



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

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIONES EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO
LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PRESENTADO PREVIO A LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

AUTOR:

Cristian Stalin Chicaiza Santafe

TUTOR:

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado M.Sc.

LATACUNGA – ECUADOR
AGOSTO 2024

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo CHICAIZA SANTAFE CRISTIAN STALIN declaro ser autor del presente proyecto de investigación: UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA, siendo el Ing. XAVIER ALFONSO PROAÑO MALDONADO tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

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

Latacunga, agosto 20, 2024

.....

Chicaiza Santafe Cristian Stalin
C.C: 0504027657

AVAL DEL TUTOR

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA”, de **Cristian Stalin Chicaiza Santafe** de la carrera de Electricidad, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de ciencias de la ingeniería y aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 20 agosto, 2024

.....
Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado
C.C: 0502656424
TUTOR

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de ciencias de la ingeniería y aplicadas; por cuanto, el postulante: **Cristian Stalin Chicaiza Santafe** con el título de Proyecto de titulación: **UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA** han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

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

Latacunga, 20 agosto, 2024

Para constancia firman:

Lector 1 (Presidente)
Ing. M.Sc. Gabriel Pesantez
CC: 0301893889

Lector 2
Ing. M.Sc. Walter Rueda
CC: 053689895

Lector 3
Ing. M.Sc. Mullo Mauricio
CC: 0503755183

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

Nombre del estudiante:

CHICAIZA SANTAFE CRISTIAN STALIN

AVAL DE TRADUCCIÓN- Profesional Externo

Malena Nataly Tapia Vargas con cédula de identidad número: 0550251185 Licenciada: **En Ciencias de la educación mención inglés**, con número de registro de la SENESCYT: 1020-2022-2461526; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: **“Ubicación de los elementos de protecciones en sistemas eléctricos de distribución considerando la confiabilidad del sistema”** de **Chicaiza Santafe Cristian Stalin**, egresados de la **Carrera De Electricidad**, perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**.

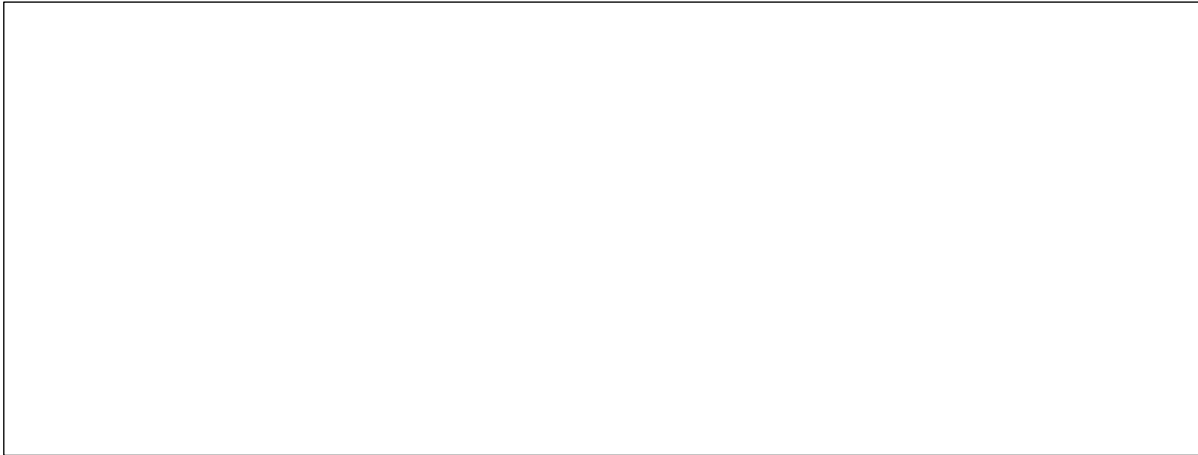
En virtud de lo expuesto y para constancia de lo mismo se registra la firma respectiva.

Latacunga, 14 agosto, 2024

.....
Lic.: Malena Nataly Tapia Vargas
CI: 0550251185

CERTIFICACIÓN DE INFORME DE SIMILITUD

En mi calidad de Tutor del Proyecto de Investigación con el tema: “**Ubicación de los elementos de protecciones en sistemas eléctricos de distribución considerando la confiabilidad del sistema**”, del estudiante **Cristian Stalin Chicaiza Santafe**, de la carrera de Electricidad, remito la captura de pantalla del reporte del sistema de reconocimiento de texto Turnitin, con un porcentaje de coincidencias del %; y, expreso una vez más, mi conformidad en cuanto a la dirección del trabajo de titulación.



Particular que comunico a usted para los fines pertinentes.

Latacunga, 21 de agosto 2024

.....
Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado M.Sc.
C.C: 0502656424
TUTOR

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento se dirige a mi madre y abuelita, ustedes han sido siempre el motor que impulsa mis sueños y esperanzas, quienes estuvieron siempre a mi lado en los días y noches, durante mis horas de estudio. Siempre han sido mis mejores apoyo y guías de vida. Hoy cuando concluyo una pequeña parte mis estudios, les dedico a ustedes este logro, como una meta más conquistada. Esperando que estén orgullosos de mí y que estén a mi lado en este momento tan importante de mi vida. Gracias por amarme, quererme y por siempre creer en mí.

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a toda mi familia, quienes confiaron en mí y me brindaron su apoyo incondicional.

De igual manera, a mis amigos que me han echado una mano hasta cuando menos lo pedía. Sus consejos y palabras de ánimo han sido un gran apoyo y me han motivado a seguir adelante, a pesar de los obstáculos

CRISTIAN CHICAIZA

DEDICATORIA

Le dedico el resultado de este trabajo a mi familia y amigos. Principalmente, a mi madre María Santafe siendo a la vez padre y madre para mí, que me apoya y encamina en esta vida. Gracias por enseñarme a afrontar las dificultades y nunca rendirme, que aun que pase el tiempo debo seguir mis sueños hasta cumplirlos. Me han enseñado a ser la persona que soy hoy, mis principios, mis valores, mi perseverancia y mi empeño. Todo esto con una forma particular de amar, sin pedir nada a cambio. También le dedico este trabajo a mi abuelita Soledad, que siempre está cuidando de mí.

CRISTIAN CHICAIZA

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADAS

TITULO: “UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA”

Autor:

Chicaiza Santafe Cristian Stalin

RESUMEN

Los sistemas eléctricos de distribución están en constante crecimiento debido al incremento de la demanda de energía. Por lo tanto, es fundamental determinar la ubicación óptima de los elementos de protección para mejorar tanto la eficiencia como la confiabilidad de las redes. Esta investigación se centra en evaluar el impacto de la confiabilidad, para ello se implementa una estrategia que busca la ubicación óptima de los dispositivos de protección, utilizando un modelo matemático basado en programación lineal. El objetivo principal es minimizar el índice de confiabilidad SAIFI y encontrar la mejor ubicación para los elementos de protección. Para ello, se toman en cuenta normativas y regulaciones de confiabilidad, así como la identificación de fallas permanentes y temporales que afectan a los usuarios del sistema eléctrico. La implementación y validación del modelo se realiza a través del lenguaje de programación AMPL, complementado con el uso del software PowerFactory para modelar el sistema eléctrico y evaluar la confiabilidad tras la implementación de los dispositivos de protección. Los resultados obtenidos respaldan la metodología aplicada, demostrando su efectividad en la mejora de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución y proporcionando una base sólida para futuras optimizaciones en el ámbito de la ingeniería eléctrica

Palabras clave: confiabilidad de sistemas eléctricos, análisis determinístico, fallas temporales, indisponibilidad promedio, connotación de pérdidas.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI
FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

**THEME: “LOCATION OF PROTECTION ELEMENTS IN ELECTRICAL
DISTRIBUTION SYSTEMS CONSIDERING THE RELIABILITY OF THE SYSTEM”**

Author:

Chicaiza Santafe Cristian Stalin

ABSTRACT

Electrical distribution systems are constantly growing due to increasing energy demand. Therefore, it is essential to determine the optimal location of protection elements to improve networks' efficiency and reliability. This research focuses on assessing the impact of reliability by implementing a strategy that seeks the optimal location of the protection devices using a mathematical model based on linear programming. The main objective is to minimize the SAIFI reliability index and find the best location for the protection elements. For this purpose, reliability standards and regulations are taken into account, as well as the identification of permanent and temporary faults that affect the users of the electricity system. The implementation and validation of the model are carried out using the AMPL programming language, complemented by the use of PowerFactory software to model the electrical system and evaluate reliability after the protection devices' implementation. The results support the applied methodology, demonstrating its effectiveness in improving the reliability of electrical distribution systems and providing a solid basis for future optimizations in the electrical engineering field.

Keywords: reliability of electrical systems, deterministic analysis, temporal failures, average unavailability, connotation of losses.

ÍNDICE

1.	INFORMACIÓN GENERAL	1
2.	INTRODUCCIÓN.....	2
2.1	Situación problemática	3
2.2	Formulación del problema	4
2.3	OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	4
2.3.1	Objeto de Investigación	4
2.3.2	Campo de Acción	4
2.4	BENEFICIARIOS	4
2.4.1	Directo	4
2.4.2	Indirecto.....	4
2.5	JUSTIFICACIÓN	5
2.6	OBJETIVOS	6
2.6.1	General.....	6
2.6.2	Específicos.....	6
2.6.3	Sistemas de tareas.....	6
3	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	7
3.1	Antecedentes	7
3.2	Sistema eléctrico de distribución	13
3.2.1	Clasificación de sistema de distribución según al tipo de carga.....	14
3.2.2	Clasificación de las cargas de acuerdo a la confiabilidad	14
3.2.3	Fallas en la red de distribución.....	15
3.3	Elementos de Protección en sistemas de distribución.....	15
3.3.1	Consideraciones de coordinación de protección.	16

3.4	Índices de confiabilidad	17
3.4.1	IEEE Std 1366 TM -2012	17
3.4.2	Tasas de fallas.....	18
3.4.3	La tasa de reparación	18
3.4.4	Indisponibilidad promedio.....	18
3.5	Regulaciones de confiabilidad	19
3.5.1	Regulación Europea.....	19
3.5.2	Regulación en la en América Latina y el Caribe	19
3.5.3	Regulación de ARCERNR 002/20	20
4	MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS	21
4.1	Gestión de tareas	21
4.2	Obtención de datos.....	23
4.2.1	Determinar el sistema eléctrico de distribución	23
4.2.2	Recopilación de datos de fallas	24
4.2.3	Regulaciones de confiabilidad.....	24
4.3	Modelo Matemático IMPLEMENTADO EN AMPL	26
4.3.1	Modelo matemático	26
4.3.2	Implementación en AMPL	27
4.4	Validación de modelo	31
4.4.1	Caso de estudio 1	31
4.4.2	Caso de estudio 2.....	34
5	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	36
5.1	Caso de estudio 1	36
5.1.1	Comparación de ubicación de protecciones caso 1	37
5.2	Caso de estudio 2	38

5.2.1	Comparación de ubicación de protecciones caso 2	39
5.3	Caso de estudio 3 Brigada patria	40
5.3.1	Ubicación de elementos de protección en la red eléctrica Brigada Patria.....	46
5.3.2	Análisis de confiabilidad Brigada Patria	47
5.3.3	Comparación entre escenarios con protecciones	48
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	51
6.1	Conclusiones	51
6.2	Recomendaciones	52
7	REFERENCIAS	53
8	ANEXOS	58

ÍNDICE FIGURAS

Figura 4.1 Diagrama de flujo de la Metodología.....	22
Figura 4.2 Sistema eléctrico radial con 9 cargas [5].....	32
Figura 4.3 Sistema radial aéreo de 9 puntos de carga, caso 2 [45].....	34
Figura 5.1 Sistema eléctrico de distribución - Brigada Patria [46].	40
Figura 5.2 Diagrama unifilar Brigada Patria	41
Figura 5.3 Comparación entre escenarios y resultados de confiabilidad	48
Figura 5.4 Comparación de índices de confiabilidad entre escenarios.....	50

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Sistema de tareas	6
Tabla 3.1 Análisis global de estudios sobre la confiabilidad de los sistemas eléctricos.	10
Tabla 3.2 Análisis en Sudamérica de estudios sobre la confiabilidad de los sistemas eléctricos.	11
Tabla 3.3 Análisis en Ecuador de estudios sobre la confiabilidad de los sistemas eléctricos.	12
Tabla 3.4 Clasificación de los sistemas de distribución [32].	13
Tabla 3.5 Clasificación de los sistemas de distribución [33].	14
Tabla 3.6 Clasificación de la carga según la confiabilidad [33].....	14
Tabla 3.7 Tipos de fallas en la red de distribución [34].	15
Tabla 3.8 Elementos de Protección contra sobrecorriente y sobretensión [37].....	16
Tabla 3. 9 Índices de confiabilidad [6].....	17
Tabla 3.10 Consideración de interrupciones en distintos países europeos [42].	19
Tabla 3.11 Empresas Investigadas y con información disponible de Calidad [43].....	20
Tabla 3.12 Índices SAIDI y SAIFI por empresa de distribución de energía eléctrica [43].....	20
Tabla 4.1 Identificación de número de usuarios y su correspondiente carga eléctrica.	25
Tabla 4.2 Datos de confiabilidad del sistema de prueba, caso 1 [5].....	33
Tabla 4.3 Ubicación de elemento de protección por AMPL	33
Tabla 4. 4 Datos de los componentes para el sistema radial, caso 2 [45].....	35
Tabla 4.5 Ubicación de elemento de protección por AMPL	35
Tabla 5.1 Resultados de ubicación de protecciones caso de estudio 1 [5].	36
Tabla 5.2 Resultados de ubicación de protecciones por programación AMPL.....	37
Tabla 5.3 Comparación de resultados entre programación de compensación y AMPL.....	38
Tabla 5.4 Resultados de ubicación de protecciones caso de estudio 2 [45].	38
Tabla 5.5 Resultados de ubicación de protecciones por programación AMPL.....	38

Tabla 5.6 Comparación de resultados entres programación difusa y AMPL.....	39
Tabla 5.7 Datos del sistema eléctrico de distribución - Brigada Patria.....	42
Tabla 5.8 Limites mínimo y máximo de SAIFI.....	43
Tabla 5.9 Ubicación de protecciones en la red eléctrico Brigada Patria escenario 1	44
Tabla 5.10 Ubicación de protecciones en la red eléctrico Brigada Patria escenario 2	44
Tabla 5.11 Ubicación de protecciones en la red eléctrico Brigada Patria escenario 3	45
Tabla 5.12 Ubicación de protecciones en la red eléctrico Brigada Patria escenario 4	45
Tabla 5.13 Ubicación de protecciones en red eléctrico Brigada Patria escenario 5	46
Tabla 5.14 Resultados de ubicación de protecciones por AMPL – Brigada Patria.....	47
Tabla 5.15 Índices de confiabilidad escenario cero.....	47
Tabla 5.16 Índices de confiabilidad mediante PowerFactory.....	47

1. INFORMACIÓN GENERAL

Tema del proyecto: Ubicación de los elementos de protecciones en sistemas eléctricos de distribución considerando parámetros de confiabilidad.

Modalidad de Titulación:

Propuestas Tecnológicas

Proyectos de Investigación

Carrera: Ingeniería en Electricidad.

Trabajo de Titulación Vinculado al Proyecto Desarrolló de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

Equipo de Trabajo del Trabajo de Titulación:

Estudiante: Chicaiza Santafé Cristian Stalin

Tutor: Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado M.Sc.

Consultor externo:

Ing. Gabriel Pesantez M.Sc.

Ing. Wilian Guamán M.Sc.

Área de Conocimiento: 07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación: Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

Sublíneas de investigación de la Carrera: Explotación y diseño de Sistemas Eléctricos de Potencia

2. INTRODUCCIÓN

En el presente documento se llevará a cabo la investigación para la ubicación de elementos de protección en el sistema eléctrico de distribución, considerando la confiabilidad del sistema, con el objetivo principal de aumentar la confiabilidad de la red eléctrica. Este estudio abordará un aspecto crucial para garantizar un suministro de energía continuo y eficiente en un entorno en constante evolución, donde la demanda de electricidad es cada vez mayor y los sistemas eléctricos se vuelven más complejos.

La ubicación adecuada de dispositivos de protección es una práctica esencial para mejorar la calidad del suministro eléctrico. Al optimizar la eficiencia energética y reducir las interrupciones, se asegura un servicio más confiable para los usuarios. Las redes de distribución, encargadas de entregar la energía eléctrica a los usuarios finales, son fundamentales para el suministro de este servicio. Dado su papel crucial, los organismos reguladores del sector eléctrico establecen estándares de calidad que los operadores de red deben cumplir mediante políticas de mejora continua [1].

Las redes de distribución que entregan la energía eléctrica a los usuarios finales son cruciales para el suministro de este servicio. En términos generales, se puede afirmar que esto se refiere a la generación y distribución de energía eléctrica [2]. Por esta razón, los organismos reguladores del sector eléctrico establecen estándares de calidad para los operadores de la red a través de políticas de mejora continua. En este contexto, las empresas de distribución tienen la responsabilidad de elaborar planes de acción que garanticen la confiabilidad [3].

Este proceso de ubicación de elementos de protección no solo busca asegurar la continuidad del servicio eléctrico, sino también garantizar la eficiencia y minimizar el índice de confiabilidad específico [4]. Para lograr estos objetivos, se deben considerar una serie de factores, como la topología de la red eléctrica, el número de usuarios, la capacidad de carga, la sensibilidad a perturbaciones, tasas de fallas, la coordinación entre dispositivos de protección y otros aspectos técnicos [5].

Este trabajo se enfoca en explorar y analizar un método para determinar la ubicación óptima de los elementos de protección en sistemas eléctricos de distribución, con énfasis en la confiabilidad. A lo largo de la investigación, se examinarán estrategias y herramientas que permitan tomar decisiones informadas sobre la ubicación de estos dispositivos, con el fin de mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

2.1 Situación problemática

Debido a la extensión de los sistemas de distribución, la diversidad en la demanda, encontrar la ubicación ideal de elementos de protección en media tensión se plantea como un desafío combinatorio, lo cual genera múltiples soluciones factibles. Para abordar este desafío, es esencial emplear una metodología de optimización y análisis de confiabilidad, considerando factores como la topología de la red, los patrones de consumo, número de clientes, y los requisitos regulatorios.

Los indicadores de confiabilidad tales como SAIFI, SAIDI, CAIDI, CAIFI, entre otros juegan un papel crucial en la planificación y análisis de sistemas eléctricos. Estos índices permiten evaluar la confiabilidad de la red de distribución, midiendo la frecuencia y duración de las interrupciones del suministro eléctrico. Al proporcionar datos fundamentales, estos indicadores facilitan la identificación de áreas problemáticas y considerar la implementación de mejoras para la red.

Lo que me permite una planificación a corto, mediano y largo plazo de la red eléctrica cumpliendo con los indicadores establecidos por la Regulación No. ARCERNR 002/20 [7]. El objetivo es reducir las tasas de fallas en el Sistema Eléctrico de Distribución, haciendo que la ubicación de los elementos de protección sea esencial para un mejor desempeño del sistema. Así, la correcta ubicación de estos dispositivos ayude a optimizar el funcionamiento general de la red eléctrica.

2.2 Formulación del problema

La mala ubicación de las protecciones incide de manera negativa en la confiabilidad del sistema de distribución.

2.3 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

2.3.1 Objeto de Investigación

Elementos de protección y confiabilidad en los sistemas eléctricos.

2.3.2 Campo de Acción

330000 Ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.99 Transmisión y Distribución.

