



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

**ANÁLISIS DE VULNERABILIDADES Y EVALUACIÓN DE LA
SEGURIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA
UNIDAD DE NEGOCIOS BOLÍVAR CNEL EP**

**PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

AUTOR:

Freddy Julio Fogacho Quicaliquin

TUTOR:

Ing. Mauricio Eduardo Mullo Pallo, Mgtr

LATACUNGA, AGOSTO, 2025

Latacunga, 28 de julio 2025

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **Fogacho Quicaliquin Freddy Julio** declaro ser autor del proyecto de titulación: **“ANÁLISIS DE VULNERABILIDADES Y EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA UNIDAD DE NEGOCIOS BOLÍVAR CNEL EP”**, siendo el Ing. Mauricio Eduardo Mullo Pallo. Mgtr. tutor del presente trabajo de titulación; 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.



Fogacho Quicaliquin Freddy Julio

C.C. 025028474-2

Latacunga, 28 de julio del 2025

AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En calidad de tutor del trabajo de investigación sobre el título: **“ANÁLISIS DE VULNERABILIDADES Y EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA UNIDAD DE NEGOCIOS BOLÍVAR CNEL EP”**, propuesto por el estudiante **Fogacho Quicaliquin Freddy Julio** de la carrera de **Electricidad**, considero que dicho proyecto de titulación cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos al tribunal de lectores.



Ing. Mullo Pallo Mauricio Eduardo, Mgtr

C.C. 0503755183

TUTOR

Latacunga, 28 de julio del 2025

AVAL DE APROBACIÓN DE LECTORES

Cumpliendo con el reglamento de titulación de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en calidad de lectores de tribunal de proyecto de investigación con el título: “ANÁLISIS DE VULNERABILIDADES Y EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA UNIDAD DE NEGOCIOS BOLÍVAR CNEL EP”, propuesto por el estudiante **Fogacho Quicaliquin Freddy Julio** de la carrera de Electricidad me permito indicar que el estudiante ha concluido todas las observaciones y realizado las correcciones señaladas por el tribunal de lectores, por lo cual, presentamos el aval de aprobación del proyecto de titulación correspondiente a la modalidad de proyecto de investigación en virtud de lo cual el postulante puede presentarse a la defensa de su proyecto de titulación.

Particular que pongo en su conocimiento para los fines legales pertinentes.

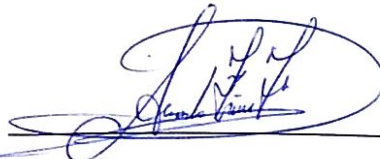
Atentamente,



Lector 1 (Presidente)
Ing. Rueda Flores Walter Paul, Mgtr
CC: 0503689895



Lector 2
Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonso, Mgtr
CC: 0502656424



Lector 3
Ing. Freire Freire Armando Salvador, Mgtr
CC: 0503842833

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: “Análisis de vulnerabilidades y evaluación de la seguridad en el sistema eléctrico de distribución en la unidad de negocios Bolívar CNEL EP”

Autor: Fogacho Quicaliquin Freddy Julio

RESUMEN

Este estudio se centra en identificar vulnerabilidades y evaluar la seguridad operativa del sistema eléctrico de distribución de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP, con el objetivo de analizar las fallas provocadas por diversos factores que interrumpen su funcionamiento. La metodología empleada incluye la evaluación de contingencias bajo el criterio N-1, lo que permite determinar la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica en escenarios de falla individuales.

En primera instancia, se elaboró un caso base mediante el modelamiento del sistema de distribución utilizando el software DIgSILENT PowerFactory 2021. Este modelo se construyó a partir del diagrama representativo del sistema proporcionado por la Unidad de Negocios Bolívar. Además, se incluyó información clave sobre líneas de transmisión, transformadores y cargas, permitiendo calcular los flujos de potencia del sistema y verificar su conformidad con los límites de voltaje establecidos en la Resolución Nro. ARCERNNR-003/2023.

Posteriormente, se llevó a cabo un análisis de contingencias, aplicando el criterio de sensibilidad para identificar los factores más críticos que afectan los elementos del sistema. Esto permitió seleccionar y clasificar las contingencias más relevantes para su análisis detallado.

Finalmente, a partir de los resultados obtenidos en las simulaciones, se diseñó un plan de maniobras correctivas destinado a mitigar fallas extremas. Este plan constituye una herramienta estratégica para mejorar los índices de confiabilidad del sistema y garantizar la continuidad del suministro eléctrico con altos estándares de calidad.

PALABRAS CLAVE: Vulnerabilidad, seguridad, contingencias, fallas.

TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

Title: “Vulnerability analysis and security assessment of the electric distribution system in the Bolivar CNEL EP business unit”

Author: Fogacho Quicaliquin Freddy Julio

ABSTRACT

This study focuses on identifying vulnerabilities and evaluating the operational safety of the electrical distribution system of the Bolivar Business Unit CNEL EP, with the objective of analyzing the failures caused by various factors that interrupt its operation. The methodology used includes the evaluation of contingencies under the N-1 criterion, which allows determining the reliability and safety of the electrical network in individual failure scenarios.

First, a base case was developed by modeling the distribution system using DIgSILENT PowerFactory 2021 software. This model was built from the representative diagram of the system provided by the Bolivar Business Unit. In addition, key information on transmission lines, transformers and loads was included, allowing to calculate the power flows of the system and verify its compliance with the voltage limits established in Resolution No. ARCERNNR-003/2023.

Subsequently, a contingency analysis was carried out, applying the sensitivity criterion to identify the most critical factors affecting the elements of the system. This made it possible to select and classify the most relevant contingencies for detailed analysis.

Finally, based on the results obtained in the simulations, a corrective maneuver plan was designed to mitigate extreme failures. This plan constitutes a strategic tool to improve the system's reliability indexes and guarantee the continuity of electricity supply with high quality standards.

KEYWORDS: Vulnerability, Security, Contingencies, Failures.

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

Freddy Julio Fogacho Quicaliquin

AVAL DE TRADUCCIÓN – Profesional Externo

Daniel Alejandro Oñate Brito con cédula de identidad número: 1724080146 Licenciado en: Pedagogía del Idioma Inglés con número de registro de la SENESCYT: 1020-2023-2649319; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: **“ANÁLISIS DE VULNERABILIDADES Y EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA UNIDAD DE NEGOCIOS BOLÍVAR CNEL EP”** de: **Freddy Julio Fogacho Quicaliquin**, egresado 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, julio, 2025.


.....
Lic. Daniel Alejandro Oñate Brito.
CI: 1724080146
1020-2023-2649319

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INFORMACION GENERAL.....	1
2. INTRODUCCIÓN	2
2.1. Situación Problemática	4
2.2. Formulación del problema	4
2.3. Objeto y campo de acción.....	4
2.3.1. Objeto de Investigación:	4
2.3.2. Objeto y Campo de Acción:.....	4
2.4. Beneficiarios	4
2.4.1. Directos	4
2.4.2. Indirectos	4
2.5. Justificación	5
2.6. Objetivos.....	5
2.6.1. General.....	5
2.6.2. Específicos	5
2.7. Sistema de tareas.....	6
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	7
3.1. Antecedentes	7
3.2. Operación del sistema eléctrico	8
3.3. Análisis de contingencias	10
3.3.1. Descripción general de las contingencias	10
3.3.2. Análisis de contingencia basado en factores de distribución.....	11
3.3.3. Análisis de contingencias basado en flujos de cargas.....	14
3.3.4. Métodos para la selección de contingencias	14
3.3.5. Evaluación de la seguridad	15
3.4. Evaluación de la confiabilidad.....	16

3.4.1. Acciones correctivas	17
3.5. La confiabilidad	18
3.5.2. Método de Márkov.....	19
3.5.3. Confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia.....	23
3.5.4. Parámetros de confiabilidad en los sistemas eléctricos	24
3.5.5. Datos de los elementos de confiabilidad.....	25
3.6. Índices de confiabilidad	26
3.6.1. Índices básicos	26
3.6.2. Índices orientados a los usuarios	27
3.6.3. Datos históricos del SAIFI Y SAIDI	28
4. METODOS Y PROCEDIMIENTOS.....	30
4.1. Elaboración del caso base	31
4.2. Metodología para el flujo de potencia	33
4.3. Validación del caso de estudio	33
4.3.1. Criterios de evaluación	33
4.3.2. Normativas y regulaciones según la Resolución Nro. ARCERNNR-003/2023	34
4.4. Análisis de contingencias en el sistema de potencia.....	35
4.4.1. Contingencias N-1	36
4.4.2. Selección y simulación de contingencias.....	37
4.4.3. Justificación del uso del análisis de sensibilidad en PowerFactory	37
4.4.4. Clasificación de contingencias y aplicación del criterio de sensibilidad.....	38
4.5. Métodos para evaluar la confiabilidad.....	38
4.5.1. Estructura de la red	39
4.5.2. Simulación de eventos	40
4.5.3. Características de eventos	41
4.5.4. Determinación de estados	42

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	42
5.1. Flujos de potencia	42
5.1.1. Análisis de cargabilidades del sistema.....	43
5.1.2. Análisis de tensión en las barras	44
5.2. Análisis de contingencias n-1	45
5.2.1. Selección de contingencias	49
5.2.2. Clasificación de contingencias.....	52
5.2.3. Evaluación de las contingencias	54
5.3. Plan de maniobras	63
5.3.1. Procedimientos operativos	63
5.4. Análisis de confiabilidad	64
5.4.1. Cálculo de Confiabilidad	64
5.4.2. Resultados de los índices de confiabilidad	65
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	68
6.1. Conclusiones.....	68
6.2. Recomendaciones	69
7. REFERENCIAS	70
8. ANEXOS	¡Error! Marcador no definido.
8.1. ANEXO A: Tablas de características del sistema de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP.	¡Error! Marcador no definido.
8.2. ANEXO B: Modelamiento del sistema de la Unidad de Negocios Bolívar	¡Error! Marcador no definido.
8.3. ANEXO C: Tabla de validación de resultados	¡Error! Marcador no definido.
8.4. ANEXO D: Tablas de análisis de fallas registradas	¡Error! Marcador no definido.
8.5. ANEXO E: Tablas de selección de contingencias.....	¡Error! Marcador no definido.
8.6. ANEXO F: Tabla de clasificación de contingencias	¡Error! Marcador no definido.
8.7. ANEXO G: Tabla de análisis de contingencias.....	¡Error! Marcador no definido.

- 8.8. ANEXO H: Tabla de acciones correctivas frente a contingencias N-1 **¡Error! Marcador no definido.**
- 8.9. ANEXO I: Procedimiento operativo en caso de contingencias **¡Error! Marcador no definido.**
- 8.10. ANEXO J: Tablas de confiabilidad **¡Error! Marcador no definido.**

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estados operativos del sistema eléctrico.	9
Figura 2. Inyección de potencia activa con las fases de las tensiones nodales.....	11
Figura 3. Análisis de contingencias basados en índices de severidad.	13
Figura 4. Análisis de contingencias en función del flujo de cargas.	14
Figura 5. Curva de la confiabilidad.	19
Figura 6. Diagrama del espacio de estados del sistema de dos elementos.	19
Figura 7. Espacios de estados de un sistema de un elemento.....	21
Figura 8. Atributos de los sistemas de potencia relacionados con la confiabilidad.	24
Figura 9. Sistema típico de un sistema de potencia.	24
Figura 10. Diagrama de Flujo.....	31
Figura 11. Metodología para evaluar el análisis de contingencias.	36
Figura 12. Topografía y estructura del sistema eléctrico Bolívar.....	40
Figura 13. Procesos para determinar el estado en la red.	42
Figura 14. Cargabilidades en los transformadores.	44
Figura 15. Niveles de tensión en las barras.	45
Figura 16. Fallas durante el año 2020.	46
Figura 17. Fallas durante el año 2021.....	46
Figura 18. Fallas durante el año 2022.....	47
Figura 19. Fallas durante el año 2023.	48
Figura 20. Fallas durante el año 2024.	48
Figura 21. Representación porcentual de acuerdo a los tipos de fallas.	49
Figura 22. Representación porcentual de las fallas vistas desde los alimentadores.....	50
Figura 23. Representación porcentual de las fallas vistas desde los alimentadores.....	51

Figura 24. Análisis de sensibilidad.....	52
Figura 25. Representación porcentual de las contingencias N-1 del sistema para el caso de estudio con demanda máxima.....	52
Figura 26. Representación porcentual de las contingencias N-1 del sistema para el caso de estudio con demanda media.....	53
Figura 27. Representación porcentual de las contingencias N-1 del sistema para el caso de estudio con demanda mínima.	53
Figura 28. Representación gráfica de la contingencia 1_ALIM-G_4-ESQUINAS para el escenario de demanda máxima.	56
Figura 29. Representación gráfica de la contingencia 2_CALUMA_BABAHOYO para el escenario de demanda máxima.	57
Figura 30. Representación gráfica de la contingencia 3_COCHABAMABA_CALUMA para el escenario de demanda máxima.	58
Figura 31. Representación gráfica de la contingencia 4_E02_ECHANDIA para el escenario de demanda máxima.....	58
Figura 32. Representación gráfica de un grupo de contingencias para el escenario de demanda máxima.	59
Figura 33. Representación gráfica de la contingencia C69_GUANUJO_ECHANDIA para el escenario de demanda máxima.	60
Figura 34. Representación gráfica de la contingencia C69_COCHABAMBA_SICOTO para el escenario de demanda máxima.	61
Figura 35. Representación gráfica de la contingencia C69_GUARANDA_GUANUJO(1) para el escenario de demanda media.	61
Figura 36. Representación gráfica de la contingencia C69_COCHABAMBA_SICOTO para el escenario de demanda media.	62
Figura 37. Representación gráfica de la contingencia 1_RIOBAMBA_GUARANDA para el escenario de demanda media.	62
Figura 38. Resultados de los índices de confiabilidad.....	65
Figura 39. Índices de confiabilidad usando seccionadores.....	66

Figura 40. Comparación de los índices de confiabilidad.....66

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Sistema de tareas en relación a los objetivos planteados.	6
Tabla 2. Clasificación de los tipos de contingencia.	11
Tabla 3. Método para la selección de contingencias.	15
Tabla 4. Índices de confiabilidad IEEE-RTS.	16
Tabla 5. Ejemplo para categorizar las fallas en las líneas de transmisión.....	17
Tabla 6. Posibles acciones correctivas para el sistema eléctrico.	18
Tabla 7. Tasas de falla en redes aéreas.	25
Tabla 8. Sistema de valores para el SAIFI Y SAIDI.	29
Tabla 9. Componentes que forman el sistema eléctrico de Bolívar.	32
Tabla 10 Límites para el índice del nivel de voltaje en las líneas.	35
Tabla 11. Propuesta para la clasificación de contingencias del sistema.....	38
Tabla 12 Flujos de potencia.....	43
Tabla 13. Validación de la cargabilidades de los transformadores.	44
Tabla 14. Contingencias seleccionadas para la demanda máxima, media y mínima.	54
Tabla 15. Contingencias que violan los límites de voltaje.	55
Tabla 16. contingencias que dejan fuera de servicio.....	60
Tabla 17. Tabla de datos para la demanda.....	64
Tabla 18. Tasa de fallas.	65
Tabla 19. Comparación de resultados.....	65
Tabla 20. Indicadores de confiabilidad según el evento.....	66

1. INFORMACION GENERAL

Tema del proyecto: Análisis de vulnerabilidades y evaluación de la seguridad en el sistema eléctrico de distribución de la unidad de negocios Bolívar CNEL EP.

Modalidad de titulación:

MODALIDAD DE TITULACIÓN	HOMOLOGACIONES PARA INFORME FINAL DE TITULACIÓN	SELECCIÓN
Propuesta tecnológica	Informe de propuesta tecnológica	
	Patente, Modelo de utilidad, Certificado de propiedad intelectual.	
	Artículo científico	
Proyecto de investigación	Informe de Proyecto de investigación	X
	Artículo científico	
	Patente, Modelo de utilidad, Certificado de propiedad intelectual.	
Examen de indicadores de RDA		

Trabajo de titulación vinculado al proyecto: Estrategias de planeación de sistemas eléctricos en el contexto de la transición energética.

Equipo de trabajo de titulación: Fogacho Quicaliquin Freddy Julio, Ing. MSc. Mullo Pallo Mauricio Eduardo

Área de conocimiento:

06 Información y Comunicación (TIC)	061 Información y Comunicación (TIC)	0611 El uso del Ordenador
		0612 Base de datos, diseño y administración de redes
		0613 Software y desarrollo y análisis de aplicativos

Línea de investigación: Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

Sub líneas de investigación de la Carrera:

Diseño, construcción y explotación eficiente de sistemas eléctricos con energía convencional y alternativa.

2. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico desempeña un papel fundamental en el desarrollo de las naciones, siendo clave para garantizar el acceso continuo, seguro y de calidad al servicio público de energía eléctrica. Este sector se rige por principios de soberanía energética y promueve la transición hacia el uso de fuentes de energía renovables [1]. La energía no solo impulsa el crecimiento económico, sino que también influye directamente en las condiciones medioambientales y en el bienestar social.

Según el informe "Panorama Energético 2020" de OLADE en [2], el consumo energético promedio en la región asciende a 2,029 kWh por habitante. Este dato evidencia la necesidad de implementar una planificación energética integral que incorpore criterios de sostenibilidad, fomente el uso de energías renovables y garantice la confiabilidad de las redes eléctricas. En Ecuador, esta planificación es regulada por el Ministerio de Energía y Minas, que establece los lineamientos para que las empresas de distribución expandan su infraestructura y satisfagan la demanda eléctrica en sus áreas de concesión.

En Ecuador, un suministro de energía accesible y seguro es fundamental para sostener un país que prospere en beneficio de sus ciudadanos y sectores productivos, es por ello que el informe del Balance Energético Nacional presentado por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables muestra que la demanda de energía se ha incrementado en un 14,3% dentro del periodo de estudio, al pasar de 72,7 millones de Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP) en 2010 a 83,1 millones de BEP en 2020. En línea con la tendencia histórica, el mayor demandante de energía es el sector del transporte, con un promedio de 43 millones de BEP en los pasados diez años. Le sigue el sector industrial, con un valor medio de 14,7 millones de BEP en el mismo periodo. Por último, la que ocupa el tercer lugar en la demanda energética del país es el sector residencial, con una media de 11,9 millones de BEP. Por otro lado, Ecuador también experimenta otro cambio importante entre 2012 y 2022 donde la población del país crece de 15,5 millones de usuarios a 18 millones, esto muestra un incremento del 15,9% y el consumo de energía se incrementó en un 24,7%, lo que significa que pasó de 1259 KW/h por persona a 1569 KW/h [3].

En el ámbito nacional, el consumo energético total en 2022 alcanzó 27.561,62 GWh, de los cuales el 99,31% correspondió a la demanda interna de las empresas distribuidoras, y el 0,69% a exportaciones internacionales. Más del 60% del consumo nacional se concentró en CNEL EP

y la E.E. Quito, con unidades de negocio como CNEL EP Guayaquil (19,68%) y CNEL EP Guayas Los Ríos (10,29%) liderando la demanda [3].

De acuerdo al informe anual del CENACE, es obligación de las empresas distribuidoras ampliar su sistema de acuerdo a los lineamientos de planificación emitidos por el Ministerio de Energía y Minas, a fin de satisfacer la demanda de servicio eléctrico requerida dentro de su área de concesión (área geográfica). En la actualidad, existen 9 empresas distribuidoras, entre ellas la Corporación Nacional de Electricidad - CNEL EP, que agrupa 11 unidades de negocio, siendo una de las empresas con mayor demanda de energía [4].

Asimismo, el consumo total de energía registrado en el 2022 sumó un total de 27.561,62 GWh, de los mismos el 99,31% responde a la demanda de energía de las empresas distribuidoras y el 0,69% a exportaciones por interconexiones internacionales, donde alrededor del 61,97% del consumo nacional se concentró en las unidades empresariales: CNEL EP Guayaquil con 19,68%, E. E. Quito con 14,74%; CNEL EP Guayas Los Ríos con 10,29%, CNEL EP Manabí con 7,42%, CNEL EP El Oro con 5,48% y E. E. Centro Sur con 4,36%, si se analiza por empresas, se evidencia que el 60,65% del consumo total se destina a CNEL EP y E. E. Quito con 14,74%. En este contexto, la Unidad de Negocio Bolívar de CNEL EP registró un consumo de energía de 0,37%, pero con un notable incremento en la demanda máxima de potencia, que pasó de 19,33 MW en 2021 a 22,39 MW en 2022, reflejando un crecimiento de 15,83%, el más alto entre las empresas distribuidoras [4].

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) facilitan la transferencia de energía a diversas áreas, pero enfrentan desafíos desde la generación hasta el consumo. El análisis de contingencias es vital para mantener la operación segura del sistema, asegurando que los flujos de potencia y los voltajes permanezcan dentro de límites aceptables. La falta de análisis de contingencias puede resultar en la incapacidad para garantizar el suministro de energía durante perturbaciones, lo que puede conducir a inestabilidad e incluso al colapso parcial o total de la red eléctrica de transmisión. Identificar y abordar las contingencias críticas es esencial para mantener la confiabilidad en la operación del sistema eléctrico.

A pesar de este crecimiento sostenido, la Unidad de Negocios Bolívar carece de un análisis de contingencias en su sistema eléctrico, lo que representa un riesgo significativo para la confiabilidad y seguridad de la red de distribución.

2.1. Situación Problemática

La falta de un análisis de contingencias limita la capacidad para anticipar y mitigar posibles interrupciones, comprometiendo la operación segura y eficiente del sistema eléctrico. Esto podría derivar en problemas como inestabilidad de la red, cortes de energía y, en casos extremos, colapsos parciales o totales en el sistema. Ante esta problemática, se hace imprescindible realizar un análisis detallado de vulnerabilidades y una evaluación de la seguridad del sistema eléctrico de distribución en la Unidad de Negocios Bolívar de CNEL EP, con el fin de garantizar la continuidad y confiabilidad del suministro energético en la región.

2.2. Formulación del problema

La falta de un análisis sobre las vulnerabilidades del sistema eléctrico de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP que permita conocer la capacidad del sistema para responder ante contingencias N-1.

2.3. Objeto y campo de acción

2.3.1. Objeto de Investigación:

Contingencias N-1

2.3.2. Objeto y Campo de Acción:

El campo de acción para el proyecto (Código UNESCO): 3322.01 Distribución de la Energía, 3322.04 Transmisión de Energía (Ver 3313.23)

2.4. Beneficiarios

2.4.1. Directos

El presente proyecto de investigación tiene como beneficiario directo a la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP ubicado en la ciudad de Guaranda.

2.4.2. Indirectos

Los beneficiarios indirectos del proyecto son los estudiantes, docentes, autoridades y comunidad científica.

2.5. Justificación

El análisis de vulnerabilidades y seguridad en la red eléctrica de distribución de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP es crucial debido a varios factores. Primero, garantizar la seguridad y la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica es fundamental para mantener el funcionamiento de las actividades comerciales, industriales y residenciales en la región. Además, la identificación de vulnerabilidades en el sistema permite anticipar y mitigar posibles fallas que podrían resultar en interrupciones del servicio, afectando negativamente a los usuarios y generando costos económicos significativos.

También, en un entorno donde la demanda de energía está en constante aumento y las condiciones climáticas pueden representar desafíos adicionales, es esencial evaluar la seguridad del sistema para garantizar su capacidad de respuesta ante eventos adversos. Por último, considerando el impacto potencial de un fallo en el sistema eléctrico en la seguridad pública y en la economía local, el análisis de vulnerabilidades y seguridad se convierte en una prioridad para la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP cumpliendo con sus responsabilidades como proveedor de servicios de energía eléctrica.

2.6. Objetivos

2.6.1. General

Realizar un análisis de la vulnerabilidad y evaluación de la seguridad del sistema eléctrico de distribución de la Unidad de Negocios Bolívar de CNEL EP, mediante la identificación y simulación de contingencias N-1, con el propósito de proponer estrategias para mejorar su confiabilidad.

2.6.2. Específicos

- Investigar metodologías de aplicación del análisis de contingencias en el sistema eléctrico de distribución.
- Modelar el sistema de distribución de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP haciendo uso del software Digsilent Power Factory.
- Evaluar la vulnerabilidad del sistema eléctrico en condiciones de contingencia N-1.

2.7. Sistema de tareas

A continuación, se presenta el sistema de tareas el cual especifica por cada objetivo específico las actividades a realizar y posterior a ello los resultados esperados.

Tabla 1. Sistema de tareas en relación a los objetivos planteados.

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentación
Investigar metodologías de aplicación del análisis de contingencias en el sistema eléctrico de distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Investigación bibliográfica del análisis de contingencia aplicado al sistema eléctrico. • Recopilación de información técnica relacionada con el sistema eléctrico de distribución y el historial de fallas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Metodología aplicada para el análisis de vulnerabilidad. • Base de datos técnicos de los elementos del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • Artículos científicos. • Tesis. • Libros. • Revistas. • Normativa. • CNEL EP Bolívar
Modelar el sistema de distribución de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP haciendo uso del software Digsilent Power Factory	<ul style="list-style-type: none"> • Modelado de los flujos de potencia del sistema de distribución en Power Factory. • Determinación de los parámetros de los elementos para los flujos de potencia • Simulación de contingencias del sistema eléctrico la Unidad de Negocios Bolívar en DigSilent Power Factory. 	<ul style="list-style-type: none"> • Caso base de simulación. • Archivos de simulación • Validación del sistema mediante la comparativa con la información de la empresa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Excel • Software DigSilent Power Factory.
Evaluar la vulnerabilidad del sistema eléctrico en condiciones de contingencia N-1.	<ul style="list-style-type: none"> • Identificación de las contingencias conforme a su estado operativo. • Clasificación de las contingencias en base a la severidad. • Análisis de resultados de las contingencias N-1 	<ul style="list-style-type: none"> • Lista de las contingencias en base a la seguridad de los eventos. • Respuestas frente a contingencias establecidas en el sistema. • Lista de acciones reparativas para que el sistema soporte contingencias n-1 	<ul style="list-style-type: none"> • Software DigSilent Power Factory. • Normativa vigente • Excel

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1. Antecedentes

La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) creada el 15 de diciembre del 2008 en conjunto de distintas empresas dedicadas a la distribución en Ecuador, incluyendo Bolívar S.A., empresa el Oro S.A, empresa Esmeraldas S.A, entre otras. Esta integración buscó minimizar las prestaciones de servicio eléctrico para el país [5]. Sin embargo, luego el 13 de marzo de 2013, CNEL EP asume la responsabilidad de empresa distribuidora y comercializadora de energía, consolidándose como unas empresas más importantes del sector. En 2014, absorbió la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil EP, estableciendo la Unidad de Negocios Guayaquil, y, para 2015, quedó estructurada en 12 Unidades de Negocio, fortaleciendo su capacidad operativa y de gestión energética.

En la actualidad, CNEL EP opera en 10 provincias, abarcando el 44% del suelo ecuatoriano y abasteciendo al 50% de las poblaciones. Este crecimiento ha sido posible gracias a significativas inversiones en infraestructura y tecnología, enfocadas en mejorar la disposición y continuación del servicio energético [5].

En el ámbito técnico, CNEL EP ha implementado estrategias avanzadas con el criterio de contingencia, diseñado para garantizar la fiabilidad de la red eléctrica en caso de salida de un elemento crítico. En un trabajo publicado en 2015 en [6], se plantea un modelo basado en el método de cargabilidades según el criterio de contingencia N-1 que considera diversos factores como la estructura de la red, los niveles de tensión y las pérdidas, utilizando el método del gradiente reducido generalizado (GRG) para optimizar el flujo de cargas, mediante la programación del software Lingo. En ese mismo año se introdujo el índice de distancia de seguridad en estado estable tras las contingencias (PCSSD), que permite evaluar la seguridad de funcionamiento del sistema tras una contingencia y clasificarlo en función de su gravedad. Gracias a su modelo de optimización no lineal, este índice mejora la eficiencia computacional al identificar los valores límite del sistema activo [7].

Por otra parte, en el año 2020 se propuso un modelo eficiente para planificar la expansión de la red de transmisión (TEP) que emplea factores de sensibilidad lineales (LSFs). Gracias a este método se han reducido las restricciones y variables propias de un modelo clásico, lo que permite aumentar la eficiencia y reducir los costes operativos especialmente en los sistemas a gran escala [8].

También se han realizado varios estudios enfocados a la fiabilidad y la seguridad en los sistemas de distribución. Durante el año 2019 se llevó a cabo un análisis de vulnerabilidades en sistemas de distribución eléctrica siguiendo el criterio N-1, en el que se puso de evidencia la necesidad de mejorar la fiabilidad mediante la redistribución de la carga mediante la instalación de feeders complementarios y con la incorporación de sistemas de protecciones más robustos [9]. Durante ese mismo año, se llevó a cabo una investigación en la que se analizó la optimización del flujo de potencia en sistemas con contingencias N-2 empleando modelos linealizados con el fin de minimizar los costos de operación y garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico [10].

La fiabilidad de los sistemas eléctricos que se analizó en el año 2021 fue a partir de un modelo inspirado en el principio de Monte Carlo secuencial que se aplica a los sistemas de prueba con el fin de planificar la expansión a largo plazo de las redes de transmisión. Dicho método ha permitido determinar los índices de fiabilidad para facilitar la toma de decisiones de orden estratégico [11].

Para terminar en estudios recientes se han abordado la coordinación automática de las protecciones eléctricas, mejorando la sensibilidad y la confiabilidad de los dispositivos de protección de distancia. Asimismo, se han desarrollado algoritmos para localizar fallos en las redes de transmisión eléctrica, optimizando la respuesta ante perturbaciones críticas [12], [13].

Bajo este contexto, el análisis de vulnerabilidades y la evaluación de la seguridad del sistema eléctrico en la Unidad de Negocio Bolívar de CNEL EP resulta clave para poder garantizar un suministro seguro y adecuado a las distintas necesidades actuales

3.2. Operación del sistema eléctrico

En un sistema eléctrico de potencia (SEP), es esencial mantener las magnitudes eléctricas dentro de unos límites establecidos para poder realizar un monitoreo y control en condiciones reales, sobre todo en lo que respecta a los flujos de potencia en las líneas y barras de conexión. De esta forma se evitan eventos impredecibles derivados de las causas naturales. Por ello, es responsabilidad del operador garantizar la seguridad de los sistemas, logrando un estado de equilibrio que reduzca al mínimo el riesgo de una posible serie de contingencias imprevistas [14].

La operación de un SEP conlleva también la clasificación de los diferentes estados posibles del sistema en cuanto a su seguridad, permitiendo así identificar y gestionar las condiciones operativas de forma eficiente. En la Figura 1. se ilustra esta clasificación.

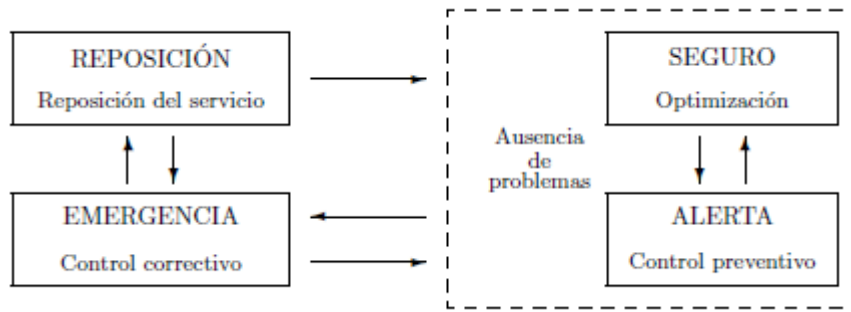


Figura 1. Estados operativos del sistema eléctrico [14].

Aunque el sistema opere en condiciones normales cumpliendo con todas las restricciones, es inevitable que ocurran eventos anormales, tales como líneas sobrecargadas de transmisión o voltajes que violen los límites de operación. Un sistema se considera en estado seguro cuando cumple con las restricciones de seguridad establecidas, de manera que en ningún aspecto de contingencia se tenga límites fuera del rango del perfil de tensiones dentro de una cadena de contingencias definidas con anterioridad. Sin embargo, si los criterios de seguridad no se cumplen, la red pasa de un estado seguro a un estado de alerta [14].

En un estado de emergencia, se presentan variables fuera de los límites de operación, resultado de una contingencia, lo que requiere la implementación de acciones correctivas para regresar el sistema a su estado normal (control correctivo). Para evitar daños mayores y restablecer el equilibrio operativo lo antes posible, es fundamental llevar a cabo este tipo de intervención.

