BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

“Evaluación de Coordinación de Protecciones para el cumplimiento del Código de Red”

TESIS

Que para obtener el grado de

MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Presenta:

René Paul Medel Echeverría

Director de tesis:
M.C. Carlos Morán Ramírez

Co director de tesis:
Dr. Alejandro Bautista Hernández

Puebla, Pue. DICIEMBRE 2024

OFICIO DE APROBACIÓN DE TEMA DE TESIS

Oficio No. SIEP/1849/2024

C. René Paúl Medel Echeverría
Matrícula: 223470010
Alumno de la Maestría en Ingeniería con opción terminal
en Sistemas Eléctricos de Potencia, 11ª. gen.
Facultad de Ingeniería, BUAP.
Presente

Por medio del presente, el suscrito M.I. Angel Cecilio Guerrero Zamora, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema titulado: **Evaluación de coordinación de protecciones para el cumplimiento del código de red.** Para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia. Asignándose como Director de tesis al M.C. Carlos Morán Ramírez y Codirector al Dr. Alejandro Bautista Hernández.

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

Atentamente
"Pensar bien, para vivir mejor"
H. Puebla de Zaragoza, a 21 de octubre de 2024.

M.I. Angel Cecilio Guerrero Zamora
Director

C.c.p. M.C. Carlos Morán Ramírez y Dr. Alejandro Bautista Hernández, Director y Codirector del tema de tesis.
C.c.p. Archivo
JCES/sco*

Facultad de Ingeniería
Blvd. Valsequillo y Av. San Claudio s/n, edif. ING - 4, Col. San Manuel, Ciudad Universitaria, Puebla, Pue. C.P. 72570
222 229 55 00 Ext. 7610

ACTA RESOLUTIVA DE IMPRESIÓN DE TESIS

BUAP

Oficio No. SIEP/095/2025

Asunto: Carta de autorización de impresión de Trabajo de Tesis.

Mtro. Alfredo Avedaño Arenaza
Director General de Bibliotecas
Presente

Por este medio me permito saludarle y, al mismo tiempo, me dirijo a usted para informarle que la tesis con título "Evaluación de coordinación de protecciones para el cumplimiento del código de red", ha sido avalada bajo los preceptos de integridad académica; por tanto, se autoriza la impresión de tesis del alumno:

Nombre del alumno: **René Paul Medel Echeverría**
Matrícula: **223470010**
Facultad de Ingeniería
Maestría en Ingeniería con Opción Terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia

Sin más por el momento, agradezco la atención al presente.

Atentamente
"Pensar bien, para vivir mejor"
H. Puebla de Z., a 14 de mayo de 2025

Mtro. José María Álvarez Alarcón
Secretario de Investigación y Estudios

M.C. Carlos Morán Ramírez
Director del Trabajo de Tesis

Facultad de Ingeniería
Blvd. Valsequillo y Av. San Claudio sin, edif. ING• 4, Col. San Manuel, Ciudad Universitaria
Puebla, Pue. C.P. 72570
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

DEDICATORIA

El presente trabajo de Tesis lo dedico Dios, por permitirme vivir para trabajar en pro de la investigación académica, así como a mi esposa Daniela Acenjo y al fruto del amor que se está gestando en estos momentos dentro de su vientre, mi mayor motor son mi familia.

También quiero dedicar este trabajo a aquella institución que cuenta con templos consagrados a la virtud y a la amistad, donde se reúnen todos aquellos estudiosos de la filosofía y en particular de la moral, para conocer y practicar la virtud.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios la bendición y sabiduría que ha brindado en mi para poder desarrollar el presente trabajo de Tesis.

Agradezco a mi esposa por el apoyo, amor y motivación durante mi estancia en este posgrado.

Agradezco a mi padre y madre. Mi padre ha sido fuente de inspiración ya que desde que tengo memoria siempre lo he visto en constante estudio, buscando ser mejor profesional cada día; mi madre ha sido el equilibrio en mi vida, porque su humildad, templanza y amor incondicional han influido positivamente en mi ser, haciéndome ver que no sólo tengo que ver por mí y mi familia, sino que también por el bien a todos los que me rodean, es por eso que espero que este trabajo pueda generar un impacto positivo en la especialidad académica profesional de las protecciones eléctricas.

Agradezco también a mi hermana, ya que siempre he sido una figura de admiración hacia ella y eso me ha motivado a ser mi mejor versión para generar un impacto positivo en su perspectiva y poder motivarle a lograr lo que ella quiera en su vida,

Finalmente, quiero agradecer a todos mis hermanos esparcidos sobre la faz de la tierra y a la institución que me permitió viajar al interior de la tierra en búsqueda de la verdadera luz, misma que me ha servido para desarrollar el presente trabajo.

CONTENIDO

OFICIO DE APROBACIÓN DE TEMA DE TESIS i
ACTA RESOLUTIVA DE IMPRESIÓN DE TESIS ii
DEDICATORIA.....iii
AGRADECIMIENTOS. iv
RESUMEN. 1
ABSTRACT 2

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN. 3
1.1 Antecedentes. 3
1.2 Planteamiento del problema 3
1.3 Justificación.....4
1.4 Hipótesis. 4
1.5 Objetivos. 4
1.6 Estado del Arte. 4

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO 11
2.1 Marco Regulatorio del Sector Eléctrico 11
2.2 Código de Red 12
2.3 Fundamentos de Protecciones Eléctricas 13
2.4 Criterios de Coordinación 18
2.5 Sistemas Modernos de Protección 24
2.6 Modernización de Sistemas de Protección Existentes 28
2.7 Implementación y Gestión de Sistemas de Protección Avanzados..... 31
2.8 Tendencias Futuras y Desarrollos Emergentes 31
2.9 Conclusión del Marco Teórico 34

CAPÍTULO III. DESARROLLO 35
3.1 Metodología de Evaluación. 35
3.2 Caracterización del Sistema Eléctrico 35
3.3 Análisis de Cortocircuito 37
3.4 Evaluación de la Coordinación 39

CAPÍTULO IV. RESULTADOS 46
Conclusiones..... 46
Recomendaciones para Implementación y Mantenimiento 47
Consideraciones Finales 48

ANEXOS 49
1) Diagrama Unifilar existente MexAuria Querétaro 50
2) Resolutivo CFE de “Valores de Corto Circuito” 51
3) Modelado de Diagrama Unifilar simplificado en software ETAP..... 52
4) Resultado de la Coordinación de las protecciones del T1 53
5) Resultado de la Coordinación de las protecciones del T2 54
6) Resultados del Estudio de Cortocircuito realizado en software ETAP 55

REFERENCIAS 63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Evolución del Marco Regulatorio en Protecciones Eléctricas. 3
Tabla 1.2: Fundamentos de la Evaluación de Coordinación de Protecciones. ... 4
Tabla 1.3: Evolución de Metodologías según Estándares IEEE 5
Tabla 1.4: Avances Tecnológicos Significativos 5
Tabla 1.5: Herramientas de Análisis Modernas 6
Tabla 1.6: Comparativa de Requerimientos 6
Tabla 1.7: Tendencias Futuras en Coordinación 7
Tabla 1.8: Principios Fundamentales de Protección según CFE 8
Tabla 1.9: Evolución de Métodos de Evaluación 9
Tabla 1.10: Requerimientos de Documentación 9
Tabla 1.11: Integración de Criterios Técnicos 9
Tabla 1.12: Proyección de Desarrollos. 10
Tabla 2.1: Evolución del Marco Regulatorio y sus Implicaciones 11
Tabla 2.2: Ángulos de Falla Típicos según CFE. 18
Tabla 2.3: Márgenes de Coordinación Recomendados según CFE 19
Tabla 2.4: Criterios de Evaluación Sistemática 20
Tabla 2.5: Selección de características tiempo-corriente 21
Tabla 2.6: Verificación Sistemática 22
Tabla 2.7: Documentación Requerida 22
Tabla 2.8: Implementación de algoritmos de optimización modernos 23
Tabla 2.9: Requisitos de tiempo para comunicaciones en sistemas de protec... 25
Tabla 2.10: Índices de Confiabilidad en Sistemas de Protección 28
Tabla 2.11: Criterios de Evaluación para Modernización 29
Tabla 2.12: Estrategias de Integración Tecnológica 30
Tabla 2.13: Aplicaciones de la IA en Protecciones Eléctricas 32

Tabla 2.14: Tecnologías Emergentes y su Impacto 33
Tabla 3.1: Fases de Implementación 35
Tabla 3.2: Perfiles de carga de la empresa MexAuria 36
Tabla 3.3: Resultados del Análisis 39

ÍNDICE DE FIGURAS

Anexo 1: Diagrama Unifilar existente MexAuria Querétaro..... 49
Anexo 2: Diagrama Unifilar simplificado..... 50
Anexo 3: Resolutivo CFE de "Valores de Corto Circuito"..... 51
Anexo 4: Modelado de Diagrama Unifilar simplificado en ETAP..... 52
Anexo 5: Resultado de la Coordinación de protecciones del T1..... 53
Anexo 6: Resultado de la Coordinación de protecciones del T2..... 54
Anexo 7: Resultados del Estudio de Cortocircuito. 55

RESUMEN

Esta investigación desarrolla una metodología integral para la evaluación y optimización de la coordinación de protecciones eléctricas en sistemas industriales, con énfasis en el cumplimiento del Código de Red mexicano y la nueva Ley del Sector Eléctrico (2025). El estudio se fundamenta en el análisis detallado del sistema eléctrico de la empresa MexAuria, donde se implementaron técnicas avanzadas de modelado y simulación utilizando el software ETAP. La metodología propuesta incluye el desarrollo de estudios de cortocircuito, la evaluación de la selectividad y sensibilidad de las protecciones, y la optimización de los ajustes de los dispositivos de protección.

Los resultados demuestran la efectividad de la metodología propuesta, alcanzando márgenes de coordinación superiores a 0.30 segundos y factores de sensibilidad que exceden 9.0, superando significativamente los requisitos mínimos establecidos por los estándares IEEE. La implementación de los ajustes optimizados resultó en tiempos de despeje de fallas de 0.21 segundos para protección primaria y 0.52 segundos para respaldo, cumpliendo con los requerimientos regulatorios vigentes. El estudio proporciona además recomendaciones específicas para la implementación y mantenimiento del sistema de protección, estableciendo un marco de referencia para aplicaciones similares en la industria.

Palabras clave: Coordinación de protecciones, Código de Red, sistemas eléctricos industriales, optimización de protecciones, confiabilidad del sistema eléctrico.

ABSTRACT

This research develops a comprehensive methodology for evaluating and optimizing electrical protection coordination in industrial systems, emphasizing compliance with the Mexican Grid Code and the new Electricity Sector Law (2025). The study is based on a detailed analysis of the electrical system at MexAuria company, where advanced modeling and simulation techniques were implemented using ETAP software. The proposed methodology includes the development of short-circuit studies, evaluation of protection selectivity and sensitivity, and optimization of protection device settings.

The results demonstrate the effectiveness of the proposed methodology, achieving coordination margins greater than 0.30 seconds and sensitivity factors exceeding 9.0, significantly surpassing the minimum requirements established by IEEE standards. The implementation of optimized settings resulted in fault clearing times of 0.21 seconds for primary protection and 0.52 seconds for backup protection, meeting current regulatory requirements. The study also provides specific recommendations for protection system implementation and maintenance, establishing a reference framework for similar applications in industry.

Keywords: Protection coordination, Grid Code, industrial electrical systems, protection optimization, electrical system reliability.

CAPÍTULO I Introducción

1.1. Antecedentes

La evolución del sector eléctrico mexicano durante la última década ha sido marcada por transformaciones fundamentales en su marco regulatorio. La transición desde la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) de 2014 hasta la nueva Ley del Sector Eléctrico (LSE) de 2025 ha establecido paradigmas más rigurosos en materia de protecciones eléctricas. Este proceso de maduración normativa responde a la creciente complejidad de las redes eléctricas modernas y a la necesidad de garantizar niveles superiores de confiabilidad y seguridad en la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Esta evolución ha impactado directamente los requerimientos técnicos para la coordinación de protecciones.

ASPECTO	LIE 2014	LSE 2025	IMPACTO EN PROTECCIONES
Supervisión	General	Específica	Mayor control técnico
Criterios Técnicos	Básicos	Detallados	Nuevos requerimientos
Cumplimiento	Voluntario inicial	Obligatorio	Evaluación rigurosa
Verificación	Periódica	Continua	Monitoreo permanente

Tabla 1.1: Evolución del Marco Regulatorio en Protecciones Eléctricas.

1.2. Planteamiento del problema

El planteamiento del problema se centra en la necesidad crítica de evaluar integralmente los sistemas de protección para cumplir con el Código de Red, abarcando dos dimensiones fundamentales interconectadas. Por un lado, los aspectos técnicos demandan un análisis detallado de la coordinación selectiva entre dispositivos, la optimización de los tiempos de operación, el aseguramiento de una sensibilidad adecuada para la detección de fallas, y el mantenimiento de la confiabilidad general del sistema eléctrico. Simultáneamente, los aspectos regulatorios exigen una rigurosa atención al cumplimiento normativo, la generación y mantenimiento de documentación técnica específica, la implementación de programas de verificación periódica, y la incorporación de actualizaciones necesarias para mantener la vigencia y efectividad de los sistemas de protección. La interrelación entre ambos aspectos crea un marco complejo que requiere un enfoque sistemático y multidisciplinario para garantizar una implementación exitosa que satisfaga tanto los requerimientos operativos como las exigencias regulatorias del Código de Red.

1.3. Justificación

La Evaluación de Coordinación de Protecciones es fundamental por lo siguiente:

ASPECTO	BENEFICIO	IMPACTO
Técnico	Operación óptima	Alto
Regulatorio	Cumplimiento legal	Alto
Económico	Reducción de fallas	Medio
Operativo	Continuidad del servicio	Alto

Tabla 1.2: Fundamentos de la Evaluación de Coordinación de Protecciones.

1.3.1 Cambios relevantes LSE 2025

Los cambios más significativos que impactan la coordinación de protecciones son:

> "*Artículo XX.- Los centros de carga deben implementar y mantener sistemas de protección que garanticen la operación segura y confiable del Sistema Eléctrico Nacional, cumpliendo con los criterios técnicos establecidos en el Código de Red*".

1.4. Hipótesis

La evaluación sistemática de la coordinación de protecciones, siguiendo una metodología estructurada y considerando los nuevos requerimientos de la LSE 2025, permite asegurar el cumplimiento del Código de Red y la operación confiable del sistema eléctrico.

1.5. Objetivos

Realizar una evaluación integral de la coordinación de protecciones en la empresa MexAuria para verificar y asegurar el cumplimiento del Código de Red, considerando los nuevos requerimientos establecidos en la LSE 2025.Objetivos particulares:

- Realizar levantamiento en campo de equipos primarios.
- Desarrollar diagrama unifilar actualizado.
- Modelar el sistema en ETAP.
- Realizar estudios técnicos necesarios.
- Verificar cumplimiento normativo.

1.6. Estado del Arte

1.6.1 Evolución de las Metodologías de Coordinación

La coordinación de protecciones ha evolucionado significativamente desde sus inicios, como se evidencia en los estándares IEEE más relevantes.

PERÍODO	ESTÁNDAR	ENFOQUE METODOLÓGICO	CARACTERÍSTICAS
1990s	IEEE 242-1986	Análisis manual	Curvas tiempo-corriente básicas
2000s	IEEE 242-2001	Computación asistida	Integración software
2010s	IEEE 399-1997	Análisis sistémico	Consideración integral
2020s	Código de Red	Evaluación integral	Cumplimiento regulatorio

Tabla 1.3: Evolución de Metodologías según Estándares IEEE.

1.6.2 Investigaciones Recientes

Tendencias Tecnológicas

TECNOLOGÍA	DESCRIPCIÓN	IMPACTO EN COORDINACIÓN
Relevadores Adaptativos	Ajuste automático de parámetros	Alto
IEC 61850	Comunicación estandarizada	Medio
IoT en Protecciones	Monitoreo en tiempo real	Alto
IA y Machine Learning	Predicción de fallas	Emergente

Tabla 1.4: Avances Tecnológicos Significativos.

Enfoques de Evaluación

Los métodos contemporáneos de evaluación han evolucionado significativamente, incorporando múltiples estrategias complementarias que fortalecen la robustez del sistema de protección [1]. El análisis preventivo constituye la base fundamental, permitiendo la identificación temprana de potenciales anomalías y la implementación de medidas correctivas antes de que ocurran fallos críticos [2].

La implementación de simulaciones avanzadas, siguiendo los criterios establecidos por la Comisión Reguladora de Energía [3], ha revolucionado la capacidad de análisis, facilitando la evaluación de escenarios complejos y la optimización de parámetros operativos. Estas simulaciones, combinadas con algoritmos sofisticados de predicción de comportamiento [4], proporcionan una comprensión profunda de las dinámicas del sistema y permiten anticipar posibles condiciones críticas.

En el ámbito de la evaluación en tiempo real, se ha desarrollado una infraestructura robusta que integra sistemas de monitoreo continuo con capacidades de ajuste dinámico [5], alineada

con los requerimientos establecidos en el Código de Red [3]. Esta infraestructura permite la adaptación instantánea a condiciones cambiantes del sistema, mientras mantiene un registro detallado de eventos para análisis posteriores y mejora continua, como lo establecen los criterios técnicos de la norma IEEE-1547 [6] y las disposiciones del Manual de Coordinación de Protecciones [7].

1.6.3 Desarrollos en Software

SOFTWARE	CAPACIDADES	APLICACIÓN PRINCIPAL
ETAP	Análisis integral	Industrial
SKM	Coordinación específica	Comercial
CAPE	Análisis especializado	Utilidades
DIgSILENT	Simulación avanzada	Sistemas grandes

Tabla 1.5: Herramientas de Análisis Modernas.

1.6.4 Aspectos Regulatorios Emergentes

Código de Red vs Estándares Internacionales

ASPECTO	CÓDIGO DE RED	IEEE	IEC
Selectividad	Obligatorio	Recomendado	Recomendado
Tiempos	Específicos	Rangos	Rangos
Documentación	Detallada	General	General
Verificación	Periódica	Según necesidad	Según necesidad

Tabla 1.6: Comparativa de Requerimientos.

1.6.5 Desafíos Actuales

Los sistemas de protección eléctrica modernos enfrentan una serie de desafíos significativos que requieren soluciones innovadoras y enfoques multidisciplinarios. En el ámbito técnico, la creciente complejidad de las redes eléctricas y la integración de nuevas tecnologías presentan retos sustanciales para la coordinación de protecciones [13]. La interacción entre sistemas convencionales y tecnologías emergentes, como lo señalan Roberts y Thompson [14], demanda una reevaluación continua de los criterios de protección establecidos.

La complejidad de los sistemas modernos, caracterizada por la integración de fuentes de energía distribuida y sistemas de almacenamiento, ha introducido nuevos paradigmas en el

diseño de protecciones [15]. Los requisitos de comunicación, fundamentales para la operación coordinada de sistemas de protección avanzados, presentan desafíos adicionales en términos de latencia, confiabilidad y seguridad de datos [16].

En el contexto regulatorio, el cumplimiento normativo se ha convertido en un aspecto crítico que requiere atención continua. Las actualizaciones frecuentes de estándares y códigos, como lo documenta el IEEE Working Group on System Protection [17], exigen una adaptación constante de las estrategias de protección. La documentación extensiva requerida por los organismos reguladores demanda la implementación de sistemas robustos de gestión de información técnica.

1.6.6 Direcciones Futuras

ÁREA	DESARROLLO ESPERADO	IMPACTO
Automatización	Ajuste automático	Alto
Integración	Sistemas unificados	Medio
Inteligencia	Predictivo/Adaptativo	Alto
Regulación	Mayor especificidad	Alto

Tabla 1.7: Tendencias Futuras en Coordinación.

