la falla, sino es así operará el siguiente dispositivo más cercano.

La selectividad es una característica propia de cada dispositivo de protección, algunos casos las protecciones tienden a ser sensibles a fallas ocurridas afuera de su zona de protección el requerimiento de selectividad se puede llevar, esto se puede realizar mediante regulaciones de condiciones y tiempos de operación en el análisis de la coordinación con los demás dispositivo [12].

3.4.3. Velocidad

En el instante de ser detectada una condición de falla el dispositivo de protección debe operar con rapidez para llegar a despejar la falla lo más pronto posible antes de que ocasione daños al sistema y a los equipos eléctricos conectados, con esto no se genera pérdidas económicas en la producción ni en equipos que pudieran llegar a dañarse, se logra reducir el tiempo de retorno del suministro energético después de la falla ocurrida.

3.4.4. Confiabilidad

El dispositivo de protección es confiable debido a que tiene una operación correcta cuando se lo requiere durante su vida útil, con esto nos aseguramos que nuestra protección nos garantice una seguridad durante la ocurrencia de alguna falla en el sistema eléctrico.

La protección ésta censando constantemente lo que ocurre en el sistema eléctrico por lo que responde a todas las condiciones que se producen en cada instante. El resultado de esto podrá ser tanto una respuesta de operación como de no operación, con esto establecemos la denominada seguridad que se basará en la operación de la protección cuando exista condiciones necesarias de actuación y no operará cuando existan condiciones innecesarias para actuar [12].

3.4.5. Sencillez

Los requerimientos para la instalación de los dispositivos de protección deben estar respaldados tanto por sus características técnicas como económicos. Su diseño no debe ser demasiado complejo entre menos complejo menos probabilidad de que se averíe. La parte económica no solo tiene que centrarse directamente en el dispositivo de protección, también se debe de considerar los daños y pérdidas de equipos que se generaran al momento de un fallo o una mala actuación del dispositivo mencionado al momento de generarse una falla eléctrica en la red.

3.5. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

La importancia de un diseño eléctrico es dar una excelente confiabilidad del servicio, abasteciendo del suministro de energía eléctrica a todos los elementos y dispositivos que se requieran ser alimentados. El gran inconveniente de llevar a cabo este proceso, está en que el flujo de corriente en algunos casos llegue a tener valores más altos que la corriente normal que debe encontrarse circulando por el sistema. Estas corrientes son denominadas como sobrecorriente, que pueden generarse por diferentes fenómenos en el sistema, para el estudio de protección las estableceremos como Sobrecargas y Cortocircuitos [3].

El cortocircuito es producto de una conexión eléctrica involuntaria de dos puntos de la instalación que se están a distinto potencial, por lo que se establece como una corriente que esta fuera de sus límites normales de operación en el sistema.

Por lo común los cortocircuitos presentan tres resultados:

- 1. Calentamiento.** - Al momento de suceder un cortocircuito esto genera una elevación en la magnitud de la corriente, provocando calentamientos, por ejemplo, está corriente calienta al conductor por efecto Joule teniendo temperaturas demasiado altas que generarían daños a todos los elementos eléctricos conectados al conductor [3].
- 2. Arco eléctrico.** - Tiene similitud cuando se realiza una soldadura eléctrica y se lo entiende como una especie de “salto” de la energía a través de un espacio de aire ionizado entre conductores eléctricos. Éste fenómeno puede quemar prácticamente todo lo que se encuentre en su camino [3].
- 3. Esfuerzos magnéticos.** - Sabemos que un campo magnético se genera alrededor del conductor al momento de circular una corriente eléctrica, al generarse una corriente por cortocircuito demasiado alta, el campo magnético en este punto también se incrementa varias veces y los esfuerzos magnéticos que se generen serán mayores [3].

Las sobrecargas se dan cuando por el conductor eléctrico, fluye una corriente mayor que la nominal. Los daños que llegan a producir son relevantes y dependen de dos causas; la magnitud de la corriente y el tiempo que durara este fenómeno.

A continuación, se detallan los dispositivos de protección:

3.5.1. Interruptores

Los interruptores son dispositivos de protección que se emplean para tener una seguridad en las redes de distribución de energía eléctrica, teniendo como función iniciar o detener el paso de la corriente, tanto en condiciones anormales como normales.

3.5.1.1. Interruptor termomagnético

Conocido también con el nombre de interruptor de caja moldeable, es un dispositivo de protección de instalaciones eléctricas que tiene dos tipos de escenarios de actuación, tanto térmica para proteger las instalaciones ante sobrecargas como protección magnética dura cortocircuitos en la instalación. Presentan una capacidad alta de interrupción con elementos que generen acciones repetitivas en el mismo circuito.

La actuación térmica (Figura 3.4), se da cuando existe un flujo de corriente que circula en una lámina bimetalica, la resistencia de está genera calor originando inclinación en el bimetálico para permitir la activación del mecanismo y logrando la operación del interruptor durante los eventos de sobrecarga [1].

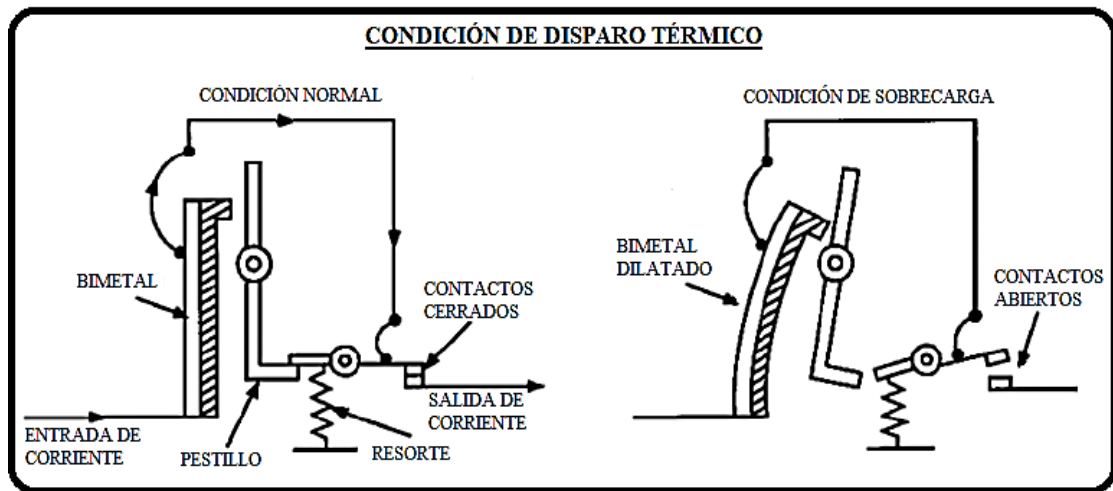


Figura 3.4. Operación del interruptor con disparo térmico [1].

La actuación magnética (Figura 3.5), se presenta cuando hay corrientes de falla de magnitudes altas, teniendo como un camino del flujo de la corriente a un solenoide magnético a través del interruptor de protección, así atrayendo una armadura magnética generando la operación del interruptor ante estas fallas de cortocircuito [1].

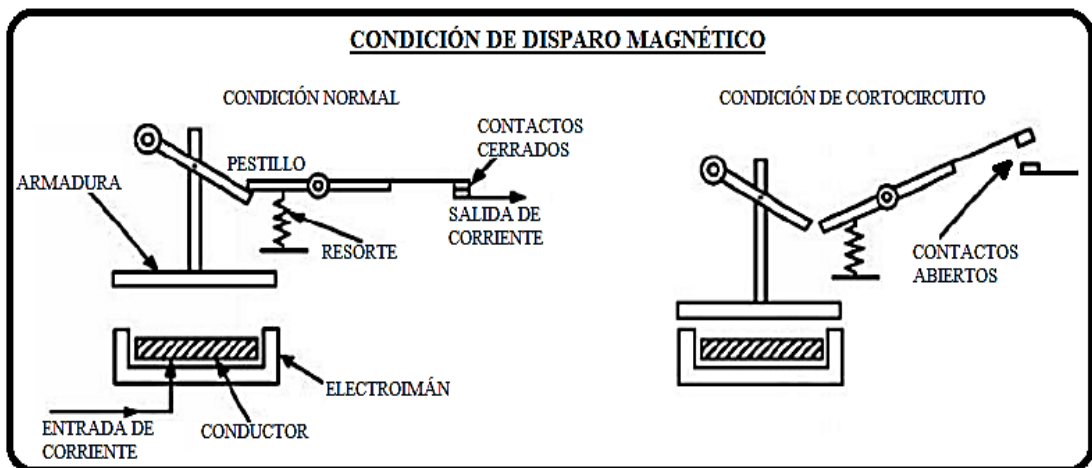


Figura 3.5. Operación del interruptor con disparo magnético [1].

3.5.1.1.1. Circuit Breaker

El interruptor (Figura 3.6), tiene la cualidad de actuar cuando la corriente eléctrica que fluye por el dispositivo aumenta su valor determinado, por el motivo de un evento de cortocircuito o sobrecarga, con el objetivo de tener una seguridad en los equipos eléctricos instalados en el sistema. El equipo puede tener una reapertura automática o manual, una vez que se localizó y mitigó el daño que generó la operación automática del equipo, a comparación de los fusibles que son reemplazados después de su único uso durante un evento de falla [13].



Figura 3.6. Circuit Breaker 1P y 3P [14].

3.5.1.1.2. Modelo de Caja Moldeada (MCCB)

Se establece como un interruptor termomagnético (Figura 3.7), aplicado para proteger el sistema eléctrico de distribución de la industria, siendo un dispositivo de protección de conductores eléctricos, teniendo la capacidad de abrir y cerrar el suministro de energía tanto en condiciones normales, como en condiciones anormales que se establezcan por eventos de cortocircuitos y sobrecargas que se puedan llegar a generar en la instalación eléctrica.

El interruptor combina dos funciones, manualmente para la apertura y cierre de cualquier circuito de la instalación y automáticamente estableciéndose como un dispositivo de protección, actuando para abrir el circuito por algún fenómeno o falla en el sistema.



Figura 3.7. Interruptor termomagnético de Caja Meada (MCCB) [15].

Los interruptores que llevan a carga la función de transferencia cumplen con una doble función, primero tienen el papel de operar como seccionadores que conmutan entre dos puntos de energía, y segundo, es la operación como dispositivo de protección, dado que los interruptores se ubican en primer lugar, entre el suministro de energía eléctrica y la carga conectada, operando como interruptores principales [13].

Los MCCB en su disparo térmico generalmente transportan el 100% de su magnitud de corriente a una temperatura de 25 °C al aire libre. Como resultado se dice que tienen una clasificación de amperaje continuo y no un valor de arranque. Este equipo solo se tiene que aplicar al 80 % de su valor nominal de corriente continua y se monta dentro de la construcción del tablero, estableciendo una correcta ventilación y temperatura alrededor del MCCB [5].

3.5.1.2. Interruptores electromagnéticos

Los interruptores electromagnéticos cumplen con la principal función en la protección secundaria de los transformadores, de igual forma protegiendo los centros de carga y los centros de control de motores. Se caracterizan por los tipos de acuerdo al fabricante; se llegan a ajustar los parámetros de disparo, siendo estos: el de tiempo diferido largo (L), de tiempo diferido corto (S), instantáneo (I) y de protección contra fallas (G) [13].

3.5.2. Relé de Protección

Este dispositivo eléctrico constituye un elemento esencial para proteger a las instalaciones y a los equipos eléctricos durante un evento de falla, cortando el suministro de energía al momento de ser detectada una condición anormal dentro de la red eléctrica.

Los relés tienen la función de proteger ante cualquier evento de falla en el menor tiempo posible en el sistema de suministro eléctrico, la mayoría de estos dispositivos tiene su operación entre uno a dos ciclos de la frecuencia fundamental de la red, llegando a enviar una señal de disparo hacia el interruptor que deba actuar y se llegue a despejar la falla en dicha zona del sistema [7].

3.5.2.1. Relé de Sobrecorriente.

Se establece como un relé cuya operación se dará cuando la corriente que fluye por cualquier elemento del sistema eléctrico, es decir, barras, conductores, transformadores, motores o generadores que exceden la magnitud de un valor predeterminado.

3.5.2.1.1. Tipos de Relés de Sobrecorriente

Se consideran los siguientes tipos de relés de sobrecorriente:

3.5.2.1.1.1. De corriente instantáneo

Se establece como un relé sin retardo en el tiempo cuando la corriente presenta un valor determinado (Figura 3.8), el acoplamiento para este tipo de relé se considera que el extremo ubicado más lejos de la fuente, actúe con la magnitud más baja de corriente y así sucesivamente se los ajustes van creciendo a medida que se acerquen a la fuente. Este tipo de protección presenta poca selectiva para elevadas magnitudes de la corriente de cortocircuito [2].

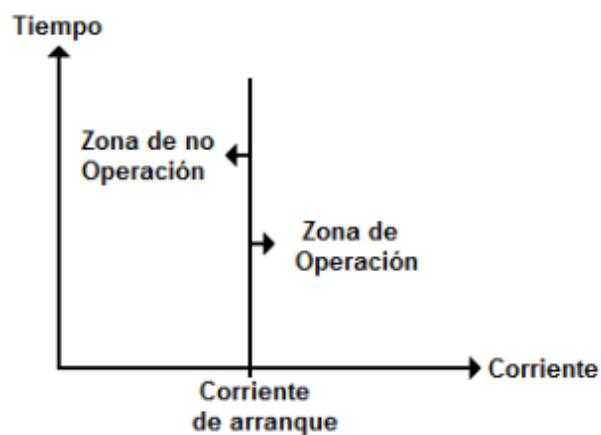


Figura 3.8. Relés de Sobrecorriente de corriente instantánea [2].

3.5.2.1.1.2. De corriente definida y tiempo definido

Permite ajustar los niveles de corriente al igual que los tiempos de actuación (Figura 3.9). En el acoplamiento que tiene este tipo el interruptor que alimenta la carga opere en el menor tiempo y continuamente los demás interruptores que van hacia la fuente, con tiempos más altos. Dado que este relé presenta un ajuste en su tiempo de actuación, este tipo de protección cumple con los parámetros de selectividad en la coordinación [2].

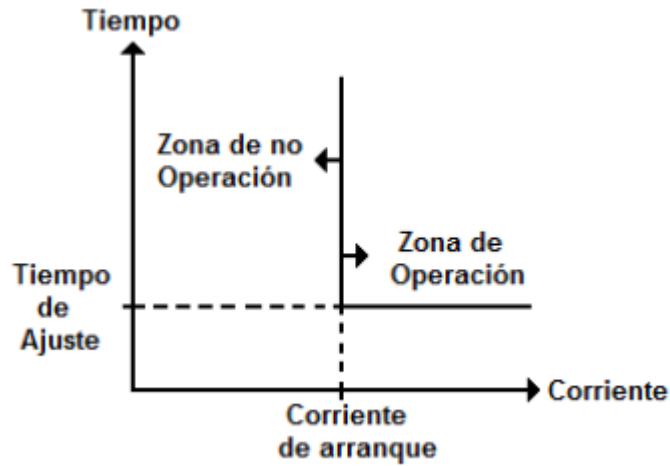


Figura 3.9. Relé de Sobrecorriente de corriente definida y tiempo definido [2].

3.5.2.1.1.3. De tiempo inverso

Este tipo de relé temporizado (Figura 3.10), establece que el tiempo de actuación será inversamente proporcional al valor de la corriente de falla que observe el dispositivo en relación a curvas características de operación.

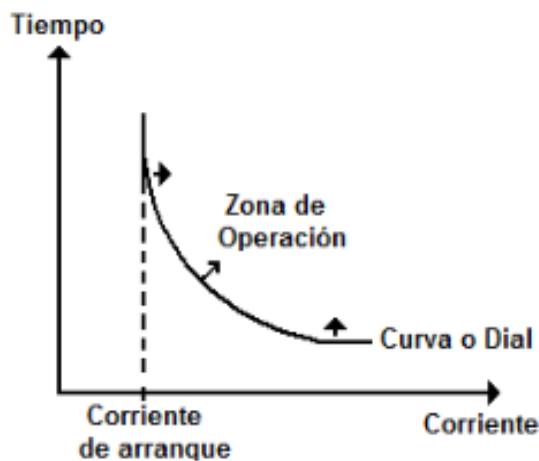


Figura 3.10. Relé de Sobrecorriente de tiempo inverso [2].

Existe una variedad de curvas tiempo – corriente dentro de la clasificación de los relés de tiempo inverso, caracterizándose por su pendiente, teniendo así disponibilidad de establecer la correcta para un sistema eléctrico determinado [16].

Las curvas se determinan por las siguientes ecuaciones establecidas por las siguientes normativas:

- Norma IEC 60255-3 [17].

Ecuación exponencial del tiempo de operación establecido por la normativa:

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \quad (3.1)$$

Donde:

- t = Tiempo de operación del relé
- I = Corriente de falla que pasa por el relé
- I_s = Corriente de ajuste o calibración de corriente TAP
- k = Dial de tiempo
- β, α = Constantes que determinan el tipo de relé

En la Tabla 3.13, se detallan los valores para las constantes β, α que establecen el tipo de relé de sobrecorriente:

Tabla 3.13. Constantes para la Ecuación exponencial Norma IEC [17].

CURVA CARACTERÍSTICA	α	β
Tiempo inverso estándar	0.02	0.14
Muy inversa	1.00	13.50
Extremadamente inversa	2.00	80.00
Tiempo inverso largo	1.00	120.00

La norma IEC tiene como valores de dial valores de 0,05 a 1 [17].

- Norma IEEE C37-112 [18].

Ecuación exponencial del tiempo de operación establecido por la normativa:

$$t = k \left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + L \right) \quad (3.2)$$

Donde:

- t = Tiempo de operación del relé
- I = Corriente de falla que pasa por el relé
- I_S = Corriente de ajuste o calibración de corriente TAP
- k = Dial de tiempo
- β, α, L = Constantes que determinan el tipo de relé

En la Tabla 3.14, se detalla los valores para las constantes β, α que establecen el tipo de relé de sobrecorriente:

Tabla 3.14. Constantes para la Ecuación exponencial Norma IEEE [18].

CURVA CARACTERÍSTICA	α	β	L
Moderadamente inversa	0.02	0.0515	0.114
Muy inversa	2.00	19.61	0.491
Extremadamente inversa	2.00	28.2	0.1217

La norma IEEE trabaja con valores de dial en el rango de 0,5 a 11 [18].

3.5.2.1.2. Protecciones de Sobrecorriente

3.5.2.1.2.1. Protección de Sobrecorriente Instantánea (50P)

Tiene una operación de manera instantánea sin tiempo de retardo (Figura 3.11), y se regula dando un valor límite, si se excede este límite podría mandar a disparar la protección. El parámetro de calibración para la función de sobrecorriente instantánea se ajusta únicamente el valor de la corriente pick up [19].

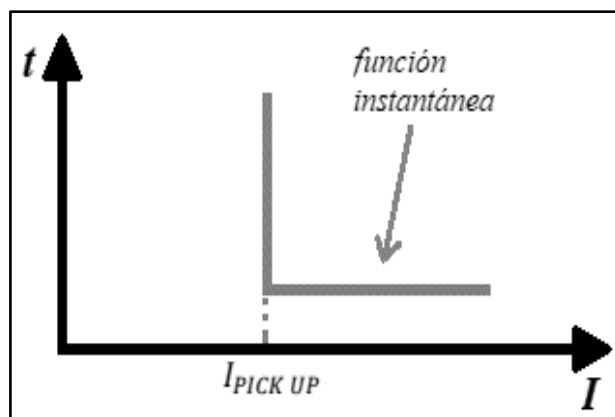


Figura 3.11. Relé de Sobrecorriente de tipo instantáneo 50.

El valor Pick up, es un ajuste del valor necesario de la corriente que permite la variación de operación del relé, este valor de $I_{pick\ up}$ se establece como la relación de la magnitud verdadera

de la corriente de disparo del dispositivo y la relación de transformación del TC (transformador de corriente).

Para llegar a determinar la $I_{pick\ up}$ se tiene las siguientes consideraciones:

- Para líneas de transmisión entre subestaciones.

El ajuste de las unidades se lleva a cabo cogiendo el 125% de la corriente simétrica rms para el valor de falla máxima en la próxima subestación. El proceso debe ejecutarse desde la subestación más alejada, correspondientemente se continúa moviendo la fuente hacia atrás [20].

$$I_{pick\ up} = \frac{1,25 I_{cc\ máx}}{CTR} \quad (3.3)$$

- Para líneas de distribución.

El ajuste sobre líneas de distribución que alimentan transformadores MV/LV el análisis es diferente al caso anterior ya que estas líneas están al final del sistema de MV. No se satisface la coordinación que se tiene que cumplir entre las líneas de distribución y la subestación, con esto uno de los siguientes dos valores pueden ser usados para el ajuste de estas unidades [20]:

- 50% de la corriente máxima de cortocircuito en el punto de conexión del relé.
- Entre 6 y 8 veces la corriente máxima (nominal) del circuito.

$$I_{pick\ up} = \frac{0,5 I_{cc\ máx}}{CTR} \quad (3.4)$$

- Unidades de Transformadores

Para los transformadores de potencia los valores instantáneos de los relés de sobrecorriente instalados en el lado primario del transformador se deben ajustar a un valor entre el 125% y el 150% de la corriente de cortocircuito que se genera en el baraje de bajo voltaje, referida al lado de alto voltaje. Para asegurar más los criterios de coordinación con las corrientes más altas encontradas por efecto de las corrientes Inrush de magnetización en el transformador al momento de energización por ende se determina un ajuste más alto que el anteriormente mencionado [20].

$$I_{pick\ up} = \frac{1,25 \text{ ó } 1,50 I_{cc\ LADO\ DE\ BAJA}}{CTR} \quad (3.5)$$

3.5.2.1.2.2. Protección de Sobrecorriente Temporizada (51P)

Tiene una operación de tiempo inverso, trabaja con curvas características de operación de tiempo – corriente, realizando ajustes en su corriente mínima de operación o corriente pick up. A mayor corriente el tiempo de operación es menor [6].

Dependiendo del tipo de curva característica de los relés de tiempo inverso se puede establecer la velocidad de operación. Por ende, se pueden analizar las curvas establecidas como: inverso, muy inverso o extremadamente inverso, como se ve en la Figura 3.12.

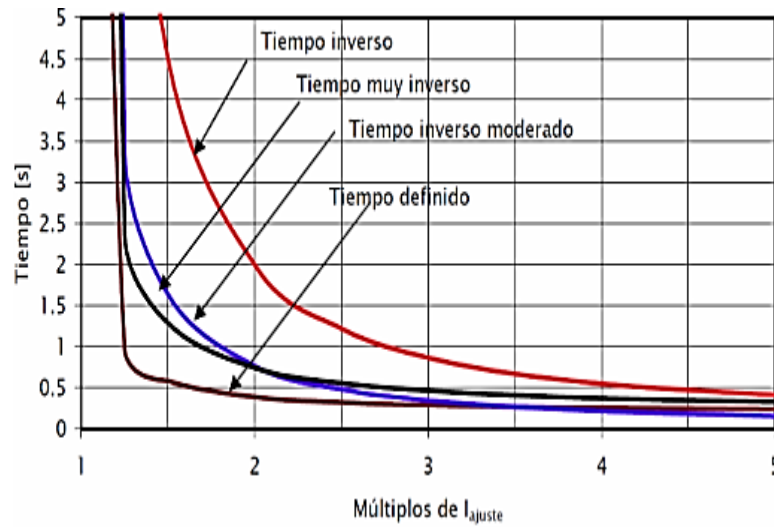


Figura 3.12. Tipos de relés de protección 51 [21].

Para este tipo de protección temporizada (51) los parámetros que se tienen que ajustar, son: TAP, Dial y el tipo de curva por la normativa a emplearse.

3.5.2.1.2.3. Protección de Sobrecorriente Temporizada 51N

Para la calibración del relé de temporización 51 N se determinará con la siguiente formula:

$$I = \frac{0,3 * I_{CARGA}}{RTC} \quad (3.6)$$

Se debe utilizar la corriente de falla monofásica a tierra mínima entre la relación de transformación del TC.

$$I = \frac{I_{cc_1F_max}}{RTC} \quad (3.7)$$

Para el cálculo del DIAL y TAP se deberá utilizar la ecuación (3.2) como se realizó para el cálculo de la función 51 [7].

3.5.2.1.2.4. Protección de Sobrecorriente Instantánea 50N

La calibración de la protección de sobrecorriente instantánea de tierra se debe realiza con la mínima corriente monofásica a tierra de cortocircuito al 20% por ciento con la siguiente ecuación:

$$I = \frac{0,2 * I_{cc_{1F_max}}}{RTC} \quad (3.8)$$

El tiempo de actuación debe ser rápido en relación del TAP o se puede escoger el siguiente tiempo de la protección 50 [7]:

$$t = 0,1 \text{ seg} \quad (3.9)$$

3.5.3. Transformadores de Corriente (TC)

El transformador de corriente es el encargado de tomar la señal de corriente del sistema y reflejarlo al lado secundario para brindar la señal adecuada a los equipos de medición y protección que se tengan conectados en el lado secundario de este transformador de corriente.

El TC se tiene que conectar en serie con el circuito que se va a proteger, y en su lado secundario los equipos de control como se ve en la Figura 3.13.

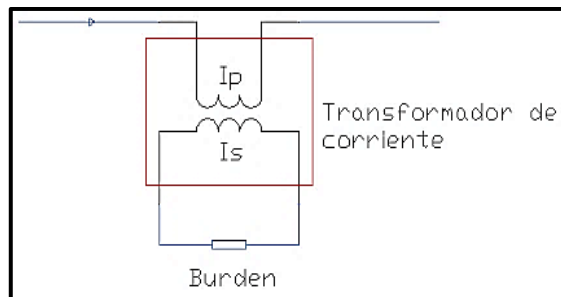


Figura 3.13. Conexión del TC en un circuito de potencia [16].

Es de gran importancia entender que el TC no puede estar con los terminales del secundario abierto si su lado primario esta energizado, dado que se ocasionaría una elevación del voltaje en el lado secundario poniendo en riesgo al equipo y a los operarios, por lo que se recomienda cortocircuitar el secundario del TC cuando se encuentre sin carga.

3.5.3.1. Características relevantes de un TC

➤ Relación de Transformación

Se establece como la relación que existe entre la corriente del lado primario a la corriente del lado secundario.

$$RTC = I_P / I_S \quad (3.10)$$

Donde:

I_P = Corriente en el devanado primario

I_S = Corriente en el devanado secundario

La corriente nominal en el devanado secundario se toma 5 Asec, en los casos en que la distancia establecida entre los TC's y los instrumentos tienda a ser muy grande y se generen perdidas significativamente altas, se considera 1 Asec [3].

Mientras tanto los valores de corriente nominal normalizados se establecen como el valor eficaz de la corriente primaria sobre la cual se dará la operación del TC, a continuación, en la Tabla 3.15 se presenta algunos valores normalizados de la corriente nominal primaria y la relación de transformación [3]:

Tabla 3.15. Valores normalizados para los TC's [3].

Corrientes Nominales Primarias y Relaciones de Transformación Normalizadas					
10/5	15/5	25/5	40/5	50/5	75/5
100/5	200/5	300/5	400/5	600/5	800/5
1200/5	1500/5	2000/5	3000/5	4000/5	5000/5

➤ Errores de los TC's

Error de Relación de Transformación.- Se produce por las bajas variaciones en el número de espiras en los devanados y también por el flujo de dispersión, que se manifiesta en la corriente de vacío o excitación [16].

Error de Ángulo.- Se establece por el desplazamiento que existe entre la corriente primaria y la secundaria por la corriente de excitación [16].

El tipo de precisión o clase que puede tener un transformador de corriente está establecido por la norma IEC 61869. En ella establece los porcentajes de error máximos de amplitud como de desfase según respecto al % de la Intensidad asignada al transformador de medida que se establece en la Tabla 3.16 [22].

Tabla 3.16. Límites del error de intensidad y del desfase de los transformadores de intensidad para medida [22].

Clase de precisión	Error de intensidad en %, \pm , para los valores de intensidad expresados en % de la intensidad asignada				Desfase, \pm , para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad asignada							
					Minutos				Centirradiaes			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,40	0,20	0,10	0,10	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,20	0,20	30	15	10	10	0,9	0,45	0,30	0,30
0,5	1,50	0,75	0,50	0,50	90	45	30	30	2,7	1,35	0,90	0,90
1,0	3,00	1,50	1,00	1,00	180	90	60	60	5,4	2,70	1,80	1,80

La clase de precisión de un transformador de corriente para protección se designa por un número, que corresponde al valor máximo admisible del error compuesto en por ciento, para la corriente límite de precisión nominal y la carga de precisión, este número lleva a continuación la letra “P” las cuales son: 5P - 10P, esto se detalla en la Tabla 3.17 [19].

Tabla 3.17. Límites de errores de transformadores de intensidad para protección [22].

Clase de precisión	Error de intensidad para la intensidad primaria asignada en (%)	Desfase para la intensidad primaria asignada		Error compuesto para la intensidad primaria límite de precisión en (%)
		Minutos	Centirradiaes	
5P	± 1	± 60	$\pm 1,8$	5
10P	± 3	--	--	10

➤ Saturación de los TC

En TC de medida su grado de saturación debe ser bajo, garantizando que el TC no se llegue a saturar cuando la mayor corriente fluya en la impedancia de magnetización, obteniendo una baja corriente para el burden, pero llegara a saturarse con sobre-intensidades moderadas [16].

Para el TC establecido de protección se tiene que poseer un alto grado de saturación, esto se da por el motivo de que en eventos de falla el dispositivo no llegue a saturarse por las corrientes de cortocircuito [16].

➤ Clases de los TC's

Norma IEC

Los transformadores de corriente están designados con una nomenclatura que identifica las características de precisión, función y capacidad de corriente (Figura 3.14).

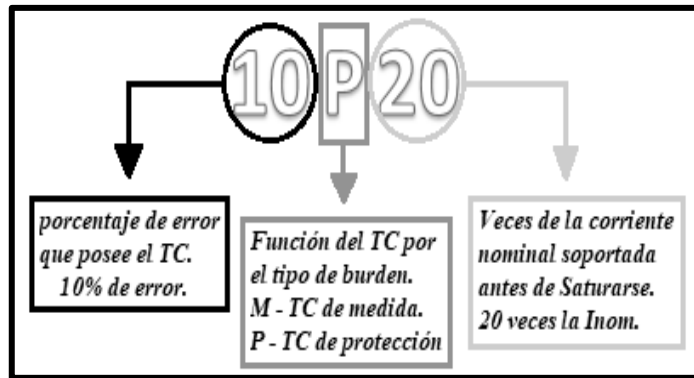


Figura 3.14. Características y ejemplo de clase del TC norma IEC

Norma ANSI

La capacidad de voltaje del TC indica el voltaje presente en el TC cuando se presenta un burden nominal a 20 veces su corriente nominal sin sobrepasar el 10% de error, (Figura 3.15) [16].

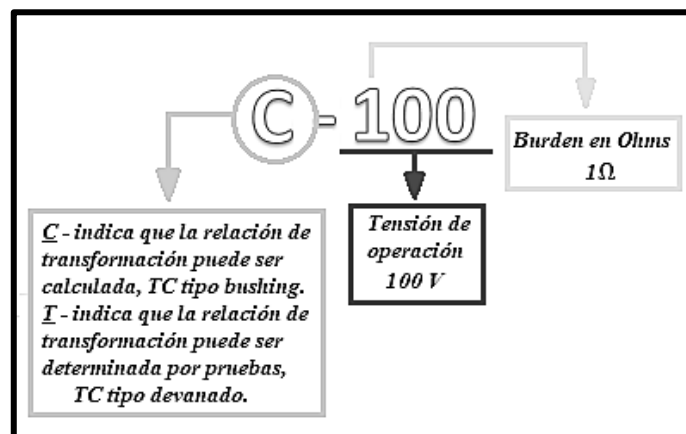


Figura 3.15. Características y ejemplo de clase del TC norma ANSI.

3.6. Componentes de secuencia

Para explicar sobre las componentes de secuencia se hará el uso del Teorema de Fortescue, ya que este método normalmente transforma a una función lineal un conjunto de fasores desequilibrados de un sistema trifásico para poder descomponerlos en varios sistemas de fasores equilibrados [23].

Dichos sistemas de fasores equilibrados se pueden descomponer en las siguientes secuencias:

- Componente de secuencia directa; esta secuencia representa un sistema que funciona equilibradamente, poseen módulos iguales en sus fasores, la diferencia angular entre fase y fase es de 120° y las secuencias de fases originales no cambian.

- Componente de secuencia inversa; se obtiene quitando las fuentes del sistema eléctrico de secuencia directa, poseen módulos iguales en sus fasores, la diferencia angular entre fase y fase es de 120° y las secuencias de fases originales son opuestas.
- Componente de secuencia homopolar; es igual a la secuencia inversa, poseen módulos iguales en sus fasores y la diferencia angular entre fase y fase es 0° .

En cualquier sistema trifásico equilibrado posee voltajes de módulos equilibrados lo que ocurre que sus corrientes también sean equilibradas, pero si ocurre una falla en dicho sistema sus voltajes se desequilibran lo que ocasiona que sus corrientes también se desequilibren.

Las fases tiene diferentes nomenclaturas por ejemplo se les puede nombrar con las letras A, B y C o también R, S, y T ya sea para voltajes o corrientes, las componentes de secuencias también se las puede nombrar con un subíndice; por ejemplo V_R^1, V_S^1, V_T^1 para las componentes de secuencia directa, V_R^2, V_S^2, V_T^2 para las componentes de secuencia indirecta y V_R^0, V_S^0, V_T^0 para las componentes de secuencia homopolar.

Por lo expuesto se tiene la Figura 3.16, que se observa las componentes de secuencias directas, inversas y homopolares.

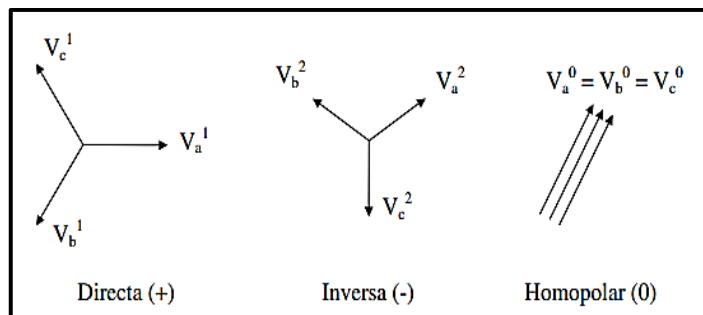


Figura 3.16. Secuencias de Fases [23].

3.6.1. Componentes de fase en función de componentes de secuencias

Para poder explicar las fórmulas que se tiene que utilizar para transformar componentes de secuencia en fase se tiene que conocer sobre el operador a , la cual se define como:

$$a = 1 \angle 120^\circ = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (3.11)$$

Con la obtención del operador a se puede obtener los vectores de fase una función de los componentes de secuencia en forma matricial ya sea para voltajes o corrientes.

$$V = \begin{bmatrix} V_R \\ V_S \\ V_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_R^0 \\ V_R^1 \\ V_R^2 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

En la ecuación (3.12), se observa cómo se obtiene en forma de voltaje lo que también se puede expresar en forma de corriente I , se puede simplificar una de las matrices debido a que solo se trabaja con los componentes de secuencia de una sola fase.

Si se quiere obtener las componentes de secuencia a partir de los vectores de fase se tiene que utilizar la matriz inversa de A denominada matriz de transferencia, para la obtención de esta se tiene que:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} = A^{-1} \quad (3.13)$$

Entonces las componentes de secuencia tanto para voltaje y corriente son:

$$V = \begin{bmatrix} V_R^0 \\ V_R^1 \\ V_R^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_R \\ V_S \\ V_T \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Para un sistema trifásico conectado en Y la corriente en el neutro se tiene puede tener de la ecuación (3.15):

$$I_N = I_R + I_S + I_T \text{ o } I_n = 3 * I_0 \quad (3.15)$$

Se define que la corriente que circula por el neutro es igual a la sumatoria de las corrientes de las tres fases o también es tres veces la corriente de secuencia homopolar; por lo que si el neutro no está puesto a tierra no existe corriente homopolar e inversamente si no existe la secuencia homopolar no habrá corriente por el neutro así este puesto a tierra [23].

3.6.2. Componentes de secuencia en el generador

- En la componente de secuencia directa el valor de la impedancia del generador es la de Z_1 y están conectada en serie por la fuente de tensión.

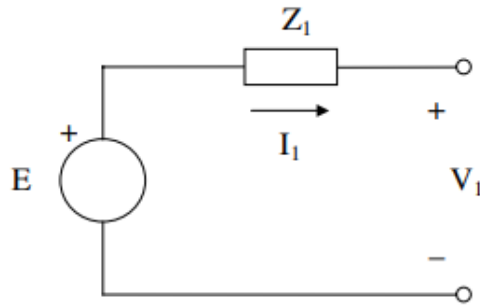


Figura 3.17. Secuencia directa del Generador [23].

- En la componente de secuencia inversa el valor de la impedancia del generador es la de Z_2 que viene dada por la reactancia subtransitoria X_d'' y se elimina la fuente de tensión.

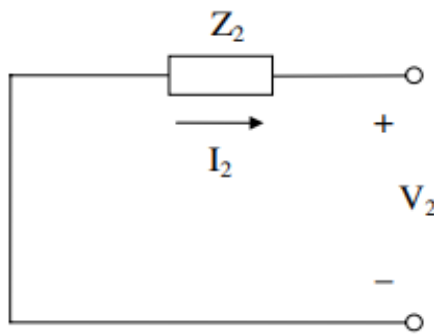


Figura 3.18. Secuencia inversa del Generador [23].

- En la componente de secuencia homopolar el valor de la impedancia del generador es la de Z_0 que dependen del neutro y de los devanados del estator y tierra; la fuente del generador depende de la conexión que tenga el elemento por ejemplo en la Figura 3.19, se tiene un circuito abierto debido a que está conectado en Y, en la Figura 3.20, se tiene un circuito sin fuente del generador pero si un circuito cerrado debido a que está conectado en Y aterrizado a tierra y de la misma manera si está aterrizado con una impedancia a tierra como en la Figura 3.21.

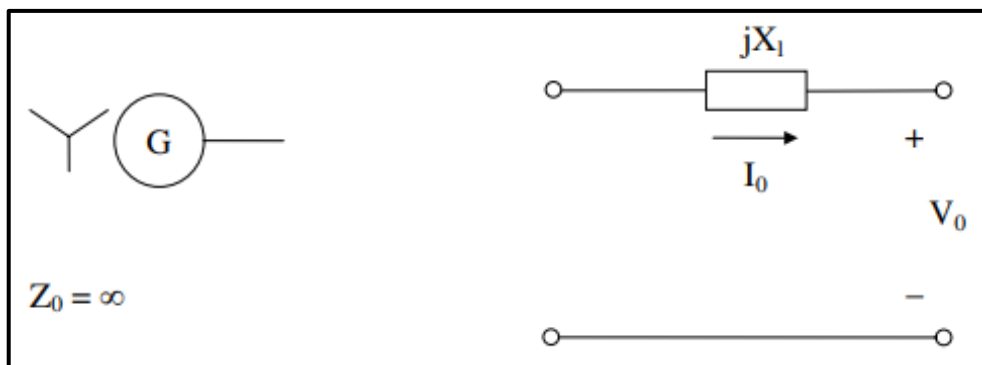


Figura 3.19. Secuencia homopolar del Generador conectado en estrella [23].

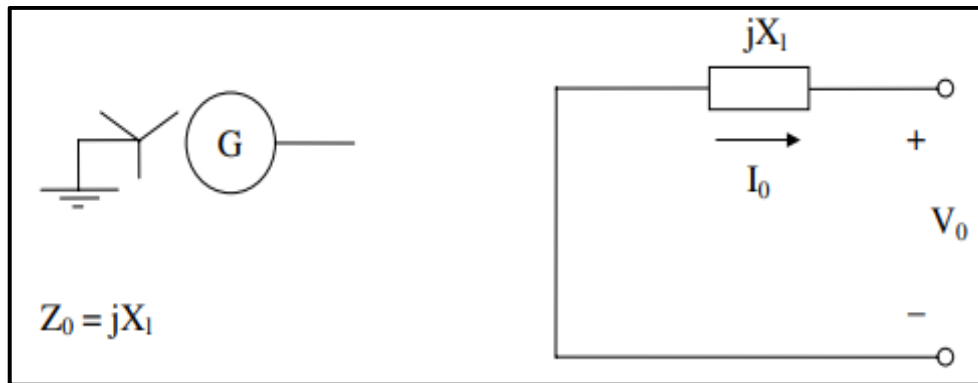


Figura 3.20. Secuencia homopolar del Generador conectado en estrella aterrizado a tierra [23].

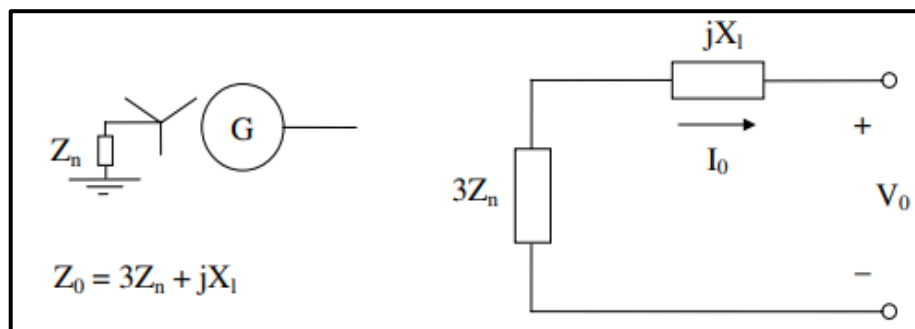


Figura 3.21. Secuencia homopolar del Generador conectado en estrella aterrizado con impedancia a tierra [22].

3.6.3. Componentes de secuencia en el transformador

- En la componente de secuencia directa el valor de la impedancia del transformador es la de Z_1 que viene dada por la reactancia de cortocircuito X_{cc} . En la componente de secuencia inversa el valor de la impedancia del transformador es Z_2 que a su vez es igual a $Z_2 = Z_1$ debido a que es una maquina estacionaria, como se evidencia en la Figura 3.22.

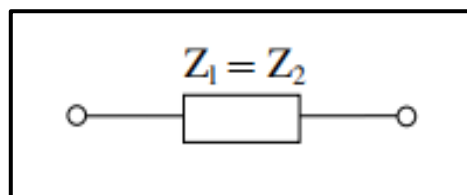


Figura 3.22. Componente de secuencia directa e inversa del transformador [22].

- En la componente de secuencia homopolar es igual a Z_0 que a su vez es diferente de $Z_2 = Z_1$, se debe tener en cuenta las conexiones de los transformadores debido a que si se tiene como en la Figura 3.22, se tiene la impedancia de secuencia homopolar en un circuito abierto, y si la conexión está conectada a tierra o en delta como en la Figura

3.23-b, Figura 3.23-c o Figura 3.23-d, se tiene la impedancia con un circuito cerrado hacia el neutro.

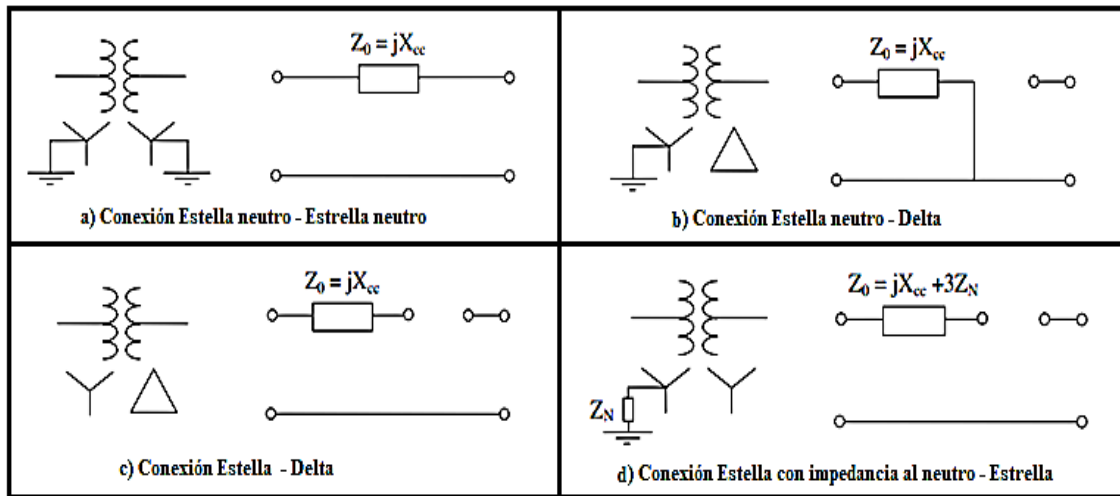


Figura 3.23. Secuencia homopolar del transformador [22].

3.6.4. Componentes de secuencia en las líneas eléctricas

- En la componente de secuencia directa el valor de la impedancia de la línea eléctrica es la de Z_1 , y la impedancia de la línea de secuencia inversa es Z_2 que a su vez es igual a $Z_2 = Z_1$, como se evidencia en la Figura 3.20.
- En la componente de secuencia homopolar el valor de la impedancia de la línea eléctrica es Z_0 que a su vez es diferente de $Z_2 = Z_1$.

3.7. Corriente de falla (IEEE 3002.3)

La Asociación de Estándares de la IEEE desarrolló el estándar IEEE 3002.3-2018 para el análisis de fallas de cortocircuito, el cálculo de falla incluyendo los estudios que se deben emplear para un nuevo diseño de sistemas, esta guía está dirigida para sistemas de energía eléctrica industriales y comerciales [10]. Este proyecto de investigación se basa en el uso de la norma IEEE 3002.3.

3.7.1. Tipos de falla

En las industrias generalmente existen sistemas trifásicos por lo que las fallas se pueden clasificar por la combinación de dichos sistemas que fallan. Los tipos de fallas se pueden clasificar en fallas francas o que ocurren cuando atraviesa una impedancia del sistema (arcos eléctricos).

Se debe tener en cuenta que se utiliza las corrientes trifásicas francas con impedancia cero para el cálculo de la corriente de falla debido a que esto nos proporciona la selección de los

interruptores de protección obteniendo la corriente que debe soportar cada dispositivo ante estas fallas.

A continuación, en la Figura 3.24 se presenta los tipos de corto circuito que existen en un sistema:

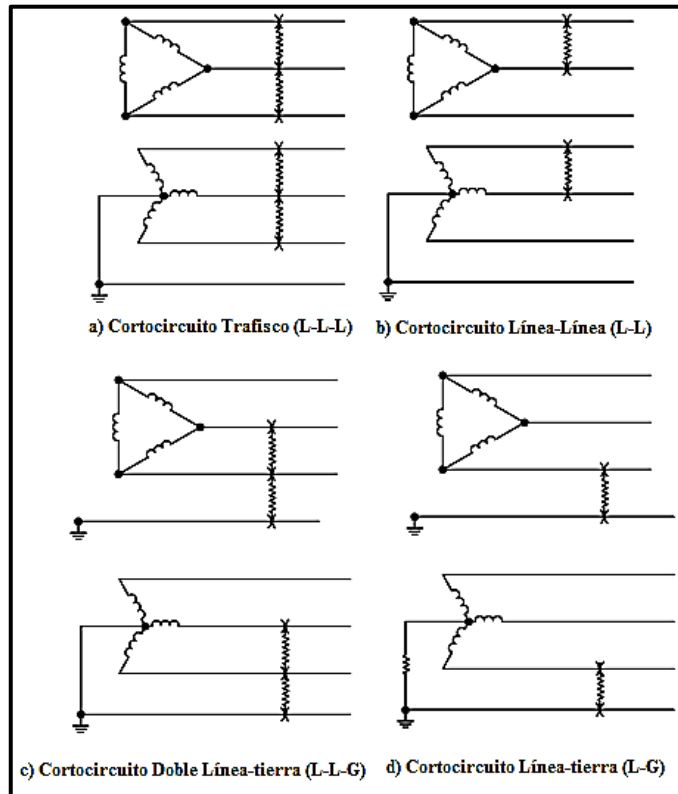


Figura 3.24. Tipos de fallas en sistemas eléctricos [10]

3.7.1.1. Falla línea a tierra

En la Figura 3.24-d, se observa la falla línea a tierra, este tipo de corto circuito es común y causan más perturbaciones en todos los sistemas. Esta falla puede tener valores de corriente muy bajos o pueden adquirir módulos de corriente mayores a la falla trifásica franca [10].

Para encontrar los componentes de fase o secuencia de corrientes del sistema eléctrico se debe utilizar la ecuación para la falla línea a tierra:

$$I_{fa}^0 = I_{fa}^1 = I_{fa}^2 = \frac{V_f}{Z^1 + Z^2 + Z^0 + 3Z_f} \quad (3.16)$$

En dónde;

$I_{fa}^0, I_{fa}^1, I_{fa}^2$: Corriente de secuencia homopolar, directa e inversa respectivamente,

$Z^1 + Z^2 + Z^0$: Impedancias de secuencia directa, inversa y homopolar respectivamente,

- Z_f : Impedancia de falla si es que existe si no es 0,
 V_f : Voltaje pre falla.

Entonces las componentes de secuencia se conectarán como se muestra en la Figura 3.25.

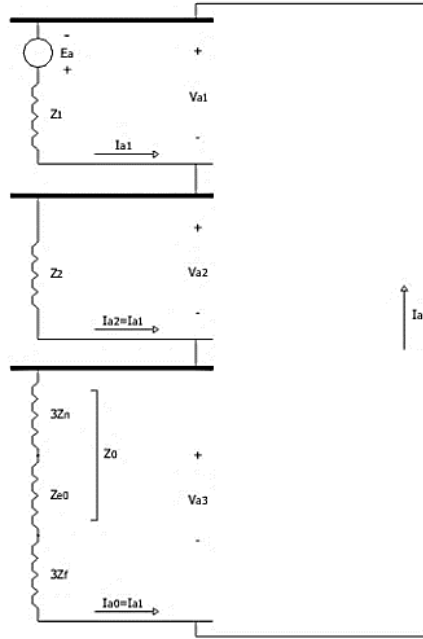


Figura 3.25. Conexión de circuitos de secuencia para fallas línea a tierra [20].

De la cual se puede deducir que;

$$I_{fa} = 3I_{fa}^0, \quad (3.17)$$

$$I_{fb} = 0, \quad (3.18)$$

$$I_{fc} = 0 \quad (3.19)$$

3.7.1.2. *Falla franca trifásica*

Esta falla ocurre debido a que los tres conductores se unen entre ellos físicamente con una impedancia cero, Esta falla es muy poco probable que se obtengan a menudo en los sistemas eléctricos, pero se utiliza debido a que sus resultados de corriente de cortocircuito son valores máximos y proporcionan la selección de dispositivos de protección [10].

Para encontrar los componentes de fase o secuencia de corrientes del sistema eléctrico se debe utilizar la ecuación para la falla trifásica:

$$I_{fa}^1 = \frac{V_f}{Z_1}, \quad (3.20)$$

Entonces las componentes de secuencia se conectarán como se muestra en la Figura 3.26:

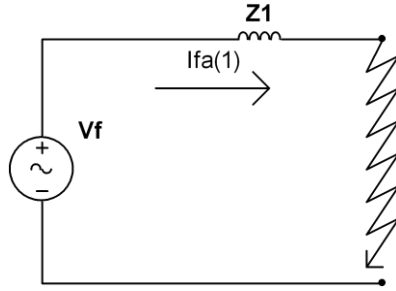


Figura 3.26. Conexión de circuito de secuencia para fallas trifásicas.

De la cual se puede deducir que;

$$I_{fa} = I_{fb} = I_{fc}, \quad (3.21)$$

$$I_{fa}^2 = 0, \quad (3.22)$$

$$I_{fa}^0 = 0 \quad (3.23)$$

3.7.1.3. Falla línea a línea

En la Figura 3.24-b, se observa la falla línea a línea que son más probables que ocurran con respecto a las fallas francas trifásicas, dichas falla se obtiene alrededor del 87% de la corriente nominal. Dichas corrientes obtenidas por la falla línea a línea no son muy utilizadas para el cálculo de los dispositivos de protección ya que no ofrecen un módulo máximo de la corriente de corto circuito [10].

Para encontrar los componentes de fase o secuencia de corrientes del sistema eléctrico se debe utilizar la ecuación para la falla línea a línea:

$$I_{fa}^1 = \frac{Vf}{Z^1 + Z^2 + Zf} \quad (3.24)$$

Entonces las componentes de secuencia se conectarán como se muestra en la Figura 3.27.

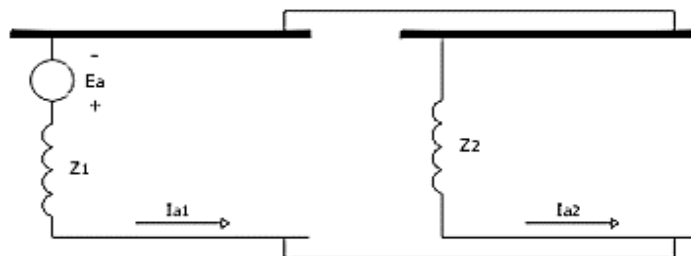


Figura 3.27. Conexión de circuito de secuencia para fallas línea a línea [20].

De la cual se puede deducir que;

$$I_{fa} = 0, \quad (3.25)$$

$$I_{fb} = -I_{fc}, \quad (3.26)$$

$$I_{fa}^1 = -I_{fa}^2 \quad (3.27)$$

3.7.1.4. Falla línea-línea a tierra

En la Figura 3.24-c, se observa la falla línea-línea a tierra que es desequilibrada por lo que los módulos de corriente de corto circuito son mayores que las fallas de tipo línea a línea y menores que las fallas trifásicas. La impedancia por la que recorre el nuestro a tierra afectara el resultado por lo que se debe obtener [10].

Para encontrar los componentes de fase o secuencia de corrientes del sistema eléctrico se debe utilizar la ecuación para la falla línea-línea a tierra:

$$I_{fa}^1 = \frac{V_f}{Z^1 + \left(\frac{Z^2 * (Z^0 + 3Z_f)}{Z^2 + (Z^0 + 3Z_f)} \right)}, \quad (3.28)$$

$$I_{fa}^2 = -I_{fa}^1 \left(\frac{Z^0 + 3Z_f}{Z^2 + Z^0 + 3Z_f} \right), \quad (3.29)$$

$$I_{fa}^0 = -I_{fa}^1 \left(\frac{Z^2}{Z^2 + Z^0 + 3Z_f} \right), \quad (3.30)$$

Entonces las componentes de secuencia se conectarán como se muestra en la Figura 3.28.

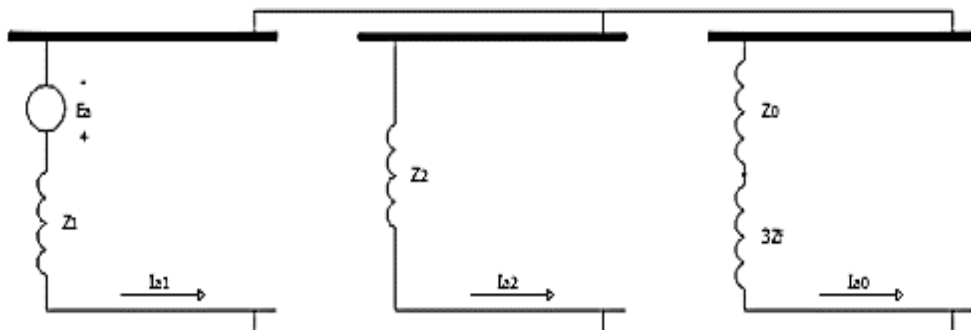


Figura 3.28. Conexión de circuitos de secuencia para fallas línea-línea a tierra [20].

De la cual se puede deducir que;

$$I_{fa} = 0, \quad (3.31)$$

$$Va = Vb = \frac{I_{fb} + I_{fc}}{Zf}, \quad (3.32)$$

3.7.2. Procedimientos para el cálculo de corriente de falla

Los procedimientos que se pueden utilizar para el cálculo de corrientes de corto circuito son los siguientes [10]:

a) Realizar un diagrama unifilar indicando todos elementos electricos que están instalados en la industria para el análisis. Este diagrama tiene que estar detallado en se identifique los nodos del sistema para el análisis de corto circuito

b) Se debe tener todos los valores de impedancias en por unidad ya que es más fácil el trabajar de esta manera, excepto si se tiene los voltajes en cada barra ahí se utilizarán valores en ohmios.

c) Desarrollar un circuito equivalente de la parte “aguas arriba” ya que esto representaría el sistema que no se requiere cálculo de cortocircuito, pero influye en la corriente de falla total.

d) Calcular las corrientes de fallas simétricas en las barras del sistema eléctrico industrial.

e) Para los calculo en la norma ANSI, se debe aplica los factores de multiplicación correspondientes a las corrientes de cortocircuito simétricas.

f) Comparar los valores de cortocircuito calculadas con las clasificaciones de los equipos instalados en la red industrial.

3.7.3. Norma IEEE C37.010

La corriente de cortocircuito consta de tres periodos, el primer periodo es el Subtransitorio o la respuesta que corresponde a la red del primer ciclo, siendo el punto donde se produce el valor más alto de corriente de falla y todas las reactancias de contribución (motores) se comportan conforme a su corriente de arranque. Al ser la corriente más alta hay un decaimiento de la corriente AC y DC, la componente DC es el encargado de desplazar sobre el eje horizontal al valor pico de la corriente de falla, esta componente está en relación X/R, (entre más baja es la relación X/R, más rápido es el decrecimiento), tiene un amortiguamiento que llega al siguiente periodo que es el Transitorio y posteriormente alcanza el estado Permanente.

Procedimientos del análisis de cortocircuito:

1. Preparar el diagrama eléctrico del sistema.
2. Recolectar y convertir los valores de impedancia en pu.
3. Cambio de base de las impedancias.
4. Calcular las corrientes de falla del sistema.

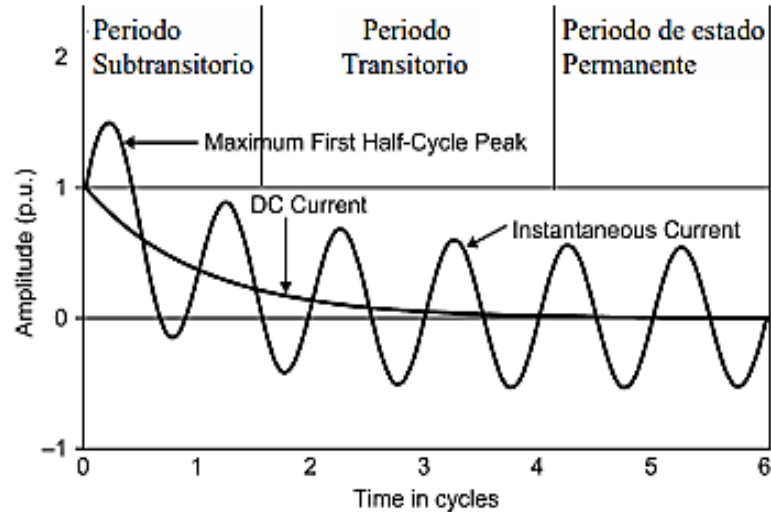


Figura 3.29. Análisis de la corriente de cortocircuito [24].

El cálculo de la Corriente de cortocircuito en los diferentes periodos de la onda, nos conduce a definir tres intervalos de tiempo durante el cual está la falla presente; y como consecuencia también se determinarán tres redes.

➤ Red de primer ciclo (primera red o momentánea)

Se emplea para calcular la corriente momentánea simétrica de cortocircuito y los esfuerzos de los equipos de protección. En el diagrama unifilar las reactancias se representan “modificadas” es decir se aplica un factor de multiplicación, esto se detalla en la Tabla 3.6.

Se toma como recomendación que, para simplificar los cálculos de un sistema eléctrico industrial, las dos últimas filas de la Tabla 3.6 sean reemplazadas por los valores de la Tabla 3.7.

➤ Red de Segundo ciclo

Se emplea para calcular los esfuerzos de interrupción (apertura de contactos) de los interruptores de media y alta tensión. Las reactancias que se emplean en esta segunda red, se multiplican por un factor, esto se detalla en la Tabla 3.6.

Se toma como recomendación que, para simplificar los cálculos de un sistema eléctrico industrial, las dos últimas filas de la Tabla 3.6 sean reemplazadas por los valores de la Tabla 3.7.

➤ Red de 30 ciclos o síncrona

Se emplea para calcular las corrientes mínimas, o de estado permanente que se requieren para operar los relevadores con retardo de tiempo, es decir aquellos que operan después de 6 ciclos de ocurrida una condición de falla. Los componentes de esta tercera red son los generadores y elementos pasivos como transformadores, cables, etc.

Los generadores se representan utilizando su reactancia síncrona o bien puede emplearse la reactancia transitoria dependiendo del tiempo que se considere el retardo.

La norma establece que el valor a considerar como voltaje de pre-falla sea de 1 p.u. en las barras del sistema.