Dependiendo del estado del sistema, el operador actuará con un objetivo u otro, pero si se ve comprometida la integridad del sistema, la prioridad consiste en restablecer el servicio interrumpido en el menor tiempo posible. Esta estrategia influye directamente en los controles que se aplicarán, así como en el diseño de los subsistemas de generación, transmisión y distribución con el fin de garantizar una recuperación eficiente y rápida de las condiciones de operación.

Por el contrario, si las variables operan dentro de rangos aceptables el enfoque se centra en la optimización de costes. En esta situación, se destina la generación a las unidades más eficientes para reducir las pérdidas durante el proceso de transporte. En este caso, la aplicación del control preventivo deberá alcanzar un equilibrio entre la eficacia económica y la seguridad del sistema [14].

3.3. Análisis de contingencias

Dentro de la seguridad de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), el análisis de contingencias juega un papel fundamental dado que permite evaluar el efecto de las faltas que provocan la desconexión de elementos esenciales del sistema. Dichas desconexiones generan un nuevo balance en la red, aunque los niveles de tensión podrían variar respecto a los límites admisibles, perjudicando la estabilidad operativa de la misma [15].

Frente a esta situación, la finalidad del análisis de contingencias consiste en comparar los parámetros eléctricos con sus límites permitidos para determinar los casos más críticos. A través de cálculos de flujo de potencia, pueden evaluarse diferentes condiciones de operación, tanto en condiciones normales como en casos de emergencia. Para ello es fundamental el método N-1 ya que mide la capacidad de respuesta del sistema en caso de la pérdida de un elemento esencial [15].

3.3.1. Descripción general de las contingencias

Para la planificación de la expansión de la red de transporte, se consideran dos tipos principales de contingencias: simples (N-1) y dobles (N-2). Las contingencias N-1 consideran la pérdida de un único elemento del sistema debido al fallo de una línea, transformador, generador u otro elemento. En cambio, las contingencias N-2 consisten en la pérdida simultánea o sucesiva de dos elementos, que pueden estar situados cerca o lejos el uno del otro. Uno de los casos más frecuentes en N-2 suele ser la desconexión una línea de doble circuito. Según el estándar de NERC, se definen ocho categorías de contingencias para evaluar durante la planificación de la expansión de la red, como se detalla en la Tabla 2 [16].

Tabla 2. Clasificación de los tipos de contingencia [16].

Categoría	Contingencia	Nomenclatura Contingencia	Observacion
P0	No se da la contingencia	(N-0)	No hay perturbaciones
P1	Cortocircuito trifásico en un elemento de la red.	(N-1)	Una única contingencia.
P2	Circuito monofásico a tierra de una barra.	(N-k)	Contingencias Múltiples.
P3	Cortocircuito trifásico con corte del generador.	(N-G-1)	Contingencia múltiple con mantenimiento en el generador y cortocircuito en la red.
P4	Cortocircuito monofásico y funcionamiento de un disyuntor local de respaldo.	(N-2)	Contingencia múltiple con cortocircuito de red y fallo de disyuntor.
P5	Cortocircuito monofásico despejado con el tiempo de la protección.	(N-2)	Contingencias múltiples sin la actuación de las protecciones principales.
P6	Pérdida de un elemento en conjunto con un cortocircuito trifásico en la red.	(N-1-1)	Contingencia Múltiple.
P7	Pérdida de dos circuitos adyacentes en una red común y cortocircuito monofásico	(N-2)	Contingencia Múltiple

3.3.2. Análisis de contingencia basado en factores de distribución

Para estas redes utilizar un modelo aproximado para los cálculos que involucran solamente los flujos de potencia activa es muy posible, ya que el flujo de carga es continuo y su característica es la linealidad misma que relacionan las potencias inyectadas en los nodos con las fases de las tensiones nodales.

Para estas redes utilizar un modelo que se aproximen a los cálculos que conlleven solamente flujos de potencia activa es muy posible, ya que el flujo de carga es continuo y su característica es la linealidad misma que relacionan las potencias inyectadas en los nodos con las fases de las tensiones nodales [14].

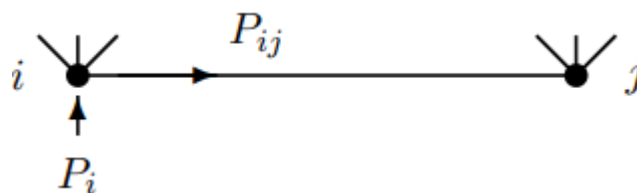


Figura 2. Inyección de potencia activa con las fases de las tensiones nodales [14].

De acuerdo a la Figura 2 la relación entre la inyección de potencia activa y las tensiones nodales en la fase se describe mediante la ecuación:

$$P_i = \sum_j P_{ij} = \sum_j \frac{V_i * V_j}{X_{ij}} * \sin \theta_{ij} \simeq \sum_j \frac{\theta_i - \theta_j}{X_{ij}} \quad (1)$$

Donde:

X_{ij} representa la reactancia de los elementos conectados a los nodos i y j.

Representadas de manera matricial como $P=B*0$ obteniendo una correlación lineal asociado a los flujos de potencia de las líneas y los trafos, “Pf” y la inyección de potencia en los nodos tal como se indica en la fórmula matemática.

$$\left. \begin{array}{l} A^T * \theta = X * P_f \\ P_f = [X^{-1} * A^T] * \theta \\ P = A * P_f \end{array} \right\} \Rightarrow P_f = [X^{-1} * A^T] * P = S * P \quad (2)$$

Donde A es la matriz de incidencia nodos - ramas, X representa la diagonal de una matriz de reactancias y S representa la matriz de sensibilidad entre los flujos de potencia y las potencias inyectada en los nodos. Al aplicar el principio de superposición se obtiene la ecuación.

$$P_f = S * [P * \Delta P] = P_f^0 + S * \Delta P \quad (3)$$

Son definidos como el aumento de potencia en un elemento específico, que puede ser una línea o un transformador que une los nodos “m” y “n” en caso de aumento unitario de la potencia inyectada en el nodo «i» a los coeficientes de distribución de la potencia activa inyectada en los nodos.

$$p_{mn}^i = \frac{\Delta P_{mn}^i}{\Delta P_i} = \frac{\Delta \theta_m - \Delta \theta_n}{x_{mn}} = S_{mn,i} \quad (4)$$

En caso de una falla en un generador ubicado en el nodo “i”, el cambio de potencia en el elemento "mn" se puede obtener según dos escenarios:

- La generación perdida asume el generador de referencia:

$$\Delta P_{mn} = p_{mn}^i * \Delta P_i \quad (5)$$

- La generación perdida asume el resto de generadores acorde a los coeficientes de reparto:

$$\Delta P_{mn} = p_{mn}^i * \Delta P_i - \sum_{j \neq i} p_{mn}^j * \gamma_{ji} * \Delta P_i = \Delta P_i * \left(p_{mn}^i - \sum_{j \neq i} p_{mn}^j * \gamma_{ji} \right) \quad (6)$$

Otro método ampliamente utilizado para la selección de contingencias consiste en clasificar las contingencias según su severidad de manera descendente, utilizando el índice de severidad (IS) que muestran los niveles de carga en transformadores y líneas después de un evento. Este índice se define como:

$$IS = \frac{1}{b} \sum_{k=1}^b \left(\frac{|P_f|}{P_f^{max}} \right) \quad (7)$$

Donde “Pf” es la potencia en el elemento y P_f^{max} es el límite máximo permitido.

Una vez con los índices de severidad obtenidos para cada contingencia se clasifican en orden descendente de gravedad. Este enfoque permite analizar a detalle la contingencia más severa primero, y continuar con las siguientes hasta que no se identifiquen problemas en la última contingencia evaluada [14]. Este método se ilustra en la Figura 3..

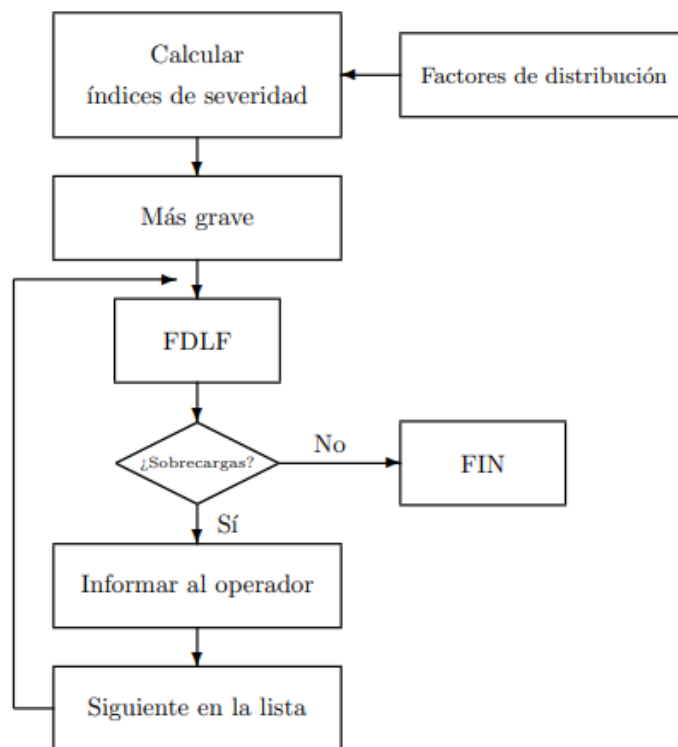


Figura 3. Análisis de contingencias basados en índices de severidad [14].

3.3.3. Análisis de contingencias basado en flujos de cargas

Para detectar sobrecargas debidas a cambios en las inyecciones nodales resulta eficaz el análisis de contingencias basado en factores de distribución, aunque no es el adecuado para la detección de tensiones anómalas puesto que el problema es no lineal sobre todo en la relación entre potencia reactiva y tensión [14].

Para solventar su limitación, una opción eficaz consiste en utilizar el flujo de carga con el método de desacoplamiento rápido. Mediante dicho método se emplean las tensiones nodales anteriores a la falla a fin de evaluar el nuevo estado de la red [14].

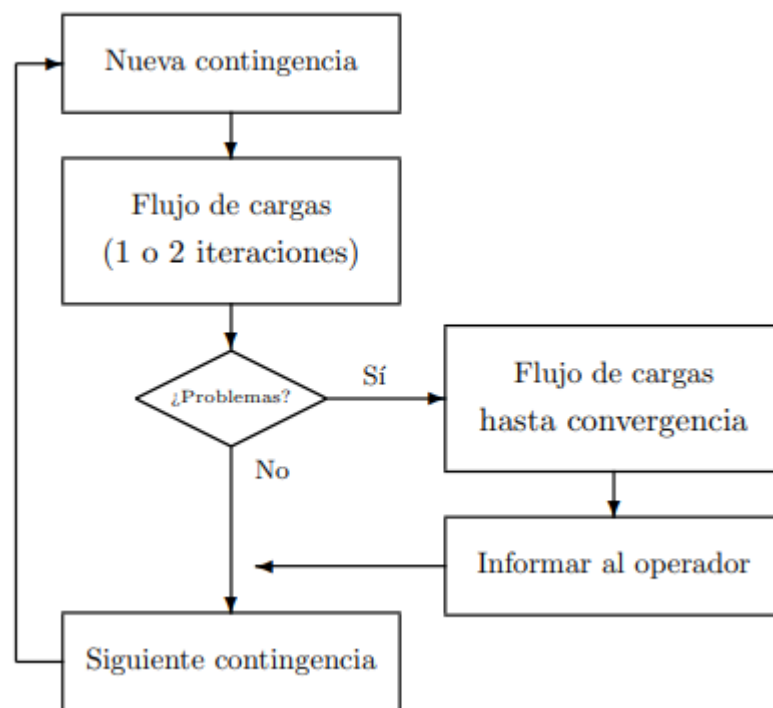


Figura 4. Análisis de contingencias en función del flujo de cargas [14].

3.3.4. Métodos para la selección de contingencias

Existen tres métodos principales para seleccionar las contingencias de una red eléctrica y valorar la gravedad de los fallos en sus componentes. De entre ellos, en la Tabla 3. se destaca el método de sensibilidad, el cual propone un enfoque más realista al considerar la gravedad de la contingencia según su probabilidad de ocurrencia [17].

Tabla 3. Método para la selección de contingencias [17].

Métodos	Descripción	Ventajas	Limitaciones
Análisis por sobrecarga	Evalúa las contingencias de los elementos conforme a su capacidad.	Fácil de implementar	Tiempo de análisis para las contingencias
Análisis por severidad	Clasifica las contingencias según la magnitud de la tensión.	Prioriza las contingencias más críticas	Difícil de implementar en sistemas complejos
Análisis por sensibilidad	Evalúa la gravedad de la contingencia según la probabilidad de ocurrencia	Brinda una evaluación precisa del sistema.	Uso de gran cantidad de datos para el modelo.

En este punto, vale aclarar que la selección de las contingencias a utilizar en el presente proyecto se fundamenta en un análisis de datos históricos proporcionados por la Unidad de Negocio Bolívar. Dicha base de datos fue elaborada a base de un registro histórico que corresponde a un lapso comprendido de cuatro años, los cuales permiten identificar patrones y particularidades claves como son el tipo de falla, la ubicación de las fallas, los alimentadores que se vieron afectados y las líneas que sufrieron el efecto en cada evento [17]. Además, el análisis se enfoca en identificar la sensibilidad de estos elementos ante posibles interrupciones. La principal diferencia radica en que, mediante el análisis por sensibilidad, únicamente se seleccionan para un estudio más detallado aquellas contingencias que presentan valores distintos de cero, lo que permite una evaluación más precisa y eficiente [14].

3.3.5. Evaluación de la seguridad

El concepto se debe a la seguridad de un sistema eléctrico que es estudiado como la seguridad frente a una serie de contingencias determinada a priori. Por tanto, las contingencias que se consideran normalmente están divididas en tres tipos que son las siguientes:

El fallo simple: este fallo se da en cualquier elemento de la red como, generador, línea, transformador, o reactancia. A la cual se conoce como contingencia N-1.

El fallo simultáneo: están presentes en líneas con circuito doble que estarán conectados en un mismo nodo a esta contingencia se le denomina N-2

En situaciones especiales: este fallo es muy poco probable ya que considera una falla en el mayor generador de una zona y de una de sus líneas que están interconectadas con el sistema.

El análisis de contingencias, parte fundamental del estudio de seguridad en sistemas eléctricos, consiste en evaluar el comportamiento de la red tras la salida de uno o más de sus elementos.

Con este fin, se llevan a cabo múltiples simulaciones usando cálculos de flujo de potencia para cada contingencia seleccionada [14].

El mayor reto está en elegir correctamente las contingencias que se van a analizar detalladamente, manteniendo el equilibrio entre la precisión del estudio y la optimización del tiempo de ejecución. Este aspecto es fundamental para garantizar que no se deja fuera del análisis ningún escenario crítico, en especial en un entorno de operación en tiempo real, donde el tiempo disponible es limitado [16].

3.4. Evaluación de la confiabilidad

La IEEE RTS 24 es un método utilizado para evaluar los índices básicos de confiabilidad en diferentes niveles de contingencia. En la Tabla 4. se describen dos tipos de algoritmos computacionales que permiten implementar acciones correctivas. El primero aplica modificaciones específicas para verificar si el sistema sigue siendo capaz de abastecer la carga, mientras que el segundo no incorpora cambios correctivos, clasificando al sistema como una “falla” si no se encuentra solución. En este contexto, es relevante destacar que los índices de confiabilidad, cuando se les aplican acciones correctivas, tienden a disminuir en comparación con aquellos donde no se implementan modificaciones[16], [18].

Tabla 4. Índices de confiabilidad IEEE-RTS [18].

	Con RA	Sin RA
Probabilidad de falla del servicio	0,0016	0,0121
Frecuencia de falla del servicio	0,5440 (por año)	2,616(por año)
Duración de falla del servicio	26,5112 (horas/año)	40,5979 (h/año)

Por otra parte, en la Tabla 5. se presentan las fortunas contingencias de las líneas de transmisión y su referente análisis de efectos, apoyado de un ejemplo con datos típicos mencionados en [16]. Es importante resaltar que, para realizar un estudio con este método, se debe seleccionar cuidadosamente las contingencias a evaluar, ya que el objetivo principal es determinar las acciones correctivas necesarias.

Tabla 5. Ejemplo para categorizar las fallas en las líneas de transmisión [18].

No. De Circuito	Componente	Restricciones/Violaciones (Si/No)	RA sin desconexión de carga (Si/No)	desconexión de carga (Si/No)
1	TL 10-20	No		
2	TL 10-30	Si		Si
3	TL 10-50	No		
4	TL 20-40	Si		Si
5	TL 20-60	Si	Si	
6	TL 30-240	Si		Si
7	TL 30-90	Si		Si
8	TL 40-90	No		
9	TL 50-100	No		
10	TL 60-100	Si		Si

3.4.1. Acciones correctivas

Las acciones correctivas (AR) son las medidas esenciales para corregir anomalías en el sistema eléctrico, como una sobrecarga o una tensión fuera de los límites establecidos debido a contingencias programadas o aleatorias. Las AR se clasifican en tres categorías de coste: bajo, medio y alto, y desde una perspectiva económica, es aconsejable utilizar en un primer momento las de bajo coste. En caso de que no sean suficientes, se opta por acciones de coste moderado y, como último recurso, por acciones de coste elevado [18].

El efecto de las acciones correctivas es notable para la fiabilidad del sistema, aunque su impacto en la rentabilidad económica es menor. Dependiendo del objetivo de los AR, es posible utilizar diferentes enfoques matemáticos para dar prioridad a aspectos como la minimización de las acciones correctivas o la minimización de las desviaciones económicas del sistema [18].

Tabla 6. Posibles acciones correctivas para el sistema eléctrico [18].

No.	Acción Correctiva	Costo Asociado
1	Banco de Condensadores	Baja
2	Banco de Inductores	Baja
3	Ajuste del Cambio de Fase	Baja
4	Ajuste de la Potencia Reactiva en el Generador (Mvar)	Baja
5	Voltaje en la barra de Generación.	Baja
6	Taps en el Transformador	Baja
7	Controles FACTS	Baja
8	Transferencia de Carga	Baja
9	Ajuste de Potencia Activa en el Generador (PW)	Moderada
10	Intercambio de Área	Alta
11	Carga Interrumpible	Alta
12	Carga Firme	Alta
13	Carga Crítica	Alta

3.5. La confiabilidad

3.5.1. Métodos de evaluación de la confiabilidad de los sistemas reparables

La reparación de un sistema eléctrico es posible, lo que quiere decir que sus componentes pueden restablecerse tras un fallo, volviendo al estado original o a uno similar. Esto también se aplica al mantenimiento preventivo.

Con el fin de evaluar la fiabilidad del sistema, suelen utilizarse diversas técnicas de modelado que tratan las contingencias a partir de índices de rendimiento. Entre ellas destacan la simulación estocástica, el método de Monte Carlo siendo los más usados [19].

La confiabilidad se radica a la capacidad que tiene un sistema o elemento para seguir funcionando con el tiempo. Para componentes individuales, esta probabilidad sigue una curva exponencial decreciente, siendo más alta al principio y disminuyendo con el tiempo hasta llegar a cero.

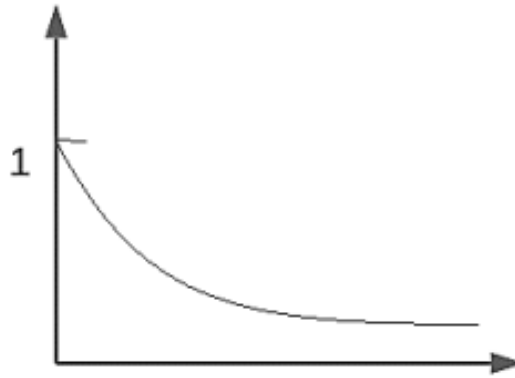


Figura 5. Curva de la confiabilidad [19].

3.5.2. Método de Márkov

Las metodologías analíticas suelen basarse en los procesos del modelo de Márkov. En redes eléctricas, ya sean de distribución o transmisión, los elementos pueden ser reparados o reemplazados tras una falla, dependiendo de su naturaleza, lo que permite restablecer el funcionamiento normal del sistema o la parte afectada [20].

Dado que el sistema opera de manera confiable en el tiempo y posee estados discretos finitos, su comportamiento se ajusta adecuadamente a un modelo de procesos continuos de Markov tal como se puede observar en la Figura 6.

Por ejemplo, considerando un sistema con 2 elementos (como alimentadores o líneas de transmisión), donde cada elemento puede estar en un estado de operación o falla, el sistema se puede representar con un modelo de dos estados

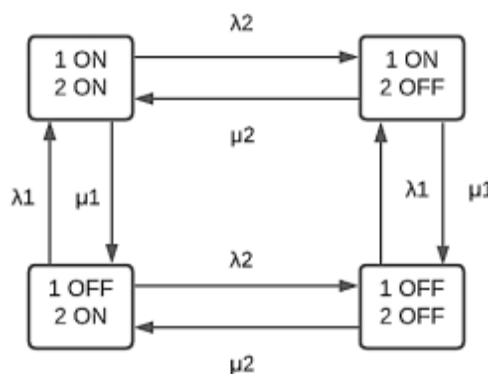


Figura 6. Diagrama del espacio de estados del sistema de dos elementos [19].

En donde:

λ_i = representa la falla de la variable “i” y se expresa en falla/unidad de tiempo

μ_i = representa la tasa de reparacion, denotado en 1/h

El "espacio de estados" representa todas las posibles configuraciones del sistema, donde las transiciones entre estados ocurren al cambiar el estado de un solo elemento a la vez. Este espacio es fundamental de la forma en que los elementos están conectados dentro del sistema.

Antes de realizar un análisis, es fundamental definir un criterio de éxito, estableciendo las condiciones operativas y características generales de los elementos. Si el criterio de éxito se basa únicamente en la continuidad del servicio y las líneas tienen capacidad suficiente para soportar toda la carga, la determinación del estado de falla del sistema dependerá de la conexión de las líneas.

Conexión en paralelo: el sistema solo falla si ambos elementos dejan de operar.

Conexión en serie: una sola falla en cualquiera de los elementos provoca la interrupción del sistema.

Para un enfoque más realista, se pueden considerar las sobrecargas si las líneas en paralelo no logran soportar mucha carga, la salida de cualquier de ellas generará situaciones de conflicto. Si esto requiere desconectar parte de una carga evitando una falla mayor, dichas condiciones también deben ser incluidas en el análisis de estados de falla [19].

Para calcular la probabilidad de que un sistema permanezca en un estado específico, se considera un sistema con un solo elemento reparable, definido por una tasa de falla (λ) y una tasa de reparación (μ), ambas con distribuciones exponenciales.

Se definen:

$P_0(t)$: Probabilidad de que el sistema esté operando en un tiempo t .

$P_1(t)$: Probabilidad de que el sistema esté fuera de operación en un tiempo t .

Estas probabilidades permiten modelar la confiabilidad del sistema a lo largo del tiempo, considerando que el sistema puede alternar entre estados de funcionamiento y falla según las tasas mencionadas.

Las funciones de densidad de operación y falla para el componente son:

$$f_0(t) = \lambda(\exp^{-\lambda t}) \quad (8)$$

$$f_0(t) = \mu(\exp^{-\mu t}) \quad (9)$$

Además:

MTTF = m = $1/\lambda$ Tiempo medio de falla

MTTR = r = $1/\mu$

Considerando una aproximación infinitesimal de tiempo, se detalla que la probabilidad de que suceda dos o más eventos es mínima.

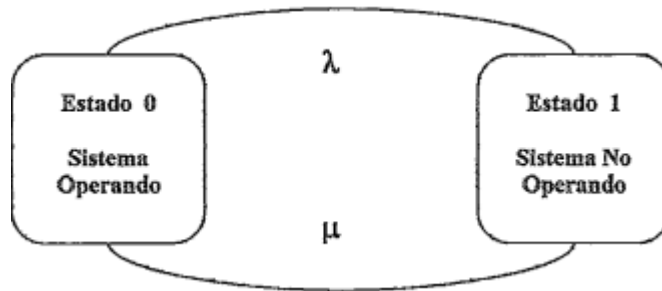


Figura 7. Espacios de estados de un sistema de un elemento.

La probabilidad de estar en el estado de operación después de este intervalo de tiempo dt será:
 [Probabilidad de operar al tiempo t y de no fallar en el tiempo dt] + [Probabilidad de fallar al tiempo t y de ser reparado en el tiempo dt].

$$P_0(t + dt) = P_0(t)(1 - \lambda dt) + P_1(t)(\mu dt) \quad (10)$$

$$P_1(t + dt) = P_1(t)(1 - \mu dt) + P_0(t)(\lambda dt) \quad (11)$$

Al dividir por dt la ecuación (10) y (11) se tiene

$$\frac{P_0(t + dt) - P_0(t)}{dt} = -\lambda P_0(t) + \mu P_1(t) \quad (12)$$

$$\frac{P_1(t + dt) - P_1(t)}{dt} = \lambda P_0(t) - \mu P_1(t) \quad (13)$$

Pero si dt tiende a 0, las ecuaciones (12) y (13) su respuesta es la definición de la derivada quedando las ecuaciones:

$$\dot{P}_0(t) = -\lambda P_0(t) + \mu P_1(t) \quad (14)$$

$$\dot{P}_1(t) = \lambda P_0(t) - \mu P_1(t) \quad (15)$$

Al aplicar la Transformada de Laplace a un sistema de dos ecuaciones con coeficientes constantes, obtenemos un sistema de ecuaciones algebraicas en el dominio de Laplace. Posteriormente, resolviendo estas ecuaciones y aplicando la transformada inversa de Laplace, se obtiene la solución en el dominio del tiempo, permitiendo conocer la evolución de las probabilidades de operación y falla del sistema [8].

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} [P_0(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} [\lambda P_0(0) - \mu P_1(0)] \quad (16)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} [P_0(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} [\mu P_0(0) - \lambda P_1(0)] \quad (17)$$

Donde $P_0(0)$ y $P_1(0)$ representan las condiciones iniciales. Además, se tiene que:

$$P_0(0) + P_1(0) = 1 \quad (18)$$

Por consiguiente el estado más probable en que el sistema inicia será para el estado cero ya que las ecuaciones (17) y (18) quedan representados de forma siguiente:

$$P_0(0) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \lambda \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (19)$$

$$P_1(0) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \mu \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (20)$$

Si t tiende a infinito (∞) se tiene las probabilidades de estado estacionario, es decir obtenemos el resultado que enfocamos en el estudio de confiabilidad, representados por las ecuaciones (21) y (22).

$$P_0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (21)$$

$$P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (22)$$

Sustituyendo las ecuaciones de tiempo medio para la falla (m) y tiempo medio de reparación (r) tenemos:

$$P_0 = \frac{m}{m + r} \quad (23)$$

$$P_1 = \frac{r}{m + r} \quad (24)$$

Las ecuaciones (16), (17), (19) y (20) permiten determinar la probabilidad de que un sistema, modelado como un único elemento, se encuentre en estado de operación o falla. Sin embargo, a medida que el sistema crece, su aplicación se vuelve más compleja, ya que considera todos los estados posibles del sistema.

El método de Markov proporciona gran precisión para determinar de la probabilidad de residencia en cada estado, pero no calcula directamente la probabilidad de falla en un punto específico del sistema, que es el dato de mayor interés. Por esta razón, resulta más útil emplear indicadores de frecuencia y duración de interrupciones del servicio [19].

3.5.3. Confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos IEEE (2007) define la confiabilidad de los sistemas eléctricos como la capacidad de un sistema o componente para ejecutar sus funciones en condiciones específicas y durante un período de tiempo determinado. Esta definición ha tomado relevancia a raíz de la normativa del sector eléctrico y de las consecuencias económicas que sufren los operadores de redes (OR) en caso de fallo o interrupción del servicio eléctrico. [13], [21].

Las redes de distribución, en particular, tienen una mayor probabilidad de fallas, lo que puede afectar el funcionamiento adecuado del sistema de potencia. Aunque la gran mayoría los casos de confiabilidad se centran en los sistemas de generación y transmisión, las redes de distribución también presentan un alto riesgo de fallas debido a eventos no deseados en subestaciones que pueden causar desconexiones y daños a los equipos [21].

Es por ello que la confiabilidad del sistema se puede determinar utilizando índices de confiabilidad, que pueden calcularse mediante métodos estocásticos, estadística descriptiva, medidas operativas e índices determinísticos, dado que los eventos son aleatorios. Existen diferentes tipos de estudios de confiabilidad de las cuales definiremos 2 principales:

- **Adecuación:** La adecuación o confiabilidad estática del sistema, se refiere a la disponibilidad suficiente de equipos y condiciones operativas, evaluándose a través del flujo de carga en un análisis a largo plazo.
- **Seguridad:** La seguridad o confiabilidad dinámica se refiere a la capacidad del sistema para adaptarse a eventos internos y condiciones operativas cambiantes, siendo evaluada a corto plazo.

Para estudiar la fiabilidad de los sistemas eléctricos hay que tener en cuenta el número de equipos instalados, las contingencias de funcionamiento y la capacidad del sistema para hacer frente a perturbaciones transitorias [21].

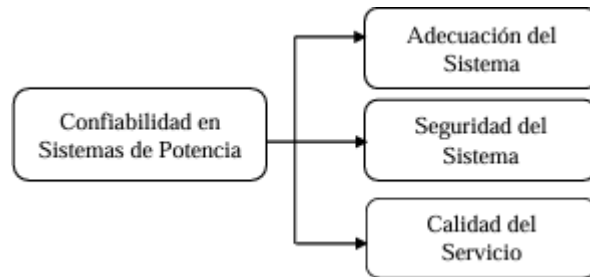


Figura 8. Propiedades de los sistemas de potencia relacionados con la confiabilidad [21].

3.5.4. Parámetros de confiabilidad en los sistemas eléctricos

Analizar la fiabilidad de un sistema eléctrico consiste en medir la probabilidad de que se produzcan fallos. Para ello, se utiliza el índice LOLP (Loss of Load Probability), con el que se puede saber cuántos días u horas al año la generación eléctrica no es suficiente para cubrir toda la demanda. De forma parecida, el índice LOLE (Loss of Load Expectation) permite predecir el número de días u horas en que no se cubrirá la demanda máxima [21].

Para comprender la magnitud del problema, se emplean otros dos índices: XLOL (Expectativa de Pérdida de Carga), cuyo objetivo es medir la cantidad de energía que no se suministra debido a una falla, y EUE (Expectativa de Energía No Suministrada) por sus siglas en inglés, un indicador clave, sobre todo en sistemas donde se aprovecha la energía hidroeléctrica [21].

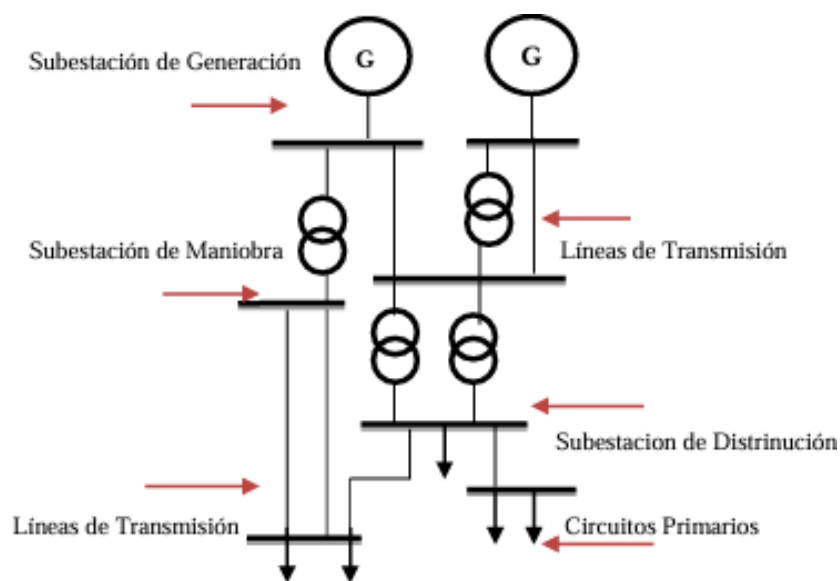


Figura 9. Sistema típico de un sistema de potencia [21].

La Figura 9. muestra la topología típica de una red de distribución, en la cual se originan los circuitos primarios de distribución (CP) o "feeders". En los sistemas de distribución, el análisis de confiabilidad se enfoca a evaluar la capacidad de los componentes del sistema para que cumplan su función durante un determinado tiempo, ya que esos elementos permiten la conexión de los usuarios con la subestación eléctrica. [21].