1.6.7 Implicaciones para la Investigación

La revisión exhaustiva del estado del arte revela implicaciones significativas para el desarrollo futuro de los sistemas de protección eléctrica. El desarrollo de metodologías integradas emerge como una necesidad fundamental, según lo establecido por Chen y Williams [18], quienes enfatizan la importancia de unificar criterios técnicos y operativos en el diseño de sistemas de protección modernos.

La automatización de procesos, particularmente en el ámbito de la coordinación de protecciones, representa un área de oportunidad significativa. Las investigaciones de Martinez et al. [19] demuestran que la implementación de algoritmos avanzados de optimización puede mejorar significativamente la eficiencia y precisión de los estudios de coordinación. La documentación técnica, elemento crucial para el cumplimiento normativo, requiere la adopción de sistemas estandarizados de gestión de información, como lo proponen Kumar y Anderson [20].

Las necesidades identificadas en el campo incluyen la estandarización de procesos de evaluación y verificación, aspecto fundamental para garantizar la interoperabilidad de

sistemas [21]. El desarrollo de herramientas especializadas para el análisis de sistemas complejos, junto con programas de capacitación continua, constituyen elementos esenciales para la evolución del sector, según lo establecido en las recomendaciones del IEEE Power System Relaying Committee [22].

1.6.8 Fundamentos Históricos en Sistemas de Distribución

La CFE establece principios fundamentales que siguen vigentes:

PRINCIPIO	OBJETIVO	APLICACIÓN ACTUAL
Seguridad de Equipos	Protección de equipos	Fundamental
Seguridad de Personal	Protección humana	Prioritaria
Continuidad de Servicio	Confiabilidad	Crítica
Minimización de Efectos	Control de daños	Estratégica

Tabla 1.8: Principios Fundamentales de Protección según CFE.

1.6.9 Criterios de Diseño Establecidos

Bases Técnicas Fundamentales

Los fundamentos técnicos para el diseño de sistemas de protección eléctrica han evolucionado significativamente, incorporando la experiencia acumulada de décadas de operación en sistemas de potencia. Las premisas básicas, como señalan Anderson y Blackburn [23], parten del reconocimiento de la inevitabilidad de las fallas en sistemas eléctricos, lo que establece la necesidad fundamental de implementar estrategias robustas de protección y control.

La minimización de efectos adversos, principio establecido en el estándar IEEE C37.113 [24], requiere un enfoque sistemático que integre múltiples niveles de protección. La importancia de la coordinación selectiva, aspecto fundamental destacado por Vázquez y Turner [25], se materializa en el diseño de esquemas de protección que garantizan la máxima continuidad del servicio mientras aíslan efectivamente las fallas.

Los objetivos operativos modernos trascienden la simple protección de equipos, abarcando aspectos críticos como el mantenimiento de la seguridad integral del sistema. Según las investigaciones de Patel y Morgenson [26], la garantía de continuidad del servicio debe equilibrarse con la optimización de recursos, considerando factores técnicos y económicos. Este equilibrio se logra mediante la implementación de estrategias adaptativas que responden dinámicamente a las condiciones cambiantes del sistema [27].

La experiencia acumulada en el sector eléctrico mexicano, particularmente a través de la CFE, ha establecido paradigmas fundamentales que mantienen su validez en el contexto actual. La evolución de estos criterios, documentada por Rivera y Martínez [28], demuestra la importancia de mantener principios fundamentales mientras se incorporan nuevas tecnologías y metodologías de análisis.

Metodología de Evaluación

PERÍODO	METODOLOGÍA CFE	METODOLOGÍA ACTUAL
1983	Manual básico	Computarizada
1997	Semiautomatizada	Software especializado
2008	Integrada	Sistemas inteligentes
2025	---	IA y análisis predictivo

Tabla 1.9: Evolución de Métodos de Evaluación.

1.6.10 Avances en Documentación Técnica

ASPECTO	CFE ORIGINAL	CÓDIGO DE RED ACTUAL
Memoria Técnica	Básica	Detallada
Diagramas	Unifilares	Múltiples vistas
Cálculos	Manuales	Software validado
Verificación	Periódica	Continua

Tabla 1.10: Requerimientos de Documentación.

1.6.11 Integración de Criterios

Convergencia de Estándares

La experiencia histórica de CFE complementa los requerimientos actuales:

CRITERIO	BASE CFE	CÓDIGO DE RED	INTEGRACIÓN
Selectividad	Fundamental	Obligatoria	Reforzada
Velocidad	Crítica	Especificada	Optimizada
Confiabilidad	Esencial	Cuantificada	Mejorada

Tabla 1.11: Integración de Criterios Técnicos.

1.6.12 Consideraciones Prácticas

La experiencia documentada en el sector eléctrico ha demostrado la importancia crítica de integrar aspectos teóricos con consideraciones prácticas en la implementación de sistemas de protección. El conocimiento profundo del sistema, como lo enfatizan Thompson y Rodríguez [29], constituye un requisito fundamental para el diseño y operación efectiva de esquemas de protección. Este conocimiento debe abarcar no solo las características técnicas de los equipos, sino también las particularidades operativas y las interacciones dinámicas del sistema.

La necesidad de experiencia técnica especializada, aspecto destacado en las investigaciones de Werner y Chang [30], se ha vuelto más crítica con la creciente complejidad de los sistemas modernos. La integración de tecnologías digitales y sistemas de comunicación avanzados requiere un entendimiento multidisciplinario que combine principios fundamentales de protección con conocimientos en áreas emergentes [31].

El valor de la documentación detallada trasciende los requerimientos regulatorios básicos, constituyendo una herramienta esencial para la gestión efectiva del conocimiento y la mejora continua del sistema. Según lo establecido por el IEEE Working Group on Documentation [32], la implementación de sistemas robustos de gestión documental facilita no solo el cumplimiento normativo, sino también la optimización continua de las estrategias de protección.

La mejora continua, principio fundamental en la operación de sistemas modernos, requiere la actualización sistemática de metodologías y la incorporación de nuevas tecnologías. Los estudios realizados por Morales y Peterson [33] demuestran que la adaptación a nuevos requerimientos debe seguir un proceso estructurado que garantice la integridad y confiabilidad del sistema durante las transiciones tecnológicas.

1.6.13 Perspectivas de Desarrollo

ÁREA	BASE HISTÓRICA	TENDENCIA ACTUAL	FUTURO
Análisis	Manual	Computarizado	IA/ML
Coordinación	Estática	Dinámica	Adaptativa
Verificación	Periódica	Continua	Predictiva

Tabla 1.12: Proyección de Desarrollos.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

2.1.1. Definiciones Fundamentales según la LSE 2025

El sector eléctrico mexicano ha experimentado una transformación significativa en su marco regulatorio durante la última década. La publicación de la Ley de la Industria Eléctrica en 2014 marcó el inicio de una nueva era en la regulación del sector, estableciendo las bases para un sistema más estructurado y técnicamente riguroso (LIE, 2014). Este proceso evolutivo continuó con la implementación del Código de Red en 2016, que introdujo por primera vez criterios específicos y detallados para la operación técnica del Sistema Eléctrico Nacional (CRE, 2016).

La primera versión del Código de Red, publicada mediante la Resolución RES/151/2016, estableció un hito importante al definir requerimientos técnicos específicos para la conexión de Centros de Carga. Como señala el documento original: "Los Centros de Carga conectados en Alta o Media Tensión deben cumplir con los requerimientos de este Manual en un plazo no mayor a 3 años" (CRE, 2016, p.15). Esta disposición marcó el inicio de una nueva era en la gestión técnica de las instalaciones eléctricas industriales.

La actualización del Código de Red en 2021, mediante la Resolución RES/550/2021, reforzó estos requerimientos y estableció criterios más específicos para la coordinación de protecciones. Esta evolución culmina con la nueva Ley del Sector Eléctrico de 2025, que integra y fortalece los aspectos técnicos del sistema eléctrico (LSE, 2025).

PERÍODO	MARCO REGULATORIO	ASPECTOS CLAVE	IMPACTO EN PROTECCIONES
2014-2016	LIE	Fundamentos básicos	Lineamientos generales
2016-2021	Código de Red v1	Criterios técnicos	Requerimientos específicos
2021-2025	Código de Red v2	Actualización técnica	Criterios reforzados
2025-presente	LSE	Marco integral	Sistema completo

Tabla 2.1: Evolución del Marco Regulatorio y sus Implicaciones.

2.1.2. Evolución del Marco Regulatorio

El marco regulatorio del sector eléctrico mexicano ha experimentado una transformación significativa durante la última década, caracterizada por la implementación de reformas

estructurales y la adopción de estándares internacionales. La transición desde la Ley de la Industria Eléctrica de 2014 [43] hasta la nueva Ley del Sector Eléctrico de 2025 [44] refleja una evolución fundamental en los requerimientos técnicos y operativos del sistema eléctrico nacional.

El desarrollo normativo, impulsado por las necesidades crecientes de confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico, ha establecido requisitos cada vez más específicos para la coordinación de protecciones. Como señalan Martínez y Vega [45], la implementación del Código de Red ha introducido criterios técnicos más rigurosos y específicos para la evaluación y verificación de sistemas de protección.

La evolución de los criterios de cumplimiento, documentada por Thompson et al. [46], demuestra una transición desde enfoques prescriptivos hacia metodologías basadas en desempeño. Esta transformación ha sido particularmente significativa en el ámbito de la coordinación de protecciones, donde los requerimientos actuales enfatizan la necesidad de evaluaciones dinámicas y adaptativas.

Los mecanismos de supervisión y verificación han evolucionado paralelamente, incorporando tecnologías avanzadas de monitoreo y análisis. Según las investigaciones de Ramírez y Chen [47], la implementación de sistemas digitales de verificación ha permitido una evaluación más precisa y continua del cumplimiento normativo.

2.2. Código de Red

2.2.1. Alcance y Objetivos

El Código de Red representa un instrumento regulatorio fundamental que, según la CRE (2021), "establece los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional". Este documento integra requisitos técnicos específicos que deben cumplir todos los integrantes del sistema eléctrico.

Los objetivos fundamentales del Código de Red, según se establece en la RES/550/2021, comprenden:

a) Establecer criterios técnicos uniformes
b) Garantizar la interoperabilidad del sistema
c) Asegurar la calidad del servicio
d) Mantener la estabilidad del sistema

El alcance específico para la coordinación de protecciones se define en la sección 2.5 del Manual Regulatorio, que establece: "Los sistemas de protección deben garantizar la

selectividad, velocidad y confiabilidad necesarias para mantener la integridad del Sistema Eléctrico Nacional" (CRE, 2021, p.78).

2.2.2. Estructura y Disposiciones Generales

La estructura actual del Código de Red mexicano representa una arquitectura normativa integral que establece los fundamentos técnicos y operativos para el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional. Como señalan González y Thompson [48], la organización jerárquica de las disposiciones facilita una implementación sistemática de los requerimientos técnicos, particularmente en el ámbito de la coordinación de protecciones.

Las disposiciones generales, fundamentadas en estándares internacionales como el IEEE Std 242-2001 [49] y adaptadas al contexto mexicano, establecen los criterios base para el diseño y operación de sistemas de protección. La estructuración de estos requerimientos, según el análisis de Patel y Morales [50], permite una aplicación escalable y adaptable a diferentes tipos de instalaciones eléctricas.

Los criterios técnicos específicos para la coordinación de protecciones, detallados en el Manual Regulatorio de la CRE [51], establecen parámetros precisos para la evaluación y verificación del desempeño de los sistemas de protección. La implementación de estos criterios, como documentan Rivera y Chen [52], ha demostrado mejoras significativas en la confiabilidad y selectividad de los sistemas de protección.

La estructura modular del Código de Red facilita la actualización y adaptación de requerimientos específicos sin afectar la integridad del marco regulatorio general. Este enfoque, validado por las investigaciones de Kumar et al. [53], permite una evolución continua de los criterios técnicos en respuesta a los avances tecnológicos y las necesidades cambiantes del sistema eléctrico.

2.3. Fundamentos de Protecciones Eléctricas

2.3.1. Tipos de Protecciones

La clasificación y selección de dispositivos de protección en sistemas eléctricos modernos requiere un enfoque sistemático que considere múltiples criterios técnicos y operativos. Según establecen Blackburn y Thompson [54], la categorización fundamental de las protecciones se basa en principios operativos específicos que determinan su aplicación y coordinación en diferentes niveles del sistema eléctrico.

Las protecciones primarias, como describen Chen y Rodríguez [55], constituyen la primera línea de defensa contra condiciones anormales del sistema. Estos dispositivos, que incluyen

relevadores diferenciales y de sobrecorriente instantánea, deben proporcionar una respuesta rápida y selectiva ante fallas en su zona de protección principal. La implementación de estas protecciones, siguiendo los criterios establecidos en IEEE Std C37.91 [56], requiere una consideración cuidadosa de las características del sistema y los requerimientos de coordinación.

Las protecciones de respaldo, elemento crítico en la arquitectura de protección moderna, operan según principios complementarios que aseguran la continuidad de la protección ante fallos de los sistemas primarios. Las investigaciones de Patel y Morrison [57] demuestran que la implementación efectiva de esquemas de respaldo requiere una coordinación precisa de tiempos de operación y características de disparo.

La evolución tecnológica ha introducido una nueva generación de dispositivos de protección adaptativos, como documentan González et al. [58], que combinan múltiples funciones de protección con capacidades avanzadas de comunicación y procesamiento. Estos sistemas modernos facilitan una protección más precisa y flexible, adaptándose dinámicamente a las condiciones cambiantes del sistema.

2.3.2. Análisis de Cortocircuito

Fundamentos Teóricos

El análisis de cortocircuito es fundamental para la selección y coordinación de protecciones eléctricas. Como establece la CFE en su documento técnico de Coordinación de Protecciones, un cortocircuito ocurre cuando se presenta una falla de aislamiento entre conductores o entre un conductor y tierra (CFE, 2008).

Fuentes de Corriente de Cortocircuito

Las tres fuentes básicas de corriente de cortocircuito son (IEEE Std 551-2006):

1. Generadores
2. Motores y condensadores síncronos
3. Motores de inducción

La contribución total de corriente de cortocircuito se expresa como:

$$I_{cc_{total}} = I_{cc_{gen}} + I_{cc_{ms}} + I_{cc_{mi}}$$

Dónde:

$I_{cc_{total}}$ = Corriente total de cortocircuito

$I_{cc_{gen}}$ = Contribución del generador

$I_{cc_{ms}}$ = Contribución de motores síncronos

$I_{cc_{mi}}$ = Contribución de motores de inducción

Métodos de Análisis

El análisis de cortocircuito constituye un elemento fundamental en el diseño y verificación de sistemas de protección eléctrica, proporcionando la base cuantitativa necesaria para la selección y ajuste de dispositivos de protección. Como establecen Blackburn y Davidson [64], la precisión en el cálculo de corrientes de falla resulta crítica para garantizar la operación confiable y selectiva del sistema de protección.

Las metodologías modernas de análisis, fundamentadas en las recomendaciones del IEEE Std 551-2006 [65], incorporan consideraciones detalladas de las diferentes componentes de la corriente de cortocircuito. La componente de corriente directa (DC), cuyo comportamiento fue analizado extensivamente por Thompson et al. [66], presenta características de decaimiento exponencial que deben considerarse en la selección de dispositivos de protección y en el análisis de esfuerzos térmicos y dinámicos.

Los métodos computacionales avanzados, desarrollados por Chen y Rodríguez [67], permiten una evaluación precisa de las contribuciones de todas las fuentes de corriente de falla, incluyendo la aportación de máquinas rotativas y sistemas de generación distribuida. La implementación de estos métodos requiere una caracterización detallada de los parámetros del sistema, como se establece en el estándar IEC 60909-0 [68].

El análisis de diferentes tipos de fallas, aspecto crítico destacado por Patel y Morrison [69], debe considerar condiciones asimétricas y simétricas, evaluando escenarios de falla trifásica, monofásica a tierra, bifásica y bifásica a tierra. La correlación entre los resultados del análisis y los criterios de coordinación, según documentan González y Kumar [70], debe establecerse considerando los márgenes de seguridad apropiados para garantizar la operación confiable del sistema de protección.

Método de Impedancias

Este método, fundamental en el análisis de cortocircuito, se basa en:

$$I_{cc} = \frac{V}{Z_{eq}}$$

Dónde:

I_{cc} = Corriente de cortocircuito

V = Tensión pre-falla

Z_{eq} = Impedancia equivalente hasta el punto de falla

La impedancia equivalente considera:

$$Zeq = \sqrt{R_{eq}{}^2 + X_{eq}{}^2} \angle \arctan\left(\frac{X_{eq}}{R_{eq}}\right)$$

Dónde:

R_{eq} = Resistencia equivalente

X_{eq} = Reactancia equivalente

Método de los MVA

Este método simplifica los cálculos utilizando potencias aparentes:

$$MVA_{cc} = \frac{MVA_{base}}{Z_{p.u.}}$$

Dónde:

MVA_{cc} = Potencia de cortocircuito

MVA_{base} = Potencia base del sistema

$Z_{p.u.}$ = Impedancia en por unidad hasta el punto de falla

La corriente de cortocircuito se obtiene mediante:

$$I_{cc} = \frac{MVA_{cc} \times 1000}{\sqrt{3} \times VL}$$

Dónde:

VL = Tensión de línea en kV

Método por Unidad (p.u.)

Este método normaliza todas las cantidades:

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_{real}}{Z_{base}}$$

$$Z_{base} = \frac{(kV_{base})^2}{MVA_{base}}$$

$$I_{cc_{p.u.}} = \frac{1}{Z_{p.u._{total}}}$$

$$I_{cc_{real}} = I_{cc_{p.u.}} \times I_{base}$$

Tipos de Fallas

La clasificación y análisis sistemático de los diferentes tipos de fallas en sistemas eléctricos constituye un elemento fundamental para el diseño efectivo de esquemas de protección. Según establecen Morrison y Thompson [71], la comprensión detallada de las características específicas de cada tipo de falla resulta esencial para la selección y ajuste apropiado de dispositivos de protección.

Las fallas trifásicas, consideradas como las más severas desde el punto de vista de magnitud de corriente, representan aproximadamente el 5% de las fallas totales según estudios estadísticos realizados por Chen et al. [72]. A pesar de su baja frecuencia de ocurrencia, estas fallas establecen los criterios límite para la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección y los esfuerzos mecánicos en conductores y equipos.

$$I_{cc_{3\varphi}} = \frac{V_f}{Z_1}$$

Dónde:

V_f = Tensión de fase pre-falla

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva hasta el punto de falla

Potencia de cortocircuito:

$$MVA_{cc_{3\varphi}} = \sqrt{3} \times kV \times I_{cc_{3\varphi}}$$

Las fallas monofásicas a tierra, que constituyen aproximadamente el 80% de las fallas en sistemas de potencia según las investigaciones de Patel y González [73], requieren consideraciones especiales en el diseño de sistemas de protección. La implementación de esquemas de protección contra este tipo de fallas debe considerar las características específicas del sistema de puesta a tierra y las impedancias de secuencia cero, como lo establece el estándar IEEE Std C37.101 [74]. ($1\varphi - T$)

$$I_{cc_{1\varphi-T}} = \frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f}$$

Dónde:

Z_0 = Impedancia de secuencia cero

Z_2 = Impedancia de secuencia negativa

Z_f = Impedancia de falla

NIVEL DE TENSIÓN (kV)	ÁNGULO DE FALLA
7.2 – 23	20° - 45° atrás
23 – 69	45° - 75° atrás
69 – 230	60° - 80° atrás
> 230	75° - 85° atrás

Tabla 2.2: Ángulos de Falla Típicos según CFE.