La norma recomienda seguir una serie de pasos que se pueden resumir en lo siguiente:

1. Construcción del diagrama de impedancias en base a parámetros y datos del sistema, dados por los fabricantes o en tablas.
2. Determinación del voltaje de pre-falla. En general se asume $E = 1$ p.u.
3. Determinación de la red de reactancias dentro de los regímenes momentáneos y de interrupción. Las reactancias de interrupción se corrigen aplicando factores de multiplicación adecuados dadas por la norma y permiten construir la red de secuencia positiva, negativa y cero.
4. Determinación de la red de resistencias de interrupción de secuencia positiva, negativa y cero, a partir del diagrama unifilar. Las resistencias son modificadas por los mismos factores de multiplicación aplicados a las reactancias.
5. Reducción de las redes de secuencia a reactancias y resistencias equivalentes vistas desde el punto de vista de la falla.
6. Cálculo de corrientes de cortocircuito para las redes de interrupción y momentánea, en la barra bajo falla, de la siguiente manera:

FALLA TRIFÁSICA:

$$\text{Régimen Momentáneo:} \quad I_{CCM} = 1,6 \frac{E}{X_{M1}} \quad (3.33)$$

$$\text{Régimen de Interrupción:} \quad I_{CCI} = \frac{E}{X_{I1}} \quad (3.34)$$

FALLA MONOFÁSICA:

$$\text{Régimen Momentáneo:} \quad I_{CCM} = 1,6 \frac{3 \times E}{(X_{M1} + X_{M2} + X_{M0})} \quad (3.35)$$

$$\text{Régimen de Interrupción:} \quad I_{CCI} = \frac{3 \times E}{(X_{M1} + X_{M2} + X_{M0})} \quad (3.36)$$

Donde:

X_{M1}, X_{M2}, X_{M0} : Reactancias momentáneas de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente reducidas al punto de falla.

X_{I1}, X_{I2}, X_{I0} : Reactancias de interrupción de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente reducidas al punto de falla.

La norma indica que la selección del interruptor será apropiada si la corriente de cortocircuito calculado multiplicada por el factor de 1.6 no excede la corriente momentánea del interruptor, es decir, se compara con la corriente de cortocircuito asimétrica [24].

7. Determinación de la razón X/R equivalente en el punto de falla para la red de interrupción como sigue:

FALLA TRIFÁSICA:

$$X/R = \frac{X_1}{R_1} \quad (3.37)$$

FALLA MONOFÁSICA:

$$X/R = \frac{2 \times X_1 + X_0}{2 \times R_1 + R_0} \quad (3.38)$$

Donde:

R_1, R_0 : Resistencia de interrupción y momentánea de secuencia positiva y cero, reducidas al punto de falla.

8. Selección del factor de multiplicación (FM) para la corrección de E/X, obtenida en el punto 6 correspondiente a la se toma en

Para este punto se toma en cuenta lo indicado por la norma IEEE Std 242-1986, establecidos en la Tabla 3.18:

Tabla 3.18. Factores multiplicadores para Circuit Breakers [5].

Corriente de cortocircuito prevista (A, r.m.s simétricos)	Factor de Potencia de ensayo (%)
	MCCB
Menor que 10 kA	50
10 kA a 20 kA	30
Sobre 20 kA	20

9. Obtenido el factor FM, se multiplica a la relación E/X para tener la corriente de interrupción impuesta al interruptor.
10. Finalmente se determina la capacidad de interrupción simétrica del interruptor en base a las características de especificación dadas.

3.8. Selectividad de los equipos de protección

Los dispositivos de protección deben de presentar una coordinación de sus parámetros operativos, logrando la selectividad, que se establece cuando se presenta una falla en una zona, solo opere el dispositivo establecido en dicha zona, mientras que los demás dispositivos de protección aguas arriba no actúen.

Selectividad parcial. – La selectividad de los equipos de protección se establece a magnitudes de operación de sobrecorrientes inferiores al valor de la capacidad interruptora en ese punto. Si la magnitud de la corriente sobrepasa dicho nivel de corriente será el dispositivo encontrado aguas arriba el encargado de operar durante la falla.

Selectividad total. – Se establece cuando el dispositivo de protección ubicado aguas abajo ofrece protección hasta la magnitud máxima de corriente al momento de una falla en una determinada zona, sin realizar la operación del dispositivo de protección que se encuentre aguas arriba [25].

3.8.1. Zonas de Protección y Técnicas de Selectividad

3.8.1.1. Zona de las sobrecargas

En base a la normativa IEC 60947-2 Tabla 3.19, para interruptores automáticos con corriente nominal superior a 63 A, se considera que con sobrecarga del 5% no se debe operar. Con una sobrecarga del 30%, el equipo debe operar dentro de 2 horas, independiente del tipo de relé [26].

Tabla 3.19. Característica de apertura de los Relés de sobrecorriente de tiempo inverso a la temperatura de referencia [26].

Todos los postes cargados		Tiempo convencional
Corriente de no disparo convencional	Corriente de disparo convencional	H
1,05 veces el ajuste actual	1,30 veces el ajuste actual	2 ^a
a 1 hora cuando $I_n \leq 63 A$		

Tiene una operación de tiempo inverso, donde actúa la protección térmica (para interruptor termomagnético).

3.8.1.2. Zona de los cortos circuitos

En base a la normativa IEC 60947-2, la operación del relé por corriente de corto-circuito debe ser entre el 80% y el 120% del valor configurado en el relé. Esto es independiente del tipo de relé, termomagnético o electrónico [26].

Tiene una operación de manera instantánea, donde actúa la protección magnética (para interruptor termomagnético).

3.8.2. Métodos para la comprobación del nivel de selectividad

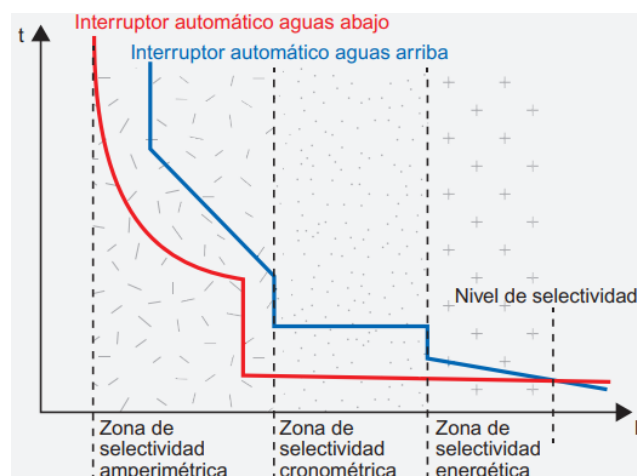


Figura 3.30. Comprobación del Nivel de selectividad [25].

Consiste en realizar una comprobación de selectividad por zonas (Figura 3.30) verificando el funcionamiento de los dispositivos, estableciendo que las curvas de operación de los mismos no interactúen entre si antes de llegar alcanzar la operación selectiva del sistema.

3.8.2.1. Selectividad amperimétrica

Se llega establecer la selectividad cuando la corriente tanto de cortocircuito como de sobrecarga que cruza por el interruptor aguas abajo es baja, en comparación del valor ajustado de disparo del dispositivo magnético del interruptor conectado aguas arriba.

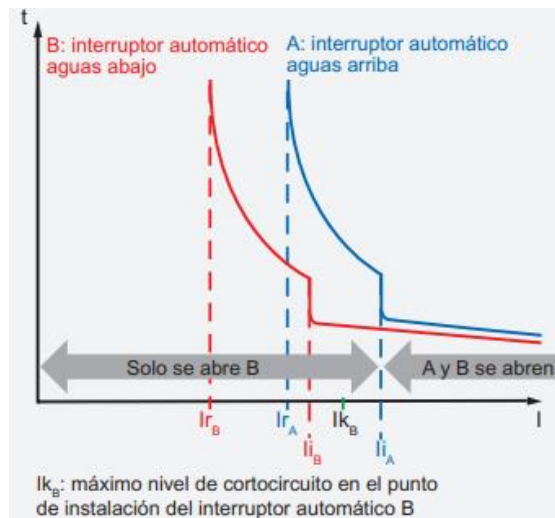


Figura 3.31. Selectividad amperimétrica [25].

Como se muestra en la Figura 3.31, es factible marginar la zona de ocurrencia de la falla, generando un ajuste a los dispositivos instantáneos a diferentes magnitudes de corriente.

3.8.2.2. Selectividad cronométrica

Esta selectividad se lleva por los ajustes de las unidades de disparo temporizado, con esto las protecciones ubicadas aguas abajo contemplen un tiempo de operación más bajo y los tiempos de retardos vayan siendo más grandes conforme se acerca a la fuente.

En la Figura 3.32 se determina que el tiempo de “no operación” del dispositivo aguas arriba debe ser superior al tiempo de disparo (incl. cualquier retardo) del dispositivo aguas abajo. Debe ser posible establecer un retardo en el interruptor automático aguas arriba [25].

El dispositivo de protección ubicado aguas arriba tiene resistir la corriente de cortocircuito y sus efectos en el transcurso de tiempo de retardo.

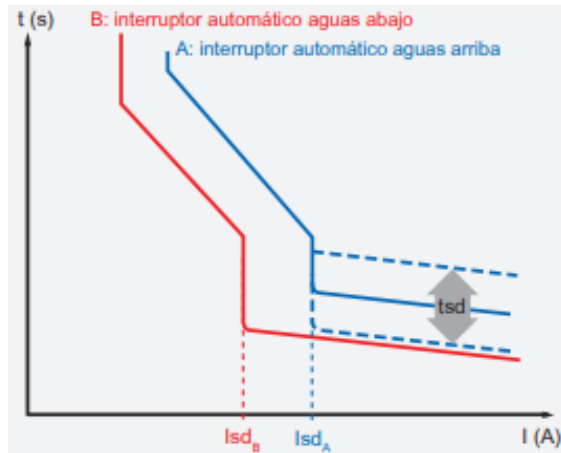


Figura 3.32. Selectividad cronométrica [25].

3.8.2.3. Selectividad energética

Para este tipo se centra en la capacidad del dispositivo de protección aguas debajo de mitigar el flujo de energía hasta un valor inferior al requerido para ocasionar la activación del dispositivo de protección ubicado aguas arriba [25].

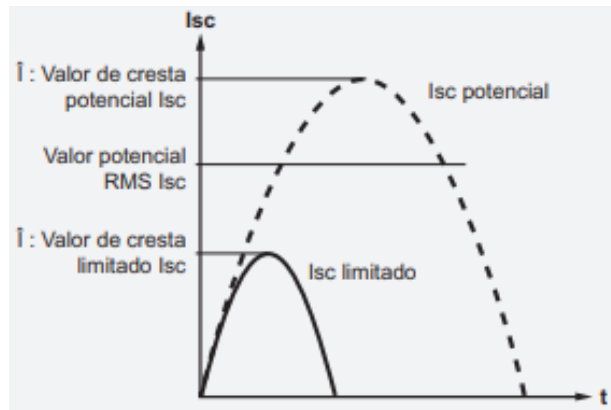


Figura 3.33. Selectividad energética [25].

En la Figura 3.33 la energía que fluye a través del interruptor ubicado aguas abajo está por debajo de la energía requerida para poner en funcionamiento la operación del relé del interruptor que se encuentre aguas arriba.

3.9. Coordinación de protecciones

Establecemos que un sistema eléctrico industrial es sumamente selectivo, cuando existe una operación y seguridad de sus equipos por una optimización eficiente en su sistema de protección, donde se realiza un correcto dimensionamiento de dispositivos de protección con su respectiva coordinación entre los mismo.

3.9.1. Metodología de la coordinación de protecciones

Se analiza el procedimiento de la coordinación de los dispositivos de protecciones partiendo desde la carga, continuando aguas arriba hacia el punto de suministro de energía o la fuente. A continuación, se establecen los requerimientos a seguir:

- ✓ El alimentador de mayor carga determina el punto crítico de coordinación con los dispositivos empleados aguas arriba.
- ✓ Los grupos de relés coordinables se establecen una vez definida la cadena de selectividad.
- ✓ El nivel de coordinación en el equipamiento del sistema se establece, por medio de las curvas TCC (Curvas de Tiempo – Corriente).
- ✓ El criterio de coordinación priva sobre el de selectividad.

En el proceso de la coordinación de los dispositivos de protección existen requerimiento especiales para algunas condiciones de operación en el sistema eléctrico, como los detalla [3]:

- ✓ El efecto de las corrientes de magnetización en los transformadores (inrush-current).
- ✓ En motores eléctricos, la corriente a rotor bloqueado y el tiempo de aceleración.
- ✓ Las curvas de daño en transformadores.
- ✓ El límite térmico tanto en conductores como en motores.

3.9.2. Márgenes de Coordinación

El estudio de coordinación entre los diferentes dispositivos de protección requiere el uso de las curvas características de tiempo-corriente del mismo, obedeciendo directamente la tolerancia que debe ser considerada por cada dispositivo.

3.9.2.1. Márgenes de Coordinación de Protecciones Conforme a la IEEE Std. 242.

La normativa IEEE Std. 242 [5] plantea lo siguiente:

- ✓ La coordinación y selectividad entre interruptores de BT se logra, si las bandas de protección no se solapan.
- ✓ La coordinación y selectividad entre fusibles se logra, si se mantienen las relaciones de fusibles de una misma clase y particularmente de un mismo fabricante.
- ✓ Entre relés de sobrecorriente temporizado digitales, el margen deberá ser ≥ 0.20 s.
- ✓ Para fallas desbalanceadas (bifásicas) en unidades transformadoras, el margen de 0.20 s entre los dispositivos de protección deberá estar garantizado.

- ✓ El tiempo máximo de actuación de una unidad de sobrecorriente instantánea deberá ser 50 ms.
- ✓ Entre unidades de sobrecorriente temporizadas e instantáneas, el margen deberá ser ≥ 0.25 segundos.
- ✓ El tiempo mínimo de actuación de una unidad de sobrecorriente temporizada e instantánea deberá ser de > 0.30 s.

3.9.3. Coordinación de Intervalos de tiempo

Se tiene una coordinación de intervalos de tiempo, con el fin de garantizar una correcta secuencia de operación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente que se conecten en serie. Los factores principales que permiten determinar la coordinación de los intervalos de tiempo son los siguientes [3]:

- La magnitud de la corriente de falla en el sistema.
- La característica del detector del dispositivo de protección.
- La sensibilidad del dispositivo de protección correspondiente a las magnitudes de las corrientes de falla.
- El margen de tiempo que se presenta entre el detector del dispositivo de protección y el propio tiempo de interrupción.

3.9.4. Coordinación entre unidades de Sobrecorriente temporizada

Cuando se tiene estos relés de sobrecorriente conectados en serie se establece un margen de tiempo mayor a 200 ms, como se muestra en la Figura 3.34, este tiempo se establece al final de la operación de la curva de tiempo inverso antes de entrar en la operación de característica instantánea.

El análisis de las curvas de tiempo-corriente para los dispositivos de protección, se establece que para los relés de sobrecorriente se presenta una característica de línea, a diferencia de los fusibles o los dispositivos de disparo directo como los interruptores termomagnéticos, presentan una banda dentro de la cual los dispositivos podrán operar. Dicha banda es requerida para ajustar la tolerancia requerida por los fabricantes, si un relevador se coordina por debajo de la banda, se emplea el límite inferior de la misma, llegando así a dar cierta selectividad en la coordinación [3].

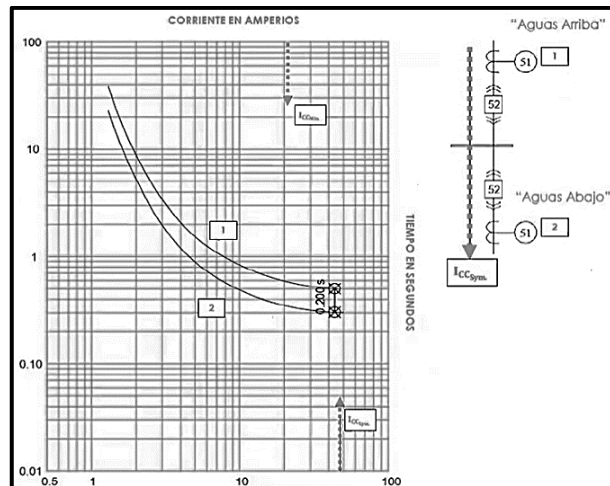


Figura 3.34. Coordinación entre unidades de Sobrecorriente temporizada [27].

3.9.5. Coordinación entre unidades de Sobrecorriente temporizada e instantánea

Los relés de sobrecorriente incluyen una unidad u operación instantánea para otro tipo de aplicaciones del relé, como lo son líneas o alimentadores que van a la subestación eléctrica, esté elemento instantáneo, en conjunto con la característica del elemento temporizado o que presenta retardo de tiempo, llegan a garantizar una mejor selectividad entre la coordinación de los dispositivos de protección [3].

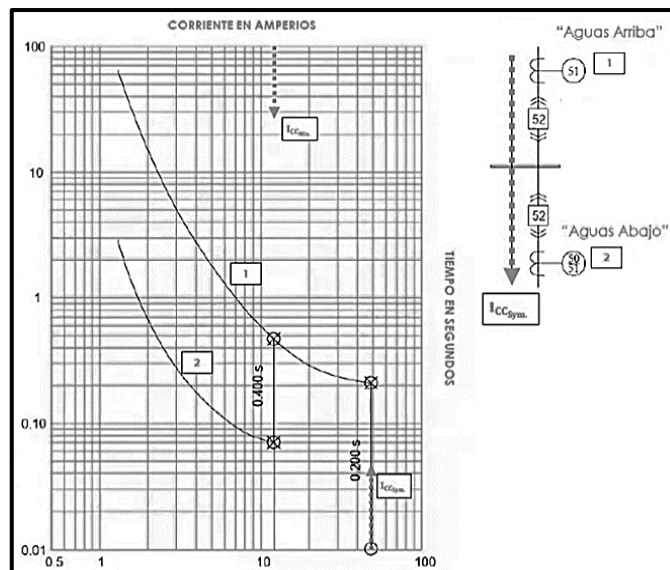


Figura 3.35. Coordinación entre unidades de Sobrecorriente temporizada e instantánea [27].

Si se establece una coordinación entre un relé de sobrecorriente temporizada con un relé de sobrecorriente instantánea, de igual forma se tiene que llegar a garantizar un margen de tiempo de 400 ms entre el extremo del instantáneo y donde corte con la curva del relé de corriente temporizada, y 200 ms para el espectro de falla que se encuentra entre el final de la curva de

operación temporizada y la operación instantánea de los relés, esto puede llegar a ser evidenciado en la Figura 3.35.

3.9.6. Coordinación entre unidades de Sobrecorriente e Interruptores

Para realizar una coordinación de un relé de sobrecorriente con un interruptor se debe tener un margen de tiempo de 200 ms, en la condición que la va establecer el punto de quiebre de protección del interruptor aguas abajo con respecto a donde corte en el grado de la curva de tiempo inverso del dispositivo aguas arriba, todo esto viéndolo en el valor de corriente de cortocircuito mínimo que garantizara la sensibilidad en el sistema (Figura 3.36).

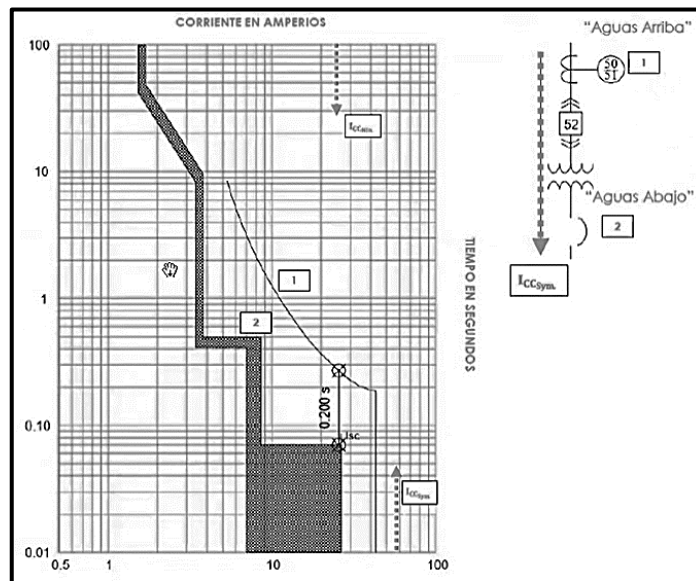


Figura 3.36. Coordinación entre unidades de Sobrecorriente e Interruptores [27].

3.9.7. Coordinación entre Interruptores

Al realizar una coordinación de dispositivos referidos principalmente a los interruptores de bajo y medio voltaje del tipo termomagnético o bien a los de tipo electromagnético (Figura 3.37), es de suma importancia que las curvas no se solapen o corten, en el caso que se lleguen a sobre montar es necesario garantizar adecuado retardo del dispositivo ubicado aguas arriba.

La selectividad por medio del escalonamiento de las corrientes de operación sin retorno de tiempo contra sobrecorrientes, se establece cuando las corrientes de cortocircuito en los puntos de la instalación difieren lo suficiente [3].

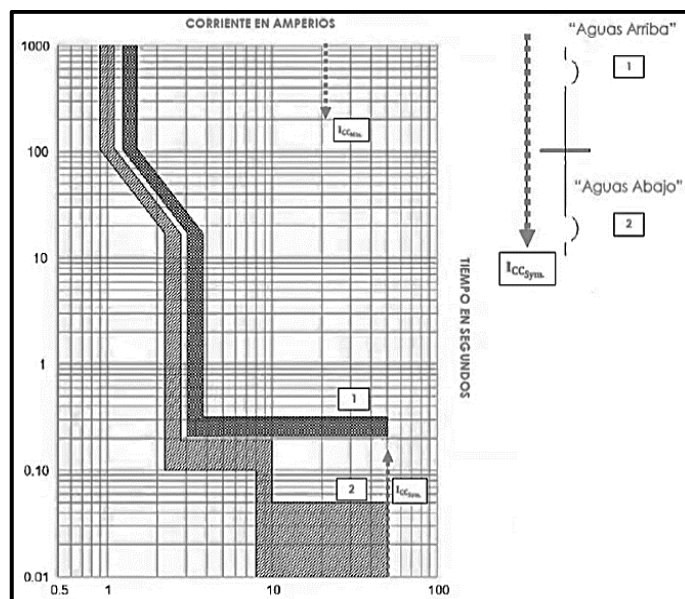


Figura 3.37. Coordinación entre Interruptores [27].

3.10. Software ETAP

El Software ETAP “Electrical Transient and Analysis Program” es una herramienta empleada en el ámbito eléctrico, cuyo fin es brindar soluciones para ingeniería en servicios de simulación, diseño, monitoreo, control, capacitación de operadores, optimización y automatización de sistemas eléctricos [28].

A continuación, se detallará las aplicaciones que posee ETAP en la práctica:

- **Generación:** Se considera un sistema de generación eléctrica confiable, cuando este es capaz de solventar y abastecer la demanda que se requiera por los consumidores en todo momento. Al momento de cumplir la demanda pico que se puede dar en una determinada hora para los usuarios, el sistema de generación puede llegar a operar fuera de sus límites de operación nominal generando que la maquina salga de sincronismo, lo que provocaría que el sistema llegue a desbalancearse por unos minutos. El software ETAP permite a los diseñar y conceptualizar los sistemas de colectores, determinar la penetración de la energía tanto eólica como fotovoltaica y realizar estudios de interconexión de redes. ETAP incluye modelos integrales de energía renovable combinados con cálculos de análisis de sistemas de potencia de espectro completo para simulación precisa, análisis predictivo, dimensionamiento de equipos y verificación de campo de parques eólicos, granjas solares y otros recursos de energía distribuida renovable (DER)[28].



Figura 3.38. Generación de energía eléctrica [28].

- **Transmisión:** El sistema de transmisión eléctrica presenta una expansión dado por las grandes distancias que se establecen para el transporte de la energía eléctrica lo que genera modificaciones en el sistema eléctrico, para esto se tiene que diseñar métodos de solución que puedan ajustarse a las condiciones que va sufriendo el sistema eléctrico y garantizar el rendimiento continuo durante la operación. El software del sistema de transmisión ETAP integra la planificación de la red de transmisión con modelos detallados de subestaciones, procesamiento de topología de red, análisis del sistema de transmisión, SCADA eléctrico y sistema de administración de energía de la red de transmisión en tiempo real [28].



Figura 3.39. Sistema de Transmisión eléctrica [28]

- **Distribución:** Se establece como el suministro de energía que fluye de la subestación de distribución hacia los usuarios finales, por el crecimiento de la demanda eléctrica que se da por más aumento de la población y demás factores que aumentan dicha energía requerida, provocan que la operación y la planificación del sistema de distribución sea más compleja al existir cargas desbalanceadas, estableciendo soluciones de optimización y algoritmos. ETAP ofrece una solución integrada de

análisis de redes de distribución, planificación de sistemas y operaciones en una plataforma geoespacial progresiva para simular, analizar, operar y optimizar el rendimiento aplicativo de Smart Grids [28].



Figura 3.40. Análisis del sistema de distribución [28].

- **Industrial:** Para los sistemas eléctricos industriales, es eficiente garantizar un correcto diseño y operación en las instalaciones eléctricas que garanticen el rendimiento eficaz de producción de una industria con total normalidad. Se debe establecer una seguridad tanto en equipos y dispositivos eléctricos como en operadores en la industria. Desde Petróleo y Gas hasta Metales y Minería, la arquitectura ETAP permite analizar un conocimiento inteligente de la situación en todas las etapas del ciclo de vida de cualquier industria, desde el concepto original pasando por la especificación, diseño, modelado, análisis, integración del sistema eléctrico al igual que establecer diseños de equipos de protección eléctrica industrial [28].

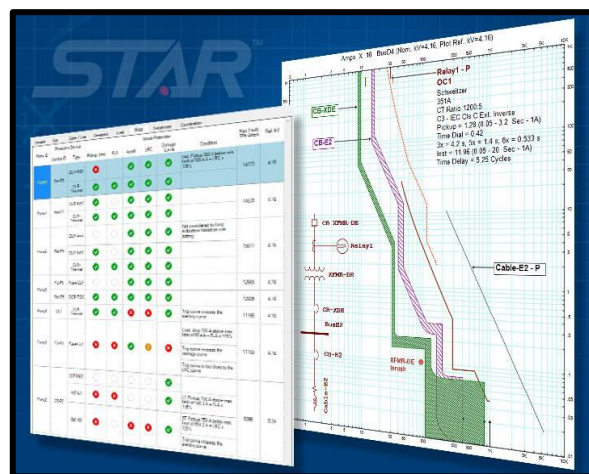


Figura 3.41. Diseños de coordinación de protecciones eléctrica industrial [28].

- **Baja tensión:** El software de simulación ETAP ofrece una gama integrada para el diseño eléctrico, análisis y protección de instalaciones en baja tensión.

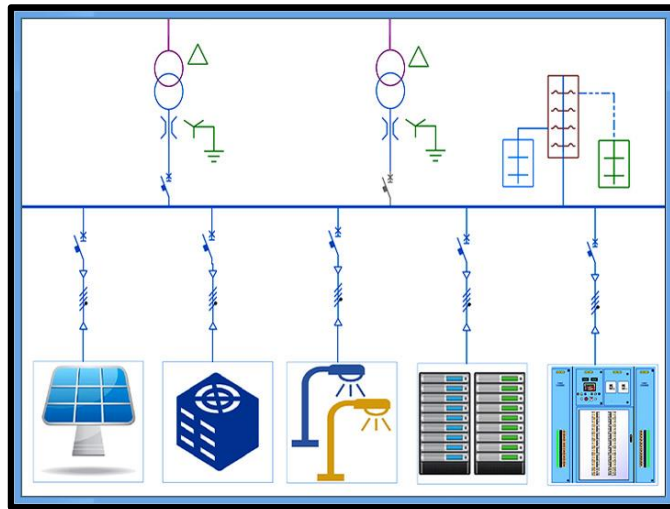


Figura 3.42. Modelado y vistas unifilares [28].

3.10.1. Funciones del Software ETAP

ETAP como cualquier software presenta funciones propias que son de suma importancia durante la práctica, la característica fundamental es su fácil modelado de sistemas eléctricos en los cuales está establecido como; generación, transmisión, distribución y en su aplicación en sistemas eléctricos industriales y de baja tensión. El software permite realizar los siguientes análisis, que se describen a continuación [28]:

- Análisis de Cortocircuito
- Flujo de Carga
- Coordinación de dispositivos de protección y secuencia de operación
- Sistemas de puesta a tierra
- Arco eléctrico
- Armónicos
- Aceleración de motores
- Optimizador de flujo de carga
- Capacidad y tamaño del cable
- Análisis térmico de cables
- Generador de turbina eólica

4. METODOLOGÍA

La metodología planteada en la implementación del desarrollo del proyecto de investigación se la describe en este capítulo. La sección 4.1 se analiza los criterios correspondientes para establecer el diseño de un caso base de una red eléctrica industrial. La sección 4.2 establece los escenarios de operación de la red Industrial. Continuando, en la sección 4.3 se corrobora los parámetros eléctricos que se evaluarán para el caso base. En la sección 4.4 se presenta una guía metodológica aplicada para el análisis y la simulación de flujos de potencia del sistema, más adelante, en la sección 4.5 se describe el proceso empleado para el análisis de fallas y cortocircuitos, y en la sección 4.6 se presenta la metodología utilizada para la selección y coordinación de protecciones eléctricas empleadas en una industria. La sección 4.7 plantea los recursos utilizados durante el proceso de desarrollo del proyecto de investigación. Por último, en la sección 4.8 se toma en consideración del criterio de la normativa con la que se desarrolló la investigación.

4.1. Construcción del caso base

En la investigación se establece el proceso de diseño y organización de la red eléctrica industrial, por la cual se detallará los parámetros en tablas para garantizar una mejor comprensión, identificando las características de los elementos que conforman el sistema eléctrico industrial.

El diagrama unifilar y el modelamiento en el software se lo detallarán en el Anexo B: Topología del caso base de una red eléctrica industrial. De igual forma se presenta en el Anexo C: Procedimiento para el estudio de arranque de motores., los procedimientos establecidos para el estudio del arranque de motores.

Para el proceso de diseño mencionado del caso base en una industrial se ha propuesto un diagrama de flujo que está representado en la Figura 4.1, que primero se seleccionaría la normativa IEEE 141-1993 [11], para poder establecer nuestro sistema de distribución de planta que es una red de alimentación secundaria la cual ayudara a que nuestro sistema sea más confiable, continuando se deberá establecer las cargas o demandas que deberán estar con una alimentación constante de energía, se procederá a determinar los transformadores y TAP's que puedan ser capaces de suministrar la potencia necesaria para la industria, se fijara el tipo de cable de media y baja tensión por catálogo y por último se seleccionara las barras por niveles de tensión, corriente y cortocircuito.

Se debe tener en cuenta que todos los parámetros deberán estar dentro de las normativas establecidas como, por ejemplo:

- Cargabilidad de los equipos eléctricos,
- Regulación de niveles de voltaje en barras,
- Niveles de corriente que ingresan a cada barra,
- Entre otros.

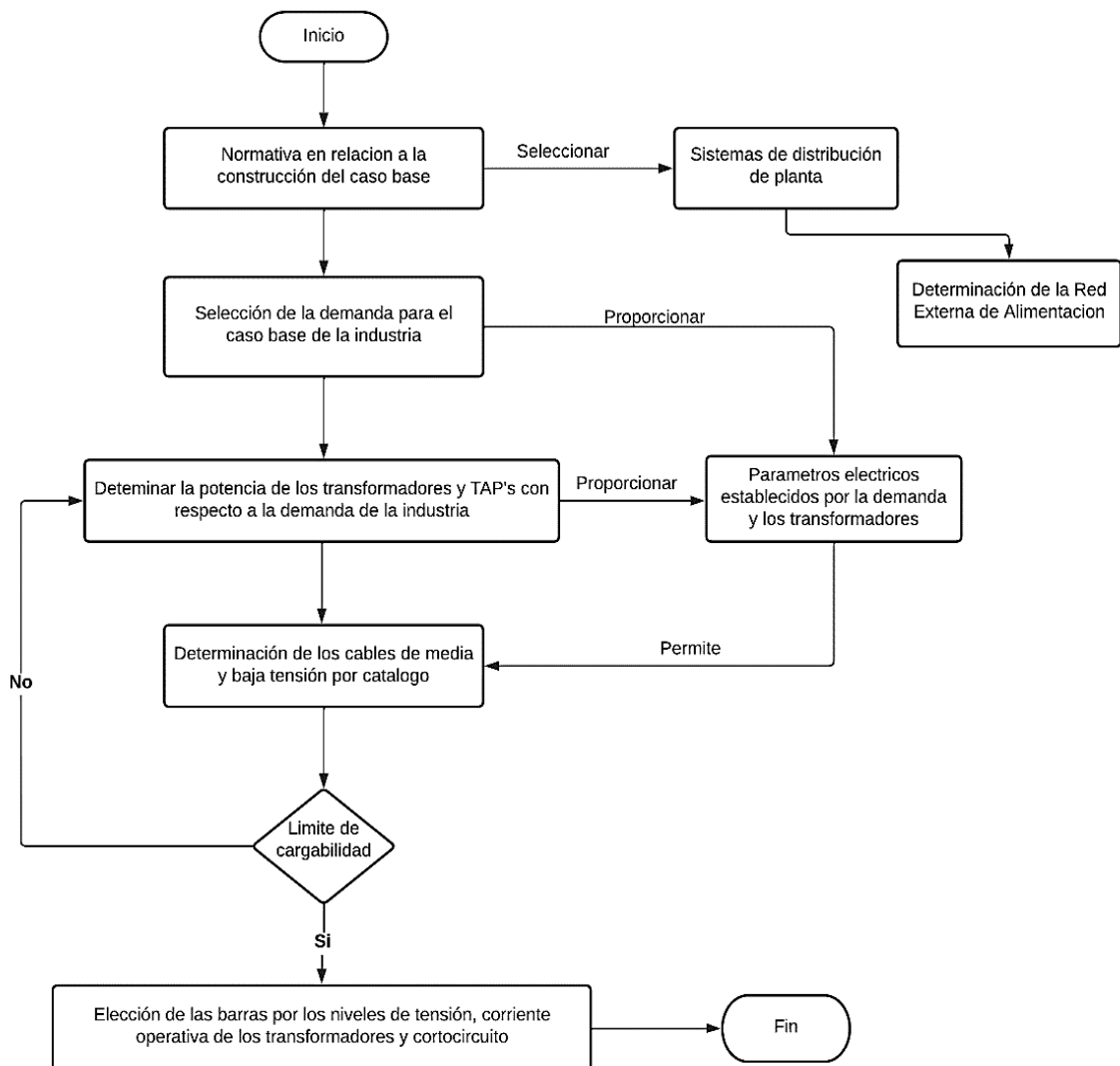


Figura 4.1. Metodología para la construcción del caso base.

Para determinar la alimentación requerida por la industria, se diseñó dos puntos de alimentación de red externa o establecido en el software como “Power Grid” la cual tiene la función de simular un punto de alimentación que puede llegar a ser el Sistema Nacional

Interconectado o por parte de alguna empresa distribuidora de energía eléctrica. Para determinar este valor se requiere la potencia de cortocircuito en dicho punto y el nivel de tensión a que se trabaja, para esto existe dos métodos de determinación de estos parámetros; el primero se lo realiza por solicitud por parte del diseñador, en donde se soliciten dichos valores. El otro método es establecer los valores por el método de Bus Infinito, done el software requiere el valor de la corriente de cortocircuito y el valor de X/R que se lo puede determinar por la norma IEEE C37.010, para determinar el valor de la potencia de cortocircuito que requerirá la red externa.

➤ Método de Bus Infinito

Se determina la corriente nominal por parte de los datos del transformador:

$$I_{nom} = \frac{VA_{trafo}}{\sqrt{3} V_{sec}} \quad (4.1)$$

Una vez establecido el valor de la corriente nominal, se calcula la corriente de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{I_{nom}}{\%Z_{cc}/100} \quad (4.2)$$

Donde;

$\%Z_{cc}$: Impedancia de cortocircuito del transformador

Para la determinación de la relación X/R, se lo realiza por la recomendación de la Norma IEEE C37.010, este valor se establece en la siguiente Tabla 4.1:

Tabla 4.1. Relaciones X/R equivalentes del sistema (a 60 Hz) en ubicaciones típicas para aproximaciones rápidas [24].

TIPO DE CIRCUITO	VALOR X/R
Generación remota a través de otros tipos de circuitos como transformadores de 10 MVA o menor para cada banco trifásico, líneas de transmisión, alimentadores de distribución, etc.	15 o menos
Generación remota conectada a través de un transformador con capacidad de 10 MVA a 100 MVA para cada banco trifásico, donde los transformadores proporcionan el 90% o más de la impedancia equivalente total al punto de falla.	15 - 40

Generación remota conectada a través de un transformador de 100 MVA o más para cada banco trifásico cuando los transformadores proporcionan el 90% o más de la impedancia equivalente total al punto de falla	30 - 50
Máquinas síncronas conectadas mediante transformadores de 25 a 100 MVA para cada banco trifásico.	30 - 50
Máquinas síncronas conectadas a través de transformadores de 100 MVA o más.	40 - 60
Máquinas síncronas conectadas directamente al bus o a través de reactores	40 - 120

En base a mencionado, se presenta a continuación la siguiente Tabla 4.2, donde se detalla los parámetros de las dos fuentes de alimentación empleados para el diseño del caso base de una red eléctrica Industria.

Tabla 4.2. Estructura de las redes externas del diseño del caso base.

Power Grid	Conexión a tierra	Tensión nominal	Corriente de Cortocircuito	Relación X/R	Potencia de Cortocircuito
		[kV]	[kAsc]	%	[MVAsc]
Alimentación del SNI	Trifásico	69	2,115	15	252,767
Alimentación por parte del Área XP	Trifásico	4,16	14,338	15	103,31

Para la determinación de los conductores eléctricos se los estableció por la marca y catálogos de CENTELSA, en los cuales se ha establecido conductores monopolares de CENTELSA C XLPE Cu para media tensión y CENTELSA C THHN/THWN-2 Cu para baja tensión [29], que se aplicaran en el diseño de un caso base de una red eléctrica industrial. En la Tabla 4.3, se detalla las características de los conductores

Tabla 4.3. Datos y parámetros del conductor de media tensión para el caso base del sistema eléctrico industrial.

N°	No. Conductores por fase	Calibre	Dist.	Corriente	Ubicación		Resistencia a corriente alterna R		Reactancia Inductiva X_L	
		[AWG/kcmil]	[m]	[A]	Bus	Bus	[Ohm/Km]		[Ohm/Km]	
					R0	R1	X0	X1		
CENTELSA C XLPE Cu 5kV 90°C										
1	1	8	100	55	2	2-3	2,688	2,677	2,098	0,176
2	1	6	120	75	2	2-5 I	1,696	1,682	2,100	0,166
3	1	8	100	55	2	2-4	2,688	2,677	2,098	0,176
9	1	6	130	78	14	15	1,696	1,682	2,100	0,166

CENTELSA C THHN/THWN-2 Cu 600V 90°C										
4	3	2/0	110	556	2-5	5	0,315	0,100	0,132	0,054
5	2	10	20	25	5	7	3,780	1,200	0,154	0,063
6	1	4	50	91	5	8	1,543	0,490	0,157	0,064
7	1	4	67	91	9	12	0,310	0,976	0,147	0,060
8	3	2/0	74	556	13	9	0,315	0,100	0,132	0,054

La principal característica del diseño constructivo de la red eléctrica, se centra en los datos técnicos requeridos por cada uno de los elementos eléctricos que se presentan, en el caso de los transformadores de potencia, es necesario tener la relación de transformación, mediante el nivel de tensión que se emplea las barras del sistema, de igual forma es importante conocer su impedancia de cortocircuito y su potencia nominal, esto se evidencia en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. Datos Técnicos de los Transformadores del caso base de una red industrial.

Nombre	Potencia Nominal	Tensión	Impedancia de Cortocircuito	Conexión	Resistencia a tierra	TAP	Clase
	[kVA]	[kV]	[% Z_{cc}]		[Ω]	[%]	
Z001	680	138/4,16	4,46	Dyn1	100	-	AA80
Z020	230	4,16/0,44	4,50	Dyn11	50	-2,5	AA80
Z015	425	4,16/0,46	3,72	Dyn11	50	-2,5	AA80
Z010	30	4,16/0,44	2,60	Dyn11	40	-2,5	AA80
03Z	150	0,46/ 0,23	4,00	Dyn5	40	-2,5	AA80
03Z I	125	0,46/ 0,23	4,00	Dyn5	40	-2,5	AA80
02Z	1	0,46/0,115	2,30	Dyn5	20	-	AA80
Z016	425	4,16/ 0,46	3,72	Dyn11	50	-2,5	AA80

Como se evidencia en la Tabla 4.4, se presenta la información técnica de cada transformador trifásico requerido, evidenciando un total de 8 transformadores implementados para el diseño del caso base de la red industrial.

En la siguiente Tabla 4.5, se describe las características de los Barras empleadas en el diseño del caso base.

Tabla 4.5. Datos Técnicos de Barras del caso base de una red industrial.

Nombre	Tensión nominal	Corriente continua	Corriente momentánea (asimétrica)	Tipo
	[kV]	[A]	[kA]	
Bus 1	69	225	5	Switchboard
Bus 2	4,16	1200	4	Switchgear
Bus 3	0,44	600	8	Switchboard
Bus 4	0,44	600	4	Switchboard
Bus 5	0,46	800	25	MCC
Bus 6	0,23	600	10	Switchboard
Bus 7	0,46	225	20	MCC
Bus 8	0,46	800	15	MCC
Bus 9	0,46	1200	25	MCC
Bus 10	0,23	800	15	Switchboard
Bus 11	0,115	225	1	Switchboard
Bus 12	0,46	800	15	MCC
Bus 13	0,46	1200	25	MCC
Bus 14	4,16	800	15	Switchgear
Bus 15	4,16	800	25	Switchgear
Bus 2-3	4,16	800	5	Switchgear
Bus 2-4	4,16	800	5	Switchgear
Bus 2-5 I	4,16	800	5	Switchgear
Bus 2-5 II	0,46	1200	25	MCC

Las cargas y los motores requeridos en el diseño, se detallan en la siguiente Tabla 4.6 y Tabla 4.7 respectivamente.

Tabla 4.6. Datos Técnicos de las Cargas del caso base de una red industrial.

Nombre	Tensión nominal	Potencia	Tipo
	[kV]	[kVA]	
Carga 1	0,44	200	Estática
Carga 2	0,44	25	Estática
Carga 3	0,23	75	Estática
Carga 4	0,23	50	Estática
Carga 5	0,23	40	Estática
Carga 6	0,23	60	Estática
Carga 7	0,115	0,9	Estática

Tabla 4.7. Datos técnicos de Motores eléctricos trifásicos de la SERIE 1LE0141 de SIEMENS

Nombre	Tensión nominal	Potencia	Eficiencia nominal al 100%	Factor de potencia al 100%	Inercia del Motor	Inercia de carga externa	Tipo	Tiempo de parada [s]	
	[kV]	[kW]	[%]	[%]	[$lb-ft^2$]	[$lb-ft^2$]		Hot	Cold
Motor 1	0,46	7,5	90,2	90,3	0,5	11,0	Y	14	28
Motor 2	0,46	7,5	90,2	90,3	0,5	11,0	Y	14	28
Motor 3	0,46	15	91,0	91,5	1,4	21,0	Y	20	45
Motor 4	0,46	22	91,7	90,0	3,5	30,0	Δ	16	30
Motor 5	0,46	7,5	90,2	90,3	0,5	11,0	Y	14	28
Motor 6	0,46	15	91,0	91,5	1,4	21,0	Y	20	45
Motor 7	0,46	30	94,1	86,0	9,3	189,0	Δ	22	45

4.2. Escenarios de Operación del caso base de la red industrial

En la presente sección se establece los escenarios de estudio que se requerirá en el caso base de una industria, por lo que se ha contemplado cuatro escenarios de operación. A continuación de detalla cada uno de estos escenarios en estudio:

4.2.1. Demanda Máxima “Normal”

El primer escenario se relaciona a una operación cumpliendo la demanda máxima requerida, en donde entren en funcionamiento todos los elementos del sistema y el interruptor del Bypass “CB_Bypass” se encuentre abierto sin existir flujos desde la barra 5 hacia la barra 9 y viceversa, para poder cerrar el interruptor del Bypass se toma en consideración el escenario de Emergencia 1 y el escenario de Emergencia 2.

4.2.2. Emergencia 1

El propósito de este escenario de estudio, es dar una apertura al interruptor CB_18 ya sea por alguna falla o mantenimiento en el transformador de alimentación TRAF0_Z016, teniendo que abastecer la demanda de las cargas industriales conectadas a la Barra 5 y por medio del Bypass a la Barra 9, fluyendo corriente que viene de la fuente de Alimentación SIN.

En este escenario no se espera que existan flujos de corriente hacia la Barra 13.

4.2.3. Emergencia 2

El propósito de este escenario de estudio, es dar una apertura al interruptor CB_7 ya sea por alguna falla o mantenimiento en el transformador de alimentación TRAF0_Z015, teniendo que abastecer la demanda de las cargas industriales conectadas a la Barra 9 y por medio del Bypass a la Barra 5, fluyendo corriente desde la fuente de Alimentación por parte del Área XP.

En este escenario no se espera que existan flujos de corriente hacia la Barra 2.

4.2.4. Demanda Mínima

En este escenario de estudio se tendrá una operación del sistema cumpliendo la demanda mínima requerida, en donde salen de funcionamiento los motores 2, 3, 4, 7 y las cargas 4 y 6.

4.3. Validación del caso de estudio

Para determinar que el sistema se encuentre correctamente diseñado, se realizara una verificación de los niveles de tensión de las barras, sin que se eleve o caiga de los rangos permitidos de tensión, y se revisará la cargabilidad de los cables y transformadores.

Realizado la validación de cada parámetro del sistema se obtiene el modelo del caso base de una red eléctrica industrial, como se muestra en el Anexo B: Topología del caso base de una red eléctrica industrial.

4.3.1. Parámetros a evaluar

Establecida la metodología que se aplicara, se modelara los parámetros eléctricos requeridos para el caso base de una red industrial por medio del software ETAP. Para la selectividad y coordinación de protecciones, se debe evaluar en primera instancia el análisis de flujo de potencia y posteriormente el estudio de cortocircuito del sistema, con esto se llega a determinar la magnitud máxima de la corriente de cortocircuito, con esto se procede a realizar la coordinación de los dispositivos de protección.

El diseño del caso base de una red industrial, se lo realizó en el software ETAP, por su alta factibilidad durante la simulación de sistemas industriales, permitiendo analizar: flujos de carga, cortocircuitos, selección y coordinación de dispositivos de protección.

Durante la simulación de sistema es posible identificar las curvas de operación de los motores y de igual forma la curva de daño de los transformadores, con el propósito de evaluar los dispositivos de protección de los mismos, mediante la coordinación de protecciones.

ETAP permitirá establecer los límites operativos de los conductores, motores y transformadores, con esto se puede tener una referencia para la ubicación y coordinación de los dispositivos de protección.

El software presenta una herramienta denominada “Star” la cual tiene como función realizar una Evaluación Automatizada de Protección y Coordinación, proporciona detección automática y evaluación de la protección y coordinación del sistema en base a criterios personalizados de diseño y guías de la industria.

Para finalizar, todos estos análisis se detallarán en una tabla tipo resumen, donde se establecerán los dispositivos de protección empleados y sus características técnicas, de igual forma soluciones requeridas durante la coordinación. Se verificará la operación de los dispositivos por su selectividad, entendiendo esto como, al momento de suceder una falla eléctrica opere únicamente el dispositivo más cercano a la falla, permitiendo organizar un análisis de resultados esperados.

4.4. Metodología para flujos de potencia

Los flujos de potencia son necesarios para cualquier sistema y más para el análisis en una Industria, debido a que esto ayuda a observar los niveles de tensión, ángulos, cargabilidad de los elementos eléctricos, pérdidas de potencia eléctrica entre varios valores operacionales para poder aplicar las fallas de cortocircuito y coordinar las protecciones con la ayuda del software que se utiliza en dicho trabajo de investigación.

Además, los flujos de potencia que están en el sistema eléctrico de la industria permiten observar si cada elemento está correctamente dimensionado, o por lo contrario se deberá hacer un cambio en la topología de la red, debido a que si no se tiene un correcto funcionamiento se podrá complicar al momento de seleccionar adecuadamente la selectividad de cada protección.

Después de haber realizado el diagrama unifilar de la industria a estudiar se procede a incorporarlo en el software ETAP, ya que para hacer un estudio de coordinación de protecciones en sistemas eléctricos no muy grandes como es el que se está utilizando en este estudio es preferible utilizar dicho programa, la metodología que se necesita para ejecutar en el sistema y observar los flujos de potencia se debe realizar como en la Figura 4.2.

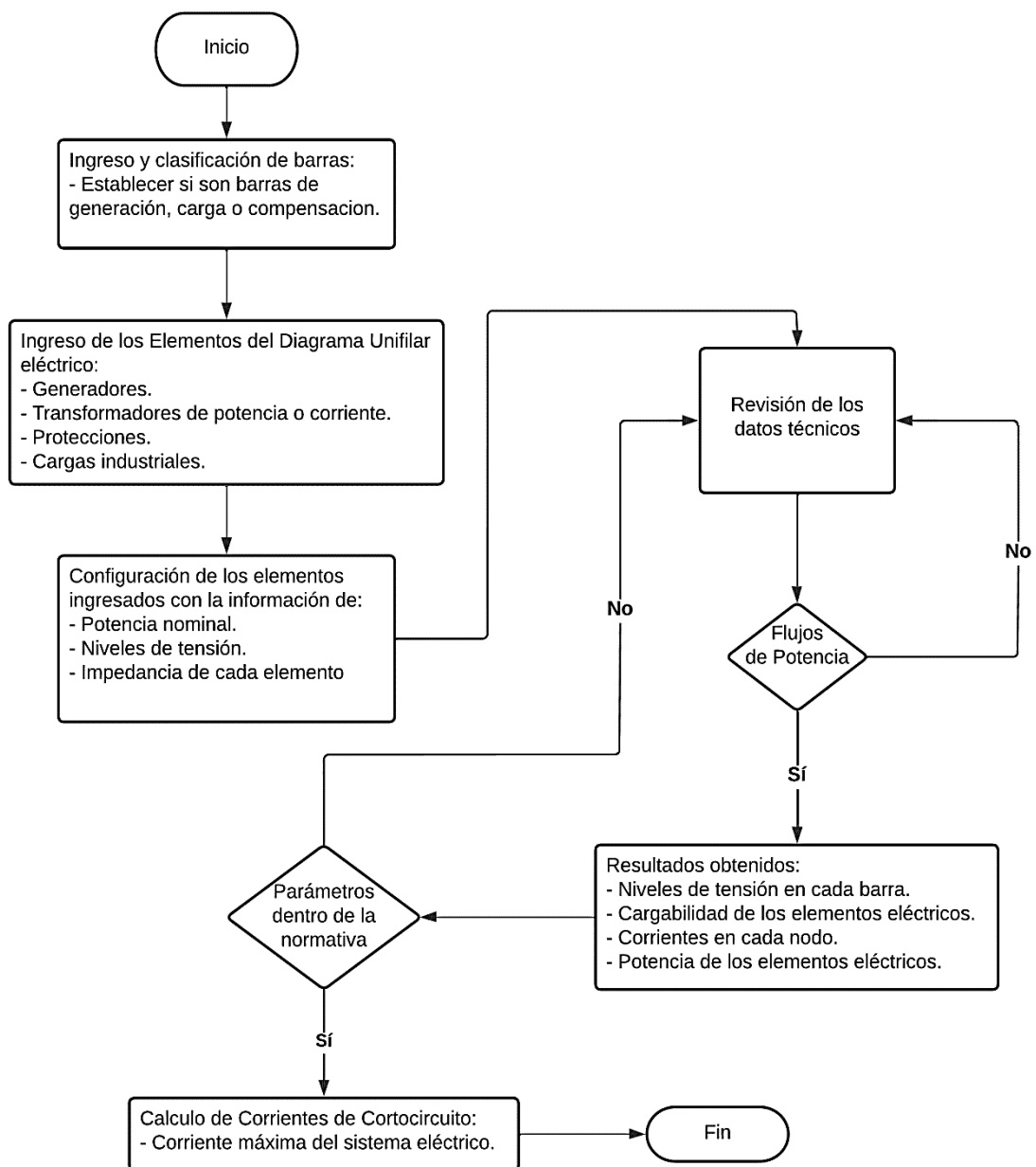


Figura 4.2. Metodología para flujos de potencia.

4.5. Metodología para el análisis de cortocircuito

El análisis de cortocircuito trata de obtener los cálculos sobre las dimensiones de las corrientes de falla y como afecta o actúa cada elemento eléctrico del sistema industria ante la presencia de dicho análisis, esto ayudara a seleccionar los equipos de protecciones, la selectividad y la calibración como de interruptores.

Con las corrientes de falla por cortocircuito se establecerá cuáles son las características que debe tener el elemento de protección ya que este debe soportar y despejar la falla que ocurra al

instante, para esto se debe calcular en todo el sistema eléctrico por lo que, si no se despeja producirá daños térmicos o mecánicos, entonces es de vital importancia aislar lo más rápido posible.

La metodología que se necesita para ejecutar en el sistema y observar el análisis de cortocircuito se debe realizar como en la Figura 4.3.

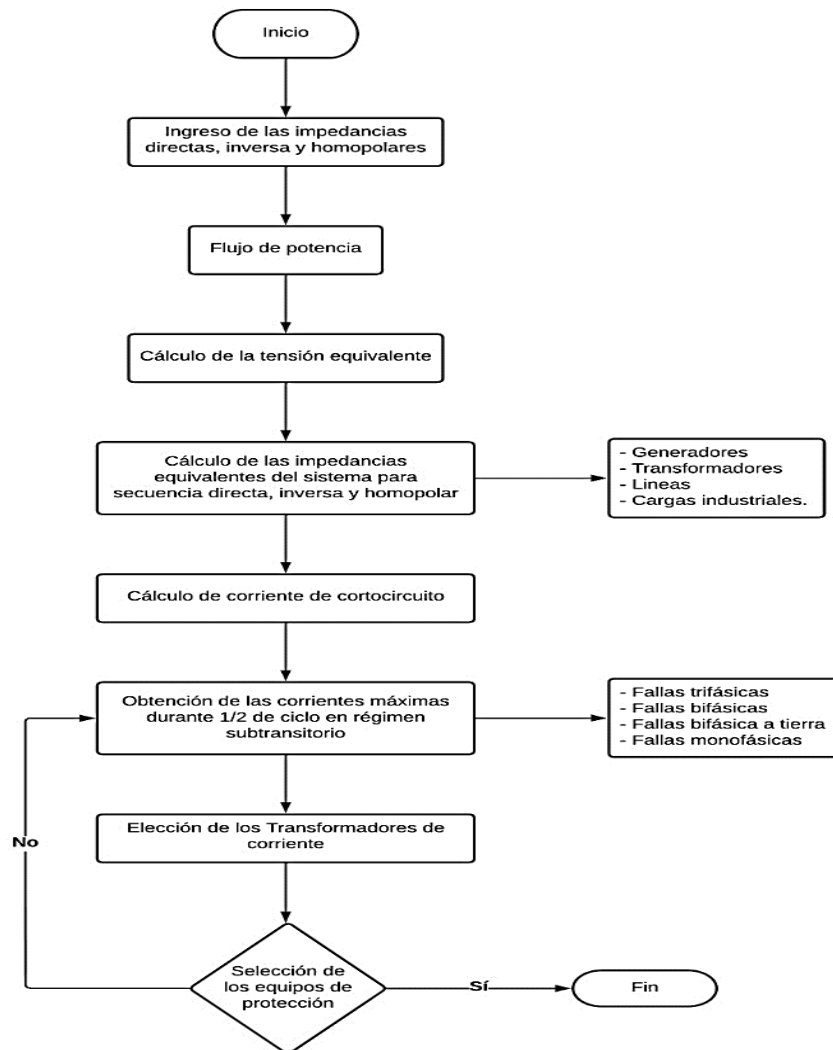


Figura 4.3. Metodología para el Análisis de Cortocircuito.

En una industria un cortocircuito es de alto peligro para los equipos debido a que se produce un aumento brusco en las corrientes nominales del sistema que esta contado a los dispositivos eléctricos como motores, bombas, entre otras y si llega a afectar al sistema causara pérdidas económicas o en el equipamiento existente.

Una vez simulado los flujos de potencia se procederá a realizar en análisis de cortocircuito con el programa ETAP ya que la potencia de cortocircuito es un dato indispensable que

caracteriza la red, ya que este se asocia con la estabilidad del sistema, cuando ocurre una falla de cortocircuito se tiene:

- Caídas de tensión, debido a que si se tiene máquinas síncronas o asíncronas se comienzan a acelerar y se produce una elevación en los flujos de potencia.
- Las corrientes de falla se determinan a través de las impedancias de los elementos eléctricos del sistema y con las máquinas síncronas.

4.6. Metodología para la selección y coordinación de protecciones eléctricas

En este apartado se detallará los efectos obtenidos después de ejecutar la metodología propuesta para flujos de potencia y análisis de cortocircuito en el caso base de la red industrial planteada con anterioridad, en el cual se procederá a determinar estudio de selección y coordinación de protecciones eléctricas, donde se evaluará las curvas características de tiempo – corriente de cada dispositivo, planteando soluciones durante la coordinación.

Para elaborar una correcta coordinación, se inicia con una selección y configuración de los dispositivos de protección desde la carga (aguas abajo) hasta llegar a la fuente de suministro de energía (aguas arriba), garantizando la operación “normal” del sistema eléctrico industrial. Se tiene como punto de partida el análisis de cortocircuito, además de las características de operación nominal de cada uno de los parámetros eléctrico o el análisis del flujo de potencia establecido. El estudio de coordinación consiste en establecer los puntos de operación de las curvas características de tiempo – corriente de los dispositivos de protección y de los elementos que se encuentren en serie del sistema. Para llegar a esto se realiza una comparación de los tiempos de operación ante las distintas magnitudes de sobrecorriente de cada dispositivo de protección, teniendo como objetivo diseñar un sistema eléctrico selectivo.

4.6.1. Selección de dispositivos de protección

Durante el estudio de coordinación de protección, se debe identificar y seleccionar los dispositivos de protección que se requieran para los diferentes elementos en el sistema eléctrico, por ende, para este procedimiento se debe tener en cuenta, la tensión nominal del dispositivo de protección (V_{nom}) sea mayor o igual a la tensión del sistema (V), también tener en cuenta que la magnitud de la corriente nominal de apertura del dispositivo de protección (I_{nom}) sea superior o igual a la corriente máxima que fluirá al momento de trabajo del sistema (I_B). Si se establece una protección en los conductores, se debe asegurar que el valor de corriente nominal de apertura del dispositivo de protección (I_{nom}) sea inferior o igual a la corriente soportada por

el conductor (I_Z). El análisis de cortocircuito, permitirá establecer la corriente máxima de cortocircuito que circulará por los diferentes elementos a proteger dentro de la red industrial, estableciendo que la magnitud de la corriente de cortocircuito que pueda tolerar el dispositivo de protección (corriente de cortocircuito nominal (I_{CN})) tienda a ser mayor que la magnitud de la corriente de cortocircuito de la instalación (I_{CC}). Teniendo en cuenta estos parámetros se establecerá los dispositivos de protección necesarios, los cuales se los modelará en el software al igual que las curvas características de tiempo – corriente de cada dispositivo seleccionado.

4.6.2. Limitaciones de los Equipos Eléctricos

La operación de los dispositivos de protección debe ser rápida al momento de una falla en la cercanía de una carga, actuando de acuerdo a sus tiempos establecidos, y aperturando con un tiempo de retraso la siguiente protección aguas arriba. Al momento de operación de los dispositivos se debe considerar las limitaciones naturales de operación de los equipos eléctricos, para no tener una operación errónea de los dispositivos de protección, dichas limitación de los equipos, son las siguientes:

- Corriente de Energización de Transformadores o “Inrush”

La magnitud de esta corriente es de 8 a 12 veces la corriente nominal del transformador, e interactúa en 0.1 segundos. Para fines gráficos de la corriente de energización del transformador se la representa como un punto, en las curvas tiempo – corriente proporcionadas en el software.

- Curvas de Daño de Transformadores y Conductores

Durante la coordinación de protecciones, se debe asegurar que las curvas de los dispositivos de protección se encuentren por debajo de las curvas de daño de estos equipos, dichas curvas estarán representando el nivel térmico al que pueden llegar a soportar a altas temperaturas por el exceso de corriente que fluya por sí mismos, de esta forma nos aseguramos que el dispositivo opere antes de que se sobrepase estén nivel térmico permitido por los equipos, de esta forma no sufrirán daños y alargando su vida útil.

- Arranque de los Motores

Se requiere de un análisis de arranque de motores eléctricos, para la selección de los dispositivos de protección. Al momento de arrancar un motor este requiere de un valor de corriente sumamente alta que puede generar caídas de tensión a la red que esté conectada y afectar la operación normal de los dispositivos de protección conectados en ella. La curva de

protección debe ubicarse por encima de la curva de arranque del motor, así se garantiza que el dispositivo de protección no opere durante la puesta en marcha del motor y no tenga una actuación errónea.