3.5.5. Datos de los elementos de confiabilidad

Al evaluar la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución, es fundamental utilizar datos reales de los elementos que influyen en la confiabilidad. De no hacerlo, los resultados generados por análisis con programas sofisticados carecen de validez [20].

La distribución de aérea se refiere a los elementos instalados en la red aérea, que funcionan de manera radial en gran parte de los sistemas eléctricos de potencia. Esto se debe a la exposición directa a factores como la flora y fauna, lo que genera grandes índices de falla en comparación con las redes subterráneas.

Las tasas de falla tienden a ser bastante precisas, ya que dependen de factores como el clima, los animales y otros elementos que pueden causar interrupciones en el sistema. Los valores usuales para los elementos de distribución aérea se definen en la Tabla 7., y sirven como referencia para comparar diferentes diseños de sistemas [20].

Tabla 7. Tasas de falla en redes aéreas [20].

Descripción		Tasa de Falla λ (año)			MTTR (hrs)		
		Baja	Típica	Alta	Baja	Típica	Alta
Aéreas	Tramo Troncal	0,020	0,100	0,300	2,0	4,0	8,0
	Tramo Lateral	0,020	0,160	0,300	2,0	4,0	8,0
	Secundaria y caída de servicio	0,020	0,088	0,030	1,5	2,5	8,0
Transformador montado en poste		0,004	0,010	0,015	3,0	5,0	10,0
Interruptor de desconexión		0,004	0,014	0,140	1,5	4,0	12,0
Recorte de fusible		0,004	0,009	0,030	0,5	2,0	4,0
Reconector de línea		0,005	0,015	0,030	3,0	4,0	10,0
Condensador de derivación		0,011	0,020	0,085	0,5	1,5	4,0
Regulador de Voltaje		0,010	0,029	0,100	1,0	4,0	10,0

3.6. Índices de confiabilidad

3.6.1. Índices básicos

- Tasa promedio de falla (λ).

Este índice refleja el promedio histórico de fallas en el funcionamiento del componente, relacionadas con la activación de la protección debido a una falla como cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas y accidentes que afectan al sistema de distribución de electricidad [13].

$$\lambda = \frac{N_f}{L \left(T - \sum_{i=1}^{N_f} t_i \right)} [\text{Fallas/año}] \quad (25)$$

Donde:

N_f = numero de fallas

L = longitud de la línea expuesta a la falla [km]

T = periodo de evaluacion [años, meses]

t_i = tiempo de reparativo de la falla [horas, meses, años]

- **Tiempo promedio de interrupción (T).**

Este índice representa el tiempo transcurrido desde que se activa la protección hasta que se restablece el suministro de energía eléctrica [13]

$$T = \frac{\left(\sum_{i=1}^{N_f} t_{tr1} \right)}{N_f} \quad (26)$$

Disponibilidad: evalúa horas que se mantuvo en operación el elemento [21][21]

$$HT - HF - HM$$

$$\% \text{Disponibilidad} = \frac{\text{Disponibilidad}}{HT} * 100 \quad (27)$$

Donde:

HT = horas totales

HF = tiempo de servicio por falla

HM = tiempo fuera de servicio por mantenimiento

3.6.2. Índices orientados a los usuarios

En este apartado, se presentan los índices que reflejan las interrupciones y la energía que no se ha suministrado al usuario final[13].

Índice de frecuencia de interrupción media del sistema (SAIFI).

Este indicador mide la frecuencia de las interrupciones ocurridas durante un período de tiempo determinado.

$$SAIFI = \frac{\text{Interrupciones a los usuarios}}{\text{Total de usuarios atendidos}} \quad (28)$$

Índice de duración de interrupción media del sistema (SAIDI).

Este indicador calcula el tiempo total acumulado de las interrupciones promedio del sistema durante un período específico.

$$SAIDI = \frac{\text{Sumatoria de la duracion de interrupciones del usuario}}{\text{Total de usuarios atendidos}} \quad (29)$$

Índice de frecuencia de interrupción media de los usuarios (CAIFI).

Este índice es útil para comparar la cantidad de eventos de interrupción ocurridos en diferentes períodos de tiempo, permitiendo evaluar cómo varían las interrupciones para un mismo usuario a lo largo del tiempo.

$$CAIFI = \frac{\text{Interrupciones a los usuarios}}{\text{Tota de usuarios afectados}} \quad (30)$$

Índice de duración de interrupción media de los usuarios (CAIDI).

Este índice indica el tiempo promedio necesario para restaurar el suministro de energía después de una interrupción.

$$CAIDI = \frac{\text{Sumatoria de la duracion de interrupciones del usuario}}{\text{Total de interrupciones del usuario}} \quad (31)$$

Índice de disponibilidad media del servicio (ASAI).

Este índice indica el porcentaje promedio de tiempo en que un cliente tiene acceso al servicio durante un periodo específico de medición.

$$ASAI = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio del consumidor}}{\text{Horas de servicio demandada por el consumidor}} \quad (32)$$

Índice de indisponibilidad media del servicio (ASUI).

Este índice representa la probabilidad de que todas las cargas estén alimentadas y operativas durante un período determinado.

$$ASUI = \frac{\text{Horas de indisponibilidad del servicio del consumidor}}{\text{Horas de servicio demandada por el consumidor}} \quad (33)$$

3.6.3. Datos históricos del SAIFI Y SAIDI

La Agrupación Canadiense de Electrificación (CEA) gestiona una data base detallada sobre la continuación del servicio eléctrico, recopilando información de las compañías de servicios públicos canadienses. Esta base de datos se utiliza para generar un informe anual sobre el rendimiento de los sistemas de distribución de electricidad en Canadá, el cual presenta índices de confiabilidad clave, como el SAIFI y el SAIDI. Los informes incluyen también el impacto de las diferentes causas de interrupción en estos índices de confiabilidad [22].

La Tabla 8 ofrece un resumen de los datos promedio de los índices SAIFI y SAIDI, junto con sus desviaciones estándar, basado en 10 años de datos históricos. Los datos complementan estos análisis mostrando el rendimiento de confiabilidad de las compañías a lo largo del tiempo, ayudando a identificar las diferencias clave en el rendimiento de los sistemas de distribución según su tipo y la infraestructura de cada uno [22].

IIOU: Sistema compuesta por restricciones de voltaje en sistemas rurales y urbanos

LUU: Red con una baja densidad de carga eléctrica son privadas con propiedad del inversionista.

Tabla 8. Sistema de valores para el SAIFI Y SAIDI [22].

Año	SAIFI		SAIDI	
	IIOU	LUU	IIOU	LUU
1995	3,08	1,21	4,62	2,03
1996	3,15	1,32	3,78	2,21
1997	3,52	1,16	4,58	1,88
1998	4,17	1,26	6,67	2,05
1999	2,68	1,20	3,73	1,69
2000	3,02	1,17	4,42	1,93
2001	2,40	0,99	3,43	1,58
2002	2,53	1,35	2,85	1,65
2003	2,35	1,46	4,62	1,81
2004	2,35	1,25	4,09	1,84
Promedio	2,925	1,237	4,379	1,867

4. METODOS Y PROCEDIMIENTOS

En esta sección se detalla la metodología empleada para el progreso del presente proyecto investigativo. En primer lugar, es necesario disponer los datos del sistema eléctrico de potencia (SEP) de la empresa el cual se esté considerando en el proyecto de investigación, en caso de no disponerlo se recopilará con anterioridad los datos necesarios para simular el SEP.

Con los datos obtenidos en el centro de operaciones de la Unidad de Negocios Bolívar y una base de datos facilitados por la misma, se procedió a organizar y clasificar la información que serán ingresados en el sistema como parte de la simulación de los flujos de potencia.

Una vez simulado los flujos de potencia se corrobora que el sistema simulado como el caso base opere bajo las condiciones de voltaje de acuerdo con la norma vigente, además se verifica que los flujos de potencia sean coincidentes con los datos facilitados por la empresa.

Posterior al desarrollo de las etapas preliminares, se procede con el análisis de contingencia para el cual se considera una base de datos del historial de fallas durante el periodo 2020 hasta el 2024 donde se clasificarán las fallas en base a la duración de acuerdo los tipos de fallas, fallas vistas desde las subestaciones y fallas en los alimentadores las cuales permiten al analista la selección de la contingencia a considerar en el estudio que se lleva a cabo.

Finalmente, con base a la simulación preliminar y selección de contingencias se procede con la simulación en el software Digsilen PowerFactory donde se hará uso de la opción de sensibilidad permitiéndonos visualizar frente a que perturbaciones el sistema puede o no operar con normalidad, lo cual no permite identificar dichas falencias y así brindar al operador soluciones efectivas que permitan mitigar las fallas producidas en el sistema eléctrico.

Considerando dichos aspectos mencionados con anterioridad se procede a crear un diagrama de flujo en el cual se resume todo lo detallado, la cual se puede observar en la Figura 10.

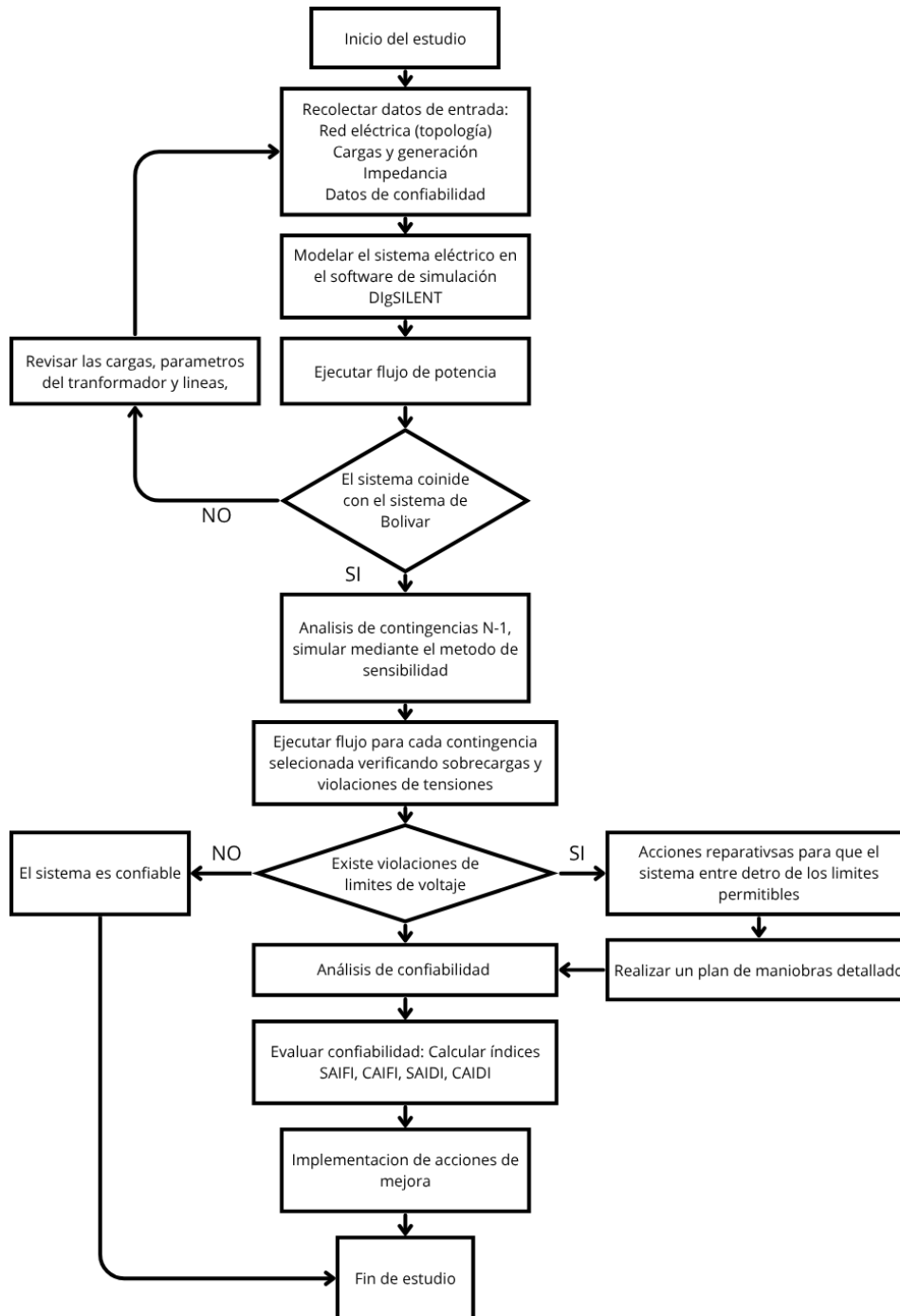


Figura 10. Diagrama de Flujo.

4.1. Elaboración del caso base

Para realizar el caso base, el primer paso consistió en la recopilación de los datos necesarios para elaborar el modelo del sistema en el software DIGSILENT PowerFactory. Esto no habría sido posible sin la cooperación de la Unidad de Negocio CNEL EP, que puso a nuestra disposición la base de datos y la información clave para esta etapa.

Al obtener los datos era necesario organizarlos de manera meticulosa con el fin de estructurar el sistema eléctrico. De este modo, se pudieron entender y visualizar claramente los principales componentes del sistema, tales como subestaciones, líneas de transmisión y cargas.

Luego con la información organizada, fue posible analizar los valores de cada elemento que forma el sistema de distribución. Para conocer los datos en detalle, puede consultar en el ANEXO A: al final del documento.

Tabla 9. Componentes que forman el sistema eléctrico de Bolívar.

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	POTENCIA TRAF0
GUARANDA	VINCHOA	10 MVA
	1ro DE MAYO	
	MALDONADO	
	CHIMBO	
GUANUJO	GUANUJO CENTRO	10 MVA
	LA CENA	
	SALINAS	
	CUATRO ESQUINAS	
	SIMIATUG	
COCHABAMBA	SAN MIGUEL	10 MVA
	ASUNCIÓN	
	BALSAPAMBA	
	TELIBELA	
ECHEANDÍA	LAS NAVES	10 MVA
	SABANETILLAS	
	ECHEANDIA CENTRO	
	CAMARÓN	
CALUMA	ECHEANDÍA	5 MVA
	PITA	
	PASAGUA	
	CALUMA CENTRO	

A partir de la Tabla 9 se presentan las subestaciones y alimentadores que forman el sistema eléctrico de distribución de la Unidad de Negocio Bolívar, cuya capacidad total es de 45 MVA.

Para su mejor comprensión, se detallan en el ANEXO A (ver la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) las corrientes y clasificación de potencia para cada alimentador. Así mismo se incluyen las líneas de transmisión con sus características de longitud, tipo de conductor, reactancias y resistencias, con sus respectivas unidades. Por otro lado, el ANEXO A. incluye datos de demanda, que son fundamentales para el diseño de la red.

4.2. Metodología para el flujo de potencia

En el presente proyecto, se aplicará el estudio del flujo de potencia bajo el concepto de un análisis de contingencia N-1, lo que permitirá conocer la respuesta del sistema en caso de que se desconecte un elemento crítico.

Para la obtención de estos resultados, PowerFactory emplea varios métodos de cálculo numérico, como el de Gauss-Seidel, el de Desacoplamiento Rápido y el de Newton-Raphson. Aquí se ha optado por el método Newton-Raphson, por su rápida convergencia, precisión y efectividad para redes de gran tamaño y gran densidad de interconexión. De esta manera, se podrá analizar el estado operativo de cada elemento del sistema considerando los casos de mínima, media y máxima demanda, lo que permitirá tener una visión más completa de su comportamiento en diferentes escenarios de carga y contingencia.

4.3. Validación del caso de estudio

El modelo de referencia ha sido desarrollado en CYME DIST, donde se ejecuta un análisis de flujo de carga para obtener los valores de voltajes en las barras y la cargabilidad en los transformadores. A partir de este modelo, se migran los datos necesarios para realizar la comparación y validación. En el ANEXO C (ver la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) se presentan los resultados, permitiendo verificar la aproximación y confiabilidad del modelo diseñado.

Con el fin de garantizar la precisión del modelo diseñado en este proyecto, se compararán los resultados obtenidos en el caso base con un modelo de referencia en el cual se evaluará la cargabilidad de los transformadores.

El modelo de referencia se halla desarrollado en CYME DIST a partir del cual se realiza un análisis de flujo de carga para con el fin de obtener los valores de tensiones de en las barras y la cargabilidad en los transformadores. Los datos necesarios para la comparación y validación se extrajeron del modelo mencionado, la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** indica los resultados el cual permite verificar los resultados con los del modelo diseñado.

4.3.1. Criterios de evaluación

Se ha seleccionado el software DIGSILENT PowerFactory para modelar el sistema de distribución, ya que permite realizar análisis detallados de flujos de carga y evaluar contingencias dentro del sistema eléctrico. Es por ello que, para evaluar la confiabilidad, se

empleará el método determinístico mencionado anteriormente permitiendo verificar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico.

La red del sistema de la Unidad de Negocio Bolívar se representa mediante el software PowerFactory. Este modelo se utiliza para analizar los flujos de energía en diferentes escenarios de demanda: máxima, media y mínima. Basándose en los datos del modelo, el software evalúa las contingencias y las clasifica de mayor a menor riesgo si llegara a pasar un caso de contingencia el cual implique la desconexión de varios elementos se lo clasifica como un colapso del sistema eléctrico.

El análisis de contingencias se lleva a cabo de forma ordenada, dando prioridad a aquellas que tienen mayor probabilidad de ocurrir y mayor efecto siendo el objetivo principal desarrollar alternativas eficientes que permitan reconectar las líneas que se encuentren fuera de servicio esto ayudara a minimizar las fallas presentes en el sistema eléctrico.

La metodología que nos permite evaluar la frecuencia, la duración y la magnitud de los daños causados por las fallas se realizara considerando un análisis de confiabilidad la cual se basa en el estudio de contingencias.

A modo de complemento, se elabora un cuadro resumen que presenta las posibles soluciones para las contingencias de mayor riesgo. Para esta clasificación, se utilizan como referencia las normativas vigentes sobre niveles de tensión, lo que facilita un análisis ordenado de los resultados.

Con la información proporcionada sobre el sistema eléctrico de la Unidad de Negocios Bolívar, el analista emplea las siguientes metodologías para cumplir con el objetivo establecido en este proyecto: ejecución de los flujos de potencia, análisis de contingencias y análisis de confiabilidad. En este contexto, se han considerado las redes de distribución de 69 y 13.8 KV, con un enfoque particular en las líneas de distribución, teniendo en cuenta además que el sistema opera de manera radial.

4.3.2. Normativas y regulaciones según la Resolución Nro. ARCERNR-003/2023

En la investigación presentada en [16], en el capítulo dos se analiza la calidad del producto, identificando el nivel del voltaje en función a la variación del voltaje suministrado en comparación con el voltaje nominal. Para ilustrar los rangos de voltaje aceptables que se utilizan en la unidad de negocios Bolívar, se muestra en la Tabla 10, donde se toma en cuenta el nivel

correspondiente al primer grupo (entre 40 y 13,8 kV), el grupo 2 (mayor a 13,8 kV) para alto voltaje, y bajo voltaje (menor a 0,6 kV) [23].

Tabla 10 Limites para el índice del nivel de voltaje en las líneas [23].

Nivel de Voltaje	Rango Admisible
Alto voltaje (Grupo1 y Grupo 2)	$\pm 5.0\%$
Medio Voltaje	$\pm 6.0\%$
Bajo Voltaje	$\pm 8.0\%$

4.4. Análisis de contingencias en el sistema de potencia

Una vez ejecutado el análisis de flujos de potencia para el sistema del caso base, el siguiente paso es evaluar las contingencias considerando el historial de fallas que presenta el sistema. Este análisis es crucial para determinar las condiciones operativas del sistema eléctrico ante la pérdida de uno de sus elementos y, en caso de detectar problemas como variaciones en los niveles de tensión, proponer soluciones viables para mitigar su impacto.

Para ello, se simularán diferentes escenarios en los que el sistema experimente la pérdida de un componente clave, aplicando metodologías que permitan evaluar y cuantificar su comportamiento. En este contexto, se consideran dos enfoques principales como el método estocástico el enfoque se basa en principios probabilísticos y estadísticos para modelar la ocurrencia de fallas y los tiempos de reparación. Por otra parte, el método determinístico a diferencia del método estocástico, el enfoque determinístico analiza los estados del sistema considerando la pérdida de un solo componente a la vez, sin contemplar fallas múltiples. Su aplicación permite evaluar el impacto de cada contingencia de manera específica y predecir el comportamiento del sistema bajo condiciones críticas.

En este proyecto, se emplea el método determinístico con base en el criterio de contingencia N-1 en base a datos históricos de las fallas ocurridas en el sistema, el cual analiza la desconexión producida por un único elemento del sistema y sugiere acciones correctivas ante posibles escenarios adversos. Este enfoque permite implementar estrategias de mitigación y garantizar una operación confiable del sistema.

4.4.1. Contingencias N-1

Este criterio se aplica en diversas situaciones, y en esta ocasión se enfocará en el análisis de la pérdida de un elemento. Es importante destacar que también se enfoca en el método determinístico, cuya función principal es verificar la seguridad del sistema. Para ello, previamente se establecen de manera adecuada los valores de tensión y cargabilidades [12].

En el sistema eléctrico de potencia (SEP), se simulan distintos escenarios de fallas en los elementos, aplicando una metodología basada en niveles de contingencias que emplean técnicas computacionales avanzadas. Esto permite garantizar un alto grado de confiabilidad en el análisis. Sin embargo, es fundamental que el estudio se lleve a cabo con un enfoque preciso y detallado, evitando interpretaciones erróneas que podrían comprometer la evaluación del sistema [12].

A continuación, se presenta una figura que ilustra la propuesta metodológica para la ejecución del análisis de contingencias, la cual será aplicada al sistema de distribución de la Unidad de Negocios Bolívar

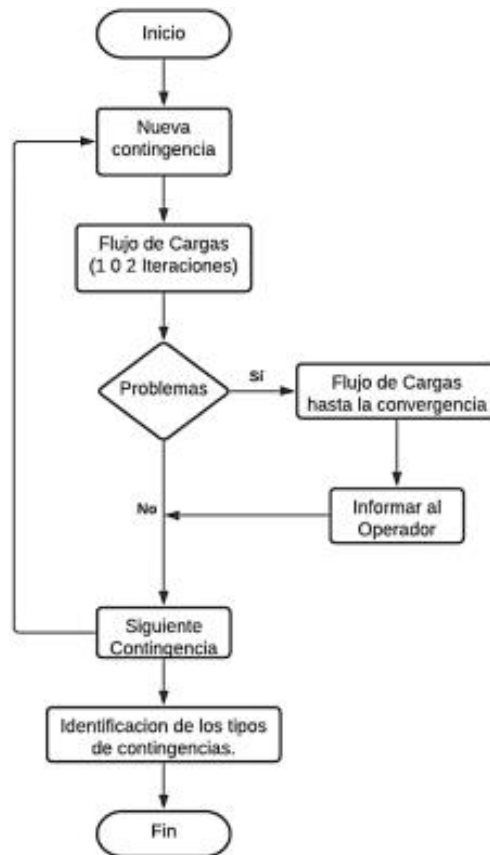


Figura 11. Metodología para evaluar el análisis de contingencias [12].

4.4.2. Selección y simulación de contingencias

La selección de contingencias se basa en la identificación y clasificación de los eventos más críticos y los de menor impacto de acuerdo al historial de fallas registradas. Para ello, se elaborará una lista organizada en la que se establezcan los límites de tensión en las barras y los flujos de potencia, permitiendo priorizar aquellas contingencias que representen un mayor riesgo para el sistema eléctrico.

En este proceso, se aplicará el método descrito previamente, el cual se fundamenta en el cálculo del criterio de sensibilidad. Este método permite optimizar la selección de contingencias eliminando aquellas de menor impacto. Para ello, se evaluará la variación de potencia activa y reactiva en función de los cambios de voltaje, asegurando una selección más precisa de los eventos críticos.

Una vez finalizada la simulación de contingencias en DIgSILENT PowerFactory, el siguiente paso consiste en la configuración de los elementos analizados, tales como líneas de transmisión y transformadores, los cuales serán considerados como posibles puntos de falla en el sistema. Para este análisis, se tomará en cuenta el criterio de contingencia N-1, evaluando los niveles de voltaje en los elementos que quedan fuera de servicio. Este procedimiento se aplicará de manera sistemática a todas las contingencias modeladas en el software, garantizando una evaluación detallada del comportamiento del sistema eléctrico ante fallos específicos.

4.4.3. Justificación del uso del análisis de sensibilidad en PowerFactory

El análisis de sensibilidad que ofrece DIgSILENT PowerFactory representa una herramienta clave para evaluar el impacto de la variación de potencia activa y reactiva en los niveles de voltaje del sistema eléctrico. La facilidad con la que este software permite llevar a cabo dicho análisis justifica su aplicación en este estudio, ya que posibilita una identificación más precisa de los elementos críticos dentro del sistema.

Para la selección de contingencias, se empleará la ecuación (3). Es importante destacar que, antes de ejecutar el análisis de flujos de potencia, es fundamental corregir cualquier falla preexistente en el sistema. De lo contrario, podrían generarse anomalías que afectarían la validez de los resultados obtenidos mediante el análisis de sensibilidad.

4.4.4. Clasificación de contingencias y aplicación del criterio de sensibilidad

En esta sección, se clasificarán los componentes seleccionados como contingencias en estado inseguro o en colapso, de acuerdo con los resultados obtenidos en la simulación. Para ello, se aplicará el criterio de sensibilidad, el cual permite identificar los estados operativos seguros mediante el filtro de selección de contingencias[20].

Con el fin de estructurar de manera clara los distintos eventos que pueden afectar al sistema, se presenta la siguiente tabla, donde se organizan y jerarquizan las contingencias identificadas. Esta clasificación facilita el análisis y la toma de decisiones para la implementación de acciones correctivas.

Tabla 11. Propuesta para la clasificación de contingencias del sistema [20].

Estados del Sistema	Definición	Convergencia
Seguro	Es el estado del alimentador i que se comporta normalmente cuando su funcionamiento no se ve afectado por el fallo del elemento j .	N/A
Inseguro	Es el estado que determina cómo restablecer el servicio a la normalidad, aislando el elemento averiado o mediante una maniobra.	Si
Colapso	En este estado se encuentran los alimentadores que sufren la avería y todos aquellos que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación.	No

4.5. Métodos para evaluar la confiabilidad

La ocurrencia de eventos aleatorios en el sistema es un factor determinante que puede afectar su funcionamiento y comprometer la disponibilidad del recurso energético. Estos eventos pueden derivarse tanto de acciones planificadas como de imprevistos. Por esta razón, la evaluación de la seguridad del sistema se fundamenta en herramientas analíticas que incluyen metodología estocástica, estadística descriptiva e índices determinísticos.

Para la evaluación de la confiabilidad, se considerará principalmente la reducción de sobrecargas en líneas y transformadores, mientras que la energía no suministrada debido a bajas tensiones en la red será omitida en este análisis. Cabe destacar que, si bien este método tiene un impacto significativo en sistemas mallados, su aplicación en redes radiales cobra especial relevancia cuando el enfoque se orienta hacia el usuario final.

El presente estudio aborda el análisis de vulnerabilidades y la evaluación de la seguridad en el sistema eléctrico de distribución de la Unidad de Negocios Bolívar de CNEL EP. El objetivo

principal es identificar y evaluar las fallas que interrumpen el sistema eléctrico, utilizando el criterio de contingencias N-1 para medir la confiabilidad y seguridad de la red de distribución.

La metodología se organiza en cuatro etapas. Primero, se elabora un caso base modelando el sistema en el software Digsilent PowerFactory (versión 2021), a partir de datos históricos sobre interrupciones, líneas de transmisión, transformadores y cargas, verificando el cumplimiento de los límites de voltaje establecidos por la Resolución Nro. ARCERNR-003/2023.

Luego, se realiza un análisis de contingencias, identificando eventos críticos mediante el criterio de sensibilidad, lo que permite evaluar el impacto de interrupciones en los componentes del sistema. Posteriormente, se valida el caso de estudio asegurando la correspondencia de los resultados con los parámetros normativos vigentes.

Finalmente, se evalúa la confiabilidad del sistema, desarrollando un plan de maniobras correctivas para mitigar fallas extremas y mejorar los índices de seguridad operativa.

Este trabajo proporciona una herramienta técnica y estratégica para la gestión eficiente de contingencias en la red de distribución, contribuyendo a la estabilidad del suministro eléctrico en la Unidad de Negocios Bolívar.

4.5.1. Estructura de la red

La estructura del sistema de distribución de Bolívar permite llevar a cabo una evaluación precisa de las medidas de confiabilidad del sistema. Para ello, es fundamental conocer su estructura topológica, ya que cualquier contingencia en la red puede afectar directamente a todos los usuarios conectados a la red.

En la siguiente figura se presenta una representación topológica de toda la red de distribución de Bolívar, la cual está conformada por líneas de transmisión y distribución de 69 kV y 13,8 kV, respectivamente, las líneas más marcadas son la troncales o principales mientras que las otras son las líneas laterales.

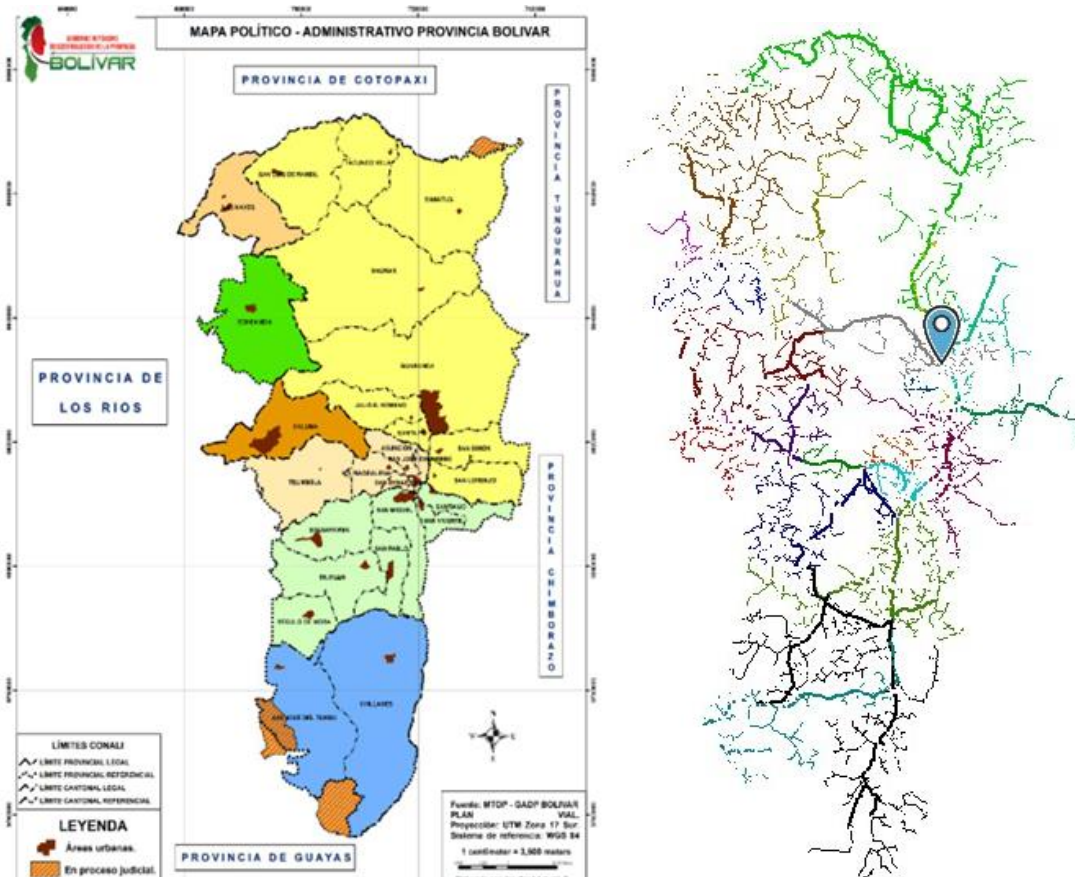


Figura 12. Topografía y estructura del sistema eléctrico Bolívar.

4.5.2. Simulación de eventos

Para la simulación de los eventos, utilizaremos el criterio de contingencias N-1, dado su amplio respaldo en casos de estudio de planificación de SEP. La estrategia de operación se centrará en evaluar la posibilidad técnica y económica, mediante un análisis de fallas y una adecuada configuración de los elementos afectados por una contingencia.