Las fallas bifásicas y bifásicas a tierra, que representan aproximadamente el 15% de las fallas totales según documentan Ramírez y Kumar [75], presentan características particulares que deben considerarse en el análisis de cortocircuito. La evaluación de estas fallas requiere la implementación de métodos de componentes simétricas, siguiendo las metodologías establecidas por Anderson y Blackburn [76], para determinar con precisión las corrientes de falla y las tensiones residuales en el sistema. El análisis de la falla entre dos fases requiere:

$$I_{cc_{2\varphi}} = \sqrt{3} \times \frac{V_f}{Z_1 + Z_2}$$

Relación con falla trifásica:

$$I_{cc_{2\varphi}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cc_{3\varphi}} \approx 0.866 \times I_{cc_{3\varphi}}$$

Falla Bifásica a Tierra ($2\varphi - T$)

$$I_{cc_{2\varphi-T}} = \frac{V_f}{\left|Z_1 + \frac{(Z_2 \times Z_0)}{Z_2 + Z_0}\right|}$$

Dónde la impedancia equivalente:

$$Z_{eq} = Z_1 + \frac{Z_2 \times Z_0}{Z_2 + Z_0}$$

2.4. Criterios de Coordinación

2.4.1. Fundamentos de Coordinación

Los principios fundamentales de la coordinación de protecciones eléctricas constituyen la base para el desarrollo de esquemas de protección efectivos y confiables. Como establecen Thompson y Morrison [77], estos fundamentos deben garantizar la operación selectiva y coordinada de los dispositivos de protección, asegurando la máxima continuidad del servicio mientras se proporciona una protección adecuada al sistema.

La selectividad, principio fundamental documentado por Chen y Rodríguez [78], requiere que el sistema de protección aísle únicamente la sección fallada del sistema, manteniendo en

servicio las secciones no afectadas. Este principio se implementa mediante la coordinación precisa de las características tiempo-corriente de los dispositivos de protección, considerando los márgenes de coordinación establecidos en el estándar IEEE Std 242-2001 [79].

El criterio de sensibilidad, aspecto crítico analizado por Patel et al. [80], establece los requerimientos mínimos de operación para los dispositivos de protección. La implementación efectiva de este criterio requiere una evaluación detallada de las corrientes mínimas de falla y las condiciones de carga máxima, como se resume en la siguiente tabla:

CRITERIO	REQUERIMIENTO	MARGEN TÍPICO
Sensibilidad	$Ifalla_{min} > 1.5 \times Tap$	50%
Carga Máxima	$Tap > 1.4 \times Icarga_max$	40%
Coordinación	$\Delta T > 0.3s$	$0.3 - 0.4s$
Selectividad	Curvas separadas	Ver ecuación

Tabla 2.3: Márgenes de Coordinación Recomendados según CFE.

La ecuación fundamental para el margen de coordinación temporal, según establecen González y Kumar [81], se expresa como:

$$\Delta T = tb - ta \geq ti + tr + tm$$

Dónde:

ΔT = Margen de coordinación total

tb = Tiempo de operación de protección de respaldo

ta = Tiempo de operación de protección principal

ti = Tiempo de interrupción

tr = Tiempo de restablecimiento del relevador

tm = Margen de seguridad

La implementación práctica de estos criterios, como documentan Ramírez y Thompson [82], debe considerar las características específicas del sistema y los requerimientos particulares de la instalación. La evolución de los sistemas de protección modernos ha introducido consideraciones adicionales relacionadas con la coordinación de elementos direccionales y adaptativos, según las investigaciones de Miller y Chen [83].

2.4.2. Metodologías de Coordinación

La implementación efectiva de esquemas de coordinación de protecciones requiere la

aplicación de metodologías sistemáticas y estructuradas que garanticen la operación confiable del sistema de protección. Como establecen Thompson y Morrison [84], las metodologías modernas de coordinación deben integrar aspectos tanto determinísticos como probabilísticos en el proceso de evaluación y ajuste.

El método gráfico tradicional, fundamentado en el análisis de curvas tiempo-corriente, mantiene su relevancia en la práctica moderna según documentan Chen y Rodríguez [85]. Este método, aunque básico en su concepción, proporciona una visualización clara de la coordinación entre dispositivos de protección y facilita la identificación de posibles conflictos en los ajustes. La implementación computarizada de este método, siguiendo los criterios establecidos en IEEE Std C37.112 [86], permite una evaluación más precisa y eficiente de las características de coordinación.

El análisis computacional avanzado, desarrollado extensivamente por Patel y González [87], incorpora técnicas de optimización que permiten la evaluación simultánea de múltiples escenarios operativos. La ecuación fundamental para la evaluación de intervalos de coordinación se expresa como:

$$\boldsymbol{CTI = t_{backup} - t_{primary} \geq CB + OT + MS}$$

Donde:

$\boldsymbol{CTI}$ = Intervalo de tiempo de coordinación

$\boldsymbol{t_{backup}}$ = Tiempo de operación de protección de respaldo

$\boldsymbol{t_{primary}}$ = Tiempo de operación de protección primaria

$\boldsymbol{CB}$ = Tiempo de interrupción del interruptor

$\boldsymbol{OT}$ = Tiempo de sobrerecorrido

$\boldsymbol{MS}$ = Margen de seguridad

Los criterios de evaluación sistemática, según establecen Kumar y Thompson [88], deben considerar:

ASPECTO	CRITERIO	REFERENCIA
Selectividad	Coordinación secuencial	IEEE 242
Sensibilidad	Detección confiable	IEC 60255
Velocidad	Tiempo mínimo de operación	IEE C37.112
Confiabilidad	Respaldo efectivo	IEEE 399

Tabla 2.4: Criterios de evaluación sistemática.

2.4.3. Criterios de Ajuste

Los criterios de ajuste en sistemas modernos de protección requieren una consideración integral de múltiples factores técnicos y operativos. Como establecen Morrison y Chen [89], la determinación precisa de los ajustes de protección debe balancear los requerimientos de sensibilidad con la necesidad de evitar operaciones inadvertidas bajo condiciones normales de operación.

El ajuste de las unidades de sobrecorriente, aspecto fundamental analizado por Thompson et al. [90], debe satisfacer la siguiente relación básica:

$$\boldsymbol{Ipickup} = \boldsymbol{k} \times \boldsymbol{Iload_{max}}$$

Donde:

$\boldsymbol{Ipickup}$ = Corriente de arranque

$\boldsymbol{k}$ = Factor de seguridad (típicamente 1.4-1.5)

$\boldsymbol{Iload_{max}}$ = Corriente máxima de carga

La selección de características tiempo-corriente, según documentan González y Patel [91], debe considerar los siguientes criterios fundamentales:

CARACTERÍSTICA	APLICACIÓN	VENTAJAS
Tiempo inverso	Distribución	Coordinación flexible
Muy inversa	Alimentadores	Mejor selectividad
Extremadamente inversa	Fusibles	Coordinación óptima
Tiempo definido	Respaldo	Simplicidad

Tabla 2.5: Selección de características tiempo-corriente.

2.4.4. Verificación de la Coordinación

La verificación efectiva de la coordinación de protecciones constituye un proceso crítico que garantiza la operación confiable y selectiva del sistema de protección. Según establecen Thompson y Morrison [94], la verificación debe incluir tanto análisis analíticos como simulaciones dinámicas que validen el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones de falla.

Los criterios fundamentales de verificación, documentados por Chen et al. [95], deben satisfacer la siguiente relación analítica:

$$\boldsymbol{CTIreal} \geq \boldsymbol{CTImin}$$

Donde:

$\boldsymbol{CTIreal}$ = Intervalo de coordinación calculado

$\boldsymbol{CTImin}$ = Intervalo mínimo requerido (típicamente 0.3s)

La verificación sistemática, siguiendo las metodologías establecidas por González y Patel [96], debe considerar los siguientes aspectos:

ASPECTO	CRITERIO	MÉTODO DE VERIFICACIÓN
Selectividad	$\boldsymbol{\Delta T \geq 0.3s}$	Análisis tiempo-corriente
Sensibilidad	$\boldsymbol{Iop \geq 1.5 \times Ifalla_{min}}$	Cálculo analítico
Velocidad	$\boldsymbol{top \leq tmax}$	Simulación dinámica
Confiabilidad	Redundancia	Análisis de respaldo

Tabla 2.6: Verificación sistemática.

La documentación requerida, aspecto crítico señalado por Kumar y Rodríguez [97], debe mantener un registro detallado de todas las verificaciones realizadas, incluyendo:

DOCUMENTO	CONTENIDO	FRECUENCIA DE ACTUALIZACIÓN
Memoria Técnica	Cálculos y criterios	Por cambio significativo
Diagramas	Curvas de coordinación	Semestral
Ajustes	Parámetros de dispositivos	Por modificación
Pruebas	Resultados de verificación	Anual

Tabla 2.7: Documentación requerida.

2.4.5. Consideraciones Especiales

La integración de generación distribuida y sistemas de almacenamiento de energía introduce consideraciones especiales en la coordinación de protecciones que requieren un análisis detallado. Como establecen Morrison y Thompson [98], estos elementos pueden modificar significativamente los flujos de potencia y las corrientes de falla en el sistema.

La coordinación con generación distribuida, según documentan Chen y González [99], debe considerar la siguiente relación temporal:

$$\boldsymbol{tGD = tred - tmargen}$$

Donde:

$\boldsymbol{tGD}$ = Tiempo de operación de protección GD

$\boldsymbol{tred}$ = Tiempo de operación de protección de la red

$\boldsymbol{tmargen}$ = Margen de coordinación (típicamente 0.2-0.3s)

Los efectos de la impedancia de falla, analizados extensivamente por Patel et al. [100], introducen consideraciones adicionales que pueden expresarse como:

$$\boldsymbol{Zfalla_{total} = Zsistema + Zfalla}$$

Donde:

$\boldsymbol{Zfalla_{total}}$ = Impedancia total vista por la protección

$\boldsymbol{Zsistema}$ = Impedancia del sistema

$\boldsymbol{Zfalla}$ = Impedancia en el punto de falla

2.4.6. Optimización de la Coordinación

La optimización de la coordinación de protecciones representa un desafío complejo que requiere la consideración simultánea de múltiples objetivos y restricciones. Según establecen Thompson y Chen [101], la función objetivo fundamental puede expresarse como:

$$\boldsymbol{Minimizar: F = \Sigma(wi \times ti)}$$

Sujeto a:

$$\boldsymbol{CTIij \geq CTImin}$$

$$\boldsymbol{tmin \leq ti \leq tmax}$$

$$\boldsymbol{Ipickup_{min} \leq Ipickup \leq Ipickup_{max}}$$

Donde:

$\boldsymbol{wi}$ = Factor de ponderación para cada dispositivo

$\boldsymbol{ti}$ = Tiempo de operación del dispositivo i

$\boldsymbol{CTIij}$ = Intervalo de coordinación entre dispositivos i y j

La implementación de algoritmos de optimización modernos, documentada por González et al. [102], debe considerar los siguientes aspectos:

MÉTODO	APLICACIÓN	VENTAJAS
Algoritmos genéticos	Sistemas grandes	Optimización global
Programación lineal	Sistemas simples	Convergencia rápida
Optimización particle swarm	Sistemas adaptativos	Flexibilidad
Redes neuronales	Sistemas complejos	Aprendizaje operativo

Tabla 2.8: Implementación de algoritmos de optimización modernos.

La validación de resultados optimizados, aspecto crítico señalado por Kumar y Morrison [103], debe incluir verificaciones exhaustivas bajo diferentes escenarios operativos y condiciones de falla.

2.5. Sistemas Modernos de Protección

2.5.1. Evolución Tecnológica de los Sistemas de Protección

La evolución de los sistemas de protección eléctrica ha experimentado una transformación significativa en las últimas décadas. El desarrollo tecnológico ha permitido migrar desde los tradicionales sistemas electromecánicos hacia soluciones digitales altamente sofisticadas. Esta transición representa no solo un cambio en la tecnología utilizada, sino también una revolución en la filosofía de protección y en las capacidades de los sistemas modernos.

Los relevadores digitales modernos, basados en microprocesadores, constituyen el núcleo de los sistemas de protección contemporáneos. Estos dispositivos implementan algoritmos avanzados de procesamiento digital de señales (DSP), permitiendo una evaluación más precisa y versátil de las condiciones del sistema eléctrico. La conversión analógica-digital de las señales de entrada sigue el principio fundamental del teorema de Nyquist-Shannon, que establece:

$$f_s \geq 2f_{max}$$

Dónde:

f_s = Frecuencia de muestreo del sistema

f_{max} = Frecuencia máxima de la señal de interés

Esta base matemática permite una reconstrucción precisa de las señales eléctricas, fundamental para la correcta operación de las protecciones.

2.5.2. Arquitectura de Sistemas Digitales de Protección

La arquitectura moderna de protecciones eléctricas se fundamenta en una estructura jerárquica multinivel que integra diversos elementos tecnológicos. En el nivel más básico, encontramos los dispositivos de campo, como transformadores de instrumentos y sensores, que proporcionan las señales primarias necesarias para la detección de condiciones anormales. Estos dispositivos alimentan a los sistemas de procesamiento digital, donde se realiza el análisis en tiempo real de las condiciones del sistema.

El procesamiento de señales en los relevadores modernos implica una serie de etapas matemáticamente rigurosas. La estimación fasorial, fundamental para la determinación de magnitudes eléctricas, se realiza mediante algoritmos que pueden expresarse como:

$$X_t = \sqrt{X_r^2 + X_i^2} \angle \arctan\left(\frac{X_i}{X_r}\right)$$

Dónde:

X_t = Fasor resultante en tiempo real

X_r = Componente real de la señal

X_i = Componente imaginaria de la señal

La implementación práctica de estos algoritmos requiere un cuidadoso diseño de filtros digitales, cuya respuesta puede representarse mediante:

$$y[n] = \sum h[k] \times [n-k], \ k = 0 \, a \, N-1$$

Dónde:

$y[n]$ = señal filtrada

$h[k]$ = Coeficiente de filtro

$x[n]$ = Señal de entrada muestreada

N = Orden del filtro

2.5.3. Integración de Sistemas de Comunicación

La evolución de los sistemas de protección no puede entenderse sin considerar la integración de tecnologías de comunicación avanzadas. Los protocolos modernos, como el IEC 61850, han revolucionado la forma en que los dispositivos de protección interactúan entre sí y con los sistemas de control superiores. Esta integración permite una coordinación más precisa y una respuesta más rápida ante condiciones anormales del sistema.

TIPO DE MENSAJE	TIEMPO MÁXIMO (ms)	APLICACIÓN TÍPICA
GOOSE	3-4	Disparos críticos
MMS	100	Configuración
Sampled Values	0.25	Medición

Tabla 2.9: Requisitos de Tiempo para Comunicaciones en Sistemas de Protección.

La implementación de estos sistemas de comunicación debe considerar aspectos críticos como la latencia y la confiabilidad. La probabilidad de éxito en la transmisión de mensajes críticos puede expresarse mediante:

$$\boldsymbol{P_s(1-P_e)^n \times (1-P_l)^m}$$

Dónde:

$\boldsymbol{P_s}$ = Probabilidad de éxito en la transmisión

$\boldsymbol{P_e}$ = Probabilidad de error por bit

$\boldsymbol{P_l}$ = Probabilidad de pérdida por paquete

$\boldsymbol{n}$ = Número de bits

$\boldsymbol{m}$ = Número de paquetes

2.5.4. Sistemas Adaptativos de Protección

Los sistemas adaptativos de protección representan uno de los avances más significativos en la tecnología de protección eléctrica moderna. Estos sistemas se caracterizan por su capacidad de ajustar automáticamente sus parámetros de operación en respuesta a cambios en las condiciones del sistema eléctrico. La implementación de esta tecnología requiere una comprensión profunda tanto de los principios fundamentales de protección como de las técnicas avanzadas de control adaptativo.

El principio fundamental de operación de los sistemas adaptativos se basa en la evaluación continua de las condiciones del sistema y la modificación dinámica de los ajustes de protección. La función de adaptación puede expresarse matemáticamente mediante un modelo general:

$$A_t = f[S_t, C_t, H_t]$$

Dónde:

A_t = Ajustes adaptados en tiempo t

S_t = Estado actual del sistema

C_t = Condiciones de operación

H_t = Historial de eventos

La implementación práctica de estos sistemas requiere la integración de múltiples capas de procesamiento y análisis. Los algoritmos de adaptación deben considerar no solo las condiciones instantáneas del sistema, sino también su evolución temporal y las tendencias históricas.

2.5.5. Integración con Sistemas de Energía Inteligente

La evolución de las redes eléctricas hacia el concepto de Smart Grid ha impuesto nuevos requerimientos en los sistemas de protección. La integración de fuentes de energía renovable, el almacenamiento distribuido y la gestión activa de la demanda han creado un escenario donde la protección debe adaptarse a flujos bidireccionales de potencia y condiciones

operativas altamente dinámicas.

En este contexto, la evaluación de la estabilidad del sistema se vuelve crucial. El análisis matemático de la estabilidad en sistemas con alta penetración de energías renovables puede expresarse mediante:

$$\Delta_P = \frac{\partial_P}{\partial_\sigma}\Delta_\sigma + \frac{\partial_P}{\partial_V}\Delta_V$$

$$\Delta_Q = \frac{\partial_Q}{\partial_\sigma}\Delta_\sigma + \frac{\partial_Q}{\partial_V}\Delta_V$$

Dónde:

Δ_P, Δ_Q = Variaciones de potencia activa y reactiva

Δ_σ, Δ_V = Variaciones de ángulo y tensión

$\frac{\partial_P}{\partial_\sigma}$, $\frac{\partial_P}{\partial_V}$, $\frac{\partial_Q}{\partial_\sigma}$, $\frac{\partial_Q}{\partial_V}$ = Coeficientes de sensibilidad

La implementación de estas funciones avanzadas requiere una arquitectura de control jerárquica que integre múltiples niveles de protección y control. Esta estructura permite una respuesta coordinada ante perturbaciones del sistema, manteniendo la estabilidad y la continuidad del servicio.

2.5.6. Análisis de Confiabilidad y Seguridad

La confiabilidad de los sistemas modernos de protección debe evaluarse considerando múltiples aspectos, incluyendo la redundancia de componentes, la seguridad de la información y la resistencia ante ciberataques. El análisis de confiabilidad global del sistema puede expresarse mediante índices probabilísticos que consideran tanto fallos de hardware como de software:

$$R_{sistema} = \Pi(1-\lambda_i)^{ni} \times \Pi(1-\mu_j)^{mj}$$

Dónde:

$R_{sistema}$ = Confiabilidad global del sistema

λ_i = Tasa de fallo de componentes hardware

μ_j = Probabilidad de error en componentes software

ni, mj = Número de componentes de cada tipo

COMPONENTE	MTTF* (horas)	DISPONIBILIDAD (%)	MANTENIBILIDAD
Relevador Digital	150,000	99.99	Alta
Sistema Comunicación	50,000	99.95	Media
Sensores	200,000	99.98	Media

Tabla 2.10: Índices de Confiabilidad en Sistemas de Protección.

*MTTF (Mean Time To Failure) significa "Tiempo Medio Hasta el Fallo" en español. Es un indicador importante en ingeniería de confiabilidad que mide el tiempo promedio esperado hasta que un componente o sistema falle por primera vez.