4.6.3. Método de Selectividad

Para establecer una correcta selectividad entre dos dispositivos de sobrecorriente, el parámetro de no actuación de tiempo – corriente del dispositivo aguas arriba tiene que ser mayor que el dispositivo de protección aguas abajo.

Se debe realizar una comprobación para asegurarse de que el tiempo de desconexión máximo de cada dispositivo cumple con las condiciones de protección. Normalmente no se permite un retardo superior a 1 segundo [25].

4.6.4. Coordinación de Protecciones

Se debe establecer una correcta selección, calibración y ajuste de los dispositivos de protección teniendo la cualidad de autorizar la circulación de la corriente normal de los equipos y llegue actuar de manera instantánea o con un tiempo temporizado al momento de que se presente una falla generando un incremento de la magnitud de corriente definido. Para la seguridad de la continuidad del suministro de energía, se requiere que las actuaciones de los dispositivos de protección tengan una correcta selectividad durante la coordinación.

Se requiere del uso de las curvas tiempo – corriente de los diferentes dispositivos de protección que se encuentren en el sistema para el proceso de la coordinación de los mismos. Durante este proceso se debe examinar los tiempos entre las curvas y los dispositivos de protección, teniendo una operación secuencia durante evento de falla.

Los tiempos de coordinación de los dispositivos de protección, se determinan por los siguientes parámetros:

- El valor máximo de la corriente de cortocircuito en la zona protegida.
- Sensibilidad del dispositivo de protección debido a los valores de las corrientes de falla.
- Margen de tiempo entre el dispositivo de protección detector y el tiempo correspondiente de actuación del interruptor.

En la Figura 4.4, se muestra la metodología propuesta para la coordinación de protecciones en el caso base de una red eléctrica industrial.

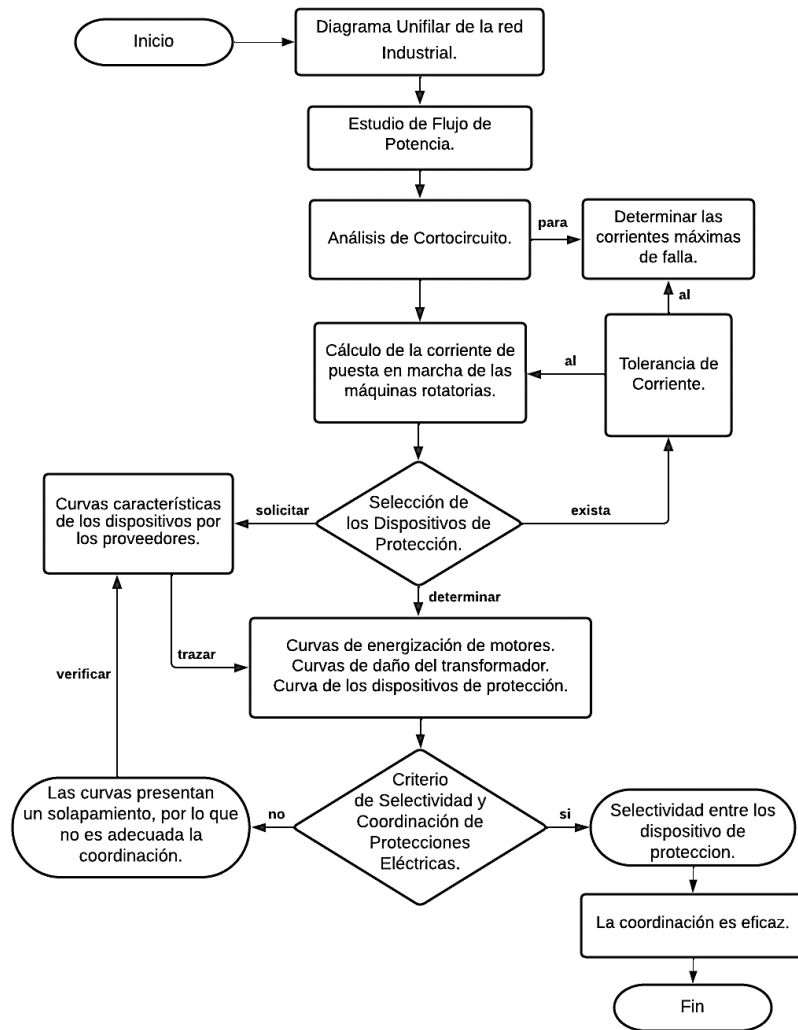


Figura 4.4. Metodología propuesta para la Coordinación de Protecciones eléctricas.

4.7. Softwares utilizados para el desarrollo

Durante la realización del proyecto de Investigación, se emplearon los siguientes softwares:

- ETAP: Se lo requirió durante el proceso de diseño y simulación del caso base de una red eléctrica industrial, donde se realizará el proceso de coordinación de protecciones.
- Microsoft Word: Se lo empleo durante la escritura del proyecto de investigación.
- Microsoft Excel: Se lo utilizo durante la tabulación de los parámetros eléctricos empleados en el caso base y para escenarios de respuestas obtenidas durante la simulación.

4.8. Normativa utilizada para la coordinación

Según la norma [5] se debe dividir en zonas de protección separada alrededor de cada elemento del sistema como por ejemplo generadores, transformadores, barras, circuitos de cable, y motores. Cualquier falla que ocurra dentro de una zona de protección envía una señal de disparo a los interruptores automáticos que sirven a esa zona para aislar a los equipos de la falla.

El relé de sobrecorriente de tiempo se selecciona para brindar una característica de disparo de retardo de tiempo deseado frente a la corriente aplicada, mientras que los relés de sobrecorriente instantáneos se seleccionan para proporcionar un disparo de alta velocidad.

Para el relé de sobrecorriente de tiempo existen dos ajustes: el toque actual de captación y el dial de tiempo. La corriente de captación está determinada por unos varios rangos de corriente. El dial de tiempo es el ajuste que determina la posición inicial del contacto móvil cuando la corriente de la bobina es inferior a la configuración del TAP. Su ajuste controla el tiempo necesario para que el relé cierre su contacto.

Los relés de sobrecorriente instantáneos están diseñados para operar sin ningún retardo de tiempo intencional. Los tiempos de operación típicos están en el rango de 0.5 ciclos a 2 ciclos.

5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Se presentará una descripción de los resultados que se han llegado alcanzar por medio de la realización del proyecto de investigación. En la sección 5.1 se presenta los flujos de potencia del sistema, donde se analiza la cargabilidad de los elementos establecidos en el diseño del caso base de una industria. En la sección 5.2 se verifica la evolución del análisis de cortocircuito aplicado a todo el sistema con el propósito de determinar las corrientes máximas de cortocircuito. En la sección 5.3 se realiza la recolección de los dispositivos de protección caracterizando sus parámetros técnicos y estableciendo sus puntos de colocación. En la sección 5.4 se determina la coordinación entre los elementos de protección que se requieran para el sistema eléctrico. Por último, se presenta una tabla de resultados alcanzados que se visualizaran en la sección 5.5.

5.1. Flujos de potencia

En base a los datos establecidos durante el diseño del caso base de una red industrial, se realiza el estudio de flujo de potencia en condiciones de los cuatro escenarios de operación. La finalidad de realizar esta simulación del flujo de potencia del sistema es determinar los voltajes, potencia y cargabilidad de cada uno de los elementos que integran la red eléctrica. Estos resultados obtenidos se presentarán en el Anexo D: Resultados del análisis de flujo de potencia.

A continuación, en la Figura 5.1 se establece un gráfico comparativo entre los flujos de potencia en los cuatro escenarios de estudio.

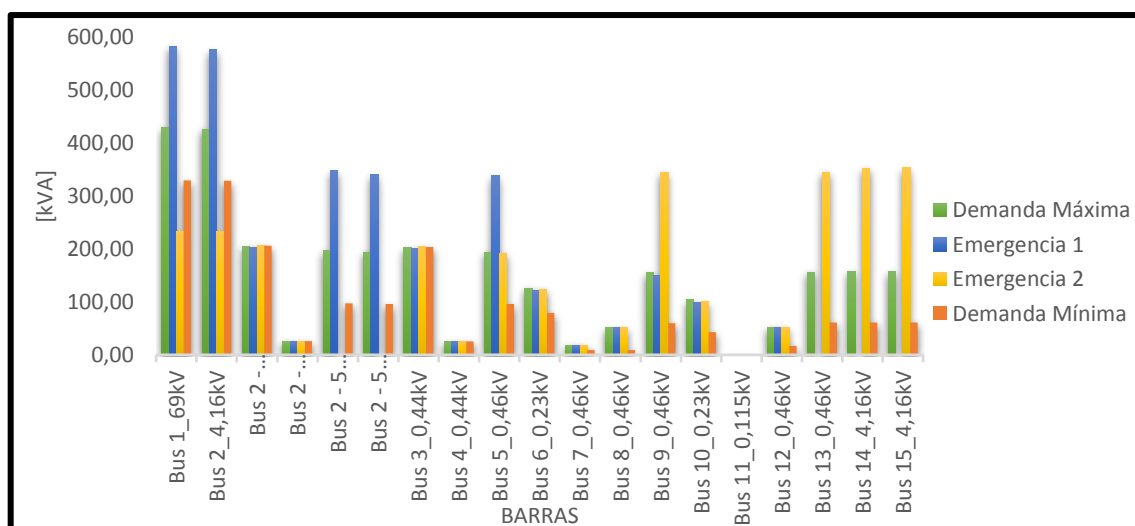


Figura 5.1. Flujos de potencia de los cuatro escenarios de operación del caso base de una red industrial.

De igual forma en la Figura 5.2, se tendrá la corriente que fluye en sistema para los cuatro escenarios de estudio.

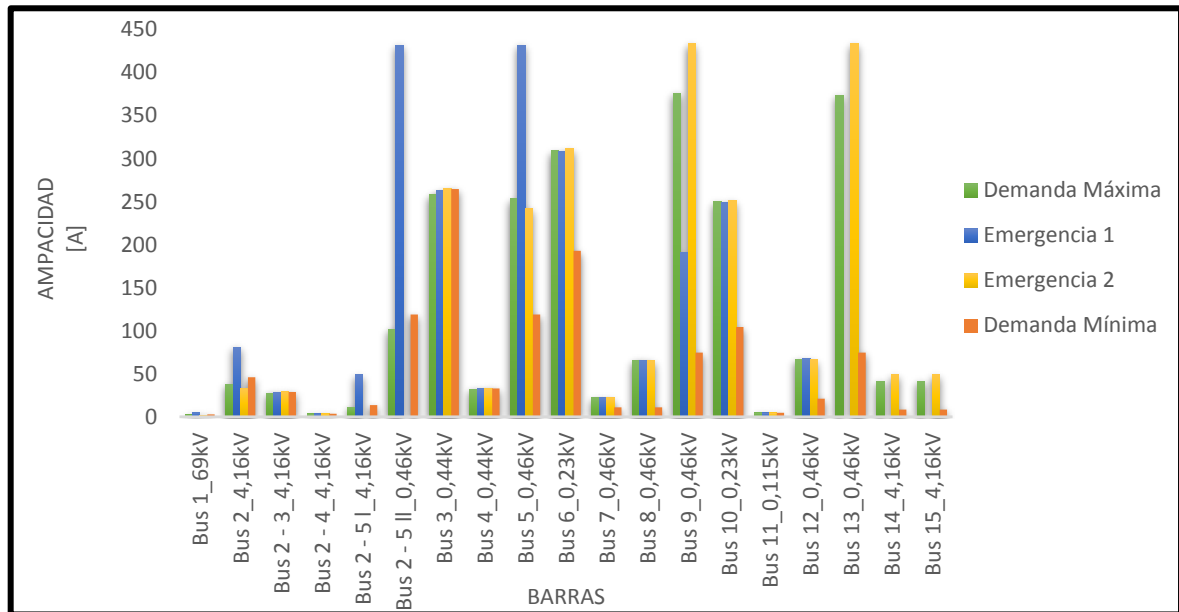


Figura 5.2. Corrientes de los cuatro escenarios de operación del caso base de una red industrial.

Con los datos técnicos establecidos en el diseño y la simulación, se determina que la cargabilidad de todos los elementos del sistema no se encuentren sobrecargados y operen dentro de sus límites admisibles, de igual forma las barras no tengan un incremento o disminución dentro de sus límites de voltaje permitidos.

Por último, con los parámetros establecidos para la simulación del caso base de una red industrial, en el software se obtiene los resultados calculados por el método Newton – Raphson, comprobando que se cumpla la cargabilidad de todos los elementos que componen la red se encuentren dentro de sus límites operativos admisibles que se establecen dentro de la Regulación No. ARCERNNR - 002/20.

5.1.1. Cargabilidad del sistema eléctrico industrial

El análisis de flujo de potencia nos permite determinar la cargabilidad de todos los elementos eléctricos que componen el sistema eléctrico industrial, estos valores se los detallan en tablas dinámicas, de igual forma se presentara la alerta a la que está sujeta cada elemento, que puede establecerse como; crítica, marginal y normal.

En la Figura 5.3 se presenta un análisis gráfico de los resultados obtenidos del comportamiento de la cargabilidad de los transformadores del caso base de una red industrial durante la simulación en el Software ETAP, como vemos se estable una comparación dentro de

la operación del escenario de demanda máxima, emergencia 1, emergencia 2 y demanda mínima.

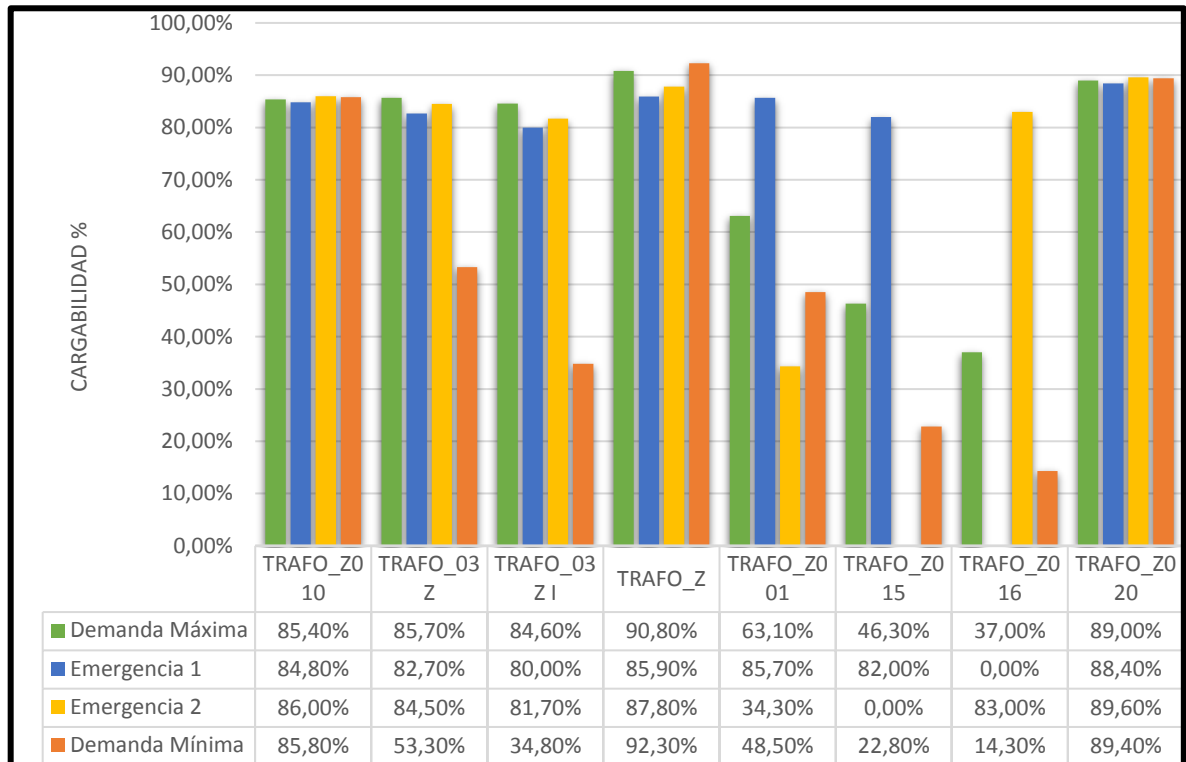


Figura 5.3. Representación Gráfica de la Cargabilidad en los Transformadores de la Industria.

En la Tabla D.2, se establece los diferentes resultados de los transformadores durante el análisis de flujo de potencia.

Los TRAFO_Z015 y TRAFO_Z016 son los encargados de alimentar las cargas de toda la industria por lo que, si en algún instante se desea sacar fuera de servicio uno de estos dos transformadores, el otro operara con una cargabilidad más grande para abastecer la carga demanda por la industria, con esto se establece que el suministro de energía no se pierda durante estos eventos.

En la Figura 5.4, se presenta un análisis gráfico de los resultados obtenidos del comportamiento de la cargabilidad de los conductores eléctricos que han sido establecidos para la instalación eléctrica industrial. Se determina un gráfico comparativo entre los cuatro escenarios que se analizan en la operación de la industria. Para más detalle de estos parámetros obtenidos de los conductores eléctricos empleados se detalla en el la Tabla D.3 perteneciente al Anexo D: Resultados del análisis de flujo de potencia.

El cable empleado para la llegada de alimentación a las Barras 5 y Barra 9 de tipo CENTELSA C THHN Cu 3/0 AWG 600V 90°C siendo los conductores que más presentaran una elevación en su operación, pero no llegaron a sobrepasar su cargabilidad nominal al momento de que se den los escenarios de Emergencia 1 y Emergencia 2.

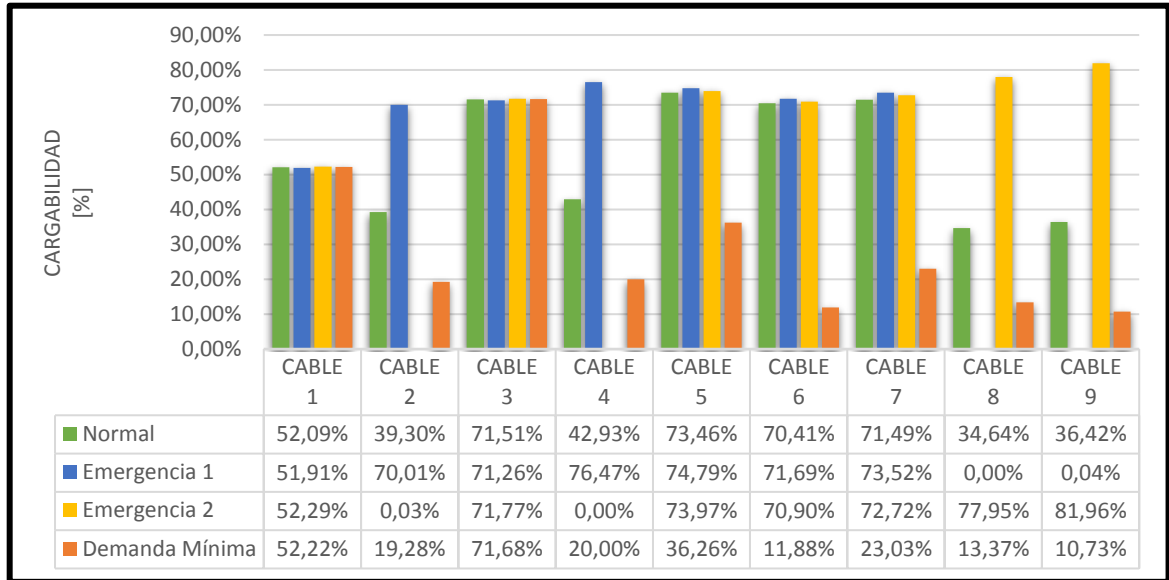


Figura 5.4. Representación Gráfica de la Cargabilidad en los Conductores de la Industria.

5.1.2. Valoración de los niveles de voltaje en las barras del sistema

Identificar el nivel de tensión en las barras del sistema eléctrico industrial es uno de los parámetros más analizados durante el flujo de potencia, se tiene que verificar que se cumplan con los límites de tensión establecidos por la Regulación No. ARCERNR - 002/20, la cual determina los siguientes valores límites:

Tabla 5.1. Límites para el índice del nivel de voltaje [30].

Nivel de Voltaje	Rango Admisible
Alto voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	± 5%
Medio Voltaje	± 6%
Bajo Voltaje	± 8%

De la Tabla 5.1, podemos determinar los niveles que se tomaran en consideración, como es el grupo 1 (entre 40 y 138 kV), medio voltaje (mayor a 0,6 kV y menor igual a 40 kV) y de bajo voltaje (menor a 0,6 kV) para el sistema eléctrico industrial.

En la Figura 5.5, se presenta un análisis gráfico de los resultados obtenidos del comportamiento del límite de tensión en cada una de las barras que se contemplan dentro del

diseño del caso base de una red eléctrica industrial. Se contempla la comparación de los cuatro escenarios con el fin de evidenciar si estaremos dentro de los límites permitidos de tensión que se establece en la Norma de Regulación No. ARCERNNR - 002/20.

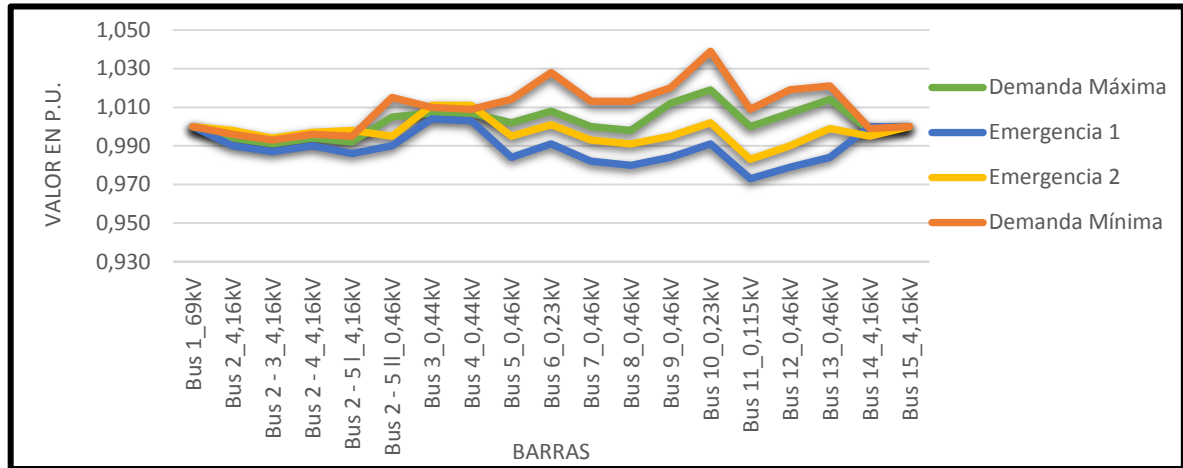


Figura 5.5. Niveles de Tensión en las Barras de la Industria.

Los resultados obtenidos en las barras se presentarán en la Tabla D.1. Se ha tomado en consideración como barra Slack, el Bus 1 y Bus 15, dado que se encuentran conectadas a la red externa de energía para la alimentación de la industria.

5.2. Análisis de cortocircuito

En base a los datos establecidos durante el diseño del caso base de una red industrial, una vez que ya se ha establecido el análisis de flujo de potencia, se procede a realizar el análisis de cortocircuito del sistema. Para este análisis se emplea la Norma ANSI/IEEE C37.010 la cual se la puede establecer como alternativa de cálculo en el software ETAP. Estos resultados obtenidos se presentarán en el Anexo E: Resultados del análisis de cortocircuito.

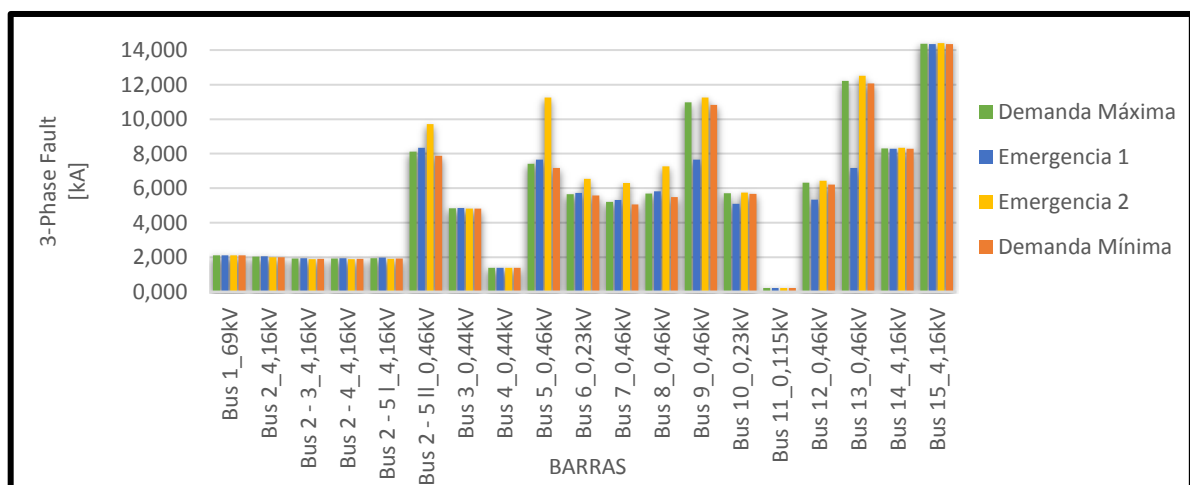


Figura 5.6. Corrientes de Cortocircuito Trifásica simétricas en las Barras de la Industria.

De la Figura 5.6, se determina una gráfica comparativa de las magnitudes de corriente de cortocircuito trifásica alcanzada en las barras por cada uno de los escenarios analizados para nuestro caso base de la red industrial. Como se evidencia el valor más elevado de corriente en [kA] se presenta entre los escenarios de emergencia 1 y emergencia 2, con esto se puede llegar a deducir que se requerirá de estos valores para proceder a la determinación de los equipos de protección que se implementaran en la simulación del sistema eléctrico.

A continuación, en la Figura 5.7, se presenta un gráfico comparativo entre las magnitudes de corriente de cortocircuito monofásica a tierra correspondientes a cada uno de los escenarios.

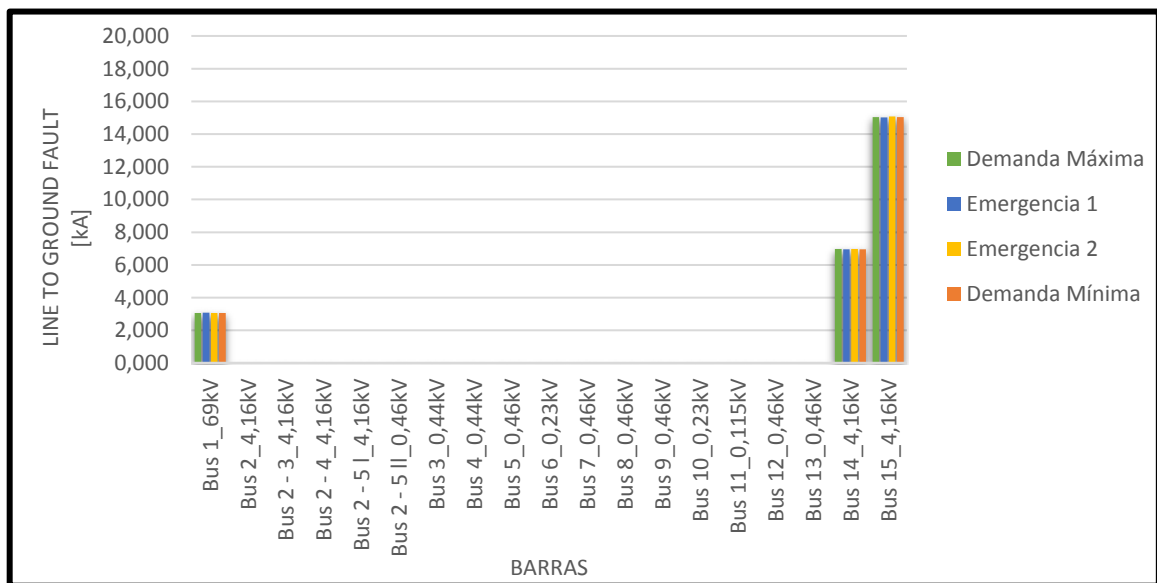


Figura 5.7. Corrientes de Cortocircuito Monofásica a tierra en las Barras de la Industria.

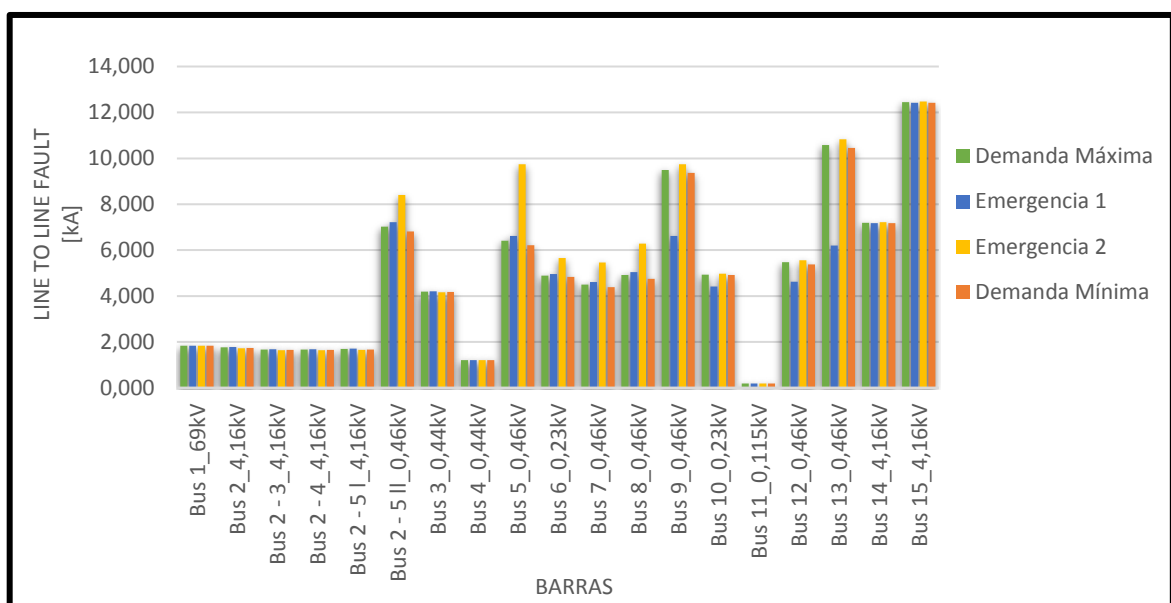


Figura 5.8. Corrientes de Cortocircuito Bifásica línea a línea en las Barras de la Industria.

La grafica comparativa de la Figura 5.8, permite visualizar el comportamiento de las magnitudes de corriente de cortocircuito bifásica línea a línea que alcanza en cada una de las barras y en cada uno de los escenarios analizados para nuestro caso base de la red industrial.

Finalmente se determina la gráfica comparativa para las magnitudes de corriente de cortocircuito bifásica línea – línea a tierra en cada uno de los escenarios de estudio, esto de evidencia en la Figura 5.9.

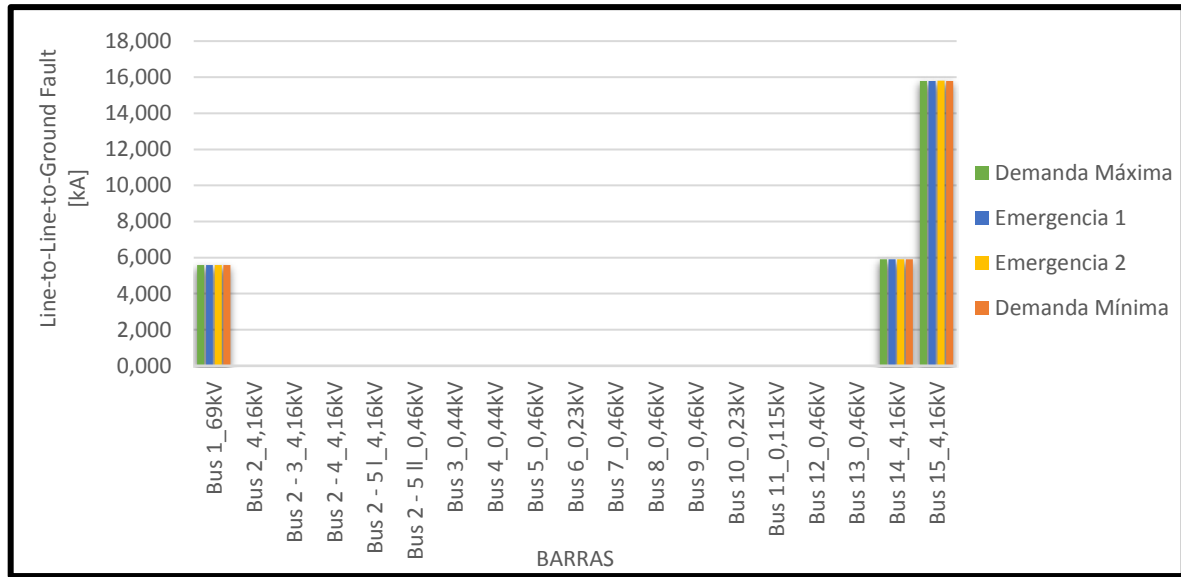


Figura 5.9. Corrientes de Cortocircuito Bifásica línea-línea a tierra en las Barras de la Industria.

Como resumen y resultados del análisis de cortocircuito y flujo de potencia, se detalla la siguiente Tabla 5.2:

Tabla 5.2. Análisis de corriente nominal y corriente de cortocircuito.

Barra	Corrientes Nominales Máximas	Corrientes de Falla Máximas
	[A]	[kA]
Bus 1_69 kV	4,9	5,595
Bus 2_4,16 kV	80,8	2,061
Bus 2 - 3_4,16 kV	28,8	1,952
Bus 2 - 4_4,16 kV	3,6	1,952
Bus 2 - 5 I_4,16 kV	49,0	1,981
Bus 2 - 5 II_0,46 kV	432,1	9,715
Bus 3_0,44 kV	265,1	4,855
Bus 4_0,44 kV	33,1	1,398
Bus 5_0,46 kV	432,1	11,257
Bus 6_0,23 kV	313,9	6,541

Barra	Corrientes Nominales Máximas	Corrientes de Falla Máximas
	[A]	[kA]
Bus 7_0,46 kV	22,4	6,312
Bus 8_0,46 kV	65,6	7,262
Bus 9_0,46 kV	433,6	11,257
Bus 10_0,23 kV	255,6	5,743
Bus 11_0,115 kV	4,5	0,217
Bus 12_0,46 kV	67,3	6,426
Bus 13_0,46 kV	433,6	12,515
Bus 14_4,16 kV	49,2	8,338
Bus 15_4,16 kV	49,2	15,807

5.3. Selección de los dispositivos de protección

5.3.1. Protección para Motores

Durante la selección de los equipos de protección que se ubicaran para cada uno de los Motores establecidos en el caso base Industrial, se considera los siguientes parámetros establecidos por el Artículo 430 Motores, circuitos de motores y controladores establecidos por la NEC [31].

Parámetros establecidos:

- 430.32 Motores de Servicio Continuo

De más de 746 watts (1 hp). Todos los motores de servicio continuo de más de 746 watts (1 hp nominal) tienen que ser protegidos frente a sobrecargas por el siguiente medio:

1) Dispositivo separado de protección contra sobrecarga. Un dispositivo separado de protección contra sobrecarga que sea delicado a la corriente del motor. Se debe optar por un elemento que dispare o tiene que poseer un valor nominal no mayor al siguiente porcentaje del valor nominal de corriente de plena carga, de las características de placa del motor [31].

Motores con un factor de servicio marcado de 1,15 o más	125 por ciento
Motores con un aumento de temperatura marcado de 40 °C o menos	125 por ciento
Todos los demás motores	115 por ciento

Los motores de velocidades múltiples deberán tener en cuenta por separado la conexión de los devanados. Si un dispositivo separado de protección contra sobrecarga de un motor está vinculado tal que no fluya la corriente indicada en los datos de placa de característica del motor,

como por ejemplo el arranque en estrella – delta, se deberá tener en claro el porcentaje de la corriente que se aplicara a la selección o ajuste del dispositivo contra sobrecarga, o la tabla de selección proporcionada por la distribuidora [31].

- 240-6. Capacidades estandarizadas de fusibles e interruptores automáticos

Fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo. Los valores de corriente estandarizados para los fusibles e interruptores automáticos de circuito de tiempo inverso, son; 15, 16, 20, 25, 30, 32, 35, 40, 45, 50, 60, 63, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 1000, 1200, 1600, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000 y 6000 amperes. Los valores en amperes normalizados adicionales para fusibles deben ser de 1, 3, 6, 10 y 601. Se permitirá el uso de fusibles e interruptores automáticos de tiempo inverso con valores en amperes no estandarizados.

Tabla 5.3. Valor nominal máximo o ajuste para el dispositivo de protección contra cortocircuito y falla a tierra del circuito derivado del motor [31].

Por ciento de la corriente eléctrica a plena carga				
Tipo de motor	Fusible sin retardo de tiempo	Fusible de dos elementos (con retardo de tiempo)	Interruptor automático de disparo de instantáneo	Interruptor automático de tiempo inverso
Motores monofásicos	300	175	800	250
Motores polifásicos de c.a. distintos a los de rotor devanado	300	175	800	250
De jaula de ardilla: diferentes de los diseños B energéticamente eficientes.	300	15	800	250
De diseño B energéticamente eficientes	300	175	1100	250
Sincrónicos	300	175	800	250
Con rotor devanado	150	150	800	250
De corriente continua (tensión eléctrica constante)	150	150	250	150

En relación a los parámetros establecidos, se determina los datos requeridos para determinar los equipos de protección de Motores, esto se evidencia en la Tabla 5.4, de igual forma se detalla el equipo que se empleara en la simulación para la protección.

Tabla 5.4. Dispositivo de Protección para los Motores del Caso Base Industrial.

Nombre	Equipo de Protección MCCB		Corriente de Sobrecarga [A]	Corriente de Cortocircuito [A]	Clasificación de interrupción		Número de Polos
	Marca	Modelo			[VCA]	[kA]	
Motor 1	Schneider Electric	NSX100 - F Mic. 6.2 E/M (NSX)	12	175	480	25	3
Motor 2	Schneider Electric	NSX100 - F Mic. 6.2 E/M (NSX)	12	175	480	25	3
Motor 3	Schneider Electric	NSX100 - F Mic. 6.2 A/E (NSX)	25	300	480	25	3
Motor 4	Schneider Electric	NSX100 - F Mic. 6.2 A/E (NSX)	36	500	480	25	3
Motor 5	Schneider Electric	NSX100 - F Mic. 6.2 E/M (NSX)	12	175	480	25	3
Motor 6	Schneider Electric	NSX100 - F Mic. 6.2 A/E (NSX)	25	300	480	25	3
Motor 7	Schneider Electric	NSX100 - F Mic. 6.2 A/E (NSX)	50	500	480	25	3

5.3.2. Dispositivos de protección del cable conectado a las barras MCC.

Tabla 5.5. Dispositivo de Protección para los cables conectados a la barra MCC.

Nombre	Equipo de Protección MCCB		Corriente de Sobrecarga [A]	Corriente de Cortocircuito [A]	Clasificación de interrupción		Número de Polos
	Marca	Modelo			[VC A]	[kA]	
CB_11	Schneider Electric	NSX100 - F Mic. 6.2 A/E (NSX)	25	300	480	25	3
CB_12	Schneider Electric	NSX100 - F Mic. 6.2 A/E (NSX)	80	800	480	25	3
CB_17	Schneider Electric	NSX100 - F Mic. 6.2 A/E (NSX)	80	1000	480	25	3

5.3.3. Relé de Protección

Durante el análisis de la selección de los dispositivos de protección, se ha determinado emplear el Relé de ABB REF-630 (Figura 5.10), siendo este un IED completo de administración de alimentadora para protección, control, medición y supervisión de subestaciones de distribución de empresas de servicio público e industriales [32].



Figura 5.10. Relé ABB REF-630 [32].

El IED ofrece protección selectiva de cortocircuito y sobrecorriente incluyendo protección de sobrecorriente trifásica no direccional con 4 etapas independientes y protección de sobrecorriente trifásica direccional con 3 etapas independientes. Adicionalmente, el IED incluye detección de pico de corriente trifásica para bloqueo de etapas seleccionadas de protección de sobrecorriente o incremento temporal de valores de ajuste [32]. Se encontrará la ficha técnica del relé de protección en el Anexo F: Procedimiento y resultados de la coordinación de protecciones al igual que sus parámetros de ajuste y calibración.

5.3.3.1. Tipo de curva a utilizar para la calibración de la protección 51

Existen varias curvas de diferentes características de tiempo inverso por las que se clasifican según la norma ANSI/IEEE:

- Moderadamente inversa
- Inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa

Para la calibración de la protección 51 se utilizó el tipo de curva “Moderadamente inversa” debido a que los otros tipos de curvas se utilizan en los sistemas de potencia las cuales son la curva Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa.

Para el cálculo de los tiempos se utiliza la ecuación (3.2 con los datos de la Tabla 3.14, para todos los elementos que empleen esta función de protección para el caso base.

5.3.4. Selección de los Transformadores de Corriente “TC”

Para determinar los valores relacionados a los TC’s y a la especificación del burden de los mismo, se ha tomado en consideración una serie de pasos, esto se puede evidenciar en la Tabla F.9 y la Tabla F.10 perteneciente al Anexo F: Procedimiento y resultados de la coordinación de protecciones, de esta manera llegamos a establecer los parámetros que se requieren para el ingreso del TC. En la siguiente Tabla 5.6 se detalla los valores establecidos para los TC’s de Fase y Tierra.

Tabla 5.6. Ajustes de los TC’s de fase y tierra utilizados en el caso base de la red Industrial.

Nombre	Tipo	Relación de transformación	Clase		Entrada al Relé
		CTR	Designación	Burden	
TC_F1	FASE	50/5	B-1	0,1715	1
TC_F2	FASE	100/5	B-1	0,1715	2
TC_T1	TIERRA	50/5	B-1	0,1715	2
TC_F3	FASE	50/5	B-1	0,1715	3
TC_F4	FASE	400/5	B-1	0,1715	4
TC_T2	TIERRA	50/5	B-1	0,1715	4
TC_C1	FASE	300/5	B-1	0,1715	5
TC_F5	FASE	100/5	B-1	0,1715	6
TC_F6	FASE	600/5	B-1	0,1715	7
TC_T3	TIERRA	50/5	B-1	0,1715	7
TC_F7	FASE	50/5	B-1	0,1715	8
TC_F8	FASE	50/5	B-1	0,1715	9
TC_T4	TIERRA	50/5	B-1	0,1715	9
TC_C2	FASE	50/5	B-1	0,1715	10
TC_F9	FASE	200/5	B-1	0,1715	11
TC_F10	FASE	400/5	B-1	0,1715	12
TC_T5	TIERRA	50/5	B-1	0,1715	12
TC_C3	FASE	200/5	B-1	0,1715	13
TC_C4	FASE	200/5	B-1	0,1715	14
TC_F11	FASE	200/5	B-1	0,1715	15
TC_F12	FASE	400/5	B-1	0,1715	16
TC_T6	TIERRA	50/5	B-1	0,1715	16
TC_C5	FASE	100/5	B-1	0,1715	17
TC_C6	FASE	200/5	B-1	0,1715	18
TC_F13	FASE	50/5	B-1	0,1715	19
TC_F14	FASE	50/5	B-1	0,1715	20

Nombre	Tipo	Relación de transformación	Clase		Entrada al Relé
			CTR	Designación	
TC_T7	TIERRA	50/5	B-1	0,1715	20
TC_C7	FASE	50/5	B-1	0,1715	21
TC_F15	FASE	800/5	B-1	0,1715	22
TC_F16	FASE	100/5	B-1	0,1715	23
TC_T8	TIERRA	50/5	B-1	0,1715	23
TC_F19	FASE	100/5	B-1	0,1715	26
TC_F23	FASE	50/5	B-1	0,1715	30
TC_F25	FASE	100/5	B-1	0,1715	32

5.4. Coordinación de protecciones

5.4.1. Protección de motores

Para esto se deberá tener en cuenta los criterios de selección para los dispositivos de protección para motores establecidos en el Artículo 430 de la NEC.

Se debe establecer el análisis del arranque de motores, el cual nos proporcionará una curva de tiempo – corriente durante el arranque de la máquina, de esta manera se tendrá el nivel de corriente máxima que requiere el motor para arrancar y en la cual el dispositivo de protección no deberá actuar.

5.4.1.1. Calibración de dispositivos de protección de motores

5.4.1.1.1. MCCB Schneider Electric

Para la coordinación entre elementos de protección se utilizó los dispositivos Micrilogic 6,2 A/E - E/M (NSX), la cual posee una curva de control electrónico como se puede observar en la Figura 5.11.

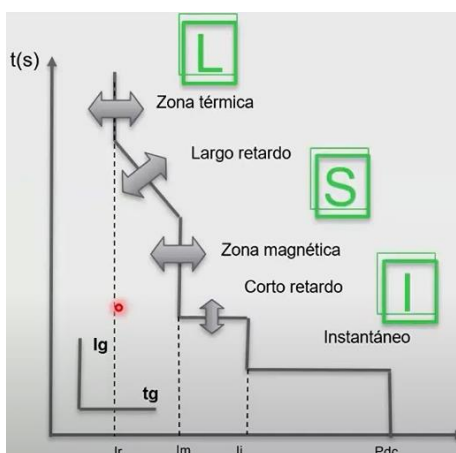


Figura 5.11. Curva tiempo-corriente de la unidad de control electrónica [33].

Donde:

- **I_r** = Intensidad de regulación del umbral de respuesta de tiempo inverso: sobrecarga.
- **t_r** = Elección de curvas de disparo más o menos rápidas para la protección de sobrecargas.
- **I_{sd}** = Intensidad de regulación del umbral de respuesta a tiempo constante: cortocircuito.
- **t_{sd}** = Temporización (retardo) de la respuesta a tiempo constante, cortocircuito.
- **I_i** = Umbral de instantáneo a partir del cual se hace anula el t_{sd} (temporización de retardo).
- **L** = Long time pick up (Arranque de tiempo largo) y Long time delay (Retraso de tiempo largo). Esta encargada de establecer el arranque de protección y le corresponde a la protección contra corrientes de sobrecarga.
- **S** = Shor time pick up (Arranque de tiempo corto) y Short time delay (Retraso de tiempo corto). Son ajustes que pretenden desconectar fallas de cortocircuito con un tiempo de espera, también genera una correcta coordinación entre elementos aguas abajo como aguas arriba y con tiempos mínimos entre curvas y permite disminuir los efectos de las fallas con arco.
- **I** = Instantaneous pick up (Instantáneo). Permite desconectar fallas de cortocircuito de manera instantánea.
- **G** = Graund fault pickup (Arranque de falla a tierra) y Graund fault delay (Retraso de falla a tierra). Libera fallas de cortocircuito a tierra [33].

5.4.1.2. Procedimiento para la protección de motores

Para detallar el procedimiento de selección de la protección de los motores, se analiza el motor trifásico número 7, a una tensión de 460 V y una potencia de 30 kW que a su vez cuenta con un dispositivo de protección CB_M7, se requerirá tomar en cuenta el estudio de flujo de carga y cortocircuito (Figura 5.12).

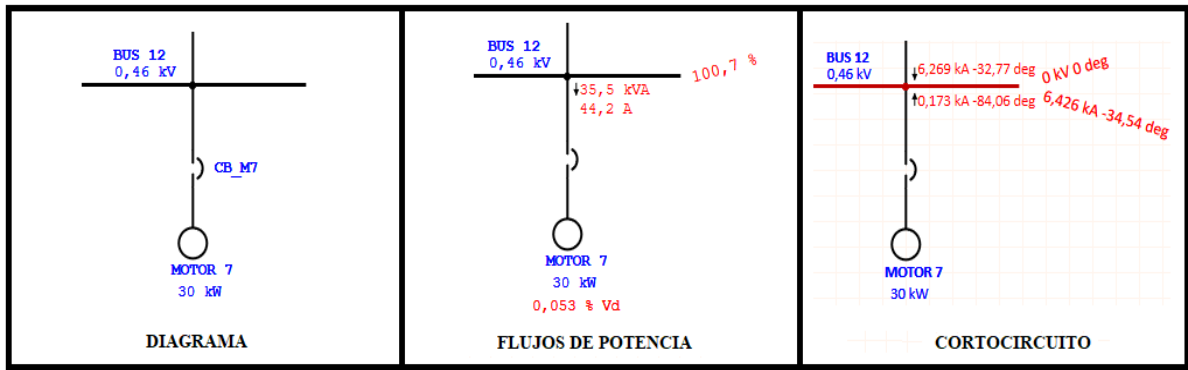


Figura 5.12. Análisis de flujos de potencia y cortocircuito en el Motor 7.

Determinar la magnitud de Corriente durante el arranque del Motor 7.

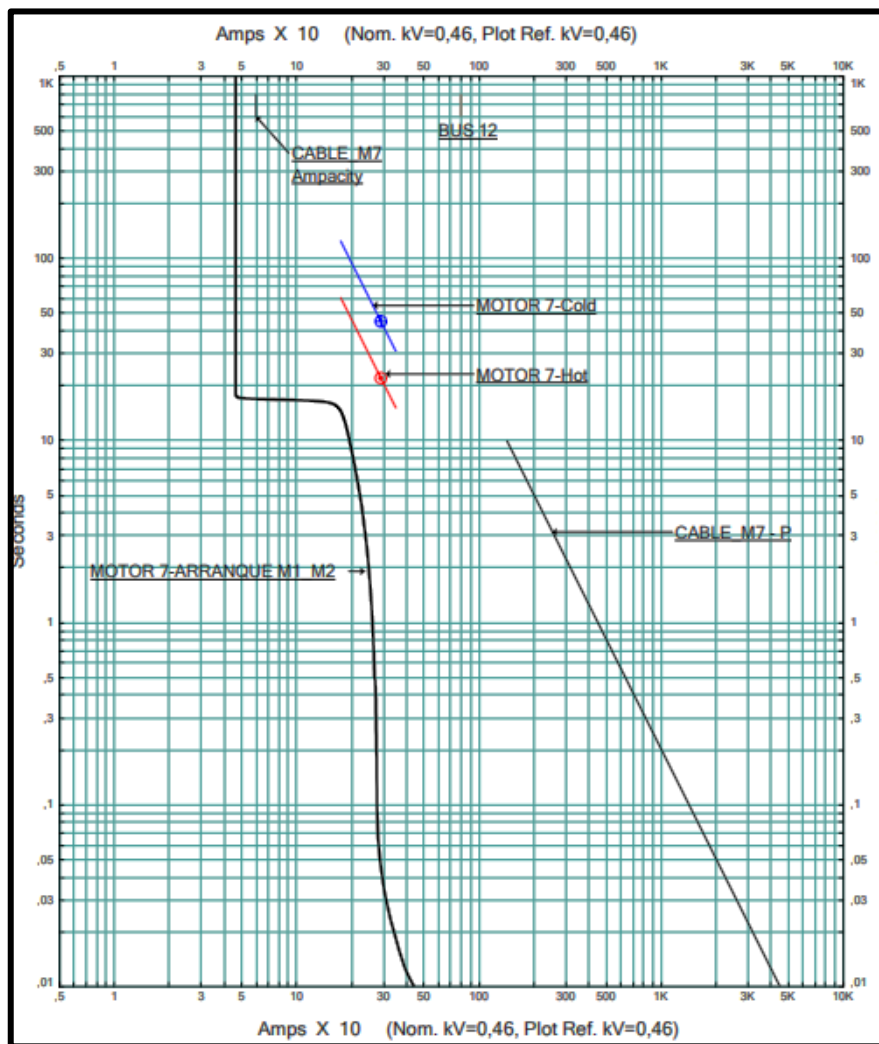


Figura 5.13. Curva de arranque del Motor 7.

Con esto se establece las curvas de daño del motor, los niveles térmicos del conductor al igual que su nivel de operación máximo de corriente, de esta manera estableceremos que el

dispositivo actué después de la curva de arranque del motor y antes de las curvas de daño del motor y el cable.

Tabla 5.7. Corriente nominal, máxima de arranque y cortocircuito del Motor 7.

Máquina	Corriente nominal de operación	Corriente Máxima de Arranque	Corriente Máxima de Cortocircuito
Motor 7	[A]	[A]	[kA]
	46	281,4	6,426

Para establecer la Protección contra Sobrecarga, se establece un factor de sobrecarga multiplicado por la corriente nominal del motor. La norma NEC establece un factor de 125% la corriente nominal para nuestro motor empleado con las especificaciones dadas en el Anexo B: Topología del caso base de una red eléctrica industrial, el software ETAP establece un valor de 115% ya que es el valor que establece la NEC para todos los motores.

$$I_r = 1,15 * 46$$

$$I_r = 52,9 A$$

La protección contra Cortocircuito o Instantánea, establece un factor de 250% de la corriente de arranque para interruptores automáticos de tiempo inverso. El software ETAP establece un ajuste del 200% de la corriente de arranque.

$$I_r = 2 * 281,4$$

$$I_r = 562,8 A$$

La corriente de cortocircuito permite establecer la capacidad de interrupción que deberá tener el dispositivo de protección.

$$I_{CC_DISP} > I_{CC_BARRA}$$

$$I_{CC_DISP} > 6,426 \text{ kA}$$

Se selecciona el dispositivo a emplear y se realiza la calibración con los parámetros obtenidos:

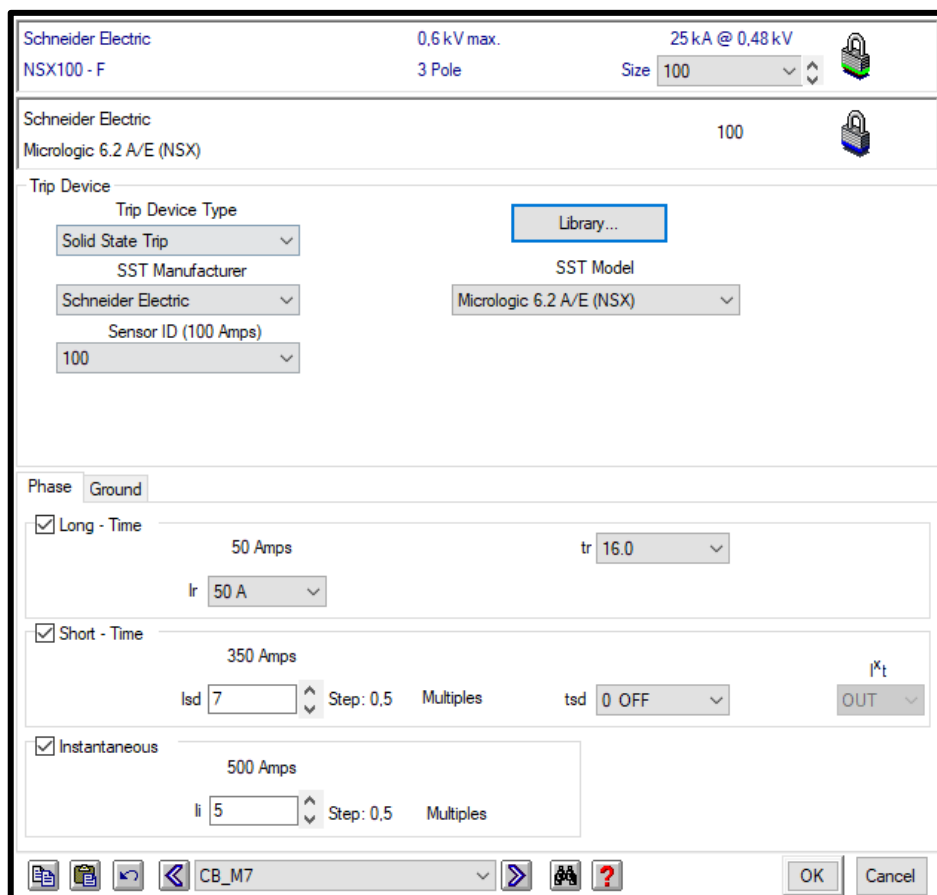


Figura 5.14. Ajuste del MCCB de Schneider Electric NSX100-F para protección del Motor 7.

A continuación, se establecerá la calibración del Relé REF 630 de ABB para la función 51/50.

5.4.2. Calibración del relé REF 630 de ABB

5.4.2.1. Función 51

- Tipo de Curva

La curva seleccionada durante el estudio, comprende a la ANSI/IEEE MODERADAMENTE INVERSA. Para establecer las constantes de la ecuación, de la revisa por configuración del propio Relé REF 630, los cuales se detalla en la siguiente Tabla 5.8.

Una vez establecido los valores de la ecuación, se evidencia que los valores presentados en la Tabla 3.14 por parte de la Norma IEEE son idénticos a los valores establecidos en la configuración del Relé REF 630. La forma de obtención de dichos valores, se detallará en el Anexo F: Procedimiento y resultados de la coordinación de protecciones

Tabla 5.8. Curva ANSI/IEEE MODERADAMENTE INVERSA

Ecuación	α	β	L
$t = k \left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha - 1} + L \right)$	0.02	0.0515	0.114

- DIAL

Se establece con un ajuste del tiempo de disparo del Relé, que se implementará en la curva característica de la Función 51. Los parámetros de detallan en la siguiente Tabla 5.9.

Tabla 5.9. Calibración del DIAL

Tipo de Curva	DIAL		
	Máx.	Mín.	Pasos
ANSI/IEEE MODERADAMENTE INVERSA	15	0.05	0.05

5.4.2.2. Función 50

Para la función Instantánea el Relé permite ingresar el valor de la corriente desde 30 A hasta un valor de 12000 A cuando empieza operar esta función, los ajuste el Relé lo establece de 0,1 – 40 *CT sec.* en paso de 0,01 para llegar a los niveles de corriente mencionados.

5.4.3. Protección de cargas

Para esto se deberá tener en cuenta los criterios de la normativa IEEE Std. 242 donde se establece los márgenes de Coordinación de Protecciones.

Se debe establecer los puntos de referencia que se requerirán para la gráfica (Curvas Tiempo Corriente “TCC”):

- Curva de Daño Térmica del Cable
- Corriente nominal del Cable
- Corriente a plena carga “FLA”

En la Figura 5.15, se evidencia los puntos de referencia en el software ETAP.

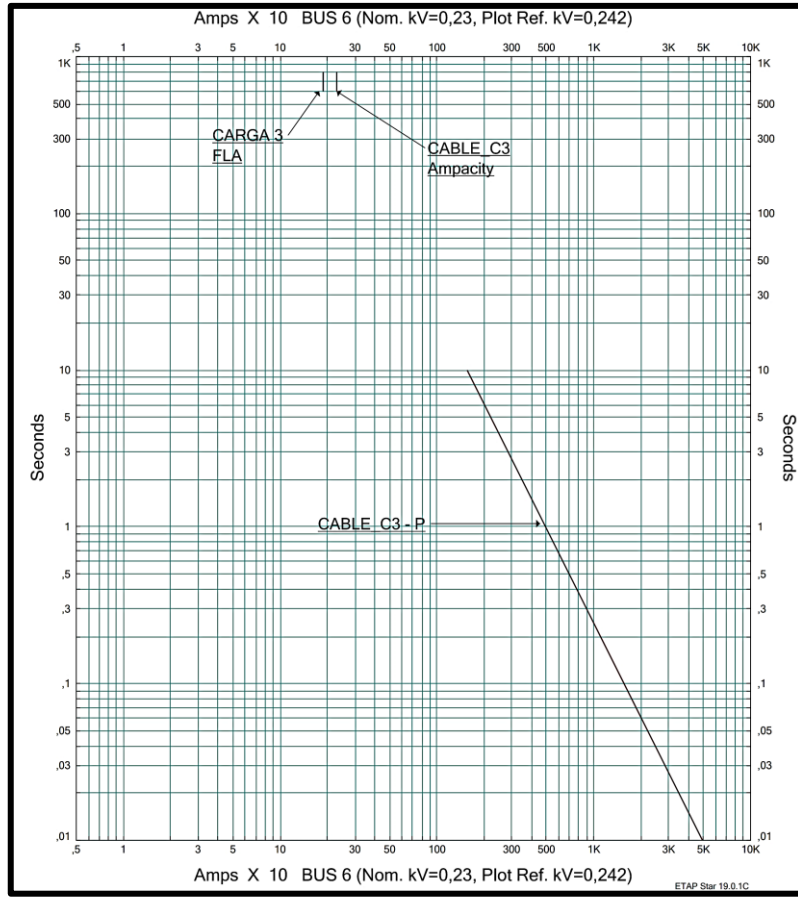


Figura 5.15. Puntos de referencia para la gráfica TCC en la carga.

5.4.3.1. Procedimiento para la protección de las cargas, función 50 y 51

Para detallar el procedimiento de selección de la protección de las cargas, se analiza la Carga 3 de 75 kVA, se requerirá tomar en cuenta el estudio de flujo de carga y cortocircuito (Figura 5.16).