Este enfoque conlleva generar un criterio de sobrecarga basado en las condiciones fijadas a partir del análisis de contingencias N-1, realizado en un tiempo específico dentro del sistema eléctrico. La metodología de evaluación de confiabilidad del SP se enfocará en determinar los índices de confiabilidad junto con sus características, que se detallan en los capítulos siguientes.

4.5.3. Características de eventos

Estas características se encuentran en las secciones y elementos de alimentación que componen el sistema de seguridad de la red. Por ello, se utilizarán los indicadores de fiabilidad, que son los siguientes:

Tasa de falla (λ): Este indicador representa el promedio de fallas en un elemento puesto a condiciones operativas, tales como cortocircuitos, sobrecargas atmosféricas, fallas de aislamiento, accidentes, entre otros. La tasa de falla se puede determinar mediante el historial de fallas previas en cada tramo individual o por una estimación general para el sistema. Para calcular la tasa de falla por cada uno de los elementos se usa la ecuación (25).

En el programa se usarán datos típicos de confiabilidad de un sistema de distribución aérea, se tomarán en cuenta los valores correspondientes a la tasa de falla, eligiendo los tramos troncales y laterales. Las empresas habitualmente son las encargadas de recopilar estadísticas de sucesos y a menudo identifican las causas específicas de las mismas.

Tiempo de interrupción: Este es el período que transcurre desde que el circuito se desconecta hasta que se vuelve a energizar. El procedimiento involucra un conjunto estructurado de maniobras para restablecer el servicio eléctrico. El tiempo de interrupción se determina utilizando la Ecuación (27), y está relacionado con la duración de las fallas.

El tiempo de interrupción también depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. Existen diversas categorías de tiempos para la red de distribución, que son:

Conocimiento del tiempo hasta el fallo (T_c): Es el intervalo que transcurre desde que ocurre la falla hasta que los operadores del sistema la identifican.

Tiempo de preparación (T_p): Es el período necesario para abordar la falla.

Tiempo de localización (T_l): Es el tiempo que se utiliza para llegar al lugar de la falla e identificar su punto específico.

Tiempo de reparación (T_r): Es el intervalo durante el cual se llevan a cabo las actividades de reparación o el reemplazo de equipos.

Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (T_v): Es el tiempo que se demora en retoma la condición normal de operación tras las actividades de reparación.

Después de realizar este proceso de tiempo de interrupción, las empresas de distribución suelen clasificar y organizar los estados.

4.5.4. Determinación de estados

Para la determinación de los estados se realiza un análisis del comportamiento de la red ante las distintas contingencias a las que están expuestos los componentes del sistema. El objetivo principal de este análisis es determinar el estado de cada elemento que compone el modelo de red en el momento exacto en que se produce un fallo.

De esta manera, se logrará una mejor organización al catalogar las condiciones de cada componente frente a una falla, lo que se presentará en una tabla resumen. El proceso de determinación de estados se detalla en la Figura 13., donde se observarán cuidadosamente los aspectos relevantes del análisis.

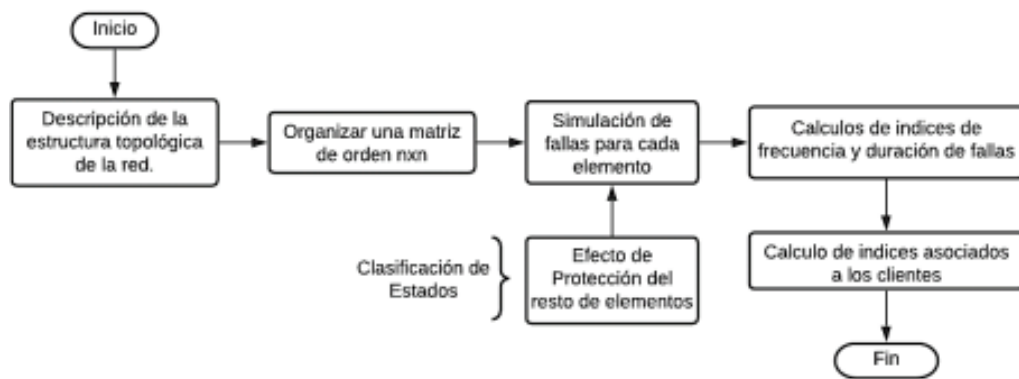


Figura 13. Procesos para determinar el estado en la red [12].

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Dentro de este punto se detallan los resultados obtenidos en el proyecto de investigación. Donde se demostrará la validación de los resultados de los casos de estudio utilizados como referencia. Seguido se verifica la evaluación del análisis de contingencias del caso base y se llevaran a cabo los estudios de confiabilidad

5.1. Flujos de potencia

De acuerdo con los datos facilitados por la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP, realizamos el estudio de flujo de carga teniendo las condiciones normales de operación para los escenarios estudiados, la simulación del flujo de cargas del sistema tiene como objetivo visualizar las

tensiones, curabilidad y potencias en cada elemento que compone el sistema entre las cuales están los transformadores y las líneas de transmisión misma que podemos ver en el ANEXO A.

Mediante la simulación en el software Digsilent PowerFactory se simulan 3 escenarios para el sistema verificando la validez acorde a los datos obtenidos en el ANEXO B, donde se encuentra el modelamiento de la red de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP, diseñado en el software donde se observan los flujos de cargas de las líneas y transformadores.

Finalmente, mediante los datos calculados por el software para el caso base de estudio, se verifica que las cargas de los elementos que componen el sistema cumplen con los límites admisibles de operación establecidos por la reglamentación N° ARCERNR - 002/20.

Además, en la Tabla 12 se demuestra la comparación de los flujos entre la demanda media y la demanda basada en los datos por parte de la Unidad de Negocios Bolívar.

Tabla 12. Flujos de potencia.

Flujo del sistema (Referenciada)		Flujo del sistema (Simulada)	
Potencia generada (MW)	Potencia demandada (MW)	Potencia generada (MW)	Potencia demandada (MW)
21,43	20,11	21,35	20,01

De acuerdo al análisis comparativo, se estima que la información obtenida tanto de los datos proporcionados como las generadas por el programa mediante la simulación comparten resultados semejantes en función a la potencia generada y potencia demandada, con los valores obtenidos se justifica que su elaboración tiene su validez.

5.1.1. Análisis de cargabilidades del sistema

Para observar las cargabilidades de cada uno de los componentes que se encuentran estructurados en el sistema de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL-EP se realiza un análisis de flujo de carga misma que nos indicara dicho parámetro, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra los valores simulados por el programa.

En la Figura 14, se realiza un análisis comparativo a través de una representación gráfica, las cargabilidades de los transformadores son tomados en el caso de estudio para la demanda media. Además, se tiene en cuenta que los transformadores TR_COCHABAMBA 2 Y TR GUARANDA 2 no están operativos siendo así se muestra un 100% de validez en la cargabilidad de los equipos tomando como referencia la Tabla 13.

Tabla 13. Validación de la cargabilidades de los transformadores.

Transformadores	Cant.	%
Transformadores validados	6	100
Transformadores no validados	2	0

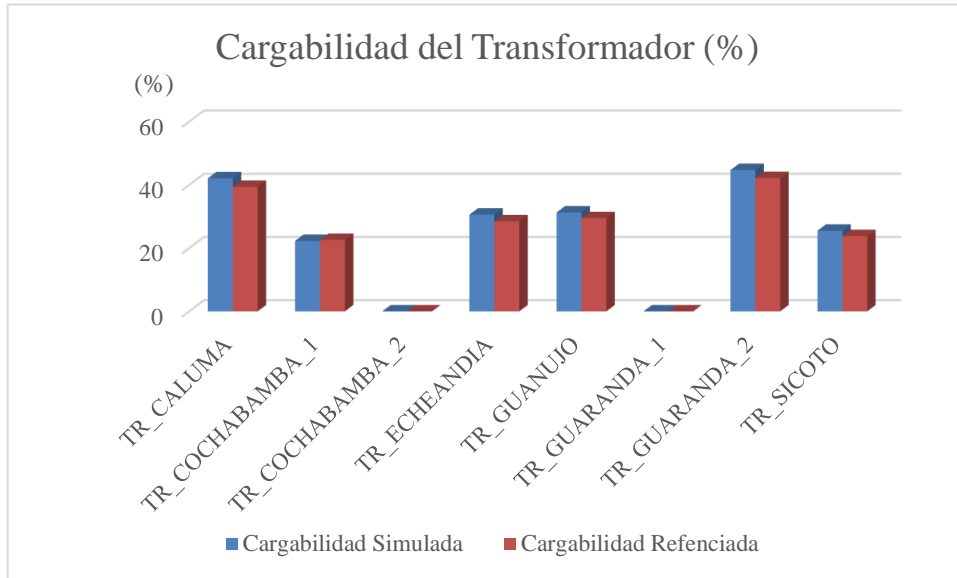


Figura 14. Cargabilidades en los transformadores.

Por otra parte, en la Figura 14 se realizó el cálculo para hallar el porcentaje de error entre la cargabilidad simulada y la cargabilidad de acuerdo a los datos facilitados por la empresa obteniendo así un promedio de 0% a 7% de error respectivamente para los transformadores del sistema.

Concluyendo así que los valores obtenidos en el flujo de potencias en el sistema mantienen una cargabilidad satisfactoria validando la utilización de los datos para los cálculos pertinentes al estudio de contingencias y confiabilidad.

5.1.2. Análisis de tensión en las barras

Otro de los análisis importantes a tomar en cuenta en los flujos de potencia es obtener el nivel de tensión en todas las barras del sistema que se va a realizar el estudio, de tal forma que el nivel de tensión cumpla con los límites condicionales avalados por la regulación local. Siendo así nos aseguramos que el sistema cumpla con las condiciones de los niveles de tensión.

De tal manera que el sistema simulado satisfaga las condiciones de los límites de tensión. En ANEXO C (ver la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) se muestra el nivel de tensión en el voltaje nominal al cual el sistema está en operación, el cual se ha desarrollado para

sus diferentes casos de estudio como demanda máxima, demanda media y demanda mínima. Además, en la interpretación de la Figura 15. donde se considera las subestaciones y los alimentadores permite analizar la comparación sobre los niveles de tensión por cada barra según el caso de estudio ya mencionado logrando visualizar que los niveles de voltaje están dentro del rango $\pm 5\%$.

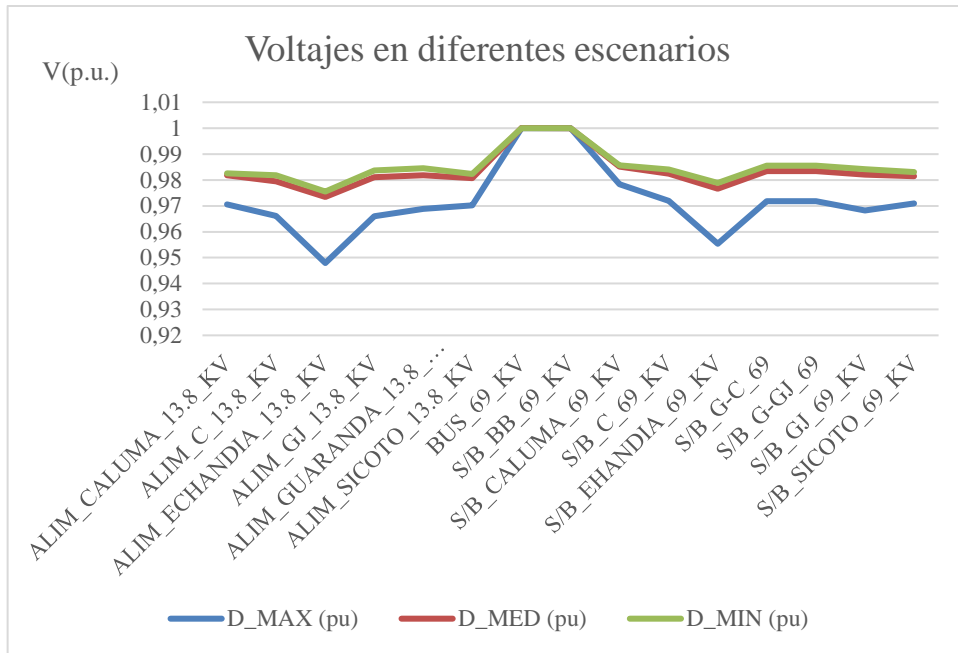


Figura 15. Niveles de tensión en las barras.

5.2. Análisis de contingencias n-1

El análisis de contingencias se realiza a través de un previo estudio de los datos históricos acerca de las fallas proporcionados por la Unidad de Negocios Bolívar donde se consideran datos entre el año 2020 y 2024 la cual nos permitirá simular fallas sencillas permitiendo ver el comportamiento del sistema misma que se inspira en el criterio N-1.

Para realizar las contingencias del sistema eléctrico, primero clasificamos las contingencias de acuerdo a los tipos de falla registrados en el historial, posterior se deben seleccionar las contingencias se acuerdo a la duración de fallas que el sistema registra en el periodo de tiempo mencionado, luego las contingencias seleccionadas simularan eventos para finalmente así dar posibles soluciones de tal modo que el sistema pueda trabajar bajo condiciones N-1 y mantener el voltaje estable frente a estas perturbaciones.

En la Figura 16. se realiza un análisis grafico donde se representa las fallas registradas en todo el sistema de la Unidad de Negocios Bolívar durante el periodo 2020, el cual muestra que en

ese año se registró 232 fallas producidas por la falla de equipamiento, materiales y accesorios, otro de los causantes, otros de los causantes con mayor incidencia de fallas son causados por las descargas atmosféricas (Rayos) marcando en el año 84 fallas. Para un mejor conocimiento podemos ver en ANEXO D (ver la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) donde se indica además el alimentar en el que más se ha registrado estos tipos de fallas.

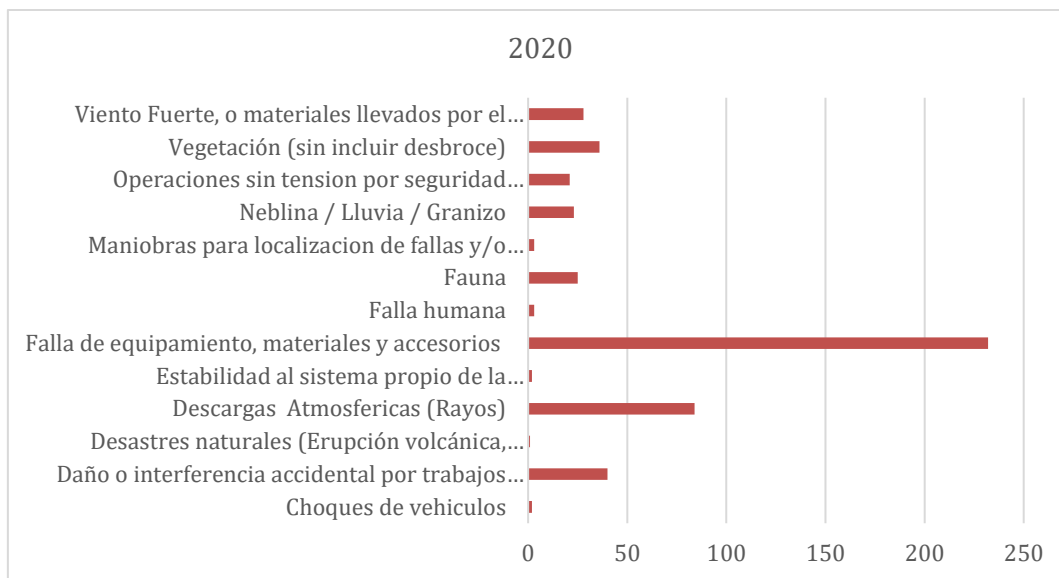


Figura 16. Fallas durante el año 2020.

En el periodo 2021 al igual que en el 2020 las fallas que más se han registrado son por falla de equipamiento, material y accesorios con 255 fallas, descargas atmosféricas 93 fallas y para finalizar fallas causadas por daños o interferencia accidental por trabajos en altura para tener una mejor visualización de la interpretación se presenta en ANAEXO D (ver la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

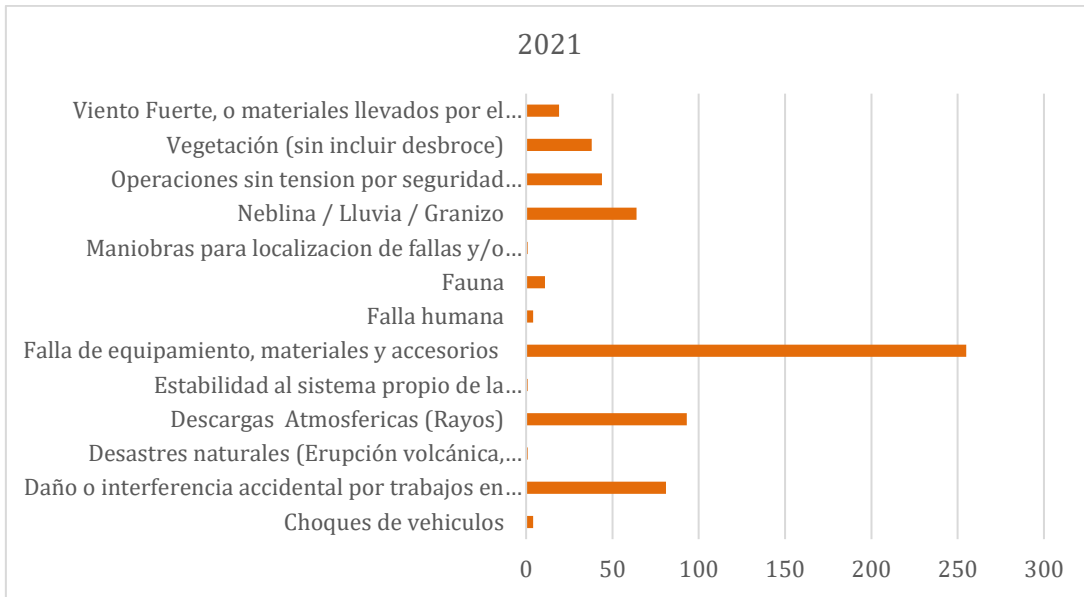


Figura 17. Fallas durante el año 2021.

En la Figura 18. para el año 2022 el mayor registro de fallas es por las mismas causantes siendo 157 fallas de equipamiento, materiales y accesorios, 93 fallas por descargas atmosféricas y 47 por daño o interferencia accidental. Para conocer un enfoque mejor a estas fallas revisar ANEXO D (ver la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

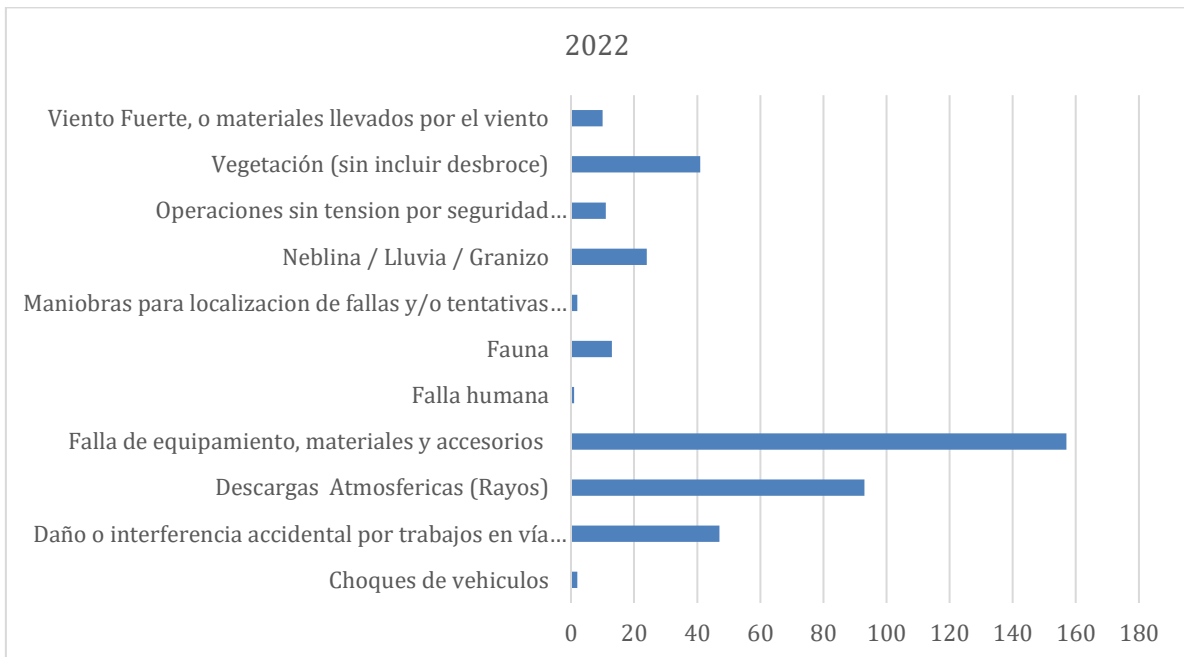


Figura 18. Fallas durante el año 2022.

En la gráfica de la Figura 19. podemos observar que para el año 2023 las fallas disminuyen a comparación de los años 2020, 2021 y 2022 marcando en el registro 112 fallas de equipamiento, materiales y accesorios, 43 fallas por descargas atmosféricas y 18 por daño o interferencia accidental.

Para este año ya se ve reflejado que otro de los factores que produce fallas en el sistema es la vegetación (Sin incluir desbroce), misma que durante los tres años anteriores tienen también valores considerables el cual puede revisar en ANEXO D (ver la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**)

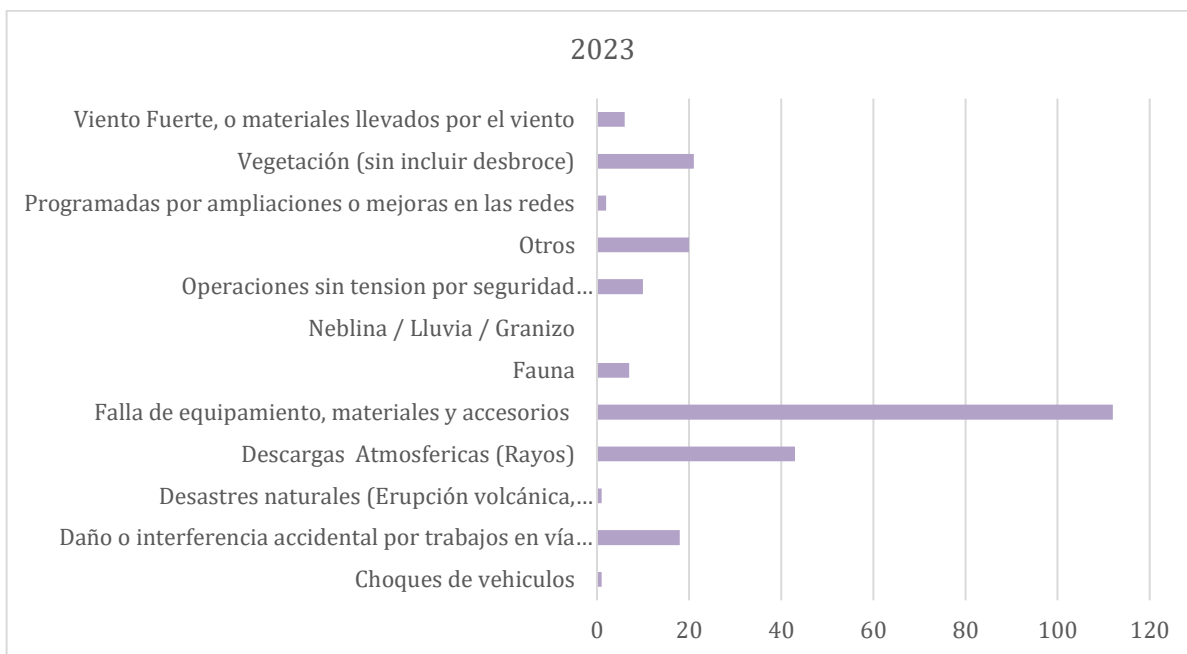


Figura 19. Fallas durante el año 2023.

De acuerdo a la Figura 20. la gráfica presenta un incremento de fallas producidas por otros factores con un total de 126 fallas, 67 fallas producidas por vegetación sin incluir desbroce, 67 fallas producidas por la falla de equipamiento y finalmente 41 fallas dadas por descargas atmosféricas una mejor visualización de estos datos lo podemos ver en ANEXO D (ver la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**)

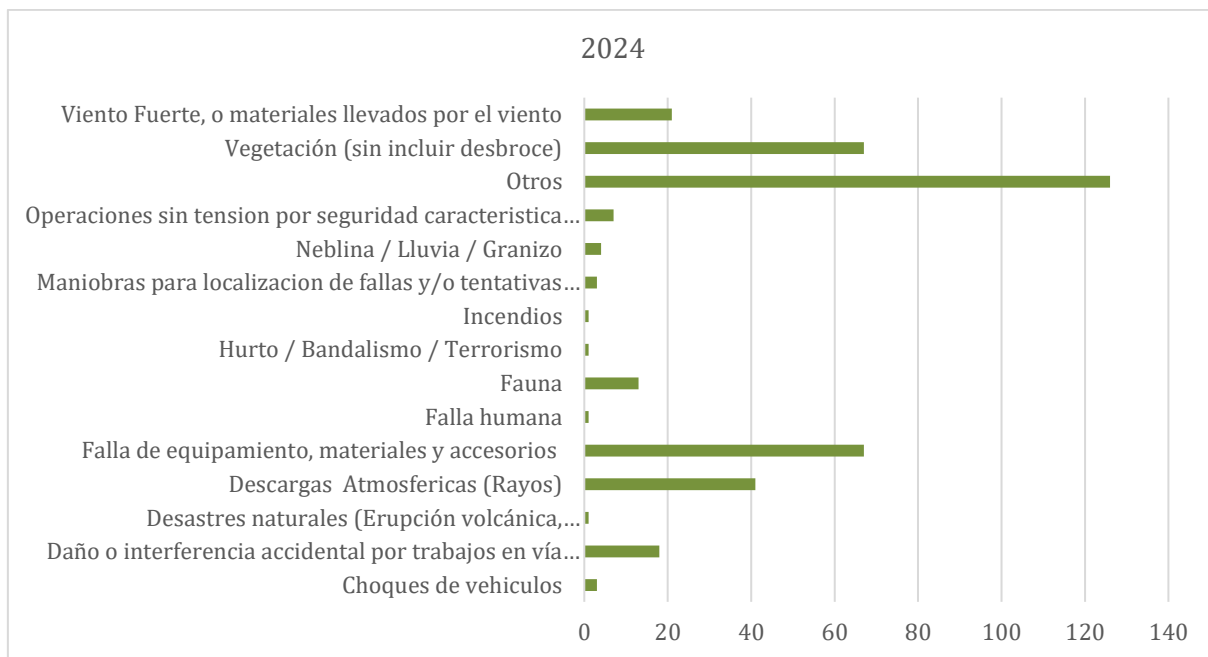


Figura 20. Fallas durante el año 2024.

En contexto el análisis de las fallas registradas durante los cuatro años nos permite tener un mejor enfoque con respecto a los tipos de fallas a la cual el sistema eléctrico está presente, así mismo permite tener un previo conocimiento al analista sobre las barras con mayor impacto en consecuencia a las fallas.

5.2.1. Selección de contingencias

En este apartado, la identificación de los componentes que serán utilizados para el análisis de contingencias resulta imprescindible, y para ello es fundamental la aplicación del criterio de sensibilidad. Para este propósito, se realizó un análisis general del historial contenido en la base de datos considerada para el presente estudio, la cual abarca un período de cuatro años (2020–2024).

Este capítulo centra su análisis en el tiempo de falla, medido en horas, registrado por el sistema durante dicho período, clasificando las contingencias en cinco categorías: ambientales, de maniobra, climáticas, perturbaciones en la red y fallas ocasionadas por terceros (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

En la Figura 21 se observa que las fallas más recurrentes corresponden a las perturbaciones en la red, las cuales representan un 38 % del total, seguidas por las fallas climáticas, con un 30 %. Estos resultados destacan a estas dos categorías como las más frecuentes en los últimos cuatro años del sistema eléctrico de la Unidad de Negocios Bolívar.

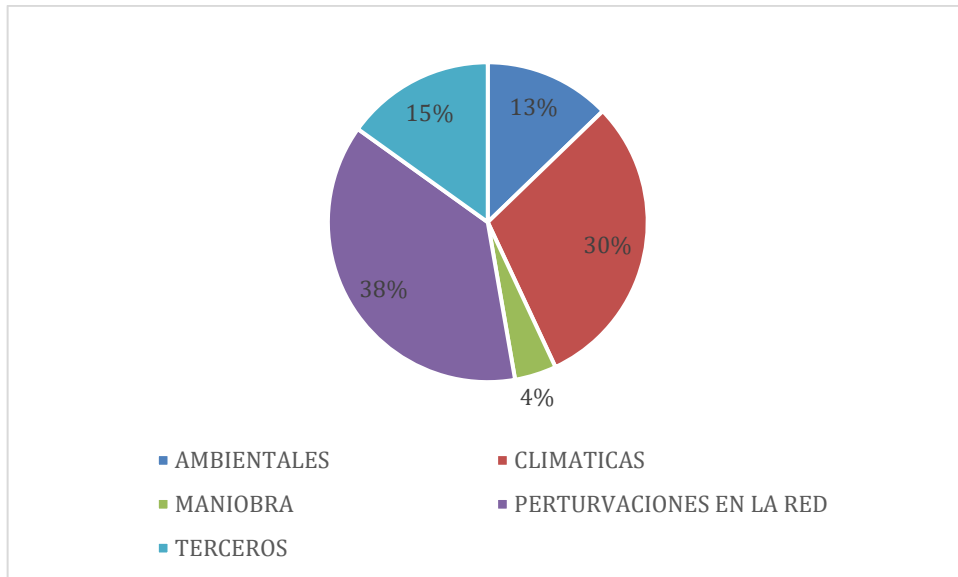


Figura 21. Representación porcentual de acuerdo a los tipos de fallas.

Si bien se analizaron los tipos de fallas, este estudio permite profundizar en la identificación de las subestaciones donde las fallas ocurren con mayor frecuencia. Como se observa en la Figura 22., que presenta el análisis del tiempo de fallas, la subestación más vulnerable ante una contingencia es la de Echeandía, la cual, durante un período de cuatro años, concentró aproximadamente el 30 % del total de horas de falla del sistema. Por su parte, la subestación Guanujo también se destaca por su vulnerabilidad, registrando alrededor del 22 % del tiempo total de falla del sistema.

Estos datos se encuentran detallados en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y se pueden corroborar en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Este análisis permite obtener una visión más precisa de las subestaciones clave en las que conviene enfocar el estudio de vulnerabilidades en el software PowerFactory.

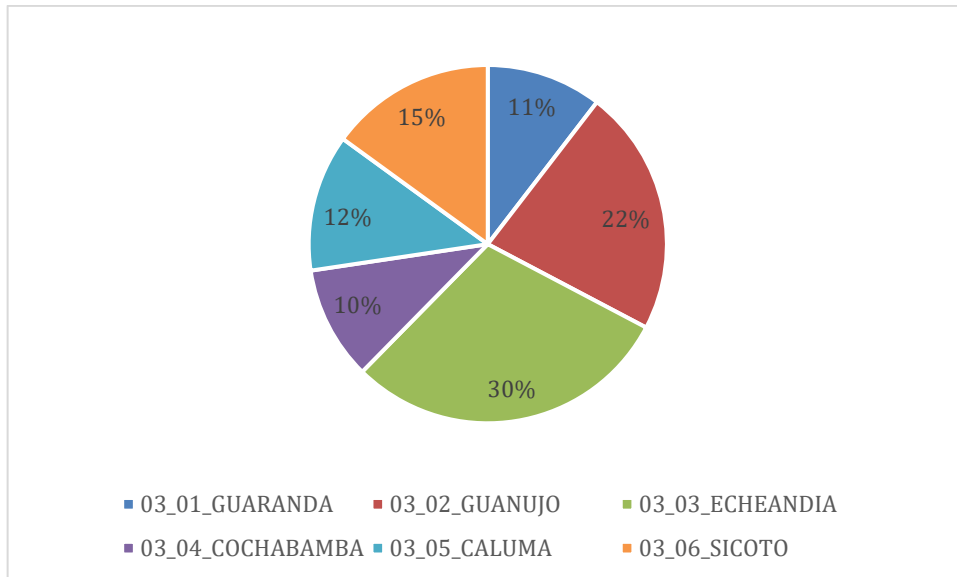


Figura 22. Representación porcentual de las fallas vistas desde los alimentadores.