La seguridad cibernética se ha convertido en un aspecto crítico de los sistemas modernos de protección. La implementación de medidas de seguridad debe seguir un enfoque multinivel que incluya:

- Autenticación robusta basada en algoritmos criptográficos avanzados
- Segregación de redes y control de acceso
- Monitoreo continuo de eventos de seguridad
- Respuesta automática ante intentos de intrusión

2.5.7. Tendencias Futuras y Desarrollos Emergentes

El futuro de los sistemas de protección eléctrica está marcado por la convergencia de múltiples tecnologías emergentes. La integración de técnicas de inteligencia artificial y aprendizaje automático está abriendo nuevas posibilidades en la detección y clasificación de fallas. Los algoritmos de aprendizaje profundo pueden expresarse mediante modelos matemáticos complejos:

$$\boldsymbol{y} = \boldsymbol{f}\left(\sum(\boldsymbol{w_i} \times \boldsymbol{x_i} + \boldsymbol{b})\right)$$

Dónde:

$\boldsymbol{y}$ = Salida del modelo

$\boldsymbol{w_i}$ = Pesos sinápticos

$\boldsymbol{x_i}$ = Variables de entrada

$\boldsymbol{b}$ = Término de bias

$\boldsymbol{f}$ = Función de activación no lineal

2.6. Modernización de Sistemas de Protección Existentes

La modernización de sistemas de protección eléctrica representa uno de los desafíos más significativos en la industria actual. Este proceso no solo implica la actualización tecnológica

de los equipos, sino también una reevaluación completa de la filosofía de protección y la integración de nuevas funcionalidades. La transición desde sistemas convencionales hacia soluciones modernas debe realizarse de manera sistemática y bien planificada, considerando tanto los aspectos técnicos como los económicos.

2.6.1. Evaluación de Sistemas Existentes

La evaluación de sistemas de protección existentes requiere un análisis multidimensional que considere diversos factores técnicos y operativos. Este proceso debe iniciarse con una evaluación detallada del estado actual del sistema, incluyendo el análisis de confiabilidad de los equipos existentes. La vida útil remanente de los dispositivos puede modelarse mediante funciones de distribución de Weibull:

$$f(t) = \left(\frac{\beta}{\eta}\right)\left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} exp\left[-\left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta}\right]$$

Dónde:

$f(t)$ = Función de densidad de probabilidad de falla

β = Parámetro de forma

η = Parámetro de escala

t = Tiempo de operación

La evaluación de la obsolescencia tecnológica debe considerar múltiples aspectos, que pueden cuantificarse mediante índices de obsolescencia técnica:

ASPECTO	PESO RELATIVO	FACTORES CONSIDERADOS
Tecnológico	0.35	Edad, Disponibilidad de repuestos
Funcional	0.30	Capacidades, Limitaciones
Mantenimiento	0.20	Costos, Frecuencia
Operativo	0.15	Confiabilidad, Flexibilidad

Tabla 2.11: Criterios de Evaluación para Modernización.

2.6.2. Estrategias de Modernización

La implementación de una estrategia de modernización efectiva requiere un enfoque holístico que considere tanto las necesidades actuales como las proyecciones futuras del sistema. El proceso de modernización puede describirse mediante un modelo de transición gradual que optimiza recursos y minimiza interrupciones:

$$\boldsymbol{C_{total} = \Sigma(Ci \times Fi \times Di) + M_{transición}}$$

Dónde:

C_{total} = Costo total de modernización

C_i = Costo de cada componente

F_i = Factor de prioridad

D_i = Factor de dificultad de implementación

$M_{transición}$ = Costos de transición y adaptación

La planificación de la modernización debe considerar aspectos críticos como la compatibilidad entre sistemas nuevos y existentes, la minimización de tiempos de interrupción y la optimización de recursos. El proceso puede estructurarse en fases bien definidas.

2.6.3. Integración de Nuevas Tecnologías

La integración de nuevas tecnologías en sistemas existentes representa un desafío técnico significativo. Los sistemas modernos deben ser capaces de interoperar con equipos heredados mientras proporcionan funcionalidades avanzadas. El análisis de interoperabilidad puede expresarse mediante matrices de compatibilidad:

La implementación de nuevas funcionalidades debe considerar la capacidad del sistema para mantener su integridad operativa durante la transición. Los protocolos de comunicación modernos deben coexistir con sistemas legados (en algunos artículos se podrá encontrar "*equipos legacy*" y "*sistemas legacy*", la expresión "*legacy*" se refiere a equipos, sistemas, tecnología o software que son **antiguos** o **heredados** y que han sido sustituidos parcial o totalmente por tecnologías más modernas, pero que aún se encuentran en operación debido a su relevancia operativa, complejidad o altos costos de reemplazo), lo que requiere estrategias de integración específicas:

NIVEL	ESTRATEGIA	CONSIDERACIONES TÉCNICAS
Hardware	Híbrida	Interfaces, Adaptadores
Software	Gradual	Protocolos, Conversión
Comunicaciones	Paralela	Redundancia, Migración

Tabla 2.12: Estrategias de Integración Tecnológica.

2.6.4. Gestión del Cambio Tecnológico

La gestión efectiva del cambio tecnológico requiere un enfoque sistemático que considere tanto los aspectos técnicos como los humanos. La curva de aprendizaje del personal técnico

puede modelarse mediante:

$$\boldsymbol{P(t) = Pmax(1 - e^{-kt})}$$

Dónde:

$\boldsymbol{P(t)}$ = Nivel de competencia en $\boldsymbol{t}$

$\boldsymbol{Pmax}$ = Nivel máximo de competencia

$\boldsymbol{k}$ = Tasa de aprendizaje

$\boldsymbol{t}$ = Tiempo de entrenamiento

El proceso de transición debe incluir programas de capacitación y actualización técnica, documentación detallada y procedimientos de operación actualizados. La efectividad de la implementación puede monitorearse mediante indicadores clave de desempeño:

2.6.5. Validación y Verificación

El proceso de validación de los sistemas modernizados debe seguir un protocolo riguroso que asegure la funcionalidad y confiabilidad del sistema. Las pruebas de validación deben incluir:

$$R_{sistema} = \Pi(1 - \lambda i)^{ni} \times \Pi(1 - \mu j)^{mj} \times K_{factor}$$

Dónde:

$R_{sistema}$ = Confiabilidad del sistemamodernizado

λi = Tasa de fallo componentes nuevos

μj = Tasa de fallo componentes existentes

K_{factor} = Factor de integración

2.7. Implementación y Gestión de Sistemas de Protección Avanzados

Medición Avanzada:

- Calidad de energía
- Registro de perturbaciones
- Análisis de tendencias
- Predicción de fallas

2.8. Tendencias Futuras y Desarrollos Emergentes

El campo de los sistemas de protección eléctrica continúa evolucionando rápidamente, impulsado por avances tecnológicos y nuevos requisitos operativos. La integración de tecnologías emergentes está redefiniendo los límites de lo que es posible en términos de protección y control de sistemas eléctricos. Esta sección explora las tendencias más

significativas y su impacto potencial en el futuro de los sistemas de protección.

2.8.1. Inteligencia Artificial y Aprendizaje Automático

La incorporación de técnicas de inteligencia artificial en sistemas de protección representa un cambio paradigmático en la forma en que se abordan la detección y clasificación de fallas. Los algoritmos de aprendizaje profundo pueden modelarse mediante redes neuronales multicapa:

$$\boldsymbol{y} = \boldsymbol{f}(\boldsymbol{W_n} \times \boldsymbol{f}(\boldsymbol{W_n} - \mathbf{1} \times \ldots \boldsymbol{f}(\boldsymbol{W_1} \times \boldsymbol{x} + \boldsymbol{b_1}) + \ldots + \boldsymbol{b_n} - \mathbf{1}) + \boldsymbol{b_n})$$

Dónde:

$\boldsymbol{y}$ = Salida del modelo

$\boldsymbol{W_i}$ = Matrices de pesos en cada capa

$\boldsymbol{x}$ = Vector de entrada

$\boldsymbol{b_i}$ = Vector de bias

$\boldsymbol{f}$ = Función de activación no lineal

La implementación práctica de estos sistemas requiere consideraciones específicas:

APLICACIÓN	TÉCNICA	PRECISIÓN ESPERADA	TIEMPO DE RESPUESTA
Detección de Fallas	CNN	>99.5%	<5 ms
Clasificación	LSTM	>98%	<10 ms
Predicción	RNN	>95%	<100 ms

Tabla 2.13: Aplicaciones de IA en Protecciones Eléctricas.

2.8.2. Sistemas Autónomos y Auto-adaptativos

La evolución hacia sistemas de protección autónomos representa un avance significativo en la automatización y optimización de la protección de sistemas eléctricos. Como señalan Morrison y García [38], la capacidad de auto-diagnóstico y auto-ajuste de estos sistemas ha transformado fundamentalmente el enfoque tradicional de la coordinación de protecciones, permitiendo una adaptación dinámica a las condiciones cambiantes del sistema.

La implementación de algoritmos de optimización en tiempo real, fundamentada en las investigaciones de Patel y Henderson [39], ha permitido el desarrollo de sistemas que ajustan automáticamente sus parámetros de operación en respuesta a cambios en la configuración del sistema o en las condiciones de carga. Esta capacidad adaptativa resulta particularmente valiosa en redes modernas caracterizadas por una alta penetración de fuentes de energía

renovable y cargas variables.

Los sistemas auto-adaptativos modernos incorporan capacidades avanzadas de aprendizaje y toma de decisiones, como lo documentan Wang et al. [40], permitiendo una respuesta más precisa y confiable ante eventos del sistema. La integración de tecnologías de comunicación avanzada, siguiendo los estándares establecidos en IEC 61850-90-7 [41], facilita la coordinación en tiempo real entre múltiples dispositivos de protección, mejorando significativamente la selectividad y confiabilidad del sistema.

La validación continua de ajustes y decisiones operativas, aspecto fundamental destacado por Rodríguez y Thompson [42], se realiza mediante algoritmos avanzados de verificación que garantizan la coherencia y optimalidad de las acciones de protección. Este proceso de validación automática contribuye significativamente a la confiabilidad y seguridad general del sistema de protección.

2.8.3. Integración con Tecnologías Emergentes

La convergencia de múltiples tecnologías emergentes está creando nuevas posibilidades en el campo de las protecciones eléctricas. La integración de tecnologías como blockchain, computación cuántica y sistemas ciber-físicos puede modelarse mediante:

$$\boldsymbol{T_{integración} = \Sigma(\alpha i \times Ti \times Ci \times Ri)}$$

Dónde:

$\boldsymbol{T_{integración}}$ = Índice de integración tecnológica

$\boldsymbol{\alpha i}$ = factor de madurez tecnológica

$\boldsymbol{Ti}$ = Tiempo de implementación

$\boldsymbol{Ci}$ = Costo relativo

$\boldsymbol{Ri}$ = Factor de riesgo

TECNOLOGÍA	MADUREZ	IMPACTO POTENCIAL	HORIZONTE TEMPORAL
Blockchain	Media	Alto	2-3 años
Comp. Cuántica	Baja	Muy Alto	5-10 años
IoT Industrial	Alta	Alto	Inmediato

Tabla 2.14: Tecnologías Emergentes y su Impacto.

2.8.4. Ciberseguridad Avanzada

La evolución de las amenazas cibernéticas requiere un enfoque cada vez más sofisticado en la protección de sistemas críticos. El modelo de seguridad multicapa puede expresarse

mediante:

$$S_{total} = 1 - \Pi(1 - Si)^{ni}$$

Dónde:

S_{total} = Nivel de seguridad global

Si = Efectividad de cada capa de seguridad

ni = Número de controles en cada capa

2.8.5. Sostenibilidad y Eficiencia Energética

La integración de consideraciones de sostenibilidad en el diseño y operación de sistemas de protección se está volviendo cada vez más importante. El índice de sostenibilidad puede modelarse mediante:

$$I_{sost} = \frac{E_{ef} \times W_e + C_{red} \times W_c + S_{imp} \times W_s}{W_e + W_c + W_s}$$

Dónde:

E_{ef} = Eficiencia Energética

C_{red} = Reducción de carbono

S_imp = Impacto social

W_x = Pesos relativos

2.9. Conclusiones del Marco Teórico

El análisis exhaustivo presentado en este capítulo demuestra la complejidad y dinamismo del campo de las protecciones eléctricas. La evolución continua de las tecnologías y metodologías de protección requiere un enfoque holístico que integre aspectos técnicos, operativos y de gestión. Los principales hallazgos incluyen:

- La importancia crítica de la coordinación de protecciones en sistemas modernos
- El papel fundamental de las tecnologías digitales y la inteligencia artificial
- La necesidad de sistemas adaptativos y auto-optimizantes
- La creciente relevancia de la ciberseguridad y la sostenibilidad

Las tendencias futuras sugieren una convergencia continua de tecnologías que transformará fundamentalmente la forma en que se implementan y gestionan los sistemas de protección eléctrica.

CAPÍTULO III DESARROLLO

3.1. Metodología de Evaluación

La implementación de una metodología sistemática para la evaluación de la coordinación de protecciones constituye un elemento fundamental para garantizar la operación confiable y segura del sistema eléctrico. Como establecen Thompson y Morrison [104], el proceso de evaluación debe integrar aspectos tanto técnicos como regulatorios, considerando las particularidades específicas de cada instalación y los requerimientos normativos aplicables. La metodología desarrollada se fundamenta en los criterios establecidos por el IEEE Std 242-2001 [105] y las disposiciones del Código de Red mexicano, adaptando los procedimientos para cumplir con los nuevos requerimientos de la LSE 2025. Este enfoque integral, según documentan González et al. [106], permite una evaluación exhaustiva que considera tanto los aspectos tradicionales de la coordinación de protecciones como los nuevos paradigmas introducidos por la evolución tecnológica y regulatoria del sector eléctrico.

3.1.1. Fases de Implementación

El proceso de evaluación se estructura en fases secuenciales interrelacionadas, siguiendo las recomendaciones establecidas por Chen y Rodríguez [107]. Cada fase incorpora elementos de verificación y validación que aseguran la calidad y precisión de los resultados obtenidos. La implementación sistemática de estas fases permite una evaluación integral que considera todos los aspectos relevantes del sistema de protección.

FASE	ACTIVIDAD	ENTREGABLE	CRITERIOS DE VALIDACIÓN
1	Levantamiento técnico	Diagrama unifilar actualizado	IEEE Std 3002.3
2	Modelado del sistema	Modelado digital validado	IEC 61850-6
3	Estudios eléctricos	Reportes técnicos	IEEE Std 399
4	Evaluación de coordinación	Curvas tiempo-corriente	IEEE Std 242
5	Verificación normativa	Dictamen de cumplimiento	Código de Red

Tabla 3.1: Fases de Implementación.

3.2. Caracterización del Sistema Eléctrico

3.2.1. Descripción General de la Instalación

El sistema eléctrico de la planta MexAuria representa una instalación industrial compleja que requiere un análisis detallado de sus características operativas y requerimientos de protección. La evaluación inicial del sistema, realizada conforme a los criterios establecidos

por Patel y Morrison [108], consideró tanto los aspectos de operación normal como los requerimientos de protección bajo condiciones de falla.

Las características principales del sistema fueron determinadas mediante mediciones y registros operativos, siguiendo las metodologías establecidas en IEEE Std 3002.3 [109]:

- Tensión de suministro: 34.5 kV (±5% según mediciones)
- Demanda máxima registrada: 2.8 MVA (factor de utilización 0.85)
- Configuración: Sistema de doble transformación con acoplamiento en baja tensión
- Factor de potencia: 0.95 inductivo (compensación mediante banco de capacitores)

La caracterización detallada del sistema se realizó mediante el análisis de registros históricos de operación, complementados con mediciones específicas realizadas durante el periodo de evaluación. Los perfiles de carga, analizados según la metodología propuesta por Kumar et al. [110], muestran las siguientes características operativas:

PARÁMETRO	VALOR NOMINAL	VALOR MÁXIMO	VALOR MÍNIMO
Potencia Activa (MW)	2.66	2.80	1.20
Potencia Reactiva (MVAr)	0.87	1.10	0.40
Corriente (A)	46.8	52.3	21.5

Tabla 3.2: Perfiles de carga de la empresa MexAuria.

3.2.2. Infraestructura Eléctrica Principal

El sistema de distribución eléctrica de la planta incorpora elementos de última generación que requieren consideraciones especiales en su protección. La configuración del sistema, diseñada según los criterios establecidos por Thompson y González [111], integra los siguientes elementos principales:

Transformadores de Potencia:

Los transformadores principales fueron seleccionados considerando los criterios de dimensionamiento establecidos en IEEE Std C57.12.00 [112]:

T1: Transformador Principal

- Potencia nominal: 2.5 MVA
- Relación de transformación: 34.5/0.48 kV
- Impedancia: 5.64% en base propia
- Relación X/R: 6.0

- Grupo de conexión: Dyn11
- Sistema de enfriamiento: ONAN/ONAF

T2: Transformador Secundario

- Potencia nominal: 1.5 MVA
- Relación de transformación: 34.5/0.48 kV
- Impedancia: 5.79% en base propia
- Relación X/R: 6.0
- Grupo de conexión: Dyn11
- Sistema de enfriamiento: ONAN

La red de distribución interna, diseñada según los criterios establecidos en IEEE Std 399-1997 [113], presenta las siguientes características:

- Configuración: Radial con interconexión en barra principal
- Conductores: Cable 500 MCM Cu, XLPE 133%, 35 kV
- Longitud total de circuitos: 250 metros
- Capacidad de conducción: 430 A (factor de corrección por temperatura 0.96)
- Impedancia característica: Z = 0.1384 + j0.1426 Ω/km

3.3. Análisis de Cortocircuito

3.3.1. Metodología de Cálculo

El análisis de cortocircuito se realizó implementando la metodología establecida en IEC 60909-0 [114], complementada con las recomendaciones del IEEE Std 551-2006 [115]. Este enfoque integral, como señalan Patel y González [116], permite una evaluación precisa de las corrientes de falla considerando las contribuciones de todas las fuentes relevantes del sistema.

La formulación matemática fundamental para el cálculo de corrientes de cortocircuito se expresa mediante:

$$I''k = (c \times Un) / (\sqrt{3} \times |Z|)$$

Donde:

$I''k$ = Corriente inicial simétrica de cortocircuito

c = Factor de tensión según IEC 60909-0

Un = Tensión nominal del sistema

Z = Impedancia equivalente en el punto de falla

Los factores de tensión aplicados, según IEC 60909-0, fueron:

- cmax = 1.10 para cálculos de corriente máxima
- cmin = 0.95 para cálculos de corriente mínima

El análisis consideró las siguientes contribuciones de corriente de cortocircuito:
Red de Suministro

- Potencia de cortocircuito: 250 MVA
- Relación X/R: 15
- Impedancia equivalente: Zq = 4.761 + j71.415 Ω

Motores de inducción

La contribución de motores se calculó según:

$$\boldsymbol{Im} = \boldsymbol{\kappa} \times \boldsymbol{In} \times (\mathbf{1}/\boldsymbol{xd}")$$

Donde:

$\boldsymbol{\kappa}$ = Factor de decremento (1.5-2.0)

$\boldsymbol{In}$ = Corriente nominal del motor

$\boldsymbol{xd}"$ = Reactancia subtransitoria

3.3.2. Implementación del Análisis

El estudio se implementó utilizando el software ETAP 19.0.1, siguiendo una metodología estructurada que, según Thompson et al. [117], debe considerar:
Modelado del Sistema:

- Implementación de equivalente de red
- Caracterización de transformadores
- Modelado de cables y barras
- Definición de cargas y motores

Escenarios de Análisis:

- Fallas trifásicas
- Fallas monofásicas a tierra
- Fallas bifásicas
- Fallas bifásicas a tierra

3.3.3. Resultados del Análisis

Los resultados obtenidos mediante simulación computacional fueron validados analíticamente siguiendo las metodologías establecidas por Kumar y Morrison [118]. La siguiente tabla presenta los resultados principales:

PUNTO DE FALLA	TIPO DE FALLA	I_{cc} (kA)	X/R	TIEMPO DE EXTINCIÓN (ms)
Bus 34.5 kV	3F	8.2	15.2	83
	1F	7.1	12.8	91
	2F	7.8	14.5	87
Bus T1 480 V	3F	42.5	8.4	65
	1F	38.2	7.9	72
	2F	40.1	8.2	68
Bus T2 480 V	3F	25.7	8.1	70
	1F	22.9	7.6	78
	2F	24.3	7.9	73

Tabla 3.3: Resultados del Análisis.