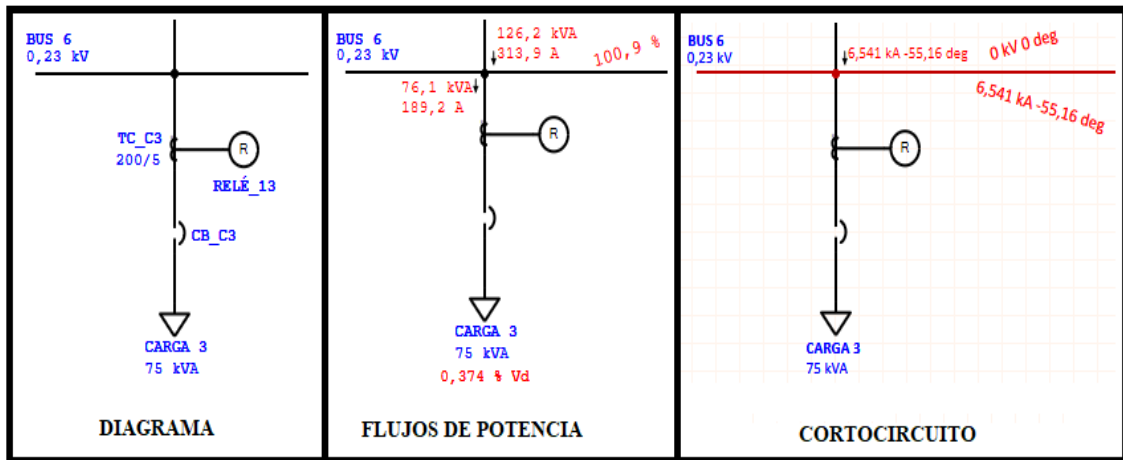


Figura 5.16. Análisis de flujo de potencia y cortocircuito en la carga 3.

5.4.3.1.1. Función 51

Determinación del TAP

$$I_{Pickup} = \frac{1,2 \times I_{nom}}{CTR}$$

$$I_{Pickup} = \frac{1,2 \times 189,2}{200/5}$$

$$I_{Pickup} = 5,676 A_{SEC}$$

$$I_{Pickup} = 227,04 A_{PRIM}$$

Selección del Dial

Se establece el límite inferior o más bajo del Dial respecto a la curva tomada para esta función

5.4.3.1.2. Función 50

Se determina la corriente de arranque para la Función 50

$$I_{Pickup} = \frac{0,5 \times I_{falla}}{CTR}$$

$$I_{Pickup} = \frac{0,5 \times 6541}{200/5}$$

$$I_{Pickup} = 81,76 A_{SEC}$$

$$I_{Pickup} = 3270 A_{PRIM}$$

En la Figura 5.17, se evidencia los parámetros ingresados al Software respecto a los valores calculados.

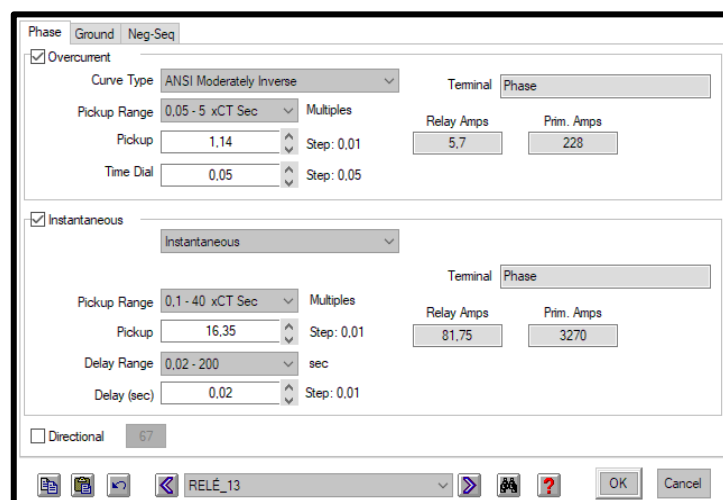


Figura 5.17. Calibración en el software ETAP en la carga 3.

5.4.4. Protección de transformadores

Para esto se deberá tener en cuenta los criterios de la normativa IEEE Std. 242 donde se establece los márgenes de Coordinación de Protecciones.

Se debe establecer los puntos de referencia que se requerirán para la gráfica (Curvas Tiempo Corriente “TCC”):

- Corriente de Energización “Inrush”, (Típicamente 12 x FLA en 0,1s)
- Curvas de Daño
- Corriente a plena carga “FLA”

En la Figura 5.18, se evidencia los puntos de referencia en el software ETAP.

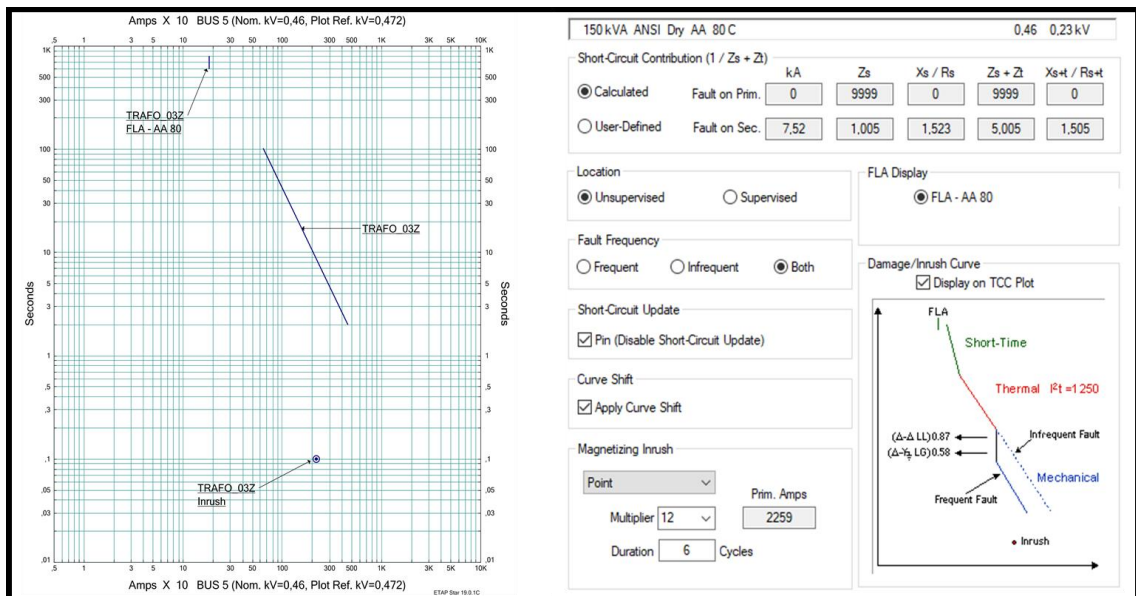


Figura 5.18. Parámetros del en el Transformador_03Z en ETAP.

Con los parámetros anteriores ya establecidos, podemos establecer las diferentes regiones:

- Región de Daño del Transformador
- Región de Operación del Dispositivo de Protección “Relé”
- Región de Operación normal del Transformador

En la Figura 5.19, se detalla dichas regiones.

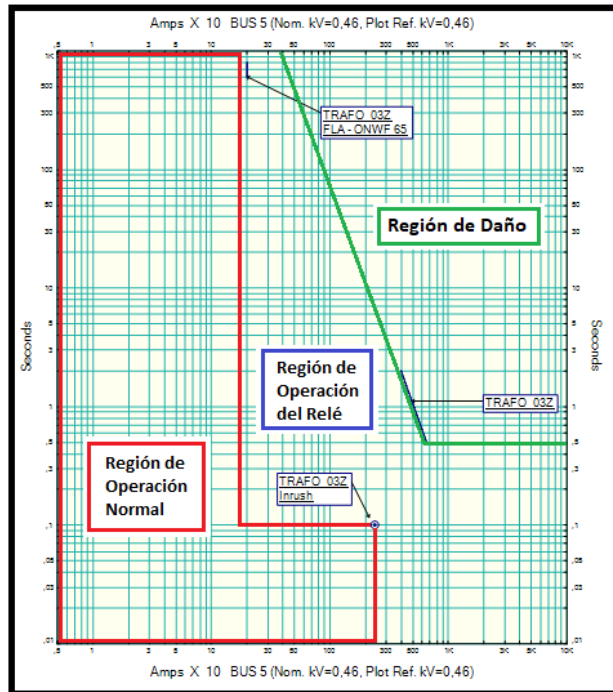


Figura 5.19. Regiones de operación normal, protección y daño del transformador.

5.4.4.1. Procedimiento para la protección de Transformadores, función 50 y 51

Para detallar el procedimiento de selección de la protección de los transformadores, se analiza el transformador trifásico 03Z de configuración Dyn5, de 160 kVA a una tensión de 0,46 kV en el lado primario y de 0,23 kV en el lado secundario y una impedancia de cortocircuito $Z = 4\%$, de tipo Liquid-Fill y de clase ONWF/ONAN con una posición del TAP a $-2,5\%$, como se ve en la Figura 5.20.

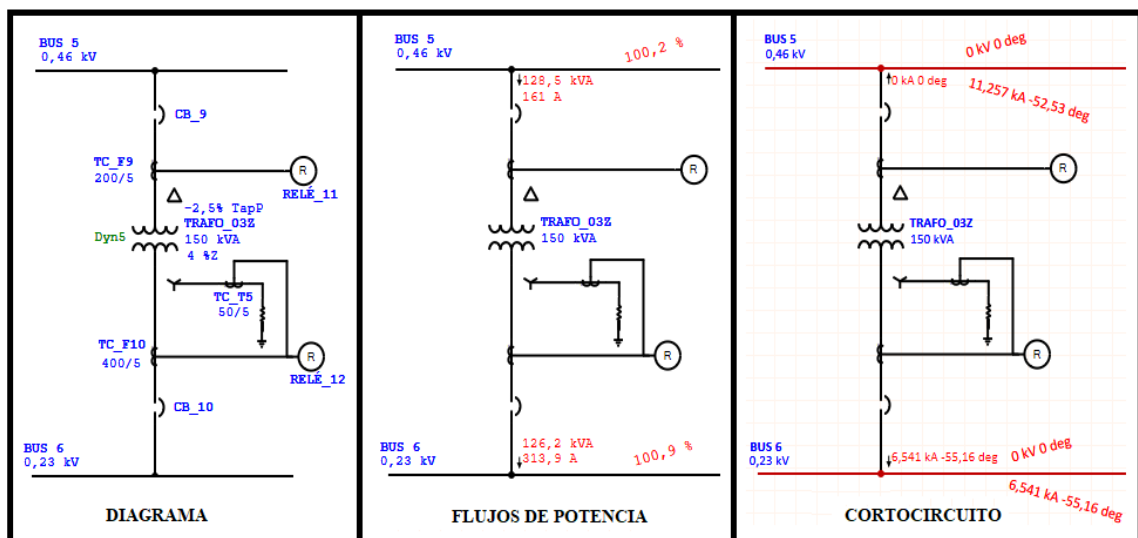


Figura 5.20. Diagrama y análisis de cortocircuito en el Transformador_03Z.

- Corriente nominal

En tensión 0,46 kV:

$$I_{nom} = \frac{150}{\sqrt{3} \times (0,46)}$$

$$I_{nom} = 188,3 \text{ A}$$

En tensión 0,23 kV:

$$I_{nom} = \frac{150}{\sqrt{3} \times (0,23)}$$

$$I_{nom} = 376,5 \text{ A}$$

5.4.4.1.1. Análisis lado de baja de transformador

Función 51

$$I_{pick\ up51} = \frac{1,2 I_{nom}}{CTR}$$

$$I_{pick\ up51\ sec} = \frac{1,2 \times 376,5}{400/5} = 5,64 \text{ A}_{SEC}$$

$$I_{pick\ up51\ prim} = 5,64 \text{ A}_{SEC} * \frac{400 \text{ A}_{PRIM}}{5 \text{ A}_{SEC}} = 451,8 \text{ A}_{prim}$$

Calculo del DIAL:

$$k = \frac{t}{\left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha - 1} + L \right)}$$

$$k = \frac{0,200}{\left(\frac{0,0515}{\left(\frac{83,01 \text{ A}_{SEC}}{5,64 \text{ A}_{SEC}} \right)^{0,02} - 1} + 0,114 \right)}$$

$$k = 0,19$$

$$DIAL = 0,2$$

En la Figura 5.21, se evidencia los parámetros ingresados al Software respecto a los valores calculados.

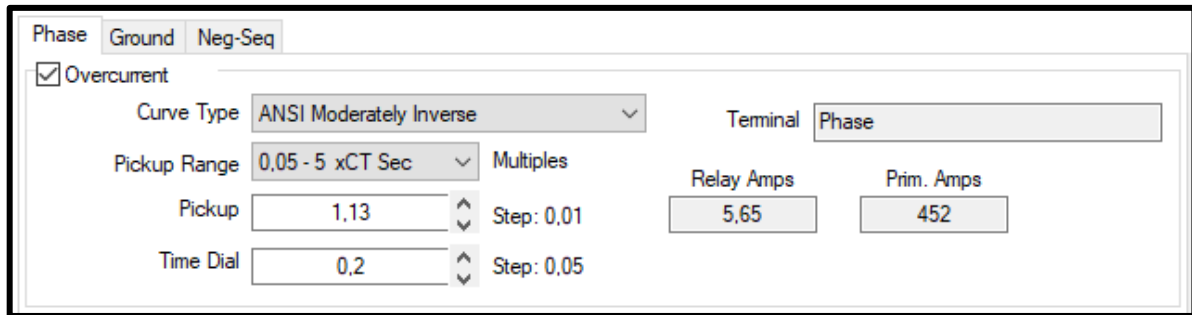


Figura 5.21. Calibración en el software ETAP en el lado de baja del transformador.

5.4.4.1.2. Análisis lado de alta de transformador

- Función 50P

El ajuste sobre transformadores está dado por 125% o 150% de la corriente máxima de cortocircuito en el punto de conexión del relé.

Lado de 0,46 kV

$$I_{pick\ up50} = \frac{1,25 I_{cc\ máx}}{CTR}$$

$$I_{pick\ up50\ sec} = \frac{1,25 * 6541 \left(\frac{0,23\ kV}{0,46\ kV}\right)}{\frac{200}{5}} = 102,20\ A_{SEC}$$

$$I_{pick\ up50\ prim} = 102,20\ A_{SEC} * \frac{200\ A_{PRIM}}{5\ A_{SEC}} = 4088,125\ A_{PRIM}$$

Lado de 0,23 kV

$$I_{pick\ up50\ prim} = 4088,125\ A_{PRIM} * \frac{0,46\ kV}{0,23\ kV}$$

$$I_{pick\ up50\ prim} = 8176,25\ A_{PRIM}$$

- Función 51P

$$I_{pick\ up51} = \frac{1,2 I_{nom}}{CTR}$$

$$I_{pick\ up51\ sec} = \frac{1,2 * 188,3}{\frac{200}{5}} = 5,649\ A_{SEC}$$

$$I_{pick\ up51\ prim} = 5,649\ A_{SEC} * \frac{200\ A_{PRIM}}{5\ A_{SEC}} = 225,96\ A_{PRIM} \quad \text{Lado de 0,46 kV}$$

$$I_{pick\ up51\ prim} = 225,96\ A_{PRIM} * \frac{0,46\ kV}{0,23\ kV}$$

$$I_{pick\ up51\ prim} = 451 A_{PRIM} \text{ Lado de } 0,23\ kV$$

$$t = k \left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^\alpha - 1} + L \right)$$

$$I_{pick\ up51\ sec} = 5,64 A_{SEC}$$

$$DIAL = 0,2$$

$$I = 6541 A_{PRIM} * \frac{\sqrt{3}}{2} = 5664,67 A_{PRIM}$$

$$I = 5664,67 A_{PRIM} * \frac{5 A_{SEC}}{400 A_{PRIM}} = 70,8 A_{SEC}$$

Calcular tiempo t_{1a} :

$$t = k \left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^\alpha - 1} + L \right)$$

$$t_{1a} = 0,2 \left(\frac{0,0515}{\left(\frac{70,8 A_{SEC}}{5,64 A_{SEC}}\right)^{0,02} - 1} + 0,114 \right)$$

$$t_{1a} = 0,221\ seg$$

Establecido el margen de tiempo de $\Delta t = 0,2\ seg$, calculamos t_{2b} :

$$t_{2b} = t_{1a} + \Delta t = 0,221 + 0,2$$

$$t_{2b} = 0,421\ seg$$

- Calculo del DIAL:

Lado de 0,23 kV

$$I_{FALLA} = 6541 A_{PRIM}$$

Lado de 0,46 kV

$$I_{FALLA} = 6541 A_{PRIM} * \left(\frac{0,23\ kV}{0,46\ kV} \right)$$

$$I_{FALLA} = 3270,5 A_{PRIM}$$

$$I_{FALLA} = 3270,5 A_{PRIM} * \frac{5 A_{SEC}}{200 A_{PRIM}} = 81,76 A_{SEC}$$

$$k = \frac{0,421}{\left(\frac{0,0515}{\left(\frac{81,76 A_{SEC}}{5,64 A_{SEC}} \right)^{0,02} - 1} + 0,114 \right)}$$

$$k = \frac{0,525 * \left[\left(\frac{83,01 A_{SEC}}{5,649 A_{SEC}} \right)^1 - 1 \right]}{13,5}$$

$$k = 0,40$$

$$DIAL = 0,4$$

En la Figura 5.22, se evidencia el ingreso de los valores obtenidos de los cálculos, al software ETAP.

The screenshot shows the ETAP software interface for relay calibration. It is divided into two main sections: Overcurrent and Instantaneous.

Overcurrent Section:

- Phase:** Ground, Neg-Seq
- Overcurrent:** Checked
- Curve Type:** ANSI Moderately Inverse
- Terminal:** Phase
- Pickup Range:** 0,05 - 5 xCT Sec
- Pickup:** 1,13 (Step: 0,01)
- Time Dial:** 0,4 (Step: 0,05)
- Relay Amps:** 5,65
- Prim. Amps:** 226

Instantaneous Section:

- Instantaneous:** Checked
- Curve Type:** Instantaneous
- Terminal:** Phase
- Pickup Range:** 0,1 - 40 xCT Sec
- Pickup:** 20,44 (Step: 0,01)
- Delay Range:** 0,02 - 200 sec
- Delay (sec):** 0,02 (Step: 0,01)
- Relay Amps:** 102,2
- Prim. Amps:** 4088

Figura 5.22. Calibración en el software ETAP en el lado de alta del transformador.

5.4.5. Protección de cables

Para esto se deberá tener en cuenta los criterios de la normativa IEEE Std. 242 donde se establece los márgenes k de Coordinación de Protecciones.

Se debe establecer los puntos de referencia que se requerirán para la gráfica (Curvas Tiempo Corriente “TCC”):

- Amperaje que soporta el Cable
- Curvas de Daño Térmica del Cable

- Corriente soportada en la barra conectada

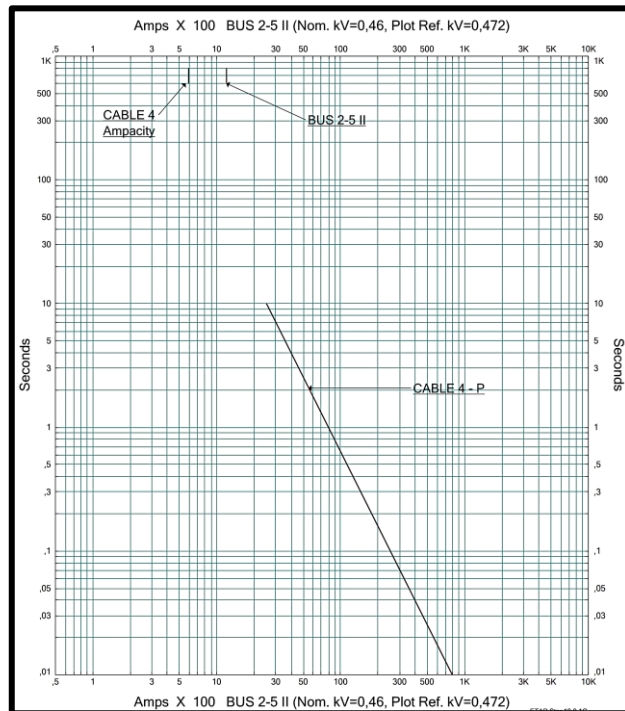


Figura 5.23. Puntos de referencia para la gráfica TCC en el cable.

5.4.5.1. Procedimiento para la protección de Cables, función 50 y 51

Para detallar el procedimiento de selección de la protección de los Cables, se analiza el Cable 4 de CENTELSA C XLPE 8 AWG/kcmil Cu 5 kV 90 °C, con un conductor por fase y una distancia de 100 m, como se ve en la Figura 5.24.

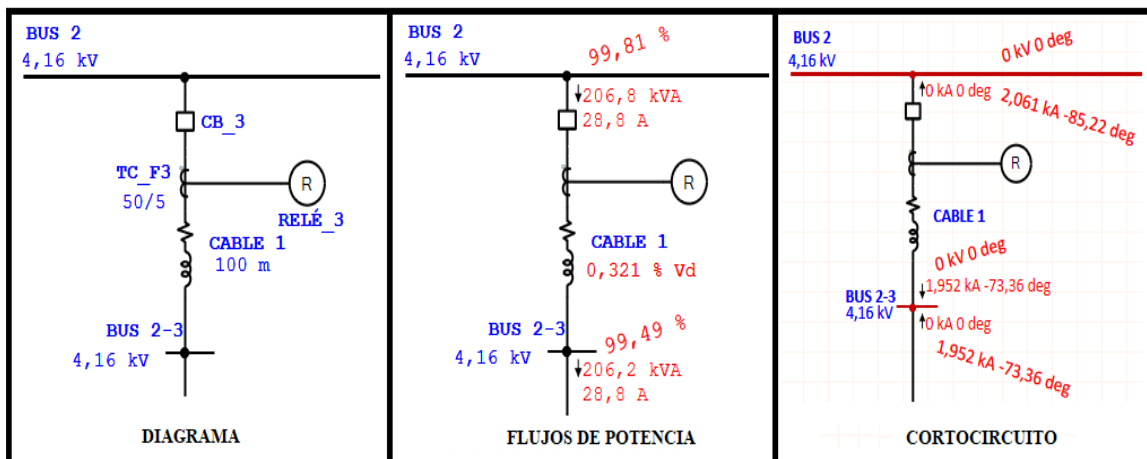


Figura 5.24. Análisis flujos de potencia y cortocircuito en el cable 4.

- Función 51P

Amperaje Tolerable por el Cable: 55 A

$$I_{pick\ up51} = \frac{I_{nom}}{CTR}$$

$$I_{pick\ up51\ sec} = \frac{55}{\frac{50}{5}} = 5,5 A_{SEC}$$

$$I_{pick\ up51\ prim} = 5,5 A_{SEC} * \frac{50 A_{PRIM}}{5 A_{SEC}} = 55 A_{PRIM} \quad \text{Lado de 4,16 kV}$$

$$t = k \left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^\alpha - 1} + L \right)$$

$$t_{1a} = 0,4 \left(\frac{0,0515}{\left(\frac{64,18 A_{SEC}}{3,99 A_{SEC}}\right)^{0,02} - 1} + 0,114 \right)$$

$$t_{1a} = 0,406$$

Establecido el margen de tiempo de $\Delta t = 0,2 \text{ seg}$, calculamos t_{2b} :

$$t_{2b} = t_{1a} + \Delta t = 0,406 + 0,2$$

$$t_{2b} = 0,606 \text{ seg}$$

$$I_{FALLA} = 1952 A_{PRIM}$$

$$I_{FALLA} = 1952 A_{PRIM} * \frac{5 A_{SEC}}{50 A_{PRIM}} = 195,2 A_{SEC}$$

Calculo del DIAL:

$$k = \frac{0,606}{\left(\frac{0,0515}{\left(\frac{195,2 A_{SEC}}{5,5 A_{SEC}}\right)^{0,02} - 1} + 0,114 \right)}$$

$$k = 0,74$$

$$DIAL = 0,7$$

- Función 50P

$$I_{Pickup} = \frac{0,5 \times I_{falla}}{CTR}$$

$$I_{Pickup} = \frac{0,5 \times 2061}{50/5}$$

$$I_{Pickup} = 103,05 A_{SEC}$$

$$I_{pickup} = 1030,5 A_{PRIM}$$

En la Figura 5.25, se evidencia el ingreso de los valores obtenidos de los cálculos, al software ETAP.

Section	Curve Type	Terminal	Pickup Range	Pickup Value	Step	Relay Amps	Prim. Amps
Overcurrent	ANSI Moderately Inverse	Phase	0,05 - 5 xCT Sec	1,02	0,01	5,1	51
Instantaneous	Instantaneous	Phase	0,1 - 40 xCT Sec	20,61	0,01	103,1	1031

Figura 5.25. Configuración de la protección para el cable 4 en el software.

5.4.6. Zonas de coordinación

En este apartado, se detallar las zonas de coordinación que se han establecido para el análisis y estudio de coordinación de los dispositivos de protección de la red Industrial, la cual se presenta en la Figura 5.26.

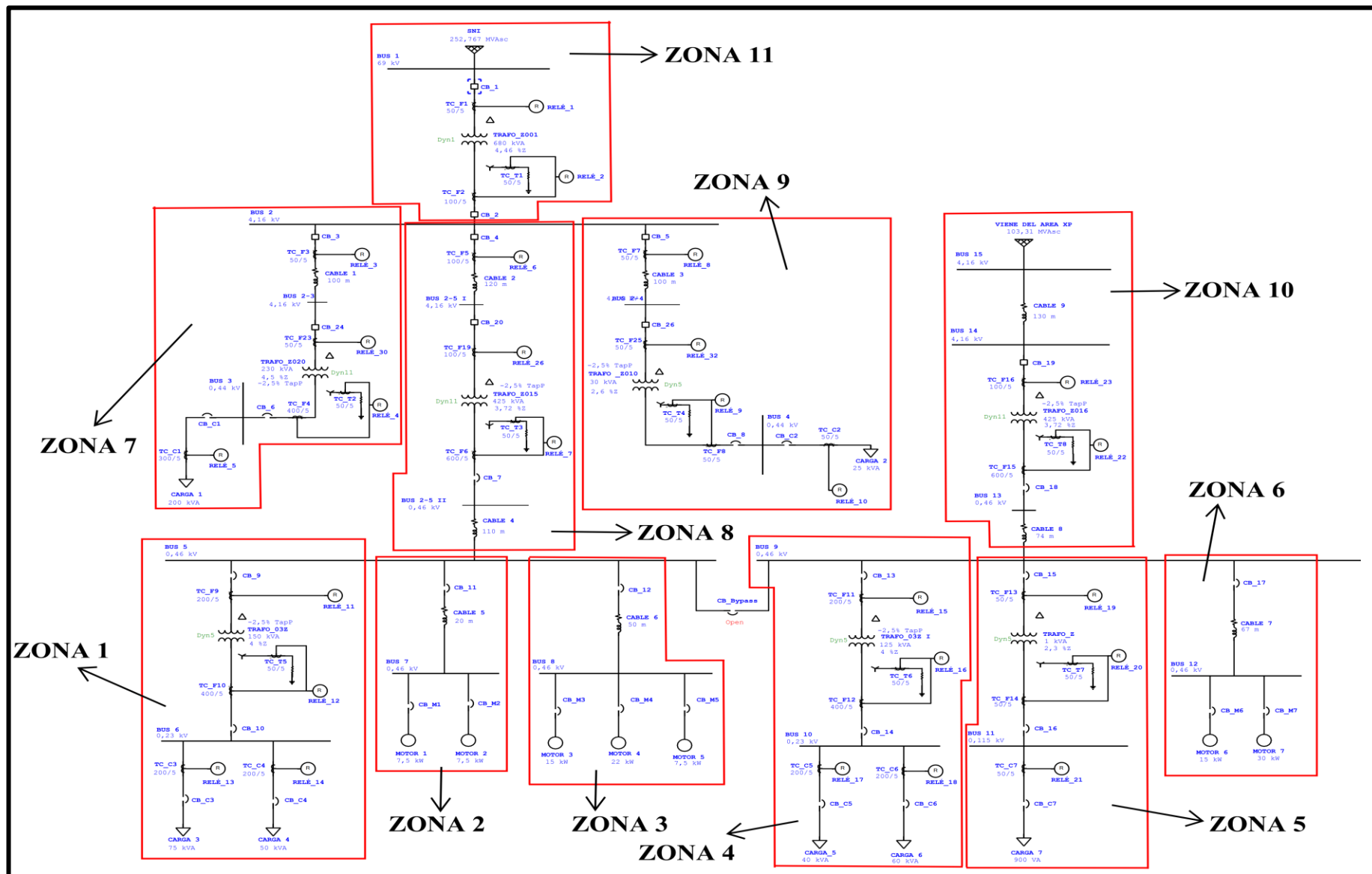


Figura 5.26. Delimitación de las zonas de coordinación en la red Industrial

5.5. Resultados del proyecto de investigación

5.5.1. Coordinación 1

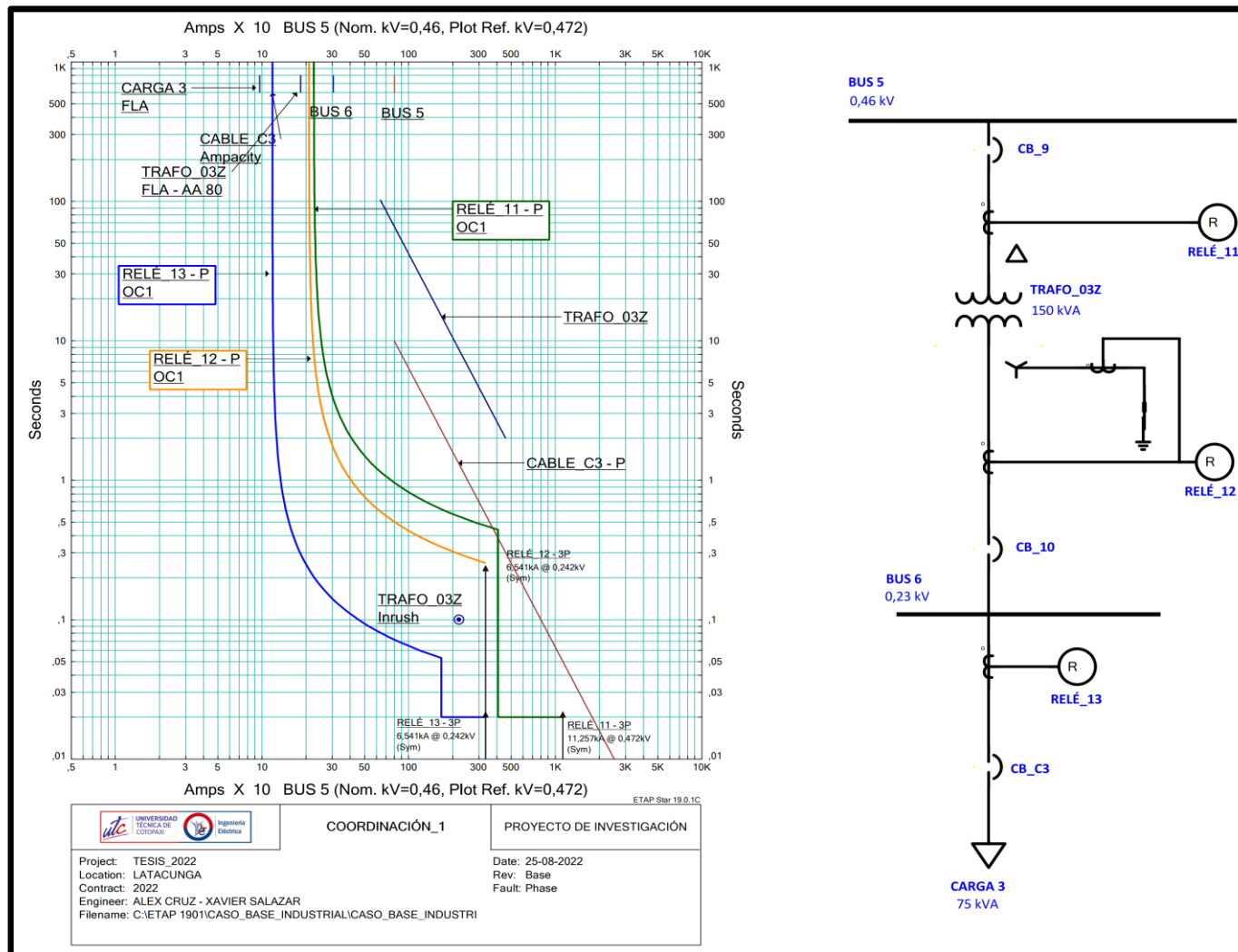


Figura 5.27. Coordinación 1.

5.5.2. Coordinación 2

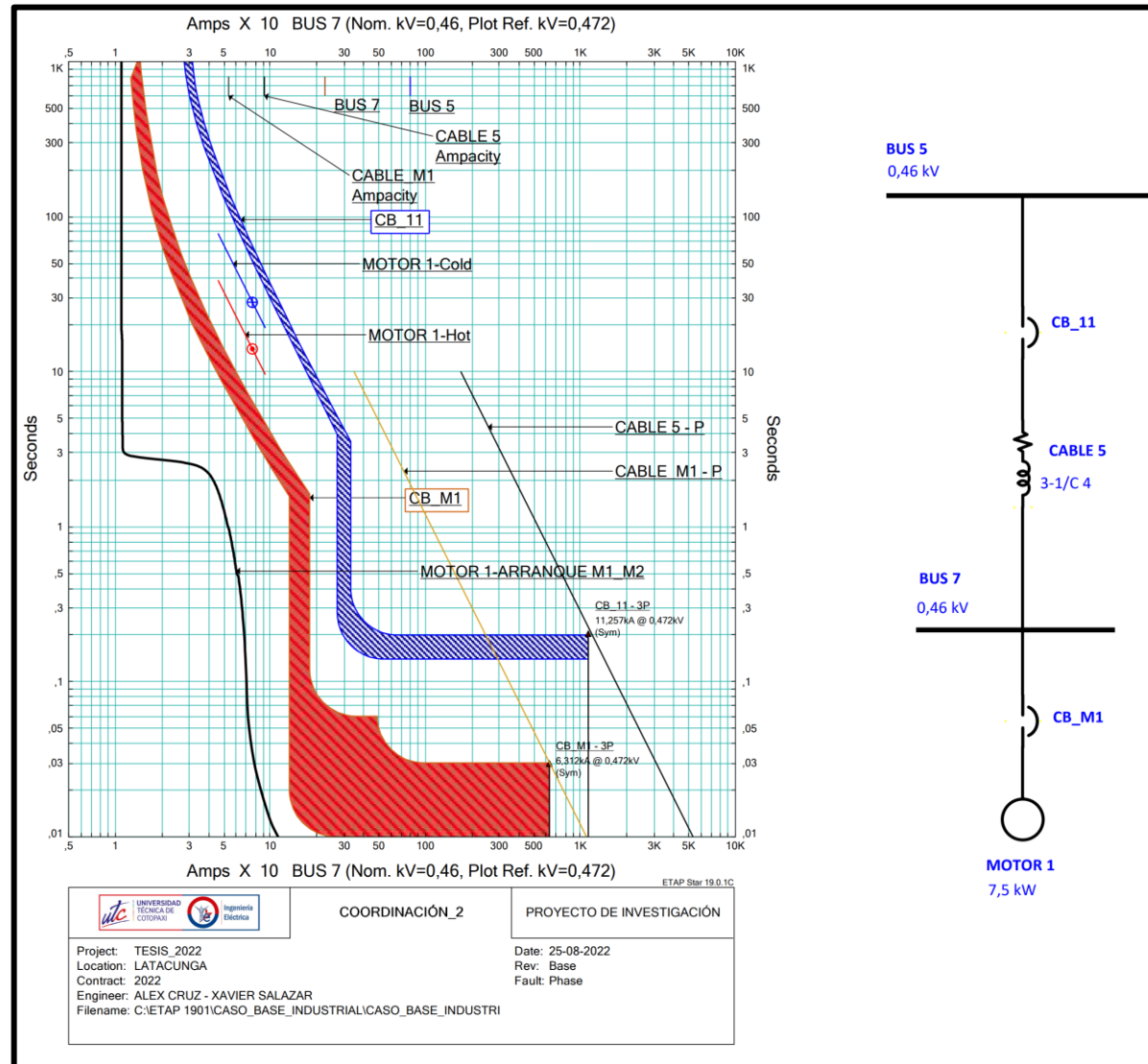


Figura 5.28. Coordinación 2.

5.5.3. Coordinación 3

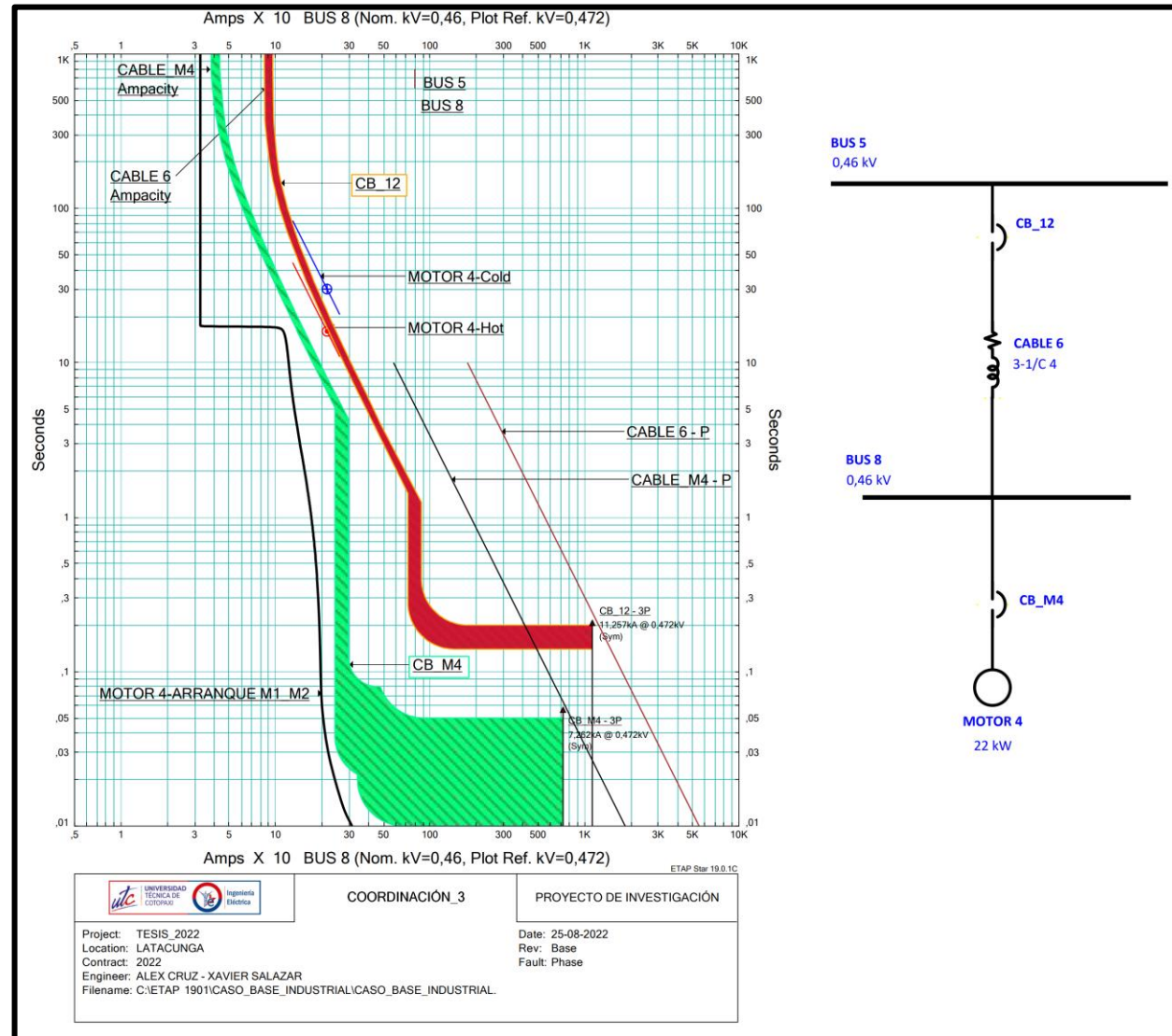


Figura 5.29. Coordinación 3.

5.5.4. Coordinación 4

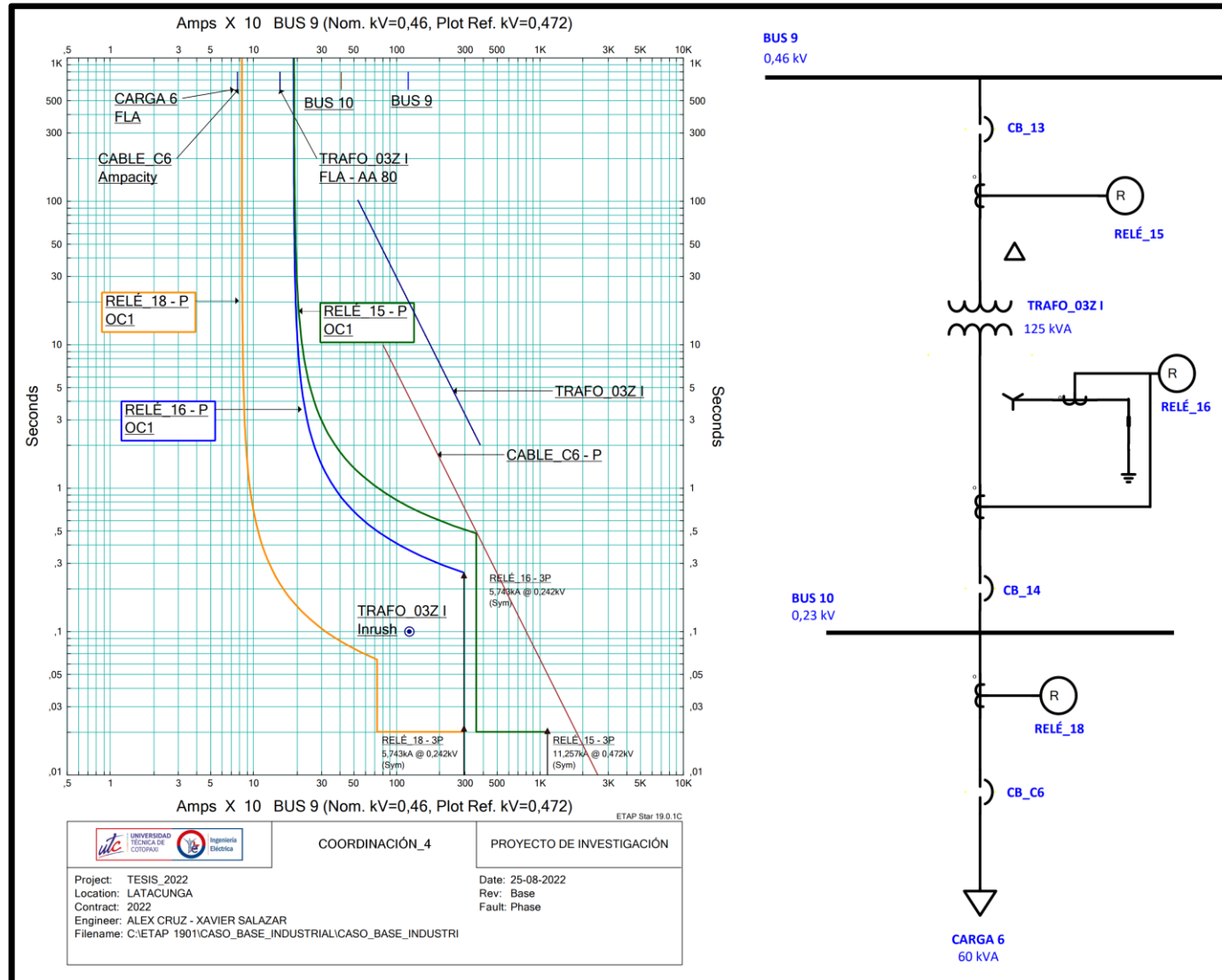


Figura 5.30. Coordinación 4.

5.5.5. Coordinación 5

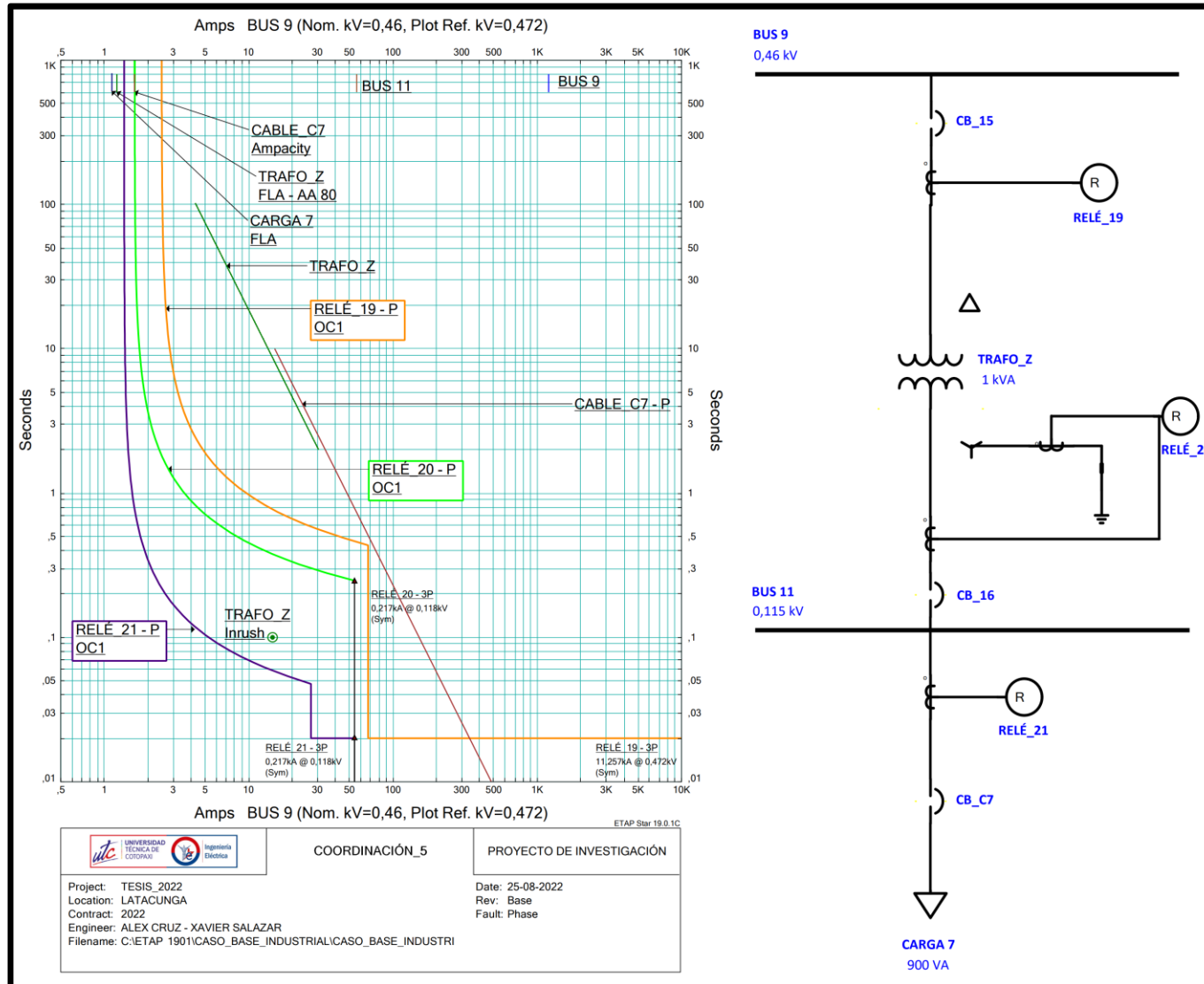


Figura 5.31. Coordinación 5.

5.5.6. Coordinación 6

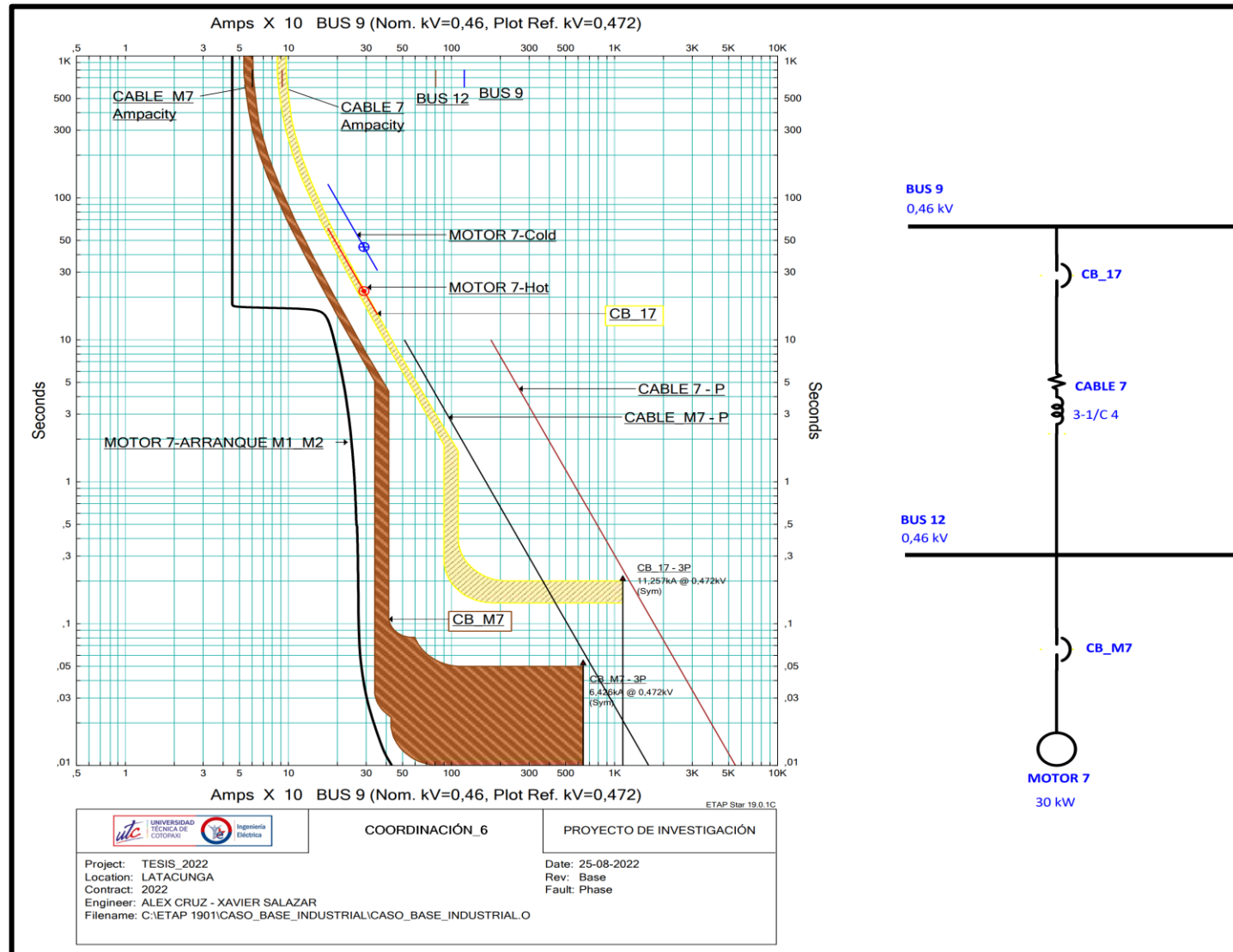


Figura 5.32. Coordinación 6.

5.5.7. Coordinación 7

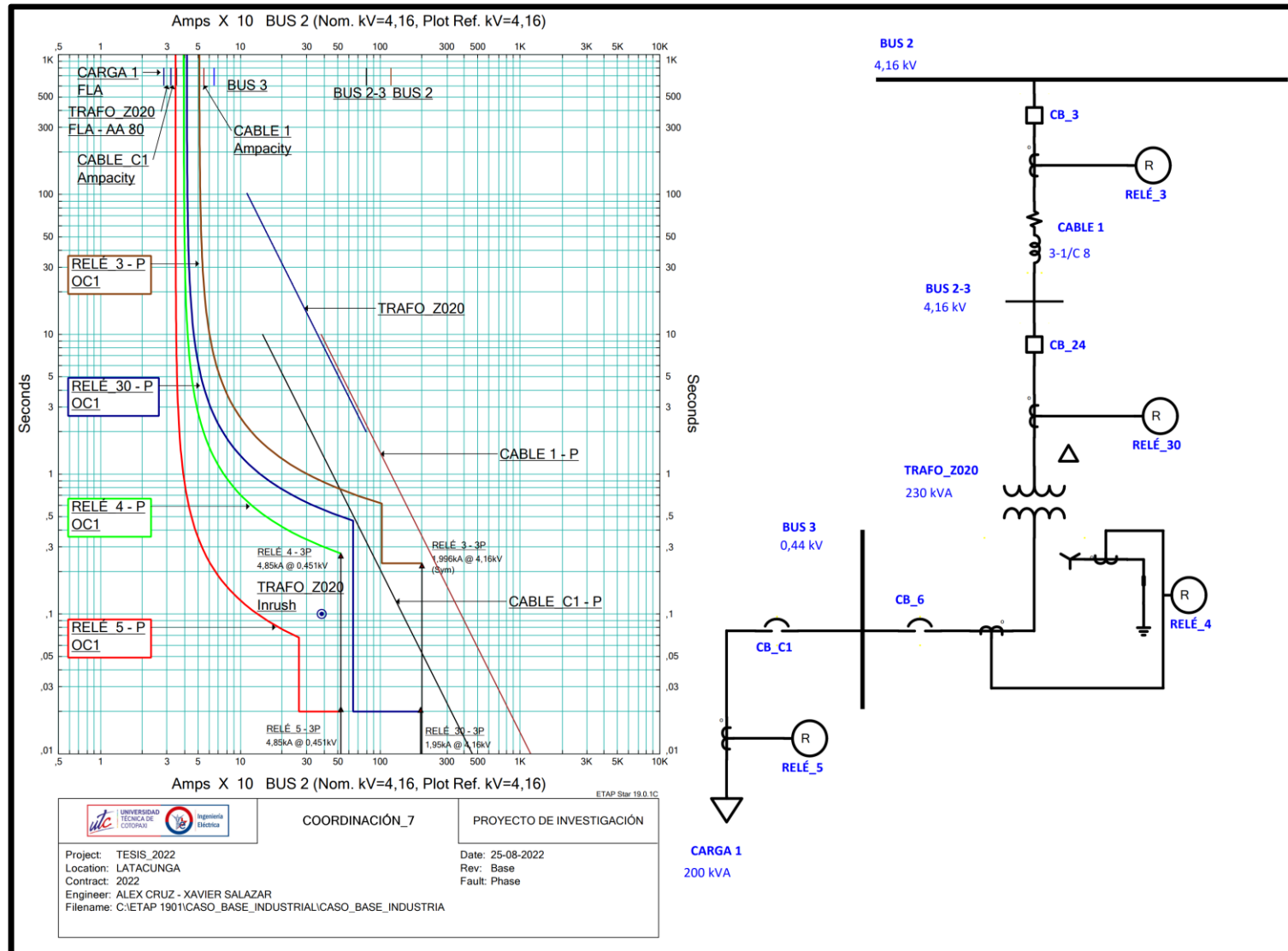


Figura 5.33. Coordinación 7.

5.5.8. Coordinación 8

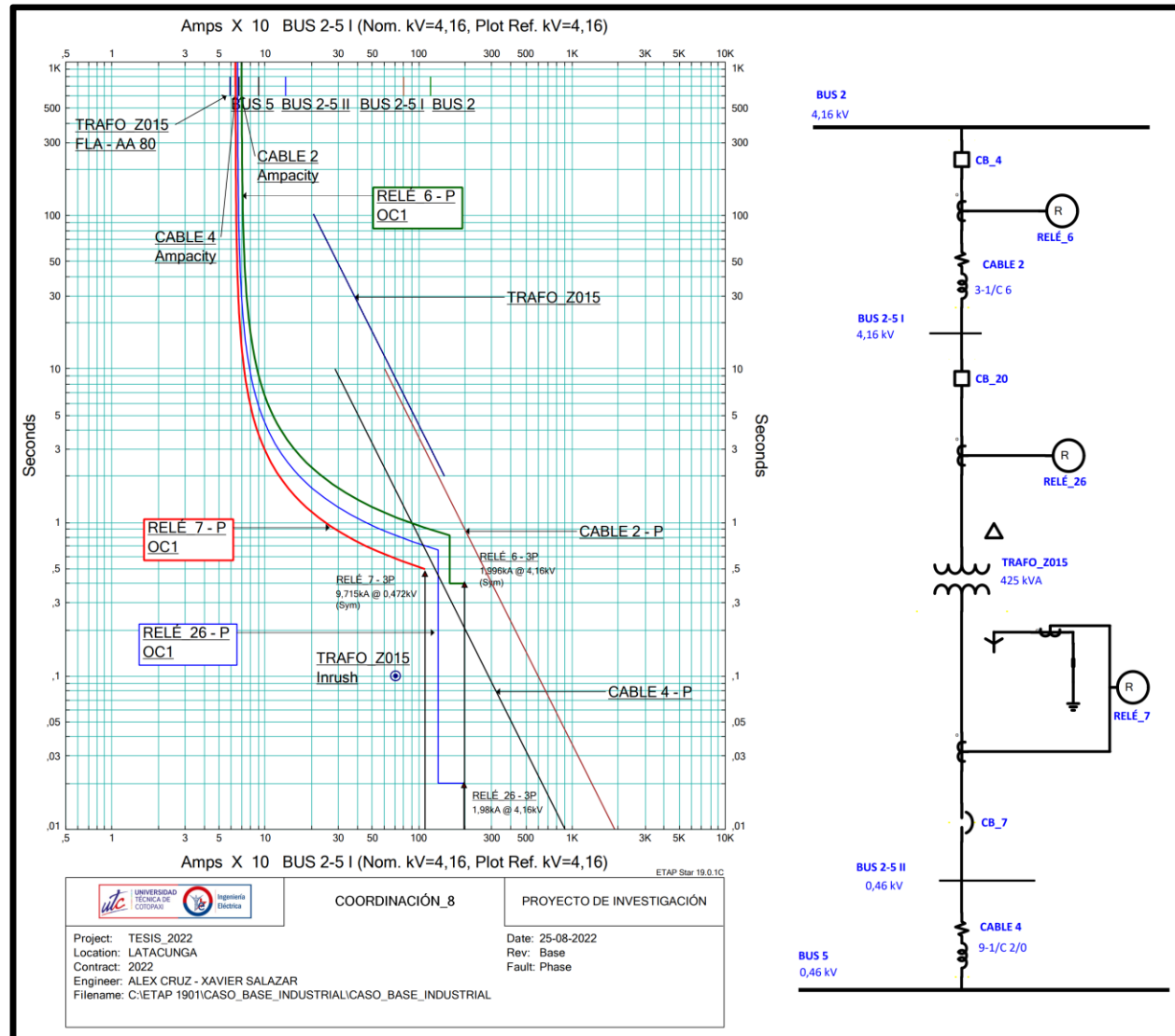


Figura 5.34. Coordinación 8.

5.5.9. Coordinación 9

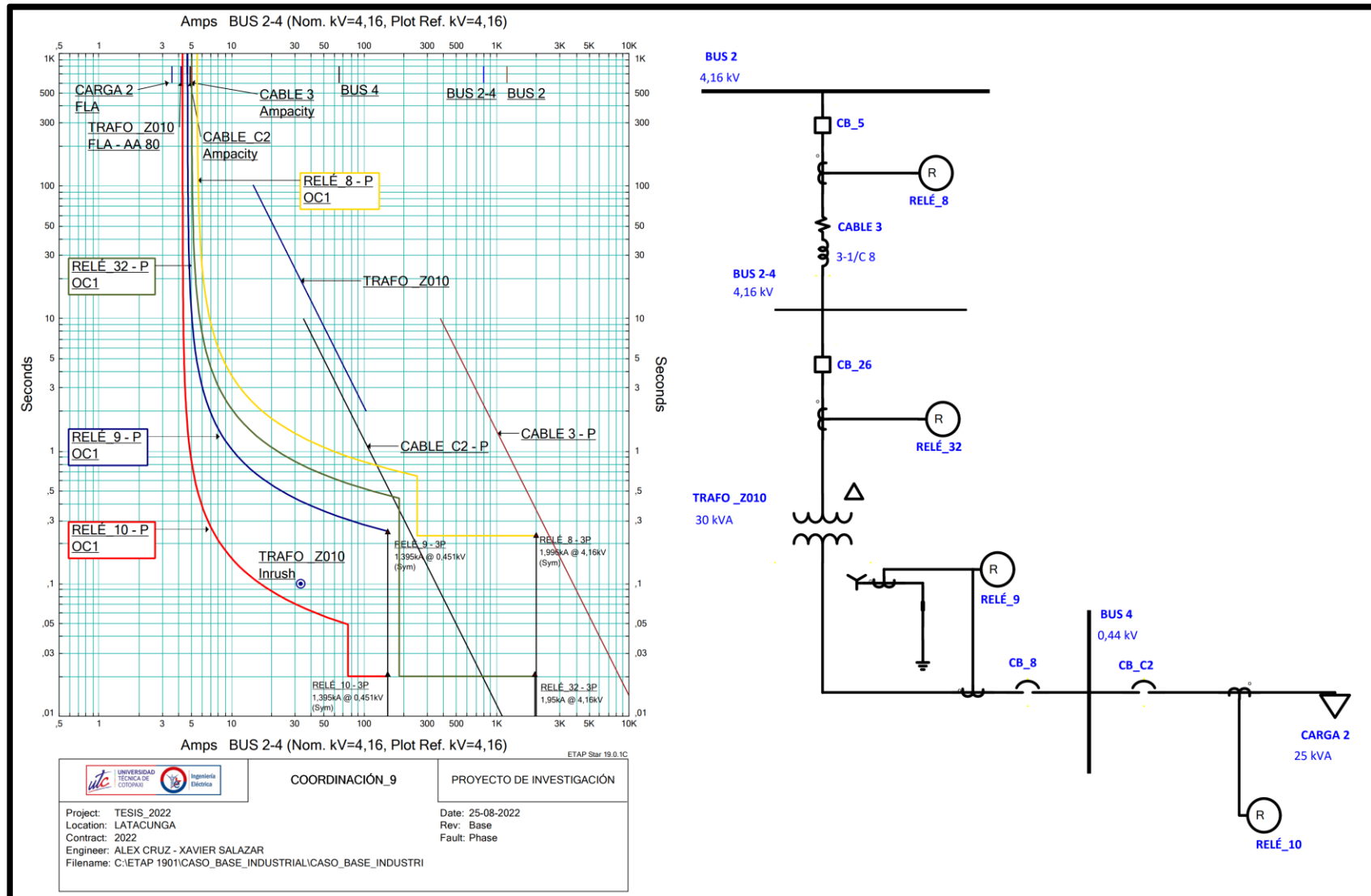


Figura 5.35. Coordinación 9.