Finalmente se realiza un análisis en cada uno de los alimentadores que presenta el sistema de la Unidad de Negocios Bolívar en el diagrama presentado en la Figura 23. podemos observar que las fallas por la cual el sistema se ve más afectado se debe al alimentador 03_03_Las Naves donde durante los últimos cuatro años un 14% de horas de falla es causado por el alimentador mencionado, algo congruente ya que en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** este alimentador se encuentra aguas debajo de la subestación 03_03_ECHEANDIA y se lo puede corroborar con la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** base de datos con la que el sistema fue simulado.

Otro de los alimentadores con mayor número de contingencias, de acuerdo al tiempo de fallas registrado, es el “03_02_Simiatug”, que acumula aproximadamente el 10 % del total de horas de falla durante el período 2020 – 2024. De igual forma, este resultado se confirma al revisar la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y la en concordancia con el análisis mostrado en la Figura 23. Para una mejor visualización de los datos presentados en la Figura 23, se puede consultar la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

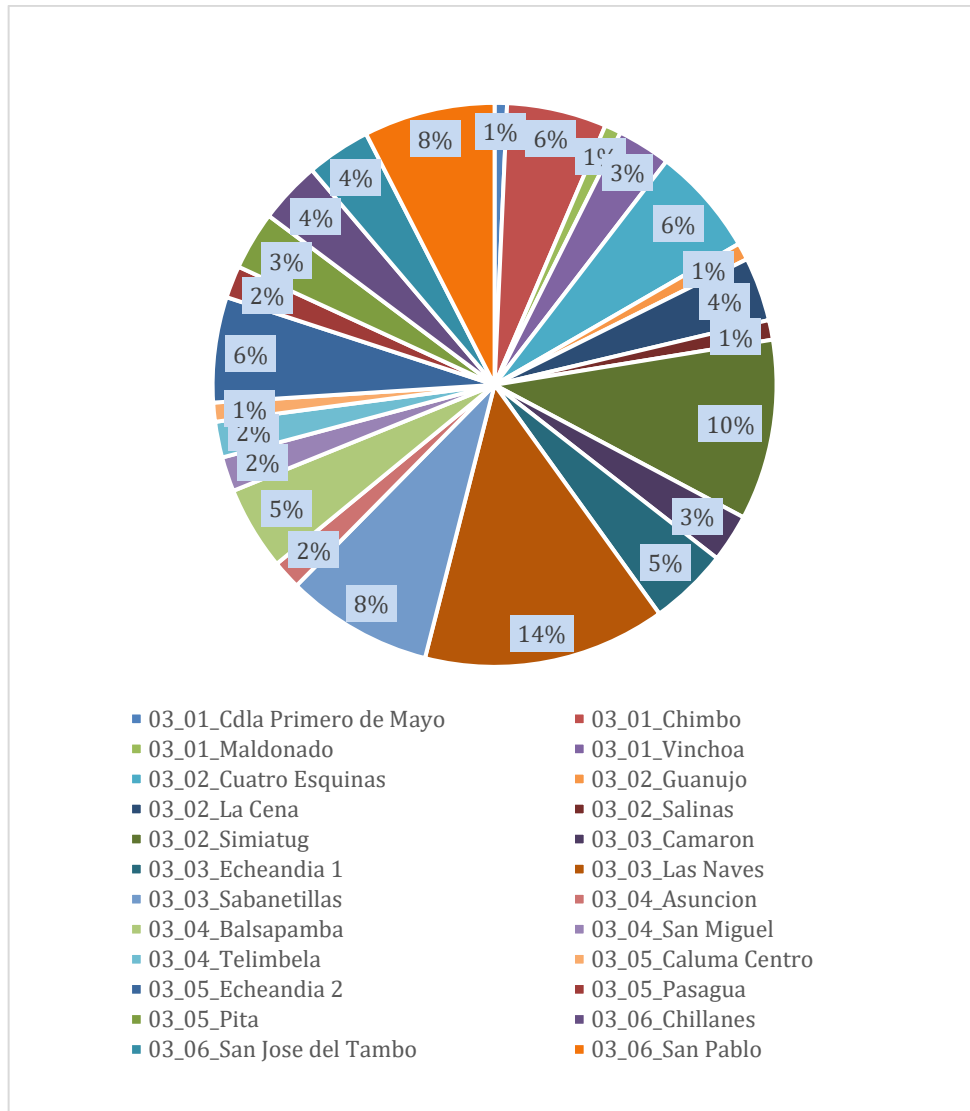


Figura 23. Representación porcentual de las fallas vistas desde los alimentadores.

Una vez determinado la barra “S/B_EHANDIA_69_KV” considerada para el análisis de sensibilidad del sistema se procede con la simulación en el software como se puede observar en la Figura 24 tomando en cuenta solamente a las componentes que se encuentren dentro de la selección establecida, omitiendo aquellos valores diferentes de cero ya que el estudio se enfoca en como el sistema puede operar bajo contingencias N-1 es por ello que se descarta las opciones cuando el sistema colapsa u opera en estado normal, los resultados simulados lo podemos ver en el ANEXO E a partir de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** hasta la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

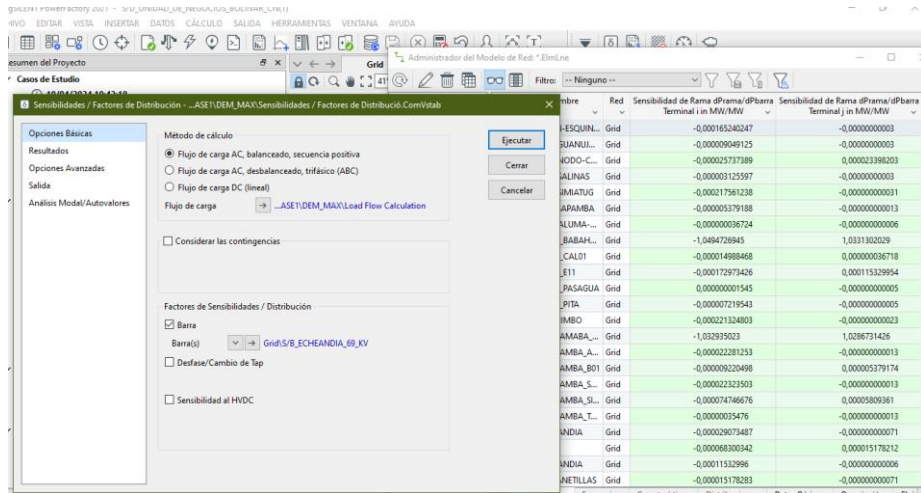


Figura 24. Análisis de sensibilidad.

En consecuencia, al criterio utilizado en el caso de estudio se determina que las contingencias seleccionadas tanto para la demanda máxima, media y mínima serán todas las líneas y transformadores respectivamente posterior a ello se realizara la simulación de contingencia determinando así su clasificación.

5.2.2. Clasificación de contingencias

Acorde a las contingencias seleccionadas utilizando el criterio de sensibilidad las cuales se muestran en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta una manera de clasificar las contingencias para el sistema simulado de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP. Que nos permite clasificar las componentes como posibles contingencias para los casos de estudios de demanda máxima, media y mínima y así poderlos presentar el valor porcentual aproximado según el estado en el que el sistema se encuentra ver la Figura 25., Figura 26. y la Figura 27.

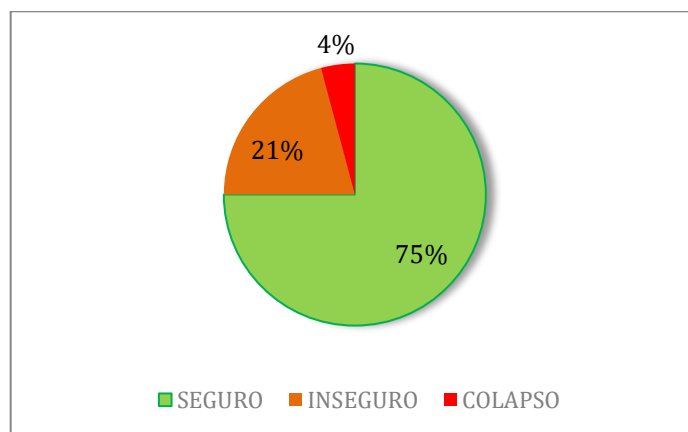


Figura 25. Representación porcentual de las contingencias N-1 del sistema para el caso de estudio con demanda máxima.

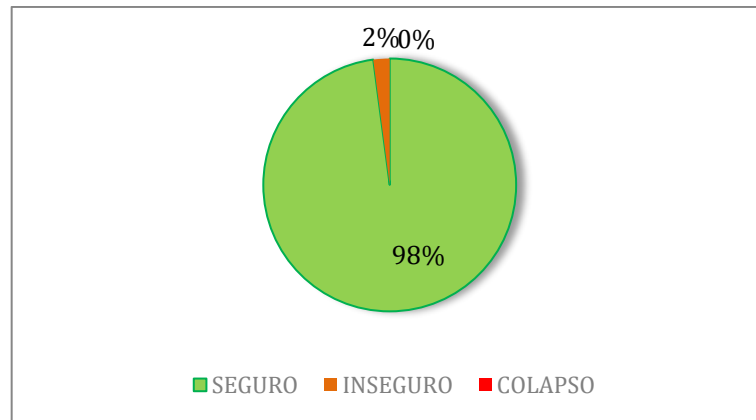


Figura 26. Representación porcentual de las contingencias N-1 del sistema para el caso de estudio con demanda media.

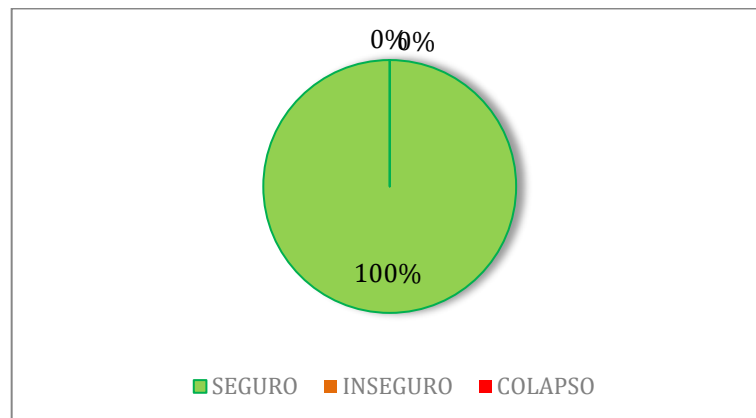


Figura 27. Representación porcentual de las contingencias N-1 del sistema para el caso de estudio con demanda mínima.

El análisis de las gráficas de pastel evidencia que la mayoría de los eventos evaluados se clasifican como “Seguros”, con proporciones superiores al 70 % en los tres escenarios de estudio y un rango estimado entre 75 % y 100 %, lo que refleja una alta confiabilidad del sistema en condiciones normales.

En cuanto a los eventos “Inseguros”, su mayor incidencia se presenta bajo el escenario de demanda máxima, alcanzando un 21 %, como se detalla en la Figura 25. Este resultado sugiere que las contingencias en condiciones de alta demanda constituyen un punto crítico a considerar, estableciéndose un rango de referencia para estos eventos entre 2% y 21%.

Por último, los eventos de “Colapso” muestran una ocurrencia baja, con valores entre 0% y 5%, siendo prácticamente despreciables en el escenario de demanda mínima. Este hallazgo indica

que, aunque poco frecuentes, los colapsos no pueden descartarse por completo, especialmente en condiciones extremas de operación, por lo que resulta fundamental priorizar medidas preventivas y correctivas en los escenarios más exigentes.

Con los datos de la simulación tras realizar el análisis de sensibilidad procedemos a realizar la clasificación de las contingencias siendo el objetivo analizar solamente a los elementos inseguros la Tabla 14 muestra las contingencias seleccionadas.

Tabla 14. Contingencias seleccionadas para la demanda máxima, media y mínima.

Contingencias	Violación de los Límites (SI/NO)	Converge (SI/NO)	Clasificación de la contingencia
CALUMA_BABAHOYO	SI	SI	INSEGURO
COCHABAMABA_CALUMA	SI	SI	INSEGURO
E02_ECHANDIA	SI	SI	INSEGURO
E11_E22	SI	SI	INSEGURO
E22_SABANETILLAS	SI	SI	INSEGURO
ECHANDIA_CAMARON	SI	SI	INSEGURO
ECHANDIA_E01	SI	SI	INSEGURO
ECHANDIA_N11	SI	SI	INSEGURO
RIOBAMBA_GUARANDA	SI	NO	COLAPSO
TR_COCHABAMBA_2	SI	SI	INSEGURO
RIOBAMBA_GUARANDA	SI	SI	INSEGURO

5.2.3. Evaluación de las contingencias

Para evaluar las contingencias se tomará los datos de la tensión simulados en el software lo cual nos permite conocer los elementos vulnerables las cuales operan al límite de su capacidad nominal.

Cabe destacar que el análisis de contingencias se enfocara en el escenario de la demanda máxima y media con el fin de que el analista plantee alternativas para neutralizar dichas contingencias que se suscitan en el sistema en cuanto al análisis del escenario de demanda mínima se planteen alternativas con el fin de hacer un sistema más resiliente. En la Tabla 15 se resumen las contingencias simuladas y los cambios de tensión que sufre el sistema.

Tabla 15. Contingencias que violan los límites de voltaje.

Nombre de la Contingencia	Elementos afectados	Voltaje en p.u		
		Antes	Durante	Acción reparativa
1_ALIM-G_4-ESQUINAS	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,94	0,94	0,96
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,93	0,95
2_CALUMA_BABAHOYO	S/B_CALUMA_69_KV	0,97	0,90	0,97
	S/B_C_69_KV	0,96	0,91	0,97
	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,94	0,90	0,96
	S/B_G-C_69	0,96	0,92	0,97
	S/B_G-GJ_69	0,96	0,92	0,97
	S/B_GJ_69_KV	0,95	0,92	0,97
	S/B_SICOTO_69_KV	0,96	0,90	0,96
	ALIM_CALUMA_13.8_KV	0,95	0,88	0,95
	ALIM_C_13.8_KV	0,96	0,90	0,96
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,89	0,95
	ALIM_GJ_13.8_KV	0,95	0,91	0,96
	ALIM_GUARANDA_13.8_KV	0,95	0,92	0,96
	ALIM_SICOTO_13.8_KV	0,95	0,90	0,96
3_COCHABAMABA_CALUMA	S/B_CALUMA_69_KV	0,97	0,99	1,00
	S/B_C_69_KV	0,96	0,93	0,97
	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,94	0,92	0,96
	S/B_G-C_69	0,96	0,94	0,97
	S/B_G-GJ_69	0,96	0,94	0,97
	S/B_GJ_69_KV	0,95	0,94	0,97
	S/B_SICOTO_69_KV	0,96	0,93	0,96
	ALIM_CALUMA_13.8_KV	0,95	0,97	0,98
	ALIM_C_13.8_KV	0,96	0,93	0,96
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,91	0,95
	ALIM_GJ_13.8_KV	0,95	0,93	0,96
4_E02_ECHEANDIA	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,94	0,94	0,96
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,93	0,95
5_E11_E22 6_E22_SABANETILLAS 7_ECHEANDIA_CAMARON 8_ECHEANDIA_E01 9_ECHEANDIA_N11	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,95	0,96	0,97
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,93	0,96
10_TR_COCHABAMBA_2	ALIM_C_13.8_KV	0,96	0,94	0,96
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,92	0,95
11_TR_GUARANDA_2	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,94	0,93	0,96
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,92	0,95

ALIM_GUARANDA_13.8_KV	0,95	0,92	0,95
-----------------------	------	------	------

En este apartado para el análisis se tomará en cuenta la clasificación de contingencias mostrados en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, para ello se procede a verificar la tensión en por unidad (p.u) del componente la cual se evalúa antes y posterior a que se dé la contingencia obteniendo los resultados de voltaje acorde a la acción correctiva.

En el ANEXO G se presentan los resultados de las simulaciones realizadas bajo el criterio de contingencias N-1 para los escenarios de demanda máxima, media y mínima. El análisis se centra exclusivamente en aquellas contingencias que provocan tensiones por debajo del límite mínimo normativo de 0.95 p.u., ya que ninguna de las contingencias evaluadas genera tensiones por encima del límite máximo permitido de 1.05 p.u. Por tanto, las condiciones de sobretensión no representan un riesgo significativo en los escenarios simulados, mientras que las caídas de tensión identificadas en ciertas contingencias sugieren la necesidad de priorizar acciones correctivas para garantizar la calidad del servicio eléctrico.

Desde la Figura 28. hasta la Figura 32. los datos se muestran en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para el caso de estudio de demanda máxima donde se han determinado los niveles de voltaje del sistema tras el suceso de una contingencia.

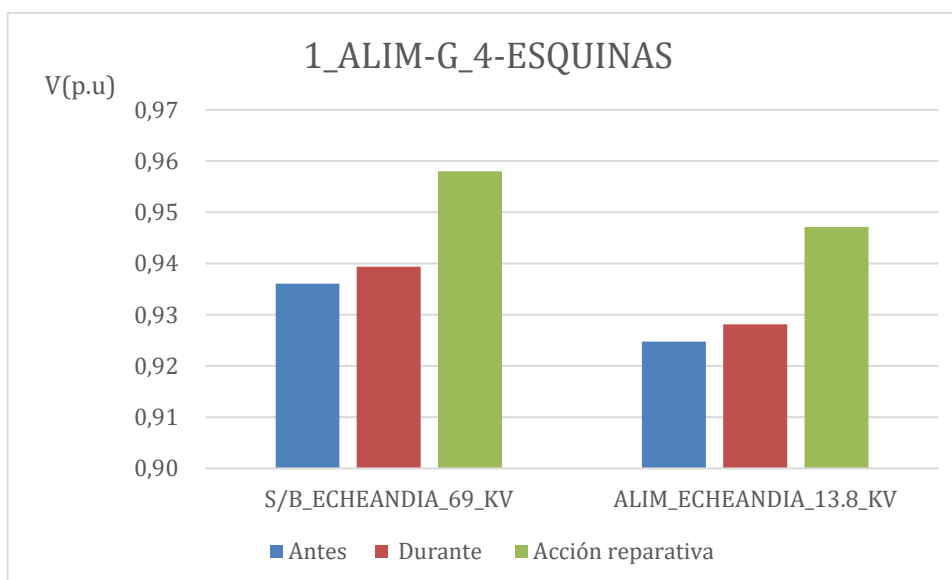


Figura 28. Representación gráfica de la contingencia 1_ALIM-G_4-ESQUINAS para el escenario de demanda máxima.

Antes de ejecutar la contingencia el gráfico en la Figura 27. muestra un perfil bajo de tensiones en las dos barras, posterior a ello cuando se ejecuta la contingencia 1_ALIM-G_4-ESQUINAS en la línea que se conecta de alimentador Guanujo a la carga de 4-Esquinas lo cual implica la salida de la carga donde se puede observar que las dos barras tiende a elevar su voltaje producto de la salida de la carga de 1,36 MVA sin embargo el voltaje se encuentra por debajo de los límites permitidos, es por ello que en la acción correctiva se colocó un banco de capacitores en la subestación Echeandía de 69 kV inyectando 2,88 MVAR mejorando el nivel de tensión de hasta un 2%.

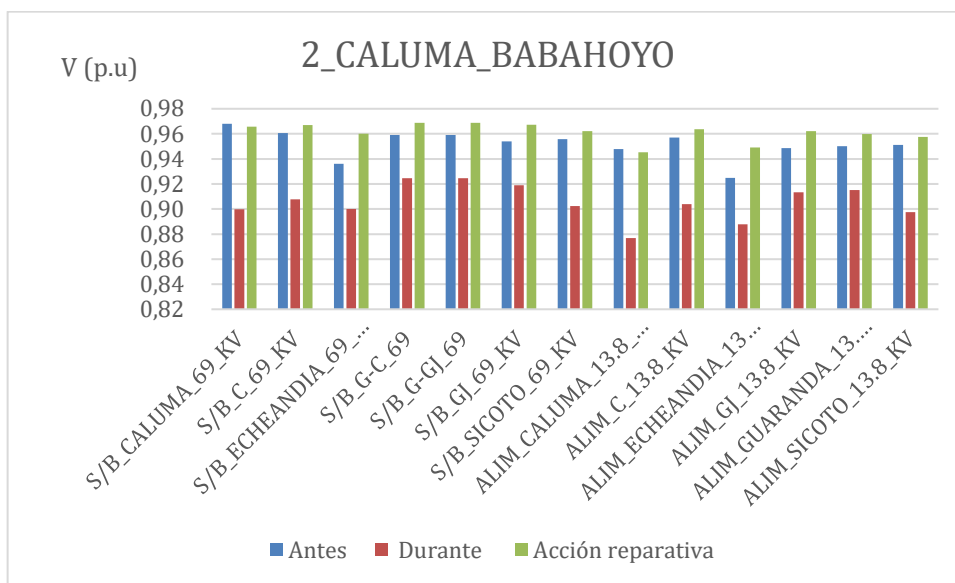


Figura 29. Representación gráfica de la contingencia 2_CALUMA_BABAHOYO para el escenario de demanda máxima.

Cuando se ejecuta la contingencia 2_CALUMA_BABAHOYO el sistema experimenta una caída de tensión en una gran parte de las barras siendo el voltaje mínimo registrado en el sistema para el alimentador de Caluma registrando un voltaje de 0,88 p.u. tal como se muestra en la Figura 29, es por ello que se considera añadir un banco de condensadores en la subestación de Guanujo, Cochabamba y caluma de 2,88 MVAR como primera acción correctiva mejorando el perfil de tensiones en gran parte del sistema sin embargo en la subestación Echeandía y el alimentador aguas abajo presento voltajes inferiores a 0,95 p.u. por lo que se consideró colocar un banco de capacitores en la subestación de Echeandía obteniendo así una mejora entre 5% y 7%.

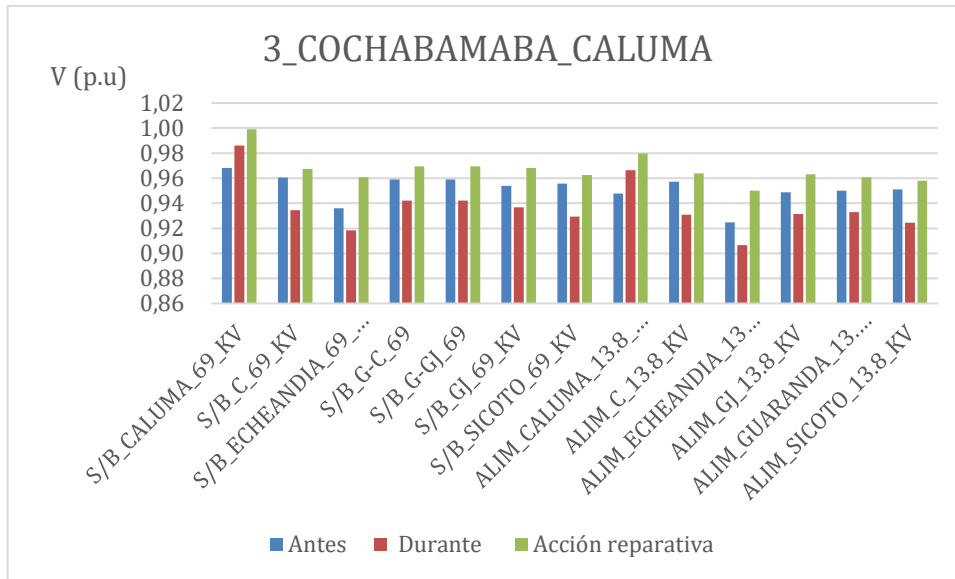


Figura 30. Representación gráfica de la contingencia 3_COCHABAMABA_CALUMA para el escenario de demanda máxima.

De la misma manera producto de la contingencia 3_COCHABAMABA_CALUMA en la Figura 30 se puede observar que gran parte de las barras del sistema se ven afectadas por una caída de tensión, esta vez el voltaje más bajo se registra en el alimentador de Echeandía con un voltaje de 0,91 p.u. por tanto para su acción correctiva se añade un banco de condensadores en la subestación de Guanujo, Cochabamba y caluma inyectando 2,88 MVAR lo que mejora considerablemente el sistema no obstante al igual que en el caso anterior en la subestación Echeandía y el alimentador se presentan voltajes inferiores a 0,95 p.u. por lo que se considera colocar un banco de capacitores en la subestación de Echeandía mejorando así el perfil de voltajes entre 1% y 5% respectivamente.

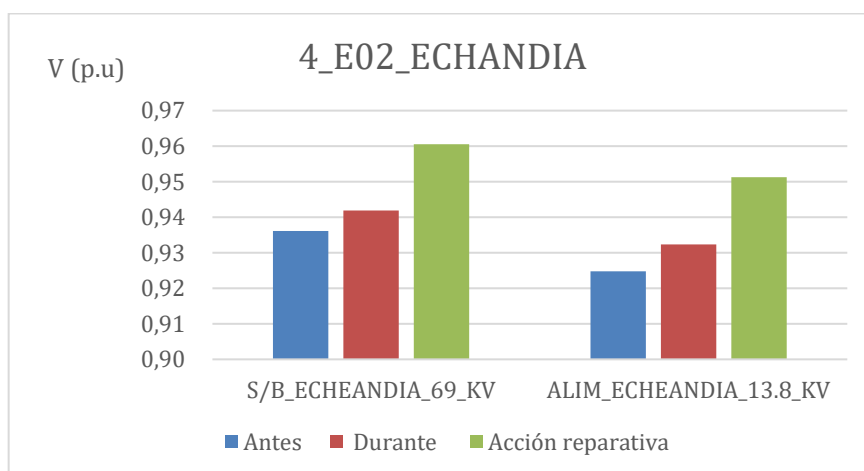


Figura 31. Representación gráfica de la contingencia 4_E02_ECHANDIA para el escenario de demanda máxima.

Cuando la contingencia 4_E02_ECHANDIA se ejecuta la línea que conecta el nodo E02 y el nodo Echeandía queda fuera de servicio por tanto la carga conectada en ese nodo también, lo que permite que tanto en el alimentador de Echeandía como en la subestación de Guanujo eleve el voltaje como se puede ver en la Figura 31, no cumpliendo con los límites de voltaje permitidos se procede con la acción corrección de voltaje donde se añade un banco de capacitores de 2,88 MVar permitiendo el sistema mejore su perfil de tensión en un 2%, tras esta acción el sistema presenta voltajes por encima de 0,95 p.u.

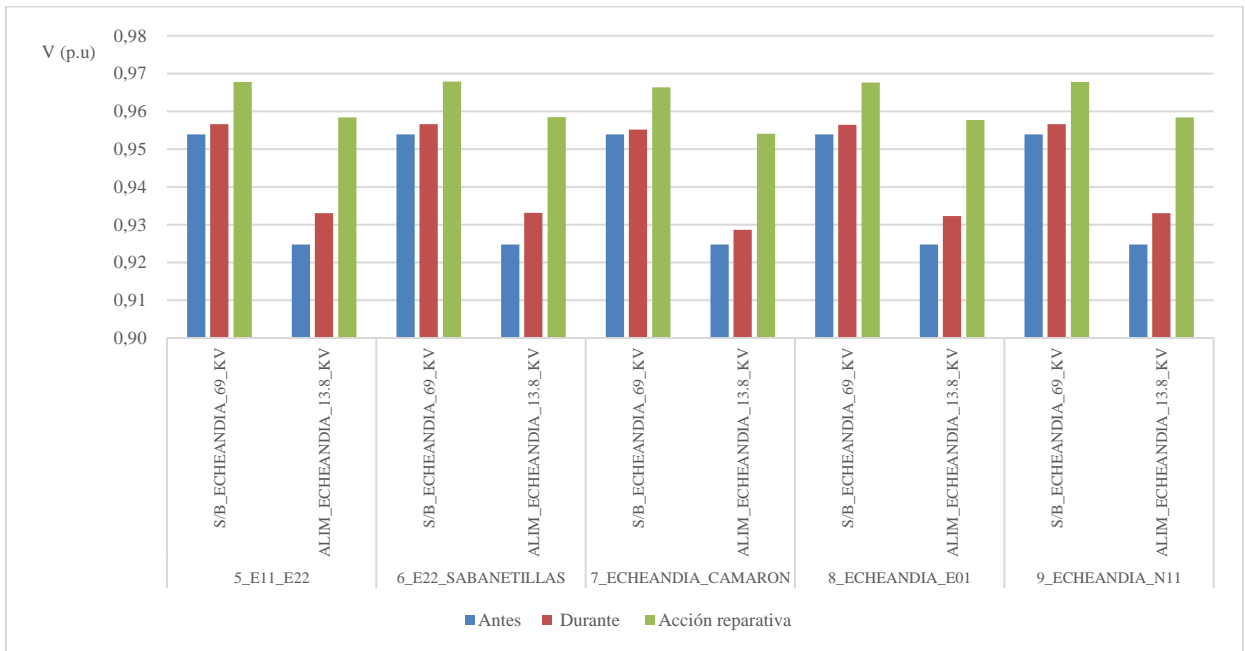


Figura 32. Representación gráfica de un grupo de contingencias para el escenario de demanda máxima.

Las contingencias mostradas en la Figura 32. se han clasificado en un mismo grupo para su respectivo análisis debido a que tras la contingencia ejecutada presentan voltajes por debajo de 0,95 p.u. en las mismas barras como es en el alimentador de Echeandía, además de ello se utiliza la misma acción correctiva para mejorar el perfil de voltajes tras la contingencia realizada respectivamente para lo cual se considera añadir un banco de condensadores en la subestación de Echeandía que inyecte 3,84 MVar en cada caso simulado llegando así a obtener una mejora de 1% hasta un 3% en cuanto a los niveles de voltaje.

En la Tabla 16 se muestran los elementos que quedan fuera de servicio tras ejecutar la contingencia respectiva, se considera para escenarios de demanda máxima, media y mínima.

Tabla 16. contingencias que dejan fuera de servicio.

Nombre de la Contingencia	Elementos afectados
C69_GUANUJO_ECHEANDIA	ALIM_ECHEANDIA_13,8_kV
	ALIM_GJ_13,8_kV
	S/B_ECHEANDIA_69_kV
	S/B_GJ_69_kV
C69_COCHABAMBA_SICOTO	ALIM_SICOTO_13,8_kV
	S/B_SICOTO_69_kV

Por otra parte, en la Figura 33 se presentan casos de contingencias en las cuales no existe violaciones de límites de voltaje, pero si deja fuera de servicio a las subestaciones de Echeandía y la subestación Sicoto. Estos datos de manera resumida se presentan en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

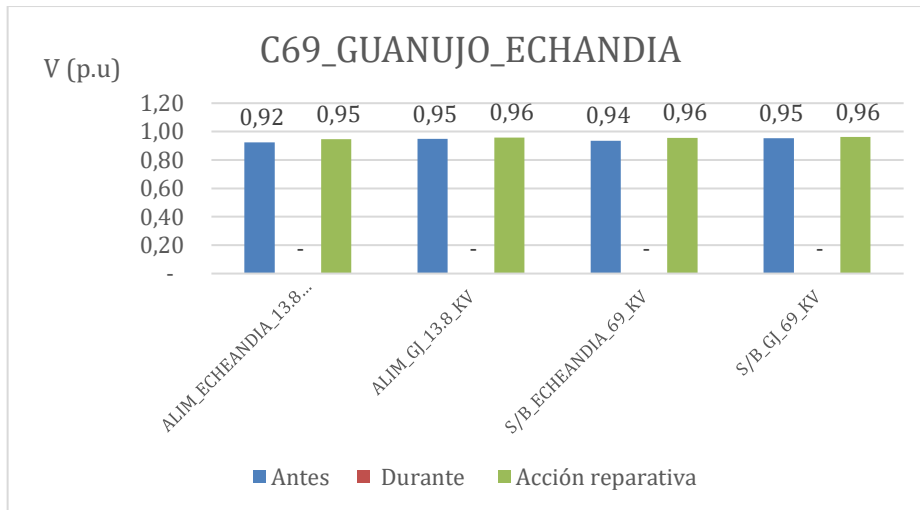


Figura 33. Representación gráfica de la contingencia C69_GUANUJO_ECHANDIA para el escenario de demanda máxima.

Cuando se realiza la contingencia C69_GUANUJO_ECHANDIA podemos observar en la Figura 33. que las subestaciones S/B_GJ_69_KV, S/B_ECHEANDIA_69_KV y los alimentadores ALIM_GJ_13.8_KV, S/B_ECHEANDIA_69_KV quedan fuera de servicio por tanto los voltajes en los elementos son cero. Por lo tanto se ha decidido implementar equipos de seccionamiento en la línea GUARANDA_GUANUJO(1) de tal modo mejore un 50% el tramo cuando se presenten fallas que afecten al mismo.