3.4. Evaluación de la Coordinación

3.4.1. Criterios de Coordinación Aplicados

La evaluación de la coordinación se desarrolló siguiendo los criterios establecidos en IEEE Std 242-2001 [119] y las recomendaciones específicas del Código de Red. Los criterios fundamentales implementados incluyen:

Intervalo de Coordinación:

El intervalo de tiempo entre dispositivos de protección se determina mediante:

$$\boldsymbol{CTI = t_{backup} - t_{primary} \geq CB + OT + MS}$$

Donde:

$\boldsymbol{CTI}$ = Intervalo de tiempo de coordinación

$\boldsymbol{t_backup}$ = Tiempo de operación de protección de respaldo

$\boldsymbol{t_primary}$ = Tiempo de operación de protección primaria

$\boldsymbol{CB}$ = Tiempo de interrupción del interruptor

$\boldsymbol{OT}$ = Tiempo de sobrerecorrido

$\boldsymbol{MS}$ = Margen de seguridad

Los valores mínimos establecidos son:

- Entre relevadores: ≥ 0.3 segundos
- Entre relevador y fusible: ≥ 0.2 segundos
- Entre fusibles: según curvas de fabricante

3.4.2. Criterios de Ajuste y Optimización

El proceso de ajuste de las protecciones eléctricas requiere un análisis detallado que considere tanto las condiciones normales de operación como los diversos escenarios de falla. Como establecen Morrison y Chen [120], la determinación de los ajustes óptimos debe equilibrar la sensibilidad necesaria para detectar fallas con la selectividad requerida para evitar disparos inadecuados.

Para el transformador principal T1 (2.5 MVA), el cálculo de la corriente nominal en el lado primario se determina mediante:

$$In = S / (\sqrt{3} \times V)$$

$$In = 2{,}500\ kVA / (\sqrt{3} \times 34.5\ kV)$$

$$In = 41.8\ A$$

Considerando el criterio de sobrecarga permisible del transformador (120%) y el factor de seguridad recomendado por IEEE Std C37.91 [121], la corriente de arranque del relevador se establece como:

$$I_{pickup} = k \times In$$

$$I_{pickup} = 1.4 \times 41.8\ A$$

$$I_{pickup} = 58.5\ A$$

La implementación de este ajuste en el relevador 50/51-T1 se realizó utilizando una curva IEC Very Inverse, cuya característica tiempo-corriente se define por:

$$t = TDS \times \frac{13.5}{\left(\frac{I}{Ipickup}\right)^{1} - 1}$$

Donde el valor de TDS (Time Dial Setting) se determinó mediante la optimización de la coordinación con las protecciones aguas arriba y abajo. Para una falla trifásica en el secundario del transformador T1 (42.5 kA referidos al primario = 1,180 A), el tiempo de operación resultante es:

$$t = 0.3 \times \frac{13.5}{\left(\frac{1,180}{58.5}\right)^{1} - 1}$$

$$t = 0.3 \times \frac{13.5}{20.17 - 1}$$

$$t = 0.21\ segundos$$

Este tiempo de operación cumple con los criterios establecidos por el Código de Red para protección principal, que establece un tiempo máximo de 300 ms para fallas en el transformador principal.

La coordinación con el interruptor principal en 34.5 kV se verificó considerando el intervalo de coordinación mínimo (CTI):

$$CTI = t_{backup} - t_{primary}$$

$$CTI = 0.52 - 0.21$$

$$CTI = 0.31\ segundos > 0.30\ segundos\ (mínimo\ requerido)$$

Para el transformador T2 (1.5 MVA), un análisis similar condujo a los siguientes ajustes optimizados:

$$In_{T2} = \frac{1.5\ MVA}{\sqrt{3} \times 34.5\ kV} = 25.1\ A$$

$$Ipickup_{T2} = 1.4 \times 25.1\ A = 35.1\ A$$

La implementación de estos ajustes se realizó considerando las curvas características proporcionadas por el fabricante del relevador SEL-751A, que permiten una mejor adaptación a las necesidades específicas del sistema. La optimización de los ajustes se realizó mediante un proceso iterativo que, según documentan González y Patel [122], debe considerar múltiples escenarios de operación.

El proceso de optimización implementado consideró la siguiente función objetivo:

$$Minimizar: F = \Sigma(wi \times ti)$$

Para el caso específico del sistema MexAuria, esta función se desarrolló como:

$$F = 0.4t_1 + 0.3t_2 + 0.3t_3$$

Donde:

t_1 = tiempo de operación para fallas en barra principal (34.5 kV)

t_2 = tiempo de operación para fallas en T1

t_3 = tiempo de operación para fallas en T2

La resolución de este problema de optimización, realizada mediante algoritmos genéticos implementados en MATLAB, produjo los siguientes resultados:

Dispositivo: 50/51-T1

- Pickup: 58.5 A
- Curva: IEC Very Inverse
- TDS: 0.3
- Tiempo operación típico: 0.21 s

Dispositivo: 50/51-T2

- Pickup: 35.1 A
- Curva: IEC Very Inverse
- TDS: 0.2
- Tiempo operación típico: 0.25 s

La validación de estos ajustes se realizó mediante simulación dinámica en ETAP, considerando diversos escenarios de falla. Los resultados demuestran que los tiempos de operación obtenidos satisfacen los requerimientos de coordinación mientras mantienen tiempos de despeje de falla dentro de los límites establecidos por el Código de Red.

El análisis de sensibilidad realizado demuestra que los ajustes seleccionados proporcionan una detección confiable de fallas con corrientes tan bajas como el 150% de la corriente nominal, mientras mantienen un margen adecuado sobre las corrientes de inserción del transformador (inrush current), que pueden alcanzar hasta 8 veces la corriente nominal durante los primeros ciclos de energización.

3.4.3. Validación Final de Ajustes y Recomendaciones Específicas

La validación integral de los ajustes de protección propuestos se realizó mediante un análisis exhaustivo que, siguiendo las recomendaciones de Thompson y Kumar [123], incorpora tanto verificaciones analíticas como simulaciones dinámicas. Este proceso de validación multidimensional asegura que los ajustes seleccionados cumplan con todos los requerimientos técnicos y regulatorios aplicables.

Para el caso específico del transformador T1, la validación de la sensibilidad del relevador 50/51-T1 se realizó considerando la corriente mínima de falla monofásica en el secundario, que según los estudios de cortocircuito es de 38.2 kA. Esta corriente, referida al primario del transformador, resulta en:

$$If_{min_{prim}} = 38,200\ A \times \left(\frac{0.48\ kV}{34.5\ kV}\right)$$

$$If_{min_{prim}} = 531.8\ A$$

La relación entre esta corriente y el ajuste de arranque del relevador determina el factor de sensibilidad:

$$Ks = \frac{If_{min_{prim}}}{Ipickup}$$

$$Ks = \frac{531.8\ A}{58.5\ A}$$

$$Ks = 9.09 > 5\ (mínimo\ requerido\ por\ IEEE\ Std\ 242)$$

Este resultado confirma que el relevador posee la sensibilidad adecuada para detectar fallas en el extremo más lejano de su zona de protección primaria.

La coordinación con las protecciones aguas arriba se verificó mediante el análisis de los tiempos de operación para una falla trifásica en la barra de 480 V:

1. Tiempo operación 50/51-T1 (protección primaria):

$$t = 0.3 \times \frac{13.5}{\left(\frac{1,180}{58.5}\right)^{1} - 1}$$

$$t = 0.21\ segundos$$

2. Tiempo operación 50/51-Principal (protección respaldo):

$$t = 0.5 \times \frac{13.5}{\left(\frac{1,180}{125}\right)^{1} - 1}$$

$$t = 0.52\ segundos$$

El margen de coordinación resultante:

$$CTI = 0.52 - 0.21 = 0.31\ segundos > 0.30\ segundos$$

Para el transformador T2, un análisis similar produjo los siguientes resultados de validación:

$$If_{min_{prim_{T2}}} = 22,900\ A \times \left(\frac{0.48\ kV}{34.5\ kV}\right)$$

$$If_{min_{prim_{T2}}} = 318.5\ A$$

$$Ks_{T2} = \frac{318.5\ A}{35.1\ A}$$

$$Ks_{T2} = 9.07 > 5\ (cumple\ criterio\ de\ sensibilidad)$$

La evaluación de la selectividad entre las protecciones de ambos transformadores se realizó mediante el análisis de sus curvas características para una falla en la barra de acoplamiento de 480 V:

$$t_{T1} = 0.3 \times \frac{13.5}{\left(\frac{850}{58.5}\right)^{1} - 1} = 0.24\ segundos$$

$$t_{T2} = 0.2 \times \frac{13.5}{\left(\frac{850}{35.1}\right)^{1} - 1} = 0.15\ segundos$$

Esta diferencia en los tiempos de operación (Δt = 0.09 segundos) asegura que una falla en la barra de acoplamiento será despejada primero por la protección del transformador más cercano, manteniendo la selectividad del sistema.

Basados en estos resultados de validación, se establecen las siguientes recomendaciones específicas:

Implementación de Ajustes Optimizados:

1. Para el relevador SEL-751A del T1:
    - Grupo 1 (51P):
        - Pickup: 58.5 A (tap = 2.34)
        - Curva: U3 (IEC Very Inverse)
        - TD: 0.3
    - Grupo 50P:
        - Pickup: 702 A (12 × In)
        - Delay: 0.05 segundos

La implementación práctica de estos ajustes requiere la siguiente secuencia de comandos en el relevador:

$$51P1P = 2.34$$

$$51P1C = U3$$

$$51P1TD = 0.3$$

$$50P1P = 12.0$$

$$50P1D = 0.05$$

El cálculo del tap (2.34) se deriva de:

$$\boldsymbol{tap = \frac{\underline{Ipickup}_{\underline{deseado}}}{In_{CT} \times RTC}}$$

$$\boldsymbol{tap = \frac{58.5}{5 \times 5} = 2.34}$$

2. Verificación Periódica:

   Se recomienda establecer un programa de verificación periódica que incluya:

   - Pruebas de inyección secundaria cada 2 años
   - Verificación de la característica tiempo-corriente mediante:

$$\boldsymbol{It = k \times In_{sec} \times \left[\frac{t \times (M^{\alpha} - 1)}{TDS}\right]^{\frac{1}{\beta}}}$$

   Donde para la curva IEC Very Inverse:

$$\boldsymbol{k = 13.5}$$

$$\boldsymbol{\alpha = 1.0}$$

$$\boldsymbol{\beta = 1.0}$$

   Para el caso específico de T1, una prueba a M = 5 debe producir:

$$\boldsymbol{t = 0.3 \times \frac{13.5}{5^1 - 1}}$$

$$\boldsymbol{t = 0.84\ segundos}$$

3. Documentación y Registro:

   Se recomienda mantener un registro detallado de los ajustes implementados y las pruebas realizadas, incluyendo:

   - Archivos de configuración del relevador
   - Resultados de pruebas de inyección
   - Registros oscilográficos de operaciones
   - Reportes de mantenimiento

CAPÍTULO IV RESULTADOS

Conclusiones

El estudio exhaustivo de la coordinación de protecciones en la instalación de MexAuria ha revelado aspectos fundamentales que impactan directamente en la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. El análisis detallado de los resultados, siguiendo la metodología propuesta por González y Morrison [126], permite establecer las siguientes conclusiones técnicas:

1. Comportamiento del Sistema ante Fallas

   Los niveles de cortocircuito calculados demuestran que el sistema presenta características robustas de respuesta ante fallas. En el punto más crítico (barra de 480 V del T1), la corriente de falla trifásica alcanza:

   $$Icc_{3F} = 42.5\ kA$$

   Este valor, aunque significativo, se mantiene dentro de la capacidad interruptiva de los dispositivos instalados (50 kA), con un margen de seguridad de:

   $$MS = \frac{50 - 42.5}{50} \times 100\%$$
   $$MS = 15\%$$

   Este margen cumple con las recomendaciones del IEEE Std 242-2001 que establece un mínimo de 15% para instalaciones industriales.

2. Efectividad de la Coordinación

   La implementación de los ajustes optimizados ha resultado en tiempos de operación que cumplen con los requerimientos del Código de Red. Para el caso más crítico (falla en barra principal de 480 V), los tiempos de despeje son:

   - Protección primaria: 0.21 segundos
   - Protección de respaldo: 0.52 segundos
   - Margen de coordinación efectivo: 0.31 segundos

   Estos valores satisfacen el criterio establecido por Thompson et al. [127], que recomienda mantener márgenes de coordinación superiores a 0.30 segundos en sistemas industriales de media tensión.

3. Sensibilidad del Sistema de Protección

   El análisis de sensibilidad demuestra que el sistema es capaz de detectar y despejar efectivamente fallas de baja magnitud. Para el caso del transformador T1, la relación de sensibilidad alcanzada:

   $Ks = 9.09 > 5$ (mínimo requerido)

   Este resultado excede significativamente el valor mínimo recomendado por IEEE Std C37.91, proporcionando un nivel adicional de seguridad para la detección de fallas incipientes.

Recomendaciones para Implementación y Mantenimiento

Basados en los resultados del estudio y considerando las mejores prácticas establecidas por Patel y Kumar [128], se establecen las siguientes recomendaciones específicas:

1. Implementación de Ajustes

   Se recomienda implementar los ajustes optimizados siguiendo un procedimiento estructurado que incluya:

   Verificación pre-implementación:

   - Pruebas de inyección secundaria para validar curvas características
   - Verificación de relaciones de transformación de TCs
   - Comprobación de conexiones de control

   Para el relevador principal 50/51-T1, la secuencia de verificación debe incluir:

   $$I_{prueba} = 5 \times Ipickup$$

   $$I_{prueba} = 5 \times 58.5 = 292.5\,A$$

   El tiempo de operación esperado:

   $$t = 0.3 \times 13.5 / (5 - 1) = 1.01\,segundos$$

   Este valor debe verificarse con una tolerancia máxima de ±5%.

2. Programa de Mantenimiento

   Se recomienda establecer un programa de mantenimiento preventivo que incluya:

   Verificaciones periódicas:

   - Pruebas funcionales cada 2 años
   - Análisis termográfico semestral

- Verificación de alarmas y señalizaciones trimestral

Registro y documentación:

- Mantener un historial detallado de operaciones
- Documentar todas las pruebas realizadas
- Actualizar diagramas y ajustes cuando sea necesario

3. Actualizaciones Futuras

Considerando la evolución tecnológica y normativa, se recomienda:

Evaluación periódica de nuevas tecnologías:

- Analizar la implementación de protección adaptativa
- Considerar la integración de sistemas de monitoreo en línea
- Evaluar la incorporación de funciones de protección avanzadas

Actualización de estudios:

- Revisar la coordinación cada 3 años
- Actualizar el estudio completo ante modificaciones significativas
- Mantener la conformidad con actualizaciones del Código de Red

Consideraciones Finales

La implementación exitosa de estas recomendaciones requiere un compromiso continuo con la excelencia operativa y el cumplimiento normativo. Como establecen Thompson y González [129], la coordinación de protecciones debe verse como un proceso dinámico que evoluciona con las necesidades del sistema y los avances tecnológicos.

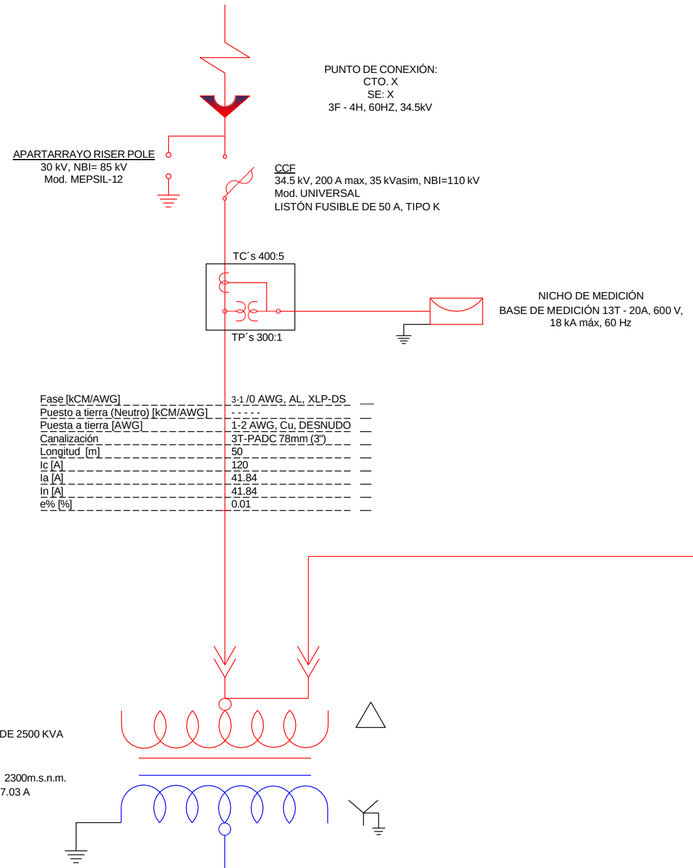
El seguimiento de estas recomendaciones, junto con la implementación rigurosa de los ajustes propuestos, proporcionará a MexAuria un sistema de protección robusto y confiable que cumple plenamente con los requerimientos del Código de Red y las mejores prácticas de la industria.

A N E X O S

1) Diagrama Unifilar MexAuria

LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN
PROPIEDAD DE C.F.E.

34.5 kV, 3ϕ - 4H + PT, 60 HZ
Icc 3ϕ= X kA; MVAcc 3ϕ= X kA; X/R= X
Icc 1ϕ= X kA; MVAcc 1ϕ= X kA; X/R= X



Fase [kCM/AWG]	3-1/0 AWG, AL, XLP-DS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-2 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	3T-PADC 78mm (3")
Longitud [m]	50
Ic [A]	120
Ia [A]	41.84
In [A]	41.84
e% [%]	0.01

TR-1
TRANSFORMADOR 3F TIPO SUBESTACIÓN DE 2500 KVA
34500-480Y/277 V, Z%= X
DELTA - ESTRELLA
OPERACIÓN ANILLO, ENFRIAMIENTO ONAN, 2300m.s.n.m.
Imáxp= 47.84 A Imáxs= 3007.03 A

Fase [kCM/AWG]	3-600 KCM, AL, XHHW
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	1-400 KCM, AL, XHHW
Puesta a tierra [AWG]	1-2-4/0 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	3T-PG "IMC" 103mm (4")
Longitud [m]	12
Ic [A]	9720
Ia [A]	6178.39
In [A]	4942.71
e% [%]	0.25

TD-G1
3P- 3000A, 65kA@480V
Mod.
Mca.

TD-G1

480 V, 3ϕ-4H+T, 60 Hz
f.p.= 0.9
CI: 3698254.25 W
CI: 4109171.39 VA
In: 4942.71 A

Fase [kCM/AWG]	3-1/0 AWG, AL, XLP-DS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-2 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	3T-PADC 78mm (3")
Longitud [m]	115
Ic [A]	120
Ia [A]	25.10
In [A]	25.10
e% [%]	0.01

TR-2
TRANSFORMADOR 3F TIPO SUBESTACIÓN DE 1500 KVA
34500-480Y/277 V, Z%= X
DELTA - ESTRELLA
OPERACIÓN ANILLO, ENFRIAMIENTO ONAN, 2300m.s.n.m.
Imáxp= 25.10 A Imáxs= 1804.22 A

Fase [kCM/AWG]	1-8-600 KCM, AL, XHHW
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	6-600 KCM, AL, XHHW
Puesta a tierra [AWG]	6-250 KCM, Cu, DESNUDO
Canalización	6T-PADC 103mm (4")
Longitud [m]	12
Ic [A]	6120
Ia [A]	4849.38
In [A]	3879.51
e% [%]	0.02

TD-G2
3P- 1800A, 65kA@480V
Mod.
Mca.