5.5.10. Coordinación 10

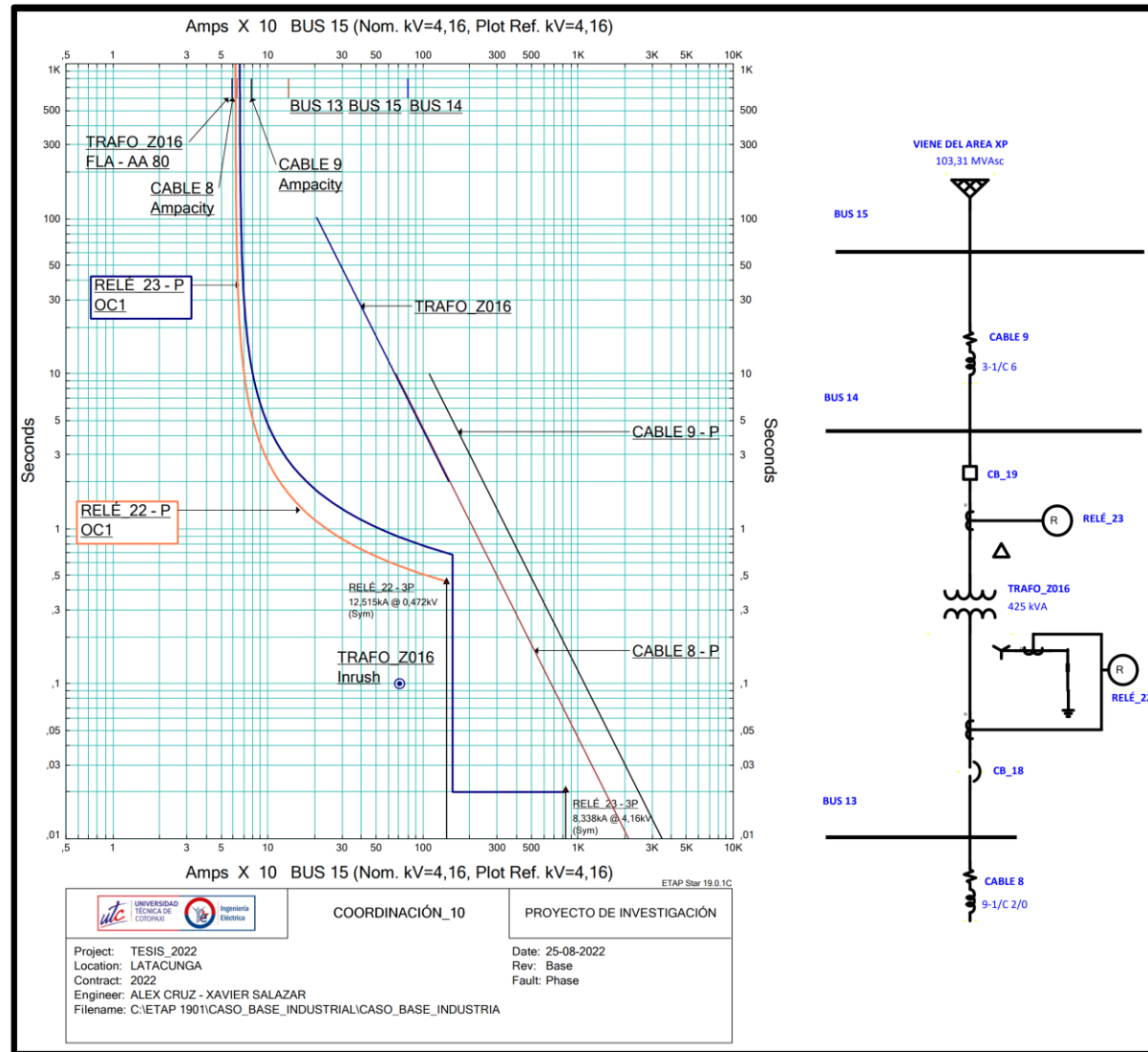


Figura 5.36. Coordinación 10.

5.5.11. Coordinación 11

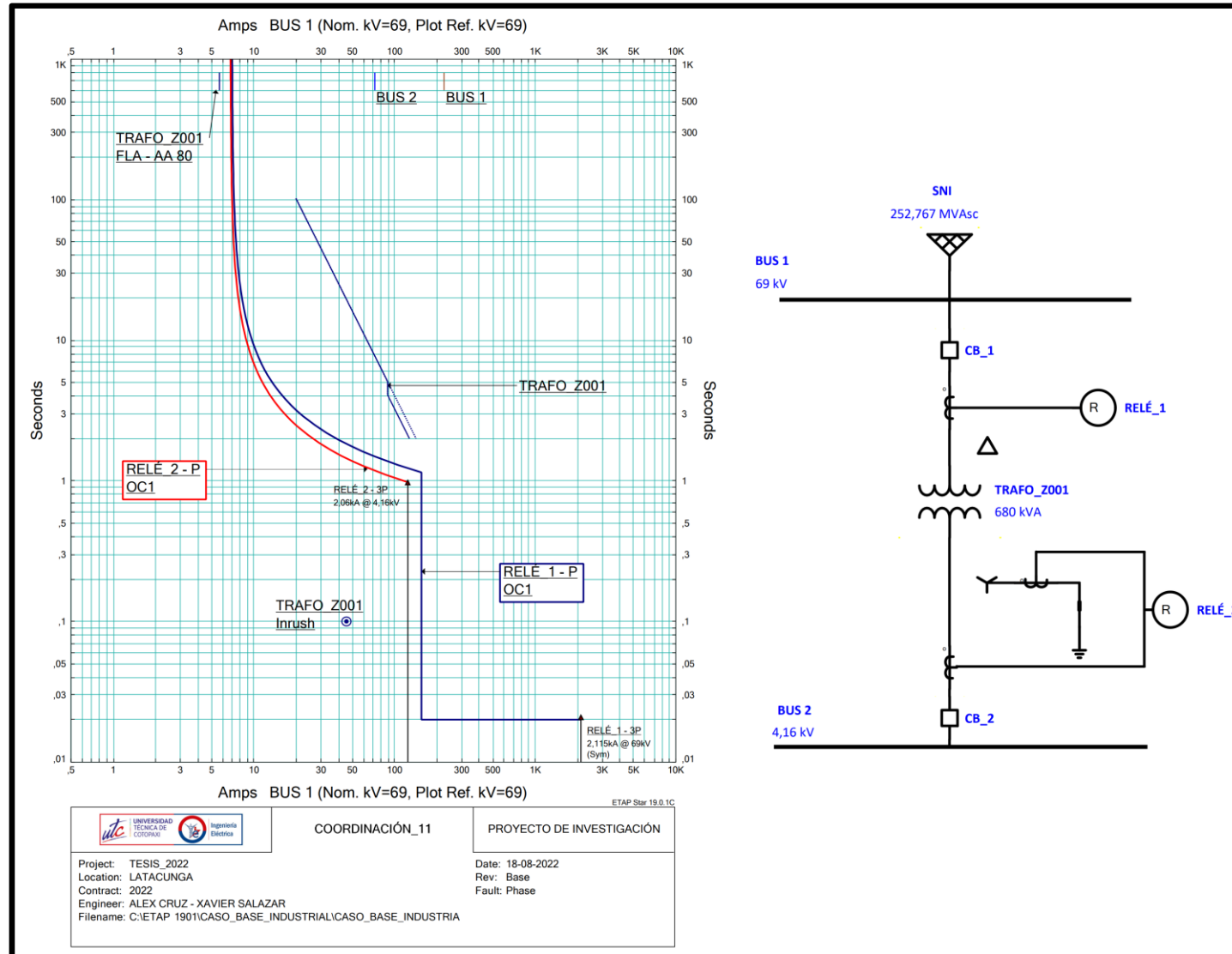


Figura 5.37. Coordinación 11.

5.5.12. Calibración de la función 51P/50P

A continuación, en la Tabla 5.10 se presenta el resumen de la calibración de los dispositivos de protección 51P/50P que fueron empleados en el software ETAP.

Tabla 5.10. Calibración de la Función 51P – 50P

RELÉ	Función 51 P			Función 50P	
	TAP (A sec)	TAP (A prim)	DIAL	Ipickup (A sec)	Ipickup (A prim)
Zona 1					
Relé_13	5,75	230	0,05	81,75	3270
Relé_14	3,35	134	0,05	81,75	3270
Relé_12	5,1	408	0,25	-	-
Relé_11	5,65	226 (0,46 kV)	0,45	102,2	4088 (0,46 kV)
		452 (0,23 kV)			8176 (0,23 kV)
Zona 4					
Relé_17	2,55	106	0,05	35,5	1420
Relé_18	4,05	162	0,05	35,5	1420
Relé_16	4,65	372	0,25	-	-
Relé_15	4,8	192 (0,46 kV)	0,5	89,75	3590 (0,46 kV)
		384 (0,23 kV)			7180 (0,23 kV)
Zona 5					
Relé_21	0,55	5,5	0,05	10,85	108,5
Relé_20	0,65	6,5	0,3	-	-
Relé_19	0,25	2,5 (0,46 kV)	0,5	6,75	67,5 (0,46 kV)
		10 (0,115 kV)			270 (0,115 kV)
Zona 7					
Relé_5	5,3	318	0,05	40,45	2427
Relé_4	4,55	364	0,25	-	-
Relé_30	4,15	41,5 (4,16 kV)	0,45	64,2	642 (4,16 kV)
		378 (0,44 kV)			6069,8 (0,44 kV)
Relé_3	5,1	51	0,65	103,1	1031
Zona 8					
Relé_7	4,7	564	0,5	-	-
Relé_26	3,3	66 (4,16 kV)	0,7	67,15	1343 (4,16 kV)
		596,87 (0,46 kV)			12145 (0,46 kV)
Relé_6	3,5	70	0,9	79,8	1596

RELÉ	Función 51 P			Función 50P	
	TAP (A sec)	TAP (A prim)	DIAL	Ipickup (A sec)	Ipickup (A prim)
Zona 9					
Relé_10	3,95	39,5	0,05	69,9	699
Relé_9	4,3	43	0,3	-	-
Relé_32	0,5	5 (4,16 kV)	0,55	18,5	185 (4,16 kV)
		47,27 (0,44 kV)			1749,09 (0,44 kV)
Relé_8	0,55	5,5	0,85	25,2	252
Zona 10					
Relé_22	4,55	546	0,5	-	-
Relé_23	3,3	66 (4,16 kV)	0,75	77,65	1553 (4,16 kV)
		596,86 (0,46 kV)			14044 (0,46 kV)
Zona 11					
Relé_2	5,65	113	1	-	-
Relé_1	0,7	7 (69 kV)	1,25	15,55	155,5 (69 kV)
		116,1 (4,16 kV)			2579,2 (4,16 kV)

5.5.13. Calibración de la función 51N

De igual manera, en la Tabla 5.11 se presenta el resumen de la calibración de los dispositivos de protección 51N que fueron empleados en el software ETAP.

Tabla 5.11. Calibración de la Función 51N

RELÉ	Función 51 N		
	TAP (A sec)	TAP (A prim)	DIAL
Relé_2	0,725	7,25	0,15
Relé_4	0,15	1,5	0,05
Relé_7	0,15	1,5	0,15
Relé_9	0,2	2	0,05
Relé_12	0,075	75	0,05
Relé_16	0,1	1	0,05
Relé_20	0,05	0,5	0,05
Relé_22	0,1	1	0,15

5.5.14. Tiempos de operación entre los dispositivos de protección

En la Tabla 5.12 se presenta un resumen de los tiempos de operación que existe entre dispositivos de protección que fueron utilizados en el software ETAP.

Tabla 5.12. Resumen de los tiempos de operación entre dispositivos de protección.

Coordinación	Falla máxima (kA)	t1a (seg)	t2b (seg)	Δt (seg)	Falla mínima (kA)	t1a (seg)	t2b (seg)	Δt (seg)
Zona 1								
Relé_13 - Relé_12	6,542	0,020	0,254	0,234	3,271	0,053	0,332	0,279
Relé_14 - Relé_12	6,542	0,020	0,254	0,234	3,271	0,045	0,332	0,287
Relé_12 - Relé_11	6,542	0,254	0,470	0,216	3,271	0,332	0,618	0,286
Relé_11 - Relé_22	11,257	0,020	0,471	0,451	4,088	0,440	0,684	0,244
Zona 2								
CB_M1 - CB_11	6,312	0,030	0,140	0,110	3,156	0,030	0,140	0,110
CB_M2 - CB_11	6,313	0,030	0,140	0,110	3,157	0,030	0,140	0,110
CB_11 - Relé_22	11,257	0,140	0,471	0,331	5,629	0,140	0,596	0,456
Zona 3								
CB_M2 - CB_12	7,262	0,050	0,140	0,090	3,631	0,050	0,140	0,090
CB_M3 - CB_12	7,262	0,050	0,140	0,090	3,631	0,050	0,140	0,090
CB_M4 - CB_12	7,262	0,060	0,140	0,080	3,631	0,050	0,140	0,090
CB_M4 - Relé_22	11,257	0,200	0,471	0,271	5,629	0,200	0,596	0,396
Zona 4								
Relé_18 - Relé_16	5,744	0,020	0,257	0,237	1,420	0,064	0,503	0,439
Relé_17 - Relé_16	5,744	0,020	0,257	0,237	1,420	0,053	0,503	0,450
Relé_16 - Relé_15	5,744	0,257	0,517	0,260	1,420	0,503	1,010	0,507
Relé_15 - Relé_22	11,257	0,020	0,471	0,451	3,590	0,484	0,729	0,245
Zona 5								
Relé_21 - Relé_20	0,217	0,020	0,247	0,227	0,108	0,048	0,302	0,254
Relé_20 - Relé_19	0,217	0,247	0,464	0,217	0,108	0,302	0,585	0,283
Relé_19 - Relé_22	11,257	0,020	0,471	0,451	5,629	0,020	0,596	0,576
Zona 6								
CB_M6 - CB_17	6,426	0,050	0,140	0,090	3,213	0,050	0,140	0,090
CB_M7 - CB_17	6,426	0,050	0,140	0,090	3,213	0,050	0,140	0,090
CB_17 - Relé_22	12,515	0,200	0,455	0,255	6,258	0,200	0,573	0,373
Zona 7								
Relé_7 - Relé_26	4,850	0,020	0,271	0,251	2,427	0,068	0,362	0,294
Relé_4 - Relé_30	4,850	0,271	0,495	0,224	2,427	0,068	0,664	0,596
Relé_30 - Relé_3	1,950	0,020	0,230	0,210	0,642	0,461	0,720	0,259
Relé_3 - Relé_2	1,996	0,230	0,986	0,756	1,031	0,614	1,250	0,636

Coordinación	Falla máxima (kA)	t1a (seg)	t2b (seg)	Δt (seg)	Falla mínima (kA)	t1a (seg)	t2b (seg)	Δt (seg)
Zona 8								
Relé_7 - Relé_26	9,713	0,492	0,704	0,212	4,856	0,643	0,912	0,269
Relé_26 - Relé_6	1,980	0,020	0,400	0,380	1,343	0,660	0,866	0,206
Relé_6 - Relé_2	1,996	0,400	0,975	0,575	1,596	0,821	1,060	0,239
Zona 9								
Relé_10 - Relé_9	1,395	0,020	0,249	0,229	0,699	0,049	0,304	0,255
Relé_9 - Relé_32	1,395	0,249	0,465	0,216	0,699	0,304	0,570	0,266
Relé_32 - Relé_8	1,950	0,020	0,230	0,210	0,185	0,441	0,683	0,242
Relé_8 - Relé_2	1,996	0,230	0,986	0,756	0,252	0,635	3,300	2,665
Zona 10								
Relé_22 - Relé_23	12,515	0,455	0,697	0,242	6,258	0,573	0,879	0,306
Zona 11								
Relé_2 - Relé_1	2,060	0,975	1,230	0,255	1,030	1,250	1,590	0,340

5.5.15. Tiempo de actuación de los dispositivos de protección en los cuatro escenarios.

Se analizará que sucede con los tiempos de actuación de los dispositivos de protección en los cuatro escenarios propuesto de la red Industrial. Por lo que se presenta la Tabla 5.13.

Tabla 5.13. Tiempo de actuación de los cuatro escenarios establecido en la Industria.

Relé	Demanda Máxima		Emergencia 1		Emergencia 2		Demanda Mínima	
	Corriente de falla (kA)	Tiempo de actuación (seg)	Corriente de falla (kA)	Tiempo de actuación (seg)	Corriente de falla (kA)	Tiempo de actuación (seg)	Corriente de falla (kA)	Tiempo de actuación (seg)
Relé_1	2,117	0,02	2,119	0,02	2,115	0,02	2,116	0,02
Relé_2	2,034	0,98	2,061	0,975	1,996	0,986	2,006	0,984
Relé_3	2,034	0,23	2,061	0,23	1,996	0,23	2,006	0,23
Relé_6	2,034	0,4	2,061	0,4	1,996	0,4	2,006	0,4
Relé_8	2,034	0,23	2,061	0,23	1,996	0,23	2,006	0,23
Relé_30	1,929	0,02	1,952	0,02	1,895	0,02	1,904	0,02
Relé_32	1,929	0,02	1,952	0,02	1,895	0,02	1,904	0,02
Relé_26	1,954	0,02	1,981	0,02	1,916	0,02	1,926	0,02
Relé_7	8,112	0,528	8,350	0,523	9,715	0,497	7,874	0,534
Relé_5	4,839	0,02	4,855	0,02	4,814	0,02	4,821	0,02
Relé_4	4,839	0,271	4,855	0,271	4,814	0,272	4,821	0,271
Relé_10	1,397	0,02	1,398	0,02	1,395	0,02	1,396	0,02

Relé	Demanda Máxima		Emergencia 1		Emergencia 2		Demanda Mínima	
	Corriente de falla (kA)	Tiempo de actuación (seg)	Corriente de falla (kA)	Tiempo de actuación (seg)	Corriente de falla (kA)	Tiempo de actuación (seg)	Corriente de falla (kA)	Tiempo de actuación (seg)
Relé_9	1,397	0,248	1,398	0,248	1,395	0,248	1,396	0,248
Relé_12	5,654	0,268	5,726	0,266	6,541	0,254	5,580	0,269
Relé_13	5,654	0,02	5,726	0,02	6,541	0,02	5,580	0,02
Relé_14	5,654	0,02	5,726	0,02	6,541	0,02	5,580	0,02
CB_M1	5,203	0,03	5,324	0,03	6,312	0,03	5,067	0,03
CB_M2	5,203	0,03	5,324	0,03	6,312	0,03	5,067	0,03
CB_M3	5,686	0,05	5,831	0,05	7,262	0,05	5,496	0,05
CB_M4	5,686	0,05	5,831	0,05	7,262	0,05	5,496	0,05
CB_M5	5,686	0,06	5,831	0,06	7,262	0,06	5,496	0,06
Relé_11	10,965	0,02	7,650	0,02	11,257	0,02	10,817	0,02
Relé_15	10,965	0,02	7,650	0,02	11,257	0,02	10,817	0,02
Relé_19	10,965	0,02	7,650	0,02	11,257	0,02	10,817	0,02
CB_11	10,965	0,14	7,650	0,14	7,650	0,14	7,650	0,14
CB_12	10,965	0,14	7,650	0,14	7,650	0,14	7,650	0,14
CB_17	10,965	0,14	7,650	0,14	7,650	0,14	7,650	0,14
Relé_16	5,703	0,258	5,106	0,268	5,743	0,257	5,683	0,258
Relé_17	5,703	0,02	5,106	0,02	5,743	0,02	5,683	0,02
Relé_18	5,703	0,02	5,106	0,02	5,743	0,02	5,683	0,02
Relé_20	0,217	0,247	0,217	0,247	0,217	0,247	0,217	0,247
Relé_21	0,217	0,02	0,217	0,02	0,217	0,02	0,217	0,02
CB_M6	6,317	0,05	5,341	0,05	6,426	0,05	6,207	0,05
CB_M7	6,317	0,05	5,341	0,05	6,426	0,05	6,207	0,05
Relé_22	12,216	0,459	7,170	0,546	12,515	0,455	12,065	0,461
Relé_23	8,309	0,02	8,288	0,02	8,338	0,02	8,295	0,02

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- El análisis de flujos de potencia establecidos en los cuatro escenarios, permitió determinar los flujos de corriente máximos durante la simulación, los cuales son requeridos durante la calibración y el ajuste de la función 51P del relé de protección de sobrecorriente.
- Se realiza un análisis de cortocircuito máximo en cada una de las barras del sistema para cada uno de los escenarios, donde se llegó a determinar que las corrientes máximas de falla de fase, se encontraba el 44,44% en la Emergencia 1 y el 66,66% en la Emergencia 2, mientras que la corriente máxima de falla a tierra se encontró en el escenario de Emergencia 2, evidenciando esto en el Anexo E: Resultados del análisis de cortocircuito en la Tabla E.4 y Tabla E.5, de esta forma se seleccionara la protección en relación a la magnitud de falla más alta.
- En el análisis de arranque de motores se determina el tiempo en el que se ira arrancando cada una de las máquinas, que se sustenta en el Anexo F: Procedimiento y resultados de la coordinación de protecciones en la Tabla F.7, de esta forma se determinó la corriente máxima alcanzada por cada uno, la cual se requirió para definir la protección contra cortocircuitos a la que deberá ajustarse los interruptores automáticos de caja moldeable.
- Al analizar los cuatro escenarios de la red Industrial que se evidencia en la Tabla 5.13, en los tiempos de actuación de los dispositivos de protección, no existía una variación considerable, esto se justifica con la gráfica tiempo – corriente debido a que cuando se tenga corrientes de cortocircuito graves deberá ser menor el tiempo de actuación por otra parte cuando existe un pequeño suministro de corriente será mayor el tiempo de interrupción.

6.2. Recomendaciones

- Se debe tomar en consideración los tiempos de actuación y los márgenes de coordinación establecidos para la calibración de la protección de sobrecorriente, siendo determinado por la norma IEEE Std. 242, la cual se hace referencia a una guía para la protección y coordinación de sistemas de energía industriales.
- Para la calibración del Relé se tiene que establecer correctamente los parámetros de la ecuación característica propia del relé para la calibración de la función 51, teniendo en

cuenta claro los valores de las constantes para el tipo de curva que se seleccione en el dispositivo de protección.

- Se debe utilizar unidades de control Micrologic empleadas en los interruptores automáticos Compact NSX de la marca Schneider Electric para protección de motores, por sus parámetros regulables que tiene y de esta forma pueda adaptarse mejor a la curva de actuación que se requiera.
- Durante el proceso de coordinación, se recomienda realizar una zonificación de las zonas que se irán coordinando desde la barra más alejada “aguas abajo” hacia la fuente de alimentación “aguas arriba”, de esta forma se garantiza una secuencia para ir analizando los márgenes de tiempo y determinando que el sistema sea selectivo.

7. REFERENCIAS

- [1] R. Galván Hernández, F. Rosas Reyes, And J. García Santana, “Coordinación de Protecciones para un Sistema Eléctrico Industrial,” Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, 2009. Accessed: May 31, 2022. [Online]. Available: <https://library.co/document/6zqx5x4y-coordinacion-de-protecciones-para-un-sistema-electrico-industrial.html>
- [2] M. J. Lozada Rincón, “Guía para Coordinación de Protecciones Eléctricas en Neplan,” Universidad Tecnológica de Pereira, 2019. Accessed: May 31, 2022. [Online]. Available: <https://repositorio.utp.edu.co/items/a44f9304-ff24-4ac6-9033-9d4e9833e3fc>
- [3] G. Enríquez Harper, *Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales*, 2da Edició. México: LIMUSA, 2003. Accessed: May 31, 2022. [Online]. Available: https://www.academia.edu/29718766/Proteccion_de_Instalaciones_Electricas_industriales_Y_Comercial_Enriquez_Harper_2da_ed
- [4] E. Sanmiguel Garza, “Coordinación de Protecciones en Sistemas Eléctricos en Industria del Alcalí S.A. De C.V.,” Universidad Autonoma de Nuevo León, 2001. Accessed: May 31, 2022. [Online]. Available: <http://eprints.uanl.mx/6530/1/1080113421.PDF>
- [5] IEEE Std 242-1986, “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems,” p. 739, 1986. Accessed: Jun. 01, 2022. [Online]. Available: <https://standards.ieee.org/ieee/242/427/>
- [6] L. G. Pilataxi Freire, “Estudio De Coordinación De Protecciones En Redes Eléctricas De Distribución Con Generación Distribuida,” Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, 2021. Accessed: May 31, 2022. [Online]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/7908/1/PI-001706.pdf>
- [7] J. M. Mejía Morales and 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,” Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, Cuenca, 2012. Accessed: May 31, 2022. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1279/14/UPS-CT002213.pdf>
- [8] J. A. Morales Vallejo, “Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida,” México, D. F., 2007. Accessed: May 31, 2022. [Online]. Available: https://sepielectrica.esimez.ipn.mx/Tesis/2007/Coordinacion_De_Protecciones_En_Sistemas_De_Distribucion_Con_Generacion_Distribuida.pdf
- [9] E. Harper, *Elementos de Protección de Sistemas Eléctricos Teoría y Práctica*, Primera. México, 2008.
- [10] IEEE 3002.3-2018, “IEEE Recommended Practice for Conducting Short-Circuit Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems,” IEEE, pp. 1–184, 2018. Accessed: Jun. 01, 2022. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8672198>
- [11] IEEE Industry Applications Society. Power Systems Engineering Committee., *IEEE Std 141 recommended practice for electric power distribution for industrial plants*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1994.

- [12] J. Espinoza Guerrero and P. Estupiñán Segura, “Guía de selección de sistema de protección en subestaciones por medio de relés basados en microprocesadores aplicado en subestaciones de transmisión,” Universidad Politécnica Salesiana - Sede Guayaquil, 2010. Accessed: Jun. 07, 2022. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2093>
- [13] I. J. Arroyo Flores, “Diseño e implementación de un sistema de transferencia automático entre la red pública de la Empresa Eléctrica Quito y grupo electrógeno de la planta Incinerox Cía. Ltda.,” Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2017. Accessed: Jun. 14, 2022. [Online]. Available: <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/39963?locale-attribute=en>
- [14] Entek Electric, “Miniature Circuit Breaker (MCB) Specifications.” <https://es.entekelectric.com/copy-of-mcb-specifications> (accessed Jun. 15, 2022).
- [15] CITE Energía, “¿Cómo seleccionar un interruptor termomagnético en baja tensión para proteger nuestros equipos?,” *Sci. Tech.*, p. 3, 2017, Accessed: Jun. 14, 2022. [Online]. Available: <http://www.um.es/docencia/mmc/pdf/>
- [16] O. D. Chacón Herrera, “Coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE,” Escuela Politécnica Nacional, 2014. Accessed: Jun. 18, 2022. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/8615>
- [17] IEC 60255-3, “Relés eléctricos,” 1995.
- [18] IEEE C37-112, “IEEE Standard for Inverse-Time Characteristics Equations for Overcurrent Relays,” p. 24, 2018.
- [19] A. P. Quelal Carrera, “Implementación de un sistema de protección mediante relés digitales multifuncionales para el generador y transformador de la unidad #3 de la Central Termoeléctrica Santa Rosa, parroquia Cutuglagua, cantón Mejía de la provincia de Pichincha en el periodo 2,” Universidad Técnica de Cotopaxi, 2016. Accessed: Jun. 16, 2022. [Online]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/2155>
- [20] J. S. Ramírez Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*, Primera Ed. Universidad Nacional De Colombia Sede Manizales, 2003. Accessed: Jun. 16, 2022. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/281536720_Proteccion_de_Sistemas_Electricos
- [21] C. J. Zapata, “Capítulo 3 Protecciones de Sobrecorriente,” in *Protecciones Eléctricas*, pp. 59–73.
- [22] IEC 61869, “Transformadores de medida,” 2019.
- [23] J. L. Blackburn and T. J. Domin, “Protective Relaying : Principles and Applications, Third Edition,” *Prot. Relaying*, Dec. 2006, doi: 10.1201/9781420017847.
- [24] IEEE C37.010, “IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers > 1000 Vac Rated on a Symmetrical Current Basis,” 2016.
- [25] Legrand, “Coordinación entre dispositivos de protección,” *LEGRAND Gr. ESPAÑA, S.L.*, p. 20, 2016, [Online]. Available: <https://www.legrand.es/documentos/Guia-Selectividad-Potencia-Legrand.pdf>

- [26] IEC 60947-2, “Low-voltage switchgear and controlgear - Part 2: Circuit-breakers,” 2018.
- [27] J. A. Medina, “Estudio de Coordinación de Protecciones en Sistemas Industriales,” Jan. 11, 2021. <https://inelinc.com/webinars/> (accessed Aug. 22, 2022).
- [28] ETAP, “Software para Análisis y Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.” <https://etap.com/es> (accessed Jun. 21, 2022).
- [29] CENTELSA, “Cables de energía y de telecomunicaciones S.A.,” 2022. <https://www.centelsa.com/catalogo-ecuador/> (accessed Jun. 27, 2022).
- [30] ARCERNNR, “Regulacion N° ARCERNNR-002/20,” p. 36, 2020. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Regulacion-002-20.pdf>
- [31] Código eléctrico nacional, “Artículo 430 Motores, circuitos de motores y controladores,” pp. 1–2940.
- [32] Asea Brown Boveri, “Protección y Control de Alimentador REF630,” vol. 1, pp. 1–80, Oct. 2009.
- [33] Schneider Electric, “Guía de interpretación de las curvas de disparo BT y CA,” pp. 1–35.
- [34] Siemens, “Industry Mall - Siemens Mexico,” 2022. <https://mall.industry.siemens.com/mall/es/mx/Catalog/Product/?mlfb=1LE2225-2AA21-4AA3-Z+D05> (accessed Jul. 11, 2022).
- [35] T. Gedelsa, “Catalogo Transformador Distribución | 50 - 160 KVA,” pp. 1–2.
- [36] Schneider, “Ficha técnica del producto Interruptor Automático ComPact NSX100F TMD25 Regulable 18-25A 3P3Dr mounting mode.”
- [37] S. Electric, “PacT Series - ComPact NSX & NSX'm - MicroLogic 6 E-M Electronic,” 2022.

8. ANEXOS

8.1. Anexo A: Informe de Anti Plagio



Document Information

Analyzed document	2022-08-29_Tesis_Cruz_Salazar.pdf (D143367486)
Submitted	8/29/2022 8:43:00 PM
Submitted by	
Submitter email	xavier.proano@utc.edu.ec
Similarity	3%
Analysis address	xavier.proano.utc@analysis.urkund.com

Sources included in the report

W	URL: http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/7908/1/PI-001706.pdf Fetched: 8/29/2022 8:44:00 PM
W	URL: https://library.co/document/6zkk5x4y-coordinacion-de-protecciones-para-un-sistema-electrico-industrial.html Fetched: 8/29/2022 8:43:00 PM
SA	9926-Modesto Masias, Franklin Héctor_.pdf Document 9926-Modesto Masias, Franklin Héctor_.pdf (D54308479)
W	URL: https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/7094/samuelramirezcastano.2003.pdf?sequence=1&isAllowed=y Fetched: 11/6/2021 4:15:06 AM
SA	TESIS Versión Final rev3.pdf Document TESIS Versión Final rev3.pdf (D107096052)
W	URL: https://www.legrand.es/documentos/Guia-Selectividad-Potencia-Legrand.pdf Fetched: 8/29/2022 8:44:00 PM
W	URL: https://etap.com/es Fetched: 8/29/2022 8:44:00 PM
W	URL: https://www.academia.edu/29718766/Proteccion_de_Instalaciones_Electricas_industriales_Y_Comercial_Enriquez_Harper_2da_ed Fetched: 8/29/2022 8:43:00 PM
W	URL: https://standards.ieee.org/ieee/242/427/ Fetched: 8/29/2022 8:44:00 PM
W	URL: https://ieeexplore.ieee.org/document/8672198 Fetched: 8/29/2022 8:44:00 PM
SA	34859-Pro Gutiérrez, José José.pdf Document 34859-Pro Gutiérrez, José José.pdf (D111014812)
W	URL: http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2093 Fetched: 8/29/2022 8:44:00 PM
W	URL: http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/39963?locale-attribute=en Fetched: 8/29/2022 8:44:00 PM
W	URL: http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/2155 Fetched: 8/29/2022 8:44:00 PM
SA	Tesis_28-07-2018.pdf Document Tesis_28-07-2018.pdf (D40667159)

Entire Document

34%	MATCHING BLOCK 1/32	W
UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD PROYECTO DE INVESTIGACIÓN COORDINACIÓN DE ELEM CASO DE ESTUDIO EN UNA RED INDUSTRIAL Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico Autor: Cruz Gonzales Alex Paúl Salazar Defaz Xavier S Alfonso Proaño Maldonado M.Sc. LATACUNGA – ECUADOR 2022		

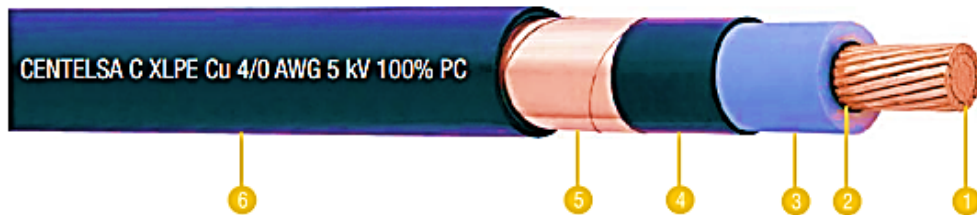
8.2. Anexo B: Topología del caso base de una red eléctrica industrial

8.2.1. Catálogo de Conductores

Cables Monopolares MV 5kV

5kV 90°C

Nivel de Aislamiento 100% y 133%



Construcción

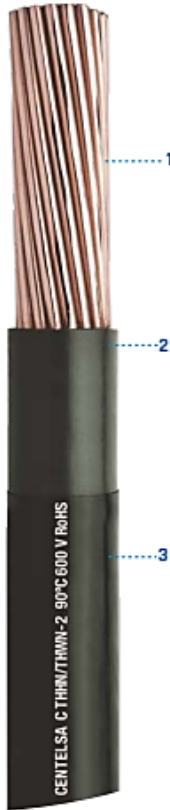
- 1 Conductor de cobre suave (o aluminio) cableado.
- 2 Blindaje en Polietileno Reticulado semiconductor.
- 3 Aislamiento en Polietileno Reticulado (XLPE).
- 4 Blindaje del aislamiento en Polietileno Reticulado semiconductor removible para instalación.
- 5 Pantalla metálica en cinta de cobre (PC) con aplicación helicoidal.
- 6 Chaqueta en PVC retardante a la llama, resistente a la abrasión, al calor y la humedad.

Cable Monopolar MV-90 para 5kV 90°C, Nivel de Aislamiento 100%, Espesor de Aislamiento: 2,29mm						
1. Conductor		3. Aislamiento	6. Chaqueta	Diámetro Exterior	Peso Total Aproximado	
Calibre	Diámetro	Diámetro	Espesor		Cobre	Aluminio
AWG/kcmil	mm	mm	mm	mm	kg/km	kg/km
8	3,39	9,7	1,52	14,8	300	248
6	4,28	10,6	1,52	15,7	366	282
4	5,40	11,7	1,52	16,8	464	330
2	6,81	13,1	1,52	18,2	610	398
1/0	8,52	14,8	1,52	19,9	829	492
2/0	9,57	15,9	2,03	22,0	1030	605
3/0	10,75	17,1	2,03	23,2	1221	684
4/0	12,07	18,4	2,03	24,5	1456	780
250	13,25	19,6	2,03	25,7	1662	863
350	15,68	22,0	2,03	28,1	2185	1066
500	18,74	25,1	2,03	31,2	2954	1356
750	23,10	29,4	2,03	36,1	4249	1852
1000	26,68	33,0	2,03	39,7	5495	2299

Figura B.1. Cable CENTELSA C XLPE Cu 5 kV 90 °C.



CABLES THHN/THWN-2 RoHS 600 V 90°C



Construcción

1. Conductor de cobre suave cableado.
2. Aislamiento en policloruro de vinilo (PVC) retardante a la llama (FR), resistente a la abrasión, calor y humedad.
3. Cubierta externa (chaqueta) de nylon.



Aplicaciones

Los cables THHN/THWN-2 **CENTELSA** son usados para alumbrado eléctrico en edificaciones, circuitos alimentadores, ramales y redes interiores secundarias industriales. Especial para instalaciones en sitios abrasivos o contaminados con aceite, grasas, gasolina y otras sustancias químicas. Instalación en ducto, tuberías y/o tableros.

Normas de Fabricación

UL 83 / NTC 1332. "CABLES Y ALAMBRES AISLADOS CON MATERIAL TERMOPLÁSTICO". File E206516.
NTE-INEN-2345. "CONDUCTORES Y ALAMBRES CON MATERIAL TERMOPLÁSTICO".



Características

- Temperatura de operación: En lugares secos, húmedos y mojados 90°C.
- Tensión de operación: 600 V.
- Retardante a la llama (FR) VW-1.
- Extradisolable para calibres 8 AWG y mayores.
- Resistente a los rayos solares (SR) en color negro.
- Libre de sustancias peligrosas (RoHS).
- Apto para bandeja portacable desde del calibre 1/0 AWG y mayores.

Opcionales

- Aislamiento de baja emisión de humos (LS) tipo THW-LS o THHW-LS.

Conductor		Espesor Aislamiento	Espesor Cubierta	Diámetro Exterior Aproximado	Peso Total Aproximado	Ampacidad ⁽¹⁾
Calibre	Área					
AWG / kcmil	mm ²	mm	mm	mm	kg/km	A
14	2,1	0,38	0,10	2,91	24,3	25
12	3,3	0,38	0,10	3,38	36,6	30
10	5,3	0,51	0,10	4,24	58,3	40
8	8,4	0,76	0,13	5,53	96,1	55
6	13,3	0,76	0,13	6,47	145,7	75
4	21,2	1,02	0,15	8,23	233,1	95
2	33,6	1,02	0,15	9,72	356,4	130
1/0	53,5	1,27	0,18	12,03	558,1	170
2/0	67,4	1,27	0,18	13,12	692,8	195
3/0	85,0	1,27	0,18	14,35	861,9	225
4/0	107,0	1,27	0,18	15,74	1074,2	260
250	127,0	1,52	0,20	17,86	1281,5	290
350	177,0	1,52	0,20	20,46	1784,7	350
500	253,0	1,52	0,20	23,73	2484,6	430

Figura B.2. Cable CENTELSA C THHN Cu 600V 90°C [29]

8.2.2. Catálogo Motores

Para la implementación de los motores en el caso base de una red eléctrica industrial, se lo realizo por medio de motores de la marca SIEMENS. Como ejemplo del catálogo se coloca la ficha técnica del Motor 1.

Hoja de datos de motores de jaula de ardilla trifásicos SIMOTICS																																		
Data sheet for three-phase Squirrel-Cage-Motors																																		
Tipo de motor: GP100		FS: 215T - 2p - 10 hp -																																
Número de pedido del cliente											Número de ítem						Número de oferta																	
Nº. de pedido Siemens											Número de envío						Proyecto																	
Nota																																		
Datos eléctricos / Electrical data											Safe area Only																							
U [V]	Δ / Y	f [Hz]	P [HP]	P [kW]	n [rpm]	Corriente [Amps]					LRC	Eficiencia nominal con r_{para}^{100}			Factor de potencia			Par [lb-ft]	T_d/T_N [min]	T_d/T_N [min]														
						4/4	3/4	1/2	0	4/4		3/4	2/4	4/4	3/4	2/4																		
460	Y	60	10,00	-	3,515	11,50	8,70	5,70	3,50	81,0	90,2	91,1	91,0	90,3	88,8	81,5	15,0	180	440															
230	YY	60	10,00	-	3,515	23,00	17,36	11,39	7,00	162,0	90,2	91,1	91,0	90,3	88,8	81,5	15,0	180	440															
Armazón: 215T			Construcción.: (A) Foot mounted							Ins. Cl.: F			Motor Prot.: Sin protección			NEMA Des.: B			S.F.: 1.15															
Peso (kg): 208										Incremento Temp.: B			Temp Amb.: + 40 a °C @1000 m			kVA: H			IP IP55															
Datos mecánicos / Mechanical data																																		
Nivel sonoro (LpA / LwA) a 60 Hz											29,0 dB(A) / 78,0 dB(A)																							
Sound level (SPL / SWL) at 60 Hz																																		
Octava banda de frecuencia																																		
250 500 1000 2000 4000 8000 Hz																																		
SPL@3											53,0 55,0 63,0 62,0 58,0 47,0 dB(A)																							
Momento de inercia											0,5 Lb-ft ²																							
Moment of inertia																																		
Capacidad de inercia de carga externa (WK2)											11,0 Lb ft ²																							
Ext Load Inertia Capability:																																		
Rodamientos																																		
Tamaño de rodamiento LA LB											6208 ZZ C3 S0						6208 ZZ C3 S0																	
Bearing DE NDE																																		
Tipo de rodamiento LA LB											Ball Bearing						Ball Bearing																	
Bearing_Type																																		
AFBMA:											40BC02.JPP3						40BC02.JPP3																	
AFBMA:																																		
Grasa																																		
Capacidad											0.3 oz						0.3 oz																	
Capacity																																		
Tipo de grasa											Exxon Mobile EM																							
Grease Type:																																		
espesante											Polyurea																							
Thickener																																		
Tiempo de parada en caliente											14 s																							
Safe Stall Time Hot																																		
Tiempo de parada en frío											28 s																							
Safe Stall Time Cold																																		
Material de la carcasa											Cast Iron																							
Frame material																																		
Color											verde / rojo																							
Color, paint shade																																		
Pintura											Pintura normal C2																							
Coating (paint finish)											Standard paint finish C2																							
Tipo de ventilación																																		
Método de refrigeración											TEFC																							
Method of cooling																																		
Sentido de giro											Bidirectional																							
Direction of rotation																																		
Material / del ventilador exterior											Polypropylene																							
Fan Material																																		
Uso variador de frecuencia											VFD																							
VFD																																		
Resistencias Calefactoras											-																							
Space heaters																																		
Freno:											-																							
Brake:																																		
Caja de bornes / Terminal box																																		
Conexión											9 LEAD - WYE						Posición de la caja de conexiones						F-1, montaje en piso estándar, T. Box LHS											
																							(3) F-1, Standard Floor Mount, T. Box LHS											
Voltage											L1		L1		L1		Conectar juntos						Terminal box position						Grauguss					
																							Grauguss											
LOW											T1 T7		T2 T8		T3 T9		T4 T5 T6						Material of terminal box						Grauguss					
																	T4 T7-T5 T8-T6 T9						Entrada de cable						-					
HIGH											T1		T2		T3								Cable entry											
Observaciones:																																		
I _N = corriente de arranque / nominal											3) Solo válido para servicio DOL con velocidad de giro fija en servicio refrigerante IC411																							
M _{UM} = par de arranque / nominal											2) con potencia asignada / a plena carga																							
M _{VM} = par de vuelco / nominal																																		
Depto. responsable			Referencia técnica			Creado por			Aprobado por			Datos técnicos de pedido sujetos a cambios sin previo aviso.																						
DI MCLVM						DT Configurator																												
SIEMENS			Tipo de documento										Estado del documento			Cliente																		
			Hoja de datos										habilitado																					
			Título										document number																					
			1LE2225-2AA21-4AA3-Z																															
© Siemens AG 2022			D05										Rev.			Fecha de creación			Idioma			Página												
													01			2022-06-28 21:43			es/en			1/2												

Figura B.3. Ficha técnica motor trifásico SIEMENS 7,5 kW [34].

8.2.3. Datos de Placa de Transformadores

Para el ingreso de las especificaciones técnicas de los transformadores se tiene en consideración los niveles de tensión tanto en el lado primario como en el secundario. De esta forma se ha implementado el ingreso de datos técnicos de los transformadores por información de datos de placa del equipo. Como ejemplo del catálogo se coloca la ficha técnica del TRAF0_03Z.

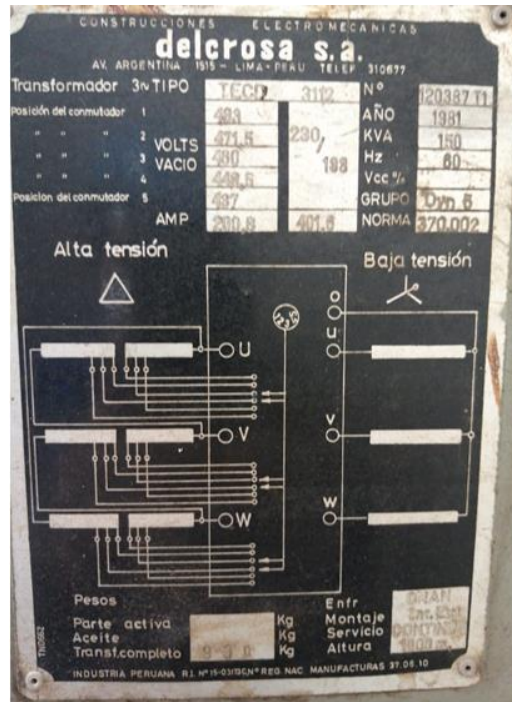
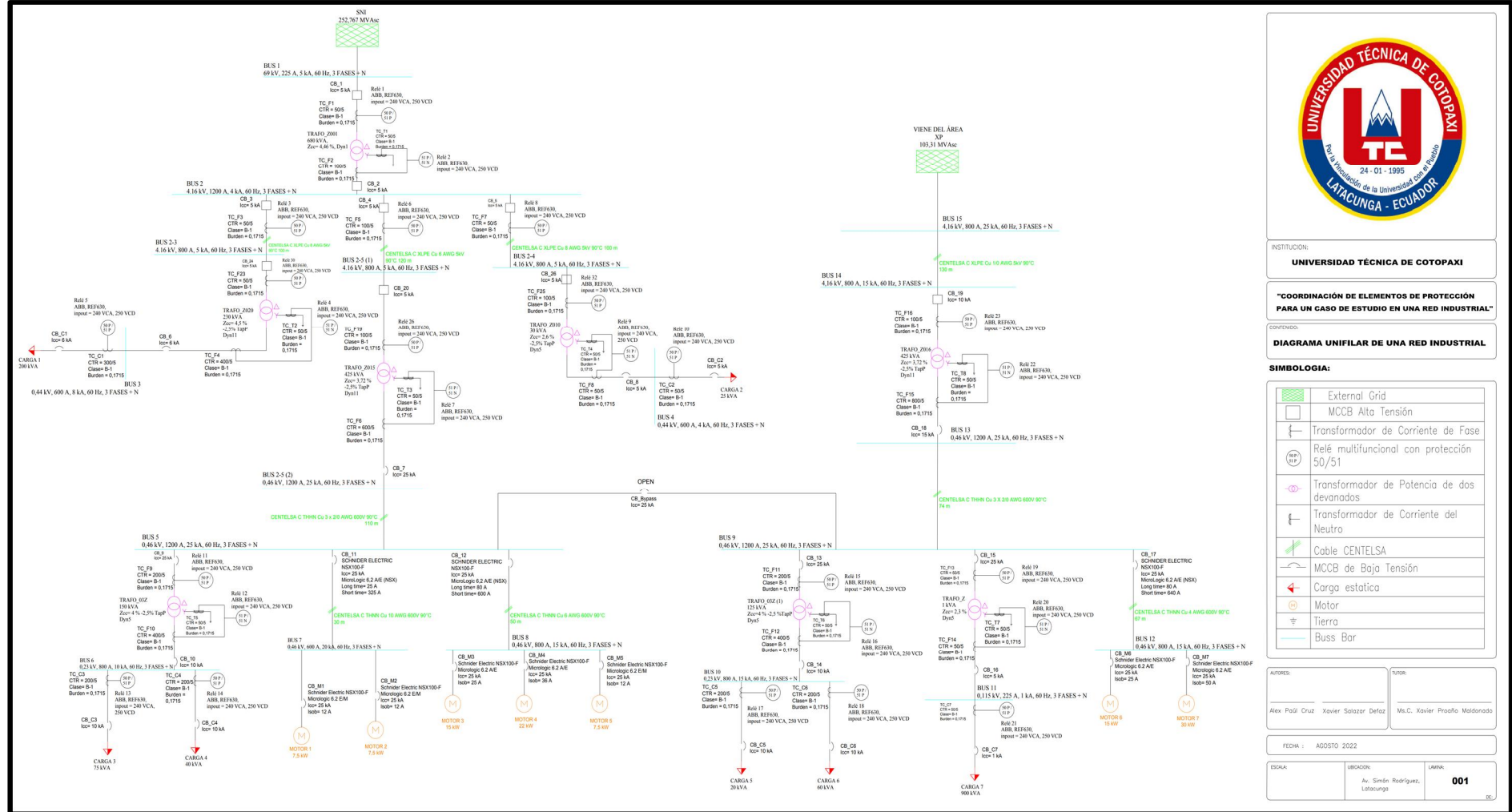


Figura B.4. Datos de placa del TRAF0_03Z [35].

8.2.4. Diagrama Unifilar



INSTITUCIÓN:
UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

"COORDINACIÓN DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA UN CASO DE ESTUDIO EN UNA RED INDUSTRIAL"

CONTENIDO:
DIAGRAMA UNIFILAR DE UNA RED INDUSTRIAL

SIMBOLOGÍA:

	External Grid
	MCCB Alta Tensión
	Transformador de Corriente de Fase
	Relé multifuncional con protección 50/51
	Transformador de Potencia de dos devanados
	Transformador de Corriente del Neutro
	Cable CENTELSA
	MCCB de Baja Tensión
	Carga estática
	Motor
	Tierra
	Buss Bar

AUTORES:
Alex Paul Cruz Xavier Salazar Defaz Ms.C. Xavier Proaño Maldonado

FECHA: AGOSTO 2022

ESCALA: UBICACIÓN: Av. Simón Rodríguez, Latacunga LÁMINA: **001**

Figura B.5. Diagrama Unifilar del Caso Base de una Red Eléctrica Industrial.

8.2.5. Modelamiento en ETAP

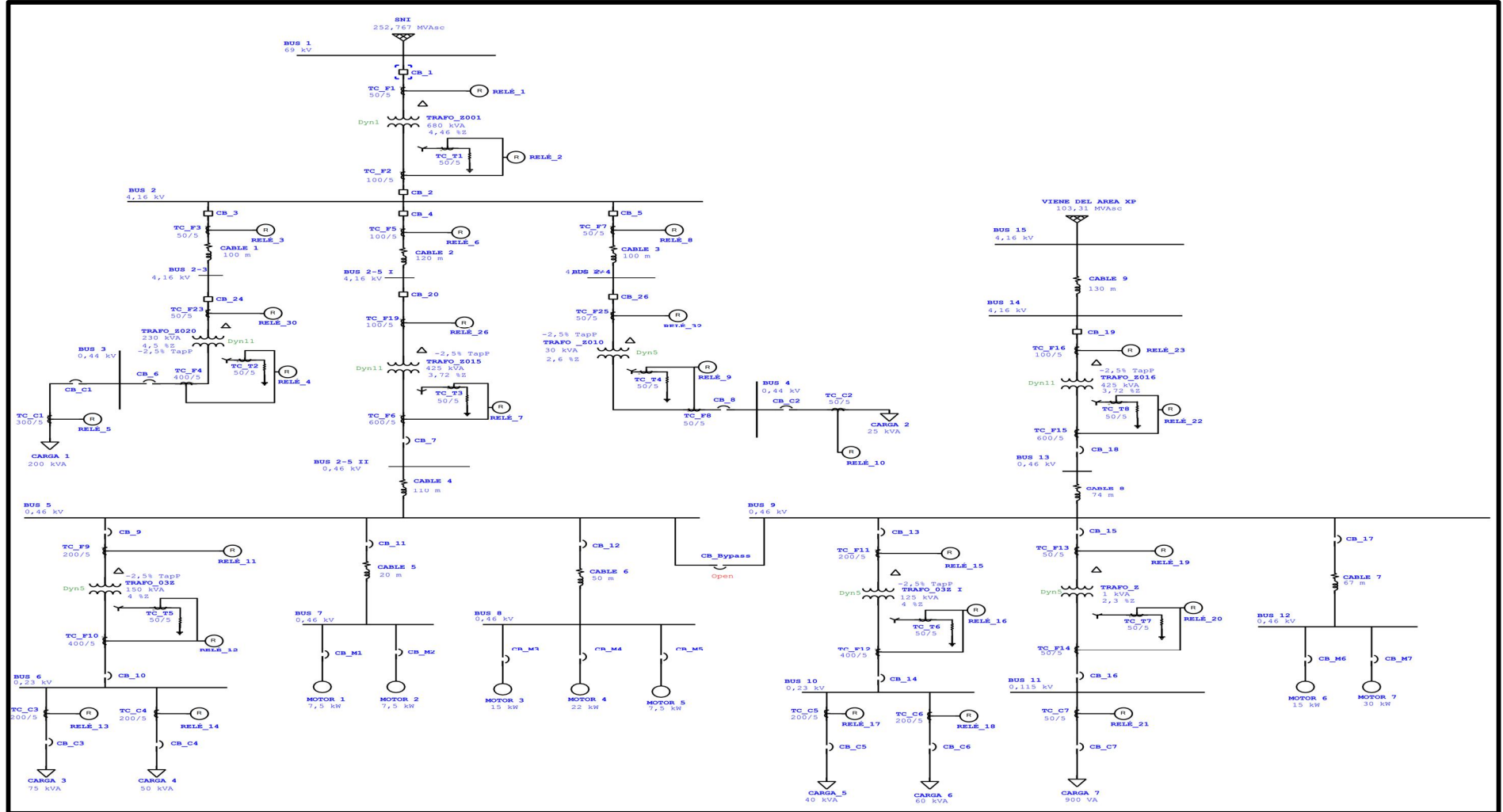


Figura B.6. Diagrama en el Software ETAP.

8.3. Anexo C: Procedimiento para el estudio de arranque de motores.

- En primar instancia debe ingresar los datos establecidos del motor en el apartado de “Protection” e “Inercia”, para realizar el análisis de arranque de motores. Aquí se ingresará datos de placa del motor que se seleccionara, como son: momento de inercia [Lb-ft²], capacidad de inercia de carga externa [Lb ft²], tiempo de parada en caliente [s] y el tiempo de parada en frio [s].

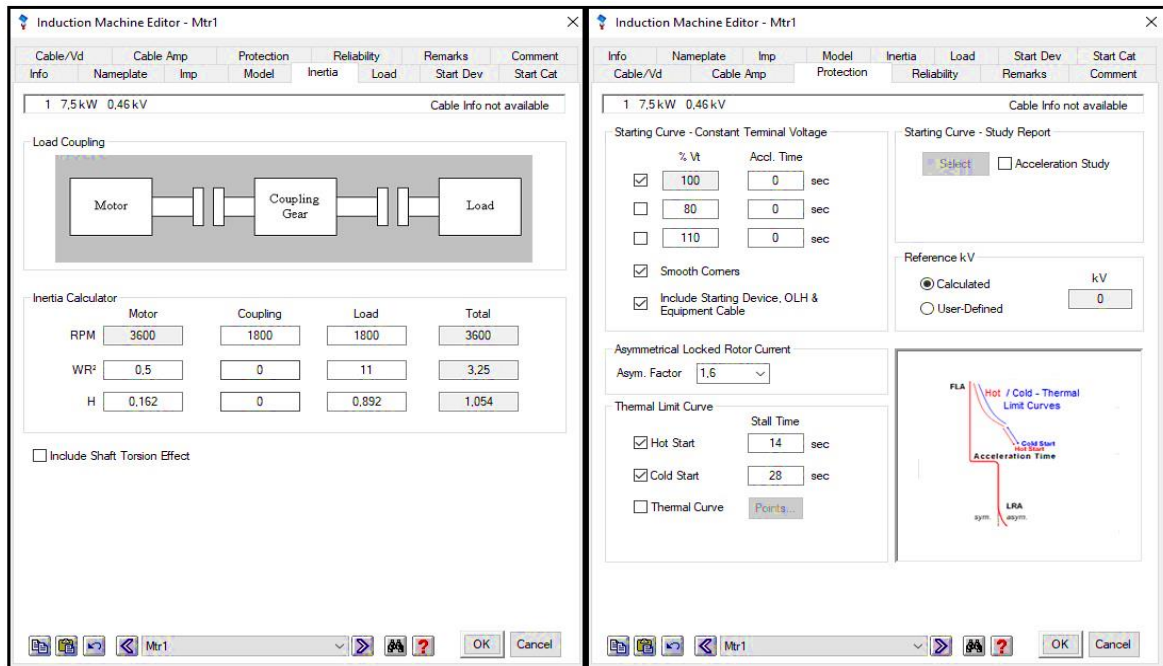


Figura C.7. Datos requeridos para el análisis de Arranque de Motores.

- Una vez realizado el ingreso de los datos del motor, hay que seleccionar la opción de “Motor Acceleration”.



Figura C.8. Función de Arranque de Motores.

- Se crea el caso de estudio que se realiza durante el arranque de motores, aquí se detalla el tiempo en el que empezaran a operar los motores, por lo que se van cargando los eventos de funcionamiento de cada motor por el tiempo en el que empieza su arranque al igual que su tipo de arranque. Se establece un tiempo de simulación total en el cual se evidenciará el arranque durante ese intervalo de tiempo.

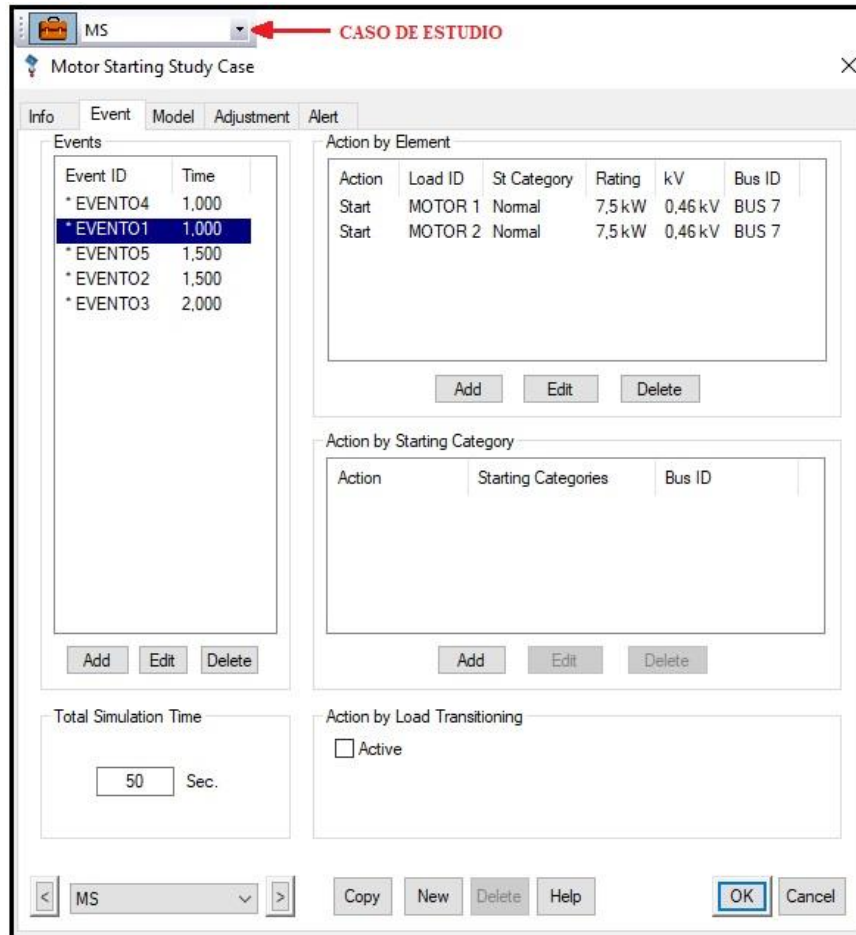


Figura C.9. Caso de Estudio del Arranque de Motores

- Realizado el caso de estudio que se requiere evidenciar, se aplica el análisis del arranque dinámico del motor, el cual nos presentara una pantalla del tiempo de simulación que hemos establecido para el caso de estudio, al ir transcurriendo el tiempo vemos como el motor va arrancando y que corriente máxima alcanza durante su arranque hasta que después de un tiempo se mantenga en la corriente nominal de operación, de igual forma se ve la caída de tensión en la barra durante el arranque hasta que transcurra un tiempo y la tensión en la barra se normalice a sus valores de operación nominal. De igual forma se puede evidencia el comportamiento del arranque del motor durante este tiempo por parte de las gráficas que el software nos permite analizar parámetros como la corriente el voltaje, torque del motor, torque de la carga, aceleración, etc.