2.4 BENEFICIARIOS

2.4.1 Directo

Proveedores del servicio eléctrico, mejorando de la eficiencia operativa al minimizar el tiempo de inactividad causado por interrupciones.

2.4.2 Indirecto

Usuarios finales, obteniendo mayor confiabilidad en el suministro eléctrico, lo que garantizando un servicio más constante y estable.

2.5 JUSTIFICACIÓN

Desde el punto de vista investigativo, el propósito es desarrollar el análisis con la finalidad de reducir los indicadores de confiabilidad relacionados a la Regulación No. ARCERNNR 002/20 “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”. Según [7], la distribuidora atenderá la solicitud del servicio según su planificación y disponibilidad de recursos. Si el solicitante requiere el servicio en un plazo menor al planificado, podrá financiar la expansión de la red, y la distribuidora se encargará de su ejecución, exceptuando los costos de acometida, protección, seccionamiento, medidor y puesta a tierra, que serán cubiertos por la distribuidora.

Las interrupciones en las redes de distribución son uno de los principales problemas que afectan la confiabilidad del suministro eléctrico. En una ciudad en expansión, donde la demanda de energía es alta, estas interrupciones pueden tener un impacto negativo en la comunidad, afectando tanto a residentes como a empresas y comercios. La correcta ubicación de elementos de protección se convierte en una estrategia clave para mejorar la confiabilidad del sistema, asegurando un suministro constante y evitando fallos que puedan perjudicar a los usuarios.

La ubicación óptima de estos elementos no solo mejora la confiabilidad, sino que también genera beneficios operativos y económicos tanto para los proveedores de servicios eléctricos como para los consumidores. Al reducir las interrupciones y mejorar la calidad del suministro eléctrico, se fortalece la confianza de los usuarios en el sistema, lo que a su vez contribuye al cumplimiento de las normativas y estándares establecidos.

2.6 OBJETIVOS

2.6.1 General

- Determinar la ubicación óptima de los elementos de protección en sistemas eléctricos, para mejorar los índices de confiabilidad del sistema.

2.6.2 Específicos

- Investigar metodologías que permitan mejorar la confiabilidad mediante la aplicación de un algoritmo de optimización.
- Evaluar el algoritmo para la ubicación de las protecciones considerando la confiabilidad, aplicando con diferentes casos de estudio para comprobar su veracidad.
- Modelar el alimentador del sistema eléctrico de distribución Brigada Patria.
- Implementar un modelo matemático que permita la ubicación óptima de los elementos de protección en el sistema eléctrico de distribución Brigada Patria.

2.6.3 Sistemas de tareas

La Tabla 2.1 proporciona un desglose detallado de las tareas requeridas para realizar la investigación.

Tabla 2.1 Sistema de tareas

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Investigar mediante una revisión bibliográfica de la literatura de los modelos matemáticos, para evaluación de la confiabilidad.	Revisión bibliográfica de los modelos matemáticos y herramientas de confiabilidad en el sector eléctrico.	Marco teórico y revisión bibliográfica de los modelos matemáticos.	Bibliografía vinculada al tema de investigación, Artículos publicados de la IEEE, Tesis
Describir el modelo matemático para la ubicación de elementos de protección.	Programación del algoritmo en AMPL	Ubicación óptima de los elementos de protección considerando la mera en la confiabilidad.	Software de programación lineal y no lineal AMPL
Implementar el modelo matemático enfocado en la ubicación de elementos de protección en el sistema eléctrico de distribución.	Utilización de la programación realizada en la solución del sistema de distribución a resolver. Modelación del sistema de distribución el software DIgSILENT	Diagrama del sistema eléctrico de distribución con las protecciones implementadas correspondientes.	Herramienta de programación lineal y no líneas AMPL y software de simulación de la red eléctrica DIgSILENT PowerFactory.

3 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En este capítulo, se exploran los principios teóricos que respaldan la investigación, estableciendo una base sólida para el análisis subsiguiente. En la Sección 3.1, se revisan los estudios previos que fundamentan esta investigación. La Sección 3.2 se centra en los sistemas eléctricos de distribución. En la Sección 3.3, se abordan los Elementos de Protección en sistemas de distribución, mientras que la Sección 3.4 se abordan los principales índices de confiabilidad del sistema eléctrico de distribución. La Sección 3.5 presenta las regulaciones sobre la confiabilidad en sistemas eléctricos.

3.1 ANTECEDENTES

El autor de [8] estableció un nuevo método analítico para evaluar la confiabilidad, denominado Modelado Jerárquico de Markov. Este método permite calcular tanto la frecuencia anual esperada de interrupciones como la duración estimada de estas interrupciones para cada cliente. Además, se desarrolló una métrica innovadora de confiabilidad, denominada Costo Total de Confiabilidad (TCR), que integra los costos tanto para las compañías de servicios públicos como para los clientes finales. Esta métrica proporciona una visión más completa del impacto económico de las interrupciones en el suministro eléctrico. Utilizando estas medidas, el diseño del sistema de protección fue optimizado para mejorar la eficacia y reducir los costos asociados, asegurando una gestión más eficiente y económica de la confiabilidad del sistema eléctrico.

Kagan et al. [9] proponen un enfoque integral que va más allá de la simple introducción de dispositivos de protección, abordando la eficiencia del sistema desde múltiples perspectivas. La reconfiguración de la red se considera como una medida estratégica para mejorar la distribución de la carga eléctrica, mientras que la representación zonal proporciona una visión detallada de las áreas críticas que requieren una atención prioritaria. La evaluación del costo/beneficio, por su parte, garantiza una toma de decisiones informada, considerando no solo la efectividad de los dispositivos de protección, sino también su impacto financiero en relación con los beneficios esperados. En conjunto, este enfoque integral que busca no solo mejorar la confiabilidad, sino también mejorar la eficiencia operativa y económica de las redes de distribución primaria.

La utilización de un modelo matemático binario como una herramienta eficaz para abordar la complejidad de identificar tanto el tipo como la ubicación de los dispositivos de protección. El algoritmo propuesto, busca reducir significativamente el tiempo de cómputo necesario para realizar estas evaluaciones críticas. La función objetivo, centrada en la minimización del índice SAIFI, subraya el compromiso con la mejora directa de la confiabilidad del sistema eléctrico, evidenciando un enfoque pragmático y eficiente en la resolución de problemas [4].

Según [10] se introduce un modelo destinado a un enfoque integral al introducir una metodología diseñada para no solo identificar, sino también reducir los índices de duración y frecuencia de fallas en redes de distribución primaria. La novedad de este enfoque radica en la consideración integral de los índices de calidad del servicio, incorporando no solo las tasas promedio de falla sino también el tiempo requerido para restablecer el servicio. Esta perspectiva abarcadora refleja un compromiso con la mejora global de la eficiencia y confiabilidad del sistema, garantizando una atención equilibrada tanto a la prevención como a la pronta recuperación de eventos adversos en la red eléctrica.

En [11] se presenta una formulación matemática detallada para abordar el problema de ubicación de dispositivos de protección. Este enfoque se distingue por su consideración estratégica al evaluar la posibilidad de añadir dispositivos de protección en ubicaciones específicas con el objetivo de mejorar el índice de confiabilidad de la red ICR (Índice de Costo de Confiabilidad). El modelo matemático propuesto se caracteriza como un problema de programación no lineal entero, lo que implica una formulación más robusta y adaptativa. La función objetivo, de naturaleza no lineal, está diseñada para maximizar la mejora en el ICR, y está sujeta a un conjunto de restricciones lineales que garantizan la viabilidad del modelo. Para resolver eficientemente este desafío matemático complejo, se emplea un algoritmo evolutivo.

El estudio realiza un análisis detallado para determinar la ubicación y coordinación óptima de fusibles y reconectores en sistemas de distribución, utilizando una método practico avanzada, según [12]. Para validar la eficacia de los ajustes en las protecciones, se llevan a cabo pruebas prácticas con sistemas reales utilizando el software PSCAD/EMTDC. Esta validación, basada en escenarios reales, refuerza la robustez y aplicabilidad de la metodología propuesta y proporciona una evaluación más rigurosa y precisa del comportamiento de las protecciones en entornos de

distribución de energía eléctrica. La combinación de análisis práctico y pruebas prácticas mejora significativamente la eficiencia y fiabilidad de los sistemas de protección.

Toro et al. [13] en su propuesta, desarrolla un modelo matemático de tipo binario para determinar la ubicación estratégica de elementos de protección. La técnica empleada implica la división del circuito de distribución en una sección principal y sus ramales laterales, ofreciendo así un enfoque detallado y específico. El objetivo principal de este trabajo es mejorar los índices de confiabilidad, en particular, SAIFI y ASIFI, reflejando un compromiso con la eficiencia y la calidad del suministro eléctrico. La resolución del modelo se lleva a cabo mediante el uso del software de modelación GAMS, lo que agrega un componente práctico y eficiente al proceso. Esta elección de software destaca la aplicabilidad y versatilidad del modelo propuesto, permitiendo una implementación efectiva y una obtención de soluciones en la ubicación de elementos de protección en sistemas de distribución eléctrica.

En [14] se propone una metodología integral que busca la ubicación de reconectores y fusibles en sistemas de distribución con el objetivo de mejorar significativamente los indicadores de confiabilidad, en particular, SAIFI y MAIFI. Para abordar este desafío, desarrolla una metodología que ofrece dos estrategias distintas: la primera implica el uso de un software de programación, mientras que la segunda se basa en la aplicación de un algoritmo genético. La utilización de un software de programación resalta la precisión y la capacidad de abordar problemas complejos de ubicación de elementos de protección en sistemas de distribución. Por otro lado, la implementación de un algoritmo genético destaca un enfoque evolutivo adaptativo.

Alzate et al. [15] proponen una metodología para la ubicación de elementos de protección en sistemas de distribución de energía. Utiliza un modelo de programación lineal binario para minimizar los indicadores de la frecuencia y duración media de interrupciones (SAIFI y SAIDI) causadas por fallas permanentes y temporales en sistemas radiales. Se aplican restricciones técnicas y económicas, incluyendo la coordinación de protecciones y costos de inversión. El modelo se basa en una formulación previa y se resuelve con el solver DICOPT en GAMS. La validación se realiza con éxito en dos sistemas de prueba de la literatura especializada, respaldando la eficacia de la metodología.

En la Tabla 3.1 se puede observar un resumen general de los estudios a nivel Global sobre la confiabilidad en sistemas eléctricos.

Tabla 3.1 Análisis global de estudios sobre la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Referencia	Tema	Institución o Revista	Principales contribuciones
[16]	Reliability modeling and analysis during development regional power grids based on new technology	Institución educativa presupuestaria del estado federal educación más alta "Universidad Técnica Estatal de Novosibirsk"	Identificación y propuesta de soluciones para mejorar la seguridad, confiabilidad y productividad de las redes eléctricas regionales (REG). Se destaca la importancia de introducir nuevos métodos y mejorar los existentes para fundamentar soluciones técnicas que aseguren un funcionamiento fiable y un desarrollo innovador de estas redes. Además, se señala la creación de un sistema de gestión de activos de producción (SUPA) y la implementación de nuevas tecnologías, como sistemas de almacenamiento de electricidad, elementos estructurales compuestos de líneas aéreas y nuevos equipos de automatización.
[17]	Reliability Enhancement of Electric Distribution Network Using Optimal Placement of Distributed Generation	CECOS University of Information Technology and Emerging Sciences	El aporte principal de este artículo es la evidencia de cómo la instalación adecuada de Generación Distribuida (DG) en ubicaciones estratégicas dentro de una red de distribución eléctrica puede mejorar significativamente la confiabilidad de la red. Los resultados mostraron que la instalación de DG cerca de los centros de carga redujo de manera notable los índices de confiabilidad, como SAIFI (Frecuencia de Interrupciones por Cliente), SAIDI (Duración de Interrupciones por Cliente) y EENS (Energía No Suministrada), con reducciones del 40%, 25% y 25% respectivamente.
[18]	Optimal DG allocation and sizing in presence of storage systems considering network configuration effects in distribution systems	Department of Electrical and Computer Engineering, Shahrood University, Shahrood, Iran	El artículo aborda tres parámetros cruciales en los sistemas de distribución: pérdidas, ENS (Energía no suministrada) y costos asociados con las Generaciones Distribuidas (DGs). Se propone un enfoque para calcular el ENS en presencia de DGs y sistemas de almacenamiento. Luego, se establece el problema de minimizar las pérdidas y el ENS mediante la simulación del problema DSR (Respuesta del lado de la demanda) junto con la asignación y dimensionamiento óptimo de DGs, resolviéndolo mediante el algoritmo NSGA-II. Este enfoque permite optimizar por separado las pérdidas, ENS y costos de cada topología bajo cargas y restricciones específicas.
[19]	Reliability Analysis Techniques in Distribution System: A Comprehensive Review	Department of Electrical and Electronics Engineering, School of Engineering, Pokhara	El artículo aborda la importancia de la confiabilidad en el suministro de electricidad, subrayando que esta se mide inversamente con la duración de las interrupciones del servicio. La confiabilidad depende de fallos en el sistema, la velocidad de los sistemas de protección, el mantenimiento preventivo y la motivación del personal técnico. Destaca la relevancia de un estudio detallado del sistema de distribución, ya que afecta la reputación de la utilidad, la satisfacción del cliente y los ingresos. Además, se han analizado diferentes índices de confiabilidad y metodologías
[20]	Reliability Assessment of Distribution Systems	Norwegian University of Science and Technology	El autor destaca la importancia de un sistema de suministro eléctrico estable y confiable para el crecimiento tecnológico y económico de una nación. Enfatiza que el 90% de las interrupciones del servicio al cliente son causadas por fallos en el sistema de distribución, lo que hace esencial evaluar la confiabilidad y considerar los costos o pérdidas asociados con las fallas de energía en la planificación y operación de los sistemas. El estudio presentado se centra en el análisis de confiabilidad de una red de distribución en Bután.

En la Tabla 3.2 presenta un resumen general de los estudios centrados en Sudamérica sobre la confiabilidad en sistemas eléctricos.

Tabla 3.2 Análisis en Sudamérica de estudios sobre la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Referencia	Tema	Institución o Revista	Principales contribuciones
[21]	Evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad para redes eléctricas de distribución	Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría Cuba	Este trabajo radica en proporcionar una visión general de la evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad en las redes eléctricas de distribución y en destacar que la elección de un método específico depende no solo de la disponibilidad de datos y regulaciones, sino también del enfoque del estudio, las variantes seleccionadas durante el diseño y las opciones de mejora de la confiabilidad durante la explotación y gestión de mantenimiento. Además, se concluye que no existe uniformidad en la aplicación de estos métodos y indicadores entre las empresas distribuidoras.
[22]	Mejoramiento de la Estabilidad de Tensión con un DSTATCOM en una Microrred Integrada por GD Solar Fotovoltaica y Convencional	Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan - CONICET, San Juan, Argentina	Este artículo presenta un estudio sobre el aislamiento de una microrred y su comportamiento de tensión ante una falla en el alimentador que conecta los sistemas de red de distribución y la microrred (MRE). Se utilizaron modelados dinámicos de generación distribuida (GD) solar fotovoltaica y convencional para analizar el comportamiento transitorio de la MRE. Los resultados muestran que la incorporación del DSTATCOM mejora y mitiga las caídas y oscilaciones de tensión durante una falla.
[23]	Plan de mantenimiento para sistemas reemplazables basado en un análisis de confiabilidad considerando modos de falla dependientes	Corporación mexicana de investigación en Materiales	El autor destaca la importancia de considerar la dependencia entre modos de falla en la metodología del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM). La investigación subraya que muchos modelos de confiabilidad suponen independencia entre modos de falla, lo que puede llevar a una sobreestimación del mantenimiento necesario. Este sobre mantenimiento puede resultar en planes de mantenimiento ineficaces y costosos.
[24]	Límites de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución Un enfoque Técnico-Económico	Universidad de Concepción – Chile	Proporciona una revisión del estado del arte sobre la regulación del mercado eléctrico, la calidad de suministro y la integración calidad-precio, con el objetivo de definir estándares para la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución (SED). La investigación concluye que es necesario integrar el valor de la continuidad del suministro en la regulación. Se observa que los estándares internacionales presentan diferencias significativas en la valoración de la calidad del servicio, y que la falta de uniformidad en su definición refleja la complejidad del tema.
[25]	Evaluación de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica en desregulación	Revista facultad de ingeniería, U.T.A. (CHILE)	Este artículo presenta la demostración de cómo la matriz de estados del sistema, simplificada bajo ciertas condiciones, puede facilitar la estimación de tasas de falla y disponibilidad del servicio en redes eléctricas. Al asumir que los elementos de conexión y maniobras tienen una tasa de falla nula, la matriz de estados se simplifica, lo que permite calcular fácilmente las tasas de falla y de no disponibilidad del servicio basadas en datos históricos.

En cuanto al análisis de la confiabilidad de los sistemas eléctricos a nivel de Ecuador, se presenta un resumen general en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Análisis en Ecuador de estudios sobre la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Referencia	Tema	Institución o Revista	Principales contribuciones
[26]	Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación eléctrica	Revista Politécnica Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.	Este estudio analiza la confiabilidad de los sistemas de distribución en la empresa CENEL EP – EL ORO, considerando la integración de generación distribuida. Para lo cual ellos plantear el modelado de pared de tal forma que se destaquen los ramales y una troncal principal.
[27]	Estudio de Confiabilidad del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A Utilizando el Software PowerFactory de Digsilent	Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador	El artículo ofrece un análisis exhaustivo de la confiabilidad del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A., empleando el software PowerFactory de Digsilent. El estudio se extiende desde los puntos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado hasta las subestaciones de distribución. A través de un análisis de contingencias, se evalúa y mejora la capacidad de respuesta del sistema, asegurando la continuidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico.
[28]	Óptima coordinación de protecciones en alimentadores con generación distribuida para maximizar la confiabilidad mediante minlp	Universidad Politécnica Salesiana sede Quito	En este trabajo se plantea resaltar los beneficios y consideraciones asociados con la inclusión de la generación distribuida en un sistema eléctrico. La generación distribuida ayuda a reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva, mejora los perfiles de voltaje y aumenta la confiabilidad del sistema al ofrecer una fuente alternativa de generación en caso de fallos. Sin embargo, también se señala que existe un límite en la cantidad de generación distribuida que se puede incorporar, ya que un exceso puede llevar a problemas como niveles de voltaje inadecuados y problemas de estabilidad.
[29]	Análisis multicriterial para la óptima ubicación de switch en redes eléctricas de distribución radial	Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana	El artículo propone un modelo matemático para optimizar el índice de frecuencia de interrupciones promedio (SAIFI), que es un importante indicador de confiabilidad en los sistemas de distribución eléctrica. El objetivo es mejorar la continuidad del servicio en redes de distribución radial a través de una optimización multicriterial para la colocación de reconectores. Empleando el software GAMS y técnicas de programación no lineal entera mixta, el estudio identifica la ubicación más eficiente de dispositivos de protección en un circuito de doce barras.
[30]	Ubicación óptima de reconectores y/o seccionadores a través de modelación y programación lineal en el alimentador 121 de la Empresa Eléctrica de Azogues (EEA)	Universidad Politécnica Salesiana – Cuenca	El estudio se enfoca en optimizar la ubicación de reconectores y seccionadores en el alimentador 121 de la Empresa Eléctrica Azogues (EEA) utilizando el algoritmo NSGA II, una técnica de optimización multicriterial basada en algoritmos genéticos. Se compara el estado actual del sistema con un escenario optimizado para evaluar el impacto de la reubicación de estos dispositivos. El objetivo principal es reducir el tiempo de reparación de fallas, disminuir los costos de procesamiento computacional y mejorar la eficiencia en la respuesta ante incidentes en la red de distribución.