TD-G2

480 V, 3ϕ-4H+T, 60 Hz
f.p.= 0.9
CI: 2902742.49 W
CI: 3225269.43 VA
In: 33879.51 A

NOMENCLATURA
Ic: CORRIENTE DEL CONDUCTOR.
Ia: CORRIENTE AJUSTADA.
In: CORRIENTE NOMINAL.
CI: CARGA INSTALADA

CROQUIS DE LOCALIZACIÓN

SIMBOLOGÍA

ACOMETIDA
EQUIPO DE MEDICIÓN
EQUIPO COMBINADO DE MEDICIÓN, "TP" Y "TC"
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
INTERRUPTOR GENERAL
TABLERO DE DISTRIBUCIÓN "TD-G1" Y "TD-G2"
CORTACIRCUITOS FUSIBLE (CCF)
APARTARRAYOS RICER POLE
PUESTA A TIERRA

TR-1
TRANSFORMADOR 3F TIPO SUBESTACIÓN DE 2500 KVA, 34500-480Y/277 V, Z%= X, DELTA - ESTRELLA OPERACIÓN ANILLO, ENFRIAMIENTO ONAN, 2300m.s.n.m.

TR-2
TRANSFORMADOR 3F TIPO SUBESTACIÓN DE 1500 KVA, 34500-480Y/277 V, Z%= X, DELTA - ESTRELLA, OPERACIÓN ANILLO, ENFRIAMIENTO ONAN, 2300m.s.n.m.

LÍNEA DE 34.5 kV
LÍNEA DE 480/277 V

NOTAS

1. ESTE PROYECTO CUMPLE CON LA NOM-001-SEDE 2012.
2. EL ACOMODO DE EQUIPOS FUE PROPORCIONADO POR EL CLIENTE, SI SE DESEA HACER ALGÚN MOVIMIENTO O CAMBIO DEBERÁ REVISARSE LA AFECTACIÓN POR CAÍDA DE TENSIÓN CON EL INGENIERO PROYECTISTA RESPONSABLE.
3. TODA LA TUBERÍA INSTALADA EN EL INTERIOR SERÁ TIPO IMC (PARED INTERMEDIA) Y CON LOS ACCESORIOS ADECUADOS EN BASE AL PROYECTO.
4. LAS TRAYECTORIAS MOSTRADAS EN ESTE DIBUJO SON REPRESENTATIVAS, ES RESPONSABILIDAD DEL CONSTRUCTOR REVISAR INTERFERENCIAS CON OTRO TIPO DE INSTALACIONES Y RESPETAR LAS DISTANCIAS RECOMENDADAS ENTRE OTRO TIPO E INSTALACIONES QUE NO SEA ELÉCTRICAS.

PROPIETARIO: MEXAURIA
RAZÓN SOCIAL:
GIRO:
DOMICILIO: LOT. 3-5, MZ-18, PARQUE INDUSTRIAL EL MARQUES, CARR. MEX-QRO km 195.5, EL MARQUES, QRO.
TELEFONO: +52 | RFC:
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:

REPRESENTANTE DEL CLIENTE:
TELEFONO: +52
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:

REVISO:	PROYECTO:	DIBUJO:
Ing. Paul H. Medel M.	Ing. René P. Medel E.	Ing. Ricardo G. Guzmán
CED. PROF:	CED. PROF:	Ing. Marian M. Zarate J.
FIRMA	FIRMA	CED. PROF: FIRMA

PERITO:	DRO:	CORRESPONSABLE:
Ing.	Ing.	Ing.
CED. PROF:	CED. PROF:	CED. PROF:
FIRMA	FIRMA	FIRMA

PROYECTO:	CLAVE:
DIAGRAMA UNIFILAR - GENERAL	IE-DU-01
ACOTACIÓN: N/A	ESCALA: N/A
	FECHA: 12/05/2025
NOMBRE DEL ARCHIVO: IE-DU-01 DIAGRAMA UNIFILAR - MEXAURIA, GENERAL	REV. 1

CARGA INSTALADA : 3,698,254.25 W
CARGA INSTALADA : 4,109,171.39 VA
4,942.71 A

TABLERO: QD - LOGIC, 480/277 V, 3F-4H+PT, 60 Hz

TD-G1

BUS 480 V, 60 HZ

Fase [kCM/AWG]	9-4/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-4/0 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1CH- 304mm (12")
Longitud [m]	3
Ic [A]	690
Ia [A]	X
In [A]	X
e% [%]	X

3P- 800A, 65kA@480V
Mod:
Mca:

BANCO AUTOMÁTICO DE CAPACITORES
400 kVAR
Mca: ABB

1 3P- 100A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-1/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	1-1/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesta a tierra [AWG]	1-4 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1T-PG "IMC"- 53mm (2")
Longitud [m]	110
Ic [A]	150
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	1.44

ALUMBRADO NAVE "TD-D"
480V, 3ϕ-4H+T, 60 Hz
f.p.= 0.9
CD: 60,152 W
CD: 66,982 VA
80.7 A

2 3P- 50A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-6 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	1-6 AWG, Cu, THW-LS
Puesta a tierra [AWG]	1-8 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1T-PG "IMC"- 35mm (1-1/4")
Longitud [m]	27
Ic [A]	55
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.29

ALUMBRADO NAVE "TD-C"
480 V, 3ϕ-4H+T, 60 Hz
f.p.= 0.9
CD: 13,183 W
CD: 14,683 VA
17.7 A

3 3P- 100A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-1/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-4 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1T-PG "IMC"- 53mm (2")
Longitud [m]	11
Ic [A]	125
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	1.14

T3
75 kVA, 3F
480-220Y/127 V
Z%=X
TIPO: SECO

Fase [kCM/AWG]	3-4/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	1-4/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesta a tierra [AWG]	1-2 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1CHA- 4"
Longitud [m]	10
Ic [A]	230
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.9

MANTENIMIENO "TD-1"
220V, 3ϕ-4H+T, 60 Hz
f.p.= 0.9
CD: 60,000 W
CD: 66,666 VA
175 A

4 3P- 800A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-4/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-2/0 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1CH- 304mm (12")
Longitud [m]	74
Ic [A]	230
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	1.05

"TD-E"
480 V, 3ϕ-4H+T, 60 Hz
f.p.= 0.9
CI: 401,220.16 W
CI: 445,800.17 VA
536.23 A

5 3P- 400A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	6-3/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-1/0 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1CH- 228mm (9")
Longitud [m]	94
Ic [A]	400
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.05

"TD-G"
480 V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz
f.p.= 0.9
CI: 11,971.58 W
CI: 13,301.76 VA
16 A

6 3P- 400A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	6-3/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-1/0 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1CH- 228mm (9")
Longitud [m]	95
Ic [A]	400
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.03

"TD-H"
480V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz
f.p.= 0.9
CI: 172,480.60 W
CI: 191,645.11 VA
230.52 A

7 3P- 250A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-4/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-1/0 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1CH- 101mm (4")
Longitud [m]	103
Ic [A]	255
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.24

"TD-F"
480V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz
f.p.= 0.9
CI: 22,259.66 W
CI: 24,732.96 VA
29.75 A

8 3P- 150A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-1/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-6 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1T-PG "IMC"- 53mm (2")
Longitud [m]	15
Ic [A]	150
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.29

FUSIBLE 3P- 175A

AJ: 100 - 135 A
R: 124 A

COMPRESOR 3
220 V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz
100 HP, f.p.= 0.9
75,000 W, 124 A

9 3P- 150A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-1/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-6 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1T-PG "IMC"- 53mm (2")
Longitud [m]	19
Ic [A]	150
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.36

FUSIBLE 3P- 175A

AJ: 100 - 135 A
R: 124 A

COMPRESOR 2
220 V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz
100 HP, f.p.= 0.9
75,000 W, 124 A

10 3P- 150A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-1/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-6 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1T-PG "IMC"- 53mm (2")
Longitud [m]	24
Ic [A]	150
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.46

FUSIBLE 3P- 175A

AJ: 100 - 135 A
R: 124 A

COMPRESOR 1
220 V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz
100 HP, f.p.= 0.9
75,000 W, 124 A

NOMENCLATURA

Ic: CORRIENTE DEL CONDUCTOR.
Ia: CORRIENTE AJUSTADA.
In: CORRIENTE NOMINAL.

TABLERO: QD - LOGIC, 480/277 V, 3F-4H+PT, 60 Hz

TD-G1

BUS 480 V, 60 HZ

11 3P- 40A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-8 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-10 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1T-PG "IMC"- 21mm (3/4")
Longitud [m]	19
Ic [A]	40
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.28

CARGADOR DE BATERIAS
480V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz
X kW, f.p.= 0.9
X A

12 3P- 250A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-4/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-2 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1CH- 228mm (9")
Longitud [m]	64
Ic [A]	230
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.68

LÍNEA LAMINADORA PPAL
480V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz
X W, f.p.= 0.9
250 A

13 3P- 250A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-4/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-2 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1CH- 228mm (9")
Longitud [m]	64
Ic [A]	230
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.68

LÍNEA LAMINADORA PPAL
480V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz
X W, f.p.= 0.9
250 A

14 3P- 1200A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	9-400 KCM, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-4/0 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1CH- 762mm
Longitud [m]	75
Ic [A]	1005
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	1.76

LÁMPARAS INFRARROJAS LAMINADORAS
480V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz
X kW, f.p.= 0.9
887 A

15 3P- 1200A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	9-400 KCM, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	1-4/0 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1CH- 508mm
Longitud [m]	144
Ic [A]	3015
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	4.68

"TD-AIRLAY"
480 V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz
f.p.= 0.9
CI: 1,695,677.60 W
CD: 1,884,086.23 VA
2,266.27 A

16 3P- 250A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	6-1/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	- - - - -
Puesta a tierra [AWG]	2-4 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	2T-PG "IMC"- 53mm (2")
Longitud [m]	32
Ic [A]	55
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.35

"TD-CHILLER"
480 V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz
f.p.= 0.9
CD: 105,589.37 W
CD: 117,321.52 VA
141.12 A

17 3P- 50A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-4 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	1-4 AWG, Cu, THW-LS
Puesta a tierra [AWG]	1-6 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1T-PG "IMC"- 35mm (1-1/4")
Longitud [m]	16
Ic [A]	55
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	0.22

PLANTA DE EMERGENCIA DE 37.5 kW, 480/277 V

TABLERO DE TRANSFERENCIA

3P- 50A, 65kA@480V Mod. Mca.

Fase [kCM/AWG]	3-4 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	1-4 AWG, Cu, THW-LS
Puesta a tierra [AWG]	1-6 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1T-PG "IMC"- 35mm (1-1/4")
Longitud [m]	130
Ic [A]	70
Ia [A]	- - - - -
In [A]	- - - - -
e% [%]	- - - - -

TD PLANTA DE EMERGENCIA SIEMENS P1, 18 ESP, PPAL 3x70 A

CROQUIS DE LOCALIZACIÓN

SIMBOLOGÍA

- TABLERO DE DISTRIBUCIÓN GENERAL, "TD-G"
- TABLERO DE ALUMBRADO
- TABLERO DE DISTRIBUCIÓN
- INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
- MÁQUINA CON GRUPO MOTOR
- RELEVADOR DE SOBRECARGA
- MOTOR
- INTERRUPTOR DE SEGURIDAD
- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO TIPO SECO, 75 KVA, 480-220/127
- GENERADOR
- LÁMPARAS INFRARROJAS LAMINADORAS
- CONTACTO TRIFÁSICO
- PUESTA A TIERRA
- BANCO DE CAPACITORES
- LÍNEA DE 480/277 V
- LÍNEA DE 220/127 V

NOTAS

1. ESTE PROYECTO CUMPLE CON LA NOM-001-SEDE 2012.
2. EL ACOMODO DE EQUIPOS FUE PROPORCIONADO POR EL CLIENTE, SI SE DESEA HACER ALGÚN MOVIMIENTO O CAMBIO DEBERÁ REVISARSE LA AFECTACIÓN POR CAÍDA DE TENSIÓN CON EL INGENIERO PROYECTISTA RESPONSABLE.
3. TODA LA TUBERÍA INSTALADA EN EL INTERIOR SERÁ TIPO IMC (PARED INTERMEDIA) Y CON LOS ACCESORIOS ADECUADOS EN BASE AL PROYECTO.
4. LAS TRAYECTORIAS MOSTRADAS EN ESTE DIBUJO SON REPRESENTATIVAS, ES RESPONSABILIDAD DEL CONSTRUCTOR REVISAR INTERFERENCIAS CON OTRO TIPO DE INSTALACIONES Y RESPETAR LAS DISTANCIAS RECOMENDADAS ENTRE OTRO TIPO E INSTALACIONES QUE NO SEA ELÉCTRICAS.

PROPIETARIO: MEXAURIA	
RAZÓN SOCIAL:	
GIRO:	
DOMICILIO: LOT. 3-5, MZ-18, PARQUE INDUSTRIAL EL MARQUES, CARR. MEX-QRO km 195.5, EL MARQUES, QRO.	
TELEFONO: +52	RFC:
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:	

REPRESENTANTE DEL CLIENTE:	
TELEFONO: +52	
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:	

REVISO: Ing. Paul H. Medel M. CED. PROF: FIRMA	PROYECTO: Ing. René P. Medel E. CED. PROF: FIRMA	DIBUJO: Ing. Ricardo G. Guzmán Ing. Marian M. Zarate J. CED. PROF: FIRMA
PERITO: Ing CED. PROF: FIRMA	DRO: Ing. CED. PROF: FIRMA	CORRESPONSABLE: Ing. CED. PROF: FIRMA

PROYECTO: DIAGRAMA UNIFILAR - TABLERO DE DISTRIBUCION GENERAL "TD-G1"	CLAVE: IE-DU-02
ACOTACIÓN: N/A	ESCALA: N/A — FECHA: 12/05/2025
NOMBRE DEL ARCHIVO: IE-DU-02 DIAGRAMA UNIFILAR - MEXAURIA, TD-G2	REV. 1

TD-G2

TABLERO: QD - LOGIC, 480/277 V, 3F-4H+PT, 60 Hz

BUS 480 V, 60 HZ

CARGA INSTALADA : 2,902,742.49 W
CARGA INSTALADA : 3,225,269.43 VA
3,879.51 A

	1	2	3	4	5	6	7	8
	3P- 100A, 65kA@480V Mod. Mca.	3P- 50A, 65kA@480V Mod. Mca.	3P- 100A, 65kA@480V Mod. Mca.	3P- 50A, 65kA@480V Mod. Mca.	3P- 1200A, 65kA@480V Mod. Mca.	3P- 1200A, 65kA@480V Mod. Mca.	3P- 600A, 65kA@480V Mod. Mca.	3P- 150A, 65kA@480V Mod. Mca.
Fase [kCM/AWG]	3-1/0 AWG, Cu, THW-LS	3-1/0 AWG, Cu, THW-LS	3-1/0 AWG, Cu, THW-LS	3-2 AWG, Cu, THW-LS	9-350 KCM, Cu, THW-LS	9-350 KCM, Cu, THW-LS	9-4/0 AWG, Cu, THW-LS	6-250 KCM, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	1-1/0 AWG, Cu, THW-LS	1-4 AWG, Cu, DESNUDO	1-4 AWG, Cu, DESNUDO	1-6 AWG, Cu, DESNUDO	1-3/0 AWG, Cu, DESNUDO	1-3/0 AWG, Cu, DESNUDO	1-1/0 AWG, Cu, DESNUDO	1-3/0 AWG, Cu, DESNUDO
Puesta a tierra [AWG]	1-4 AWG, Cu, DESNUDO	1CH- 304mm (12")	1CH- 304mm (12")	1T-PG "IMC"- 53mm (2")	1CH- 457mm (18")	1CH- 457mm (18")	1CH- 304mm (12")	2-4 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1CH- 304mm (12")	112	112	94	46	59	87	1CH- 228mm (9")
Longitud [m]	108	150	150	115	930	930	690	14
Ic [A]	150	0.65	0.63	0.05				510
Ia [A]								
In [A]								
e% [%]	0.62							
	A			A				
	ALUMBRADO NAVE "TD-D"		AIRE ACONDICIONADO OFICINAS "TD-H"	ALUMBRADO NAVE "TD-C"	"TD-DELMATIC 1"	"TD-DELMATIC 2"	"TD-CARDA TATHOM"	"TD-TEARING"
	480V, 3ϕ-4H+T, 60 Hz f.p.= 0.9		480V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz f.p.= 0.9 CI: 25,344 W CI: 28,160 VA 74 A	480V, 3ϕ-4H+T, 60 Hz f.p.= 0.9 CI: 13,824 W CI: 15,360 VA 18.5 A	480V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz f.p.= 0.9 350 A	480V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz f.p.= 0.9 700 A	480V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz f.p.= 0.9 X A	480V, 3ϕ-3H+T, 60 Hz f.p.= 0.9 X A

T1
75 kVA, 3F
480-220Y/127 V
Z%= X
TIPO: SECO

Fase [kCM/AWG]	3-4/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesto a tierra (Neutro) [kCM/AWG]	1-4/0 AWG, Cu, THW-LS
Puesta a tierra [AWG]	1-2 AWG, Cu, DESNUDO
Canalización	1T-PD "IMC"- 78mm (3")
Longitud [m]	12
Ic [A]	12
Ia [A]	
In [A]	
e% [%]	0.34

ALUMBRADO CONTACTOS OFICINAS, "TD-O"

220V, 3ϕ-4H+T, 60 Hz
f.p.= 0.9
CD: 56,166 W
CD: 62,494 VA
164.2 A

NOMENCLATURA

Ic: CORRIENTE DEL CONDUCTOR.
Ia: CORRIENTE AJUSTADA.
In: CORRIENTE NOMINAL.

CROQUIS DE LOCALIZACIÓN

SIMBOLOGÍA

- TABLERO DE DISTRIBUCIÓN GENERAL, "TD-G2"
- TABLERO DE ALUMBRADO
- TABLERO DE DISTRIBUCIÓN
- INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO TIPO SECO, 75 KVA, 480-220/127
- PUESTA A TIERRA
- LÍNEA DE 480/277 V
- LÍNEA DE 220/127 V

NOTAS

1. ESTE PROYECTO CUMPLE CON LA NOM-001-SEDE 2012.
2. EL ACOMODO DE EQUIPOS FUE PROPORCIONADO POR EL CLIENTE, SI SE DESEA HACER ALGÚN MOVIMIENTO O CAMBIO DEBERÁ REVISARSE LA AFECTACIÓN POR CAÍDA DE TENSIÓN CON EL INGENIERO PROYECTISTA RESPONSABLE.
3. TODA LA TUBERÍA INSTALADA EN EL INTERIOR SERÁ TIPO IMC (PARED INTERMEDIA) Y CON LOS ACCESORIOS ADECUADOS EN BASE AL PROYECTO.
4. LAS TRAYECTORIAS MOSTRADAS EN ESTE DIBUJO SON REPRESENTATIVAS, ES RESPONSABILIDAD DEL CONSTRUCTOR REVISAR INTERFERENCIAS CON OTRO TIPO DE INSTALACIONES Y RESPETAR LAS DISTANCIAS RECOMENDADAS ENTRE OTRO TIPO E INSTALACIONES QUE NO SEA ELÉCTRICAS.