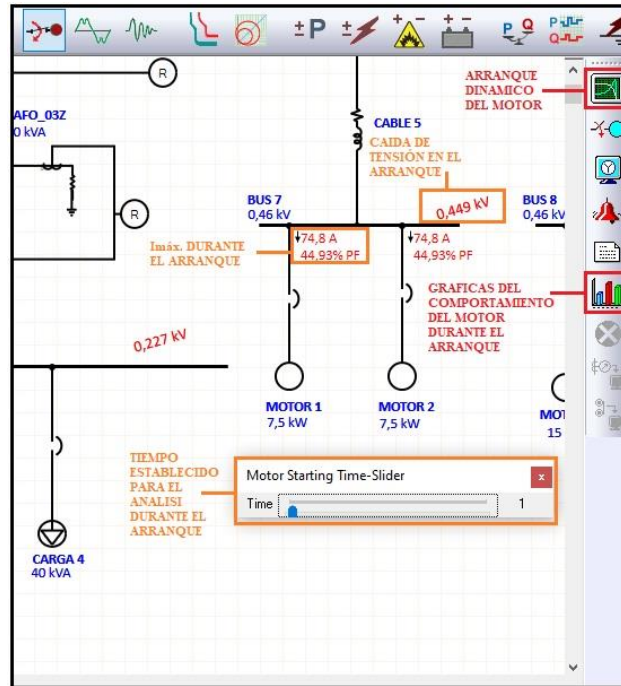


Figura C.10. Análisis Dinámico del Arranque del Motor.

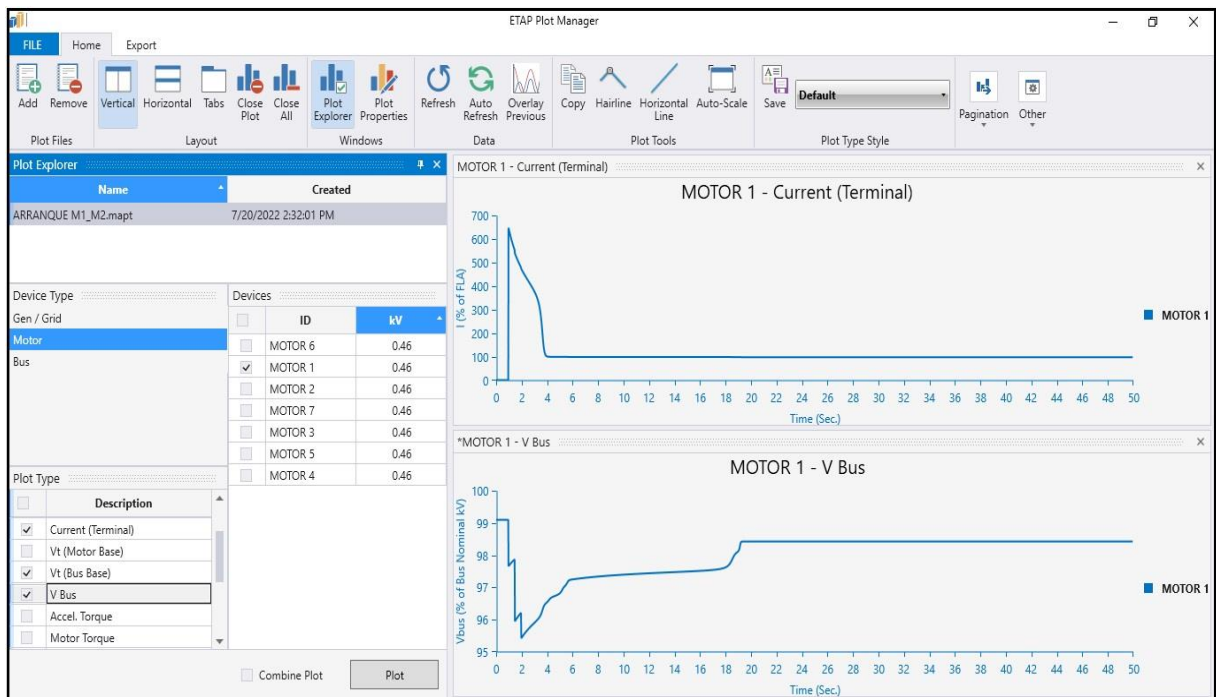


Figura C.11. Graficas del comportamiento del Motor durante su Arranque.

- Finalmente, se regresa al editor de parámetros del motor y nos ubicamos nuevamente en el apartado de “Protection” con la finalidad de cargar el estudio que se ha realizado del arranque del motor en “Starting curve – Study report”, de esta manera durante el análisis de coordinación que realizaremos ya contaremos con la curva de la operación del motor durante su arranque y su operación nominal.

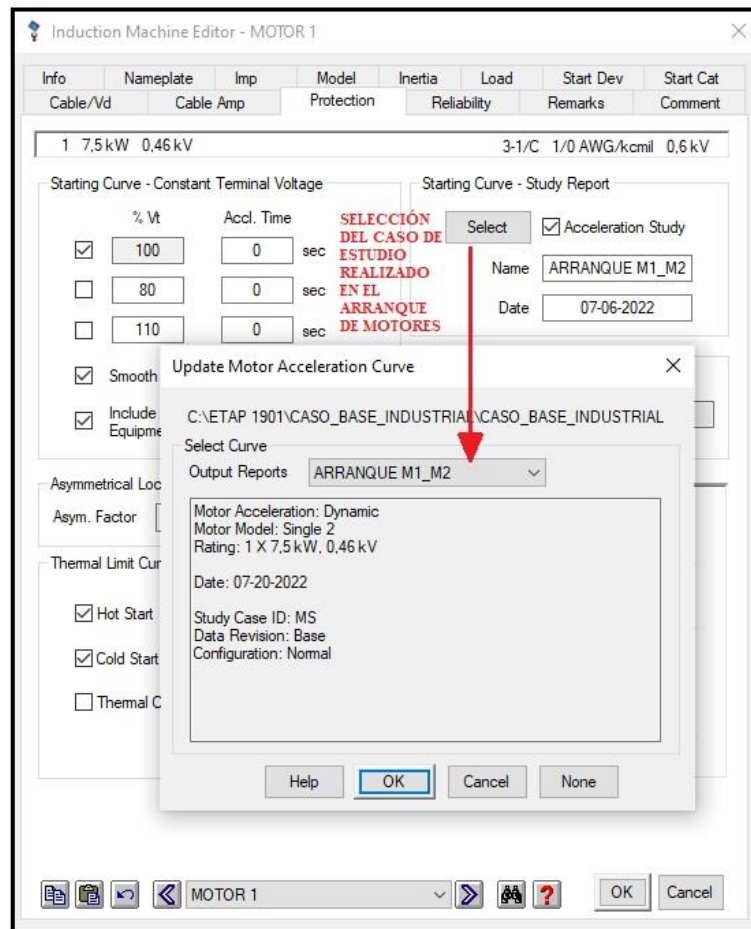


Figura C.12. Estudio de Arranque de Motores para establecer las Protecciones Eléctricas.

8.4. Anexo D: Resultados del análisis de flujo de potencia

8.4.1. Flujos de Potencia

Tabla D.1. Análisis de Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico de la Industria.

Barra	Demanda Máxima			Emergencia 1			Emergencia 2			Demanda Mínima		
	[kVA]	[A]	[V p.u.]	[kVA]	[A]	[V p.u.]	[kVA]	[A]	[V p.u.]	[kVA]	[A]	[V p.u.]
Bus 1_69kV	429,00	3,60	1,000	583,00	4,90	1,000	233,00	2,00	1,000	330,00	2,8	1,000
Bus 2_4,16kV	427,00	59,60	0,994	577,00	80,80	0,990	233,00	32,30	0,998	329,00	45,8	0,996
Bus 2 - 3_4,16kV	205,00	28,70	0,991	203,00	28,60	0,987	206,00	28,80	0,994	206,00	28,7	0,993
Bus 2 - 4_4,16kV	26,00	3,60	0,994	25,00	3,60	0,990	26,00	3,60	0,997	26,00	3,60	0,996
Bus 2 - 5 I_4,16kV	197,00	27,50	0,992	348,00	49,00	0,986	0,00	0,00	0,998	97,00	13,5	0,995
Bus 2 - 5 II_0,46kV	194,00	242,60	1,005	341,00	432,10	0,990	0,00	0,00	0,995	96,00	119	1,015
Bus 3_0,44kV	203,00	264,10	1,007	201,00	263,20	1,004	204,00	265,10	1,011	204,00	264,8	1,010
Bus 4_0,44kV	25,00	33,00	1,007	25,00	32,80	1,003	25,00	33,10	1,011	25,00	33	1,009
Bus 5_0,46kV	194,00	242,60	1,002	339,00	432,10	0,984	192,00	242,10	0,995	96,00	119	1,014
Bus 6_0,23kV	126,00	313,90	1,008	122,00	308,40	0,991	124,00	311,70	1,001	79,00	193	1,028
Bus 7_0,46kV	18,00	22,00	1,000	18,00	22,40	0,982	18,00	22,20	0,993	9,00	10,9	1,013
Bus 8_0,46kV	51,00	64,40	0,998	51,00	65,60	0,980	51,00	64,90	0,991	9,00	10,9	1,013
Bus 9_0,46kV	155,00	192,70	1,012	150,00	190,90	0,984	344,00	433,60	0,995	60,00	74,4	1,020
Bus 10_0,23kV	104,00	255,60	1,019	98,00	248,60	0,991	100,00	251,30	1,002	43,00	104,2	1,039
Bus 11_0,115kV	1,00	4,50	1,000	1,00	4,40	0,973	1,00	4,40	0,983	1,00	4,5	1,009
Bus 12_0,46kV	52,00	65,40	1,007	52,00	67,30	0,979	52,00	66,50	0,990	17,00	21,1	1,019
Bus 13_0,46kV	156,00	192,70	1,014	0,00	0,00	0,984	345,00	433,60	0,999	61,00	74,4	1,021
Bus 14_4,16kV	157,00	21,90	0,998	0,00	0,00	1,000	353,00	49,20	0,995	61,00	8,4	0,999
Bus 15_4,16kV	157,00	21,80	1,000	0,00	0,00	1,000	354,00	49,20	1,000	61,00	8,4	1,000

8.4.2. Cargabilidad de los Transformadores**Tabla D.2.** Cargabilidad de los Transformadores del caso base industrial por cada escenario.

No.	NOMBRE	CAPACIDAD	DEMANDA MÁXIMA		EMERGENCIA 1		EMERGENCIA 2		DEMANDA MÍNIMA	
			CARGABILIDAD (input)		CARGABILIDAD (input)		CARGABILIDAD (input)		CARGABILIDAD (input)	
		[kVA]	[kVA]	[%]	[kVA]	[%]	[kVA]	[%]	[kVA]	[%]
1	TRAFO_Z010	30,00	25,62	85,40%	25,44	84,80%	25,80	86,00%	0,74	85,80%
2	TRAFO_03Z	150,00	128,55	85,70%	124,05	82,70%	126,75	84,50%	0,45	53,30%
3	TRAFO_03Z I	125,00	105,75	84,60%	100,00	80,00%	102,13	81,70%	0,28	34,80%
4	TRAFO_Z	1,00	0,91	90,80%	0,86	85,90%	0,88	87,80%	0,81	92,30%
5	TRAFO_Z001	680,00	429,08	63,10%	582,76	85,70%	233,24	34,30%	0,17	48,50%
6	TRAFO_Z015	425,00	196,78	46,30%	348,50	82,00%	0,00	0,00%	0,00	22,80%
7	TRAFO_Z016	425,00	157,25	37,00%	0,00	0,00%	352,75	83,00%	0,12	14,30%
8	TRAFO_Z020	230,00	204,70	89,00%	203,32	88,40%	206,08	89,60%	0,80	89,40%

8.4.3. Cargabilidad de los Conductores Eléctricos

Tabla D.3. Cargabilidad de los Conductores del caso base industrial por cada escenario.

COND UCTOR	Demanda Máxima			Emergencia 1			Emergencia 2			Demanda Mínima		
	Ampacity (Amp)	Loading Amp	Cargabilid ad [%]	Ampacit y (Amp)	Loading Amp	Cargabilid ad [%]	Ampacity (Amp)	Loading Amp	Cargabilid ad [%]	Ampacity (Amp)	Loading Amp	Cargabilida d [%]
CABLE 1	55	28,65	52,09%	55	28,55	51,91%	55	28,76	52,29%	55	28,72	52,22%
CABLE 2	70	27,51	39,30%	70	49,01	70,01%	70	0,02	0,03%	70	13,5	19,28%
CABLE 3	5	3,58	71,51%	5	3,56	71,26%	5	3,59	71,77%	5	3,58	71,68%
CABLE 4	565,15	242,59	42,93%	565,15	432,14	76,47%	565,15	0	0,00%	595	119,02	20,00%
CABLE 5	30	22,04	73,46%	30	22,44	74,79%	30	22,19	73,97%	30	10,88	36,26%
CABLE 6	91,5	64,43	70,41%	91,5	65,59	71,69%	91,5	64,88	70,90%	91,5	10,87	11,88%
CABLE 7	91,5	65,42	71,49%	91,5	67,27	73,52%	91,5	66,54	72,72%	91,5	21,07	23,03%
CABLE 8	556,27	192,67	34,64%	556,27	0	0,00%	556,27	433,62	77,95%	556,27	74,39	13,37%
CABLE 9	60	21,85	36,42%	60	0,02	0,04%	60	49,18	81,96%	78,66	8,44	10,73%

8.5. Anexo E: Resultados del análisis de cortocircuito**Tabla E.4.** Análisis de Cortocircuito del caso base industrial en los escenarios establecidos parte A.

Barra	Voltaje pre-falla	Demanda Máxima				Emergencia 1			
		3-Phase Fault	Line-to-Line Fault	Line-to-Line-to-Ground Fault	Line-to-Ground Fault	3-Phase Fault	Line-to-Line Fault	Line-to-Line-to-Ground Fault	Line-to-Ground Fault
	[p.u.]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Bus 1_69kV	1,00	2,117	1,834	5,591	3,071	2,119	1,835	5,595	3,074
Bus 2_4,16kV	1,00	2,034	1,761	0,012	0,024	2,061	1,784	0,012	0,024
Bus 2 - 3_4,16kV	1,00	1,929	1,670	0,012	0,024	1,952	1,690	0,012	0,024
Bus 2 - 4_4,16kV	1,00	1,929	1,670	0,012	0,024	1,952	1,690	0,012	0,024
Bus 2 - 5 1_4,16kV	1,00	1,954	1,692	0,012	0,024	1,981	1,715	0,012	0,024
Bus 2 - 5 II_0,46kV	1,00	8,112	7,018	0,003	0,005	8,350	7,222	0,003	0,005
Bus 3_0,44kV	1,00	4,839	4,190	0,003	0,005	4,855	4,204	0,003	0,005
Bus 4_0,44kV	1,00	1,397	1,210	0,003	0,006	1,398	1,211	0,003	0,006
Bus 5_0,46kV	1,00	7,416	6,415	0,003	0,005	7,650	6,616	0,003	0,005
Bus 6_0,23kV	1,00	5,654	4,894	0,001	0,003	5,726	4,956	0,003	0,003
Bus 7_0,46kV	1,00	5,203	4,501	0,003	0,005	5,324	4,605	0,003	0,005
Bus 8_0,46kV	1,00	5,686	4,919	0,003	0,005	5,831	5,043	0,003	0,005
Bus 9_0,46kV	1,00	10,965	9,494	0,001	0,003	7,650	6,616	0,003	0,005
Bus 10_0,23kV	1,00	5,703	4,939	0,002	0,003	5,106	4,419	0,002	0,003
Bus 11_0,115kV	1,00	0,217	0,188	0,002	0,003	0,217	0,188	0,002	0,003
Bus 12_0,46kV	1,00	6,317	5,470	0,001	0,003	5,341	4,620	0,003	0,005
Bus 13_0,46kV	1,00	12,216	10,578	0,001	0,003	7,170	6,201	0,003	0,005
Bus 14_4,16kV	1,00	8,309	7,196	5,902	6,972	8,288	7,178	5,899	6,964
Bus 15_4,16kV	1,00	14,367	12,442	15,792	15,045	14,338	12,417	15,780	15,025

Tabla E.5. Análisis de Cortocircuito del caso base industrial en los escenarios establecidos parte B.

Barra	Voltaje pre-falla	Emergencia 2				Demanda Mínima			
		3-Phase Fault	Line-to-Line Fault	Line-to-Line-to-Ground Fault	Line-to-Ground Fault	3-Phase Fault	Line-to-Line Fault	Line-to-Line-to-Ground Fault	Line-to-Ground Fault
		[p.u.]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Bus 1_69kV	1,00	2,115	1,832	5,586	3,068	2,116	1,832	5,587	3,069
Bus 2_4,16kV	1,00	1,996	1,728	0,012	0,024	2,006	1,737	0,012	0,024
Bus 2 - 3_4,16kV	1,00	1,895	1,641	0,012	0,024	1,904	1,649	0,012	0,024
Bus 2 - 4_4,16kV	1,00	1,895	1,641	0,012	0,024	1,904	1,649	0,012	0,024
Bus 2 - 5 I_4,16kV	1,00	1,916	1,659	0,012	0,024	1,926	1,668	0,012	0,024
Bus 2 - 5 II_0,46kV	1,00	9,715	8,407	0,001	0,003	7,874	6,816	0,003	0,005
Bus 3_0,44kV	1,00	4,814	4,169	0,003	0,005	4,821	4,175	0,003	0,005
Bus 4_0,44kV	1,00	1,395	1,208	0,003	0,006	1,396	1,209	0,003	0,006
Bus 5_0,46kV	1,00	11,257	9,740	0,001	0,003	7,183	6,217	0,003	0,005
Bus 6_0,23kV	1,00	6,541	5,663	0,001	0,003	5,580	4,831	0,001	0,003
Bus 7_0,46kV	1,00	6,312	5,461	0,001	0,003	5,067	4,385	0,003	0,005
Bus 8_0,46kV	1,00	7,262	6,283	0,001	0,003	5,496	4,757	0,003	0,005
Bus 9_0,46kV	1,00	11,257	9,740	0,001	0,003	10,817	9,369	0,001	0,003
Bus 10_0,23kV	1,00	5,743	4,972	0,002	0,003	5,683	4,922	0,002	0,003
Bus 11_0,115kV	1,00	0,217	0,188	0,002	0,003	0,217	0,188	0,002	0,003
Bus 12_0,46kV	1,00	6,426	5,561	0,001	0,003	6,207	5,376	0,001	0,003
Bus 13_0,46kV	1,00	12,515	10,830	0,001	0,003	12,065	10,450	0,001	0,003
Bus 14_4,16kV	1,00	8,338	7,220	5,906	6,983	8,295	7,183	5,900	6,966
Bus 15_4,16kV	1,00	14,404	12,473	15,807	15,072	14,347	12,425	15,784	15,031

Tabla E.6. Resumen del Análisis de Cortocircuito en el Sistema.

Barra	Corrientes de Cortocircuito del Sistema Eléctrico			
	Line-to-Ground	Line-to-Line-to-Ground	Line-to-Line	3-Phase
	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Bus 1_69kV	3,074	5,595	1,835	2,119
Bus 2_4,16kV	0,024	0,012	1,784	2,061
Bus 2 - 3_4,16kV	0,024	0,012	1,690	1,952
Bus 2 - 4_4,16kV	0,024	0,012	1,690	1,952
Bus 2 - 5 I_4,16kV	0,024	0,012	1,715	1,981
Bus 2 - 5 II_0,46kV	0,005	0,003	8,407	9,715
Bus 3_0,44kV	0,005	0,003	4,204	4,855
Bus 4_0,44kV	0,006	0,003	1,211	1,398
Bus 5_0,46kV	0,005	0,003	9,740	11,257
Bus 6_0,23kV	0,003	0,003	5,663	6,541
Bus 7_0,46kV	0,005	0,003	5,461	6,312
Bus 8_0,46kV	0,005	0,003	6,283	7,262
Bus 9_0,46kV	0,005	0,003	9,740	11,257
Bus 10_0,23kV	0,003	0,002	4,972	5,743
Bus 11_0,115kV	0,003	0,002	0,188	0,217
Bus 12_0,46kV	0,005	0,003	5,561	6,426
Bus 13_0,46kV	0,005	0,003	10,830	12,515
Bus 14_4,16kV	6,983	5,906	7,220	8,338
Bus 15_4,16kV	15,072	15,807	12,473	14,404

8.6. Anexo F: Procedimiento y resultados de la coordinación de protecciones**8.6.1. Análisis del Arranque de Motores****Tabla F.7.** Corriente durante el Arranque del Motor.

Nombre	Potencia	Corriente nominal	Demanda Máxima	Emergencia 1	Emergencia 2	Demanda Mínima
	[kW]		[A]	Imáx	Imáx	Imáx
			[A]	[A]	[A]	[A]
Motor 1	7,5	11,5	75,2	73,2	74,6	76,6
Motor 2	7,5	11,5	75,2	73,2	74,6	-
Motor 3	15	22	125,3	118	122,8	-
Motor 4	22	34	201,6	190,4	199,5	-
Motor 5	7,5	11,5	73,5	69,2	72	76
Motor 6	15	22	130,6	125,2	127,6	131,2
Motor 7	30	46	381,4	260,7	271,2	-

8.6.2. Análisis de Selección de los Equipos de Protección de los Motores**Tabla F.8.** Determinación de los parámetros para las Protecciones de los motores por el Artículo de la NEC 430.

Nombre	Corriente Nominal	Corriente de Arranque Máxima	Corriente de Protección (Instantánea)		Factor de Sobrecarga	Protección contra Sobrecarga
	[A]		[A]	[A Normalizados]		[A]
Motor 1_7,5 kW	11,5	76,6	153,2	150	125%	13,225
Motor 2_7,5 kW	11,5	75,2	150,4	150	125%	13,225
Motor 3_15 kW	22	125,3	250,6	250	125%	25,3
Motor 4_22 kW	34	201,6	403,2	400	125%	39,1
Motor 5_7,5 kW	11,5	76	152	150	125%	13,225
Motor 6_15 kW	22	131,2	262,4	250	125%	25,3
Motor 7_30 kW	46	381,4	762,8	700	125%	52,9

8.6.3. Análisis de Selección de los Transformadores de Corriente de Fase

Tabla F.9. Determinación de los Parámetros del Transformador de Corriente de Fase.

Equipo a proteger	Nivel de Tensión	Corriente nominal máxima	Conductor No. 10 AWG	Distancia	Relé	TC			Potencia de Protección					Burden
	[kV]	[A]	[Ω/m]	[m]	[VA]	[FP]	[Aprim]	[Asec]	[P_cond]	[P_relé]	[P_total]	[Q_relé]	[S_total]	[Ω]
TRAFO_Z001	69,00	5,69	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
	4,16	94,37	0,00341	50	0,05	0,5	100	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_Z020	4,16	31,92	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
	0,44	301,80	0,00341	50	0,05	0,5	400	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_Z015	4,16	54,98	0,00341	50	0,05	0,5	100	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
	0,46	533,40	0,00341	50	0,05	0,5	600	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_Z010	4,16	4,16	0,00341	50	0,05	0,5	100	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
	0,44	39,36	0,00341	50	0,05	0,5	100	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_03Z	0,46	188,30	0,00341	50	0,05	0,5	200	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
	0,23	376,50	0,00341	50	0,05	0,5	400	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_03Z I	0,46	156,90	0,00341	50	0,05	0,5	200	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
	0,23	313,80	0,00341	50	0,05	0,5	400	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_Z	0,46	1,26	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
	0,115	5,02	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_Z016	4,16	58,98	0,00341	50	0,05	0,5	100	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
	0,46	533,40	0,00341	50	0,05	0,5	800	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
CARGA 1	0,44	265,10	0,00341	50	0,05	0,5	300	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
CARGA 2	0,44	33,10	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
CARGA 3	0,23	187,90	0,00341	50	0,05	0,5	200	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
CARGA 4	0,23	122,80	0,00341	50	0,05	0,5	200	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
CARGA 5	0,23	100,50	0,00341	50	0,05	0,5	200	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
CARGA 6	0,23	150,80	0,00341	50	0,05	0,5	200	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
CARGA 7	0,115	4,40	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715

8.6.4. Análisis de Selección de los Transformadores de Corriente de Tierra

Tabla F.10. Determinación de los Parámetros del Transformador de Corriente de Tierra

Equipo a proteger	Nivel de Tensión	Corriente nominal máxima	Conductor No. 10 AWG	Distancia	Relé		TC		Potencia de Protección					Burden
	[kV]	[A]	[Ω/m]	[m]	[VA]	[FP]	[Aprim]	[Asec]	[P_cond]	[P_relé]	[P_total]	[Q_relé]	[S_total]	[Ω]
TRAFO_Z001	4,16	0,024	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_Z020	0,44	0,005	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_Z015	0,46	0,005	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_Z010	0,44	0,006	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_03Z	0,23	0,003	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_03Z I	0,23	0,003	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_Z	0,115	0,003	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715
TRAFO_Z016	0,46	0,005	0,00341	50	0,05	0,5	50	5	4,2625	0,0250	4,2875	0,0433	4,2877	0,1715

8.6.5. Equipos de Protección de Motores Ficha Técnica

Ficha técnica del producto

Especificaciones



Interruptor Automático ComPact NSX100F TMD25 Regulable 18-25 A 3P3D

LV429636

Principal

Gama	Compact
Nombre del producto	Compact NSX
Gama de producto	ComPact NSX100...250 DC
Nombre corto del dispositivo	proteccion
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Distribución
Number of poles	3P
Descripción de polos protegidos	3t
Corriente nominal (In)	25 A en 40 °C
[Ue] tensión asignada de empleo	690 V CA 50/60 Hz
Tipo de red	CA
Frecuencia de red	50/60 Hz
Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)	Ajustable
[Ir] long-time protection pick-up adjustment range	0,7...1 x In
Long-time protection delay adjustment type tr	Fijo
[Tr] long-time protection delay adjustment range	120...400 s en 1,5 x In 15 s en 6 x Ir
Short-time protection pick-up adjustment type Isd	Fijo
[Isd] Short-time protection pick-up adjustment range	300 A

Figura F.13. ComPact NSX _18-25 A, Motor 1-7 [36].

ComPacT NSX Motor Protection MicroLogic 6 E-M Electronic Trip Units

Display of Type of Fault

At a fault trip, the type of fault (Ir, Isd, li, Ig, lunbal, ljam), the phase concerned and the interrupted current are displayed.

Indications

Front indications

Green "Ready" LED: flashes slowly when the circuit breaker is ready to trip in the event of a fault.

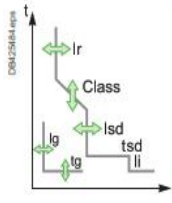
Red alarm LED for motor operation: goes ON when the thermal image of the rotor or stator is greater than 95% of the permissible temperature rise.

Remote indications via SDTAM or SDx module

See description on page C-31 for SDTAM and for SDx.



MicroLogic 6.2/6.3 E-M



Ratings (A)	In at 65 °C [1]	25	50	80	150	220	320	500
Circuit breaker	ComPacT NSX100	●	●	●	-	-	-	-
	ComPacT NSX160	●	●	●	●	-	-	-
	ComPacT NSX250	●	●	●	●	●	-	-
	ComPacT NSX400	-	-	-	-	-	●	-
	ComPacT NSX630	-	-	-	-	-	●	●

L Overloads: Long-time protection		Value depending on trip-unit rating (In) and setting on dial											
Pick-up (A)	Ir	Dial setting											
Tripping between 1.05 and 1.20 Ir		In = 25 A Ir =	12	14	16	18	20	22	23	24	25		
		In = 50 A Ir =	25	30	32	36	40	42	45	47	50		
		In = 80 A Ir =	35	42	47	52	57	60	65	72	80		
		In = 150 A Ir =	70	80	90	100	110	120	130	140	150		
		In = 220 A Ir =	100	120	140	155	170	185	200	210	220		
		In = 320 A Ir =	160	180	200	220	240	260	280	300	320		
		In = 500 A Ir =	250	280	320	350	380	400	440	470	500		
		Keypad setting	Fine adjustments in 1 A steps below maximum value defined by dial setting										
Trip class as per IEC 60947-4-1			5	10	20	30							
Time delay (s)	tr	1.5 x Ir	120	240	480	720	for warm motor						
depending on selected trip class		6 x Ir	6.5	13.5	26	38	for cold motor						
		7.2 x Ir	5	10	20	30	for cold motor						
Thermal memory			20 minutes before and after tripping										
Cooling fan			Settings for self-cooled or fan-cooled motors										

S Short-circuits: Short-time protection with fixed time delay		Fine adjustment In 0.5 x Ir steps using the keypad										
Pick-up (A) accuracy ±15 %	Isd = Ir x ...	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
Time delay	tsd	Non-adjustable										
	Non-tripping time	10 ms										
	Maximum break time	60 ms										

I Short-circuits: Non-adjustable instantaneous protection		Fine adjustments in 0.05 x In steps										
Pick-up (A) accuracy ±15 %	li non-adjustable	425	750	1200	2250	3300	4800	6500				
	Non-tripping time	0 ms										
	Maximum break time	30 ms										

G Ground faults		Fine adjustments in 0.05 x In steps										
Pick-up (A) accuracy ±10 %	Ig = In x ...	Dial setting										
	In = 25 A Ig =	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1	Off		
	In = 50 A Ig =	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	Off		
	In > 50 A Ig =	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1	Off		
Time delay (ms)	tg	0	0.1	0.2	0.3	0.4						
	Non-tripping time	20	80	140	230	350						
	Maximum break time	80	140	200	320	500						

[1] Motor standards require operation at 65 °C. Circuit-breaker ratings are derated to take this requirement into account (see pages E-14 to E-17).

[2] The unbalance measurement takes into account the most unbalanced phase with respect to the average current.

Figura F.14. Micrologic 6,2 E/M (NSX) [37].

8.6.6. Relé de protección REF 630 de ABB**Tabla F.11.** Funciones soportadas por el Relé REF-630 [32].

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Sobreintensidad trifásica no direccional, etapa baja	PHLPTOC	3I>	51P-1
Sobreintensidad trifásica no direccional, etapa alta	PHHPTOC	3I>>	51P-2
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa instantánea	PHIPTOC	3I>>>	50P/51P
Sobreintensidad trifásica direccional, etapa baja	DPHLPDOC	3I>→	67-1
Sobreintensidad trifásica direccional, etapa alta	DPHHPDOC	3I>>→	67-2
Falla a tierra no direccional, etapa baja	EFLPTOC	I0>	51N-1
Falla a tierra no direccional, etapa alta	EFHPTOC	I0>>	51N-2
Falla a tierra no direccional, etapa instantánea	EFIPTOC	I0>>>	50N/51N
Falla a tierra direccional, etapa baja	DEFLPDEF	I0>→	67N-1
Falla a tierra direccional, etapa alta	DEFHPDEF	I0>>→	67N-2
Falla a tierra transitoria/intermitente	INTRPTEF	I0>→IEF	67NIEF
Falla a tierra basada en la admitancia	EFPADM	Y0>→	21YN
Falla a tierra multifrecuencia basada en la admitancia	MFADPSDE	Y0>→Y	67YN
Falla a tierra vatimétrica	WPWDE	P0>→	32N
Falta a tierra basada en armónicos	HAEPTOC	I0>HA	51NHA
Sobreintensidad de secuencia negativa	NSPTOC	I2>	46
Sobrecarga térmica trifásica para líneas	T1PTTR	3Ith>F	49F
Discontinuidad de fase	PDNSPTOC	I2/I1>	46PD
Detección de corriente de energización trifásico	INRPHAR	3I2f>	68
Sobretensión trifásica	PHPTOV	3U>	59
Subtensión trifásica	PHPTUV	3U<	27
Sobretensión de secuencia positiva	PSPTOV	U1>	47O+
Subtensión de secuencia positiva	PSPTUV	U1<	47U+
Sobretensión de secuencia negativa	NSPTOV	U2>	47O-
Sobretensión residual	ROVPTOV	U0>	59G
Subtensión direccional de potencia reactiva	DQPTUV	Q>-->,3U<	32Q, 27
Protección de potencia inversa / Sobrepotencia direccional	DOPPDPR	P>→	32R/32O
Gradiente de frecuencia	DAPFRC	df/dt>	81R
Sobrefrecuencia	DAPTOF	f>	81O
Subfrecuencia	DAPTUF	f<	81U
Deslaste de carga	LSHDPFQR	UFLS/R	81LSH
Localizador de fallas	SCEFRFLO	FLOC	21FL
Fallo del interruptor	CCBRBRF	3I>/I0>BF	51BF/51NBF
Auto reenganche	DARREC	O → I	79
Lógica de disparo	TRPPTRC	I → O	94
Protección de distancia	DSTPDIS	Z<	21, 21P, 21N
Lógica automática de cierre sobre falta	CVRSOFF	SOTF	SOTF
Protección analógica multipropósito	MAPGAPC	MAP	MAP

Tabla F.12. Entradas de energización [32].

Descripción	Valor		
Frecuencia nominal	50/60 Hz		
Rango operación	Frecuencia nominal \pm 5Hz		
Entradas corrientes	Corriente nominal, I_n	0.1/0.5 A	1/5 A
	Capacidad aguante térmico:		
	• Continuamente	4 A	20 A
	• Durante 1 s	100 A	500 A
	• Durante 10 segundos	25 A	100 A
	Aguante corriente dinámica:		
	• Valor de media onda	250 A	1250 A
	Impedancia de entrada	<100 m Ω	<20 m Ω
Entradas tensión	Tensión nominal	100 V/ 110 V/ 115 V/ 120 V (Parametrización)	
	Aguante de tensión:		
	• Continuo	425 V	
	• Durante 10 s	450 V	
	Carga a tensión nominal	<0.05 VA	

Tabla F.13. Protección de sobrecorriente trifásica no-direccional [32].

Característica	Valor	
Precisión de operación	PHLPTOC	A la frecuencia $f = f_n$ $\pm 1.5\%$ de valor de ajuste o $\pm 0.002 \times I_n$
	PHHPTOC y	$\pm 1.5\%$ de valor de ajuste o $\pm 0.002 \times I_n$ (a corrientes en el rango de 0.1...10 $\times I_n$)
	PHIPTOC	$\pm 5.0\%$ del valor de ajuste (a corrientes en el rango de 10...40 $\times I_n$)
Tiempo enganche	PHIPTOC:	
	IFalla = 2 x ajuste valor enganche	Típico: 17 ms (± 5 ms)
	IFalla = 10 x ajuste valor enganche	Típico: 10 ms (± 5 ms)
	PHHPTOC:	
	IFalla = 2 x ajuste valor enganche	Típico: 19 ms (± 5 ms)
	PHLPTOC:	
IFalla = 2 x ajuste valor enganche	Típico: 23 ms (± 5 ms)	
Tiempo de reposición	< 45 ms	
Relación de reposición	Típico 0.96	
Tiempo de retardo	< 30 ms	
Precisión tiempo operación en modo tiempo definido	$\pm 1.0\%$ de valor de ajuste o ± 20 ms	
Precisión tiempo operación en modo tiempo inverso	$\pm 5.0\%$ de valor teórico o ± 20 ms	
Supresión de armónicas	RMS: Sin supresión DFT: -50dB a $f = n \times f_n$, donde $n = 2, 3, 4, 5$, Pico-a-pico: Sin supresión P-a-P+respaldo: Sin supresión.	

Tabla F.14. Ajustes principales de protección de sobrecorriente trifásica no-direccional [32].

Parámetro	Función	Valor (Rango)	Paso
Valor enganche	PHLPTOC	0.05...5.00 x pu	0.01
	PHHPTOC	0.10...40.00 x pu	0.01
	PHIPTOC	1.00...40.00 x pu	0.01
Multiplicador tiempo	PHLPTOC	0.05...15.00	0.05
	PHHPTOC	0.05...15.00	0.05
Tiempo retardo operación	PHLPTOC	0.04...200.00 s	0.01
	PHHPTOC	0.02...200.00 s	0.01
	PHIPTOC	0.02...200.00 s	0.01
Tipo curva operación	PHLPTOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	PHHPTOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	
	PHIPTOC	Tiempo definido	

8.6.7. Calibración de la función 51 del relé REF 630 de ABB

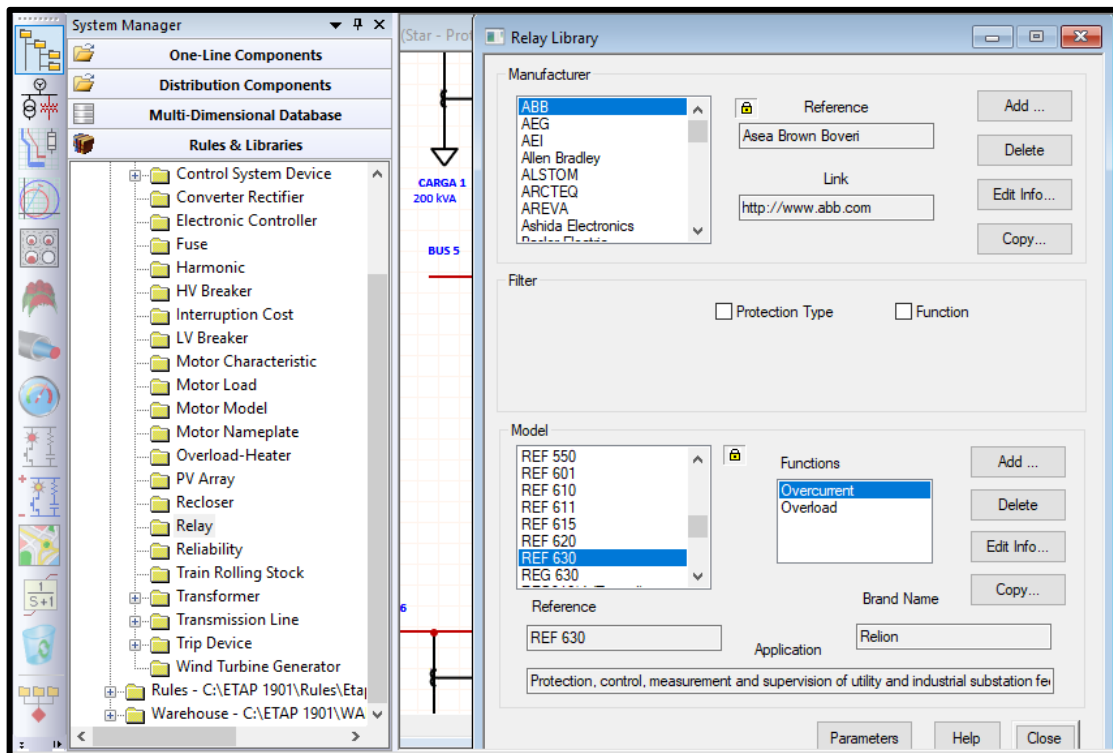


Figura F.15. Se selecciona el Relé que se emplea para el análisis.

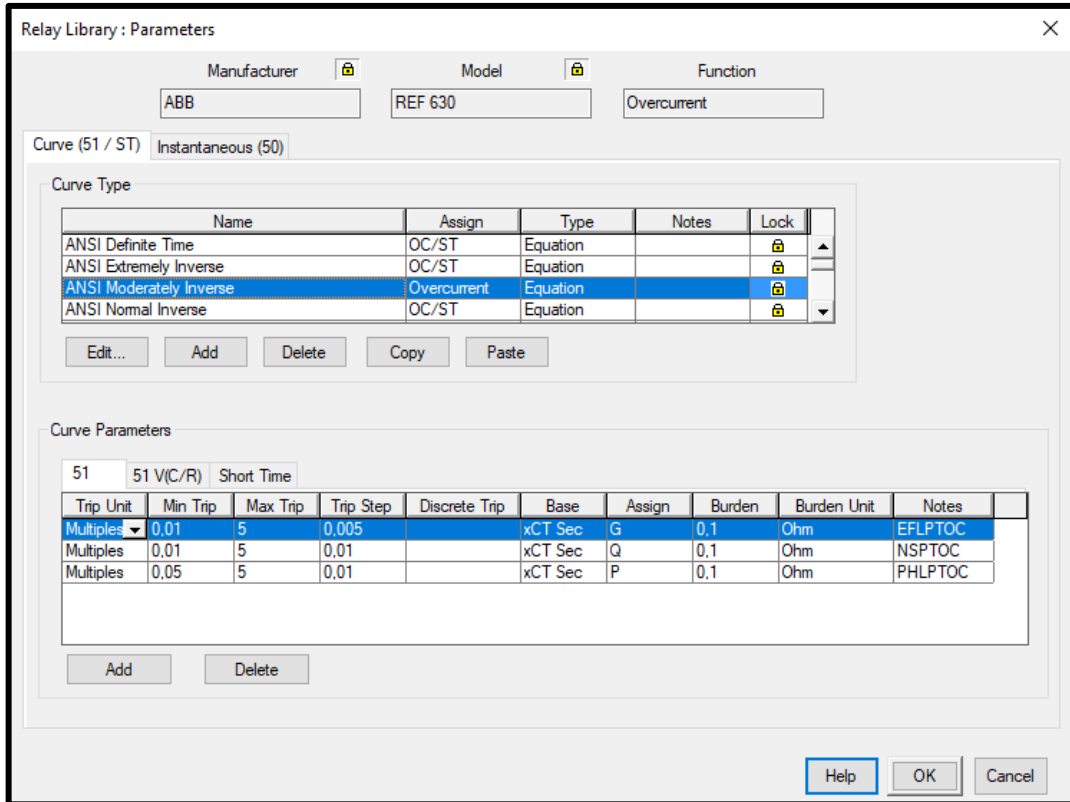


Figura F.16. Dentro de la Función 51 u “Overcurrent” se establece el tipo de curva que se aplicará.

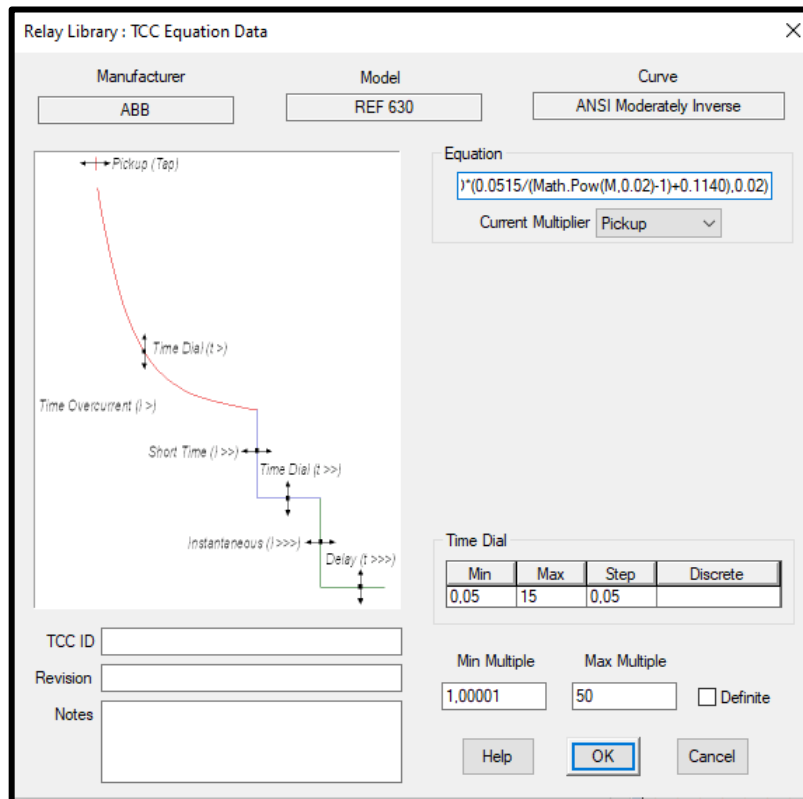


Figura F.17. Al editar podemos evidencia los valores del tipo de Curva seleccionada, al igual que los

Rangos del DIAL.

8.7. Anexo G: Manual del software ETAP

ELABORADO POR:	VERIFICADO POR: Laboratorista	APROBADO POR: Director de carrera
Cruz Gonzales Alex Paul Salazar Defaz Xavier Santiago		Ms.C. Xavier Proaño Maldonado
Fecha: Agosto 2022	Fecha:	Fecha:
Firma:	Firma:	Firma:

CARRERA	CÓDIGO DE LA ASIGNATURA	NOMBRE DE LA ASIGNATURA
INGENIERÍA ELÉCTRICA		PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

PRÁCTICA N°	LABORATORIO:	PROTECCIONES EN UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL	DURACIÓN (HORAS)
	ÁREA:		
	NOMBRE DE LA PRÁCTICA:	Coordinación de protecciones de sobrecorriente instantánea y temporizadas, mediante el cálculo de corrientes de cortocircuito	

MANUAL SOFTWARE ETAP

8.7.1. Diseño del diagrama unifilar

- Parámetros requeridos

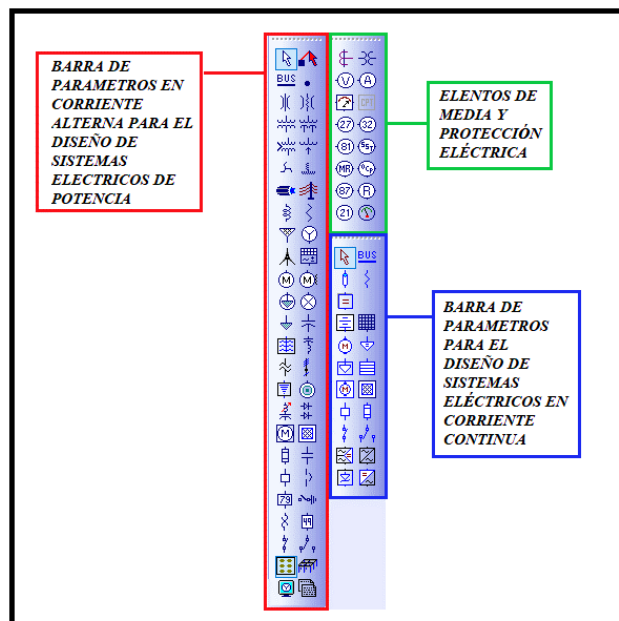


Figura G.18. Barra de parámetros de Edición.

- **Barra de Base de Datos**

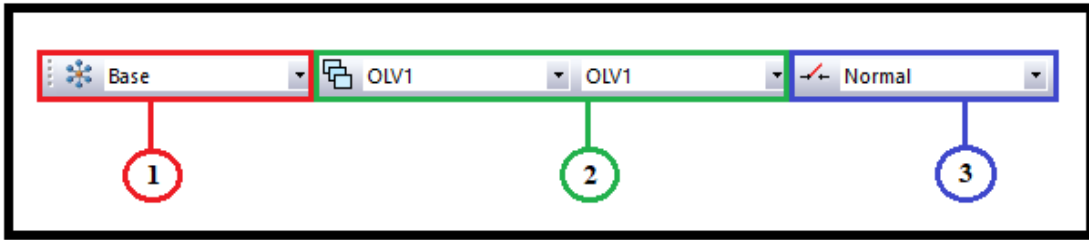


Figura G.19. Modos de Edición.

1. Base y Revisión de datos: Permite realizar creaciones de nuevos escenarios a partir del caso base realizada, tomando en cuenta los datos y parámetros ya empleados en dicho caso y que pueden ser modificados durante la creación de otro caso a partir de la copia de la base.

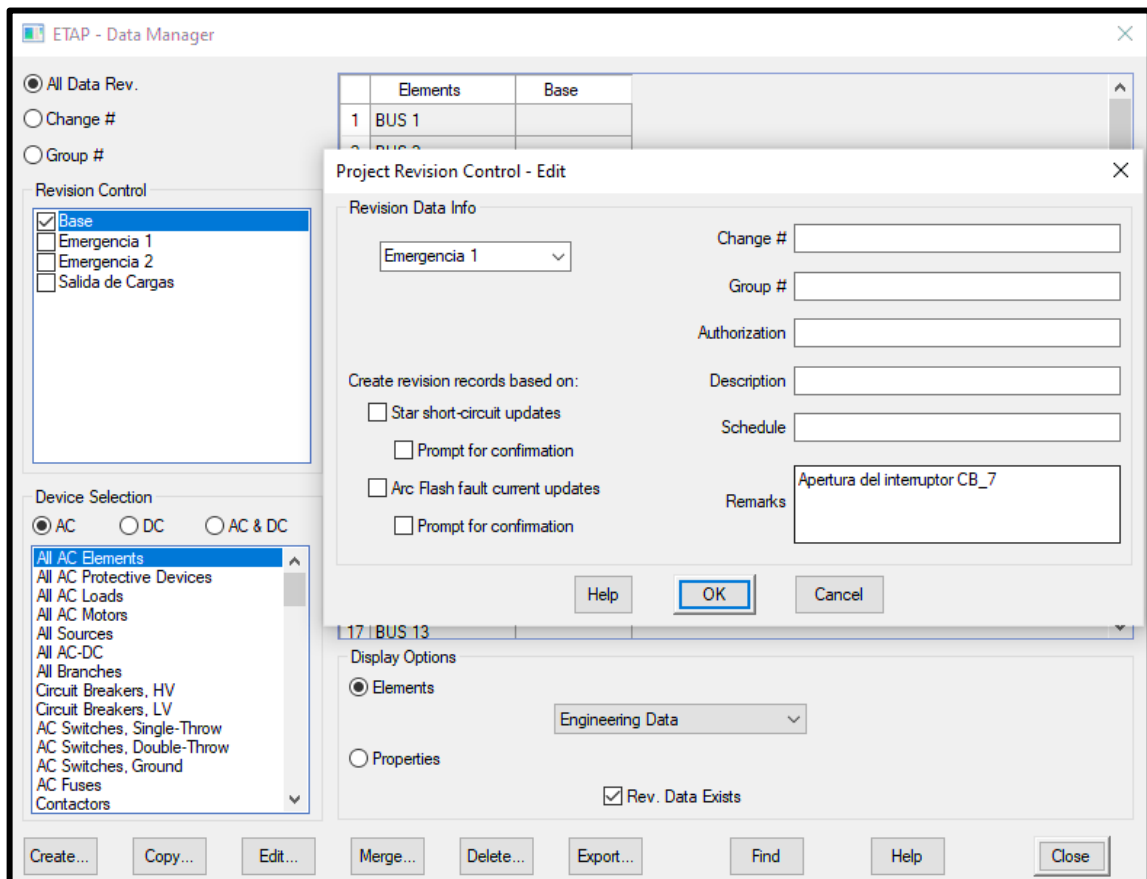


Figura G.20. Revisión de Escenarios.

2. Presentaciones: Permite una visualización en varias pantallas del diagrama unifilar, en donde se evidenciará el resultado de la simulación de diferentes análisis que se realicen.

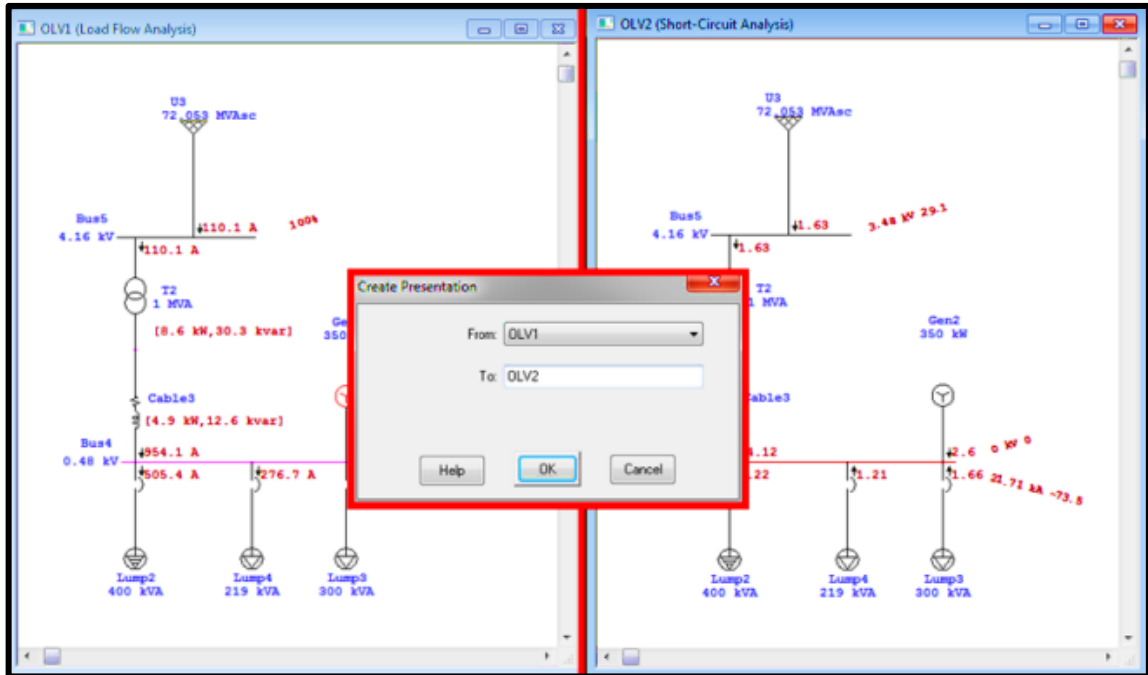


Figura G.21. Elaboración de presentaciones por análisis diferentes en el mismo diagrama unifilar.

3. **Configuraciones:** Este apartado pretende definir el estado de operación en el que se encontrarán los interruptores, motores, cargas, tipo de operación de los generadores, a diferencia del gestor de revisiones, sólo es posible modificar las condiciones operativas de los componentes del sistema eléctrico más no sus parámetros físicos.

ETAP - Configuration Manager

Configuration List

- Normal
- Emergencia1
- Emergencia2
- S.Cargas
- S.Cargas_Em1
- S.Cargas_Em2

Device Selection

AC DC AC & DC

- All AC Elements
- All AC Protective Devices
- All AC Loads
- All AC Motors
- All Sources
- All AC/DC
- Circuit Breakers, HV
- Circuit Breakers, LV
- AC Switches, Single-Throw
- AC Switches, Double-Throw
- AC Switches, Ground
- AC Fuses
- Contactors

ID	Normal	Emergencia1	Emergencia2	S.Cargas	S.Carga
CARGA 1	Continuous	Continuous	Continuous	Continuous	Continu
CARGA 2	Continuous	Continuous	Continuous	Continuous	Continu
CARGA 3	Continuous	Continuous	Continuous	Continuous	Continu
CARGA 4	Continuous	Continuous	Continuous	Continuous	Continu
CARGA 5	Continuous	Continuous	Continuous	Continuous	Continu
CARGA 6	Continuous	Continuous	Continuous	Continuous	Continu
CARGA 7	Continuous	Continuous	Continuous	Continuous	Continu
CB_1	Closed	Closed	Closed	Closed	Closed
CB_2	Closed	Closed	Closed	Closed	Closed
CB_3	Closed	Closed	Closed	Closed	Closed
CB_4	Closed	Closed	Closed	Closed	Closed
CB_5	Closed	Closed	Closed	Closed	Closed
CB_6	Closed	Closed	Closed	Closed	Closed
CB_7	Closed	Closed	Open	Closed	Closed
CB_8	Closed	Closed	Closed	Closed	Closed
CB_9	Closed	Closed	Closed	Closed	Closed
CB_10	Closed	Closed	Closed	Closed	Closed
CB_11	Closed	Closed	Closed	Closed	Closed
CB_12	Closed	Closed	Closed	Closed	Closed
CB_13	Closed	Closed	Closed	Closed	Closed

Display Options

Normal Status Differences Changed Data in Red

Copy... Delete Rename New... Export... Find Apply Help OK Cancel

Figura G.22. Creación de configuraciones operativa.

8.7.2. Modos de estudio

- **Barra de análisis aplicables en el sistema diseñado**

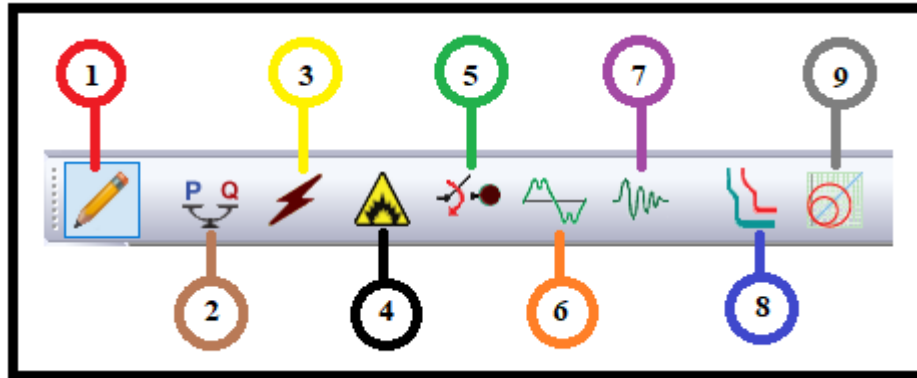


Figura G.23. Modos de Estudio.

1. Editor del diagrama unifilar
2. Análisis de flujo de potencia
3. Análisis de cortocircuito
4. Análisis de arco eléctrico “Arc Flash”
5. Análisis de la aceleración del motor
6. Análisis armónico
7. Análisis de estabilidad transitoria
8. Análisis de Coordinación y protección Star
9. Análisis de Coordinación y protección del sistema de transmisión y distribución StarZ

- **Barra de apoyo para los modos de estudio**

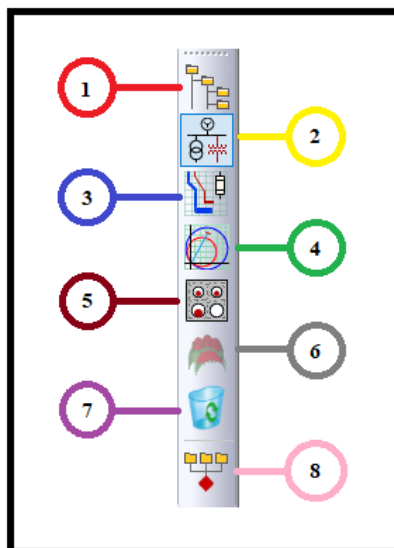


Figura G.24. Barra de apoyo para modos de estudio.

1. Librería de elementos requeridos durante el diseño
2. Presentación del Diagrama Unifilar
3. Graficas de coordinación de protecciones (Curvas Tiempo – Corriente)
4. Graficas de coordinación de líneas de transmisión
5. Módulo de análisis térmico de cables
6. El módulo de sistemas de red de tierra permite a los ingenieros diseñar y analizar con rapidez y precisión la protección de la tierra
7. Papelera de reciclaje
8. Escenario Wizard

8.7.3. Análisis de flujo de potencia

- Edición del Caso de Estudio

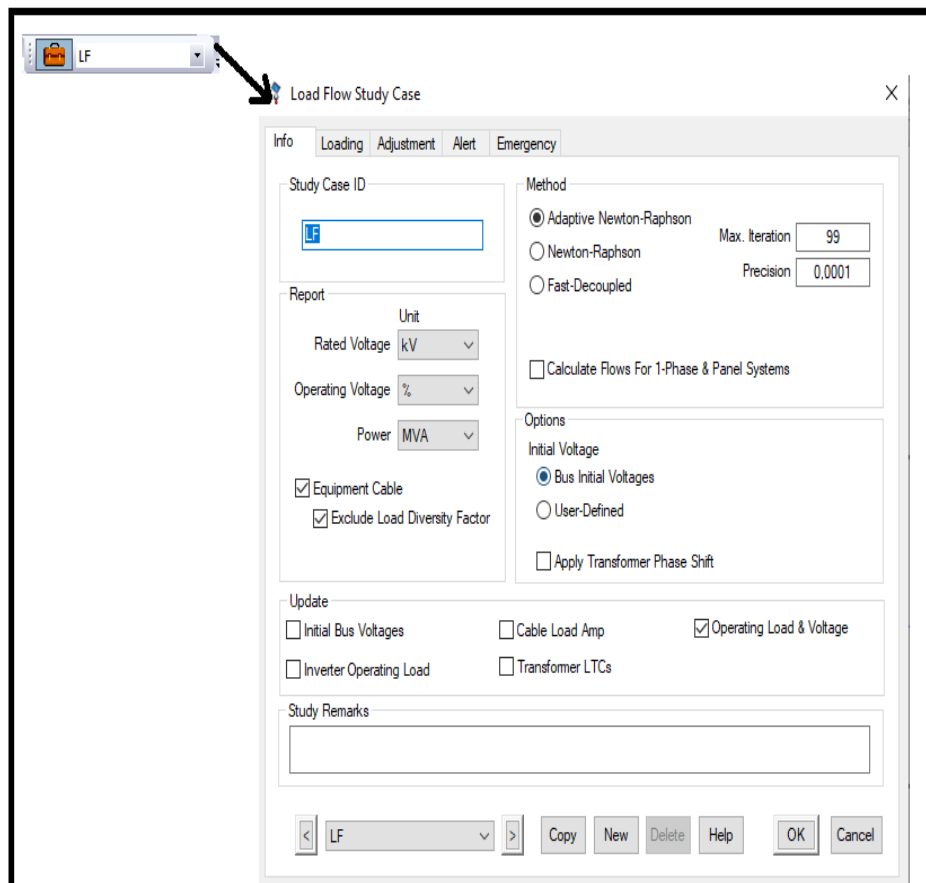


Figura G.25. Caso de Estudio de Flujos de Potencia.