3.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) han avanzado considerablemente, transformándose en redes eléctricas inteligentes. Estas redes permiten mantener una calidad de energía óptima. En sistemas de transmisión eléctrica, que abarcan grandes distancias, la respuesta frente a fallas impacta directamente en la confiabilidad del SEP [31].

Las redes de distribución son fundamentales en los sistemas de potencia, ya que se encargan de distribuir la energía generada a los usuarios, quienes están dispersos en amplios territorios. La generación de energía se lleva a cabo en grandes plantas de alta capacidad, mientras que la distribución abarca extensas áreas con cargas de diversas magnitudes [32].

Un sistema de distribución de energía eléctrica se configura como un conjunto de dispositivos diseñados para suministrar energía de manera segura y confiable a un grupo específico de cargas, ubicadas en distintos lugares. Este sistema incluye componentes como subestaciones, transformadores, líneas de distribución y dispositivos de protección y control, los cuales trabajan de manera coordinada para garantizar un suministro eléctrico eficiente y continuo.[33]. En la Tabla 3.4 se describe la clasificación de los sistemas de distribución.

Tabla 3.4 Clasificación de los sistemas de distribución [32].

Modelo	Descripción
Subestación principal de potencia	Es responsable de recibir la energía del sistema de transmisión y convertirla a un nivel de voltaje adecuado para la subtransmisión. Estos voltajes de transmisión pueden ser de 230 kV, 400 kV o superiores.
Sistema de transmisión	Consiste en líneas que parten desde la subestación principal y alimentan las subestaciones de distribución. Las tensiones de subtransmisión suelen ser de 115 kV o menores
Subestación de distribución	Recibe la energía del sistema de subtransmisión y la convierte a un nivel de voltaje que es adecuado para los alimentadores primarios, generalmente entre 66 kV y 230 kV.
Alimentador principal	Operan en tensiones que oscilan entre 2.4 kV y 34.5 kV, y manejan potencias de entre 2 MW y 8 MW.
Transformadores de distribución	Su función es reducir el voltaje del alimentador primario al nivel necesario para el uso final, como 440 V o 220 V.
Secundarios y servicios	Se encargan de distribuir la energía desde el transformador de distribución hacia los usuarios finales. En redes aéreas, las potencias van desde 5 KVA hasta 300 KVA, mientras que en redes subterráneas pueden alcanzar los 750 KVA o más.

3.2.1 Clasificación de sistema de distribución según al tipo de carga

De acuerdo a los tipos de cargas, según [33] las cargas corresponden principalmente a edificios de apartamentos, viviendas multifamiliares, condominios y urbanizaciones. Se distinguen por ser principalmente resistivas, como en el caso del alumbrado y la calefacción, y por incluir electrodomésticos con características reactivas menores. Tabla 3.5 se expone que los sistemas eléctricos de distribución de acuerdo a los tipos de cargas.

Tabla 3.5 Clasificación de los sistemas de distribución [33].

Modelo	Descripción
Redes de distribución para cargas comerciales	Dichas redes son predominantemente resistivas y están ubicadas en áreas céntricas donde se desarrollan actividades comerciales, como centros comerciales y edificios de oficinas. Poseen un componente inductivo que reduce ligeramente el factor de potencia
Redes de distribución para cargas industriales.	Estas redes presentan un significativo componente de energía reactiva debido a la abundancia de motores instalados. A menudo es necesario corregir el factor de potencia. Además de las redes dedicadas a la fuerza motriz, es crucial distinguir aquellas destinadas a calefacción y alumbrado.
Redes de distribución para cargas de alumbrado público.	Estas redes se instalan para alimentar lámparas de mercurio y sodio con características resistivas, contribuyendo a la seguridad ciudadana durante las horas nocturnas.
Redes de distribución para cargas mixtas	En estas redes se combinan varios tipos de cargas dentro de una misma red de distribución. Sin embargo, no son muy deseables, ya que dificultan el control de las pérdidas.

3.2.2 Clasificación de las cargas de acuerdo a la confiabilidad

En [33] se menciona que al considerando los posibles daños que los usuarios pueden experimentar debido a la interrupción del suministro eléctrico.

En la Tabla 3.6 las cargas pueden clasificarse de la siguiente manera:

Tabla 3.6 Clasificación de la carga según la confiabilidad [33].

Modelo	Descripción
Cargas de primera categoría	Son aquellas en las que una breve interrupción en el suministro de energía eléctrica provoca daños significativos al consumidor.
Cargas de segunda categoría	En esta categoría se incluyen todas las cargas donde una breve interrupción (de hasta 5 minutos) no ocasiona problemas graves para el consumidor.
Cargas de tercera categoría	Aquí se agrupan los demás consumidores, quienes pueden soportar una interrupción durante un intervalo $1 < T1 > 5$ en el mes sin sufrir daños significativos.

3.2.3 Fallas en la red de distribución

Cuando se aborda el tema de protecciones, surge de inmediato la necesidad de entender su razón de ser. En el servicio de transmisión de energía eléctrica, la continuidad es primordial. Desafortunadamente, ningún sistema es perfecto y está exento de fallos, ya sea por causas naturales, errores de equipo o incluso humanos. Un fallo crítico a considerar es el cortocircuito, una condición no deseada para los ingenieros de protecciones, ya que puede causar daños significativos en distintos elementos del sistema [34].

Identificar fallas en las redes de distribución, incluso en las de media tensión, es crucial. La detección y ubicación de estos eventos son factores clave para garantizar la calidad del servicio. En el proceso de diagnóstico de fallas, se utilizan algoritmos que se centran principalmente en calcular la impedancia de la línea afectada. [35]. En la Tabla 3.7 se visualizan los distintos tipos de fallas.

Tabla 3.7 Tipos de fallas en la red de distribución [34].

Modelo	Descripción
Fallas permanentes	Son fallas del sistema eléctrico causadas por daños graves que no pueden ser despejadas sin intervención manual para su reparación.
Fallas temporales	Generalmente son fallas ocasionales que el sistema puede resolver por sí mismo, restableciéndose en cuestión de minutos.
Fallas en Líneas Aéreas	Este tipo de falla también se considera como permanente debido a desperfectos en la línea eléctrica, ya sea por cortes de cables, contacto con árboles, impactos de vehículos, o desastres ambientales.
Fallas de Equipo	Usualmente ocurren en transformadores o en elementos de protección debido a desperfectos de fábrica o sobrecargas.
Fallas por Sobrecarga	Ocurre cuando la demanda eléctrica sobrepasa la capacidad de sistema eléctrico.
Fallas por Cortocircuito	Fallas ocasionadas normalmente por contacto directo entre conductores o algún objeto externo al sistema, lo que puede provocar una desconexión parcial del sistema.

3.3 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Debido a la naturaleza estocástica de las fallas, resulta complicado anticiparlas, pero es posible llevar a cabo un análisis estadístico que permita identificar las áreas con mayor probabilidad de ocurrencia. En los sistemas de distribución, se implementan dispositivos automáticos destinados a gestionar diversos tipos de fallas mediante el cierre y apertura de los elementos de control y protección [36].

La Tabla 3.8 describe los elementos de protección de Sobrecorriente y sobretensión.

Tabla 3.8 Elementos de Protección contra sobrecorriente y sobretensión [37].

Sobrecorriente	Sobretensión
Seccionador	Descargador de Sobretensión (DPS)
Interruptor de potencia	Supresor de Sobretensiones
Reconectador	Filtro de Línea
Fusible	Varistor de Óxido Metálico
Relés	Pararrayos

3.3.1 Consideraciones de coordinación de protección.

La coordinación de protecciones representa un proceso esencial que implica ajustar la selectividad en un sistema de protecciones. Esta selectividad se define como la habilidad del sistema para discernir las condiciones bajo las cuales debe entrar en operación, así como la manera en que debería hacerlo. En el caso específico de un sistema radial, la coordinación de protecciones de sobrecorriente implica la configuración de ajustes en los relés temporizados.

Estos ajustes se diseñan de tal manera que los relés actúen de forma rápida y eficiente frente a fallas en su zona designada, brindando respaldo a los relés ubicados aguas abajo de su posición. Esta estrategia no solo fortalece la respuesta del sistema ante contingencias, sino que también optimiza la confiabilidad general del sistema eléctrico al asegurar una intervención precisa y oportuna en caso de anomalías [38].

De acuerdo con [39] la coordinación de protecciones debe seguir las siguientes características:

- Estudio del Flujo de Potencia: Analizar gráficamente las condiciones operativas y los resultados, evaluando voltajes, capacidad nominal e impedancias de transformadores y conductores.
- Análisis de Cortocircuito: Evaluar y simular diferentes tipos de fallas, incluyendo fallas trifásicas a tierra, fallas de fase a tierra, fallas de fase a fase y fallas de dos fases a tierra.
- Ajustes de Protecciones: Configurar los dispositivos de protección, tales como seccionadores, fusibles, reconectadores, entre otros.
- Selección y Ajuste de Fusibles: Elegir fusibles adecuados para la protección de transformadores de distribución y bancos de capacitores. Considerar factores como el voltaje nominal, la corriente nominal y la capacidad de interrupción simétrica para garantizar una protección eficaz y segura.

- Verificación y Validación: Confirmar y validar los ajustes realizados en los dispositivos de protección mediante simulaciones detalladas y pruebas en campo. Asegurarse de que todos los ajustes cumplen con los requisitos de protección y funcionamiento del sistema.

3.4 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

3.4.1 IEEE Std 1366™-2012

Esta guía define los índices y factores que influyen en el cálculo de la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución. Estos índices están diseñados para aplicarse a sistemas de distribución, subestaciones, circuitos y regiones específicas, proporcionando una evaluación integral del desempeño y la estabilidad del sistema.

También, la guía incorpora factores como la redundancia de equipos, la calidad del mantenimiento preventivo y correctivo, y la capacidad de respuesta ante emergencias. En la Tabla 3. 9 se presentan los distintos índices de confiabilidad, junto con una explicación de su metodología de cálculo.

Tabla 3. 9 Índices de confiabilidad [6].

Índice	Descripción	Formula
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	$SAIFI = \frac{\text{Número total de clientes interrupciones}}{\text{Número total de clientes en el sistema}}$	$\frac{\sum \lambda_i \cdot N_i}{\sum N_i}$
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	$SAIDI = \frac{\text{Suma de duración de interrupciones a clientes}}{\text{Número total de clientes en el sistema}}$	$\frac{\sum U_i \cdot N_i}{\sum N_i}$
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	$CAIDI = \frac{\text{Minutos de interrupción del cliente}}{\text{Número total de clientes en el sistema}}$	$\frac{SAIDI}{SAIFI}$
CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index)	$CTAIDI = \frac{\text{Duración de interrupción del cliente}}{\text{Número total de clientes distintos interrumpidos}}$	$\frac{\sum r_i \cdot N_i}{CN}$
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones del cliente}}{\text{Número total de clientes distintos interrumpidos}}$	$\frac{\sum N_i}{CN}$
ASAI (Average Service Availability Index)	$ASAI = \frac{\text{Disponibilidad de servicio en horario de atención}}{\text{Horario del cliente demanda el servicio}}$	$\frac{N_T \cdot h/y - \sum r_i \cdot I}{N_T \cdot h/y}$
CEMI (Customers Experiencing Multiple Interruptions)	$CEMI = \frac{\text{Número total de clientes interrupciones sostenida}}{\text{Número total de clientes atendidos}}$	$\frac{CN_{(k \geq n)}}{N_T}$

3.4.2 Tasas de fallas

De acuerdo con [40] en un sistema de distribución eléctrica es una medida que indica la frecuencia con la que ocurren fallas en una sección específica de la red, expresada generalmente en términos de fallas por unidad de longitud de línea por año. Una alta tasa de falla indica menor confiabilidad y mayor propensión a interrupciones, afectando negativamente la calidad del servicio para los clientes.

Tasa de falla (λ_s)

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (1)$$

- Fallas permanentes (λ_i): Las fallas permanentes son interrupciones extendidas y continuas en el funcionamiento habitual de un sistema o dispositivo.
- Fallas temporales (γ_j): Las fallas temporales son interrupciones cortas y pasajeras en el funcionamiento habitual de un sistema o dispositivo.

3.4.3 La tasa de reparación

En un sistema de distribución eléctrica, la tasa de reparación (r_s) se refiere a la velocidad con la que se pueden restaurar las funciones normales de una sección del sistema tras una falla [40].

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} \quad (2)$$

3.4.4 Indisponibilidad promedio

Indisponibilidad promedio (U_s) es el tiempo total durante el cual un nodo o elemento del sistema está fuera de servicio debido a interrupciones del suministro eléctrico [40].

$$U_s = \sum_i \lambda_i r_i \quad (3)$$

3.5 Regulaciones de confiabilidad

3.5.1 Regulación Europea

De acuerdo a [24] en Europa, la electricidad se considera un producto, lo que tiene implicaciones significativas. Esta clasificación legal iguala el suministro de electricidad con la venta de cualquier otro bien. Como resultado, los clientes tienen el derecho de exigir que el suministro de electricidad cumpla con estándares de calidad.

En cuanto a los indicadores, se hace referencia a los índices utilizados para evaluar la confiabilidad y calidad del sistema, como SAIDI, CAIDI y SAIFI, los cuales están definidos por el estándar IEEE 1366. Al igual que en la norma EN50160, este informe considera como interrupción de larga duración cualquier corte que supere los 3 minutos. En la Tabla 3.10 se presenta cómo se clasifica y categoriza los índices de confiabilidad en diferentes países europeos [41].

Tabla 3.10 Consideración de interrupciones en distintos países europeos [42].

País	Zona	SAIDI Min./año	SAIFI Int/año	CAIDI Min./Int
Holanda	Urbana	15	0,26	58
	Rural	34	0,43	79
Alemania	Urbana	7	0,33	20
	Rural	54	1,2	445
Italia	Urbana	120	2,5	48
	Rural	300	5,0	45
Francia	Urbana	33	0,8	41
	Rural	390	5,0	78
Suecia	Urbana	30	0,5	60
	Rural	180	1,5	120
Gran Bretaña		67	0,72	92
Noruega		300	2,0	150

3.5.2 Regulación en la América Latina y el Caribe

En la mayoría de los países analizados, estos indicadores mostraron una disminución tras la entrada en vigor de la regulación. De tal manera que en la Tabla 3.11 se describen los índices de confiabilidad tanto de América Latina y el Caribe [43].

Tabla 3.11 Empresas Investigadas y con información disponible de Calidad [43].

País	Año de la Regulación	SAIDI	SAIFI
Brasil	2009	16,8	12
Chile	2019	-	-
Colombia	2008	32,9	33,6
Costa Rica	2015	10	7,8
Ecuador	2018	14,1	9,3
El Salvador	2014	8,4	3,5
Panamá	2013	43,6	18,5
Perú	2004	32	15
R. Domin	2012	115,7	26,8

3.5.3 Regulación de ARCERNR 002/20

De acuerdo con la información detallada en la Tabla 3.12, se pueden observar los distintos índices de confiabilidad de acuerdo con la Regulación No. ARCERNR 002/20. Esta regulación, aplicada a las empresas eléctricas de Ecuador, busca mejorar la calidad del servicio y la estabilidad del suministro eléctrico mediante la implementación de estándares específicos de desempeño.

Tabla 3.12 Índices SAIDI y SAIFI por empresa de distribución de energía eléctrica [43].

Año de la Regulación	Empresa	Regulación SAIDI	Regulación SAIFI
2018	CNEL	1 1,14	8,71
2018	EE Ambato	7,18	5,53
2018	EE Azogues	7,60	4,96
2018	EE Centro Sur	9,41	4,48
2018	EE Cotopaxi	6,22	6,77
2018	EE Norte	10,84	8,56
2018	EE Quito	1,54	1,93
2018	EE Riobamba	23,18	11,52
2018	EE Sur	6,70	5,62

4 MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

Este capítulo presenta la metodología y los procedimientos que se seguirán en la investigación. Se abordan los fundamentos que respaldan la metodología empleada y se detalla el enfoque general del estudio. En la Sección 4.1, se describen las tareas específicas, que incluyen una revisión exhaustiva de los datos disponibles, la selección del modelo matemático. De manera simultánea su implantación en programación. Posteriormente, se determina la ubicación óptima de las protecciones basándose en los resultados obtenidos durante la programación y se formula una propuesta para simular el sistema eléctrico, integrando un análisis de confiabilidad. La Sección 4.2 detalla el proceso de recopilación de datos, abarcando normativas y regulaciones relevantes, el número de clientes junto con su respectiva carga eléctrica, las tasas de fallas y las tasas de reparación. La Sección 4.3 presenta el modelo matemático destinado a determinar la ubicación de los elementos de protección, describiendo en detalle su formulación y aplicación, incluyendo conjuntos, parámetros, función objetivo y restricciones. En la Sección 4.4, se aborda la implementación del modelo matemático utilizando AMPL, con un enfoque particular en la confiabilidad del sistema.

4.1 GESTIÓN DE TAREAS

El diagrama de flujo en la Figura 4.1 presenta un proceso estructurado para la gestión de tareas, detallando cada etapa desde la asignación hasta la finalización. Este enfoque garantiza un seguimiento adecuado, asegurando que todas las actividades se lleven a cabo conforme al flujo establecido para la exitosa ejecución del proyecto, abordando y resolviendo cualquier error o incongruencia que pueda surgir.