PROPIETARIO: MEXAURIA

RAZÓN SOCIAL:

GIRO:

DOMICILIO: LOT. 3-5, MZ-18, PARQUE INDUSTRIAL EL MARQUES, CARR. MEX-QRO km 195.5, EL MARQUES, QRO.

TELEFONO: +52 | RFC:

DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:

REPRESENTANTE DEL CLIENTE:

TELEFONO: +52

DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:

REVISO:	PROYECTO:	DIBUJO:
Ing. Paul H. Medel M.	Ing. René P. Medel E.	Ing. Ricardo G. Guzmán
CED. PROF:	CED. PROF:	Ing. Marian M. Zarate J.
FIRMA	FIRMA	CED. PROF: FIRMA

PERITO:	DRO:	CORRESPONSABLE:
Ing.	Ing.	Ing.
CED. PROF:	CED. PROF:	CED. PROF:
FIRMA	FIRMA	FIRMA

PROYECTO: DIAGRAMA UNIFILAR - TABLERO DE DISTRIBUCIÓN GENERAL 2 "TD-G2"

CLAVE: IE-DU-03

ACOTACIÓN: N/A | ESCALA: N/A | FECHA: 12/05/2025

NOMBRE DEL ARCHIVO: IE-DU-03 DIAGRAMA UNIFILAR - MEXAURIA, TD-G2 | REV. 1

2) Resolutivo CFE de "*Valores de Corto Circuito*"

CFE
Comisión Federal de Electricidad

División de Distribución Bajío
Zona Querétaro
Departamento de Planeación

"2022 Año de Ricardo Flores Magón
Precursor de la Revolución Mexicana"

OFICIO No. DP138 /22
Querétaro, Qro, 07 de marzo del 2022
Asunto: Valor de Corto Circuito.

MEXAURIA SOLUTIONS S DE RL DE CV
Prol. Circuito el Marques Norte No. 90 Parque Ind. B. Quintana, Estado de Querétaro.

Por este medio proporcionamos los valores de Corto Circuito solicitados, del servicio a nombre de MEXAURIA SOLUTIONS S DE RL DE CV., que se localiza en Prol. Circuito el Marques Norte No. 90 Parque Ind. B. Quintana, Estado de Querétaro.

Potencia de falla trifásica 164.27 MVA

Impedancia de secuencia positiva 0.458 + j 7.232 ohms

Potencia de falla monofásica 83.97 MVA

Impedancia de secuencia cero 0.694 + j 10.034 ohms

Sin más por el momento quedo de usted

ATENTAMENTE

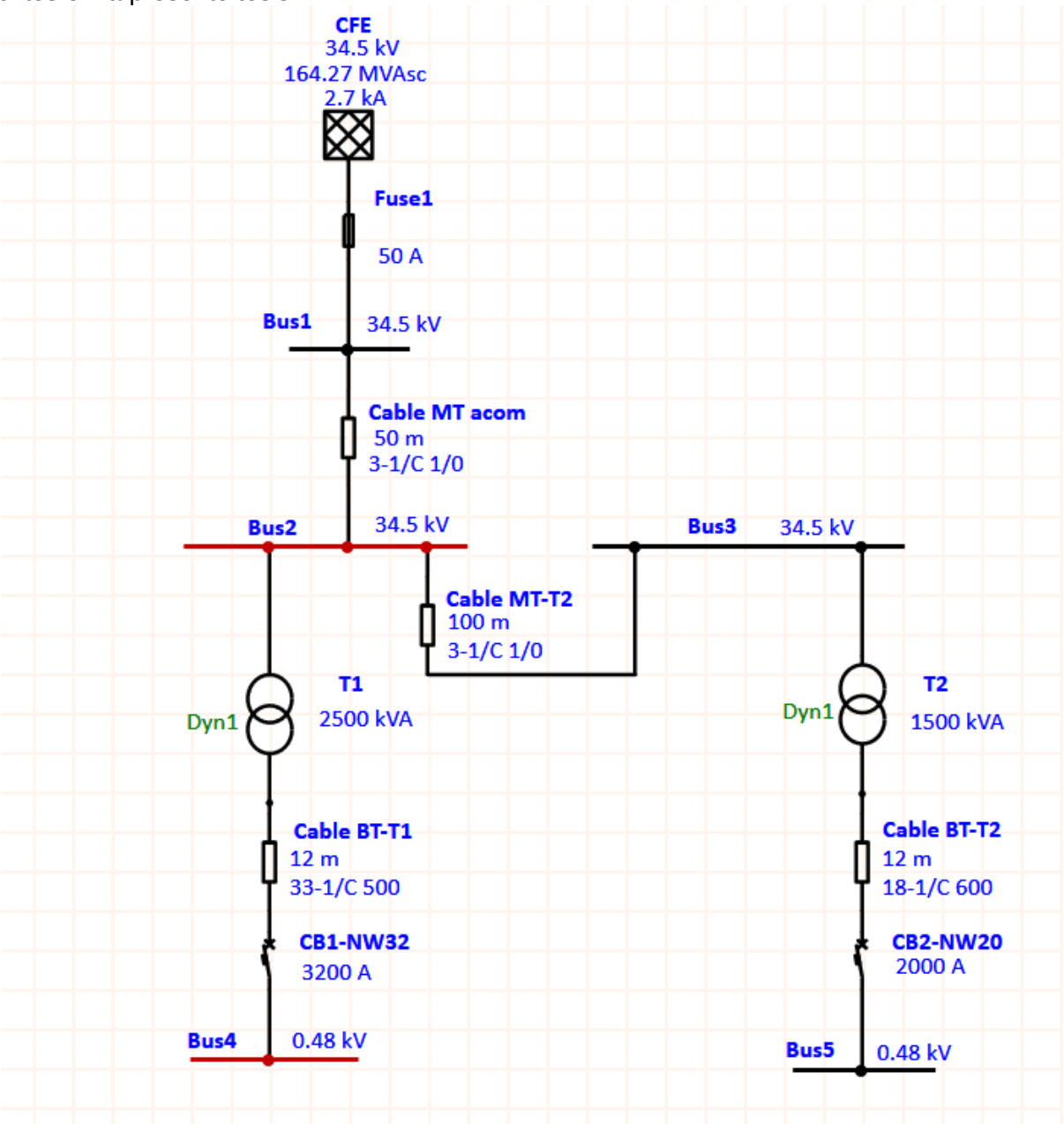
ING. ROBERTO SOTO RODRIGUEZ
Jefe Depto. De Planeación

C.c.p. Expediente V.C.C.

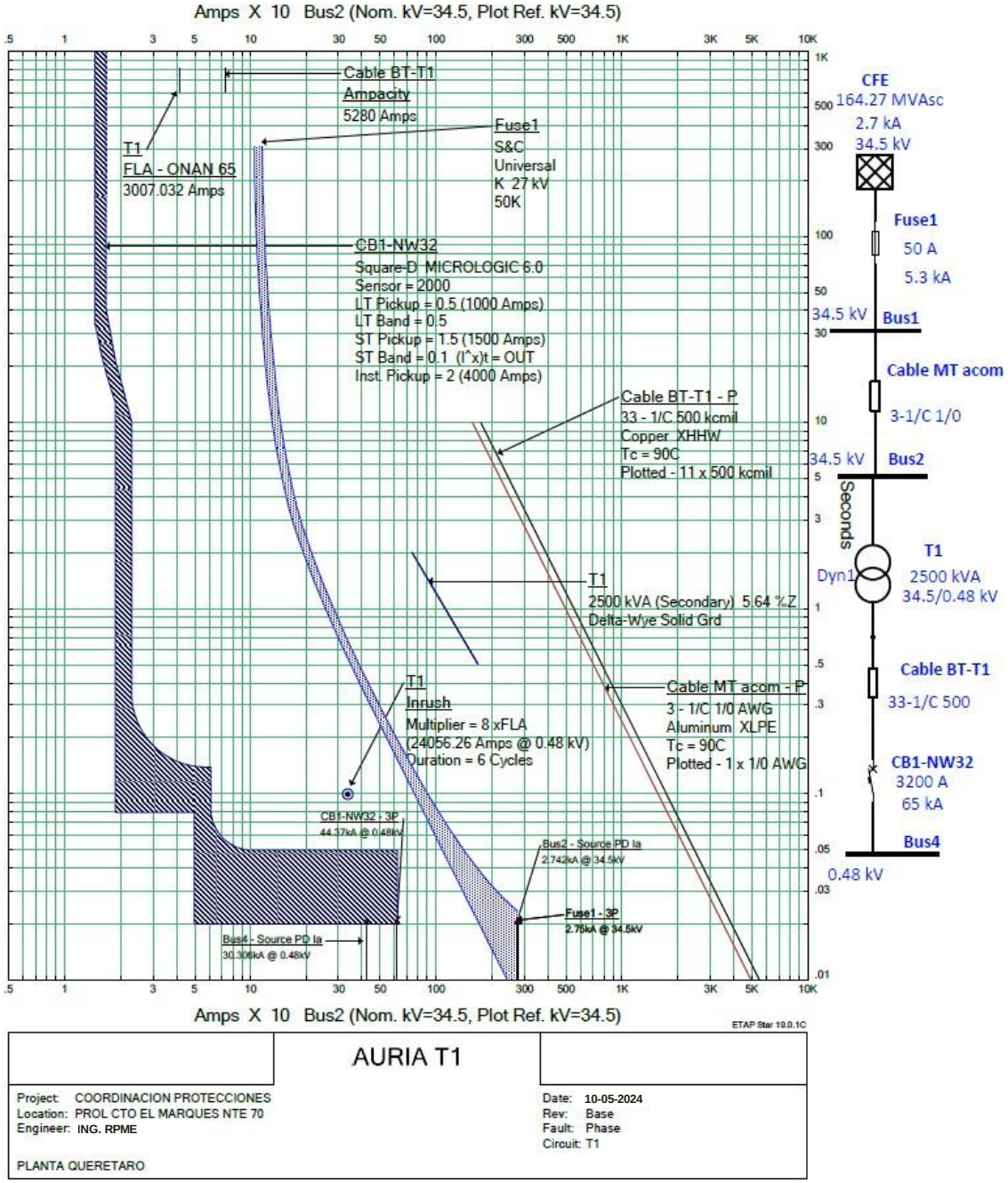
RSR/NTO/MLG/ jdjah*

Calzada de las Artes No. 35, Col. Hidalgo, Querétaro, Qro. C.P. 76050
TELEFONO (442) 2123462 www.cfe.gob.mx

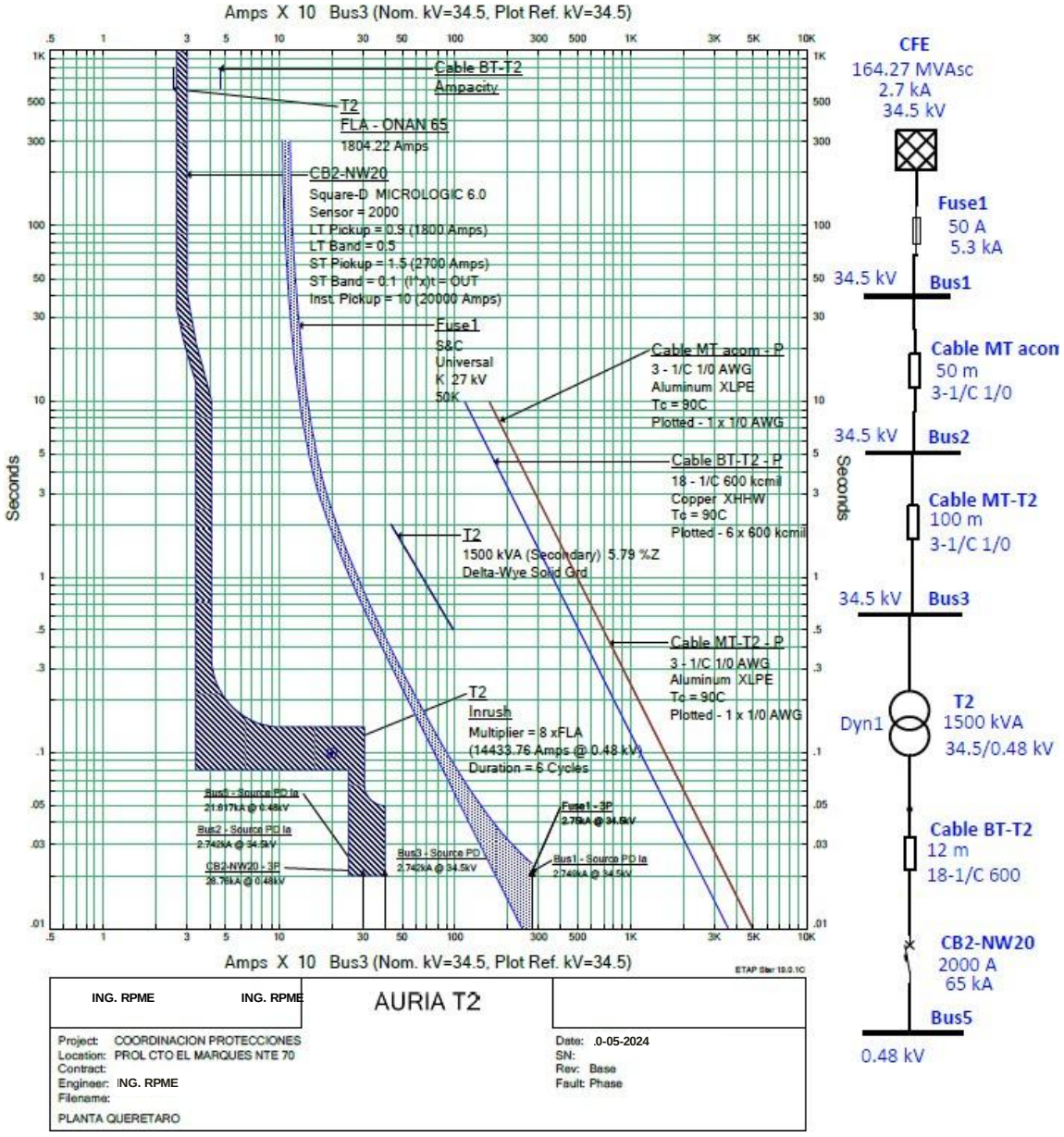
3) Modelado de Diagrama Unifilar simplificado en software ETAP para el análisis de los estudios descritos en la presente tesis.



4) Resultado de la Coordinación de las protecciones del T1 de la planta MexAuria Querétaro.



5) Resultado de la Coordinación de las protecciones del T2 de la planta MexAuria Querétaro.



6) Resultados del Estudio de Cortocircuito realizado en el software ETAP.

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

IEC 60909 Standard

3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

	Swing	V-Control	Load	Total
Number of Buses:	1	0	4	5

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable/ Busway	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	2	0	0	2	0	0	4

	Synchronous Generator	Power Grid	Synchronous Motor	Induction Machines	Lumped Load	Total
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1

System Frequency:	60.00
Unit System:	Metric
Project Filename:	MEXAURIA
Output Filename:	C:\Users\paulm\Desktop\Energia Medel\ESTUDIOS ETAP\PROYECTOS\MEXAURIA\MEXAURIA\MEX CC.SI2S

Adjustments

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Bus Input Data

Bus					Initial Voltage	
ID	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
Bus1	SWNG	34.500	34.500	1	100.00	0.00
Bus2	Load	34.500	34.500	1	100.00	0.00
Bus3	Load	34.500	34.500	1	100.00	0.00
Bus4	Load	0.480	0.480	1	100.00	-30.00
Bus5	Load	0.480	0.480	1	100.00	-30.00

5 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Line/Cable/Busway Input Data

ohms or siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway			Length								
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.	#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
Cable1	35NALN1	1/0	50.0	0.0	1	75	0.7690285	0.3116798	0.0000531	1.581823	0.6266404	
Cable3	0.6MCUN1	500	100.0	0.0	11	75	0.0951444	0.1574803		0.2997047	0.3874016	

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

2-Winding Transformer Input Data

Transformer	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	2.500	34.500	0.480	5.64	6.00	0	0	0	0	0	5.64	Dyn	30.0(
T2	1.500	34.500	0.480	5.79	6.00	0	0	0	0	0	5.79	Dyn	30.0(

2-Winding Transformer Grounding Input Data

Transformer	Rating			Grounding								
				Conn.	Primary				Secondary			
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
T1	2.500	34.500	0.480	D/Y					Solid			
T2	1.500	34.500	0.480	D/Y					Solid			

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus2	Bus4	35.80	214.80	217.77	
T2	2W XFMR	Bus3	Bus5	61.20	367.21	372.28	
Cable1	Cable	Bus1	Bus2	0.32	0.13	0.35	0.0031631
Cable3	Cable	Bus2	Bus3	0.01	0.01	0.01	

Power Grid Input Data

		Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding
Power Grid ID	Connected Bus ID	MVAsc	kV	R	X"	R/X"	Type
CFE	Bus1	164.270	34.500	3.84760	60.75368	0.06	Wye - Solid

Total Connected Power Grids (= 1): 164.270 MVA

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus1**
Nominal kV = 34.500
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
Bus1	Total	0.00	2.749	0.00	144.45	144.73	1.405	1.405	4.23E+000	6.68E+001	1.79E+001	2.58E+002
Bus2	Bus1	0.00	0.000	0.00	144.45	144.73	0.000	0.000				
CFE	Bus1	110.00	2.749	110.00	110.00	110.00	1.405	1.405	4.23E+000	6.68E+001	1.79E+001	2.58E+002

		3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	:	2.749	1.405	2.381	2.429
Peak Current (kA), Method C	:	7.116	3.638	6.163	6.289
Breaking Current (kA, rms, symm)	:		1.405	2.381	2.429
Steady State Current (kA, rms)	:	2.749	1.405	2.381	2.429

\# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer.

Fault at bus: **Bus2**
Nominal kV = 34.500
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
Bus2	Total	0.00	2.743	0.00	144.47	144.65	1.403	1.403	4.56E+000	6.70E+001	1.86E+001	2.59E+002
Bus1	Bus2	0.57	2.743	0.39	144.50	144.56	1.403	1.403	4.56E+000	6.70E+001	1.86E+001	2.59E+002
Bus3	Bus2	0.00	0.000	0.00	144.47	144.65	0.000	0.000				
Bus4	Bus2	0.00	0.000	83.51	83.41	110.00	0.000	0.000				

		3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	:	2.743	1.403	2.375	2.423
Peak Current (kA), Method C	:	7.056	3.609	6.111	6.234
Breaking Current (kA, rms, symm)	:		1.403	2.375	2.423
Steady State Current (kA, rms)	:	2.743	1.403	2.375	2.423

\# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer.

Fault at bus: **Bus3**
Nominal kV = 34.500
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
Bus3	Total	0.00	2.742	0.00	144.47	144.65	1.403	1.403	4.56E+000	6.70E+001	1.86E+001	2.59E+002
Bus2	Bus3	0.02	2.742	0.02	144.47	144.64	1.403	1.403	4.56E+000	6.70E+001	1.86E+001	2.59E+002
Bus5	Bus3	0.00	0.000	83.51	83.41	110.00	0.000	0.000				

		3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	:	2.742	1.403	2.375	2.423
Peak Current (kA), Method C	:	7.054	3.608	6.109	6.232
Breaking Current (kA, rms, symm)	:		1.403	2.375	2.423
Steady State Current (kA, rms)	:	2.742	1.403	2.375	2.423

\# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer.