De igual modo cuando se ejecuta la contingencia C69_COCHABAMBA_SICOTO la subestación y el alimentador aguas abajo queda fuera de servicio en la Figura 34 el voltaje

durante la contingencia es cero, por tal razón se implementan la misma acción correctiva de implementar seccionamiento en el tramo COCHABAMBA_SICOTO_a.

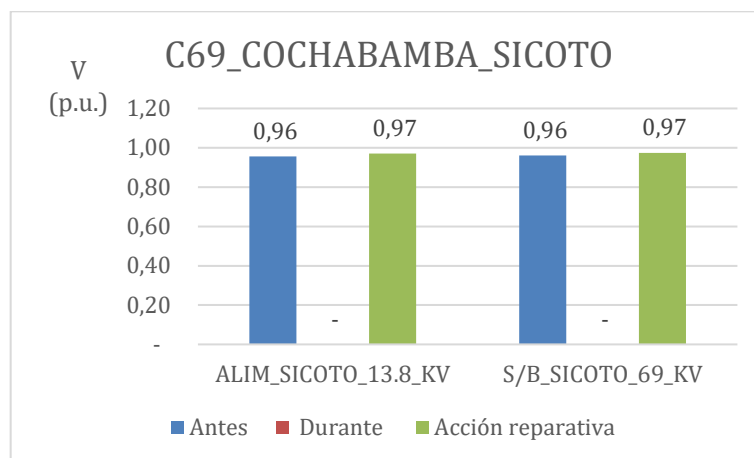


Figura 34. Representación gráfica de la contingencia C69_COCHABAMBA_SICOTO para el escenario de demanda máxima.

Al igual que en la demanda máxima tras ejecutar la contingencia C69_GUARANDA_GUANUJO(1) se presenta el caso para la demanda media donde no tenemos violaciones de voltajes pero si el mismo caso de subestaciones que quedan sin alimentación las cuales presentan un voltaje de cero durante la contingencia.

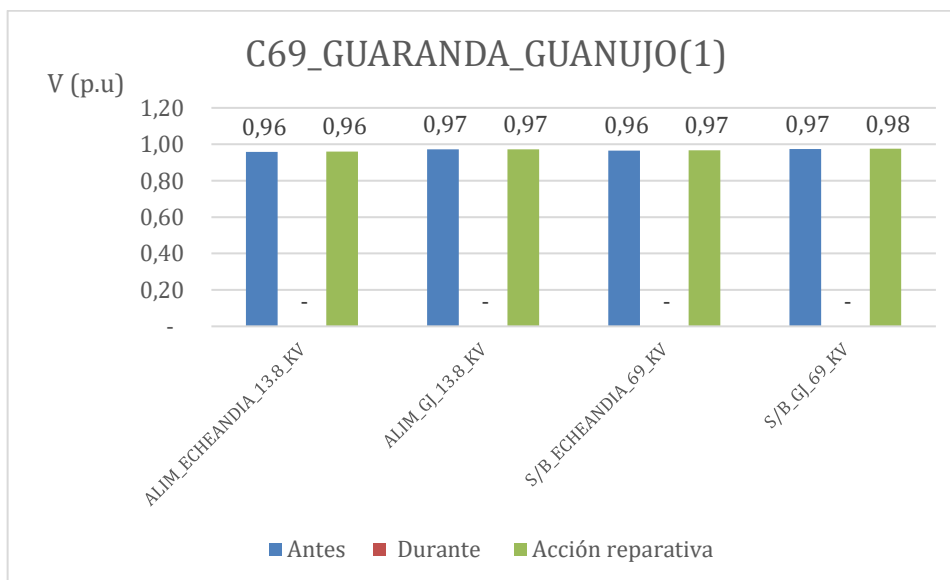


Figura 35. Representación gráfica de la contingencia C69_GUARANDA_GUANUJO(1) para el escenario de demanda media.

Para la acción correctiva frente a la contingencia presentado según el caso correspondiente mostrados en la Figura 35. y Figura 36. se implementa seccionamientos dándole una mejora de un 50% en los tramos de GUARANDA_GUANUJO(1) y COCHABAMBA_SICOTO.

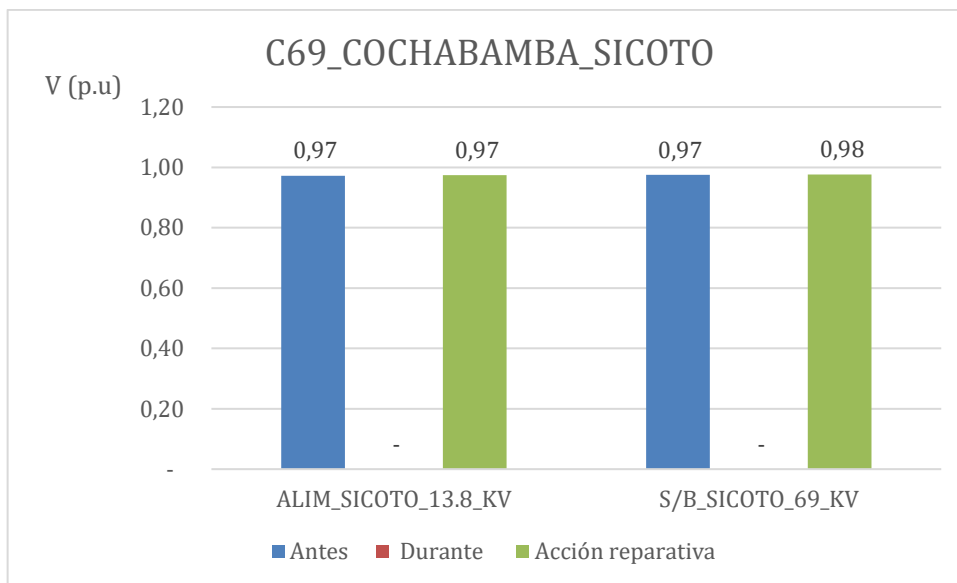


Figura 36. Representación gráfica de la contingencia C69_COCHABAMBA_SICOTO para el escenario de demanda media.

Mismo caso que se presenta para la demanda mínima donde se lleva a cabo el mismo procedimiento, se implementa equipos de seccionamientos en los tramos ya mencionados. La red con seccionamiento y sin seccionamiento se puede ver en el ANEXO G.

Finalmente se presenta el análisis de contingencias para la demanda Media misma que se puede ver en la Figura 37. y la tabla de datos con mayor especificación en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del apartado de anexos.

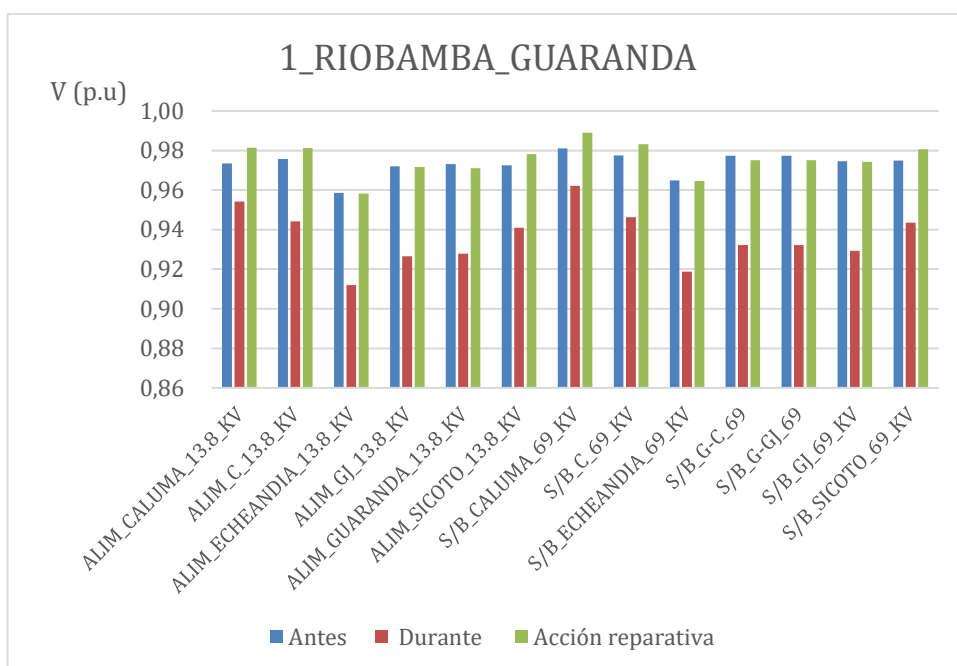


Figura 37. Representación gráfica de la contingencia 1_RIOBAMBA_GUARANDA para el escenario de demanda media.

Frente a la contingencia 1_RIOBAMBA_GUARANDA ejecutada para la demanda media se puede observar en la Figura 37. que gran parte del sistema tiene voltajes por debajo de 0,95 p.u. implicando el mismo caso que se dio para la demanda máxima, en este caso de estudio el voltaje más bajo se da en el alimentador ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV con un voltaje de 0,91 p.u., para la acción correctiva se implementa banco de capacitores en las barras de S/B_ECHEANDIA_69_KV y S/B_C_69_KV cada una de 2,88 MVar permitiendo que el sistema recupere el voltaje y en otros casos mejore su perfil de voltajes quedando dentro de los límites admisibles.

5.3. Plan de maniobras

En esta sección frente a las diferentes perturbaciones o posibles eventos de fallas a la cual el sistema está expuesto se presentarán las respectivas soluciones, describiendo los efectos principales al ejecutar cada contingencia, teniendo en cuenta que las posibles técnicas de solución son presentadas en el ANEXO H. fundamentadas en el análisis de los tres casos de estudio.

Para el análisis de contingencias es fundamental el desarrollo de un plan de alternativas técnicas o un plan de maniobras, ya que se pueden implementar las posibles respuestas inmediatas para casos específicos basados en el criterio N-1.

Es por ello que se presenta la Tabla H. 8.8.1, donde las maniobras expuestas cumplen con la función de regular el nivel de tensión para cumplir con la normativa de la regulación local, además disminuir la cargabilidades de los transformadores sobrecargados evitando futuras contingencias N-1 que pueden traer graves consecuencias al Sistema Eléctrico de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL-EP. Las acciones correctivas del sistema eléctrico mencionan costos relativos asociados con la acción correctiva utilizada esta se describe en la Tabla 6. la cual utiliza el modelo de flujo de potencia cuadrática para corregir condiciones anormales que se pueden presentar en el sistema [18].

5.3.1. Procedimientos operativos

Los pasos esenciales para ejecutar un plan de maniobras neutralizando las contingencias en el sistema deben contener una alternativa operacional efectiva, esto quiere decir que las actividades que se lleven a cabo en una maniobra para despejar una falla deben ser organizadas y se deben cumplir dentro de un tiempo especificado dependiendo del elemento que se

encuentre fuera de servicio dichos procedimientos se muestran de manera detallada y organizada en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

5.4. Análisis de confiabilidad

En el análisis de confiabilidad en una red de distribución aérea el paso clave es identificar los datos de los elementos de la red, para ello se implementan valores característicos de las tasas de falla mencionados en la Tabla 7. a partir del cuál de determinan la tasa de falla y el tiempo de reparación en dos tipos de tramos del sistema troncales y laterales, entonces, las líneas de 69 kV se establecen como troncales mientras que las líneas de 13,8 kV como laterales.

5.4.1. Cálculo de Confiabilidad

El estudio que se lleva a cabo en el presente proyecto se enfoca en las fallas producidas por diversos factores en la red de distribución, por lo tanto, el análisis de confiabilidad se justifica que únicamente el estudio se realiza para las líneas de transmisión.

Para el cálculo de confiabilidad se debe ingresar los parámetros de confiabilidad en el sistema a simular para ello se deben designar los alimentadores del sistema, estas son a las que las cargas se encuentran conectadas, además se definirán el número correcto de los clientes o usuarios en cada carga para ello nos basamos en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de manera resumida se presenta la

Tabla 17.

Tabla 17. Tabla de datos para la demanda.

Subestación	Número de usuarios
Caluma	7401
Cochabamba	7749
Echeandía	11784
Guanujo	18060
Guaranda	16133
Sicoto	11789
Total	72916

Con la finalidad de tener un mejor enfoque en el análisis se determinó el tiempo en la que los alimentadores se encuentran fuera de servicio evaluados en el periodo de 4 años, para ello se

considera la frecuencia media de interrupción por KVA nominal instalado (FMik) y el tiempo total de Interrupción por KVA instalado (TTIk) los resultados se indican en la Tabla 18.

Tabla 18. Tasa de fallas.

DURACION DE FALLA (h)	FMik	TTIk
4586,005097	17,77523625	15,2894197

En el estudio de confiabilidad en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se resume la información de cada alimentador subestación del sistema simulado para el cálculo de la tasa total de falla y el tiempo medio de reparación con la finalidad de hallar los indicadores de confiabilidad. Obteniendo así los valores de confiabilidad del sistema eléctrico de la Unidad de Negocios Bolívar como se muestra a continuación.

Tabla 19. Comparación de resultados.

Indicador	Resultado	Margen de Error
SAIFI calculado	9,167	5%
SAIFI simulado	8,69	

Los datos de la Tabla 19. tanto calculados como simulados están expresados para un periodo total de 4 años, con la simulación en el software Digsilnt Power Factory se puede corroborar en la Figura 38. Donde se muestra que el SAIFI es de 8,69 lo cual indica un margen de error del 5%.

```

-----
| Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 8,692166 l/Ca
| Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 8,692166 l/Ca
| Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 24,700 h/Ca
| Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 2,842 h
| Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9971803481
| Índice de Indisponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0028196519
| Energía no Suministrada : ENS = 340,189 MWh/a
| Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,005 MWh/Ca
| Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 0,015 MWh/Ca
| Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a
| Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh
| Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,000 MWh/a
| Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 8,695647 l/a
| Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 24,268751 h/a
-----

```

Figura 38. Resultados de los índices de confiabilidad.

5.4.2. Resultados de los índices de confiabilidad

Cabe resaltar que los resultados de los índices de confiabilidad simulados coinciden con los valores típicos de un sistema eléctrico de potencias que se muestran en la Tabla 8. tomando en cuenta los cuatro años analizados, finalmente queda justificado que los valores obtenidos en la red de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP tienen validez en el presente estudio.

Por otro lado, en la simulación se obtiene resultados sobre los indicadores de confiabilidad utilizando el caso sin seccionadores y con seccionadores resumidas en la Tabla 20. las cuales se realizaron a la equivalente de red del sistema.

Tabla 20. Indicadores de confiabilidad según el evento.

Evento	Nombre	SAIFI	SAIDI	CAIFI	CAIDI	ASAI
Sin seccionadores	S/D Bolívar	8,69	24,7	8,69	2,84	0,997
Con seccionadores	S/D Bolívar	6,29	19,9	6,29	3,16	0,997

Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	AIFI =	6,294608	l/Ca
Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente	AIFI =	6,294608	l/Ca
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI =	19,905	h/Ca
Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente	CAIDI =	3,162	h
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio	: ASAI =	0,9977277357	
Índice de Indisponibilidad Promedio del Servicio	: ASUI =	0,0022722643	
Energía no Suministrada	: ENS =	255,426	MWh/a
Energía No Suministrada Promedio	: AENS =	0,004	MWh/Ca
Índice de Racionamiento por Cliente Promedio	: ACCI =	0,003	MWh/Ca
Costos de Interrupción Esperados	: EIC =	0,000	MUSD/a
Valoración de la Energía Interrumpida	: IEAR =	0,000	USD/kWh
Energía del Sistema Deslastrada	: SES =	0,000	MWh/a
Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema	=	5,672187	l/a
Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema	=	18,221830	h/a

Figura 39. Índices de confiabilidad usando seccionadores.

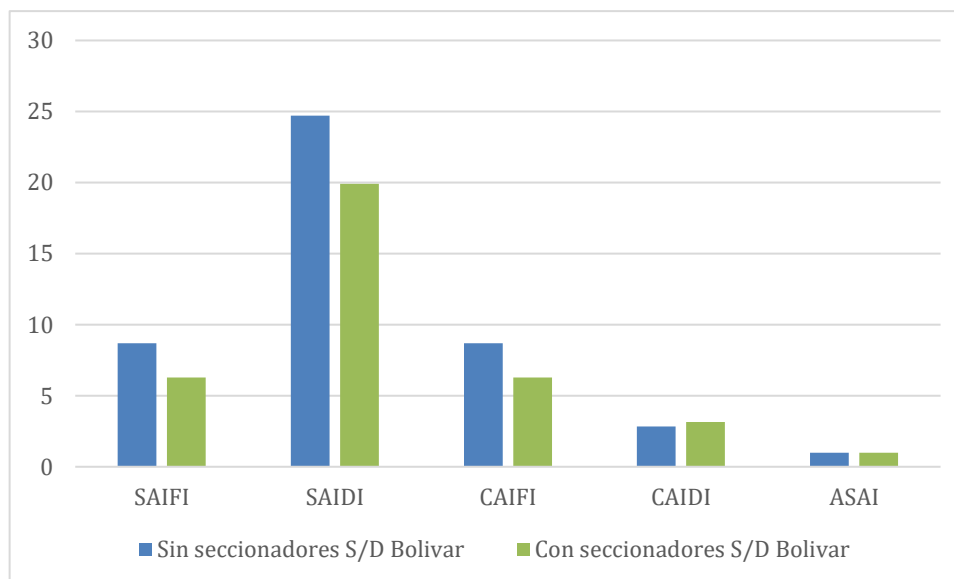


Figura 40. Comparación de los índices de confiabilidad.

De acuerdo con la Figura 40 se puede apreciar las distintas diferencias del SAIFI, SAIDI, CAIFI Y CAIDI respectivamente para el caso donde el sistema se encuentra con seccionadores y sin seccionadores. En consecuencia según los índices de confiabilidad queda determinado que el

sistema es más seguro cuando usa seccionadores ya que en casos de contingencias N-1 en la línea GUARANDA – GUANUJO permite aislar el tramo afectado del sistema y no afecte a la subestación en derivación de acuerdo al tramo en el que se dé la falla.

Por otra parte, si la falla producida en la línea COCHABAMBA_SICOTO_a el seccionador aísla el sector, pero mantiene alimentando a la subestación Sicoto, estos valores son el resultado de la simulación ejecutada en el software Digsilent PowerFactory y presentada en este proyecto.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- Con referencia a la base de datos de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL-EP se modela el sistema en el software Digsilent PowerFactory el cual consta de 15 barras, 44 líneas de las cuales 7 son de Subtransmisión y el resto distribución, 6 transformadores y 24 cargas para el flujo de potencia, el análisis de contingencias depende de los parámetros de demanda ingresados, obteniendo 43 casos para el análisis en demanda media, mínima y máxima.
- En fundamento a la clasificación de contingencias se determinaron tres estados para los escenarios de demanda mínima, media y máxima exponiendo un límite para la demanda máxima y media de 75% y 98%, para el estado seguro, 21% y 2% para el estado inseguro, mientras que el estado de colapso solamente se da en el escenario de demanda máxima, en cuanto al escenario de demanda mínima se evidencia un sistema estable.
- De acuerdo al criterio N-1 aplicado para el sistema de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP para el análisis de contingencia se obtienen 11 casos a las cuales el sistema se enfrenta de manera crítica en escenarios de demanda máxima, cuyos casos se dan en elementos que violan el límite de voltaje permisible la cual es de 0,95 p.u. y 1,05 p.u.
- A partir del análisis de la tasa de fallas se identifica una tasa de falla de ,4 para los tramos troncales (líneas de 69 kV) y 0,16 en el tramo lateral para líneas de 13,8 kV con un tiempo de 4 horas típicas en el software Digsilent PowerFactory obteniendo un SAIFI acumulado de 4 años de estudio de 8,69 mientras que el valor calculado de acuerdo a la base de datos de fallas se acerca al valor de 9,167 con un margen de error del 5% considerado como aceptable
- Los indicadores SAIFI, CAIFI, SAIDI Y CAIDI analizados permiten afirmar que el sistema eléctrico, en su estado con seccionadores es significativamente más confiable y estable que en el caso sin seccionadores siendo la disminución de la frecuencia y duración totales de las interrupciones, así como la mayor disponibilidad del servicio las contribuyentes a un entorno más seguro para el personal operativo y para los usuarios finales beneficiando a los consumidores residenciales, comerciales e industriales, minimizando la exposición a fallas, sobrecargas y maniobras

6.2. Recomendaciones

- Se recomienda realizar un estudio contemplando la ubicación óptima de instalación del seccionador para conectar la Subestación Guanujo y Echeandía así mismo para el seccionador que conecta la subestación Cochabamba y Sicoto.
- Analizar las contingencias usando un método diferente al de la presente investigación de tal modo se comparen los resultados con los presentados en el presente estudio.
- Determinar un análisis de confiabilidad con las protecciones verificadas por la Unidad de Negocios Bolívar CNEL-EP que no han sido consideradas en esta investigación. Misma que no se tomó en cuenta porque se encuentra fuera del alcance propuesto en este proyecto.
- Se recomienda seguir implementando estrategias de modernización y automatización, como reforzar los programas de mantenimiento predictivo y correctivo, con el fin de alcanzar niveles de desempeño que cumplan con los estándares más exigentes y garanticen un servicio eléctrico de excelencia para todos los usuarios.

7. REFERENCIAS

- [1] “Plan Maestro de Electricidad – Ministerio de Energía y Minas”. Consultado: el 17 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [2] T. C. F. G. L. M. T. R. K. S. M. Y. Andrés Rebolledo, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2023/12/PANORAMA-2023.pdf>
- [3] CNEL EP, “Informe-ejecutivo-actualizado-BOL”. Consultado: el 19 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2023/04/4.-informe-ejecutivo-actualizado-bol.pdf>
- [4] CENACE, “Informe anual 2022”. [En línea]. Disponible en: <https://www.cenace.gob.ec/informe-anual-2022/>
- [5] “Unidad de Negocio Bolívar - CNEL EP”, CNEL EP. Consultado: el 13 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnelep.gob.ec/unidad-de-negocios-bolivar/>
- [6] J. Xiao, S. Liu, Z. Li, y F. Li, “Loadability formulation and calculation for interconnected distribution systems considering N-1 security”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 77, pp. 70–76, may 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.11.001.
- [7] M. Mehrtash, A. Kargarian, y M. Rahmani, “Security-constrained transmission expansion planning using linear sensitivity factors”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, núm. 2, pp. 200–210, ene. 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0844.
- [8] S. Chen, Q. Chen, Q. Xia, H. Zhong, y C. Kang, “N - 1 security assessment approach based on the steady-state security distance”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 9, núm. 15, pp. 2419–2426, nov. 2015, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0552.
- [9] M. A. Yucra Herrera, “Análisis de contingencias en un sistema eléctrico de distribución mediante la condición N-1”, jun. 2019, Consultado: el 17 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.umsa.bo/xmlui/handle/123456789/32645>
- [10] Gualoto Gerson, “Configuración optima del flujo de potencia DC frente a contingencias N-2”, Universidad Politecnica Salesiana SEDE QUITO, Quito, 2019.
- [11] N. Sanguano, “Evaluación de la confiabilidad del sistema de generación y transmisión considerando fallas de causa común en líneas y el método Monte Carlo”, Universidad

- Politécnica Salesiana SEDE Quito, Quito. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19728>
- [12] P. Patiño y J. Caballero, “Evaluación de la confiabilidad a la red de distribución de la ciudad de Cartagena y su área metropolitana”.
- [13] B. Hanna y M. Flórez, “Evaluación de confiabilidad del sistema de subtransmisión y distribución primaria del Atlántico”, el 11 de mayo de 2017. Consultado: el 12 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/11323/254>
- [14] A. Gómez *et al.*, “Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica”.
- [15] P. Enero, “Benemérita universidad autónoma de puebla”.
- [16] 2017 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). IEEE, 2017.
- [17] A. M. Al-Shaalan, “Contingency selection and ranking for composite power system reliability evaluation”, *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, vol. 32, núm. 2, pp. 141–147, feb. 2020, doi: 10.1016/j.jksues.2018.11.004.
- [18] P. Leader, A. P. Sakis Meliopoulos, y G. Institute of Technology, “Comprehensive power system reliability assessment final project report PSERC”, 2005. [En línea]. Disponible en: <http://www.pserc.org>.
- [19] Portilla Luis, “Análisis y mejoramiento de la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución”, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2003.
- [20] P. Bernal, “Evaluación de seguridad del sistema eléctrico de distribución de la empresa eléctrica ELEPCO S.A mediante análisis de contingencia”, Universidad Técnica de Cotopáxi, Latacunga, 2022.
- [21] B. Hanna y M. Flórez, “Evaluación de confiabilidad del sistema de subtransmisión y distribución primaria del Atlántico”, el 11 de mayo de 2017. Consultado: el 13 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/11323/254>
- [22] A. Chowdhury y D. Koval, *Power distribution system reliability: practical methods and applications*. John Wiley & Sons, 2015. doi: 10.1002/9780470459355.

[23] “Agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables” (codificada) el directorio de la agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables. [En línea]. Disponible en: www.controlrecursosyenergia.gob.ec

8. ANEXOS

8.1. ANEXO A: Tablas de características del sistema de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP.

Tabla A. 8.1 Datos técnicos de los tipos de conductores de la Unidad de Negocios Bolívar.

NOMENCLATURA PARA LOS CONDUCTORES	
CONDUCTOR	TIPO
ACAR_500_MCM	1
ACSR_PARTRIDGE	2
ACSR_PENGUIN_4/0_AWG	3
ACSR_QUAIL_2/0_AWG	4
CONDUCTOR_COBRE	5

Tabla A. 8.2 Datos Técnicos de los niveles de tensiones en las subestaciones y alimentadores.

TIPO DE BARRA	TENSION
ALIM_CALUMA_13.8_KV	13,8
ALIM_C_13.8_KV	13,8
ALIM_ECHANDIA_13.8_KV	13,8
ALIM_GJ_13.8_KV	13,8
ALIM_GUARANDA_13.8_KV	13,8
ALIM_SICOTO_13.8_KV	13,8
BUS_69_KV	69
S/B_BB_69_KV	69
S/B_CALUMA_69_KV	69
S/B_C_69_KV	69
S/B_EHANDIA_69_KV	69
S/B_G-C_69	69
S/B_G-GJ_69	69
S/B_GJ_69_KV	69
S/B_SICOTO_69_KV	69

Tabla A. 8.3 Datos Técnicos de los Transformadores (Dyn).

ID Equipo	Cap Nom (kVA)	AT (kVLL)	BT (kVLL)	Z1 (%)	Z0 (%)	Relación (X1/R1)	Relación (X0/R0)	Pérdidas en vacío (kW)
CALUMA T01	6250	69	13,8	5,07	5,07	9,60	9,60	0,00
SICOTO T01	12500	69	13,8	7,22	7,22	10,00	10,00	0,00
COCHABAMBA T02	2500	69	13,8	5,07	5,07	7,33	7,33	0,00
COCHABAMBA T01	12500	69	13,8	7,22	7,22	10,00	10,00	9,36
GUARANDA T02	12500	69	13,8	5,66	5,66	7,13	7,13	9,36
ECHEANDIA T01	12500	69	13,8	5,07	5,07	12,85	12,85	9,85
GUANUJO T01	13750	69	13,8	6,00	6,00	10,00	10,00	0,00
GUARANDA T01	5000	69	13,8	6,78	6,78	10,00	10,00	0,00

Tabla A. 8.4 Líneas de transmisión y distribución del sistema.

NUMERO DE LINEAS			
NOMBRE DE L/T	No.	NOMBRE DE L/T	No.
CALUMA_BABAHOYO	1	ECHANDIA_E01	21
COCHABAMABA_CALUMA	2	ECHANDIA_LAS-NAVES	22
COCHABAMBA_SICOTO	3	ECHANDIA_N11	23
GUANUJO_ECHANDIA	4	GUARANDA_IRO-MAYO	24
GUARANDA_COCHABAMBA	5	GUARANDA_CH01	25
GUARANDA_GUANUJO (1)	6	GUARANDA_MALDONADO	26
RIOBAMBA_GUARANDA	7	GUARANDA_VINCHOA	27
ALIM-G_4-ESQUINAS	8	NODO-CENA_LA-CENA	28
ALIM-G_NODO-CENA	9	SICOTO_LAS-GUARDIAS	29
ALIM-G_SALINAS	10	SICOTO_SAN-JOSE-TAMBO	30
ALIM-G_SIMIATUG	11	SICOTO_SAN_PABLO	31
B01_BALSAPAMBA	12	CAL01_CALUMA-CENTRO	32
CALUMA_PASAGUA	13	CALUMA_CAL01	33
CALUMA_PITA	14	CALUMA_E11	34
CH01_CHIMBO	15	E11_ECHANDIA	35
COCHABAMBA_ASUNCION	16	ALIM-G_GUANUJO-CENTRO	36
COCHABAMBA_B01	17	E02_ECHANDIA	37
COCHABAMBA_SAN-MIGUEL	18	E11_E22	38
COCHABAMBA_TELIMBELA	19	E22_SABANETILLAS	39
ECHANDIA_CAMARON	20	SICOTO_CHILLANES	40

Tabla A. 8.5 KV Datos Técnicos de las líneas de 69 KV.

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION										
No.	Tipo	Tensión (KV)	Longitud (km)	Inom (KA)	Resistencia (ohm/km)		Reactancia (ohm/km)		Susceptancia (uS/km)	
					R1	R0	X1	X0	B1	B0
1	1	69	53	0,633	0,111	0,2887	0,3999	1,782	4,276	1,637
2	2	69	16,8	0,46	0,2175	0,3441	0,4565	1,24	3,582	1,869
3	2	69	23,57	0,46	0,2175	0,3441	0,4565	1,24	3,582	1,869
4	2	69	37,089	0,46	0,2175	0,3441	0,4565	1,24	3,582	1,869
5	2	69	19,159	0,46	0,2175	0,3441	0,4565	1,24	3,582	1,869
6	2	69	6,794	0,46	0,2175	0,3441	0,4565	1,24	3,582	1,869
7	2	69	32	0,46	0,2175	0,3441	0,4565	1,24	3,582	1,869

Tabla A. 8.6 Datos Técnicos de las líneas de 13.8 KV.

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION										
No.	Tipo	Tensión (KV)	Longitud (km)	Inom (KA)	Resistencia (ohm/km)		Reactancia (ohm/km)		Susceptancia (uS/km)	
					R1	R0	X1	X0	B1	B0
8	3	13,8	15	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
9	3	13,8	1	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
10	3	13,8	7	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
11	3	13,8	40	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
12	3	13,8	7	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
13	3	13,8	24	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
14	3	13,8	10	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
15	3	13,8	7,2	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
16	3	13,8	10	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
17	3	13,8	5	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
18	3	13,8	9	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
19	3	13,8	10	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
20	3	13,8	10	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
21	3	13,8	2	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
22	3	13,8	20	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
23	3	13,8	1,5	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
24	3	13,8	4	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
25	3	13,8	5,4	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
26	3	13,8	2,5	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
27	3	13,8	15	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
28	3	13,8	10	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887

29	3	13,8	10	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
30	3	13,8	10	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
31	3	13,8	9	0,325	0,2734	0,6622	0,4042	1,286	4,139	1,887
32	4	13,8	0,0113	0,25	0,4331	0,822	0,4215	1,303	3,955	1,848
33	4	13,8	4,6	0,25	0,4331	0,822	0,4215	1,303	3,955	1,848
34	4	13,8	6	0,25	0,4331	0,822	0,4215	1,303	3,955	1,848
35	4	13,8	12	0,25	0,4331	0,822	0,4215	1,303	3,955	1,848
36	5	13,8	5,5	0,3	0,1727	0,3296	0,4831	1,2106	3,445	1,7863
37	5	13,8	4	0,3	0,1727	0,3296	0,4831	1,2106	3,445	1,7863
38	5	13,8	7	0,3	0,1727	0,3296	0,4831	1,2106	3,445	1,7863
39	5	13,8	2	0,3	0,1727	0,3296	0,4831	1,2106	3,445	1,7863
40	5	13,8	0,0561	0,3	0,1727	0,3296	0,4831	1,2106	3,445	1,7863

Tabla A. 8.7 Datos Técnicos de la demanda del sistema eléctrico.

	SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	Potencia Trafo	Potencias									Fp Dmax
				MÁXIMA			MÍNIMA			MEDIA			
				MW	MVA	MVAr	MW	MVA	MVAr	MW	MVA	MVAr	
1	GUARANDA	VINCHOA	10 MVA	1,15	1,36	0,72	0,36	0,42	0,23	0,49	0,57	0,30	0,847
2		1ro DE MAYO		1,55	1,57	0,23	0,44	0,44	0,07	0,91	0,92	0,14	0,989
3		MALDONADO		1,79	1,86	0,49	0,72	0,74	0,20	1,06	1,10	0,29	0,964
4		CHIMBO		2,40	2,49	0,63	0,80	0,83	0,21	1,39	1,43	0,36	0,967
5	GUANUJO	GUANUJO CENTRO	10 MVA	0,70	0,72	0,19	0,30	0,31	0,08	0,42	0,44	0,12	0,963
6		LA CENA		0,65	0,67	0,16	0,22	0,23	0,06	0,38	0,39	0,10	0,970
7		SALINAS		0,30	0,30	0,03	0,15	0,15	0,01	0,20	0,20	0,02	0,995
8		CUATRO ESQUINAS		1,31	1,36	0,37	0,57	0,59	0,16	0,75	0,78	0,21	0,962
9		SIMIATUG		0,86	0,88	0,22	0,25	0,26	0,06	0,48	0,50	0,12	0,970
10	COCHABAMBA	SAN MIGUEL	10 MVA	1,03	1,05	0,22	0,41	0,42	0,09	0,64	0,65	0,14	0,978
11		ASUNCIÓN		0,95	0,99	0,29	0,32	0,33	0,10	0,54	0,56	0,16	0,957
12		BALSAPAMBA		0,57	0,59	0,15	0,26	0,27	0,07	0,38	0,39	0,09	0,970
13		TELIBELA		0,13	0,13	0,04	0,04	0,04	0,01	0,07	0,08	0,02	0,953
14	SICOTO	SAN JOSÉ DEL TAMBO	10 MVA	0,96	1,02	0,34	0,32	0,34	0,11	0,48	0,51	0,17	0,944
15		CHILLANES		0,85	0,86	0,11	0,30	0,30	0,04	0,49	0,49	0,06	0,991
16		SAN PABLO		1,24	1,26	0,22	0,48	0,49	0,09	0,89	0,90	0,16	0,984
18	ECHEANDÍA	LAS NAVES	10 MVA	2,32	2,57	1,12	0,97	1,08	0,47	1,52	1,68	0,73	0,901
19		SABANETILLAS		0,84	0,93	0,40	0,36	0,40	0,17	0,54	0,59	0,25	0,904
20		ECHEANDIA CENTRO		0,86	0,93	0,34	0,35	0,38	0,14	0,55	0,59	0,22	0,931
21		CAMARÓN		0,39	0,44	0,19	0,16	0,18	0,08	0,27	0,29	0,13	0,898
22	CALUMA	ECHEANDÍA 2	5 MVA	1,68	1,92	0,93	0,59	0,68	0,33	0,66	0,76	0,37	0,874
23		PITA		0,72	0,86	0,48	0,20	0,24	0,13	0,28	0,34	0,19	0,831
24		PASAGUA											
25		CALUMA CENTRO		1,28	1,45	0,68	0,46	0,53	0,25	0,66	0,75	0,35	0,884

8.2. ANEXO B: Modelamiento del sistema de la Unidad de Negocios Bolívar

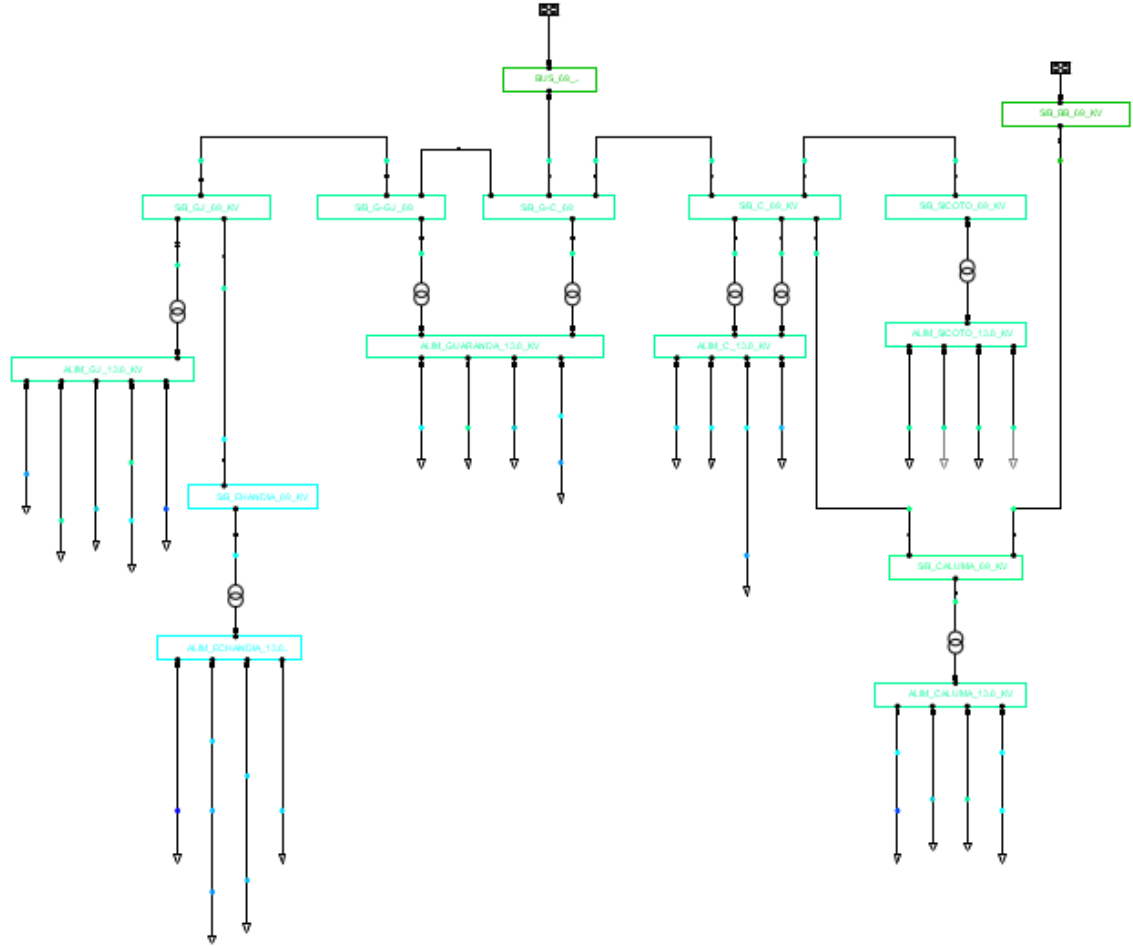


Figura B. 8.1 Simulación del Sistema Eléctrico de Bolívar.

8.3. ANEXO C: Tabla de validación de resultados

Tabla C. 8.3.1 Cargabilidades del transformador.

Transformador	Cargabilidad Simulada (%)	Cargabilidad Refenciada (%)	Margen de Error
TR_CALUMA	42,1	39,4	6%
TR_COCHABAMBA_1	22,3	22,6	-1%
TR_COCHABAMBA_2	0	0	-
TR_ECHEANDIA	30,6	28,5	7%
TR_GUANUJO	31,3	29,5	6%
TR_GUARANDA_1	0	0	-
TR_GUARANDA_2	44,7	42,2	6%
TR_SICOTO	25,5	23,8	7%

Tabla C. 8.3.2 Niveles de tensión en las barras del sistema.

TIPO DE BARRA	TENSION	V_MAX (pu)	V_MED (pu)	V_MIN (pu)
ALIM_CALUMA_13.8_KV	13,8	0,97061606	0,981838393	0,98256854
ALIM_C_13.8_KV	13,8	0,966134896	0,979503811	0,98185197
ALIM_ECHANDIA_13.8_KV	13,8	0,947927849	0,973448749	0,97553284
ALIM_GJ_13.8_KV	13,8	0,965979154	0,981125569	0,98361457
ALIM_GUARANDA_13.8_KV	13,8	0,968866936	0,98187229	0,98448443
ALIM_SICOTO_13.8_KV	13,8	0,970164939	0,980669414	0,98226742
BUS_69_KV	69	1,000000018	1,000064786	1
S/B_BB_69_KV	69	1	1	1
S/B_CALUMA_69_KV	69	0,97836794	0,985142078	0,98569089
S/B_C_69_KV	69	0,971980338	0,982451291	0,98404417
S/B_EHANDIA_69_KV	69	0,955318355	0,976650058	0,97885821
S/B_G-C_69	69	0,97178673	0,983483792	0,98552242
S/B_G-GJ_69	69	0,97178673	0,983483792	0,98552242
S/B_GJ_69_KV	69	0,968179016	0,982004962	0,98422038
S/B_SICOTO_69_KV	69	0,970945013	0,981438092	0,98303419

8.4. ANEXO D: Tablas de análisis de fallas registradas

Tabla D. 8.4.1 Fallas registrados en el año 2020.

2020														
Etiquetas de fila	Choques de vehículos	Daño o interferencia accidental por trabajos en vía pública o trabajos	Desastres naturales (Erupción volcánica, inundaciones,	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Estabilidad al sistema propio de la distribuidora, que incluyen	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Falla humana	Fauna	Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de	Nebliana / Lluvia / Granizo	Operaciones sin tensión por seguridad característica restrictiva	Vegetación (sin incluir desbroce)	Viento Fuerte, o materiales llevados por el viento	Total, general
03_01_Cdla 1 de Mayo	1													1
03_01_Chimbo		3		4	1	20	1	1			3	1	1	35
03_01_Maldonado	0					4								4
03_01_Vinchoa		1				6			3			1	2	13
03_02_Cuatro Esquinas	0	5		8		8				2			5	28
03_02_Guanujo		1		1		1					1			4
03_02_La Cena		1		6		8					1	1	1	18
03_02_Salinas						3							2	5
03_02_Simiatus		5		11		11		1		1		2	9	40
03_03_Camaron				1		2				1			1	5
03_03_Echeandia 1		1		4		16		4		5	1	4	1	36
03_03_Las Naves		4		15		39	1	3		4	4	5	2	77
03_03_Sabanetillas		2		5		17	1	5		3	1	4	1	39
03_04_Asuncion		1		1		4				1	1	1		9
03_04_Balsapamba		4		8		10					1	1	3	27
03_04_San Miguel		1				3				1				5
03_04_Telimbela						3								3
03_05_Caluma Centro	1					2		1						4
03_05_Echeandia 2		2		6		18		2		2	1	1		32
03_05_Pasagua				3		7		1						11
03_05_Pita				4		9		1				1		15
03_06_Chillanes		2		3		8		2				7		22
03_06_San José del Tambo		3	1	3		12		2		2		2		25
03_06_San Pablo		4		1	1	21		2		1	7	5		42
Total general	2	40	1	84	2	232	3	25	3	23	21	36	28	500

Tabla D. 8.4.2 Fallas registrados en el año 2021.

2021														
Etiquetas de fila	Choques de vehículos	Daño o interferencia accidental por trabajos en vía pública o trabajos	Desastres naturales (Erupción volcánica, inundaciones,	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Estabilidad al sistema propio de la distribuidora, que incluyen	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Falla humana	Fauna	Mantobras para localización de fallas y/o tentativas de	Nebina / Lluvia / Granizo	Operaciones sin tensión por seguridad característica restrictiva	Vegetación (sin incluir desbroce)	Viento Fuerte, o materiales llevados por el viento	Total, general
03_01_Cdla 1 de Mayo		1				1								2
03_01_Chimbo		1		3		15				3	2	2	2	28
03_01_Maldonado						2								2
03_01_Vinchoa		4		3		10				2	3		4	26
03_02_Cuatro Esquinas		2		7		12				2	2	1	2	28
03_02_Guanujo	1	1				4								6
03_02_La Cena		6		4		9	1			1	1	2		24
03_02_Salinas		3				7							3	13
03_02_Simiatug		10		16		19	1			6	4	3	4	63
03_03_Camaron		1		1		4	1				1	4		12
03_03_Echeandía 1	1	1		6		11				2	2	1		24
03_03_Las Naves		13		4	1	32		1		17	7		1	76
03_03_Sabanetillas	1	10		6		17		1		5	7	7		54
03_04_Asuncion						3								3
03_04_Asunción		2	1			3				1	1		2	10
03_04_Balsapamba		2		6		15	1	1		4		4		33
03_04_San Miguel		2		2		8					1			13
03_04_Telimbela				1		3					1			5
03_05_Caluma Centro		2		1		9		2			1			15
03_05_Echeandía 2				2		15		2		4	4	1		28
03_05_Pasagua		1		3		6				1		1		12
03_05_Pita	1	2		3		10		3		3		4		26
03_06_Chillanes		6		5		7			1	5	2	3	1	30
03_06_San José del Tambo		3		5		11		1		2				22
03_06_San Pablo		8		15		22				6	5	5		61
Total general	4	81	1	93	1	255	4	11	1	64	44	38	19	616

Tabla D. 8.4.3 Fallas registrados en el año 2022.

2022												
Etiquetas de fila	Choques de vehículos	Daño o interferencia accidental por trabajos en vía pública o trabajos	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Falla humana	Fauna	Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de	Nebolina / Lluvia / Granizo	Operaciones sin tensión por seguridad característica restrictiva	Vegetación (sin incluir desbroce)	Viento Fuerte, o materiales llevados por el viento	Total, general
03_01_Cdla 1 de Mayo				6			1					7
03_01_Chimbo	1	3	6	13		1			3		3	30
03_01_Maldonado				4								4
03_01_Vinchoa		1	1	8		1		2	1			14
03_02_Cuatro Esquinas	1	4	7	9							1	22
03_02_Guanujo			2	4					2	2		10
03_02_La Cena			1	4					1	1	2	9
03_02_Salinas			1									1
03_02_Simiatug		4	8	10				1		2	2	27
03_03_Camaron			1	5				2		1		9
03_03_Echeandía 1		3	1	6		1		1		2		14
03_03_Las Naves		7	19	18		1		6		9		60
03_03_Sabanetillas		3	8	16		1	1	3	1	6		39
03_04_Asunción		1		8					1	1		11
03_04_Balsapamba		5	8	4		1		1		1		20
03_04_San Miguel			2	7	1	1		1	1	3	1	17
03_04_Telimbela		1	3	4						1		9
03_05_Caluma Centro		1		3		1				1		6
03_05_Echeandía 2			8	6		3				3		20
03_05_Pasagua		1	1	1								3
03_05_Pita		3	8	6		2		4	1	4		28
03_06_Chillanes		3		3				1				7
03_06_San José del Tambo		1	3	4						2		10
03_06_San Pablo		6	5	8				2		2	1	24
Total general	2	47	93	157	1	13	2	24	11	41	10	401

Tabla D. 8.4.4 Fallas registrados en el año 2023.

2023													
Etiquetas de fila	Choques de vehículos	Daño o interferencia accidental por trabajos en vía pública o trabajos	Desastres naturales (Erupción volcánica, inundaciones,	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Fauna	Neblina / Lluvia / Granizo	Operaciones sin tensión por seguridad característica restrictiva del funcionamiento	Otros	Programadas por ampliaciones o mejoras en las redes	Vegetación (sin incluir desbroce)	Viento Fuerte, o materiales llevados por el viento	Total, general
03_01_Cdla 1 de Mayo	1				3			1				0	5
03_01_Chimbo	0			1	13	1		1	2			1	19
03_01_Maldonado		1			3	1		0				0	5
03_01_Vinchoa				2	6					2		2	12
03_02_Cuatro Esquinas	0	2		3	1			2	1		3	2	14
03_02_Guanujo					3				2				5
03_02_La Cena		2		0	3		0		1		1		7
03_02_Salinas					1								1
03_02_Simiatug		1		4	12	1		4			1	1	24
03_03_Camaron				1	6						0		7
03_03_Echeandia 1		1			4		0				1		6
03_03_Las Naves		2	1	4	16	1		2	2		3		31
03_03_Sabanetillas				6	8				1		1		16
03_04_Asunción				2	1								3
03_04_Balsapamba	0	3		8	7		0		7		3		28
03_04_San Miguel	0			3	8	1							12
03_04_Telimbela		2		5	8	1			3		4		23
03_05_Caluma Centro				0	2								2
03_05_Echeandia 2		2		2	4		0		1		2		11
03_05_Pasagua		2									1		3
03_05_Pita				2	3	1	0				1		7
Total general	1	18	1	43	112	7	0	10	20	2	21	6	241

Tabla D. 8.4.5 Fallas registrados en el año 2024.

2024																
Etiquetas de fila	Choques de vehículos	Daño o interferencia accidental por trabajos en vía pública o trabajos	Desastres naturales (Erupción volcánica, inundaciones, terremotos, Descargas Atmosféricas (Rayos))	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Falla humana	Fauna	Hurto / Vandalismo / Terrorismo	Incendios	Maniobras para localización de fallas v/o tentativas de restablecimiento de	Nebulina / Lluvia / Granizo	Operaciones sin tensión por seguridad característica restrictiva del	Otros	Vegetación (sin incluir desbroce)	Viento Fuerte, o materiales llevados por el viento	Total general	
03_01_Cdla 1 de Mayo				1							2	2	1	1	7	
03_01_Chimbo	0	2	3	3								5		4	17	
03_01_Maldonado				4		1								1	6	
03_01_Vinchoa	1	1		1								6	2	4	15	
03_02_Cuatro Esquinas	0	1	0	3					0		1	1		4	10	
03_02_Guanujo			1									1		1	3	
03_02_La Cena		1	0	5							1	6	2		15	
03_02_Salinas					1				1			1		1	4	
03_02_Simiatug		1	5	5						1		18	4	1	35	
03_03_Camaron	1	1	4	2		1				2		8	2		21	
03_03_Echeandia 1		1	3	1						0		6	2		13	
03_03_Las Naves	0	1	2	5		4				0		25	14	1	52	
03_03_Sabanetillas			2	4		2	1					4	2		15	
03_04_Asunción			1	1				1					1	1	5	
03_04_Balsapamba		1	5	8								3	7		24	
03_04_San Miguel	1			2		1						4	1		9	
03_04_Telimbela				1						1	1	2	2		7	
03_05_Caluma Centro		1	1	2		2									6	
03_05_Echeandia 2			4	4		1						12	5		26	
03_05_Pasagua			1	0								2	2		5	
03_05_Pita			3	1		1			1			3	4		13	
03_06_Chillanes			0	2	3						1	4	4	1	15	
03_06_San José del Tambo		4	1	4					1		1	5	6		22	
03_06_San Pablo	0	3	4	7								8	6	1	29	
Total, general	3	18	1	41	67	1	13	1	1	3	4	7	126	67	21	374

8.5. ANEXO E: Tablas de selección de contingencias

Tabla E. 8.5.1 Duración de las fallas según el tipo de falla.

CLASIFICACION DE TIPOS DE FALLAS	
TIPOS DE FALLAS	DURACION (h) 2020-2024
AMBIENTALES	586
CLIMATICAS	1388
MANIOBRA	194
PERTURVACIONES EN LA RED	1726
TERCEROS	692
Total	4586

Tabla E. 8.5.2 Duración de las fallas en las Subestaciones.

FALLAS VISTOS EN LAS SUBESTACIONES	
SUBESTACION	DURACION (h) 2020-2024
03_01_GUARANDA	477,2447222
03_02_GUANUJO	1018,947288
03_03_ECHEANDIA	1356,371944
03_04_COCHABAMBA	469,4629672
03_05_CALUMA	565,5459528
03_06_SICOTO	686,0236111
Total	4573,596486

Tabla E. 8.5.3 Duración de las fallas en los alimentadores.

FALLAS VISTAS EN LOS ALIMENTADORES	
ALIMENTADORES PRIMARIOS	DURACION (h) 2020-2024
03_01_Cdla Primero de Mayo	32,55805555
03_01_Chimbo	262,1680556
03_01_Maldonado	43,23
03_01_Vinchoa	140,39
03_02_Cuatro Esquinas	285,7722222
03_02_Guanujo	45,10361111
03_02_La Cena	167,8497222
03_02_Salinas	51,75111111
03_02_Simiatug	474,6206217
03_03_Camaron	126,3302778
03_03_Echeandia 1	207,7377778
03_03_Las Naves	637,5766667
03_03_Sabanetillas	386,105
03_04_Asuncion	76,35805556
03_04_Balsapamba	220,8363889
03_04_San Miguel	90,92361111
03_04_Telimbela	94,20713389
03_05_Caluma Centro	50,06956391
03_05_Echeandia 2	276,7708333
03_05_Pasagua	84,61944444
03_05_Pita	153,6325
03_06_Chillanes	162,9994444
03_06_San Jose del Tambo	169,0219444
03_06_San Pablo	345,3730556
Total	4586,005097

Tabla E. 8.5.4 Selección de las líneas de transmisión para el caso de demanda máxima usando el criterio de sensibilidad.

Líneas de Transmisión	Sensibilidad en los ramales en (MW/MW)	
	i	j
ALIM-G_4-ESQUINAS	- 0,000165240247	- 0,000000000030
ALIM-G_GUANUJO-CENTRO	- 0,000009049125	- 0,000000000030
ALIM-G_NODO-CENA	- 0,000025737389	0,000023398203
ALIM-G_SALINAS	- 0,000003125597	- 0,000000000030
ALIM-G_SIMIATUG	- 0,000217561238	- 0,000000000031
B01_BALSAPAMBA	- 0,000005379188	- 0,000000000013
CAL01_CALUMA-CENTRO	- 0,000000036724	- 0,000000000006
CALUMA_BABAHYO	- 1,049472694500	1,033130202900
CALUMA_CAL01	- 0,000014988468	0,000000036718
CALUMA_E11	- 0,000172973426	0,000115329954
CALUMA_PASAGUA	0,000000001545	- 0,000000000005
CALUMA_PITA	- 0,000007219543	- 0,000000000005
CH01_CHIMBO	- 0,000221324803	- 0,000000000023
COCHABAMABA_CALUMA	- 1,032935023000	1,028673142600
COCHABAMBA_ASUNCION	- 0,000022281253	- 0,000000000013
COCHABAMBA_B01	- 0,000009220498	0,000005379174
COCHABAMBA_SAN-MIGUEL	- 0,000022323503	- 0,000000000013
COCHABAMBA_SICOTO	- 0,000074746676	0,000058093610
COCHABAMBA_TELIMBELA	- 0,000000354760	- 0,000000000013
E02_ECHANDIA	- 0,000029073487	- 0,000000000071
E11_E22	- 0,000068300342	0,000015178212
E11_ECHANDIA	- 0,000115329960	- 0,000000000006
E22_SABANETILLAS	- 0,000015178283	- 0,000000000071
ECHANDIA_CAMARON	- 0,000025652060	- 0,000000000071
ECHANDIA_E01	- 0,000052085312	0,000029073417
ECHANDIA_LAS-NAVES	- 0,003578613003	- 0,000000000075
ECHANDIA_N11	- 0,000086318324	0,000068300271
GUANUJO_ECHANDIA	- 1,022651013400	1,003679459900
GUARANDA_1RO-MAYO	- 0,000037310986	- 0,000000000022
GUARANDA_CH01	- 0,000387292367	0,000221324780
GUARANDA_COCHABAMBA	1,034609301100	- 1,028555576100
GUARANDA_GUANUJO(1)	- 1,029378937000	1,023071726900
GUARANDA_MALDONADO	- 0,000032445478	- 0,000000000022
GUARANDA_VINCHOA	- 0,000126504852	- 0,000000000023

NODO-CENA_LA-CENA	- 0,000023398234	- 0,000000000030
RIOBAMBA_GUARANDA	- 0,004665909331	-
SICOTO_CHILLANES	- 0,000000055958	- 0,000000000013
SICOTO_LAS-GUARDIAS	0,000000000285	- 0,000000000013
SICOTO_SAN-JOSE-TAMBO	- 0,000024487506	- 0,000000000013
SICOTO_SAN_PABLO	- 0,000033550470	- 0,000000000013

Tabla E. 8.5.5 Selección de los transformadores para el caso de demanda máxima usando el criterio de sensibilidad.

Transformadores	Sensibilidad en el ramal HV en MW/MW
TR_CALUMA	- 0,000195179887
TR_COCHABAMBA_1	- 0,000010750950
TR_COCHABAMBA_2	- 0,000032068925
TR_ECHANDIA	- 0,003679460112
TR_GUANUJO	- 0,000420713566
TR_GUARANDA_1	- 0,000143689107
TR_GUARANDA_2	- 0,000420765700
TR_SICOTO	- 0,000058093636

Tabla E. 8.5.6 Selección de las líneas de transmisión para el caso de demanda media usando el criterio de sensibilidad.

Líneas de Transmisión	Sensibilidad en los ramales en (MW/MW)	
	i	j
ALIM-G_4-ESQUINAS	- 0,000034810116	- 0,000000000024
ALIM-G_GUANUJO-CENTRO	- 0,000002353289	- 0,000000000024
ALIM-G_NODO-CENA	- 0,000005965795	0,000005423684
ALIM-G_SALINAS	- 0,000000973237	- 0,000000000024
ALIM-G_SIMIATUG	- 0,000041032584	- 0,000000000024
B01_BALSAPAMBA	- 0,000000927997	- 0,000000000006
CAL01_CALUMA-CENTRO	0,000000002892	0,000000000002
CALUMA_BABAHOYO	- 0,971144890360	0,984879910100
CALUMA_CAL01	0,000001181096	- 0,000000002891
CALUMA_E11	0,000005481951	- 0,000003655240
CALUMA_PASAGUA	- 0,000000000532	0,000000000002
CALUMA_PITA	0,000000328647	0,000000000002
CH01_CHIMBO	- 0,000040668586	- 0,000000000016
COCHABAMABA_CALUMA	- 0,984886901280	0,995885058980

COCHABAMBA_ASUNCION	- 0,000002760231	- 0,000000000006
COCHABAMBA_B01	- 0,000001590572	0,000000927991
COCHABAMBA_SAN-MIGUEL	- 0,000003342388	- 0,000000000006
COCHABAMBA_SICOTO	- 0,000011283550	0,000008934945
COCHABAMBA_TELIMBELA	- 0,000000053931	- 0,000000000006
E02_ECHANDIA	- 0,000008734013	- 0,000000000062
E11_E22	- 0,000020139179	0,000004475481
E11_ECHANDIA	0,000003655242	0,000000000002
E22_SABANETILLAS	- 0,000004475543	- 0,000000000062
ECHANDIA_CAMARON	- 0,000008339930	- 0,000000000062
ECHANDIA_E01	- 0,000015646918	0,000008733951
ECHANDIA_LAS-NAVES	- 0,000804592931	- 0,000000000063
ECHANDIA_N11	- 0,000025451719	0,000020139116
GUANUJO_ECHANDIA	- 1,011784825100	1,000798246200
GUARANDA_IRO-MAYO	- 0,000008186121	- 0,000000000016
GUARANDA_CH01	- 0,000071164789	0,000040668569
GUARANDA_COCHABAMBA	1,014738093200	- 0,995870984090
GUARANDA_GUANUJO(1)	- 1,015404016900	1,011869960000
GUARANDA_MALDONADO	- 0,000007281448	- 0,000000000016
GUARANDA_VINCHOA	- 0,000012517015	- 0,000000000016
NODO-CENA_LA-CENA	- 0,000005423708	- 0,000000000024
RIOBAMBA_GUARANDA	0,000751322416	- 0,000000000001
SICOTO_CHILLANES	- 0,000000007236	- 0,000000000006
SICOTO_LAS-GUARDIAS	0,000000000124	- 0,000000000006
SICOTO_SAN-JOSE-TAMBO	- 0,000002315881	- 0,000000000006
SICOTO_SAN_PABLO	- 0,000006611969	- 0,000000000006

Tabla E. 8.5.7 Selección de los transformadores para el caso de demanda media usando el criterio de sensibilidad.

Transformadores	Sensibilidad en el ramal HV en MW/MW
TR_CALUMA	0,000006991160
TR_COCHABAMBA_1	- 0,000001167995
TR_COCHABAMBA_2	- 0,000001623412
TR_ECHANDIA	- 0,000798246383
TR_GUANUJO	- 0,000085134997
TR_GUARANDA_1	- 0,000023098663
TR_GUARANDA_2	- 0,000062300142
TR_SICOTO	- 0,000008934956

Tabla E. 8.5.8 Selección de las líneas de transmisión para el caso de demanda mínima usando el criterio de sensibilidad.

Líneas de Transmisión	Sensibilidad en los ramales en (MW/MW)	
	i	j
ALIM-G_4-ESQUINAS	- 0,000016363410	- 0,000000000021
ALIM-G_GUANUJO-CENTRO	- 0,000000981721	- 0,000000000021
ALIM-G_NODO-CENA	- 0,000001725944	0,000001569193
ALIM-G_SALINAS	- 0,000000461141	- 0,000000000021
ALIM-G_SIMIATUG	- 0,000008525720	- 0,000000000021
B01_BALSAPAMBA	- 0,000000188141	- 0,000000000003
CAL01_CALUMA-CENTRO	0,000000003735	0,000000000005
CALUMA_BABAHOYO	- 0,938234730440	0,964448434790
CALUMA_CAL01	0,000001526428	- 0,000000003730
CALUMA_E11	0,000011244700	- 0,000007497813
CALUMA_PASAGUA	- 0,000000001425	0,000000000005
CALUMA_PITA	0,000000425137	0,000000000005
CH01_CHIMBO	- 0,000010251438	- 0,000000000013
COCHABAMABA_CALUMA	- 0,964461629650	0,982694851330
COCHABAMBA_ASUNCION	- 0,000000402169	- 0,000000000003
COCHABAMBA_B01	- 0,000000322427	0,000000188139
COCHABAMBA_SAN-MIGUEL	- 0,000000587429	- 0,000000000003
COCHABAMBA_SICOTO	- 0,000001579052	0,000001240849
COCHABAMBA_TELIMBELA	- 0,000000005713	- 0,000000000003
E02_ECHANDIA	- 0,000003177767	- 0,000000000059
E11_E22	- 0,000008056090	0,000001790287

E11_ECHANDIA	0,000007497818	0,000000000005
E22_SABANETILLAS	- 0,000001790346	- 0,000000000059
ECHANDIA_CAMARON	- 0,000002816773	- 0,000000000059
ECHANDIA_E01	- 0,000005692844	0,000003177708
ECHANDIA_LAS-NAVES	- 0,000249791311	- 0,000000000059
ECHANDIA_N11	- 0,000010180988	0,000008056031
GUANUJO_ECHANDIA	- 1,007010730400	1,000215804000
GUARANDA_IRO-MAYO	- 0,000001484820	- 0,000000000013
GUARANDA_CH01	- 0,000017938345	0,000010251425
GUARANDA_COCHABAMBA	1,007385554300	- 0,982694133940
GUARANDA_GUANUJO(1)	- 1,009262444300	1,007038788200
GUARANDA_MALDONADO	- 0,000002631066	- 0,000000000013
GUARANDA_VINCHOA	- 0,000005332749	- 0,000000000013
NODO-CENA_LA-CENA	- 0,000001569213	- 0,000000000021
RIOBAMBA_GUARANDA	0,001892810515	-
SICOTO_CHILLANES	- 0,000000001152	- 0,000000000003
SICOTO_LAS-GUARDIAS	0,000000000055	- 0,000000000003
SICOTO_SAN-JOSE-TAMBO	- 0,000000430919	- 0,000000000003
SICOTO_SAN_PABLO	- 0,000000808841	- 0,000000000003

Tabla E. 8.5.9 Selección de los transformadores para el caso de demanda mínima usando el criterio de sensibilidad.

Transformadores	Sensibilidad en el ramal HV en MW/MW
TR_CALUMA	0,000013194835
TR_COCHABAMBA_1	- 0,000000050534
TR_COCHABAMBA_2	0,000000912129
TR_ECHANDIA	- 0,000215804146
TR_GUANUJO	- 0,000028057915
TR_GUARANDA_1	- 0,000005420459
TR_GUARANDA_2	- 0,000010500164
TR_SICOTO	- 0,000001240855

8.6. ANEXO F: Tabla de clasificación de contingencias

Tabla F. 8.6.1 Clasificación de las contingencias N-1 para la demanda máxima.