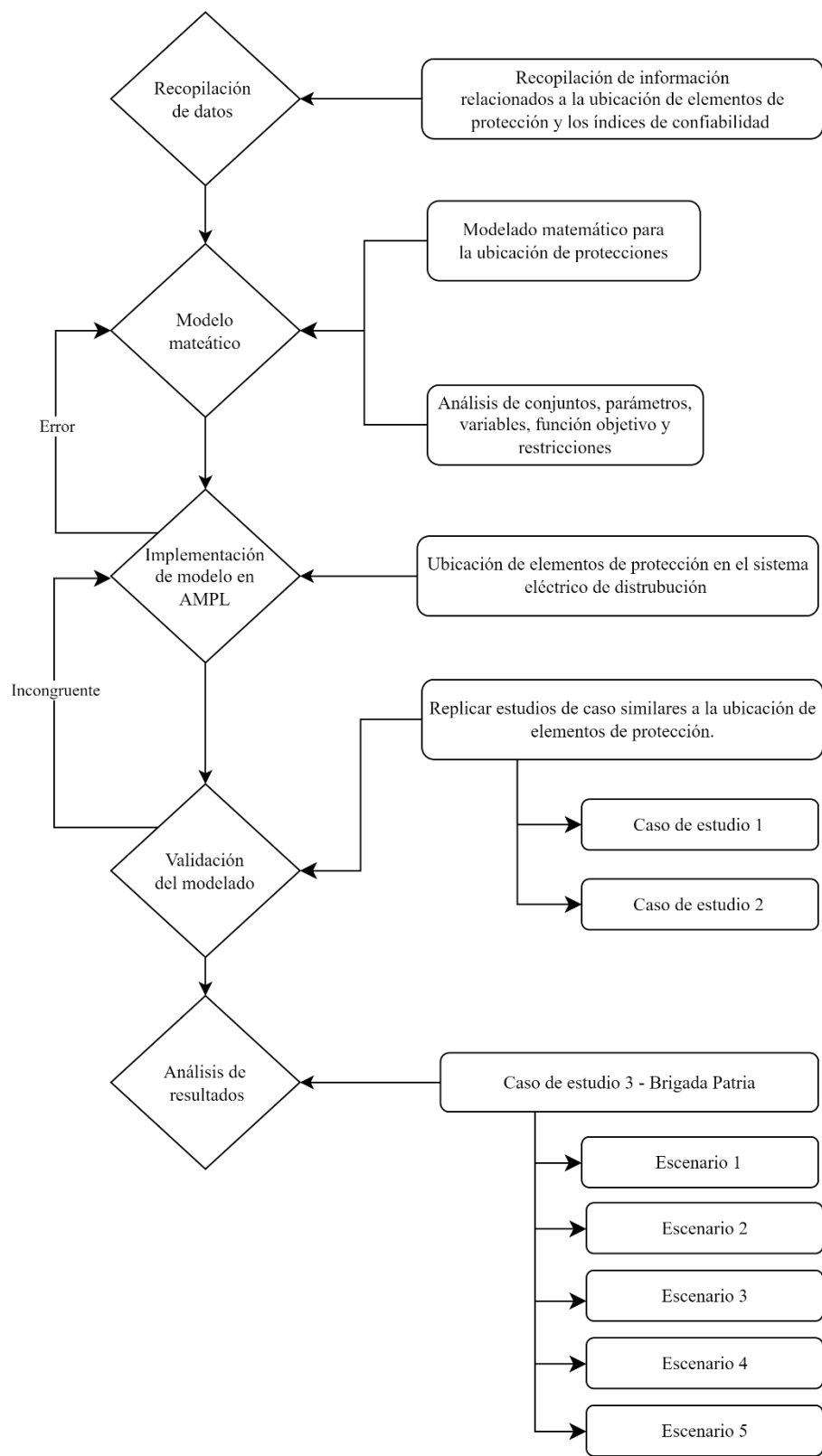


Figura 4.1 Diagrama de flujo de la Metodología

4.2 OBTENCIÓN DE DATOS

Este trabajo se enfoca en el indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), puesto que se enfoca en medir la frecuencia promedio de interrupciones del suministro eléctrico del sistema por cliente en un período determinado. El análisis de este índice se realiza considerando los parámetros fundamentales relacionados con el número total de clientes afectados en relación con el número total de clientes en todo el sistema. El SAIFI es crucial para evaluar la confiabilidad del sistema de distribución, ya que permite identificar áreas problemáticas y aplicar estrategias para reducir la frecuencia de interrupciones, mejorando así la calidad del servicio eléctrico y la satisfacción del cliente.

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i \cdot N_i}{\sum N_i} \quad (4)$$

Donde:

λ_i ; tasa de fallas

N_i ; número de clientes

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de clientes interrupciones}}{\text{Número total de clientes en el sistema}}$$

Para la obtención de datos, se consideran diversos puntos clave que incluyen normativas vigentes, cálculos teóricos, datos reales obtenidos del sistema y estimaciones basadas en modelos predictivos. Estos elementos son fundamentales para analizar el sistema eléctrico de distribución, el cual será el foco principal del estudio.

4.2.1 Determinar el sistema eléctrico de distribución

Primero, es fundamental comprender la red eléctrica de distribución que será analizada. Para ello, se selecciona el sistema eléctrico de distribución mediante el estudio de planos, simulaciones, e información proporcionada por la empresa eléctrica. Esto permite un enfoque más preciso para la ubicación de sistemas de protección y el análisis de la confiabilidad.

4.2.2 Recopilación de datos de fallas

Tras determinar el área de estudio se pasa a las tasas de falla que son un punto muy importante en el análisis de confiabilidad, en el cual constan de dos clases:

- Fallas permanentes (λ_i) al ser contrario de las fallas temporales estas cuentan con más tiempo de interrupción y al igual manera se requiere de información detallada por parte de la empresa estricta
- Fallas temporales (γ_j) estas fallas como se mencionó en el apartado de metodología son fallas de corto tiempo de duración, las mismas que deben poseer un histórico por parte de la empresa encargada a suministrar energía en el sistema seleccionado

Los dos tipos de fallas se obtienen a partir de la información proporcionada por la empresa eléctrica encargada de la red eléctrica previamente seleccionada, que detalla tanto las características de cada falla como el tiempo necesario para su reparación.

4.2.3 Regulaciones de confiabilidad

Los datos de regulación son cruciales para definir los márgenes legales y operativos. Por ello, en la sección de Fundamentación Teórica, específicamente en la parte dedicada a las regulaciones de confiabilidad, se aborda la normativa ecuatoriana, incluyendo la Regulación ARCERNR 002/20, que se utilizará como referencia para establecer los límites de confiabilidad en la red eléctrica de distribución.

4.2.4 Número de clientes y carga

El número de clientes en un sistema de distribución eléctrica se refiere al conteo total de consumidores conectados a una sección específica del alimentador. Conocer este número es crucial para calcular indicadores de confiabilidad como el SAIFI, ya que estos índices se basan en el impacto de las interrupciones en los clientes. Un mayor número de clientes afectados por una interrupción puede indicar una menor confiabilidad del sistema.

Por otra parte, la carga en kW, que representa la demanda total de energía de los clientes conectados a una sección del sistema, también juega un papel importante en la evaluación de la confiabilidad. La carga total impacta directamente en la capacidad del sistema para manejar interrupciones y

4.3 MODELO MATEMÁTICO IMPLEMENTADO EN AMPL

4.3.1 Modelo matemático

El modelo tomado se basa a [15], que propone un modelo matemático lineal, considera como función objetivo de minimizar el índice de confiabilidad SAIFI como se aprecia en la ecuación 5. Evalúa la frecuencia con la que ocurren interrupciones en los sistemas eléctricos, debido a fallas en los componentes, maniobras, o la indisponibilidad de los mismos. Esta medida estima la duración promedio anual esperada de interrupciones sostenidas en un alimentador, considerando los parámetros fundamentales de confiabilidad como lo son fallas temporales, fallas permanentes, número de clientes, número de secciones

Función objetivo:

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar SAIFI} = & \frac{1}{N_T} \left\{ \sum_{i \in G} \sum_{j \in (U_i-L)} \lambda_i * N_j (1 - x_j) \prod_{k \in (U_i-U_j)} z_k \right. \\
 & + \sum_{i \in L} \sum_{j \in (U_i-M)} N_j \lambda_i [(1 - x_j) \\
 & \left. + (\lambda_i - \gamma_j)(1 - \gamma_j)] \prod_{k \in (U_i-U_j)} x_k y_k \right\} \quad (5)
 \end{aligned}$$

Restricciones:

La primera restricción hace referencia que solo exista un tipo de protección en la sección principal de la red eléctrica, ya sea seccionadores o fusible, excluyendo al reconectador.

$$x_i + z_i \geq 1 \quad \forall i \in M \quad (6)$$

La restricción específica que solo puede haber una protección en el lateral seccionadores o fusible

$$x_i + y_j \geq 1 \quad \forall i \in L \quad (7)$$

La restricción señala que no existan fusibles en la sección principal.

$$y_j \geq 1 \quad \forall i \in M \quad (8)$$

La restricción señala que no existan seccionadores en la sección principal.

$$z_j \geq 1 \quad \forall i \in L \quad (9)$$

Las restricciones limitan el número de elementos de protección tanto para seccionadores y para fusibles.

$$\begin{aligned} \sum_{j \in U_i} x_j &\geq |U_i| - 3 & \forall i \in G \\ \sum_{j \in (U_i - M)} y_j &\geq |U_i - M| - 3 & \forall i \in L \end{aligned} \quad (10)$$

El autor [15] emplea estas restricciones junto con la función objetivo para optimizar la ubicación de los elementos de protección, como seccionadores y fusibles. Este enfoque no solo asegura una disposición eficiente de estos dispositivos, sino que también minimiza el impacto de las fallas en la red y reduce la duración y frecuencia de las interrupciones. Como resultado, se logra una mejora significativa en los índices de confiabilidad del sistema eléctrico de distribución, contribuyendo a la estabilidad operativa y a la satisfacción de los usuarios finales.

4.3.2 Implementación en AMPL

El presente trabajo implementa un modelo matemático de AMPL, el cual tiene como función objetivo minimizar el índice de confiabilidad SAIFI (Sistema de Interrupciones Promedio por Usuario), de la operación del sistema de distribución eléctrica. Este modelo toma en cuenta las interacciones entre diversos actores, fuentes de información y parámetros externos, como la demanda de energía, las condiciones climáticas, y la topología de la red. Se basa en variables de estado, que representan las condiciones actuales del sistema, y variables de decisión, que son ajustadas para lograr la operación adecuada del sistema. Estas variables pueden incluir la ubicación y tipo de dispositivos de protección, el mantenimiento programado, y la gestión de la carga, asegurando la confiabilidad del sistema.

Conjuntos

G : Conjunto de todos los tramos de red.

M : Conjunto de la sección principal o troncal del alimentador principal.

$L_{i,j}$: Conjunto de secciones de laterales del alimentador principal.

$U_{i,j}$: Conjunto que retorna el tramo de red inmediatamente.

Índices

i : Índice de sección principal

i, j : Índice de secciones principales y laterales

Parámetros

N_T : Número total de clientes.

N : Número de clientes por sección.

t_s : Duración de la interrupción permanente.

t_r : Duración de la interrupción temporanea.

r_i : Tiempo esperado de la reparación.

λ_i : Tasas de fallas permanentes en la sección i .

γ_i : Tasas de fallas temporales en la sección j .

Variables

$$x_j = \begin{cases} 0, & \text{si un reconectador es instalado en la sección } j \\ 1, & \text{si un reconectador no es instalado en la sección } j \end{cases} \quad \forall i \in G \quad (11)$$

$$y_j = \begin{cases} 0, & \text{si un fusible es instalado en la seccion } j \\ 1, & \text{si un fusible no es instalado en la seccion } j \end{cases} \quad \forall i \in L \quad (12)$$

$$z_j = \begin{cases} 0, & \text{si un seccionador es instalado en la seccion } j \\ 1, & \text{si un seccionador no es instalado en la seccion } j \end{cases} \quad \forall i \in M \quad (13)$$

Función objetivo

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar SAIFI} = & \frac{1}{N_T} \left\{ \sum_{i \in G} \sum_{j \in (U_i - L)} \lambda_i * N_j (1 - x_j) \prod_{k \in (U_i - U_j)} x_k y_k z_k \right. \\
 & + \sum_{i \in L} \sum_{j \in (U_i - M)} N_j \lambda_i [(1 - x_j) \\
 & \left. + (\lambda_i - \gamma_j)(1 - \gamma_j)] \prod_{k \in (U_i - U_j)} x_k y_k z_k \right\} \quad (14)
 \end{aligned}$$

Donde:

λ_i : Representa la tasas de fallas permanentes.

γ_i : Representa la tasas de fallas temporales.

x_i : Representa la protección – reconectador.

y_j : Representa la protección – fusible.

z_i : Representa la protección – seccionador.

Restricciones

Restricción de protecciones, esta restricción asegura que en el caso de que se necesite una protección, solo debe existir un reconectador, fusible o seccionador, durante todo el tramo principal o también conocido como troncal:

$$\text{reconectador}_i + \text{fusible}_j + \text{seccionador}_i \geq 1 \quad ; \quad \forall i \in M \quad (15)$$

Esta medida contribuye a minimizar los costos asociados con la instalación y el mantenimiento de los equipos de protección.

Restricción si reconectador o un fusible, esto significa que, si alguna de estas dos protecciones es implementada en un tramo principal, la protección sobrante solo puede existir en los tramos laterales. Esto significa que no debe haber redundancia de protecciones en el tramo principal:

$$\text{reconectador}_i + \text{fusible}_j \geq 1 \quad ; \quad \forall i \in L \quad (16)$$

Esta restricción contribuye a la optimización de los recursos de protección y mejora la confiabilidad y eficiencia del sistema de distribución eléctrica

Restricción de fusibles, asegura que existan fusibles en los tramos laterales. Esto significa que, aunque el tramo principal esté protegido por un reconectador, los tramos laterales deben contar con fusibles:

$$fusible_j \geq 0 ; \forall i \in M \quad (17)$$

Esta medida garantiza una protección adecuada en todas las partes del sistema de distribución, facilitando la localización y reparación de fallos en los laterales y asegurando una respuesta rápida y efectiva ante interrupciones.

Restricción seccionadores, garantiza que no existan seccionadores en los tramos laterales. Esto significa que los seccionadores deben estar ubicados exclusivamente en el tramo principal y no en los laterales:

$$seccionador_j \geq 1 ; \forall i \in L \quad (18)$$

Contribuye a una mejor coordinación del sistema de protección, facilitando la localización y reparación de fallos, y optimizando la respuesta ante interrupciones en el suministro eléctrico.

Restricción a la cantidad de elementos, la restricción limita la cantidad de elementos que pueden existir en serie. En el caso de los reconectadores, esta restricción asegura que no haya más de un reconectador en serie en un tramo del sistema de distribución eléctrica.:

$$\sum_{j \in U_i} reconectador_j \geq |retorno_{tramos_i}| - 3 ; \forall i \in G \quad (19)$$

La restricción limita la cantidad de elementos que pueden existir en serie. Para los fusibles, esta restricción asegura que no haya más de un fusible en serie en un tramo del sistema de distribución eléctrica:

$$\sum_{j \in (U_i - M)} fusible_j \geq |retorno_{tramos_i} - seccion_{principal}| - 3 ; \forall i \in L \quad (20)$$

Estas medidas son cruciales para evitar redundancias innecesarias y garantizar una coordinación efectiva entre los dispositivos de protección. Al limitar la cantidad de reconectadores en serie, se facilita la localización y resolución de fallos,

La restricción de los límite y mínimo del índice SAIFI garantiza que, si el valor es superior o inferior a lo establecido, no permitirá el avance y solo llegará hasta el margen permitido. Esto asegura que el índice se mantenga dentro de los parámetros aceptables, evitando desviaciones significativas que podrían impactar negativamente en la confiabilidad del sistema eléctrico.

$$SAIFI \leq SAIFI_{maximo} \quad (21)$$

4.4 VALIDACIÓN DE MODELO

Para considerar la validación del modelo matemático se toma en cuenta distintos casos de estudios en los cuales se destacan de modelos previos a la investigación. Estos casos de estudio proporcionan una base para comparar y contrastar los resultados obtenidos con el modelo actual. La validación se realiza mediante la aplicación del modelo a escenarios reales o simulados, analizando su rendimiento y capacidad para replicar los resultados

4.4.1 Caso de estudio 1

Para la primer caso de estudio se considera la investigación realizada por [5] la investigación busca optimizar los índices de confiabilidad SAIFI y MAIFI en sistemas de distribución radial mediante la ubicación estratégica de reconectores y fusibles. Al definir esquemas de eliminación de fallas en el nivel de los fusibles y utilizar una suma ponderada de SAIFI y MAIFI como función objetivo, la investigación persigue la creación de un modelo que permita establecer umbrales de optimización, introduciendo nuevas soluciones factibles que mejoren la regulación basada en el desempeño del sistema eléctrico. El sistema eléctrico de distribución utilizado según su topología se visualiza en la Figura 4.2.

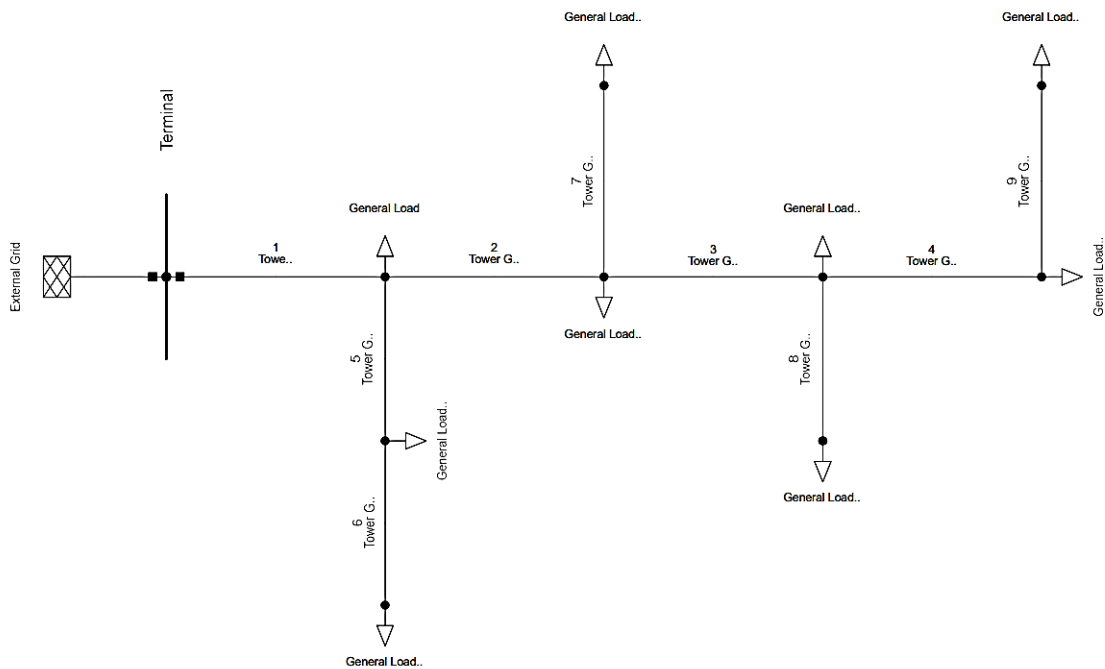


Figura 4.2 Sistema eléctrico radial con 9 cargas [5].

De acuerdo con [5], las restricciones del sistema son:

- Se dispone de solo tres reconectores.
- No existe límite en la cantidad de fusibles disponibles.
- Es obligatorio instalar un fusible o un reconector en las Secciones 5, 7, 8 y 9,
- No se debe instalar fusibles en las Secciones 1- 4.
- Se debe instalar un reconector en la Sección 1.

En la Tabla 4.2 detalla los datos como respecto a las secciones que representan el troncal y las laterales, además de incluir fallas permanentes, fallas temporales, número de clientes y sus cargas.

Tabla 4.2 Datos de confiabilidad del sistema de prueba, caso 1 [5].

Sección	$\lambda_i(\text{f/yr})$	$\gamma_i(\text{f/yr})$	N	L (kW)
1	0.8	1.2	800	1500
2	0.8	1.4	1200	700
3	0.9	1.6	800	600
4	0.7	1.0	600	350
5	0.9	2.0	500	2250
6	0.7	1.7	300	350
7	0.8	2.8	400	300
8	1.0	3.2	200	1000
9	0.5	0.7	200	450

Con la información detallada, se procede a programar según el modelo matemático establecido. En AMPL, el archivo.mod es el encargado de las líneas de programación en donde se establece el modelo matemático, el archivo.dat es el apartado donde se ingresarán los datos correspondientes y por último en el archivo.run se da solución al problema obteniendo la ubicación de los elementos de protección. Los resultados obtenidos de la programación en AMPL se presentan en la Tabla 4.3. Las denominaciones de: x (seccionador), y (fusible), z (reconectador) corresponden a los elementos de protección, siendo estos reconectador, fusible y seccionador, respectivamente. Un valor de 0 indica el lugar donde se instalará un dispositivo de protección, mientras que un valor de 1 indica que no se colocará ningún dispositivo de protección.