Configuración del Caso de Estudio: En esta ventana se básicamente establece el método iterativo de solución al flujo de carga (Newton-Raphson, Adaptativo, Newton-Raphson,

Rápido-Desacoplado, Gauss-Seidel Acelerado), el factor de diversidad de carga, valores límites para la detección de sobrecargas de los elementos y caídas y sobre voltajes en el sistema.

- **Visualización de resultados**

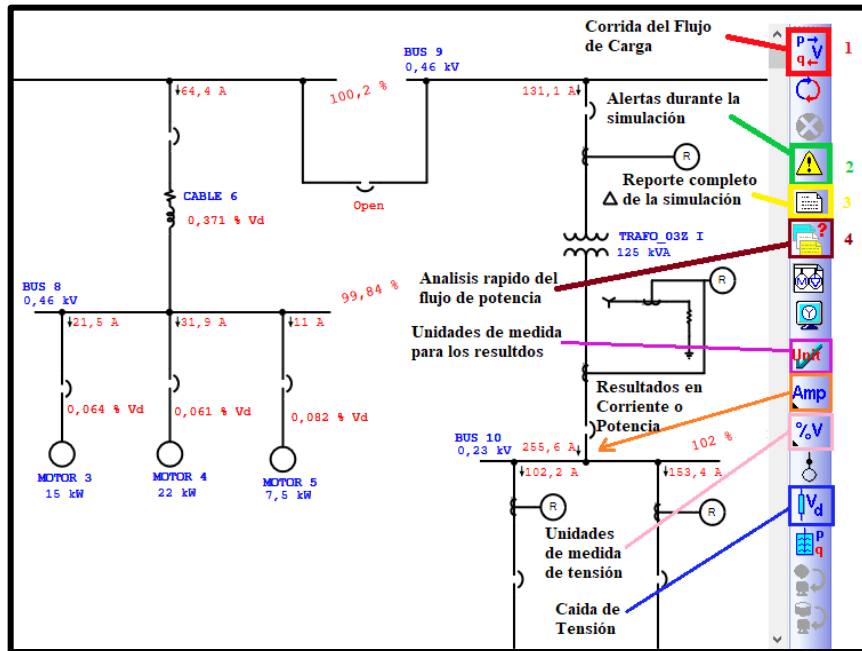


Figura G.26. Barra de Análisis para flujos de Potencia.

ID	Type	Mvar Flow	Amp Flow	% Loading
1	CABLE 1	0.0079	28.65	52.1
2	CABLE 2	0.0364	27.51	39.3
3	CABLE 3	0.0005	3.575	71.5
4	CABLE 4	0.0337	242.6	40.8
5	CABLE 5	0.0077	22.04	73.5
6	CABLE 6	0.022	64.43	70.4
7	CABLE 7	0.0254	65.42	71.5
8	CABLE 8	0.0284	192.7	34.6
9	CABLE 9	0.0301	21.95	27.8
10	TRAF0_2D10	0.0005	3.575	84.3
11	TRAF0_03Z	0.0036	161	84.1
12	TRAF0_03Z1	0.0028	131.1	83
13	TRAF0_2	0	1.126	85.7

Figura G.27. Vista de las funciones de la simulación de flujos de potencia.

8.7.4. Análisis de cortocircuito

- Edición del Caso de Estudio

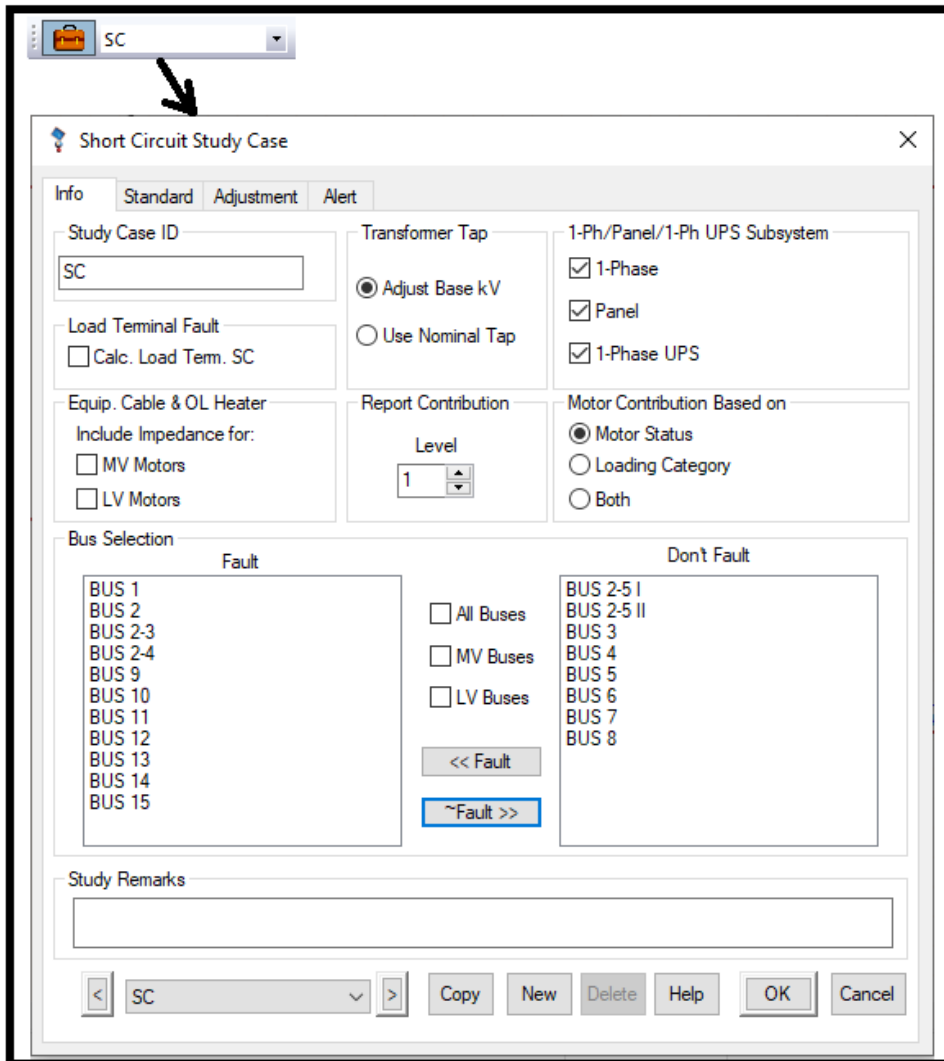


Figura G.28. Caso de Estudio de Cortocircuito.

Configuración del Caso de Estudio: Se presenta el módulo de análisis de cortocircuito de la ETAP y proporcionar instrucciones sobre cómo ejecutar ANSI e IEC cortocircuiten cálculos. Además, habrá una breve mirada en editores de caso de estudio y la función de vista alerta.

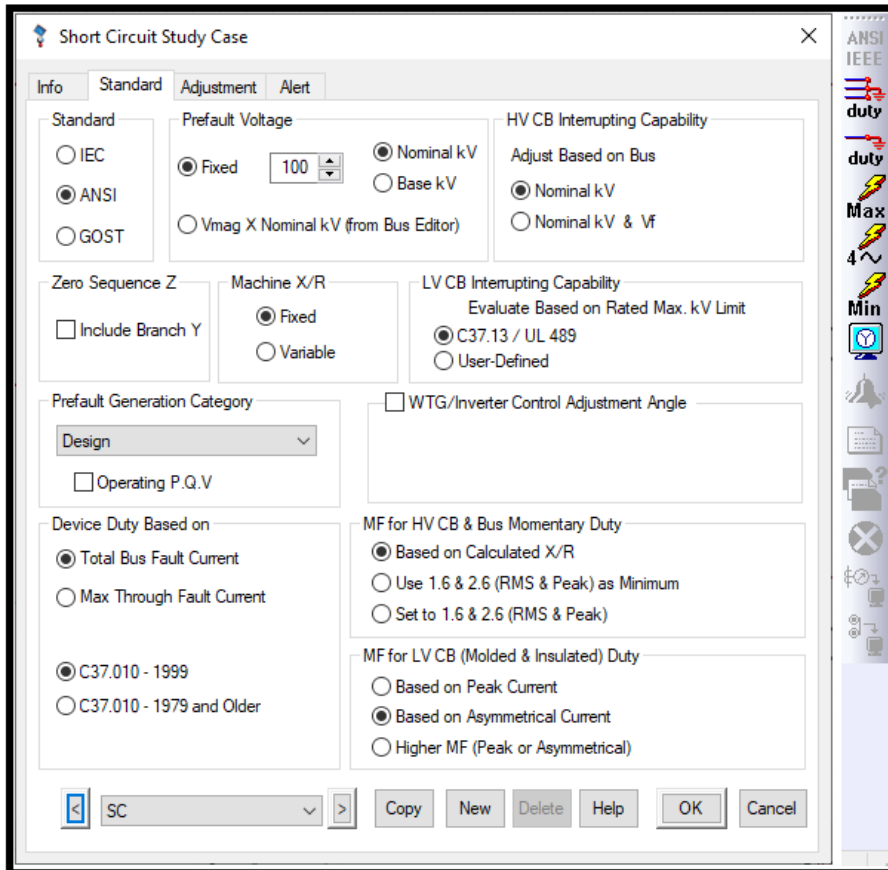


Figura G.29. Estudio de Cortocircuito ANSI/IEEE.

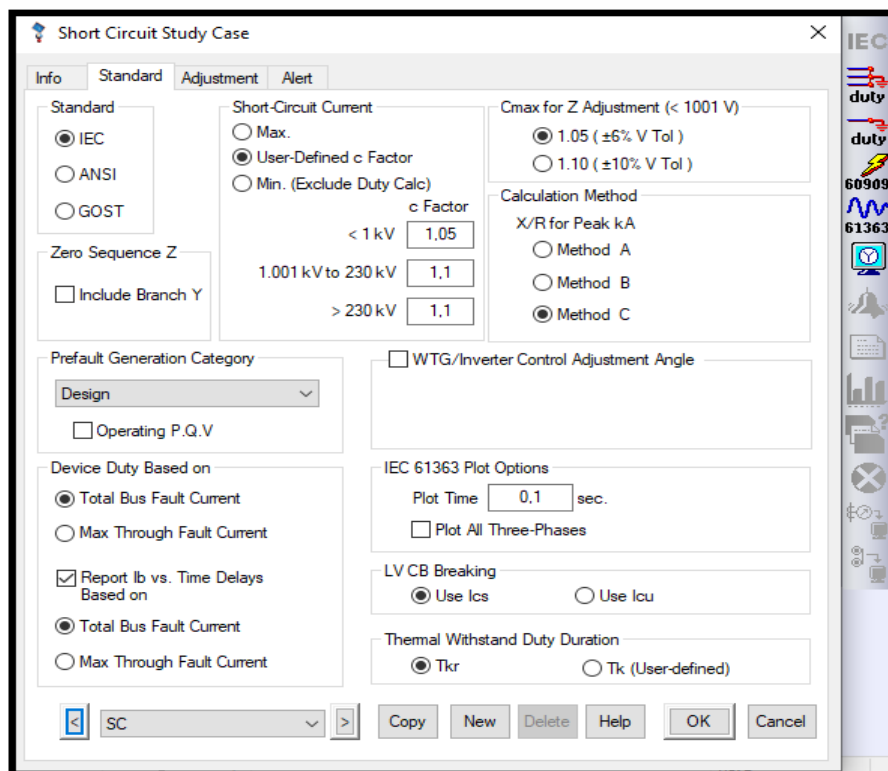


Figura G.30. Estudio de Cortocircuito IEC.

- **Visualización de resultados**

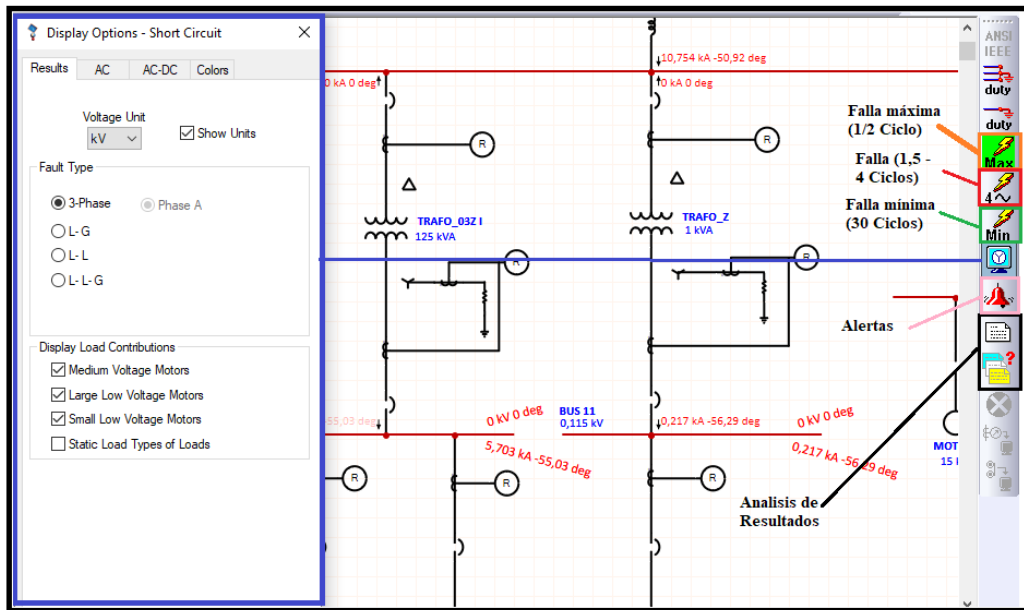


Figura G.31. Vista de las funciones de la simulación de Cortocircuito.

8.7.5. Análisis del arranque de motores

- **Edición del Caso de Estudio**

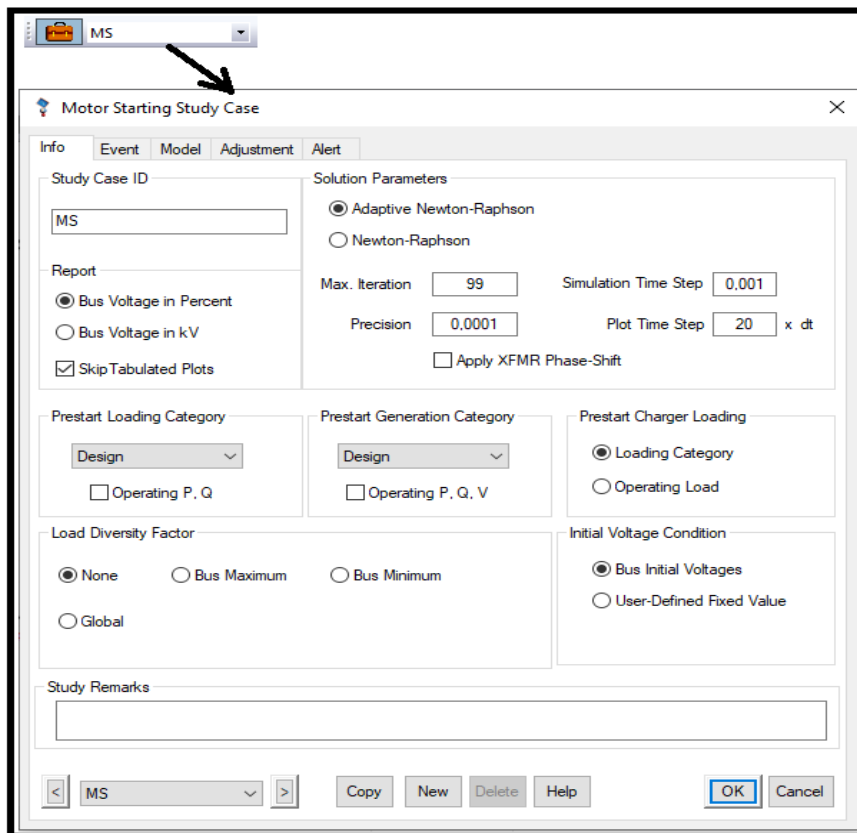


Figura G.32. Estudio de Arranque de Motores.

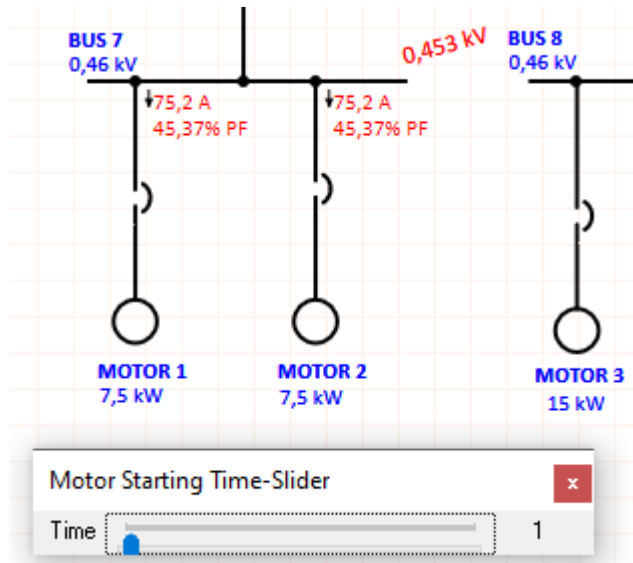


Figura G.33. Nivel máximo de corriente a 1 segundo.

8.7.6. Procedimiento para el estudio de arranque de motores

- En primar instancia debe ingresar los datos establecidos del motor en el apartado de “Protection” e “Inercia”, para realizar el análisis de arranque de motores. Aquí se ingresará datos de placa del motor que se seleccionara, como son: momento de inercia [Lb-ft²], capacidad de inercia de carga externa [Lb ft²], tiempo de parada en caliente [s] y el tiempo de parada en frio [s].

Inertia Calculator			
	Motor	Coupling	Load
RPM	3600	1800	1800
WR ²	0.5	0	11
H	0.162	0	0.892
Total	3600		3.25
			1.054

Figura G.34. Datos requeridos para el análisis de Arranque de Motores.

Una vez realizado el ingreso de los datos del motor, hay que seleccionar la opción de “Motor Acceleration”.

- Se crea el caso de estudio que se realiza durante el arranque de motores, aquí se detalla el tiempo en el que empezaran a operar los motores, por lo que se van cargando los eventos de funcionamiento de cada motor por el tiempo en el que empieza su arranque al igual que su tipo de arranque. Se establece un tiempo de simulación total en el cual se evidenciará el arranque durante ese intervalo de tiempo.

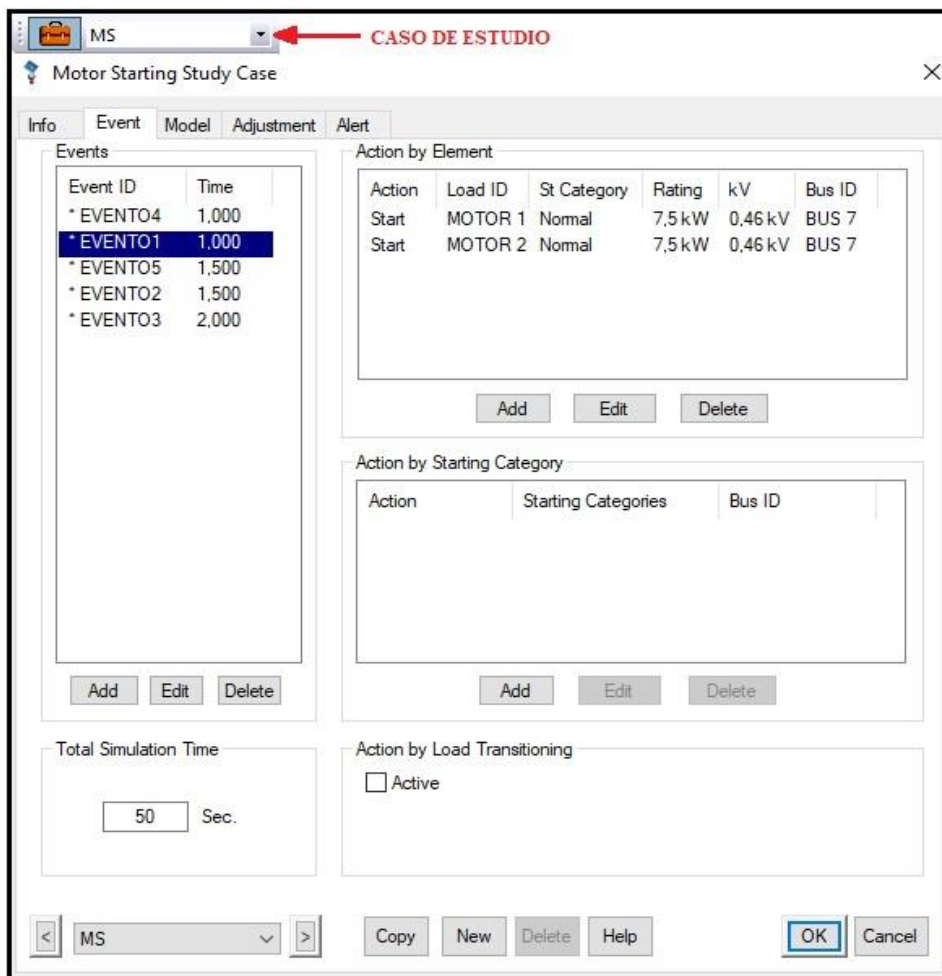


Figura G.35. Caso de Estudio del Arranque de Motores.

- Realizado el caso de estudio que se requiere evidenciar, se aplica el análisis del arranque dinámico del motor, el cual nos presentara una pantalla del tiempo de simulación que hemos establecido para el caso de estudio, al ir transcurriendo el tiempo vemos como el motor va arrancando y que corriente máxima alcanza durante su arranque hasta que después de un tiempo se mantenga en la corriente nominal de operación, de igual forma se ve la caída de tensión en la barra durante el arranque

hasta que transcurra un tiempo y la tensión en la barra se normalice a sus valores de operación nominal. De igual forma se puede evidencia el comportamiento del arranque del motor durante este tiempo por parte de las gráficas que el software nos permite analizar parámetros como la corriente el voltaje, torque del motor, torque de la carga, aceleración, etc.

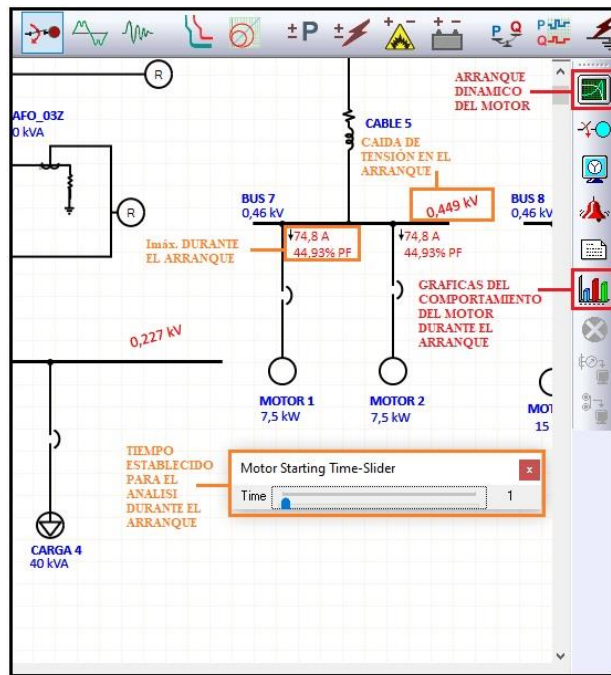


Figura G.36. Análisis Dinámico del Arranque del Motor.

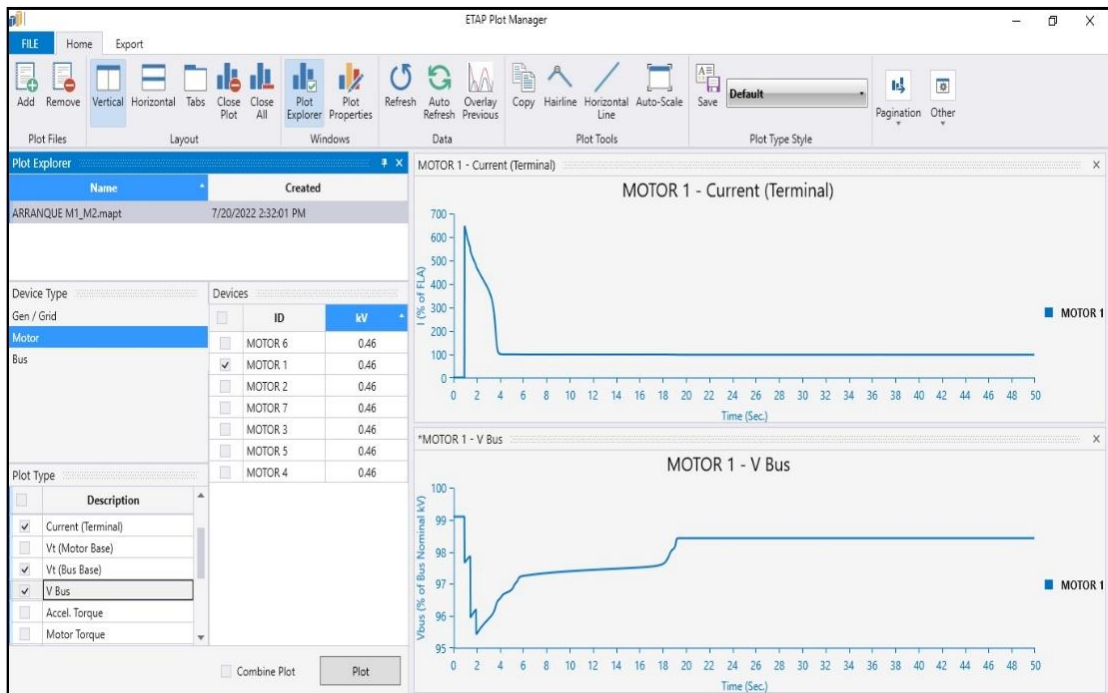


Figura G.37. Graficas del comportamiento del Motor durante su Arranque.

- Finalmente, se regresa al editor de parámetros del motor y nos ubicamos nuevamente en el apartado de “Protection” con la finalidad de cargar el estudio que se ha realizado del arranque del motor en “Starting curve – Study report”, de esta manera durante el análisis de coordinación que realizaremos ya contaremos con la curva de la operación del motor durante su arranque y su operación nominal.

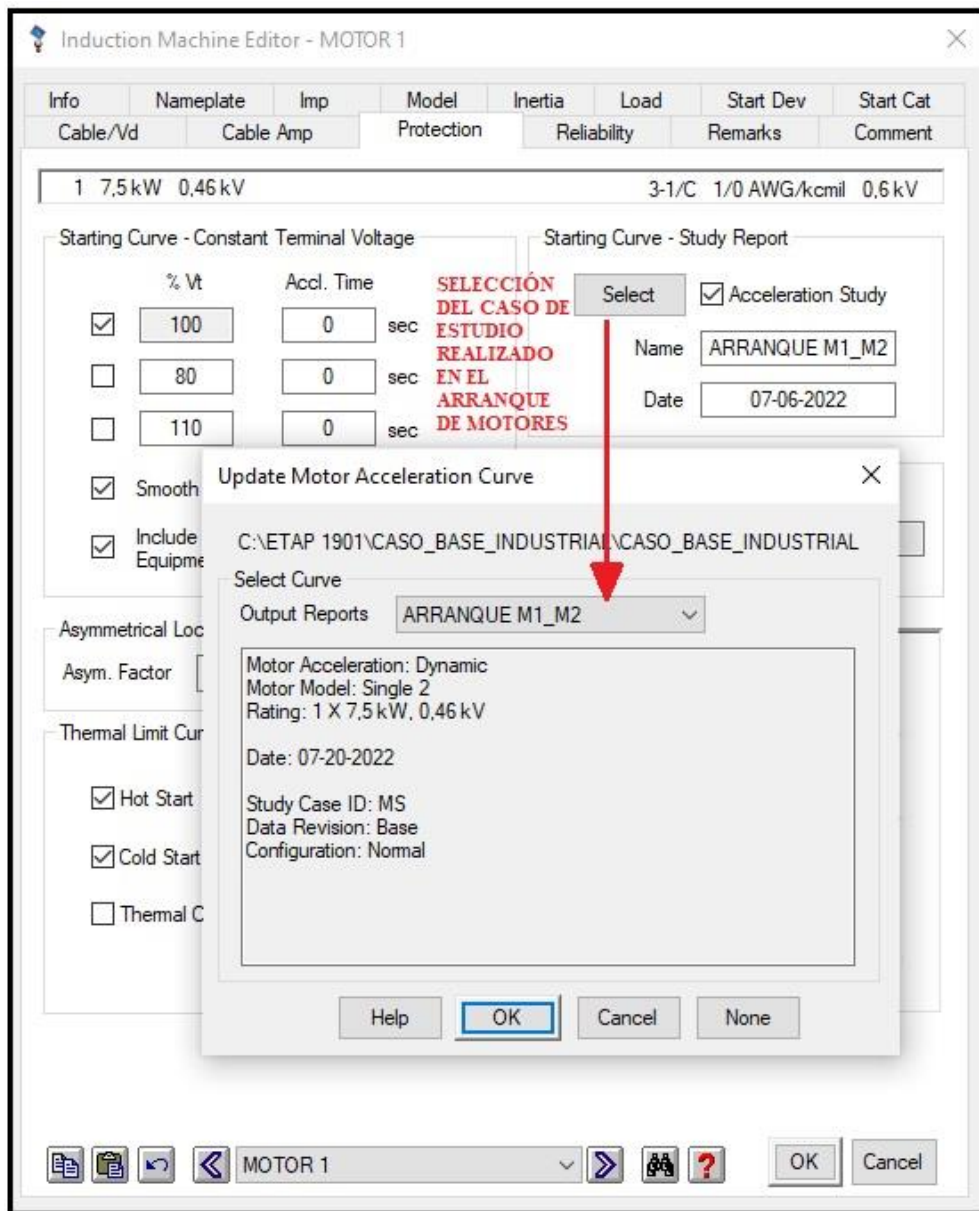


Figura G.38. Estudio de Arranque de Motores para establecer las Protecciones Eléctricas.

8.7.7. Análisis de la coordinación de protección

- Ingreso de dispositivos de protección

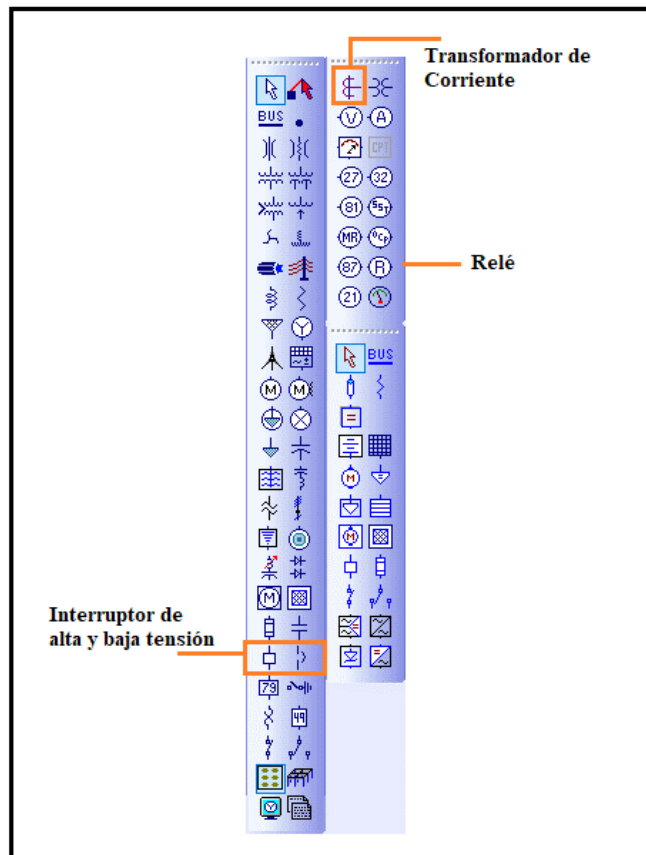


Figura G.39. Dispositivos de protección.

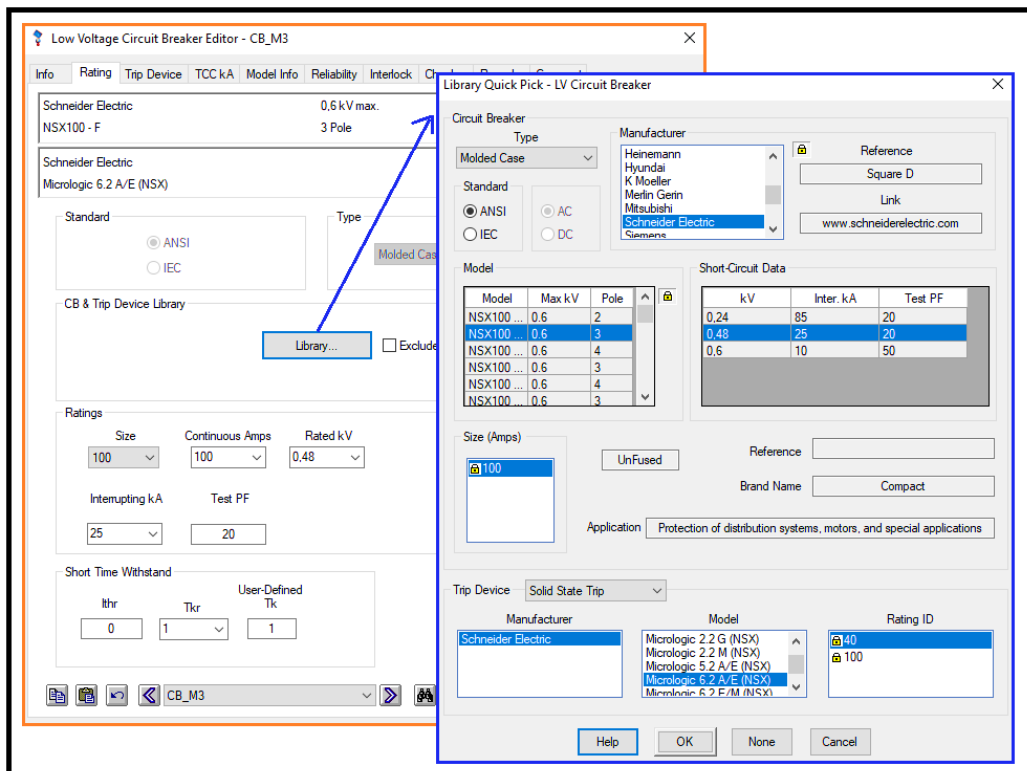


Figura G.40. Selección del Interruptor que se dese emplear.

Para la selección de los interruptores como Circuit Breakers y MCCBs se lo podrá realizar por catálogos referentes a los fabricantes y las librerías ya establecidas en el Software.

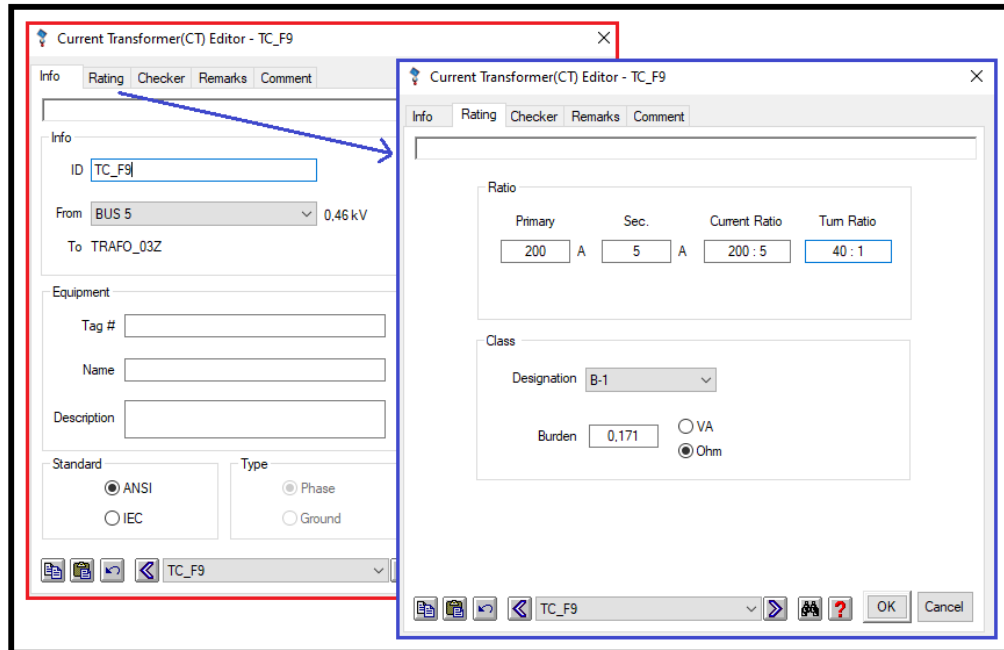


Figura G.41. Ingreso de parámetros para el Transformador de Corriente.

Para la determinación de los valores del TC, se toma en consideración las normas ANSI e IEC para sus respectivas clases de TCs.

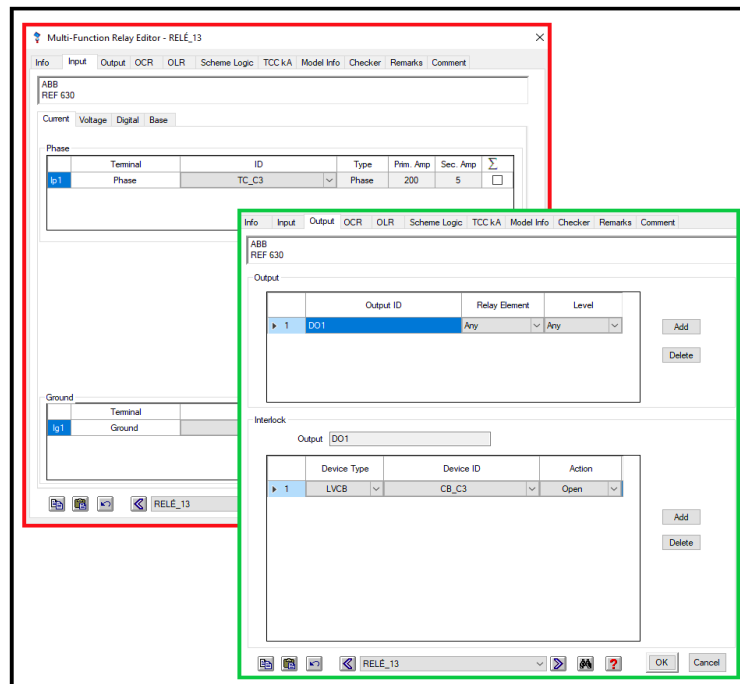


Figura G.42. Designación de entradas al Relé por parte de los TCs y las salidas referentes a la protección que se dese disparar durante la actuación.

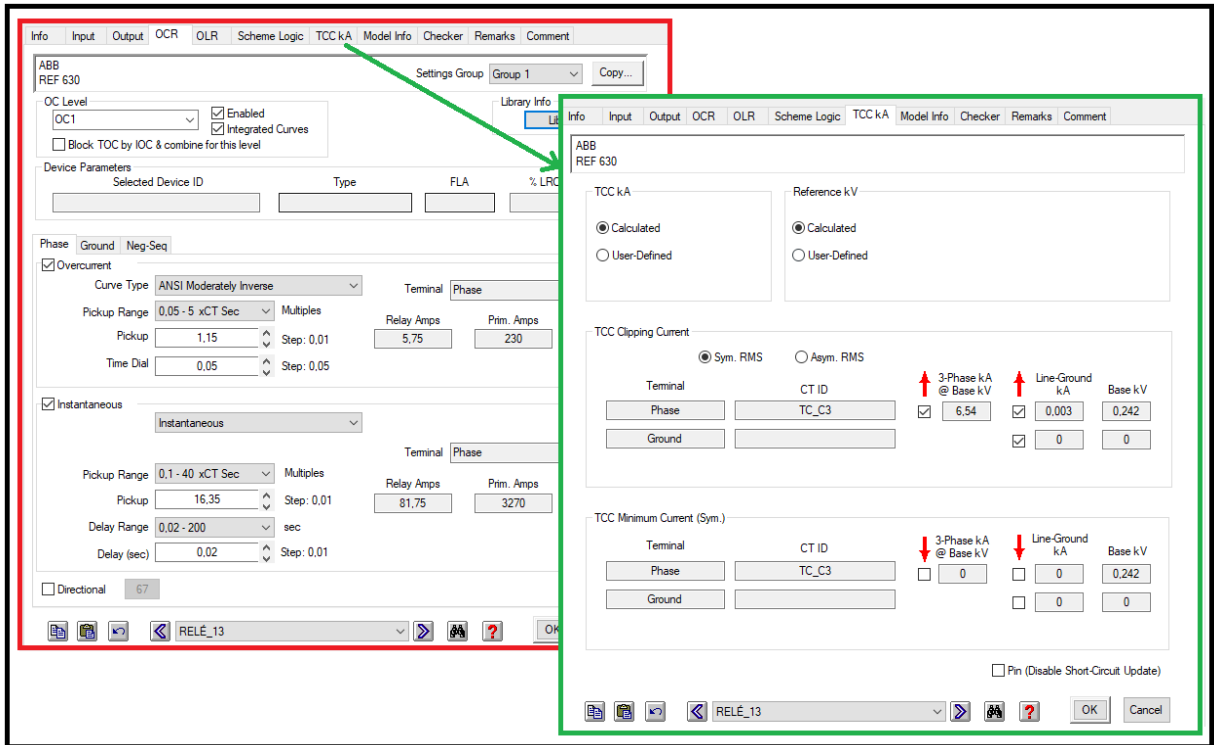


Figura G.43. Calibración de la Función 50 y 51.

El relé se encontrará actuando antes fallas críticas, por lo que en el apartado de “TCC kA” se cargará la falla máxima que vera el relé para mandar a disparar a los interruptores.

- **Establecer zonas de coordinación**

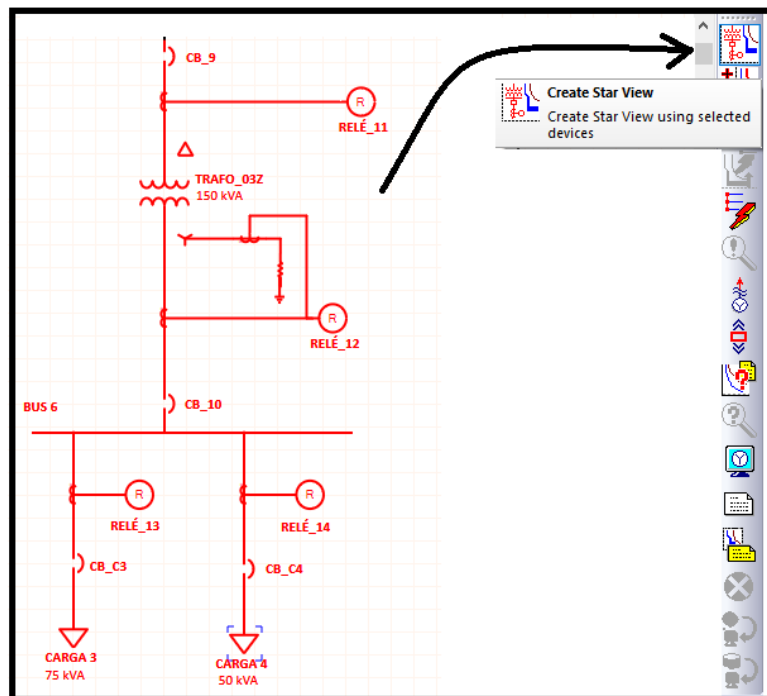


Figura G.44. Zonas de Coordinación.

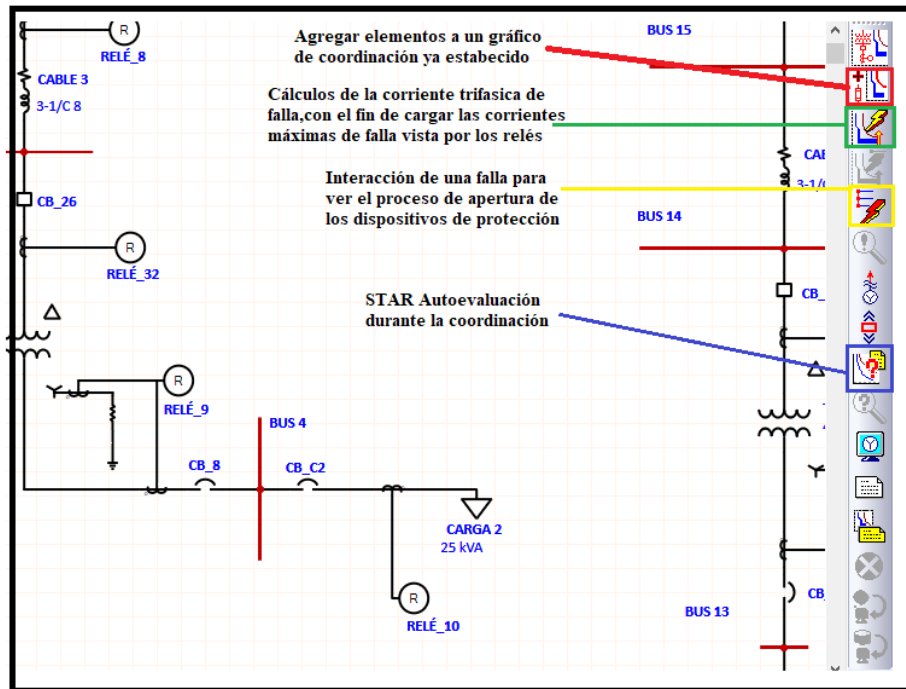


Figura G.45. Barra de complemento para la coordinación de protecciones.

El software Star para Evaluación Automatizada de Protección y Coordinación proporciona detección automática y evaluación de la protección y coordinación del sistema / selectividad en base a criterios personalizados de diseño y guías de la industria.

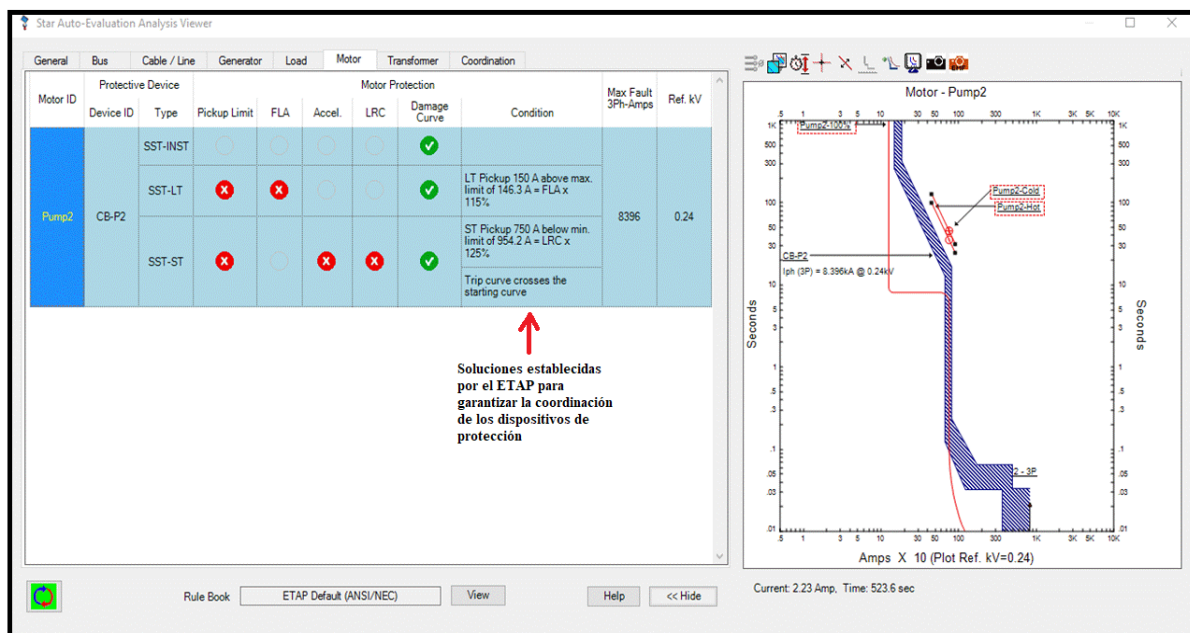


Figura G.46. Herramienta STAR.

Esta herramienta;

- Reduce meses de trabajo a pocas horas.

- Crea rápidamente curvas TCC en base a rutas automatizadas de protección.
- Identifica fácilmente disparos en falso y coordinación errónea.
- Evita errores y revisiones laboriosas.
- Estandariza en reglas y guías de la industria para protección y coordinación del sistema.
- Conozca el alcance del estudio de protección desde el inicio del proyecto.

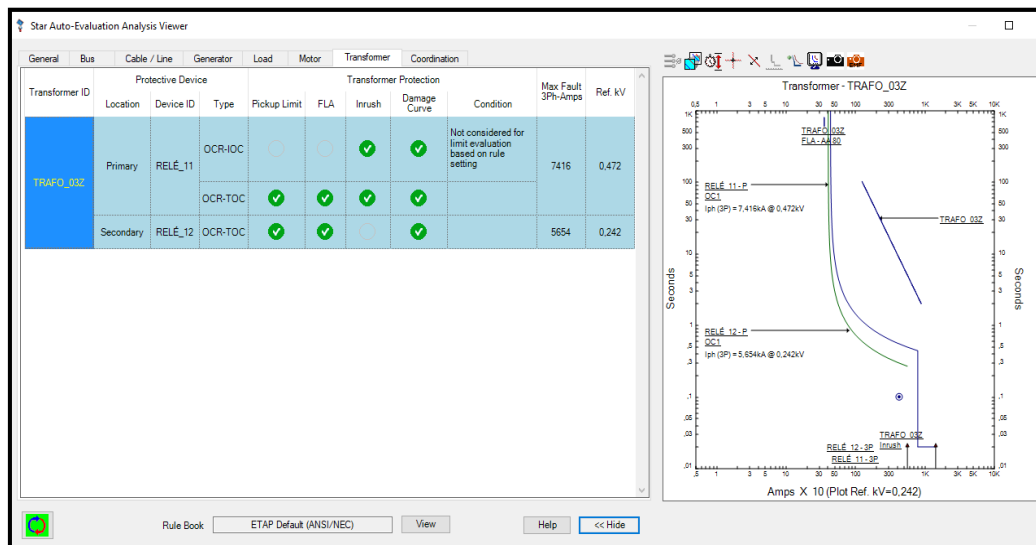


Figura G.47. Herramienta STAR garantizando la coordinación entre dispositivos de protección.

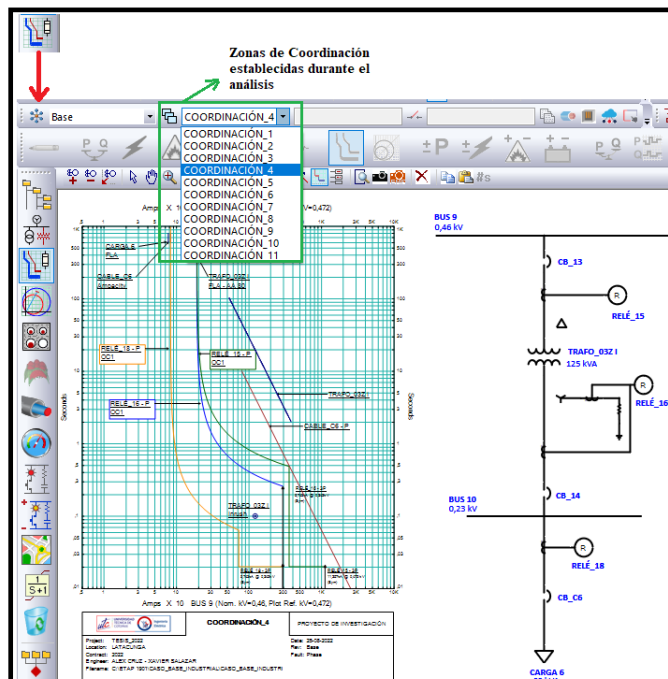


Figura G.48. Curvas Tiempo – Corriente, Coordinación de dispositivos de Protección.

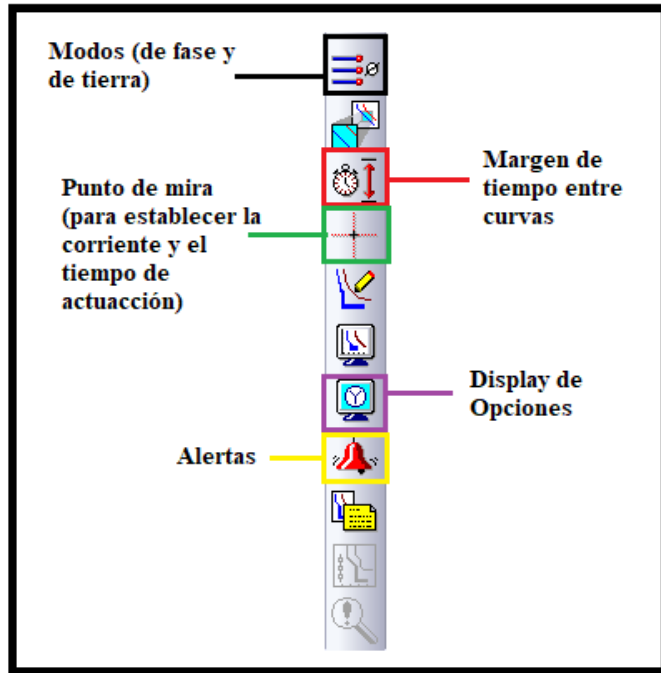


Figura G.49. Barra de complementos durante el análisis de las curvas tiempo – corriente.

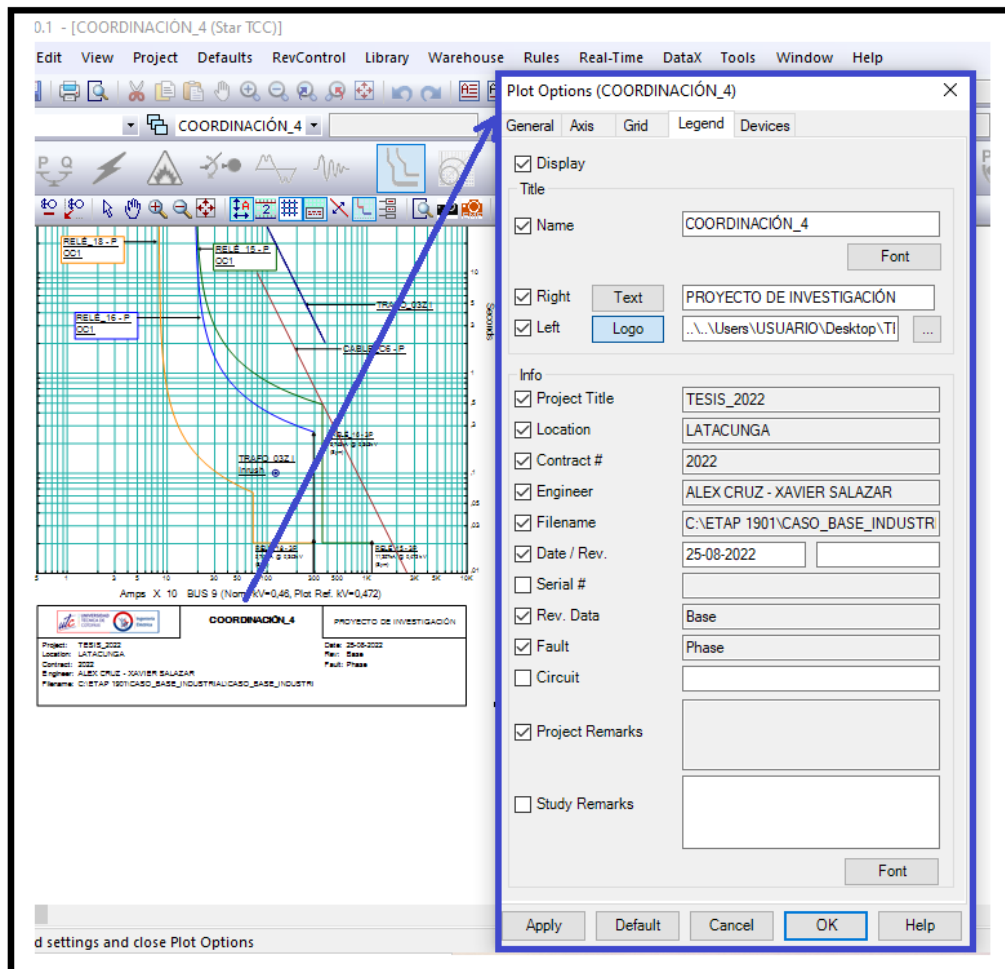


Figura G.50. Descripción de la Lámina de Coordinación.

- Verificación y calibración del Relé

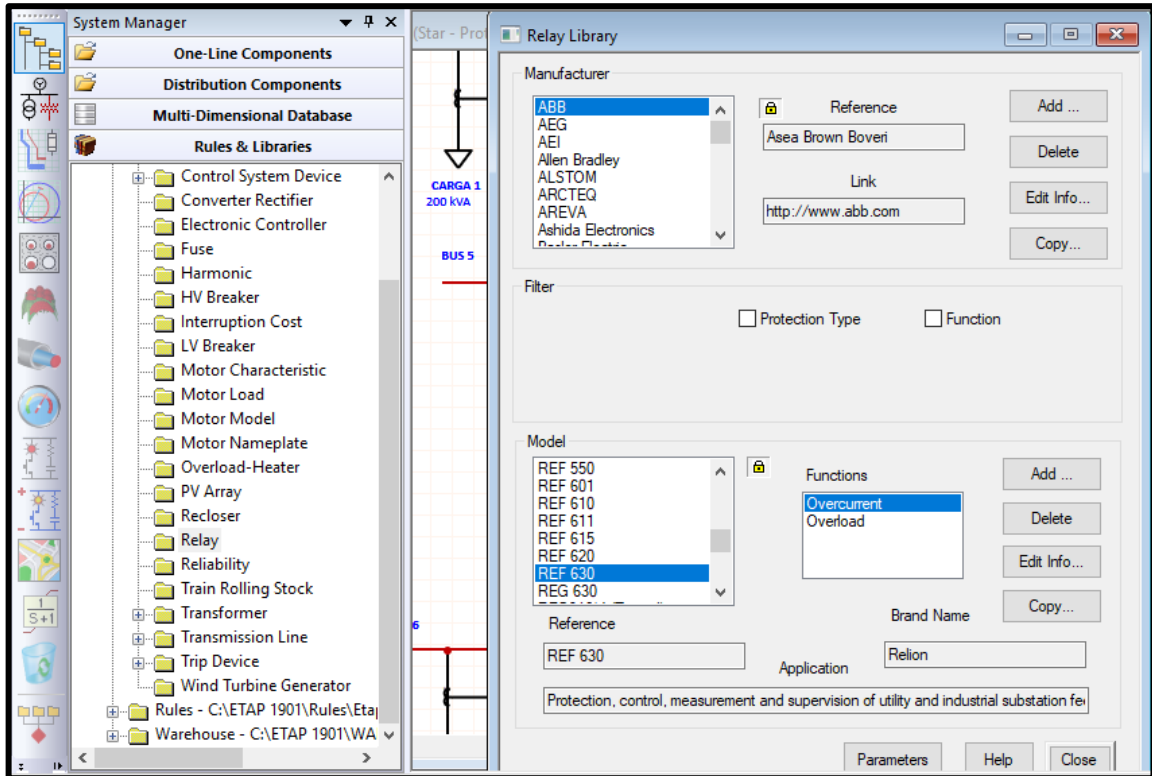


Figura G.51. Se selecciona el Relé que se emplea para el análisis.