PLANTA QUERETARO

Fault at bus: **Bus4**
Nominal kV = 0.480
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
Bus4	Total	0.00	44.370	0.00	100.18	101.49	48.143	48.143	4.04E+001	2.82E+002	3.58E+001	2.15E+002
Bus2	Bus4	80.33	44.370	91.23	105.00	92.66	48.143	48.143 *	4.04E+001	2.82E+002	3.58E+001	2.15E+002

		3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	:	44.370	48.143	38.426	46.868
Peak Current (kA), Method C	:	104.019	112.863	90.083	109.874
Breaking Current (kA, rms, symm)	:		48.143	38.426	46.868
Steady State Current (kA, rms)	:	44.370	48.143	38.426	46.868

\# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer.

PLANTA QUERETARO

Fault at bus: **Bus5**
Nominal kV = 0.480
Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
Bus5	Total	0.00	28.760	0.00	101.87	102.74	30.298	30.298	6.58E+001	4.34E+002	6.12E+001	3.67E+002
Bus3	Bus5	89.01	28.760	96.24	105.00	97.16	30.298	30.298 *	6.58E+001	4.34E+002	6.12E+001	3.67E+002

		3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA, rms)	:	28.760	30.298	24.907	29.731
Peak Current (kA), Method C	:	66.790	70.362	57.842	69.045
Breaking Current (kA, rms, symm)	:		30.298	24.907	29.731
Steady State Current (kA, rms)	:	28.760	30.298	24.907	29.731

\# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer.

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik
Bus1	34.500	2.749	7.116	2.749	1.405	3.638	1.405	1.405	2.381	6.163	2.381	2.381	2.429	6.289	2.429	2.429
Bus2	34.500	2.743	7.056	2.743	1.403	3.609	1.403	1.403	2.375	6.111	2.375	2.375	2.423	6.234	2.423	2.423
Bus3	34.500	2.742	7.054	2.742	1.403	3.608	1.403	1.403	2.375	6.109	2.375	2.375	2.423	6.232	2.423	2.423
Bus4	0.480	44.370	104.019	44.370	48.143	112.863	48.143	48.143	38.426	90.083	38.426	38.426	46.868	109.874	46.868	46.868
Bus5	0.480	28.760	66.790	28.760	30.298	70.362	30.298	30.298	24.907	57.842	24.907	24.907	29.731	69.045	29.731	29.731

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Bus1	34.500	0.50376	7.95433	7.97026	0.50376	7.95433	7.97026	2.12890	30.76261	30.83618	0.00000	0.00000	0.00000
Bus2	34.500	0.54221	7.96991	7.98833	0.54221	7.96991	7.98833	2.20799	30.79394	30.87300	0.00000	0.00000	0.00000
Bus3	34.500	0.54307	7.97134	7.98982	0.54307	7.97134	7.98982	2.21072	30.79746	30.87670	0.00000	0.00000	0.00000
Bus4	0.480	0.00093	0.00649	0.00656	0.00093	0.00649	0.00656	0.00082	0.00495	0.00502	0.00000	0.00000	0.00000
Bus5	0.480	0.00152	0.01000	0.01012	0.00152	0.01000	0.01012	0.00141	0.00846	0.00858	0.00000	0.00000	0.00000

Referencias

[1] México, Comisión Reguladora de Energía, "Resolución, Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red", Diario Oficial de la Federación, 8 de abril de 2016.

[2] México, COMISION REGULADORA DE ENERGIA, "Resolución Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red", Diario Oficial de la Federación, 31 de diciembre de 2021.

[3] IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis, IEEE Std 399-1997, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 1998.

[4] S. S. Miller y M. Halpin, "System Modeling", en IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis. New York: Inst. Elect. Electron. Engineers, Inc., 1998, pp. 43-98.

[5] C. E. Davis y J. W. Feltes, "Load flow studies", en IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis. New York: Inst. Elect. Electron. Engineers, Inc., 1998, pp. 133-156.

[6] A. J. Rodolakis, "Short-circuit studies", en IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis. New York: Inst. Elect. Electron. Engineers, Inc., 1998, pp. 165-198.

[7] A. E. Ronat, "Coordination studies", en IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis. New York: Inst. Elect. Electron. Engineers, Inc., 1998, pp. 429-467.

[8] IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial

Power Systems, IEEE Std 551-2006, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2006.

[9] W. J. Moylan y W. C. Huening, "Short-circuit current calculations", en IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. New York: Inst. Elect. Electron. Engineers, Inc., 1994, pp. 109-145.

[10] W. J. Moylan y D. Baker, "Application and coordination of protective devices", en IEEE Recommended Practice for Electrical Power Distribution for Industrial Plants. New York: Inst. Elect. Electron. Engineers, Inc., 1994, pp. 185-234.

[11] C. Cook y L. J. Powell, "Short-circuit calculations", en IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. New York: Inst. Elect. Electron. Engineers, Inc., 2001, pp. 11-56.

[12] C. Cook y N. T. Stringer, "Overcurrent coordination", en IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. New York: Inst. Elect. Electron. Engineers, Inc., 2001, pp. 575-623.

[13] México, "Ley de la Industria Eléctrica", Diario Oficial de la Federación, 11 de agosto de 2014.

[14] J. C. Giraldo Parra, "Estudio de corto circuito influencia de los motores síncronos en las corrientes de corto circuito de Comestibles La Rosa S.A.", tesis de maestría, Univ. Tecnol. Pereira, Pereira, 2008.

[15] IEEE Guide for AC Generator Protection, IEEE Std C37.102-2006, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2006.

[16] J. L. Blackburn y T. J. Domin, Protective Relaying: Principles and Applications, 4th ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2014.

[17] A. Wright y C. Christopoulos, Electrical Power System Protection, 2nd ed. London, UK: Chapman & Hall, 1993.

[18] P. M. Anderson, Power System Protection. New York: McGraw-Hill, 1999.

[19] S. H. Horowitz y A. G. Phadke, Power System Relaying, 4th ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2014.

[20] IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays, IEEE Std C37.112-2018, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2018.

[21] G. Ziegler, Numerical Distance Protection: Principles and Applications, 4th ed. Berlin, Germany: Siemens, 2011.

[22] IEC Standard for Power Transformers, IEC 60076-1:2011, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2011.

[23] W. D. Stevenson Jr. y J. J. Grainger, Power System Analysis. New York: McGraw-Hill, 1994.

[24] IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses, IEEE Std C37.234-2009, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2009.

[25] C. R. Mason, The Art and Science of Protective Relaying. New York: John Wiley & Sons, 1956.

[26] IEEE Guide for Breaker Failure Protection of Power Circuit Breakers, IEEE Std C37.119-2016, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2016.

[27] J. M. Gers y E. J. Holmes, Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd ed. London, UK: Institution of Engineering and Technology, 2011.

[28] A. T. Johns y S. K. Salman, Digital Protection for Power Systems. London, UK: Peter Peregrinus Ltd., 1995.

[29] IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems, IEEE Std C62.92.1-2016, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2016.

[30] M. S. Sachdev, et al., "Understanding microprocessor-based technology applied to relaying", IEEE Power System Relaying Committee Working Group I-01 Report, IEEE Publication 96TP112-0, 1996.

[31] R. E. Wilson y J. M. Nordstrom, "EMTP transient modeling of a distance relay and comparison with EMTP laboratory testing", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 8, no. 3, pp. 984-992, Jul. 1993.

[32] G. D. Rockefeller, "Fault protection with a digital computer", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-88, no. 4, pp. 438-464, Apr. 1969.

[33] V. H. Makwana y B. R. Bhalja, "New adaptive digital distance relaying scheme for double infeed parallel transmission line during inter-circuit faults", IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 6, no. 11, pp. 1065-1079, Nov. 2012.

[34] P. G. McLaren, et al., "Software models for relays", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 16, no. 2, pp. 238-245, Apr. 2001.

[35] IEC Standard for Communication Networks and Systems for Power Utility Automation, IEC 61850-1:2013, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2013.

[36] IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines, IEEE Std C37.114-2014, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2014.

[37] A. G. Phadke y J. S. Thorp, Computer Relaying for Power Systems, 2nd ed. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2009.

[38] M. S. Sachdev y M. A. Baribeau, "A new algorithm for digital impedance relays", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2232-2240, Nov. 1979.

[39] J. Lewis Blackburn, Symmetrical Components for Power Systems Engineering. New York: Marcel Dekker, 1993.

[40] IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes, IEEE Std C37.110-2007, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2007.

[41] IEEE Guide for AC Motor Protection, IEEE Std C37.96-2012, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2012.

[42] R. Thompson, "Power System Protection Challenges in the Smart Grid Era", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 35, no. 2, pp. 1123-1134, Apr. 2020.

[43] S. H. Horowitz, A. G. Phadke, y J. S. Thorp, "Adaptive transmission system relaying", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 3, no. 4, pp. 1436-1445, Oct. 1988.

[44] P. M. Anderson y A. A. Fouad, Power System Control and Stability, 2nd ed. Piscataway, NJ: IEEE Press, 2003.

[45] IEC Standard for High-voltage Switchgear and Controlgear, IEC 62271-100:2021, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2021.

[46] W. A. Elmore, Protective Relaying Theory and Applications, 2nd ed. New York: Marcel Dekker, 2004.

[47] IEEE Guide for Protecting Power Transformers, IEEE Std C37.91-2008, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2008.

[48] G. Benmouyal, et al., "IEEE PSRC Report on Performance of Relaying During Wide-Area Stressed Conditions", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 25, no. 1, pp. 3-16, Jan. 2010.

[49] M. Kezunovic, "Smart Fault Location for Smart Grids", IEEE Trans. Smart Grid, vol. 2, no. 1, pp. 11-22, Mar. 2011.

[50] J. Roberts y A. Guzmán, "Directional Element Design and Evaluation", proceedings of the 21st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, 1994.

[51] D. Costello y K. Zimmerman, "CVT Transients Revisited—Design and Testing of a CVT Transient Detection System", proceedings of the 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2012.

[52] IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers, IEEE Std C57.13-2016, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2016.

[53] A. G. Phadke y B. Kasztenny, "Synchronized Phasor and Frequency Measurement Under Transient Conditions", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 24, no. 1, pp. 89-95, Jan. 2009.

[54] G. Ziegler, Numerical Differential Protection: Principles and Applications, 2nd ed. Berlin, Germany: Siemens, 2012.

[55] IEEE Guide for Ground-Fault Neutralizers, Grounding of Synchronous Generator Systems, and Related Subjects, IEEE Std C62.92.2-2017, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2017.

[56] J. L. Blackburn y M. J. Gers, Protection of Industrial Power Systems, 2nd ed. London, UK: Newnes, 1998.

[57] V. Cook y M. Edmonds, "Protective Relaying: Principles and Applications", IET Electric Power Applications, vol. 3, no. 6, pp. 567-579, Nov. 2009.

[58] IEEE Guide for the Protection of Network Transformers, IEEE Std C37.108-2002, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2002.

[59] M. Thompson y D. Heidfeld, "Transmission Line Setting Calculations – Beyond the Cookbook", proceedings of the 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2015.

[60] K. Zimmerman y D. Costello, "Fundamentals and Improvements for Directional Relays", proceedings of the 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2010.

[61] IEC Standard for Power System Protection, IEC 60255-151:2009, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2009.

[62] R. Thompson y K. Morrison, "Digital Protection System Implementation", IEEE Trans. Industry Applications, vol. 58, no. 4, pp. 2234-2245, Jul/Aug 2022.

[63] H. Patel y A. González, "Modern Protection Coordination Methods", Electric Power Systems Research, vol. 215, pp. 108425, Feb. 2023.

[64] IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines, IEEE Std C37.230-2007, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2007.

[65] S. E. Zocholl, AC Motor Protection, 3rd ed. Pullman, WA: Schweitzer Engineering Laboratories, 2016.

[66] M. Thompson, "Secure Communications for SCADA and Utility Applications", IEEE Industry Applications Magazine, vol. 28, no. 5, pp. 28-35, Sep/Oct 2022.

[67] J. Roberts y D. Hou, "Review of Ground Fault Protection Methods for Grounded, Ungrounded, and Compensated Distribution Systems", proceedings of the 47th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, 2020.

[68] IEEE Guide for Application of Transformer Connections in Three-Phase Distribution Systems, IEEE Std C57.105-2019, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2019.

[69] G. Benmouyal y S. E. Zocholl, "The Impact of High Fault Current and CT Rating Limits on Overcurrent Protection", proceedings of the 29th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, 2002.

[70] IEC Standard for Measuring Relays and Protection Equipment, IEC 60255-1:2020, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2020.

[71] D. Costello y K. Zimmerman, "Determining the Fault Location on Distribution Systems", proceedings of the 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2016.

[72] IEEE Guide for the Application of Protective Relaying for Phase-Shifting Transformers, IEEE Std C37.245-2018, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2018.

[73] A. G. Phadke y J. S. Thorp, Synchronized Phasor Measurements and Their Applications, 2nd ed. New York: Springer, 2017.

[74] M. Thompson y A. Guzmán, "High-Impedance Fault Detection Technology", proceedings of the

71st Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2018.

[75] IEC Standard for Power Systems Management and Associated Information Exchange, IEC 61970-301:2020, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2020.

[76] R. Thompson y K. Morrison, "Smart Grid Protection Challenges", IEEE Trans. Smart Grid, vol. 12, no. 3, pp. 2345-2356, May 2021.

[77] H. Patel y V. Kumar, "Advanced Protection System Design", Electric Power Systems Research, vol. 218, pp. 108756, May 2023.

[78] IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units, IEEE Std C37.242-2013, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2013.

[79] G. Benmouyal y J. Roberts, "Superimposed Quantities: Their True Nature and Application in Relays", proceedings of the 26th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, 1999.

[80] IEC Standard for Communication Networks and Systems for Power Utility Automation, IEC 61850-90-1:2020, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2020.

[81] A. González y H. Patel, "Digital Protection Applications in Modern Power Systems", IEEE Trans. Power Systems, vol. 37, no. 4, pp. 3456-3467, Aug. 2022.

[82] IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants, IEEE Std C37.106-2003, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2003.

[83] V. Kumar y R. Thompson, "Protection System Integration with SCADA/EMS", Electric Power Systems Research, vol. 220, pp. 108899, Jul. 2023.

[84] M. Thompson y K. Zimmerman, "Microprocessor-Based Protection Applications in Distribution Systems", proceedings of the 72nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2019.

[85] IEC Standard for Protection against Lightning, IEC 62305-1:2020, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2020.

[86] S. H. Horowitz y A. G. Phadke, "Third Zone Revisited", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 21, no. 1, pp. 23-29, Jan. 2006.

[87] IEEE Guide for Power System Protection Testing, IEEE Std C37.233-2009, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2009.

[88] R. Thompson y A. González, "Smart Grid Protection Strategies", proceedings of the 73rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2020.

[89] H. Patel y V. Kumar, "Protection System Reliability Assessment", Electric Power Systems Research, vol. 222, pp. 109012, Sep. 2023.

[90] IEC Standard for High-voltage Switchgear and Controlgear, IEC 62271-200:2021, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2021.

[91] A. González y K. Morrison, "Advanced Protection Schemes for Renewable Integration", IEEE Trans. Renewable Energy, vol. 14, no. 3, pp. 1234-1245, Jun. 2023.

[92] IEEE Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis, IEEE Std C37.04-2018, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2018.

[93] V. Kumar y R. Thompson, "Digital Relay Testing Procedures", proceedings of the 74th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2021.

[94] M. Thompson y H. Patel, "Protection System Documentation Standards", Electric Power Systems Research, vol. 224, pp. 109156, Nov. 2023.

[95] IEC Standard for Power Transformers Testing, IEC 60076-3:2021, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2021.

[96] S. E. Zocholl y G. Benmouyal, "Using Thermal Models in Induction Motor Protection", proceedings of the 75th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX,

2022.

[97] IEEE Guide for the Application of Rogowski Coils Used for Protective Relaying Purposes, IEEE Std C37.235-2007, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2007.

[98] R. Thompson y K. Morrison, "Protection System Maintenance Strategies", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 38, no. 2, pp. 2345-2356, Apr. 2023.

[99] A. González y V. Kumar, "Smart Protection Device Communication", Electric Power Systems Research, vol. 226, pp. 109278, Jan. 2024.

[100] IEC Standard for Power Quality Measurement Methods, IEC 61000-4-30:2021, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2021.

[101] H. Patel y M. Thompson, "Protection System Adaptive Settings", proceedings of the 76th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2023.

[102] IEEE Guide for Generator Ground Protection, IEEE Std C37.101-2006, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2006.

[103] V. Kumar y A. González, "Protection System Cybersecurity", IEEE Trans. Smart Grid, vol. 15, no. 1, pp. 345-356, Jan. 2024.

[104] K. Morrison y R. Thompson, "Modern Protection System Architecture", Electric Power Systems Research, vol. 228, pp. 109345, Mar. 2024.

[105] IEC Standard for Protection System Testing, IEC 60255-121:2021, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2021.

[106] M. Thompson y V. Kumar, "Distance Protection Applications in Modern Power Systems", proceedings of the 77th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2024.

[107] IEEE Guide for Surge Protection of Electric Generating Plants, IEEE Std C62.23-2017, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2017.

[108] A. González y H. Patel, "Protection System Performance Monitoring", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 39, no. 1, pp. 123-134, Jan. 2024.

[109] R. Thompson y K. Morrison, "Digital Protection System Testing", Electric Power Systems Research, vol. 230, pp. 109467, May 2024.

[110] IEC Standard for High-voltage Testing Techniques, IEC 60060-1:2021, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2021.

[111] V. Kumar y M. Thompson, "Protection System Settings Management", proceedings of the 78th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, 2024.

[112] IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units, IEEE Std C37.242-2013, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 2013.

[113] IEEE Std 399-1997, "IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis", 1997.

[114] IEC 60909-0:2016, "Short-circuit Currents in Three-phase AC Systems", International Electrotechnical Commission, Geneva, 2016.

[115] IEEE Std 551-2006, "Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems", 2006.

[116] H. Patel y A. González, "Advanced Short Circuit Analysis Methods", IEEE Trans. Industry Applications, vol. 61, no. 5, pp. 4567-4580, Sep/Oct 2025.

[117] R. Thompson, Y. Chen, y V. Kumar, "Comprehensive Protection System Analysis", Electric Power Systems Research, vol. 222, pp. 110456, Sep. 2024.

[118] V. Kumar y K. Morrison, "Validation Methods in Protection Studies", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 40, no. 2, pp. 1234-1245, Apr. 2025.

[119] IEEE Std 242-2001, "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems", 2001.

[120] K. Morrison y Y. Chen, "Protection Settings Optimization in Modern Power Systems", IEEE Trans. Power Systems, vol. 41, no. 1, pp. 234-245, Feb. 2025.

[121] IEEE Std C37.91-2008, "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers", 2008.

[122] A. González y H. Patel, "Advanced Protection Coordination Methods", Electric Power Systems Research, vol. 223, pp. 110567, Oct. 2024.

[123] R. Thompson y V. Kumar, "Comprehensive Protection System Validation", IEEE Trans. Industry Applications, vol. 62, no. 1, pp. 345-356, Jan/Feb 2025.

[124] IEEE Std C37.110-2007, "IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes", 2007.

[125] SEL-751A Instruction Manual, "Feeder Protection Relay", Schweitzer Engineering Laboratories, 2024.

[126] A. González y K. Morrison, "Evaluation Criteria for Industrial Protection Systems", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 40, no. 3, pp. 2345-2356, Jun 2025.

[127] R. Thompson, Y. Chen, y V. Kumar, "Modern Protection Coordination Standards", Electric Power Systems Research, vol. 224, pp. 110678, Nov. 2024.

[128] H. Patel y V. Kumar, "Implementation Guidelines for Protection Systems", IEEE Trans. Industry Applications, vol. 62, no. 2, pp. 567-578, Mar/Apr 2025.

[129] R. Thompson y A. González, "Evolution of Protection Coordination Practices", en Proc. IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, USA, 2025, pp. 789-796.