Tabla 4.3 Ubicación de elemento de protección por AMPL

Sección	X	Y	Z
1	1	-	1
2	1	-	1
3	0	-	1
4	0	-	1
5	0	1	-
6	1	0	-
7	1	0	-
8	1	0	-
9	1	0	-

4.4.2 Caso de estudio 2

Con la finalidad de comprobar la efectividad del modelo matemático dentro de AMPL, se aborda el caso de estudio 2, en el cual de acuerdo con [45], el enfoque de la investigación es determinar el número, tipo y ubicación de dispositivos de protección en un sistema de distribución y como afectan la confiabilidad del sistema. Basándose en técnicas previas que optimizaban el sistema de protección para minimizar el índice SAIFI, este estudio introduce un enfoque de programación por objetivos que busca equilibrar diversas metas de ingeniería. Los objetivos incluyen minimizar los índices SAIFI y ASIFI mediante la correcta identificación de los dispositivos de protección y sus ubicaciones, así como lograr un balance entre la reducción del índice SAIFI y el aumento del índice MAIFI al identificar las áreas donde es necesario implementar un esquema de protección de fusibles. Se utilizan ejemplos numéricos para demostrar la efectividad del enfoque propuesto.

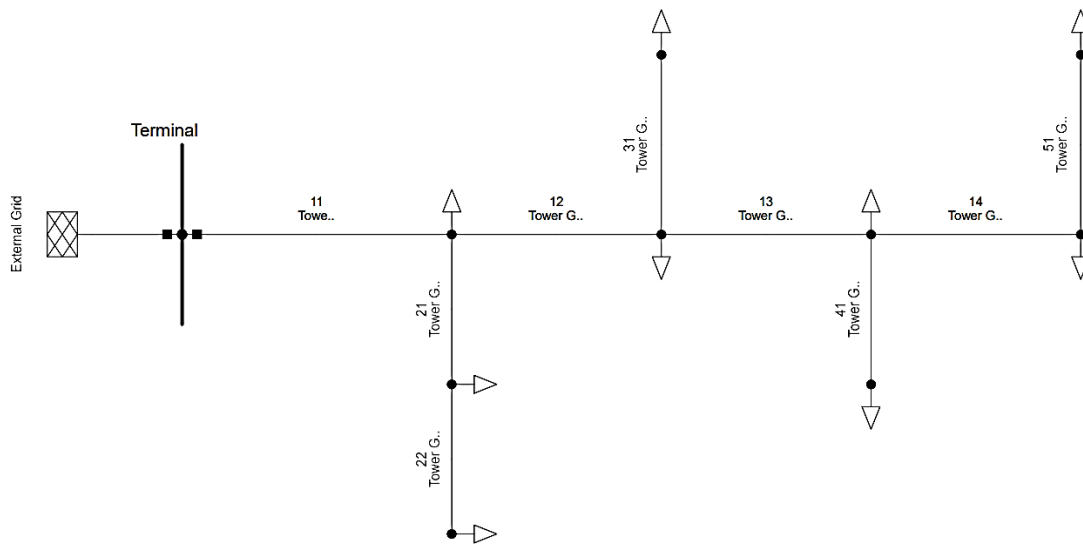


Figura 4.3 Sistema radial aéreo de 9 puntos de carga, caso 2 [45].

De acuerdo con [45], el sistema se basa en las siguientes restricciones:

- Se dispone de un suministro ilimitado de fusibles.
- No está permitido instalar fusibles en el alimentador principal.
- Es obligatorio instalar un fusible o un dispositivo trifásico, como un reconectador de línea o un seccionalizador, en los puntos de toma.
- La coordinación entre los reconectadores de línea en las ubicaciones #12 y #13 no es viable.
- Se instalará un disyuntor junto con sus relés asociados en la posición #11.

Las tasas de fallas permanentes y temporales asumidas, junto con el número de clientes y la carga promedio conectada a cada sección, se presentan en la Tabla 4. 4.

Tabla 4. 4 Datos de los componentes para el sistema radial, caso 2 [45].

Sección	$\lambda_i(\text{f/yr})$	$\gamma_i(\text{f/yr})$	N	L (kW)
11	0.80	1.20	1600	4100
12	0.80	1.40	1600	1000
13	0.90	1.60	1000	1600
14	0.70	1.00	800	800
21	0.90	2.00	500	2250
31	0.80	2.80	400	300
41	1.00	3.20	200	1000
51	0.50	0.70	200	450
22	0.70	1.70	300	350

Basándose en el modelo matemático establecido, los resultados obtenidos de la programación en AMPL se presentan en la Tabla 4.5, En esta tabla, un valor de 0 señala los puntos específicos donde se instalarán dispositivos de protección, mientras que un valor de 1 indica los lugares donde no se colocará ningún dispositivo de protección. Estos resultados permiten identificar de manera precisa las ubicaciones óptimas para los dispositivos de protección, asegurando la maximización de la confiabilidad del sistema y el cumplimiento de las restricciones operativas

Tabla 4.5 Ubicación de elemento de protección por AMPL

Sección	X	Y	Z
11	1	-	-
12	0	-	1
13	1	-	1
14	0	1	1
21	0	1	1
31	1	0	1
41	1	0	-
51	1	0	-
22	1	0	-

5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados del modelado en AMPL, para determinar la ubicación óptima de los dispositivos de protección, y el análisis de los índices de confiabilidad. Los resultados de la programación indican las áreas críticas donde se deben implementar elementos de protección para garantizar una operación segura y eficiente del sistema eléctrico de distribución. Mientras que el análisis de confiabilidad respalda la implementación de los sistemas de protección y como estos influyen mejorando la confiabilidad de la red de distribución.

5.1 CASO DE ESTUDIO 1

Para el caso de estudio 1, se consideró un sistema eléctrico radial que comprende 9 secciones y 9 cargas, el mismo que me presento en la Figura 4.2. Cada una de estas cargas incluye el número de clientes y las tasas de falla, detalles que se encuentran más específicamente en la Tabla 4.2 del apartado de metodología. En la cuales los autores de [5] obtienen los resultados de la ubicación de los elementos de protección como se describe en la Tabla 5.1, en la que los autores señalan que al comparar los escenarios, observamos que las soluciones óptimas cambian cuando se ajustan ciertos valores umbrales. Por lo tanto, las soluciones factibles pueden contener la solución óptima, como se demuestra en el escenario 7, considerando los limitantes del SAIFI entre escenarios.

Tabla 5.1 Resultados de ubicación de protecciones caso de estudio 1 [5].

Escenarios	Límite SAIFI I/Ca	Reconetadores	Fusibles
Escenario 1	0,00	3, 4	-
Escenario 2	0,50	3, 4, 5	-
Escenario 3	0,80	3, 4, 5	6
Escenario 4	0,90	3, 5, 7	6
Escenario 5	0,92	3, 5, 7	6, 8
Escenario 6	0,95	3, 5, 7	6, 8, 9
Escenario 7	1,00	3, 4, 5	6, 7, 8, 9

Por otra parte al replicar el caso de estudio 1 utilizando el modelo en AMPL propuesto se obtiene los resultados como se detalla en Tabla 5.2, en la cual los resultados son ligeramente parecidos, con ciertas variaciones, pero destaca que el escenario 7 obtenido atravez de AMPL es idéntio al escenario 7 de la Tabla 5.1. Esto confirma la veracidad y el correcto funcionamiento de la programación en AMPL, validando su fiabilidad para modelar y resolver casos de estudio complejos.

Tabla 5.2 Resultados de ubicación de protecciones por programación AMPL.

Escenarios	Límite SAIFI I/Ca	Reconetadores	Fusibles
Escenario 1	0,00	3, 4	6
Escenario 2	0,50	3, 5, 7	6, 7
Escenario 3	0,80	3, 5, 7	6, 8
Escenario 4	0,90	3, 5, 7	6, 8, 9
Escenario 5	0,92	3, 4, 5	7, 8, 9
Escenario 6	0,95	3, 5, 7	6, 7, 9
Escenario 7	1,00	3, 4, 5	6, 7, 8, 9

5.1.1 Comparación de ubicación de protecciones caso 1

En la Tabla 5.3 se presentan los resultados tanto del autor [5] con una programación de compensación y los resultados del modelado en AMPL, en donde se analizan las siguientes comparaciones:

- Escenario 1: En ambos modelos, los reconectores se colocan en las posiciones 3 y 4. Sin embargo, el modelo AMPL incluye un fusible adicional en la posición 6.
- Escenario 2: Mientras que Tio mantiene la ubicación de fusibles vacía, AMPL añade fusibles en las posiciones 6 y 7, además de un reconector en la posición 7.
- Escenario 3: Ambos modelos coinciden en la ubicación de reconectores 3, 5, 7, pero AMPL añade un fusible en la posición 8, además del fusible en la posición 6
- Escenario 4: Coinciden en la ubicación de reconectores y un fusible en la posición 6, pero AMPL añade fusibles adicionales en las posiciones 8 y 9.
- Escenario 5: Ambos colocan reconectores en 3, 5, 7, pero Tio ubica los fusibles en las posiciones 6, 8, mientras que AMPL mueve un reconector a la posición 4 y distribuye los fusibles en 7, 8, 9.
- Escenario 6: Ambos coinciden en la ubicación de reconectores 3, 5, 7 pero AMPL y Tio divergen ligeramente en la ubicación de fusibles.
- Escenario 7: Ambos modelos coinciden completamente en este escenario, ubicando reconectores en 3, 4, 5 y fusibles en 6, 7, 8, 9.

Tabla 5.3 Comparación de resultados entre programación de compensación y AMPL

Escenarios	SAIFI I/Ca mínimo	Tio et al. [5]		Autoría propia AMPL	
		Reconetadores	Fusibles	Reconetadores	Fusibles
Escenario 1	0,00	3, 4	-	3, 4	6
Escenario 2	0,50	3, 4, 5	-	3, 5, 7	6, 7
Escenario 3	0,80	3, 4, 5	6	3, 5, 7	6, 8
Escenario 4	0,90	3, 5, 7	6	3, 5, 7	6, 8, 9
Escenario 5	0,92	3, 5, 7	6, 8	3, 4, 5	7, 8, 9
Escenario 6	0,95	3, 5, 7	6, 8, 9	3, 5, 7	6, 7, 9
Escenario 7	1,00	3, 4, 5	6, 7, 8, 9	3, 4, 5	6, 7, 8, 9

5.2 CASO DE ESTUDIO 2

Para el caso de estudio 2, se analizó un sistema eléctrico radial el mismo que se visualiza en la Figura 4.3 y cuya información que se detalla en la Tabla 4. 4 del apartado de metodología. Según [45], El objetivo es encontrar una solución que cumpla con los objetivos Para se emplea la programación difusa y la solución obtenida se presenta como el escenario 3 tras la comparación de escenarios. De tal manera que señala los resultados de la ubicación de los elementos de protección, como se describe en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4 Resultados de ubicación de protecciones caso de estudio 2 [45].

Escenarios	Límite SAIFI I/Ca	Reconetadores	Fusibles
Escenario 1	2,71	13, 21, 31	41, 51
Escenario 2	3,10	12, 21, 41	31, 51, 22
Escenario 3	2,86	12, 14, 21	31, 41, 51, 22
Escenario 4	2,84	13, 21, 41	22, 31, 51

En el análisis de los resultados del caso 2, se observan notables similitudes entre los resultados obtenidos en los escenarios y aquellos generados a través de AMPL, como se detalla en la Tabla 5.5. Esta correspondencia confirma la validez y precisión del modelado utilizado.

Tabla 5.5 Resultados de ubicación de protecciones por programación AMPL

Escenarios	Límite SAIFI I/Ca	Reconetadores	Fusibles
Escenario 1	2,71	12, 21, 31	51
Escenario 2	3,10	11, 21, 12	51, 22
Escenario 3	2,86	12, 14, 21	31, 41, 51, 22
Escenario 4	2,84	13, 21, 14	22, 31, 51

5.2.1 Comparación de ubicación de protecciones caso 2

En la Tabla 5.6 se presentan los resultados tanto de Soudi et al. [45] con una programación de difusa y los resultados obtenidos del modelado en AMPL, en los que se llevan a cabo las siguientes comparaciones:

- Escenario 1: En ambos modelos, los reconectores se colocan en las posiciones 21 y 31. Sin embargo, Soudi et al. añaden un reconector en la posición 13, mientras que AMPL incluye un fusible adicional en la posición 51.
- Escenario 2: Soudi et al. ubican fusibles en las posiciones 31, 51, y 22, mientras que AMPL coloca fusibles en las posiciones 51 y 22, pero con un reconector adicional en la posición 11.
- Escenario 3: Ambos modelos colocan reconectores en las posiciones 12, 14, y 21, y fusibles en las posiciones 31, 41, 51, y 22, mostrando una coincidencia completa en este caso.
- Escenario 4: Coinciden en la ubicación de reconectores en 13, 21, y 41, y fusibles en 22, 31, y 51. Sin embargo, AMPL incluye un reconector adicional en la posición 14.

Tabla 5.6 Comparación de resultados entre programación difusa y AMPL

Escenarios	SAIFI I/Ca mínimo	Soudi et al. [45]		Autoría propia AMPL	
		Reconetadores	Fusibles	Reconetadores	Fusibles
Escenario 1	2,71	13, 21, 31	41, 51	12, 21, 31	51
Escenario 2	3,10	12, 21, 41	31, 51, 22	11, 21, 12	51, 22
Escenario 3	2,86	12, 14, 21	31, 41, 51, 22	12, 14, 21	31, 41, 51, 22
Escenario 4	2,84	13, 21, 41	22, 31, 51	13, 21, 14	22, 31, 51

5.3 CASO DE ESTUDIO 3 BRIGADA PATRIA

Para realizar el estudio se considera el trabajo de Pallo et al. [46] en donde se obtiene un levantamiento Georreferenciado de la Subestación San Rafael, el sistema eléctrico de distribución Brigada Patria, alimentador 0602SR0T01, como se puede apreciar en la Figura 5.1.



Figura 5.1 Sistema eléctrico de distribución - Brigada Patria [46].

En el cual el sistema de distribución cuenta con:

- 405 Substation: subestación eléctrica
- 410 Busbar: barra colectora
- 2346 Terminal: punto de conexión
- 6950 Cubicle: cabina de elementos
- 406 Switch: interruptor de desconexión y conexión
- 2055 Line: línea de transmisión o distribución
- 405 Winding Transformer: transformador de dos devanados (primario y secundario)
- 405 General: Load carga general en el sistema
- 1 External Grid: sistema de potencia infinito

Tras lo cual se llevó a cabo una reducción de tal manera que se disponga de un sistema eléctrico de distribución como los casos de estudio anteriores. En el cual para llegar al resultado presentado se tomó en cuenta distintos puntos para obtener el diagrama unifilar.

- Todo el sistema este a un mismo nivel de tensión.
- Establecer una sección principal o troncal.
- Determinar las ramificaciones principales denominados laterales.
- Unificar las cargas tomando en cuenta su proximidad entre sí.
- Colocar número de clientes de acuerdo a las cargas.
- Establecer nodos de envío y nodo de recepción.
- Definir distancias apropiadas entre las secciones.

En la Figura 5.2 se aprecia un diagrama unifilar correspondiente a la de Brigada Patria.

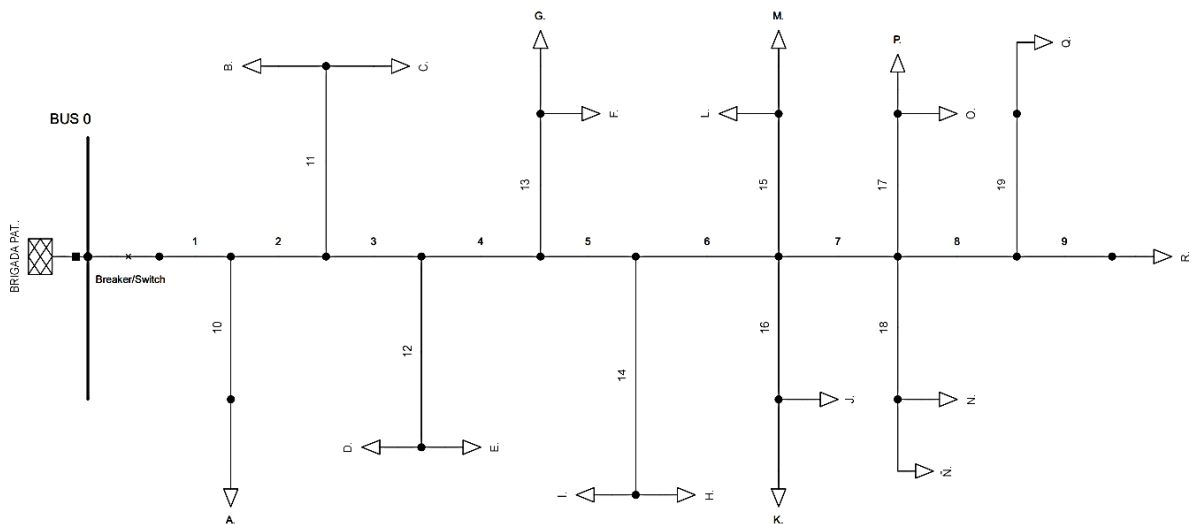


Figura 5.2 Diagrama unifilar Brigada Patria

Para obtener los datos principales del sistema eléctrico de distribución Brigada Patria se analizó el modelo Georreferenciado de [46]. Este análisis permitió determinar el número de clientes por sección y la carga promedio en kW de los clientes en cada sección. Además, se recopiló información sobre las distancias en km entre las secciones, que se identifican como nodo de envío y nodo de recepción. Simultáneamente, se obtuvo información sobre los índices de fallas a partir de un informe de confiabilidad proporcionado por la Empresa Eléctrica Cotopaxi [47]. Este informe

incluye datos detallados sobre la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio, lo cual es esencial para evaluar el desempeño del sistema.

En base al tratamiento previo de datos correspondientes al sistema eléctrico Brigada Patria se presenta la Tabla 5.7 presenta una base de información detallada la cual se va utilizar tanto para la programación en AMPL, como el análisis de confiabilidad del sistemas. En la Columna 1 se enumeran las secciones, tanto principales (del 1 al 9) como laterales (del 10 al 19). La Columna 2 y la Columna 3 describen los nodos de envío y recepción, respectivamente, mientras que la distancia entre estos nodos se detalla en la Columna 4.

En la Columna 5 se registran las fallas permanentes, y las fallas temporales se encuentran en la Columna 6. La Columna 7 muestra el número de clientes en cada sección, y finalmente, la Columna 8 presenta la carga promedio correspondiente a cada cliente.

Tabla 5.7 Datos del sistema eléctrico de distribución - Brigada Patria

Sección	Nodo de envío	Nodo de recepción	Distancia km	λ_i (f/yr)	γ_i (f/yr)	N	L (kW)
1	0	1	0,2786	0,0528	0,0108	650	1570,190
2	1	2	0,3294	0,0144	0,0108	808	3991,956
3	2	3	0,1215	0,0480	0,0108	1902	4988,299
4	3	4	0,4999	0,2220	0,0108	114	207,195
5	4	5	0,1318	0,0360	0,0216	452	2572,786
6	5	6	0,4282	0,8652	0,6576	109	336,361
7	6	7	1,4058	1,7232	0,3108	130	741,100
8	7	8	1,4043	0,0816	0,0360	71	203,241
9	8	9	0,9811	0,0768	0,0456	243	1650,989
10	1	10	1,1212	0,0792	0,0456	511	1429,046
11	2	11	0,8542	0,0180	0,0120	906	4793,745
12	3	12	1,2184	0,4476	0,4692	228	1032,896
13	4	13	0,9387	0,7992	10,1964	12	28,257
14	5	14	0,6518	0,0168	0,0180	18	143,482
15	6	15	0,4010	0,1068	0,0540	186	559,949
16	6	16	1,2501	1,1904	0,1308	130	341,989
17	7	17	1,2199	0,2028	0,2256	261	848,230
18	7	18	0,7131	0,8112	9,0960	188	744,728
19	8	19	0,4409	5,6724	4,4832	121	262,920

Con el propósito de analizar distintos escenarios, se utilizará la Regulación No. ARCERNNR 002/20, cuyos detalles se encuentran en la Tabla 3.12 dentro del apartado de metodología. Esta información se emplea para delimitar el índice de confiabilidad para SAIFI, así obtener diversas ubicaciones, las cuales serán analizadas junto a los índices de confiabilidad. Esto permitirá elegir la ubicación más apropiada para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico de distribución. Al evaluar cada escenario, se considerarán factores como la eficiencia operativa, la estabilidad del suministro eléctrico y la respuesta a las regulaciones vigentes.