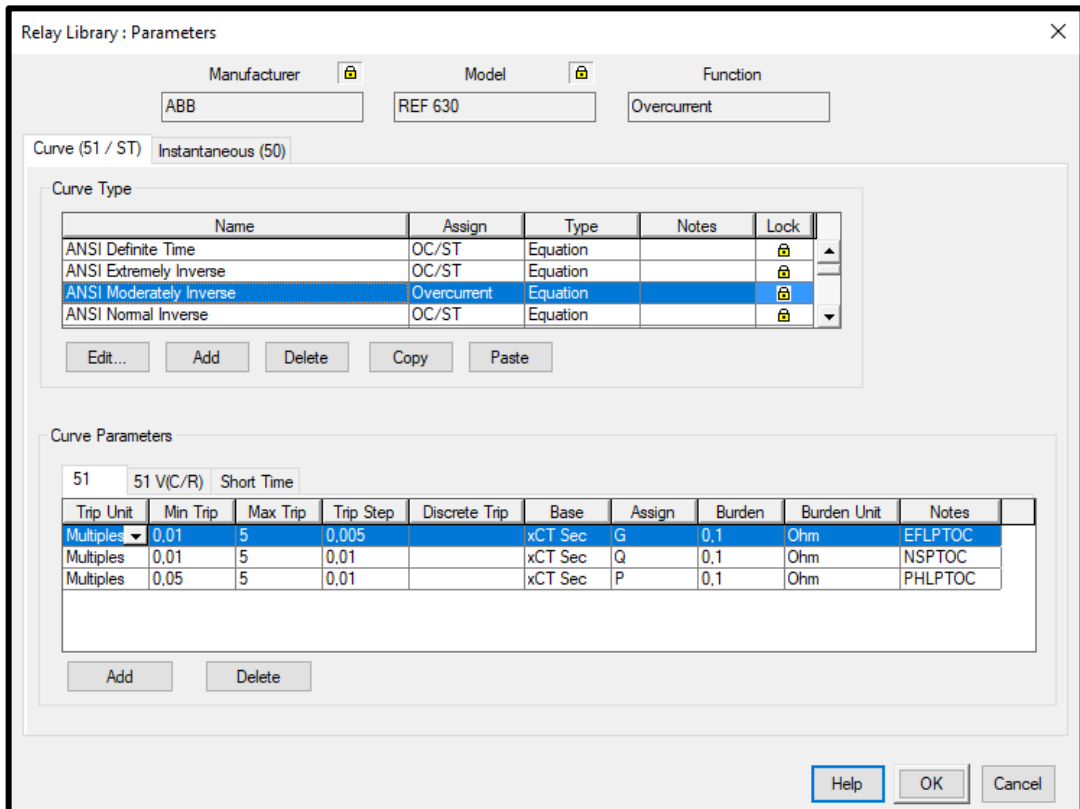


Figura G.52. Dentro de la Función 51 u “Overcurrent” se establece el tipo de curva que se aplicará.

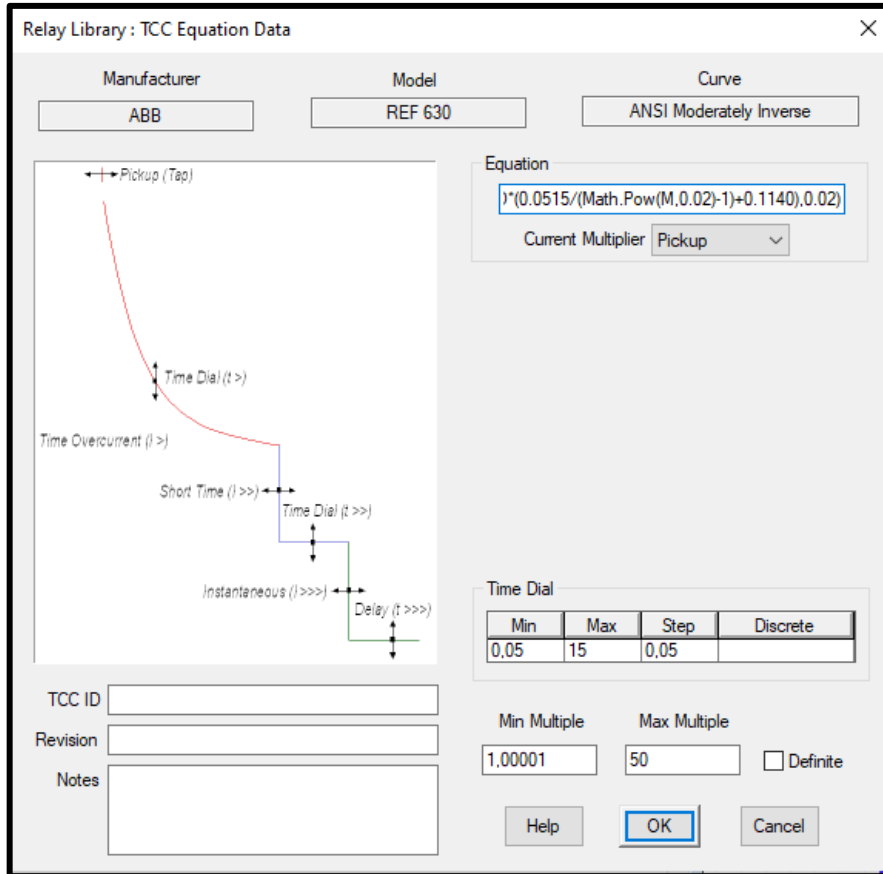


Figura G.53. Al editar podemos evidencia los valores del tipo de Curva seleccionada, al igual que los Rangos del DIAL.

8.8. Anexo H: Guía práctica

ELABORADO POR:	VERIFICADO POR: Laboratorista	APROBADO POR: Director de carrera
Cruz Gonzales Alex Paul Salazar Defaz Xavier Santiago		Ms.C. Xavier Proaño Maldonado
Fecha: Agosto 2022	Fecha:	Fecha:
Firma:	Firma:	Firma:

CARRERA	CÓDIGO DE LA ASIGNATURA	NOMBRE DE LA ASIGNATURA
INGENIERÍA ELÉCTRICA		PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

PRÁCTICA N°	LABORATORIO:	PROTECCIONES EN UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL	DURACIÓN (HORAS)
	ÁREA:		
	NOMBRE DE LA PRÁCTICA:	Coordinación de protecciones de sobrecorriente instantánea y temporizadas, mediante el cálculo de corrientes de cortocircuito	

DESARROLLO

➤ OBJETIVO

- Evaluar un sistema eléctrico Industrial mediante estudios de Cortocircuito, para poder establecer una correcta coordinación de protecciones eléctricas.

➤ INTRODUCCIÓN

Una Industria cuenta con varios equipos eléctricos de potencia que pueden o no estar conectadas de forma permanente al servicio eléctricos por lo que la empresa necesita siempre estar en constante suministro de energía, pero si existe una falla de corto circuito o maniobras que cause una elevación en la magnitud de la corriente nominal, los dispositivos de protección serán los encargados de actuaran durante este evento y si estos no poseen una buena selectividad pueden dejar sin servicio a diferentes sitios de la industria que no se encuentren afectados, por lo que causa pérdidas a la empresa, por ejemplo en costos de mantenimiento, perdida de equipos eléctricos y en un caso muy catastrófico seria no salvaguardar la vida de los individuos que trabajen en dicha Industria.

➤ EQUIPO, INSTRUMENTOS Y MATERIALES NECESARIOS

- Software ETAP
- Word
- Excel

➤ TRABAJO PREPARATORIO

Realizar una investigación bibliográfica en relación a la determinación de las corrientes de fallas en base a la norma IEEE 3002.3, C37.010 y la coordinación de protecciones (norma IEEE Std. 242).

➤ **ACTIVIDADES A DESARROLLAR**

- Cálculo de las corrientes de falla del Sistema Eléctrico Industrial.
- Calibración de las protecciones eléctricas

➤ **METODOLOGÍA Y TÉCNICA EXPERIMENTAL**

- Metodología de flujos de potencia y corrientes de cortocircuito.
- Metodología de coordinación de protecciones.

INFORME DE LA PRÁCTICA

• **INTRODUCCIÓN**

CORRIENTE DE FALLA (IEEE 3002.3)

La Asociación de Estándares de la IEEE desarrolló el estándar IEEE 3002.3-2018 para el análisis de fallas de cortocircuito, el cálculo de falla incluyendo los estudios que se deben emplear para un nuevo diseño de sistemas, esta guía está dirigida para sistemas de energía eléctrica industriales y comerciales [10].

➤ **Tipos de falla**

En las industrias generalmente existen sistemas trifásicos por lo que las fallas se pueden clasificar por la combinación de dichos sistemas que fallan. Los tipos de fallas se pueden clasificar en fallas francas o que ocurren cuando atraviesa una impedancia del sistema (arcos eléctricos).

A continuación, en la Figura H.54 se presenta los tipos de corto circuito que existen en un sistema:

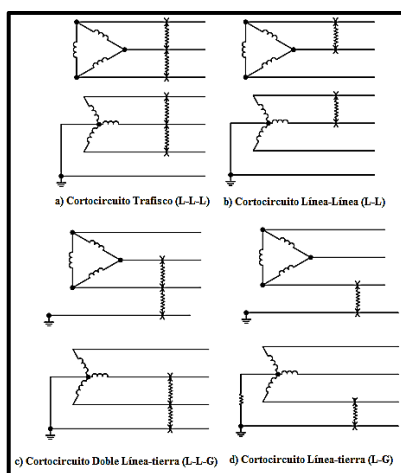


Figura H.54. Tipos de cortocircuito [10].

- Norma IEEE C37.010

Uno de los requisitos más importantes de la aplicación de interruptores automáticos es la determinación del servicio máximo de cortocircuito impuesto al interruptor. Se han publicado diferentes métodos para determinar las corrientes de cortocircuito del sistema. En general, los cálculos más complejos brindan una mayor precisión [24].

➤ **Tipos y gravedad de los cortocircuitos del sistema.**

Un sistema de potencia trifásico está sujeto a los siguientes tipos de fallas:

- Falla trifásica sin conexión a tierra.
- Falta a tierra trifásica.
- Falla sin conexión a tierra de fase a fase.
- Falta a tierra fase a fase.
- Falta de fase a tierra.

Como se puede evidenciar en la Figura H.54, los sistemas se clasifican como los tipos de fallas mencionados anteriormente.

La corriente de cortocircuito consta de tres periodos, el primer periodo es el Subtransitorio o la respuesta que corresponde a la red del primer ciclo, siendo el punto donde se produce el valor más alto de corriente de falla y todas las reactancias de contribución (motores) se comportan conforme a su corriente de arranque. Al ser la corriente más alta hay un decaimiento de la corriente AC y DC, la componente DC es el encargado de desplazar sobre el eje horizontal al valor pico de la corriente de falla, esta componente está en relación X/R, (entre más baja es la relación X/R, más rápido es el decrecimiento), tiene un amortiguamiento que llega al siguiente periodo que es el Transitorio y posteriormente alcanza el estado Permanente [24].

Procedimientos del análisis de cortocircuito:

- Preparar el diagrama eléctrico del sistema.
- Recolectar y convertir los valores de impedancia en pu.
- Cambio de base de las impedancias.
- Calcular las corrientes de falla del sistema.

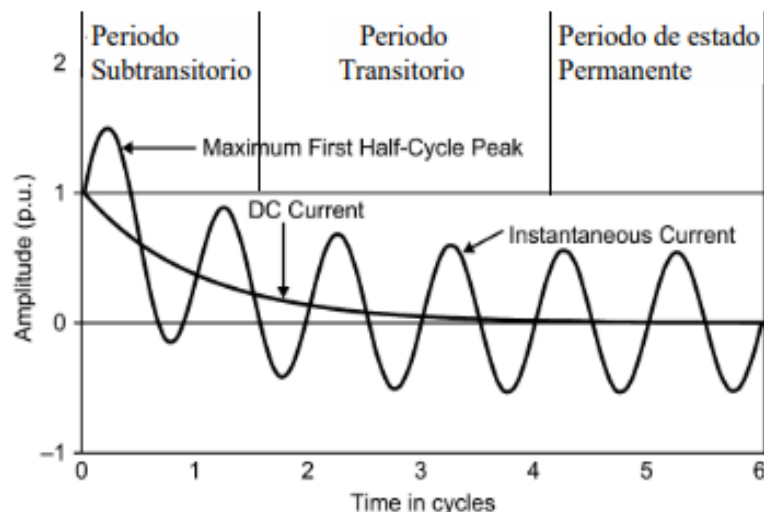


Figura H.55. Análisis de la corriente de cortocircuito [24].

El cálculo de la Corriente de cortocircuito en los diferentes periodos de la onda, nos conduce a definir tres intervalos de tiempo durante el cual está la falla presente; y como consecuencia también se determinarán tres redes.

- Red de primer ciclo (primera red o momentánea)

Se emplea para calcular la corriente momentánea simétrica de cortocircuito y los esfuerzos de los equipos de protección. En el diagrama unifilar las reactancias se representan “modificadas” es decir se aplica un factor de multiplicación.

- Red de Segundo ciclo

Se emplea para calcular los esfuerzos de interrupción (apertura de contactos) de los interruptores de media y alta tensión. Las reactancias que se emplean en esta segunda red, se multiplican por un factor.

- Red de 30 ciclos o síncrona

Se emplea para calcular las corrientes mínimas, o de estado permanente que se requieren para operar los relevadores con retardo de tiempo, es decir aquellos que operan después de 6 ciclos de ocurrida una condición de falla. Los componentes de esta tercera red son los generadores y elementos pasivos como transformadores, cables, etc.

Los generadores se representan utilizando su reactancia síncrona o bien puede emplearse la reactancia transitoria dependiendo del tiempo que se considere el retardo.

La norma establece que el valor a considerar como voltaje de pre-falla sea de 1 p.u. en las barras del sistema.

La norma recomienda seguir una serie de pasos que se pueden resumir en lo siguiente:

1. Construcción del diagrama de impedancias en base a parámetros y datos del sistema, dados por los fabricantes o en tablas.
2. Determinación del voltaje de pre-falla. En general se asume $E = 1$ p.u.
3. Determinación de la red de reactancias dentro de los regímenes momentáneos y de interrupción. Las reactancias de interrupción se corrigen aplicando factores de multiplicación adecuados dados por la norma y permiten construir la red de secuencia positiva, negativa y cero.
4. Determinación de la red de resistencias de interrupción de secuencia positiva, negativa y cero, a partir del diagrama unifilar. Las resistencias son modificadas por los mismos factores de multiplicación aplicados a las reactancias.
5. Reducción de las redes de secuencia a reactancias y resistencias equivalentes vistas desde el punto de vista de la falla.
6. Cálculo de corrientes de cortocircuito para las redes de interrupción y momentánea, en la barra bajo falla, de la siguiente manera:

FALLA TRIFÁSICA:

Régimen Momentáneo:		$I_{CCM} = 1,6 \frac{E}{X_{M1}}$
Régimen de	Interrupción:	$I_{CCI} = \frac{E}{X_{I1}}$

FALLA MONOFÁSICA:

Régimen Momentáneo:		$I_{CCM} = 1,6 \frac{3 \times E}{(X_{M1} + X_{M2} + X_{M0})}$
Régimen de	Interrupción:	$I_{CCI} = \frac{3 \times E}{(X_{M1} + X_{M2} + X_{M0})}$

Donde:

X_{M1}, X_{M2}, X_{M0} : Reactancias momentáneas de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente reducidas al punto de falla.

X_{I1}, X_{I2}, X_{I0} : Reactancias de interrupción de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente reducidas al punto de falla.

La norma indica que la selección del interruptor será apropiada si la corriente de cortocircuito calculado multiplicada por el factor de 1.6 no excede la corriente momentánea del interruptor, es decir, se compara con la corriente de cortocircuito asimétrica [24].

- Determinación de la razón X/R equivalente en el punto de falla para la red de interrupción como sigue:

FALLA TRIFÁSICA:

$$X/R = \frac{X_1}{R_1}$$

FALLA MONOFÁSICA:

$$X/R = \frac{2 \times X_1 + X_0}{2 \times R_1 + R_0}$$

Donde:

R_1, R_0 : Resistencia de interrupción y momentánea de secuencia positiva y cero, reducidas al punto de falla.

- Selección del factor de multiplicación (FM) para la corrección de E/X, obtenida en el punto 6 correspondiente a la se toma en

Para este punto se toma en cuenta lo indicado por la norma IEEE Std 242-1986, establecidos en la Tabla H.15:

Tabla H.15. Factores multiplicadores para Circuit Breakers [5].

Corriente de cortocircuito prevista (A, r.m.s simétricos)	Factor de Potencia de ensayo (%)
	MCCB
Menor que 10 kA	50
10 kA a 20 kA	30
Sobre 20 kA	20

9. Obtenido el factor FM, se multiplica a la relación E/X para tener la corriente de interrupción impuesta al interruptor.
 10. Finalmente se determina la capacidad de interrupción simétrica del interruptor en base a las características de especificación dadas.
- **Márgenes de Coordinación de Protecciones Conforme a la IEEE Std. 242.**

La normativa IEEE Std. 242 plantea lo siguiente [5]:

- ✓ La coordinación y selectividad entre interruptores de BT se logra, si las bandas de protección no se solapan.
- ✓ La coordinación y selectividad entre fusibles se logra, si se mantienen las relaciones de fusibles de una misma clase y particularmente de un mismo fabricante.
- ✓ Entre relés de sobrecorriente temporizado digitales, el margen deberá ser ≥ 0.20 s.
- ✓ Para fallas desbalanceadas (bifásicas) en unidades transformadoras, el margen de 0.20 s entre los dispositivos de protección deberá estar garantizado.
- ✓ El tiempo máximo de actuación de una unidad de sobrecorriente instantánea deberá ser 50 ms.
- ✓ Entre unidades de sobrecorriente temporizadas e instantáneas, el margen deberá ser 0.25 s.
- ✓ El tiempo mínimo de actuación de una unidad de sobrecorriente temporizada e instantánea deberá ser de > 0.30 s.

- **Relé de Protección**

Los relés tienen la función de proteger ante cualquier evento de falla en el menor tiempo posible en el sistema de suministro eléctrico, la mayoría de estos dispositivos tiene su operación entre uno a dos ciclos de la frecuencia fundamental de la red, llegando a enviar una señal de disparo hacia el interruptor que deba actuar y se llegue a despejar la falla en dicha zona del sistema [7].

- **Relé de Sobrecorriente**

- De corriente instantáneo

Este tipo de protección presenta poca selectiva para elevadas magnitudes de la corriente de cortocircuito [2].

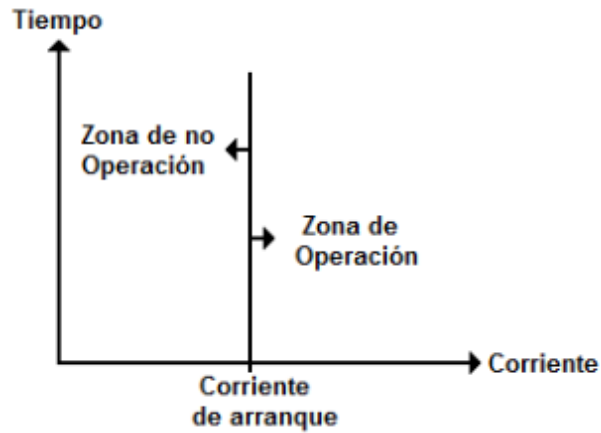


Figura H.56. Relés de Sobrecorriente de corriente instantánea [2].

- De tiempo inverso

Establece que el tiempo de actuación será inversamente proporcional al valor de la corriente de falla que observe el dispositivo en relación a curvas características de operación [2].

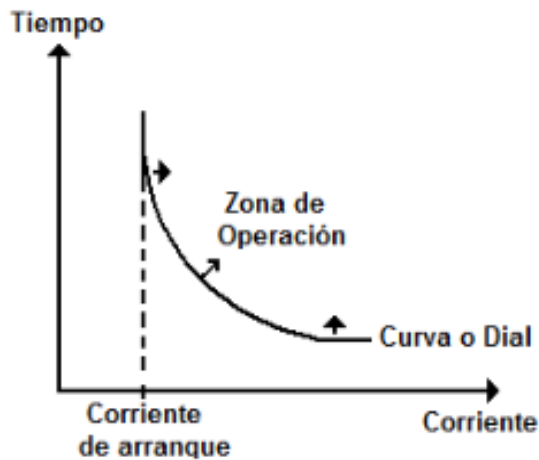


Figura H.57. Relé de Sobrecorriente de tiempo inverso [2].

Las curvas se determinan por las siguientes ecuaciones establecidas por las siguientes normativas:

- Norma IEEE C37-112 [18].

Ecuación exponencial del tiempo de operación establecido por la normativa:

$$t = k \left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_S} \right)^\alpha - 1} + L \right)$$

Donde:

- t = Tiempo de operación del relé
 I = Corriente de falla que pasa por el relé
 I_S = Corriente de ajuste o calibración de corriente TAP
 k = Dial del tiempo
 β, α, L = Constantes que determinan el tipo de relé

En la Tabla H.16, se detalla los valores para las constantes β, α que establecen el tipo de relé de sobrecorriente:

Tabla H.16. Constantes para la Ecuación exponencial Norma IEEE [18].

CURVA CARACTERÍSTICA	α	β	L
Moderadamente inversa	0.02	0.0515	0.114
Muy inversa	2.00	19.61	0.491
Extremadamente inversa	2.00	28.2	0.1217

• ANÁLISIS DE RESULTADOS

Análisis de Cortocircuito

En base a los datos establecidos durante el diseño del caso base de una red industrial, una vez que ya se ha establecido el análisis de flujo de potencia, se procede a realizar el análisis de cortocircuito del sistema. Para este análisis se emplea la Norma ANSI/IEEE C37.010 la cual se la puede establecer como alternativa de cálculo en el software ETAP. En la guía de estudio se establecerá los pasos que se requiere para obtener los resultados del análisis.

Luego de a ver empleado la herramienta para el análisis de cortocircuito se obtiene los siguientes resultados en la Tabla H.17 y Tabla H.18.

Tabla H.17. Análisis de Cortocircuito del caso base industrial en los escenarios establecidos parte A.

Barra	Voltaje pre-falla	Demanda Máxima				Emergencia 1			
		3-Phase Fault	Line-to-Line Fault	Line-to-Line-to-Ground Fault	Line-to-Ground Fault	3-Phase Fault	Line-to-Line Fault	Line-to-Line-to-Ground Fault	Line-to-Ground Fault
	[p.u.]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Bus 2 - 3_4,16kV	1,00	1,929	1,670	0,012	0,024	1,952	1,690	0,012	0,024
Bus 5_0,46kV	1,00	7,416	6,415	0,003	0,005	7,650	6,616	0,003	0,005
Bus 6_0,23kV	1,00	5,654	4,894	0,001	0,003	5,726	4,956	0,003	0,003
Bus 12_0,46kV	1,00	6,317	5,470	0,001	0,003	5,341	4,620	0,003	0,005

Tabla H.18. Análisis de Cortocircuito del caso base industrial en los escenarios establecidos parte B.

Barra	Voltaje pre-falla	Emergencia 2				Demanda Mínima			
		3-Phase Fault	Line-to-Line Fault	Line-to-Line-to-Ground Fault	Line-to-Ground Fault	3-Phase Fault	Line-to-Line Fault	Line-to-Line-to-Ground Fault	Line-to-Ground Fault
	[p.u.]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Bus 2 - 3_4,16kV	1,00	1,895	1,641	0,012	0,024	1,904	1,649	0,012	0,024
Bus 5_0,46kV	1,00	11,257	9,740	0,001	0,003	7,183	6,217	0,003	0,005
Bus 6_0,23kV	1,00	6,541	5,663	0,001	0,003	5,580	4,831	0,001	0,003
Bus 12_0,46kV	1,00	6,426	5,561	0,001	0,003	6,207	5,376	0,001	0,003

Por último, en la Tabla H.19 se obtiene un resumen donde se detalla las corrientes nominales del sistema en estado de operación normal, las corrientes máximas entre los tres escenarios de estudio y la corriente de cortocircuito máxima del sistema.

Tabla H.19. Análisis de corriente nominal y corriente de cortocircuito.

Barra	Corrientes Nominales	Corrientes Nominales Máximas	Corrientes de Falla máximas
	[A]	[A]	[kA]
Bus 2 - 3_4,16 kV	28,7	28,800	1,952
Bus 5_0,46 kV	242,6	432,100	11,257
Bus 6_0,23 kV	313,9	313,900	6,541
Bus 12_0,46 kV	65,4	67,300	6,426

Con este estudio procedemos hacer el análisis de coordinación de protecciones.

- **Análisis de coordinación de protecciones en el caso de estudio de la red Industrial.**

Para proceder con el análisis de coordinación de protecciones se deberá dividir la red Industrial en zonas de actuación, para que cada dispositivo de protección actué en la zona que debería, sin perjudicar a las zonas que no han sido afectadas por la falla.

Procedimiento para la protección de motores

Para detallar el procedimiento de selección de la protección de los motores, se analiza el motor trifásico número 7, a una tensión de 460 V y una potencia de 30 kW que a su vez cuenta con un dispositivo de protección CB_M7, se requerirá tomar en cuenta el estudio de flujo de carga y cortocircuito (Figura H.58).

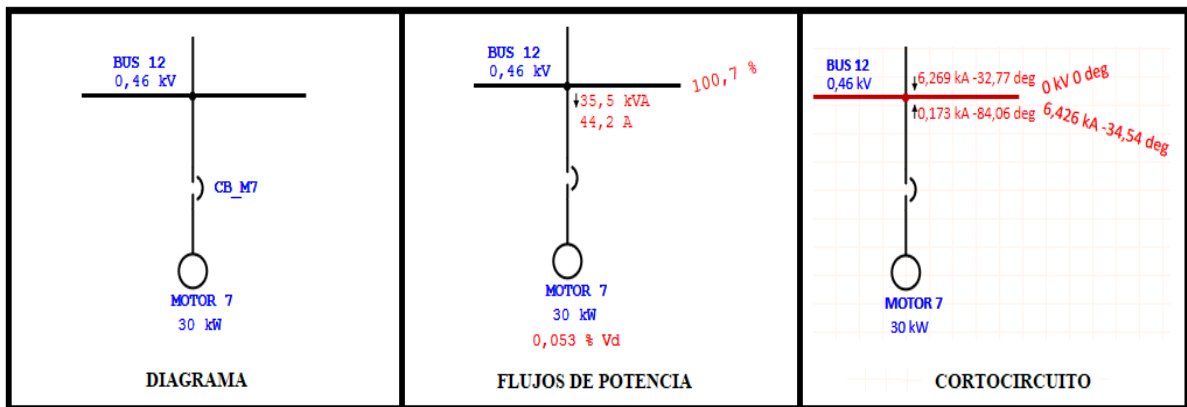


Figura H.58. Análisis de flujos de potencia y cortocircuito en el Motor 7.

Determinar la magnitud de Corriente durante el arranque del Motor 7.

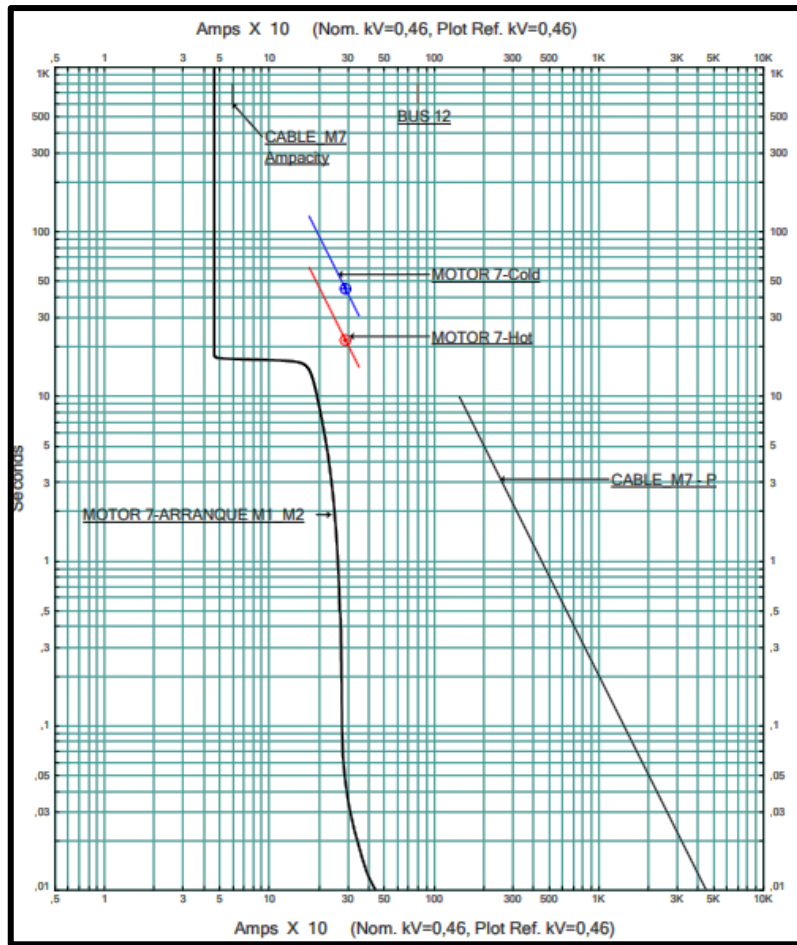


Figura H.59. Curva de arranque del Motor 7.

Con esto se establece las curvas de daño del motor, los niveles térmicos del conductor al igual que su nivel de operación máximo de corriente, de esta manera estableceremos que el dispositivo actué después de la curva de arranque del motor y antes de las curvas de daño del motor y el cable.

Tabla H.20. Corriente nominal, máxima de arranque y cortocircuito del Motor 7.

Máquina	Corriente nominal de operación	Corriente Máxima de Arranque	Corriente Máxima de Cortocircuito
Motor 7	[A]	[A]	[kA]
	46	281,4	6,426

Para establecer la Protección contra Sobrecarga, se establece un factor de sobrecarga multiplicado por la corriente nominal del motor. La norma NEC establece un factor de 125% la corriente nominal para nuestro motor empleado, el software ETAP establece un valor de 115% ya que es el valor que establece la NEC para todos los motores.

$$I_r = 1,15 * 46$$

$$I_r = 52,9 A$$

La protección contra Cortocircuito o Instantánea, establece un factor de 250% de la corriente de arranque para interruptores automáticos de tiempo inverso. El software ETAP establece un ajuste del 200% de la corriente de arranque.

$$I_r = 2 * 281,4$$

$$I_r = 562,8 A$$

La corriente de cortocircuito permite establecer la capacidad de interrupción que deberá tener el dispositivo de protección.

$$I_{CC_DISP} > I_{CC_BARRA}$$

$$I_{CC_DISP} > 6,426 kA$$

Se selecciona el dispositivo a emplear y se realiza la calibración con los parámetros obtenidos:

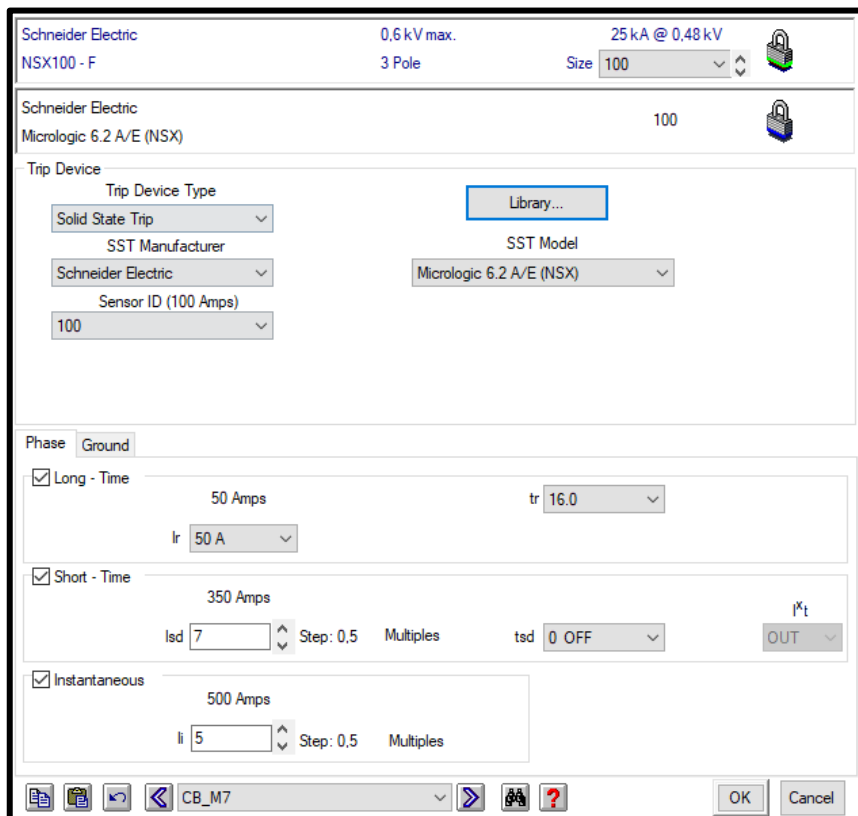


Figura H.60. Ajuste del MCCB de Schneider Electric NSX100-F para protección del Motor 7.

Procedimiento para la protección de Cargas

Para esto se deberá tener en cuenta los criterios de la normativa IEEE Std. 242 donde se establece los márgenes de Coordinación de Protecciones.

Se debe establecer los puntos de referencia que se requerirán para la gráfica (Curvas Tiempo Corriente “TCC”):

- Curva de Daño Térmica del Cable
- Corriente nominal del Cable
- Corriente a plena carga “FLA”

En la Figura H.61, se evidencia los puntos de referencia en el software ETAP.

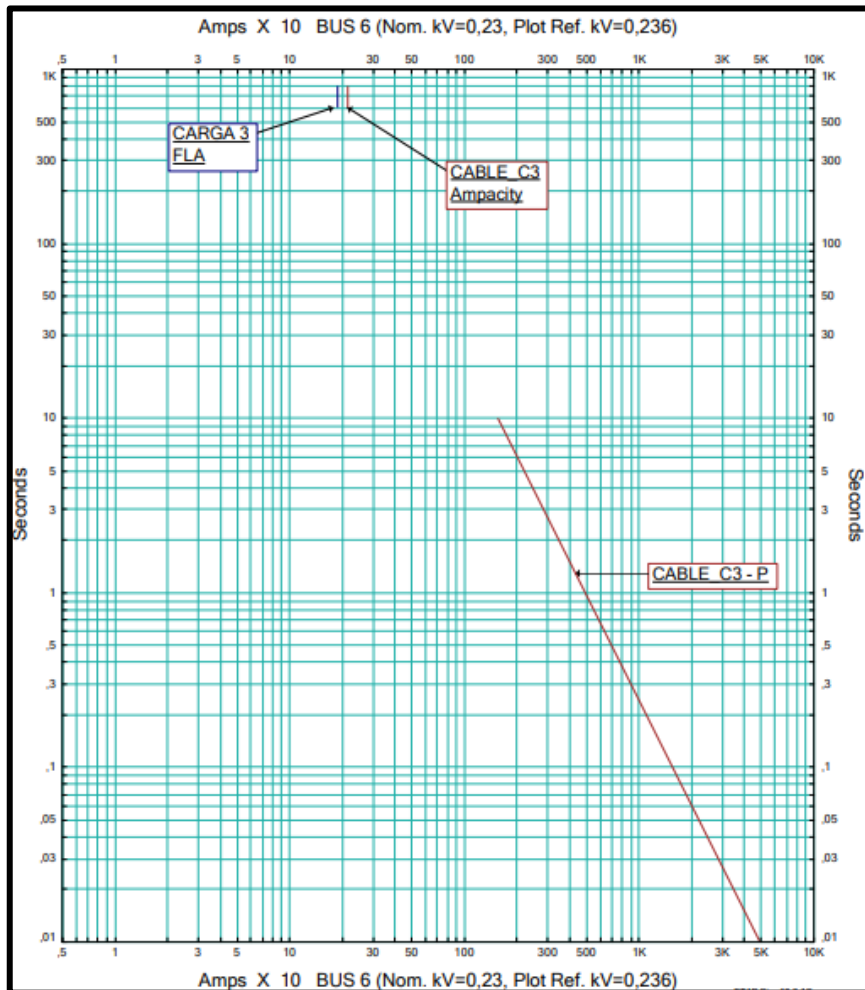


Figura H.61. Puntos de referencia para la gráfica TCC en la carga.

Procedimiento para la protección de las Cargas, función 50 y 51

Para detallar el procedimiento de selección de la protección de las cargas, se analiza la Carga 3 de 75 kVA, se requerirá tomar en cuenta el estudio de flujo de carga y cortocircuito (Figura H.62).

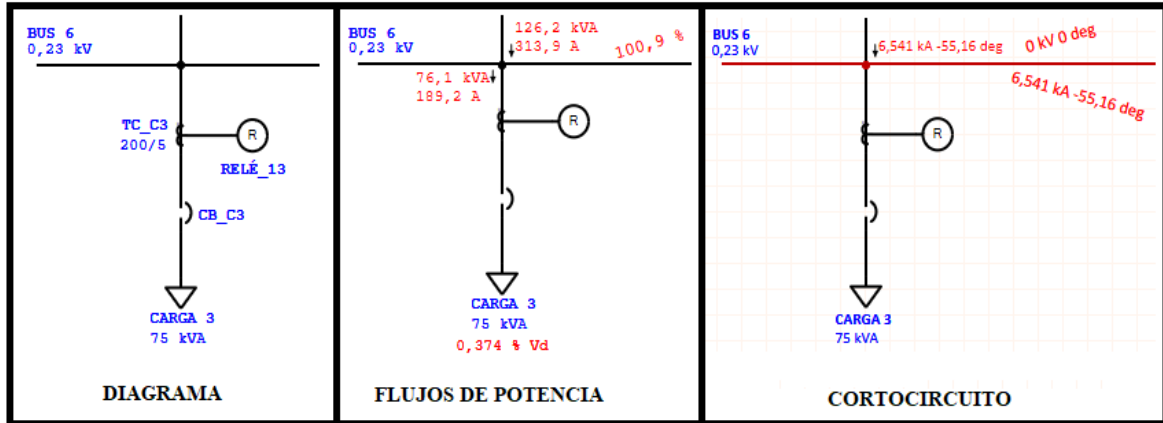


Figura H.62. Análisis de flujo de potencia y cortocircuito en la carga 3.

- Función 51

Determinación del TAP

$$I_{Pickup} = \frac{1,2 \times I_{nom}}{CTR}$$

$$I_{Pickup} = \frac{1,2 \times 189,2}{200/5}$$

$$I_{Pickup} = 5,676 A_{SEC}$$

$$I_{Pickup} = 227,04 A_{PRIM}$$

Selección del Dial

Se establece el límite inferior o más bajo del Dial respecto a la curva tomada para esta función

- Función 50

Se determina la corriente de arranque para la Función 50

$$I_{Pickup} = \frac{0,5 \times I_{falla}}{CTR}$$

$$I_{Pickup} = \frac{0,5 \times 6541}{200/5}$$

$$I_{Pickup} = 81,76 A_{SEC}$$

$$I_{Pickup} = 3270 A_{PRIM}$$

En la Figura H.63, se evidencia los parámetros ingresados al Software respecto a los valores calculados.

Figura H.63. Calibración en el software ETAP en la carga 3.

Procedimiento para la protección de Transformadores

Para esto se deberá tener en cuenta los criterios de la normativa IEEE Std. 242 donde se establece los márgenes de Coordinación de Protecciones.

Se debe establecer los puntos de referencia que se requerirán para la gráfica (Curvas Tiempo Corriente “TCC”):

- Corriente de Energización “Inrush”, (Típicamente 12 x FLA en 0,1s)
- Curvas de Daño
- Corriente a plena carga “FLA”

En la Figura H.64, se evidencia los puntos de referencia en el software ETAP.

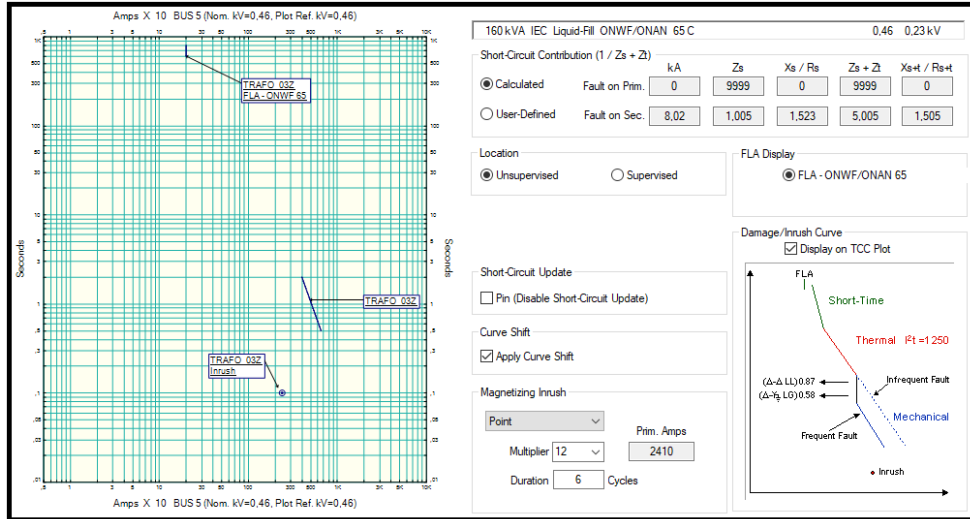


Figura H.64. Parámetros del en el Transformador_03Z en ETAP.

Con los parámetros anteriores ya establecidos, podemos establecer las diferentes regiones:

- Región de Daño del Transformador
- Región de Operación del Dispositivo de Protección “Relé”
- Región de Operación normal del Transformador

En la Figura H.65, se detalla dichas regiones.

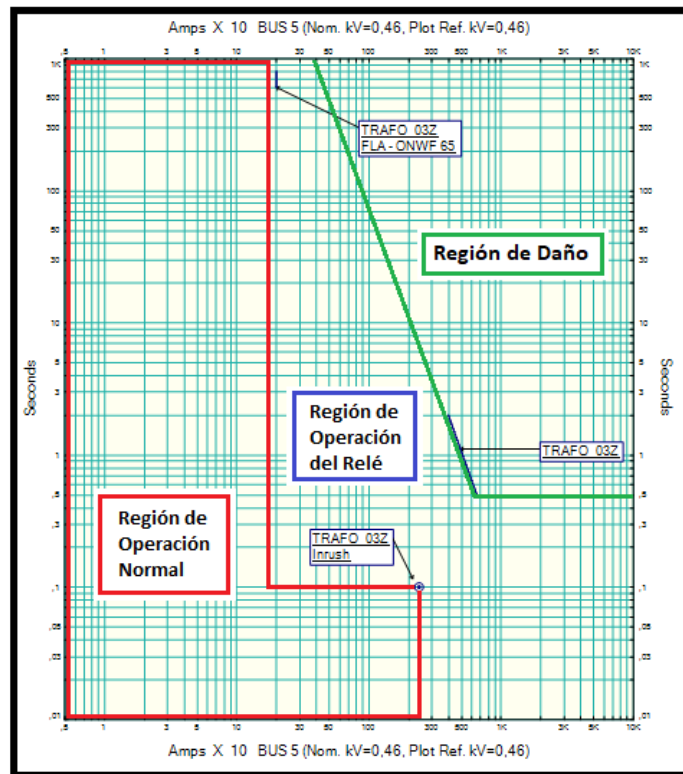


Figura H.65. Regiones de operación normal, protección y daño del transformador.

Procedimiento para la protección de Transformadores, función 50 y 51

Para detallar el procedimiento de selección de la protección de los transformadores, se analiza el transformador trifásico 03Z de configuración Dyn5, de 160 kVA a una tensión de 0,46 kV en el lado primario y de 0,23 kV en el lado secundario y una impedancia de cortocircuito $Z = 4\%$, de tipo Liquid-Fill y de clase ONWF/ONAN con una posición del TAP a -2,5%, como se ve en la Figura H.66.

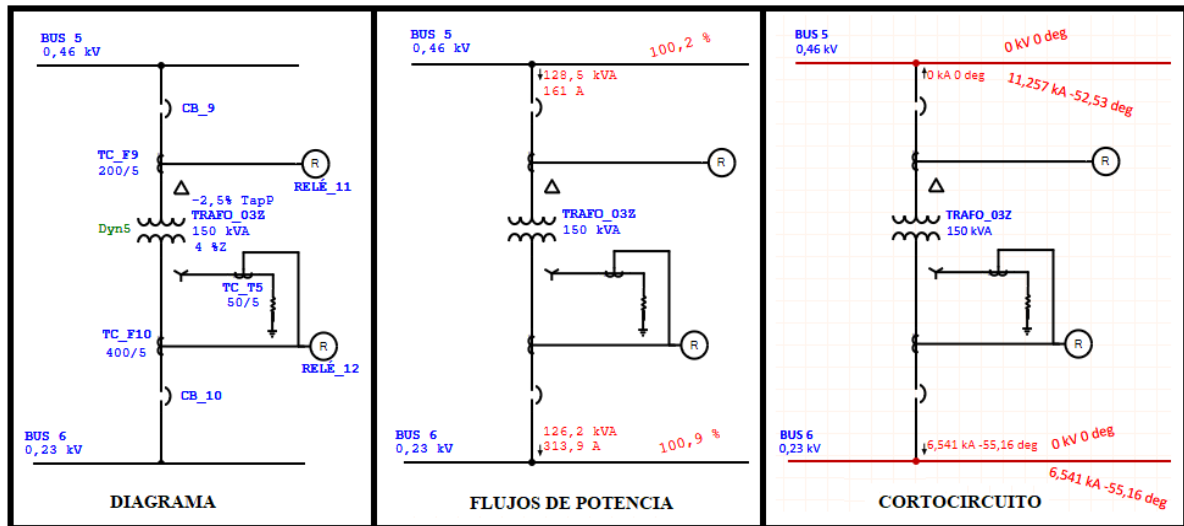


Figura H.66. Diagrama y análisis de cortocircuito en el Transformador_03Z.

➤ Corriente nominal

En tensión 0,46 kV:

$$I_{nom} = \frac{150}{\sqrt{3} \times (0,46)}$$

$$I_{nom} = 188,3 \text{ A}$$

En tensión 0,23 kV:

$$I_{nom} = \frac{150}{\sqrt{3} \times (0,23)}$$

$$I_{nom} = 376,5 \text{ A}$$

Análisis lado de baja de transformador

- Función 51

$$I_{pick\ up51} = \frac{1,2 I_{nom}}{CTR}$$

$$I_{pick\ up51\ sec} = \frac{1,2 \times 376,5}{400/5} = 5,64\ A_{SEC}$$

$$I_{pick\ up51\ prim} = 5,64\ A_{SEC} * \frac{400\ A_{PRIM}}{5\ A_{SEC}} = 451,8\ A_{prim}$$

Calculo del DIAL:

$$k = \frac{t}{\left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_S} \right)^\alpha - 1} + L \right)}$$

$$k = \frac{0,200}{\left(\frac{0,0515}{\left(\frac{83,01\ A_{SEC}}{5,64\ A_{SEC}} \right)^{0,02} - 1} + 0,114 \right)}$$

$$k = 0,19$$

$$DIAL = 0,2$$

En la Figura H.67, se evidencia los parámetros ingresados al Software respecto a los valores calculados.



Figura H.67. Calibración en el software ETAP en el lado de baja del transformador.

Análisis lado de alta de transformador

- Función 50P

El ajuste sobre transformadores está dado por 125% o 150% de la corriente máxima de cortocircuito en el punto de conexión del relé.

Lado de 0,46 kV

$$I_{pick\ up50} = \frac{1,25\ I_{cc\ máx}}{CTR}$$

$$I_{pick\ up50\ sec} = \frac{1,25 * 6541 \left(\frac{0,23\ kV}{0,46\ kV} \right)}{\frac{200}{5}} = 102,20\ A_{SEC}$$

$$I_{pick\ up50\ prim} = 102,20\ A_{SEC} * \frac{200\ A_{PRIM}}{5\ A_{SEC}} = 4088,125\ A_{PRIM}$$

Lado de 0,23 kV

$$I_{pick\ up50\ prim} = 4088,125\ A_{PRIM} * \frac{0,46\ kV}{0,23\ kV}$$

$$I_{pick\ up50\ prim} = 8176,25\ A_{PRIM}$$

- Función 51P

$$I_{pick\ up51} = \frac{1,2\ I_{nom}}{CTR}$$

$$I_{pick\ up51\ sec} = \frac{1,2 * 188,3}{\frac{200}{5}} = 5,649\ A_{SEC}$$

$$I_{pick\ up51\ prim} = 5,649\ A_{SEC} * \frac{200\ A_{PRIM}}{5\ A_{SEC}} = 225,96\ A_{PRIM} \quad \text{Lado de 0,46 kV}$$

$$I_{pick\ up51\ prim} = 225,96\ A_{PRIM} * \frac{0,46\ kV}{0,23\ kV}$$

$$I_{pick\ up51\ prim} = 451\ A_{PRIM} \quad \text{Lado de 0,23 kV}$$

$$t = k \left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_S} \right)^\alpha - 1} + L \right)$$

$$I_{pick\ up51\ sec} = 5,64\ A_{sec}$$

$$DIAL = 0,25$$

$$I = 6541\ A_{PRIM} * \frac{\sqrt{3}}{2} = 5664,67\ A_{PRIM}$$

$$I = 5664,67\ A_{PRIM} * \frac{5\ A_{SEC}}{400\ A_{PRIM}} = 70,8\ A_{SEC}$$

Calcular tiempo $t_{1\alpha}$:

$$t = k \left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_S} \right)^\alpha - 1} + L \right)$$

$$t_{1a} = 0,2 \left(\frac{0,0515}{\left(\frac{70,8 A_{SEC}}{5,64 A_{SEC}} \right)^{0,02} - 1} + 0,114 \right)$$

$$t_{1a} = 0,221 \text{ seg}$$

Establecido el margen de tiempo de $\Delta t = 0,2 \text{ seg}$, calculamos t_{2b} :

$$t_{2b} = t_{1a} + \Delta t = 0,221 + 0,2$$

$$t_{2b} = 0,421 \text{ seg}$$

- Calculo del DIAL:

Lado de 0,23 kV

$$I_{FALLA} = 6541 A_{PRIM}$$

Lado de 0,46 kV

$$I_{FALLA} = 6541 A_{PRIM} * \left(\frac{0,23 \text{ kV}}{0,46 \text{ kV}} \right)$$

$$I_{FALLA} = 3270,5 A_{PRIM}$$

$$I_{FALLA} = 3270,5 A_{PRIM} * \frac{5 A_{SEC}}{200 A_{PRIM}} = 81,76 A_{SEC}$$

$$k = \frac{0,421}{\left(\frac{0,0515}{\left(\frac{81,76 A_{SEC}}{5,64 A_{SEC}} \right)^{0,02} - 1} + 0,114 \right)}$$

$$k = \frac{0,525 * \left[\left(\frac{83,01 A_{SEC}}{5,649 A_{SEC}} \right)^1 - 1 \right]}{13,5}$$

$$k = 0,40$$

$$\text{DIAL} = 0,4$$

En la Figura H.68, se evidencia el ingreso de los valores obtenidos de los cálculos, al software ETAP.

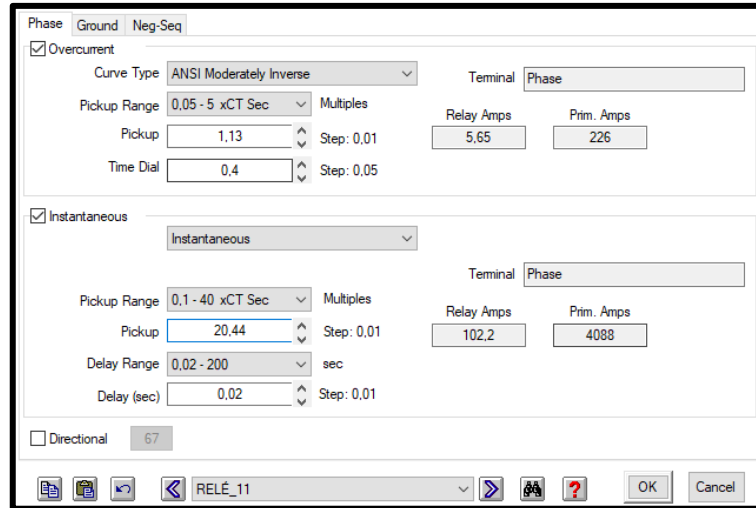


Figura H.68. Calibración en el software ETAP en el lado de alta del transformador.

Procedimiento para la protección de Cables

Para esto se deberá tener en cuenta los criterios de la normativa IEEE Std. 242 donde se establece los márgenes de Coordinación de Protecciones.

Se debe establecer los puntos de referencia que se requerirán para la gráfica (Curvas Tiempo Corriente “TCC”):

- Amperaje que soporta el Cable
- Curvas de Daño Térmica del Cable
- Corriente soportada en la barra conectada

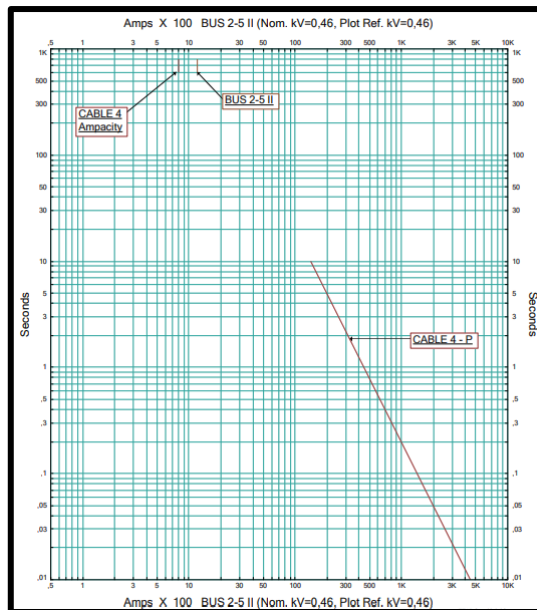


Figura H.69. Puntos de referencia para la gráfica TCC en el cable.

Procedimiento para la protección de Cables, función 50 y 51

Para detallar el procedimiento de selección de la protección de los Cables, se analiza el Cable 4 de CENTELSA C XLPE 8 AWG/kcmil Cu 5 kV 90° C, con 1 conductor por fase y una distancia de 100 m, como se ve en la Figura H.70.

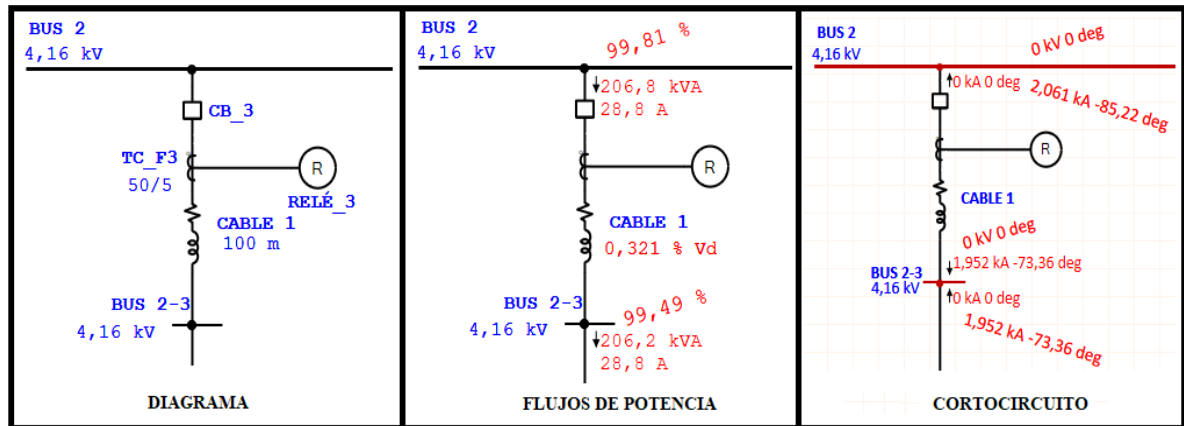


Figura H.70. Análisis flujos de potencia y cortocircuito en el cable 4.

- Función 51P

Amperaje Tolerable por el Cable: 55 A

$$I_{pick\ up51} = \frac{I_{nom}}{CTR}$$

$$I_{pick\ up51\ sec} = \frac{55}{\frac{50}{5}} = 5,5\ A_{SEC}$$

$$I_{pick\ up51\ prim} = 5,5\ A_{SEC} * \frac{50\ A_{PRIM}}{5\ A_{SEC}} = 55\ A_{PRIM} \quad \text{Lado de 4,16 kV}$$

$$t = k \left(\frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_S} \right)^\alpha - 1} + L \right)$$

$$t_{1a} = 0,4 \left(\frac{0,0515}{\left(\frac{64,18\ A_{SEC}}{3,99\ A_{SEC}} \right)^{0,02} - 1} + 0,114 \right)$$

$$t_{1a} = 0,406$$

Establecido el margen de tiempo de $\Delta t = 0,2\ seg$, calculamos t_{2b} :

$$t_{2b} = t_{1a} + \Delta t = 0,406 + 0,2$$

$$t_{2b} = 0,606\ seg$$

$$I_{FALLA} = 1952 A_{PRIM}$$

$$I_{FALLA} = 1952 A_{PRIM} * \frac{5 A_{SEC}}{50 A_{PRIM}} = 195,2 A_{SEC}$$

Calculo del DIAL:

$$k = \frac{0,606}{\left(\frac{0,0515}{\left(\frac{195,2 A_{SEC}}{5,5 A_{SEC}} \right)^{0,02} - 1} + 0,114 \right)}$$

$$k = 0,74$$

$$DIAL = 0,7$$

- Función 51P

$$I_{Pickup} = \frac{0,5 \times I_{falla}}{CTR}$$

$$I_{Pickup} = \frac{0,5 \times 2061}{50/5}$$

$$I_{Pickup} = 103,05 A_{SEC}$$

$$I_{Pickup} = 1030,5 A_{PRIM}$$

En la Figura H.71, se evidencia el ingreso de los valores obtenidos de los cálculos, al software ETAP.

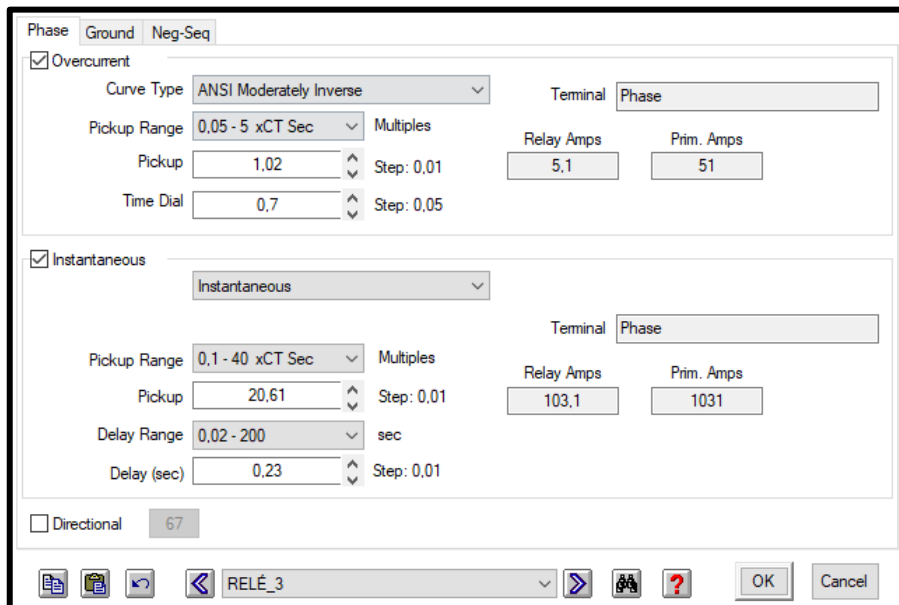


Figura H.71. Configuración de la protección para el cable 4 en el software.

Por último, se detalla la Tabla H.21 y Tabla H.22 que es un resumen de la calibración de las protecciones de la zona 1 y los tiempos de actuación de dicha zona respectivamente.

Tabla H.21. Calibración de los relés de protección en la zona 1.

RELÉ	Función 51P			Función 50P	
	TAP (A sec)	TAP (A prim)	DIAL	Ipickup (A sec)	Ipickup (A prim)
Zona 1					
Relé_13	5,75	230	0,05	81,75	3270
Relé_14	3,35	134	0,05	81,75	3270
Relé_12	5,1	408	0,2	-	-
Relé_11	5,65	226 (0,46 kV)	0,45	102,2	4088 (0,46 kV)
		452 (0,23 kV)			8176 (0,23 kV)

Tabla H.22. Tiempos de coordinación de los relés de protección de la zona 1.

Coordinación	Falla máxima (kA)	t1a (seg)	t2b (seg)	Δt (seg)	Falla mínimo (kA)	t1a (seg)	t2b (seg)	Δt (seg)
Zona 1								
Relé_13 - Relé_12	6,542	0,020	0,254	0,234	3,271	0,053	0,332	0,279
Relé_14 - Relé_12	6,542	0,020	0,254	0,234	3,271	0,045	0,332	0,287
Relé_12 - Relé_11	6,542	0,254	0,470	0,216	3,271	0,332	0,618	0,286