Contingencias	Violación de los Límites (SI/NO)	Convergencia (SI/NO)	Clasificación de la contingencia
ALIM-G_4-ESQUINAS	NO	SI	INSEGURO
ALIM-G_GUANUJO-CENTRO	NO	SI	SEGURO
ALIM-G_NODO-CENA	NO	SI	SEGURO
ALIM-G_SALINAS	NO	SI	SEGURO
ALIM-G_SIMIATUG	NO	SI	SEGURO
B01_BALSAPAMBA	NO	SI	SEGURO
CAL01_CALUMA-CENTRO	NO	SI	SEGURO
CALUMA_BABAHOYO	SI	SI	INSEGURO
CALUMA_CAL01	NO	SI	SEGURO
CALUMA_E11	NO	SI	SEGURO
CALUMA_PASAGUA	NO	SI	SEGURO
CALUMA_PITA	NO	SI	SEGURO
CH01_CHIMBO	NO	SI	SEGURO
COCHABAMABA_CALUMA	SI	SI	INSEGURO
COCHABAMBA_ASUNCION	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_B01	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_SAN-MIGUEL	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_SICOTO	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_TELIMBELA	NO	SI	SEGURO
E02_ECHANDIA	SI	SI	INSEGURO
E11_E22	SI	SI	INSEGURO
E11_ECHANDIA	NO	SI	SEGURO
E22_SABANETILLAS	SI	SI	INSEGURO
ECHANDIA_CAMARON	SI	SI	INSEGURO
ECHANDIA_E01	SI	SI	INSEGURO
ECHANDIA_LAS-NAVES	NO	SI	SEGURO
ECHANDIA_N11	SI	SI	INSEGURO
GUANUJO_ECHANDIA	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_1RO-MAYO	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_CH01	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_COCHABAMBA	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_GUANUJO(1)	NO	SI	SEGURO

GUARANDA_MALDONADO	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_VINCHOA	NO	SI	SEGURO
NODO-CENA_LA-CENA	NO	SI	SEGURO
RIOBAMBA_GUARANDA	SI	NO	COLAPSO
SICOTO_CHILLANES	NO	SI	SEGURO
SICOTO_LAS-GUARDIAS	NO	SI	SEGURO
SICOTO_SAN-JOSE-TAMBO	NO	SI	SEGURO
SICOTO_SAN_PABLO	NO	SI	SEGURO
TR_CALUMA	NO	SI	SEGURO
TR_COCHABAMBA_1	NO	SI	SEGURO
TR_COCHABAMBA_2	SI	SI	INSEGURO
TR_ECHANDIA	NO	SI	SEGURO
TR_GUANUJO	NO	SI	SEGURO
TR_GUARANDA_1	NO	SI	SEGURO
TR_GUARANDA_2	SI	NO	COLAPSO
TR_SICOTO	NO	SI	SEGURO

Tabla F. 8.6.2 Clasificación de las contingencias N-1 para la demanda media.

Contingencias	Violación de los Límites (SI/NO)	Convergencia (SI/NO)	Clasificación de la contingencia
ALIM-G_4-ESQUINAS	NO	SI	SEGURO
ALIM-G_GUANUJO-CENTRO	NO	SI	SEGURO
ALIM-G_NODO-CENA	NO	SI	SEGURO
ALIM-G_SALINAS	NO	SI	SEGURO
ALIM-G_SIMIATUG	NO	SI	SEGURO
B01_BALSAPAMBA	NO	SI	SEGURO
CAL01_CALUMA-CENTRO	NO	SI	SEGURO
CALUMA_BABAHOYO	NO	SI	SEGURO
CALUMA_CAL01	NO	SI	SEGURO
CALUMA_E11	NO	SI	SEGURO
CALUMA_PASAGUA	NO	SI	SEGURO
CALUMA_PITA	NO	SI	SEGURO
CH01_CHIMBO	NO	SI	SEGURO
COCHABAMABA_CALUMA	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_ASUNCION	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_B01	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_SAN-MIGUEL	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_SICOTO	NO	SI	SEGURO

COCHABAMBA_TELIMBELA	NO	SI	SEGURO
E02_ECHANDIA	NO	SI	SEGURO
E11_E22	NO	SI	SEGURO
E11_ECHANDIA	NO	SI	SEGURO
E22_SABANETILLAS	NO	SI	SEGURO
ECHANDIA_CAMARON	NO	SI	SEGURO
ECHANDIA_E01	NO	SI	SEGURO
ECHANDIA_LAS-NAVES	NO	SI	SEGURO
ECHANDIA_N11	NO	SI	SEGURO
GUANUJO_ECHANDIA	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_IRO-MAYO	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_CH01	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_COCHABAMBA	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_GUANUJO(1)	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_MALDONADO	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_VINCHOA	NO	SI	SEGURO
NODO-CENA_LA-CENA	NO	SI	SEGURO
RIOBAMBA_GUARANDA	SI	SI	INSEGURO
SICOTO_CHILLANES	NO	SI	SEGURO
SICOTO_LAS-GUARDIAS	NO	SI	SEGURO
SICOTO_SAN-JOSE-TAMBO	NO	SI	SEGURO
SICOTO_SAN_PABLO	NO	SI	SEGURO
TR_CALUMA	NO	SI	SEGURO
TR_COCHABAMBA_1	NO	SI	SEGURO
TR_COCHABAMBA_2	NO	SI	SEGURO
TR_ECHANDIA	NO	SI	SEGURO
TR_GUANUJO	NO	SI	SEGURO
TR_GUARANDA_1	NO	SI	SEGURO
TR_GUARANDA_2	NO	SI	SEGURO
TR_SICOTO	NO	SI	SEGURO

Tabla F. 8.6.3 Clasificación de las contingencias N-1 para la demanda mínima.

Contingencias	Violación de los Límites (SI/NO)	Convergencia (SI/NO)	Clasificación de la contingencia
ALIM-G_4-ESQUINAS	NO	SI	SEGURO
ALIM-G_GUANUJO-CENTRO	NO	SI	SEGURO
ALIM-G_NODO-CENA	NO	SI	SEGURO
ALIM-G_SALINAS	NO	SI	SEGURO
ALIM-G_SIMIATUG	NO	SI	SEGURO
B01_BALSAPAMBA	NO	SI	SEGURO
CAL01_CALUMA-CENTRO	NO	SI	SEGURO

CALUMA_BABAHOYO	NO	SI	SEGURO
CALUMA_CAL01	NO	SI	SEGURO
CALUMA_E11	NO	SI	SEGURO
CALUMA_PASAGUA	NO	SI	SEGURO
CALUMA_PITA	NO	SI	SEGURO
CH01_CHIMBO	NO	SI	SEGURO
COCHABAMABA_CALUMA	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_ASUNCION	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_B01	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_SAN-MIGUEL	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_SICOTO	NO	SI	SEGURO
COCHABAMBA_TELIMBELA	NO	SI	SEGURO
E02_ECHANDIA	NO	SI	SEGURO
E11_E22	NO	SI	SEGURO
E11_ECHANDIA	NO	SI	SEGURO
E22_SABANETILLAS	NO	SI	SEGURO
ECHANDIA_CAMARON	NO	SI	SEGURO
ECHANDIA_E01	NO	SI	SEGURO
ECHANDIA_LAS-NAVES	NO	SI	SEGURO
ECHANDIA_N11	NO	SI	SEGURO
GUANUJO_ECHANDIA	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_IRO-MAYO	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_CH01	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_COCHABAMBA	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_GUANUJO(1)	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_MALDONADO	NO	SI	SEGURO
GUARANDA_VINCHOA	NO	SI	SEGURO
NODO-CENA_LA-CENA	NO	SI	SEGURO
RIOBAMBA_GUARANDA	NO	SI	SEGURO
SICOTO_CHILLANES	NO	SI	SEGURO
SICOTO_LAS-GUARDIAS	NO	SI	SEGURO
SICOTO_SAN-JOSE-TAMBO	NO	SI	SEGURO
SICOTO_SAN_PABLO	NO	SI	SEGURO
TR_CALUMA	NO	SI	SEGURO
TR_COCHABAMBA_1	NO	SI	SEGURO
TR_COCHABAMBA_2	NO	SI	SEGURO
TR_ECHANDIA	NO	SI	SEGURO
TR_GUANUJO	NO	SI	SEGURO
TR_GUARANDA_1	NO	SI	SEGURO
TR_GUARANDA_2	NO	SI	SEGURO
TR_SICOTO	NO	SI	SEGURO

8.7. ANEXO G: Tabla de análisis de contingencias

Tabla G. 8.7.1 Análisis de Contingencias N-1 por violación de los límites del nivel de voltaje de 0.95 p.u para la demanda máxima.

Nombre de la Contingencia	Elementos afectados	Voltaje en p.u			Nombre de la Reparación
		Antes	Después	Acción Correctiva	
1_ALIM-G_4-ESQUINAS	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,94	0,94	0,96	1_Accion_Reparacion
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,93	0,95	
2_CALUMA_BABAHOYO	BUS_69_KV	1,00	1,00	1,00	2_Accion_Reparacion + 1_Accion_Reparacion
	S/B_BB_69_KV	1,00	1,00	1,00	
	S/B_CALUMA_69_KV	0,97	0,90	0,97	
	S/B_C_69_KV	0,96	0,91	0,97	
	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,94	0,90	0,96	
	S/B_G-C_69	0,96	0,92	0,97	
	S/B_G-GJ_69	0,96	0,92	0,97	
	S/B_GJ_69_KV	0,95	0,92	0,97	
	S/B_SICOTO_69_KV	0,96	0,90	0,96	
	ALIM_CALUMA_13.8_KV	0,95	0,88	0,95	
	ALIM_C_13.8_KV	0,96	0,90	0,96	
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,89	0,95	
	ALIM_GJ_13.8_KV	0,95	0,91	0,96	
	ALIM_GUARANDA_13.8_KV	0,95	0,92	0,96	
	ALIM_SICOTO_13.8_KV	0,95	0,90	0,96	
3_COCHABAMABA_CALUMA	BUS_69_KV	1,00	1,00	1,00	2_Accion_Reparacion + 1_Accion_Reparacion
	S/B_BB_69_KV	1,00	1,00	1,00	
	S/B_CALUMA_69_KV	0,97	0,99	1,00	
	S/B_C_69_KV	0,96	0,93	0,97	
	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,94	0,92	0,96	

	S/B_G-C_69	0,96	0,94	0,97	
	S/B_G-GJ_69	0,96	0,94	0,97	
	S/B_GJ_69_KV	0,95	0,94	0,97	
	S/B_SICOTO_69_KV	0,96	0,93	0,96	
	ALIM_CALUMA_13.8_KV	0,95	0,97	0,98	
	ALIM_C_13.8_KV	0,96	0,93	0,96	
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,91	0,95	
	ALIM_GJ_13.8_KV	0,95	0,93	0,96	
	ALIM_GUARANDA_13.8_KV	0,95	0,93	0,96	
	ALIM_SICOTO_13.8_KV	0,95	0,92	0,96	
4_E02_ECHANDIA	S/B_GJ_69_KV	0,94	0,94	0,96	1_Accion_Reparacion
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,93	0,95	
5_E11_E22	S/B_GJ_69_KV	0,95	0,96	0,97	1_Accion_Reparacion
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,93	0,96	
6_E22_SABANETILLAS	S/B_GJ_69_KV	0,95	0,96	0,97	1_Accion_Reparacion
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,93	0,96	
7_ECHANDIA_CAMARON	S/B_GJ_69_KV	0,95	0,96	0,97	1_Accion_Reparacion
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,93	0,95	
8_ECHANDIA_E01	S/B_GJ_69_KV	0,95	0,96	0,97	1_Accion_Reparacion
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,93	0,96	
9_ECHANDIA_N11	S/B_GJ_69_KV	0,95	0,96	0,97	1_Accion_Reparacion
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,93	0,96	
10_TR_COCHABAMBA_2	ALIM_C_13.8_KV	0,96	0,94	0,96	3_TR_Accion_Reparacion + 1_Accion_Reparacion
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,92	0,95	
11_TR_GUARANDA_2	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,94	0,93	0,96	4_TR_Accion_Reparacion + 1_Accion_Reparacion
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	0,92	0,95	
	ALIM_GUARANDA_13.8_KV	0,95	0,92	0,95	

Tabla G. 8.7.2 Análisis de Contingencias N-1 por dejar fuera de servicio a las subestaciones de Echeandía y Sicoto para la demanda máxima, media y mínima.

Nombre de la Contingencia	Elementos afectados	Voltaje en p.u.		
		Antes	Después	Acción correctiva
C69_GUANUJO_ECHEANDIA	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,92	-	0,95
	ALIM_GJ_13.8_KV	0,95	-	0,96
	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,94	-	0,96
	S/B_GJ_69_KV	0,95	-	0,96
C69_COCHABAMBA_SICOTO	ALIM_SICOTO_13.8_KV	0,96	-	0,97
	S/B_SICOTO_69_KV	0,96	-	0,97
DEMANDA MEDIA				
C69_GUARANDA_GUANUJO(1)	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,96	-	0,96
	ALIM_GJ_13.8_KV	0,97	-	0,97
	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,96	-	0,97
	S/B_GJ_69_KV	0,97	-	0,98
C69_COCHABAMBA_SICOTO	ALIM_SICOTO_13.8_KV	0,97	-	0,97
	S/B_SICOTO_69_KV	0,97	-	0,98
DEMANDA MINIMA				
LN_GUARANDA_GUANUJO(1)	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,97	-	0,97
	ALIM_GJ_13.8_KV	0,98	-	0,97
	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,98	-	0,98
	S/B_GJ_69_KV	0,98	-	0,97
LN_COCHABAMBA_SICOTO	ALIM_SICOTO_13.8_KV	0,98	-	0,98
	S/B_SICOTO_69_KV	0,98	-	0,98

Tabla G. 8.7.3 Análisis de Contingencias N-1 por violación de los límites del nivel de voltaje de 0.95 p.u para la demanda media.

Nombre de la Contingencia	Elementos afectados	Voltaje en p.u.			Nombre de la Reparación
		Antes	Después	Acción correctiva	
1_RIOBAMBA_G UARANDA	ALIM_CALUMA_13.8_KV	0,97	0,95	0,98	2_Accion_Reparacion
	ALIM_C_13.8_KV	0,98	0,94	0,98	
	ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	0,96	0,91	0,96	
	ALIM_GJ_13.8_KV	0,97	0,93	0,97	
	ALIM_GUARANDA_13.8_KV	0,97	0,93	0,97	
	ALIM_SICOTO_13.8_KV	0,97	0,94	0,98	
	BUS_69_KV	1,00	1,00	1,00	
	S/B_BB_69_KV	1,00	1,00	1,00	
	S/B_CALUMA_69_KV	0,98	0,96	0,99	
	S/B_C_69_KV	0,98	0,95	0,98	
	S/B_ECHEANDIA_69_KV	0,96	0,92	0,96	
	S/B_G-C_69	0,98	0,93	0,98	
	S/B_G-GJ_69	0,98	0,93	0,98	
	S/B_GJ_69_KV	0,97	0,93	0,97	
	S/B_SICOTO_69_KV	0,97	0,94	0,98	

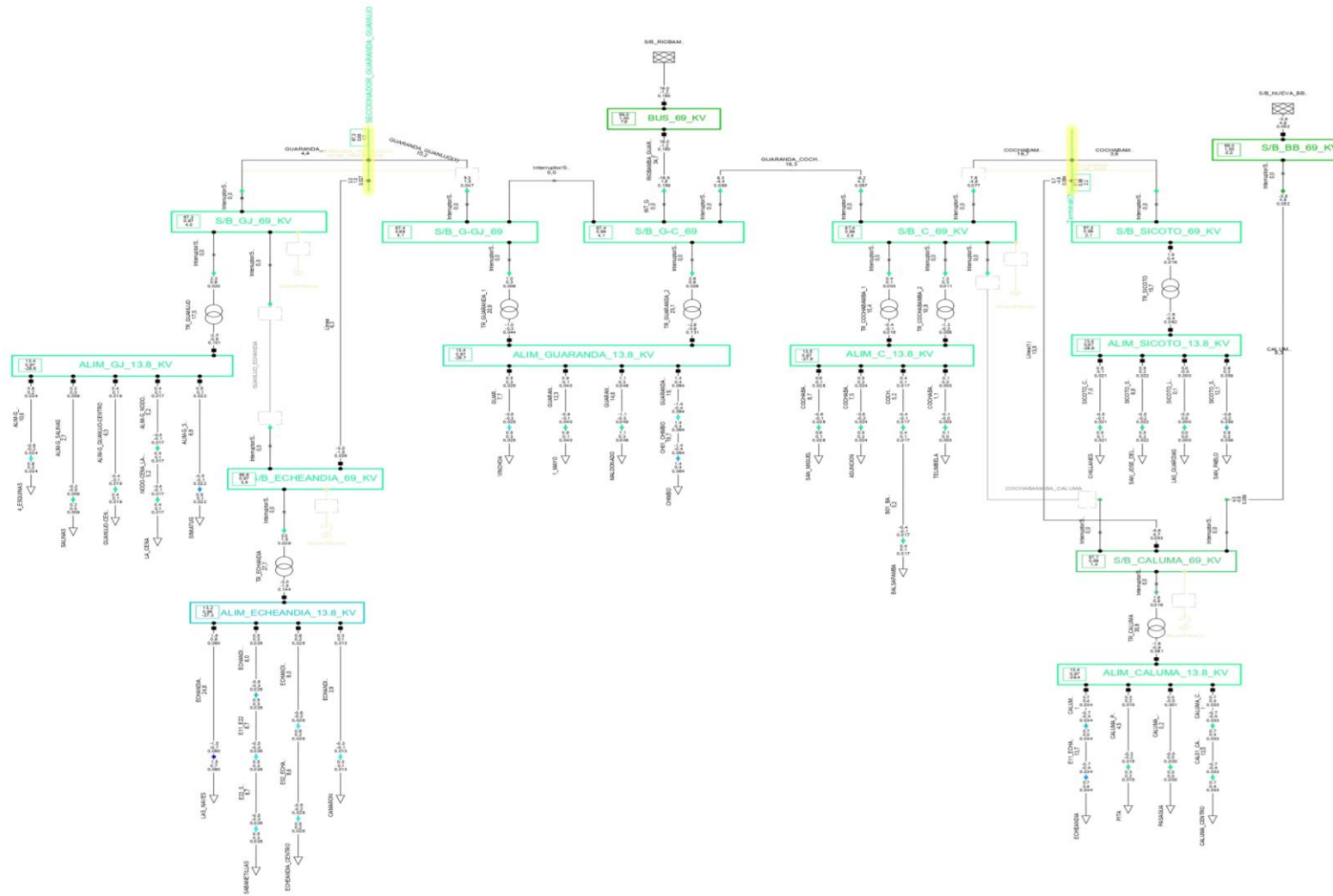


Figura G 41 Sistema eléctrico de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP con seccionadores.

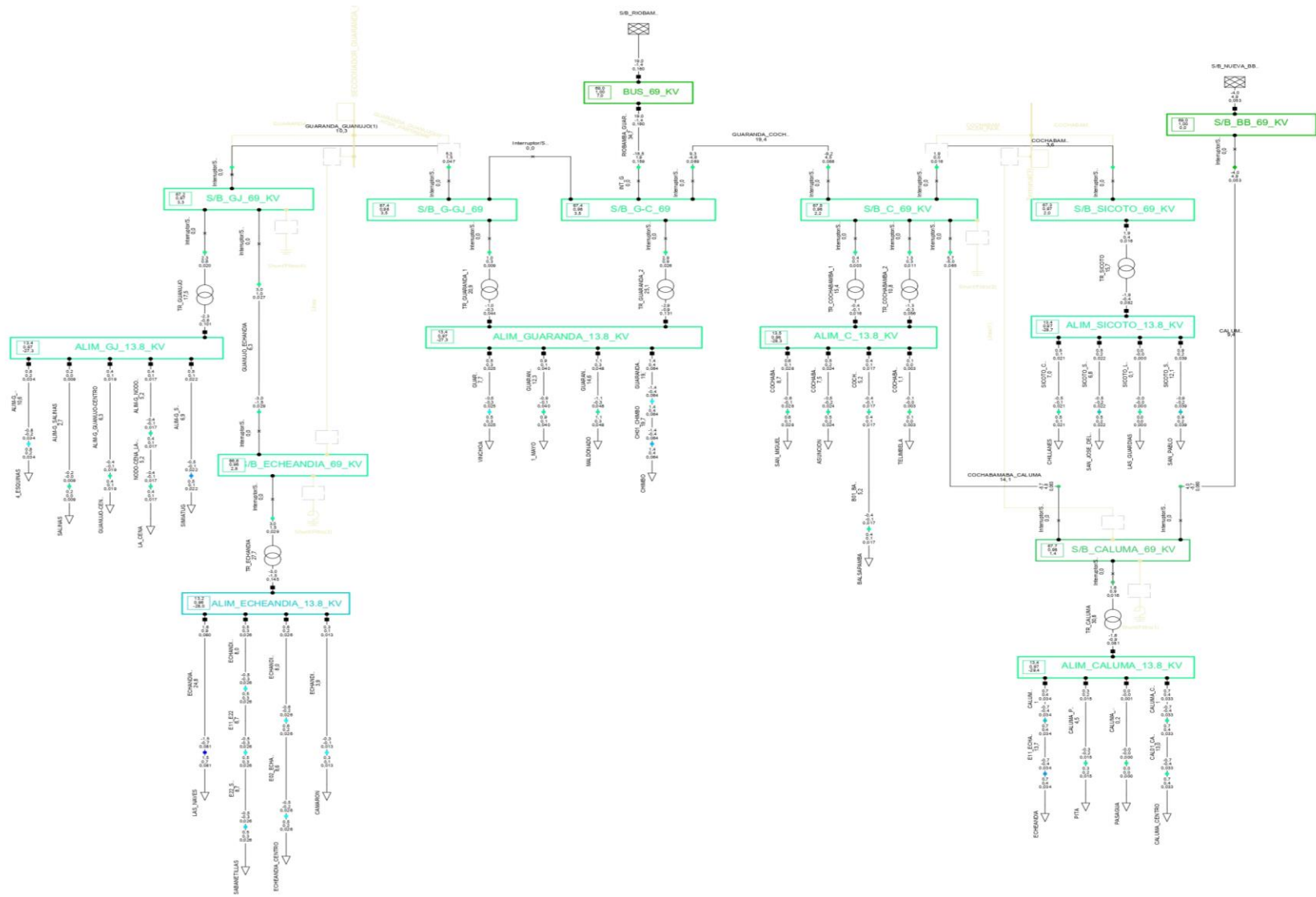


Figura G 42 Sistema eléctrico de la Unidad de Negocios Bolívar CNEL EP sin seccionadores.

8.8. ANEXO H: Tabla de acciones correctivas frente a contingencias N-1

Tabla H. 8.8.1 Tabla de posibles maniobras frente a las contingencias seleccionadas para la demanda mínima, media y máxima.

Contingencia	DEMANDA MIN			DEMANDA MED			DEMANDA MAX		
	Código de Reparación	Efecto	Acciones Correctivas	Código de Reparación	Efecto	Acciones Correctivas	Código de Reparación	Efecto	Acciones Correctivas
1_RIOBAMBA_GUARANDA	No se analiza ya que el sistema no se ve afectado por variaciones de voltaje			2_Accion_Reparacion	se desconecta la línea, Existe caídas de tensión en las subestaciones y aguas abajo en los alimentadores las subestaciones y alimentadores más lejanas presentan niveles de voltaje inferior a 0,95 p.u.	Conectar un banco de capacitores en la barra S/B_GJ_69_KV y la barra S/B_C_69_KV inyectando 2,88 Mvar cada una.	No analizado debido a un colapso total del sistema eléctrico.		
2_CALUMA_BABAH OYO	No se analiza ya que el sistema no se ve afectado			No se analiza ya que el sistema no sufre ningún cambio anormal			2_Accion_Reparacion + 1_Accion_Reparacion	Perfiles de tensión bajo en las barras del sistema. Potencia activa y reactiva se ven afectados por la salida de la alimentación lado Sur.	Se inserta banco de capacitores en la barra S/B_ECHEANDIA_69_KV, S/B_GJ_69_KV y la barra S/B_C_69_KV inyectando 2,88 Mvar cada una.

3_COCHABAMABA _CALUMA	No se analiza ya que el sistema no se ve afectado	No se analiza ya que el sistema no sufre ningún cambio anormal	2_Accion_Reparacion + 1_Accion_Reparacion	Presenta violaciones de niveles de voltaje tanto en las subestaciones y aguas abajo con excepción de la barra S/B_CALUMA_69_KV y la barra ALIM_CALUMA_13.8_KV estas tienen un mejor voltaje por ya que se separa de la alimentación Norte y quedando alimentado del Lado Sur,	Mejoramiento del perfil de voltaje con un banco de capacitores en la barra S/B_ECHEANDIA_69_KV, S/B_GJ_69_KV y la barra S/B_C_69_KV inyectando 2,88 Mvar cada una.
4_E02_ECHANDIA	No se analiza ya que el sistema no se ve afectado	No se analiza ya que el sistema no sufre ningún cambio anormal	1_Accion_Reparacion	Tensiones bajas en el bus S/B_GJ_69_KV y la barra ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	Se insertar un banco de condensador de 2.88 Mvar en la barra S/B_ECHEANDIA_69_KV
5_E11_E22			1_Accion_Reparacion o 1_SECCIONADOR	Las cinco contingencias presentan efectos similares, violación del límite de voltaje en los alimentadores aguas arriba	se satisface con la demanda y se mejora el perfil de tensiones usando un banco de capacitores en el bus ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV inyectando 3,84 Mvar
6_E22_SABANETILLAS					
7_ECHEANDIA_CAMARON					
8_ECHEANDIA_E01					
9_ECHEANDIA_N11					

10_TR_COCHABAM BA_2	No se analiza ya que el sistema no se ve afectado	No se analiza ya que el sistema no sufre ningún cambio anormal	3_TR_Accion_Reparacion + 1_Accion_Reparacion	TR_COCHABAMB A_2 fuera de servicio, sobrecarga en el transformador TR_COCHABAMB A_1 además se dan caídas de tensión en las barras ALIM_ECHEANDI A_13.8_KV	Mejoramiento de voltajes con un banco de capacitores en S/B_ECHEANDIA_69_KV de 3,88 Mvar, además se coloca un transformador en paralelo con TR_COCHABAMB A_1
11_TR_GUARANDA _2	No se analiza ya que el sistema no se ve afectado	No se analiza ya que el sistema no sufre ningún cambio anormal	4_TR_Accion_Reparacion + 1_Accion_Reparacion	TR_GUARANDA_2 fuera de servicio, sobrecarga en el transformador TR_GUARANDA_1 además se dan caídas de tensión en las barras ALIM_GUARANDA_13.8_KV, S/B_ECHEANDIA_69_KV y ALIM_ECHEANDI A_13.8_KV	Mejoramiento de voltajes con un banco de capacitores en S/B_ECHEANDIA_69_KV de 3,88 Mvar, además se coloca un transformador en paralelo con TR_GUARANDA_1

C69_GUARANDA_G UANUJO(1)	1_SEC_GDA _GJ	Deja fuera de servicio a las barras S/B_ECHEANDIA_69_KV y elementos aguas abajo como transformadores y cargas conectados al alimentador de ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	Se coloca un seccionador en la línea GUARANDA_GUANUJO(1) para mejorar el perfil de tensiones	1_SEC_GDA _GJ	Deja fuera de servicio a las barras S/B_ECHEANDIA_69_KV y elementos aguas abajo como transformadores y cargas conectados al alimentador de ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	Se coloca un seccionador en la línea GUARANDA_GUANUJO(1) para mejorar el perfil de tensiones	1_SECCIONAD OR + 1_Accion_Reparacion	Deja fuera de servicio a las barras S/B_ECHEANDIA_69_KV y elementos aguas abajo como transformadores y cargas conectados al alimentador de ALIM_ECHEANDIA_13.8_KV	Se coloca un seccionador en la línea GUARANDA_GUANUJO(1) para mejorar el perfil de tensiones y un banco de condensadores en la subestación de S/B_ECHEANDIA_69_KV de 2,88 Mvar
C69_COCHABAMBA _SICOTO	2_SEC_CO_S ICOTO	Líneas des energizada y subestación S/B_SICOTO_69_KV fuera de servicio des energizando todos los elementos conectados aguas abajo	Se coloca un seccionador en la línea COCHABAMBA_SICOTO_a para mejorar el perfil de tensiones y la subestación de Sicoto quede alimentado del lado Sur	2_SEC_CO_S ICOTO	Líneas, des energizada y subestación S/B_SICOTO_69_KV fuera de servicio des energizando todos los elementos conectados aguas abajo	Se coloca un seccionador en la línea COCHABAMBA_SICOTO_a para mejorar el perfil de tensiones y la subestación de Sicoto quede alimentado del lado Sur	1_SECCIONAD OR + 2_Accion_Reparacion	Deja fuera de servicio a la subestación S/B_SICOTO_69_KV des energizando todos los elementos conectados aguas abajo	Para mejorar el perfil de voltajes banco de capacitores en la subestación de S/B_ECHEANDIA_69_KV de 2,88 Mvar, además para que la subestación quede alimentada del lado Sur se implementa seccionadores en la línea COCHABAMBA_SICOTO_a

8.9. ANEXO I: Procedimiento operativo en caso de contingencias

Tabla I: 8.9.1 Procedimiento operacional ante una contingencia.

Pasos	Tiempo Estimado (min)	Procedimiento, caso de Contingencia N-1
1	10	Se visualiza que no exista voltaje en el elemento donde ocurrió la falla.
2	2	El operador de la subestación más cercana confirma la falta de voltaje.
3	2	Se informa que se produjo la apertura del disyuntor de la posición de la falla y realizar maniobras para el cierre.
4	5	Se confirma el cierre del disyuntor de la posición de la falla.
5	2	El operador de s/e la mana informa que no existe señal de voltaje y que se encuentran cerrados todos los disyuntores.
6	1	Se solicita a la Subestación confirmar que se encuentra cerrado el disyuntor.
7	2	Se comunica a la central más cercana que van a abrir el disyuntor a través de una la maniobra de cierre
8	9	Se informa a la central si tuvieron inconvenientes al momento de cerrar el disyuntor
9	1	El jefe de operadores solicita que se abra el disyuntor de equivalente de la subestación
10	1	El operador confirma que se encuentra abierto el disyuntor
11	12	Solicita a operador de realizar la apertura los disyuntores de los primarios
12	3	Se informa que se encuentran abiertos los disyuntores de los primarios
13	13	Se comunica que se va a cerrar el disyuntor
14	3	El operador realiza el cierre del interruptor y verifica la presencia de voltaje
15	1	Se solicita autorización a la subestación para cerrar los disyuntores de los primarios
16	2	Se comunica que se restableció la carga sin novedades

8.10. ANEXO J: Tablas de confiabilidad

Tabla J. 8.10.1 Número de clientes por cada alimentador.

SUBESTACION	ALIMENTADOR-CARGA	CLIENTES POR ALIMENTADOR
CALUMA	CALUMA-CENTRO	2373
	CALUMA-ECHEANDIA	2465
	CALUMA-PASAGUA	463
	CALUMA-PITA	2100
COCHABAMBA	COCHABAMBA-ASUNCION	1884
	COCHABAMBA-BALSAPAMBA	1622
	COCHABAMBA-SAN MIGUEL	4033
	COCHABAMBA-TELIBELA	210
ECHEAND	ECHEANDIA - LAS NAVES	5799
	ECHEANDIA-CAMARON	1450
	ECHEANDIA-CENTRO	2345
	ECHEANDIA-SABANETILLAS	2190
GUANUJO	GUANUJO-CENTRO	3885
	GUANUJO-CUATRO ESQUINAS	4255
	GUANUJO-LA CENA	3056
	GUANUJO-SALINAS	507
	GUANUJO-SIMIATUG	6357
GUARANDA	GUARANDA-1 DE MAYO	1885
	GUARANDA-CHIMBO	6841
	GUARANDA-MALDONADO	4339
	GUARANDA-VINCHOA	3068
SICOTO	SICOTO-CHILLANES	4765
	SICOTO-SAN JOSE TAMBO	2194
	SICOTO-SAN PABLO	4830
	Total	72916

Tabla J. 8.10.2 Tasa de fallas en cada Subestación.

	AÑOS EVALUADOS	DURACION DE FALLAS (H)	NUMERO DE FALLAS	LAMBDA FALLAS/AÑO	TIEMPO MEDIO DE REPARACION (H)/FALLA	SAIFI
03_01_GUARANDA	4	477,244722	443	110,75	1,077301856	1,21369863
03_02_GUANUJO	4	1018,947288	707	176,75	1,441226716	1,936986301
03_03_ECHEANDIA	4	1356,371944	888	222	1,527445883	2,432876712
03_04_COCHABAMBA	4	469,462967	424	106	1,107223979	1,161643836
03_05_CALUMA	4	565,545953	486	121,5	1,1636748	1,331506849
03_06_SICOTO	4	698,432222	398	99,5	1,75485483	1,090410959
TOTAL		4586,005097	3346	836,5	8,071728065	9,167123288