En el apartado de metodología del modelo matemático, se incorporaron dos nuevas restricciones para limitar los valores mínimo y máximo de SAIFI. Estas restricciones buscan asegurar que los índices de confiabilidad de la red eléctrica y que se mantengan dentro de un rango aceptable. La Tabla 5.8 detalla estas limitaciones específicas para SAIFI, proporcionando una visión clara de los umbrales establecidos.

Tabla 5.8 Límites mínimo y máximo de SAIFI

Escenario	SAIFI mínimo l/Ca
Escenario 1	8,71
Escenario 2	8,56
Escenario 3	5,53
Escenario 4	6,77
Escenario 5	11,52

Con la información previamente obtenida y considerando el SAIFI con un valor de 8,71 l/Ca y con base en el modelo matemático desarrollado en el apartado de metodología, la programación determina las ubicaciones óptimas para los dispositivos de protección, tal como se muestra en la Tabla 5.9. en la cual X correspondo a reconectadores, Y representa fusible y Z representa seccionadores. Para lo cual en los resultados el valor de 0 indica los puntos donde se instalarán dispositivos de protección, mientras que un valor de 1 señala las ubicaciones donde no se colocará ningún dispositivo de protección.

Tabla 5.9 Ubicación de protecciones en la red eléctrico Brigada Patria escenario 1

SECCIÓN	X	Y	Z
1	1	-	1
2	0	-	1
3	1	-	1
4	0	-	1
5	1	-	1
6	0	-	1
7	1	-	1
8	1	-	1
9	1	-	1
10	1	1	1
11	1	1	1
12	1	0	1
13	1	0	1
14	1	0	1
15	1	0	1
16	1	0	1
17	1	0	0
18	1	0	0
19	1	0	0

De la misma manera que en el escenario anterior considerando el SAIFI con un valor de 8,56 l/Ca y con base en el modelo matemático desarrollado en el apartado de metodología, la programación determina las ubicaciones óptimas para los dispositivos de protección, tal como se muestra en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10 Ubicación de protecciones en la red eléctrico Brigada Patria escenario 2

SECCIÓN	X	Y	Z
1	1	-	1
2	1	-	1
3	1	-	1
4	1	-	1
5	1	-	1
6	0	-	1
7	0	-	1
8	1	-	1
9	1	-	1
10	1	0	0
11	1	0	0
12	1	0	0
13	1	0	0
14	1	0	0
15	1	1	1
16	1	1	1
17	1	1	1
18	1	0	1
19	1	0	1

Por otra parte, considerando el SAIFI con un valor de 5,53 l/Ca y con base en el modelo matemático desarrollado en el apartado de metodología, la programación en la Tabla 5.11 se determina las ubicaciones óptimas para los dispositivos de protección, tal como se muestra en la

Tabla 5.11 Ubicación de protecciones en la red eléctrico Brigada Patria escenario 3

SECCIÓN	X	Y	Z
1	1	-	1
2	1	-	1
3	1	-	1
4	1	-	1
5	1	-	1
6	1	-	1
7	0	-	1
8	0	-	1
9	1	-	1
10	1	0	0
11	1	0	0
12	1	0	0
13	1	0	0
14	1	0	0
15	1	0	0
16	1	0	0
17	1	0	0
18	1	0	0
19	1	0	1

De la misma manera que en el escenario anterior considerando el SAIFI con un valor de 6,77 l/Ca en la cual, la programación determina las ubicaciones óptimas para los dispositivos de protección, tal como se muestra en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12 Ubicación de protecciones en la red eléctrico Brigada Patria escenario 4

SECCIÓN	X	Y	Z
1	1	-	1
2	0	-	1
3	1	-	1
4	1	-	1
5	1	-	1
6	0	-	1
7	0	-	1
8	1	-	1
9	1	-	1
10	1	0	1
11	1	0	1
12	1	0	0
13	1	0	0
14	1	0	0
15	1	0	0
16	1	0	0
17	1	0	0
18	1	0	0
19	1	0	0

Para el escenario 5 se considerando el SAIFI con un valor de 11,52 l/Ca para la cual la programación determina las ubicaciones óptimas para los dispositivos de protección, tal como se muestra en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13 Ubicación de protecciones en red eléctrico Brigada Patria escenario 5

SECCIÓN	X	Y	Z
1	1	-	1
2	0	-	1
3	1	-	1
4	1	-	1
5	1	-	1
6	0	-	1
7	1	-	1
8	1	-	1
9	1	-	1
10	1	0	1
11	1	0	1
12	1	0	0
13	1	0	0
14	1	0	0
15	0	1	1
16	1	0	1
17	1	0	1
18	1	1	1
19	1	1	1

5.3.1 Ubicación de elementos de protección en la red eléctrica Brigada Patria

En la Tabla 5.14 presenta los resultados por cada escenario, con diversas ubicaciones de protecciones, incluyendo reconectadores, fusibles y seccionadores. Estos escenarios se obtuvieron en base a la limitantes que describe la Tabla 5.8 y a su vez facilitarán la evaluación de la eficiencia de las diferentes configuraciones para la colocación de elementos de protección en el sistema eléctrico de distribución del alimentador Brigada Patria. Además, permitirán identificar las configuraciones más efectivas y proponer mejoras en la confiabilidad del sistema eléctrico, optimizando la protección y la estabilidad operativa en función de los resultados obtenidos.

Tabla 5.14 Resultados de ubicación de protecciones por AMPL – Brigada Patria

Escenario	SAIFI mínimo	Reconectores	Fusibles	Seccionadores
Escenario 1	8,71	2, 4, 6	12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19	17, 18, 19
Escenario 2	8,56	6, 7	10, 11, 12, 13, 14, 18, 19	10, 11, 12, 13, 14,
Escenario 3	5,53	7, 8	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18
Escenario 4	6,77	2, 6, 7	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19	12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19
Escenario 5	11,52	2, 6, 15	10, 11, 12, 13, 14, 16, 17,	12, 13, 14

5.3.2 Análisis de confiabilidad Brigada Patria

En base a las ubicaciones de elementos de protección establecidas en la Tabla 5.14 se realiza un análisis de confiabilidad del sistema eléctrico de distribución del alimentador Brigada Patria utilizando el software PowerFactory. Para este análisis, se requiere establecer un escenario base o "cero", en el cual la red de distribución no cuenta con ninguna protección. Los resultados obtenidos se detallan en la Tabla 5.15, donde se presentan los índices de confiabilidad correspondientes.

Tabla 5.15 Índices de confiabilidad escenario cero

Índices	Escenario 0	Unidades
SAIFI	35,846360	l/Ca
SAIDI	45,589	h/Ca
CAIDI	12,737	h
ENS	12075,56	MWh/a
AENS	1,7150	MWh/Ca
ACCI	0,3380	MWh/Ca
ASIFI	35,8463600	l/a
ASIDI	456,5885000	h/a

Los índices de confiabilidad obtenidos, se detallan en la Tabla 5.16, se comparan con los índices del escenario cero, en el cual no se ha implementado ninguna protección. Esta comparación permite evaluar el impacto de los elementos de protección.

Tabla 5.16 Índices de confiabilidad mediante PowerFactory

Índice	Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Unidades
SAIFI	35,846360	8,894531	9,099050	5,157166	6,276969	12,527514	l/Ca
SAIDI	45,589	13,988	29,646	18,922	19,482	21,024	h/Ca
CAIDI	12,737	1,573	3,258	3,669	3,104	1,678	h
ENS	12075,56	391,719	795,681	521,990	532,988	596,504	MWh/a
AENS	1,7150	0,056	0,113	0,074	0,076	0,085	MWh/Ca
ACCI	0,3380	0,065	0,051	0,035	0,079	0,108	MWh/Ca
ASIFI	35,8463600	9,422366	8,533598	4,927591	5,759247	13,268422	l/a
ASIDI	456,5885000	14,811257	30,085443	19,736960	20,152788	22,554393	h/a

En la Figura 5.3 se presenta una comparación visual de los índices de confiabilidad en relación con el escenario base y los demás escenarios. Se destaca una reducción significativa en los índices de confiabilidad en comparación con el Escenario 0. Esta mejora se refleja en todos los índices analizados, indicando una notable disminución en la frecuencia y duración de las interrupciones, así como en la energía no suministrada y el costo asociado a las interrupciones.

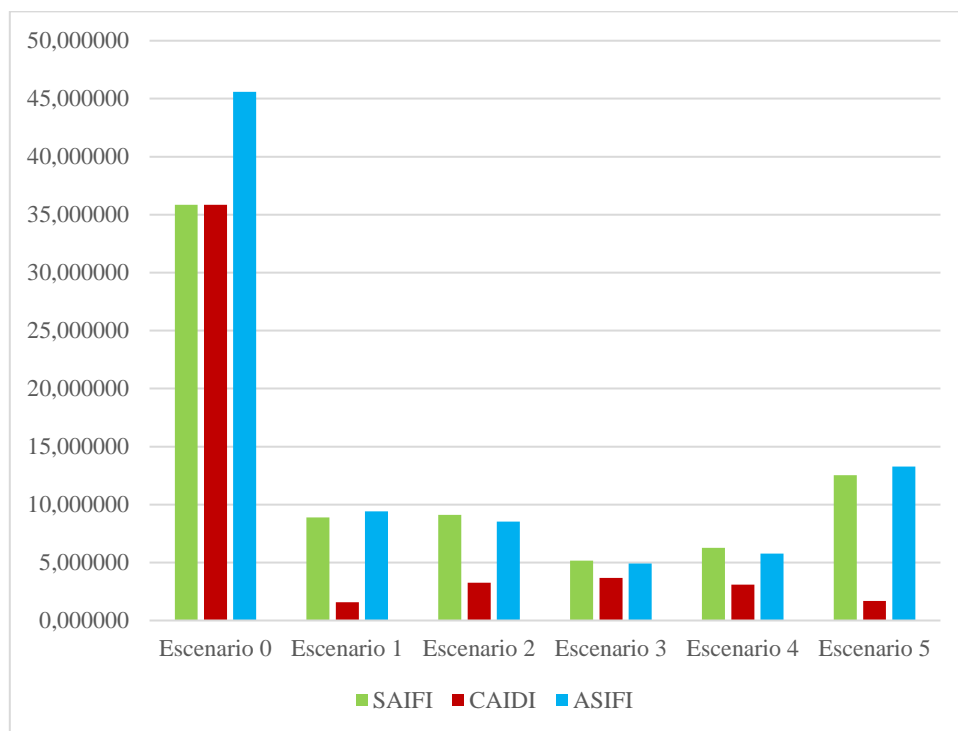


Figura 5.3 Comparación entre escenarios y resultados de confiabilidad

5.3.3 Comparación entre escenarios con protecciones

Después del análisis de los escenarios en comparación con el escenario base, se destaca que todos los escenarios cumplen con el objetivo de mejorar los índices de confiabilidad. Sin embargo, los datos revelan que el Escenario 3 es el más eficaz en términos de frecuencia de interrupciones (SAIFI) y frecuencia de interrupciones por sistema (ASIFI), mientras que el Escenario 5 muestra la mayor mejora en la duración de las interrupciones (CAIDI).

La variabilidad entre los escenarios sugiere que la selección de protecciones y configuraciones del sistema tiene un impacto significativo en los índices de confiabilidad en un sistema eléctrico de distribución, como se ilustra en la Figura 5.4.

Los índices de SAIFI experimentaron mejoras significativas en los diferentes escenarios en comparación con el escenario base (Escenario 0). En el Escenario 1, la reducción fue del 75,18%, mientras que en el Escenario 2 fue del 74,62%. El Escenario 3 mostró la mayor mejora con una disminución del 85,61%, seguido por el Escenario 4 con una reducción del 82,49%. Finalmente, el Escenario 5 presentó una mejora del 65,05%. Estas reducciones demuestran una mejora considerable en la frecuencia promedio de interrupciones del suministro eléctrico por cliente a través de los diferentes escenarios analizados.

Los índices de ASIFI también mostraron mejoras notables en comparación con el escenario base (Escenario 0). En el Escenario 1, la reducción fue del 73,71%, mientras que en el Escenario 2 se observó una mejora del 76,20%. El Escenario 3 presentó la mayor reducción con un 86,25%, seguido por el Escenario 4 con un 83,93%. En el Escenario 5, la mejora fue del 62,99%. Estas reducciones reflejan una disminución considerable en la frecuencia promedio de interrupciones del suministro eléctrico por segmento de usuario, lo que indica una mejora sustancial en la confiabilidad del sistema en los escenarios evaluados.

Los índices de CAIDI mostraron mejoras significativas en todos los escenarios en comparación con el escenario base (Escenario 0). El Escenario 1 logró la mayor reducción con un 87,65%, seguido por el Escenario 5 con una mejora del 86,82%. El Escenario 2 presentó una disminución del 74,42%, mientras que en el Escenario 4 la reducción fue del 75,63%. Finalmente, el Escenario 3 mostró una mejora del 71,19%. Estas reducciones indican una considerable disminución en el tiempo promedio de interrupción por cliente, lo que refleja una mejora notable en la eficiencia en la restauración del suministro eléctrico en los diferentes escenarios.

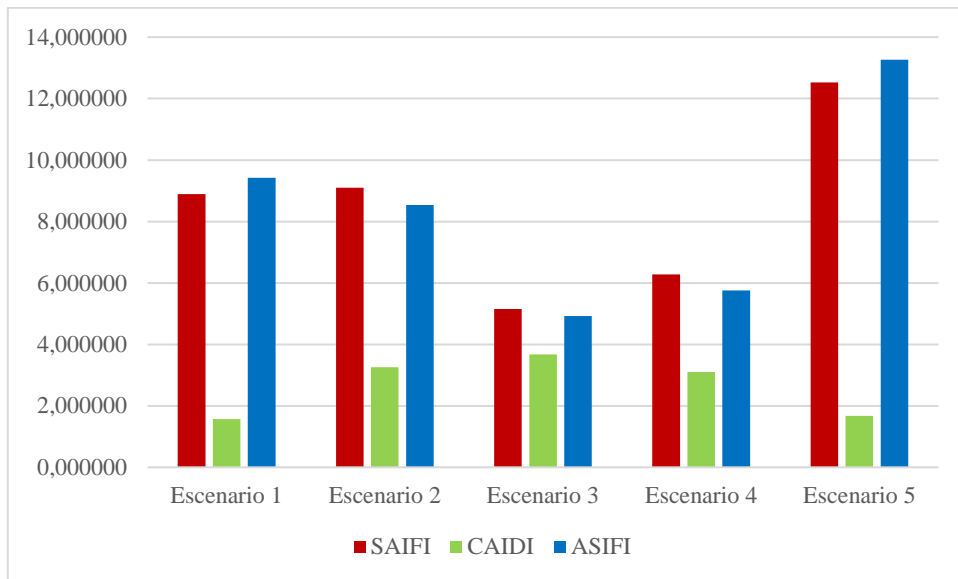


Figura 5.4 Comparación de índices de confiabilidad entre escenarios

Tomando en cuenta todos los índices analizados (SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, AENS, ACCI, ASIFI y ASIDI), el **Escenario 3** muestra la mejora más destacada en la confiabilidad del sistema eléctrico. Este escenario presenta la mayor reducción en SAIFI (85,61%) y una notable disminución en CAIDI (71,19%), lo que indica una significativa disminución en la frecuencia y duración de las interrupciones. También mejora considerablemente en ENS, AENS, y ACCI. En conjunto, estos resultados sugieren que el Escenario 3 ofrece la mayor optimización en términos de reducción de interrupciones y mejora en la restauración del suministro, reflejando un aumento general en la confiabilidad del sistema.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones una vez culminado con el trabajo de investigación.

6.1 CONCLUSIONES

- A través de esta investigación el uso de modelo matemático enfocado en SAIFI a lo largo de los años a ido evolucionando con el fin de mejorar su eficiencia, como se presenta en el estudio base de 1998 quien propone la programación lineal binaria al índice de confiabilidad SAIFI usando reconectores, posteriormente en 2001 la misma programación es modificada con el fin de incluir fusibles, para 2017 se modifica el modelo para dar paso a un englobe general de troncales y laterales, posterior en 2018 se modifica en una programación no lineal entera mixta incluyendo costos de operación y mantenimiento.
- La evidencia de los casos del estudio junto al uso del modelo matemático con la implementación en AMPL para analizar la ubicación de los elementos de protección, ha demostrado la efectividad del modelo en la optimización de la ubicación de dichos elementos. Los resultados obtenidos proporcionan una base sólida para la toma de decisiones, permitiendo una evaluación cuantitativa y objetiva. Este enfoque facilita la identificación de las ubicaciones óptimas y asegura que se cumplan los objetivos de protección y eficiencia del sistema.
- Como resultado de la complejidad en los sistemas eléctricos de distribución, la ubicación estratégica de los elementos de protección mediante una programación optimizada mejora notablemente los índices de confiabilidad del sistema. Los índices de SAIFI experimentaron mejoras significativas en los diferentes escenarios en comparación con el escenario base (Escenario 0). En el Escenario 1, la reducción fue del 75,18%, mientras que en el Escenario 2 fue del 74,62%. El Escenario 3 mostró la mayor mejora con una disminución del 85,61%, seguido por el Escenario 4 con una reducción del 82,49%. Finalmente, el Escenario 5 presentó una mejora del 65,05%. Estas reducciones demuestran

una mejora considerable en la frecuencia promedio de interrupciones del suministro eléctrico por cliente a través de los diferentes escenarios analizados.

6.2 RECOMENDACIONES

Estas recomendaciones proporcionan una guía para futuros investigadores que deseen ampliar y perfeccionar el estudio sobre la ubicación de elementos de protección en sistemas eléctricos de distribución.

- Se recomienda ampliar el enfoque del modelo matemático para incluir una mayor variedad de índices de confiabilidad. En particular, se sugiere profundizar en la modelación matemática e incorporar índices como CAIDI y MAIFI. Esto permitirá una evaluación más precisa para determinar las ubicaciones óptimas de los elementos de protección en los sistemas eléctricos de distribución.
- Disponer de una base de información sólida y confiable para los parámetros, incluyendo las tasas de fallas permanentes y temporales, los tiempos de reparación y el número actualizado de clientes. Esto permitirá una evaluación más precisa y efectiva de la confiabilidad del sistema eléctrico.
- Implementar restricciones de carácter económico y selección de tipo de protecciones, de esa manera obtener una visión clara de los costos asociados con la implementación de elementos de protección en un sistema eléctrico de distribución, considerando el presupuesto disponible y normativas de implementaciones de distintos tipos de protecciones.

7 REFERENCIAS

- [1] C. Solís Intriago, «Planificación de Redes Eléctricas de Distribución en Zonas Urbanas Consolidadas considerando Criterios de Confiabilidad», dic. 2018.
- [2] W. Almeida, «Generación Distribuida y su Potencial Aplicación en Ecuador», Rev. Téc. Energ., vol. 2, n.º 1, Art. n.º 1, ene. 2006, doi: 10.37116/revistaenergia.v2.n1.2006.306.
- [3] V. Medina y D. Fernando, «Mejora de la confiabilidad del Plan de Distribución Primaria en una empresa de consumo masivo, caso de estudio distribución a la Región de Juliaca».
- [4] F. Soudi y K. Tomsovic, «Optimized distribution protection using binary programming», IEEE Trans. Power Deliv., vol. 13, n.º 1, pp. 218-224, ene. 1998, doi: 10.1109/61.660881.
- [5] A. E. D. C. Tio, I. B. N. C. Cruz, B. M. Malquisto, y R. D. Del Mundo, «A binary programming model for reliability optimization considering fuse-blow and fuse-save schemes», en TENCON 2012 IEEE Region 10 Conference, Cebu, Philippines: IEEE, nov. 2012, pp. 1-6. doi: 10.1109/TENCON.2012.6412247.
- [6] «IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003) IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices».
- [7] «Regulacion-002-20.pdf».
- [8] G. Tine y A. Walder, «IMPROVED DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY AT NORTHEAST UTILITIES: A CASE HISTORY».
- [9] N. Kagan y H. P. Schmidt, «Otimização da Qualidade de Fornecimento pela Localização de Dispositivos de Proteção e Seccionamento em Redes de Distribuição.».
- [10] N. Kagan, «Goal planning and risk analysis for distribution reliability indices», en 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2001), Amsterdam, Netherlands: IEE, 2001, pp. v2-23-v2-23. doi: 10.1049/cp:20010752.
- [11] L. G. W. da [UNESP Silva, «Alocação otimizada de dispositivos de proteção em sistema de distribuição de energia elétrica», mar. 2002, Accedido: 25 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://hdl.handle.net/11449/87280>
- [12] M. H. Kim, S. H. Lim, J. F. Moon, y J. C. Kim, «Method of Recloser-Fuse Coordination in a Power Distribution System With Superconducting Fault Current Limiter», IEEE Trans. Appl. Supercond., vol. 20, n.º 3, pp. 1164-1167, jun. 2010, doi: 10.1109/TASC.2010.2040821.

- [13] C. Toro Giraldo, R. A. Hincapié Isaza, y R. A. Gallego R., «Ubicación óptima de elementos de protección en sistemas de distribución de energía eléctrica», *Sci. Tech.*, vol. 2, n.º 48, pp. 13-18, 2011.
- [14] J. P. Gallego-Londoño, O. D. Montoya-Giraldo, R. A. Hincapié-Isaza, y M. Granada-Echeverri, «Ubicación óptima de reconectores y fusibles en sistemas de distribución», *ITECKNE*, vol. 13, n.º 2, p. 113, sep. 2016, doi: 10.15332/iteckne.v13i2.1476.
- [15] E. A. Giraldo y M. P. S. Londoño, «UBICACIÓN ÓPTIMA DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO TRANSFERENCIA DE CARGA PARA MEJORAR INDICADORES DE CONFIABILIDAD».
- [16] Л. С. Мышкина, «Моделирование и анализ надежности при развитии региональных электрических сетей на основе новых технологий», кандидат наук, Новосибирск, 2018. Accedido: 26 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://dissercat.com/content/modelirovanie-i-analiz-nadezhnosti-pri-razvitii-regionalnykh-elektricheskikh-setei-na-osnove>
- [17] S. Ahmad y A. U. Asar, «Reliability Enhancement of Electric Distribution Network Using Optimal Placement of Distributed Generation», *Sustainability*, vol. 13, n.º 20, p. 11407, oct. 2021, doi: 10.3390/su132011407.
- [18] F. Abbasi y S. M. Hosseini, «Optimal DG allocation and sizing in presence of storage systems considering network configuration effects in distribution systems», *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, n.º 3, pp. 617-624, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0367.
- [19] P. Kafle, M. Bhandari, y L. Rana, «Reliability Analysis Techniques in Distribution System: A Comprehensive Review», *Int. J. Eng. Manuf.*, vol. 12, pp. 11-24, abr. 2022, doi: 10.5815/ijem.2022.02.02.
- [20] T. Dorji, «Reliability Assessment of Distribution Systems».
- [21] E. Sierra y S. Lajes, «Evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad para redes eléctricas de distribución».
- [22] L. Paredes, B. Serrano, y M. Molina, «Mejoramiento de la Estabilidad de Tensión con un DSTATCOM en una Microrred Integrada por GD Solar Fotovoltaica y Convencional», *Rev. Téc. Energ.*, vol. 16, n.º 2, Art. n.º 2, ene. 2020, doi: 10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.350.

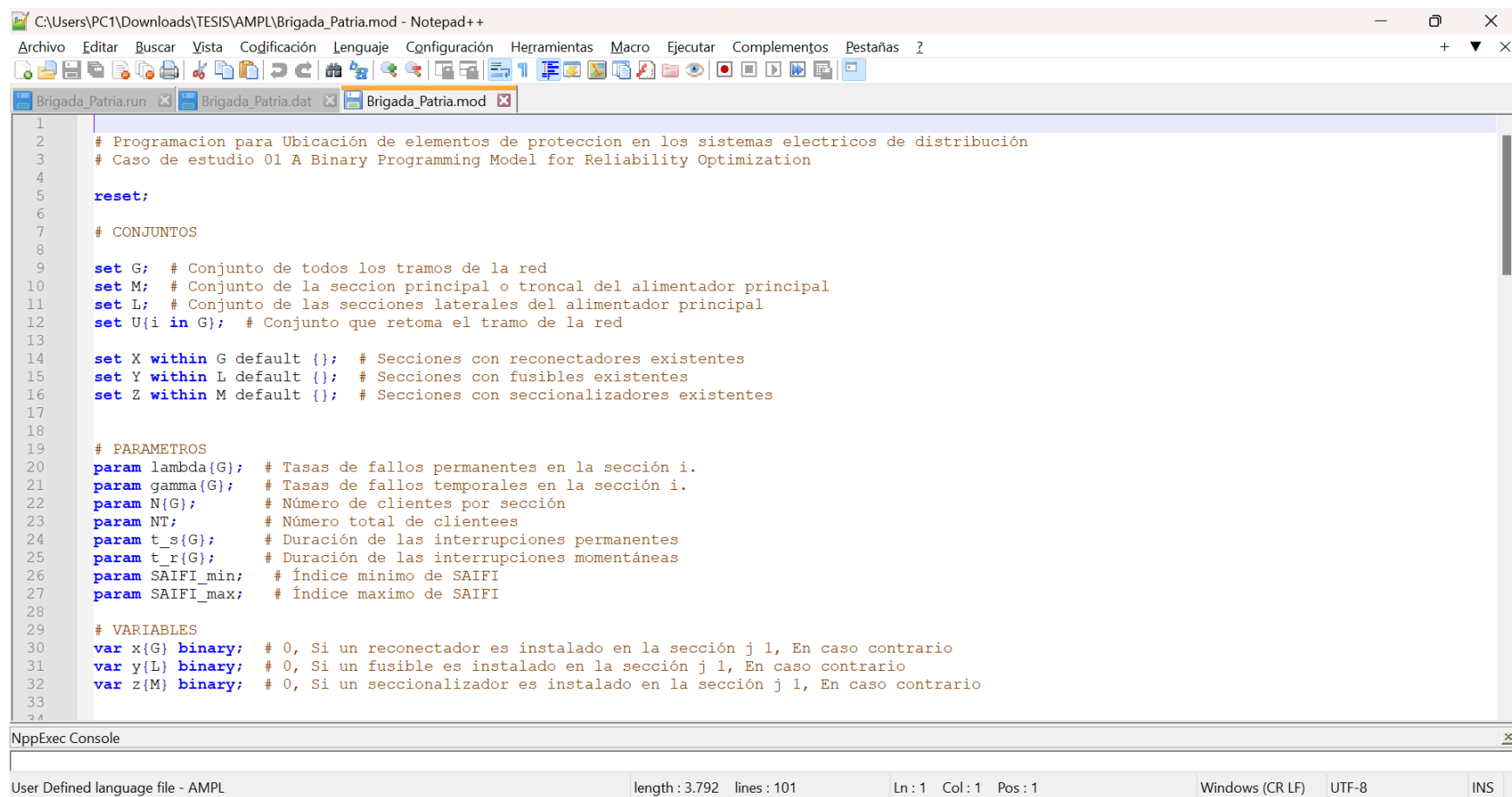
- [23] M. A. F. Huerta, «PLAN DE MANTENIMIENTO PARA SISTEMAS REEMPLAZABLES BASADO EN UN ANALISIS DE CONFIABILIDAD CONSIDERANDO MODOS DE FALLA DEPENDIENTES».
- [24] C. S. M. Bustos, «Límites de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución: Un enfoque Técnico-Económico».
- [25] R. Baeza G, J. Rodríguez P, y J. L. Hernández S, «EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN DESREGULACIÓN», Rev. Fac. Ing. - Univ. Tarapacá, vol. 11, n.º 1, jun. 2003, doi: 10.4067/S0718-13372003000100005.
- [26] G. Salazar, L. Chusin, y B. Escobar, «Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con Penetración de Generación Distribuida», Rev. Politécnica, vol. 36, n.º 1, 2015, Accedido: 24 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=688773649003>
- [27] R. A. L. Cisneros y L. R. Corrales, «Estudio de Confiabilidad del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A Utilizando el Software Power Factory de Digsilent».
- [28] J. D. Zapata Verdezoto, «Óptima coordinación de protecciones en alimentadores con generación distribuida para maximizar la confiabilidad mediante MINLP», bachelorThesis, 2018. Accedido: 26 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15373>
- [29] M. D. Vinueza Carrillo, «Análisis multicriterial para la óptima ubicación de switch en redes eléctricas de distribución radial», bachelorThesis, Universidad Politécnica Salesiana. Carrera de Ingeniería Eléctrica. Sede Quito, 2017. Accedido: 26 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/14347>
- [30] D. R. Regalado Cajamarca y D. S. (PENDIENTE T. Rodas Pacurucu, «Ubicación óptima de reconectores y/o seccionadores a través de modelación y programación lineal en el alimentador 121 de la Empresa Eléctrica de Azogues (EEA)», bachelorThesis, 2023. Accedido: 26 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/25010>
- [31] J. F. Arauz Gallegos, «Identificación de fallas en sistemas eléctricos de potencia basado en el reconocimiento de patrones», bachelorThesis, 2020. Accedido: 26 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/18559>

- [32] J. Cervantes y J. Dolores, «Sistemas de distribución de energía eléctrica / José Dolores Juárez Cervantes.».
- [33] J. P. Ordoñez Sanclemente y L. G. Nieto Alvarado, «Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución», bachelorThesis, 2010. Accedido: 26 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2119>
- [34] GARCÍA ALCÁNTARA EDSON MAURICIO y MONTIEL RODRÍGUEZ JAVIER IVÁN, «COORDINACION DE PROTECCIONES CONTRA CORTO CIRCUITO EN LINEAS DE TRANSMISION POR MEDIO DE UN SOFTWARE COMERCIAL». Accedido: 26 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://1library.co/document/7q0er73y-coordinacion-protecciones-corto-circuito-lineas-transmision-software-comercial.html>
- [35] V. A. Gómez, R. A. Peña, y C. Hernández, «Identificación y Localización de Fallas en Sistemas de Distribución con Medidores de Calidad del Servicio de Energía Eléctrica», Inf. Tecnológica, vol. 23, n.º 2, pp. 109-116, 2012, doi: 10.4067/S0718-07642012000200013.
- [36] R. M. Camacho Vera, «Localización de fallas en redes de distribución eléctrica por sensado comprimido (Compressive Sensing)», bachelorThesis, 2017. Accedido: 26 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/13585>
- [37] D. A. Vera Suárez, «Análisis de protecciones para sobrecorrientes y sobretensiones en una subestación eléctrica de 69/13.8 KV, 16/24 MVA. Utilizando DIGSILENT Y ATPDRAW.», bachelorThesis, 2021. Accedido: 6 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21331>
- [38] D. Arbeláez Trejos y Á. D. Paredes Cortés, «Coordinación óptima de elementos de protección en microredes», 2019, Accedido: 26 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/11059/10403>
- [39] C. Palacios, «Estudio de Coordinación de Protecciones por Métodos Computacionales Aplicados a una Subestación», Rev. Téc. Energ., vol. 10, n.º 1, ene. 2014, doi: 10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014.111.
- [40] R. Billinton y R. N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems. Boston, MA: Springer US, 1996. doi: 10.1007/978-1-4899-1860-4.
- [41] «4th Benchmarking report on Quality of electricity Supply 2008.pdf».
- [42] K. Brekke et al., «The CEER and the 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply», abr. 2009, pp. 291-296. doi: 10.1109/POWERENG.2009.4915263.

- [43] M. Weiss et al., «Impacto de la regulación en la calidad del servicio de distribución de la energía eléctrica en América Latina y el Caribe», Inter-American Development Bank, nov. 2021. doi: 10.18235/0003762.
- [44] Robles Alvarado Fiorella Blanca, «Metodología para el cálculo de factores de simultaneidad y demanda». Accedido: 31 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://cybertesis.unmsm.edu.pe/item/ccac8003-69fc-4fed-9fde-b2e1ccc4e89f>
- [45] F. Soudi y K. Tomsovic, «Optimal trade-offs in distribution protection design», IEEE Trans. Power Deliv., vol. 16, n.º 2, pp. 292-296, abr. 2001, doi: 10.1109/61.915498.
- [46] Pallo Oña Cristian David y Rumipamba Rumipamba Luis Efraín, «Evaluación en régimen permanente de un modelo georreferenciado del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Cotopaxi», RRAAE. Accedido: 3 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: https://rraae.cedia.edu.ec/Record/UTC_f1840d80633415beeb566ec2706f660d
- [47] «FMIK_TTIK enero2022.pdf».

8 ANEXOS

Programación Brigada Patria AMPL .mod parte 1



```
1  
2 # Programacion para Ubicacion de elementos de proteccion en los sistemas electricos de distribucion  
3 # Caso de estudio 01 A Binary Programming Model for Reliability Optimization  
4  
5 reset;  
6  
7 # CONJUNTOS  
8  
9 set G; # Conjunto de todos los tramos de la red  
10 set M; # Conjunto de la seccion principal o troncal del alimentador principal  
11 set L; # Conjunto de las secciones laterales del alimentador principal  
12 set U{i in G}; # Conjunto que retoma el tramo de la red  
13  
14 set X within G default {}; # Secciones con reconectores existentes  
15 set Y within L default {}; # Secciones con fusibles existentes  
16 set Z within M default {}; # Secciones con seccionalizadores existentes  
17  
18  
19 # PARAMETROS  
20 param lambda{G}; # Tasas de fallos permanentes en la seccion i.  
21 param gamma{G}; # Tasas de fallos temporales en la seccion i.  
22 param N{G}; # Número de clientes por seccion  
23 param NT; # Número total de clientees  
24 param t_s{G}; # Duración de las interrupciones permanentes  
25 param t_r{G}; # Duración de las interrupciones momentáneas  
26 param SAIFI_min; # Índice mínimo de SAIFI  
27 param SAIFI_max; # Índice máximo de SAIFI  
28  
29 # VARIABLES  
30 var x{G} binary; # 0, Si un reconector es instalado en la seccion j 1, En caso contrario  
31 var y{L} binary; # 0, Si un fusible es instalado en la seccion j 1, En caso contrario  
32 var z{M} binary; # 0, Si un seccionalizador es instalado en la seccion j 1, En caso contrario  
33  
34
```

NppExec Console

User Defined language file - AMPL length : 3.792 lines : 101 Ln : 1 Col : 1 Pos : 1 Windows (CR LF) UTF-8 INS

Programación Brigada Patria AMPL .mod parte 2

```
C:\Users\PC1\Downloads\TESIS\AMPL\Brigada_Patria.mod - Notepad++
Archivo  Editar  Buscar  Vista  Codificación  Lenguaje  Configuración  Herramientas  Macro  Ejecutar  Complementos  Pestañas  ?
Brigada_Patria.run  Brigada_Patria.dat  Brigada_Patria.mod

34
35 # FUNCIÓN OBJETIVO PARA SAIFI
36
37 minimize SAIFI:
38   (1 / NT) * (
39     sum {i in G, j in U[i] diff L} (
40       lambda[i] * N[j] * (1 - x[i]))
41
42     + sum {i in L, j in U[i] diff M} (
43       N[j] * (lambda[i] * (1 - x[i])
44         + (lambda[i] - gamma[j]) * (1 - y[j]))
45     )
46   );
47
48
49 # RESTRCCIONES
50
51 # Restricción de protecciones, esta restricción asegura que en el caso de que se necesite una
52 # protección, solo debe existir un reconectador, fusible o seccionador
53
54 subject to recloser_or_sectionalizer {i in M}:
55   x[i] + z[i] >= 1;
56
57 subject to recloser_sectionalizer {i in M}:
58   x[i] >= 0;
59
60 # Restricción si reconectador o un fusible, esto significa que, si alguna de estas dos protecciones es
61 # implementada en un tramo principal, la protección sobrante solo puede existir en los tramos laterales.
62
63 subject to recloser_or_fuse {i in L}:
64   x[i] + y[i] >= 1;
65
66 # Restricción de fusibles, asegura que existan fusibles en los tramos laterales. Esto significa que,
67 # aunque el tramo principal está protegido por un reconectador
```

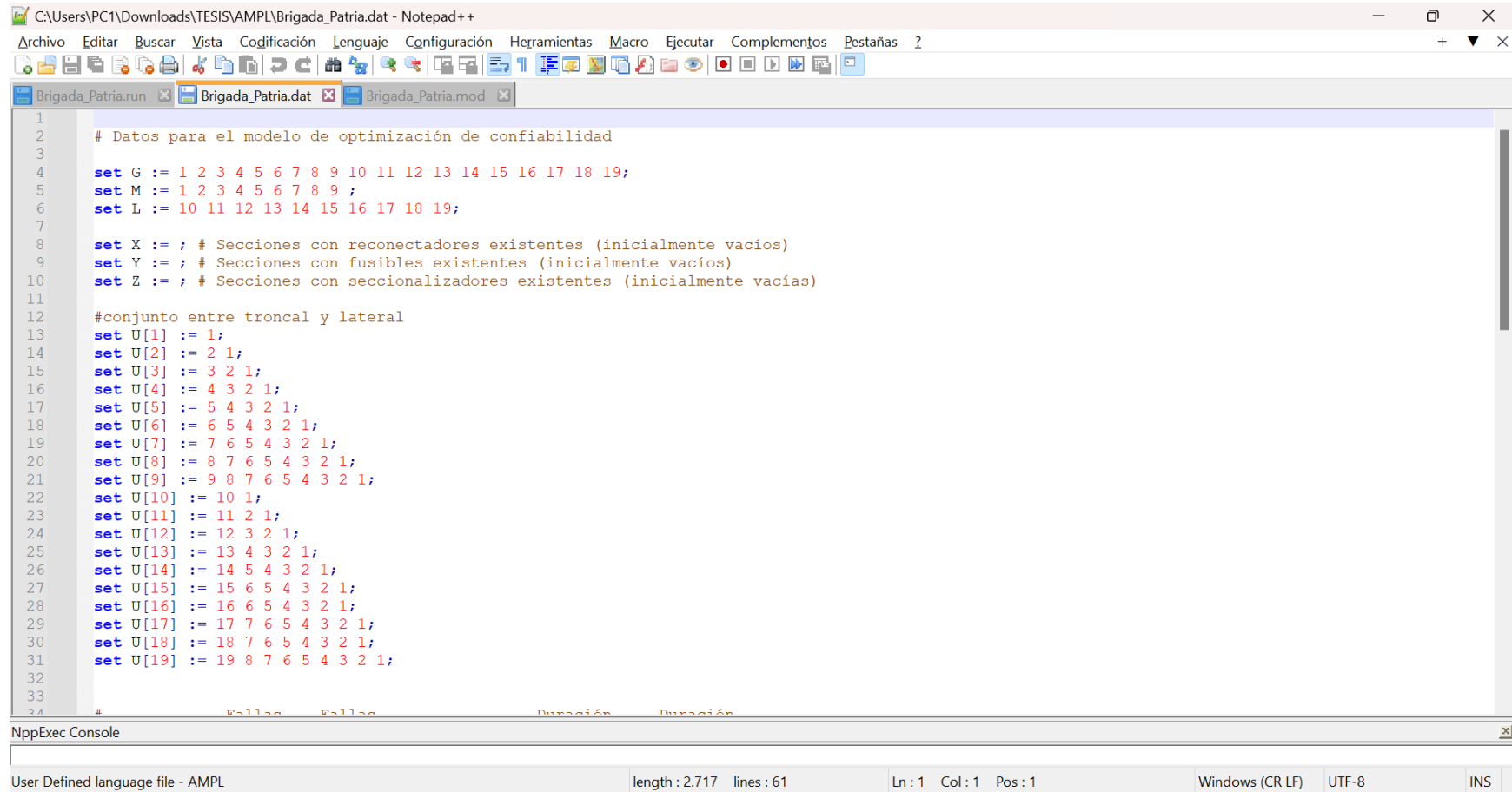
NppExec Console

User Defined language file - AMPL length : 3.792 lines : 101 Ln : 1 Col : 1 Pos : 1 Windows (CR LF) UTF-8 INS

Programación Brigada Patria AMPL .mod parte 3

```
C:\Users\PC1\Downloads\TESIS\AMPL\Brigada_Patria.mod - Notepad++
Archivo Editar Buscar Vista Codificación Lenguaje Configuración Herramientas Macro Ejecutar Complementos Pestañas ?
Brigada_Patria.run Brigada_Patria.dat Brigada_Patria.mod
58     x[i] >= 0;
59
60     # Restricción si reconector o un fusible, esto significa que, si alguna de estas dos protecciones es
61     # implementada en un tramo principal, la protección sobrante solo puede existir en los tramos laterales.
62
63     subject to recloser_or_fuse {i in L}:
64         x[i] + y[i] >= 1;
65
66     # Restricción de fusibles, asegura que existan fusibles en los tramos laterales. Esto significa que,
67     # aunque el tramo principal esté protegido por un reconector
68
69     subject to no_fuses_in_main {i in L}:
70         y[i] >= 0;
71
72     # Restricción seccionadores, garantiza que no existan seccionadores en los tramos laterales. Esto
73     # significa que los seccionadores deben estar ubicados exclusivamente en el tramo principal
74
75     subject to no_disconnecter_on_sides {i in M}:
76         z[i] >= 1;
77
78     # Limitantes
79
80     # Restricción a la cantidad de elementos, la restricción limita la cantidad de elementos que pueden
81     # existir en serie. En el caso de los reconvertadores
82
83     subject to series_reclosers {i in G}:
84         sum {j in U[i]} x[j] >= card(U[i]) - 3;
85
86     # La restricción limita la cantidad de elementos que pueden existir en serie. Para los fusibles, esta
87     # restricción asegura que no haya más de un fusible en serie en un tramo del sistema de distribución eléctrica
88
89     subject to series_fuses {i in L}:
90         sum {j in U[i] diff M} y[j] >= card(U[i] diff M) - 3;
91
NppExec Console
User Defined language file - AMPL      length : 3.792  lines : 101      Ln : 1  Col : 1  Pos : 1      Windows (CR LF)  UTF-8      INS
```

Programación Brigada Patria AMPL .dat parte 1



```
1  
2 # Datos para el modelo de optimización de confiabilidad  
3  
4 set G := 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19;  
5 set M := 1 2 3 4 5 6 7 8 9 ;  
6 set L := 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19;  
7  
8 set X := ; # Secciones con reconectores existentes (inicialmente vacíos)  
9 set Y := ; # Secciones con fusibles existentes (inicialmente vacíos)  
10 set Z := ; # Secciones con seccionalizadores existentes (inicialmente vacías)  
11  
12 #conjunto entre troncal y lateral  
13 set U[1] := 1;  
14 set U[2] := 2 1;  
15 set U[3] := 3 2 1;  
16 set U[4] := 4 3 2 1;  
17 set U[5] := 5 4 3 2 1;  
18 set U[6] := 6 5 4 3 2 1;  
19 set U[7] := 7 6 5 4 3 2 1;  
20 set U[8] := 8 7 6 5 4 3 2 1;  
21 set U[9] := 9 8 7 6 5 4 3 2 1;  
22 set U[10] := 10 1;  
23 set U[11] := 11 2 1;  
24 set U[12] := 12 3 2 1;  
25 set U[13] := 13 4 3 2 1;  
26 set U[14] := 14 5 4 3 2 1;  
27 set U[15] := 15 6 5 4 3 2 1;  
28 set U[16] := 16 6 5 4 3 2 1;  
29 set U[17] := 17 7 6 5 4 3 2 1;  
30 set U[18] := 18 7 6 5 4 3 2 1;  
31 set U[19] := 19 8 7 6 5 4 3 2 1;  
32  
33  
34 #
```

NppExec Console

User Defined language file - AMPL length : 2.717 lines : 61 Ln : 1 Col : 1 Pos : 1 Windows (CR LF) UTF-8 INS

Programación Brigada Patria AMPL .dat parte 2

```
C:\Users\PC1\Downloads\TESIS\AMPL\Brigada_Patria.dat - Notepad++
Archivo  Editar  Buscar  Vista  Codificación  Lenguaje  Configuración  Herramientas  Macro  Ejecutar  Complementos  Pestañas  ?
Brigada_Patria.run  Brigada_Patria.dat  Brigada_Patria.mod
32
33
34 #          Fallas      Fallas
35 #          perman     temp      clientes  Duración  Duración
36 #          |          |          |          |          |
37 param:    lambda     gamma     N          t_s       t_r:=
38 1         0.0528    0.0108    650        0.20      2.00
39 2         0.0144    0.0108    808        0.50      1.20
40 3         0.0480    0.0108    1902       0.33      1.00
41 4         0.2220    0.0108    114        0.25      1.00
42 5         0.0360    0.0216    452        1.00      1.00
43 6         0.8652    0.6576    109        0.50      1.00
44 7         1.7232    0.3108    130        1.00      1.00
45 8         0.0816    0.0360    71         0.50      2.00
46 9         0.0768    0.0456    243        1.00      2.00
47 10        0.0792    0.0456    511        0.25      2.00
48 11        0.0180    0.0120    906        0.50      2.00
49 12        0.4476    0.4692    228        0.33      1.70
50 13        0.7992    10.1964   12         0.33      1.70
51 14        0.0168    0.0180    18         0.50      1.70
52 15        0.1068    0.0540    186        0.20      1.70
53 16        1.1904    0.1308    130        0.50      1.70
54 17        0.2028    0.2256    261        0.33      1.00
55 18        0.8112    9.0960    188        1.00      1.00
56 19        5.6724    4.4832    121        1.00      1.00
57 ;
58
59
60 param NT := 7040; # Número total de consumidores
61
```

NppExec Console

User Defined language file - AMPL length : 2.717 lines : 61 Ln : 1 Col : 1 Pos : 1 Windows (CR LF) UTF-8 INS

Programación Brigada Patria AMPL .run parte 1

```
1  
2  reset;  
3  
4  # Recopilación entre apartados de programación  
5  model Brigada_Patria.mod;  
6  data Brigada_Patria.dat;  
7  
8  # Uso de solucionario de programación  
9  option solver cplex;  
10 solve;  
11  
12 # Ubicacion de elementos de protección  
13 display x,y,z;  
14  
15
```

NppExec Console

User Defined language file - AMPL length : 249 lines : 15 Ln : 1 Col : 1 Pos : 1 Windows (CR LF) UTF-8 INS

Diagrama unifilar Brigada Patria PowerFactory

PF DlgSILENT PowerFactory 2021 - "001 Caso Brigada Patria."

FILE EDIT VIEW INSERT DATA CALCULATION OUTPUT TOOLS WINDOW HELP

Project Overview

Study Cases

- 31/12/1969 20:00:00
- Study Case

Network Variations (1, 1 active; Recordin...)

- Expansion Stage
- Brigada Patria - Caso 0 basse
- Brigada Patria - Caso 01**
- Brigada Patria - Caso 02
- Brigada Patria - Caso 03
- Brigada Patria - Caso 04
- Brigada Patria - Caso 05

Grids (1 active)

- TESIS_B_PATRIA**

Output Window

Errors (0) Warnings (2) Information (23) Events (0) Others (0) Contained text Clear all filters

Report of Control Condition for Relevant Controllers

Control conditions for all controllers of interest are fulfilled.

Ready

TESIS_B_PATRIA Ortho Snap X= 91.626,Y= 123.532 DB 3200 31/12/1969 20:00:00 Expansion Stage

Análisis de confiabilidad Brigada Patria PowerFactory caso 0

DlgSILENT PowerFactory 2021 - "001 Caso Brigada Patria."

FILE EDIT VIEW INSERT DATA CALCULATION OUTPUT TOOLS WINDOW HELP

Project Overview

Study Cases

- 31/12/1969 20:00:00
- Study Case

Network Variations (1, 1 active; Recordin...)

- Expansion Stage
- Brigada Patria - Caso 0 basse
- Brigada Patria - Caso 01
- Brigada Patria - Caso 02
- Brigada Patria - Caso 03
- Brigada Patria - Caso 04
- Brigada Patria - Caso 05

Grids (1 active)

- TESIS_B_PATRIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

CHICAIZA SANTAFE CRISTIAN STALIN

PowerFactory 2021 SP2

Project: TITULACIÓN

Graphic: TESIS_B_PATRI

Date: 12/06/2024

Annex:

Output Window

Errors (0) Warnings (2) Information (33) Events (0) Others (49) Contained text Clear all filters

```

| Study Case: Study Case | Annex: / 1 |
|-----|-----|
| System Average Interruption Frequency Index : SAIFI = 35,846360 1/Ca
| Customer Average Interruption Frequency Index : CAIFI = 35,846360 1/Ca
| System Average Interruption Duration Index : SAIDI = 456,589 h/Ca
| Customer Average Interruption Duration Index : CAIDI = 12,737 h
| Average Service Availability Index : ASAI = 0,9478780251
| Average Service Unavailability Index : ASUI = 0,0521219749
| Energy Not Supplied : ENS =12075,560 MWh/a
| Average Energy Not Supplied : AENS = 1,715 MWh/Ca
| Average Customer Curtailment Index : ACCI = 0,338 MWh/Ca
| Expected Interruption Cost : EIC = 0,000 MUSD/a
| Interrupted Energy Assessment Rate : IEAR = 0,000 USD/kWh
| System energy shed : SES = 0,000 MWh/a
| Average System Interruption Frequency Index : ASIFI = 35,846360 1/a
| Average System Interruption Duration Index : ASIDI = 456,588500 h/a
|-----|-----|
| Study Case: Study Case | Annex: / 2 |
|-----|-----|
| Momentary Average Interruption Frequency Index : MAIFI = 0,000000 1/Ca
    
```

Ready

TESIS_B_PATRIA Ortho Snap Ln 66, Col 132 | 84 of 84 Lines DB 3400 31/12/1969 20:00:00 Expansion Stage

Análisis de confiabilidad Brigada Patria PowerFactory caso 1

DigSILENT PowerFactory 2021 - "001 Caso Brigada Patria."

FILE EDIT VIEW INSERT DATA CALCULATION OUTPUT TOOLS WINDOW HELP

Project Overview

Study Cases

31/12/1969 20:00:00

Study Case

Network Variations (1, 1 active; Recordin...

Expansion Stage

- Brigada Patria - Caso 0 basse
- Brigada Patria - Caso 01**
- Brigada Patria - Caso 02
- Brigada Patria - Caso 03
- Brigada Patria - Caso 04
- Brigada Patria - Caso 05

Grids (1 active)

TESIS_B_PATRIA

Output Window

Errors (500) Warnings (23) Information (125) Events (1) Others (147) Contained text Clear all filters

```

-----
| System Average Interruption Frequency Index      : SAIFI = 8,894531 1/Ca
| Customer Average Interruption Frequency Index   : CAIFI = 8,894531 1/Ca
| System Average Interruption Duration Index     : SAIDI = 13,988 h/Ca
| Customer Average Interruption Duration Index    : CAIDI = 1,573 h
| Average Service Availability Index              : ASAI = 0,9984032209
| Average Service Unavailability Index            : ASUI = 0,0015967791
| Energy Not Supplied                            : ENS = 391,719 MWh/a
| Average Energy Not Supplied                    : AENS = 0,056 MWh/Ca
| Average Customer Curtailment Index             : ACCI = 0,065 MWh/Ca
| Expected Interruption Cost                     : EIC = 0,000 MUSD/a
| Interrupted Energy Assessment Rate              : IEAR = 0,000 USD/kWh
| System energy shed                             : SES = 0,000 MWh/a
| Average System Interruption Frequency Index     : ASIFI = 9,422366 1/a
| Average System Interruption Duration Index      : ASIDI = 14,811257 h/a
-----
| Study Case: Study Case                          | Annex: / 2 |
-----
| Momentary Average Interruption Frequency Index  : MAIFI = 0,000000 1/Ca
  
```

Ready

TESIS_B_PATRIA Ortho Snap X= 299.870,Y= 156.600 DB 3400 31/12/1969 20:00:00 Expansion Stage

Análisis de confiabilidad Brigada Patria PowerFactory caso 2

DigSILENT PowerFactory 2021 - "001 Caso Brigada Patria."

FILE EDIT VIEW INSERT DATA CALCULATION OUTPUT TOOLS WINDOW HELP

Project Overview

Study Cases

31/12/1969 20:00:00

Study Case

Network Variations (1, 1 active; Recordin...

Expansion Stage

- Brigada Patria - Caso 0 basse
- Brigada Patria - Caso 01
- Brigada Patria - Caso 02**
- Brigada Patria - Caso 03
- Brigada Patria - Caso 04
- Brigada Patria - Caso 05

Grids (1 active)

TESIS_B_PATRIA

TESIS_B_PATRIA x +

110 kV ABC

Output Window

Errors (500) Warnings (24) Information (140) Events (1) Others (196) Contained text Clear all filters

Study Case: Study Case Annex: / 1

System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	9,099050	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	9,099050	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	29,646	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	3,258	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0,9966157027	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0,0033842973	
Energy Not Supplied	: ENS =	795,681	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0,113	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0,051	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0,000	MUSD/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0,000	USD/kWh
System energy shed	: SES =	0,000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	8,533598	1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	30,085443	h/a

Study Case: Study Case Annex: / 2

Ready

TESIS_B_PATRIA Ortho Snap X= 200.241,Y= 192.546 DB 3400 31/12/1969 20:00:00 Expansion Stage

Análisis de confiabilidad Brigada Patria PowerFactory caso 3

DigSILENT PowerFactory 2021 - "001 Caso Brigada Patria."

FILE EDIT VIEW INSERT DATA CALCULATION OUTPUT TOOLS WINDOW HELP

Project Overview

Study Cases

31/12/1969 20:00:00

Study Case

Network Variations (1, 1 active; Recordin...)

Expansion Stage

- Brigada Patria - Caso 0 basse
- Brigada Patria - Caso 01
- Brigada Patria - Caso 02
- Brigada Patria - Caso 03**
- Brigada Patria - Caso 04
- Brigada Patria - Caso 05

Grids (1 active)

TESIS_B_PATRIA

Output Window

Errors (0) Warnings (22) Information (109) Events (1) Others (98) Contained text

Clear all filters

Study Case: Study Case		Annex:	/ 1
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	5,157166	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	5,157166	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	18,922	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	3,669	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0,9978399862	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0,0021600138	
Energy Not Supplied	: ENS =	521,990	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0,074	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0,035	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0,000	MUSD/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0,000	USD/kWh
System energy shed	: SES =	0,000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	4,927591	1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	19,736960	h/a

Study Case: Study Case Annex: / 2

Ready

TESIS_B_PATRIA Ortho Snap X= 274.131,Y= 186.999 DB 3400 31/12/1969 20:00:00 Expansion Stage

Análisis de confiabilidad Brigada Patria PowerFactory caso 4

DigSILENT PowerFactory 2021 - "001 Caso Brigada Patria."

FILE EDIT VIEW INSERT DATA CALCULATION OUTPUT TOOLS WINDOW HELP

Project Overview

Study Cases

31/12/1969 20:00:00

Study Case

Network Variations (1, 1 active; Recordin...)

Expansion Stage

- Brigada Patria - Caso 0 basse
- Brigada Patria - Caso 01
- Brigada Patria - Caso 02
- Brigada Patria - Caso 03
- Brigada Patria - Caso 04**
- Brigada Patria - Caso 05

Grids (1 active)

TESIS_B_PATRIA

Output Window

Errors (500) Warnings (25) Information (155) Events (1) Others (245) Contained text Clear all filters

Study Case: Study Case		Annex:	/ 1
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	6,276969	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	6,276969	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	19,482	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	3,104	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0,9977760705	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0,0022239295	
Energy Not Supplied	: ENS =	532,988	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0,076	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0,079	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0,000	MUSD/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0,000	USD/kWh
System energy shed	: SES =	0,000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	5,759247	1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	20,152768	h/a

Study Case: Study Case Annex: / 2

Ready TESIS_B_PATRIA Ortho Snap X= 309.633,Y= 142.399 DB 3400 31/12/1969 20:00:00 Expansion Stage

Análisis de confiabilidad Brigada Patria PowerFactory caso 5

PF DlgSILENT PowerFactory 2021 - "001 Caso Brigada Patria."

FILE EDIT VIEW INSERT DATA CALCULATION OUTPUT TOOLS WINDOW HELP

Project Overview

Study Cases

31/12/1969 20:00:00

Study Case

Network Variations (1, 1 active; Recordin...

Expansion Stage

- Brigada Patria - Caso 0 basse
- Brigada Patria - Caso 01
- Brigada Patria - Caso 02
- Brigada Patria - Caso 03
- Brigada Patria - Caso 04
- Brigada Patria - Caso 05**

Grids (1 active)

TESIS_B_PATRIA

Output Window

Errors (500) Warnings (26) Information (170) Events (1) Others (294) Contained text Clear all filters

System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	12,527514	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	12,527514	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	21,024	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	1,678	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0,9976000437	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0,0023999563	
Energy Not Supplied	: ENS =	596,504	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0,085	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0,108	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0,000	MUSD/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0,000	USD/kWh
System energy shed	: SES =	0,000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	13,268422	1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	22,554393	h/a

Study Case: Study Case | Annex: / 2

Momentary Average Interruption Frequency Index : MAIFI = 0,000000 1/Ca

Ready TESIS_B_PATRIA Ortho Snap X= 283.672,Y= 141.289 DB 3400 31/12/1969 20:00:00 Expansion Stage